

École polytechnique de Louvain

Dimensionnement et protection d'un micro-réseau isolé en courant continu pour l'électrification rurale des pays en voie de développement

Auteur: **Lucas MORETTIN**

Promoteur: **Emmanuel DE JAEGER**

Lecteurs: **Francis LABRIQUE, Guy WANLONGO NDIWULU**

Année académique 2019–2020

Master [120] : ingénieur civil électromécanicien

Abstract

Universal electrification is one of the "Sustainable Development Goals" that the Member States of the United Nations have committed themselves to achieve by 2030. One decade therefore remains to carry out a series of ambitious actions in terms of access to electricity in the poorest countries, energy efficiency, but also to increase the share of renewable energy in the electricity sector.

In order to achieve these objectives, low-voltage direct current micro-grids are attracting a lot of interest because they allow the integration of different types of renewable energies, which is an asset for the electrification of remote areas.

This emerging and promising technology nevertheless raises a series of questions. In this work, we will explore **the protection of low-voltage direct current micro-grids**. This is one of the essential technical aspects which must be studied in order for these micro-grids to develop worldwide.

As protection covers many research topics, this work will focus mainly on short-circuit fault protection. The aim will be to implement a device that allows complete management of a short-circuit fault that may occur on a line, eliminating it as quickly as possible and ensuring the protection of the loads and means of production connected to it.

Then, in connection with protection, the topic of bipolar voltage stabilization on the network will be addressed. We will thus see that a bipolar micro-network has serious advantages in terms of resilience to faults.

Abstract

L'électrification universelle est un des "Objectifs de Développement Durable" que les Etats Membres de l'Organisation des Nations Unies se sont engagés à atteindre d'ici 2030. Il reste donc une décennie pour mener une série d'actions ambitieuses en matière d'accès à l'électricité dans les pays les plus pauvres, en matière d'efficacité énergétique, mais aussi d'augmentation de la part de l'énergie renouvelable dans le secteur de l'électricité.

Afin d'atteindre ces objectifs, les micro-réseaux en courant continu basse tension suscitent beaucoup d'intérêt car ils permettent l'intégration de différents types d'énergies renouvelables, ce qui est un atout pour l'électrification de zones éloignées.

Cette technologie naissante et prometteuse n'en pose pas moins une série de questions. Dans ce travail, nous explorerons **la protection des micro-réseaux en courant continu basse tension**. Il s'agit d'un des aspects techniques essentiels qu'il faut étudier afin que ces micro-réseaux puissent se développer dans le monde.

La protection regroupant de nombreux sujets de recherche, nous aborderons dans ce travail essentiellement la protection aux défauts de courts-circuits. Il s'agira d'implémenter un dispositif permettant la gestion complète d'un défaut de court-circuit qui pourrait survenir sur une ligne, en l'éliminant le plus rapidement et en assurant la protection des charges et des moyens de production qui y sont connectés.

Ensuite, en lien avec la protection, le thème de la stabilisation bipolaire de tension sur le réseau sera abordé. Nous verrons ainsi qu'un micro-réseau bipolaire bénéficie d'avantages sérieux en terme de résilience face aux défauts.

Remerciements

Tout d'abord, je tiens à remercier très sincèrement Emmanuel De Jaeger, promoteur de ce mémoire et professeur dans le système des gestions d'énergie électrique à l'École Polytechnique de Louvain, pour ses conseils avisés et sa disponibilité tout au long de cette année.

Je remercie également Francis Labrique, professeur émérite de l'École Polytechnique de Louvain dans le domaine de l'électronique de puissance, ainsi que Guy Wanlongo Ndiwulu, doctorant à l'École Polytechnique en mécanique, pour avoir accepté de faire partie du jury en tant que lecteurs de ce mémoire.

Enfin, toute ma gratitude va à ceux qui, par leurs conseils et encouragements, m'ont soutenu tout au long de ce travail, et en particulier mes parents.

Sommaire

1	État de l'art du domaine de recherche	8
1.1	Les micro-réseaux électriques	8
1.1.1	Introduction	8
1.1.2	Les différentes structures des micro-réseaux	9
1.1.3	Micro-réseau en courant continu ou en courant alternatif?	10
1.1.4	Topologie des micro-réseaux	12
1.1.5	Avantages et défauts des différentes polarités des réseaux en courant continu	13
1.2	Protection des micro-réseaux	14
1.2.1	Les types de défaillances dans les micro-réseaux en courant continu et leurs caractéristiques	15
1.2.2	Mise à la terre des réseaux en courant continu	17
1.2.3	Les dispositifs de protection dans les micro-réseaux en courant continu	17
1.2.4	Gestion globale d'un défaut dans un micro-réseau	21
1.2.5	Principales méthodes de détection et de localisation des défauts	22
1.3	Contrôle des micro-réseaux en courant continu	25
1.4	La normalisation des infrastructures en courant continu	26
2	Dimensionnement du micro-réseau étudié	28
2.1	Contexte et hypothèses	28
2.2	Dimensionnement énergétique	30
2.2.1	Installation photovoltaïque	31
2.2.2	Installation éolienne	32
2.2.3	Système de stockage	33
2.3	Les lignes	36
2.4	Les charges	37

2.4.1	Dimensionnement du convertisseur buck	38
2.4.2	Bloc complet charge + convertisseur buck	45
2.5	Les panneaux photovoltaïques	46
2.5.1	Dimensionnement du convertisseur boost (hacheur survolteur)	46
2.5.2	Logique de contrôle	48
2.5.3	Schéma bloc complet d'une installation photovoltaïque	48
2.6	Les éoliennes	49
2.6.1	Dimensionnement du convertisseur boost (hacheur survolteur)	49
2.6.2	Logique de contrôle	50
2.6.3	Schéma bloc complet d'une éolienne	51
2.7	Les disjoncteurs	51
2.7.1	Modèle du BSSCB	52
2.7.2	Fonctionnement du BSSCB	53
2.7.3	Dimensionnement des composants	55
2.7.4	Logique de contrôle du BSSCB	58
2.8	Les batteries	63
2.8.1	Contrôle de la tension entre les deux pôles	63
2.8.2	Contrôle de la tension entre un pôle et la terre	64
3	Analyse et résultats des simulations	68
3.1	Validation par simulation du disjoncteur	68
3.1.1	Premier test : défauts de courte durée	69
3.1.2	Deuxième test : défauts de longue durée	73
3.2	Validation par simulation de la protection de notre micro-réseau face aux défauts	78
A	Liste des figures supplémentaires	89

Nomenclature

- AC** Alternating Current - Courant alternatif
- BESS** Battery energy storage system - Stockage d'énergie par batterie
- BSSCB** Bidirectionnal Solid State Circuit Breaker - Disjoncteur bidirectionnel à semi-conducteurs
- DCCB** Direct Current Circuit Breaker - Disjoncteur en courant continu
- DC** Direct Current - Courant continu
- DER** Distributed energy resource - Source d'énergie distribuée
- FSM** Final State Machine - Machine à état final (fonction du logiciel Matlab)
- HVDC** High Voltage DC - Haute tension en courant continu
- IGBT** Insulated Gate Bipolar Transistor - Transistor bipolaire à grille isolée
- LVDC** Low Voltage DC - Basse tension en courant continu
- MOSFET** Metal oxide semiconductor field effect transistor - Transistor à effet de champ
- MOV** Metal Oxyde Varistor - Varistance
- MPPT** Maximum Power Point Tracking - Suiveur de point de puissance maximale
- MPP** Maximum Power Point - Point de puissance maximale
- PI** Proportional Integral - Régulateur avec une action proportionnelle et intégrale
- PV** Photovoltaic - Panneau photovoltaïque
- SM** Synchronous Machine - Machine synchrone
- SSCB** Solid State Circuit Breaker - Disjoncteur à semi-conducteurs
- VSC** Voltage Source Converter - Convertisseur contrôleur de tension

Introduction et plan du travail de recherche

Enjeux actuels

Partout dans le monde, on observe un intérêt grandissant pour les micro-réseaux. C'est le cas en Europe, où de plus en plus de collectivités locales et de citoyens s'engagent dans des projets d'éco-quartiers qui produisent et consomment leur propre énergie. Mais c'est le cas aussi bien sûr dans les pays en voie de développement où beaucoup de personnes n'ont toujours pas accès à l'électricité.

Ces micro-réseaux pourraient être la solution la plus économique et aussi la plus durable sur le plan écologique pour répondre aux besoins d'électrification rurale. D'après un rapport [1] de l'ONU et de la Banque Mondiale publié en 2017, 840 millions de personnes n'ont pas accès à l'électricité dans le monde, essentiellement des populations d'Afrique subsaharienne et d'Asie du Sud.

L'accès à l'électricité est essentiel pour le développement économique, social et sanitaire des pays émergents. Ces projets de micro-réseaux sont donc appelés à prendre une place importante dans le paysage énergétique de demain. Toujours selon la Banque mondiale [2], les micro-réseaux pourraient fournir de l'électricité à 500 millions de personnes d'ici 2030 au vu de leurs multiples avantages par rapport aux réseaux électriques classiques.

L'élément moteur de leur développement est certainement le passage aux énergies renouvelables nécessaires pour répondre à la problématique climatique et en particulier au photovoltaïque. La chute des prix des modules photovoltaïques au cours de la dernière décennie a en effet rendu compétitifs les micro-réseaux solaires par rapport aux réseaux classiques comme expliqué dans la thèse [7]. En effet, les micro-réseaux fonctionnent selon un modèle

de production décentralisé, ce qui semble bien plus prometteur et compatible avec le nombre croissant d'unités photovoltaïques dans notre panorama énergétique.

Le développement des micro-réseaux en remplacement de nos réseaux de distribution actuels est donc une révolution dans notre manière de distribuer notre énergie. Nous n'en sommes encore qu'au début de cette nouvelle technologie prometteuse mais beaucoup d'industriels y croient et de très nombreux projets sont en train de voir le jour partout dans le monde, notamment en Belgique avec le projet sur le zoning des Haut-Sarts [19]. Le système électrique de demain pourrait être avant tout un modèle de proximité organisé autour de multiples micro-réseaux : produire localement pour consommer localement.

Contexte historique

Dans l'histoire de l'électricité, un épisode marquant – nommé 'guerre des courants' - s'est déroulé à la fin des années 1880 aux États-Unis. Il opposait Nikola Tesla, un des ingénieurs les plus créatifs de son époque et inventeur du courant alternatif, à Thomas Edison, partisan de l'utilisation du courant continu et très célèbre inventeur de l'ampoule à incandescence.

Le courant continu d'Edison alimente à la fin du XIXe siècle la ville de New York. Mais les problèmes sont nombreux (accidents, pannes, incendies...) et surtout le réseau s'avère très coûteux. En effet, une centrale doit être installée tous les deux ou trois kilomètres afin de limiter les chutes de tension sur les longues distances. Enfin, puisque l'électronique de puissance n'en est qu'à ses débuts, il est impossible de modifier la tension afin de l'adapter à un certain appareil sans d'énormes pertes d'énergie.

Travaillant d'arrache-pied sur ce problème, Nikola Tesla propose à Edison d'adopter le courant alternatif, cette technologie complexe sur laquelle il travaille depuis 1882 et qui, selon lui, résoudrait les problèmes du réseau new-yorkais. Son dispositif est en effet plus fiable et plus stable. Il permet en plus le transport de l'énergie sur de grandes distances grâce à des fils minces et dont la tension peut être modifiée grâce à un transformateur.

Mais Edison se braque : adopter la solution proposée par Tesla obligerait en effet sa compagnie à revoir totalement tout son système industriel et le conduirait à renoncer aux redevances qu'il percevait sur ses brevets. Au final, la rivalité féroce entre les deux inventeurs s'acheva lorsque Westinghouse (ingénieur en concurrence avec Edison qui s'est allié par la suite la contribution de Tesla) obtint, en 1893, le contrat lui permettant d'installer toute

l'infrastructure électrique des États-Unis. Le courant alternatif avait gagné : il représente depuis lors la grande majorité de l'énergie transportée et consommée. Fait paradoxal : son génial inventeur Nikola Tesla est mort dans la misère et est beaucoup moins connu du grand public que son rival Edison.

Cependant, aujourd'hui, la "guerre des courants" pourrait bien être relancée : les changements de modes de production d'énergie et les évolutions de la consommation remettent en cause le choix de l'alternatif comme mode exclusif de transport et de distribution d'énergie. A terme, le courant continu pourrait bien s'imposer comme la norme car, comme nous le verrons au point suivant, le courant continu est plus adapté aux moyens de production ainsi qu'à nos modes de consommation actuels.

Plan de la recherche

Ce travail sera organisé en trois chapitres, en plus de cette introduction et de la conclusion. Le premier chapitre présentera un état de l'art du domaine de recherche choisi. Y sera décrit l'avancement technologique des deux thématiques étudiées : la stabilisation bipolaire et surtout, les moyens de protection des micro-réseaux en courant continu basse tension qui constituent le sujet central de ce travail.

Le second chapitre présentera de façon détaillée le micro-réseau que nous avons choisi d'étudier. Cette section reprendra tous les calculs et les hypothèses réalisés afin de simuler de manière concrète ce micro-réseau. C'est dans cette section que se trouvent également une série de considérations au sujet des dispositifs choisis pour la protection et la stabilisation bipolaire de notre réseau. Notons que la partie concernant l'étude d'un dispositif permettant la limitation du déséquilibre des tensions des deux pôles lors d'un défaut a été réalisée parce qu'il nous a semblé intéressant de tester notre dispositif de protection sur un micro-réseau bipolaire. L'intérêt de ce travail est donc davantage la validation de la protection des branches de notre micro-réseau que la stabilisation bipolaire qui en découle.

Viendra ensuite le chapitre montrant les résultats des simulations réalisées. Cette section commencera par les validations expérimentales de notre dispositif permettant une protection des entités connectées sur notre micro-réseau. Elle sera suivie par une simulation finale reprenant également la stabilisation bipolaire destinée à démontrer la résilience de notre micro-réseau face à plusieurs défauts survenant à différents endroits.

Enfin, ce travail se conclura sur une série de considérations critiques à propos des différents résultats que nous avons obtenus et sur les possibles pistes d'améliorations pour des recherches futures.

Chapitre 1

État de l'art du domaine de recherche

1.1 Les micro-réseaux électriques

1.1.1 Introduction

La Commission électrotechnique internationale ou Electrotechnical Commission (IEC) en anglais (qui est l'organisation internationale de normalisation chargée des domaines de l'électricité) définit un micro-réseau électrique comme : une association de charges interconnectées et de ressources énergétiques distribuées à l'intérieur de limites électriques clairement définies, qui agit comme une entité unique et contrôlable. L'architecture générale d'un micro-réseau est présentée sur la figure 1.1 obtenue dans [25].

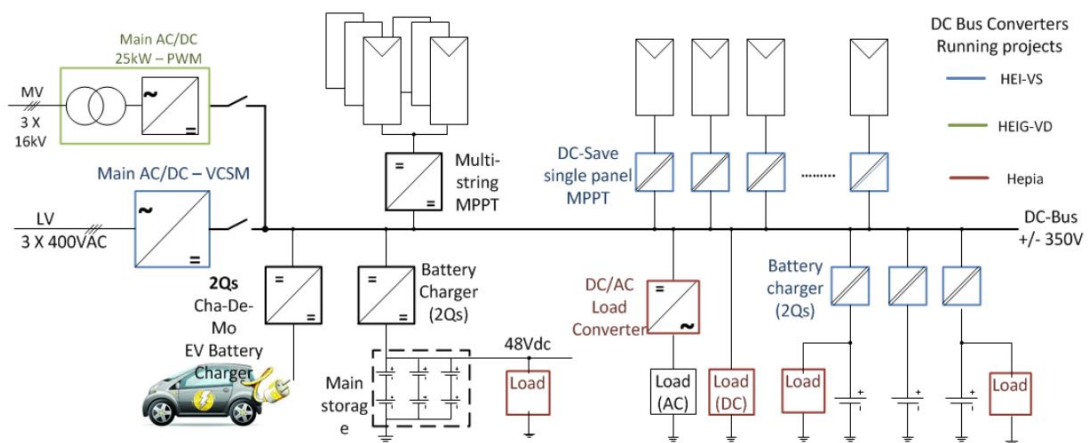


FIGURE 1.1 – Architecture générale d'un micro-réseau

Un micro-réseau électrique est donc un réseau de petite taille et de faible puissance décentralisé du réseau conventionnel et particulièrement adapté aux développements des sources d'énergie électrique renouvelables en réduisant les inconvénients liés à leur intermittence.

Un micro-réseau électrique permet une meilleure gestion de l'énergie circulant dans le réseau en limitant ses pertes, en favorisant la communication entre les différentes entités qui le constituent et en permettant une gestion optimisée de la production d'électricité d'origine renouvelable à l'échelle locale. Il peut être considéré comme un petit réseau de distribution décentralisé qui alimente un petit nombre d'utilisateurs en transportant donc de faibles puissances électriques.

1.1.2 Les différentes structures des micro-réseaux

Différentes architectures de micro-réseaux (voir [15]) seront employées en fonction de la proximité d'un autre réseau plus robuste. Nous pouvons donc diviser les micro-réseaux en deux catégories : les micro-réseaux connectés ("on-grid") et les micro-réseaux isolés ("isolated").

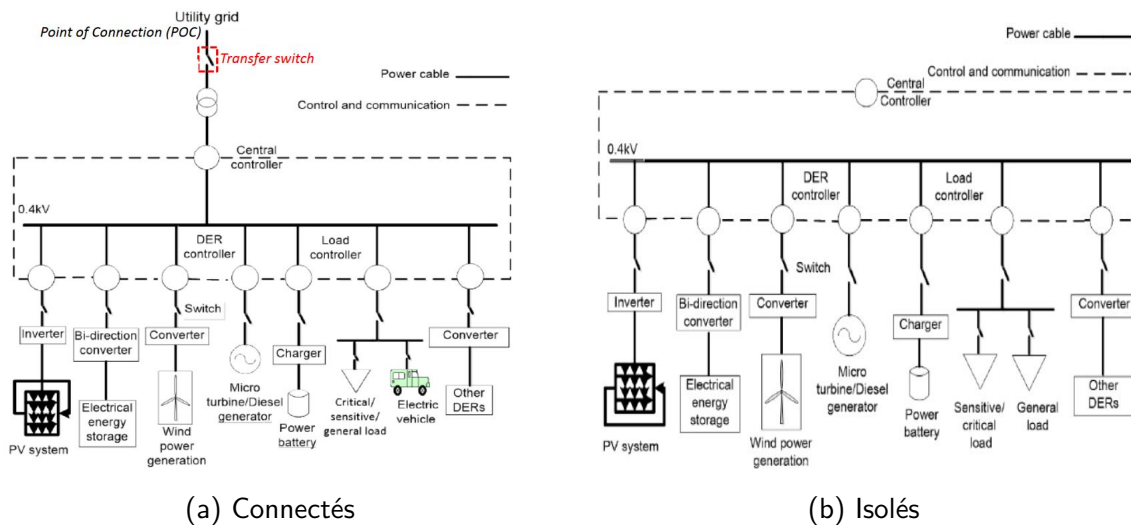


FIGURE 1.2 – Les micro-réseaux et le réseau électrique principal

La figure 1.2 nous montre les deux grands types de micro-réseaux possibles.

Micro-réseau connectés

Les micro-réseaux connectés sont les plus répandus. En effet, leur développement est actuellement en plein essor dans les pays industrialisés. C'est le cas notamment en Belgique sur le zoning des Hauts Sarts, en région liégeoise. Ces réseaux se multiplient de plus en plus, devenant plus robustes et permettant le transport de plus de puissance, car ceux-ci permettent de tirer un maximum de profit des sources d'énergies renouvelables tout en étant exemptés de leur défaut d'intermittence.

Ce type de micro-réseau peut se connecter au réseau de distribution principal AC au moyen d'un switch permettant au micro-réseau de fonctionner selon deux modes distincts. Effectivement, il peut fonctionner en mode connecté, permettant ainsi d'ajuster son équilibre production-consommation en échangeant de l'énergie avec le réseau principal. Ou il peut se déconnecter du réseau, on dit alors que le micro-réseau devient "îloté", ceci permettant de favoriser l'autoconsommation ou de garantir son fonctionnement lorsque survient un défaut sur le réseau principal.

Micro-réseau isolés

Les micro-réseaux isolés, comme leur nom l'indique, ne sont pas reliés à un réseau plus robuste. Ils doivent donc assurer seuls leur gestion d'énergie, leur protection ainsi que leur contrôle. Ces micro-réseaux sont aussi et surtout en plein développement dans les pays émergents, car ils permettent de desservir en électricité des populations n'ayant actuellement pas accès à l'électricité. Ceux-ci sont d'autant plus intéressants dans les pays du Sud au vu de leurs ressources en énergies renouvelables abondantes. C'est ce type de réseau que nous allons étudier dans le prochain chapitre.

1.1.3 Micro-réseau en courant continu ou en courant alternatif ?

Le courant alternatif s'est imposé comme le mode de transmission le plus utilisé dans le monde, notamment de par la facilité avec laquelle il est produit (au moyen de machines tournantes utilisant des énergies fossiles) ainsi que par sa faculté à être transporté sur de longues distances. Historiquement, il était plus efficace d'avoir une production centralisée. Les réseaux électriques modernes sont donc nés sur le modèle suivant : de grosses unités de production produisant de l'énergie destinée à un très grand nombre d'utilisateurs sur de longues distances. Mais ce modèle ne correspond plus aux modes de production et de consommation actuels de l'électricité (voir [20]). Le courant continu est donc de plus en

plus mis en avant comme courant le plus adapté aux micro-réseaux.

Il y a plusieurs raisons à cela : d'abord, le courant continu est celui qui alimente nos smartphones, ordinateurs et autres appareils numériques équipés de batteries toujours plus nombreux, ce qui occasionne une multiplication de convertisseurs de tension AC-DC. Ceci constitue un inconvénient au niveau du rendement, puisque bien entendu, le passage de l'électricité au travers d'un convertisseur entraîne toujours des pertes.

Ensuite, les panneaux photovoltaïques sur les toits des logements, bâtiments publics, entreprises et parcs photovoltaïques produisent également du courant continu, qu'il faut ensuite convertir en courant alternatif pour être injecté sur le réseau. De plus en plus de voix s'élèvent pour faire en sorte que l'alimentation en courant continu issue des panneaux solaires puisse se faire directement vers les équipements électroniques sans cette étape intermédiaire.

Enfin, les batteries de grande capacité, que l'on trouve déjà dans les voitures électriques, trouveront sans doute demain place dans les bâtiments et sur ces micro-réseaux.

Ajoutons encore le fait que les valeurs nominales présentent moins d'harmoniques et sont beaucoup plus lissées en courant continu. La tension sur les lignes est donc de bien meilleure qualité sur un réseau DC.

Aujourd'hui, la technologie est prête pour un passage vers le courant continu. La consommation en courant continu augmente et les productions se décentralisent, évitant ainsi le transport d'énergie et les énormes pertes qui y sont liées.

Mais l'obstacle principal au passage massif en courant continu est l'infrastructure déjà existante en courant alternatif. S'en passer ou la doubler d'un réseau continu serait trop coûteux. En revanche, pour les pays avec peu d'infrastructures de réseau et peu de capacités de production en alternatif (pays en développement), déployer le courant continu pourrait être une solution très pertinente, en parallèle avec le développement du photovoltaïque. On voit donc que pour les pays en développement, ces micro-réseaux en courant continu sont une technologie très prometteuse vers laquelle il faut se tourner au plus vite.

Pour terminer, nous verrons que le contrôle est plus facile en courant continu au vu de la simplicité de celui-ci, même si pour l'instant, les technologies de contrôle et de protection pour les réseaux en courant continu sont peu fiables et très coûteuses en comparaison avec celles dédiées aux réseaux en courant alternatif. Ces champs de recherches font l'objet de beaucoup d'études et nombreux sont ceux qui sont convaincus de la supériorité incontestable

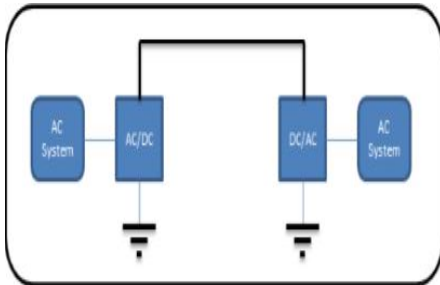
à terme du courant continu pour les micro-réseaux.

1.1.4 Topologie des micro-réseaux

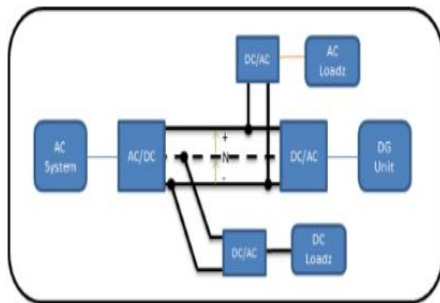
La topologie complète des micro-réseaux électriques est très bien présentée dans l'article [18]. Nous n'allons présenter ici que les catégories principales qui permettent de classer les différents micro-réseaux.

Les différents types de liaisons

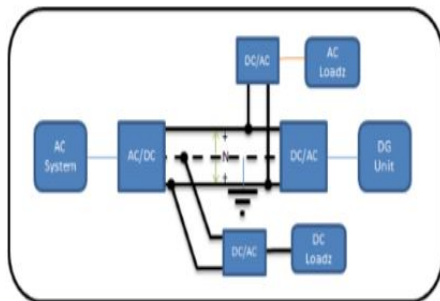
Voici les trois types de liaisons pour les réseaux en courant continu.



Liaison DC monopolaire : cette liaison utilise un seul conducteur et un retour à la terre. Elle est utilisée pour sa simplicité et son faible coût.



Liaison DC bipolaire : cette configuration utilise trois fils (positif, négatif et neutre). Le retour à la terre est également utilisé mais dans des conditions normales, le courant circule via les deux conducteurs. Le courant de terre est donc nul. C'est la configuration la plus courante.



Liaison DC homopolaire : deux ou plusieurs conducteurs fonctionnant à la même polarité. Le retour à la terre est utilisé pour fermer le circuit. Son problème est donc ce courant de terre non nul, mais il présente l'avantage de nécessiter moins d'isolation.

Les différents types de configuration

Les architectures de micro-réseaux peuvent être classées selon trois catégories, les liaisons étant monopolaires, bipolaires ou homopolaires. La figure A.12 en annexe nous présente ces architectures.

- La configuration à bus unique - Single bus
- La configuration en anneau - Ring bus
- La configuration interconnectée - Multi bus

1.1.5 Avantages et défauts des différentes polarités des réseaux en courant continu

Comme nous l'avons vu à la section 1.1.4, il existe trois configurations types : monopolaire, homopolaire et bipolaire. Dans les faits, aucun réseau n'est construit en homopolaire, celui-ci ne présentant pas de réel avantage. Néanmoins, un système de distribution de courant continu peut être construit comme un système monopolaire ou bipolaire. Ces deux topologies sont couramment utilisées et elles présentent toutes les deux certains avantages.

Un réseau monopolaire a un seul niveau de tension avec deux fils, tandis qu'un bipolaire est un système biphase (si on fait le parallèle avec un réseau électrique AC) avec trois fils. Cette dernière configuration permet donc de doubler la puissance transmissible sans doubler la quantité de câble nécessaire puisque le fil de terre neutre est commun aux deux phases.

De plus, une configuration bipolaire présente une protection accrue face aux défauts de terre. En effet, étant donné que le point d'interface est mis à la terre, si un pôle subit un défaut de terre, la tension qui est alors connectée à la terre sera égale à la moitié de la tension maximale entre les pôles. Le courant de défaut sera alors de moitié, ce qui est un avantage certain pour la protection.

Enfin, un autre avantage du bipolaire est la flexibilité de ses différents niveaux de tension. En effet, vu que le réseau bipolaire dispose de trois niveaux de tension, les grosses charges peuvent être connectées sur le haut niveau de tension et les plus petites charges entre un pôle et la terre. Ce qui permet une meilleure répartition globale des puissances.

Mais encore, dans les réseaux monopolaires, si un défaut persiste (c'est-à-dire s'il dure plus qu'1 ms), il est impossible de maintenir le fonctionnement normal du système. Quoiqu'il arrive, celui-ci est déséquilibré et tout le courant passe à la terre, ce qui entraînera

l'effondrement du système. Dans le cas d'un réseau bipolaire, si un défaut survient sur l'un des bus et si le réseau est pourvu d'un dispositif équilibrant les deux bus (voir section 2.8.2), le bus sur lequel ne survient pas le défaut reste équilibré et peut de ce fait envoyer de la puissance sur l'autre ligne afin de maintenir le bus sur lequel se produit le défaut.

Pour résumer, nous pouvons dire qu'un micro-réseau en courant continu monopolaire a comme avantages un faible coût et une simplicité de réalisation. Un micro-réseau en courant continu a comme avantages une plus grande robustesse face aux défauts et une meilleure gestion de l'énergie y circulant, mais a comme désavantage une plus grande complexité.

Pour ce travail, étant donné que le thème principal est la protection, nous implémenterons un micro-réseau bipolaire en courant continu basse tension.

1.2 Protection des micro-réseaux

La protection d'un réseau électrique (voir [22] et [32]) regroupe l'ensemble des dispositifs en activité destinés à assurer la protection des humains, à permettre une meilleure stabilité de ses valeurs nominales et éviter une détérioration, voire une destruction, de ses composants suite aux différents problèmes qui peuvent survenir.

Une variation anormale des grandeurs nominales dans un circuit électrique constitue un défaut ou une perturbation. Ces moyens de protection ont la capacité d'effectuer un contrôle en détectant ces défauts, d'en déterminer le type et d'agir afin d'en assurer le contrôle. Puisque notre étude se porte sur les micro-réseaux fonctionnant en courant continu, les seules valeurs nominales pouvant être perturbées sont : la tension et le courant.

Les défauts influençant la tension qui peuvent survenir sur un réseau électrique dépendent essentiellement de deux paramètres : leur intensité et leur durée. Ces défaillances dégradant la tension peuvent résulter :

- de défauts dans le réseau ou dans les installations des particuliers, de courts-circuits créés par la foudre, le givre, le vieillissement de l'isolant,....
- d'installations perturbatrices : démarrage d'un appareil, four à arc,...

Les micro-réseaux, que ce soit AC ou DC, sont très sensibles aux perturbations et aux défauts. Les perturbations sur le micro-réseau sont principalement dues aux variations des puissances qui y transitent, notamment causées par le caractère intermittent des sources de

production renouvelables rendant les contrôles internes des différents convertisseurs (MPPT) très variables, mais aussi par le caractère variable des puissances demandées par les charges. Les défauts, quant à eux, sont souvent dûs comme pour les réseaux en courant alternatif à des évènements extérieurs.

Pour ce travail de recherche, nous n'allons nous intéresser qu'à la protection des micro-réseaux en courant continu.

1.2.1 Les types de défaillances dans les micro-réseaux en courant continu et leurs caractéristiques

Compte tenu des composants et des configurations du système, les défauts du micro-réseau à courant continu peuvent être classés en deux grandes catégories (voir [30]). Ils sont illustrés à la figure 1.3.

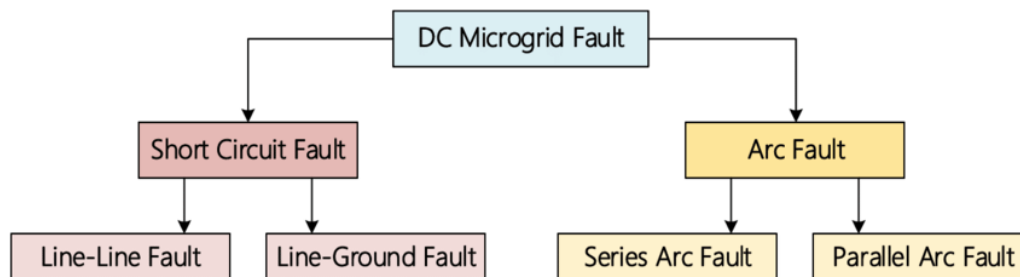


FIGURE 1.3 – Les différents types de défaillances dans les réseaux DC

Les défauts d'arc

Les défauts d'arc sont souvent dûs à une détérioration des isolants des câbles ou au niveau de leurs connections. Ils se produisent lorsque l'électricité se décharge à des endroits inattendus et inappropriés, tels que des fils corrodés, desserrés ou mal isolés. Ceux-ci peuvent survenir de différentes manières, mais toujours en brisant un diélectrique. Un défaut d'arc aura pour effet de créer des étincelles dangereuses ou une chaleur excessive menant souvent à un incendie dans les dispositifs.

Les défauts de court-circuit

Il existe deux types de défauts de court-circuit dans les réseaux à courant continu, comme nous pouvons le voir sur la figure 1.4 présentée dans [18] :

- (a) défaut de court-circuit de pôle, positif ou négatif, à la terre (Line to Ground fault)
- (b) défaut de court-circuit de pôle positif à négatif (Line to Line fault).

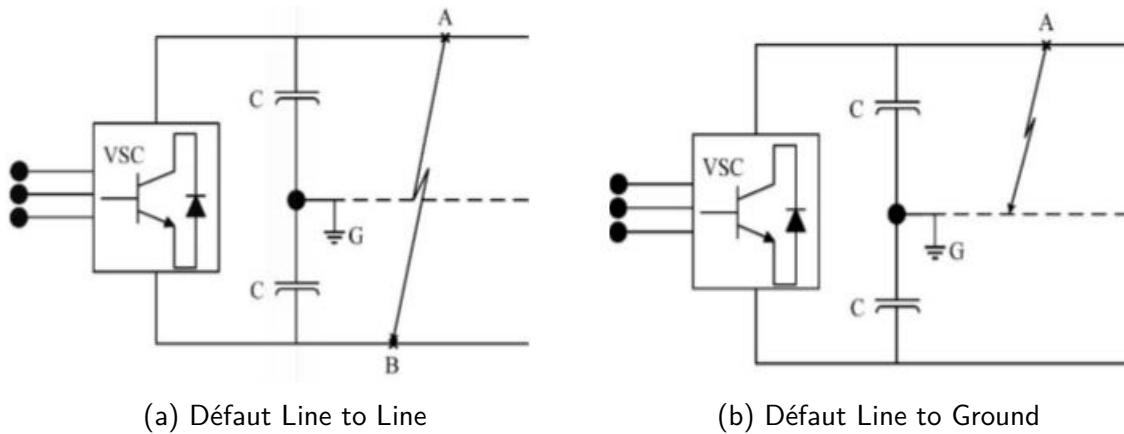


FIGURE 1.4 – Les deux types de défauts de court-circuit dans un micro-réseau en courant continu

Les valeurs caractéristiques du réseau après défauts sont relativement similaires : il en résulte une diminution locale de la tension ainsi qu'une forte augmentation du courant, que l'on va appeler I_{sc} : le courant de court-circuit.

L'analyse de I_{sc} pour chaque défaut localisé est primordiale pour la conception d'un système de protection ainsi que pour la maintenance et la restauration après défaut des valeurs caractéristiques.

L'élément qui va avoir le plus d'impact sur les perturbations engendrées par le défaut est l'emplacement de celui-ci sur la ligne. En effet, l'impédance de la boucle de défaut traversée par le courant I_{sc} , entre le point de défaut et la source va jouer un rôle déterminant sur l'intensité de I_{sc} . Par exemple, le défaut provenant du bus principal produit un courant transitoire plus élevé qui représente généralement la menace la plus grave pour le réseau, car l'impédance de la boucle de défaut fournie par la ligne d'alimentation est la plus petite.

Dans ce travail, nous allons nous limiter à l'étude de ces défauts. Avec bien sûr pour but de trouver un moyen efficace de lutter contre les conséquences de ces défauts en les éliminant et en restaurant les valeurs initiales des paramètres du réseau avant le défaut.

1.2.2 Mise à la terre des réseaux en courant continu

La mise à la terre d'un conducteur neutre est l'un des facteurs, dans les réseaux en courant continu basse tension, qui influencent fortement l'intensité du courant de défaut transitoire, la sécurité des utilisateurs et les paramètres de protection du système.

En effet, outre la sécurité des utilisateurs du réseau, la mise à la terre permet la détection des défauts Line-to-Ground. Mais elle permet également, si les deux pôles du réseau ont accès à la terre, c'est-à-dire si nous sommes dans le cas d'une liaison en courant continu bipolaire, de rendre le système plus compact et plus robuste car l'isolation requise pour les équipements et les câbles devra résister à la moitié de la tension continue pôle à pôle puisque la tension d'alimentation lors du défaut sera divisée par deux.

1.2.3 Les dispositifs de protection dans les micro-réseaux en courant continu

Les différentes technologies qui vont être présentées se basent sur les travaux suivants : [18], [21], [23] et [24].

L'interruption d'un défaut pour un réseau en courant DC est plus difficile que pour les réseaux en courant AC. En effet, contrairement au courant alternatif qui évolue selon une sinusoïde dans le temps, le courant continu n'oscille pas dans le temps et ne vaut donc jamais zéro en régime permanent. C'est cette absence naturelle de passage par zéro qui constitue le principal défi à relever pour déconnecter un circuit en courant continu défaillant.

Pour tout réseau, le dispositif permettant l'isolation totale d'un défaut est le disjoncteur. Une conception et un dimensionnement appropriés des disjoncteurs en courant continu (DCCB) sont donc une exigence fondamentale et nécessaire pour développer le schéma de protection du système.

Malgré la grande diversité de disjoncteurs développés pour le courant continu, aucun type particulier n'a réussi à s'imposer, en raison du manque de normalisation et d'expérience sur le sujet. Néanmoins, depuis environ une dizaine d'années, de plus en plus de laboratoires de recherche s'intéressent à la question. De ce fait, une multitude de prototypes différents ont été construits et testés.

Cette section examine et évalue ces technologies de coupure du courant continu en ce qui concerne leur conception, leur durée de fonctionnement ainsi que les pertes qu'ils engendrent.

Disjoncteurs mécaniques (MCB-Mechanical Circuit Breakers)

Les disjoncteurs mécaniques, aussi appelés disjoncteurs à boîtiers moulés, sont actuellement les disjoncteurs les plus utilisés aussi bien dans les réseaux en courant continu qu'en courant alternatif de par leur facilité de fabrication et leur durée de vie. Le principe est assez simple : une pièce mécanique mobile, appelée commutateur, s'ouvre lors de la détection du défaut. Étant donné que l'interruption est la conséquence du déplacement mécanique d'une pièce, le problème principal est la lenteur du système.

Disjoncteurs à semi-conducteurs (SSCB -Solid-State Circuit Breakers)

Étant donné le caractère lent des disjoncteurs mécaniques, un nouveau type de commutateur (en anglais : switch) beaucoup plus rapide est apparu avec le développement de l'électronique de puissance. Ces disjoncteurs consistent en la connection en parallèle d'un snubber et d'un switch. Le switch est concrètement réalisé au moyen d'un composant électronique tel que : un thyristor, un transistor bipolaire, un MOSFET ou encore un IGBT. Tous présentant des caractéristiques différentes en fonction de leur température, leurs pertes, leurs coûts, leurs pouvoir de coupure,...

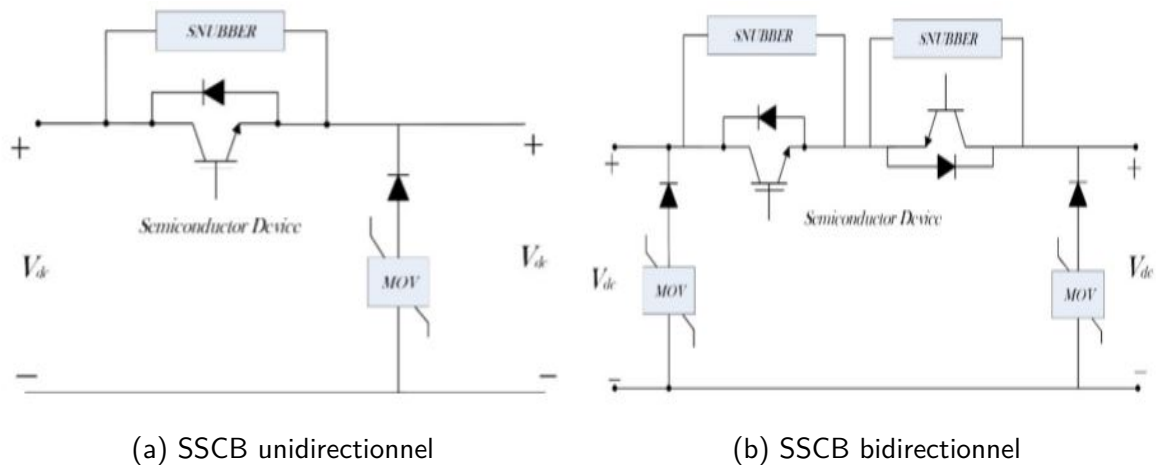


FIGURE 1.5 – Les deux configurations générales d'un SSCB

Comme nous pouvons voir à la figure 1.5a, le schéma-type d'un SSCB est constitué d'une branche parafoudre mise en parallèle avec le bus DC. La branche parafoudre est constituée d'une varistance à oxyde métallique (en anglais, une MOV), qui est une résistance fortement

non linéaire, et d'une diode mise en série. Lorsqu'un défaut est initié sur la partie gauche du SSCB de la figure 1.5a, le semi-conducteur s'éteint en commutant, ne laissant plus passer le courant. Le courant de défaut est donc forcé de passer à travers la varistance, dissipant ainsi l'énergie de défaut et évitant de ce fait que cette énergie n'endommage les différents composants. En parallèle du switch, l'on met souvent un amortisseur (en anglais, snubber) afin de réduire les contraintes subies par le switch au moment de son ouverture.

S'il n'existe qu'un seul dispositif à semi-conducteur contrôlable (c'est-à-dire un switch), ce disjoncteur est uniquement unidirectionnel. Une version améliorée, le SSCB bidirectionnel, est quant à lui constitué de deux SSCB unidirectionnels connectés en anti-série, de sorte que le courant circulant dans les deux sens puisse être coupé (voir figure 1.5b).

Son intérêt principal est donc sa grande vitesse de coupure, mais son défaut principal est l'augmentation des pertes par conduction lors de l'état passant, en raison de la chute de tension plus grande des semi-conducteurs.

C'est ce type de dispositif qui sera détaillé et qui servira lors des simulations de la section 2.7.

Disjoncteurs hybrides à semi-conducteurs (HSSCB - Hybrid Solid-State Circuit Breakers)

Un disjoncteur HSSCB est un dispositif constitué de la mise en parallèle d'un disjoncteur mécanique et d'un disjoncteur à semi-conducteur. L'utilité derrière cette association est de bénéficier des avantages des deux types de disjoncteurs. La figure 1.6 illustre un HSSCB bidirectionnel :

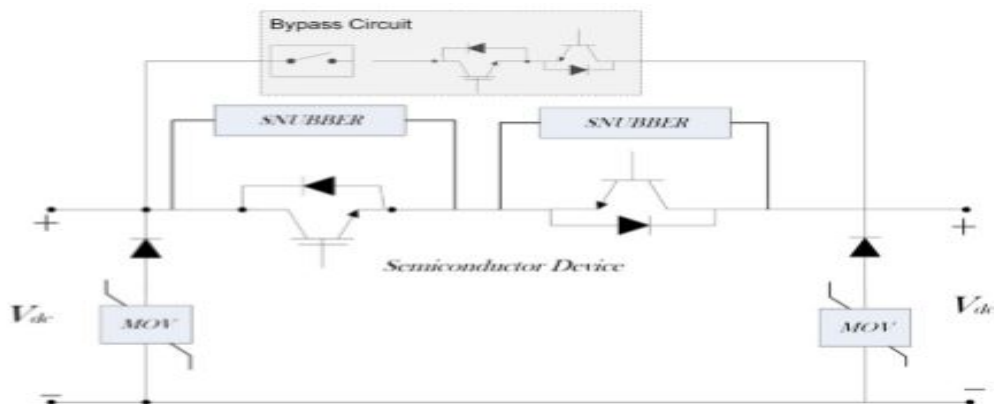


FIGURE 1.6 – Structure d'un disjoncteur hybride à semi-conducteur

En effet, de par sa partie MCB, un HSSCB permet de réduire les pertes par conduction en régime permanent et bénéficie de l'avantage de rapidité d'ouverture d'un SSCB.

Disjoncteurs à source Z (ZSCB - Z-source circuit breakers)

Nous pouvons voir sur la figure 1.7, le schéma d'un disjoncteur à source Z. L'étude de ce type de disjoncteur est très récente et actuellement aucun n'a été testé sur des réseaux relativement importants. Cependant, ils font l'objet d'un intérêt de plus en plus grand au vu de leurs avantages comparés aux SSCB classiques. En effet, dans un SSCB classique, après la détection du défaut, l'interrupteur s'ouvre laissant un circuit auxiliaire dissiper l'énergie et permettant de ce fait d'amener le courant à 0. Mais il faut bien évidemment que le dispositif auxiliaire puisse inverser la polarisation de l'interrupteur principal avant que le courant de défaut ne dépasse la capacité d'interruption du disjoncteur. Un ZSCB permet d'éviter ce problème en proposant une commutation naturelle.

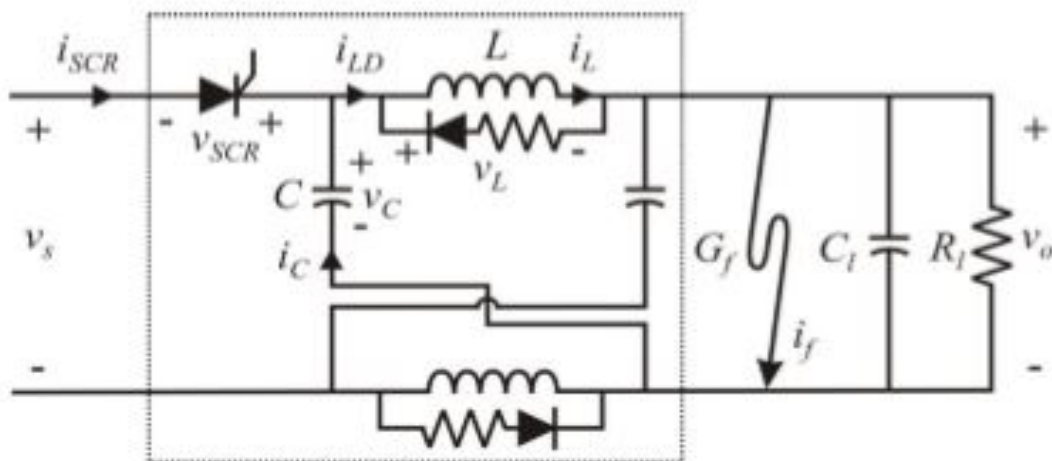


FIGURE 1.7 – Configuration classique d'un disjoncteur à source Z

L'idée principale est de prendre une partie d'un courant de défaut transitoire important et de le faire passer à travers les condensateurs de la source Z pour forcer le courant d'un thyristor contrôlé à approcher de zéro, ce qui fait que celui-ci s'ouvre naturellement. Ceux-ci seront particulièrement adaptés pour les réseaux de haute tension puisqu'ils proposent une commutation un peu plus lente, mais avec un plus grand pouvoir de coupure que les SSCB.

1.2.4 Gestion globale d'un défaut dans un micro-réseau

La gestion complète d'un défaut dans un micro-réseau est constituée de quatre étapes successives. Les courants et les tensions locales à l'endroit du défaut sont illustrés à la figure 1.8. Ces quatre étapes sont :

1.8. Ces quatre étapes sont :

1. Détection et localisation

Le défaut est détecté et localisé le plus vite possible sur le micro-réseau.

2. De-énergisation du système

Les convertisseurs limitent leur courant, les interrupteurs s'ouvrent afin que plus aucun courant ne puisse passer et les circuits auxiliaires dissipent l'énergie du défaut.

3. Isolation du défaut

Le système est ouvert, plus aucun courant ne passe et le défaut est éliminé.

4. Re-énergisation du système

Une fois que plus aucun défaut n'est détecté, les interrupteurs se ferment et les convertisseurs redémarrent afin de revenir au régime permanent.

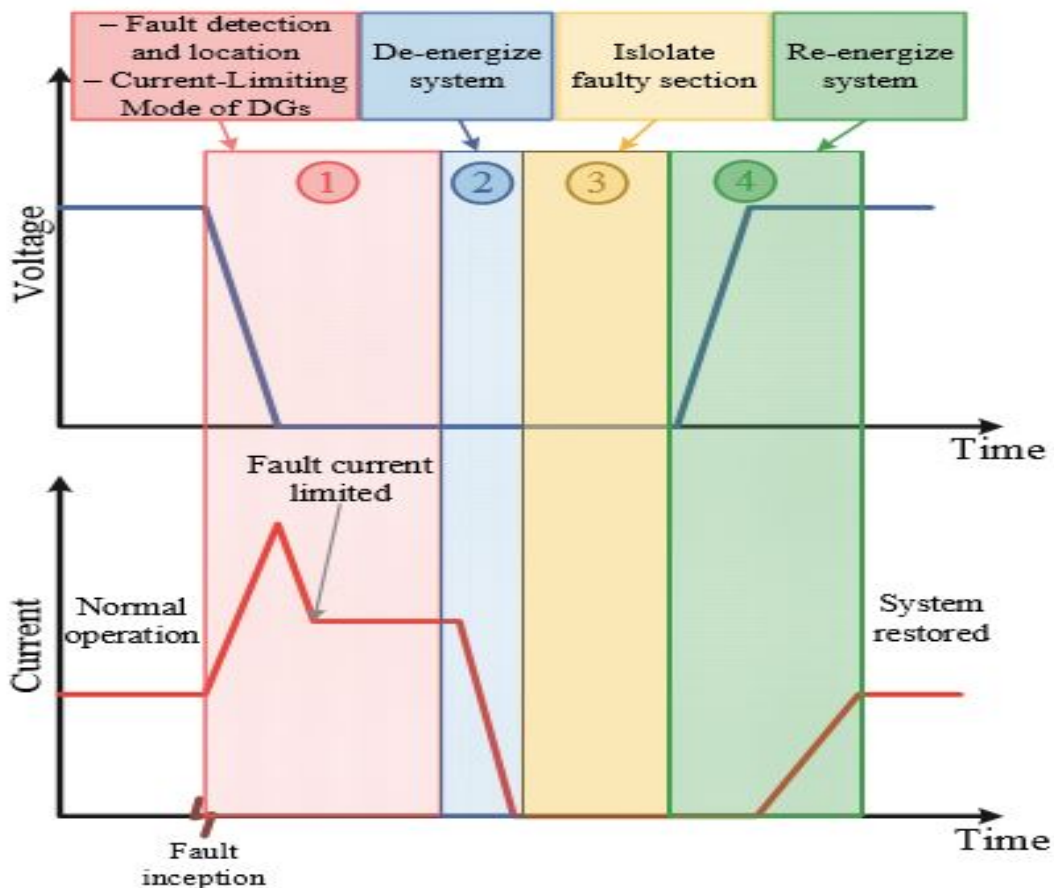


FIGURE 1.8 – Les 4 étapes successives dans la gestion d'un défaut

1.2.5 Principales méthodes de détection et de localisation des défauts

Il est évident que pour assurer la fiabilité d'un micro-réseau, la détection de l'apparition d'un défaut doit se faire le plus rapidement et le plus précisément possible.

Ces méthodes, présentées dans [28] et [30], peuvent être séparées en méthodes actives et passives. Les méthodes actives utilisent les signaux déjà existants, alors que les méthodes passives utilisent des dispositifs extérieurs qui injectent des signaux supplémentaires afin de détecter les défauts. L'avantage de ces dernières est leur grande précision malgré une complexité plus grande.

Nous pouvons encore une fois différencier ces méthodes de détection selon un autre critère, celui de la communication. On les divise donc en méthodes unitaire et non-unitaire. Les schémas de protection basés sur une détection unitaire permettent d'assurer la protection de zones spécifiques du micro-réseau. En effet, il y a en quelque sorte une communication entre différents points de celui-ci, des mesures sont prises par exemple aux deux extrémités d'une ligne et sont analysées au moyen d'un contrôleur décentralisé. Les schémas de protection ayant une technique non-unitaire suivent essentiellement une "valeur seuil" pour détecter les défauts et agissent uniquement de manière locale. Ils permettent plus de protéger un dispositif spécifique plutôt qu'une zone. Les méthodes de détection non-unitaires sont d'une plus grande complexité que les unitaires, mais sont bien souvent plus efficaces.

Il existe une multitude de méthodes de détection et de localisation d'un défaut en courant continu. Celles-ci vont être brièvement reprises et comparées dans cette section.

Détection par surintensité de courant - Overcurrent

Il s'agit de la méthode de détection des défauts la plus utilisée, surtout dans les réseaux en courant alternatif. Le principe est simple : en détectant une surintensité de courant instantanée, c'est-à-dire un courant dans une ligne supérieur à un seuil donné, l'opération de protection est déclenchée. La seule difficulté est de fixer correctement la valeur de seuil, qui doit être la plus petite possible afin de détecter tous les défauts, mais suffisamment grande pour ne pas déclencher à la moindre ondulation, qui pourrait se produire lors d'une simple variation de charge ou de production.

Détection basée sur la dérivation de mesures - di/dt ou dv/dt

Cette méthode utilise la mesure des dérivées du courant et/ou de la tension pour détecter les défauts. Si une variation de courant ou de tension au travers d'un dispositif dépassant la valeur seuil est mesurée, le déclenchement de la protection connectée à ce dispositif est appliqué.

Détection par prédiction de tension - Voltage Estimation

Particulièrement adaptée pour la topologie en "ring", cette méthode consiste à comparer la valeur de tension mesurée dans chaque zone et sa valeur attendue en condition normale. La prédiction de la tension en condition normale est basée sur la valeur moyenne des données de tension mesurées et échantillonnées précédemment. Cette méthode est à la fois très efficace mais aussi très sensible. En effet, étant donné que des variations surviennent toutes les secondes dans un micro-réseau, l'échantillonnage doit être très précis. De plus, si le défaut est fort éloigné ou que les résistances de défaut sont importantes, une tension normale peut être mesurée alors qu'il y a bien un défaut.

Détection par mesure de courant différentielle - Differential

La protection différentielle détecte les défauts au moyen de la différence de direction et d'intensité aux extrémités d'une zone spécifique au sein du micro-réseau. Sur une certaine ligne, la différence entre la valeur des courants d'entrée et de sortie est mesurée : $\Delta I = I_{in} - I_{out}$. Si cette différence est supérieure à une valeur seuil, préalablement déterminée, alors le contrôleur envoie un signal pour ouvrir les disjoncteurs de cette ligne.

Cette technique de protection est particulièrement efficace parce qu'elle détecte les défauts en observant uniquement la variation relative entre les entrées et le courant de sortie du composant de protection, indépendamment de l'impédance de défaut et de l'amplitude du courant de défaut.

C'est cette méthode que nous utiliserons lors de nos simulations dans la section 4.

Comparaison des méthodes de détection des défauts

Nous pouvons voir sur la figure 1.9, provenant de [18] la comparaison entre les différentes méthodes expliquées ci-dessus.

Protection Schemes	Working Principal	Claimed Operation Time	Proposed Functions	Suggested Configuration
Overcurrent [50,90]	$I > I_{th}$	< 2ms - Low Impedance Faults & < 5ms - High Impedance Fault	Fault Detection	LVDC Test Grid based on IEEE 14-bus system & Interconnected Topology
di/dt [28,107]	$I_{diff} > dI/dt$	< 0.1ms - Solid Fault & < 0.2ms - Low/High Impedance Fault	Fault Detection	Ring Topology
Voltage Estimation [97]	$\Delta V > V_{th}$	< 0.5ms	Fault Detection	Ring Topology
Handshaking [94]	$\Delta I > \Delta I_{th}$	Takes approx. < 0.3 s For the complete operation	Fault Detection, Location and Isolation	Ring Topology
Differential [25]	$I_{diff} = I_{in} + I_{out} > I_{th}$	< 2ms	Fault Detection and Isolation	Single bus & Ring Topology
Artificial Inductive [105]	Based on dI/dt	Takes approx. < 30ms For the complete operation	Fault Detection, Location and Isolation	Interconnected Topology
Active Distance Estimation [25,108]	Based on dI/dt & $I > I_{th}$	Takes approx. < 60ms For the complete operation	Fault Detection, Location and Isolation	Ring Topology

FIGURE 1.9 – Comparaison des différents schémas de protection pour des applications en LVDC

Gestion des défauts sans disjoncteur - Breaker less stratégie

Récemment, un effort important a également été consacré à l'intégration de la détection des défauts, de l'isolement et de la localisation dans les appareils, la protection dite "sans disjoncteur", présentée dans [10]. Les systèmes "sans disjoncteur" imposent des contraintes aux topologies des convertisseurs de puissance qui sont appliquées au système à courant continu. Ils ont des exigences d'intercommunication plus complexes et un temps de récupération plus long. De plus, les défauts restent plus longtemps en comparaison avec les protections par disjoncteurs. Cette stratégie de protection face aux défauts est prometteuse puisqu'elle ne nécessite pas de dispositif supplémentaire afin de repérer un défaut, mais les recherches dans le domaine n'ont pas encore été concluantes. Néanmoins, une stabilisation et une gestion des défauts totalement réalisées via les convertisseurs déjà présents semblent prometteuses.

1.3 Contrôle des micro-réseaux en courant continu

Le contrôle de la tension en tout point du réseau est principalement réalisée au moyen des convertisseurs internes de chaque unité de production et par son système de stockage comme expliqué dans la thèse [27] et dans le travail de recherche [9]. Il existe trois types de contrôle possibles sur un micro-réseau (voir figure 1.10).

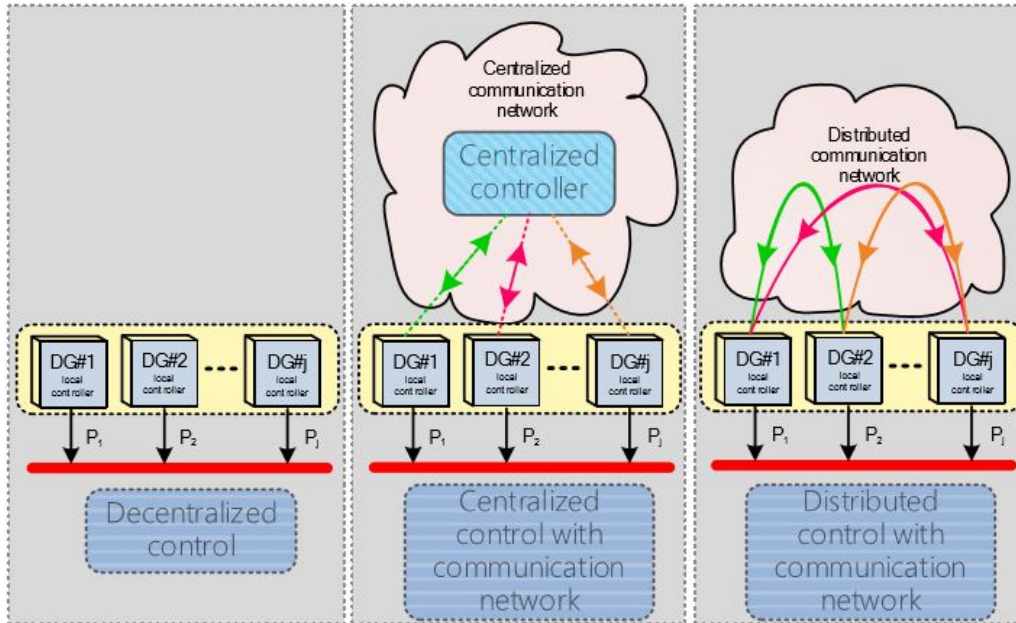


FIGURE 1.10 – Les différents contrôles d'un micro-réseau en courant continu

- Décentralisé : tous les convertisseurs s'occupent de maintenir leurs consignes constantes sans lien avec les autres convertisseurs.
- Centralisé : tous les convertisseurs sont connectés à un CPU central au moyen de canaux de communication.
- Distribué : tous les convertisseurs sont connectés les uns aux autres via un réseau de communication.

Rappelons que les moyens de production et les charges sont connectés au réseau général au moyen de convertisseurs qui stabilisent leurs valeurs caractéristiques en interne, c'est le contrôle 0. Pour les niveaux de contrôle supérieurs 1 et 2, il existe trois types de structures différentes comme nous pouvons voir sur la figure 1.10.

Ces trois types de contrôles, également présentés dans [12], ne seront pas davantage détaillés car ce n'est pas le but principal de ce travail. Néanmoins, il est intéressant de comprendre que dans l'ordre, ces trois types de contrôle deviennent de plus en plus efficaces mais nécessitent une plus grande complexité d'implémentation.

Chaque niveau permet un contrôle, soit de la tension en un certain point, soit du flux de puissance y circulant. Les trois différents niveaux de contrôle sont visibles sur la figure 1.11.

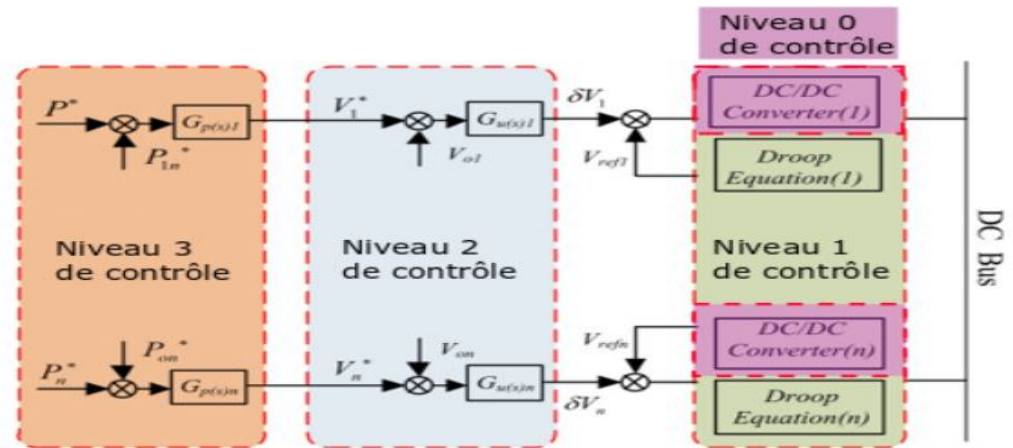


FIGURE 1.11 – Les différents niveaux de contrôle d'un micro-réseau en courant continu

1.4 La normalisation des infrastructures en courant continu

Selon les lois de l'électromagnétisme, toute entité utilisant de l'énergie électrique provoque des variations dans ses valeurs nominales. Au début des années 80, pour les réseaux en courant alternatif, la normalisation a vu le jour pour assurer un bon fonctionnement entre toutes les installations perturbatrices et toutes installations sensibles connectées ensemble. On mit donc en place des règles spécifiques que doit respecter toute installation pour pouvoir se connecter sur un même réseau [30].

L'un des problèmes fondamentaux dans la réalisation de micro-réseaux à courant continu est l'absence de normes et de lignes directrices à respecter et sur lesquelles s'appuyer pour la sécurité et la stabilité de ceux-ci. Ceci est dû à l'importance infime des réseaux DC en comparaison avec les réseaux en courant AC. Il y a donc un manque criant d'expérience pratique et de recherche dans ce domaine. Actuellement, les industriels qui créent des réseaux en courant continu utilisent leurs propres normes. Nous ne sommes donc qu'au début de la normalisation dans les réseaux en courant continu. Quelques comités et sous-comités

techniques travaillent sur le sujet dans le cadre de l'IEEE, de la CEI, de l'ETSI, etc.

Étant donné qu'il existe différentes configurations de réseaux, une analyse de chaque configuration, des schémas de mise à la terre, des technologies de disjoncteurs disponibles dans différentes conditions de défaut est nécessaire pour élaborer des critères de protection standard.

Chapitre 2

Dimensionnement du micro-réseau étudié

2.1 Contexte et hypothèses

Les énergies renouvelables étant fortement dépendantes des données climatiques, il a été nécessaire de considérer un endroit sur la terre où potentiellement réaliser notre micro-réseau. Ce choix s'est porté sur un village en République démocratique du Congo.

En effet, il y a un réel besoin d'électrification dans ce pays puisqu'en 2016, un rapport a montré qu'environ 14 % de la population en RDC n'a pas encore accès à l'électricité, principalement dans les zones rurales du nord-est du pays. Nous avons donc choisi pour nos calculs le village de Limo (-0.841 O, 26.282 N), un village d'environ 500 habitants.

Le micro-réseau

Notre micro-réseau est représenté à la figure 2.1. Celui-ci a une topologie bipolaire composée de deux câbles généraux comportant trois niveaux de tension différents : +200V, 0 et -200V. Ce choix de tension s'est fait en utilisant la standardisation de la multinationale ABB, fort active dans les micro-réseaux. Nous avons prévu cinq unités de production : deux éoliennes ainsi que trois installations photovoltaïques. Les différentes charges de consommation seront au nombre de 9. Toutes ces entités sont reliées au système de stockage qui assure tout le contrôle de la tension sur le réseau.

Notons que les convertisseurs n'ont pas été représentés sur la figure 2.1 par souci de clarté. Bien entendu, les installations PV et éoliennes sont connectées sur le micro-réseau au moyen de convertisseurs boost. Certaines charges sont connectées sur le micro-réseau au travers d'un convertisseur buck. La batterie, quant à elle, est connectée via un convertisseur buck-boost. Les disjoncteurs associés à chaque ligne sont représentés par un carré muni d'un "B" en son centre.

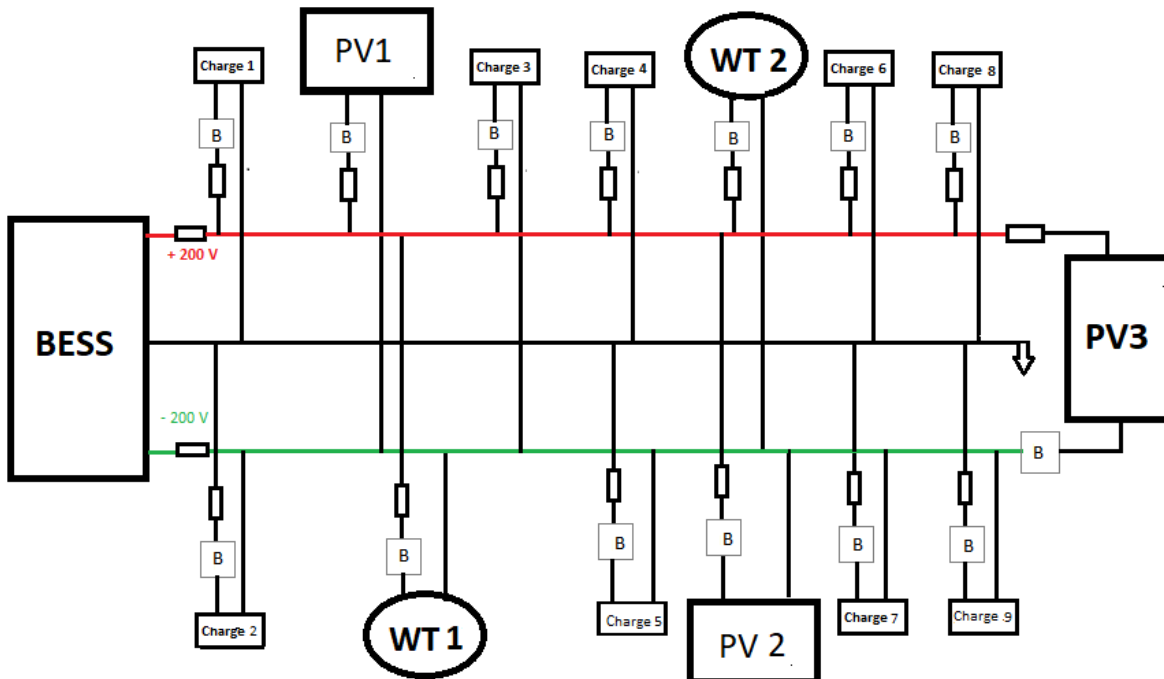


FIGURE 2.1 – Schéma du micro réseau étudié

Les longueurs des lignes de notre micro-réseau (voir la section 2.3) étant toutes de 200 m, notre micro-réseau occupe dans l'espace un carré de 400 m de côté. En effet, 400 m séparent le BESS de l'installation PV3 et il y a 400 m également entre les charges connectées sur le pôle positif (et la terre) et celles connectées sur le pôle négatif (et la terre).

Les moyens de production seront connectés au plus haut niveau de tension : 400V, tandis que les charges, pour leur sécurité, seront connectés aux plus bas niveaux de tension possibles : +200V ou -200V.

Le dimensionnement énergétique permettra de déterminer les puissances des moyens de production et de stockage à installer, afin d'avoir un management de l'énergie efficient tout au long de l'année.

L'ensemble de nos simulations seront réalisées au moyen du logiciel *Simulink/Simscape*.

Cette section permettra dans un premier temps, sur base de nos hypothèses, de dimensionner notre micro-réseau du point de vue énergétique et ensuite, de déterminer les modèles des dispositifs utilisés, ainsi que le dimensionnement de leurs composants.

L'équilibrage du micro-réseau

Notons que notre micro-réseau n'étant pas constitué de nombreux moyens de production et de consommation, il ne se caractérise pas par une grande inertie, contrairement aux grands réseaux nationaux AC présents dans nos régions. Nous entendons par là que la perte d'une ligne engendrera directement des perturbations qu'il faut au plus vite éliminer.

Notre réseau étant bipolaire, afin de maintenir les valeurs des tensions entre les pôles égales, il faut répartir de manière équitable entre les deux pôles les moyens de production et de consommation. Si un déséquilibre venait à apparaître, celui-ci engendrerait une différence entre les tensions des deux pôles. Il convient donc de brancher les charges aux bons endroits afin d'avoir un bon équilibre en régime permanent. Les moyens de productions étant connectés entre les deux pôles, ceux-ci n'influenceront pas l'équilibre entre ces derniers. Ce sont donc les charges qui devront être équitablement connectées et réparties sur les deux pôles, ceci dans le but de consommer la même puissance sur les deux pôles.

Note : En pratique, cet équilibre de charge parfait sera impossible. En effet, ce réseau étant là pour apporter de l'électricité à de nombreux utilisateurs, la consommation variera tout le temps en fonction du nombre de personnes qui se connectent, la consommation électrique d'un humain n'étant absolument pas constante. Mais pour nos simulations, nous supposerons que les consommations sont identiques sur les deux pôles afin de tirer au mieux des conclusions sur le fonctionnement de notre dispositif de protection.

2.2 Dimensionnement énergétique

Le photovoltaïque étant particulièrement rentable et intéressant dans cette région du monde, notamment pour sa constance de production tout au long de l'année, c'est donc en panneaux solaires que nous investirons le plus. Selon le rapport [14], la consommation électrique moyenne d'un habitant de la République Démocratique du Congo fut en 2016 d'environ 110 [kWh/hab].

Les hypothèses que nous allons prendre seront les suivantes :

- Le rendement interne des convertisseurs sera de : $\eta_{conv} = 0.95$.
- 70 % de l'énergie sera produite au moyen d'énergie photovoltaïque.
- 30 % de l'énergie sera produite au moyen d'éoliennes.
- Par sécurité, nous arrondirons vers le haut les puissances des installations. Il s'agit en effet d'une sécurité nécessaire lors du dimensionnement de moyens de production basés sur des sources renouvelables.
- Nombre d'utilisateurs = 500.

L'énergie totale que devront produire nos moyens de production renouvelables sera donc de : $E_{totale} = 500 * 110 = 55000 [kWh]$. L'énergie totale produite par l'installation photovoltaïque sera donc de : $E_{pv} = 38500 [kWh]$ et celle produite par l'installation éolienne sera de : $E_{wind} = 16500 [kWh]$.

2.2.1 Installation photovoltaïque

Étant donné le caractère intermittent des énergies renouvelables, celles-ci ne produisent en aucun cas en permanence à puissance nominale. Pour calculer la puissance photovoltaïque que nous devons raccorder à notre micro-réseau, nous allons prendre les données d'irradiation en $[kwh/m^2]$ de notre village, que nous pouvons voir à la figure 2.2, trouvées sur le site *Photovoltaic Geographical Information System* [8]. Nous savons également que le coefficient de performance d'un panneau en conditions réelles en Afrique est : $r_p \approx 0.75$.

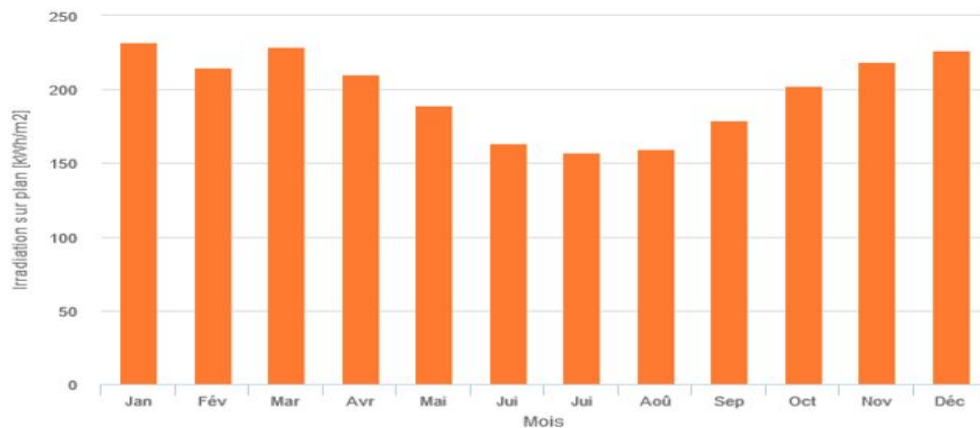


FIGURE 2.2 – Données d'irradiation moyenne par mois pour un certain angle fixé

En utilisant ces données, nous avons obtenu l'ensoleillement moyen par année qui vaut : $G_{tot} = 2314 \text{ [kWh/m}^2\text{]}$ (en considérant que la variabilité de cette production inter-annuelle est $\approx 30.85 \text{ [kWh/m}^2\text{/an]}$). L'énergie produite par $[kwp]$ d'installé vaut donc : $E_{kwp} = r_p * G_{tot} = 0,75 * 2314 = 1735.5 \text{ [kWh/kWp]}$.

Donc, il nous faut installer :

$$P_{pv} = \frac{E_{pv}}{E_{kwp} * \eta_{conv}} = \frac{38500}{1735.5 * 0.95} = 23.35 \text{ [kW]} \approx 24 \text{ [kW]}$$

Nous pouvons également trouver le nombre de modules photovoltaïques que cela nécessite. Les caractéristiques techniques du panneau choisi sont obtenues sur le site internet [3] ; il s'agit d'un panneau ayant une puissance de crête égale à : $P_{mod} = 290[\text{Wp}]$ et comme surface : $A_{mod} = 1.24[\text{m}^2]$.

Nous pouvons alors calculer le nombre de panneaux :

$$n_{mod} = \frac{P_{pv}}{P_{mod}} = \frac{24000}{290} \approx 83 \text{ [modules]}$$

Ce qui équivaut à une surface de : $A_{tot} = 83 * 1.24 = 103 \text{ [m}^2\text{]}$ de panneaux photovoltaïques. En considérant l'espace nécessaire entre les modules pour la maintenance et pour éviter qu'ils ne se fassent de l'ombre, nous pouvons considérer que l'espace de terrain nécessaire pour notre installation photovoltaïque devra être multiplié par un facteur de correction de 1.3. L'espace de terrain total sera donc d'environ : $A_{installationPV} = 1.3 * 103 \approx 134 \text{ [m}^2\text{]}$.

2.2.2 Installation éolienne

La puissance éolienne à installer sera calculée de manière différente, en prenant comme hypothèse que l'on connaît le facteur de charge d'une éolienne moyenne de petite puissance. En effet, nous avons décidé de privilégier la facilité d'installation et non son rendement. Le petit éolien, malgré son rendement énergétique et un facteur de charge moins élevé que le grand éolien, sera privilégié pour ce genre de micro-réseau, compte-tenu du fait que ces réseaux sont souvent mis dans des endroits difficiles d'accès et éloignés de zones industrielles, rendant leur mise en place et leur entretien compliqués. Il est donc préférable de mettre plusieurs petites éoliennes, compactes, facilement transportables et avec une maintenance

plus facile qu'une grande éolienne plus performante. De plus, nous pouvons considérer que le facteur de charge u_f d'une éolienne de moins de 20 m est d'environ 0.21 dans cette région du monde.

Nous avons donc :

$$P_{wind} = \frac{E_{wind}}{T * u_f * \eta_{conv}} = \frac{16500}{8760 * 0.21 * 0.95} = 9.44 \text{ [kW]} \approx 10 \text{ [kW]}$$

Nous faisons donc le choix d'installer sur notre micro-réseau deux éoliennes de 5 [kW] de puissance nominale chacune. Chaque éolienne sera d'une hauteur de 12 mètres, ce qui est tout à fait acceptable pour répondre à nos besoins. Ses caractéristiques techniques sont consultables sur le site [4].



Caractéristiques principales :

- Puissance nominale : 5 [kW]
- Puissance max : 6 [kW]
- Diamètre du rotor : 6.40 [m]
- Hauteur du mât porteur : 12 [m]
- Tension nominale : 240 [V]
- Vitesse de démarrage du vent : 2 [m/s]
- Vitesse de coupure du vent : 45 [m/s]

2.2.3 Système de stockage

Dans un micro-réseau, le rôle du système de stockage est essentiel comme expliqué dans la section 1.3. En effet, celui-ci permet d'assurer le contrôle du micro-réseau en assurant une continuité dans la tension sur le bus principal, en fournissant le surplus d'énergie lors des pics de consommation et en absorbant le surplus d'énergie produite lors des pics de production. Le système de stockage est d'autant plus important pour les micro-réseaux ayant des moyens de production basés sur des énergies renouvelables au vu de leur caractère imprévisible et intermittent.

Rappelons que l'énergie ne se stocke pas directement sous forme électrique. L'électricité est en effet produite au moyen de sources d'énergie primaires, elle est stockée sous forme

d'énergie potentielle (mécanique, thermique ou électrochimique) et est ensuite restituée sur le réseau dans sa forme de départ, sous forme électrique. Comme expliqué dans la présentation [11], la sélection d'un type de stockage dépend de plusieurs critères tels que la densité de puissance, la densité énergétique, le rendement, le nombre de cycles de vie, le coût,...

Étudions la figure 2.3 issue de [17] afin de déterminer au mieux le moyen de stockage d'énergie de notre micro-réseau.

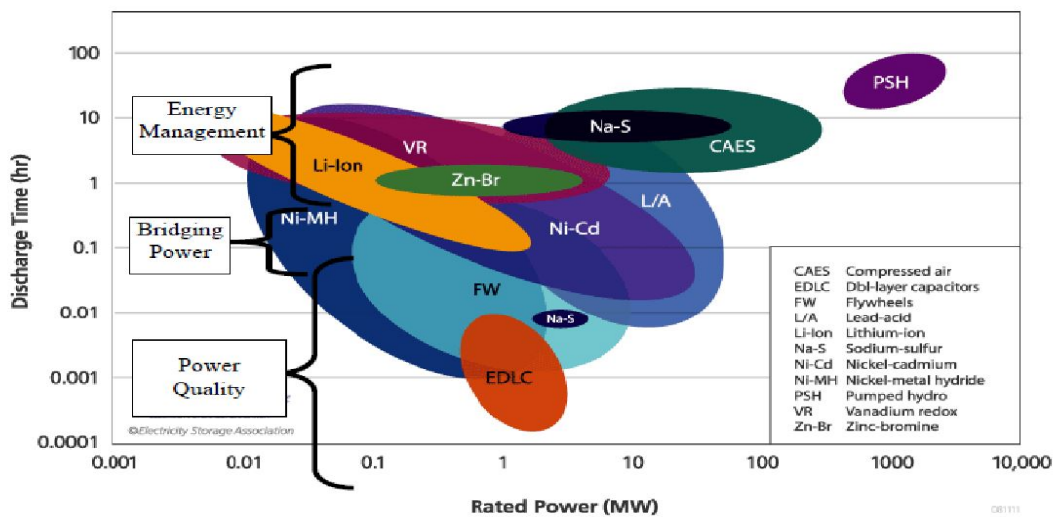


FIGURE 2.3 – Puissance et temps d'exécution des différents moyens de stockage

Dans notre cas, il nous a semblé évident que le stockage électrique sous forme électrochimique, c'est-à-dire des batteries, était le meilleur choix. En effet, sa rapidité d'exécution rend le contrôle plus facile. De plus, les batteries se retrouvent dans la plage de puissance qui nous intéresse, de l'ordre de ≈ 10 [kW].

Un autre critère important dans notre cas, c'est la durée de vie et surtout le nombre de cycles de charge-décharge de notre batterie. En effet, pour rappel, notre micro-réseau sera mis en place dans un endroit fort éloigné de zones industrielles, la maintenance de notre installation de stockage doit donc être la plus minime possible.

Nous avons donc opté pour un pack de batteries de type Li-ion car parmi les différentes technologies de batteries, les Li-ion sont recommandées dans beaucoup d'articles de recherche pour des applications autonomes du fait de leur grande durée de vie et de leur sécurité.

Le dimensionnement de notre pack de batteries sera très succinct et proviendra de la méthode expliquée dans [5]. Nous ne considérons ici aucun effet saisonnier sur les moyens de production ainsi qu'aucun effet mémoire des électrodes. La capacité totale de nos batteries se calcule de la manière suivante :

$$E_{batterie} = \frac{N_{jours} * E_{journalière} * F_T}{D_{od} * \eta_{bat}} \quad (2.1)$$

Les différents termes de cette équation ont été pris selon nos hypothèses. Nous considérons que notre batterie devra pouvoir fournir toute l'énergie nécessaire pour alimenter notre micro-réseau pendant deux jours consécutifs sans aucune énergie produite via nos moyens de production renouvelables. L'énergie journalière envoyée sur le micro-réseau par les batteries, fournie essentiellement la nuit, donc durant environ 8 heures, est calculée en considérant la puissance moyenne de consommation et la durée de cette consommation :

$$E_{journalière} = P_m * T_{conso} = \frac{55000}{365 * 24} * 8 = 50.25 [kwh]$$

Le paramètre F_T modélise la plus petite température à laquelle les batteries doivent fonctionner, à savoir $10^\circ C$, pour cette température $F_T = 1.19$. D_{od} est quant à lui le facteur de charge de la batterie et nous prenons pour nos calculs : 0.8. Enfin, le rendement total de la batterie correspond au rapport de l'énergie transmise au micro-réseau sur l'énergie absorbée par la batterie depuis celui-ci ; pour les Li-ion ce rendement est très bon et vaut : $\eta_{bat} \approx 0.96$. Ce qui donne comme énergie stockée :

$$E_{batterie} = \frac{2 * 50.25 * 1.19}{0.8 * 0.96} = 155.655 \approx 160 [kwh]$$

Enfin, pour le dimensionnement d'une batterie, il est d'usage de donner sa capacité :

$$C_{batterie} = \frac{E_{batterie}}{Voltage} = \frac{160000}{400} = 400 [Ah]$$

Nous pouvons voir que la capacité de notre batterie est assez conséquente. Ceci est principalement dû au fait que nous considérons deux jours d'énergie fournie au réseau uniquement par la batterie. C'est bien évidemment un avantage très important pour les populations utilisant ce réseau, mais cette sécurité a un coût. Le budget consacré à la batterie pourrait être fortement réduit si nous acceptons le risque de black-out occasionnel en cas de conditions

climatiques défavorables.

2.3 Les lignes

Les lignes, c'est-à-dire les câbles, peuvent dissiper une puissance non négligeable. Il convient donc de les faire intervenir dans nos différentes simulations. Ces lignes relient les différents dispositifs de notre micro-réseau, elles seront modélisées par une résistance ainsi qu'une inductance en série. Nous allons prendre des câbles en cuivre pour notre micro-réseau. Il est évident que plus une ligne sera longue, plus son impédance totale sera élevée. Pour dimensionner ces câbles, nous allons prendre les valeurs de puissance et de courant les plus grandes possibles afin de faire face aux conditions les plus défavorables qui pourraient survenir.

Pour une tension max de 400 V et avec une puissance maximale demandée ou fournie de l'ordre de $\approx 50 \text{ kW}$, la section de nos câbles (sachant que nous sommes en configuration bipolaire) devra être de 85 mm^2 pour que ces dissipations soient raisonnables. En effet, pour calculer la section de nos câbles en courant continu basse tension, nous prenons comme formule :

$$Section = \frac{\rho * L * I}{\Delta V} = 85 \text{ [mm}^2\text{]}$$

Avec :

- $\rho = 1.7 * 10^{-8} \text{ [\Omega m]}$, la résistivité du cuivre
- $L = 400 \text{ [m]}$, la longueur de l'aller et du retour du câble
- $I = \frac{50000}{400} = 125 \text{ [A]}$, le courant circulant dans un câble
- $\Delta V = 10 \text{ [V]}$, la chute de tension acceptable au bout des lignes

Pour calculer la résistance linéique de ces lignes, nous utilisons la loi de Pouillet :

$$R = \rho \frac{1}{S} = 0.2 \text{ [\Omega/km]}$$

Nous avons :

- $\rho = 1.7 * 10^{-8} \text{ [\Omega m]}$, la résistivité du cuivre
- $S = 85 \text{ [mm}^2\text{]}$, la section du câble

Enfin, la partie inductive de nos câbles sera calculée au moyen de la formule générale de l'inductance pour un câble de transmission :

$$L = \frac{\mu_0}{\pi} \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{d}{r} \right) = 0.167 \text{ [mH/km]}$$

Avec :

- $\mu_0 = 4\pi * 10^{-7} \text{ [kgmA}^{-2}\text{s}^{-2}\text{]}$, perméabilité magnétique du vide
- $r = 5.2 \text{ [mm]}$, le rayon d'un câble
- $d = 15.4 \text{ [mm]}$, la distance entre les deux pôles parallèles au sein de la gaine isolante.
Nous prenons cette distance comme : $2r + 5 \text{ [mm]}$ ou 5 [mm] correspond à la distance qui sépare les deux pôles.

Toutes nos lignes ayant une même longueur de 200 [m], elles seront modélisées comme une résistance en série avec une inductance, respectivement de valeurs : 0.04 [Ω] et 33.4 [μH]

2.4 Les charges

Les charges seront simplement modélisées par une résistance. Elles représenteront bien la consommation des 500 habitants dépendant de notre micro-réseau. Notre réseau single bus bipolaire dispose de trois niveaux de tension : +200V, 0 et -200V. Il nous est donc possible de brancher nos charges sur deux niveaux de tension : 400V ou 200V. Cependant, nous savons que la plupart des appareils domestiques qui seront utilisés par les utilisateurs de notre micro-réseau fonctionneront à divers niveaux de tension, bien souvent inférieurs à 200V. Il est donc pertinent de connecter nos charges à un convertisseur buck (hacheur dévolteur). Nous choisirons d'implémenter deux bucks différents, nous permettant d'abaisser la tension de 200V à 40V et à 80V.

Note : Cette section reprendra une méthode générale pour dimensionner complètement l'électronique de puissance d'un convertisseur. Cette méthode est tirée du cours [6], elle fut également utilisée dans [9] et sera également utilisée pour les parties 2.5, 2.6 et 2.8. Les calculs complets ainsi que les justifications sur le choix de l'électronique de puissance utilisée n'étant pas le but principal de ce travail, nous détaillerons uniquement les calculs pour cette section 2.4.

2.4.1 Dimensionnement du convertisseur buck

Le principe du convertisseur buck est qu'en jouant sur la durée d'ouverture et de fermeture de ses interrupteurs, il permet d'abaisser une tension à un autre niveau tout en ayant un bon rendement. Le convertisseur buck dispose d'un interrupteur commandable (le transistor Q_1), ainsi que d'un interrupteur non commandable (la diode D_1). Sur la figure 2.4 représentant notre convertisseur buck, les tensions d'entrée et de sortie sont respectivement notées : V_g et V .

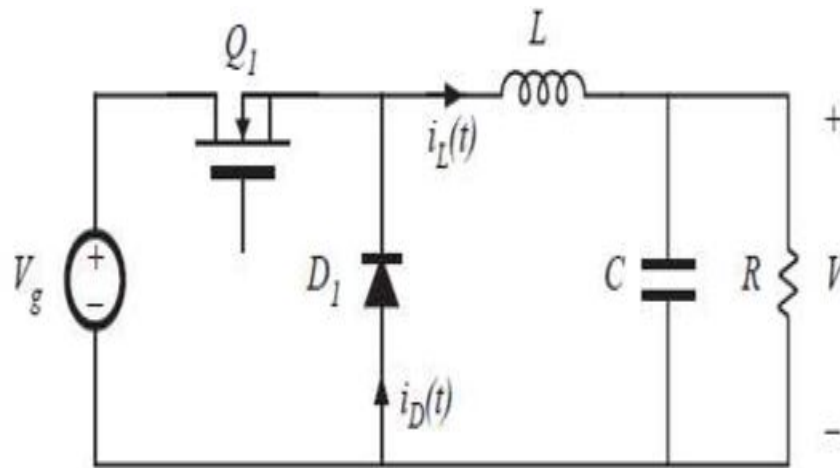


FIGURE 2.4 – Schéma général d'un convertisseur buck (hacheur dévolteur)

Le composant essentiel est l'inductance L . C'est elle qui permet l'effet d'abaissement de la tension en passant alternativement à fréquence élevée de charge à décharge. Pendant sa charge, elle s'oppose au courant la traversant en élevant la tension à ses bornes, permettant de ce fait une diminution de la tension en aval. Et lors de sa décharge, elle fournit une certaine tension en aval, alors que le générateur en amont est déconnecté.

C'est cette alternance de mode de fonctionnement à haute fréquence qui, au moyen d'élément capacitif, permet d'avoir une tension continue relativement lissée en sortie.

Les hypothèses

- Le partie DC du courant $i_L(t)$ est le courant DC i_{out} sortant du convertisseur.
- La partie AC du courant $i_L(t)$ va dans la capacité C .
- La tension moyenne $\langle v_L \rangle$ aux bornes de l'inductance vaut 0 sur une période.
- Le courant moyen $\langle i_C \rangle$ allant dans la capacité vaut 0 sur une période.
- Le convertisseur ne fonctionne jamais en mode lacunaire.

- Pour le dimensionnement des composants, on considère une tension d'entrée $V_g = V_{in}$ et de sortie $v(t) = V_{out}$ du convertisseur, comme étant constantes. Les courants d'entrée i_{in} et de sortie i_{out} sont également considérés constants.

Les différents modes de fonctionnement

Le fonctionnement d'une période complète de notre convertisseur peut être divisé en deux phases suivant l'état dans lequel se trouvent les interrupteurs. La durée de la période est : T , la fréquence de switch est donc : $f_{sw} = \frac{1}{T}$.

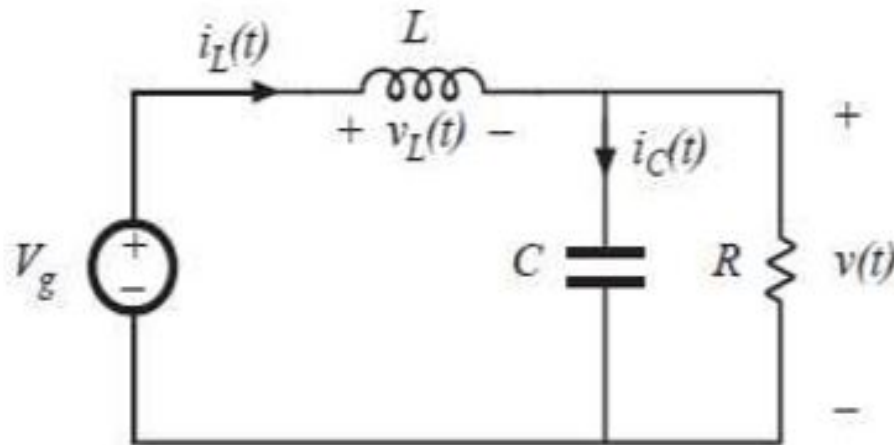


FIGURE 2.5 – Phase 1 : le transistor Q_1 est ON et la diode D_1 est bloquante

Pendant la phase illustrée sur la figure 2.5, le transistor est commandé ON et la diode est bloquante. Cette phase dure de $0 < t < \theta T$ où θ est la proportion du temps pendant lequel le switch est fermé. Nous avons donc :

- $v_D(t) = V_{in} = V_g$
- $v_L(t) = V_{in} - V_{out} = V_g - v(t)$

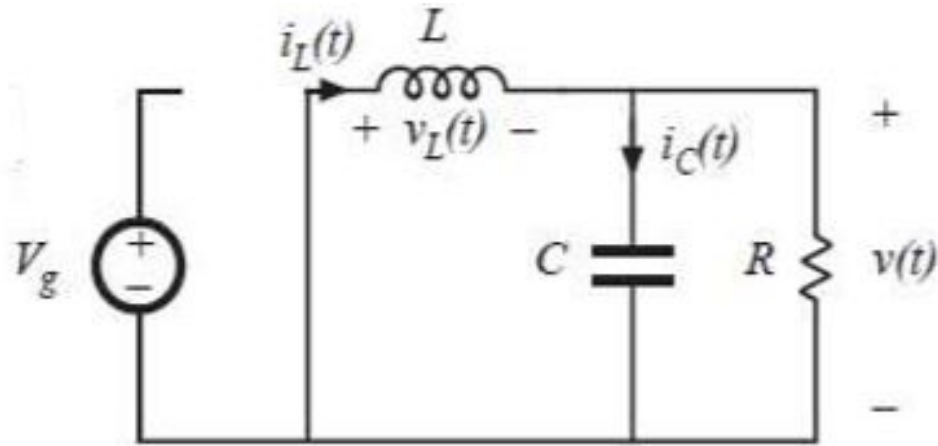


FIGURE 2.6 – Phase 2 : le transistor Q_1 est OFF et la diode D_1 est passante

Pendant la phase illustrée sur la figure 2.6, le transistor est commandé OFF et la diode est passante. Cette phase dure de $\theta T < t < T$. Nous avons donc :

- $v_D(t) = 0$
- $v_L(t) = -V_{out} = -v(t)$

Puisque V_{in} correspond à la tension du bus sur lequel notre convertisseur buck est connecté, nous pourrions donc fixer la tension de sortie que nous voulons juste en modifiant le duty cycle θ de notre interrupteur.

Détermination de la tension de sortie en fonction du duty cycle :

Comme la valeur moyenne aux bornes de l'inductance sur une période complète vaut 0, cela donne :

$$\langle v_L \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T v_L(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^{\theta T} (V_{in} - V_{out}) dt + \frac{1}{T} \int_{\theta T}^T (-V_{out}) dt = 0$$

\Leftrightarrow

$$\theta V_{in} = \theta V_{out} + (1 - \theta) V_{out}$$

Ce qui nous donne l'équation 2.2 suivante :

$$V_{out} = \theta * V_{in} \tag{2.2}$$

Détermination de l'inductance sur base du courant de ripple maximal :

Nous allons pouvoir dimensionner notre inductance en fixant la valeur de courant de ripple maximal que nous voulons. Le courant de ripple maximal est la différence entre la valeur maximale de courant dans l'inductance et sa valeur minimale lors d'un cycle. Comme $v_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} \Leftrightarrow \frac{di_L(t)}{dt} = \frac{v_L(t)}{L} \rightarrow i_L(t)$ évolue linéairement pendant les deux phases, comme nous pouvons le voir à la figure 2.7. Le ripple maximal de courant est égal à $\Delta i_L = i_L \theta T - i_L T$.

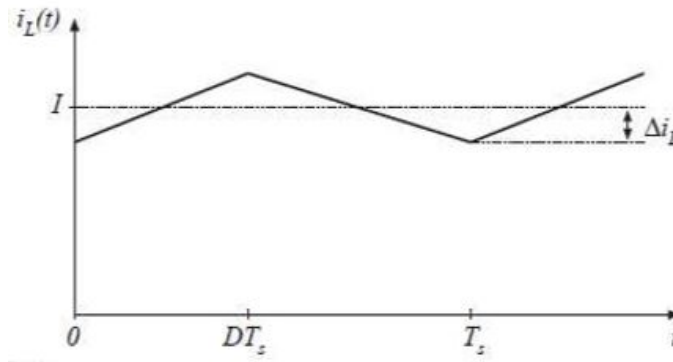


FIGURE 2.7 – Variation du courant $i_L(t)$ dans l'inductance

Les équations différentielles du courant $i_L(t)$ donnent pour les deux phases les équations linéaires suivantes :

— Phase 1 : $\frac{di_L}{dt} = \frac{V_{in} - V_{out}}{L} \Leftrightarrow i_L(t) = \frac{V_{in} - V_{out}}{L} t + A$

— Phase 2 : $\frac{di_L}{dt} = \frac{-V_{out}}{L} \Leftrightarrow i_L(t) = \frac{-V_{out}}{L} t + B$

En prenant l'expression du courant dans la deuxième phase, l'expression du courant de ripple maximal est : $\Delta i_L = i_L(\theta T) - i_L(T) = \frac{-V_{out}}{L} \theta T + B - (\frac{-V_{out}}{L} T + B)$. Cela nous donne l'expression suivante : $\Delta i_L = \frac{V_{out}(1-\theta)}{L} T$. On obtient donc l'équation suivante qui nous permettra de dimensionner notre inductance après avoir fixé la variation de courant maximale que nous désirons :

$$L = \frac{V_{out}(1-\theta)T}{\Delta i_L} \quad (2.3)$$

Détermination de la capacité sur base de la tension de ripple maximale :

Nous allons pouvoir dimensionner notre capacité en fixant la valeur de tension de ripple maximale aux bornes de notre capacité de sortie. Elle définit l'écart d'amplitude maximale des oscillations de tension de sortie que nous acceptons. En partant de l'expression du courant dans une capacité : $i_c(t) = C \frac{du_c(t)}{dt}$, nous obtenons l'expression : $\Delta u_c = \frac{1}{C} \int_{t_1}^{t_2} i_c(t) dt$ avec

t_1 et t_2 correspondant respectivement au temps où $u_c(t)$ est minimal et au temps où $u_c(t)$ est maximal. Et comme $i_c(t) = i_L(t) - i_{out}$, il nous suffit d'intégrer l'aire du triangle sur la figure 2.7. Ce triangle ayant comme hauteur : $\Delta i_L(t)$ et comme base : $\frac{T}{2}$. Ce qui donne :

$$\Delta u_c = \frac{1}{C} \int_{t_1}^{t_2} i_c(t) dt = \frac{1}{C} \frac{T}{2} \frac{\Delta i_L}{2} \frac{1}{2} = \frac{\Delta i_L T}{8C}$$

Nous obtenons donc l'équation suivante, qui nous permettra de choisir notre capacité C, en fonction de notre variation de tension en sortie admissible :

$$C = \frac{V_{out}(\theta - 1)T^2}{8L\Delta u_c} \quad (2.4)$$

Filtre d'entrée

Les fonctions du filtre en entrée du convertisseur sont les suivantes :

- s'assurer que la source vue par l'interrupteur est une source de tension parfaite,
- limiter l'oscillation du courant d'entrée.

En effet, puisque l'interrupteur d'un convertisseur s'ouvre et se ferme à haute fréquence et en raison des imperfections des composants, le signal carré du courant entrant dans le convertisseur n'est pas parfait. Si l'on calcule sa transformée de Fourier, on se rend compte que son spectre est la somme d'une composante continue et de plusieurs harmoniques à d'autres fréquences de plus ou moins faibles intensités. Ces harmoniques sont bien sûr à éliminer puisqu'elles perturbent les composants du convertisseur et qu'elles engendrent des pertes non négligeables.

Pour ce faire, nous allons utiliser un filtre d'entrée. Ce filtre peut être réalisé de plusieurs manières, le nôtre sera constitué du montage de la figure 2.8. Celui-ci permettra d'éviter un overshoot (c'est-à-dire une résistance nulle) qui augmentera fortement l'amplitude de l'harmonique à la fréquence de résonance.

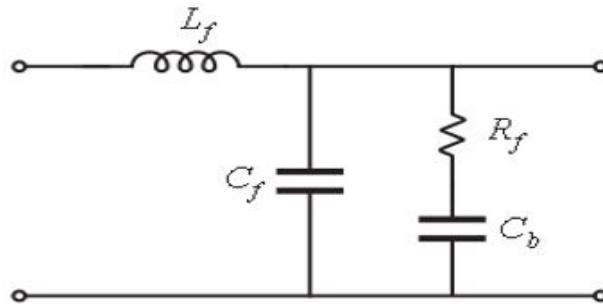


FIGURE 2.8 – Modèle du filtre d'entrée utilisé pour notre convertisseur

Pour le dimensionnement des composants du filtre, il y a plusieurs conditions à respecter. Tout d'abord, il faut que l'inductance L_f soit suffisamment petite pour ne pas altérer le fonctionnement de l'inductance principale L . Généralement, nous prenons une inductance de filtrage d'entrée 10 x inférieure à l'inductance principale du convertisseur. La fréquence de résonance du filtre $f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_f C_f}}$ doit être beaucoup plus petite que la fréquence de switching de l'interrupteur, on la prend 10 fois inférieure. La résistance de dissipation qui permet de limiter l'overshoot doit valoir l'impédance caractéristique de filtre LC. Et la capacité de découplage est prise comme 3 fois supérieure à la capacité de filtrage C_f , afin qu'elle puisse correctement rejeter le pôle à une décade de la fréquence de résonance. Les équations de dimensionnement du filtre sont donc :

$$L_f = 0.1L \quad C_f = \frac{1}{L_f(2\pi f_0)^2} \quad R_f = \sqrt{\frac{L_f}{C_f}} \quad C_b = 3C_f \quad (2.5)$$

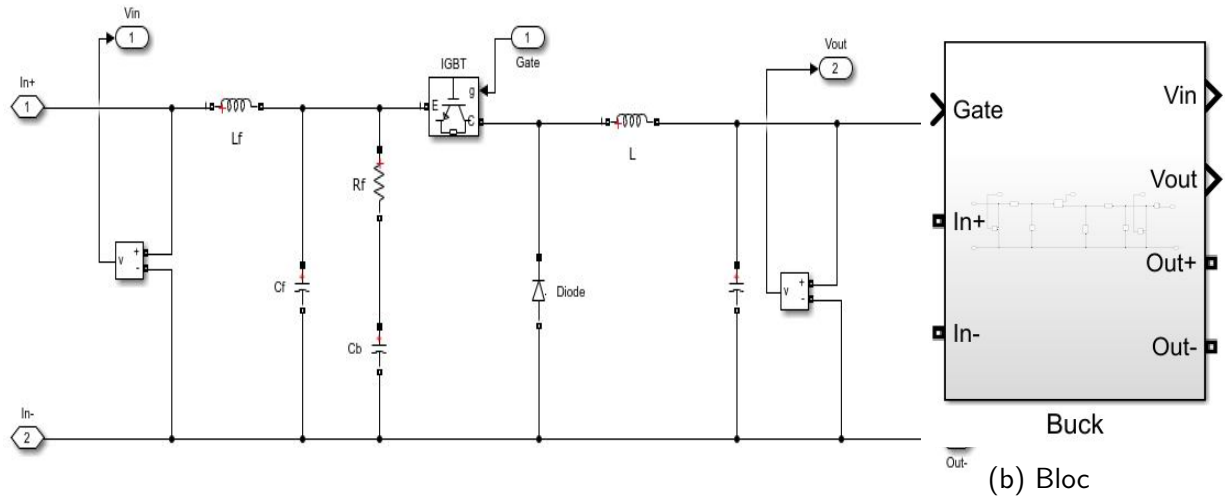
Bloc complet du convertisseur buck

Le schéma de notre convertisseur buck est repris à la figure 2.9 et les valeurs de ses constituants pour les deux bucks différents sont repris dans le tableau 2.1

Pour les valeurs de ΔI_L et ΔV_{out} , nous avons pris 5 % de leur valeur nominale.

Logique de contrôle

Étant donné le fait que la tension sur le bus n'est pas à chaque instant la même, il faut, pour maintenir une tension de sortie stable du côté de la charge, adapter en permanence le duty cycle du convertisseur buck. Ce contrôle se fera au moyen d'un contrôleur PI qui commandera le signal "gate" de notre buck en y envoyant le duty cycle adapté à la tension d'entrée du convertisseur, afin de maintenir 80V ou 40 V en sortie.



(a) Diagramme filaire

(b) Bloc

FIGURE 2.9 – Le convertisseur buck sur Simulink/Simscape

	200V/80V	200V/40V
V_{in} [V]	200	200
V_{out} [V]	80	40
f_{MLI} [kHz]	5	5
ΔI_L [A]	10	10
ΔV_{out} [V]	4	2.5
L [H]	$9.6e^{-4}$	$6.4e^{-4}$
C [F]	$6.25e^{-5}$	$1e^{-4}$
L_f [H]	$9.6e^{-5}$	$6.4e^{-5}$
C_f [F]	$1.055e^{-3}$	0.00158
C_b [F]	0.00316	0.004745
R_f [Ω]	1.239	0.2

TABLE 2.1 – Dimensionnement de nos convertisseurs buck

Les valeurs des constantes de notre régulateur PI reprises au tableau 2.2 ont été obtenues en linéarisant le système au moyen de la fonction " TUNE" du logiciel *Simulink/Simscape*.

	Buck : 200V/80V	Buck : 200V/40V
K_p	50	34
K_i	14	6

TABLE 2.2 – Valeurs des constantes des régulateurs des convertisseurs buck

2.4.2 Bloc complet charge + convertisseur buck

Le montage global d'une charge en série avec un convertisseur buck abaissant la tension de 200V à 40 V est donné à la figure 2.9.

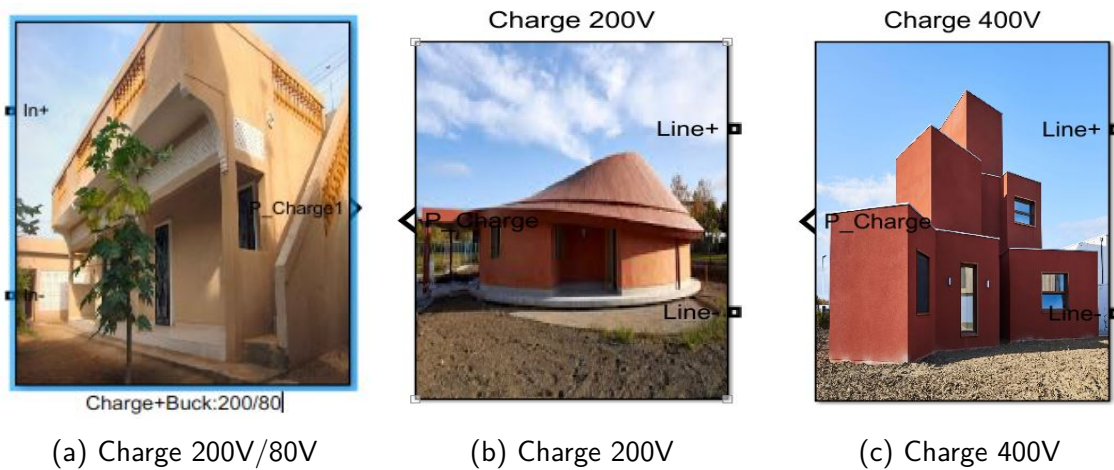


FIGURE 2.10 – Les blocs des différentes charges sur Simulink/Simscape

Sur la figure 2.10, nous pouvons voir les différentes charges connectées aux trois autres tensions possibles : 80V, 200V et 400V. Il va de soi que les charges devant être connectées à du 80V devront d'abord être connectées à un convertisseur buck qui fournira du 80V à partir du 200V.

Les autres niveaux de tension sont ceux de notre micro-réseau et les charges qui y sont branchées n'ont donc pas besoin d'autre convertisseur. Les valeurs des résistances et des puissances des différentes charges connectées sur notre micro-réseau sont reprises au tableau 2.3.

	Tension [V]	Résistance [Ω]	Puissance [kW]
Charge 1 et 2	40	0.5	3.2
Charge 3	400	40	4
Charge 4 et 5	80	1	6.4
Charge 6 et 7	40	1	1.6
Charge 8 et 9	200	10	4

TABLE 2.3 – Valeurs des charges connectées à notre micro-réseau

2.5 Les panneaux photovoltaïques

Comme expliqué à la section 2.2.1, les panneaux solaires photovoltaïques de notre micro-réseau produiront 70% de l'énergie nécessaire. Les panneaux solaires produisent de l'électricité quand ils sont soumis à un rayonnement solaire conséquent grâce à l'effet photovoltaïque. La puissance électrique produite est envoyée sur le réseau à une certaine tension variable. Mais cette tension est inférieure à la tension de notre micro-réseau, il faut donc un convertisseur boost pour élever cette puissance au niveau de celle du micro-réseau.

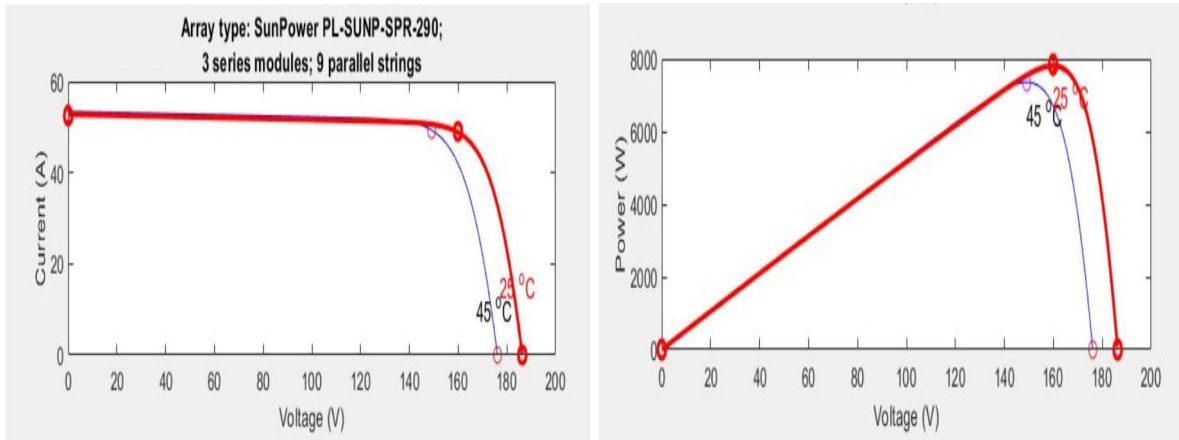
2.5.1 Dimensionnement du convertisseur boost (hacheur survolteur)

Le principe du convertisseur boost est qu'en modifiant la fréquence d'ouverture et de fermeture de ses interrupteurs, il permet d'élever une tension à un autre niveau tout en ayant un bon rendement. La figure 2.12 issue de [9] correspond au montage équivalent de notre installation photovoltaïque connectée au réseau via un convertisseur boost.

Le dimensionnement des composants de notre installation photovoltaïque se fera en reprenant la méthode et les équations issues de [9].

Le programme Simulink/Simscape nous fournit un bloc *PV Array* reprenant une bibliothèque de panneaux photovoltaïques existants. Ce bloc permet de simuler des PV en prenant en compte de nombreux paramètres. Les panneaux solaires que nous avons choisis pour nos simulations sur Simulink/Simscape ont des caractéristiques de tension, de courant et de puissance au point de puissance maximale bien précis que l'on va essayer d'atteindre en sortie de nos PV (voir 2.5.2). Ces valeurs dépendent du panneau choisi sur Simulink/Simscape : nous avons pris les panneaux *SunPower PL-SUNP-SPR-290*. Les caractéristiques de notre installation sont données sur 2.11.

Le but étant de dimensionner correctement le schéma 2.12 équivalent de nos PV connectés au réseau. Les valeurs finales sont reprises dans le tableau 2.4.



(a) Caractéristiques Tension - Courant

(b) Caractéristiques Puissance - Tension

FIGURE 2.11 – Caractéristiques des panneaux photovoltaïques

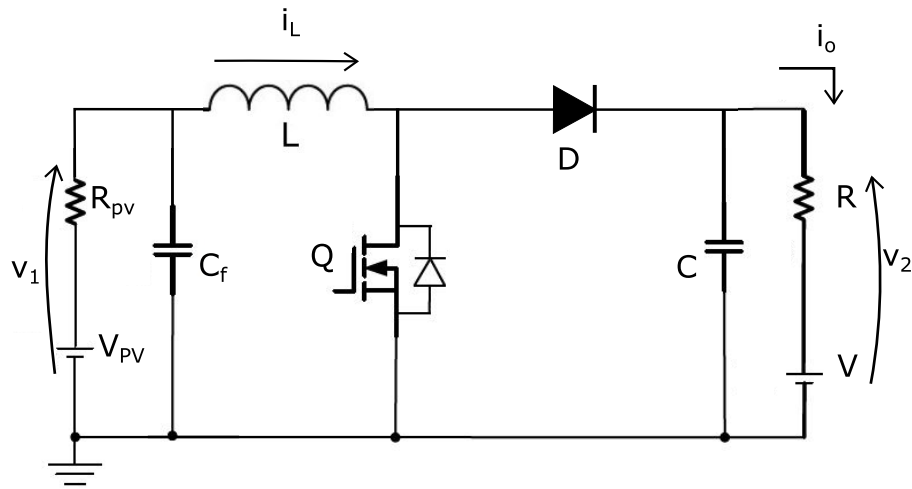


FIGURE 2.12 – Circuit du convertisseur Boost alimenté par les PV et raccordé au réseau

La puissance d'un panneau vaut $P = 290.45 [W_p]$ et nous avons choisi de connecter 7 strings en parallèle composés de 3 panneaux en série chacun. Nous obtenons donc une puissance de $7842.15 [W_p]$. Au MPP (Maximum Power Point), la tension de sortie vaut $53.3V$. Étant donné que nous avons connecté 3 panneaux en série, la tension $V_1 = 159.9 [V]$. La résistance $R_{pv} = 28.28 [\Omega]$ est calculée en prenant en compte les résistances en série $R_s = 0.289 [\Omega]$ et en parallèle $R_{sh} = 254.31 [\Omega]$ de chaque panneau individuellement. La résistance $R = 2.24 [\Omega]$ du réseau est calculée en prenant en compte toutes les résistances des lignes et des autres charges qui se trouvent sur notre réseau. On impose également V , la tension du réseau, à $400 [V]$. Le reste étant obtenu par les équations issues de [9].

	Dimensionnement des PV
P [kWp]	7.842
V_1 [V]	159.9
R_{PV} [Ω]	28.28
V_{PV} [V]	1643.75
R [Ω]	2.93
V [V]	338.54
V_2 [V]	400
Θ [°]	0.6
f_{MLI} [kHz]	5
I_L [A]	52.47
ΔI_L [A]	2.5
ΔV_{out} [A]	10
L [H]	$1.828e^{-4}$
C [F]	$2.517e^{-4}$
C_f [F]	0.0154

TABLE 2.4 – Valeurs de dimensionnement des composants des panneaux photovoltaïques

2.5.2 Logique de contrôle

Le contrôle du boost de notre installation PV se fera au moyen d'un bloc *Boost control* - *MPPT* qui va utiliser un algorithme MPPT afin de réguler la tension de sortie de nos panneaux solaires en fonction de la tension du réseau. La tension que l'on souhaite en sortie de nos panneaux afin de produire un maximum de puissance électrique est de 159.9 V. La tension du réseau est quant à elle variable. Ce contrôleur va donc à une fréquence de 5 [kHz] ajuster en permanence le duty cycle du boost afin de maintenir la tension de sortie des PV constante malgré une tension du réseau qui varie.

Ce contrôleur utilise un algorithme MPPT dit "d'inductance incrémentale".

2.5.3 Schéma bloc complet d'une installation photovoltaïque

Le schéma global d'une installation photovoltaïque pour nos simulations est reprise sur la figure 2.13. Notons que dans Simulink/Simscape, pour le bloc PV utilisé, il faut préciser la température et l'ensoleillement arrivant sur le panneau. Notre but n'étant pas l'étude du fonctionnement de ces panneaux, nous prenons les valeurs des conditions de test, respectivement $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ et $I = 1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$.

La figure 2.13a est le bloc final reprenant tous les sous-circuits de nos PV. C'est ce bloc que nous insérerons dans nos simulations au chapitre 4.

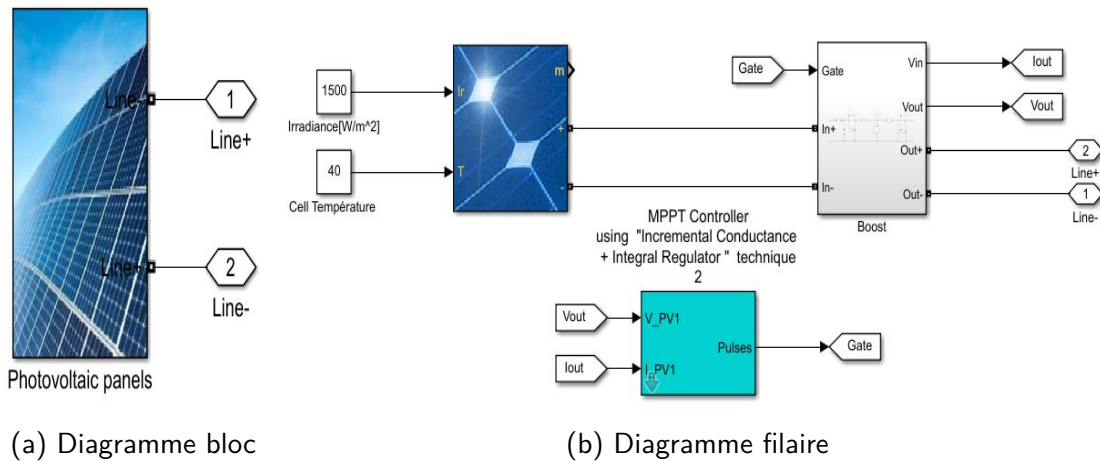


FIGURE 2.13 – Installation photovoltaïque complète sur Simulink/Simscap

2.6 Les éoliennes

Nos deux éoliennes devront fournir 30% de l'énergie consommée sur le réseau. Comme pour les PV, la puissance électrique produite sera envoyée sur le réseau au moyen d'un convertisseur boost puisque la tension à laquelle sera envoyée l'électricité sera variable.

Le modèle d'éolienne que nous allons utiliser pour nos simulations sur Simulink/Simscap nous provient de [13]. Celle-ci est constituée d'une machine synchrone à aimant permanent triphasé connecté à un redresseur.

2.6.1 Dimensionnement du convertisseur boost (hacheur survolteur)

Comme pour nos installations photovoltaïques en section 2.5, le dimensionnement de nos éoliennes est basé sur la méthode et au moyen des équations utilisées dans [9]. La tension de sortie de l'éolienne et donc la tension d'entrée dans le convertisseur boost est $V_{SM} = 80$ [V]. La résistance et la tension équivalente du réseau, vue par le convertisseur boost d'une éolienne, sont respectivement $R = 2.93$ [Ω] et $V = 372.08$ [V].

Les autres valeurs à dimensionner de notre modèle 2.14 sont obtenues en utilisant les équations données dans [9]. Les valeurs que nous avons obtenues sont reprises dans le tableau 2.5.

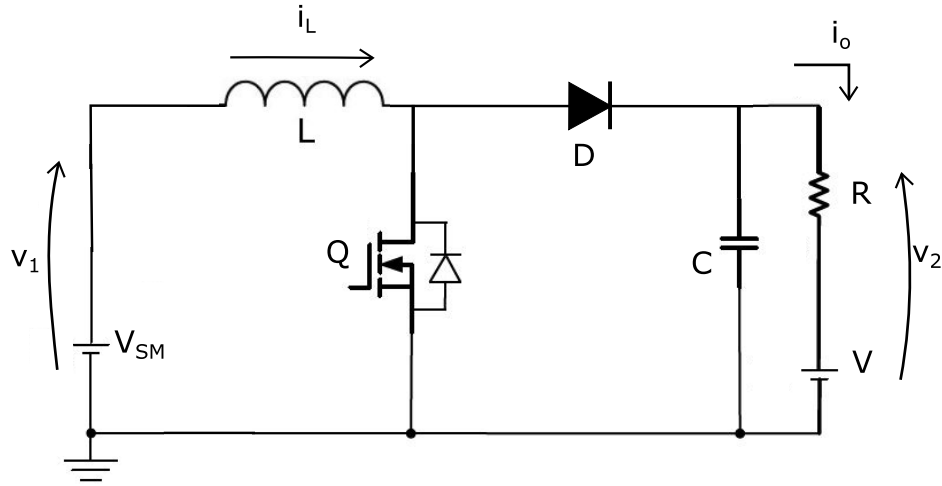


FIGURE 2.14 – Circuit du convertisseur Boost alimenté par l'éolienne et raccordé au réseau

	Dimensionnement des éoliennes
P [kW]	5
V_1 [V]	80
R [Ω]	2.93
V [V]	372.08
Θ [°]	0.8
I_L [A]	62.5
ΔI_L [A]	3.125
ΔV_{out} [A]	10
L [H]	$5.12e^{-5}$
C [F]	$2.5e^{-4}$
C_f [F]	0.03

TABLE 2.5 – Valeurs de dimensionnement des composants d'une éolienne

2.6.2 Logique de contrôle

Les éoliennes utilisent l'énergie cinétique du vent afin de produire de l'électricité. La vitesse du vent n'étant pas constante, il faut en permanence adapter la vitesse de rotation des pales afin de tirer un maximum de puissance du vent. Nous n'allons pas rentrer dans les détails de MMPT sur les éoliennes, mais en bref, il s'agit d'optimiser un paramètre c_p appelé le coefficient de performance. Afin que le rotor de notre éolienne extraie un maximum d'énergie au vent, à chaque c_p correspond une certaine valeur du paramètre λ , qui est égale à la vitesse de rotation en bout de pale sur la vitesse du vent. L'algorithme MPPT adapte la vitesse de rotation des pales, en fonction du c_p désiré.

2.6.3 Schéma bloc complet d'une éolienne

Le schéma complet reprenant tous les sous-blocs de l'éolienne, obtenus via [13], utilisés pour nos simulations est repris à la figure 2.15.

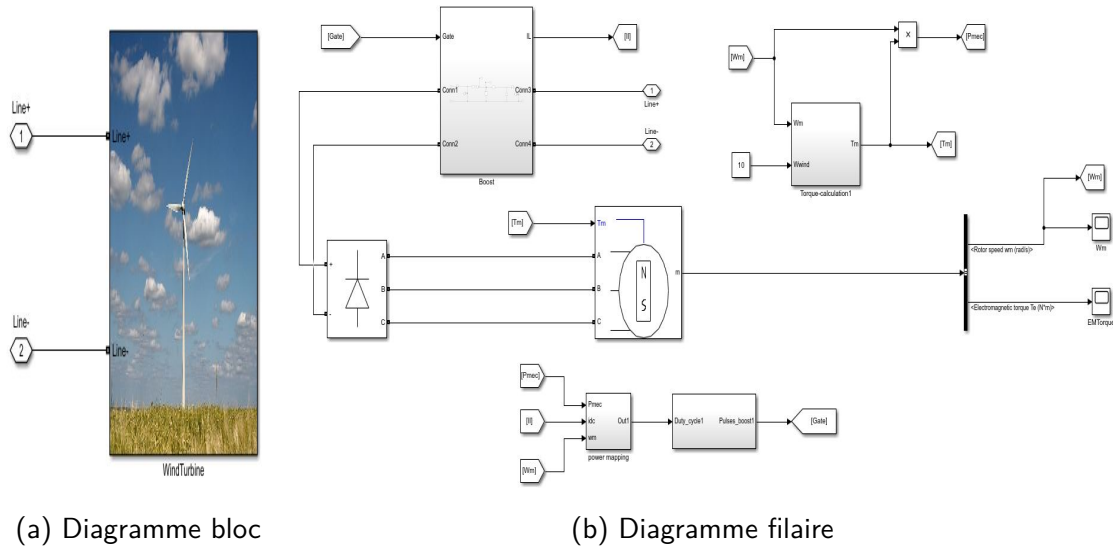


FIGURE 2.15 – Eolienne complète sur Simulink/Simscape

2.7 Les disjoncteurs

Sur une ligne de notre micro-réseau, le disjoncteur constitue l'élément d'étude principal de ce travail. Dans la section 1.2, il a été expliqué qu'avec les méthodes traditionnelles de protection de réseaux, les exigences de temps ne peuvent être respectées pour les micro-réseaux DC. Nous allons donc proposer un disjoncteur bidirectionnel pour gérer les courts-circuits de ligne et de terre. Ce disjoncteur sera un BSSCB et sera basé sur l'article [31].

Nous avons choisi ce type de disjoncteur parmi la grande diversité existante pour plusieurs raisons. La première est que son fonctionnement a été validé expérimentalement pour la plage de puissance qui nous intéresse. Ensuite, il est bidirectionnel : il est donc plus intéressant puisqu'il permet une coupure si le courant est trop important dans les deux directions. Mais encore, le composant qui interrompt le courant de défaut est une capacité, un composant dont le fonctionnement naturel est de former un circuit ouvert après avoir été soumis assez longtemps à un courant. De plus, sa méthode de dissipation de la puissance de défaut ainsi que l'étape de ré-energisation du système sont plus lissées. Enfin, nous avons choisi ce type de disjoncteur car il est décrit dans un article récent et bien référencé auquel il est fait allusion ci-dessus [31].

2.7.1 Modèle du BSSCB

Le schéma global de fonctionnement de notre dispositif complet, comprenant le circuit de détection et le BSSCB lui-même, permettant la protection d'un convertisseur DC-DC est illustré à la figure 2.16.

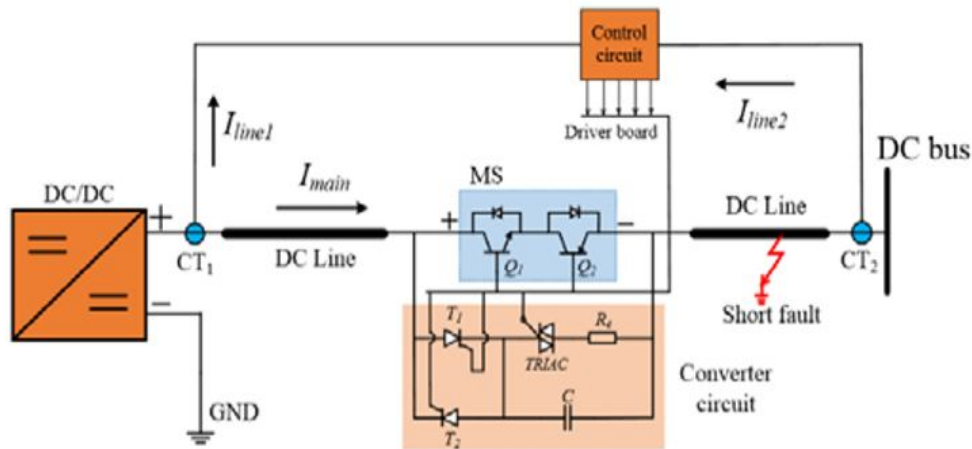


FIGURE 2.16 – Topologie du SSCB bidirectionnel utilisé

Le SSCB bidirectionnel que nous allons mettre aux jonctions dans notre micro-réseau est composé de :

- deux IGBT (avec une diode en anti-parallèle) connectés en série inverse : Q1 et Q2
- deux thyristors connectés en parallèle inverse : T1 et T2
- un condensateur de blocage : C
- un thyristor bidirectionnel : triac
- une résistance : R_e

Nous pouvons voir également sur cette figure le contrôleur de notre stratégie de gestion des défauts. Celui-ci permet en effet de gérer la détection de l'apparition d'un défaut et l'annulation de ses effets néfastes en pilotant l'ouverture et la fermeture de notre BSSCB.

2.7.2 Fonctionnement du BSSCB

Le fonctionnement de notre disjoncteur est semblable aux quatre phases nécessaires à la gestion complète d'un défaut comme expliqué à la section 1.2.4. Ces quatre phases sont dans notre cas réalisées en cinq étapes successives. Ces cinq étapes sont illustrées à la figure 2.17. Rappelons que le disjoncteur que nous implémentons est bidirectionnel, l'explication des cinq étapes qui vont suivre se fera en considérant un courant de défaut trop important circulant de gauche à droite. Le fonctionnement de notre BSSCB est évidemment équivalent pour un courant de grande intensité allant dans l'autre direction, de droite à gauche.

L'ouverture et la fermeture des interrupteurs sont commandées au moyen des signaux de sortie du contrôleur. Un signal haut commandera une ouverture tandis qu'un signal bas commandera une fermeture.

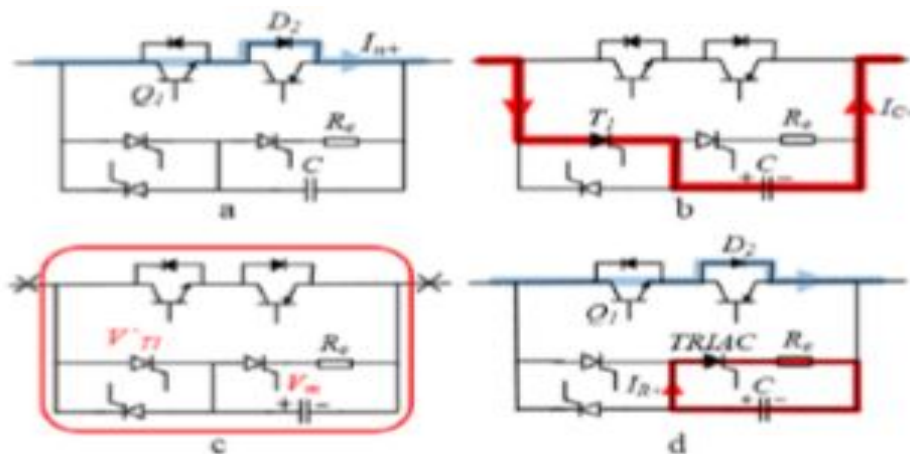


FIGURE 2.17 – Les 5 étapes de fonctionnement de notre BSSCB

Note : Chaque image représente une étape, sauf pour les étapes 4 et 5 qui sont représentées ensemble sur la figure c de l'image ci-dessus.

En considérant un défaut apparaissant en t_0 , ces cinq étapes sont :

1. Régime permanent : $t < t_0$

Si aucun défaut n'a été détecté, le disjoncteur reste dans cette configuration (figure 2.17.a). Q1 et Q2 sont ouverts et donc le courant circule normalement d'une branche à l'autre au travers un IGBT et la diode anti-parallèle à l'autre IGBT. Le triac et T1 et T2 sont quant à eux dans un état fermé.

2. **Chargement de la capacité** : $t_0 < t < t_1$

Immédiatement après la détection du défaut, Q1 et Q2 switchent et s'ouvrent (figure 2.17.b). Au même moment, le thyristor T1 (T2 si le défaut est dans l'autre direction) se ferme et permet le passage du courant de défaut. Ce courant de défaut est alors acheminé vers la capacité C qui se charge jusqu'à ce que la tension à ses bornes atteigne la tension nominale de la branche principale. Pendant ce temps, le triac reste à l'état ouvert.

3. **Ouverture complète** : $t_1 < t < t_2$

Quand le courant de défaut a complètement chargé la capacité C, celle-ci transforme sa branche en circuit ouvert et le thyristor T1 (T2 pour l'autre direction) reçoit l'ordre de s'ouvrir également. Tous les interrupteurs sont donc ouverts (figure 2.17.c). Il n'y a donc plus aucun courant qui circule dans toutes les branches de notre disjoncteur.

4. **Fermeture de la branche principale** : $t_2 < t < t_3$

Cette étape consiste à refermer les transistors Q1 et Q2 afin de retrouver l'état normal du système (figure 2.17.d.bleue). Il est important de remarquer que l'énergie du défaut stockée dans la capacité C ne peut être relâchée avant que la re-fermeture complète de la branche principale ne soit terminée. Sinon, en raison du verrouillage de la tension d'entrée, la tension du C ne peut pas être réduite à zéro, et le courant de défaut ne peut pas être absorbé efficacement lors du prochain défaut.

5. **Ré-énergisation du système** : $t_3 < t < t_4$

La branche principale est donc en régime permanent. On commande l'ouverture du triac afin de vider la capa dans la résistance R_e dans le but de faire passer la tension de la capacité de V_{Cmax} à 0 (figure 2.17.d.rouge). A la fin de cette opération, le triac s'ouvre et il y a uniquement du courant dans la branche principale, c'est le retour au régime permanent.

Remarques :

Il est important que l'énergie de défaut stockée dans la capacité ne soit relâchée que quand la branche principale a retrouvé complètement son régime permanent, après fermeture correcte des transistors Q1 et Q2. Ceci dans le but de découpler parfaitement les deux circuits. En effet, si le triac s'ouvrait en même temps que les IGBTs Q1 et Q2, alors pendant un court instant, la borne inférieure de la capacité serait connectée à une borne de tension nulle. Le courant sortant de C et passant à travers R_e irait donc dans la branche opposée du circuit,

sans aller vers l'autre borne de la capacité C . La tension aux bornes de la capacité C ne pourra donc pas être réduite à zéro, ce qui rendra la capacité C incapable d'absorber la totalité du courant du défaut lors de la prochaine défaillance.

On voit qu'avec notre système, l'énergie est dissipée thermiquement dans une résistance R_e mais de manière contrôlée. En effet, dans beaucoup de dispositifs SSCB, le courant de défaut est dirigé directement dans une branche parafoudre avec une intensité imprévisible. Cette méthode est donc beaucoup plus dangereuse pour le dispositif dissipant cette énergie. Alors que dans notre cas, l'énergie n'est d'abord pas dissipée, mais stockée dans une capacité et est ensuite relâchée dans la résistance R_e mais selon un processus tout à fait prévisible, la tension et le courant étant connus au moment de dimensionner la capacité. Notre méthode permet donc une dissipation beaucoup plus smooth et permet ainsi d'augmenter la durée de vie de la branche de dissipation d'énergie.

Notons également que le choix d'un triac est justifié. Bien que ce soit un dispositif assez ancien et aux performances dynamiques assez lentes ne permettant pas de fonctionner à haute fréquence contrairement à d'autres interrupteurs, il est très robuste et peu onéreux. Son caractère lent est également un aspect recherché, puisqu'il commande la dissipation de l'énergie de défaut.

2.7.3 Dimensionnement des composants

Les deux composants qu'il nous faut dimensionner sont la capacité C et la résistance R_e . Leurs performances doivent permettre une gestion complète du défaut en un temps assez court et faire preuve d'une certaine robustesse.

Les équations d'états

Lors de l'étape de chargement de la capacité, le courant de défaut traverse un thyristor en série avec la capacité C . Compte tenu de l'imperfection des thyristors, nous nous retrouvons dans le cas d'un Circuit RLC (voir figure 2.18) en série ayant la tension nominale U_s à ses bornes.

Notons que nous avons pris le cas général du circuit RLC en considérant tous les effets parasites. Néanmoins, l'inductance L est fortement négligeable par rapport à la capacité C et la résistance des fils R . De ce fait, le cas réel s'approche plus d'un circuit RC. Nous verrons à la figure 2.19 que la forme du courant et de la tension n'est pas oscillante.

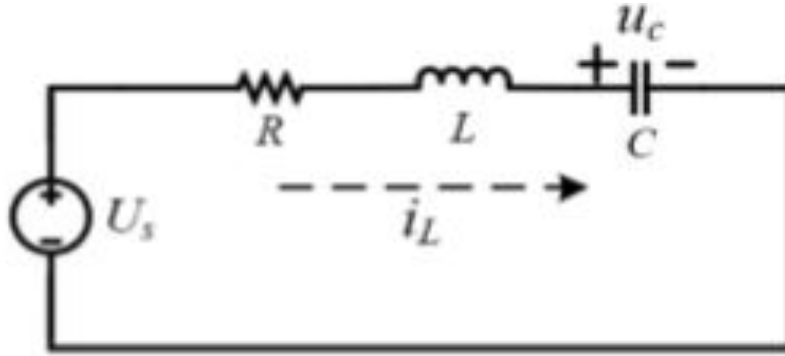


FIGURE 2.18 – Circuit équivalent lors du chargement de la capacité

Et dans un tel circuit, la valeur de la tension aux bornes de la capacité $u_c(t)$ est la solution de l'équation différentielle suivante :

$$LC \frac{d^2 u_c}{dt^2} + RC \frac{du_c}{dt} + u_c = U_s$$

En résolvant cette équation différentielle, nous obtenons comme formule pour la tension aux bornes de la capacité :

$$u_c(t) = U_s + K * e^{-\delta t} * \sin(\omega t + \beta)$$

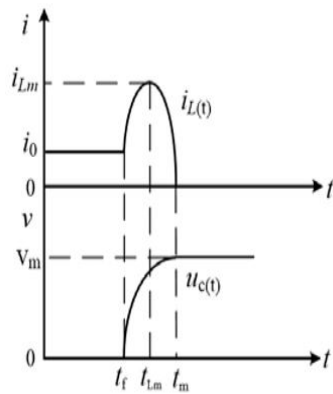
Avec :

- le coefficient d'atténuation $\delta = \frac{R}{2L}$
- la fréquence naturelle d'oscillation $\omega = \sqrt{\frac{1}{LC} - \delta^2}$

Grâce aux conditions limites sur la tension, nous pouvons donc obtenir l'expression du courant dans la capacité :

$$i_L(t) = \frac{K}{\frac{1}{\sqrt{LC}}L} * e^{-\delta t} * \sin(\omega t)$$

Si nous dérivons cette expression, nous pouvons obtenir le courant maximal. Si nous considérons que $t_m = \frac{\pi}{\omega}$ est le temps nécessaire à la capacité pour se charger complètement et t_{Lm} est le temps où le courant $i_L(t)$ est maximal, les valeurs du courant et de la tension aux bornes de la capacité C auront la forme suivante (voir figure 2.19).



Note : Maintenant que nous connaissons les relations liant le courant et la tension maximale aux bornes de la capacité, ainsi que le temps nécessaire à la capacité de se charger, nous pouvons choisir les valeurs de nos paramètres.

FIGURE 2.19 – Courbes du courant et de la tension aux bornes de la capacité C

Dans l'article [31] sur lequel se base toute l'étude de notre BSSCB, plusieurs graphes montrant l'évolution de $u_c(t)$, $i_L(t)$ et t_m en fonction de la valeur de la capacité C et pour trois niveaux de tension du bus DC (400V, 600V et 800V) U_s ont été tracés. L'étude complète de ces graphes serait fastidieuse, c'est pourquoi nous commenterons juste les résultats de leurs simulations. Nous pouvons en tirer trois conclusions :

- plus la capacité augmente, plus la tension maximale à ses bornes diminue,
- plus la capacité augmente, plus la valeur maximale de courant augmente,
- plus la capacité augmente, plus le temps nécessaire à sa charge augmente et est égal pour les trois niveaux de tension du bus DC.

Il apparaît donc que la capacité ne peut pas être trop grande, sinon le temps total de gestion du défaut augmente fortement. Avec les résultats expérimentaux relatés dans l'article, si nous choisissons un temps de $\approx t_m = 5$ [ms], notre capacité doit avoir une valeur de :

$$C = 0.4 \text{ [mF]}$$

Nous prenons une assez grande résistance R_e , afin que le courant maximal la traversant, sortant de la capacité C ne soit pas trop grand. Mais nous n'en prenons pas une trop grande afin que le temps nécessaire à ce que la capacité se vide entièrement ne soit pas trop long.

Dans l'article [31], les auteurs conseillent de prendre une résistance entre 50 et 500 $[\Omega]$. Nous choisissons une valeur de :

$$R_e = 150 [\Omega]$$

Le schéma global de notre BSSCB utilisé pour nos simulations est repris à la figure 2.20.

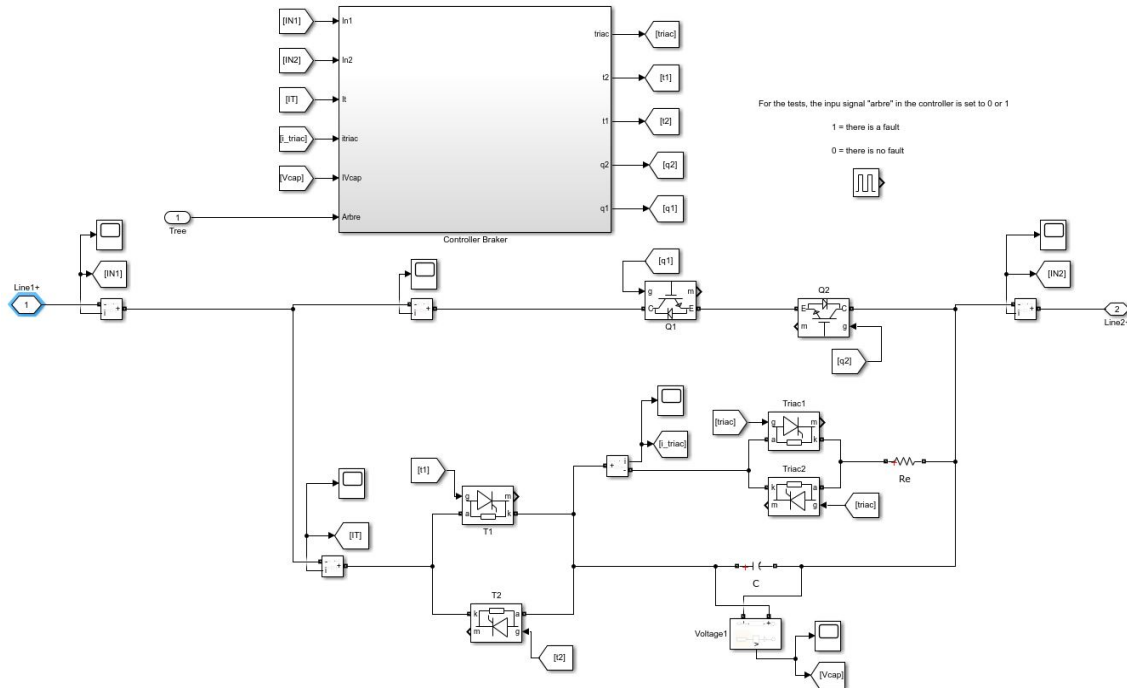


FIGURE 2.20 – Montage du BSSCB implémenté dans le logiciel Simulink/SimScope

Le fonctionnement du contrôleur de notre BSSCB sera expliqué à la section 2.7.4.

2.7.4 Logique de contrôle du BSSCB

Afin d'avoir une grande vitesse de réaction, la stratégie de protection par mesure de courant différentiel a été adoptée pour contrôler notre BSSCB. Cette méthode permet également une grande flexibilité puisque le disjoncteur peut se brancher entre n'importe quelles lignes.

Comme expliqué à la section 1.2.5, celle-ci va comparer, à une certaine fréquence, la différence de courant entre l'entrée et la sortie de la ligne à une valeur seuil. Le diagramme bloc de notre méthode de détection est illustré à la figure 2.21.

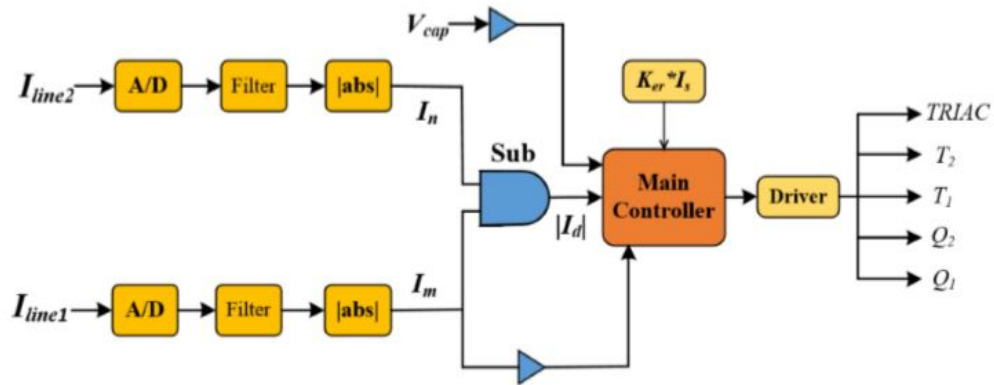


FIGURE 2.21 – Diagramme bloc de détection des défauts

Le capteur de courant surveille en temps réel le courant I_{line1} et I_{line2} aux deux extrémités de la ligne protégée. Ces signaux sont convertis en signaux numériques, filtrés et puis sont mis sous forme de valeurs absolues afin d'en retirer uniquement leur intensité. Le signal différentiel $I_d = I_m - I_n$ est alors obtenu. Si la valeur de I_d est supérieure à la valeur seuil : $K_{er} * I_s$, alors commencent les cinq étapes de la gestion complète du défaut.

Le contrôleur de l'image 2.20 est implémenté selon trois sous-niveaux, le dernier étant une FSM.

Note : Une FSM (= Final State Machine) est une fonctionnalité graphique du logiciel Simulink/Simscape qui permet de réaliser une suite d'étapes comprenant diverses instructions. Le système passe d'un état à un autre lorsque certaines conditions sont vérifiées et adapte les signaux de commande en fonction de l'état dans lequel le système se trouve.

Sur l'image 2.23, les différents états sont les rectangles, leur contenu sont les instructions réalisées lors de cette étape, c'est-à-dire les valeurs des signaux de commandes, et les flèches bleues représentent les conditions à respecter pour passer à l'étape suivante.

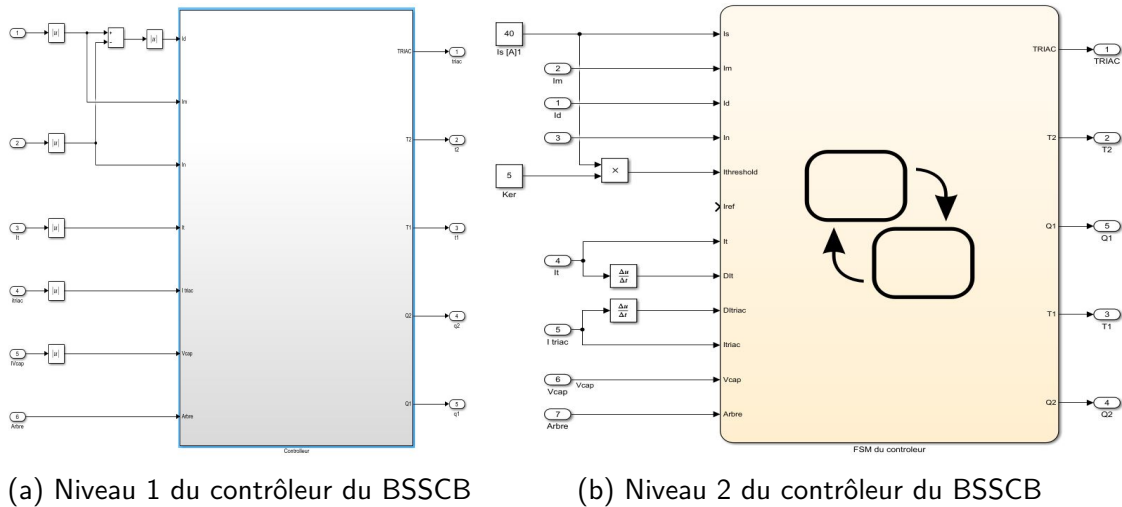


FIGURE 2.22 – Les 2 niveaux d'implémentation du contrôleur du BSSCB

Nous pouvons voir sur la figure 2.22a les signaux d'entrée mesurés directement sur notre circuit et ceux de sortie commandant l'ouverture et la fermeture des différents interrupteurs du contrôleur. La figure 2.22b reprend l'ensemble des signaux utilisés dans la FSM. On y trouve les signaux mesurés sur le circuit, les signaux de commande des interrupteurs ainsi que des signaux additionnels nécessaires au fonctionnement de la FSM. Nous avons :

- I_s : le courant nominal dans la branche principale
- I_m et I_n : les courants de part et d'autre de la ligne
- Ker : la sensibilité de notre disjoncteur
- I_t et D_{I_t} : le courant dans le thyristor et sa dérivée
- I_{triac} et $D_{I_{triac}}$: le courant dans le triac et sa dérivée
- V_{cap} : la tension aux bornes de la capacité
- arbre : ce signal vaut "1" lorsque qu'il y a un défaut et "0" lorsqu'il n'y en a pas. Ce signal nous permet d'imposer une certaine durée aux défauts que nous provoquerons.

Nous avons choisi d'implémenter le diagramme bloc 2.21 directement dans notre dispositif de contrôle commandant notre BSSCB. Celui-ci a été implémenté au moyen d'une FSM dans le logiciel Simulink/Simscape. Celle-ci est reprise sur la figure 2.23.

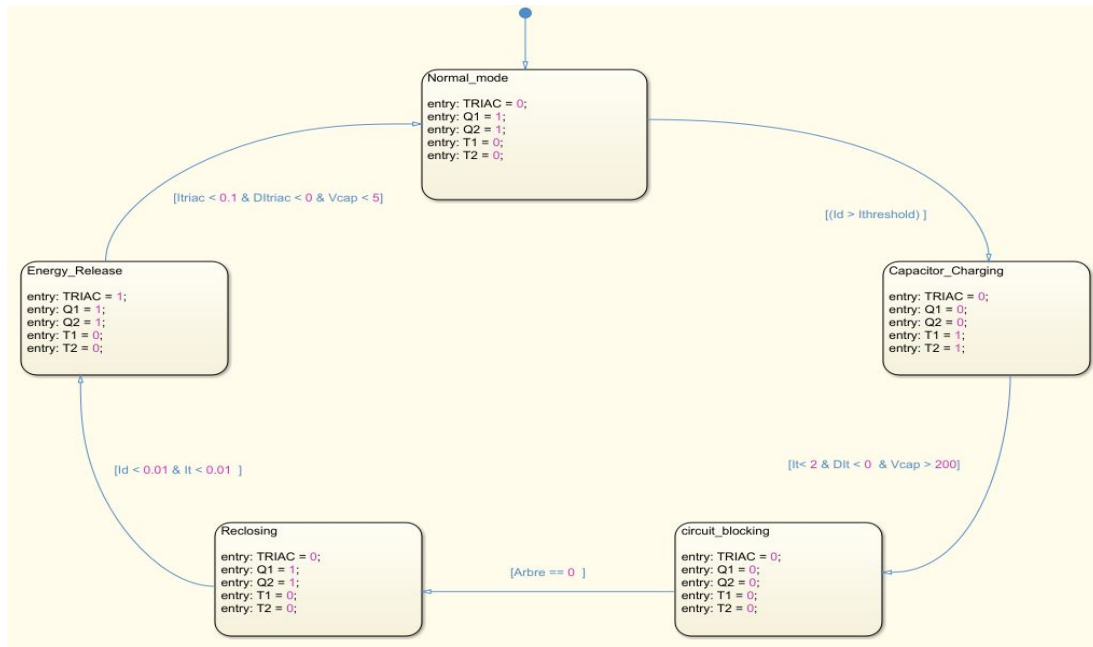


FIGURE 2.23 – Schéma de la FSM du contrôleur du BSSCB

Les conditions (= les flèches bleues sur la figure 2.23) à vérifier pour passer d'un état à un autre sont les suivantes :

Étape 1 : régime permanent

L'étape 1 s'exécute en permanence tant que la première condition de notre boucle n'est pas respectée. Celle-ci est : $I_d > I_{threshold}$. Si elle est validée, nous passons à l'étape 2 et le cycle se met en route.

Étape 2 : Chargement de la capacité

Pour passer à l'étape 3, le courant I_t à travers les transistors doit être plus petit que 2A, cette valeur a été choisie car validée expérimentalement, sa dérivée doit également être négative afin d'être sûr qu'il soit en train de décroître.

Expérimentalement, il est apparu qu'il fallait rajouter une autre condition afin que cette étape ne soit pas passée trop rapidement. Nous imposons une tension minimale aux bornes de la capacité, il faut donc : V_{cap} supérieure à 200V.

Cette valeur a été choisie comme seuil car pendant nos expériences nous nous sommes rendus compte qu'il était nécessaire de fixer une tension minimale aux bornes de la capacité, sinon le système passait trop rapidement à l'étape 3. Mais cette valeur ne pouvait pas être

trop élevée, sinon, notre FSM ne passait pas à l'étape 3 lors des défauts de durée très courte. Pour la valeur du courant dans le thyristor, nous avons imposé un seuil de 2A pour les mêmes raisons.

Étape 3 : Ouverture complète

Les instructions de l'étape 4 ne s'exécuteront que lorsque le signal "arbre" vaudra 0. Ceci afin de s'assurer que la faute ait disparu.

Étape 4 : Fermeture de la branche principale

Pour passer à l'étape 5, il faut veiller à ce qu'il n'y ait plus de courant dans le transistor et que les deux courants de lignes sont égaux. Nous avons donc : $I_t \leq 0.01$ et $I_d \leq 0.01$. Nous n'avons pas choisi de mettre ces valeurs précisément égales à 0, car numériquement un courant ne vaut jamais précisément 0.

Étape 5 : Ré-énergisation du système

Enfin, le retour au régime permanent se fait en vérifiant que la capacité est quasiment déchargée et que le courant dans le triac est bien décroissant et petit. Nous avons : $I_{triac} \leq 0.1$, $D_{triac} \leq 0$ et $V_{cap} \leq 5$.

Ces valeurs numériques ont encore une fois été choisies expérimentalement.

Note : Pour lancer le cycle d'instructions pour notre simulation finale, la condition " arbre == 1 " a été rajoutée pour passer à l'étape 2. Nous avons dû faire cela car, au moment de la mise en route de tous les moyens de production et de consommation, le courant augmente rapidement et peut donc dépasser la valeur seuil. Cette condition a donc été simplement rajoutée afin d'éviter que ce cycle ne se lance et reste donc bloqué à l'étape 3 alors qu'il n'y a aucun défaut.

Les valeurs des signaux envoyés aux différents switches en fonction du mode de fonctionnement sont repris dans le tableau 2.6.

	Q1 et Q2	T1 et T2	Triac
Régime permanent	ON	OFF	OFF
Chargement de la capacité	OFF	ON	OFF
Ouverture complète	OFF	OFF	OFF
Fermeture de la branche principale	ON	OFF	OFF
Ré-énergieisation du système	ON	OFF	ON

TABLE 2.6 – États des interrupteurs pour chaque mode de fonctionnement

2.8 Les batteries

Pour rappel, sur les réseaux en courant continu monopolaires, n'ayant donc qu'un seul niveau de tension acheminé aux charges au moyens de deux conducteurs, lorsqu'un défaut survient, il est impossible de maintenir le fonctionnement normal du système. L'ensemble du système s'effondrera à cause du défaut.

Afin de tester notre disjoncteur permettant la protection des dispositifs connectés sur notre micro-réseau, il nous a donc semblé intéressant de le tester sur un réseau en configuration bipolaire. En effet, si un défaut apparaît sur un des bus, l'autre bus n'est presque pas affecté et cette partie du réseau continue son fonctionnement normal.

Il existe différentes manières d'implémenter physiquement un contrôle bipolaire sur un micro-réseau, bien souvent il s'agit d'un contrôle décentralisé (voir 1.3), avec de la communication entre les différents convertisseurs. Pour notre étude, nous avons choisi une disposition assez simple mais robuste.

Le stockage et l'envoi de l'énergie nécessaire à la régulation instantanée de l'équilibre production-consommation sur le micro-réseau se fera au moyen de batteries. De plus, en sortie des batteries, nous connecterons un dispositif, présenté à la section 2.8.2, qui sera chargé d'assurer la stabilisation de la tension entre un pôle et la terre.

2.8.1 Contrôle de la tension entre les deux pôles

Le rôle du bloc de batteries sera d'assurer la stabilisation de la différence de tension, valant 400V, entre les deux pôles de notre micro-réseau. Le modèle de batteries utilisé pour nos simulations nous a été fourni par [9]. Nous pouvons voir son montage à la figure A.1.

Ce bloc implémente une batterie de 50 [kW] utilisant un contrôle droop afin d'injecter la puissance dans le micro-réseau lors des pics de consommation et d'en absorber lors des pics

de production.

La batterie a donc deux modes de fonctionnement : charge $P \leq 0$ ou décharge $P \geq 0$. Le contrôle droop consiste à garder une tension constante, dans notre cas de 400 V, en chargeant ou en déchargeant de la puissance dans le réseau. Le convertisseur Buck-Boost de la batterie adapte son courant de sortie proportionnellement à la différence de tension. Plus l'écart de tension avec la consigne (dans notre cas 400 V) sera grand, plus l'injection ou l'absorption de courant sera grande.

2.8.2 Contrôle de la tension entre un pôle et la terre

Basé sur les articles [29] et [16], ainsi que sur l'article présentant les spécificités des convertisseurs DC-DC [26], la stabilisation de la tension entre un pôle et la terre (+200V ou -200V) se fera via le dispositif visible en sortie de batterie sur la figure 2.24. Il n'est pas à proprement parler un montage de contrôle, puisqu'il ne sert pas à maintenir des valeurs constantes, mais c'est plutôt un dispositif d'équilibrage entre deux niveaux de tension, c'est-à-dire qu'il ne pourra apporter une correction en cas de déséquilibre trop important, mais il pourra limiter la différence de tension entre les deux pôles. L'équilibrage entre les deux pôles se fera lentement et sera dû au comportement naturel des constituants de notre dispositif.

Note : Comme expliqué à la section 2.1, nous rappelons qu'il est important que notre micro-réseau ait ses deux pôles équilibrés en régime permanent. C'est-à-dire que lors de la conception de notre micro-réseau, il est important de répartir les différentes charges de manière équivalente sur les deux pôles, sinon le système est déséquilibré de base. Même si en pratique, ce sera très difficile, surtout pour un micro-réseau utilisé par des habitants.

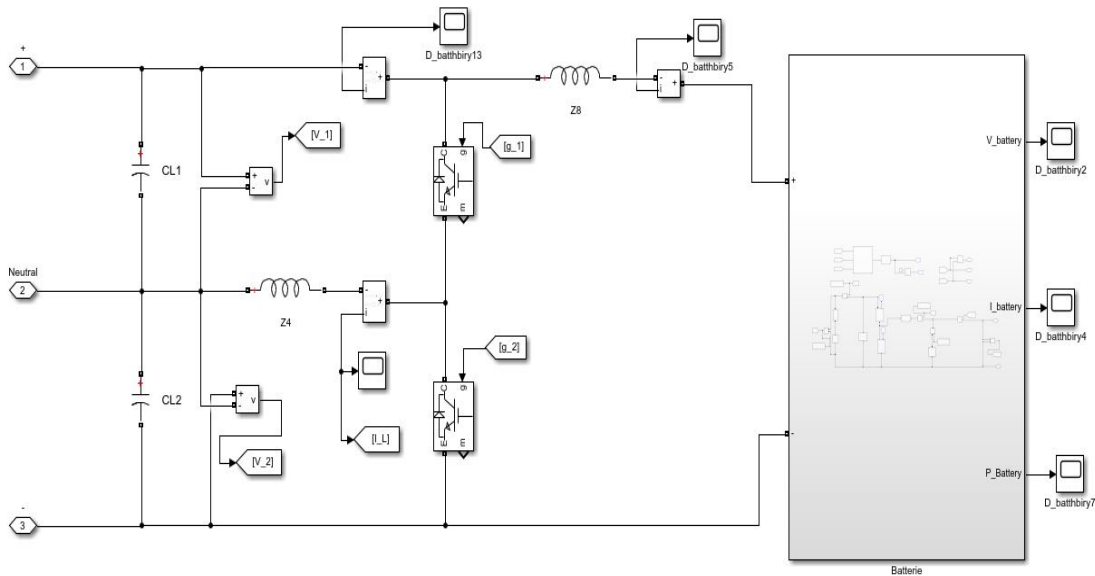


FIGURE 2.24 – Dispositif permettant l'équilibrage des pôles

Notre dispositif d'équilibrage (en anglais, Voltage balancing) est constitué de deux IGBT, de deux capacités et d'une inductance.

Fonctionnement et dimensionnement

Le fonctionnement de notre dispositif est très simple, il consiste simplement à fixer le point milieu entre les deux niveaux de tension qu'il doit équilibrer. Il ne dispose d'aucun système de stockage ou autre, il est très dépendant de la batterie qui stabilise la tension 400V entre les deux pôles, mais il permet de s'assurer que la terre est bien le niveau de tension au milieu de ces deux pôles.

Donc, si les 400V de différence entre les deux pôles sont assurés grâce à la batterie et que les deux pôles ont (en valeur absolue) la même différence de tension avec la terre, mathématiquement, nous obtenons bien +200V au pôle positif et -200V au pôle négatif.

Il mesure la différence de tension entre les deux pôles en valeur absolue et dès que cette valeur est plus grande que la sensibilité, il va commander l'ouverture du transistor permettant la connection entre le pôle ayant la tension la plus élevée (en valeur absolue) et la terre. Ceci dans le but de faire passer de la puissance du pôle en surconsommation dans le pôle en sous-consommation, afin de faire remonter son niveau de tension. Donc, il n'y aura pas de courant au niveau de l'inductance si les deux niveaux de tension sont égaux. Il y en aura seulement si les deux tensions sont déséquilibrées.

Nous choisissons de fixer le seuil de différence entre les deux niveaux de tensions à 10V. C'est-à-dire que la fonction permettant la limitation du déséquilibre n'entrera en action que lorsque la différence de tension entre les deux pôles (en valeur absolue) sera de 10V. Par exemple, si, lors d'un défaut entre la terre et le pôle positif, le disjoncteur de la ligne touchée se déconnecte pendant 3s, la durée du défaut, la tension du pôle positif pourra monter jusque 205V maximum et sera maintenue pendant 3s à cette valeur alors que la tension du pôle négatif sera limité à -195V. Après que le défaut soit terminé et que le disjoncteur ait reconnecté la charge au réseau, celui-ci se rééquilibre et donc, lentement, les tensions des deux pôles reviennent à leurs valeurs de régime permanent. C'est donc plus un dispositif limitant le déséquilibre lors d'un défaut qu'un dispositif permettant l'équilibrage des deux pôles.

Les IGBT sont branchés avec des diodes en anti-parallèle afin d'assurer le caractère bidirectionnel du dispositif d'équilibrage.

Le dimensionnement des capacités dépend fortement de notre micro-réseau, de la vitesse de stabilisation et de la sensibilité face aux perturbations que nous voulons. Afin de ne pas être trop sensible aux variations du courant de sortie de la batterie, il est conseillé de prendre des capacités au minimum 10 fois supérieures à la capacité de sortie du buck-boost de la batterie. Nous prenons :

$$C = 0.08 [F]$$

L'inductance, elle aussi, peut être dimensionnée de plusieurs manières. Dans l'article, il est précisé qu'au minimum, l'inductance doit valoir : $L_{min} = \frac{R_{réseau}}{2f_s} D(1 - D)^2$. Nous avons pris comme valeur :

$$L = 2 [mH]$$

Logique de contrôle

Pour contrôler l'ouverture et la fermeture de nos IGBT, nous allons créer une boucle de contrôle reprise sur la figure 2.25.

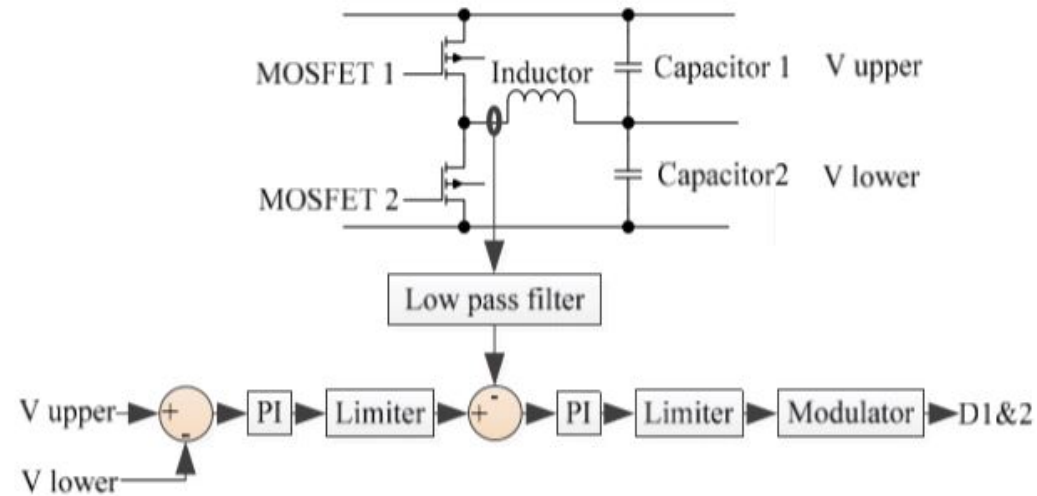


FIGURE 2.25 – Boucle de contrôle de notre dispositif d'équilibrage

Les IGBT sont commandés afin de s'ouvrir et de se fermer en fonction du déséquilibre. Le signal de courant traversant l'inductance, comparé à la valeur de tension sortant du premier contrôleur PI, est d'abord injecté dans un filtre low-pass afin d'en tirer sa valeur moyenne, puisque celle-ci oscille à la fréquence d'ouverture et de fermeture des switches.

Un contrôleur PI à boucle extérieure donne à la boucle de courant une référence de courant en régulant la différence de V_{upper} et V_{lower} à zéro. Ces deux signaux sont alors comparés et injectés dans un autre convertisseur PI qui va alors être modulé afin de commander le temps d'ouverture de la gate d'un des deux transistors. Ceci simplement dans le but de limiter le courant qui va osciller dans l'inductance et être injecté dans l'autre branche. Le choix d'ouverture du transistor se fait au moyen de la fonction Matlab A.8.

L'implémentation de notre boucle de contrôle dans Simulink/simscape est reprise à la figure A.5 (en annexe).

Chapitre 3

Analyse et résultats des simulations

Ce chapitre a pour but la validation expérimentale de notre disjoncteur permettant la protection des charges connectées aux différentes lignes, sur notre micro-réseau en courant continu.

3.1 Validation par simulation du disjoncteur

Pour valider notre disjoncteur, nous allons simplement produire un défaut de court-circuit en bout de ligne. Notre défaut sera réalisé au moyen de la fermeture brusque d'un interrupteur, que nous appellerons "l'interrupteur de défaut", enclenché au moyen d'un échelon passant de 0 à 1. Cet échelon sera représentatif de notre défaut, il commandera le signal d'entrée appelé "arbre" de notre BSSCB, ainsi que la fermeture de l'interrupteur de défaut. Un 1 correspondant à la fermeture et un 0 à l'ouverture de l'interrupteur de défaut.

Nous allons procéder à deux tests afin de valider le fonctionnement complet de notre BSSCB. Le premier test consistera à appliquer un défaut de très courte durée survenant entre une ligne et la terre. Le deuxième test, quant à lui, consistera à simuler un défaut qui n'est plus furtif mais qui a une certaine durée.

La seule différence entre ces deux simulations sera donc le temps du défaut. Dans les deux cas, notre disjoncteur devra protéger la charge se trouvant en bout de ligne et ré-energiser le système le plus vite possible, après disparition du défaut.

Le montage réalisé pour ces tests se trouve à la figure 3.1.

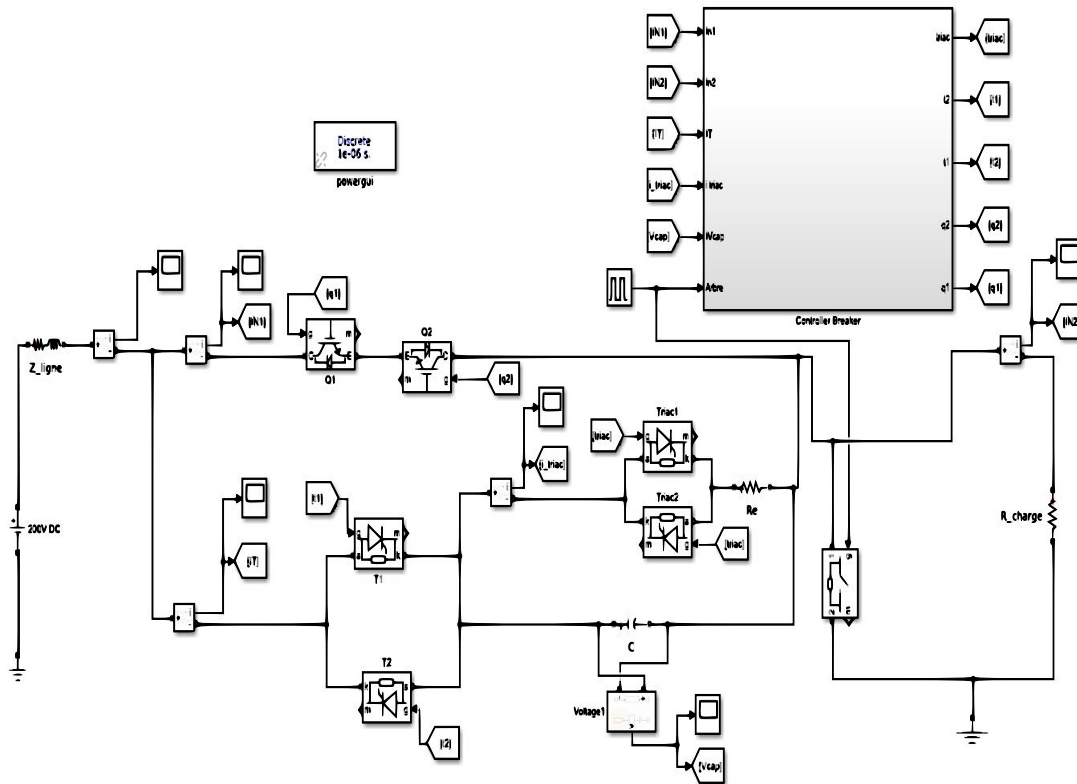


FIGURE 3.1 – Montage de validation de notre BSSCB (défaut à droite)

Étant donné le fait que notre disjoncteur doit pouvoir gérer un défaut arrivant depuis les deux bouts de la ligne au vu de son caractère bidirectionnel, ces tests ont été effectués exactement dans les mêmes conditions, simplement en enclenchant l'interrupteur de défaut sur la branche opposée (voir figure A.4). Les résultats sont semblables dans les deux cas.

3.1.1 Premier test : défauts de courte durée

Ce test a été réalisé en provoquant 5 court-circuits d'une durée de 6.667 ms, espacés de 2s, entre la ligne principale et la terre. Les six images qui vont suivre seront détaillées une par une afin de bien comprendre l'effet de tous les composants.

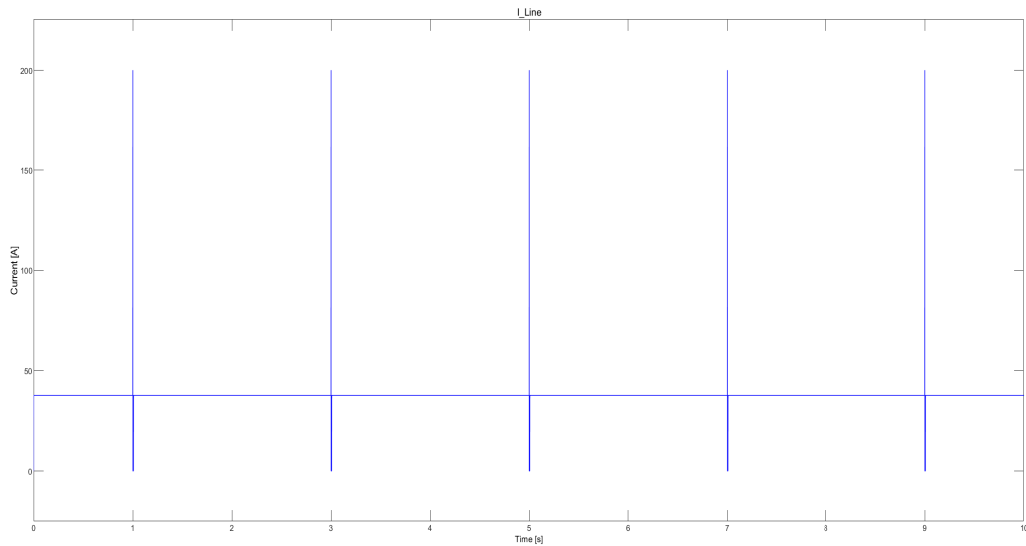


FIGURE 3.2 – Courant dans la branche principale au travers des transistors Q1 et Q2

Nous pouvons voir sur la figure 3.2 que le courant dans la branche principale avant défaut, c'est-à-dire en régime permanent, vaut 40A. Étant donné le fait que la sensibilité de notre disjoncteur est de 5, la première phase de fonctionnement doit s'enclencher quand la valeur nominale du courant de ligne dépasse 200A.

Nous constatons que la branche principale s'ouvre bien au seuil de courant voulu et que celui-ci est amené à 0 presque instantanément. Nous constatons également la rapidité de ré-energisation après que le défaut soit terminé.

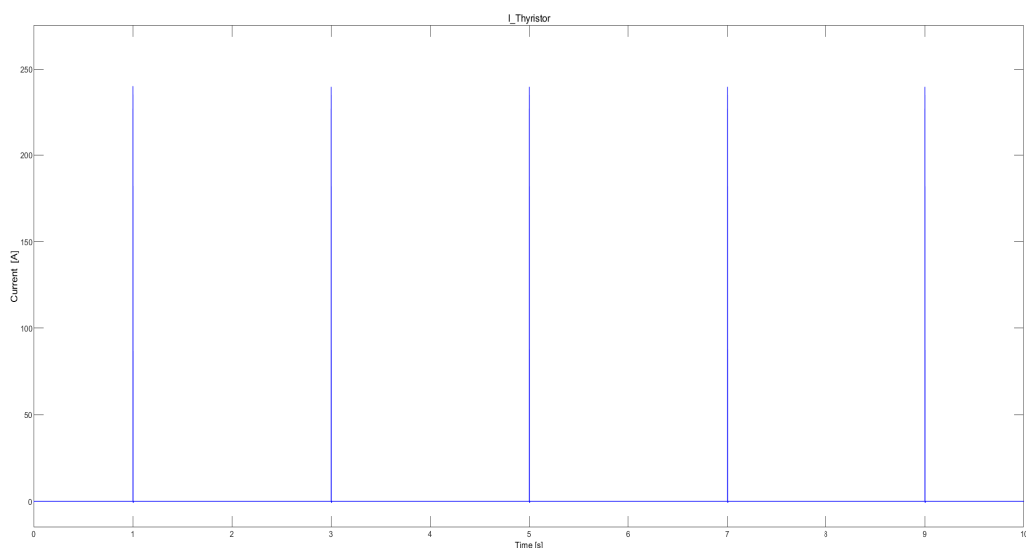


FIGURE 3.3 – Courant au travers des thyristors T1 et T2

La figure 3.3 nous montre bien que le courant passant dans le thyristor au moment du défaut est bien égal au courant circulant dans la branche principale au moment de l'ouverture de celle-ci.

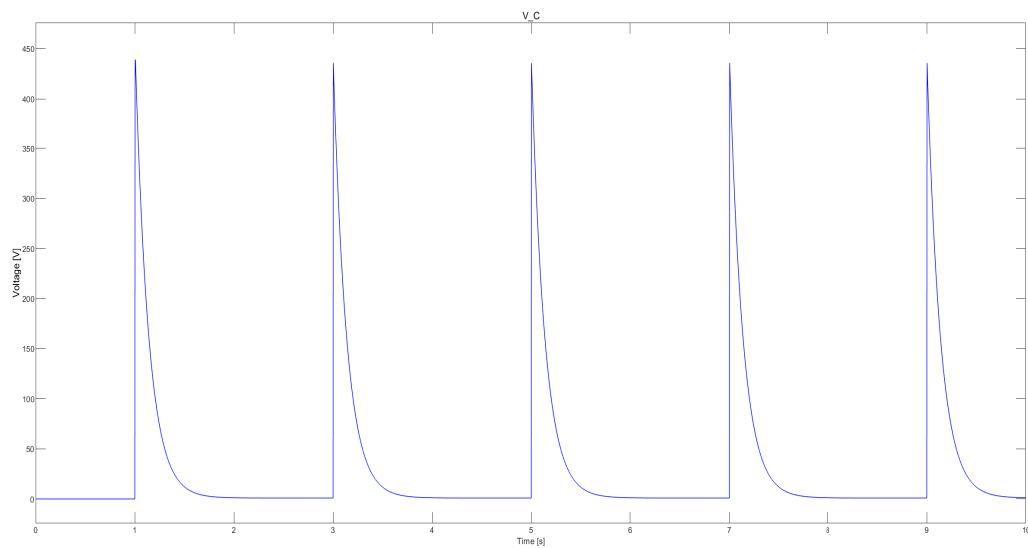


FIGURE 3.4 – Tension aux bornes de la capacité C

La tension aux bornes de la capacité est présentée sur la figure 3.4. La montée soudaine de la tension est bien sûr due au courant de défaut qui va totalement charger notre capacité. Nous pouvons également voir que le temps de dé-energisation de notre capacité, dimensionnée comme telle, est $\approx 1s$.

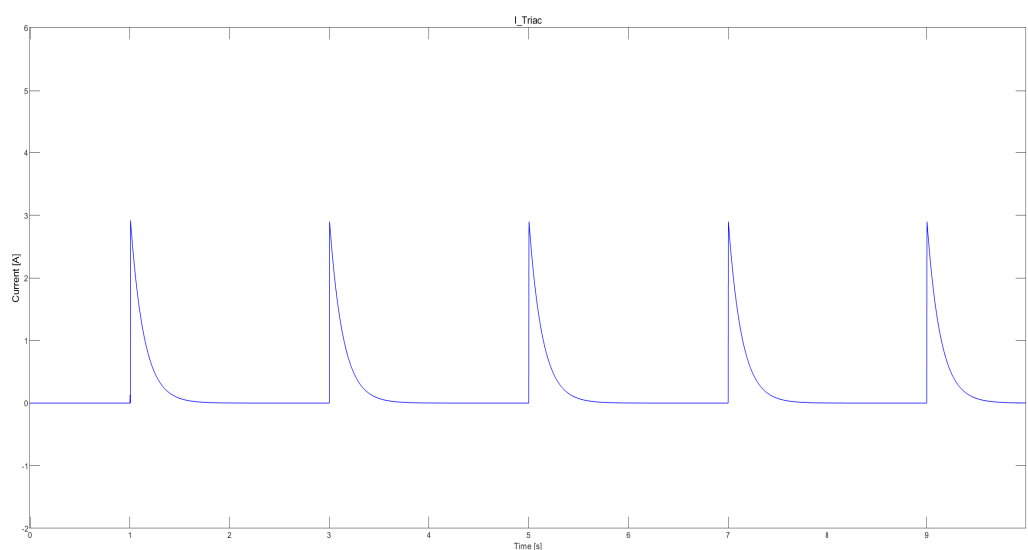


FIGURE 3.5 – Courant au travers du triac

Sur la figure 3.5, nous pouvons voir le courant au travers du triac qui est bien le courant sortant de la capacité afin de la décharger.

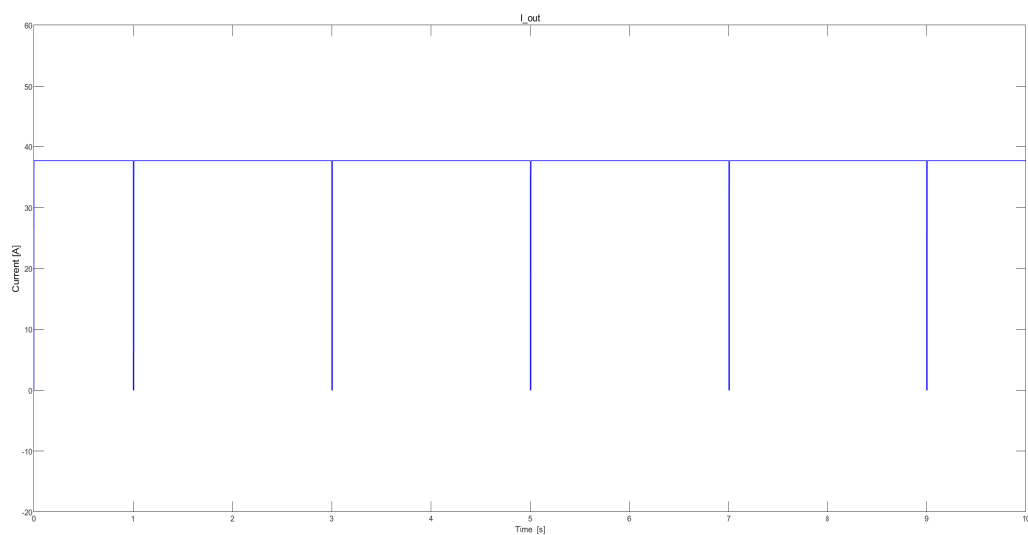


FIGURE 3.6 – Courant en sortie de ligne

Enfin, nous pouvons voir le courant en fin de ligne, c'est-à-dire après le défaut. Celui-ci est bien porté à 0 très rapidement lors du défaut et est bien remis à sa valeur de régime permanente après la fin du défaut.

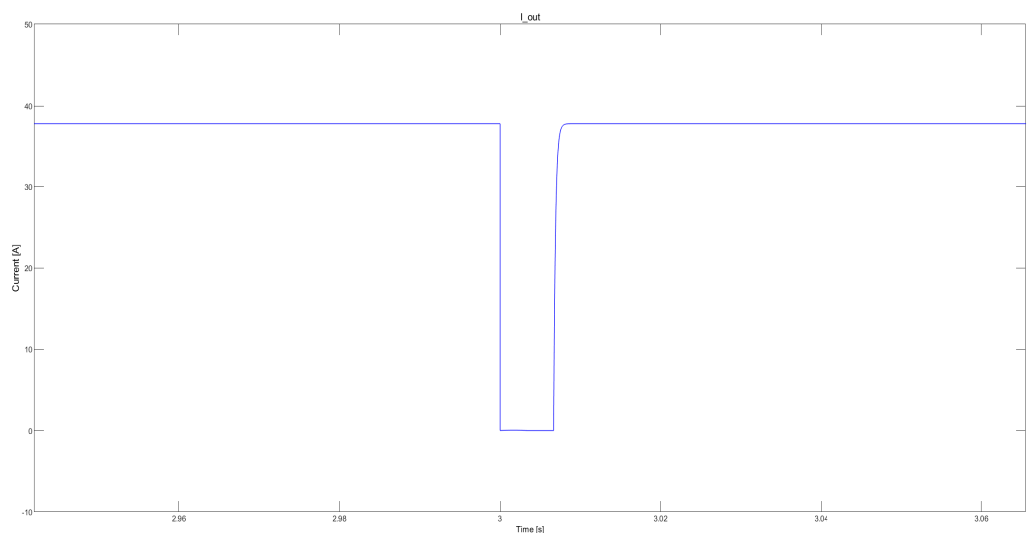


FIGURE 3.7 – Courant en sortie de ligne (Zoom sur la transition)

Afin de mieux voir la transition et évaluer la durée de gestion totale de notre défaut, nous avons zoomé le pic du courant de sortie qui est porté à 0 et remis à sa valeur de régime permanent très rapidement.

Nous pouvons voir que pour un défaut d'une durée de 6.667 ms, la durée totale de sa gestion complète est $\approx 8ms$. Ce qui donne, sans compter la durée du défaut lui-même, 2ms d'action de notre disjoncteur après élimination du défaut.

3.1.2 Deuxième test : défauts de longue durée

Ce test a été réalisé en provoquant 5 court-circuits d'une durée de 2.5 s, espacés de 10 s, entre la ligne principale et la terre. Les formes de courants et de tensions dans les composants seront semblables à celles obtenues lors du premier test. Pour les sept images qui vont suivre, seules les différences avec le premier test seront détaillées.

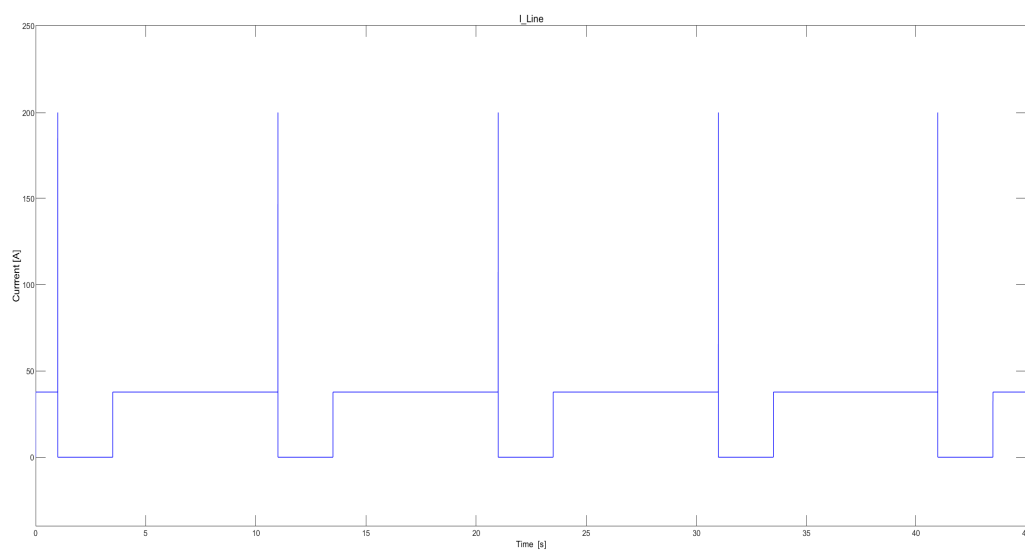


FIGURE 3.8 – Courant dans la branche principale au travers des transistors Q1 et Q2

Nous pouvons voir sur la figure 3.8 que le courant dans la branche principale, une fois amené à zéro, est maintenu à cette valeur pendant toute la durée du défaut.

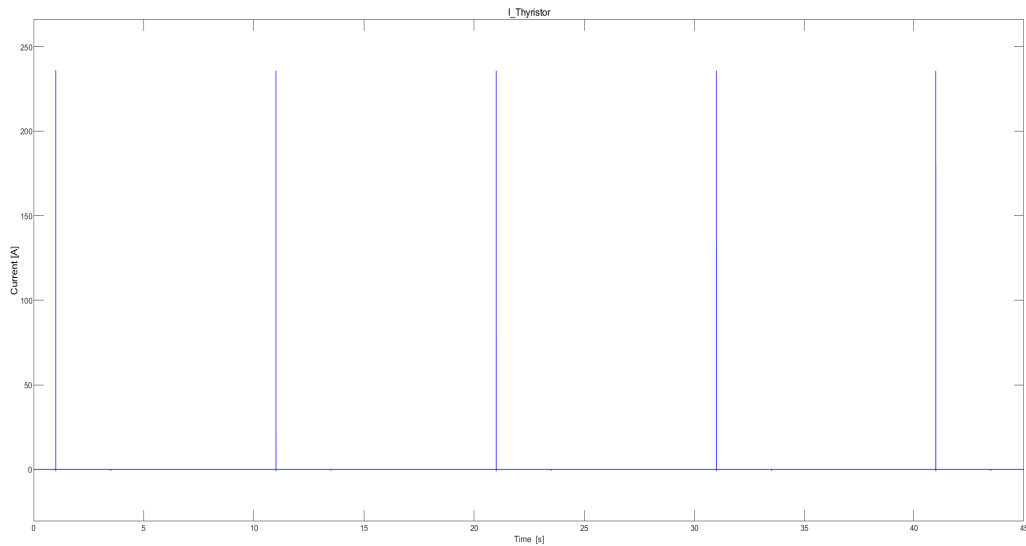


FIGURE 3.9 – Courant au travers des thyristors T1 et T2

Comme pour le premier test, une fois que le courant dans la branche principale dépasse une valeur seuil, ce courant est transmis par les thyristors. Notons que peu de temps avant l'ouverture des thyristors, un petit courant de signe opposé au courant de défaut apparaît (voir figure 3.10).

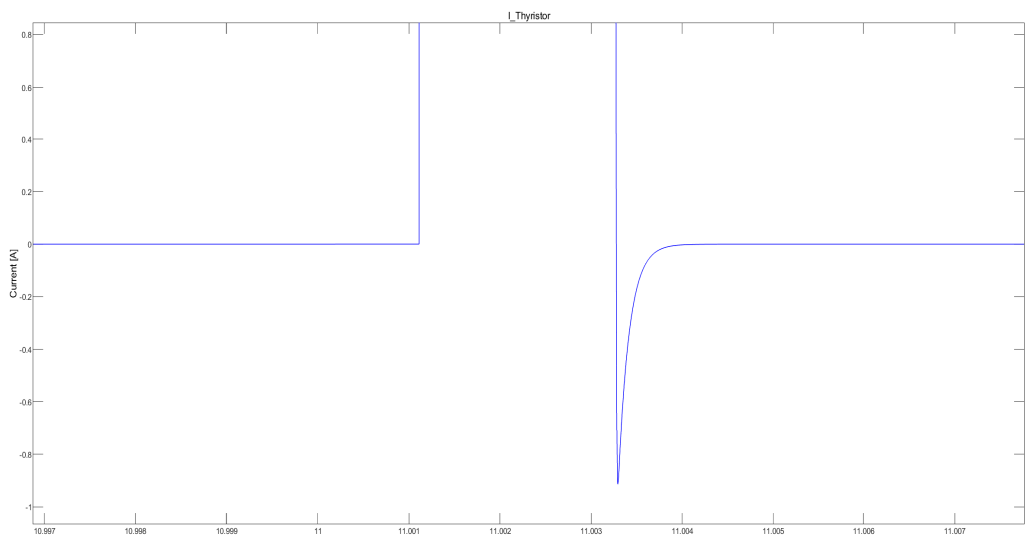


FIGURE 3.10 – Courant au travers des thyristors T1 et T2 (Zoom sur la transition)

La figure 3.10 nous montre un phénomène qui peut se produire lorsque la durée du défaut est plus longue. Ce phénomène peut être décrit comme un petit courant négatif qui apparaît juste avant l'ouverture du transistor, c'est-à-dire juste avant que le courant y passant soit amené à 0. Nous pouvons voir que son intensité $\approx -1A$ est tout à fait négligeable par

rapport à l'intensité du courant de défaut. Celui-ci est causé par le fait que pendant un court instant, la capacité chargée à environ 450 V est mise en série avec la branche du courant de défaut (celui-ci ayant été amené jusque 0). S'ensuit donc le déversement d'une partie de l'énergie stockée dans la capacité dans le transistor fermé et mis en anti-parallèle au transistor par lequel passe le courant de défaut.

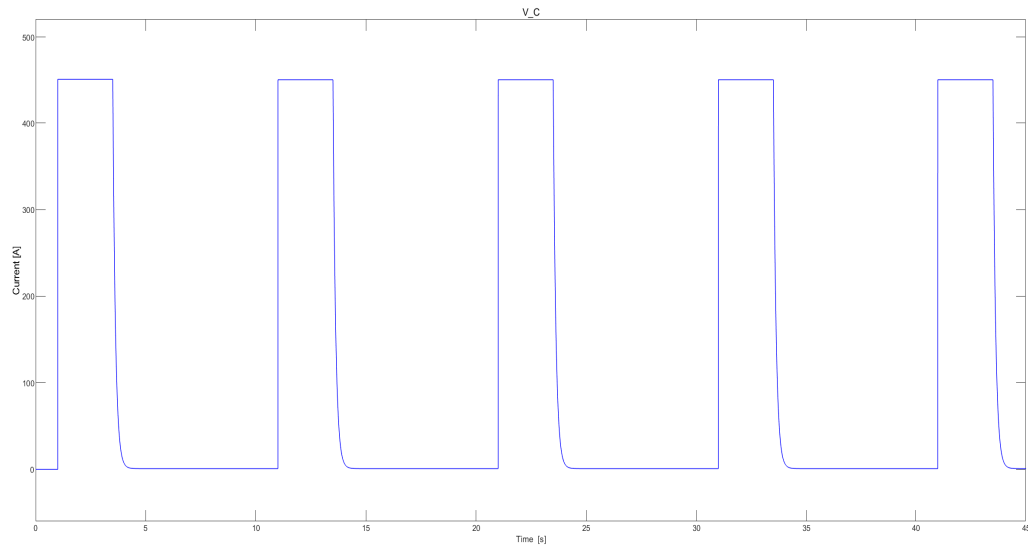


FIGURE 3.11 – Tension aux bornes de la capacité C

La tension de la capacité chargée reste bien constante pendant la durée du défaut (voir figure 3.11).

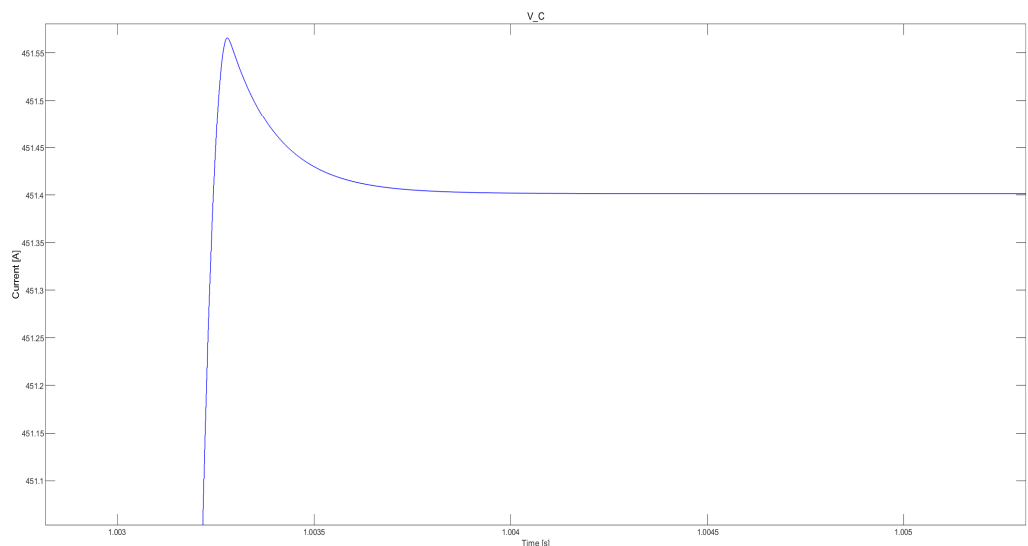


FIGURE 3.12 – Zoom sur la tension au travers la capacité

Le phénomène observé sur la figure 3.10 se voit également ici, où la tension aux bornes de

la capacité diminue pendant un court instant.

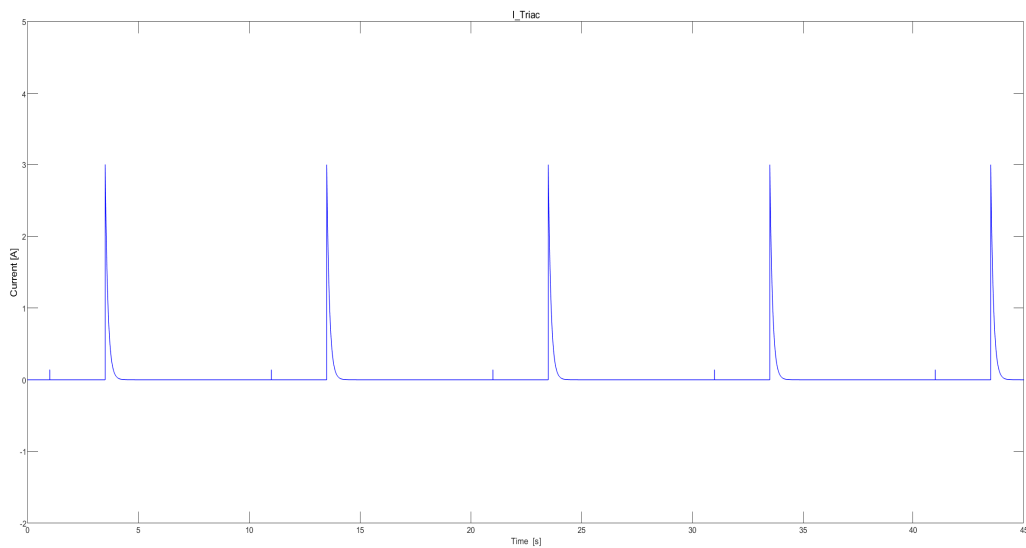


FIGURE 3.13 – Courant au travers du triac

Sur la figure 3.13 présentant le courant passant au travers du triac, nous pouvons voir qu'une partie du courant négatif passant dans la branche des thyristors est aussi issu de la branche du triac qui est à la tension de la capacité.

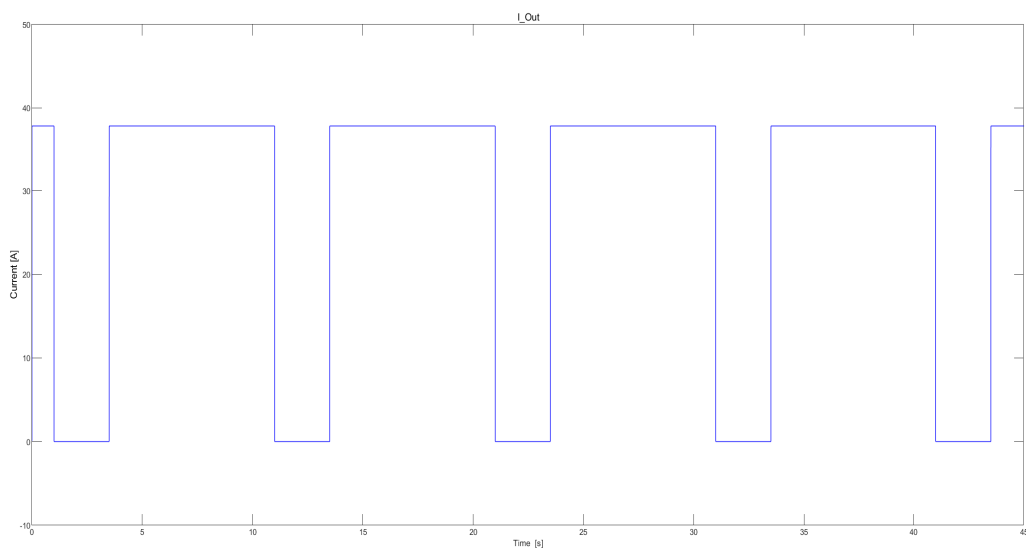


FIGURE 3.14 – Courant en sortie de ligne

Le courant en bout de ligne est bien maintenu à zéro, tant que le défaut n'est pas supprimé et est très rapidement remis à sa valeur de régime permanent à la fin de celui-ci.

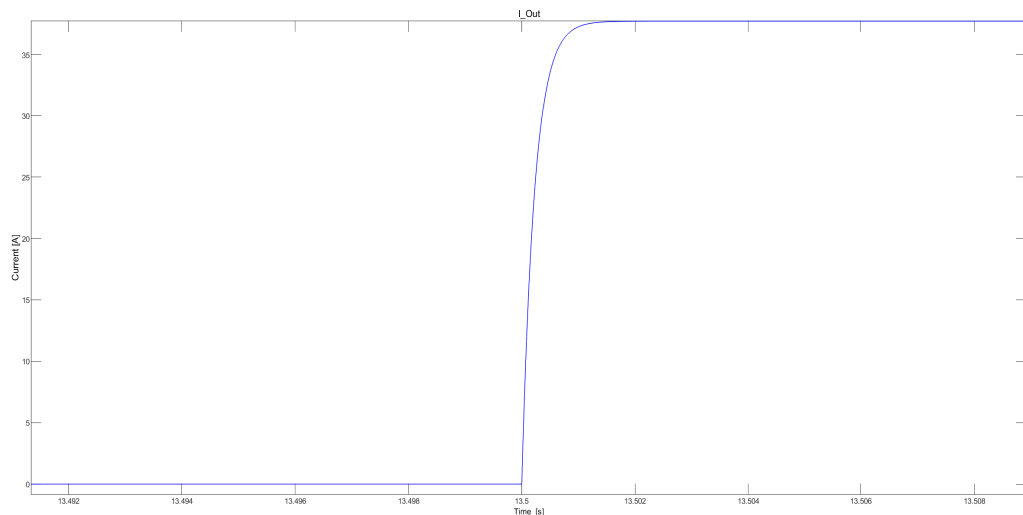


FIGURE 3.15 – Courant en sortie de ligne (Zoom sur la transition)

Sur la figure 3.15, qui montre un zoom sur la transition lors des pics du courant en bout de ligne, la durée d'élimination totale du défaut est $\approx 2ms$.

Commentaires sur les deux tests réalisés

Pour les tests présentés aux sections 3.1.2 et 3.1.1, les courts-circuits qui ont été effectués l'ont été sans mettre une certaine résistance en série dans la branche de défaut. En effet, l'interrupteur a juste connecté deux lignes de tensions différentes sans résistance entre les deux.

En réalité, lors d'un défaut entre deux lignes, il y a toujours une résistance entre celles-ci, cette résistance peut prendre différentes valeurs, mais n'est jamais réellement nulle. La valeur de cette résistance aura principalement un impact sur l'intensité du courant de défaut. La sensibilité K_{er} de notre contrôleur, présenté à la section 2.7.4, doit donc être particulièrement adaptée. En effet, une sensibilité trop grande aurait pour conséquence que le contrôleur du BSSCB ne détecterait pas les défauts de ligne présentant une grande résistance de défaut. Tandis qu'une sensibilité trop petite pourrait faire déclencher le disjoncteur alors qu'il n'y a pas eu de défaut.

L'inductance de ligne ou de la charge jouent aussi un grand rôle dans l'intensité du courant de défaut.

Dans notre cas, le choix de la sensibilité $K_{er} = 5$ de nos disjoncteurs a été fait sur base expérimentale. Un approfondissement au niveau des paramètres influençant l'intensité du courant de défaut permettrait de déterminer la sensibilité adéquate pour chaque disjoncteur.

3.2 Validation par simulation de la protection de notre micro-réseau face aux défauts

Nous allons maintenant procéder à un dernier test général, représenté sur la figure 3.16. Celui-ci a pour but de montrer que notre disjoncteur est totalement adapté à notre micro-réseau. Le montage sur Simulink/Simscape se trouve à la figure A.3.

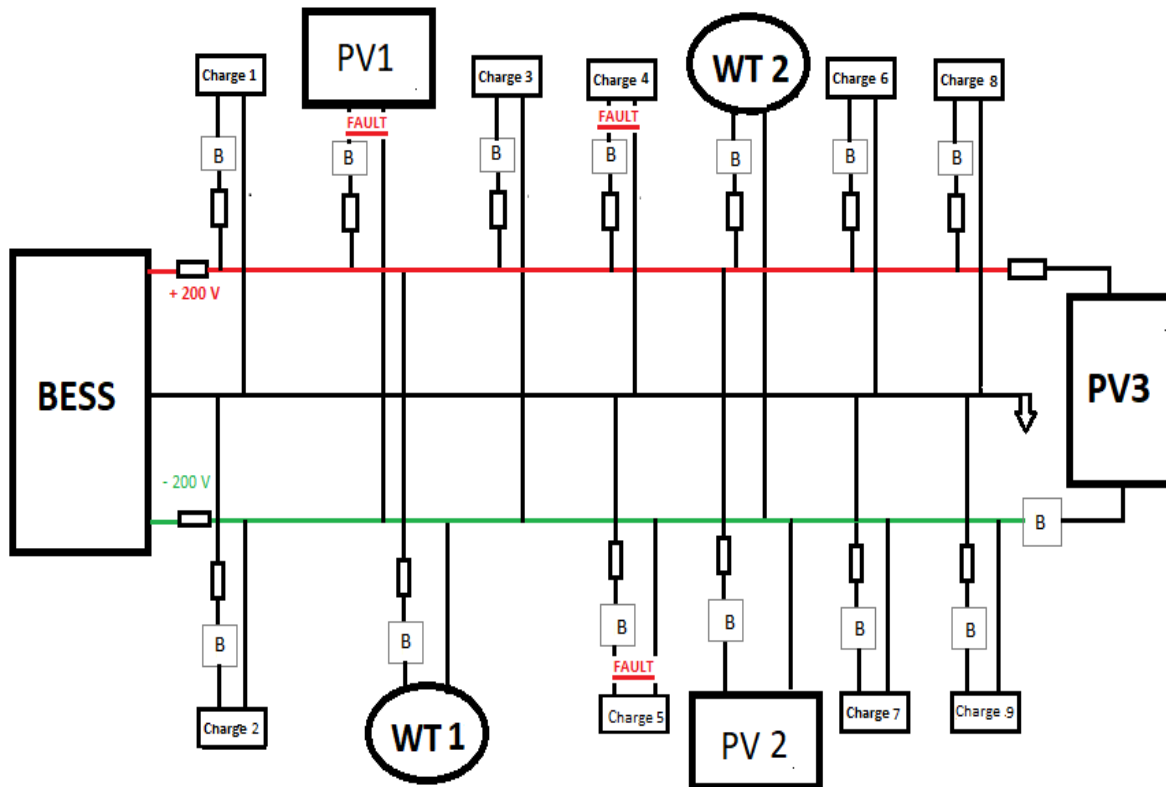


FIGURE 3.16 – Schéma des défauts provoqués sur notre micro-réseau

Ce test consistera à effectuer trois défauts entre deux câbles à trois endroits différents sur notre micro-réseau. Le premier défaut se produira entre les deux lignes de la charge 4, le deuxième défaut se produira entre les deux lignes de l'installation PV 1 et le dernier défaut se fera entre les deux lignes de la charge 5. Cette simulation durera 8s, les défauts seront espacés de 1.8s et dureront 0.4s chacun. Le premier défaut commence en 1s, le deuxième en 3.3s et le troisième en 5.6s.

Le premier défaut s'appliquera sur les câbles reliant une charge de 6.4 [kW] connectée au pôle positif, le deuxième sera un défaut entre les lignes d'une installation PV de 7.83 [kW]

connectée entre les deux pôles et le dernier court-circuit se produira entre les lignes d'une charge de $6.4 [kW]$ connectée au pôle négatif.

Il s'agit, pour chaque défaut, que le courant dans la ligne soit le plus rapidement amené à 0 et que le déséquilibre de tension entre les deux pôles soit limité à 10V. Il faut donc que le BSSCB connecté à la ligne en défaut permette le débranchement rapide de la ligne afin de protéger le dispositif qui y est connecté et que le déséquilibre de tension entre les deux pôles soit bien limité pendant toute la durée des défauts. Après refermeture des lignes par les disjoncteurs, le système doit retrouver rapidement son équilibre d'avant défaut.

Nous pouvons voir sur les figures 3.17, 3.18, 3.19 et 3.20 les formes des courants dans la branche principale, dans les thyristors ainsi que dans le triac. Nous pouvons voir également la forme de la tension aux bornes de la capacité pour le premier défaut. Nous voyons clairement que ces formes sont équivalentes aux formes obtenues lors de la validation de notre BSSCB. Notre disjoncteur remplit donc bien son rôle dans notre micro-réseau.

Les formes de courant et de tension pour les deux autres défauts sont semblables, nous n'avons donc pas jugé bon de les insérer dans notre travail de recherche.

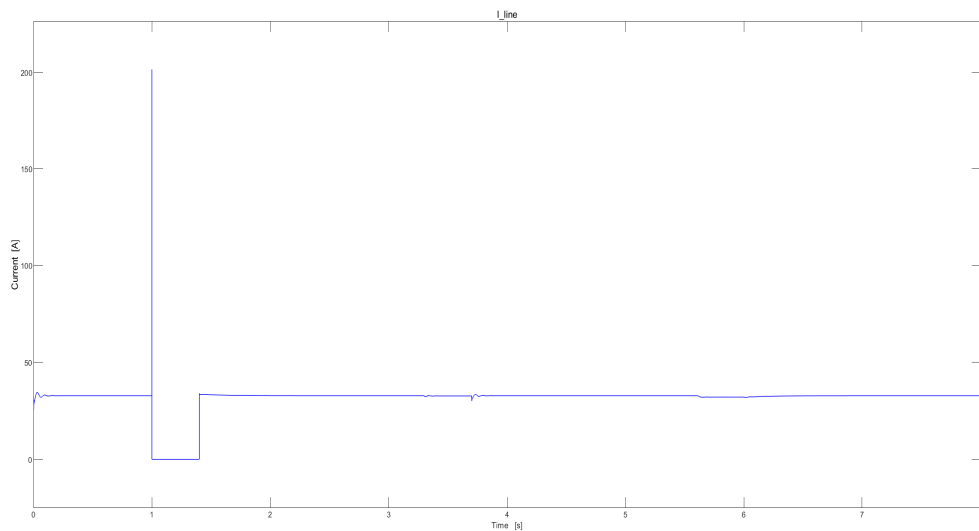


FIGURE 3.17 – Courant de ligne du disjoncteur connecté à la ligne de la charge 4

Sur la figure 3.17, nous pouvons voir que le courant de ligne vaut bien 0 pendant le défaut et qu'il retrouve sa valeur de régime permanent à la fin de celui-ci. Nous pouvons voir également que les défauts dans les autres branches n'influencent presque pas le courant dans cette branche.

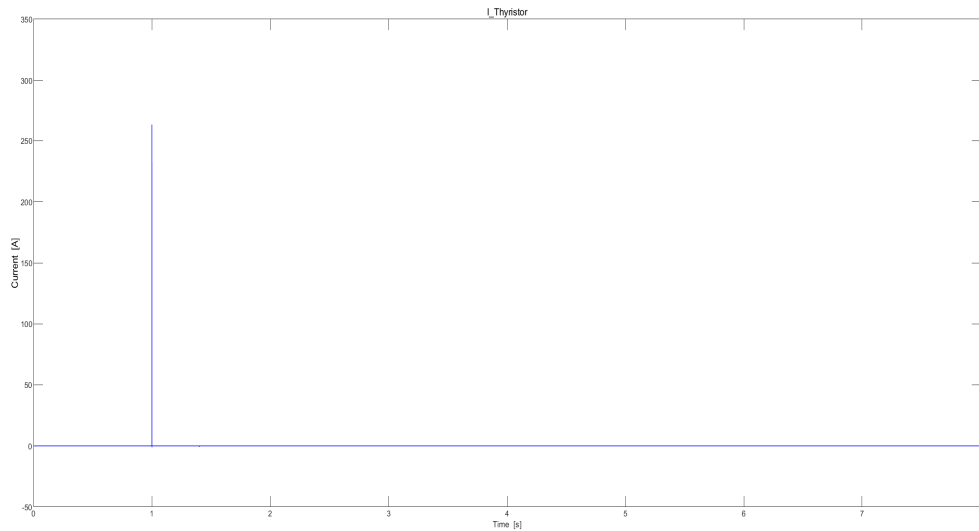


FIGURE 3.18 – Courant dans le thyristor du disjoncteur connecté à la ligne de la charge 4

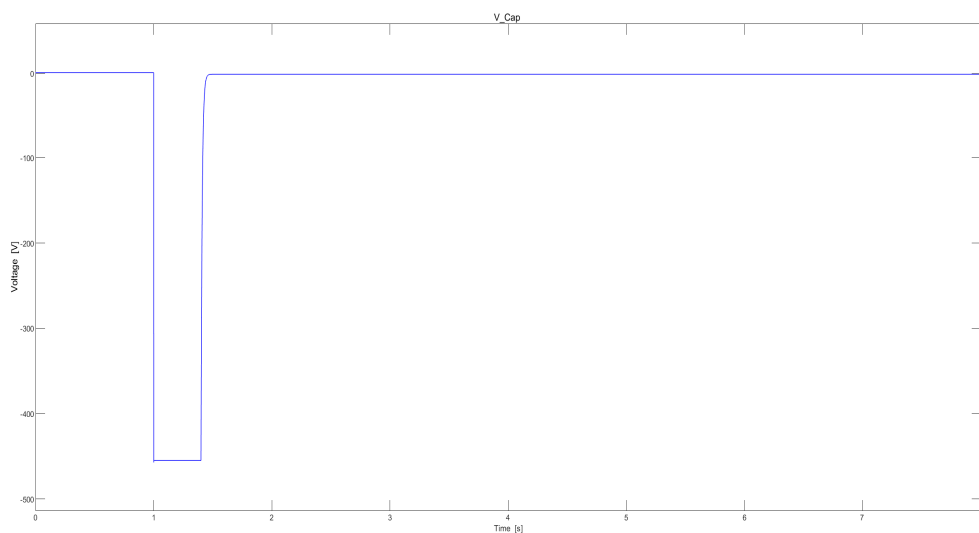


FIGURE 3.19 – Tension aux bornes de la capacité du disjoncteur connecté à la ligne de la charge 4

Nous pouvons voir sur la figure 3.19 que la capacité déverse bien l'énergie qu'elle a stockée pendant le défaut, dans le micro-réseau. Elle est donc en condition optimale si un nouveau défaut survient.

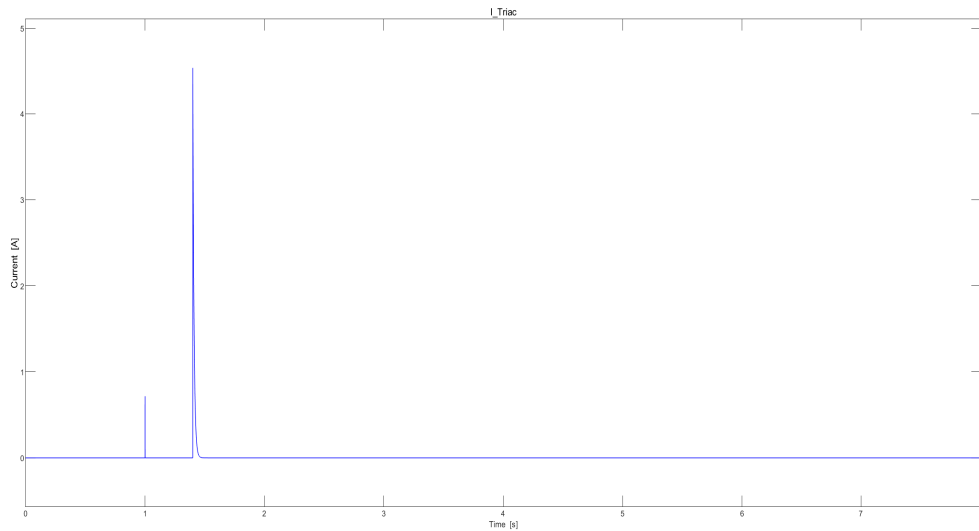


FIGURE 3.20 – Courant dans le triac du disjoncteur connecté à la ligne de la charge 4

Nous allons maintenant analyser les valeurs des variables globales de notre micro-réseau. Notons que le début de chaque graphe est constitué d'oscillations qui sont dues au démarrage de tout le système, à la charge des capacités et des inductances qui le composent, mais également aux oscillations avant stabilisation des contrôleurs des boosts de nos moyens de production ainsi que ceux des bucks de nos charges. Ces oscillations en début de simulation ne sont en aucun cas représentatives du fonctionnement général de notre micro-réseau.

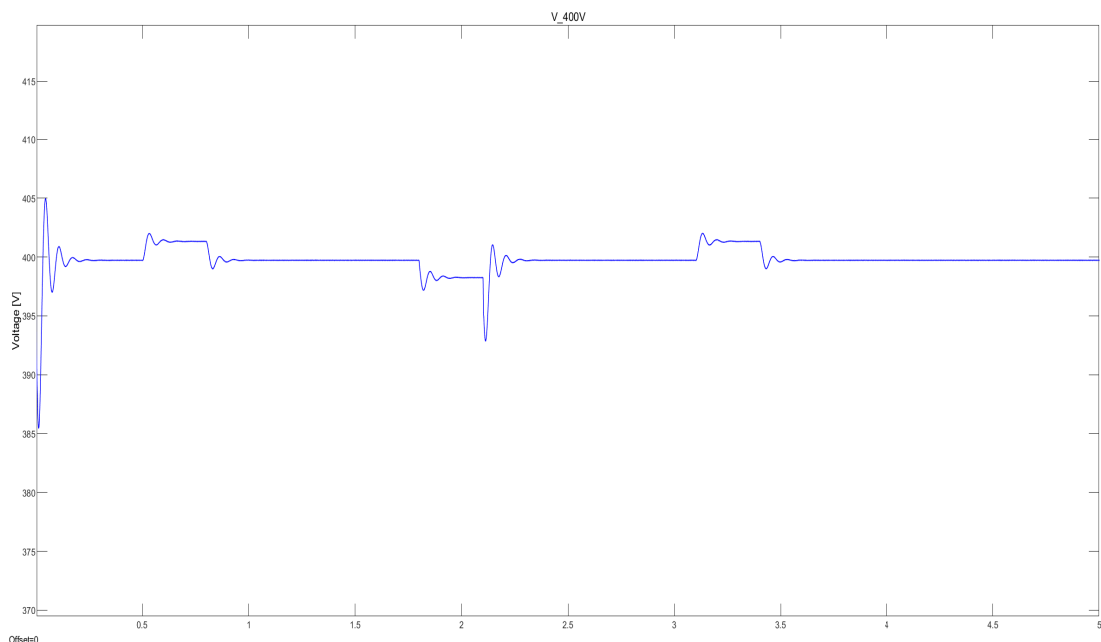


FIGURE 3.21 – Tension 400V entre les 2 pôles

Nous pouvons voir sur la figure 3.21 la forme de la tension en sortie de notre batterie. II

apparaît que pendant la durée des défauts, sa tension de 400V est stabilisée à une différente valeur et qu'en fin de défaut, après rééquilibrage du système, le micro-réseau se re-stabilise à 400V. Nous pouvons voir que lors du premier et du troisième défaut, lorsqu'une charge est déconnectée du réseau, la tension du micro-réseau dépasse 400V et lorsque nous perdons un moyen de production, lors du deuxième défaut, la tension devient plus petite que 400V. Bien sûr, ces phases sont séparées par de grandes oscillations dues au fonctionnement du contrôleur de la batterie. Néanmoins, nous pouvons remarquer que ces oscillations sont vite dissipées et les niveaux de tension ne varient pas fortement malgré de grosses puissances de consommation ou de production perdues.

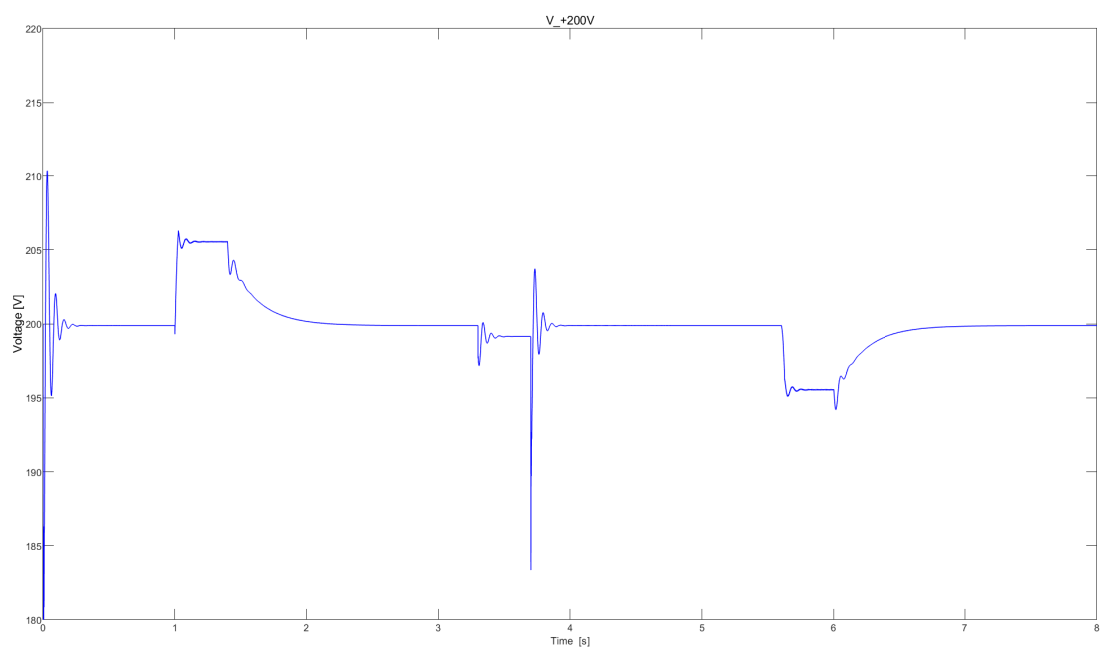


FIGURE 3.22 – Tension entre le pôle positif et la terre

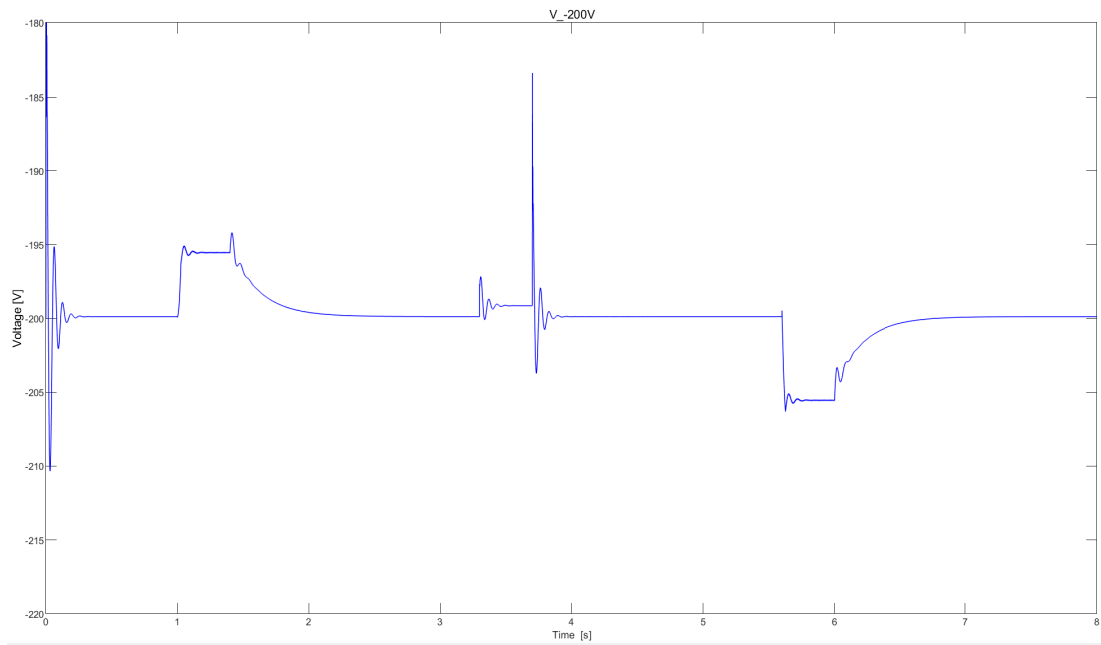


FIGURE 3.23 – Tension entre le pôle négatif et la terre

Les figures 3.22 et 3.23 nous montrent les formes des tensions des deux pôles avec la terre. Nous pouvons voir qu'en régime permanent, vu que le système est équilibré, leurs valeurs se stabilisent bien à +200V et -200V. En fonction d'où se trouve le défaut, leurs tensions vont augmenter ou diminuer.

Pour le premier et le troisième défaut, le pôle qui subit le défaut voit sa tension augmenter dû au fait que la puissance consommée chute brutalement en perdant une charge. Et comme la différence de tension entre les deux pôles est stabilisée par la batterie, les niveaux de tension entre les deux pôles sont liés et le pôle opposé voit donc son niveau de tension diminuer (en valeur absolue). Et donc la différence (en valeur absolue) de valeur entre les deux niveaux de tension va augmenter jusqu'à atteindre la sensibilité que nous avons paramétrée. Nous voyons bien que les deux niveaux de tension se stabilisent afin que cet écart ne dépasse pas 10V.

Pour le deuxième défaut, la perturbation de tension est due à la variation de la tension en sortie de la batterie. Celle-ci passe en mode décharge, suite à la perte de l'installation photovoltaïque PV 1.

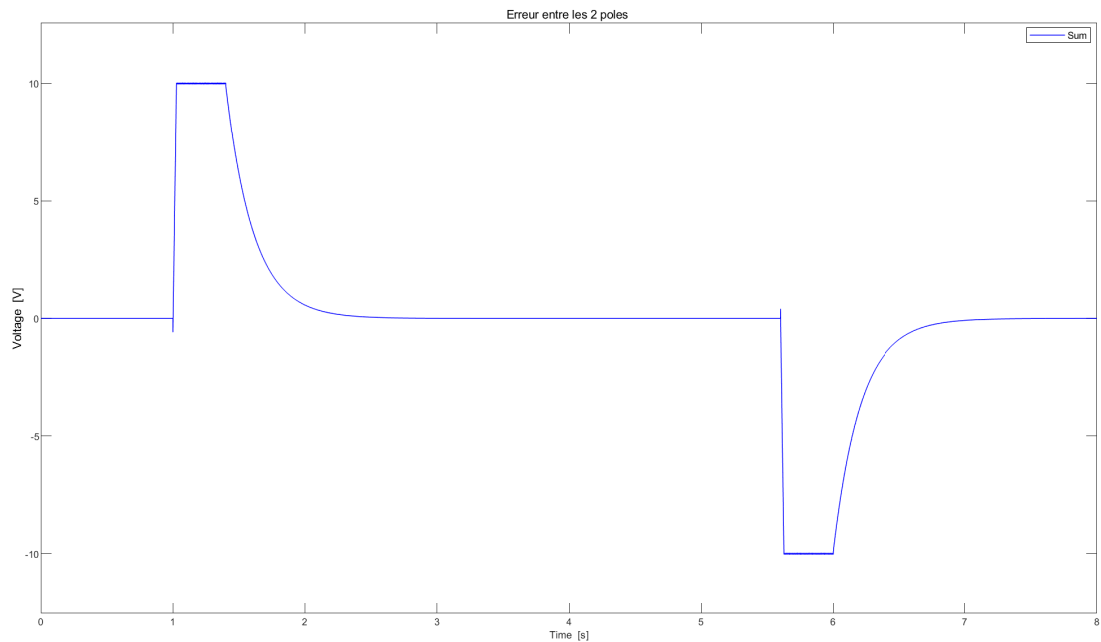


FIGURE 3.24 – Différence (en valeur absolue) des niveaux de tension des deux pôles

La figure 3.24 nous montre la différence entre la tension du pôle positif et la valeur absolue de la tension du pôle négatif. Cette figure très importante permet de mettre en évidence le fonctionnement de notre dispositif présenté à la section 2.8.2.

En effet, nous pouvons voir que, pendant les défauts 1 et 3, cette valeur se stabilise à 10V ou -10V. Les tensions de pôles sont donc bien maintenues dans l'intervalle de tension désiré malgré les défauts produits.

Nous pouvons également voir que pendant le défaut numéro 2, cette différence n'a pas changé. Un défaut entre les deux pôles n'affecte donc pas la différence (en valeur absolue) des tensions des deux pôles.

Note : Pour les lecteurs intéressés, les graphes 3.21, 3.22, 3.23 et 3.24 sont repris avec une indication permettant de mieux visualiser la durée des défauts aux figures annexes A.13, A.14, A.15 et A.16.

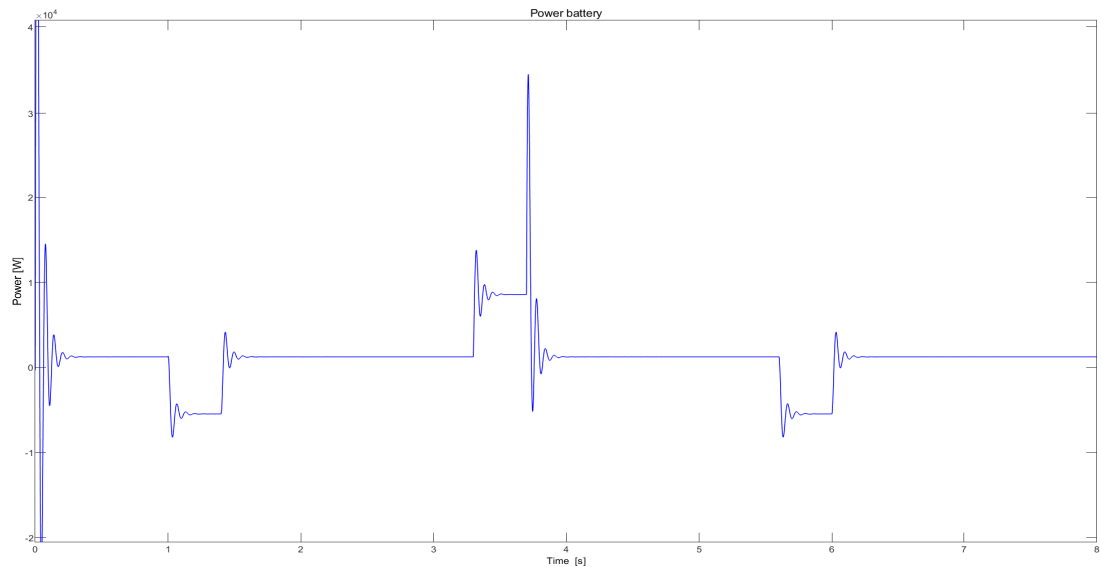


FIGURE 3.25 – Puissance de la batterie

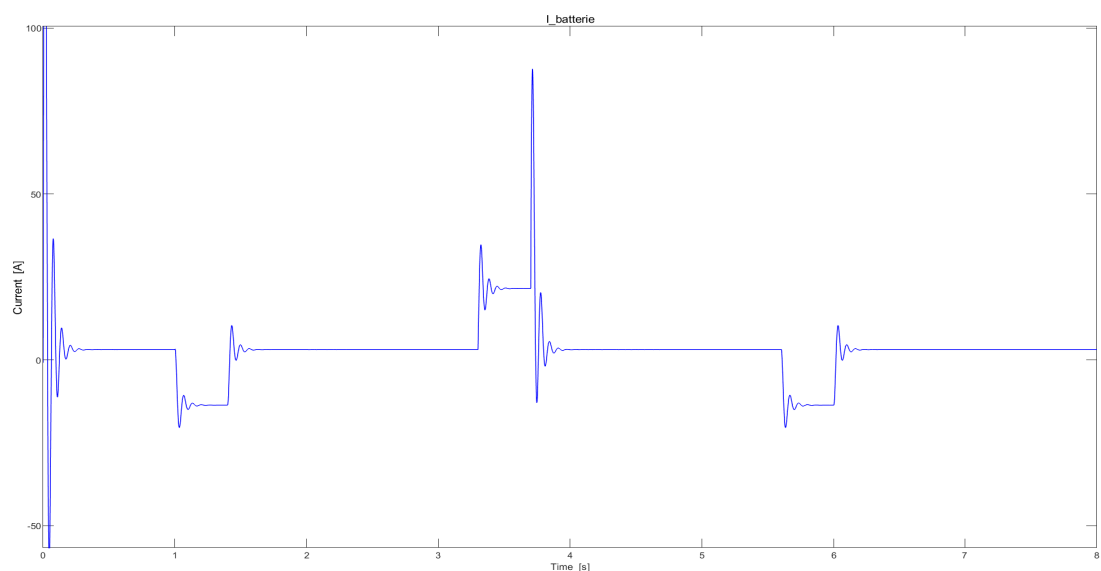


FIGURE 3.26 – Courant dans la batterie

Les deux figures ci-dessus 3.25 et 3.26 nous montrent la puissance et le courant injecté ou absorbé par la batterie pendant la simulation. Nous pouvons voir qu'en régime permanent, ces valeurs sont stabilisées, selon que nous sommes en mode charge ou décharge.

Il est important de préciser qu'étant donné le fait que les défauts sont rapidement éliminés et surtout grâce à notre batterie très puissante de 50 [kW], les conséquences d'un défaut n'affectent que peu les autres branches.

Les figures en annexe A.9, A.10 et A.11 nous montrent respectivement les courants au travers les charges 3, 8 et 9 qui ne subissent pas de défaut. En effet, hormis les valeurs des niveaux de tension, les valeurs des courants dans les branches sans défaut ne varient presque pas. Nous rappelons l'importance d'un système de batterie performant.

Conclusions et perspectives

Les objectifs qui ont été fixés dans le cadre de ce travail ont été rencontrés. Nous sommes parvenus à dimensionner un micro-réseau isolé en courant continu pour une application concrète (village dans un pays en développement).

Après avoir choisi les moyens de production et de stockage d'énergie les mieux adaptés aux besoins exprimés dans le cahier des charges, nous avons recherché, parmi différentes possibilités, le meilleur équipement de protection. Tous ces choix techniques ont été validés par des simulations prenant en compte l'ensemble des éléments et nous permettant de tirer un certain nombre de conclusions.

Tout d'abord, nous pouvons dire que le BSSCB (Bidirectionnal Solid State Circuit Breaker) utilisé afin de protéger nos charges en cas de court-circuit est pleinement fonctionnel. Ce dispositif a validé ce que nous attendions de lui, à savoir une grande rapidité d'exécution, une élimination complète du défaut et une protection totale de la charge qui y est connectée.

Certes, nous n'avons pas effectué de comparaisons avec d'autres modèles de BSSCB, et il est probable que notre appareil ne soit pas optimal si l'on prend en compte un ensemble d'autres critères tels que le coût, les dissipations, la compacité du dispositif ou la durée de vie.

Pour notre étude, nous avons fait le choix de modéliser un micro-réseau bipolaire particulièrement résilient face aux défauts. Le dispositif utilisé pour la stabilisation de ce réseau a lui aussi répondu à nos attentes. C'est un montage simple et efficace permettant de limiter les effets pour les consommateurs d'un défaut sur l'une des branches.

Il n'en reste pas moins qu'une série de critiques peuvent être adressées à notre modèle et que des études supplémentaires seront nécessaires pour faire en sorte que ce concept puisse être concrètement appliqué.

Citons tout d'abord les fortes contraintes sur les composants liées aux variations importantes de courants traversant les transistors pour stabiliser la tension à l'aide de grosses capacités. Ces phénomènes peuvent avoir un impact négatif sur la durée de vie des éléments du réseau. Soulignons également la présence d'une batterie permettant de délivrer à elle seule une puissance instantanée supérieure à la somme des puissances de tous les moyens de production réunis.

Pour la partie concernant la validation de notre BSSCB, nous pouvons dire que même s'il est efficace en cas de court-circuits survenant entre les lignes, ce dispositif doit encore être optimisé afin de réagir adéquatement face à d'autres défauts qui pourraient survenir. Nous pensons par exemple aux défauts d'arcs ou un black-out général provoquant le délestage de la batterie centrale. Ce dernier point pourrait être amélioré en implémentant un canal de communication entre chaque disjoncteur et la batterie.

Pour terminer, je voudrais mettre l'accent sur la sécurité des personnes en rappelant notamment qu'un dispositif de coupure électronique comme le BSSCB ne peut en aucun cas se substituer à une coupure mécanique visible avant toute intervention sur le réseau. Mon travail, qui s'est focalisé sur la protection des dispositifs électriques, pourrait être avantageusement complété par une étude centrée sur la sécurité des utilisateurs.

Annexe A

Liste des figures supplémentaires

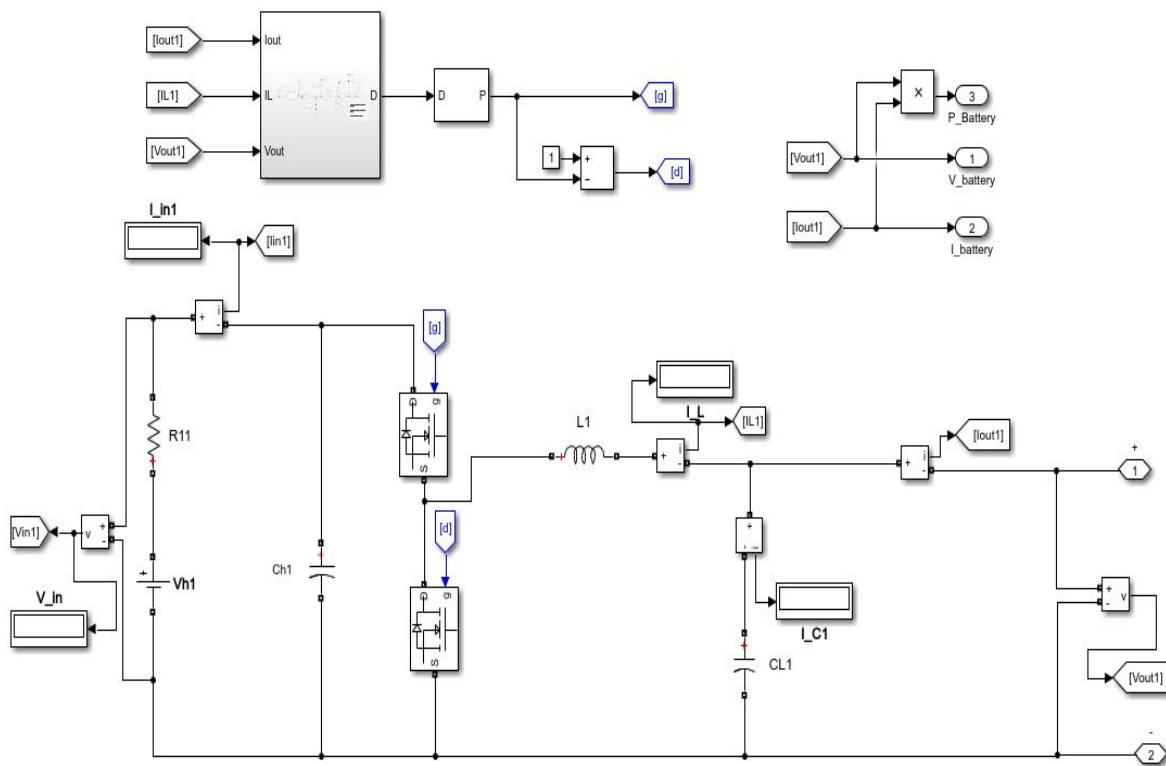


FIGURE A.1 – Batterie issue de [9] utilisée dans notre montage final

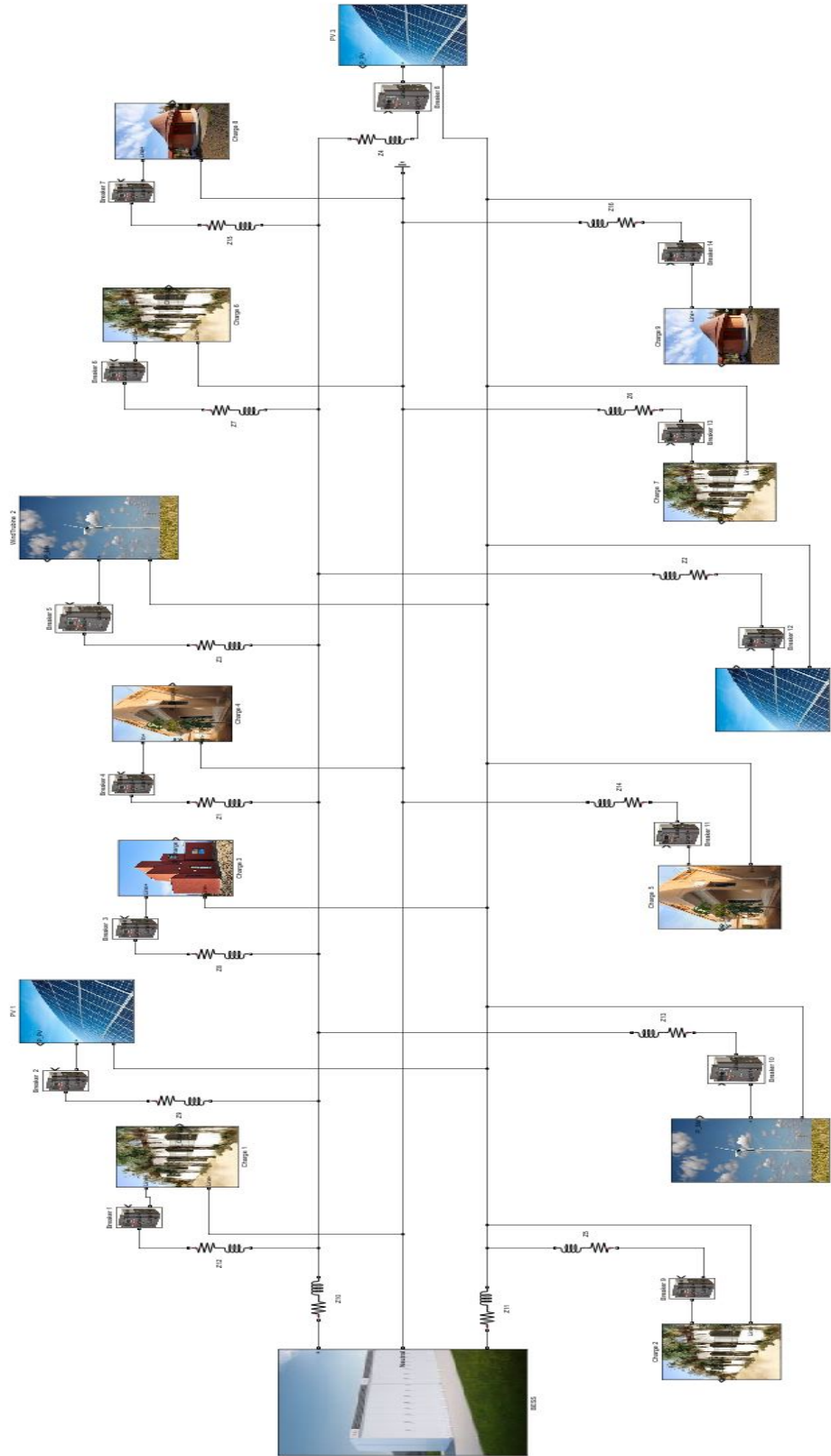


FIGURE A.2 – Montage final de notre micro-réseau

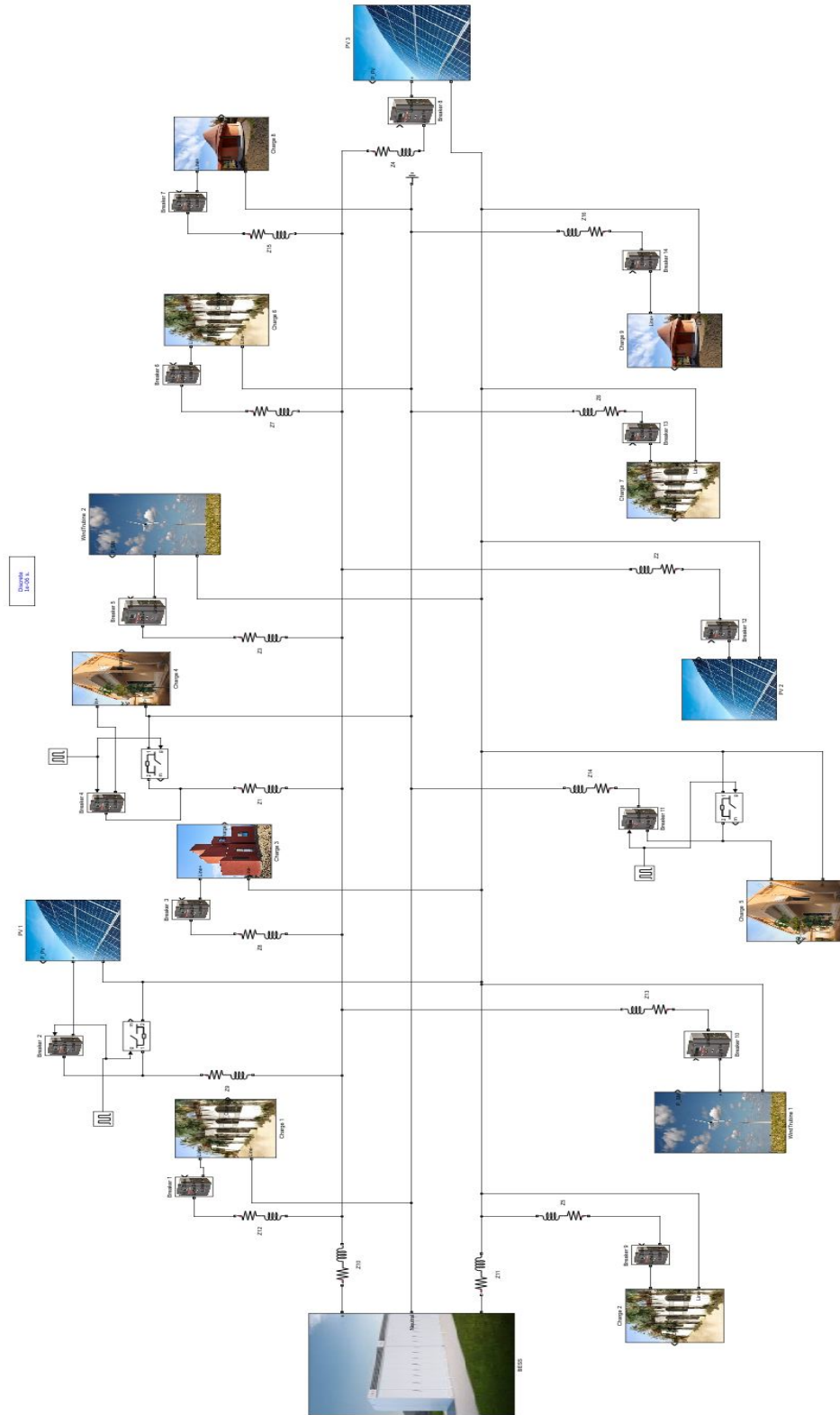


FIGURE A.3 – Montage de test de notre troisième simulation

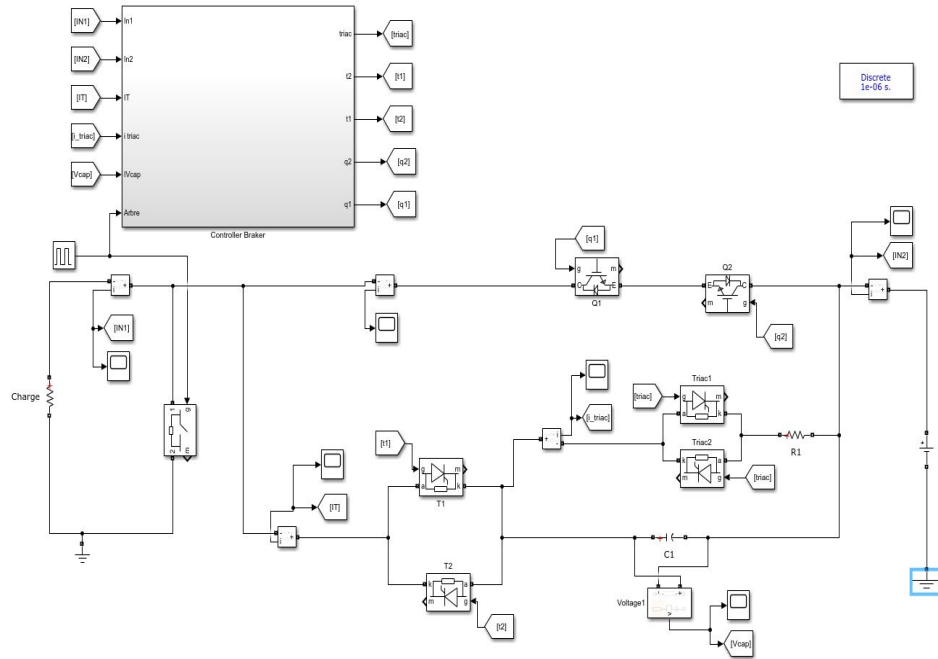


FIGURE A.4 – Montage de validation de notre BSSCB (défaut à gauche)

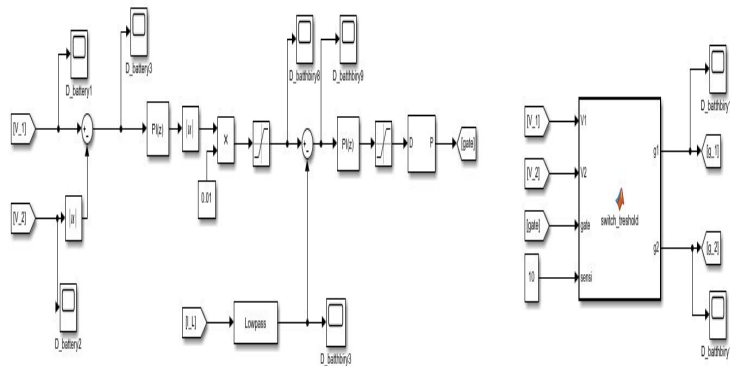


FIGURE A.5 – Contrôleur de notre stabilisation bipolaire

```

function [g1,g2] = switch_treshold(V1,V2,gate,sensi)
D = V1- abs(V2);
if (abs(D) < sensi)
    g1 = 0;
    g2 =0;
else
    if( D >= 0)
        g1= gate;
        g2 =0;
    else
        g1=0;
        g2=gate;
    end
end
end
end

```

FIGURE A.6 – Batterie issue de [9] utilisée dans notre montage final

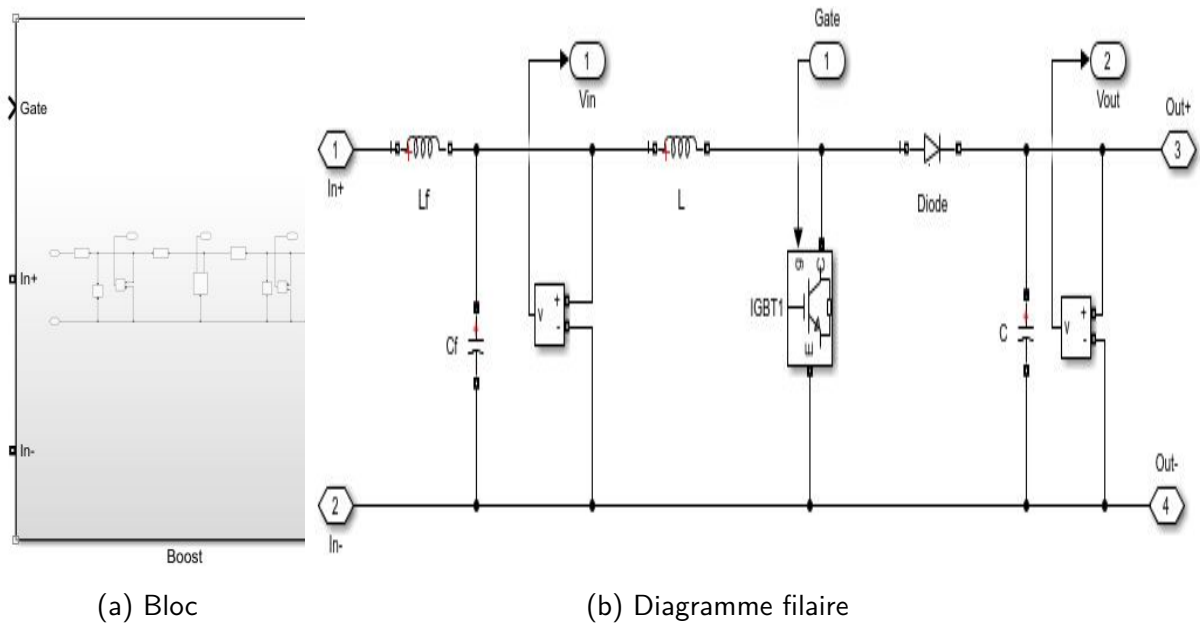


FIGURE A.7 – Le convertisseur Boost sur Simulink/Simscape de nos installations photovoltaïques

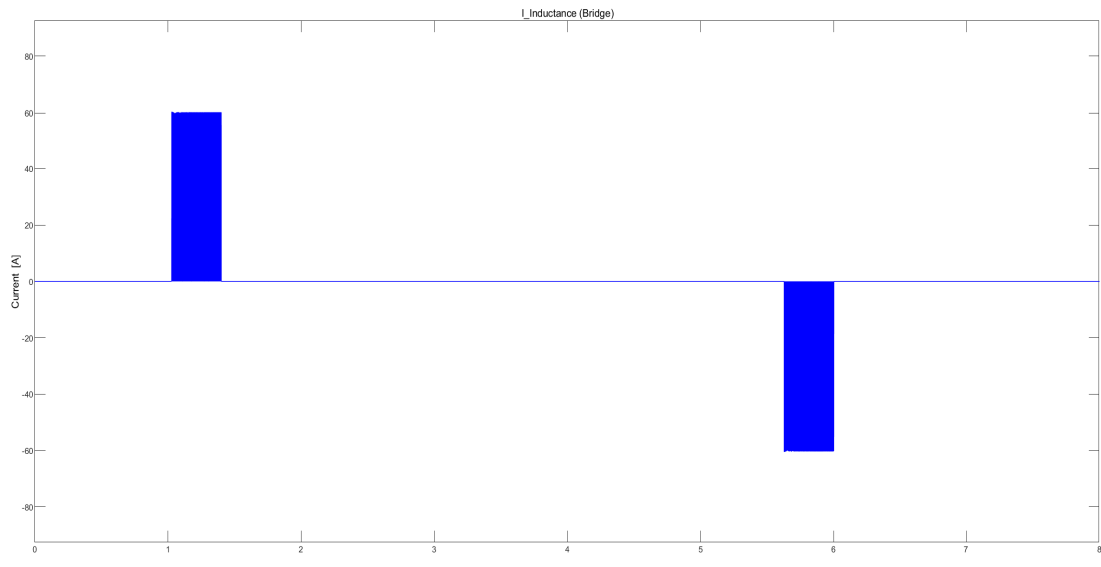


FIGURE A.8 – Courant dans l'inductance de notre limiteur de déséquilibre de bipolarité

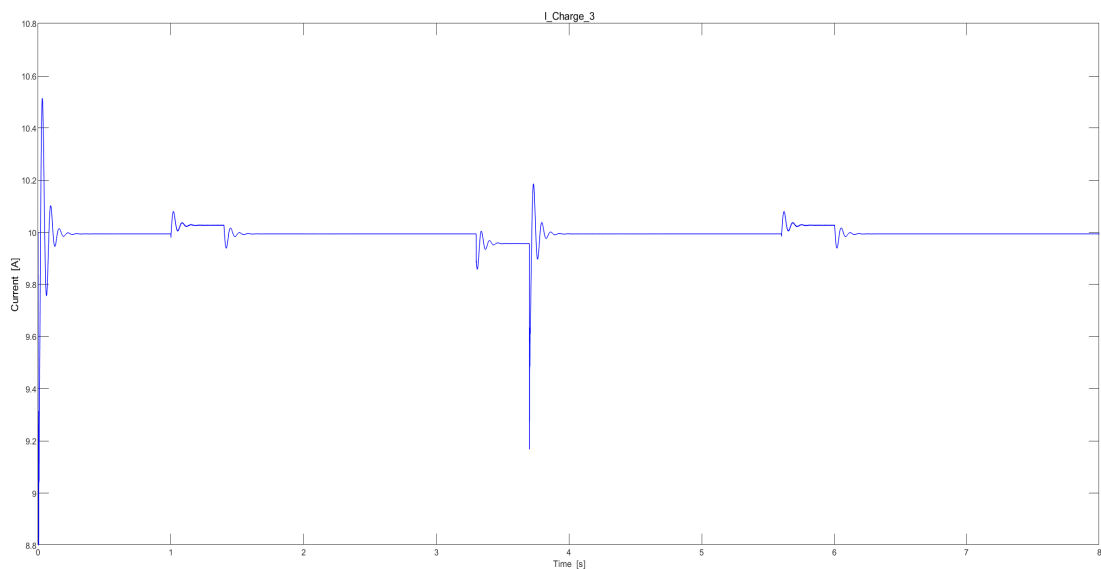


FIGURE A.9 – Courant dans la charge 3 lors de la troisième simulation

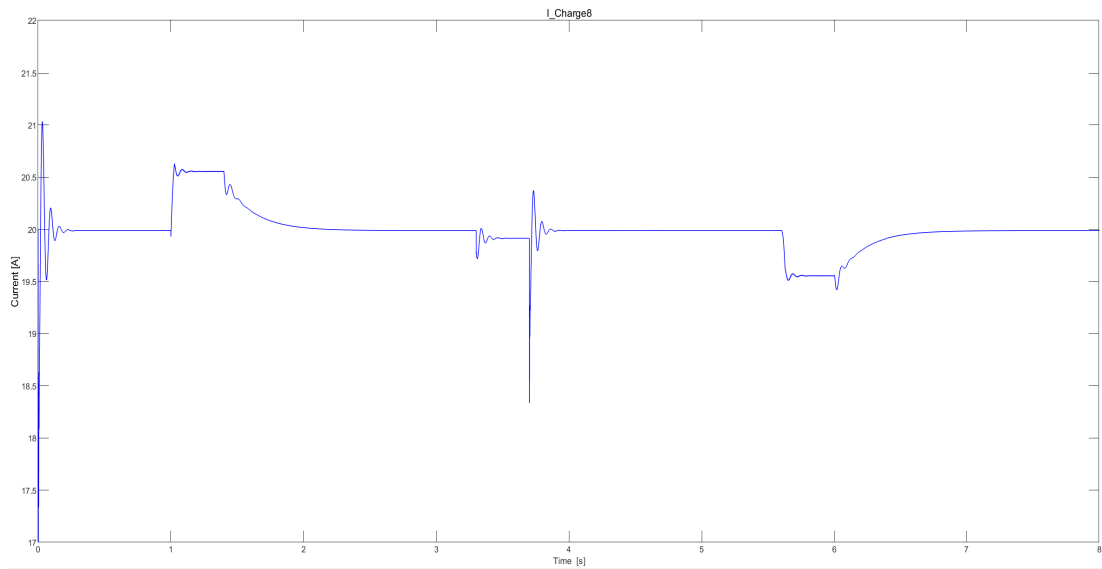


FIGURE A.10 – Courant dans la charge 8 lors de la troisième simulation

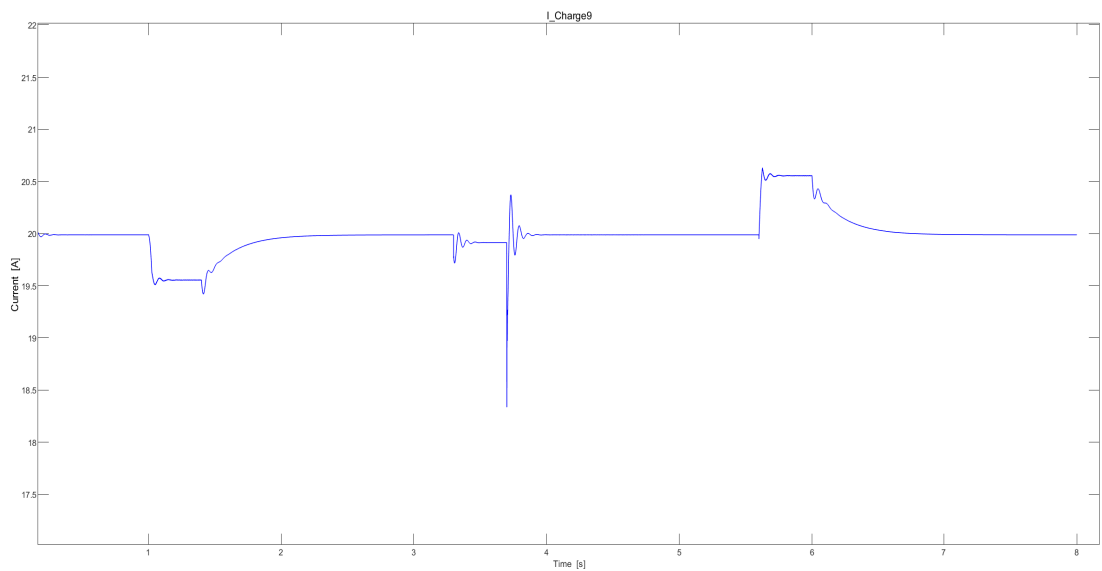


FIGURE A.11 – Courant dans la charge 9 lors de la troisième simulation

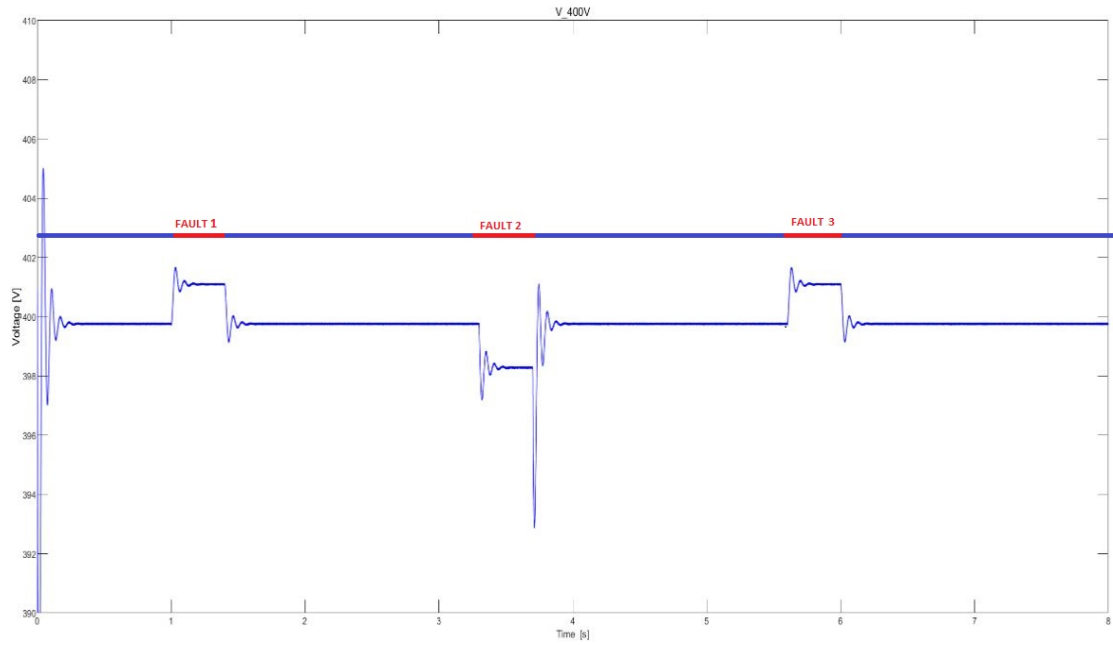


FIGURE A.13 – Tension 400V entre les 2 pôles

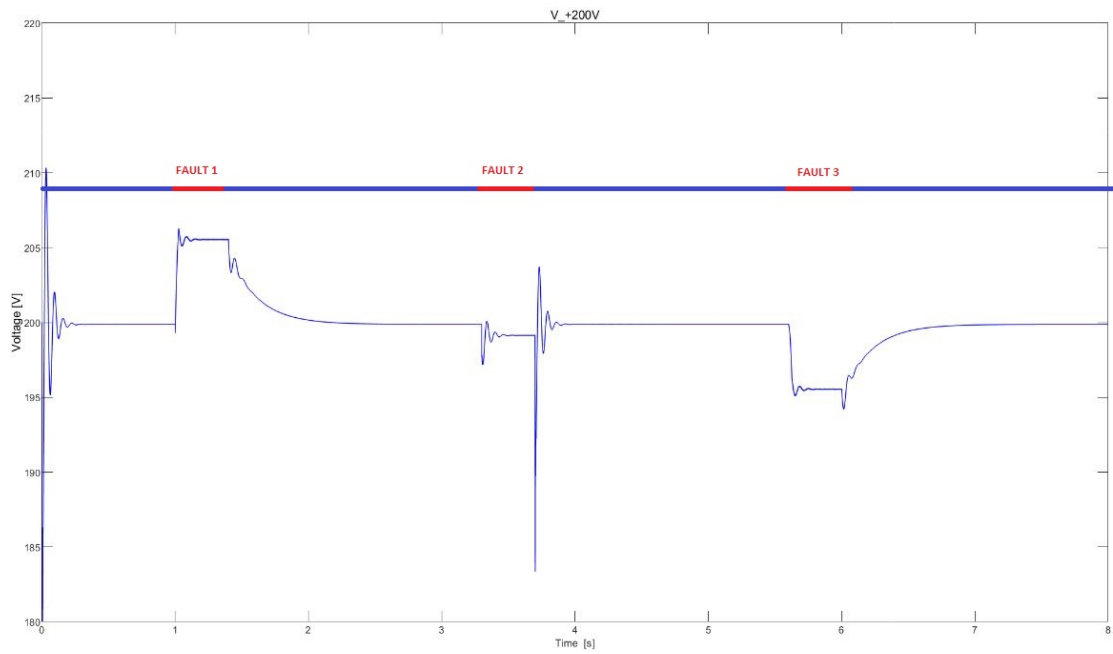


FIGURE A.14 – Tension entre le pôle positif et la terre

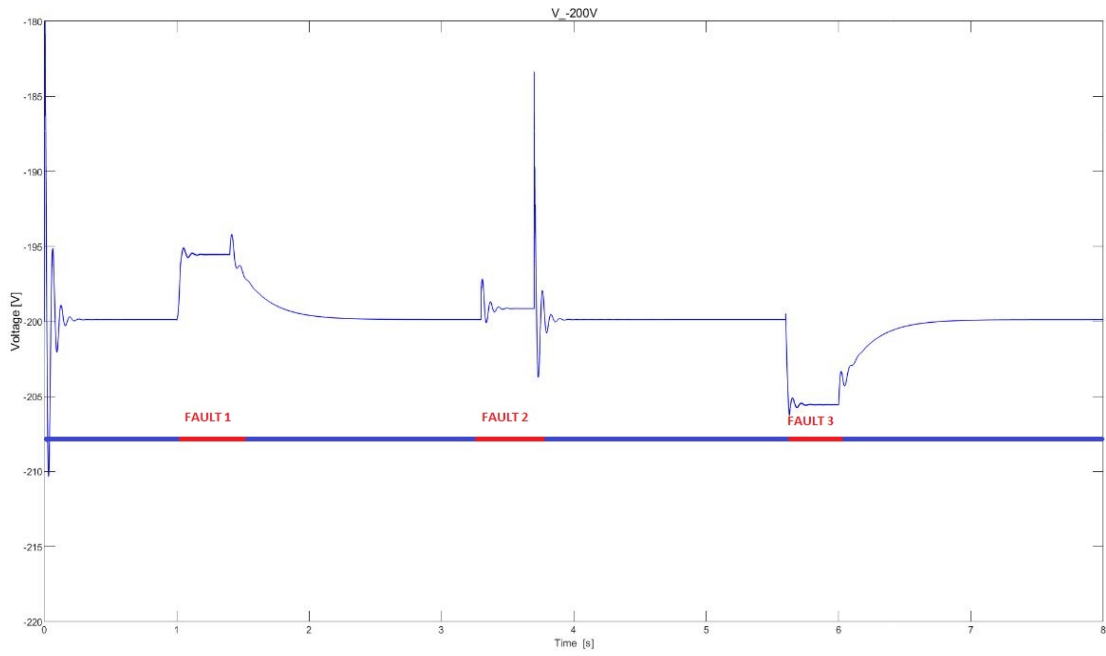


FIGURE A.15 – Tension entre le pôle négatif et la terre

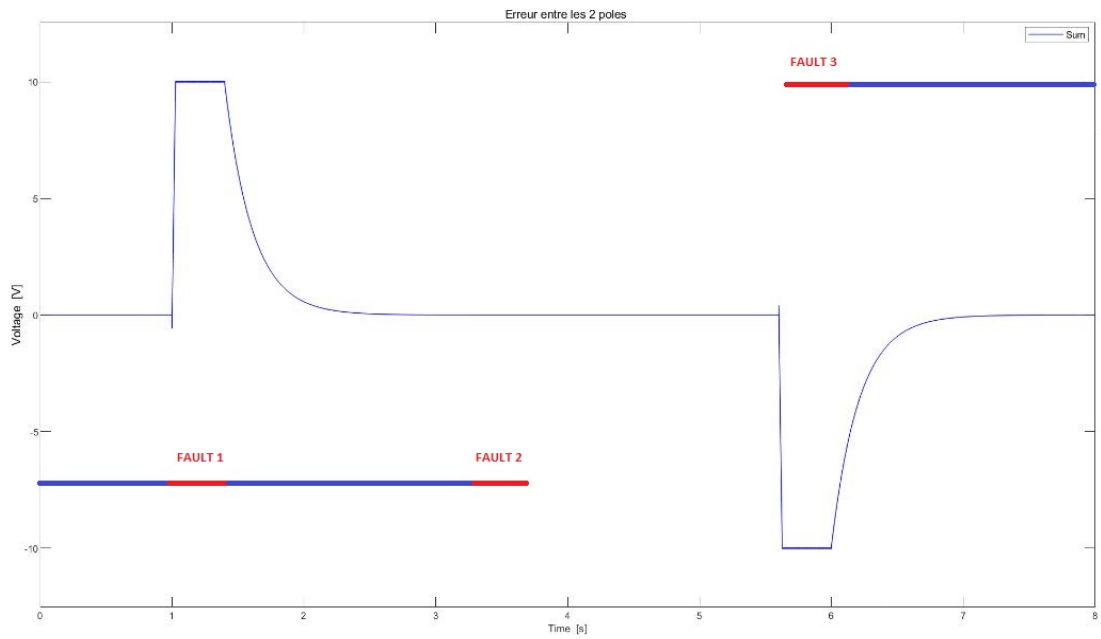
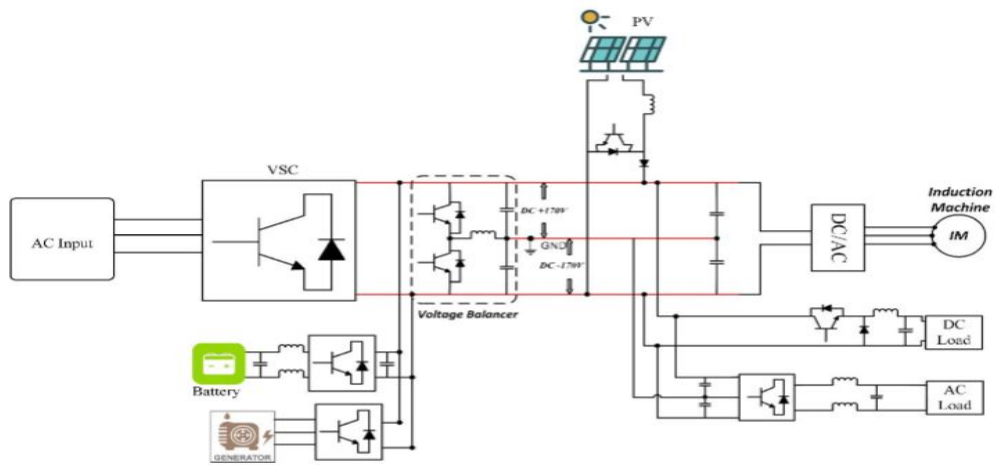
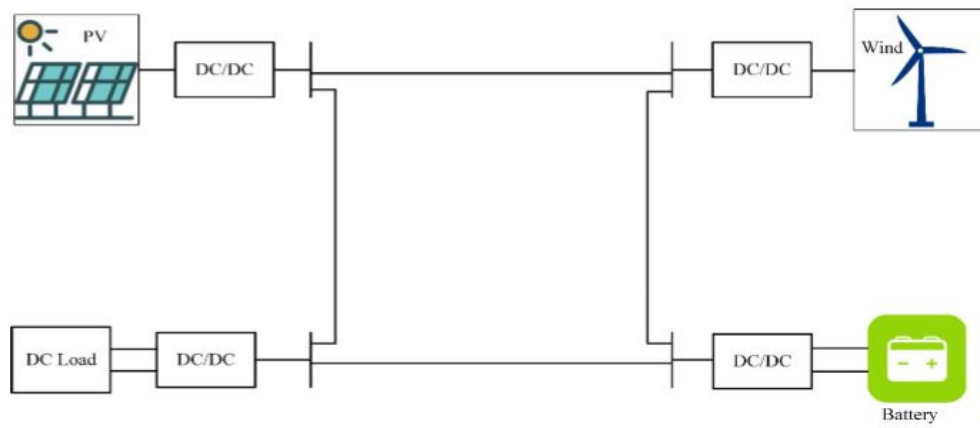


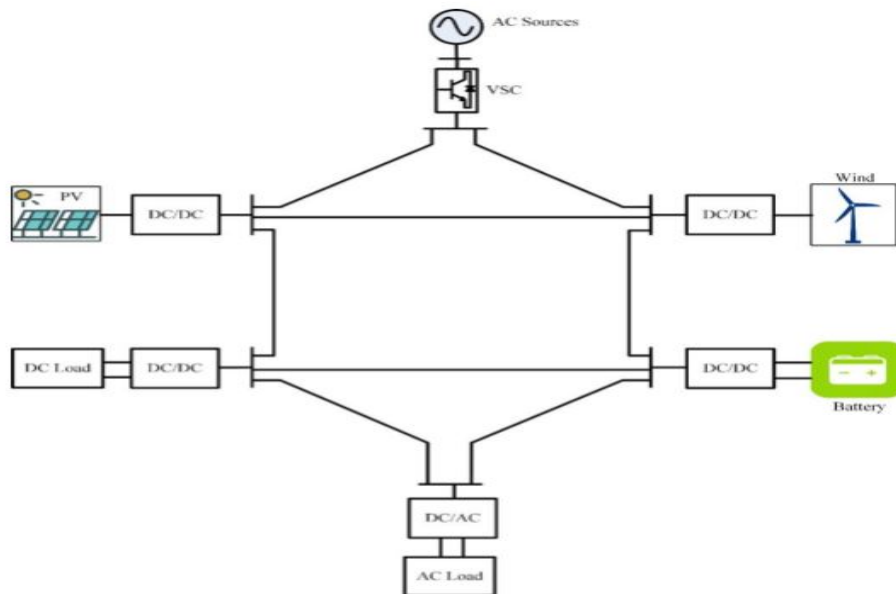
FIGURE A.16 – Différence (en valeur absolue) des niveaux de tension des deux pôles



(a) Configuration single bus bipolaire



(b) Configuration ring bus



(c) Configuration multi bus

FIGURE A.12 – Les différentes configurations des micro-réseaux

Bibliographie

- [1] <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31752>. 2019.
- [2] <https://www.banquemonde.org/fr/news/press-release/2019/06/25/mini-grids-have-potential-to-bring-electricity-to-half-a-billion-people?fbclid=IwAR2uQiScAU18TcUW9yhAnL0uhzgo2zAeYx5MKFvpCCEBRtxlLtaTa0Lb1ZQ>. 2020.
- [3] <https://fr.ensolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/35454>. 2020.
- [4] [https://www.flexpro-industry.com/e-commerce/fr/eoliennes-domestiques-intermediaires/36-eolienne-5000w.html\(eolienne\)](https://www.flexpro-industry.com/e-commerce/fr/eoliennes-domestiques-intermediaires/36-eolienne-5000w.html(eolienne)). 2020.
- [5] AZIMUTH360COOP. *Micro-réseaux photovoltaïques hybride-Guide de conception et calcul*. Plaça del Guinardó, 12, Local 1 - 08041 Barcelona, 2017.
- [6] M. BEKEMANS. *LELEC2660 - Power Electronic*. Université Catholique de Louvain | UCLouvain, 2018.
- [7] Aurélie CHABAUD. *Micro-réseau intelligent pour la gestion des ressources énergétiques*. UNIVERSITE DE PERPIGNAN VIA DOMITIA, 2016.
- [8] European COMMISSION. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html). 2020.
- [9] Paul DECROES. *Dimensionnement et controle d'un micro-réseau en courant continu pour l'électrification rurale des pays en voie de développement*. Université Catholique de Louvain | UCLouvain, 2019.
- [10] Qiu DENG. « Fault Protection In DC Microgrids Based On Autonomous Operation Of All Components ». In : 2017.
- [11] Véronique DIAS. *Energy Storage*. Université Catholique de Louvain | UCLouvain, 2018.
- [12] T. DRAGIČEVIĆ et al. « DC Microgrids—Part I : A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques ». In : *IEEE Transactions on Power Electronics* 31.7 (2016), p. 4876-4891.

- [13] Matthieu DUPONCHEEL et al. « Small wind turbines : a study of the full conversion chain ». In : (oct. 2016).
- [14] EUROPA.EU. « Consommation énergie électrique, République Démocratique du Congo ». In : *Données de la banque mondiale* (2016).
- [15] Egor GLADKIKH. *Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution d'énergie électrique*. Université Grenoble Alpes, 201. DOI : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01219327>.
- [16] Lingyu GUO et al. « THE BIPOLAR OUTPUT DIRECT-COUPLED DC-DC CONVERTER APPLIED TO DC GRIDS ». In : *The Journal of Engineering* (août 2018).
- [17] M. De JAEGER. *LELEC2670 - The Need for Energy Storage in Future Power Systems : an Overview*. Université Catholique de Louvain | UCLouvain, 2020.
- [18] Waqas JAVED et al. « System Configuration, Fault Detection, Location, Isolation and Restoration : A Review on LVDC Microgrid Protections ». In : *Energies* (2019). DOI : 10.3390/en1206100.
- [19] Journal L'ECHO. <https://www.lecho.be/entreprises/energie/un-micro-reseau-electrique-taille-xxl-se-prepare-sur-le-zoning-des-hauts-sarts/10121170.html>. 2019.
- [20] Dominique LAOUSSE et al. « Direct current - A future under which conditions? » In : (2016). DOI : <https://www.researchgate.net/publication/3052666699>.
- [21] Landon MACKEY et al. « Z-Source circuit breaker utilizing Ultra-Fast Mechanical Switch for high efficiency DC circuit protection ». In : (juin 2017), p. 452-458. DOI : 10.1109/ICDCM.2017.8001084.
- [22] Witness MARTIN et al. « Investigation of low-voltage solid-state DC breaker configurations for DC microgrid applications ». In : (oct. 2016), p. 1-6. DOI : 10.1109/INTLEC.2016.7749139.
- [23] Witness MARTIN et al. « Investigation of low-voltage solid-state DC breaker configurations for DC microgrid applications ». In : (oct. 2016), p. 1-6. DOI : 10.1109/INTLEC.2016.7749139.
- [24] M. MONADI et Universitat Politècnica de CATALUNYA. DEPARTAMENT D'ENGINYERIA ELÈCTRICA. *Protection and Fault Management in Active Distribution Systems*. Universitat Politècnica de Catalunya, 2017. URL : <https://books.google.be/books?id=PfFIygEACAAJ>.
- [25] Dominique ROGGO. « Solution efficiente pour le stockage et la distribution d'éner ». In : *Institut Systèmes industriels HES-SO Valais-Wallis* (2016). DOI : <https://www>.

hevs.ch/media/document/1/1_afterworkenergy_20161110_dominiqueroggo_partners.pdf.

- [26] A. RUFER et P. BARRADE. *Cours d'électronique de puissance Conversion DC/DC*. Ecole Polytechnique de Lausanne, 2018.
- [27] S.SAKKAS. *Control of a DC Microgrid*. Delft University of Technolog, nov. 2018.
- [28] M. SHARANYA, Meenakshi DEVI et M. GEETHANJALI. « Fault Detection and Location in DC Microgrid ». In : (mar. 2018), p. 1-7. DOI : 10.1109/NPEC.2018.8476773.
- [29] Donghan SHI et al. « Droop control of a bipolar dc microgrid for load sharing and voltage balancing ». In : (juin 2017). DOI : 10.1109/IFEEC.2017.7992141.
- [30] S. VENKATA et al. « Microgrid Protection : Advancing the State of the Art ». In : (mar. 2019).
- [31] WANG et al. « Bidirectional Short-Circuit Current Blocker for DC Microgrid Based on Solid-State Circuit Breaker ». In : *Electronics* 9 (fév. 2020), p. 306. DOI : 10.3390/electronics9020306.
- [32] Lin ZHANG et al. « A review on protection of DC microgrids ». In : *MPCE* (sept. 2017). DOI : <https://doi.org/10.1007/s40565-018-0381-9>.

UNIVERSITÉ CATHOLIQUE DE LOUVAIN
École polytechnique de Louvain

Rue Archimède, 1 bte L6.11.01, 1348 Louvain-la-Neuve, Belgique | www.uclouvain.be/epl