

Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque

THÈSE

présentée et soutenue publiquement le 10 décembre 2004

pour l'obtention du

Doctorat de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers

discipline: Electronique Electrotechnique et Automatique

par

Yann PANKOW

Composition du jury

<i>Président :</i>	J. P. Hautier	ENSAM, L2EP
<i>Rapporteurs :</i>	S. Bacha	ENSIEG, LEG
	M. Fadel	ENSEEIH, LEEI
<i>Examineurs :</i>	P. Delarue	USTL, L2EP
	B. François	Co-encadrant, ECL, L2EP
	B. Robyns	Directeur de thèse, HEI, L2EP
<i>Invités :</i>	A. Aïtouche	HEI, LAGIS
	E. Dejaeger	Laborelec

Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque

THÈSE

présentée et soutenue publiquement le 10 décembre 2004

pour l'obtention du

Doctorat de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers

discipline: Electronique Electrotechnique et Automatique

par

Yann PANKOW

Composition du jury

<i>Président :</i>	J. P. Hautier	ENSAM, L2EP
<i>Rapporteurs :</i>	S. Bacha	ENSIEG, LEG
	M. Fadel	ENSEEIH, LEEI
<i>Examineurs :</i>	P. Delarue	USTL, L2EP
	B. François	Co-encadrant, ECL, L2EP
	B. Robyns	Directeur de thèse, HEI, L2EP
<i>Invités :</i>	A. Aïtouche	HEI, LAGIS
	E. Dejaeger	Laborelec

Remerciements

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué au Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP) dans le cadre du Centre National de Recherche Technologique (CNRT) sur le site de l'Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur.

Je remercie Michel Vittu, Directeur de l'Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur, pour la qualité de l'environnement matériel mis à ma disposition et le contexte favorable dans lequel s'est déroulée ma thèse.

Je remercie Bruno François, Maître de Conférences à l'Ecole Centrale de Lille, Habilité à Diriger des Recherches, pour avoir co-encadré et guidé tout au long de mes travaux. Je le remercie également de son aide importante au moment de la rédaction et de l'impression de ce mémoire.

Je remercie Benoît Robyns, Professeur à l'Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur, Responsable de l'équipe "Réseaux Electriques et Systèmes Energétiques" du L2EP, pour avoir encadré cette thèse, pour tout le soutien qu'il a bien voulu m'accorder tout au long de ce travail. Je remercie Benoît Robyns pour la qualité des discussions qui ont ponctué ce travail, pour sa confiance sans cesse renouvelée et pour cette capacité d'enthousiasme sans laquelle ce travail n'aurait peut-être pas abouti.

Pour leur participation à l'évaluation scientifique de ces travaux, je tiens également à remercier :

- Jean-Paul Hautier, Professeur à l'ENSAM CER de Lille, Directeur du L2EP, Directeur de la Recherche de l'ENSAM, qui m'a fait l'honneur de présider mon jury de thèse.
- S. Bacha, Professeur à l'ENSIEG, Responsable de l'équipe "Systèmes et Réseaux électriques" du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, qui a accepté d'être rapporteur dans des délais très contraignants et dont les nombreuses remarques ont fortement influé à la fois la forme et le fond de ce document, mais aussi le jugement scientifique que je porte aujourd'hui sur ce travail,
- M. Fadel, Professeur à ENSEEIHT, Responsable de l'équipe "Commande des Systèmes Electriques" du Laboratoire d'Électrotechnique et d'Électronique Industrielle de Toulouse, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail en acceptant de le juger dans des délais très contraignants.
- E. Dejaeger, Responsable du département "Power Quality" de Laborelec, pour avoir participé aux travaux depuis le début et pour sa participation au jury,
- P. Delarue, Maître de Conférence à l'USTL, pour son aide importante lors de l'étude des systèmes de synchronisation au réseau et des systèmes anti-îlotage. Ce travail n'aurait pas pu être réalisé sans lui. Ses remarques constructives et ses conseils ont contribué à améliorer la qualité de ce mémoire,
- A. Aïtouche, Enseignant Chercheur à l'Ecole des Hautes Etudes d'Ingénieur, Membre du Laboratoire d'Automatique Génie Informatique et Signal, pour la qualité des discussions scientifiques durant ces trois années, ses conseils précieux qui m'ont permis d'avancer dans ce travail.

Je tiens à remercier Xavier Guillaud, Professeur à l'Ecole Centrale, animateur du projet "Futurelec 1" du CNRT pour les conseils qu'il m'a prodigués tout au long de ce travail.

En dehors du contexte purement scientifique de ce travail, ces trois années ont été également l'occasion de rencontres, d'échanges et de moments de convivialité; je tenais également à remercier tous ceux ayant contribué à cette bonne ambiance et particulièrement Ludovic Leclercq, François Gionco, Vincent Rogez, David Broutin, Pierre-Emmanuel Dumont, à l'équipe enseignante d'HEI, Arnaud Davigny, Aymeric Ansel, Christophe Saudemont et Medhi Nasser.

Je tenais également à remercier les chercheurs du Laboratoire des Systèmes Electrotechniques et Environnement de la Faculté des Sciences Appliquées de Béthune, Fabrice Demailly, Fabien Lacressonnière, Stéphane Duchesne, Claude Saligot ainsi que l'équipe enseignante du département Génie Electrique pour m'avoir accueilli en tant qu'ATER.

Enfin, pour la patience, le soutien et la compréhension qu'elle m'a témoigné tout au long de ce travail, je remercie Béatrice, mon épouse. Ce mémoire lui est dédié.

à mon épouse, Béa

Table des matières

Introduction générale	1
<hr/> <hr/>	
I État de l'art	5
<hr/> <hr/>	
Introduction de la première partie	7
1 Modélisation et commande de la connexion au réseau	9
1.1 Introduction	9
1.2 Du Graphe Informationnel de Causalité à la Représentation Energétique Macroscopique	10
1.2.1 Le Graphe Informationnel Causal	10
1.2.2 La Représentation Energétique Macroscopique	12
1.3 L'onduleur monophasé	14
1.3.1 Description et analyse	14
1.3.2 Modélisation de la partie opérative	15
1.3.3 Commandabilité et observabilité	18
1.3.4 Objectifs et architecture du dispositif de commande	19
1.3.5 Synthèse de l'algorithme de commande de la partie opérative	20
1.4 L'onduleur triphasé	22
1.4.1 La modélisation de la partie opérative	23
1.4.2 La commande	24
1.5 Conclusion	26
2 Synthèse sur les systèmes anti-îlotage	27
2.1 Introduction	27
2.2 Les méthodes passives	28
2.2.1 Protection à seuil de tension et les protections à seuil de fréquence	28
2.2.2 Détection d'harmoniques de tension	31
2.2.3 Détection du saut de vecteur	32

2.3	Les méthodes actives	34
2.3.1	Mesure d'impédance	34
2.3.2	Slip Mode frequency Shift : SMS	35
2.3.3	Sandia : SFS + SVS	37
2.4	Méthodes au niveau du réseau	39
2.4.1	Méthodes utilisant des moyens de communication	39
2.4.2	SCADA : Supervisory Control and Data Acquisition	40
2.5	Conclusion	41
Conclusion de la première partie		43
<hr/> <hr/>		
II Influences du réseau sur l'onduleur et de l'onduleur sur le réseau		45
<hr/> <hr/>		
Introduction de la deuxième partie		47
1	La synchronisation des courants références	49
1.1	Introduction	49
1.2	La boucle à verrouillage de phase dans le cas d'un réseau monophasé	50
1.2.1	Principe de fonctionnement d'une PLL analogique	50
1.2.2	Les autres possibilités	51
1.3	La boucle à verrouillage de phase dans le cas d'un réseau triphasé	53
1.3.1	La PLL dans le domaine de Park	53
1.3.2	La PLL SVF	55
1.3.3	La PLL SVF étendue	57
1.4	Analyse du comportement des différentes PLL lors de défauts réseaux	59
1.4.1	Comportement des différentes PLL lors d'un creux de tension monophasé	59
1.4.2	Comportement des différentes PLL lors d'une pollution harmonique	62
1.4.3	Comportement des différentes PLL lors d'un saut de phase	64
1.4.4	Comportement des différentes PLL lors d'une variation de fréquence	65
1.5	Conclusion	66
2	Intégration dans la commande d'un onduleur d'un système anti-ilotage	67
2.1	Introduction	67
2.2	L'ENS 26	68
2.2.1	Présentation du relais	68
2.2.2	Connexion du relais au réseau	69
2.2.3	Fonctionnement interne du relais	69
2.2.4	Connexion d'un alternateur	69

2.2.5	Essais d'îlotage, conformité du relais vis-à-vis des normes	70
2.3	Intégration dans la commande d'un onduleur	75
2.3.1	Ajout du train d'onde de courant	75
2.3.2	Surveillance de la fréquence	76
2.3.3	Surveillance des tensions efficaces du réseau	77
2.3.4	Mise en fonctionnement du système anti îlotage	77
2.4	Conclusion	82
Conclusion de la deuxième partie		83

III	Application aux systèmes photovoltaïques	85
------------	---	-----------

Introduction de la troisième partie	87
--	-----------

1	Généralités sur les systèmes photovoltaïques	89
----------	---	-----------

1.1	Introduction	89
1.2	La production photovoltaïque, le principe	90
1.2.1	Généralités	90
1.2.2	Le principe	90
1.2.3	Caractéristiques électriques des photopiles	91
1.2.4	Association des photopiles : Générateur solaire	95
1.3	Les différents types de systèmes photovoltaïques	98
1.3.1	Structure générale d'un système photovoltaïque	98
1.3.2	Système PV connecté directement au réseau	98
1.3.3	Système à bus continu intermédiaire	99
1.4	Le fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque	102
1.4.1	Les méthodes analogiques	102
1.4.2	Méthodes micro-programmées	103
1.4.3	Recherche extrémale adaptative	103
1.5	Conclusion	105

2	Modélisation et commande de systèmes photovoltaïques	107
----------	---	------------

2.1	Introduction	107
2.2	Structure à deux convertisseurs	108
2.2.1	Modélisation et commande de l'adaptateur d'impédance	108
2.2.2	Présentation de la modélisation et la commande de l'ensemble de la structure à deux convertisseurs	112
2.3	Structure à connexion directe	114

2.3.1	Modélisation et commande	114
2.4	Simulations de la connexion des deux structures sur un réseau BT	116
2.4.1	Le réseau basse tension	116
2.4.2	Influence d'un générateur photovoltaïque sur le réseau basse tension .	119
2.4.3	Influence du réseau sur le fonctionnement du générateur photovoltaïque	122
2.5	Conclusion	127
	Conclusion de la troisième partie	129
	Conclusion générale	131
	Bibliographie	133
	Annexe 1	139
	Annexe 2	145

Introduction générale

DANS le système électrique actuel, la majorité de l'énergie est injectée à partir de centrales de grandes puissances (de la centaine aux milliers de MW) sur le réseau HTB, et une exploitation centralisée permet d'optimiser la gestion de la production pour le bénéfice des clients [1]¹. Les réseaux de distribution ne sont pas conçus pour accueillir de la production d'énergie [2], leur structure et leur exploitation sont fortement marquées par le fait que l'énergie y est transportée des niveaux de tension les plus hauts vers le plus bas.

Poussée par un contexte favorable (volonté politique, intérêt économique...), la production décentralisée se développe dans de nombreux pays. L'observation des programmes de recherche et développement, des opérations de démonstration actuellement en cours met en évidence un développement commercial dans les prochaines années de petits moyens de production inférieurs à 100 kW [3] comme les systèmes photovoltaïques, les micro turbines à gaz associées à différents systèmes de stockage tels que les batteries d'accumulateurs, les supercondensateurs ou le stockage inertiel. Un développement significatif de ce type de production entraînerait un foisonnement important de point d'injection de puissance sur les réseaux basse tension de nature à y générer des difficultés d'exploitation [4].

Cette problématique est directement inscrite dans le cadre du Centre National de Recherche Technologique de Lille : les réseaux et les machines électriques du futur et plus précisément dans le projet Futurelec 1.

Le programme envisagé porte sur cinq thèmes interdépendants comme le montre la figure 1 :

- Le comportement dynamique des turbines à gaz aéro-dérivées utilisées en cogénération (opération TAG),
- L'étude et la modélisation des générateurs et échangeurs d'énergie électrique utilisés dans les futurs réseaux (opération DYNACOM pour les composants faisant intervenir de l'énergie mécanique, opération STATICOM pour les autres),
- L'optimisation structurelle et la dynamique des réseaux futurs, optimisée au sens de la fiabilité et de la disponibilité (opération RESODYN),
- L'exploitation des futurs réseaux visant à définir les démarches de conception, les spécifications, la gestion (opération SPECIF)
- L'optimisation des algorithmes de simulation des modèles afin de disposer de la plus grande convivialité d'analyse et de synthèse systémique (opération ALGORITHM).

La tendance actuelle vers une certaine décentralisation de la production d'énergie électrique est susceptible de s'accroître suite à l'arrivée à maturité de nouveaux moyens de transformation de l'énergie primaire [5]. Il faut maintenant prendre en compte les progrès en électronique de

¹Les chiffres placés entre crochets renvoient à la liste des références bibliographiques située à la fin de ce mémoire

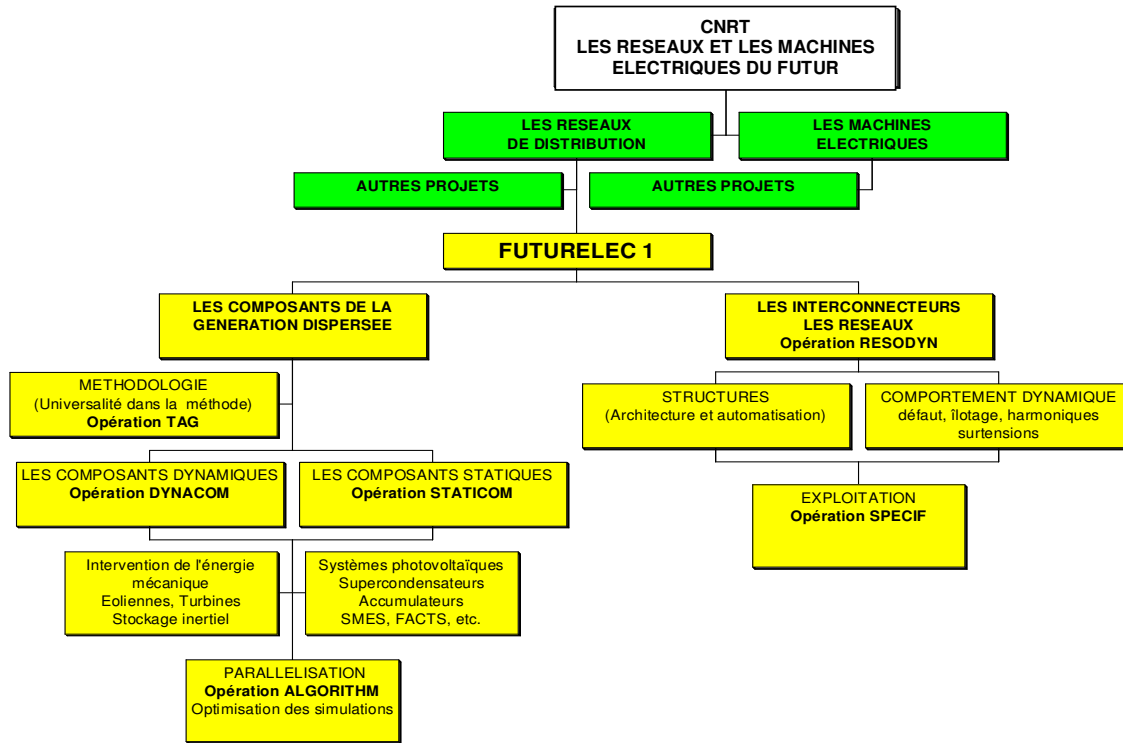


FIG. 1 – Situation du projet dans la thématique CNRT

puissance, les incitants économiques liés aux sources d'énergies renouvelables, la gestion localisée, avec en synergie, l'accumulation de l'énergie.

L'introduction des productions décentralisées dans des réseaux qui, à l'origine, n'ont pas été conçus pour les accueillir, entraîne l'apparition de phénomènes nouveaux qu'il est nécessaire de découvrir d'abord, d'étudier ensuite dans le détail. Le recours à la modélisation de ces nouvelles sources est nécessaire afin de permettre la simulation de leur fonctionnement. Les enjeux sont considérables car il s'agit bien de définir les conditions d'optimisation globale de la production d'énergie décentralisée. Ces opérations s'inscrivent dans un enjeu scientifique et économique clairement défini par la thématique du CNRT.

La modélisation doit permettre d'appréhender les comportements macroscopiques les plus probables pour les matériels utilisés dans le futur, sans s'attacher à des détails technologiques relevant du domaine des constructeurs. Ainsi, les convertisseurs statiques seront modélisés en suivant une démarche classique, basée sur la notion de connexion idéalisée, mais capable d'intégrer tout type de stratégie de commande. Dans la plupart des applications considérées, l'interface avec le réseau comprend de l'électronique de puissance. Par rapport à la production classique utilisant les machines tournantes synchrones ou asynchrones, celle-ci introduit des possibilités tout à fait nouvelles.

Cette modélisation doit permettre une analyse bidirectionnelle.

Quelle influence le générateur associé à un convertisseur a sur le réseau ?

Quelle est l'influence du réseau sur le générateur et le convertisseur ?

Cette problématique a demandé un important travail de "défrichage" pour localiser les points essentiels à développer. Pour y répondre une étude en trois parties sera abordée.

Une présentation d'une méthode de modélisation causale de ces systèmes sera faite. Cette méthode graphique de modélisation développée par le L2EP est basée sur le Graphe informationnel de Causalité (GIC) et sa forme étendue la Représentation Énergétique Macroscopique (REM). Elle sera présentée dans le premier chapitre de la première partie. Elle permet par inversion du graphe du modèle d'obtenir la commande maximale du système modélisé. Cette approche développée dans [6][7] est particulièrement bien adaptée à la simulation. Une modélisation par le GIC et la REM d'un onduleur de tension monophasé et triphasé (le système principal de la connexion au réseau) sera donnée pour illustrer la méthode.

La connexion et la déconnexion le cas échéant d'une production décentralisée est un sujet primordial mis en avant lors d'un défaut particulier du réseau électrique : l'îlotage. On parle d'îlotage lorsqu'un générateur se retrouve déconnecté du réseau principal et continue à alimenter des charges, forme un îlot avec ces charges. Différents risques en découlent : la dégradation des équipements électriques en cas de dérives de tension et de fréquence importantes, les problèmes de déphasage entre réseau et générateur lors du ré-enclenchement après un défaut, les problèmes de sécurité pour le public et le personnel de maintenance (ligne toujours sous tension). Ce point important ainsi que les principaux systèmes d'anti îlotage seront abordés dans le deuxième chapitre de cette première partie.

La deuxième partie traite d'un point particulier de la commande d'un onduleur de tension : la synchronisation des courants de référence. Les commandes traditionnelles se servent des mesures des tensions du réseau pour calculer les courants de référence. Mais que se passent-ils lorsque les tensions du réseau sont soumises à des perturbations ? Ces perturbations se retrouvent généralement dans les courants envoyés au réseau. Un des moyens les plus simple est de filtrer ces grandeurs, mais le filtrage induit un retard fonction de la fréquence de coupure [8]. D'autres techniques présentes dans la bibliographie seront modélisées et soumises à des perturbations du réseau. Ces techniques sont basées autour de boucle à verrouillage de phase plus souvent mentionnée par son appellation anglaise PLL (Phase Locked Loop). Ces PLL seront la base de la proposition d'un système d'anti îlotage intégré à la commande d'un onduleur. Son fonctionnement dérive de celui de l'ENS 26 développée par la société UfE GmbH (UfE Gesellschaft mit beschränkter Haftung) basée sur la détection d'impédance du réseau ou aussi appelé à seuils de tension. Une suite d'essais de fonctionnement de l'ENS 26 sera présentée pour comprendre son fonctionnement. Les différentes parties du système anti îlotage intégré à la commande de l'onduleur seront développées. Diverses simulations vont permettre de mettre en évidence ses réactions face à certains défauts du réseau comme une surtension, une sous tension, une variation de fréquence et un îlotage sur une charge RLC résonnante à 50 Hz.

Dans la troisième partie, les méthodes de modélisation, les techniques de synchronisation et de détection de l'îlotage sont appliquées à une source décentralisée particulière : le générateur photovoltaïque. Le premier chapitre présente le principe de la conversion photovoltaïque ainsi que les différents systèmes photovoltaïques présents dans la littérature. La technique de "maximum power point tracking" sera développée ainsi que l'état des recherches actuelles sur ce sujet.

Le deuxième chapitre est une modélisation par la REM de deux structures de générateur photovoltaïque, la structure "à bus continu intermédiaire" et la structure à connexion directe. Cette approche énergétique permet l'étude de la connexion de ce type de source sur un réseau non idéal. Le réseau n'est plus considéré comme parfait mais peut subir des aléas. Ce réseau BT test est décrit et simulé avec la boîte à outils "Power System Blockset" de Matlab Simulink . La modélisation prend en compte la PLL la plus adaptée et le système anti îlotage développé au chapitre deux de la deuxième partie. A l'aide de simulations, il sera montré, dans un premier temps, l'impact statique d'une source d'énergie connectée au réseau BT et ce qu'elle apporte

comme perturbations sur le réseau. Dans un second temps, il sera montré comment le fonctionnement de ce type de générateur photovoltaïque est influencé par le réseau.

L'ensemble de ce mémoire mettra en évidence :

- L'importance de l'emploi d'outil comme la REM et le GIC pour la modélisation et la commande de systèmes à base de convertisseur. Elle permet d'avoir une vue synthétique des échanges énergétiques de la source vers le réseau.
- L'analyse de la commande de l'onduleur a permis de mettre en évidence l'importance du choix de la PLL pour la synchronisation des courants sur le réseau lors de défauts réseau grâce notamment à des analyses harmoniques.
- Une attention particulière sera portée à l'îlotage, ce défaut réseau particulier pouvant mettre en cause la sécurité des personnes. Afin de palier à ce défaut, il sera proposé un système anti îlotage intégré à la commande d'un onduleur permettant une déconnexion de l'onduleur du réseau.
- L'ensemble de ces points sera rassemblé afin d'étudier à l'aide de modèle de simulation l'impact de deux systèmes photovoltaïques sur le réseau basse tension. Ces deux systèmes sont modélisés en tenant compte du système anti îlotage permettant le découplage du réseau et leur comportement sera comparé.
- Ces modèles intègrent une modélisation fine des convertisseurs. Ils permettent une étude dynamique de la connexion d'une production décentralisée sur le réseau basse tension.

Première partie

État de l'art

Introduction de la première partie

Cette partie est composée de deux chapitres. Le premier est intitulé "Modélisation et commande de la connexion au réseau". Il permet de présenter les outils graphiques de modélisation et de commande, le Graphe Informationnel de Causalité et la Représentation Energétique Macroscopique, développés au L2EP. Ces outils sont idéalement utilisés pour la modélisation de système à base de convertisseur de puissance. Les principes de la modélisation par le GIC et la REM seront rappelés. Ils seront appliqués à un onduleur monophasé puis triphasé. Leur commande sera obtenue à partir de leur modèle. La modélisation et la commande de l'onduleur seront reprises dans la troisième partie. L'onduleur de tension est le plus souvent le lien entre la source de production décentralisée et le réseau électrique.

Le deuxième chapitre intitulé "Synthèse sur les systèmes anti-îlotage" s'intéresse aux systèmes de détection d'un défaut particulier qu'est l'îlotage. Il est présent lorsqu'un générateur décentralisé est déconnecté du réseau et continue à alimenter quelques charges. Il se pose alors des problèmes de sécurité pour les personnes et pour les équipements électriques. Les particularités de ce défaut sont précisées et les principales méthodes de détection sont détaillées. Elles ont été classées en trois catégories :

- les méthodes passives,
- les méthodes actives,
- les méthodes au niveau du réseau.

Le but de ces méthodes est de minimiser la zone de non détection du défaut dépendante de conditions particulières de fonctionnement. Les principaux avantages et inconvénients de chaque méthode seront précisés.

Chapitre 1

Modélisation et commande de la connexion au réseau

1.1 Introduction

Le convertisseur est à l'intersection d'un axe de puissance et d'un axe de commande. Son rôle est de régler le transit d'énergie électrique de la source vers le récepteur, en modifiant éventuellement la forme sous laquelle cette énergie se présente.

Les caractéristiques des grandeurs électriques d'entrée ou de sortie étant imposées par un cahier des charges défini par l'utilisateur, il importe de réguler ce transfert d'énergie.

Pour comprendre et commander un système à base de convertisseurs de puissance, il est nécessaire d'en établir un modèle.

Les recherches dans le domaine de la simulation des éléments de commutation ont accompagné le développement des circuits électroniques de puissance. La conception d'un circuit de puissance complexe a besoin souvent de moyens informatiques de simulation capables d'assurer une analyse rapide et correcte avec le minimum de temps de calcul et de capacité mémoire. Les deux modèles de base formulés pour la simulation des circuits de puissance à commutation cyclique sont le modèle moyen et le modèle discret [9]. Les avantages et les inconvénients de ces modèles sont complémentaires.

- Le modèle moyen permet d'avoir une solution continue obtenue après un temps de calcul relativement réduit. Seulement ce modèle est caractérisé par le manque de précision [10]. Malgré cet inconvénient, ce modèle moyen reste souvent utilisé puisqu'il a donné satisfaction surtout au niveau de l'analyse et la conception des dispositifs de commande.
- Le modèle discret permet d'avoir une solution relativement précise obtenue sous une forme discrète mais avec un temps de calcul important [11]. Seulement les algorithmes développés doivent calculer à chaque fois les matrices de transition d'états ce qui demande un temps de simulation très long surtout lorsque plusieurs composants à commutation sont utilisés [12].

La modélisation des éléments de commutation par outils graphiques est aussi utilisée. Cette modélisation bond graph des éléments de commutation, basée sur la modélisation à topologies fixes, consiste à modéliser l'élément de commutation sous forme d'une association de deux éléments bond graph. Le premier est un élément indiquant la perte de puissance dans l'élément de commutation lorsqu'il est en fonctionnement. Le second représente la logique de commutation à l'aide d'un élément caractérisé par un booléen qui vaut 0 si l'élément de commutation est bloqué et 1 dans le cas contraire [13] [14].

Une autre approche de modélisation par bond graph des éléments de commutation suivant les méthodes à topologies fixes a été présentée dans [15]. La procédure présentée consiste à tenir compte seulement en première étape de la commutation en supposant les éléments idéaux, puis en seconde étape, du reste des éléments du convertisseur. Le modèle bond graph obtenu est à causalité fixe mais avec paramètres variables

Le L2EP a développé une méthode particulière de modélisation et de commande des convertisseurs présentée dans de nombreux travaux [6]. Cette modélisation est basée sur le Graphe Informationnel Causal (GIC) qui est un outil graphique de modélisation et de commande. Il permet de faire une analyse énergétique du système mais aussi d'en définir sa commande par des propriétés particulières du GIC. La Représentation Énergétique Macroscopique (REM) basée sur le GIC permet d'avoir une vue plus synthétique du système étudié. Dans ce chapitre les bases de la modélisation par le GIC et la REM seront posées. Elle sera appliquée à un onduleur monophasé puis triphasé à titre d'exemple. L'onduleur de tension étant la pierre angulaire d'une connexion au réseau électrique, la modélisation et la commande utilisées seront détaillées.

1.2 Du Graphe Informationnel de Causalité à la Représentation Énergétique Macroscopique

1.2.1 Le Graphe Informationnel Causal

Le graphe informationnel de causalité (GIC) est une proposition de symbolisme graphique et de méthodologie se voulant comme une composante gérant l'interactivité dans divers domaines des sciences de l'ingénieur. La description graphique du processus étudié est ordonnée par le respect du principe de cause à effet. La représentation obtenue est alors un support pour la modélisation, la compréhension et la conception du dispositif de commande.

Le GIC organise les variables énergétiques d'un assemblage d'objets dont on possède la connaissance fonctionnelle. Un processus est modélisé en respectant la causalité intégrale propre à chacun des objets constitutifs. Cette formulation des équations différentielles est adéquate pour la simulation numérique. Elle ne possède pas les inconvénients liés à la résolution des équations algèbro-différentielles comme les problèmes de convergence ou de temps de simulation plus long. (Une présentation du GIC est détaillée dans [6][16]).

Un outil graphique pour la modélisation

Le graphe est formé de processeurs précisant pour chaque objet soit :

- son caractère "rigide", indépendant du temps représenté par une double flèche comme le montre la figure 1.1(a)
- son caractère causal, dépendant du temps représenté par une flèche simple liant le ou les vecteurs d'entrées au vecteur de sortie de la figure 1.1(b).



FIG. 1.1 – Processeurs élémentaires

Cet outil graphique permet de s'affranchir des relations entre les variables afin d'avoir une vision d'ensemble plus synthétique, ce qui justifie le terme "informationnel" dans sa désignation. Le GIC permet de respecter, dans la phase de modélisation de tout processus de transformation de puissance, la causalité intégrale. L'énergie propre à chaque objet est une fonction naturellement

continue du temps. Dans le cas général, la relation de transformation est explicitée par des équations d'état linéaires ou non, de forme classique :

$$\begin{cases} \dot{x} = ax + bu & \rightarrow R1 \\ y = cx + du & \rightarrow R2 \end{cases} \quad (1.1)$$

avec x : le vecteur d'état, y le vecteur de sortie et u le vecteur d'entrée. Dès lors, la variable d'état est obtenue par intégration d'une équation différentielle (relation causale). Avec $R3$ la relation causale définit par (1.2)

$$x(t) = \int_{\Delta t} x(t)dt + x_{init} \rightarrow R3 \quad (1.2)$$

avec Δt : la fenêtre temporelle et x_{init} la valeur initiale de x .

L'évolution temporelle de la grandeur de sortie est linéairement dépendante de cette variable d'état et de la grandeur de commande comme le montre la figure 1.2.

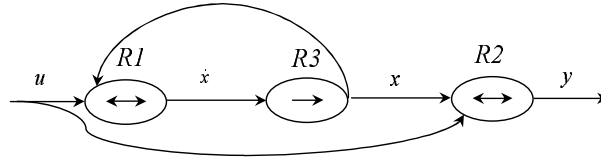


FIG. 1.2 – GIC d'un système linéaire

Un système peut s'écrire aussi sous sa forme non linéaire :

$$R \rightarrow \begin{cases} \dot{x} = f(x, u) & \rightarrow R4 \\ z = h(x, u) & \rightarrow R5 \end{cases} \quad (1.3)$$

f et h sont des fonctions non linéaires et sont symbolisées par $R4$ et $R5$ sur la figure 1.3.

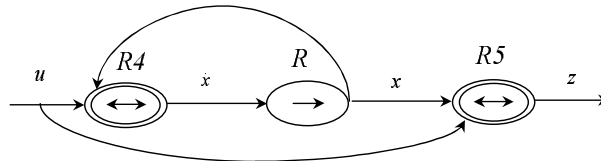


FIG. 1.3 – GIC d'un système non linéaire

L'établissement de ces équations correspond à la phase de quantification du processeur [6].

Principe d'inversion

A partir d'un graphe, une méthodologie d'inversion permet de déduire facilement une structure de commande en fonction du cahier des charges [17]. Une relation rigide est inversible directement, ce type de relation ne possédant pas d'orientation particulière comme le montre la figure 1.4(a).

Une relation causale n'est pas inversible directement ; elle est donc inversée indirectement par un asservissement. Cette opération nécessite une mesure ou une estimation de la sortie réelle et minimise l'écart avec la référence au moyen d'un correcteur [18] comme le montre la figure 1.4(b).

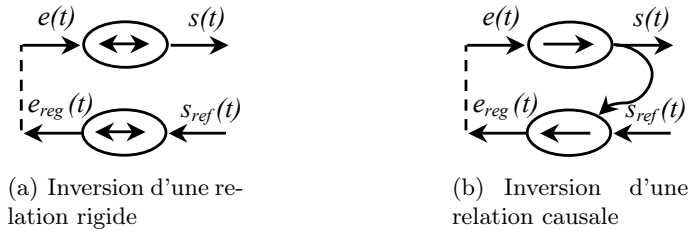


FIG. 1.4 – Principe d'inversion d'un GIC

1.2.2 La Représentation Énergétique Macroscopique

Cette représentation découle du GIC et hérite de ses fonctionnalités (causalité intégrale, principe d'inversion...). Elle a pour but de rendre synthétique la modélisation de "grands" systèmes. Elle a été développée pour les systèmes multi machines et multi convertisseurs et permet de voir les échanges énergétiques entre les différents éléments de conversion. L'idée est ici de définir un nombre limité d'éléments intervenant dans la conversion d'énergie.

Les éléments principaux

Les interactions entre chaque composant sont symbolisées par des vecteurs d'échanges. Ces vecteurs représentent les échanges énergétiques selon le principe de causes et d'effets qui se décline en action et réaction. Cette représentation possède trois éléments principaux :

- **Source énergétique** : elle produit une variable qui, par nature, ne peut subir de discontinuité. La source est soit génératrice, soit réceptrice d'énergie. Dans le formalisme, les sources sont représentées par des symboles elliptiques, une sortie d'action notée s_a et une entrée de réaction notée e_a comme le montre la figure 1.5.

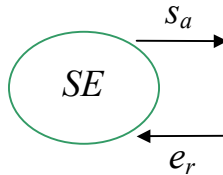


FIG. 1.5 – REM d'une source d'énergie

- **Élément de conversion** : il assure une conversion énergétique (supposée sans perte ni stockage énergétique) dont le réglage est assuré par un vecteur d'entrée qui en pratique consomme peu de puissance par rapport à la puissance transitée. Ces entrées peuvent être de trois types les entrées d'action e_a , les entrées de réaction e_r et les entrées de réglage e_{reg} . De même, les sorties d'action peuvent être des sorties d'action s_a ou de réaction s_r . Trois types d'éléments de conversion sont définis :
 - les convertisseurs électriques représentés par des symboles carrés (figure 1.6(a)).
 - les machines électriques représentés par des symboles ronds (figure 1.6(b)).
 - les convertisseurs mécaniques représentés par des symboles triangulaires (figure 1.6(c)).
- **Élément d'accumulation** : il connecte une source et un élément de conversion, grâce à un stockage énergétique, ce qui induit au moins une variable d'état. Les éléments d'accumulation sont représentés par des symboles rectangulaires avec une barre oblique comme le montre la figure 1.7.

Une description détaillée des règles d'association de ces différents éléments est présentée dans [7].

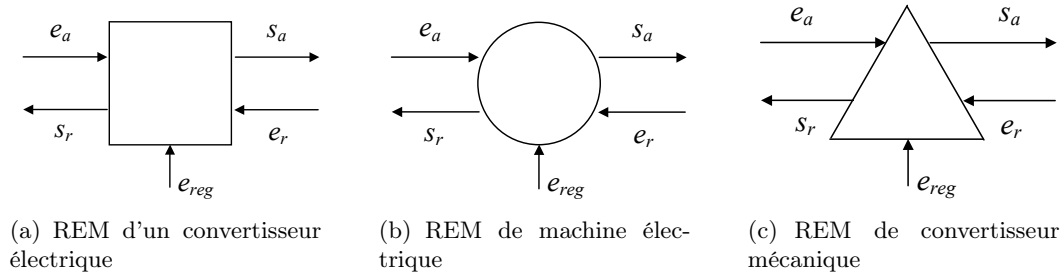


FIG. 1.6 – REM de différents éléments de conversion

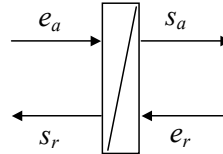


FIG. 1.7 – REM d'un élément d'accumulation

Principe d'inversion

Par ses règles d'inversion, le GIC montre que la commande d'un processus consiste en l'inversion de son modèle : trouver la bonne cause pour produire le bon effet [6]. Ce principe est appliqué à la REM.

– **Inversion d'un élément d'accumulation :**

Un élément d'accumulation est caractérisé par un stockage énergétique qui implique au moins une variable d'état. Dans le cas d'une relation du premier ordre entre l'entrée d'action et la sortie d'action, cette dernière doit être asservie pour donner l'entrée d'action de réglage. L'entrée de réaction doit être compensée pour minimiser son influence sur la sortie désirée. La REM issue de l'inversion de l'élément d'accumulation fait apparaître deux grandeurs à mesurer (ou à estimer) nécessaires pour réaliser un asservissement et une compensation comme le montre la figure 1.8. Dans le cas d'une relation d'ordre supérieur entre l'entrée et la sortie d'action, des asservissements et compensations de variables intermédiaires peuvent être nécessaires.

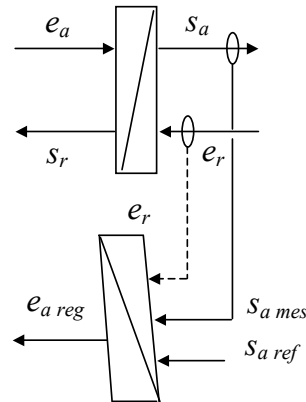


FIG. 1.8 – REM d'une inversion d'un élément d'accumulation

– **Inversion d'un élément de conversion :**

Un élément de conversion implique des relations rigides entre ses entrées et ses sorties, le modèle inverse s'obtient alors directement à condition évidemment que ces relations soient bijectives.

Un élément de conversion comporte trois entrées (celle d'action, de réaction et de réglage) et deux sorties (celle d'action et de réaction). Il y a de ce fait, deux manières de faire évoluer la sortie d'action : en agissant soit sur l'entrée d'action soit sur celle de réglage.

Deux solutions d'inversion sont possibles :

- *La première solution* est une relation de commande qui consiste à agir sur l'entrée de réglage. Il s'agit d'un réglage paramétrique (e_{reg}), donc a priori non linéaire, l'entrée d'action devenant alors une perturbation vis à vis de l'entrée de commande de réglage comme le montre la figure 1.9(a).
- *La seconde solution* est une relation d'observation qui permet de définir l'entrée d'action à appliquer pour obtenir la sortie d'action désirée. L'entrée de réglage devient alors une perturbation comme le montre la figure 1.9(b) et doit être prise en compte dans la relation d'observation.

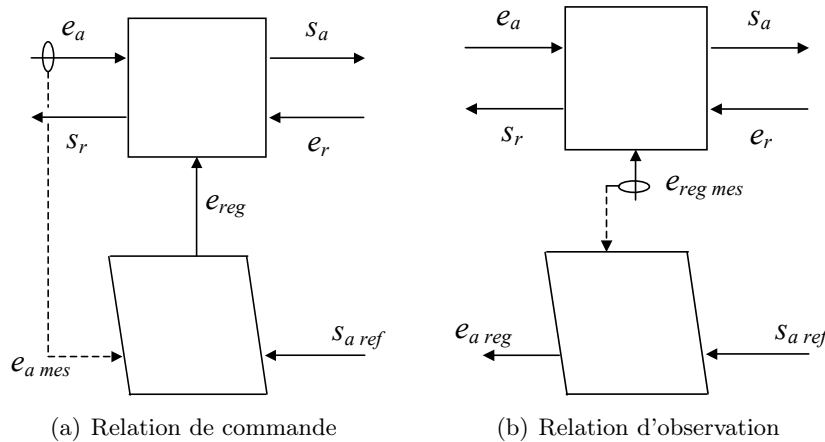


FIG. 1.9 – Principe d'inversion d'un élément de conversion

1.3 L'onduleur monophasé

1.3.1 Description et analyse

L'ensemble est constitué d'un bus continu (condensateur et résistance de décharge), du convertisseur MLI monophasé et d'un filtre relié au réseau comme le montre la figure 1.10.

Ce dispositif permet de transmettre la puissance issue d'une source de production vers le réseau électrique monophasé (réseau avec distribution du neutre).

Afin de générer (et envoyer) un courant alternatif sur le réseau électrique, il faut que la tension du bus continu (u_{dc}) soit supérieure à la valeur crête de la tension apparaissant du côté du filtre. Pour ce convertisseur, un interrupteur idéalisé est synthétisé par la mise en anti-parallèle d'un IGBT et d'une diode. Les différents phénomènes de commutation qui interviennent entre semi-conducteurs ont été modélisés à l'aide d'un réseau de Petri [19]. Les hypothèses suivantes sont faites à propos des semi conducteurs : les commutations se font sans pertes et instantanément et les effets des empiètements ou des chevauchements seront négligés. Dès lors, chaque ensemble transistor diode peut être assimilé à un interrupteur idéal. Une structure matricielle comportant deux cellules de commutation à deux interrupteurs idéalisés est obtenue et permet le transfert

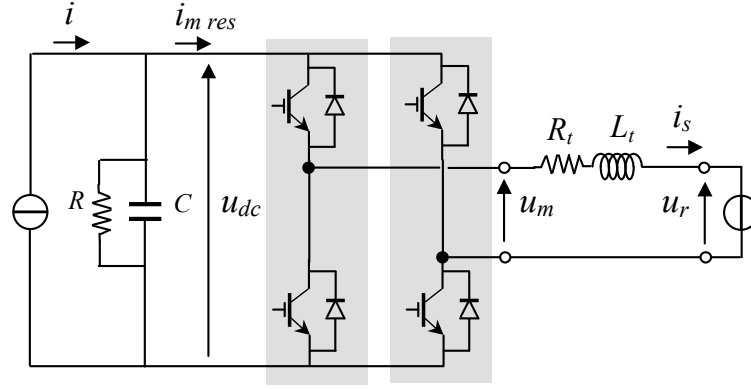


FIG. 1.10 – Onduleur monophasé de tension

énergétique entre une source de tension et une source de courant comme le montre la figure 1.11.

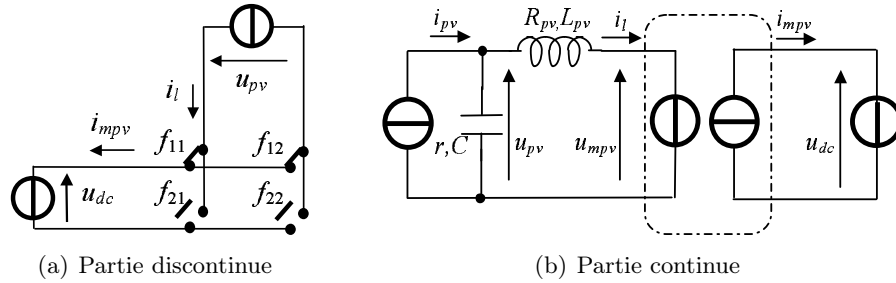


FIG. 1.11 – Partie opérative d'un onduleur monophasé

Ce convertisseur se comporte alors comme un convertisseur matriciel comportant deux cellules de commutation à deux interrupteurs idéaux et reliés à une source de courant (équivalente à la mise en série d'une inductance avec une source de tension) et à une source de tension (équivalente à la mise en parallèle d'un condensateur avec une source de courant) (figure 1.11(a)). La modélisation de ce convertisseur équivalent constitue la Partie Opérative Discontinue (voir annexe 1). La fonction de cette matrice d'interrupteurs idéaux est de générer à partir de variables d'état (i_s , u_{dc}) des grandeurs modulées (u_m , i_{mres}) associées à des générateurs équivalents (figure 1.11(b)).

A partir de cette décomposition fonctionnelle, la partie discontinue est tout d'abord modélisée. Puis, la mise en équation de la partie continue est réalisée en s'aidant du GIC et est donnée sous la forme d'une représentation d'état.

1.3.2 Modélisation de la partie opérative

La partie discontinue : le convertisseur 2/2

Cette modélisation sera effectuée avec les outils développés au L2EP [16] [17] et est rappelée dans l'annexe 1. Le convertisseur (à interrupteurs idéaux) équivalent est modélisé en utilisant la matrice de connexion f de dimension (2×2) : $f = \begin{pmatrix} f_{11} & f_{12} \\ f_{21} & f_{22} \end{pmatrix}$

La relation de conversion a pour forme matricielle :

$$q.m = f.r \quad (1.4)$$

Les matrices q et r sont des matrices de passage, leur structure et leur emploi sont rappelés dans l'annexe 1 et détaillés dans [6][17].

Étant donné les dimensions de notre convertisseur, q et r sont de dimension (2×1) et sont définies par :

$$q = r = \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \end{pmatrix} \quad (1.5)$$

La matrice de conversion se réduit alors à un scalaire m .

$$m = f_{11} - f_{12} \rightarrow R1 \quad (1.6)$$

Les grandeurs modulées sont alors déterminées par :

$$u_m = m \cdot u_{dc} \rightarrow R2 \text{ et } i_{mres} = m \cdot i_s \rightarrow R3$$

La représentation sous forme de GIC est donnée à la figure 1.12 avec $f = \begin{pmatrix} f_{11} & f_{12} \end{pmatrix}^T$.

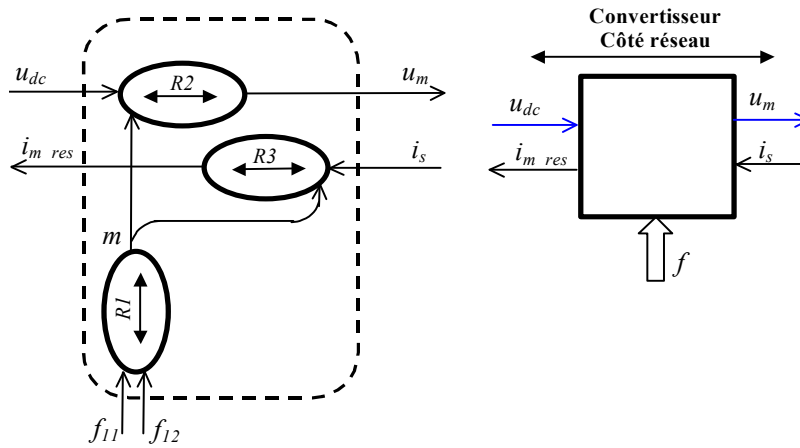


FIG. 1.12 – GIC et REM de la partie discontinue du convertisseur monophasé 2/2

La partie continue

Le courant transité entre le convertisseur et le réseau est imposé par la bobine et est obtenu par intégration de sa tension à ses bornes. Le GIC correspondant est représenté à la figure 1.13(a).

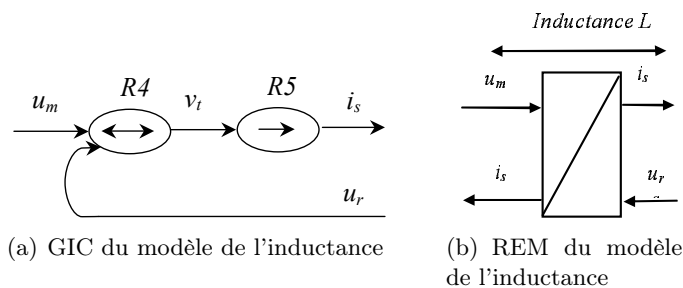


FIG. 1.13 – GIC et REM du modèle de l'inductance

A partir de ce dernier, les équations différentielles sont directement obtenues :

$$\begin{aligned} R4 &\rightarrow v_t = u_m - u_r \\ R5 &\rightarrow i_s = \frac{1}{L_t} \int v_t \end{aligned} \quad (1.7)$$

La tension du bus continu est imposée par le condensateur et est obtenue par intégration de son courant. Ce dernier prend en compte les pertes internes du bus (sous la forme d'une résistance de dissipation, R) ainsi que le courant issu de l'unité de production et celui modulé par le convertisseur. Le GIC de ce système est représenté à la figure 1.14.

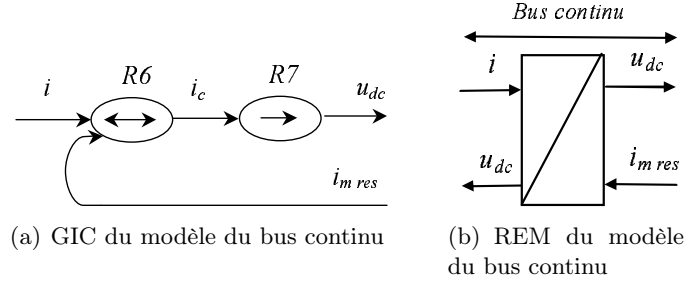


FIG. 1.14 – GIC et REM du modèle du bus continu

A partir de ce graphe, on obtient son modèle mathématique :

$$\begin{aligned} R6 &\rightarrow i - i_{mres} = i_c \\ R7 &\rightarrow u_{dc} = \frac{1}{C} \int i_c \end{aligned} \quad (1.8)$$

En regroupant l'ensemble des équations différentielles, on obtient la représentation dans l'espace d'état suivante :

$$\begin{cases} \dot{x} = ax + b_m e_m + b_r e_r \\ y = cx \end{cases} \quad (1.9)$$

avec : $a = \begin{pmatrix} \frac{-R_t}{L_t} & 0 \\ 0 & \frac{-1}{RC} \end{pmatrix}$, $b_m = \begin{pmatrix} 0 & \frac{1}{L_t} \\ \frac{-1}{C} & 0 \end{pmatrix}$, $b_e = \begin{pmatrix} 0 & \frac{-1}{L_t} \\ \frac{1}{C} & 0 \end{pmatrix}$ et $c = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix}$

- x est le vecteur regroupant les variables d'état. Dans ce cas, il s'agit de $\begin{pmatrix} i_s \\ u_{dc} \end{pmatrix}$ les variables commutées par le convertisseur.
- e_m est le vecteur de commande contenant l'ensemble des variables modulées. Dans notre cas, $\begin{pmatrix} i_{mres} \\ u_m \end{pmatrix}$ sont les variables modulées.
- e_r est le vecteur contenant les entrées de perturbations $\begin{pmatrix} i \\ u_r \end{pmatrix}$ et contient les sources d'énergie fournies par le réseau et une source de courant.
- a est la matrice d'état.
- b_m et b_e sont les matrices d'application des variables modulées et des sources d'énergie.
- c est la matrice de mesures.

Le modèle moyen instantané

Le modèle global précédemment établi est bien adapté à la simulation et à la validation de lois de commande mais ne permet pas de disposer de relations continues ou discrètes entre

les différentes grandeurs nécessaires à la synthèse d'algorithme de commande. Un modèle de commande, faisant intervenir de nouveaux opérateurs (fonctions génératrices) et des conditions de commandabilité, doit être introduit pour unifier la modélisation. La commandabilité de la cellule de commutation et par extension, celle d'un convertisseur est totale si la conduction est permanente [6].

Le principe de la modélisation moyenne est induit par la nature filtre passe-bas qui caractérise globalement la partie opérative continue. La source de tension étant considérée invariante sur la période constante T_m , les valeurs moyennes de la tension modulée continue s'écrit :

$$\langle u_m \rangle = \langle m(t) \rangle u_{dc} \quad (1.10)$$

Ainsi, la valeur moyenne de la tension au cours d'une période de modulation, dépend de la valeur moyenne de la fonction de conversion $m(t)$, soit de la durée pendant laquelle les configurations actives des interrupteurs sont maintenues. Un exemple d'évolution temporelle d'une tension modulée et de sa valeur moyenne instantanée est représentée sur la figure 1.15. La valeur moyenne

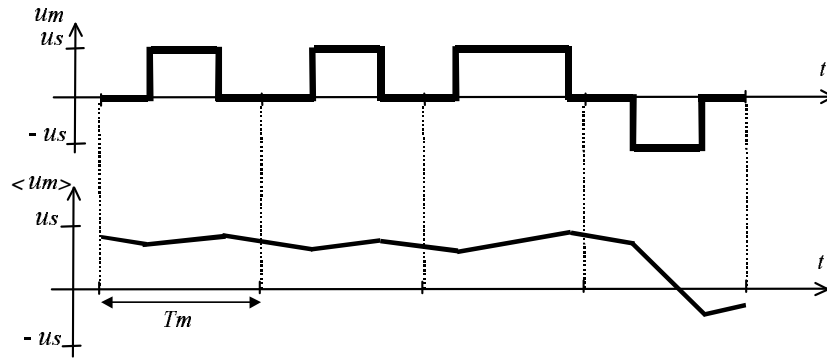


FIG. 1.15 – Evolution temporelle de la tension modulée et de sa valeur moyenne instantanée

d'un indice de tension est appelée fonction génératrice de conversion définie sur un domaine continu unitaire $([-1, 1])$ par :

$$\langle m(t) \rangle = \left[\frac{1}{T_m} \int_{kT_m}^{(k+1)T_m} m(t) dt \right]_{T_m \rightarrow 0} \quad (1.11)$$

L'évolution temporelle de la fonction de conversion correspondante à l'exemple précédent et de sa valeur moyenne équivalente (fonction génératrice de conversion) peut être obtenue en divisant la tension moyenne équivalente $\langle u_m(t) \rangle$ par la valeur de la tension u_{dc} .

1.3.3 Commandabilité et observabilité

La commandabilité

Pour concevoir un algorithme de commande, il convient au préalable d'en établir son existence par l'intermédiaire de la matrice de commandabilité.

Un processus de vecteur état $x(t)$ est dit complètement commandable sur l'intervalle de temps $[t_0, t_1]$ s'il existe une commande $u(t)$ définie sur le même intervalle permettant de la faire évoluer d'un état initial donné quelconque $x(t_0) = x_0$ à un état choisi quelconque $x(t_1) = x_1$.

La condition nécessaire et suffisante de complète commandabilité du système est :

$$\text{rang } C_{a,b} = n$$

avec n la dimension du système et $C_{a,b}$ (1.12) la matrice de commandabilité du système défini par :

$$C_{a,b} = \begin{pmatrix} b & \dots & a^{n-1}b \end{pmatrix}. \quad (1.12)$$

L'application à l'onduleur monophasé donne :

$$C_{a,b} = \begin{pmatrix} b & ab \end{pmatrix}. \quad (1.13)$$

$$\text{rang } C_{a,b} = 2$$

La condition nécessaire et suffisante de complète commandabilité [20] est bien vérifiée pour ce cas.

L'observabilité

L'utilisation d'asservissement (pour l'inversion indirecte) est fondée sur le retour d'information provenant des grandeurs d'état. Il convient également de déterminer les grandeurs effectivement observables.

Un système est dit complètement observable sur $[t_0, t_1]$ si la connaissance de $u(t)$ et $y(t)$ sur cet intervalle permet de déterminer la valeur de l'état initial $x_0 = x(t_0)$.

La condition de $\text{rang } O_{a,c} = n$ constitue la condition nécessaire et suffisante de complète observabilité. La matrice d'observabilité $O_{(a,c)}$ est définie comme :

$$O_{(a,c)} = \begin{pmatrix} c \\ \vdots \\ ca^{n-1} \end{pmatrix} \quad (1.14)$$

Dans le cas de l'onduleur monophasé,

$$\text{rang } O_{a,c} = 2$$

avec

$$O_{(a,c)} = \begin{pmatrix} c \\ ca \end{pmatrix} \quad (1.15)$$

Il est donc possible d'identifier ou de reconstruire l'état de cet onduleur à partir de ses sorties et des commandes qui lui sont appliquées.

1.3.4 Objectifs et architecture du dispositif de commande

L'objectif de la commande est, conformément au fonctionnement en mode onduleur, d'obtenir un courant alternatif généré sur le réseau tout en régulant la tension du bus continu u_{dc} .

La REM du modèle complet de l'onduleur monophasé est obtenue en mettant en cascade l'ensemble des REMs (précédemment présentées) de chaque objet et est représentée à la figure 1.16.

L'architecture du dispositif de commande est obtenue à partir de son inversion (comme représentée).

L'inversion de l'élément d'accumulation correspondant à l'inductance conduit à utiliser un bloc de contrôle du courant envoyé au réseau de manière à le rendre égal à une référence (i_{sref}). Le courant réseau doit être de forme sinusoïdale, de fréquence 50 Hz et comporter un minimum d'harmoniques même en cas d'apparition de perturbations sur le réseau. Ce bloc de contrôle doit donc avoir la dynamique la plus élevée.

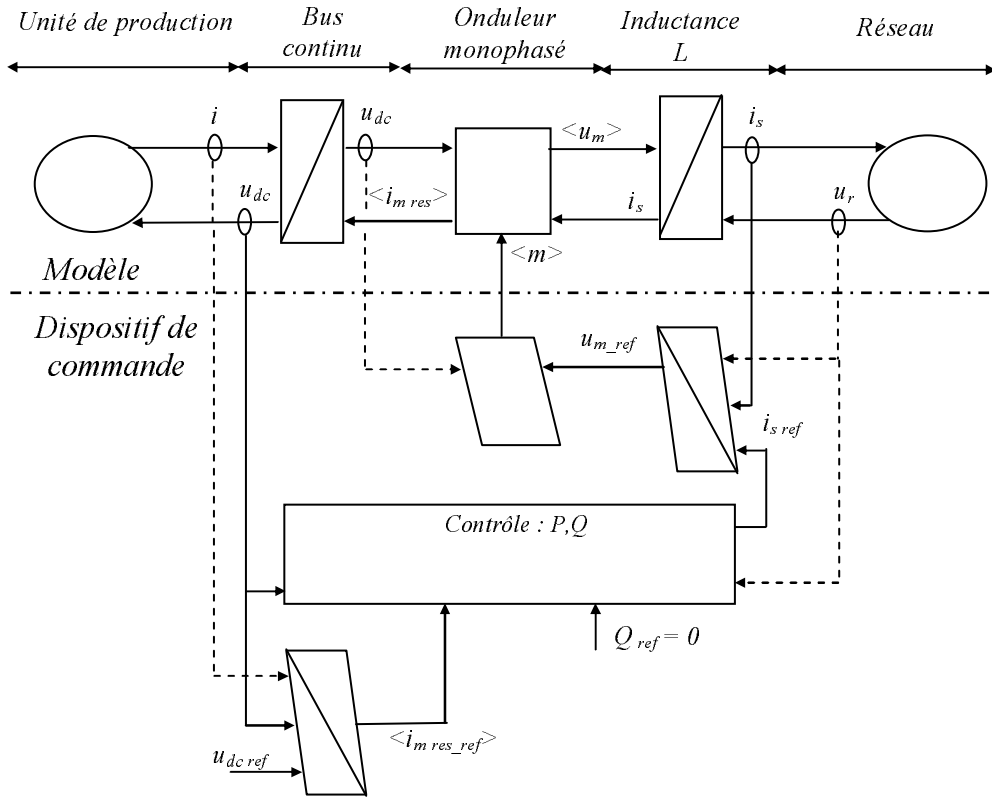


FIG. 1.16 – REM de la modélisation et de la commande de l'onduleur monophasé

L'inversion de l'élément d'accumulation correspondant au bus continu conduit à utiliser un bloc de contrôle de sa tension. Cette dernière est continue et doit être régulée à une valeur de référence ($u_{dc\,ref}$). La dynamique du bus continu est choisie cinq fois plus rapide que sa constante de temps naturelle. La régulation de la tension du bus continu ne doit pas subir un dépassement supérieur à 10% malgré les perturbations.

De part "la disparité" des constantes de temps de réglage, il apparaît un découplage dynamique permettant de régler séparément ces deux grandeurs avec des dynamiques qui leur sont propres. La référence sinusoïdale de courant $i_{s\,ref}$ est obtenue en effectuant un bilan de puissance de chaque côté du convertisseur (1.16).

$$u_{dc}i_{m\,res\,ref} = u_m i_{s\,ref} \quad (1.16)$$

En prenant l'hypothèse que la chute de tension aux bornes de L soit négligeable, on a $u_m = u_r$. Dans ce cas,

$$i_{s\,ref} = \frac{u_{dc}}{u_r} i_{m\,res\,ref} \quad (1.17)$$

La référence du courant commuté $i_{m\,res\,ref}$ par nous est donné par le contrôle du bus continu comme le montre la figure 1.16.

1.3.5 Synthèse de l'algorithme de commande de la partie opérative

La tension du bus continu est régulée à une valeur de référence grâce à un correcteur permettant l'inversion de la relation causale (R_c7) et d'une compensation (R_c6) comme le montre la figure 1.17.

Le choix d'un correcteur IP (figure 1.18) permet d'obtenir la précision du système sans remise en cause de la stabilité et de l'amortissement. En effet, la présence de l'intégrateur augmente la

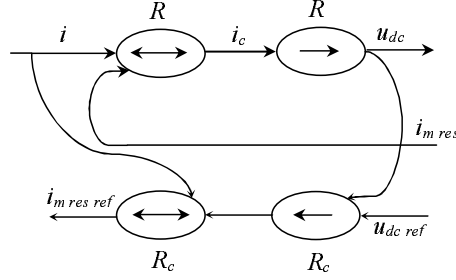


FIG. 1.17 – GIC de la commande du bus continu

classe du système, le zéro permet à priori de maintenir le degré de stabilité, sinon de l'augmenter [21].

Le correcteur IP est de la forme :

$$u(s) = y_{ref} \frac{k_i k_p}{s} - y k_p \left(1 + \frac{k_i}{s} \right) \rightarrow R_{c7} \quad (1.18)$$

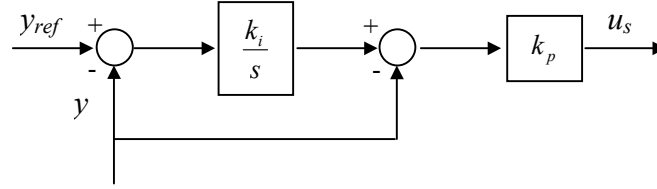


FIG. 1.18 – schéma fonctionnel d'un correcteur IP

La synthèse du correcteur se fait par placements de pôles. La fonction de transfert en boucle fermée est identifiée à une fonction de transfert du second ordre où l'on définit l'amortissement et le temps de réponse.

$$\frac{1}{1 + \frac{2\zeta}{\omega_n} s + \frac{1}{\omega_n^2} s^2} \quad (1.19)$$

La fonction de transfert du condensateur est de la forme $\frac{k}{1+\tau s}$ avec $k = R$ et $\tau = RC$. Le dénominateur de (1.19) devient alors :

$$1 + \frac{1 + k_i k}{k_i k_p k} s + \frac{\tau}{k_i k_p k} s^2 \quad (1.20)$$

Une compensation du courant d'entrée est réalisée en inversant la relation $R6$.

Il s'ensuit un bilan de puissance de chaque côté du convertisseur pour avoir le courant de référence. Il est établi à partir de la puissance active de référence à envoyer sur le réseau. La mesure de la tension du réseau u_r est nécessaire pour la synchronisation de la référence en courant ainsi que la phase de référence (la synchronisation sera discutée dans la deuxième partie). En effet pour avoir une référence de courant en phase avec la tension du réseau, une boucle à verrouillage de phase est souvent utilisée.

Le correcteur utilisé pour la boucle de courant est de type PI. Le dénominateur de cette boucle fermée de courant est de la même forme que celle présentée au dénominateur de (1.19). La pulsation de référence est choisie $\omega_n = 3\omega_r$, ω_r étant la pulsation du réseau et un $\zeta = 1$. Cependant en régime sinusoïdal, une erreur de traînage subsiste avec un tel correcteur. Un correcteur résonnant serait plus adapté mais moins conventionnel.

Pour la commande en MLI, il est nécessaire d'inverser l'opération de modulation, les relations de conversion et la démodulation [16]. Une linéarisation dynamique est effectuée $\langle m \rangle = \frac{u_{mref}}{u_{dc}}$

pour pouvoir avoir un signal compris entre -1 et 1 . Une commande en cascade maximale est ainsi réalisée par l'intermédiaire de la REM de l'onduleur monophasé.

1.4 L'onduleur triphasé

La modélisation et la commande de l'onduleur triphasé sont présentées à la figure 1.19 et comportent de nombreuses similitudes avec l'onduleur monophasé. Son étude sera présentée de la même manière.

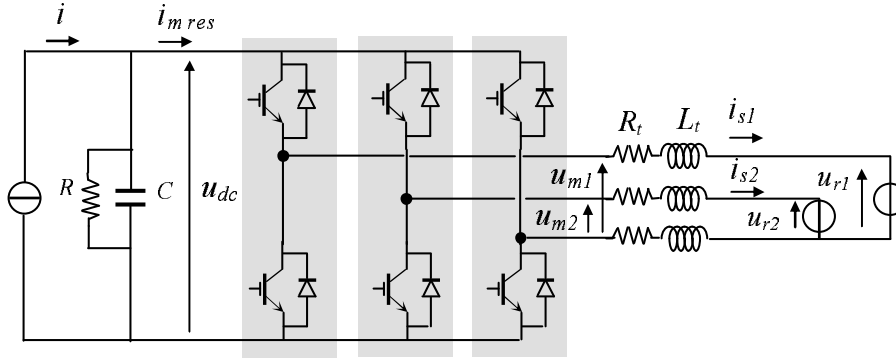


FIG. 1.19 – Schéma d'un onduleur triphasé

Le rôle de l'onduleur triphasé est le même que son équivalent en monophasé. Il s'agit de faire transiter la puissance de la source vers le réseau. Il est nécessaire d'établir une tension constante aux bornes du condensateur. Et, à la différence de l'application en monophasé, de créer un système de courants triphasés équilibrés envoyés vers le réseau.

En supposant une conduction continue ce convertisseur se comporte alors comme un convertisseur matriciel comportant trois cellules de commutation à deux interrupteurs idéaux et reliés à trois sources de courant (équivalentes à la mise en série d'une inductance avec une source de tension) et à une source de tension (équivalente à la mise en parallèle d'un condensateur avec une source de courant) (figure 1.20). La modélisation de ce convertisseur équivalent constitue la Partie Opérative Discontinue (voir annexe 1). La fonction de cette matrice d'interrupteurs idéaux est de générer à partir de variables d'état (i_{s1} , i_{s2} , u_{dc}) des grandeurs modulées (u_{m1} , u_{m2} , $i_{m res}$) associées à des générateurs équivalents (figure 1.20(b)).

A partir de cette décomposition fonctionnelle, la partie discontinue est tout d'abord modélisée. Puis, la mise en équation de la partie continue est réalisée en s'aidant du GIC et donnée sous la forme d'une représentation d'état.

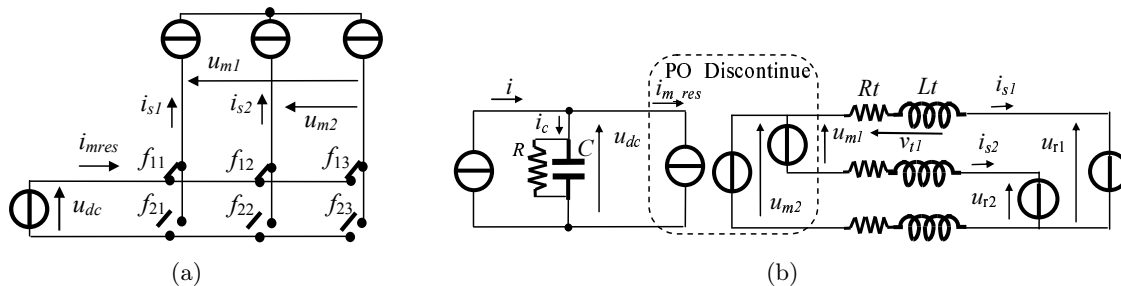


FIG. 1.20 – Partie opérative d'un onduleur triphasé

1.4.1 La modélisation de la partie opérative

La partie relative au bus continu reste quasiment identique puisque seul le courant modulé est différent. Nous pouvons ainsi considérer un système à trois variables d'état comme le montre la figure 1.19. En effet, le montage étant réalisé sans neutre, deux courants de lignes i_{s1} et i_{s2} suffisent. Le troisième est déduit des deux autres.

La partie discontinue

En supposant un mode de fonctionnement continu, chaque ensemble transistor-diode peut être considéré comme un interrupteur idéal (bidirectionnel en courant, unidirectionnel en tension). Le convertisseur associé à son interface de contrôle est alors équivalent à une topologie matricielle composée de trois cellules de commutation dont les deux interrupteurs idéaux sont dans des états complémentaires comme le montre la figure 1.20(a). Les tensions modulées u_{m1} et u_{m2} sont obtenues à partir de la tension du bus continu et des fonctions de conversion selon (1.21).

$$\begin{pmatrix} u_{m1} \\ u_{m2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} m1 \\ m2 \end{pmatrix} u_{dc} \quad (1.21)$$

L'onduleur ayant une structure matricielle, les fonctions de conversion dépendent elles-mêmes des fonctions de connexion définies par la matrice de connexion suivante :

$$f = \begin{pmatrix} f_{11} & f_{12} & f_{13} \\ f_{21} & f_{22} & f_{23} \end{pmatrix} \quad (1.22)$$

A partir de (1.22) et de (1.4) [17], il est possible de retrouver les fonctions de conversion avec :

$$q = \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \end{pmatrix} \text{ et } r = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ -1 & -1 \end{pmatrix} \text{ on a } \begin{pmatrix} m1 \\ m2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} f_{11} - f_{13} \\ f_{12} - f_{13} \end{pmatrix}$$

Le courant modulé i_{mres} est obtenu à partir des courants du filtre et des fonctions de conversion (1.23).

$$i_{mres} = \begin{pmatrix} m1 & m2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{s1} \\ i_{s2} \end{pmatrix} \quad (1.23)$$

La partie continue

En s'appuyant sur la forme générale de (1.9),

- x est le vecteur regroupant les variables d'état. Dans ce cas, il s'agit de $\begin{pmatrix} u_{dc} & i_{s1} & i_{s2} \end{pmatrix}^t$ les variables commutées par le convertisseur.
- e_m est le vecteur de commande contenant l'ensemble des variables modulées. Dans notre cas, $\begin{pmatrix} i_{mres} & u_{m1} & u_{m2} \end{pmatrix}^t$ sont les variables modulées.
- e_r est le vecteur rassemblant les entrées de perturbations $\begin{pmatrix} i & u_{r1} & u_{r2} \end{pmatrix}^t$ et contient les sources d'énergie fournies par le réseau et une source indépendante.

$$\begin{aligned}
 - \text{ avec } a &= \begin{pmatrix} \frac{-1}{RC} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R_t}{L_t} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_t}{L_t} \end{pmatrix}, \quad b_m = \begin{pmatrix} -\frac{1}{C} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{2}{3L} & \frac{-1}{3L} \\ 0 & \frac{-1}{3L} & \frac{2}{3L} \end{pmatrix} \text{ et } b_e = \begin{pmatrix} \frac{1}{C} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-2}{3L} & \frac{1}{3L} \\ 0 & \frac{1}{3L} & \frac{-2}{3L} \end{pmatrix}, \\
 c &= \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \text{ la matrice des observations.}
 \end{aligned}$$

La REM de l'onduleur triphasé est identique à la REM de l'onduleur monophasé du point de vue graphique seul change le contenu informationnel comme le montre la figure 1.21.

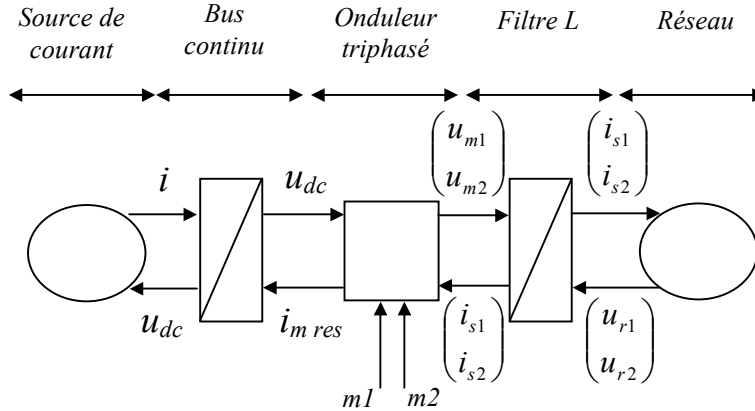


FIG. 1.21 – REM d'un onduleur triphasé

La commandabilité et l'observabilité sont totales :

$$\text{rang } C_{a,b} = 3 \text{ et } \text{rang } O_{a,c} = 3$$

1.4.2 La commande

La commande se fait à partir de l'inversion de la REM de la figure 1.21. Son inversion permet de déterminer les différentes fonctions de la commande comme nous le montre la figure 1.22.

Le contrôle en boucle fermée de la tension est le même que pour le montage en monophasé. Le bilan de puissance quant à lui est différent puisque l'on s'appuie sur la définition de la puissance instantanée (1.24).

$$\begin{pmatrix} p \\ q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} u_{r1} & u_{r2} \\ \frac{2u_{r2}-u_{r1}}{\sqrt{3}} & \frac{u_{r2}-2u_{r1}}{\sqrt{3}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{s1} \\ i_{s2} \end{pmatrix} \quad (1.24)$$

Les deux tensions composées du réseaux sont mesurées. Les deux courants de références sont déduits d'un bilan de puissance de chaque côté du convertisseur et la puissance réactive de référence est choisie.

Les correcteurs utilisés pour inverser la relation causale sont de types PI. De part l'inversion du REM, une compensation des courants (i_{s1}, i_{s2}) est réalisée.

La linéarisation dynamique permet d'inverser l'opération de modulation réalisée par le convertisseur, et ainsi obtenir les fonctions de conversion : $\langle m1 \rangle = \frac{u_{m1ref}}{u_{dc}}$ et $\langle m2 \rangle = \frac{u_{m2ref}}{u_{dc}}$.

Les relations de conversion n'étant pas bijectives, leurs inversions admettent une infinité de solutions, un générateur de connexion est utilisé. Il traduit la stratégie de commande des interrupteurs à partir des fonctions de conversion. Le choix opéré à ce niveau a une incidence sur l'optimisation de l'utilisation du convertisseur. Les grandeurs de commande sont retrouvées avec

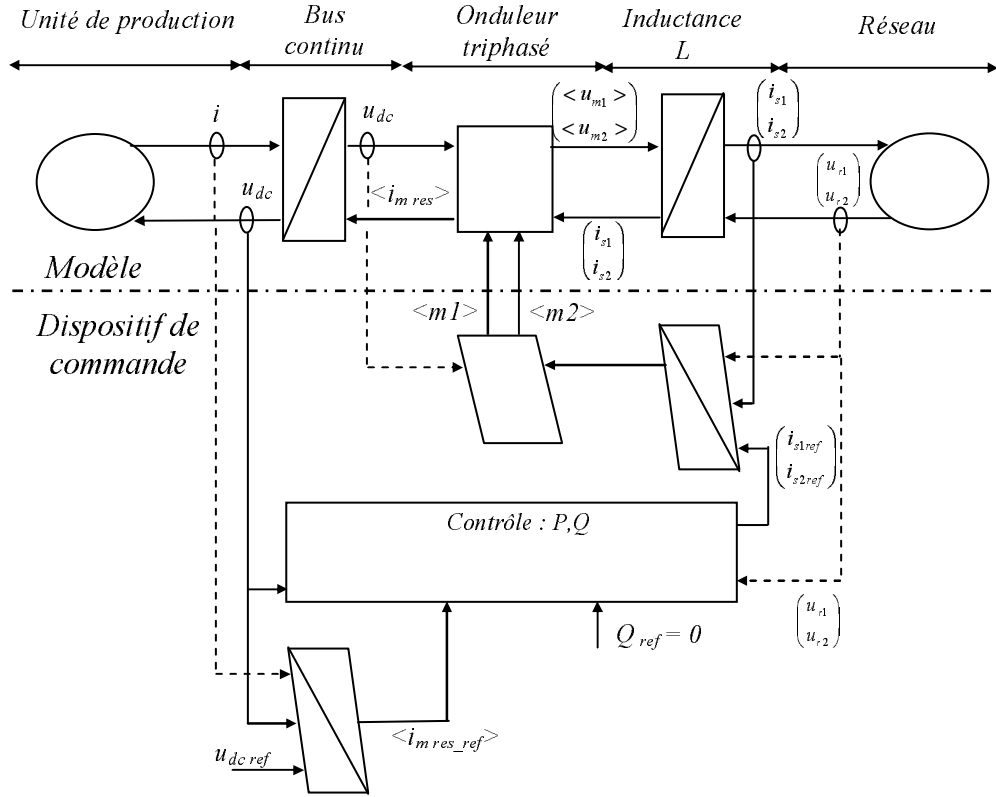


FIG. 1.22 – REM du modèle et de la commande de l'onduleur triphasé

	$f11_c$	$f12_c$	$f13_c$
$m12_{ref} > m23_{ref} > m31_{ref}$	1	$1 - m12_{ref}$	$1 + m31_{ref}$
$m23_{ref} > m31_{ref} > m12_{ref}$	$1 + m12_{ref}$	1	$1 - m23_{ref}$
$m31_{ref} > m12_{ref} > m23_{ref}$	$1 - m31_{ref}$	$1 + m23_{ref}$	1
$m12_{ref} > m31_{ref} > m23_{ref}$	$m12_{ref}$	0	$-m23_{ref}$
$m23_{ref} > m21_{ref} > m31_{ref}$	$-m31_{ref}$	$m23$	0
$m31_{ref} > m23_{ref} > m12_{ref}$	0	$-m12_{ref}$	$m31_{ref}$

TAB. 1.1 – Méthode de tri

une méthode basée par le tri des fonctions de conversion développée dans [19] est utilisée ici. Elle se décompose en trois étapes :

- La détermination des fonctions de conversion triphasé de commande ($m12_{ref}$, $m23_{ref}$ et $m31_{ref}$).

$$\begin{aligned}
 m12_{ref} &= m1_{ref} - m2_{ref} \\
 m23_{ref} &= m2_{ref} \\
 m31_{ref} &= -m1_{ref}
 \end{aligned} \tag{1.25}$$

- Le tri de ces fonctions de conversion,
- Le calcul des références des fonctions de connexion de commande.

Le tableau 1.1 propose un choix pour le tri qui respecte les relations entre les grandeurs de commande établies.

Il a été montré [22] que cette méthode conduit à une injection implicite d'harmoniques dans la commande. Elle permet une optimisation de l'utilisation du convertisseur au sens énergétique.

1.5 Conclusion

Dans ce chapitre, deux méthodes graphiques complémentaires (le GIC et la REM) de modélisation et de commande ont été présentées. Ces outils développés au L2EP ont été utilisés pour la modélisation et la commande d'un onduleur monophasé et triphasé. Dans le cas monophasé, les bases ont été posées puis le cas triphasé a permis de développer le principe de générateur de connexion et ces multiples possibilités. La REM a permis d'avoir une vision synthétique de ces deux systèmes et a mis en avant les échanges énergétiques opérés.

L'onduleur de tension est l'élément permettant, dans bon nombre de cas, la connexion d'une source de production décentralisée sur le réseau basse tension. Il était donc important d'en connaître son modèle et sa commande pour approfondir notre étude.

Chapitre 2

Synthèse sur les systèmes anti-îlotage

2.1 Introduction

Un générateur décentralisé, qui se retrouve déconnecté du réseau principal et qui continue à alimenter des charges, forme un îlot avec ces charges. On parle alors d'îlotage. Celui-ci peut être intentionnel ou accidentel. En effet, lors d'une opération de maintenance sur le réseau électrique, la coupure du réseau peut entraîner l'îlotage de générateurs. Etant donné que la perte du réseau est volontaire, l'îlot est connu et peut être mis hors tension par le personnel intervenant.

L'îlotage non intentionnel, lié à une coupure réseau accidentelle, est d'un plus grand intérêt. En effet, différents risques en découlent : dégradation des équipements électriques en cas de dérives de tension et de fréquence importantes, problèmes de déphasage entre réseau et générateur décentralisé lors du ré-enclenchement après un défaut (ex : ré-enclenchement hors phase), problèmes de sécurité pour le public et le personnel de maintenance (ligne toujours sous tension). Il est donc primordial de détecter toute situation d'îlotage et de réduire le temps de fonctionnement du système îloté [23] [24] [25] [26].

De nombreuses techniques ont été proposées dans cet optique. Leur fonctionnement est basé sur les caractéristiques suivantes : fréquence, amplitude ou phase de la tension au point de raccordement au réseau du générateur décentralisé.

Dans un premier temps, cette étude propose un inventaire des différentes méthodes dites "anti-islanding". Ce chapitre met en évidence leurs principes de détection, leurs avantages et leurs inconvénients.

2.2 Les méthodes passives

Les méthodes passives consistent en la surveillance de paramètres liés à la tension au point de raccordement au réseau (noeud " a " sur la figure 2.1). Ces paramètres sont : amplitude, fréquence ou phase. Le générateur est relié via un onduleur de tension et une charge locale RLC .

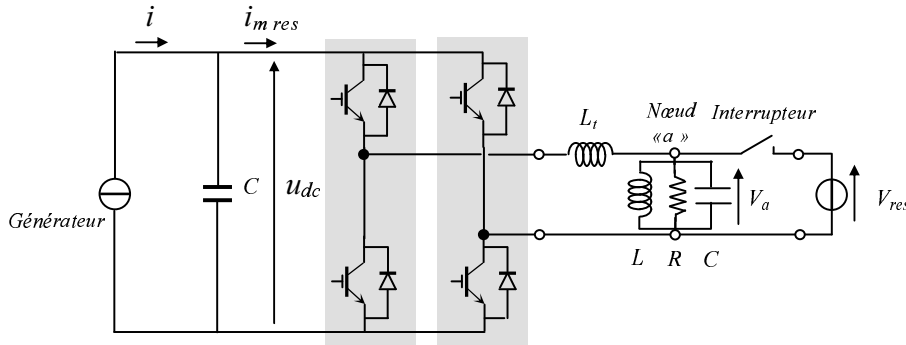


FIG. 2.1 – Schéma de raccordement d'un générateur au réseau

Il existe trois méthodes passives : la protection à seuil de tension et la protection à seuil de fréquence, la détection d'harmoniques de tension et la détection du saut de vecteur.

2.2.1 Protection à seuil de tension et les protections à seuil de fréquence principe de la méthode

Cette méthode passive est basée sur la surveillance des paramètres tension et fréquence. Cette fonction est assurée à l'aide de relais de découplage. La zone de fonctionnement de l'onduleur est imposée par deux plages : l'une concernant l'amplitude de la tension V_a (cf. figure 2.1) et l'autre, la fréquence de cette même tension [23].

L'existence de ces deux plages engendre quatre seuils de détection :

- un seuil de tension maximale admissible ;
- un seuil de tension minimale admissible ;
- un seuil de fréquence maximale admissible ;
- un seuil de fréquence minimale admissible

Si l'amplitude ou la fréquence de la tension du point de raccordement au réseau dépasse l'un de ces seuils, l'onduleur est alors déconnecté.

Comment ces protections usuellement utilisées pour la protection d'équipements électriques peuvent-elles détecter l'îlotage ?

Le comportement du système îloté en tension et en fréquence (générateur + charge locale) dépend de l'équilibre entre production et consommation de puissance active et réactive pour ce système au moment de la coupure réseau [24].

Il est possible d'écrire les équations régissant les échanges de puissances entre le générateur, la charge locale et le réseau (l'interrupteur de la figure 2.1) est fermé :

$$\Delta P = P_{charge} - P \quad (2.1)$$

$$\Delta Q = Q_{charge} - Q \quad (2.2)$$

L'équation de la puissance active P et réactive Q de la charge locale RLC au noeud a alimenté par le réseau :

$$\frac{1}{R^2} V_{res}^2 = P_{charge} \quad (2.3)$$

$$\left(\frac{1}{L\omega_{res}} - C\omega_{res}\right) V_{res}^2 = Q_{charge} \quad (2.4)$$

En remplaçant les expressions de P_{charge} et de Q_{charge} dans les équations 2.1 et 2.2, on obtient :

$$\frac{1}{R^2} V_{res}^2 = P + \Delta P \quad (2.5)$$

$$\left(\frac{1}{L\omega_{res}} - C\omega_{res}\right) V_{res}^2 = Q + \Delta Q \quad (2.6)$$

Ces équations montrent que si ΔP et ΔQ sont nuls, l'équilibre entre production et consommation est parfait entre la charge RLC et le générateur PV.

Considérons maintenant le fonctionnement en îloté, ce qui est traduit par l'ouverture de l'interrupteur sur la figure 2.1. Les équations de la puissance active et réactive deviennent :

$$\frac{1}{R^2} V_{ilot}^2 = P \quad (2.7)$$

$$\left(\frac{1}{L\omega_{ilot}} - C\omega_{ilot}\right) V_{ilot}^2 = Q \quad (2.8)$$

La tension et la pulsation ne sont plus imposées par le réseau mais dépendent du système îloté.

En divisant l'équation 2.3 par l'équation 2.5, on obtient l'équation 2.9 qui nous renseigne sur le comportement du système îloté lorsqu'un déséquilibre entre puissance active produite et consommée intervient.

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{V_{res}^2}{V_{ilot}^2} - 1 \quad (2.9)$$

En effet, si $\Delta P \neq 0$ l'équation 2.9 indique que l'amplitude de la tension du système îloté V_{ilot} variera.

Le raisonnement est identique pour la puissance réactive. Dans les équations 2.7 et 2.4, L est isolé :

$$\frac{1}{L\omega_{res}} V_{res}^2 = Q + \Delta Q + C\omega_{res} V_{res}^2 \quad (2.10)$$

$$\frac{1}{L\omega_{ilot}} V_{ilot}^2 = Q + C\omega_{ilot} V_{ilot}^2 \quad (2.11)$$

Or la puissance réactive fournie par la capacité de la charge RLC avant l'ouverture vaut :

$$Q_c = C\omega_{res} V_{res}^2 \quad (2.12)$$

En remplaçant cette expression dans les équations 2.10 et 2.11 et en les divisant, on obtient :

$$\frac{\omega_{ilot} V_{res}^2}{\omega_{res} V_{ilot}^2} = \frac{Q + \Delta Q + Q_c}{Q + Q_c + \frac{\omega_{ilot} V_{res}^2}{\omega_{res} V_{ilot}^2}} \quad (2.13)$$

En utilisant l'équation 2.13, on obtient :

$$\frac{\omega_{ilot}}{\omega_{res}} \frac{\Delta P}{P} - \frac{\Delta Q}{Q} = \left(1 - \frac{\omega_{ilot}^2}{\omega_{res}^2}\right) \frac{Q_c}{Q} + 1 - \frac{\omega_{ilot}}{\omega_{res}} \quad (2.14)$$

Ce résultat permet de déduire une information très importante. Puisque l'écart entre production et consommation de puissance active génère une variation de l'amplitude de la tension (cf. équation 2.9), l'équation 2.14 montre que la différence production-consommation de puissance réactive entre la charge et le générateur ($\Delta Q \neq 0$) va entraîner une variation de la pulsation ω_{ilot}

La méthode consiste donc à simplement détecter ces variations en tension et en fréquence à l'aide de différents seuils.

Avantages

Cette méthode est utilisée pour d'autres applications que la détection d'îlotage. Par exemple, elle peut servir de protection aux équipements électriques pour éviter que la tension et la fréquence atteignent des valeurs qui pourraient les endommager. De plus, l'implantation de cette méthode au niveau de l'onduleur ne représente pas un coût très important.

Inconvénient

Le principal défaut de cette méthode est la zone de non détection qui est relativement importante.

La zone de non détection

Cette zone correspond à toutes les situations où la méthode considérée échouera pour la détection de l'îlotage. Pour la détection en limite de fréquence et de tension, la détection sera impossible lorsque ΔP et ΔQ seront nuls ou très proches de zéro. Si on reprend l'équation 2.9, on se rappelle que $\Delta P = 0$ n'engendre aucune variation de tension rendant alors la détection impossible. De plus, lorsque ΔP est très peu différent de zéro, la variation de l'amplitude de la tension peut être trop faible pour dépasser les seuils de détection. Ainsi, cette ZND (zone de non détection) peut être représentée dans un diagramme $\Delta P - \Delta Q$ comme le montre la figure 2.2.

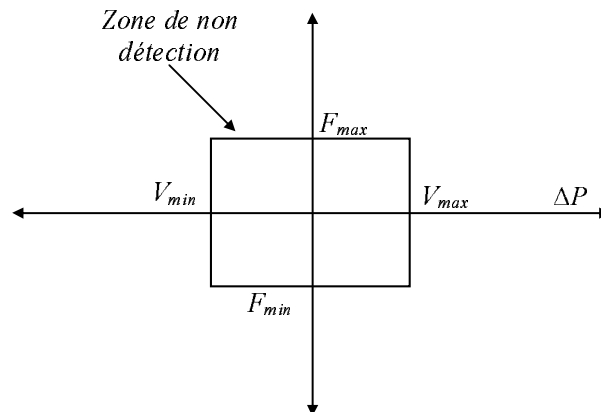


FIG. 2.2 – Représentation de la zone de non détection

2.2.2 Détection d'harmoniques de tension

Principe de la méthode

Dans cette méthode, le système surveille le taux de distorsion harmonique (THD) de la tension aux bornes de la charge et se déconnecte si le THD dépasse une valeur seuil. Le taux de distorsion harmonique (THD) est défini par le rapport de la valeur efficace du signal sans sa composante fondamentale sur la composante fondamentale. Il permet d'évaluer le niveau de distorsion du signal de tension ou de courant [24].

Dans des conditions normales de fonctionnement, le réseau est une source de tension sinusoïdale presque parfaite ($THD \approx 0$). Ainsi, on peut considérer que la tension aux bornes de la charge est une sinusoïde et que le THD reste proche de zéro.

Lorsque le réseau est connecté, les harmoniques de courant produits par l'onduleur circulent vers le réseau qui a une impédance très faible par rapport à la charge locale. En raison de cette faible impédance, et aussi parce que les harmoniques générés par l'onduleur ne sont pas très importants, la distorsion de la tension au noeud "a" est faible.

Un onduleur génère toujours des harmoniques de courant (côté AC) comme tous les convertisseurs de puissance le font. Pour pouvoir être raccordé au réseau, le THD produit par l'onduleur ne doit pas excéder 5% et généralement les constructeurs s'arrangent pour être aux alentours de 1%. Lors de la déconnexion du réseau, les harmoniques de courant produits par l'onduleur circulent vers la charge, qui a en général une impédance plus élevée que le réseau. Ces harmoniques interagissent avec l'impédance de la charge en produisant des harmoniques de tension au point de raccordement. Ils seront donc plus élevés en raison de la plus grande impédance de la charge locale et seront détectés par l'onduleur qui assurera la déconnexion.

Avantages

En théorie, la méthode de détection d'harmoniques promet d'être très performante pour détecter l'îlotage et son efficacité ne sera pas affectée dans le cas où plusieurs onduleurs seraient connectés en parallèle.

Inconvénients

La méthode de détection d'harmoniques a le même problème d'implantation que la méthode de détection du saut de tension (développée dans le paragraphe suivant) : ce n'est pas toujours possible d'établir un seuil qui permettrait de détecter l'îlotage et dans un même temps qui ne causerait pas l'arrêt de l'onduleur dans le cas où il n'y aurait pas d'îlotage. Ce seuil doit être choisi de façon à être plus élevé que le THD de la tension du réseau mais plus bas que le THD qui existera lors de l'îlotage causé par un des deux mécanismes cités avant.

On va supposer que l'onduleur produit un THD de 5% sur son courant de sortie (valeur maximale autorisée). Pour une charge résistive alimentée par ce courant, en l'absence du réseau, le THD de la tension du point de raccordement sera aussi de 5%. Mais, pour des charges RLC, il peut arriver que le THD de la tension du point de raccordement soit inférieur à 5% à cause des caractéristiques passe-bas du circuit RLC qui peuvent atténuer les fréquences élevées. Il est donc évident que le seuil pour le THD devra être inférieur à 5%. De plus, on avait supposé que la tension du réseau était presque parfaite. Mais dans le cas réel le THD peut être de l'ordre de 1 – 2% à cause de la pollution harmonique du réseau qui ne peut pas toujours être négligée. Ainsi, le problème se pose de trouver un seuil de détection fiable pour la détection de l'îlotage.

La zone de non détection

Cette méthode peut échouer si la charge a de fortes caractéristiques passe-bas provoquant une atténuation trop importante du THD. La méthode peut aussi échouer quand les onduleurs sont de très haute qualité. En effet, le THD en courant est parfois si faible au départ que même une fois amplifié par l'interaction avec une charge d'impédance élevée, il reste trop faible et ne dépasse pas la valeur seuil.

2.2.3 Détection du saut de vecteur

Principe de la méthode

Cette méthode passive est différente de celles présentées précédemment. En effet, elle consiste à surveiller la différence de phase entre la tension et le courant fourni par l'onduleur. Dans notre cas, il s'agit de la tension V_a (cf. figure 2.1) au noeud "a", lieu de raccordement du générateur au réseau et à la charge locale (modélisée par une charge RLC). Par ailleurs, tant que le réseau est connecté, cette tension est tout simplement la tension réseau.

Dans des conditions normales de fonctionnement et en considérant le cas d'un onduleur de courant, la forme du courant fournit par celui-ci est synchronisée sur la tension réseau. Cette synchronisation est effectuée via la détection des zéros montants ou descendants de la sinusoïde représentant la tension réseau.

Désormais nous allons considérer une perte du réseau afin de se mettre en situation d'îlotage. Le générateur se retrouve isolé du réseau et alimente simplement la charge RLC (figure 2.1). Ainsi, sur la figure 2.3, une fois le réseau perdu, la tension n'est plus rigidement fixée et il se produit un saut de tension qui nous permettra la détection de l'îlotage. Ce décrochage de la tension V_a est dû à la phase de la charge alimentée en courant par l'onduleur.

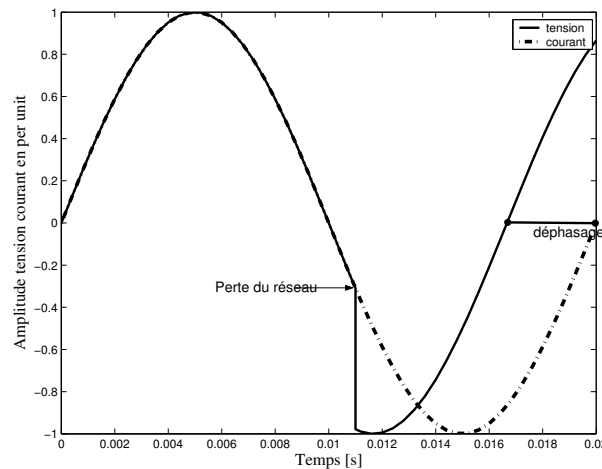


FIG. 2.3 – Saut de tension après coupure du réseau

En effet, puisque la tension ne peut plus suivre la tension réseau, elle est la réponse naturelle (loi d'Ohm) de la charge excitée en courant.

De plus, ce déphasage entre courant et tension est en fait l'écart entre la tension avant l'îlotage et la tension après l'îlotage. Avant l'îlotage, le courant est en phase avec la tension réseau. Après l'îlotage, le courant devient donc la référence puisqu'il est l'image de la tension avant l'îlotage (soit la tension réseau). Ainsi, ce déphasage correspond au saut de la tension avant

et après ilotage. C'est pourquoi cette méthode s'intitule détection du saut de tension ou du saut de vecteur. Pour en revenir à l'ilotage, c'est la valeur du saut de tension qui sera utilisée comme moyen de détection. L'écart entre le courant et la tension sera mesuré lors du passage par zéro et cette valeur sera comparée avec une valeur seuil : φ_{seuil} . Le principe est donc le suivant : si l'écart entre courant et tension est supérieur à φ_{seuil} , alors l'onduleur est déconnecté du réseau [27].

Avantages

L'avantage majeur de cette méthode est la facilité de son implantation au niveau de la commande de l'onduleur. Puisque l'onduleur a de toute façon besoin d'un PLL pour synchroniser le courant qu'il fournit sur la tension réseau, il suffit simplement d'ajouter la capacité de mesurer l'écart entre courant et tension (détection de zéros) et de déconnecter l'onduleur si cet écart dépasse le seuil limite autorisé. Ensuite, ce procédé passif n'engendre aucune dégradation de la puissance délivrée par l'onduleur. Finalement, l'efficacité de cette méthode n'est pas remise en cause lors d'un haut niveau de pénétration sur le réseau [27].

Inconvénients

Le problème majeur est la fiabilité du seuil de détection : comment choisir un seuil de déphasage permettant la détection de l'ilotage de manière sûre ? Il n'y a malheureusement aucune réponse à cette question. En effet, le démarrage de certaines charges et particulièrement les moteurs (charges inductives) entraîne des sauts de phase transitoires non négligeables. Ces sauts de phase étant indissociables de ceux provenant de l'ilotage, il est clair que l'onduleur pourrait être déconnecté alors que le générateur n'est pas iloté. Ce gros désavantage remet totalement en cause la fiabilité de cette méthode de détection.

La zone de non détection

Pour cette méthode, la zone de non détection correspond à toutes les charges locales ayant une phase se situant en dessous de la valeur seuil permettant la détection. Il est alors possible de tracer dans un plan LC l'ensemble des charges conduisant à une non détection de l'ilotage.

Pour cela, il est possible d'élaborer cette zone en partant d'une équation très simple :

$$\arctan \left(R \left(C\omega_{res} - \frac{1}{L\omega_{res}} \right) \right) < \varphi_{seuil} \quad (2.15)$$

Le principe est simple : si la phase de la charge RLC est inférieure ou égale au seuil minimum de détection alors la détection sera impossible. Ainsi, il est évident sans faire aucun calcul que si la charge présente une phase presque nulle (fonctionnement à la fréquence de résonance), la méthode échouera.

2.3 Les méthodes actives

Le principe des méthodes actives repose sur une variation. Elles sont dans la majorité des cas associées à une méthode passive pour assurer la déconnexion de l'onduleur [28]. Si l'onduleur apparaît comme une source de courant vis à vis du réseau, le courant délivré est de la forme :

$$i(t) = I \sin(\omega t + \varphi) \quad (2.16)$$

Il y a donc trois paramètres qu'il est possible de faire varier :

- l'amplitude du courant ;
- la fréquence du courant ;
- la phase du courant.

La variation de l'un de ces paramètres a pour but de déstabiliser l'îlot qui vient de se créer afin qu'une méthode passive puisse détecter la situation d'îlotage.

Les méthodes actives présentées sont les suivantes : Mesure d'impédance, Slip Mode frequency Shift (SMS) et Sandia.

2.3.1 Mesure d'impédance

Principe de la méthode

Elle consiste à injecter de manière cyclique une augmentation de type impulsion de l'amplitude du courant fourni par l'onduleur [27]. La largeur de l'impulsion est de l'ordre de 2 ms comme le montre la figure 2.4.

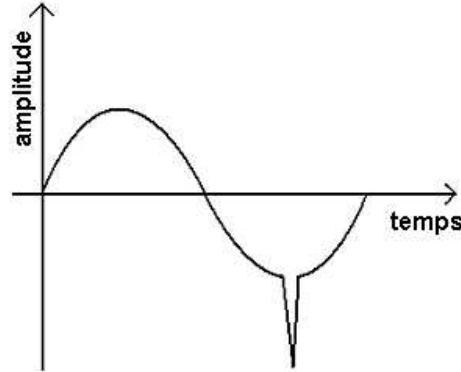


FIG. 2.4 – Forme d'onde du courant avec variation de type impulsionnelle de l'amplitude

Quand le réseau est connecté, la réponse en tension à cette perturbation en courant dépend de la résistance et de la puissance du réseau comme le montre l'équation 2.17 :

$$\Delta V = \frac{\Delta P}{2} \sqrt{\frac{R}{P}} \quad (2.17)$$

Ainsi, puisque la résistance du réseau R est très faible et que la puissance du réseau P est élevée, la variation de tension ΔV en réponse à une excitation en courant (équivalent à une excitation en puissance : ΔP) est quasi nulle [26].

Par contre, lorsque le réseau se trouve déconnecté, cette variation de l'amplitude du courant est directement injectée dans la charge locale qui présente une impédance plus élevée. Ainsi, cette variation donne naissance à une variation de tension qui permettra la détection de l'îlotage [29].

Il existe deux manières d'utiliser cette méthode afin de détecter l'îlotage.

- La première consiste en une réelle mesure d'impédance. On rapporte la variation de l'amplitude de la tension sur la variation de l'amplitude du courant et conformément à la loi d'Ohm, nous obtenons une mesure d'impédance [24]. C'est cette mesure d'impédance qui renseignera sur la présence ou non du réseau. Actuellement, l'ENS (Einrichtungen Netzueberwachung Schaltern : une méthode germanique) préconise la déconnexion de l'onduleur si la mesure de l'impédance est égale à 1.75Ω ou si la variation d'impédance entre deux mesures est supérieure à 0.5Ω . De plus, l'onduleur ne peut être connecté si l'impédance vaut 1.25Ω .
- La seconde utilise simplement la variation de l'amplitude de la tension afin d'assurer la déconnexion de l'onduleur. On lui associe une méthode de détection à seuil de tension. Par exemple, si un îlot se crée et se stabilise avec un niveau de tension égalant la limite basse de la détection de tension alors la variation de courant à injecter devra permettre une variation de l'amplitude de la tension dépassant la limite haute de détection. Concrètement, si on prend le cas d'une charge locale résistive et que la plage de tension autorisée est de plus ou moins 10% autour de la tension nominale du réseau, en cas d'équilibre de l'îlot sur la limite basse de tension, il faudra une variation de l'amplitude du courant de 20% pour atteindre la limite haute et assurer la déconnexion de l'onduleur.

Avantages

Le principal avantage de cette méthode est de présenter une zone de non détection presque nulle même dans le cas où l'îlot formé est stable. En effet, même si l'équilibre production et consommation de puissance entre le générateur et la charge locale est atteint, cette méthode active va perturber cet équilibre par la variation de l'amplitude du courant qui n'est rien d'autre qu'une perturbation de puissance.

Inconvénients

Cette méthode présente deux inconvénients importants. D'abord, elle devient inefficace lorsque plusieurs onduleurs se trouvent connectés en parallèle. La variation de l'amplitude du courant pour un onduleur ne permettra pas de changement détectable de la tension puisque cette variation sera minime par rapport à la puissance totale de tous les onduleurs. La seule solution serait donc de synchroniser les impulsions de courant de tous les onduleurs dans le cas d'une forte pénétration afin d'obtenir des réponses maximales. Ensuite, cette méthode échouera si la charge locale a une impédance plus faible que le réseau. Il est clair que cette situation est peu probable.

2.3.2 Slip Mode frequency Shift : SMS

Principe de la méthode

SMS est la première des trois méthodes décrites ici utilisant un bouclage positif permettant de déstabiliser l'onduleur lorsqu'une situation d'îlotage apparaît. Ce bouclage peut être appliqué aux trois paramètres de la tension aux bornes de la charge : amplitude, fréquence ou phase. Ces trois possibilités ont été explorées par les chercheurs. Finalement, SMS est un bouclage positif agissant sur la phase [28].

Lorsque le réseau est présent, cette boucle n'a aucune influence sur la fréquence du réseau. La phase de courant de l'onduleur est une fonction de la fréquence aux bornes de la charge comme représenté sur la figure 2.5 par la courbe en forme de S [24]. Cette courbe est implantée au niveau

de la commande de l'onduleur [27].

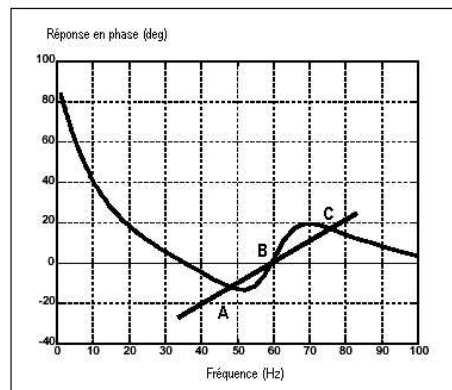


FIG. 2.5 – courbe SMS tirée de [24]

La droite représente la phase du courant en fonction de la fréquence aux bornes d'une charge RLC au voisinage de sa fréquence de résonance.

Lorsque le réseau est connecté, la courbe SMS et la droite de la charge se coupent au point B. Ce point correspond à une phase du courant de l'onduleur qui est nulle et à la fréquence réseau de référence (50 Hz ou 60 Hz en fonction du pays).

Lorsque le réseau est déconnecté, et qu'il y a une toute petite perturbation autour de cette fréquence, la phase de courant de l'onduleur va croître. En effet, au voisinage de cette fréquence, la pente de la courbe en S est plus importante que celle de la droite de la charge. L'onduleur va donc se retrouver instable. Ce phénomène va renforcer la perturbation en fréquence. De ce fait, l'onduleur va chercher un nouveau point de fonctionnement correspondant à l'intersection entre la courbe en S et la droite de charge : le point A si la dérive de fréquence est à la baisse ou le point C dans le cas contraire. Si la courbe en S est bien appropriée au type de charge, alors la fréquence des points A et C se retrouve à l'extérieur des seuils de la méthode passive. Ainsi, les limites de fréquence étant dépassées, l'onduleur est déconnecté.

Avantages

Cette technique, comme toutes les méthodes à dérive de fréquence, est relativement facile à implanter. L'avantage majeur est que la ZND est petite. De ce fait, cette méthode est hautement efficace. Contrairement à d'autres méthodes, s'il y a plusieurs onduleurs connectés en parallèle, la méthode SMS reste efficace.

Inconvénients

Lors de hauts niveaux de pénétration, des problèmes de réponse au niveau du système apparaissent. Ce phénomène est dû à l'utilisation d'un bouclage positif dans l'algorithme du programme SMS. Cette méthode requiert en plus une diminution de la qualité de puissance au niveau de la sortie de l'onduleur.

En effet, si la pente de la charge RLC est plus importante que celle de la courbe en S, alors il n'existera qu'un et un seul point de fonctionnement et il est donc impossible de déstabiliser la fréquence.

2.3.3 Sandia : SFS + SVS

Durant l'année 1997, le laboratoire Sandia a effectué une série de tests concernant l'îlotage de multiples onduleurs [24]. Les résultats de ces tests sont les suivants :

- Les onduleurs n'étaient pas déconnectés suffisamment vite.
- L'inclusion de charges qui ne soient pas purement résistives est nécessaire pour déterminer les pires conditions d'îlotage.
- L'utilisation de différentes techniques contre l'îlotage par les onduleurs augmente le temps d'îlotage.

Chaque onduleur est équipé de la méthode passive de protection à seuil de tension et de protection à seuil de fréquence. En plus de ces méthodes, ils doivent inclure des moyens de coupure. Cependant, ils doivent être conçus de telle manière que :

- leurs méthodes actives soient favorables à un large nombre d'unités branchées au réseau.
- leurs méthodes contre l'îlotage n'interagissent pas entre elles sous des conditions normales d'exploitation [24].

Principe de la méthode

L'algorithme proposé par les laboratoires Sandia pour empêcher l'îlotage causé par les générateurs décentralisés est considéré comme l'un des plus efficaces. Il a été conçu pour des onduleurs monophasés, puis a été étendu aux onduleurs triphasés. Cet algorithme est composé de deux blocs : *Sandia Frequency Shift* (SFS) et *Sandia Voltage Shift* (SVS) [25]. Le principe de ces deux méthodes est basé sur une dérive accélérée de fréquence et de tension créée par un retour positif [23]. Lorsque le réseau principal est présent, les variations de tension et de fréquence ne sont pas suffisamment fortes pour aboutir à une dérivation de ces deux paramètres [24]. Par contre lorsque le réseau est déconnecté, ces méthodes forcent la fréquence et/ou la tension à dépasser les seuils de référence provenant des méthodes de protection à seuil de tension et de protection à seuil de fréquence[25]. Ces méthodes vont permettre à l'onduleur de se couper.

L'algorithme SFS

Lors d'une variation de fréquence, cette méthode permet d'accélérer cette dérivation. Quand le réseau est connecté, la méthode SFS n'affecte pas la fréquence (en effet, les variations de fréquence ne sont pas assez importantes)[25].

Quand le réseau est déconnecté, la méthode SFS provoque un décalage de fréquence en dehors de l'ensemble des points de déclenchement, ce qui cause une coupure automatique de l'onduleur.

A partir de l'angle provenant du réseau, une PLL va estimer la fréquence actuelle sur le réseau. Celle-ci va être envoyée à l'algorithme SFS. Cet algorithme est composé d'une fonction de transfert et d'un gain Kf comme le montre la figure 2.6.

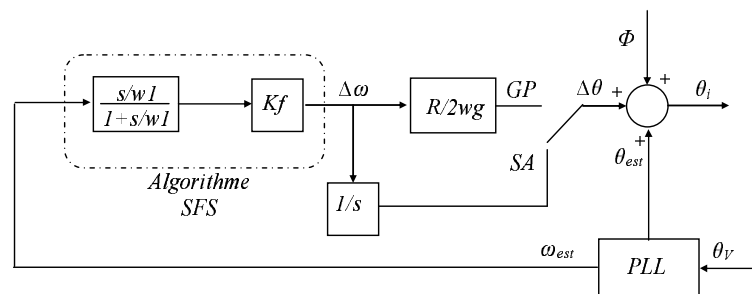


FIG. 2.6 – Schéma de l'algorithme SFS

La fonction de transfert va donner une estimation et déterminer les variations de fréquence. Puis le gain K_f jouera un rôle d'amplificateur de cette information. Cette nouvelle valeur est ajoutée à la fréquence de référence. Comme la fréquence moyenne imposée par le générateur décentralisé ne peut pas être différente de la fréquence du réseau, le déphasage doit être périodiquement remis à zéro afin qu'un transfert de puissance significatif du générateur au reste du réseau puisse avoir lieu [25].

Dans le cas monophasé : la remise à zéro du déphasage du courant de référence I_s a lieu lorsque la tension du réseau passe par zéro. Dans le cas triphasé : la fréquence du système est déterminée par un PLL possédant une structure de référence synchrone.

Deux modes sont possibles : le mode GP(Grid Parallel) et le mode SA(Stand-Alone) :

- La dérivation en mode parallèle est basée sur le déphasage . Il s'agit d'une réponse à la variation de fréquence w résultant de l'algorithme SFS. De plus, il dépend de la fréquence réseau. Le bloc $\frac{R}{2\omega_g}$ modélise le comportement du générateur décentralisé qui capture le changement de phase correspondant à une erreur de fréquence (dépassement des limites). En fait, lorsque le sinus du signal estimé atteint la valeur de zéro, le mode GP force le signal à rester nul jusqu'au zéro du signal nominal (fréseau=f nominale). Cette opération de reset est nécessaire afin d'éviter un déphasage entre le courant de sortie de l'onduleur et la tension du réseau [24].
- Le mode SA est un mode de transition, c'est-à-dire un état d'attente. Sous cette condition, le réseau n'a pas été déconnecté. Cependant, le générateur décentralisé n'a pas encore pris de décision sur le changement de mode et continue à injecter du courant. Considérons le cas monophasé avec une fréquence estimée par le SFS qui soit supérieure à la fréquence nominale de 50 Hz et un reset à 180°. Dans ce cas, la variation de fréquence est intégrée. Puis la valeur obtenue est ajoutée à l'angle de référence et à l'angle du facteur de puissance. Le résultat va déterminer la valeur du déphasage du courant injecté par l'onduleur. Quand à l'amplitude de ce courant, celle-ci est déterminée par la boucle SVS [24].

L'algorithme SVS

Cette méthode est similaire à la méthode SFS. La boucle positive est appliquée à l'amplitude de la tension aux bornes de la charge. Lors d'une variation de tension, cette méthode permet d'accélérer cette dérivation [25].

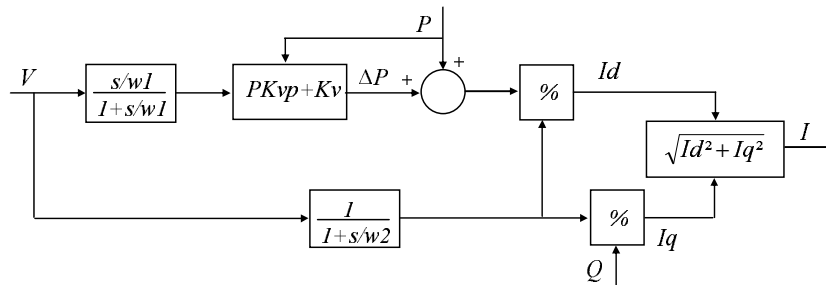


FIG. 2.7 – Schéma de l'algorithme SVS

Quand le réseau est connecté, la méthode SVS n'affecte pas la tension.

Quand le réseau est déconnecté, la méthode SVS provoque un décalage de tension en dehors de l'ensemble des points de déclenchement, ce qui cause une coupure automatique de l'onduleur.

L'amplitude du courant de sortie de l'onduleur est ajustée à la tension de service. Quand la tension augmente, ce courant augmente. Et inversement, quand la tension diminue, le courant

diminue. L'entrée de ce bloc est l'amplitude de la tension du réseau. On la note V . Une variation de tension provoque une variation de la puissance de référence. L'amplitude de la tension, suite au passage par un filtre, est utilisée pour déterminer l'amplitude du courant de référence. Ceci afin d'assurer que les niveaux désirés en puissance active et en puissance réactive soient bien délivrés par le générateur décentralisé comme le montre la figure 2.7.

Bilan : SFS + SVS

L'algorithme contre l'îlotage travaille en forçant l'îlot contenant le générateur décentralisé à devenir instable à chaque fois que le réseau est déconnecté. Il est d'autant plus performant qu'il agit sur deux paramètres, alors que la plupart des autres méthodes n'agissent que sur un seul paramètre. L'algorithme final est " l'assemblage " des deux algorithmes précédents : SFS et SVS [25] [24].

Avantages

L'implantation est facile car il s'agit d'une méthode décrivant une déviation de la fréquence et de l'amplitude de la tension. Elle a la plus petite ZND de toutes les méthodes actives. Elle est donc très efficace.

Inconvénients

Lors de hauts niveaux de pénétration, des problèmes de réponse au niveau du système apparaissent. Ce phénomène est dû à l'utilisation d'un bouclage positif dans l'algorithme du programme. Cette méthode requiert une diminution de la qualité de puissance au niveau de la sortie de l'onduleur.

2.4 Méthodes au niveau du réseau

2.4.1 Méthodes utilisant des moyens de communication

Principe de la méthode

L'utilisation de moyens de communication sur les lignes de puissance est une autre possibilité de détecter une situation d'îlotage. C'est également un moyen de résoudre les nombreux problèmes pouvant survenir au niveau de l'onduleur. Ce type de système envoie un signal de faible énergie le long des lignes du réseau. Il est composé d'un transmetteur et d'un récepteur. Le système envoie un signal via le transmetteur [30] [31].

Le récepteur, installé du côté client (c'est-à-dire du côté de la charge), détectera la présence ou non de ce signal. Lorsqu'il y a une coupure réseau, ce signal disparaît. L'onduleur reçoit l'ordre de cesser toute opération [26].

A noter que trois possibilités de récepteur sont envisageables :

- Il peut être implanté dans l'onduleur.
- Il peut aussi être un élément à part qui communique avec l'onduleur.
- Il peut contenir son propre circuit d'interrupteurs et donc ne pas être connecté à l'onduleur.

De ce fait, lorsque le signal est perdu, deux modes d'isolation du générateur à énergie renouvelable sont possibles :

- Le récepteur commande à l'onduleur de se couper.
- Le récepteur ouvre ses propres interrupteurs.

Il est possible d'utiliser un moyen de communication qui existe déjà, sans interférer avec son utilisation primaire et sans décoder l'information dans le signal. De nos jours, cette technique est utilisée dans les régions fortement peuplées et industrialisées [30].

Pour être efficace, le signal doit posséder trois caractéristiques :

- Le signal doit provenir du réseau et se diriger vers la charge. A noter que certains systèmes existant ont un principe inverse.
- Le transport de ce signal doit être continu. Si celui-ci est intermittent, la capacité du système à détecter l'îlotage est moindre. Lors de la perte d'une ligne, il n'est pas possible, pour le système, de faire la différence entre une perte du signal due à une situation d'îlotage et une perte due à une cessation de transmission. Un signal continu est donc plus sûr et évite de couper des onduleurs inutilement.
- Le signal doit posséder un bon indice de propagation au travers du réseau de distribution. Cette condition nécessite l'utilisation de signaux basses fréquences car les inductances séries des transformateurs agissent comme un filtre passe-bas. L'utilisation de signaux à hautes fréquences est donc à proscrire.

Avantages

Ce type de détection a de nombreux avantages dans les conditions actuelles de forte croissance du nombre de connexions de générateurs de distribution sur le réseau :

- Il n'y a pas de zone de non détection (ZND) dans le cas de charges en fonctionnement normal.
- Il n'y a pas de dégradation de la puissance de sortie de l'onduleur. De plus, le signal envoyé n'affectera pas l'onduleur dans son fonctionnement. Sous certaines conditions, cette technique pourrait même améliorer les performances du système.
- Les communications ne sont pas affectées par le nombre d'onduleurs reliés au réseau. Ainsi lors de hauts niveaux de pénétrations, on obtient une grande efficacité dans la détection de l'îlotage. Ceci est valable quelque soit la taille du système et quelque soit le type des générateurs à énergie renouvelable.
- Il est possible d'utiliser des signaux existants dans ce but sans interférer avec leur fonction normale.
- Seul un transmetteur est nécessaire pour couvrir une large portion du réseau [30].

Inconvénients

Le transmetteur doit être capable d'envoyer des signaux à tous les onduleurs au travers du système de distribution. Ce type de transmetteur existe déjà, mais ils ne sont pas très fréquents et assez chers.

2.4.2 SCADA : Supervisory Control and Data Acquisition

Principe de la méthode

Introduire des systèmes " SCADA " dans les onduleurs est un choix logique dans la détection d'îlotage. De nos jours, les systèmes du service public utilisent déjà des moyens de communication afin de forcer le réseau à contrôler ses propres sous-systèmes et leurs états. Il faut également prévoir les cas de réponses rapides du système. L'utilisation de SCADA dans la prévention d'îlotage est simple. Les dispositifs sensibles à la tension doivent être placés au niveau des onduleurs. S'ils détectent une tension dès lors que le réseau est déconnecté de cette partie du système, des alarmes sonores se mettent en route et des moyens d'action peuvent être mis en place. Par exemple, si une tension est détectée aux bornes de la charge d'un client alors qu'une coupure volontaire du

réseau a été effectuée, une alarme se met en route afin de prévenir le personnel travaillant sur la ligne que la celle-ci est encore sous tension. De plus, il faut qu'un interrupteur soit coordonné avec l'onduleur afin d'éviter un déphasage lors de la re-connexion [26].

Avantages

Si le système est performant et que tous les moyens nécessaires de communication sont disponibles, cette méthode est capable d'éliminer la situation d'ilotage et de permettre un contrôle partiel ou total du générateur à énergie renouvelable par le réseau.

Inconvénients

S'il y a plusieurs onduleurs, ils devront tous être équipés de ce système. Cette méthode requiert aussi une participation des entreprises dans l'installation et les procédés. Il s'agit d'un problème majeur pour les petits systèmes. Le coût devient donc plus élevé. Les systèmes SCADA ne s'étendent pas à tous les systèmes.

2.5 Conclusion

Dans ce chapitre, une étude bibliographique rassemblant les systèmes anti ilotage a été effectuée. Trois méthodes en ressortent :

- Les méthodes passives consistent à surveiller les paramètres liés à la tension : l'amplitude, la fréquence ou la phase à l'aide d'un relais de découplage. Ces méthodes consistent à détecter des variations en tension, en fréquence ou en amplitude à l'aide de différents seuils.
- Les méthodes actives souvent associées à une méthode passive permettent de faire dévier les paramètres de la tension fournies par l'onduleur afin de faire réagir un déclencheur à seuil.
- Les méthodes au niveau du réseau sont basées sur l'utilisation de moyens de communication plus ou moins complexes.

L'ensemble de ces méthodes sont regroupées dans au tableau 2.5, leurs principaux avantages et inconvénients sont énumérés. La ZND est précisé dans tous ces cas.

	Méthodes passives			Méthodes actives			Méthodes au niveau du réseau	
	protection à seuils de tension et fréquence	Détection harmoniques	Détection de saut de vecteur	Mesure d'impédance	SMS	Sandia	Méthode communication	SCADA
Avantages	Faible coût, utilisable pour une autre application	performante en théorie	Implantation facile, aucune dégradation de la puissance	ZND presque nulle	ZND petite	ZND infime	Pas de ZND, pas de dégradation de la puissance, permet un haut niveau de pénétration, utilisation de signaux existants	Contrôle total du générateur
Inconvénients	ZND importante	seuil difficilement paramétrable	Fiabilité du seuil de détection	Inefficace avec plusieurs onduleurs, Charge locale à impédance faible	diminution de la qualité de la puissance, impossibilité de déstabilisation pour certaine charge RLC	Problème lors de haut niveau de pénétration	Transmetteur capable d'envoyer un signal à tous les onduleurs, le prix	limité au petit réseau, nécessité de personnel
ZND	ΔP et ΔQ nulle (voir figure 2.2)	Faible THD d'onduleur	phase de charge locale $>$ à la valeur seuil	presque nulle	Petite	Infime	Nulle	Faible

Conclusion de la première partie

Cette première partie a permis de poser les bases des outils graphiques de modélisation et de commande que sont le GIC et la REM. La méthode de modélisation et d'inversion des éléments principaux du GIC et de la REM a été rappelée. Elle a été illustrée par la modélisation d'un onduleur monophasé. La modélisation partie opérative a permis l'analyse et la synthèse de l'algorithme de commande. Cette modélisation a été étendue au cas triphasé. Une grande partie de la modélisation étant commune au cas monophasé, la commande rapprochée de l'onduleur a été détaillée. Le choix de l'illustration de la modélisation de l'élément essentiel de la connexion au réseau de nombreuses sources de production décentralisée, qu'est l'onduleur, donne une vue plus synthétique du système étudié.

Le deuxième chapitre met l'accent sur les systèmes anti-îlotage. Ces systèmes permettent de détecter la perte du réseau et ainsi éviter qu'un générateur décentralisé alimente un groupe de charges et crée ainsi un îlot. Ces systèmes de protection ont la charge d'assurer la sécurité des personnes et du matériel. L'étude bibliographique a montré qu'ils peuvent être identifier selon trois classes :

- Les méthodes passives surveillent un ou plusieurs paramètres de la tension du réseau, La détection d'harmoniques, la détection du saut de vecteur.
- Les méthodes actives sont généralement couplées à une méthode passive. Trois systèmes ont été considérés : la mesure d'impédance, la SMS et la méthode du laboratoire SANDIA.
- Les méthodes au niveau du réseau sont essentiellement des méthodes de communication avec transmetteur en un point du réseau.

Ce défaut particulier qu'est l'îlotage sera pris en compte dans la suite de cette étude.

Deuxième partie

Influences du réseau sur l'onduleur et de l'onduleur sur le réseau

Introduction de la deuxième partie

Cette partie est composée de deux chapitres. Le premier est intitulé : "La synchronisation des courants références". Ce chapitre s'intéresse à une partie de la commande : la génération des courants références. Généralement ces courants de référence sont directement conçus à partir d'une mesure de tension. Si la tension du réseau n'est plus sinusoïdale, les courants de référence ne le sont plus non plus. La connaissance de la phase du réseau est essentielle pour une connexion. Les tensions et les courants ne peuvent subir d'altérations sur ce point. Pour répondre à ce problème, la boucle à verrouillage de phase (ou PLL) est souvent utilisée. Un rappel sur son fonctionnement sera fait [32]. Nous verrons qu'il est possible de concevoir une PLL suivant le modèle de la tension utilisée [33]. Plusieurs PLL seront modélisées : la PLL dans le domaine de Park, la PLL "Space Vector Filter" [34] et la PLL "Extended Space Vector Filter" [34]. Ces PLL seront soumises à plusieurs défauts provenant du réseau.

Le deuxième chapitre intitulé "Intégration dans la commande d'un onduleur d'un système anti-îlotage" s'intéresse dans un premier temps à un système de découplage industriel, l'ENS 26. Une série d'essais est effectuée pour comprendre son fonctionnement. Ce système servira de base pour l'intégration d'un algorithme anti îlotage dans la commande d'un onduleur. Ce système devra permettre la détection de sur ou sous tension, la détection de variation de fréquence trop importante et détecter l'îlotage.

Chapitre 1

La synchronisation des courants références

1.1 Introduction

La détermination des courants de référence se fait généralement, pour un onduleur monophasé ou triphasé avec la mesure des tensions du réseau. Cependant les tensions réseau au point de raccordement peuvent comporter divers défauts et ils risquent de subsister dans le courant de sortie de l'onduleur. Pour pallier à ce problème, parmi les méthodes envisageables, il en existe deux fréquemment utilisés. La première consiste à filtrer la tension mesurée. L'inconvénient de cette méthode est qu'elle génère un déphasage non négligeable, qui est d'autant plus important que la fréquence de coupure du filtre passe bas est faible. La seconde est basée sur la détection du passage par zéro de la tension, ce qui permet d'en déduire la période et de reconstruire un signal sinusoïdale unitaire [8]. Ce procédé est plus performant que le précédent, cependant il n'est pas optimum lors d'un saut de phase par exemple.

La méthode choisie consiste à réaliser un générateur de signal $x(t)$ dont le rôle est d'extraire la tension ou le système de tension direct (dans le cas triphasé) avec un minimum de distorsion, à partir de la (ou des) tension(s) mesurée(s). Le système permettant un asservissement de la fréquence et de la phase et donc une synchronisation, s'appelle la boucle à verrouillage de phase, en anglais Phase Locked Loop (PLL).

Ce système a été introduit en 1932 par un ingénieur français, De Bellescize. Il s'agit d'un système bouclé destiné à asservir la phase instantanée du signal de sortie $\varphi_s(t)$ sur la phase instantanée du signal d'entrée $\varphi_e(t)$. Ce système permet d'asservir la fréquence du signal de sortie $f_s(t)$ sur la fréquence du signal d'entrée $f_e(t)$. Un tel système est à la base d'innombrables circuits d'électronique : détection synchrone et démodulation d'amplitude, de fréquence (FM et FSK), synthèse de fréquences, télécommunications numériques...

Dans ce chapitre le principe de fonctionnement d'une PLL monophasée, puis son équivalent pour un système triphasé. Une analyse des comportements des systèmes de synchronisation (dans la suite du texte l'ensemble des systèmes de synchronisation sera appelé PLL) triphasés face à des défauts du réseau électrique sera effectuée. Ces défauts sont :

- Un creux de tension monophasé
- Une pollution harmonique
- Un saut de phase
- Un variation de fréquence.

1.2 La boucle à verrouillage de phase dans le cas d'un réseau monophasé

1.2.1 Principe de fonctionnement d'une PLL analogique

Le schéma synoptique d'une boucle à verrouillage de phase est donné à la figure 1.1

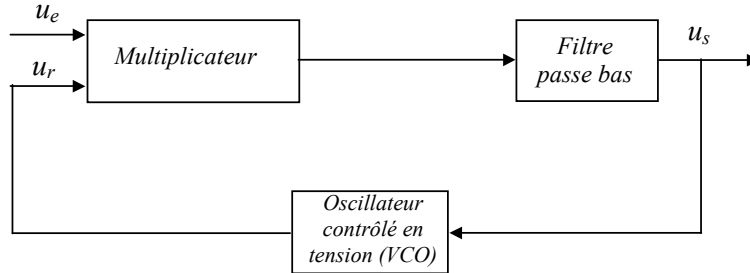


FIG. 1.1 – Schéma synoptique d'une boucle à verrouillage de phase

Le détecteur de phase comprend :

- un multiplicateur délivre en sortie une tension proportionnelle au produit des deux tensions v d'entrée u_e et u_r :

$$v = ku_e u_r \quad (1.1)$$

k est un coefficient mesuré en V^{-1}

- un filtre passe bas du premier ordre dont la pulsation de coupure est ω_0 . Sa transmittance complexe s'écrit $\underline{F}(j\omega) = \frac{1}{1+j\frac{\omega}{\omega_0}}$ Les tensions d'entrée et de sortie s'écrivent respectivement :

$$u_e = U_e \sin(\omega_c t + \varphi_e(t)) \quad (1.2)$$

$$u_r = U_r \cos(\omega_c t + \varphi_r(t)) \quad (1.3)$$

Leurs phases, respectivement $\varphi_e(t)$ et $\varphi_r(t)$, sont susceptibles de varier au cours du temps. La pulsation ω_c est constante.

La tension en sortie v du multiplicateur s'écrit : $v = ku_e u_r$

$$v = U_e U_r \sin(\omega_c t + \varphi_e(t)) \cos(\omega_c t + \varphi_r(t)) \quad (1.4)$$

$$v = \frac{kU_e U_r}{2} [\sin(2\omega_c t + \varphi_e(t) + \varphi_r(t)) + \sin(\varphi_e(t) - \varphi_r(t))] \quad (1.5)$$

La pulsation instantanée du premier terme est : $\left| 2\omega_c + \frac{d\varphi_e(t)}{dt} + \frac{d\varphi_r(t)}{dt} \right|$ la pulsation du second terme est : $\left| \frac{d\varphi_e(t)}{dt} - \frac{d\varphi_r(t)}{dt} \right|$.

La pulsation ω_c est suffisamment élevée pour vérifier les inéquations :

$$\left| \frac{d\varphi_e(t)}{dt} \right| \ll \omega_c \text{ et } \left| \frac{d\varphi_r(t)}{dt} \right| \ll \omega_c.$$

Dans ces conditions, $\left| 2\omega_c + \frac{d\varphi_e(t)}{dt} + \frac{d\varphi_r(t)}{dt} \right| \approx 2\omega_c$ et $\left| \frac{d\varphi_e(t)}{dt} - \frac{d\varphi_r(t)}{dt} \right| \ll \left| \frac{d\varphi_e(t)}{dt} \right| + \left| \frac{d\varphi_r(t)}{dt} \right| \ll \omega_c$. La tension v contient alors deux termes ; l'un dont la pulsation instantanée varie peu autour de $2\omega_c$, l'autre dont la pulsation instantanée est faible par rapport à ω_c .

Pour extraire la deuxième composante de ce signal un filtre passe bas dont la pulsation de coupure est très inférieure à $2\omega_c$ est utilisé. La tension u_s à la sortie du filtre s'écrit :

$$u_s = \frac{kU_e U_r}{2} \sin(\varphi_e(t) - \varphi_r(t)) \quad (1.6)$$

De plus, lorsque la boucle est verrouillée, les phases $\varphi_e(t)$ et $\varphi_r(t)$ restent suffisamment proches pour que leur différence $\varphi_e(t) - \varphi_r(t)$ soit faible. Dans ces conditions, la tension sinusoïdale peut être approchée par la fonction identité et s'écrit :

$$u_s = \frac{kU_e U_r}{2} (\varphi_e(t) - \varphi_r(t)) \quad (1.7)$$

L'oscillateur contrôlé en tension (VCO) délivre une tension u_r dont la pulsation instantanée $(\omega_c + \frac{d\varphi_r(t)}{dt})$ dépend de la tension u_s de commande par :

$$\frac{d\varphi_r(t)}{dt} = k_0 u_s$$

Le fonctionnement du VCO ne sera pas vu en détail ici. Sa transmittance de Laplace $\frac{\varphi_r(s)}{u_s(s)}$ s'écrit :

$$\frac{\varphi_r(s)}{u_s(s)} = \frac{k_0}{s} \quad (1.8)$$

On peut ainsi définir le schéma bloc simplifié de la boucle à verrouillage de phase monophasée représenté à la figure 1.2.

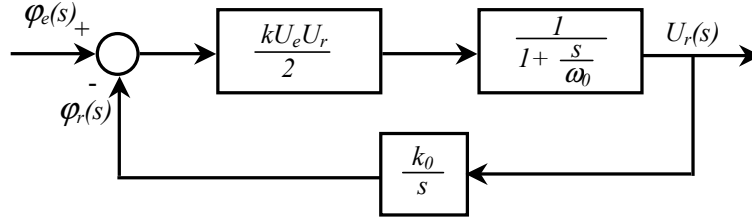


FIG. 1.2 – Schéma bloc d'une boucle à verrouillage de phase

Plus d'informations sur le fonctionnement d'une boucle à verrouillage de phase comme la définition de la plage de capture sont donnée dans [32].

1.2.2 Les autres possibilités

La tension réseau peut être vue comme un système non linéaire autonome mono-sortie [35] [34] [33]. Ce système s'écrit :

$$R \rightarrow \begin{cases} \dot{x} = f(x) \\ y = h(x) \end{cases} \quad (1.9)$$

avec $x \in \mathbb{R}^n$ et $y \in R$.

Le système est totalement observable si et seulement si la matrice est de rang n (n étant le rang du système). Cela implique que l'état x peut être déduit de la connaissance de la sortie et d'un nombre fini de ses dérivées [36].

Svensson propose dans [34] d'utiliser pour variables d'états l'amplitude, l'angle et la pulsation de la tension réseau. On a alors $x(k) = \left(E(k) \quad \theta(k) \quad \omega_r(k) \right)^T$.

En approchant (1.10)

$$\omega_r(t) = \frac{d\theta}{dt} \quad (1.10)$$

par l'expression numérique suivante :

$$\omega_r(k)Te = \frac{\theta(k+1)Te - \theta(k)Te}{Te} \quad (1.11)$$

La représentation d'état de ce système s'écrit :

$$\begin{cases} x(k+1) = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & Te \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} x(k) \\ y(k) = x_1(k) \sin(x_2(k)) \end{cases} \quad (1.12)$$

avec Te la période d'échantillonnage.

L'étude de son observabilité [36] qu'il est possible de déduire les trois états de $x(k)$ en connaissant la sortie et ses dérivées.

Le problème de l'estimation d'une phase, observée au travers d'une fonction non linéaire est un problème de filtrage optimal. Bien que la non linéarité sur l'observation rende ce problème insoluble analytiquement, des mises en oeuvre pratiques peuvent être obtenues par le filtre de Kalman étendu ou grâce à des méthodes de simulation de type Monte Carlo. On ajoute au modèle (1.12) des perturbations, il devient :

$$\begin{cases} x(k+1) = f(x(k), k) + w(k) \\ y(k) = h(x(k), k) + v(k) \end{cases} \quad (1.13)$$

Dans les équations du filtre de Kalman, on suppose que les perturbations vectorielles $w(k)$ et $v(k)$ sont des bruits blancs Gaussiens non corrélés, caractérisés par une moyenne nulle et des matrices de covariance $Q(k)$ et $R(k)$.

Mohinder et Andrews [37] présente une large description du filtre de Kalman qui permet de réaliser ce filtrage optimal.

Cependant ce type de PLL comporte certains inconvénients majeurs. La détermination de ces matrices s'avère très délicate en pratique puisque les caractéristiques stochastiques des bruits ne sont généralement pas connues [37].

L'estimation de la fréquence et de la phase d'un signal est réalisée par de nombreux calculs complexes [33] qui ne seront pas développés ici.

1.3 La boucle à verrouillage de phase dans le cas d'un réseau triphasé

1.3.1 La PLL dans le domaine de Park

La méthode la plus répandue pour les systèmes triphasés est celle basée sur la représentation dans le référentiel de Park des tensions mesurées sur le réseau. Le principe est de considérer les équations du réseau triphasé dans un repère de Park dont l'orientation est telle que $V_{rd} = 0$ [8]. La boucle à verrouillage de phase réalise l'asservissement d'un angle de phase arbitraire à l'angle de référence θ_s . Le schéma de principe est présenté à la figure 1.3.

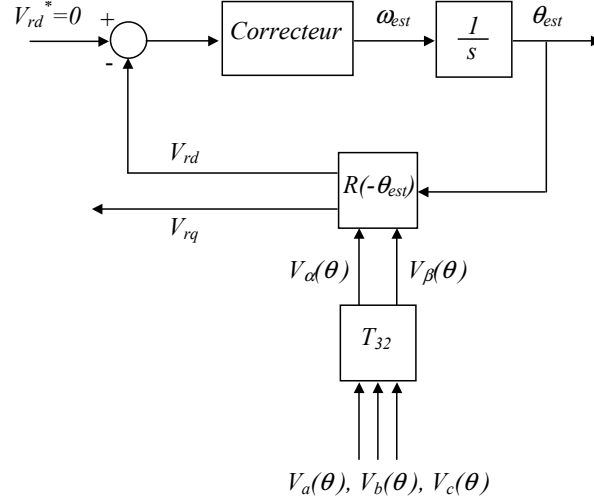


FIG. 1.3 – Schéma de principe de la boucle à verrouillage de phase triphasée

La transformation de Concordia est d'abord appliquée sur les tensions simples V_a, V_b, V_c , déduites des deux mesures des tensions composées u_{r1} et u_{r2} . Les tensions ainsi obtenues sont ensuite exprimées dans le repère de Park par une rotation $R(-\theta_{est})$. L'angle de rotation estimé est issu de l'intégration de la pulsation estimée ω_{est} du réseau. La pulsation ω_{est} du repère tournant doit être identique à la pulsation ω des tensions V_a, V_b, V_c .

$$\begin{pmatrix} V_{rd} \\ V_{rq} \end{pmatrix} = \sqrt{3}V_r \begin{pmatrix} \sin(\theta - \theta_{est}) \\ -\cos(\theta - \theta_{est}) \end{pmatrix} = \sqrt{3}V_r \begin{pmatrix} \sin(\Delta\theta) \\ -\cos(\Delta\theta) \end{pmatrix} \quad (1.14)$$

La boucle à verrouillage de phase sera active lorsque l'angle estimé θ_{est} sera égal à θ [38]. Cette condition sera obtenue si la grandeur V_{rd} est nulle comme le montre (1.14).

Cette boucle à verrouillage de phase peut être vue comme un observateur où le modèle des tensions réseau est représenté par le GIC de la figure 1.4.

- R1 : $\theta_{est} = \int \omega_{est} dt + \theta_{est0}$
- R2 : Transformée de Concordia
- R3 : Matrice rotation

Si le réseau est sinusoïdal équilibré V_{rd} et V_{rq} sont des constantes. Le repère est choisi tel que $V_{rd} = 0$ de manière à simplifier sa représentation mathématique.

A partir du GIC de la figure 1.4 la structure d'un estimateur pour lequel il est nécessaire de générer une pulsation ω_{est} . Elle est déterminée par inversion de la relation causale qui aboutit à l'utilisation d'un contrôle en boucle fermée de la composante $V_{rd_{est}}$. Cette relation est représentée à la figure 1.5 par $R1^{-1}$.

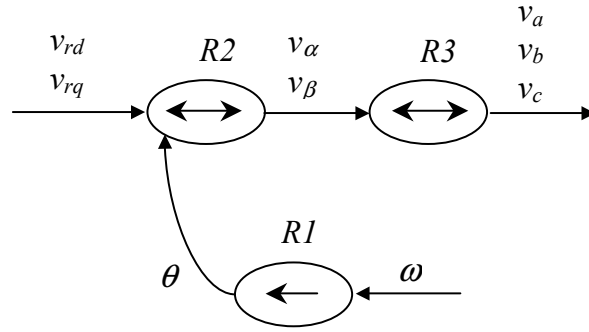


FIG. 1.4 – GIC des tensions triphasées du réseau

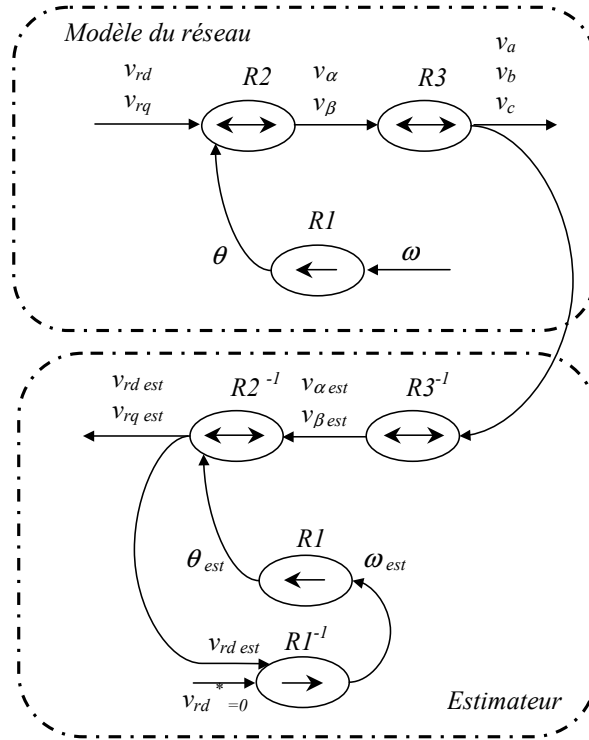


FIG. 1.5 – GIC de la boucle à verrouillage de phase en dq

Un correcteur IP a été choisi pour permettre de s'affranchir d'un éventuel zéro gênant et avoir un système du second ordre à stabilité absolue. La dynamique choisie pour cette boucle est déterminée à partir d'un temps de réponse souhaité de $5ms$. La fonction de transfert en boucle fermée de ce système est de la forme :

$$H_{bf}(s) = \frac{1}{1 + \frac{2\xi}{\omega_n}s + \frac{1}{\omega_n^2}s^2} \quad (1.15)$$

Un amortissement unitaire est utilisé ($\xi = 1$) afin d'éviter tout dépassement ce qui nous donne selon les abaques $\omega_n t_r = 5$ avec t_r le temps de réponse souhaité. On peut alors déduire le gain proportionnel et le gain intégral du correcteur.

1.3.2 La PLL SVF

Cette boucle à verrouillage de phase décrite dans [34] est basée sur les équations d'oscillateurs [39] [40]. A l'instant $k+1$, les équations régissant ces oscillateurs s'écrivent sous la forme suivante :

$$\begin{pmatrix} x_1(k+1)Te \\ x_2(k+1)Te \end{pmatrix} = R(\omega Te) \begin{pmatrix} x_1(kTe) \\ x_2(kTe) \end{pmatrix} \quad (1.16)$$

avec

$$\begin{aligned} x_1(kTe) &= \cos(\omega kTe) \\ x_2(kTe) &= \sin(\omega kTe) \end{aligned} \quad (1.17)$$

et $R(\omega Te)$ la matrice rotation de la forme :

$$R(\omega Te) = \begin{pmatrix} \cos(\omega Te) & \sin(\omega Te) \\ -\sin(\omega Te) & \cos(\omega Te) \end{pmatrix} \quad (1.18)$$

Cet oscillateur est utilisé pour réaliser un filtre vectoriel "Space Vector Filter" (SVF) présenté à la figure 1.6.

La PLL SVF est réalisée à partir des mesures des deux tensions réseau u_{r1mes} et u_{r2mes} . La première transformation est appliquée pour reconstruire un système triphasé en tension simple noté 2/3 sur la figure 1.6. Elles sont retrouvées avec (1.19).

$$\begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u_{r1mes} \\ u_{r2mes} \end{pmatrix} \quad (1.19)$$

Ces trois composantes notées V_1 , V_2 et V_3 sont les entrées de la transformée de Concordia qui permet d'avoir un système à deux composantes e_α et e_β (1.20).

$$\begin{pmatrix} e_\alpha \\ e_\beta \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{pmatrix} \quad (1.20)$$

Ces composantes sont filtrées par le filtre vectoriel SVF exprimé avec un paramètre variable γ [34].

$$\begin{pmatrix} e_{\alpha f} \\ e_{\beta f} \end{pmatrix} = \gamma R(\omega Te) \begin{pmatrix} x_1(kTe) \\ x_2(kTe) \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 1-\gamma & 0 \\ 0 & 1-\gamma \end{pmatrix} \begin{pmatrix} e_\alpha \\ e_\beta \end{pmatrix} \quad (1.21)$$

La valeur du paramètre γ détermine l'influence de la tension du réseau sur l'estimation des deux vecteurs de sortie $e_{\alpha f}$ et $e_{\beta f}$. Pour $\gamma = 1$, le modèle n'est pas connecté aux entrées du filtre ; les sorties sont nulles. A l'opposé, pour $\gamma = 0$, il n'y a aucune intervention du filtre et les sorties $e_{\alpha f}$ et $e_{\beta f}$ sont une copie de l'entrée. Ce paramètre permet de filtrer plus ou moins le signal reçu pour extraire la fréquence du fondamentale [34].

En divisant chaque composante filtrée par la valeur de leur module, les valeurs des expressions $\sin(\theta)$ et $\cos(\theta)$ sont déterminées. La détermination d'une référence sinusoïdale de valeur crête E en phase avec les tensions composées (u_{r1} et u_{r2}) est générée par (1.22).

$$\begin{pmatrix} u_{r13est} \\ u_{r23est} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sin(\frac{\pi}{3}) & -\cos(\frac{\pi}{3}) \\ 0 & -1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} -E \sin(\theta) \\ -E \cos(\theta) \end{pmatrix} \quad (1.22)$$

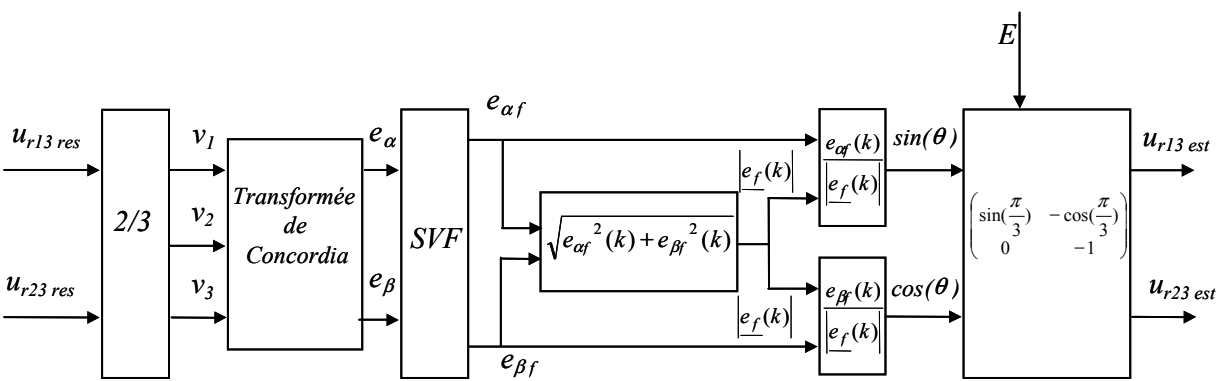


FIG. 1.6 – Schéma de principe de la PLL SVF

1.3.3 La PLL SVF étendue

La SVF est construite autour d'un oscillateur avec une fréquence prédéterminée. Ce fonctionnement est inadéquat lors d'une variation de fréquence.

Pour étendre le fonctionnement de la PLL SVF, Svensson a proposé d'utiliser [34] le saut de phase produit par le SVF lors d'une variation de fréquence. Ce saut de phase étant difficile à établir directement, il utilise ce qu'il appelle le "*Q vector*". Pour détecter la variation de fréquence, les expressions $\sin(\theta)$ et $\cos(\theta)$ sont calculées à partir des composantes de Concordia non filtrées e_α et e_β . Le principe du "*Q vector*" consiste à calculer (1.23).

$$\cos(\theta) \sin(\theta f) - \sin(\theta) \cos(\theta f) = \sin(\theta - \theta f) \quad (1.23)$$

Pour minimiser l'influence des tensions harmoniques du réseau un filtre passe bas du premier ordre est utilisé. Le $\sin(\theta - \theta f) = \sin(\Delta\theta)$ avec $\Delta\theta$ petit, il peut être assimilé à $\Delta\theta$.

$$\sin(\Delta\theta) \approx \Delta\theta \quad (1.24)$$

Pour diminuer cette erreur, un contrôle en boucle fermée utilisant un correcteur PI est utilisé pour calculer les corrections nécessaires à introduire à la PLL SVF comme le montre la figure 1.7. Une compensation de la pulsation théorique du réseau est faite.

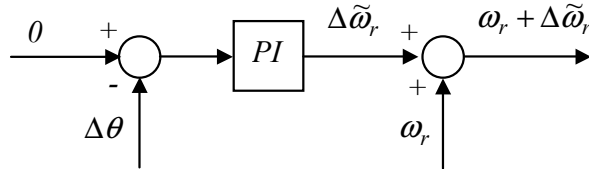


FIG. 1.7 – Boucle interne permettant l'actualisation de la fréquence

Le correcteur doit être conçu de manière à forcer le temps de réponse supérieur à la période du réseau ($> 20ms$) pour être en adéquation avec la dynamique de la fréquence du réseau.

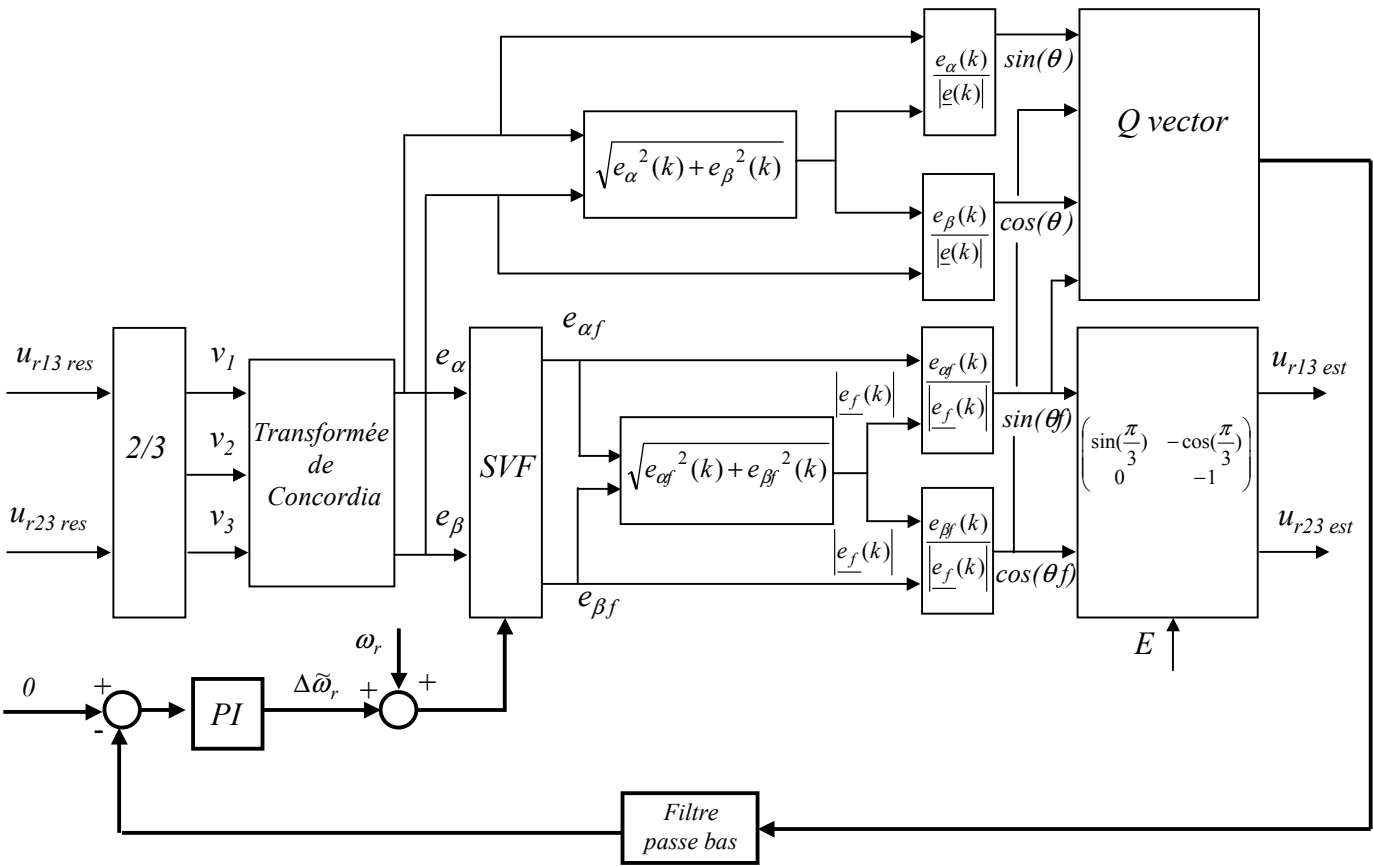


FIG. 1.8 – Schéma de principe de la PLL SVF à fréquence variable

1.4 Analyse du comportement des différentes PLL lors de défauts réseaux

Dans cette section, des fonctionnements particuliers des différentes PLL, présentées précédemment, seront étudiées. Ils ont lieu lors de défauts sur le réseau basse tension. Quatre types de défauts ont été choisis :

- le creux de tension monophasé,
- la pollution harmonique,
- le saut de phase
- la variation de fréquence

1.4.1 Comportement des différentes PLL lors d'un creux de tension monophasé

Un système triphasé de tension peut être représenté suivant un système de tension simple déphasé chacune de $\frac{2\pi}{3}$, ayant la même fréquence et la même amplitude. Il peut être représenté comme sur la figure 2.18(a). Pour simplifier les expressions mathématiques du modèle, un système de tensions composées est choisi. Il a pour particularité d'être "refermé" par un potentiel commun. Dans ce cas précis il s'agit de la phase 3 et les tensions sont u_{13} et u_{23} . Pour réaliser un creux de tension monophasé, l'amplitude d'une des tensions simples est diminuée progressivement comme le montre la figure 2.18(b).

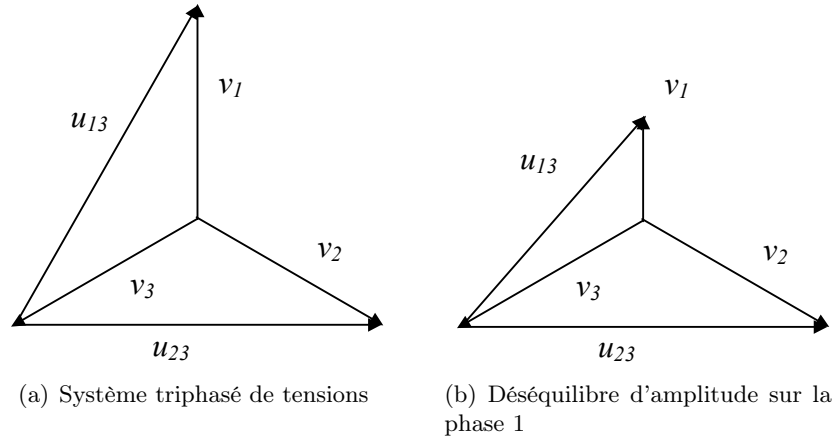


FIG. 1.9 – Représentation graphique d'un système triphasé

Dans ce cas particulier, l'amplitude du vecteur u_{13} est modifié le déphasage entre u_{13} et u_{23} n'est plus de $\frac{\pi}{3}$:

$$(\widehat{u_{13}, u_{23}}) \neq \frac{\pi}{3} \quad (1.25)$$

Pour cette première simulation, l'amplitude de la phase 1 est réduite de 20%. Les trois PLL vues précédemment sont ici testées comme le montre la figure 1.10.

On peut voir sur ces courbes les tensions composées du réseau u_{r13} et u_{r23} et les tensions estimées de chaque PLL.

Les tensions estimées par la PLL dans le domaine de Park subissent une déformation. Cette PLL repose sur une hypothèse forte d'un réseau équilibré qui impose $V_{rd}^* = 0$. Lors d'un creux de tension monophasé, cette hypothèse n'est plus vérifiée. Cette déformation est plus importante lors d'une réduction de 50% et 80% de l'amplitude comme le montre les figures 1.11 et 1.12.

L'estimation de l'angle θ est oscillante comme le montre la figure 1.13 pour une diminution de 80% de l'amplitude de V_1

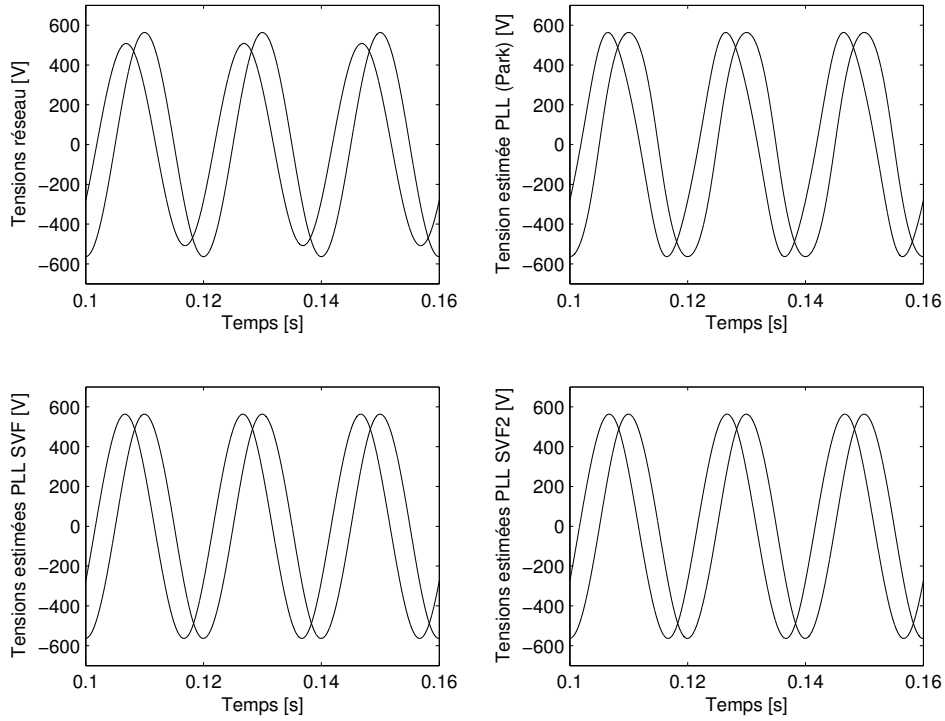


FIG. 1.10 – Comparaison des tensions estimées réalisée par les 3 PLL lors d'un creux de tension monophasé de 20%

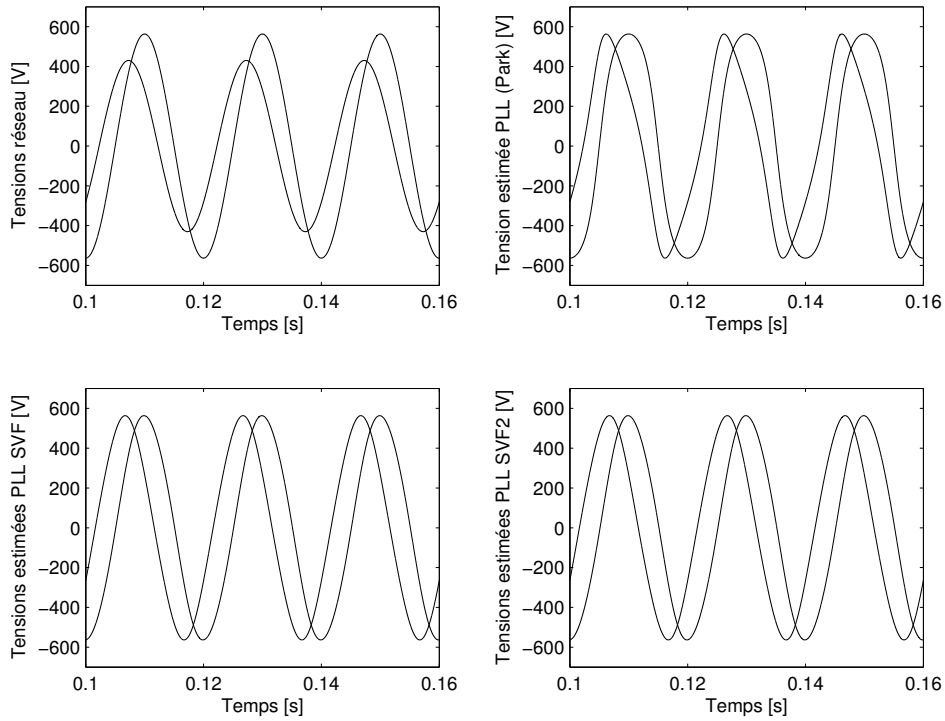


FIG. 1.11 – Comparaison des tensions estimées obtenue par les 3 PLL lors d'un creux de tension monophasé de 50%

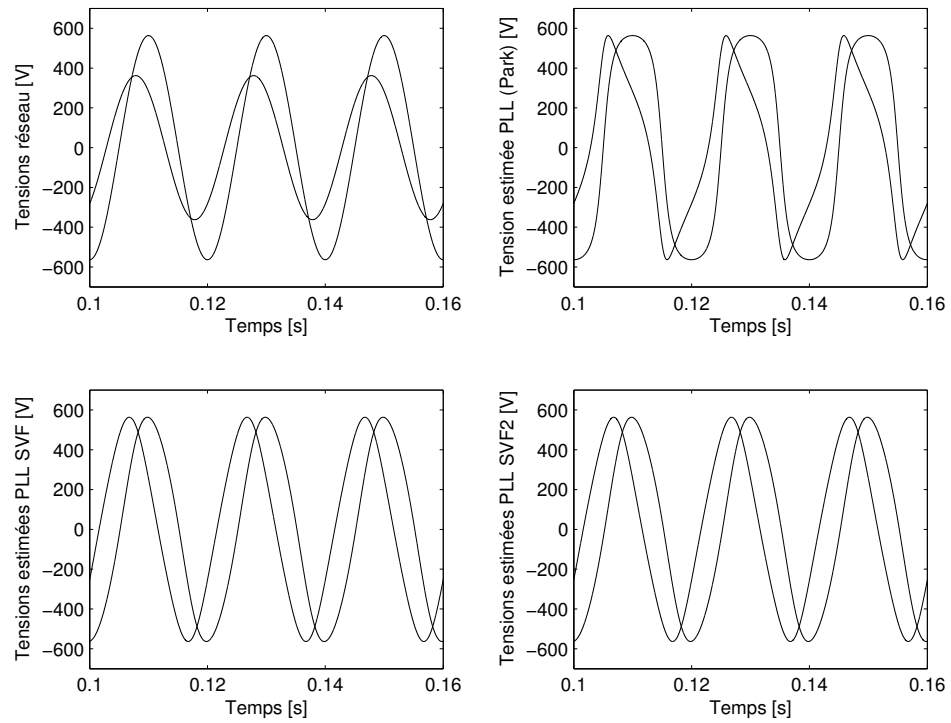


FIG. 1.12 – Comparaison des tensions estimées obtenue par les 3 PLL lors d'un creux de tension monophasé de 80%

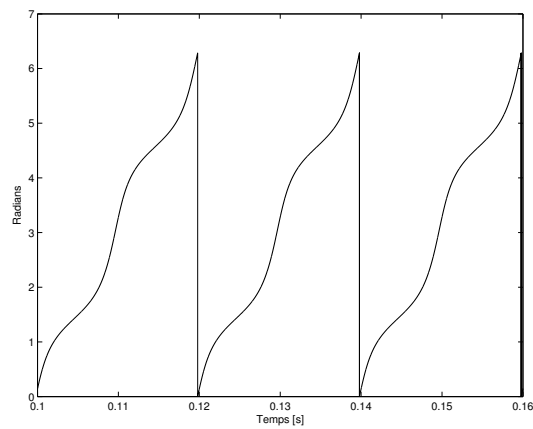


FIG. 1.13 – Estimation de l'angle θ lors d'un creux de tension monophasé de 80%

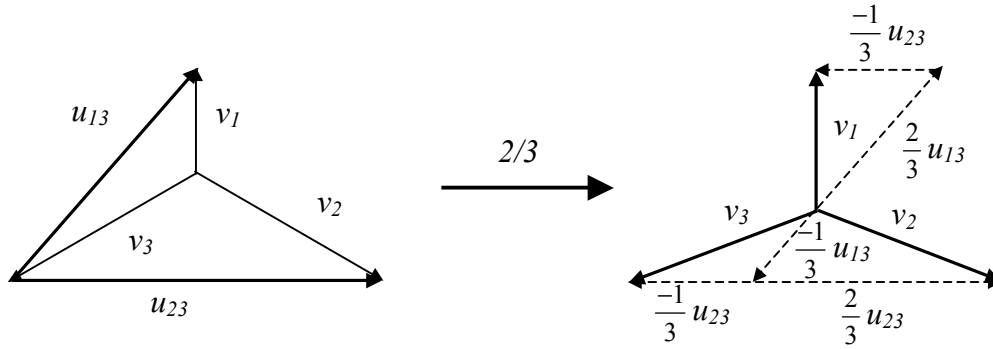


FIG. 1.14 – Transformation "2/3" d'un creux de tension monophasé de 50%

L'analyse harmonique réalisée sur la tension u_{r13} montre la présence de l'harmonique 3 à hauteur de 18% et l'harmonique 5 à environ 5%. Cependant, l'harmonique 3 ne devrait pas se répercuter sur les courants réseau.

Pour les deux autres PLL, les deux tensions estimées ne sont plus déphasées de $\frac{\pi}{3}$. Cela vient de la reconstruction des tensions simples notée "2/3" sur les figures 1.6 et 1.8. Cette transformation, décrite par (1.19), donne, pour un défaut monophasé d'amplitude, un système triphasé déséquilibré en amplitude et en phase comme le montre la construction vectorielle de la figure 1.14. A partir des tensions u_{13} et u_{23} , on retrouve un système V_1, V_2, V_3 déséquilibré différent de celui employé à la figure 2.18(b). Ce système passe par la transformée de Concordia et donne le même résultat que si le système monophasé était bien reconstitué. Les deux PLL SVF ne sont nullement touchées par ce défaut grâce à leur conception.

1.4.2 Comportement des différentes PLL lors d'une pollution harmonique

Dans cette simulation, la tension provenant du réseau comporte des harmoniques de rang (5) et (11) comme le montre la figure 1.15.

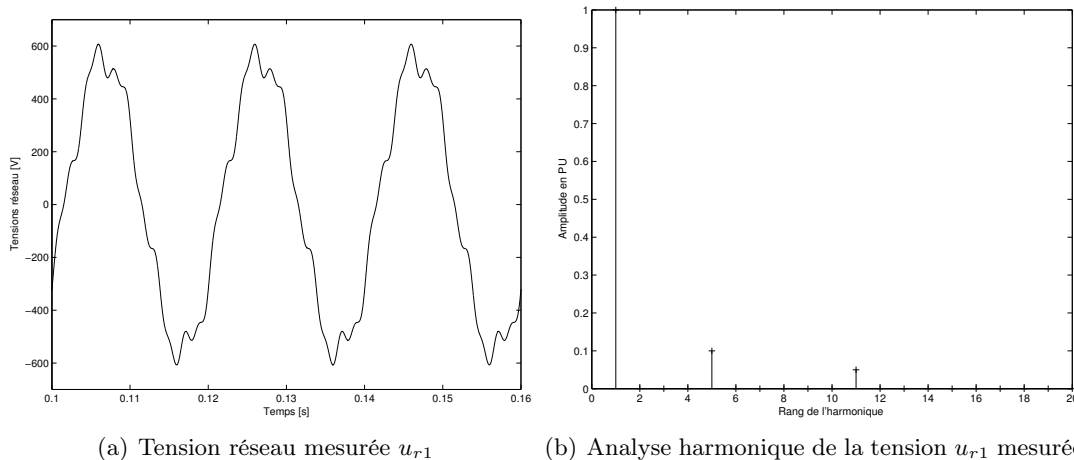


FIG. 1.15 – Tension réseau polluée

L'harmonique de rang (5) est présent à hauteur de 10% et de 5% pour le rang (11). Les tensions estimées provenant des différentes PLL sont présentées à la figure 1.16. Les PLL à base de SVF filtrent la totalité du contenu harmonique pour ne garder que le fondamental. (Principe même de la pll réalisée autour d'un filtre).

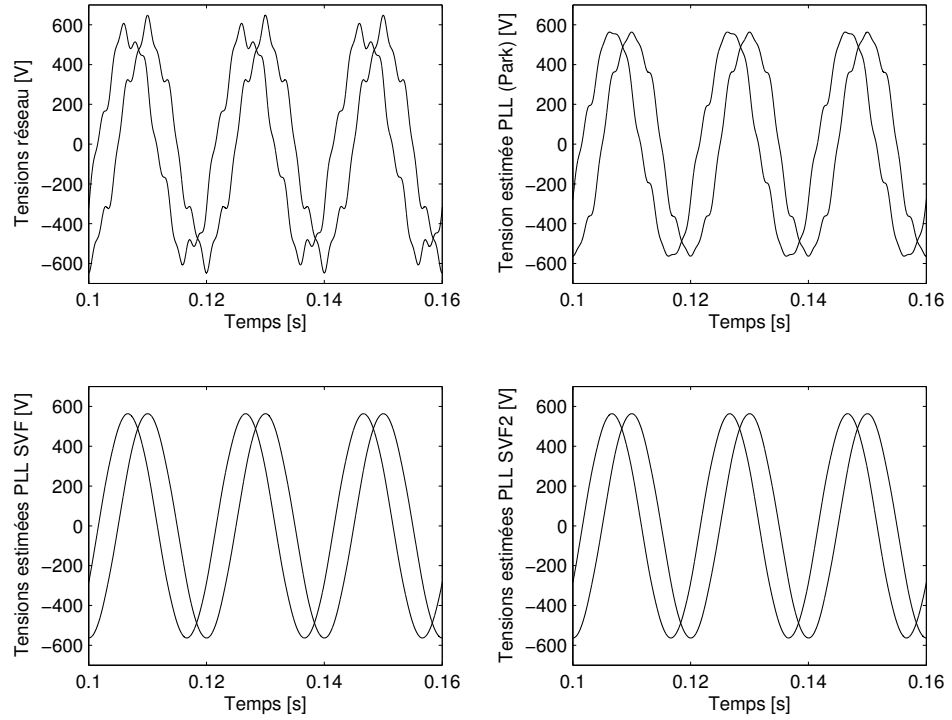


FIG. 1.16 – Analyse harmonique des deux tensions estimées u_{r1} et u_{r2} lors d'une pollution harmonique

Les tensions estimées de la PLL dans le domaine de Park présentent une amplitude plus petite sur l'harmonique 5 et 11 mais s'enrichit d'harmoniques de rangs 3, 7 et 9 comme le montre la figure 1.17.

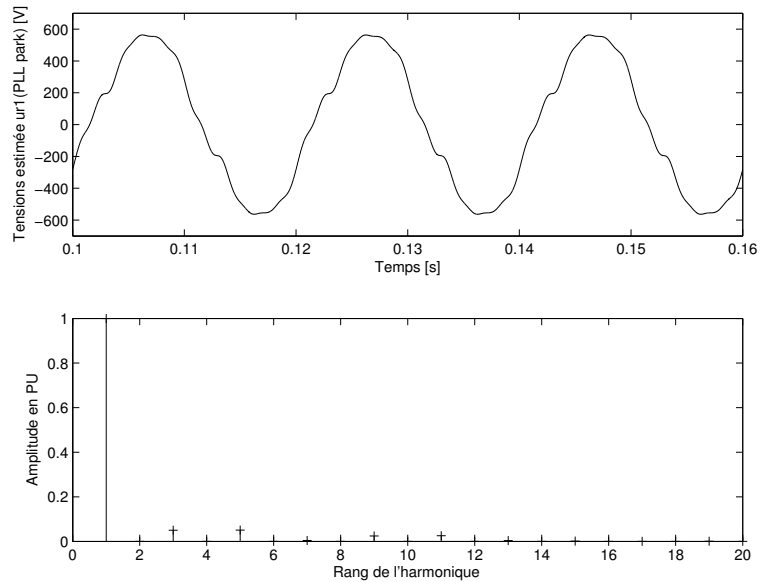


FIG. 1.17 – Analyse harmonique d'une tension estimée par la PLL dans le domaine de Park

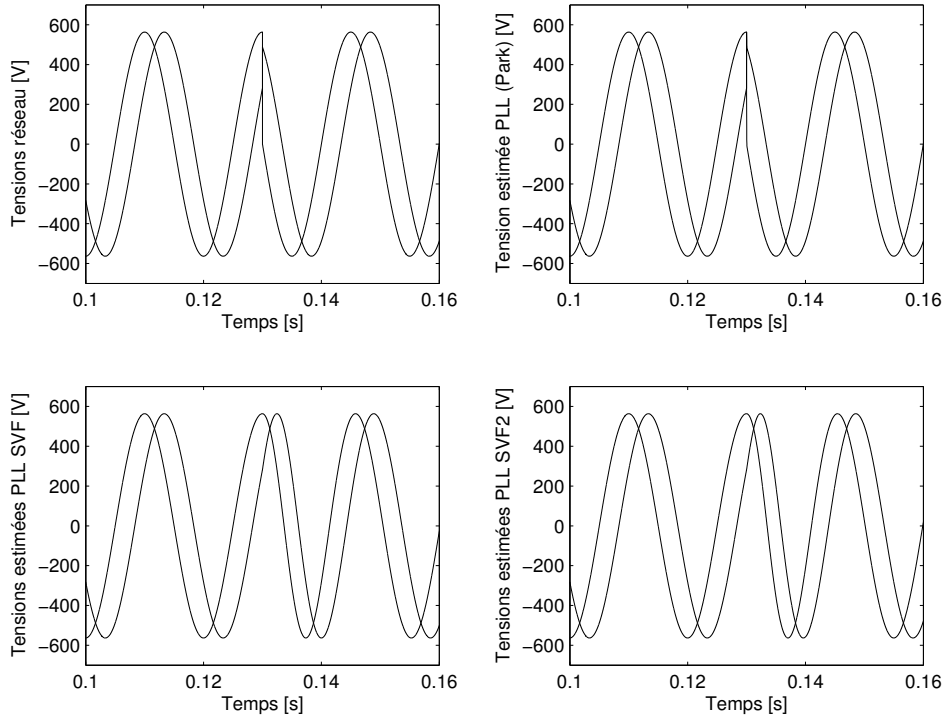


FIG. 1.18 – Tensions estimées u_{r1} et u_{r2} des différentes PLL lors d'un saut de phase

1.4.3 Comportement des différentes PLL lors d'un saut de phase

Dans cette étude, les tensions réseaux subissent un saut de phase important de $\frac{\pi}{2}$ comme le montre la figure 1.18. Cette situation pourrait se rencontrer au démarrage d'un ensemble de machine par exemple

La PLL réalisée dans le domaine de Park donne une copie des tensions mesurées. Cette rapidité est essentiellement due à la dynamique rapide imposée par le correcteur.

Par contre les PLL basées sur le "SVF" adoucissent cette brusque variation. Les sinusoïdes sont déformées sur une demi période et se synchronisent en moins de deux périodes. Elles permettent une transition plus douce et ainsi imposent moins de contraintes sur les composants contrairement à une resynchronisation "brutale".

1.4.4 Comportement des différentes PLL lors d'une variation de fréquence

Pour être réaliste, le saut de fréquence ne peut être important et cette variation suivrait plutôt le modèle d'une rampe comme le montre la figure 1.19.

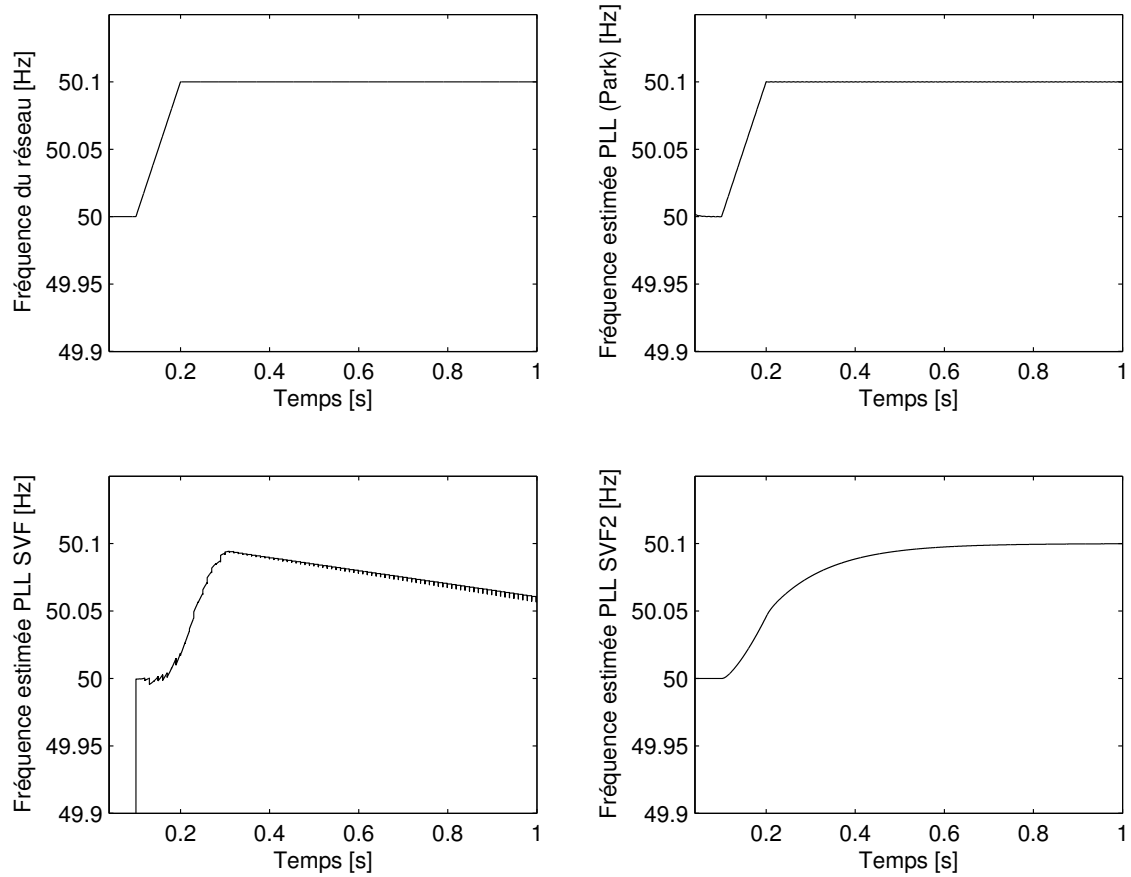


FIG. 1.19 – Fréquence estimée par les différentes PLL lors d'un saut de fréquence

La fréquence du réseau suit une rampe de 0.1 Hz en 100 ms. La fréquence des tensions estimées par la PLL établie dans le domaine de Park suit la variation du réseau.

La première PLL à base de "SVF" par contre est construite autour d'un oscillateur à 50 Hz et ne suit pas instantanément cette déviation. La fréquence estimée retourne progressivement vers le 50 Hz. La synchronisation des tensions estimées n'est plus correcte. Un glissement de ces tensions s'opère.

1.5 Conclusion

Ce chapitre a permis de mettre en évidence l'importance de la synchronisation des courants réseaux. La synchronisation de ces courants est habituellement réalisée à l'aide de PLL, leur fonctionnement a été brièvement rappelé dans le cas monophasé puis étendu au cas triphasé. Une modélisation de différentes PLL triphasée a été réalisée. Ces PLL sont conçues autour d'un modèle des tensions réseaux comme nous l'a montré la PLL dans le domaine de Park. La PLL SVF et la SVF étendue ont aussi été modélisées. Ces différentes PLL ont été soumises à différents défauts réseaux :

- Un creux de tension monophasé
- Une pollution harmonique
- Un saut de phase
- Un variation de fréquence.

Les principaux résultats sont regroupés dans le tableau suivant.

Défauts réseau

Tensions estimées	Creux monophasé	Pollution harmonique	Saut de phase	Saut de fréquence
PLL Park	déformations importantes	Filtre peu les harmoniques	idem tensions réseaux	idem tensions réseaux
PLL SVF	pas de répercussions	filtrées	transition douce	mauvaise fréquence
PLL SVF étendue	pas de répercussions	filtrées	transition douce	idem tensions réseaux

Il apparaît à la suite de ces simulations que la PLL SVF étendue semble la plus appropriée à notre étude. Elle sera utilisée dans la suite de notre travail comme nous le montre le chapitre suivant.

Chapitre 2

Intégration dans la commande d'un onduleur d'un système anti-îlotage

2.1 Introduction

Dans ce chapitre, un système de découplage sera présenté. Deux étudiants du DESS GR2E ont pu tester l'un des dispositifs existants de découplage : l'ENS26 [41]. Ce dispositif a été fourni par Laborelec dans le cadre des études effectuées à ce sujet au CNRT de Lille "Réseaux et Machines Electriques du Futur". Le relais a été conçu par la société UfE GmbH (UfE Gesellschaft mit beschränkter Haftung). Une première série d'essais concerne uniquement le fonctionnement du relais afin d'en dégager les principales caractéristiques. La deuxième série permet de tester l'efficacité du relais à découpler un système de production décentralisé du réseau en l'absence de celui-ci.

Ce système servira de base pour l'intégration d'un algorithme anti îlotage dans la commande d'un onduleur. Ce système devra permettre la détection de sur ou sous tension, la détection de variation de fréquence trop importante et de détecter l'îlotage. La détection des variations de tension et de fréquence se fait lors de dépassement de seuils préalablement fixés. Cette détection ayant lieu, il est nécessaire que le dépassement observé dure plus de 100 *ms*. Pour détecter l'îlotage, le système enverra un courant impulsionnel sinusoïdal toutes les 200 *ms* et durant 100 *ms*. Ce système permettra de découpler l'onduleur de réseau à l'aide d'un organe de coupure commandable (l'ordre provenant du système anti îlotage) et l'onduleur sera arrêté. Ce système sera testé par simulations pour :

- une surtension,
- une sous tension,
- une variation de fréquence
- un îlotage sur charge RLC.

2.2 L'ENS 26

2.2.1 Présentation du relais

L'ENS26 est un relais automatique basé sur la norme allemande DIN VDE0126. Il remplace les dispositifs préexistants de déconnexion des fournisseurs d'électricité. Ce relais est monophasé, les quatre bornes de branchement constituent respectivement le système de production décentralisée à gauche et le réseau à droite d'après la figure 2.1.



FIG. 2.1 – L'ENS 26

Si les valeurs limites prescrites sont dépassées, l'appareil sépare de façon bipolaire le réseau de l'onduleur.

La surveillance de l'impédance du réseau a lieu selon une procédure spéciale, suivant laquelle l'appareil s'adapte automatiquement au réseau. Lors de l'adaptation automatique à un point de réseau plus fortement chargé avec des perturbations, on peut en venir à quelques courts processus de déconnexion.

Une fonction de moindre perturbation est atteinte par l'adaptation automatique avec sécurité optimale. Quand plusieurs appareils ENS26 sont enclenchés en parallèle sur le réseau, les signaux de mesures produits par les appareils sont synchronisés pour éviter une influence mutuelle. Pour plusieurs appareils ENS26 enclenchés branchés en parallèle, le seuil de déclenchement peut se décaler à des valeurs plus faibles.

Comme décrit dans la directive sur l'alimentation monophasée DIN VDE 0126, l'enclenchement de la surveillance est doublement représenté. Deux circuits indépendants évaluent le circuit, se surveillent mutuellement dans leur fonction et se séparent l'un de l'autre en cas d'incident.

Le relais est conçu pour supporter une puissance maximale de 5750W sous 25A. Sa consommation propre est de 1.5W.

L'appareil sépare le réseau lors des conditions suivantes spécifiées par la DIN VDE 0126 :

Défauts	Conditions	Temps de réaction
Surtension	$> 250 \text{ V}$	0,2s
Sous tension	$< 195 \text{ V}$	0,2s
Déviations de fréquence	$> 0,2 \text{ Hz}$	0,2s
Variation d'impédance	$> 0,2\Omega$ jusque 1Ω	5s

2.2.2 Connexion du relais au réseau

Afin de comprendre le fonctionnement du relais, une première série d'essais simples est réalisée à partir de la figure 2.2.

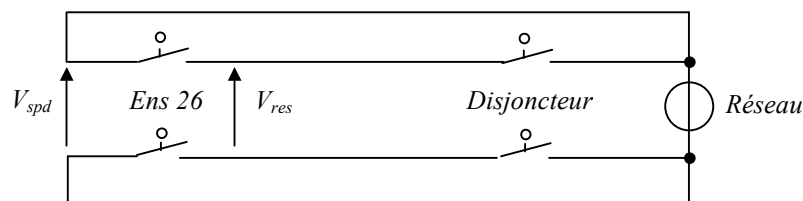


FIG. 2.2 – Schéma du montage utilisé

Le réseau côté " Netz " du relais est branché : les contacteurs se ferment au bout de 25 secondes. L'écran LCD du relais indique " ENS26 ok ", le relais est fermé et prêt à l'emploi.

Le réseau côté " Netz " est débranché et le côté " SPD " est connecté : le relais ne se ferme pas. Le relais ne se reconnecte pas s'il ne détecte pas la présence du réseau côté " Netz " alors qu'une tension côté " SPD " est toujours disponible. Ce fonctionnement est nécessaire pour garantir la sécurité des personnes intervenant sur le réseau à l'endroit du défaut rencontré.

Le réseau côté " Netz " est branché. Le réseau côté " SPD " est ensuite connecté. Si le réseau côté SPD se déconnecte, il ne se passe rien : le relais ne détecte pas d'anomalie côté " Netz ". De plus, si le réseau côté " Netz " est déconnecté, le relais ne détecte ni changement d'impédance ni changement de fréquence et de tension : il reste donc connecté, ce qui est le résultat attendu.

2.2.3 Fonctionnement interne du relais

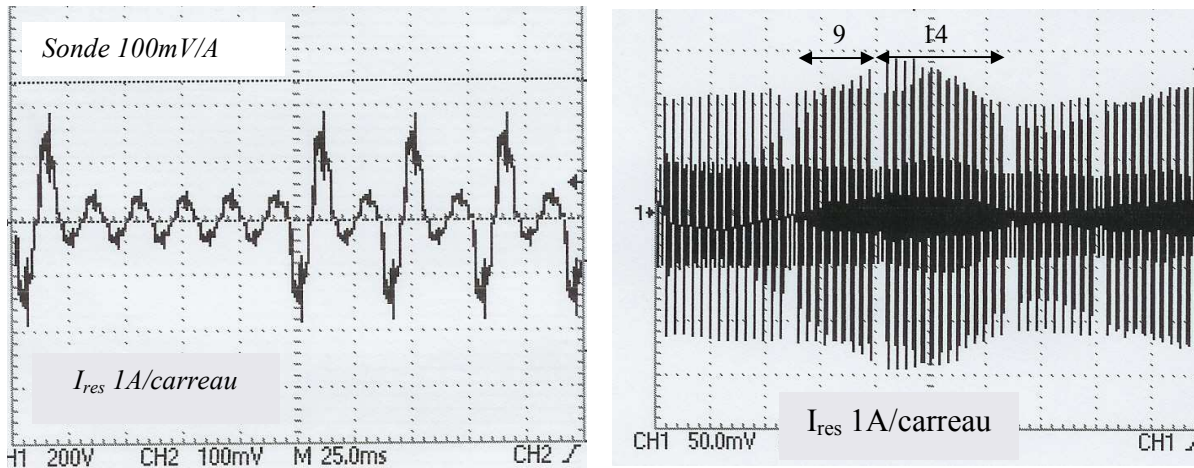
Le relais effectue des mesures de tension, fréquence et impédance côté réseau. Pour cela, l'observation du courant côté "Netz" du relais est nécessaire. Quand le réseau côté "Netz" est branché, le relais commence à être alimenté. Il envoie alors des impulsions de courants sporadiques d'amplitude 1A afin de "tester" les caractéristiques du réseau qu'on lui connecte aux bornes "Netz".

Une fois que le relais a effectué ses premières mesures sans détecter d'anomalie notable, il se ferme et les impulsions se présentent alors sous la forme d'un train d'impulsions régulières au nombre de 24. Cela correspond au chiffre qu'indique l'écran LCD (24P) à côté de chaque mesure. Une fois le côté SPD relié au SPD, le train d'ondes semble être divisé en deux trains d'impulsions de longueur respective 9 et 14, soit 23 impulsions, ce qu'indique encore l'écran LCD du relais (23P). Chaque train d'impulsions est suivi d'une période sans injection de courant. Tous ces résultats sont répertoriés à la figure 2.3.

Un zoom a été fait pour observer la forme d'onde du courant côté " Netz " : la figure 2.19(a) représente la forme d'onde du courant pendant le train d'impulsions et la figure 2.19(b) représente le courant entre deux trains d'impulsions.

2.2.4 Connexion d'un alternateur

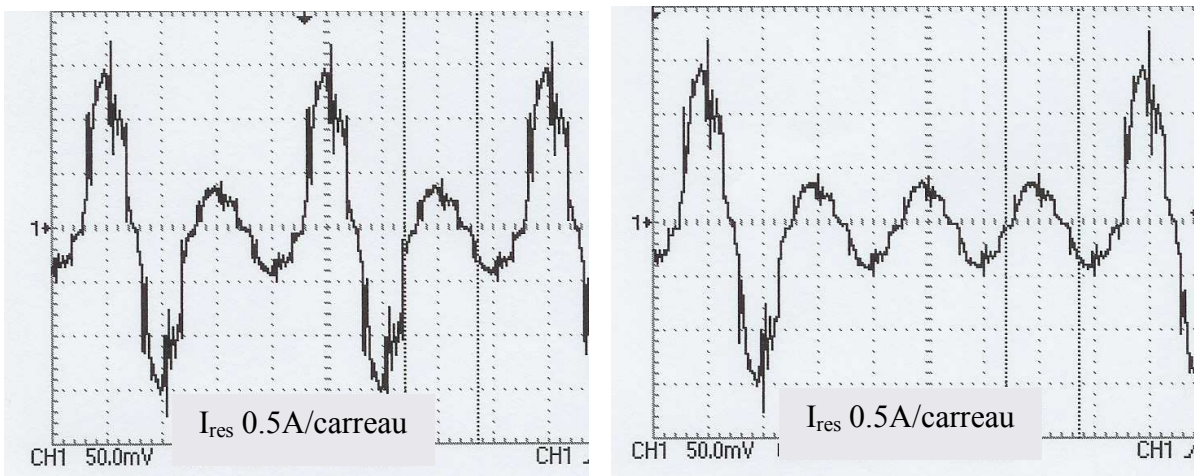
Un alternateur synchrone réglé à 230V 50Hz est connecté au côté " Netz " à la place du réseau. Le relais ne se ferme pas puisqu'il mesure une impédance de 6.54Ω . Le relais est conçu pour détecter des impédances réseau de l'ordre de $(0.6 \pm 0.4)\Omega$. Pour les réseaux plus impédants, il est stipulé dans la notice du relais que celui-ci s'y accoutumera après plusieurs ouvertures indésirables. Il est cependant normal qu'il refuse de se fermer avec l'alternateur synchrone dont l'impédance est trop élevée et ne correspond pas à une impédance réseau acceptable. Au moment où l'on connecte l'alternateur synchrone côté réseau, le relais injecte un pic de courant d'amplitude 1A qui vient perturber la tension de 25 V comme le montre la figure 2.5.



(a) injection sporadique de pic de courant d'amplitude 1A.

(b) Détail d'un train de 23 impulsions

FIG. 2.3 – Suite d'impulsions de l'ENS26



(a) pendant les impulsions

(b) entre deux trains d'impulsions

FIG. 2.4 – Zoom des impulsions de l'ENS26

2.2.5 Essais d'ilôtage, conformité du relais vis-à-vis des normes

Essai sur charge résistive

Le réseau 230V est branché des deux côtés du relais en insérant du côté SPD une résistance en série. Lors de la disparition du réseau côté " Netz ", le relais détecte un changement d'impédance et s'ouvre.

Essai en surtension et sous tension

Le relais combine les méthodes actives et passives de détection de l'ilôtage. Il est ainsi capable de déclencher en cas de dépassement de tension et de fréquence en plus de sa fonction de détection par changement d'impédance. Un autotransformateur est branché du côté "Netz", la tension est de 230V au départ puis est augmentée puis diminuée. Pour cet essai, le côté SPD n'est pas connecté, comme le montre la figure 2.12, afin de vérifier le déclenchement par non-conformité de la tension réseau.

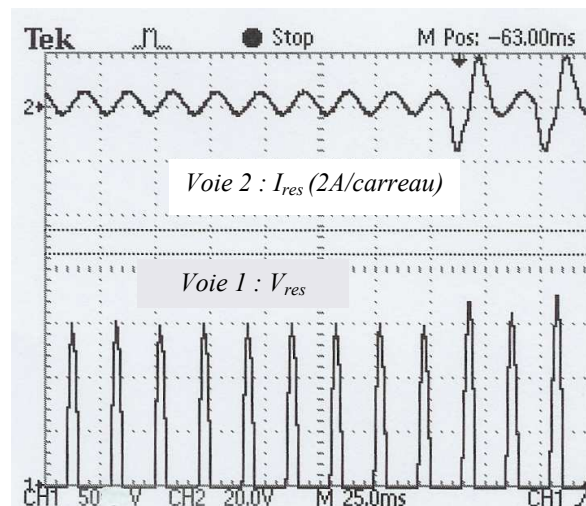


FIG. 2.5 – Courant et tension réseau

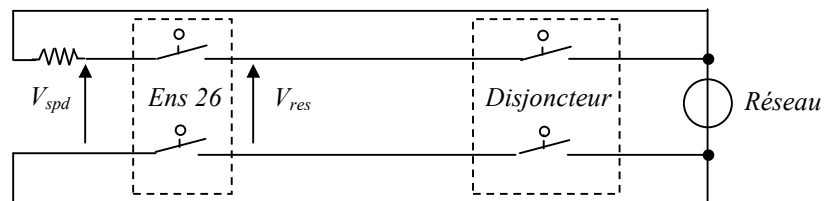


FIG. 2.6 – réseau avec résistance

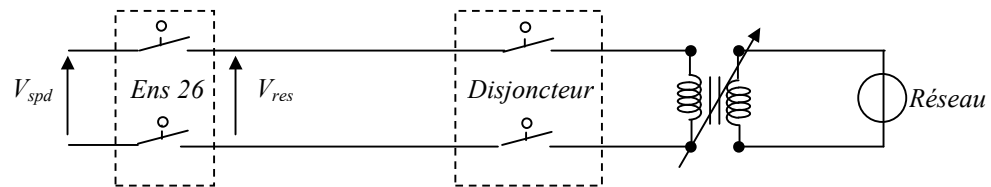
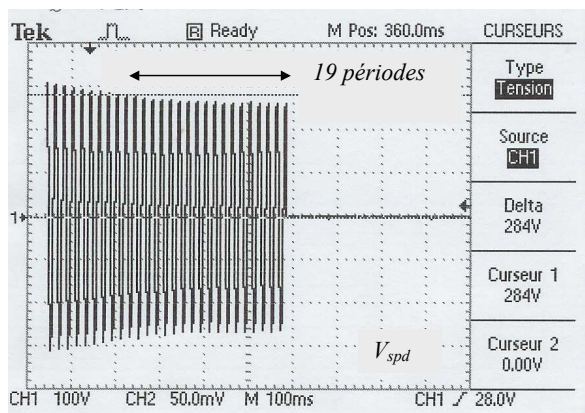
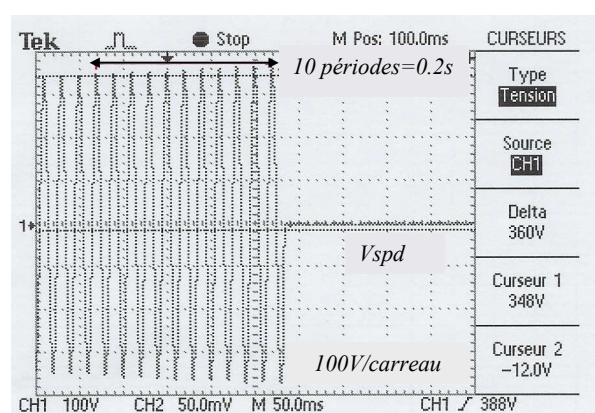


FIG. 2.7 – schéma pour les essais en surtension et sous tension

La tension est diminuée : le relais s'ouvre pour une tension de 202V et l'écran LCD indique alors SPA. ZU. MI. soit tension trop basse. Le résultat est présenté à la figure 2.8(a).



(a) Déclenchement dû à la sous tension du réseau



(b) Déclenchement dû à la surtension du réseau

Le relais déclenche après 19 périodes réseau soit en 0,38s à 202V.

L'essai suivant est réalisé en surtension cette fois. Le relais déclenche à 258.1V et l'écran LCD indique SPA. ZU HO soit tension trop élevée, le relais déclenche en 0,2s comme le montre la figure 2.8(b).

D'après le cahier des charges (normes belge et allemande), le seuil de détection minimal en tension devrait être de $0,8 \times 230 = 184V$ et le seuil maximal de $1,1 \times 230 = 253V$.

Test de l'îlotage avec charge RLC parallèle

Un circuit résonnant avec une puissance réactive $Q_C = Q_L$ de minimum 100 VAR simule la partie du réseau de distribution dans l'îlotage. L'îlotage est provoqué à trois points de fonctionnement du système automatique de sectionnement.

Pour chaque point de fonctionnement deux situations sont envisagées. D'une part, une situation de quasi-équilibre, avant et après l'ouverture du sectionneur S , la charge du système n'est pas fortement modifiée et d'autre part, une situation où la charge est modifiée de plus de 10%. Dans les deux cas, le découplage doit agir en moins de 5 secondes.

Plusieurs essais à ΔP et ΔQ de différentes valeurs sont ainsi réalisés. On se place ainsi dans des conditions de détection d'îlotage mis en défaut dans les méthodes passives correspondant à la zone de non détection définie dans la première partie de ce rapport.

Le relais doit déclencher par détection du changement d'impédance, la perturbation induite par disparition du réseau dans ces conditions restant dans les plages admises par les normes. Un premier essai avec charge RLC non résonnante est effectué. Un alternateur synchrone est utilisé comme source de production décentralisé (SPD), le changement d'impédance sera d'autant conséquent et visible pour le relais. Pour ces différents essais, le montage décrit à la figure 2.8 a été utilisé.

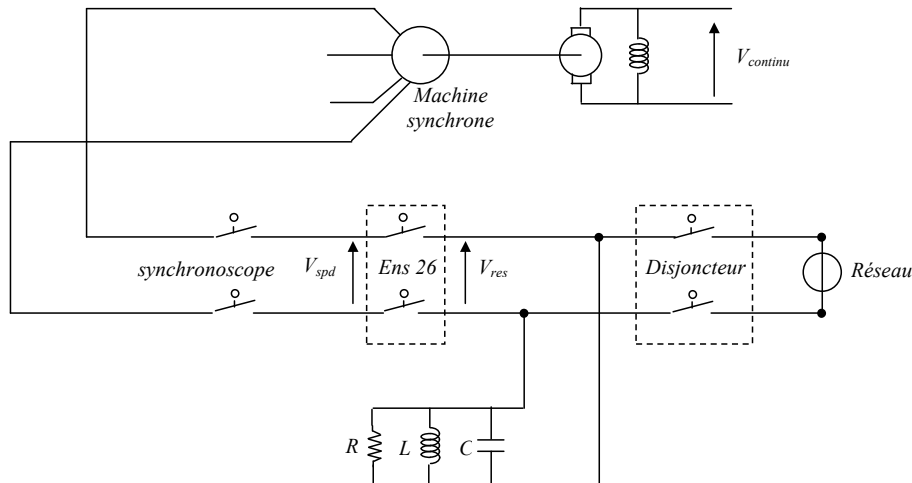


FIG. 2.8 – Schéma du montage réalisé pour le test d'îlotage

Le premier essai se fait avec les valeurs suivantes : $L = 1.4mH$, $C = 40\mu F$ et $R = 40\Omega$. On ouvre le disjoncteur : le relais s'ouvre au bout de 6 périodes réseau soit 0.12s comme le montre la figure 2.9. La tension V_{res} devient nulle. La tension provenant de l'alternateur V_{spd} retrouve sa tension initiale.

Dans le second essai, la charge RLC est remplacée par une charge RLC résonnante avec $L = 253mH$, $C = 40\mu F$ et $R = 40\Omega$. Le diagramme de Bode de la figure 2.10 montre qu'à 50Hz apparaît un gain de 32dB pour une phase de 0 degré. Les tensions présentes de chaque côté du relais sont relevées. Le relais s'ouvre en 0.08s, ce qui est encore plus rapide que dans le cas précédent comme le montre la figure 2.11 sur ce relevé, un carreau vaut 200 V.

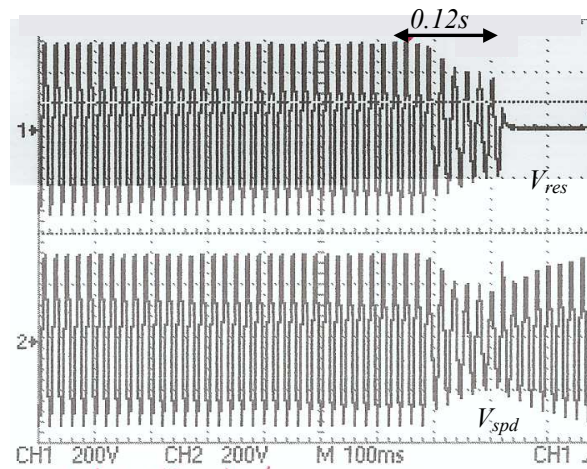


FIG. 2.9 – Essai de l'ENS 26 avec charge non résonnante

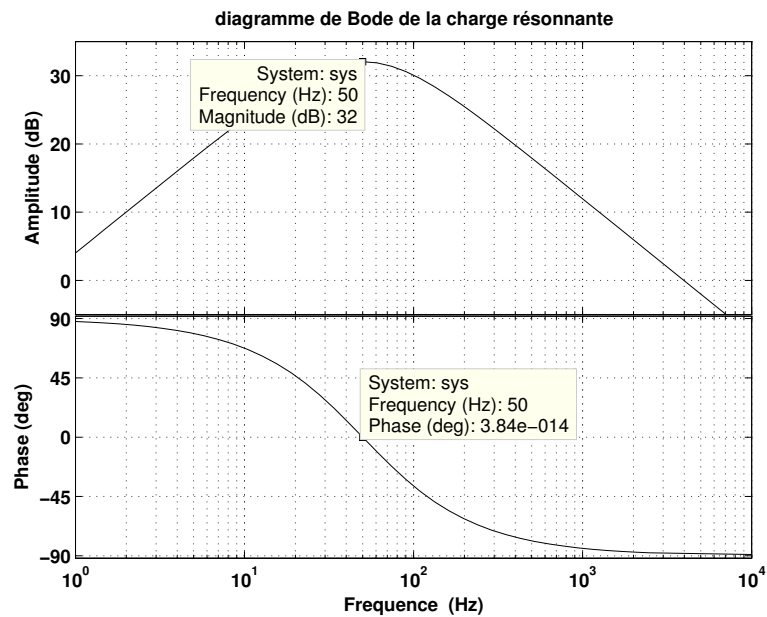


FIG. 2.10 – Diagramme de Bode de la charge résonnante

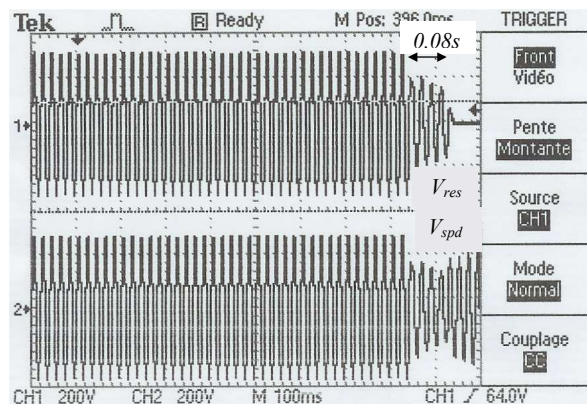
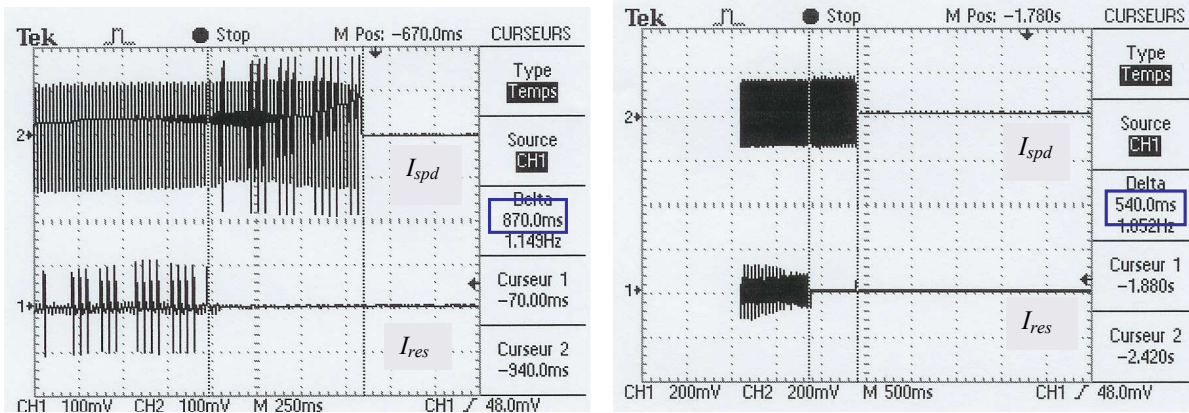


FIG. 2.11 – Essai de l'ENS 26 avec charge résonnante

Des essais avec charge purement résistive (figure 2.12(a)) sont réalisés puis avec charge RLC (figure 2.12(b)) parallèle mais en s'assurant d'avoir un échange en ΔP et ΔQ minimal. Les courants d'entrée I_{spd} et de sortie I_{res} du relais sont relevés comme le montre la figure 2.12.



(a) Îlotage sur charge resistive

(b) Îlotage sur charge RLC

FIG. 2.12 – Essais sur charge résistive et RLC

Dans le cas de la charge purement résistive, le relais s'ouvre en 870 ms et dans le cas de la charge RLC , il met 540 ms si celle-ci est résonnante, 100 ms si elle ne l'est pas. Ceci est bien inférieur à l'exigence de la norme qui préconise un découplage en moins de 5s.

2.3 Intégration dans la commande d'un onduleur

Le principe de fonctionnement du relais peut être repris pour le cas triphasé avec plusieurs adaptations. Il peut être envisagé de prendre un onduleur triphasé de tension associé à un système de commande adaptée pour réaliser ces fonctions de détection. Trois paramètres du réseau sont à prendre en considération : la pulsation, la tension efficace et le courant dans l'inductance.

Cet ajout dans la commande du convertisseur régit la régulation des courants réseau. Pour réaliser un train d'impulsion sur les courants traversant le filtre, il est nécessaire d'ajouter une série d'impulsions sinusoïdales de courant au courant de référence pendant $100ms$.

La surveillance de la pulsation est nécessaire puisque la déconnexion doit intervenir en moins de $5s$ lors d'une variation de $0.2Hz$.

Une observation des tensions efficaces coté réseau est nécessaire pour connaître les variations et les comparer aux seuils retenus de $250V$ comme limite haute et $195V$ comme limite basse.

2.3.1 Ajout du train d'onde de courant

Réalisation

Cet ajout se réalise dans la commande même de l'onduleur triphasé de tension. Ces impulsions s'ajoutent à la détermination des courants de référence comme le montre la figure 2.13.

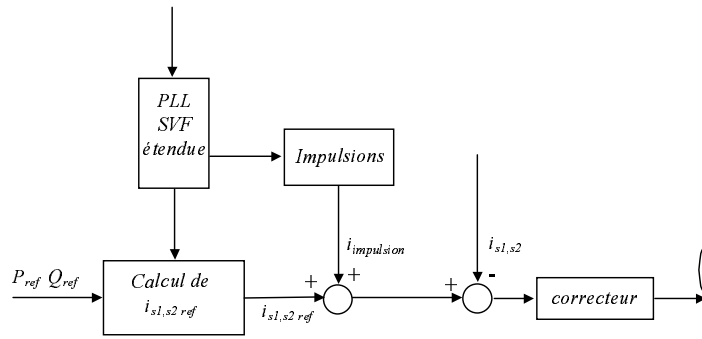


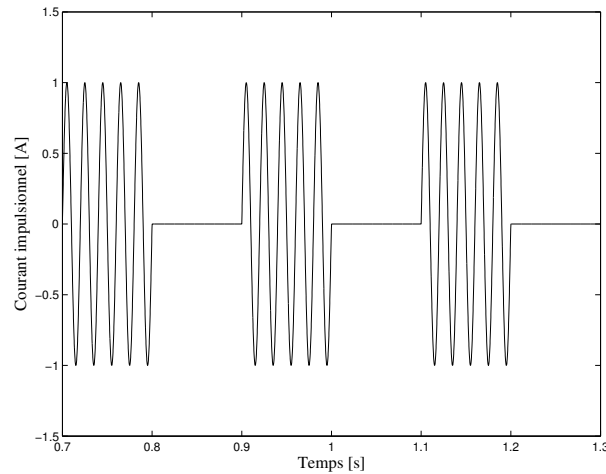
FIG. 2.13 – Incorporation des impulsions de courant dans la commande de l'onduleur

L'amplitude des impulsions est de $1A$ comme pour l'ENS 26 durant une durée maximale de $100ms$. Cette durée correspond à la moitié du temps de réponse souhaité par les normes en vigueur. Les impulsions sont de types sinusoïdale synchronisées avec les courants de référence grâce à la PLL SVF étendue. La répétition de ces impulsions se fait toutes les $200ms$ comme le montre la figure 2.14(a).

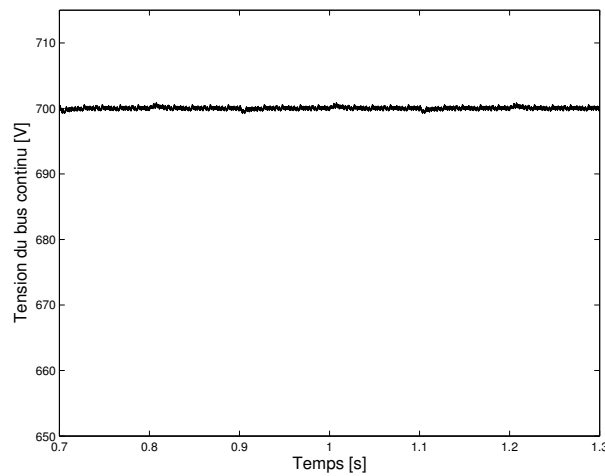
Contraintes sur le fonctionnement de l'onduleur

Le fait d'ajouter ces impulsions dans la commande de l'onduleur, implique une augmentation de la puissance transmise vers le réseau. Le calcul de la puissance transmise n'inclut pas cette donnée. La répercussion se retrouve obligatoirement sur la tension du bus continu comme le montre les relevés de simulation de la figure 2.14(b). Cette simulation s'est faite avec les paramètres présentés à l'annexe 2.

Cette baisse n'est pas très importante (moins de un volt) pour le bus continu et retrouve rapidement sa valeur de référence. Cela vient du fait que la durée des impulsions est courte par rapport au temps de réponse de la boucle de tension.



(a) Courant impulsif



(b) Tension du bus continu

L'ajout de ces impulsions représente moins de 5% de la valeur du courant maximum ce qui n'a pas d'influence considérable sur le fonctionnement de l'onduleur.

2.3.2 Surveillance de la fréquence

La surveillance de la fréquence se fait par la PLL SVF étendue que l'on va utiliser et une autre PLL celle du domaine de Park. En couplant ces deux PLL une approximation correcte de la fréquence sera donnée. Les avantages des deux PLL sont couplés pour cette surveillance. La première PLL (SVF étendue) permet d'avoir des tensions estimées du réseau qui sont filtrées et ne possèdent aucun défaut du réseau. Ces tensions sont ainsi utilisées par la PLL de Park qui permet d'avoir la pulsation estimée ω_{est} de ces deux sinusoïdes très rapidement comme il a été montré au chapitre précédent. Cette pulsation estimée permet d'avoir la fréquence estimée en la divisant par 2π comme le montre la figure 2.14.

La fréquence peut ainsi être surveillée. Elle est comparée à deux valeurs seuils correspondant à $\pm 0,2$ hz. Cette fréquence doit être comprise entre :

$$F_{seuilmin} < F_{est} < F_{seuilmax} \quad (2.1)$$

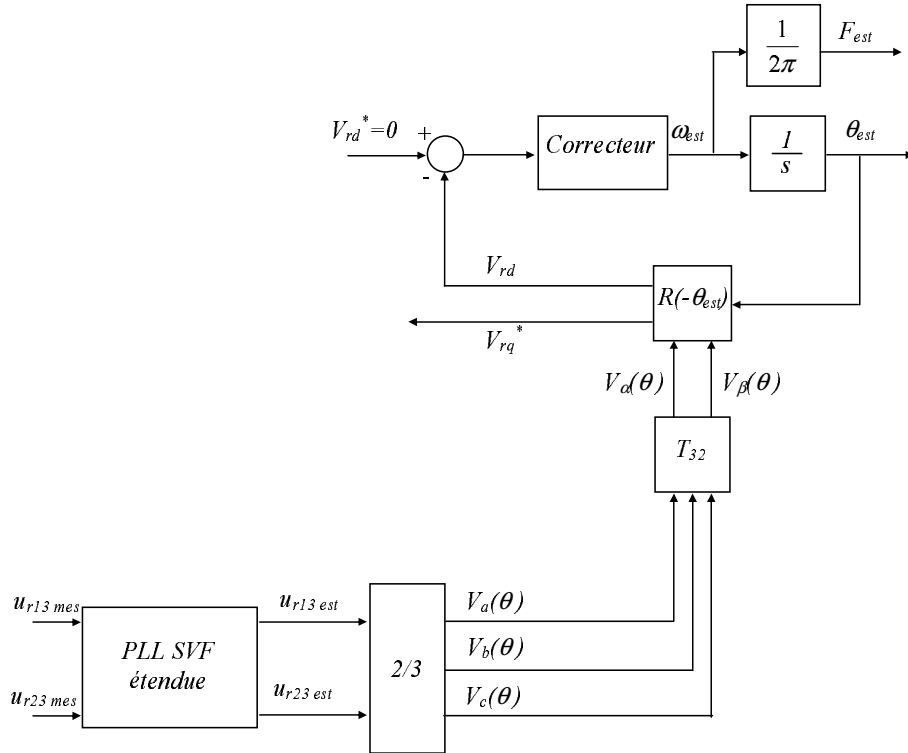


FIG. 2.14 – Principe de fonctionnement de l'estimation de la fréquence du réseau

L'algorithme de surveillance déclenche une temporisation si un seuil est franchi pendant plus de 100 ms. Le fonctionnement de l'onduleur est interrompu et est isolé du réseau grâce à l'organe de coupure commandable prévue à cet effet. Si la fréquence revient entre de ces valeurs seuils la temporisation est remise à zéro.

2.3.3 Surveillance des tensions efficaces du réseau

Elle se fait de la même manière que celle de la fréquence. Un seuil minimum et maximum est donné.

$$u_{seuilmin} < u_{r13mes} < u_{seuilmax} \quad (2.2)$$

$$u_{seuilmin} < u_{r23mes} < u_{seuilmax} \quad (2.3)$$

Les deux tensions efficaces sont mesurées. Il est nécessaire que les deux soient en dessous des seuils pour déclencher la temporisation. Le même temps de latence est considéré : 100 ms. Cette surveillance est nécessaire pour une surtension ou pour une sous-tension, mais aussi pour détecter les surtensions occasionnées par les courants de détection d'îlotage qui affecteraient les tensions u_{r13} et u_{r23} .

2.3.4 Mise en fonctionnement du système anti îlotage

Le système anti îlotage échange des informations avec la commande de l'onduleur.

- Il ajoute un signal sinusoïdale de 1 ampère aux courants réseaux de référence.
- Il envoie un signal stoppant l'onduleur, ce signal servant aussi à l'isolation de l'onduleur du réseau à l'aide d'un organe de coupure commandable.

Ces différentes fonctions sont rappelées à la figure 2.15.

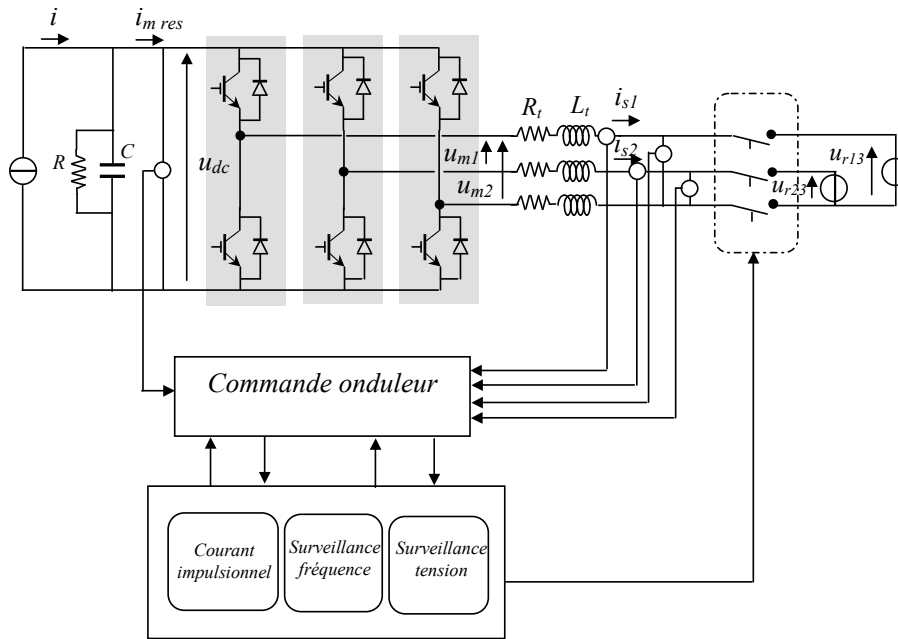


FIG. 2.15 – Vue globale du système anti ilotage

La commande reçoit toutes les mesures : les courants réseaux i_{s1} et i_{s2} , les tensions du réseau u_{r13} et u_{r23} ainsi que la tension du bus continu u_{dc} . Cette commande envoie certaines informations, provenant de la PLL SVF étendue, traitées par la suite par le bloc "surveillance fréquence". Les mesures des tensions efficaces du réseau sont envoyées au bloc "surveillance tension". Le système anti îlotage envoie le signal d'arrêt de fonctionnement de l'onduleur et de mise en marche du système de coupure ainsi que la création des courants impulsionnels.

Simulation d'une surtension

Le but de cette simulation est de montrer que le système anti îlotage détecte la surtension et isole l'onduleur du réseau. Une surtension progressive commence à $t = 0,8s$. La tension seuil maximum est atteinte vers $0,93s$ comme le montre la figure 2.16(a). Le courant réagit puisque la tension réseau augmente et que la puissance à transmettre sur le réseau est constante. Les courants réseaux i_{s1} et i_{s2} diminuent comme le montre la figure 2.16(b). Le système réagit 100 ms après que le seuil maximum de tension ait été atteint. Les courants et les tensions deviennent nuls à partir de $1,03s$. La tension du bus continu augmente rapidement du fait que la puissance ne peut plus être évacuée vers le réseau comme le montre 2.16(c).

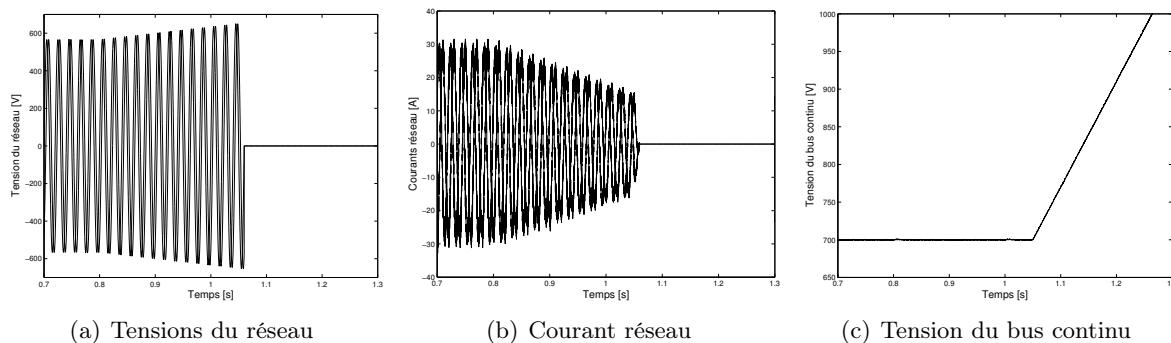


FIG. 2.16 – Essai du système sur une surtension provenant du réseau

Simulation d'une sous tension

La tension du réseau diminue à partir de $t = 0,8$ s et se stabilise autour de 70% de sa valeur nominale à $t = 1$ s comme le montre la figure 2.17(a). Le courant augmente jusqu'à son maximum autorisé comme le montre la figure 2.17(b). Le courant ainsi saturé ne permet plus d'extraire la puissance du bus continu, sa tension commence alors à augmenter comme le montre la figure 2.17(c). La sous tension fait déclencher l'ensemble du système aux alentours de 1,06 s comme le montrent les figures 2.17(a) et 2.17(b). Ces grandeurs reviennent à zéro et la tension du bus continu augmente brutalement comme le montre la figure 2.17(c).

Avec les deux simulations, de surtension et de sous tension, il serait souhaitable d'avoir un temps de coupure plus rapide suivant l'importance de la surtension ou de la sous tension. Cette détermination pourrait éventuellement se faire par un algorithme d'apprentissage utilisant les techniques de neuro-floue, les algorithmes génétiques, les réseaux de neurones ou autres formes d'intelligences artificielles.

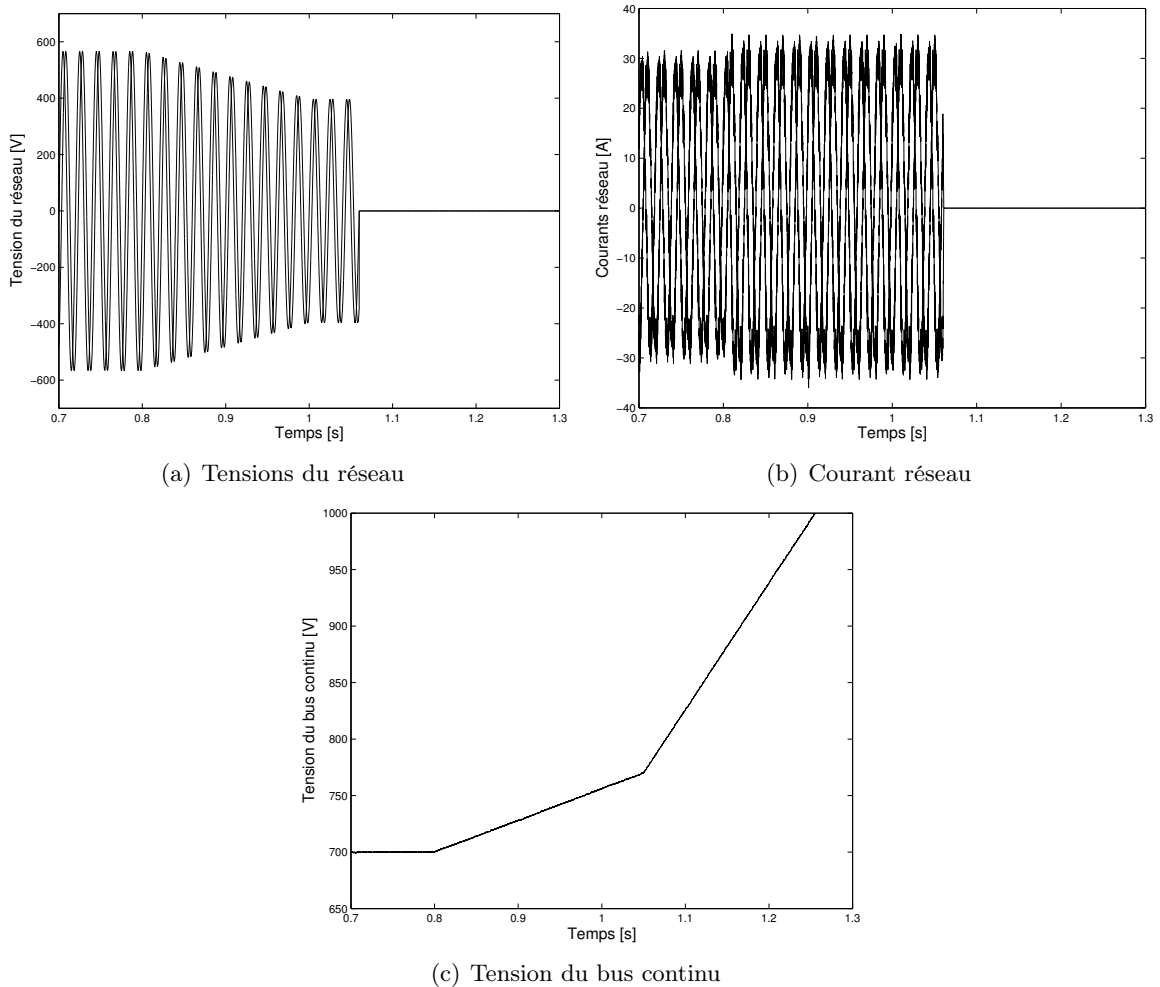


FIG. 2.17 – Essai du système sur une sous tension provenant du réseau

Simulation d'une variation de fréquence

Dans cette simulation, une variable habituellement considérée comme fixe, la fréquence du réseau, subit une variation de type rampe. Elle varie de 50,3 Hz en 300 ms. Cette variation semble réalisable sur un petit réseau BT. La PLL SVF étendue est ainsi testée, cette variation serait tout à fait suivie même si elle était plus importante. Le but de cette simulation est de vérifier le fonctionnement du bloc "surveillance fréquence" de la figure 2.15.

Cette variation débute à $t = 0,8$ s de 50 Hz à 50,3 Hz à $t = 1,1$ s comme le montre la figure 2.21(a). Les courants suivent les variations qui apparaissent comme minimes. La fréquence dépasse le seuil maximum à $t = 1$ s. Le système anti ilotage déclenche l'organe de coupure et met en arrêt l'onduleur comme le montre les figures 2.21(b) et 2.21(c). Les tensions et courants réseau s'annulent à $t = 1,1$ s.

La tension du bus continu augmente rapidement quand l'onduleur est à l'arrêt. Il passe de sa valeur de référence à plus de 900 V en moins de 200 ms.

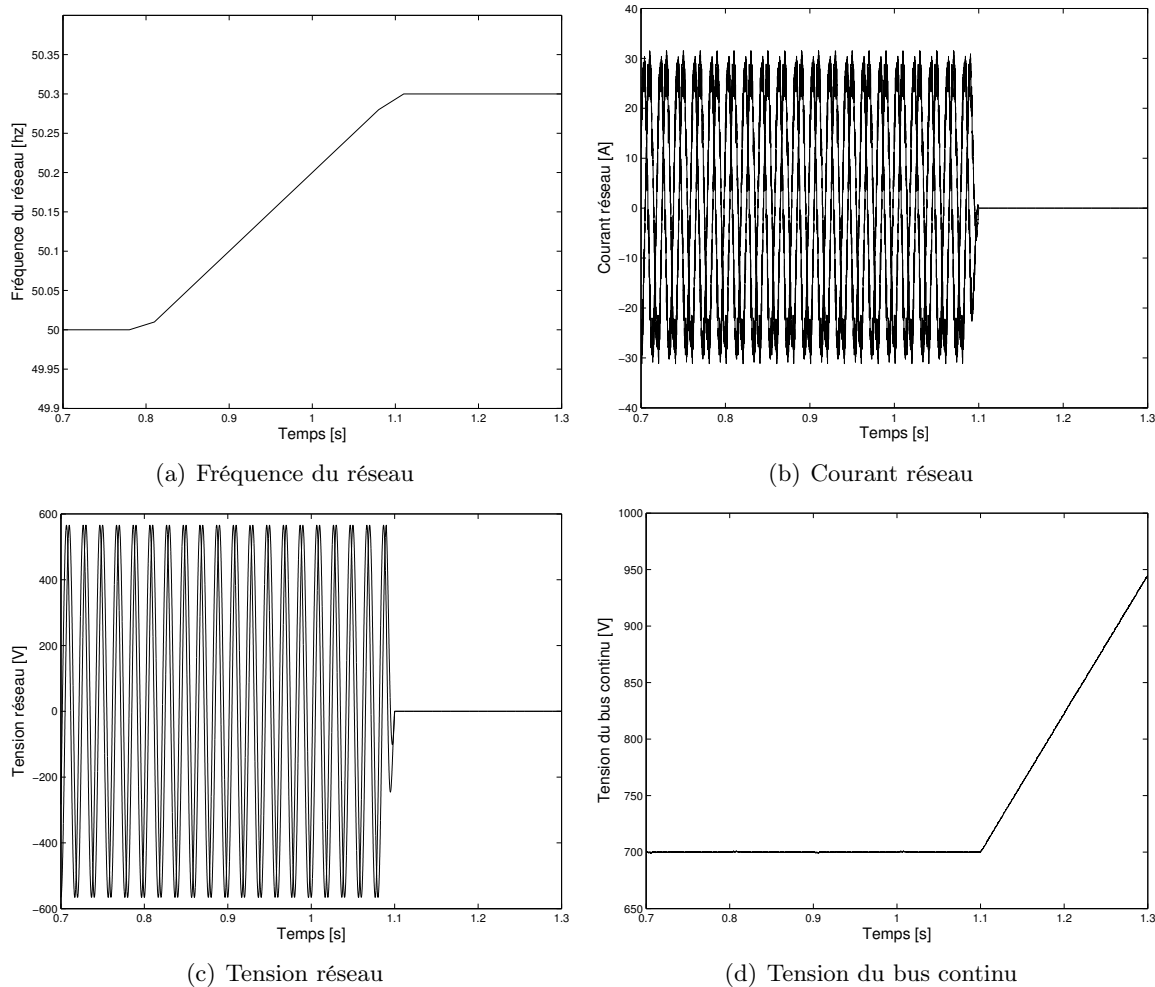


FIG. 2.18 – Variation de fréquence

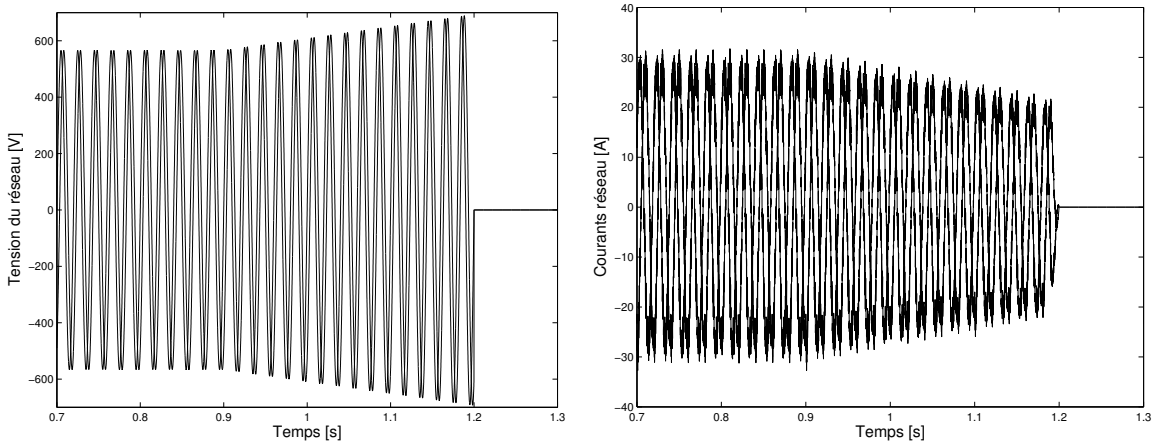
Simulation sur charge RLC

Cette simulation reproduit un cas d'ilotage très particulier, le réseau est tout d'abord connecté à tension nominale de 400 V, l'échange de puissance avec le réseau est nul, toute la puissance active est consommée par la charge *RLC* et la puissance réactive fourni par le condensateur est consommée par l'inductance. Le réseau disparaît à $t = 0,8$ s.

L'ensemble est en équilibre jusqu'à l'apparition des impulsions de courant à $t = 0,9$ s comme le montre la figure 2.19(a). Ces impulsions n'avaient pas d'influence quand le réseau était présent. Sur une charge RLC, ces impulsions font augmenter la tension en sortie de l'onduleur ce qui a pour effet de déséquilibrer la consommation de puissance réactive. La capacité fournissant plus de réactive que ne consomme l'inductance, la puissance réactive a pour effet d'augmenter encore plus la tension comme le montre la figure 2.19(a).

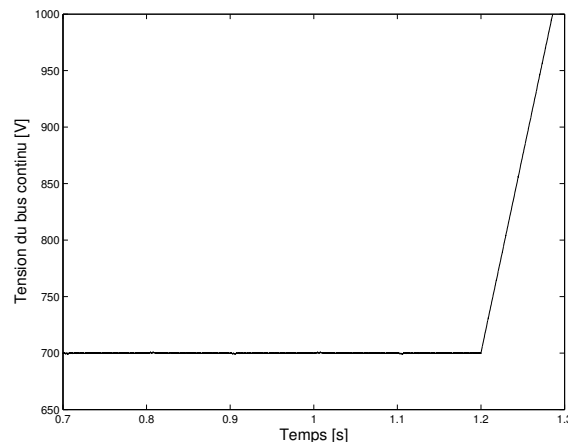
La puissance à transmettre à la charge étant constante si la tension augmente, le courant fournit diminue comme le montre la figure 2.19(b). La valeur seuil maximale est atteinte à $t = 1,1$. La tension aux bornes de la charge et les courants sont coupés 100 ms plus tard. L'onduleur est hors de fonctionnement, la tension du bus continu augmente rapidement comme le montre la figure 2.19(c).

Cette augmentation de la tension du bus continu n'est pas admissible. Une solution de dissipation ou de stockage de la puissance excédentaire est à prévoir.



(a) Tensions du réseau

(b) Courant réseau



(c) Tension du bus continu

FIG. 2.19 – Essai sur charge RLC

2.4 Conclusion

La première partie de ce chapitre a permis de connaître le fonctionnement d'un système anti îlotage industriel l'ENS 26. Ce système monophasé de découplage a été soumis à plusieurs essais afin de connaître ces réactions. Il est capable de réagir face aux surtensions, aux sous-tensions, aux variations de fréquence et un îlotage sur charge RLC résonnante à 50 *hz*. Toute production décentralisée doit être munie d'un tel dispositif [42] [43] [44]. Une partie des fonctions de l'ENS 26 a été intégrée à la commande d'un onduleur de tension.

Ce système anti-îlotage intégré à la commande d'un onduleur comporte trois fonctions :

- la surveillance des tensions
- La surveillance de la tension efficace du réseau
- l'ajout de courants impulsionsnels sinusoïdaux.

Ce système permet en cas de défaut de découpler l'onduleur du réseau à l'aide d'un organe de coupure commandable et d'arrêter le fonctionnement de l'onduleur. Il a été soumis à une surtension, une sous-tension, une variation de fréquence et à un îlotage sur une charge RLC résonnante à 50 *Hz*. Dans chacun des cas cités, le système a fonctionné. Il est apparu dans chaque simulation que le bus continu devait avoir un système de dissipation adéquat pour éviter la destruction. La réaction de plusieurs de ces systèmes sur un même îlot n'a pas été simulé. Il serait intéressant d'implanter expérimentalement ce système dans la commande d'un onduleur et de poursuivre les investigations.

Conclusion de la deuxième partie

Cette partie a permis de mettre en évidence que le choix de la PLL pour la synchronisation des courants de référence est très important. Cette importance s'accroît lors de fonctionnement particulier du réseau. Trois PLL ont été modélisées et simulées : la PLL dans le domaine de Park, la PLL SVF et la PLL SVF étendue. Les simulations ont montré que la PLL SVF étendue était la PLL la moins sensible aux creux de tension monophasé, une pollution harmonique, un saut de phase et une variation de fréquence. Cette PLL a été choisie pour la suite de notre étude pour ses aptitudes à passer au travers ces défauts.

Cette PLL est à la base d'un système anti-îlotage intégré à la commande d'un onduleur. L'étude de l'ENS 26, par ses différents essais, a permis de mettre en évidence quelques fonctions et ainsi pouvoir les intégrer dans le système anti-îlotage intégré à la commande d'un onduleur. Il permet, associé à un organe de coupure commandable d'arrêter l'onduleur et le déconnecter du réseau électrique dans le cas d'une surtension, d'une sous-tension, d'une variation de fréquence et d'un îlotage sur charge RLC résonnante à 50 *hz*. Ce système sera intégré dans la suite de ce travail.

Troisième partie

Application aux systèmes
photovoltaïques

Introduction de la troisième partie

Cette partie comporte deux chapitres. Le premier s'intitule : "Généralités sur les systèmes photovoltaïques" et s'intéresse à une source de production décentralisée particulière : le générateur photovoltaïque. Le principe de la conversion photovoltaïque sera présenté et les principales composantes du schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque seront détaillées. L'étude bibliographique des principaux systèmes photovoltaïques montrera la présence de deux classes de systèmes : les systèmes à connexion directe et les système à bus continu intermédiaire. Ces systèmes fonctionnent avec un ou plusieurs convertisseurs de puissance. Ces convertisseurs permettent la connexion au réseau et d'extraire le maximum de puissance des panneaux photovoltaïques grâce à l'algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking). La recherche du point de puissance maximale est à l'origine de nombreux travaux [45] [46] [47] [48]. Les principales méthodes sont évoquées.

Le deuxième et dernier chapitre intitulé : "Modélisation et commande de systèmes photovoltaïques" permet d'intégrer ce qui a été vu dans les chapitres précédents : la modélisation par le GIC et la REM, la synchronisation des courants de référence et le système anti-îlotage. L'ensemble sera utilisé pour modéliser deux structures de générateur photovoltaïque, une structure à bus continu intermédiaire et une à connexion directe. Elles sont modélisées et simulées à l'aide de Matlab-Simulink afin de pouvoir les comparer. Elles sont connectées à un réseau basse tension modélisé avec le Power System Blockset de Matlab-SimulinkTM. Dans un premier temps, une étude statique montrera quelle est l'influence de cette production décentralisée sur le réseau basse tension. Dans un second temps, une étude dynamique sera faite pour connaître quelle est l'influence de ce type de source sur un réseau basse tension et quelle influence le réseau a sur ce type de générateur.

Chapitre 1

Généralités sur les systèmes photovoltaïques

1.1 Introduction

La transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque est un des moyens d'exploitation du gisement solaire. Elle est réalisée par des cellules photovoltaïques (PV). Il est à noter qu'en dépit de cette terminologie, aucune énergie n'est stockée dans une cellule, ni sous forme chimique ni sous aucune autre forme. Ce n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané, qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule sous obscurité totale va se comporter comme un composant passif. La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique de type continu. Elle n'est ni une source de tension constante ni une source de courant constant. Elle possède des caractéristiques électriques non linéaires dépendant de l'éclairement.

Actuellement, le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique est encore faible (souvent inférieur à 12 %) et sous un ensoleillement nominal de 1000 W/m^2 , 12 m^2 de panneaux PV sont nécessaires pour fournir 1 kW crête. Ce qui induit un coût élevé du watt crête. Ce rendement faible ainsi que le coût élevé de la source photovoltaïque ont incité les utilisateurs à exploiter le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur PV. Ce maximum est généralement obtenu en assurant une bonne adaptation entre le générateur PV et le récepteur associé. Cette adaptation est effectuée à l'aide de convertisseurs statiques contrôlés pour différents modes de fonctionnement.

Dans ce chapitre, le principe de la production photovoltaïque sera rappelé et les principales caractéristiques de la source photovoltaïque. Puis, les différents types de systèmes photovoltaïques seront présentés. Pour finir, le fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque et plus particulièrement la recherche du point maximal de puissance (Maximim Power Point Tracking : MPPT).

1.2 La production photovoltaïque, le principe

1.2.1 Généralités

L'hélioélectricité, qui traite de la transformation directe de l'énergie solaire en énergie électrique, est apparue en 1930 avec les cellules à oxyde cuivreux puis au sélénium, mais ce n'est qu'en 1954, avec la réalisation des premières cellules photovoltaïques au sélénium dans les laboratoires de la compagnie Bell Telephone, que l'on entrevoit la possibilité de fournir de l'énergie. Très rapidement utilisées pour l'alimentation des véhicules spatiaux, leur développement et de rapides progrès ont été motivés par la conquête de l'espace. Au cours des années 80, la technologie photovoltaïque terrestre a progressé régulièrement par la mise en place de plusieurs centrales de quelques mégawatts, et même devenue familière des consommateurs à travers de nombreux produits de faible puissance y faisant appel : montres, calculatrices, balises radio et météorologiques, pompes et réfrigérateurs solaires.

Des événements tels que les courses de véhicules solaires offrant une image de haute technologie futuriste et écologique y ont également contribué [49].

1.2.2 Le principe

Une cellule photovoltaïque est assimilable à une diode photo-sensible, son fonctionnement est basé sur les propriétés des matériaux semi conducteurs. La cellule photovoltaïque permet la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Son principe de fonctionnement repose sur l'effet photovoltaïque (Bequerelle 1889). Une cellule est constituée de deux couches minces d'un semi conducteur. Ces deux couches sont dopées différemment. Pour la couche N, c'est un apport d'électrons périphériques et pour la couche P c'est un déficit d'électrons. Les deux couches présentent ainsi une différence de potentiel. L'énergie des photons lumineux captés par les électrons périphériques (couche N), leur permet de franchir la barrière de potentiel et d'engendrer un courant électrique continu. Pour effectuer la collecte de ce courant, des électrodes sont déposées par sérigraphie sur les deux couches de semi conducteur (Fig 1.1). L'électrode supérieure est une grille permettant le passage des rayons lumineux. Une couche anti reflet est ensuite déposée sur cette électrode afin d'accroître la quantité de lumière absorbée [50] .

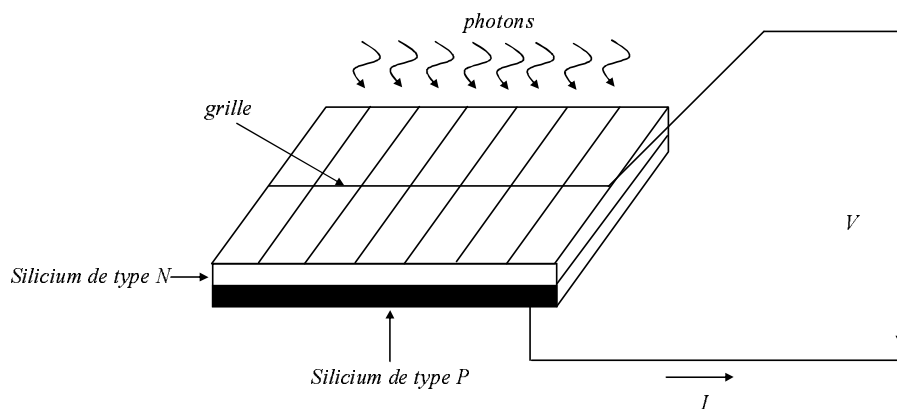


FIG. 1.1 – Schéma d'une cellule élémentaire

Les cellules les plus répandues actuellement sont à base de silicium (différence de potentiel de 0,6 V). Le rendement des modules en fonction des différentes technologies fait apparaître des écarts importants :

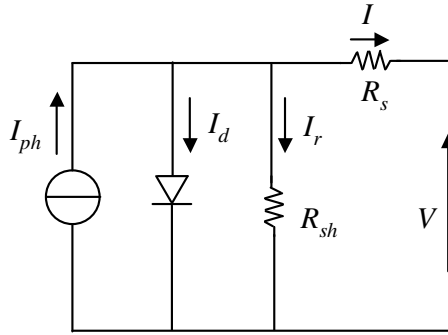


FIG. 1.2 – Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle

Technologie	Rendement typique	Rendement maximum obtenu en laboratoire
Mono cristallin	12 – 15	24
Poly-cristallin	11 – 14	18.6
Couche mince : Amorphe	6 – 7	12.7

une photopile fonctionne comme un générateur de courant dont la tension de fonctionnement dépend du courant absorbé par la charge qui lui est appliquée. Ces pertes de puissance électrique parviennent au niveau d'une cellule photovoltaïque et diminuent ainsi considérablement le rendement. Parmi les causes de ces pertes, on peut citer :

- La réflexion de la lumière sur la face avant de la photopile (40 % pour le Si poli, peut être réduit par des traitements appropriés).
- Le courant réel est inférieur au courant idéal à cause de la recombinaison des paires électron-trou sur les défauts (en particulier sur les impuretés) et des courants de fuite.
- Facteur de forme (ou facteur de courbe) dû aux courants de diffusion et de recombinaison à travers la jonction.
- Résistances série et shunt entraînant des pertes par effet joule.

1.2.3 Caractéristiques électriques des photopiles

Caractéristique courant-tension (I-V)

Dans la littérature, une cellule photovoltaïque est souvent présentée comme un générateur de courant électrique dont le comportement est équivalent à une source de courant shuntée par une diode.

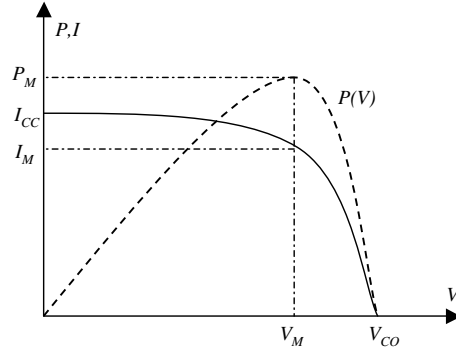
Pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, le modèle est complété par deux résistances série R_s et shunt R_{sh} comme le montre le schéma électrique équivalent de la figure 1.2. La résistance série est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière.

La résistance shunt est une conséquence de l'état de surface le long de la périphérie de la cellule ; elle est réduite à la suite de pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si elle est profonde), lors du dépôt de la grille métallique ou des prises de contacts sur la face diffusée de la cellule [51], [52]. Le courant photopile a pour expression :

$$I = I_{ph} - I_d - I_r \quad (1.1)$$

avec :

- $I_{ph} = I_{sc} \left(\frac{\psi}{1000} \right)$: Photo-courant de cellule, proportionnel à l'éclairement ψ . Ce courant correspond également au courant de court-circuit.


 FIG. 1.3 – Caractéristiques : courant-tension $I(V)$ et puissance-tension $P(V)$ d'une photopile

- $I_d = I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{nkT}} - 1 \right)$: est le courant traversant la diode. On peut faire apparaître le potentiel thermodynamique $V_T = \frac{nkT}{q}$.
- I_0 : courant de saturation inverse de la diode
- q : charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19} C$)
- k : constante de Boltzman ($1,38 \cdot 10^{-23} J/^{\circ}K$)
- n : facteur d'idéalité de la photopile, compris entre 1 et 5 dans la pratique.
- T : température de la jonction en $^{\circ}K$
- $I_r = \frac{V+R_s I}{R_{sh}}$ est le courant dérivé par la résistance shunt.

A partir de ces différentes équations, on peut en tirer l'expression implicite du courant délivré par une cellule photovoltaïque ainsi que sa caractéristique courant-tension.

$$I = I_{sc} \left(\frac{\psi}{1000} \right) - I_0 \left(e^{\frac{(V+R_s I)}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (1.2)$$

On peut ainsi retrouver l'allure des caractéristiques courant-tension $I(V)$ et $P(V)$ d'une cellule à la figure 1.15.

Paramètres externes

Ces paramètres peuvent être déterminés à partir des courbes I-V, ou de l'équation caractéristique 1.2. Les plus usuels sont les suivants :

- **Courant de court-circuit** : C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Dans le cas idéal (R_s nulle, R_{sh} infinie) ce courant se confond avec le photo-courant I_{ph} . Dans le cas contraire, en annulant la tension V dans l'équation 1.2, on obtient :

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{(R_s I_{cc})}{V_T}} - 1 \right) - \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \quad (1.3)$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme $I_0 \left(e^{\frac{(R_s I_{cc})}{V_T}} - 1 \right)$ devant I_{ph} . L'expression approchée du courant de court-circuit est alors :

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right)} \quad (1.4)$$

Pour le silicium $I_{CC} = 30 mA/cm^2$ pour un éclairage maximal.

- **Tension de circuit ouvert** : C'est la tension V_{co} pour laquelle le courant débité par le générateur PV est nul (la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur PV). Son expression est déduite de l'équation suivante :

$$0 = I_{ph} - I_0(e^{\frac{V_{co}}{V_T}} - 1) - \frac{V_{co}}{R_{sh}} \quad (1.5)$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieure à :

$$V_{co} = V_T \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \quad (1.6)$$

Pour une photopile en silicium la tension de circuit ouvert V_{CO} est de 0.55 à 0.6V.

- **Puissance optimale et facteur de forme**

La puissance utile maximale $P_M = V_M I_M$, s'obtient en optimisant le produit courant tension, soit :

$$\frac{I_M}{V_M} = -\left(\frac{dI}{dV}\right)_M \quad (1.7)$$

Quant au facteur de forme FF, dit aussi facteur de courbe ou facteur de remplissage, ou fill factor, il est défini par :

$$FF = \left(\frac{V_M I_M}{V_{co} I_{cc}}\right) \quad (1.8)$$

Ce facteur montre la déviation de la courbe $I - V$ par rapport à un rectangle (de longueur V_{co} et largeur I_{cc}) qui correspond à la photopile idéale. Les valeurs de I_M et V_M s'obtiennent à partir des équations 1.2 et 1.7. Pour cela, on distingue deux cas.

- Si R_{sh} est infinie la dérivation mène à la résolution de l'équation non linéaire en I_M par une méthode numérique, et permet donc le calcul de V_M .
- Si R_{sh} est considérée finie, la dérivation mène à la résolution d'une équation non linéaire en V_M par une méthode numérique

La puissance des modules photovoltaïques s'exprime en Watts-crête. Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous un éclaircissement de 1000 W/m^2 et à une température de 25°C . Pour une photopile en silicium de diamètre de 10 cm la puissance crête est $P_c \cong 1\text{W}$.

- **Le rendement** :

La puissance $P = I.V$ est nulle en court-circuit et en circuit ouvert. Elle passe par un maximum quand on parcourt la caractéristique I-V. Ce maximum P_m peut être déterminé en portant sur le même graphique la caractéristique I-V et les hyperboles de puissance constante. Le point de fonctionnement optimal correspond au point de tangence des deux courbes comme le montre la figure 1.4

Le rendement est $\eta = \frac{P_M}{P_0}$

P_0 est la puissance incidente. Elle est égale au produit de l'éclaircissement et de la surface totale des photopiles. Pour le silicium le rendement est inférieur à 14%. La droite passant par l'origine et le point de puissance maximale a une pente qui correspond à la charge optimale de la photopile comme le montre la figure 1.4.

Influence des résistances série et shunt

Les performances d'une cellule photovoltaïque sont d'autant plus dégradées que la résistance série est grande ou que la résistance shunt est faible. Cependant, il est possible, sous certaines hypothèses, de dégager des valeurs limites acceptables (R_{sl}, R_{shl}) [52]. En effet, si on suppose que

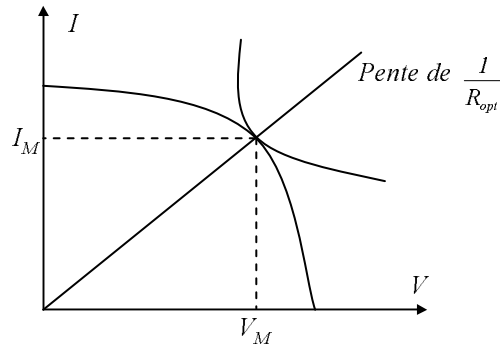


FIG. 1.4 – Schéma d'une cellule élémentaire

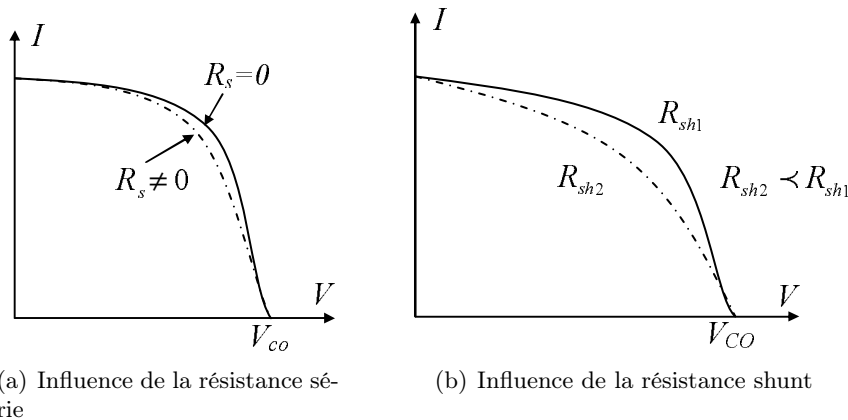


FIG. 1.5 – Influence des résistances série et shunt sur les caractéristiques

la cellule est en régime optimal, et si les pertes sont attribuées à la résistance série, le rapport de la puissance dissipée dans celle-ci à la puissance délivrée par la cellule est donné par :

$$Q_{R_s} = \frac{R_s I_M^2}{I_M V_M} = \frac{R_s I_{cc}}{V_{co}} \quad (1.9)$$

De même, si on attribue toutes les pertes à la résistance shunt, et en supposant qu'on est au point de fonctionnement optimal, on aura :

$$Q_{R_{sh}} = \frac{\frac{V_M^2}{R_{sh}}}{I_M V_M} \cong \frac{V_{co}}{I_{cc}} \quad (1.10)$$

La figure 1.5(a) montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule. La courbe en pointillé correspond à une valeur non nulle de R_s . Cette influence se traduit par une diminution de la pente de la courbe $I = f(V)$ dans la zone où la cellule fonctionne comme source de tension (à droite du point M de la figure 1.4). La chute de tension correspondante est liée au courant généré par la cellule.

Quant à la résistance shunt, elle est liée directement au processus de fabrication, et son influence ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs du courant. La figure 1.5(b) montre que cette influence se traduit par une augmentation de la pente de la courbe de puissance de la cellule dans la zone correspondant à un fonctionnement comme source de courant (à gauche du point M de la figure 1.4). Ceci provient du fait qu'il faut soustraire du photo-courant, outre le courant direct de diode, un courant supplémentaire variant linéairement avec la tension développée.

Influence du flux lumineux

Le photo-courant I_{ph} est pratiquement proportionnel à l'éclairement ou aux flux lumineux ψ . Le courant $I_D(V_D)$, étant par définition le courant direct de la jonction sous obscurité, est normalement non modifié. Ceci n'est valable que pour des cellules n'utilisant pas la concentration du rayonnement solaire ou travaillant sous de faible concentration. En effet, la densité des porteurs de charge et donc le courant de saturation sont modifiés par la variation de la température et de la concentration de l'éclairement.

Le photo-courant créé dans une cellule photovoltaïque est aussi proportionnel à la surface S de la jonction soumise au rayonnement solaire ; par contre la tension de circuit ouvert n'en dépend pas et n'est fonction que de la qualité du matériau et du type de jonction considérée.

La figure 1.6 représente les caractéristiques $I = f(V)$ d'une cellule photovoltaïque (jonction p-n sur du silicium monocristalin de 57 mm de diamètre) à 28° C et sous diverses valeurs de l'éclairement ψ . A chacune de ces valeurs du flux lumineux correspond une puissance électrique maximale que pourrait fournir la cellule solaire. Notons aussi la légère diminution de la tension du circuit ouvert V_{CO} suite à une chute du flux lumineux.

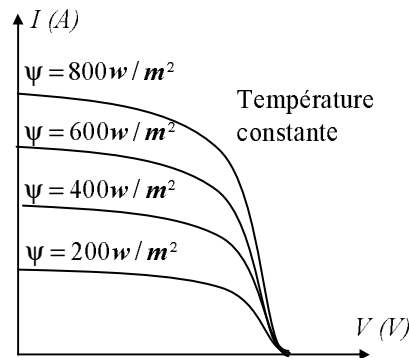


FIG. 1.6 – Caractéristiques courant tension d'une cellule photovoltaïque

Influence de la température

La température est un paramètre très important dans le comportement des photopiles. En effet, si la température augmente, le photo-courant augmente à peu près de $3.10^{-2} mA.K^{-1}$ par cm^2 de cellule. Par contre, le courant I augmente très rapidement avec T . Il engendre une diminution de la tension du circuit ouvert V_{CO} . Cette diminution est de l'ordre de 2 mV par degré comme le montre la figure 1.7. L'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible, de l'ordre de $5.10^{-5} W/K$ par cm^2 de cellule, soit une variation de 0,35% par degré [53]. On peut intégrer le paramètre T dans l'équation 1.2 comme le montre Sukamongkol dans [54] :

$$I = I_{sc} \left(\frac{\psi}{1000} \right) + \lambda(T - T_{ref}) - I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{nkT}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (1.11)$$

1.2.4 Association des photopiles : Générateur solaire

La puissance disponible aux bornes d'une cellule est très faible. Il est donc nécessaire d'associer en série et en parallèle de telles cellules (figure I. 10) pour obtenir des modules de puissance compatible avec le matériel électrique usuel. Les puissances des modules disponibles sur le marché s'échelonnent entre quelques watts-crête et quelques dizaines de watts-crête ($1 m^2$ de cellules PV produit de l'ordre de 100W).

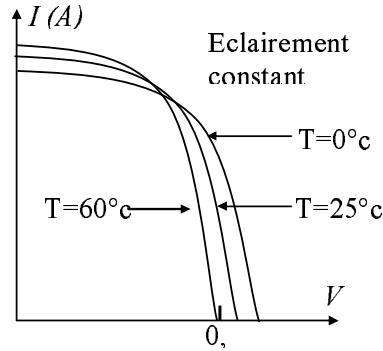


FIG. 1.7 – Influence de la température

Pour obtenir des puissances supérieures, il est donc nécessaire d'associer en série et en parallèle plusieurs modules. Pour certaines applications (individuelles), il est possible d'utiliser un à plusieurs modules de quelques dizaines de cellules (Puissance crête 40 W, 50 W ou 60 W). Pour des utilisations plus importantes, les générateurs photovoltaïques sont groupés dans un champ de plusieurs modules (quelques centaines voir quelques milliers).

La courbe de fonctionnement $I - V$ d'un module de base est une courbe se déduisant de la courbe de fonctionnement d'une cellule élémentaire par changement d'échelle sur l'axe des abscisses. Une association série-parallèle de modules solaires aura de même une courbe de fonctionnement semblable à la courbe de la cellule de base, obtenue en modifiant les échelles sur les deux axes. Les performances d'un générateur photovoltaïque sont déterminées à partir de ces courbes. La connaissance du profil de ces courbes caractéristiques, pour une gamme d'éclairement la plus large possible, permet d'évaluer les puissances maximales délivrées ainsi que les rendements correspondants. Pour appliquer les caractéristiques courant tension d'un groupement de cellules qui sera en tout point homothétique de la courbe $I = f(V)$ d'une seule cellule PV caractéristique, quelques hypothèses sont nécessaires [49][50] :

- Tous les panneaux ont les mêmes caractéristiques électriques.
- Aucune occultation partielle.
- Aucune influence thermique.

L'équation relative à un groupement mixte formé par la mise en série de β cellules et α en parallèle est la suivante [53], [55], [56], [57], [58] :

$$I = \alpha I_{sc} \left(\frac{\psi}{1000} \right) - \alpha I_0 \left(e^{\frac{q(\beta V + \frac{\beta R_s I}{\alpha})}{\beta n k T}} - 1 \right) - \left(\frac{\beta V + \frac{\beta R_s I}{\alpha}}{\frac{R_{sh} \beta}{\alpha}} \right) \quad (1.12)$$

La courbe de puissance d'un groupement série-parallèle est donc analogue à la courbe de puissance d'une cellule élémentaire. Ainsi tout ce qui a été dit pour une cellule élémentaire, concernant son comportement en fonction du flux lumineux et de la température ou l'influence des résistances série et shunt, ou concernant son interaction avec la charge est directement transposable au cas du groupement.

Le groupement de photopiles cité ci-dessus obéit à des règles strictes à respecter :

- Il ne faut connecter en série que des cellules ayant le même courant de court-circuit I_{ph} .
- Il ne faut connecter en parallèle que des cellules ayant la même tension de circuit ouvert V_{co} .

Si les paramètres électriques des photopiles associées sont dispersés et si les règles précédentes ne sont pas respectées, certaines de ces photopiles vont se comporter en récepteur, en polarisation directe ou inverse. Elle entraîne une élévation de la température de ces photopiles et peut entraîner la détérioration du module entier. Pour éviter ce problème, on procède souvent à :

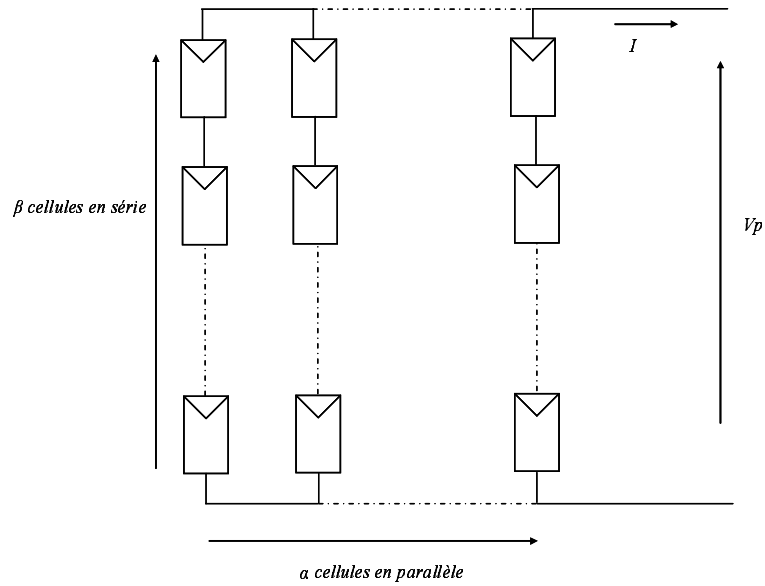


FIG. 1.8 – Association de α cellules en parallèle et β en série

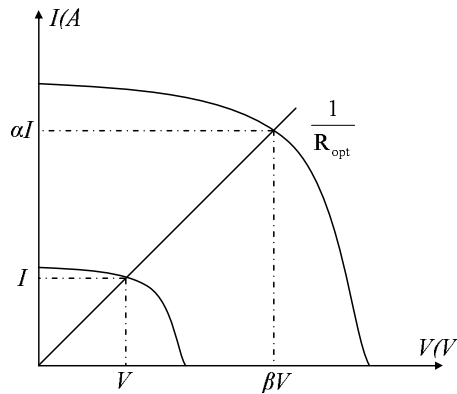


FIG. 1.9 – caractéristique de α cellules en parallèle et β en série

- Un tri de cellules avant l'encapsulation des modules PV.
- Un emplacement des modules PV évitant les masques naturels ou artificiels provoquant de l'ombre.
- Une protection du réseau PV par l'association de diodes.

Une étude détaillée sur le couplage et la protection par diodes des générateurs PV, est présentée dans [57].

1.3 Les différents types de systèmes photovoltaïques

Définition d'un système PV

L'intérêt essentiel des générateurs photovoltaïques est la possibilité d'autonomie énergétique qu'ils permettent. Les premiers générateurs ont été utilisés en 1958 pour les satellites Vanguard, puis très largement par la suite pour l'espace. Les premières installations photovoltaïques utilisées au sol datent de 1956 et ont été conçues pour des applications en sites isolés et principalement dans les pays en voie de développement où les réseaux de distribution d'énergie sont généralement restreints aux grands centres urbains. Les premiers systèmes conçus ne délivraient que de très faibles puissances, de l'ordre de quelques dizaines de watts, pour subvenir à des besoins très spécifiques, tels que balises de navigation ou émetteurs radio.

Un système photovoltaïque se compose d'un champ de modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble, appelé aussi "Balance of System" ou BOS, comprend tous les équipements entre le champ de modules et la charge finale, à savoir la structure rigide (fixe ou mobile) pour poser les modules, le câblage, la batterie en cas de stockage et son régulateur de charge, et l'onduleur lorsque les appareils fonctionnent en courant alternatif [49].

1.3.1 Structure générale d'un système photovoltaïque

Il existe deux types de structures de système photovoltaïque.

- Les systèmes à connexion directe au réseau Cette installation est constituée d'un générateur photovoltaïque qui est connecté à l'aide d'un onduleur au réseau électrique. Il existe dans la littérature de nombreux exemples [59].
- Le système à bus continu intermédiaire. Le générateur photovoltaïque est connecté à un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu. Un onduleur délivre une tension modulée. Celle-ci est filtrée pour réduire le taux d'harmonique (THD) On obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau [60]. [50]. Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable (230 V) [59][61].

Dans la suite de cette partie, différents montages seront décrits, en précisant leurs avantages et leurs inconvénients.

1.3.2 Système PV connecté directement au réseau

Structure à convertisseur unique

Le dispositif présenté à la figure 1.10 est le plus simple, car il comporte le moins de composants possible. On associe plusieurs modules photovoltaïques en série pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée (230 V). Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau. L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus le contrôle du point de maximum de puissance est approximatif car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement.

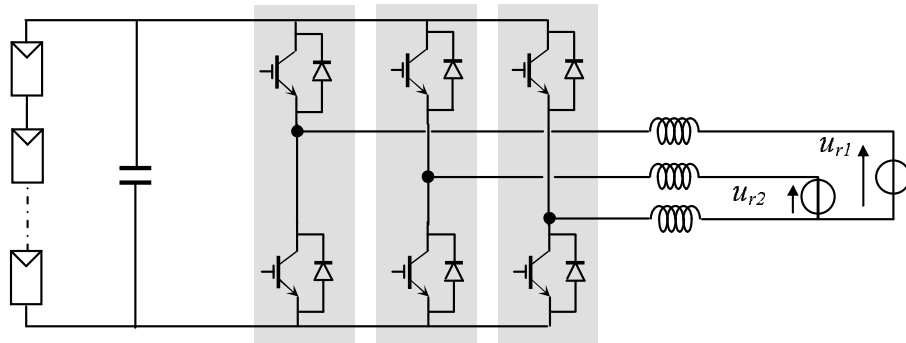


FIG. 1.10 – Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur

Structure avec bus à basse tension alternative

La figure 1.11 montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est directement connecté au module photovoltaïque. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence 50 Hz. Cette tension est transportée grâce à un bus alternatif (20 V - 50 Hz, exemple du schéma) vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré. Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage, puisqu'il assure la sécurité du personnel. Cependant, la distance entre le transformateur et le module doit être faible à cause du courant important qui traverse les câbles et qui génère des pertes Joules. Il y a un compromis à faire au niveau de la tension du bus alternatif. D'une part, il faut que sa valeur crête soit inférieure à celle délivrée par le module (même avec un faible ensoleillement). D'autre part, une tension faible dans ce bus diminue le rendement.

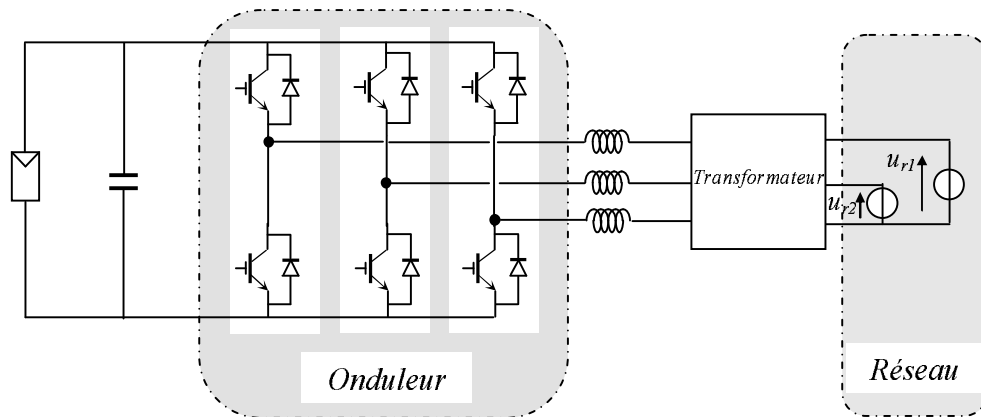


FIG. 1.11 – Bus à basse tension alternative

1.3.3 Système à bus continu intermédiaire

Structure avec convertisseur forward

La figure 1.12 présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en sortie du module photovoltaïque jusqu'à 350 V (tension désirée). L'utilisation d'un transformateur pour la connexion au réseau n'est donc plus nécessaire, la conversion continu-alternatif se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé. Les inconvénients majeurs de ce montage sont :

- La capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module,
- Le bus continu supportera un signal en créneaux qui induira une grande émission d'ondes électromagnétiques et éventuellement des pertes de fuite; l'induction du transformateur compris dans le convertisseur générera des pertes de fuite,
- La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien.

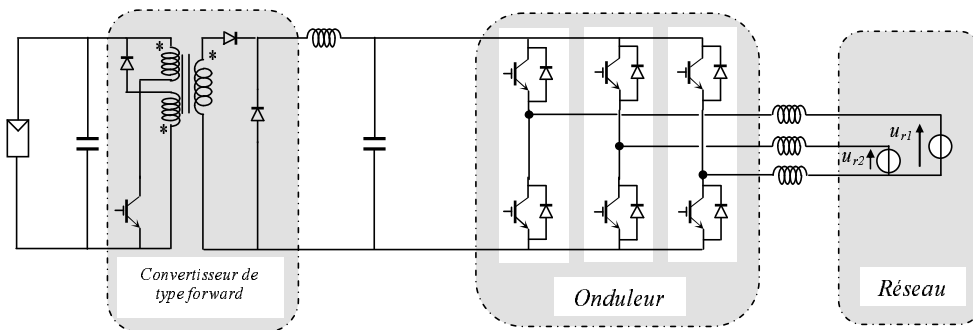


FIG. 1.12 – Convertisseur de type forward alimentant le bus continu

Structure avec un convertisseur de type fly-back

La figure 1.13 montre une structure à base d'un convertisseur de type fly-back qui élève la tension de sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désiré. La caractéristique principale du fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et qui assure l'isolation galvanique. Le hacheur est contrôlé pour obtenir un maximum d'énergie du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante V_{ac1} et le transfert de puissance vers le réseau. L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et qu'il augmente le coût de l'installation.

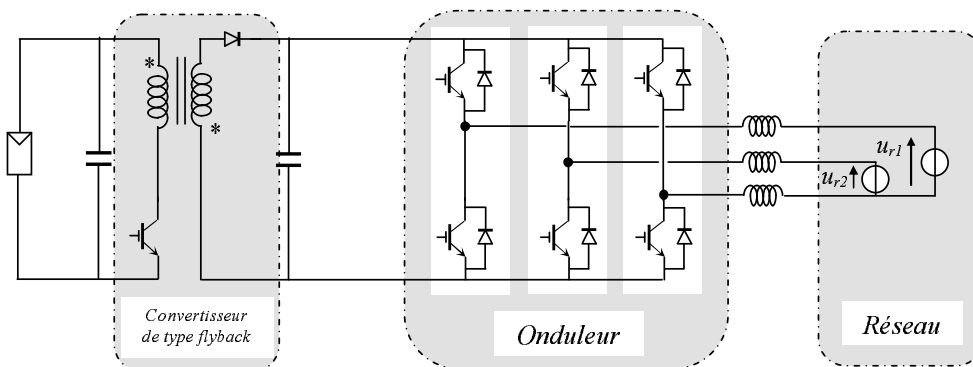


FIG. 1.13 – Structure avec un convertisseur de type fly-back

Structure avec hacheur et onduleur

La figure 1.14 représente un hacheur qui élève la tension en sortie du module photovoltaïque en une tension de 100 V délivrée sur le bus continu. Avec le hacheur, il est difficile d'élever la tension de sortie des modules plus de 4 à 5 fois pour obtenir une tension continue suffisamment grande, en raison de la résistance de l'inductance. On adjoint un onduleur pour avoir une sortie sinusoïdale, puis un transformateur pour élever cette tension au niveau désiré (selon le réseau) et

pour assurer l'isolation entre la partie " production " et la partie " utilisation ". L'avantage de ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome. Le courant d'entrée est relativement lisse, c'est pour cela que la capacité peut être faible.

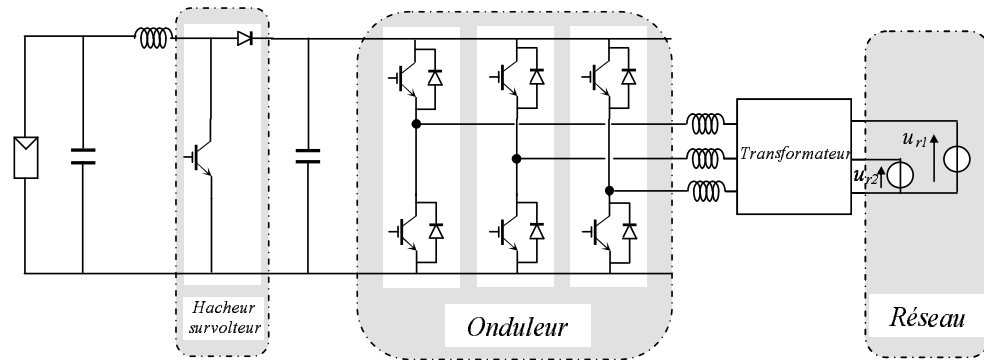


FIG. 1.14 – Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé

1.4 Le fonctionnement optimal du générateur photovoltaïque

La conception de systèmes photovoltaïques optimisée est par nature difficile. En effet, coté source, pour un générateur photovoltaïque, la production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement, de la température, mais aussi du vieillissement global du système. Coté charge, que ce soit de nature continue (DC), ou bien alternative (AC), comme le réseau électrique, chacune a son comportement propre qui peut être aléatoire. Pour que le générateur fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, la solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique qui jouera le rôle d'adaptateur source-charge. Dans des conditions données, c'est au point de puissance maximale de la caractéristique puissance en fonction de la tension présentée à la figure 1.15(a) que l'on exploite au mieux la puissance crête installée. Nous pouvons voir sur cette figure l'évolution de la puissance pour différents éclairements. Ces points correspondent donc au point de puissance optimale, terme traduisant le caractère relatif aux conditions d'éclairement et de température de la puissance fournie.

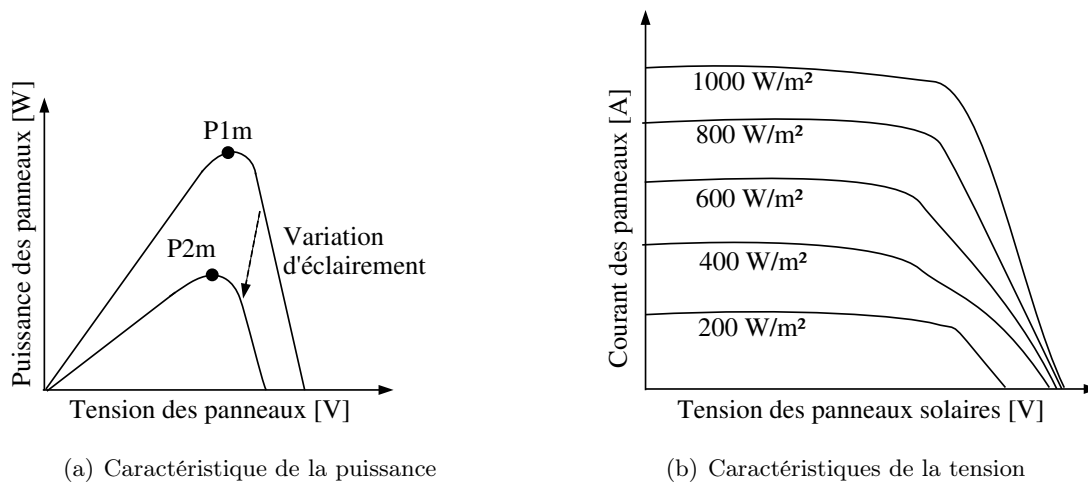


FIG. 1.15 – Caractéristiques des panneaux solaires

Pour assurer le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque à son point de puissance maximale (PPM), des contrôleurs MPPT sont souvent utilisés. Ces contrôleurs sont destinés à minimiser l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence variable en fonction des conditions climatiques.

La puissance de fonctionnement du générateur PV est facilement calculée à partir du produit tension-courant. Par contre, la détermination de la puissance maximale de référence est plus délicate vue que cette dernière est fonction des conditions climatiques (éclairement, température). Cette référence, étant alors non constante et étant caractérisée par une fonction non linéaire, rend le fonctionnement à puissance maximale plus difficile à réaliser. Afin de surmonter ces difficultés, plusieurs méthodes sont souvent adoptées telles que les méthodes analogiques et les méthodes numériques utilisant des outils informatiques :

1.4.1 Les méthodes analogiques

En les comparant aux méthodes micro-programmées, les méthodes analogiques sont souvent simples à réaliser et à bas prix. Parmi ces dernières, nous rappelons quelques méthodes souvent utilisées :

- La première méthode consiste à commander un convertisseur à travers un circuit électronique utilisant des cellules PV étalons comme consigne de référence afin de déterminer la tension optimale du générateur PV [62] [63] ou le courant optimal [64] [65] [66]. Malgré le

fonctionnement à une puissance proche de la puissance maximale, quelques inconvénients sont à soulever :

- Non prise en compte des dérives des caractéristiques du générateur PV dues aux paramètres extérieurs (vieillessement, vent, température, poussières).
- Dépendance totale de la cellule étalon qui peut subir des modifications ou anomalies.
- Une deuxième méthode analogique se basant sur la recherche extrême analogique de la puissance maximale a été utilisée dans [67]. Cette méthode est basée sur la dérivation de la puissance P du générateur. L'action de la commande du convertisseur permet de changer la résistance apparente vue du générateur et par conséquent on aura une variation de la puissance débitée par ce dernier. Le générateur travaille à son optimum de puissance lorsque le signal dérivé $\frac{dP}{dt}$ s'annule. Cette méthode, quoique théoriquement séduisante et facile à étudier présente par contre des difficultés de mise en oeuvre et ceci pour différentes raisons [60][68] [69] :
 - nécessité de dériver le signal analogique $P(t)$ ce qui engendre des bruits et des dérives importantes difficiles à filtrer,
 - instabilité due aux bruits et aux perturbations,
 - nécessité de tenir compte de la dynamique de mesure de puissance,
- La troisième méthode concerne celle de modulation par détection synchrone. Elle consiste à superposer, en série avec le générateur une source de tension sinusoïdale de faible amplitude. La puissance débitée par le générateur sera alors modulée d'une manière sinusoïdale et la phase de la modulation nous renseigne sur la position du point de fonctionnement par rapport au point de puissance maximale. Le positionnement du point de fonctionnement se fera aussi par incrémentation ou décrémentation de la tension aux bornes du générateur PV [70].

1.4.2 Méthodes micro-programmées

L'évolution du domaine de la micro-informatique a permis d'améliorer les conditions de fonctionnement des systèmes photovoltaïques. Parmi ces conditions, nous citons les procédures micro-programmées permettant un fonctionnement du système à puissance maximale. L'élaboration de ces procédures se base sur plusieurs principes tels que :

- l'utilisation d'une base de données climatiques permettant de déterminer pour chaque température et éclairement la puissance maximale de référence prévue.
- La simulation des équations caractéristiques du générateur PV pour chercher chaque nouvelle référence (puissance référence).
- l'utilisation des techniques de recherche en temps réel du point de fonctionnement à puissance maximale suivant les variations des conditions climatiques.

Les deux premières méthodes nécessitent un modèle de la source PV ainsi que des mesures de la température et de l'éclairement. Quant à la troisième, on n'a besoin ni du modèle de la source ni de la température ni de l'éclairement. Cependant cette dernière méthode nécessite la mesure de la tension et du courant du générateur PV en temps réel. Une procédure de commande micro-programmée calcule la puissance délivrée par le générateur PV ainsi que sa dérivée puis élabore une commande du système qui ne se stabilise que dans le cas d'une dérivée nulle de la puissance correspondant à une puissance maximale [69], [68], [71].

1.4.3 Recherche extrémale adaptative

Asservissement de la tension du générateur PV

Tension de référence fixe Cette méthode suppose que les variations de l'éclairement et de la température au niveau du générateur PV entraînent des variations insignifiantes de la tension optimale, et qu'une tension constante de référence constitue une approximation adéquate du

point de puissance maximale. La tension aux bornes du générateur PV est prise comme variable à contrôler. La régulation de cette tension permet de maintenir un fonctionnement du système proche du point de puissance maximale. Malgré la simplicité de la mise en oeuvre de cette méthode, cette dernière présente quelques inconvénients :

- Elle néglige l'effet de l'éclairement et de la température sur le générateur PV.
- Elle ne tient pas compte des dérives des caractéristiques du générateur dues aux paramètres extérieurs (vieillessement, vent, occultation).
- Elle ne peut pas être utilisée pour la régulation des systèmes à stockage d'énergie.

C'est pour cela que cette méthode de régulation est bien adaptée aux applications où les conditions climatiques sont stables telles que les systèmes satellites [72].

Tension de référence variable La caractéristique statique d'un générateur photovoltaïque dans le plan $[P, V]$ présente un maximum. En premières approximations, le lieu des points de fonctionnement optimal lorsque l'éclairement varie correspond à une tension constante V_{p1} aux bornes du générateur PV comme le montre la figure 1.16(a).

La méthode d'adaptation consiste à réguler cette tension et à asservir la consigne en fonction de la variation de température des cellules :(Figure 1.16(b)). Malgré sa simplicité, cette méthode présente aussi quelques inconvénients [68] :

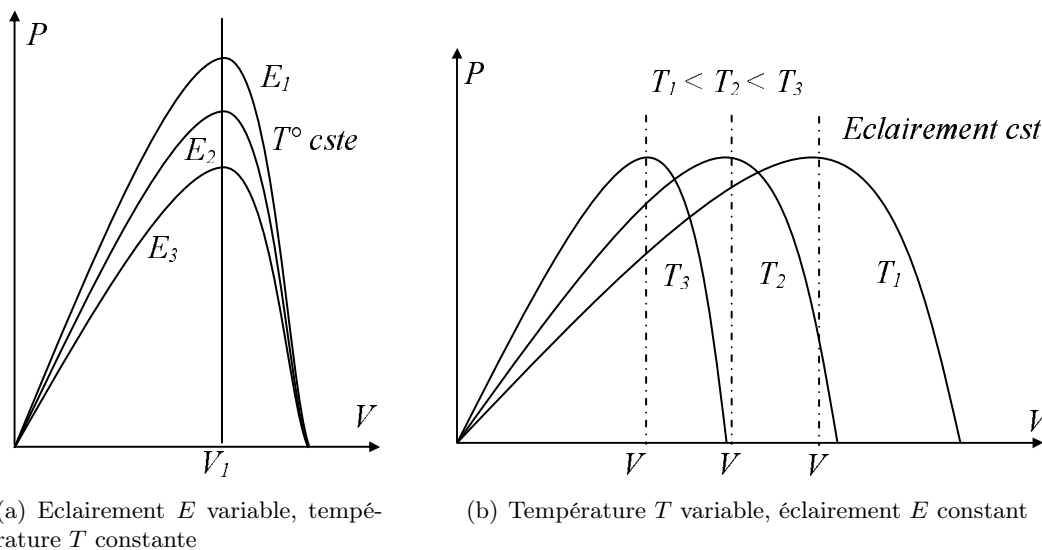


FIG. 1.16 – Caractéristiques Puissance - Tension du générateur PV

- elle ne tient pas compte des dérives des caractéristiques du générateur dues aux paramètres extérieurs (vieillessement, vent, poussière etc).
- difficulté de mesurer avec précision la température de jonction de la cellule,
- nécessité de refaire le calcul de la boucle d'asservissement lorsqu'on change de générateur.

Asservissement de la puissance du générateur PV

Cette méthode est basée sur la recherche du point de fonctionnement optimum par le principe dit de perturbation et observation [72] ou "aveugle" [68]. Un microprocesseur compare entre deux instants d'échantillonnage, la puissance débitée par le générateur et élabore une consigne en fonction du signal d'écart. Dans cette approche, on maximise la puissance délivrée à la charge et non la puissance permettant un rendement maximal de cette charge.

Des applications récentes de cette méthode, utilisant l'estimation de la puissance maximale par réseaux de neurones, sont présentées dans [73], [74].

1.5 Conclusion

Le fonctionnement du générateur photovoltaïque et le récepteur à leur rendement optimal nécessite l'insertion de convertisseurs statiques entre le générateur et le récepteur qui est dans notre cas d'étude le réseau. Le fonctionnement de ces convertisseurs nécessite l'application de lois de commande. Pour cela une étude dynamique du système global s'impose afin d'étudier les phénomènes transitoires provoqués par cette commande et prévoir ainsi les solutions et les configurations adéquates. Cette étude dynamique doit tenir compte de la spécificité de la source photovoltaïque et du réseau basse tension.

Dans la littérature, plusieurs travaux se sont intéressés à l'étude de ces systèmes photovoltaïques connectés au réseau [70], [75], [59]. La majorité de ces travaux a traité l'étude statique qui conduit généralement à l'analyse des performances statiques, le rendement énergétique et le dimensionnement de quelques configurations comprenant une source photovoltaïque à travers des convertisseurs. Comparée à l'étude statique, posant relativement peu de problèmes, l'étude dynamique des systèmes PV cités précédemment pose encore quelques difficultés dues à la non-linéarité de leurs caractéristiques. Dans ce cas, on procède généralement à une linéarisation autour d'un point de fonctionnement, ce qui permet de résoudre le problème partiellement. On se limitera alors à des faibles variations du vecteur de commande des convertisseurs adaptateurs [68].

Ce chapitre a été consacré à l'introduction de quelques notions et définitions relatives aux systèmes photovoltaïques qui seront utilisés dans le chapitre suivant. La recherche bibliographique menée dans le présent chapitre a montré que :

- La source PV est caractérisée par la non-linéarité de sa caractéristique électrique et sa dépendance des conditions climatiques.
- Les systèmes photovoltaïques sont des systèmes hybrides renfermant des sous systèmes électriques. L'étude des comportements statique et dynamique de ces systèmes connectés au réseau BT est alors souvent complexe.

Pour palier à cette complexité, une approche de modélisation unifiée et d'analyse de ces systèmes, fondée sur une technique de modélisation graphique le GIC et la REM seront utilisés. Une telle approche a montré son efficacité dans de nombreux exemples que ce soit pour des problèmes de conception de machines, de simulation et de calcul de lois de commande.

Chapitre 2

Modélisation et commande de systèmes photovoltaïques

2.1 Introduction

Depuis quelques dizaines d'années, les approvisionnements énergétiques sont devenus un problème de plus en plus préoccupant, non seulement en raison des difficultés croissantes liées aux produits pétroliers, mais aussi parce qu'il est aujourd'hui nécessaire d'admettre qu'à l'échelle de notre planète les ressources énergétiques, fossiles ou autres, sont limitées. De plus l'énergie solaire est la seule énergie dont l'origine soit extérieure à notre planète et dont l'apport soit permanent à l'échelle humaine. De cette constatation est née la notion d'énergie renouvelable qui ne comprend pas uniquement la conversion directe de cette énergie solaire, conversion thermique ou photovoltaïque, mais aussi toutes les sources énergétiques qui en découlent, comme la biomasse ou l'énergie éolienne. Ainsi a pris corps progressivement l'idée d'utiliser la conversion photovoltaïque comme source d'énergie parmi d'autres pour des échelles de puissances de plus en plus importantes. Actuellement plusieurs centrales photovoltaïques dont les puissances atteignent des centaines de kW, et même quelques MW sont installées dans plusieurs pays [53].

Dans ce chapitre, les méthodes de modélisation, les techniques de synchronisation et de détection de l'ilotage sont appliquées à une source décentralisée particulière : le générateur photovoltaïque. La modélisation et la commande de deux structures de systèmes photovoltaïques seront analysées. La première structure choisie comporte deux convertisseurs de puissance l'un réalisant une conversion continu-continu permettant d'extraire le maximum de puissance des panneaux photovoltaïques et un onduleur triphasé permettant le raccordement au réseau électrique. La deuxième structure n'utilise qu'un seul onduleur. Le transit de puissance ne se fait qu'à l'aide de cet onduleur. Le comportement de ces deux structures seront comparées lorsqu'elles sont soumises à des défauts réseaux. Elles sont connectées à un réseau basse tension modélisé avec le Power System Blockset de Matlab-Simulink. Dans un premier temps, une étude statique montrera quelle est l'influence de cette production décentralisée sur le réseau basse tension. Dans un second temps, une étude dynamique sera faite pour connaître quelle est l'influence de ce type de source sur un réseau basse tension et quelle influence a-t-il sur ce type de générateur.

2.2 Structure à deux convertisseurs

Cette structure apparaît comme la plus simple des structures avec étage continu décrit au chapitre précédent. Ce système photovoltaïque représenté à la figure 2.1 comporte des panneaux solaires connectés en série et en parallèle, un hacheur survolteur, un bus continu et un onduleur de tension. Il est possible de réaliser des regroupement suivant les fonctions des différentes parties qui composent cette structure comme le montre la figure 2.1.

- Les panneaux solaires fournissent un courant dépendant de l'éclairement et de la tension à leurs bornes.
- Un adaptateur d'impédance permettant d'extraire le maximum de puissance des panneaux solaires.
- La connexion au réseau permettant le transit de puissance vers le réseau.
- Le réseau basse tension permettant la distribution de la puissance aux différentes charges.

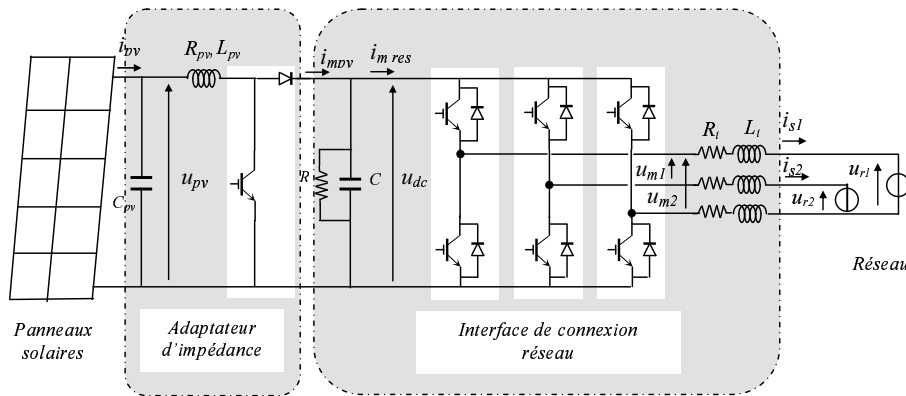


FIG. 2.1 – Système photovoltaïque étudié

La modélisation de cette structure sera décomposée suivant les fonctions de chaque partie. La connexion au réseau a été modélisée et commentée dans les parties précédentes. Une attention particulière sera donnée à l'adaptateur d'impédance

2.2.1 Modélisation et commande de l'adaptateur d'impédance

La modélisation du système présenté à la figure 2.2 débute par la source particulière, les panneaux solaires.

Cette source est un ensemble de convertisseurs photovoltaïques, elle sera schématisée dans la REM comme une source particulière comme le montre la figure 2.3. Un condensateur permet d'avoir la tension adéquate aux bornes de la source et une bobine limite les fluctuations du courant. La conversion continu continu est réalisée à l'aide du hacheur survolteur. La REM de l'adaptateur d'impédance est présentée à la figure 2.3.

La REM de cet adaptateur d'impédance nous fait apparaître deux éléments d'accumulation donc deux variables d'état : la tension aux bornes des panneaux u_{pv} et le courant i_l . Une partie continue et une partie discontinue peuvent être modélisées.

Description de la partie discontinue

Le hacheur peut être vu comme un convertisseur matriciel ou les valeurs des fonctions de connexion sont toujours $f_{12} = 0$ et $f_{22} = 1$. Il est alors assimilé à un convertisseur équivalent composé de deux interrupteurs idéaux connecté à un générateur de courant équivalent et un générateur de tension équivalent comme le montre la figure 2.4(a).

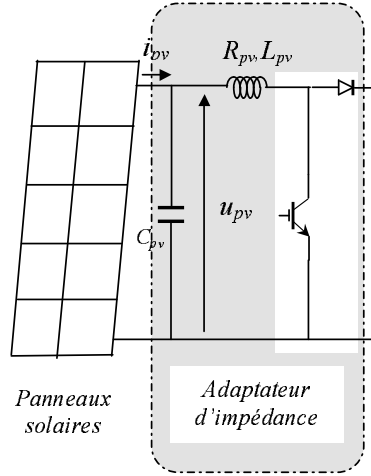


FIG. 2.2 – Schéma de l'adaptateur d'impédance

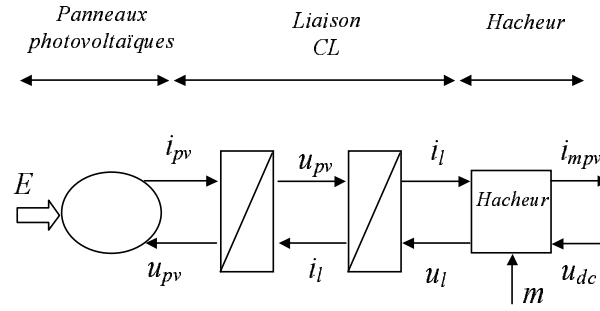


FIG. 2.3 – REM de l'adaptateur d'impédance

La matrice regroupant les fonctions de connexion s'écrit :

$$f_{hach} = \begin{pmatrix} f_{11} & f_{12} \\ f_{21} & f_{22} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} f_{11} & 0 \\ f_{21} & 1 \end{pmatrix} \quad (2.1)$$

Suivant 2.2

$$q_{hach} \cdot m_{hach} = f_{hach} \cdot r_{hach} \quad (2.2)$$

avec $q_{hach} = r_{hach} = \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \end{pmatrix}$

m_{hach} en est déduit : $m_{hach} = f_{11}$.

La tension et le courant modulés peuvent être exprimés sous la forme :

$$\begin{pmatrix} u_{mpv} \\ i_{mpv} \end{pmatrix} = m \begin{pmatrix} u_{dc} \\ i_l \end{pmatrix} \quad (2.3)$$

Description de la partie continue

La partie continue peut être écrite dans l'espace d'état sous la forme :

$$\dot{x}_{hach} = a_{hach} x_{hach} + b_{mhach} e_{mhach} + b_{rhach} e_{rhach} \quad (2.4)$$

- x_{hach} regroupe les variables d'état, la tension aux bornes des panneaux u_{pv} et le courant dans l'inductance i_l .

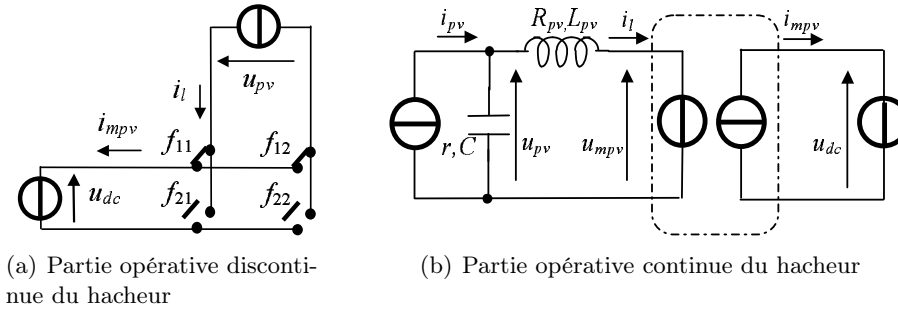


FIG. 2.4 – Partie opérative d'un onduleur triphasé

- e_{mhach} les grandeurs de commandes sont les grandeurs modulées i_{mpv} et u_{mpv} .
- e_{rhach} est le vecteur entrée de "perturbation" le courant i_{pv} .

$$\text{avec } a_{hach} = \begin{pmatrix} -\frac{1}{rC} & -\frac{1}{L_{pv}} \\ \frac{1}{L_{pv}} & -\frac{R_{pv}}{L_{pv}} \end{pmatrix}, b_{mhach} = \begin{pmatrix} 0 \\ -\frac{1}{L_{pv}} \end{pmatrix} \text{ et } b_{rhach} = \begin{pmatrix} \frac{1}{C} \\ 0 \end{pmatrix}$$

Commande de l'adaptateur d'impédance

L'inversion de la REM de l'adaptateur d'impédance permet de connaître la commande maximale. La caractéristique du courant des panneaux solaires est fortement non linéaire dépendant de l'éclairement et de la tension aux bornes des panneaux. La seule grandeur qui peut être contrôlée au niveau des panneaux solaires est la tension à leurs bornes. Au chapitre précédent, la technique de MPPT a été introduite et elle permet l'inversion de cette source non linéaire. Elle nécessite la mesure de la tension et du courant aux bornes des panneaux comme le montre la figure 2.5.

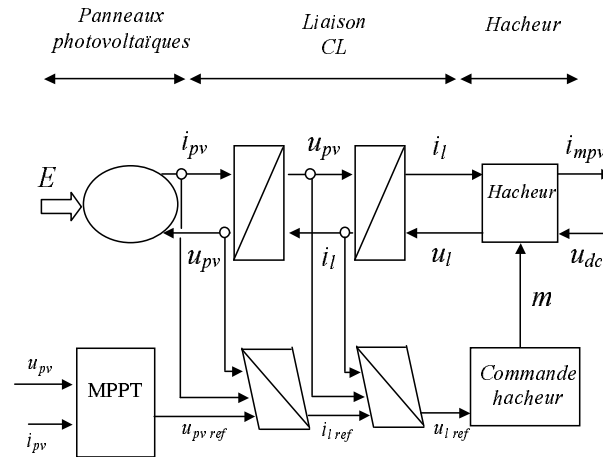


FIG. 2.5 – inversion de la REM de l'adaptateur d'impédance

L'inversion de la REM de l'adaptateur d'impédance permet de déduire la loi de commande. Les différentes relations sont regroupées dans le tableau 2.1.

La finalité de cette commande est de trouver la tension adéquate u_{mpvref} que doit imposer le convertisseur. Cette tension est déterminée à l'aide de deux correcteurs, de deux compensateurs et d'un bloc MPPT.

Le bloc MPPT détermine la tension de référence u_{pvref} . Un contrôle en boucle fermée de la tension des panneaux ainsi qu'une compensation du courant i_{pv} donne le courant de référence i_{lref}

TAB. 2.1 – Relations du processus et de sa commande

Processus	Commande
$u_{mpv} = m.u_{dc}$	$R_1 \rightarrow m_{ref} = \frac{1}{u_{dc}}.u_{mpvref}$
$L_{pv} \frac{di_l}{dt} + R_{pv} i_l = u_{pv} - u_{mpv}$	$R_2 \rightarrow u_{mpvref} = -Ci(i_{lref} - i_l) + u_{pv}$
$C \frac{du_{pv}}{dt} + \frac{u_{pv}}{r} = i_{pv} - i_l$	$R_3 \rightarrow i_{lref} = -Cu(u_{pvref} - u_{pv}) + i_{pv}$

comme le montre la relation $R3$. Le contrôle en boucle fermée du courant i_l et une compensation de la tension u_{pv} donne la tension de référence u_{mpvref} . La détermination de la loi de commande de l'adaptateur d'impédance se fait avec les relations $R1$, $R2$ et $R3$:

$$u_{mpvref} = Ci.Cu.u_{pvref} + (1 - Ci.Cu).u_{pv} - Ci.i_{pv} + Ci.i_l \quad (2.5)$$

avec Ci et Cu respectivement les correcteurs de courant et de tension.

Commande par retour d'état

Cette relation (2.5) suppose des mesures idéales, en admettant que la tension u_{pv} puisse être considérée sensiblement égale à sa valeur de référence u_{pvref} , le vecteur d'entrée de commande e_{mhach} devient :

$$e_{mhach} = kx_{hach} + lv \quad (2.6)$$

$$\text{avec } v = \begin{pmatrix} u_{pvref} \\ i_{pv} \end{pmatrix}, k = \begin{pmatrix} 1 - Ci.Cu & Ci \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \text{ et } l = \begin{pmatrix} -Ci & Ci.Cu \\ 1 & 0 \end{pmatrix}$$

En exprimant dans (2.7) le vecteur d'entrée donné par (2.6), on a :

$$\dot{x}_{hach} = a_c x_{hach} + b_c v + b_{rhach} e_{rhach} \quad (2.7)$$

$$\text{avec } a_c = a_{hach} + b_{mhach} k \text{ et } b_c = b_{mhach} l$$

On retrouve ainsi, pour la commande à boucles en cascade, la forme classique du réglage par retour d'état et les coefficients de la matrice k peuvent être choisis par une technique de placement de pôle [20]. La synthèse globale a tendance à occulter les problèmes de dynamique propres à chaque variable ainsi que des contraintes dues aux limitations de courant.

Commande par mode glissant

D'après la relation (2.5), si le coefficient Ci est un nombre réel de valeur infiniment grande, la différence entre le courant mesuré et le courant de référence tend vers 0 alors (2.5) devient :

$$Cu.u_{pvref} + Cu.u_{pv} - Cu.i_{pv} + i_l \cong 0 \quad (2.8)$$

Cette relation introduite dans la première ligne de l'équation d'état (2.7), conduit à trouver :

$$\frac{du_{pv}}{dt} = \frac{1}{rC}(rCu - 1)u_{pv} + \frac{1}{C}(1 - Cu)i_{pv} + \frac{Cu}{C}u_{pvref} \quad (2.9)$$

Une réduction de l'ordre du système d'une unité est constatée, les paramètres de l'inductance ne sont plus nécessaires. Ici le seul choix de Cu détermine la dynamique et la précision de l'asservissement de la tension u_{pv} . L'équation (2.8), généralement désignée loi de commutation, peut s'écrire sous la forme :

$$lc(x) = k_r x + l_r w \quad (2.10)$$

$$\text{avec } k_r = \begin{pmatrix} Cu & 1 \end{pmatrix}, l_r = \begin{pmatrix} Cu & -1 \end{pmatrix} \text{ et } w = v.$$

La figure 2.6 donne le schéma fonctionnel de cette solution qui n'est autre qu'un cas particulier de mise en oeuvre d'une commande par retour d'état.

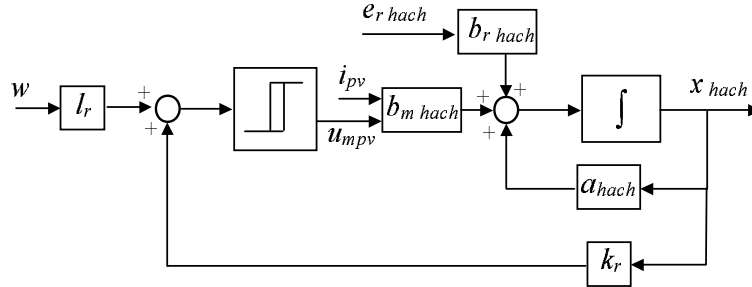


FIG. 2.6 – Commande à mode glissant de l'adaptateur d'impédance

La tension u_{mpv} est alors déterminée par le signe de cette loi de commutation, soit : $u_{mpv} = u_{mpv_{MAX}}$ pour $lc(x) > 0$, $u_{mpv} = u_{mpv_{MIN}}$ pour $lc(x) < 0$. On comprend alors que les commutations puissent se produire à une fréquence infiniment élevée lorsque la loi $lc(X)$ est supposée tendre vers 0. Cependant, il y a toujours une dégradation plus ou moins sensible des performances car il convient de prévoir des adaptations pour limiter la fréquence de commutation (hystérésis).

2.2.2 Présentation de la modélisation et la commande de l'ensemble de la structure à deux convertisseurs

La conversion de la puissance se fait quasiment indépendamment dans les deux parties. Le premier convertisseur permet d'extraire le maximum de puissance des panneaux solaires et l'onduleur triphasé de tension transmet cette puissance extraite vers le réseau. Pour avoir le modèle complet de la structure à deux convertisseurs, le modèle de la connexion au réseau doit y être ajouté. Ce modèle a été détaillé dans la première partie au chapitre 1. La PLL SVF étendue sera ajoutée dans la commande de l'onduleur ainsi que le système anti îlotage. La REM de ce système de conversion d'énergie est présentée à la figure 2.7.

Cette modélisation montre sur quel paramètre intervient le système anti îlotage. Il agit directement sur l'information reçue par les convertisseurs. Ce système contrôle leurs modes de marches et d'arrêts. Si un défaut ne permettant le fonctionnement normale est détecté le système anti îlotage met en défaut les convertisseurs.

Les normes de connexions au réseau sont aussi respectées [43] [44] [42] concernant la limite des courants injectés sur le réseau. En effet, les courants injectés au réseau ne peuvent dépasser 22 ampères par phase. Cette limitation est intégrée directement à la commande et plus particulièrement lors du calcul du courant efficace qui est alors limité si besoin.

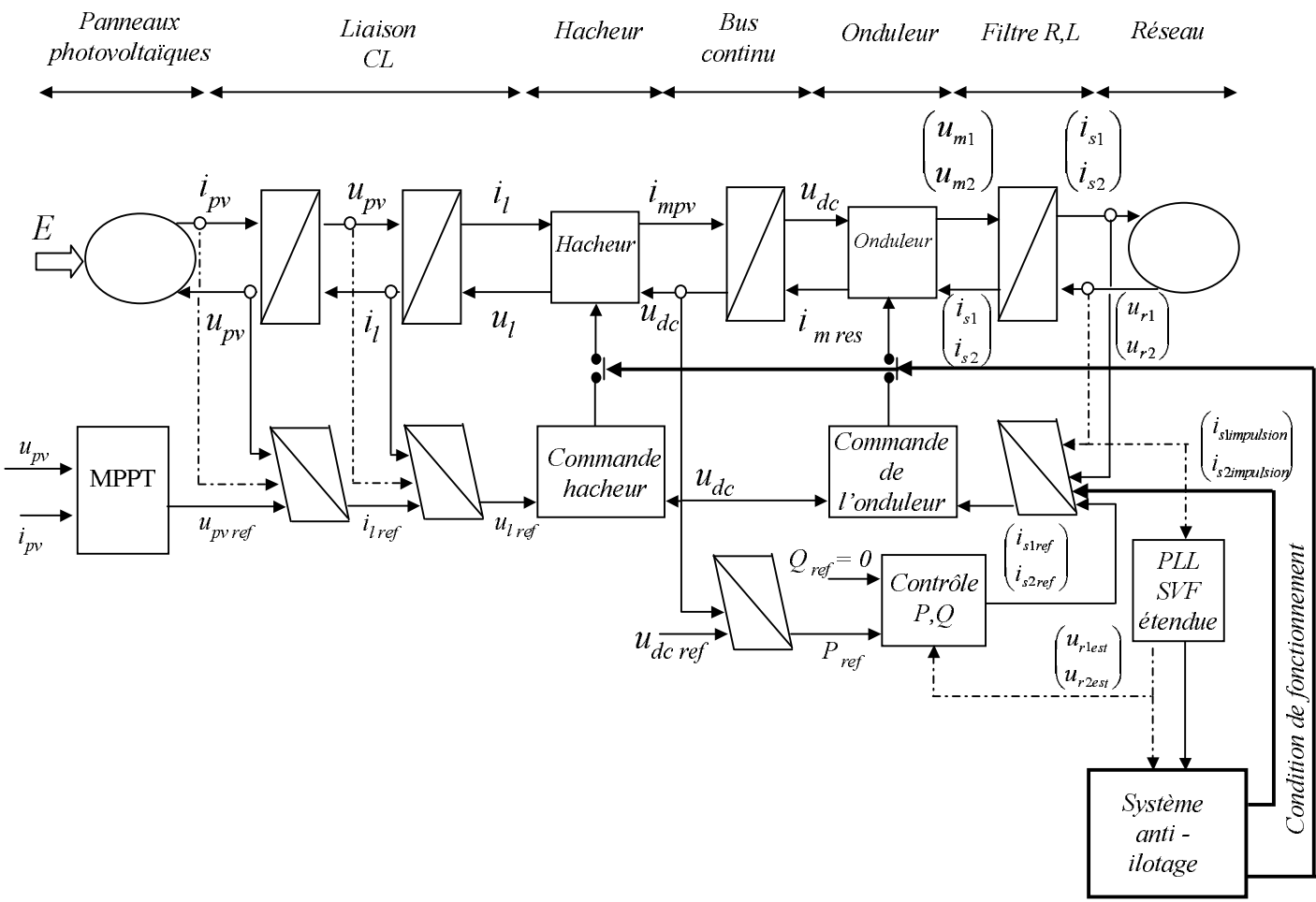


FIG. 2.7 – REM de la structure 1

2.3 Structure à connexion directe

Cette structure est la plus basique et ne nécessite qu'un onduleur. Néanmoins, quelques adaptations sont nécessaires pour assurer un bon fonctionnement du système. Il est impératif de mettre en série un nombre suffisant de panneaux solaires pour avoir la tension adéquate au niveau du bus continu pour permettre le fonctionnement de l'onduleur. La tension aux bornes de ces panneaux ne va varier que très peu comme nous l'avons vu au chapitre précédent ; la tension qui permet d'extraire le maximum de puissance pour différents éclairagements se situe dans une plage réduite. Cette plage ne pouvant être dépassée pour le fonctionnement de l'ensemble.

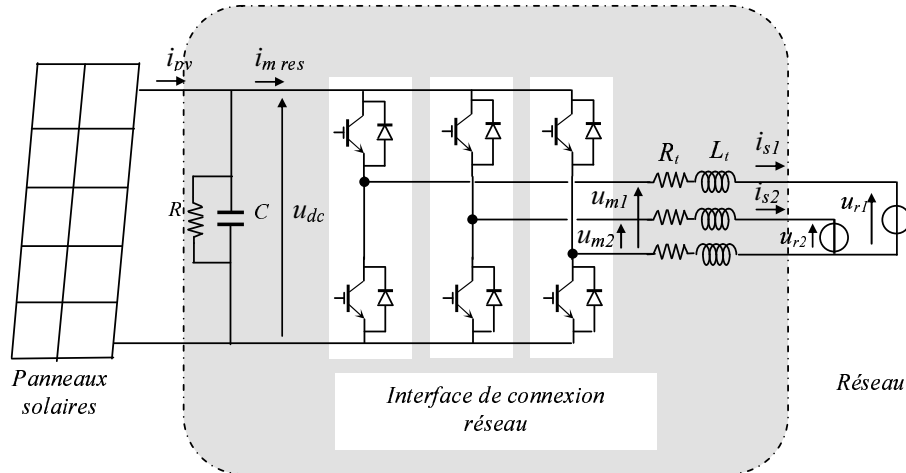


FIG. 2.8 – Système photovoltaïque étudié

Cette structure est présentée à la figure 2.8 qui est composée :

- des panneaux solaires
- la connexion au réseau
- le réseau.

2.3.1 Modélisation et commande

La modélisation de la connexion au réseau a été présentée précédemment. Le point particulier se situe au niveau de la commande comme le montre la figure 2.9. La tension du bus continu $u_{dc\ ref}$ n'est plus fixe mais elle est donnée par le block MPPT. Ce changement implique que la tension du bus continu va varier selon l'éclaircement mais dans une moindre mesure puisque les tensions pour lesquelles la puissance est maximale sont très proches. La commande reste identique pour le reste du système. L'extraction du maximum de puissance va dépendre de la tension du bus continu.

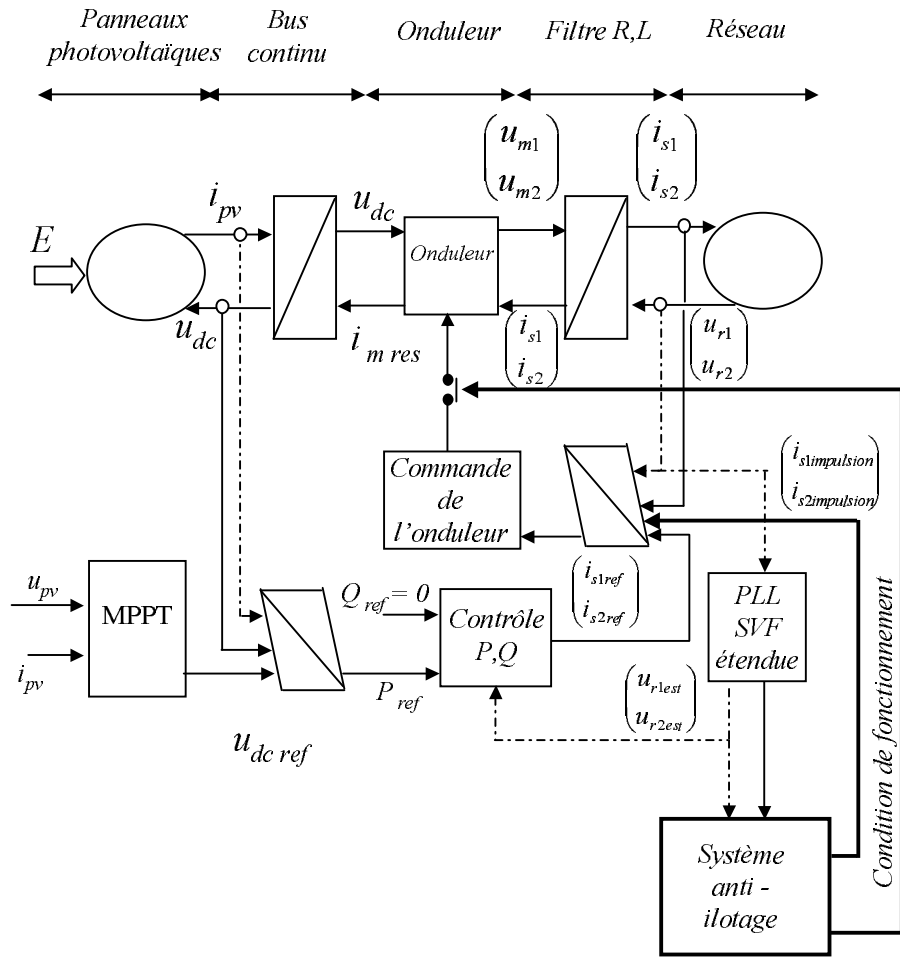


FIG. 2.9 – REM de la structure 1

2.4 Simulations de la connexion des deux structures sur un réseau BT

2.4.1 Le réseau basse tension

Le réseau RLE décrit au chapitre précédent permet de tester la commande mise en place pour l'extraction de la puissance. Du fait de sa définition statique (la tension E fixée), ce type de réseau n'est pas approprié pour une étude plus avancée, son aspect limitatif nous amène à considérer la modélisation d'un réseau plus réaliste.

Ce réseau doit prendre en considération plusieurs aspect importants comme : la puissance de court circuit de la source, la consommation des différentes charges, la chute de tension due aux impédances de lignes. Il permet ainsi d'avoir un comportement se rapprochant de la réalité en fonctionnement normal. Il donne aussi la possibilité d'effectuer certains défauts .

Pour faciliter les échanges avec nos partenaires industriels, il a été décidé d'utiliser le Power System Blockset (PSB) de Matlab Simulink. Cette boîte à outil de Simulink développée en collaboration avec Hydro-Quebec possède de nombreux modèles permettant l'analyse des systèmes de puissance. Les informations nécessaires à la modélisation de ce réseau nous ont été fournies par Laborelec. Il a été conçu pour avoir un comportement reflétant ce qui pouvait se passer en zone rurale. La figure 2.10 nous montre l'ensemble du réseau. Dans le suite de ce chapitre chaque partie sera détaillée. Nous présenterons son modèle mathématique ainsi que les caractéristiques de chaque élément.

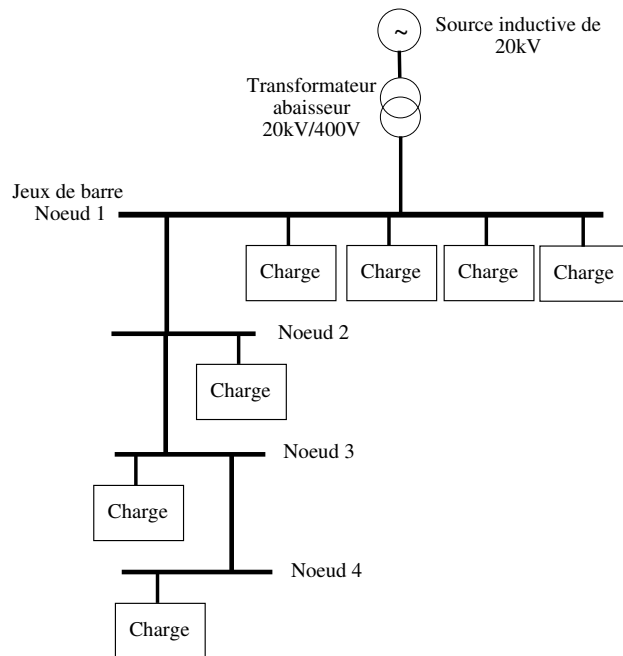


FIG. 2.10 – Schéma du réseau BT utilisé

La source inductive

Cette source a deux fonctions principales. La première est de fixer la fréquence du réseau ainsi que la phase de la tension V_a si on considère la figure 2.11. La deuxième est d'imposer la puissance de court circuit en ce point. Cette puissance fictive caractérise la sensibilité du réseau aux variations de puissance prélevée au point considéré. Si on branche en ce point un récepteur absorbant une puissance apparente S_n , donc un courant I_n égal à $\frac{S_n}{3V_n}$, ce branchement produit

une variation de la tension proportionnelle à $\frac{Sn}{S_{cc}}$ si on considère S_{cc} comme étant la puissance de court circuit.

Pour imposer cette puissance de court circuit, une source et une réactance suffisent. La figure 2.11 montre le schéma de la source proposée par le PSB. Les paramètres à donner sont la tension simple, la valeur de la résistance et la valeur d'inductance. On choisit ici d'établir le courant en quadrature arrière (si on prend comme référence sa tension simple correspondante). La valeur de la résistance dans ce cas est nulle. Dans le cas contraire, l'ajout d'une résistance impliquerait des pertes joules ainsi qu'une modification de l'angle de déphasage qui ne serait plus $-\frac{\pi}{2}$ mais $-\arctan \frac{L\omega}{R}$. Les valeurs de cette source sont :

- $S_{cc}=70$ MVA
- $U=20$ kV

Cette source est connectée à un transformateur. Elle impose la tension primaire du transformateur.

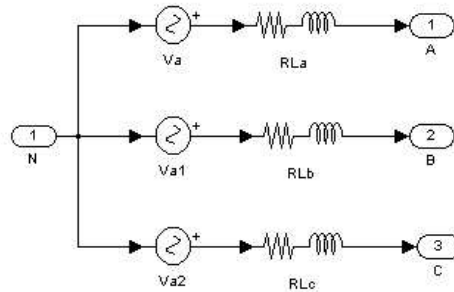


FIG. 2.11 – Schéma de la source inductive proposée dans le PSB

Le transformateur triphasé

Les transformateurs apparaissent souvent comme des interfaces entre sous réseaux à niveaux de tension différents. La théorie du transformateur est traité dans différents ouvrages [76][77]. Le modèle donnant une image correcte du comportement du transformateur dépend du problème posé. Dans notre première approche, nous nous occupons essentiellement du fonctionnement en régime triphasé sinusoïdal. Ce modèle néglige par exemple les courants capacitifs. Ce transformateur triphasé Dy_{n11} est utilisé pour passer de 20 kV (HTA) à 400 V (basse tension). Ce transformateur de distribution présent dans le PSB est composé de trois transformateurs monophasés présentés à la figure 2.12.

Ces caractéristiques sont :

- Puissance nominale : 400 kVA
- Tension au primaire $U1$: 20kV
- Tension au secondaire $U2$: 400V
- Résistance au primaire et au secondaire : 0.002 p.u
- Inductance au primaire est au secondaire : 0.06 p.u

Les résistances et les inductances sont définies en p.u comme suit :

$$R_{base} = \frac{V_n^2}{S_n} \tag{2.11}$$

$$L_{base} = \frac{R_{base}}{2\pi f_n}$$

avec

$$R_{p.u} = \frac{R(\Omega)}{R_{base}} \tag{2.12}$$

$$L_{p.u} = \frac{L(H)}{L_{base}}$$

Le système par unité est couramment employé dans l'étude des réseaux. Il est basé sur la puissance nominale (S_n en VA), la fréquence nominale (f_n en Hz) et la tension efficace (V_n en V) comme le montre les équations (2.11) et (2.12).

Ce transformateur alimente différentes charges. Le transport de l'énergie électrique du transformateur vers les consommateurs se fait à l'aide de lignes électriques, qui constituent les artères d'un système d'énergie électrique.

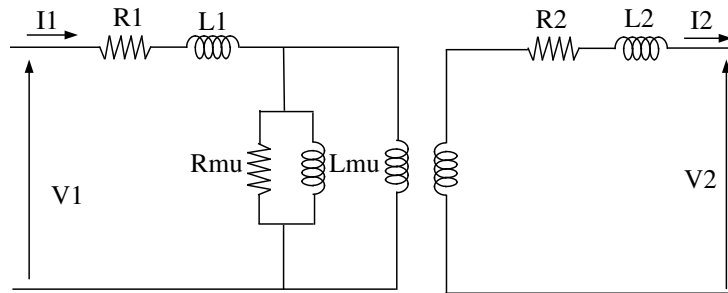


FIG. 2.12 – Transformateur monophasé utilisé par le PSB

Le modèle de ligne basse tension

Le comportement d'une ligne permettant le transfert d'énergie peut être assimilé, sous certaines conditions [77], à celui d'un modèle en π . La figure 2.13 nous montre sa représentation monophasée. Ce modèle comprend :

- une résistance traduisant la résistivité du matériaux de la ligne, sa longueur et sa section.
- une inductance qui est le rapport entre le champ magnétique total du flux de fuite et le courant qui traverse la ligne.
- une capacité traduisant l'effet du champ électrique créé.

Ces trois paramètres sont dépendants de la longueur de la ligne.

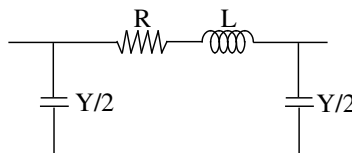


FIG. 2.13 – Représentation de la ligne en π

Dans le cas d'une ligne courte, la capacité peut être ignorée. Son élimination n'a que très peu d'effet sur la tension ou sur le courant. Dans la littérature, il apparaît que les capacités sont prises en compte si la longueur de la ligne est supérieure à 80 km ou si la tension est supérieure à 69 kV [78][75].

Le modèle de ligne courte se réduit à une impédance série par unité de longueur. La figure 2.14 présente ce modèle où R et L sont la résistance et l'inductance par phase et par unité de longueur l. En prenant les notations de la figure 2.14, les grandeurs de sortie peuvent s'exprimer

en fonction des grandeurs d'entrée. Sa forme matricielle est donnée par l'équation 2.13.

$$\begin{pmatrix} V_s \\ I_s \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A & B \\ C & D \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_r \\ I_r \end{pmatrix} \quad (2.13)$$

En identifiant avec le modèle de ligne courte on a : $A = 1$, $B = Z$, $C = 0$, $D = 1$, avec $Z = (R + jL\omega)l$ (l étant la longueur de la ligne).

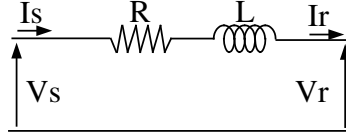


FIG. 2.14 – Modèle de ligne courte

Le modèle de charge

Dans l'étude du fonctionnement d'un réseau triphasé, il est pratique de présenter les utilisateurs par groupe. Il est alors intéressant de connaître leurs lois d'évolution de la puissance active et réactive totale demandée au cours du temps. Elles doivent prendre en compte les faibles variations de fréquence ou de tensions. Le modèle de charge statique présenté dans de nombreux ouvrages [77][76] sous les équations 2.14 est celui utilisé pour modéliser les charges présentes dans le PSB.

$$\begin{aligned} Pr &= Prn \left(\frac{f}{f_n}\right)^\alpha \left(\frac{U}{U_n}\right)^\beta \\ Qr &= Qrn \left(\frac{f}{f_n}\right)^\gamma \left(\frac{U}{U_n}\right)^\delta \end{aligned} \quad (2.14)$$

Où Prn et Qrn sont les puissances active et réactive que consommerait ce groupe à fréquence et tension nominale (f_n et U_n). Dans notre cas, les coefficients prennent les valeurs suivantes : $\alpha = 0$, $\beta = 1$, $\gamma = 1$, $\delta = 1$.

Les charges présentes dans ce micro réseau ont un facteur de puissance de 0.9. Dans un premier temps, on considérera le réseau parfaitement équilibré, les impédances de chaque phase sont identiques.

2.4.2 Influence d'un générateur photovoltaïque sur le réseau basse tension

Pour effectuer ce test, quelques compléments concernant le réseau BT, décrit précédemment à la figure 2.10, sont à donner à la figure 2.15. Les charges présentes dans le réseau BT sont de deux types :

- Les premières regroupées après le jeu de barres représentent un ensemble de consommateurs individuels consommant de 3 à 15 kW. Ils sont regroupés en 4 départs différents représentés par 4 charges de 70 kW avec un $\cos \varphi = 0.9$.
- Les secondes sont uniformément réparties le long de la ligne et consomment une puissance de 20 kW toujours avec un $\cos \varphi = 0.9$.

Pour pouvoir comparer l'influence de la puissance injectée sur la ligne au noeud 4, la centrale solaire fournira sa puissance maximale (54 kW environ). Une deuxième simulation sera faite en remplaçant le générateur solaire par un générateur diesel couplé à un alternateur de 57 kVA.

Le générateur diesel régule sa tension de sortie et sa vitesse. Au point de connexion, il est à 400 V environ ce qui amène une augmentation globale des tensions le long de la ligne. Ce type de générateur est capable de fournir de la puissance réactive contrairement au générateur solaire

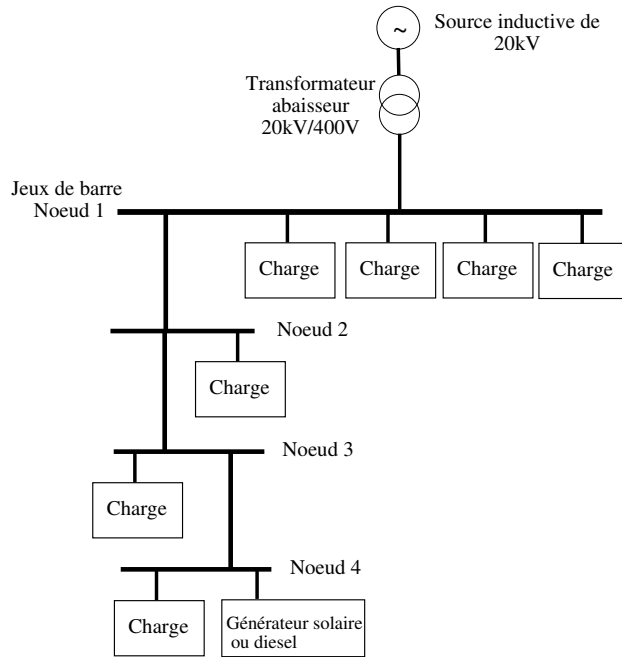
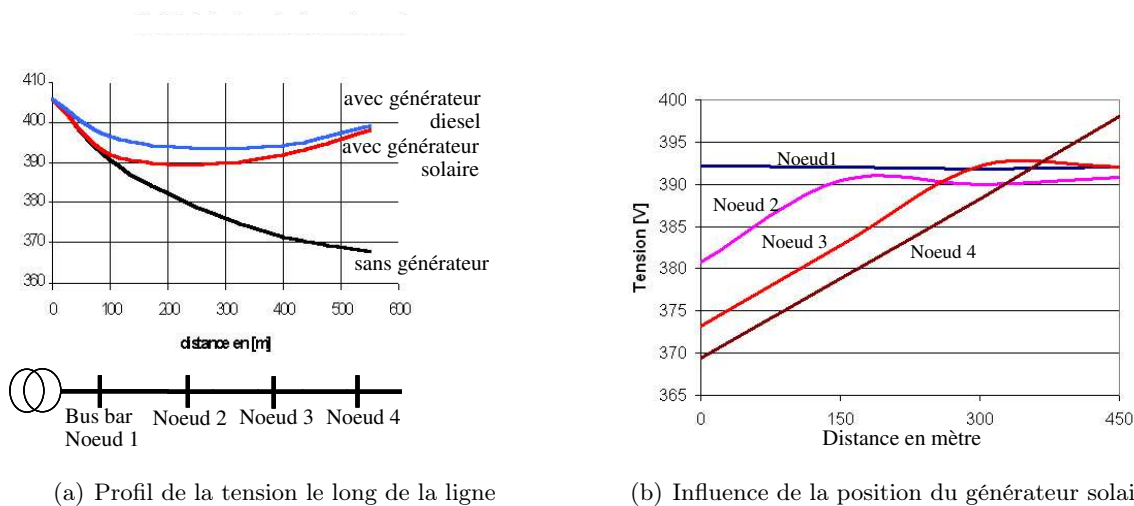


FIG. 2.15 – Schéma du réseau BT utilisé

(la stratégie de réglage impose $Q=0$). Ce qui a comme conséquence d'avoir un profil de tension plus haut que celui obtenu "avec le générateur solaire" comme le montre la figure 2.16(a).

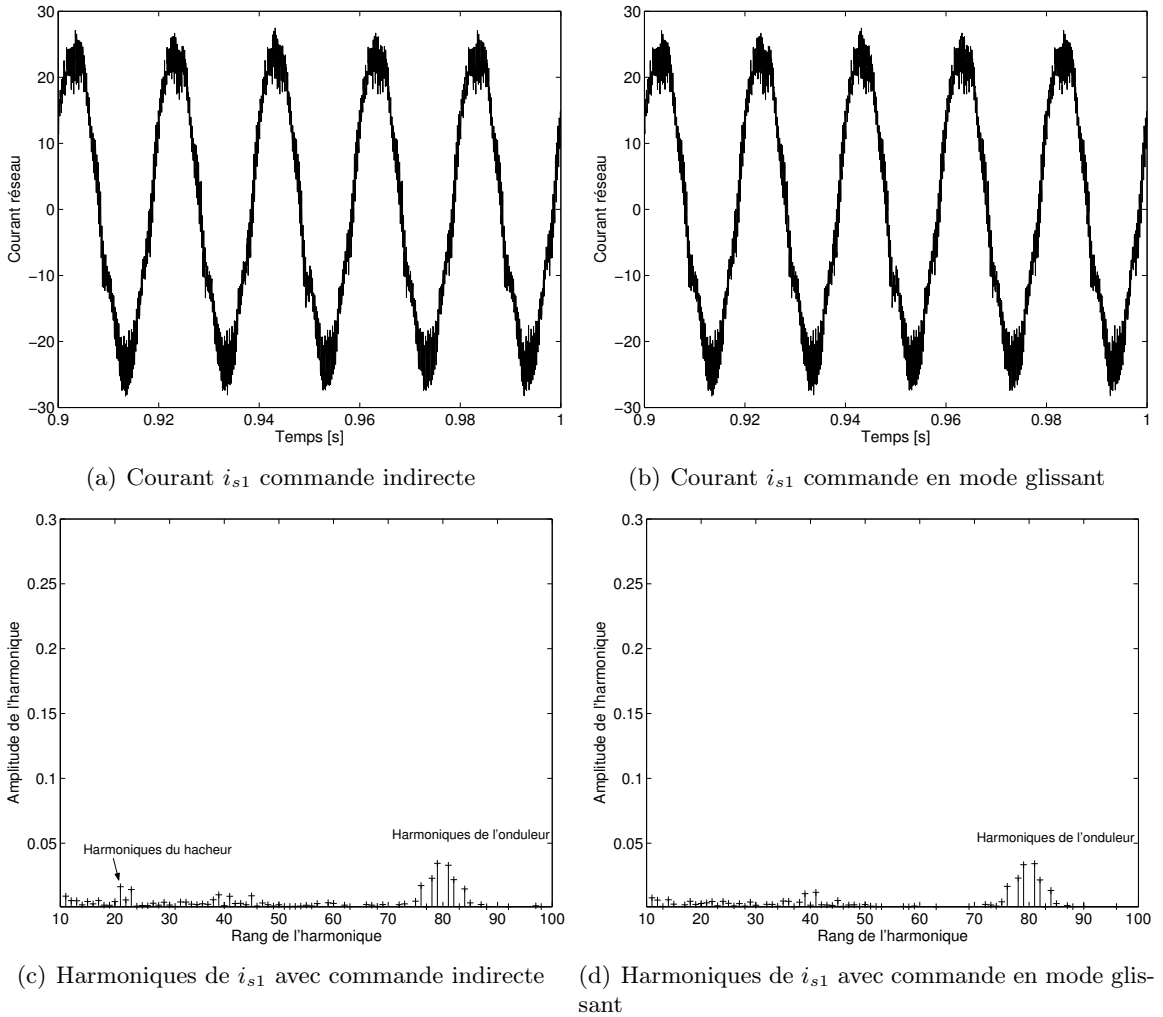


(a) Profil de la tension le long de la ligne

(b) Influence de la position du générateur solaire

FIG. 2.16 – Exploitation statique des simulations.

La figure 2.16(b) illustre l'influence sur la tension aux différents noeuds de la position du générateur solaire sur la ligne. Le cas de la tension au noeud 4 est intéressant puisque sa progression est linéaire. Quand le générateur est connecté au noeud 1, la tension est de 369 V. Elle augmente progressivement pour atteindre 398 V quand le générateur est au noeud 4. Cette progression linéaire est due à la répartition uniforme des charges le long de la ligne. Ce qui apparaît de ces courbes est la grande sensibilité aux variations de puissance de la tension en bout de ligne.


 FIG. 2.17 – Comparaison harmonique des deux commandes sur le courant réseau i_{s1}

Le réseau subit une pollution harmonique générée par les convertisseurs. La pollution principale est celle provoquée par l'onduleur de tension due à la fréquence de commutation des interrupteurs [79]. La simulation de cette connexion au réseau avec les deux types de commande montre que la pollution peut venir aussi du premier convertisseur si la fréquence de commutation n'est pas assez élevée comme le montre la représentation harmonique du courant de la phase 1 i_{s1} à la figure 2.17(c).

Dans cette simulation, la fréquence de commutation de l'onduleur est de 4 kHz et la fréquence de commutation du hacheur est de $1,1\text{ kHz}$ que l'on retrouve respectivement autour du rang 80 et du rang 22. L'amplitude représentée est calculée en fonction du fondamental valant 1. Tous les harmoniques sont divisés par la valeur du fondamental.

$$h_{fi} = \frac{h_i}{h_1} \text{ pour } i \in [1 \dots i]$$

h_{fi} est l'amplitude représentée de l'harmonique i .

Les harmoniques du hacheur commandé en mode glissant ne se retrouvent pas dans l'analyse harmonique du courant réseau comme le montre la figure 2.17(d). Avec ce type de commande, il est difficile de connaître précisément la fréquence de commutation du hacheur puisqu'elle est variable et certainement beaucoup plus importante que celle précédemment évoquée. Des travaux ont montré qu'il était possible de limiter cette fréquence [80], mais étant tout de même très importante, l'amplitude des harmoniques qui en découle est fortement atténuée.

2.4.3 Influence du réseau sur le fonctionnement du générateur photovoltaïque

L'influence du réseau sur le fonctionnement du générateur photovoltaïque se remarque principalement pendant la présence de défauts.

Les défauts réseau simulés sont :

- *Le creux de tension monophasé*

Il a lieu dans des conditions suivantes : l'éclairement est de 1000 W/m^2 , le courant est près de son maximum admissible 22 ampères efficaces. Ce creux intervient à $t = 0,8 \text{ s}$ comme le montre la figure 2.18(a).

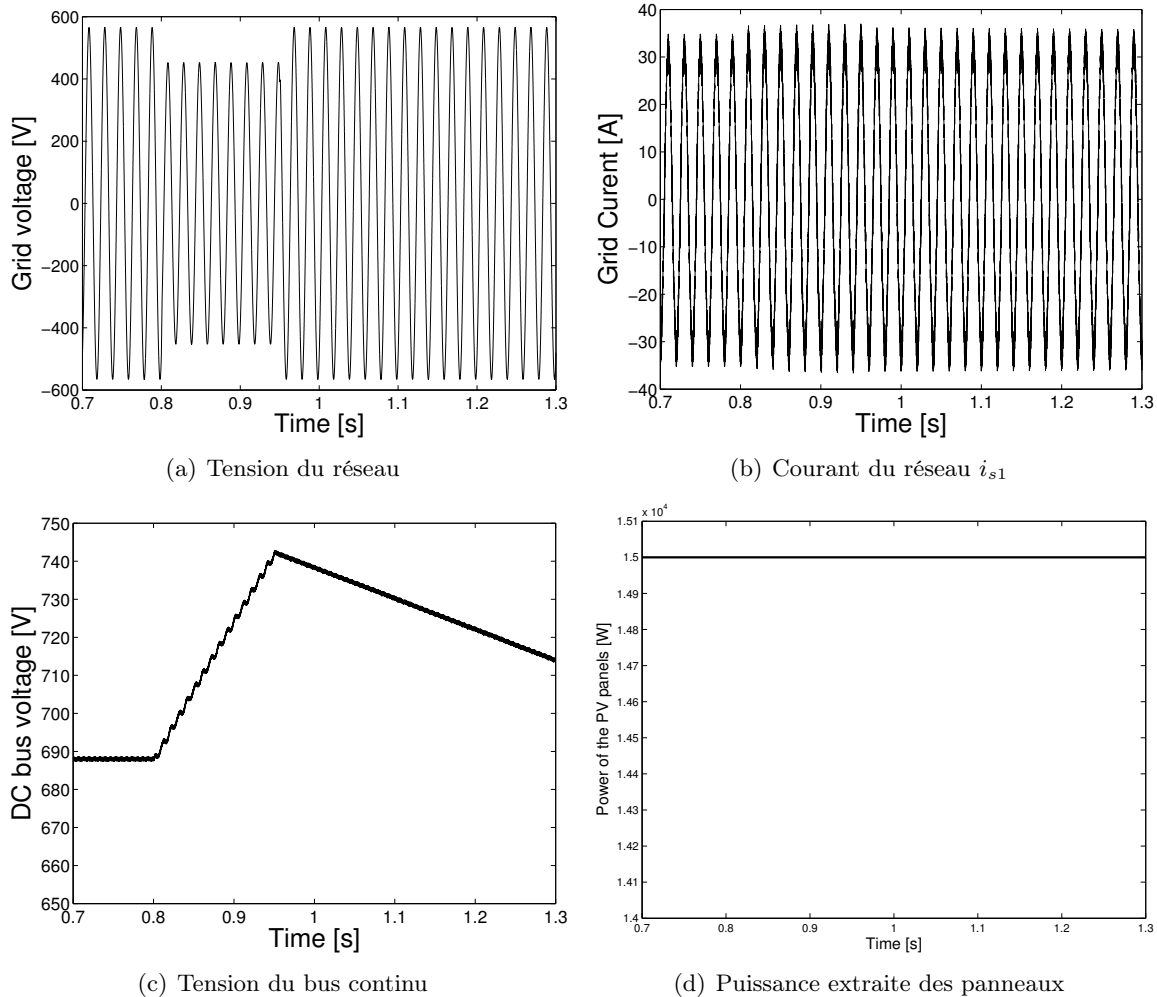


FIG. 2.18 – Simulation d'un creux de tension monophasé de 20 %

La tension composée du réseau u_{r1} est diminuée d'environ trente pour cent. En fonctionnement normal, la puissance délivrée par les panneaux solaires s'élève à environ 15 kw. La tension efficace du réseau est de 400 V. Lors d'une diminution d'une tension composée, le bilan de puissance implique une augmentation de la valeur efficace du courant mais il est limité comme le montre la figure 2.18(b). Cette limitation implique une augmentation de la tension du bus continu comme le montre la figure 2.18(c). Cette tension est supportable pour le bus continu puisque ce défaut ne dure que 200 ms. Le type de commande du hacheur n'a pas d'influence sur l'extraction du maximum de puissance comme le montre la figure 2.19 quasi identique à la figure 2.18. Ici le bus continu agit comme une "zone tampon" et l'adaptateur d'impédance n'est pas touché par ce type de défaut comme le montre les

figures 2.18(d) et 2.19(d) puisque la puissance extraite est maximale et constante tout au long de la simulation.

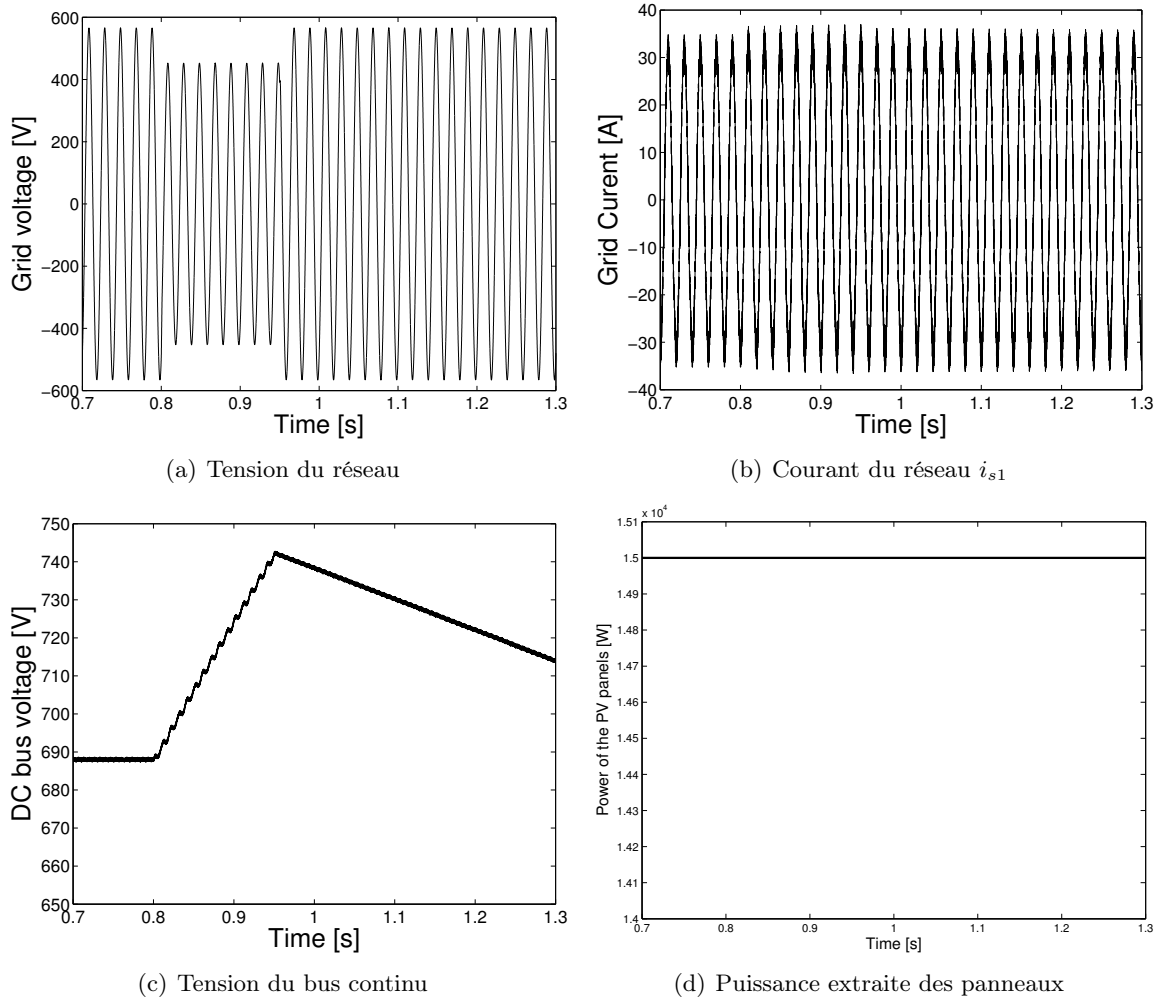


FIG. 2.19 – Simulation d'un creux de tension monophasé de 20 %

Avec la structure à connexion directe ces résultats évoluent. Le même défaut est simulé comme le montre la figure 2.20(a). Les courants sont aussi saturés à 22 ampères efficaces présentés à la figure 2.20(b). Comme lors de la simulation précédente, la puissance extraite des panneaux ne peut plus entièrement être transmise au réseau, la tension du bus continu augmente. A la fin du défaut, la tension du bus continu revient plus vite à sa valeur de référence comme le montre la figure 2.20(c). Ce phénomène est dû aux panneaux solaires. Comme la tension est plus élevée que celle prévue pour extraire le maximum de puissance, le courant provenant des panneaux est inférieur à celui du fonctionnement normal. La puissance extraite des panneaux diminue lors du défaut comme le montre la figure 2.20(d). C'est en présence de ce genre de défaut que les éléments de stockage trouvent leur intérêt. Dans ce cas, des batteries d'accumulateur auraient permis de maintenir la tension du bus continu constante et de la rétablir rapidement à son niveau de référence. Un creux de tension plus long aurait pu endommager le condensateur si la tension avait été trop élevée.

Cette simulation a montré l'importance du contrôle de la tension du bus continu. Durant des phases critiques, il est nécessaire de prévoir un fonctionnement normal. Avec les sys-

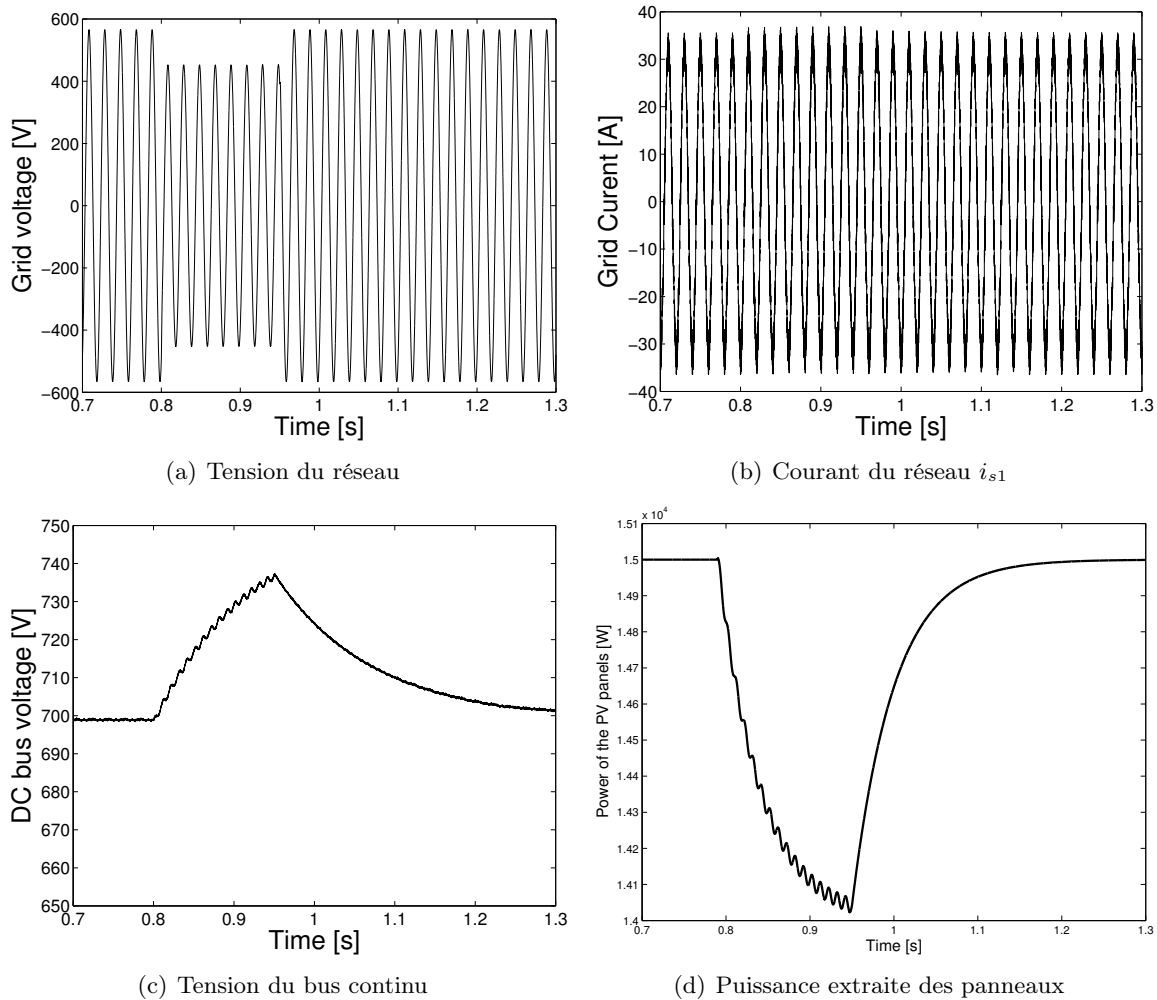


FIG. 2.20 – Simulation d’un creux de tension monophasé de 20 % pour une structure à connexion directe

tèmes de stockage se pose la question de la supervision. Quelle puissance de stockage est à installer ? Quelle sera alors la rentabilité de l’ensemble du système ? Que faire quand ces éléments ne sont plus capable de stocker ?

– *La variation de fréquence*

Dans cette simulation, la fréquence du réseau varie progressivement de 50 Hz à 50,3 Hz comme le montre la figure 2.21(a). Le système anti-îlotage détecte l’augmentation de cette fréquence et réagit en 100 ms quand les 0.2 Hz sont détectés. La coupure de l’onduleur provoque un arrêt des tensions à cause de l’organe de coupure qui découple l’onduleur du réseau comme le montre la figure 2.21(b) et 2.21(c) respectivement sur les courants et les tensions du réseau. Cette coupure provoque une augmentation importante du bus continu, il est nécessaire à partir de ce moment de déconnecter les panneaux solaires du bus continu. Le bus continu devrait se décharger dans une résistance prévue à cet effet. La structure présentée ici manque de système de production pour éviter la destruction de certaines parties. Cette augmentation de la tension du bus continu est réduite avec la structure à connexion directe comme le montre la figure 2.22.

– *L’îlotage*

Dans ce type de fonctionnement qu’est l’îlotage, l’onduleur se retrouve connecté à une

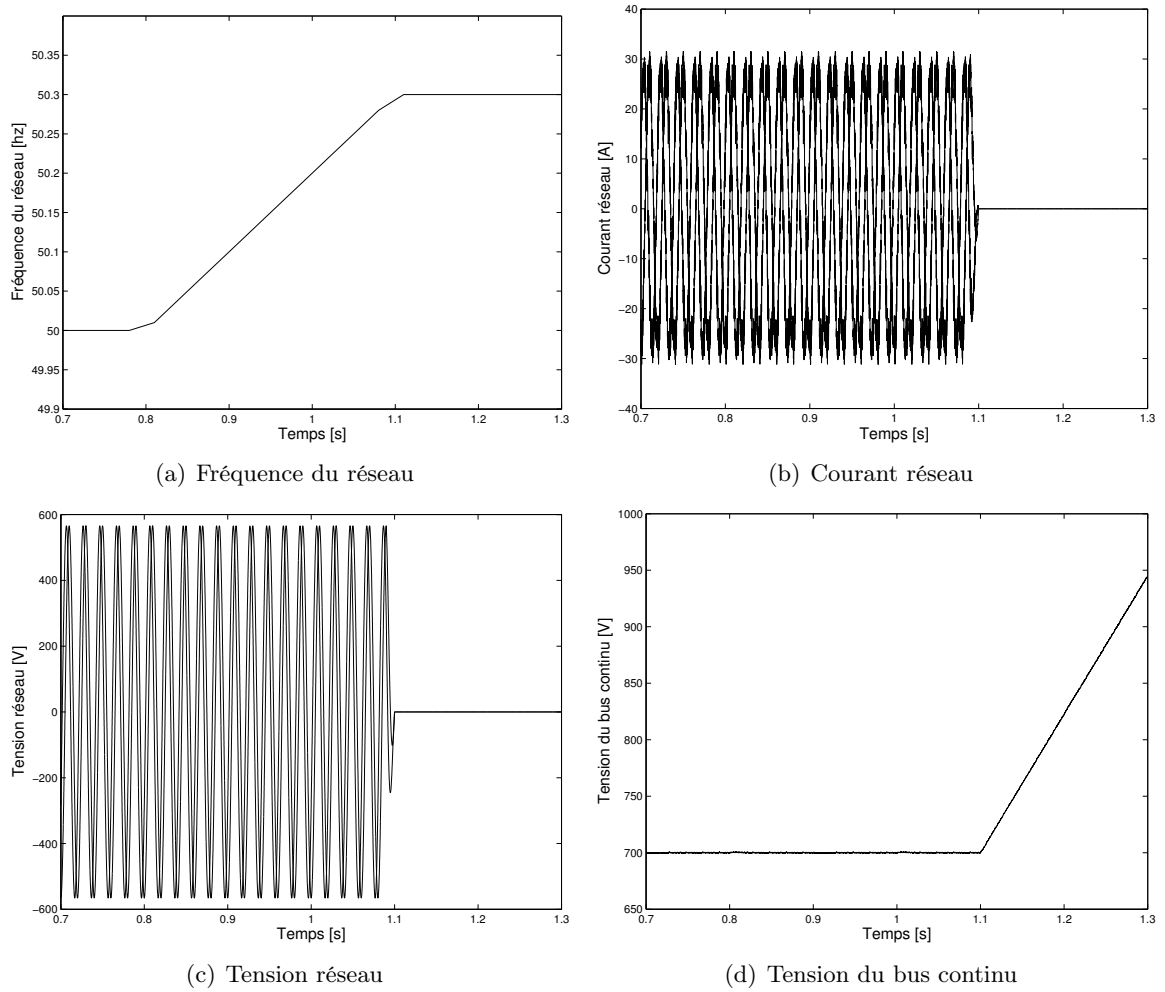


FIG. 2.21 – Variation de fréquence

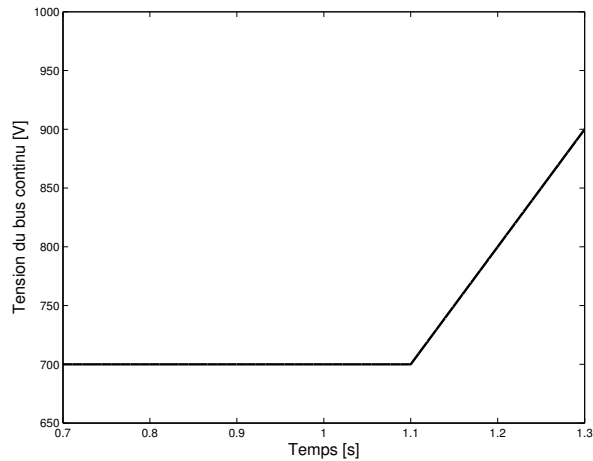


FIG. 2.22 – Tension du bus continu pour la structure à connexion directe

charge en absence de réseau. Le comportement des deux structures est le même que celui dû à la variation de fréquence puisque le système anti-îlotage provoque la coupure de l'onduleur et l'isole du réseau.

Il est possible de faire fonctionner ces types de générateur lors de défauts. Pour cela il est néces-

saire d'ajouter d'autres éléments : une résistance en série avec un interrupteur qui se déclencherait si la tension du bus continu est trop élevée. La puissance excédentaire serait dissipée par effet Joule. Et si l'on veut que cette puissance puisse être utilisée par la suite, un élément de stockage pourrait lui être associé comme le montre la figure 2.23.

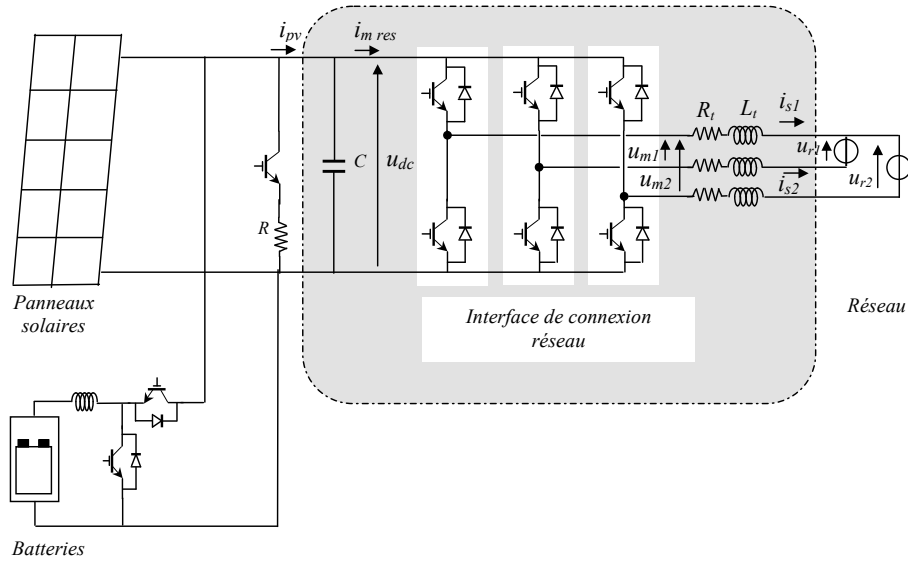


FIG. 2.23 – Proposition d'amélioration de la structure

Comme il a déjà été évoqué, le type de supervision de cet élément de stockage pourrait être fait comme le principe de fonctionnement d'un superviseur [81].

2.5 Conclusion

Deux de ces structures ont été modélisées à l'aide de la REM et du GIC. Les commandes en ont été déduites par inversion du graphe. La première structure étudiée est "à bus continu intermédiaire". Ce générateur possède deux convertisseurs : un hacheur survolteur qui permet de réaliser la fonction MPPT et la connexion au réseau. Nous avons montré l'importance du rôle de la commande du hacheur sur la pollution harmonique des courants réseaux. Cette modélisation a permis de connecter cette structure à un réseau basse tension et d'en connaître son fonctionnement. Il apparaît par différentes simulations que la connexion d'une source sur un réseau basse tension modifie le profil de tension comme pourrait le faire une source classique. Le point particulier de ce type de source est l'analyse du comportement de l'onduleur lors de défauts réseaux. Nous avons étudié ces deux structures confrontées à certains défauts réseau. Ces deux structures avaient un système anti-îlotage intégré à leur commande. Ces différentes simulations ont montré l'importance de la commande de l'onduleur lors de défauts réseau. Il a été remarqué que le système anti-îlotage dirigeait le fonctionnement de l'onduleur. Ce système n'est pas utilisable sans prévoir un système de dissipation pour le bus continu ou un système de stockage. Il serait intéressant de poursuivre cette étude avec la gestion d'un système de stockage comme les batteries etc...

Conclusion de la troisième partie

Cette partie a mis en évidence les principales composantes du fonctionnement d'un générateur photovoltaïque à prendre en compte pour son étude et la modélisation. L'étude bibliographique de ces générateurs a permis de les classer en deux catégories : les structures à connexion directe et les structures à bus continu intermédiaire.

Un système de chaque catégorie a été modélisé à l'aide du GIC et de la REM. Cette modélisation a donné une vue synthétique du système et, par inversion du graphe, trouver les commandes maximales de chaque système. La modélisation et la commande de la structure à bus continu intermédiaire ont montré l'importance du choix de la commande rapprochée du convertisseur DC/DC avait sur les harmoniques générés sur le réseau.

Ces deux structures ont été modélisées en prenant en compte le système de synchronisation des courants de référence avec la PLL SVF étendue et le système anti-îlotage. Elles ont été soumises à plusieurs défauts provenant du réseau. La simulation du creux de tension monophasé a montré que la limitation des courants de référence (imposés par les normes) intervenait dans le fonctionnement d'un tel système pendant un défaut. L'observation des simulations d'une surtension, d'une sous-tension, d'une variation de fréquence et d'un îlotage sur une charge de type RLC, fait apparaître l'importance que joue le système anti-îlotage sur le fonctionnement du générateur connecté au réseau.

Conclusion générale

LE travail réalisé dans ce mémoire s'est effectué dans le cadre du Centre Nationale de Recherche Technologique "Réseaux et machines du futur". Le but est d'étudier l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Cette étude traite de l'analyse de l'impact de ces nouveaux générateurs. Ces nouvelles sources sont connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs. Il est apparu nécessaire d'utiliser des outils adaptés, le GIC et la REM, pour la modélisation et la commande de système utilisant les convertisseurs statiques. Ces outils permettent de modéliser graphiquement le système physique étudié et avoir son modèle de commande par inversion du graphe. Ils permettent aussi de mettre en évidence les échanges énergétiques entre le système étudié et le réseau.

Cette connexion au réseau est dépendante de certains aléas, notamment l'un des plus dangereux pour la sécurité des personnes, l'îlotage. La bibliographie a mis en évidence de nombreux systèmes permettant la détection de l'îlotage. Les méthodes passives surveillent particulièrement un des paramètres de la tension réseau et découple le générateur du réseau en cas de dépassement d'un seuil préalablement fixé. Les méthodes actives généralement couplées à une méthode passive font dévier le fonctionnement de l'onduleur lors de la détection de l'îlotage et font réagir une des méthodes passives. Les solutions à partir du réseau sont basées soit sur l'ajout d'un élément sur le réseau soit sur un système de communication adapté permettant d'identifier l'îlotage. La connexion au réseau est un élément particulièrement important pour ce type de générateur. Il était donc important d'étudier comment elle était effectuée.

L'étude de la synchronisation des courants de références a permis de mettre en évidence l'importance du choix du système qui réalise cette fonction. Habituellement, la synchronisation est faite par l'intermédiaire de PLL plus ou moins évoluée. Nous avons montré que ces PLL étaient, pour certaines d'entre elles, très sensibles aux défauts du réseau comme le creux de tension ou la pollution harmonique. Le choix de ce type de PLL se révèle déterminant dans le fonctionnement de l'ensemble du système. Notre choix s'est portée sur la PLL SVF étendue qui, d'après différentes simulations, a le meilleur comportement face aux défauts du réseau. Cette PLL a servi aussi de base à un système anti-îlotage intégré à la commande de l'onduleur. Pour illustrer le fonctionnement d'un système anti-îlotage, nous nous sommes intéressés à L'ENS 26. Ce système est basé sur la surveillance d'impédance. Nous avons repris une partie de ce fonctionnement pour l'intégrer à la commande d'un onduleur. Ce système anti-îlotage intégré à la commande est basé sur les deux paramètres de la tension du réseau. Il a une surveillance de :

- la fréquence,
- la tension efficace

Ces paramètres ne peuvent dépasser un seuil précédemment fixé pendant un certaine durée. Si le seuil est dépassé un ordre est donné à un organe de coupure pour découpler l'onduleur du réseau et l'arrêter. Ce système a été testé en simulation pour un îlotage sur charge résonnante, mais aussi pour d'autres types de défauts tel que les sur ou sous tension, une variation de fréquence. Ce système anti-îlotage est perfectible notamment avec des essais expérimentaux. Il serait aussi appréciable que ce type de système puisse s'adapter au réseau en présence d'autres systèmes

similaires sur le même départ d'alimentation.

L'intérêt porté aux énergies renouvelables, nous a amené à nous intéresser au système photovoltaïque comme production décentralisée. Ces systèmes utilisent des convertisseurs de puissance pour se connecter au réseau et la puissance injectée est fortement variable puisque dépendante de l'éclairement. Nous avons présenté le principe de la conversion photovoltaïque ainsi que son modèle électrique. Une étude bibliographique a permis de recenser les différents systèmes photovoltaïques pouvant être connecté au réseau. Deux classes en sont ressorties : les connexions directes au réseau et les connexions "à bus continu intermédiaire".

Deux de ces structures ont été modélisées à l'aide de la REM et du GIC. Les commandes en ont été déduites par inversion du graphe. La première structure étudiée est "à bus continu intermédiaire". Ce générateur possède deux convertisseurs : un hacheur survolteur qui permet de réaliser la fonction MPPT et un onduleur assurant la connexion au réseau. Nous avons montré l'importance du rôle de la commande du hacheur sur la pollution harmonique des courants réseaux. Cette modélisation a permis de connecter cette structure à un réseau basse tension et d'en connaître son fonctionnement. Il apparaît au travers différentes simulations que la connexion d'une source sur un réseau basse tension modifie le profil de tension comme pourrait le faire une source classique. Le point particulier de ce type de source est l'analyse du comportement de l'onduleur lors de défauts réseaux. Nous avons étudié ces deux structures confrontées à certains défauts réseau. La structure à bus continu intermédiaire permet d'extraire le maximum de puissance sans être perturbée par aucun défaut. La structure à connexion directe est fortement influençable par le réseau puisqu'elle dépend principalement du contrôle de la tension du bus continu. Ces deux structures avaient un système anti-îlotage intégré à leur commande. Ces différentes simulations ont montré l'importance de la commande de l'onduleur lors de défauts réseau. Il a été remarqué que le système anti îlotage dirigeait le fonctionnement de l'onduleur. Ce système n'est pas utilisable sans prévoir un système de dissipation pour le bus continu ou un système de stockage. Il serait intéressant de poursuivre cette étude avec la gestion d'un système de stockage comme des batteries etc...

De cette étude ressort l'importance de la modélisation de la connexion au réseau et de son ou ses systèmes de protections. La commande de l'onduleur et les systèmes de protection déterminent le comportement principal de la production décentralisée sur le réseau basse tension. Les technologies actuelles permettent une souplesse de commande importante et même de s'adapter aux défauts du réseau et ainsi ne pas être déconnectée du réseau. Pour les systèmes photovoltaïques, la souplesse de l'utilisation des convertisseurs statiques est sous employée. Il serait intéressant d'étudier dans quelle mesure les limites d'une déconnexion du réseau peuvent être repoussées.

Bibliographie

- [1] J.-L. Meyer and A. Marquet. Les techniques futures de production d'électricité décentralisée, éléments prospectifs. *Journée d'études SEE : Conditions techniques d'insertion de la production décentralisée sur les réseaux de transport d'énergie*, 1997.
- [2] M. Crape. *Commande et régulation des réseaux électriques*. Lavoisier, 2003.
- [3] P. Eveillard and J.-M. Tesson. La production décentralisée vue de l'exploitation des réseaux de transport et de distribution. *Journée d'études SEE : Conditions techniques d'insertion de la production décentralisée sur les réseaux de transport d'énergie*, 1997.
- [4] M. Crape. *Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques*. Lavoisier, 2003.
- [5] J.F. Canard. *Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution*. PhD thesis.
- [6] J.-P. Hautier and J.-P. Caron. *Convertisseurs statiques, méthodologie causale de modélisation et de commande*. Editions Technip, 1999.
- [7] A. Bouscayrol. Formalisme de représentation et de commande appliquées aux systèmes électromécaniques multimachines multiconvertisseurs. *Habilitation à diriger des recherches*, (H 405), 2003.
- [8] M. Machmoum, N. Bruyant, and M.A.E. Alali S. Saadate. Stratégies de dépollution active des réseaux électriques : Partie i : Commande généralisée et analyse de performances d'un compensateur actif parallèle. *Revue Internationale de Génie Electrique (RIGE)*, Volume 4(3-4) :pp 293–316, 2001.
- [9] K. Zhou and D. Wang. Relationship between space vector modulation and three phase carrier-based pwm : a comprehensive analysis. *IEEE transactions on industrial electronics*, 49, 2002.
- [10] J. Sun and H. Grotstollen. Symbolic analysis method for averaged modeling of switching power converters. *IEEE transactions on power electronics*, 12, 1997.
- [11] C. Wong. Emtf modeling of igbt dynamic performance for power dissipation estimation. *IEEE transactions on industry application*, 33, 1997.
- [12] H. S. Chung and A. Ioinovici. Fast computed-aided simulation of switching power regulators based on progressive analysis of the switches state. *IEEE Transaction on Power Electronics*, 9, 1994.
- [13] G. Dauphin-Tanguy, C. Sueur, and C. Rombaut. Bond graph approach of commutation phenomena. *symposium IFAC/IMACS/IFORS, AIPAC89, Nancy*, 1, 1989.
- [14] G. Dauphin-Tanguy and C. Rombaut. Why a unique causality in the elementary commutation cell bond graph model of a power electronics converter. *Proceeding IEE SMC Conference*, 1, 1993.
- [15] J. Buisson. Analysis and characterisation of hybrid systems with bond-graphs. *IEEE International Conference on Systems, Mans and Sybernetics*, 1, 1993.
- [16] X. Guillaud. Modélisation causale et algorithmes pour les systèmes électrotechniques. *Habilitation à diriger des recherches*, (H 294), 2001.

- [17] B. François. Formalisme de modélisation et de synthèse des commandes appliqué aux convertisseurs statiques à structure matricielle. *Thèse de Doctorat de l'USTL*, (1677), 1996.
- [18] J. Pierquin. Contribution à la commande des systèmes multimachines multiconvertisseurs. *Thèse de Doctorat de l'USTL*, (3148), 2002.
- [19] D. Lorient. Conception et réalisation d'un modulateur de largeur d'impulsion au moyen de circuits logiques programmables associé à un processeur de signal numérique. *Mémoire d'ingénieur CNAM*, 2000.
- [20] P. Borne, G. Dauphin-Tanguy, J.P. Richard, F. Rotella, and I. Zambettakis. *Analyse et régulation des processus industriels, Tome1 : Régulation continue*. Editions technip, 1996.
- [21] J.-P. Hautier and J.-P. Caron. *Commande des processus*. Editions ellipses, 1997.
- [22] B. François and J.-P. Hautier. Commande d'un onduleur triphasé de tension par modulateur de largeur et de position d'impulsions. *Revue Internationale de Génie Electrique*, (3), 1999.
- [23] A.Woyte, R.Belmans, and J.Nijs. Testing the islanding protection function of photovoltaic inverters. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol 18(1) :157, mars 2003.
- [24] B. Kaposki and R. Deblasio. DG power quality, protection and reliability case studies report. *National renewable laboratory*, 2001.
- [25] G.A. Kern, R.H. Bonn, and J. Ginn. Results of SANDIA national laboratories grid-tied inverter testing. *2nd world conference and exhibition on photovoltaic solar energy conversion*, July 2001.
- [26] H. Haeberlin and J. Graf. Islanding of grid connected PV inverters : test circuits some test results. *2nd world conference and exhibition on photovoltaic solar energy conversion*, July 2001.
- [27] M. Roppe, M. Begovic, and A. Rohatgi. Determining the relative effectiveness of islanding prevention techniques using phase criteria and non-detection zones. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 15(3) :290–296, 2000.
- [28] M. Roppe, M. Begovic, and A. Rohatgi. Analysis and performance assessment of the active frequency drift method of islanding prevention. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 14(3) :810–816, 1999.
- [29] A.Woyte, R.Belmans, and J.Nijs. Mains monitoring and protection in an european context. *17th European photovoltaic Solar Energy conference and exhibition*, 2001.
- [30] R. Caldon and R. Benato. Carrier signal-based protection to prevent dispersed generation islanding on mv systems. *CIREN*, 2003.
- [31] D. Schulz and R. Hanitsch. Proposals for an international islanding detection standard. *World Renewable Energy Congress VII*, 2002.
- [32] M. Girard. *Boucle à verrouillage de phase*. Mc Graw Hill, 1988.
- [33] Y. Murty and W.J. Smolinski. A Kalman filter based digital percentage differential and ground fault relay for a 3-phase power transformer. *IEEE transactions on power delivery*, vol 5(3) :pp 1199–1308, 1990.
- [34] J. Svensson. Synchronisation methods for grid connected voltage source converter. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol 148(3), 2001.
- [35] J. Lee and B. Kim. A low noise fast lock phase locked loop with adaptative bandwidth control. *IEEE journal of solid state circuits*, vol 35(8) :pp 1137–1145, 2000.
- [36] A. Isidori. *Nonlinear control system 1*. Springer-Verlag, 1997.
- [37] S.G. Mohinder and A.P. Andrews. *Kalman filtering : theory and practise*. Prentice Hall, 1993.

-
- [38] M. Machmoum, N. Bruyant, and M.A.E. Alali S. Saadate. Stratégies de dépollution active des réseaux électriques : Partie ii : Compensateur actif série d'harmoniques, de déséquilibre et de creux de tension des réseaux électriques. *Revue Internationale de Génie Electrique (RIGE)*, Volume 4(3-4) :pp 317–332, 2001.
- [39] O. Vaino and S.J. Ovaska. Noise reduction in zero crossing detection by predictive digital filtering. *IEEE transactions on industrial electronics*, vol 42(1) :pp 58–62, 1995.
- [40] A.A. Girgis and E.B Makram W.B. Chang and. A didigital recursive measurement scheme for on-line tracking of power system harmonics. *IEEE transactions on power delivery*, vol 6(3) :pp 1153–1160, 1991.
- [41] S. Doucement and A. Pennamen. Etude des dispositifs de découplage des systèmes de production décentralisés. Master's thesis, USTL Lille 1, 2004.
- [42] IEEE Std 929-2000. Ieee recommended practice for utility interface of photovoltaic systems. *Institute of electrical and electronics engineers, Inc*, 2000.
- [43] std 1741 UL 1741. Static inverter and charge controllers for use in photovoltaic systems. *Institute of electrical and electronics engineers, Inc*, 2000.
- [44] IEEE P1547/D10. Draft standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. *IEEE SCC21 by the institute of electrical and electronics engineers, Inc*, 2002.
- [45] A. Martinez C. Alonso, M.F. Shraif. Commande d'un convertisseur de puissance pour une recherche automatique du point de puissance maximale. *Brevet d'invention n° 2819653, LAAS CNRS*, 2001.
- [46] A.F. Boehinger. Self adaptive dc converter for solar space craft power supply. *IEEE Trans. On Aerospace and Electronis Systems*, vol 1(n°4) :pp 102–111, 1968.
- [47] J.A Gow and J. Bleijs. A modular dc-dc converter and maximum power tracking controller for medium to large scale photovoltaic generating plant. *EPE Lausanne*, 1999.
- [48] T. Shimizu, M. Hirakata, and T. Kamezawa. Generation control circuit for photovoltaic modules. *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 16(3) :293–300, May 2001.
- [49] A. Ricaud. *Photopiles solaires*. Presses polytechniques et universitaires romandes, 1997.
- [50] L. Protin and S. Astier. Convertisseurs photovoltaïques. *Techniques de l'ingénieur*, D 3 360, 1996.
- [51] J. Appelbaum. Performance analysis of dc motor-photovoltaic converter system-2. *Solar Energy*, 27, 1981.
- [52] N. Saïd. Influence de la température sur les paramètres électrique, caractéristique des photopiles au silicium polycristallin : modélisation et analyse par thermographie infrarouge. *Thèse de doctorat d' Aix-Marseille 3*, 1986.
- [53] A. Laugier and J. A. Roger. *Les photopiles solaires : du matériau au dispositif du dispositif aux applications*. Technique et documentation, 1981.
- [54] Y. Sukamongkol, S. Chungpaibulpatana, and W. Ongsakul. A simulation model for predicting the performance of a solar photovoltaic system with alternating current loads. *Renewable energy*, 27, 2002.
- [55] J. Appelbaum. Starting and steady-state characteristics of dc motors powered by solar cell generators. *EEE Transaction on Energy Conversion*, EC-1(No 1) :15–25, March 1986.
- [56] M.M. Saied, A.A. Hanafy, M.A.El-Gabaly, and A.M. Sharaf. Optimal design parameters for a pv array coupled to a dc motor via a dc-dc transformer. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 6, 1991.

- [57] A. Mami. Etude d'un bilan-mètre portable pour le test in-situ d'installations photovoltaïques. *Thèse de doctorat d'Aix-Marseille 3*, 1992.
- [58] S.M. Alghuwainem. A closed-form solution for the maximum-power operation point of a solar cell array. *Solar Energy Materials and solar cells*, 1997.
- [59] B. Lindgren. Topology for decentralised solar energy inverters with a low voltage ac bus. *EPE Lausanne*, 1999.
- [60] S.J. Chiang, K.T. Chang, and C.Y. Yen. Residential photovoltaic energy storage system. *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol. 45(3) :385–394, 1998.
- [61] M.N. Mather, M. Malengret, and J.H. Enslin. Rural south africa and photovoltaic weak grid interface systems. *EPE Lausanne*, 1999.
- [62] Z. Salameh, A.K. Mulpur, F. Dagher, and W.A. Lynch. Step-down maximum power point tracker for photovoltaic systems. *Solar Energy*, 46, 1991.
- [63] H. Johan and R. Enslin. Integrated photovoltaic maximum power point tracking converter. *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, 44, 1991.
- [64] S.M. Alghuwainem. Steady- state performance of dc motors supplied from photovoltaic generators with step-up converter. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 7, 1992.
- [65] S.M. Alghuwainem. Matching of a dc motor to a photovoltaic generator using a step-up converter with a current-locked loop. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 9, 1994.
- [66] S.M. Alghuwainem. Performance analysis of a pv powered dc motor driving a 3-phase self-excited induction generator. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 11, 1996.
- [67] Z. Salameh and D. Taylor. Step-up maximum power point tracker for photovoltaic arrays. *Solar Energy*, 44, 1990.
- [68] N. Ben Slama. Gestion optimale de l'énergie de systèmes basés sur les énergies renouvelables, étude et réalisation. *Thèse ENSET de Tunis*, 1986.
- [69] M. Barlaud. Etude dynamique du couplage de générateurs de puissance finie à des récepteurs électromagnétiques : Performance dynamiques selon les structures et la valeur des paramètres, détermination des lois de commandes optimales. *Thèse d'Etat, Université de Paris 12*, 1983.
- [70] M.N. Mansouri. Contribution à la commande automatisée d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau. *Thèse ENIT Université de Tunis 2*, 1999.
- [71] L. Hamdi. Onduleur autonome triphasé compact asservi pour des générateurs de puissance finie. *Thèse de doctorat d'Aix-Marseille 3*, 1991.
- [72] C. Hua, J. Lin, and C. Shen. Implementation of dsp controlled photovoltaic system with peak power tracking. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 45, 1998.
- [73] H. Takashi and K. Ken. Neural network based estimation of maximum power generation from pv module using environmental information. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 12, 1997.
- [74] K. Ro and S. Rahman. Tow-loop controller for maximizing performance of a grid connected photovoltaic-fuel cell hybrid power plant. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 13, 1998.
- [75] W.H. Kersting. *Distribution system modeling and analysis*. CRC Press, 2002.
- [76] P. Kundur. *Power system stability and control*. Mc Graw Hill, Inc., 1994.
- [77] M. Aguet and J.-J. Morf. *Energie électrique*. Dunod, 1987.
- [78] H. Saadat. *Power system analysis*. Mc Graw Hill, 1999.
- [79] F. Labrique, H. Buyse, G. Segulier, and R. Bausière. *Les convertisseurs de l'électronique de puissance, Tome 4 : La Conversion Continu-Alternatif*. Technique et Documentation, 1995.

-
- [80] B. Nicolas. *Contribution à la commande des convertisseurs statiques. Définition de lois de commutation à l'aide de la théorie des modes glissants*. PhD thesis.
- [81] L. Leclercq. *Supervision de centrales éoliennes à vitesse variable intégrées dans un réseau d'énergie*. PhD thesis, Thèse de doctorat de l'USTL Lille 1, 2004.

Annexe 1

1 Modélisation de systèmes à base de convertisseurs de puissance

Un convertisseur doit assurer le réglage à tout instant de l'échange de puissance entre deux sources. Il est effectué par une matrice d'interrupteurs fonctionnant en commutation, la dimension étant dépendant directement du nombre de phases des sources à interconnecter.

Les sources sont de deux natures :

- La source d'énergie potentielle, de type capacitive, pour laquelle la tension est une variable d'état.
- La source d'énergie cinétique, de type inductance, pour laquelle le courant est variable d'état.

Le respect du principe de causalité conduit à deux règles précises concernant tout groupement d'interrupteurs statiques formant un convertisseur :

- La règle de l'alternance des sources de part et d'autre du groupement.
- La règle de continuité énergétique signifiant que parmi les configurations possibles de connexions, ne peuvent être retenues que celles qui respectent la nature des sources ; une source de tension ne doit jamais être court-circuité, la source de courant ne doit jamais être ouverte.

Le principe de fonctionnement est que toute source de courant est reliée à une source de tension par une matrice d'interrupteurs comme le montre la figure 2.1.

Pour maintenir la continuité des courants délivrés par les sources de courant, au moins un interrupteur relié à cette source doit-être fermée. Pour éviter le court-circuit d'une source de tension, un seul interrupteur au plus relié à cette source de courant peut-être fermé. Sur l'ensemble des interrupteurs reliés à une même source de courant, un interrupteur et un seul doit être fermé ; il appartient à la cellule de commutation elle même associé à cette source de courant.

Les schémas de convertisseurs matriciels sont disposés de telle sorte que la cellule de commutation soit vertical. Dans ces conditions, la fonction de connexion associée à l'interrupteur se trouvant à l'intersection de la ligne l et de la colonne c sera notée f_{lc} . L'indice c peut ainsi se rapporter soit à la cellule de commutation soit à la colonne de la matrice d'interrupteurs.

Un convertisseur direct (sans stockage d'énergie) L phasé en tension et C phasé en courant sera représenté comme une matrice d'interrupteurs reliant les L sources de tension alignés verticalement et les C sources de courant alignées horizontalement.

on se ramène toujours à une configuration où les sources de tension sont couplées en polygone et où les sources de courant sont connectées en étoile. Ce choix d'association des sources élimine implicitement la présence de toute composante homopolaire.

Les notations utilisées sont :

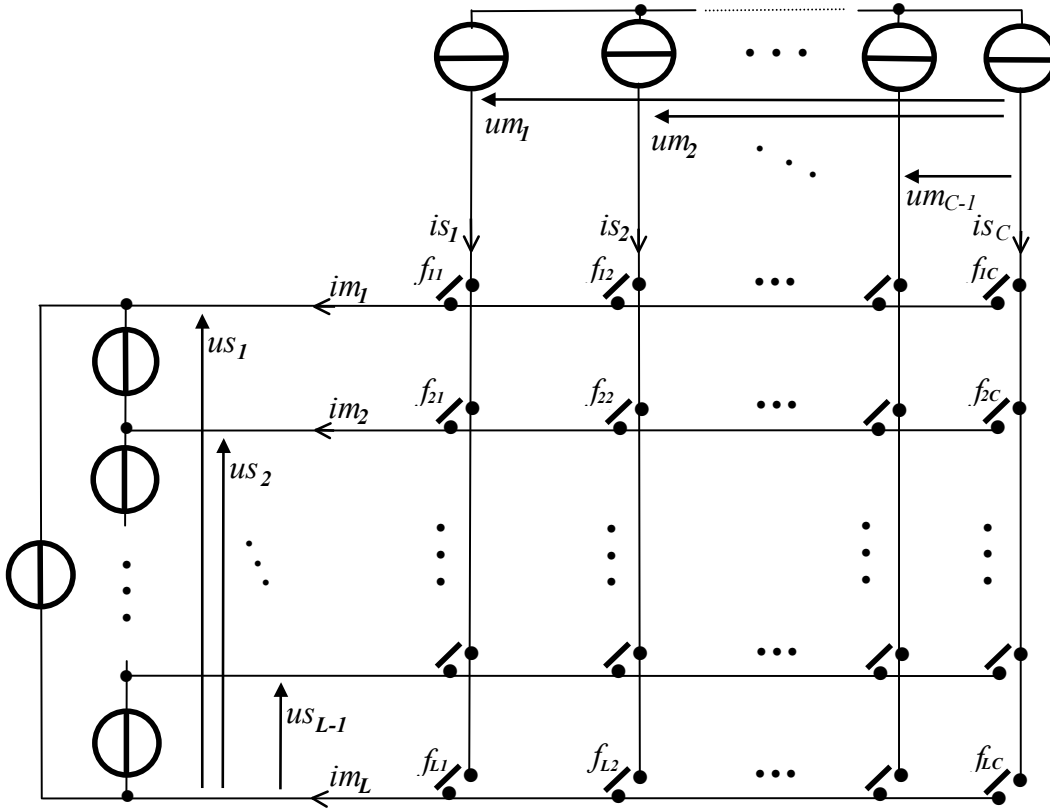


FIG. 2.1 – Représentation d'un convertisseur L phasé en tension et C phasé en courant

- $i_{s1}, i_{s2} \dots, i_{sC}$ désignent les valeurs instantanées des courants commutés issus des sources de courants. La somme de ces courant est supposé nulle.
- $u_{s1}, u_{s2} \dots, u_{sL-1}$ désignent les valeurs instantanées des tensions commutées issus des sources de tension.
- $i_{m1}, i_{m2} \dots, i_{mL}$ désignent les valeurs instantanées des courant modulés.
- $u_{m1}, u_{m2} \dots, u_{mC-1}$ désignent les valeurs instantanées des tensions modulées.

La figure 2.1 montre la disposition du convertisseur et les sens relatifs attribués aux grandeurs électrique. Aucune hypothèse n'est posé sur le sens du transfert énergétique.

On note $[F]$ la matrice regroupant l'ensemble de toutes les fonctions de connexion :

$$[F] = \begin{bmatrix} f_{11} & \dots & f_{1C} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ f_{L1} & \dots & f_{LC} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Définition de la matrice de conversion

La conversion des courants

Les courants modulés (i_{m1}, \dots, i_{mL}) circulant dans les sources de tension sont liés à l'état des cellules de commutation et aux courants (i_{s1}, \dots, i_{sC}) délivrés par des sources de courant. La conversion appliquée sur les courants peut-être exprimé par :

$$[I_m] = [F][I_s] \quad (2.2)$$

- $[I_s]$ est un vecteur contenant les C courants commutés.
- $[I_m]$ est un vecteur contenant les L courant modulés.

La somme des courants issus des sources est nulle ce qui se traduit par

$$\sum_{c=1}^C i_{sc} = 0 \quad (2.3)$$

La connaissance des $C - 1$ courants des sources de courant et des $L - 1$ courant des sources de tension suffit à caractériser la conversion effectuée sur les courants. Il convient d'éliminer dans les vecteurs la dernière composante à l'aide des relations suivantes :

$$i_L = - \sum_{l=1}^{L-1} i_l \quad (2.4)$$

et

$$i_{sC} = - \sum_{c=1}^{C-1} i_{sc} \quad (2.5)$$

on obtient alors :

$$\begin{bmatrix} i_1 \\ \vdots \\ i_{L-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (f_{11} - f_{1C}) & \dots & (f_{1(C-1)} - f_{1C}) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ (f_{(L-1)1} - f_{LC}) & \dots & (f_{(L-1)(C-1)} - f_{LC}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s1} \\ \vdots \\ i_{s(C-1)} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

que l'on note $\begin{bmatrix} i_1 \\ \vdots \\ i_{L-1} \end{bmatrix} = [M] \begin{bmatrix} i_{s1} \\ \vdots \\ i_{s(C-1)} \end{bmatrix}$

La matrice $[M]$ ainsi obtenue est appelée matrice de conversion de dimension $(L-1) \times (C-1)$. Tout comme $[F]$, $[M]$ est une matrice dont les éléments sont liés aux fonctions de connexion par :

$$m_{lc} = f_{lc} - f_{lC}, \forall l \in \{1, \dots, (L-1)\}, \forall c \in \{1, \dots, (C-1)\}$$

On peut généraliser cette relation entre les fonctions de connexion et les fonctions de conversion par deux matrices de passage $[Q]$ et $[R]$ qui ont comme dimension respective : $(L) \times (L-1)$ et $(C) \times (C-1)$. L'équation devient :

$$[Q] [M] = [F] [R] \quad (2.7)$$

avec :

$$[Q] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \ddots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & 1 \\ -1 & \dots & \dots & -1 \end{bmatrix} \text{ et } [R] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \ddots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & 1 \\ -1 & \dots & \dots & -1 \end{bmatrix}$$

La conversion des tensions

Les tensions composées et modulées (u_{m1}, \dots, u_{mC}) aux bornes des sources de courant sont liées à l'état des cellules de commutation et aux tensions commutées (u_{s1}, \dots, u_{mL}) délivrées par

les sources de tension.

Il a été montré dans [17] que si l'on considère que le convertisseur ne dissipe pas d'énergie et qu'il ne possède pas d'élément de stockage, on peut écrire l'égalité des puissances instantanées sur les variables d'entrée et de sortie. Ce qui nous amène à l'expression suivante de la conversion des tensions :

$$\begin{bmatrix} u_{m1} \\ \vdots \\ u_{mC-1} \end{bmatrix} = [M]^T \begin{bmatrix} u_{s1} \\ \vdots \\ u_{sC-1} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

La matrice $[M]$ est ainsi transposée pour la conversion des tensions.

Chaque élément de m_{lc} exprime la conversion de i_{sc} et i_l et est appelé fonction de conversion des courants. Ce terme est obtenu à partir de la soustraction de deux fonctions de connexion à valeur binaire (0, 1), son domaine de définition est donc l'ensemble $\{-1, 0, 1\}$.

Les concept de fonction de connexion et de fonction de conversion permettent de développer un modèle de connaissance du convertisseur présenté ci-après.

Le modèle de connaissance

Un convertisseur est l'association d'une matrice d'interrupteurs à des sources de natures différentes. Par conséquent son fonctionnement interne va mettre en jeux deux types de variables : des variables discrètes qui sont les ordres d'ouverture et de fermeture appliqués aux interrupteurs correspondant à la commande externe et des variables continues (au sens mathématique) issues des sources dont l'état généralisé constitue la commande interne.

Dès lors le modèle de connaissance de ce système à base de convertisseur peut se décomposer en deux parties distinctes.

- Une partie commande qui met en évidence les conditions d'ouverture et de fermeture des interrupteurs et établit la relation entre les fonctions de connexion et les fonctions de conversion.
- Une partie commande qui détermine l'évolution des variables continues affectées par la fonction de conversion. Cette partie se décompose en un bloc discontinu décrivant l'effet des fonctions de conversion sur les grandeurs électriques et un bloc continu contenant les équations d'état associées aux sources et aux éléments passifs.

On peut regrouper toutes les variables soit dans des vecteurs ou des matrices où :

- $[G]$ la matrice contenant les ordres de commandes externes.
- $[X]$ le vecteur contenant les variables d'état.
- $[Y]$ le vecteur contenant les grandeurs électriques de sortie.
- $[U_m]$ le vecteur contenant l'ensemble des variables modulées et correspondant au vecteur de commande. Ce vecteur généralise l'ensemble des conversions effectuées. En effet, on a :

$$\begin{bmatrix} U_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} M \\ 0 \end{bmatrix}^T & \begin{bmatrix} 0 \\ M \end{bmatrix} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_e \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

- $[U_e]$ vecteur contenant les sources d'énergie fournies par le réseau qui correspond dans le domaine de l'automatique à un vecteur de perturbation.

Ces variables sont liées entre elles par les équations d'état qui nécessitent la définition des matrices (considérée constante).

- $[A]$ la matrice d'état.
- $[B_m]$ et $[B_e]$ les matrices d'application des variables modulées et des sources d'énergie.
- $[C]$ la matrice d'observabilité.
- $[D_m]$ et $[D_e]$ les matrices d'incidence des variables modulées et des sources d'énergie sur les sorties. Elles sont généralement nulles.

Le modèle de connaissance fait intervenir des variables de nature différente : des variables discrètes liées au fonctionnement en commutation et des variables continues issue de la partie opérative. Le passage d'un type de variable à l'autre est réalisé par les éléments intégrateurs (inductances, condensateurs) à l'origine des grandeurs d'état. Le vecteur d'état est ensuite modulé par la matrice de conversion.

La notion de génératrice vise à obtenir une modélisation en valeur moyenne des variables discrètes afin d'unifier la description de la partie opérative sous une forme entièrement continue. Les modèles moyens consistent à utiliser comme grandeur équivalente la valeur moyenne de la fonction discrète sur une fenêtre glissante (Te) supposée infiniment petite [16]. La fonction génératrice de conversion est donc définie par :

$$\langle m_{lc} \rangle = \lim_{Te \rightarrow 0} \left[\frac{1}{Te} \int_{k.Te}^{(k+1)Te} m_{lc}(\tau) d\tau \right] \quad (2.10)$$

La matrice formée des fonctions génératrices de conversion [$\langle M \rangle$] conduit à un modèle équivalent au conversion moyenne. L'équation 2.7 devient alors :

$$\left[Q \right] \left[\langle M \rangle \right] = \left[\langle F \rangle \right] \left[R \right] \quad (2.11)$$

Des grandeurs équivalentes en valeur moyenne aux grandeurs modulées sont alors utilisées.

$$\left[\langle U_m \rangle \right] = \left[\begin{array}{cc} \left[\langle M \rangle \right]^T & \left[0 \right] \\ \left[0 \right] & \left[\langle M \rangle \right] \end{array} \right] \left[U_e \right] \quad (2.12)$$

En pratique, le passage d'une fonction continue à une fonction discrète est réalisé à l'aide d'un modulateur, la transformation inverse sera appelée démodulateur.

Annexe 2

Le principal programme utilisé pour réaliser les simulations regroupe l'ensemble des paramètres utilisés, le calcul des correcteurs et le temps de réponse de chaque boucle.

```
% -----  
%  
%      Programme Matlab d'initialisation de la centrale solaire: initsol.m  
%  
%  
%  
% -----  
%  
%      version infini+1 :  
%              Panneau solaire + liaison LC + hacheursurvolteur  
%              + Bus continu + convertisseur + reseau BT (PSB)  
%  
%      - Strategie de Reglage tension bus continu pour Q=0  
%      - Strategie de reglage de puissance maximale  
%  
% -----  
%      Créé par Yann Pankow  
% -----  
%              (L2EP Lille - CNRT)  
% -----  
  
clear pi=3.14159;  
  
% *****  
%              Paramètres du modèle du processus  
% *****  
  
%----- paramètres source électrique (SE) -----  
%      réseau triphasé EDF de 230 50 Hz)  
U_res=400;          % tension efficace composée du réseau (V)  
U_res_max=U_res*sqrt(2);  
V_res=U_res/sqrt(3);      % tension efficace simple du reseau (V)  
V_res_max=sqrt(2)*V_res;  % amplitude de la tension (V)  
f_res=50;           % fréquence du reseau (Hz)  
w_res=2*pi*f_res;     % pulsation du reseau (rad/s)
```

```

%-----parametres des panneaux solaires-----
%
%
eclair= [200 300 400 500 600 700 800 900 1000] ; %eclairement
tpan=[0 50 100 125 150 160; %tension aux bornes des panneaux
cpan=[3 2.9 2.5 2 0 0;
      4.5 4.4 4 3.5 0.5 0 ;
      6 5.9 5.5 5 1 0;
      7.5 7.4 7 6.5 2.5 0;    % courant fourni par les panneaux sous
      9 8.9 8.5 8 4 0;        % différents éclairagements
      10.5 10.4 10.1 9.5 5.5 0;
      12 11.9 11.7 11 7 0;
      13.5 13.4 13.2 12.5 8.5 0;
      15 14.9 14.7 14 9.5 0 ] ;

%-----paramètres de la liaison LC-----

c_pv=220e-6;          % condensateur aux bornes des panneaux
rc_pv=10000;          % resistance de fuite du condensateur (Ohm)
                    % choisi par rapport a la cste de temps
K_c_pv=rc_pv;        % Gain de la fdt du condensateur
tau_c_pv=rc_pv*c_pv; % constante de temps de la fdt du condensateur

r1=0.00000005;       % resistance de fuite de l'inductance
l=23e-3;              % inductance pour limiter l'ondulation de courant.
K_l=1/r1;             % gain de la fdt de l'inductance
tau_l=l/r1 ;         % constante de temps de la fdt de l'inductance

%----- paramètres onduleur -----
%   modelisation aux valeur moyenne, uniquement
%   par fonction de modulation (ou de conversion)
%   Vm = m_ond V
%   Im = m_ond I

%----- paramètres condensateur et bus continu -----
%   de type R C parallele
r_cond=100;           % resistance en parallèle du condensateur (Ohm)
                    %   choisi par rapport a la cste de temps
                    %   pour reduire le temps de simul (modifier si necessaire)
c_cond=5e-3;         % capacité du bus DC (F)

K_cond=1;             % gain de la FdT du condensateur
tau_cond=r_cond*c_cond; % cste de temps de la FdT du condensateur (7ms)

V_condo_init=sqrt(3)*V_res_max; % tension du bus continu initiale (V) suite

```

```

V_condo_ref=700;          % à precharge issue des diodes du pont non commandé
                          % tension du bus continu (fixee pour test) (V)

%----- paramètres Filtre et ligne equivalente -----
%   Filtre de type R, L entre le transfo et le CS1 et

r_ligne=0.2e-3;          % resistance initiale du filtre (Ohm)
l_ligne=1e-3;           % inductancde du filtre(H)
K_ligne=1/r_ligne;      % Gain de la fdt de la ligne
tau_ligne=l_ligne/r_ligne; % constante de temps de la fdt de la ligne

% *****
%                               Paramètres de la commande
% *****
%   Structure de commande maximale :
%   - toutes le variables sont considérées idéales
%   - tous les capteurs sont considérés idéaux
%   - synthèse réalisée en continu
% *****

%----- Contrôle de la tension condensateur aux bornes des panneaux solaires-----
%   Correcteur PI - Synthèse par placement de pôles
%   qsi=1   wn*tr=5
%   qsi=0.7 wn*tr=3  selon abaques

qsi_v_pv=1;
tr_v_pv_des=tau_c_pv/30;
wn_v_pv_des=5/tr_v_pv_des;
Ki_v_pv_pi=wn_v_pv_des^2*tau_c_pv/K_c_pv;
Kp_v_pv_pi=(2*qsi_v_pv*wn_v_pv_des*tau_c_pv-1)/K_c_pv;

%----- Contrôle du courant dans la bobine-----
%   Correcteur PI - Synthèse par placement de pôles
%   qsi=1   wn*tr=5
%   qsi=0.7 wn*tr=3  selon abaques

qsi_l=1;
tr_il_des=tau_l/20;
wn_il_des=5/tr_il_des;
Ki_il_pi=wn_il_des^2*tau_l/K_l;
Kp_il_pi=(2*qsi_l*wn_il_des*tau_l-1)/K_l;

```

```
%----- Contrôle des courants de ligne -----
% Correcteur PI - Synthèse par calcul de la bande passante
%   (references sinusoidales à w_res)

qsi_i_ligne_des=1;
wn_i_ligne_des=5*w_res;
Ki_i_ligne_pi=wn_i_ligne_des^2*tau_ligne/K_ligne;
Kp_i_ligne_pi=(2*qsi_i_ligne_des*wn_i_ligne_des*tau_ligne-1)/K_ligne;

%----- Contrôle de la tension condensateur -----
%   (stratégie de la valeur moyenne avec Q=0)
%   Correcteur PI - Synthèse par placement de pôles
%   qsi=1   wn*tr=5
%   qsi=0.7 wn*tr=3   selon abaqes

qsi_cond_des=1;
tr_cond_des=tau_cond/20;
wn_cond_des=5/tr_cond_des;
Ki_cond_pi=wn_cond_des^2*tau_cond/K_cond;
Kp_cond_pi=(2*qsi_cond_des*wn_cond_des*tau_cond-1)/K_cond;

% *****
%           Affichage de fin d'initialisation
% *****
msgbox('Convertisseur interrupteurs idéaux'); disp(' ');
disp('***** initialisation initsol *****'); disp('*****
terminee      *****'); disp(' ');
```


Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque

Ce travail a pour objet l'étude de l'intégration de la production décentralisée connectée sur un réseau basse tension.

Après avoir montré l'intérêt de l'utilisation du GIC et du REM pour la modélisation et la commande, un modèle de simulation d'un onduleur triphasé est présenté. Cet onduleur permet la connexion au réseau de nombreuses sources. Cette connexion au réseau est dépendante de certains aléas, notamment l'un des plus dangereux pour la sécurité des personnes, l'îlotage. L'étude d'un système anti-îlotage industriel, l'ENS 26, a permis de simuler un système anti-îlotage intégré dans la commande de l'onduleur. Cela a pu être fait après avoir étudié les différentes techniques de synchronisation de l'onduleur sur le réseau. Toutes ces techniques sont construites autour de PLL. Elles ont été soumises à plusieurs défauts provenant du réseau.

Une étude bibliographique a permis de recenser les différents systèmes photovoltaïques pouvant être connecté au réseau. Deux classes en sont ressorties : les connexions directe au réseau et les connexions "à bus continu intermédiaire". Les méthodes de modélisation, les techniques de synchronisation et de détection de l'îlotage sont appliquées à ces deux structures. A l'aide de simulations sous Matlab-Simulink, il sera montré, dans un premier temps, l'impact statique d'une source d'énergie connectée au réseau BT et ce qu'elle apporte comme perturbations sur le réseau. Dans un second temps, comment le fonctionnement de ce type de générateur photovoltaïque est influencé par le réseau.

Mots-clés: Production décentralisée, GIC, REM, Convertisseur de puissance, Réseau basse tension, Générateur photovoltaïque, Système anti-îlotage, PLL

Study of embedded generation integration in the low level network. Photovoltaic generator practice

This work deals with the study of embedded generation integration on the low level voltage network.

After showing the interest of using COG and EMR to the modeling and the control system, a simulation model of three phase inverter is presented. This inverter performs the connection of numerous sources with the network. This connection to the network is dependant of some hazards, notably the most dangerous for personal security is the islanding. The study of industrial anti-islanding system, l'ENS 26, is allowed to simulate an anti-islanding system which is integrated in the inverter control system. This has been done after to have studying the various technics of synchronisation of the inverter with the network. All these technics are designed with PLL. They have been bound by several network faults.

The bibliographical study is allowed to make an inventory the different photovoltaic systems that can be connected to the network. Two classes exist : the direct connections to the network and the DC bus halfway between the network. The modeling method, the synchronisation technics and the anti-islanding system are applied to this two structures. With the help of simulation under Matlab-Simulink, in the first time, the static impact of a grid connected power source will be shown and the generated perturbations. In the second time, how the operating of this type of photovoltaic generator is influenced by the network.

Keywords: Embedded generation, COG, EMR, Power converter, Low level voltage network, Photovoltaic generator, Anti-islanding system, PLL