

**École polytechnique de Louvain**

# **Dimensionnement et contrôle de micro-réseaux isolés en courant continu pour l'électrification rurale dans les pays en développement**

Auteur: **Paul DECROËS**

Promoteur: **Emmanuel DE JAEGER**

Lecteurs: **Marc BEKEMANS, Gauthier LIMPENS**

Année académique 2018–2019

Master [120] in Electro-mechanical Engineering



# Abstract

The rural electrification of certain regions of the world that are not served by conventional distribution is a real engineering challenge. Insulated DC microgrids seem to be a very relevant and promising solution to this problem.

An isolated microgrid is an autonomous network, consisting of loads and production units connected together. The control of the entire system is an essential point within the microgrid, as it ensures the reliability and continuity of supply.

The objective of this thesis is to design and analyze a complete and realistic DC microgrid.

The first step will be to gather different information on the topic of DC microgrids. In the second part, we will dimension each element of our microgrid and its control. Finally, in the third part, we will observe the reactions of our microgrid in different cases to get an idea of the reliability of our system.

The results obtained during the various tests show a stable microgrid and a very interesting voltage quality, for a simple decentralized control. This work is a first step in the very promising field of DC microgrids. It demonstrates their interest, and deserves to be further developed in centralized levels of control allowing for more complex and efficient management of the microgrid.



# Abstract

De nos jours, l'électrification rurale de certaines régions du monde non desservies par la distribution classique est un réel défi d'ingénierie. Les micro-réseaux isolés à courant continu semblent une solution tout à fait pertinente et prometteuse à ce problème.

Un micro-réseau isolé est un réseau autonome, constitué de charges et d'unités de production reliées ensemble. Le contrôle de tout le système est un point essentiel au sein du micro-réseau, car il permet de s'assurer de la fiabilité et de la continuité de la distribution.

L'objectif de ce travail est de dimensionner et d'analyser un micro-réseau DC complet et réaliste, ainsi que sa logique de contrôle.

La première étape consistera à rassembler différentes informations sur la thématique des micro-réseaux DC. Dans la deuxième partie, nous allons dimensionner chaque élément de notre micro-réseau et de son contrôle. Enfin, dans la troisième partie, nous observerons les réactions de notre micro-réseau lors de différents cas et mises en situation permettant de se faire une idée de la fiabilité de notre système.

Les résultats obtenus lors des différents tests montrent un micro-réseau stable et une qualité de tension très intéressante, pour une simplicité de contrôle décentralisée. Ce travail est un premier pas dans le domaine très prometteur des micro-réseaux DC. Il démontre leur intérêt, et mériterait d'être approfondi dans des niveaux de contrôle centralisés permettant une gestion plus complexe et plus efficace du micro-réseau.



# Remerciements

Tout d'abord, nous voudrions présenter nos sincères remerciements à notre promoteur, professeur Emmanuel De Jaeger, pour son encadrement et son aide tout au long de l'année. Rien de tout ce travail n'aurait été possible sans sa disponibilité, sa patience et ses conseils avisés.

Nous tenons également à remercier les professeurs Marc Beke-mans et Gauthier Limpens d'avoir accepté le rôle de lecteurs, et de faire partie du jury.

Enfin, nous tenons à remercier notre famille et amis pour leur soutien continu tout au long du déroulement de ce travail de fin d'étude.



# Table des matières

|          |                                                   |           |
|----------|---------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introduction</b>                               | <b>1</b>  |
| <b>2</b> | <b>Etat de l’art</b>                              | <b>3</b>  |
| 2.1      | AC vs DC . . . . .                                | 4         |
| 2.2      | Micro-réseaux . . . . .                           | 5         |
| 2.3      | Architecture des micro-réseaux DC . . . . .       | 8         |
| 2.3.1    | Single Bus . . . . .                              | 8         |
| 2.3.2    | Multiterminaux . . . . .                          | 9         |
| 2.4      | Stratégie de contrôle . . . . .                   | 10        |
| 2.4.1    | Niveau 0, boucle de régulation interne . . . . .  | 11        |
| 2.4.2    | Niveau 1, boucle de contrôle local . . . . .      | 11        |
| 2.4.3    | Niveau 2, boucle de contrôle secondaire . . . . . | 13        |
| 2.4.4    | Niveau 3, boucle de contrôle global . . . . .     | 14        |
| 2.5      | Stabilisation du micro-réseau DC . . . . .        | 14        |
| 2.5.1    | Phénomène d’impédance négative . . . . .          | 15        |
| 2.5.2    | Stabilisation passive . . . . .                   | 16        |
| 2.5.3    | Stabilisation active . . . . .                    | 18        |
| 2.6      | Normalisation . . . . .                           | 18        |
| <b>3</b> | <b>Etude de cas</b>                               | <b>19</b> |
| 3.1      | Micro-réseau . . . . .                            | 20        |
| 3.2      | Batteries . . . . .                               | 21        |
| 3.2.1    | Hypothèses . . . . .                              | 22        |
| 3.2.2    | Modèle d’état et équations . . . . .              | 22        |
| 3.2.3    | Dimensionnement des composantes . . . . .         | 25        |
| 3.2.4    | Logique de contrôle . . . . .                     | 27        |
| 3.2.5    | Filtre d’entrée et stabilité . . . . .            | 34        |
| 3.3      | Panneaux Photo-Voltaïques . . . . .               | 35        |
| 3.3.1    | Equations . . . . .                               | 35        |
| 3.3.2    | Dimensionnement des composantes . . . . .         | 36        |
| 3.3.3    | Logique de contrôle . . . . .                     | 38        |
| 3.3.4    | Filtre d’entrée et stabilité . . . . .            | 39        |
| 3.4      | Machine synchrone . . . . .                       | 41        |
| 3.4.1    | Equations . . . . .                               | 41        |
| 3.4.2    | Dimensionnement des composantes . . . . .         | 42        |
| 3.4.3    | Filtre d’entrée et stabilité . . . . .            | 43        |

|          |                                                          |           |
|----------|----------------------------------------------------------|-----------|
| <b>4</b> | <b>Test sur le micro-réseau et analyse des résultats</b> | <b>47</b> |
| 4.1      | Mise en régime du système . . . . .                      | 48        |
| 4.1.1    | Observation . . . . .                                    | 48        |
| 4.2      | Variation des charges . . . . .                          | 51        |
| 4.2.1    | Observation . . . . .                                    | 51        |
| 4.3      | Variation des PV . . . . .                               | 57        |
| 4.3.1    | Observation . . . . .                                    | 58        |
| 4.4      | Variation de l'éolienne . . . . .                        | 61        |
| 4.4.1    | Observation . . . . .                                    | 62        |
| 4.5      | Mode décharge . . . . .                                  | 65        |
| 4.5.1    | Observation . . . . .                                    | 65        |
| 4.6      | Méthode de contrôle intuitive VS droop . . . . .         | 68        |
| <b>5</b> | <b>Conclusion</b>                                        | <b>69</b> |
| <b>A</b> | <b>Modèles Simulink</b>                                  | <b>73</b> |
| <b>B</b> | <b>Annexes</b>                                           | <b>77</b> |

# Nomenclature

|      |                                                 |
|------|-------------------------------------------------|
| AC   | Alternating Current, courant alternatif         |
| DBS  | DC bus signaling                                |
| DC   | Direct Current, courant continu                 |
| HVDC | high voltage DC, haute tension DC               |
| LVAC | low voltage AC, basse tension AC                |
| LVDC | low voltage DC, basse tension DC                |
| MLI  | Modulateur de Largeur d'Impulsion               |
| MPP  | Maximum Power Point, point de puissance maximum |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking                    |
| PO   | Perturb and Observed                            |
| PI   | Proportional-Integral                           |
| PV   | Photovoltaic, Photovoltaïque                    |
| PWM  | Pulse Width Modulator                           |
| SM   | Synchronous Machine                             |



# Chapitre 1

## Introduction

Dans certaines régions du monde, coupées de tout et particulièrement défavorisées en matière d'infrastructures, l'électrification rurale est réellement un besoin très important pour toute la population, et un enjeu vital qui a une répercussion sur le développement d'un pays tout entier. En effet, concrètement, plus de 10% de la population mondiale n'a toujours pas accès à l'électricité et éprouve les pires difficultés à s'approvisionner en énergie.

Parallèlement à cela, la tendance internationale actuelle, en pleine conscientisation des problèmes climatiques et en proie à différentes pressions, cherche de plus en plus à se diriger vers un développement durable. L'utilisation croissante des énergies renouvelables rend aujourd'hui ce type de marché particulièrement attractif et prometteur, intéressant économiquement et financièrement. La création et la mise en place de micro-réseaux isolés semble donc être une solution pertinente pour pallier les difficultés d'une distribution classique qui n'arrive pas à atteindre ses objectifs, ni certaines zones d'habitat ou d'activité industrielle. C'est pour ces raisons que la recherche fondamentale sur le sujet s'est considérablement accentuée ces dernières années, et de plus en plus d'études, tant scientifiques qu'économiques, vont désormais dans ce sens.

D'autre part, la question de l'avantage de l'utilisation du courant continu par rapport au courant alternatif est de plus en plus d'actualité, et fait son grand retour au cœur des débats. Pour des raisons historiques et dans un contexte matériel qui en limitait autrefois la mise en œuvre, le courant continu a été rapidement mis de côté et délaissé pendant plus d'un siècle au profit du courant alternatif. Cependant, avec l'avancée technologique dans le domaine de l'électronique de puissance et dans la mouvance et la dynamique des progrès en maîtrise et utilisation des énergies renouvelables, l'emploi du courant continu semble désormais très prometteur, surtout au sein de micro-réseaux bien adaptés à leur environnement.

C'est dans ce contexte particulier et en pleine évolution que s'inscrit ce travail de fin d'études, qui porte sur la mise en place, le dimensionnement et le contrôle d'un micro-réseau isolé en courant continu.

Pour commencer, dans la première partie de ce travail, nous passerons en revue ce qui existe dans le milieu des micro-réseaux DC. Nous expliquerons ensuite l'utilité et les avantages du courant continu par rapport au courant alternatif, ainsi que le principe des micro-réseaux, de leurs caractéristiques et de leur capacité. Nous poursuivrons par la présentation, l'architecture, puis le contrôle d'une telle infrastructure et ferons ensuite le point sur les soucis de stabilité du micro-réseau. Pour terminer, nous effectuerons un tour d'horizon des diverses normalisations existantes en matière de micro-réseau alimenté en courant continu.

Pour la deuxième partie, puisque chaque micro-réseau est différent et amène une architecture et un système de contrôle qui lui est propre, nous nous pencherons sur le dimensionnement d'un micro-réseau dans un cas concret. Nous y exposerons et expliquerons en détail chaque hypothèse et étape de calculs, dans une démarche rigoureuse qui permettra de dimensionner les différentes parties de ce micro-réseau et de déterminer son indispensable logique de contrôle.

La dernière partie sera consacrée à l'observation du fonctionnement et du comportement de ce micro-réseau, contrôlé par deux méthodes différentes, lors d'une série d'événements amenant ce dernier à devoir retrouver un point d'équilibre.

# Chapitre 2

## Etat de l'art

### Sommaire

---

|            |                                                    |           |
|------------|----------------------------------------------------|-----------|
| <b>2.1</b> | <b>AC vs DC . . . . .</b>                          | <b>4</b>  |
| <b>2.2</b> | <b>Micro-réseaux . . . . .</b>                     | <b>5</b>  |
| <b>2.3</b> | <b>Architecture des micro-réseaux DC . . . . .</b> | <b>8</b>  |
| 2.3.1      | Single Bus . . . . .                               | 8         |
| 2.3.2      | Multiterminaux . . . . .                           | 9         |
| <b>2.4</b> | <b>Stratégie de contrôle . . . . .</b>             | <b>10</b> |
| 2.4.1      | Niveau 0, boucle de régulation interne . . . . .   | 11        |
| 2.4.2      | Niveau 1, boucle de contrôle local . . . . .       | 11        |
| 2.4.3      | Niveau 2, boucle de contrôle secondaire . . . . .  | 13        |
| 2.4.4      | Niveau 3, boucle de contrôle global . . . . .      | 14        |
| <b>2.5</b> | <b>Stabilisation du micro-réseau DC . . . . .</b>  | <b>14</b> |
| 2.5.1      | Phénomène d'impédance négative . . . . .           | 15        |
| 2.5.2      | Stabilisation passive . . . . .                    | 16        |
| 2.5.3      | Stabilisation active . . . . .                     | 18        |
| <b>2.6</b> | <b>Normalisation . . . . .</b>                     | <b>18</b> |

---

Dans ce chapitre, nous allons faire l'état de l'art de ce qui se fait dans les micro-réseaux DC. Tout d'abord, nous commencerons par une première partie sur l'intérêt du courant DC par rapport au courant traditionnel AC dans les réseaux de distribution. Ensuite, nous expliquerons le principe d'un micro-réseau et le contexte dans lequel on s'y intéresse de plus en plus. S'ensuivra un rapide résumé des différentes architectures possibles pour un micro-réseau DC, et puis une partie où nous verrons les différentes stratégies de contrôle possibles pour un micro-réseau DC. La question de la stabilité et de ses principales causes sera ensuite développée, et nous finirons par les normalisations existantes dans le milieu du courant continu.

## 2.1 AC vs DC

Depuis le 19e siècle, les réseaux AC sont utilisés dans le monde et privilégiés par rapport au DC. Ce choix a été fait pour des raisons de transport d'électricité sur de longues distances, qui se fait à haute tension. Or, historiquement, il était bien plus facile d'élever la tension en AC avec la technologie de l'époque, alors qu'en DC, le changement de tension amenait plus de pertes et des tensions maximales moins élevées. Cependant avec l'avancée technologique actuelle, le transport de l'électricité sur de longues distances en DC est aujourd'hui économiquement meilleur à partir d'une distance de plusieurs centaines de kilomètres. En effet, sur un tracé plus long, l'AC comporte plus de pertes dues à certains effets qui touchent uniquement l'AC, comme l'effet de peau qui augmente les pertes Joules et nécessite parfois des dispositifs particuliers, ou les effets inductifs et capacitifs des lignes qui doivent être compensés afin de limiter leurs effets sur la tension. En AC, il y a également le phénomène physique de décharge partielle due à l'ionisation de l'air entourant le conducteur. Il s'agit de l'effet Couronne, phénomène qui se produit uniquement en AC [14]. Aujourd'hui, le gros avantage de l'AC tient principalement aux années d'expérience qui font que les normalisations, le contrôle de la stabilité et de la qualité, ainsi que de la protection en AC sont bien connus et très efficaces en comparaison au DC.

Mais finalement, si le DC est plus performant que l'AC pour les lignes hautes tensions, pourquoi ne le serait-il pas non plus dans la basse et moyenne tension ? Quels sont les avantages du DC par rapport à l'AC ?

En fait, les avantages du DC sont multiples... Nous avons déjà cité les pertes dans les câbles de distribution qui sont évitées par rapport à l'AC. Il y a aussi le souci lié aux harmoniques, très présentes dans les systèmes AC, qui ne sont plus d'actualité en DC. Enfin la puissance réactive et la fréquence ne sont également plus un souci, ce qui allège grandement les logiques de contrôle qui s'assuraient de la qualité de la tension.

Dans un contexte de basse distribution, le DC semble être très prometteur. Tout d'abord, pour les systèmes de production d'électricité qui soit produisent du courant DC, comme le photovoltaïque, soit l'utilisent dans leurs conversions et leur contrôle, comme pour les machines synchrones. Et si le système de distribution est en DC, on peut alors se passer de certaines étapes de conversion, comme les onduleurs. Il y aurait dès lors moins de convertisseurs et conséquemment, moins de pertes de conversion.

Les charges, quant à elles, concernent aussi bien l'AC, comme les machines à laver, cuisinières, réfrigérateurs, etc... que le DC, avec les appareils high-tech comme les téléphones, ordinateurs portables, etc... Cependant, l'avancée des technologies en électronique de puissance fait qu'à ce jour, les convertisseurs DC-DC sont quasiment aussi efficaces que les DC-AC. La figure 2.1 datant d'une étude de 2007, nous montre que même avec le double de convertisseurs, on arrive à un rendement très proche. Le fait qu'il y ait besoin de deux convertisseurs est expliqué par le fait que l'expérience dans l'article [13] est réalisé sur base d'un réseau LVAC, et donc il faut un redresseur

et un convertisseur pour ajuster la tension.

| Appliance      | Case 1. Ac Distribution |                | Case 2. Dc Distribution |                |
|----------------|-------------------------|----------------|-------------------------|----------------|
|                | Number Conversions      | Efficiency (%) | Number Conversions      | Efficiency (%) |
| Heating, Vent. | 1                       | 97.6           | 2                       | 95.2           |
| Kitchen Appl.  | 1                       | 97.6           | 2                       | 95.2           |
| Water Heating  | 1                       | 97.6           | 2                       | 95.2           |
| Lights-Incand. | 1                       | 97.6           | 2                       | 95.2           |
| Lights-Fluor.  | 3                       | 92.9           | 2                       | 95.2           |
| Home Elect.    | 3                       | 92.9           | 3                       | 92.9           |
| Laundry Appl.  | 1                       | 97.6           | 2                       | 95.2           |
| Other Equip.   | 1                       | 97.6           | 2                       | 95.2           |
| Other End Use  | 1                       | 97.6           | 2                       | 95.2           |
| Weighted Ave.  |                         | <b>97.0 %</b>  |                         | <b>95.0 %</b>  |

FIGURE 2.1 – Comparaison du rendement de conversion pour une maison conventionnelle (Cas 1) et une maison DC (Cas 2) [13]

Aujourd'hui, il y a beaucoup de secteurs où le DC est privilégié, et même déjà mis en application : aviation, automobile, marine, domaine spatial, aéronautique moderne, data-centers, télécommunications, banques, moyens de transport ou de mobilité (tram, métro, train, etc), ... On peut voir des exemples au tableau 2.19.

Plusieurs études se sont donc penchées sur le sujet depuis quelques années. Les articles [17] [10] réfèrent à toutes sortes d'autres articles, et une conclusion se démarque assez fort : l'AC reste mieux maîtrisé que le DC, mais le courant DC pour la distribution basse tension via des micro-réseaux semble quant à lui très prometteur, nécessitant néanmoins davantage de recherche et d'investigation sur le sujet.

## 2.2 Micro-réseaux

Un micro-réseau, dans le contexte des réseaux électriques, est tel que défini dans le cours [15] : "Un groupe de charges inter-connectées et de ressources énergétiques distribuées avec des limites électriques définies qui agissent comme une seule entité contrôlable et peuvent fonctionner en mode connecté au réseau et en mode îlot."

Un micro-réseau est donc traditionnellement défini par des unités de production quelles qu'elles soient : hydrauliques, éoliennes, panneaux solaires, machines synchrones,... reliées ensemble par des lignes basse tension et des convertisseurs, avec un quartier ou une série de charges, ainsi qu'un site de stockage, généralement des batteries, comme l'illustre la figure 2.2.

Economiquement parlant, les micro-réseaux sont très intéressants. Avec le marché du renouvelable en pleine croissance, l'avancée dans les technologies de stockage et d'électronique de puissance, les micro-réseaux sont une solution d'électrification facile et à moindre coût pour des zones difficiles d'accès comme des zones militaires, des zones océaniques ou même des pays en voie de développement. En 2017, seulement 88,867% de la population avait accès à l'électricité [1]. D'un point de vue mondial,

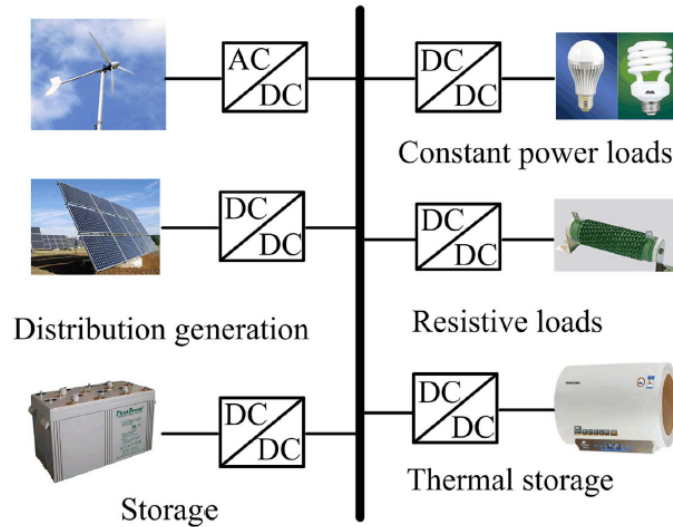


FIGURE 2.2 – Configuration d'un micro-réseau DC [16]

la recherche dans les micro-réseaux est donc fortement d'actualité et vitale pour certaines parties du monde qui ne peuvent être desservies par l'électrification classique. Ce travail étant porté sur l'électrification des pays en voie de développement, notre attention se portera sur la gestion du micro-réseau qui fonctionne en mode îlot, c'est-à-dire de manière autonome, et n'étant raccordé à aucun réseau de distribution.

Les micro-réseaux sont aussi fortement encouragés par une politique écologique qui, avec les raisons économiques et l'avancée technologique qui ont déjà été mentionnées précédemment, nous dirige vers un futur où les micro-réseaux seront utilisés partout et connectés ensemble. On verra alors une multitude de charges et de sources distribuées qui seront liées ensemble au sein de micro-réseaux, eux-mêmes connectés entre eux. Cela changera radicalement le paysage de l'électrification que nous connaissons actuellement. Dans ce contexte naît une idée simple et très prometteuse : centraliser les informations et le contrôle des différentes sources et charges distribuées au sein d'un micro-réseau afin de faciliter la prise de décision et d'optimiser le contrôle. On parle alors de "smart-grid" ou même d'un "internet des réseaux électriques", concept particulièrement mis en avant par bon nombre de scientifiques, et même d'économistes. Citons en exemple l'essayiste et spécialiste de prospective économique et scientifique Jeremy Rifkin, qui est persuadé que les smart-grid sont l'avenir de notre société. Il parle même de "troisième révolution industrielle".

Dans un micro-réseau, si l'énergie produite n'est pas consommée directement, cela a des répercussions sur la tension ; il faut donc s'assurer à tout instant de pouvoir avoir un équilibre entre consommation et production. Dans le système actuel, l'équilibre entre la consommation et la production de l'électricité est assuré en adaptant la production. Cependant, arriver à moduler la production devient de plus en plus difficile et peu avantageux. On pense, par exemple, aux énergies renouvelables, qui amènent une intermittence dans la production et ne peuvent fournir constamment de l'énergie à la demande, où et quand les consommateurs le souhaitent. Il y a aussi le problème du stockage : les batteries sont généralement mises en avant pour les micro-réseaux, comme nous l'avons déjà dit, mais elles comportent aussi plusieurs

défauts, à savoir pollution, durée de vie limitée, rareté et coût des ressources utiles à leur production, difficultés de recyclage... En outre, leur rendement est moins intéressant par rapport à d'autres systèmes de stockage, etc. Dans les micro-réseaux actuels, les batteries sont rassemblées dans de grands conteneurs, plutôt que de les éparpiller dans le micro-réseau tout entier. Cependant, cette concentration pose un risque d'incendie dans de telles infrastructures, comme à Drogenbos le 11 novembre 2017 [3]. S'ajoute à cela l'intermittence des charges... En effet, puisqu'on laisse aux particuliers ou aux industriels une liberté totale de consommer l'électricité, on observe forcément des pics de consommation. Il y a des pics saisonniers, où l'on consomme plus en hiver qu'en été, des pics hebdomadaires, où l'on consomme plus la semaine que le week-end. Ce qui nous intéresse, dans le cadre des micro-réseaux, c'est l'intermittence journalière, qui est au cœur du marché de l'énergie et nécessite une prédiction par les gestionnaires du réseau de transport d'électricité. La figure 2.3 montre la charge du réseau à la date du 2 août 2019 et la prévision de charge, day-ahead (D+1), faite pour le lendemain 3 août 2019.

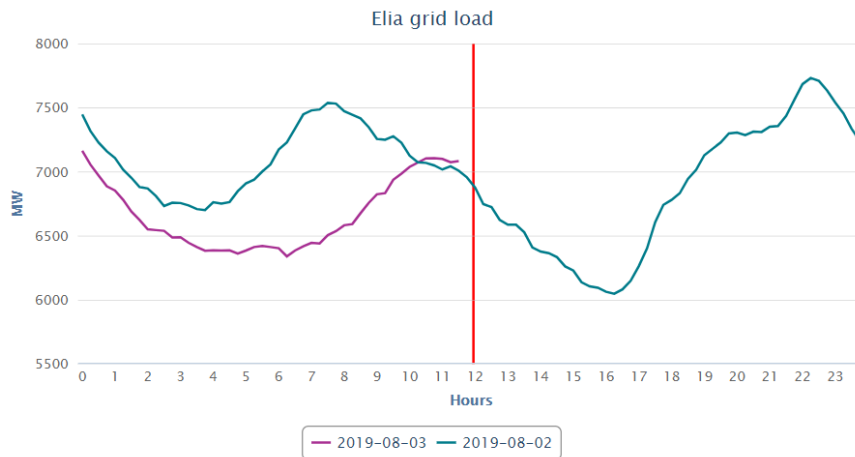


FIGURE 2.3 – Charge du réseau et prévision de charge (D+1) [9]

Les smart-grids permettent de changer cela en adaptant cette fois-ci la production et les charges distribuées, de manière à optimiser ce qui permet de résoudre les différents problèmes évoqués plus haut. On pourrait alors utiliser moins de batteries, ou mieux les répartir, mieux adapter la consommation pour faire face aux aléas de la production, etc. Ce qui permettra d'améliorer grandement la fiabilité et la continuité de la distribution basse tension. Le smart-grid est donc un micro-réseau avec un système de contrôle plus évolué, rapide et flexible, permettant une prise de décision globale au micro-réseau, pouvant être modifiée si nécessaire dans le but de réaliser un ou plusieurs objectifs. Un exemple d'objectif pour un smart-grid peut être la protection. On place alors un micro-réseau dans des zones où la probabilité de faute est élevée, afin que lorsque ces fautes se produisent, le smart-grid permette d'en atténuer les conséquences. Un autre but possible est celui de la prise en compte de la dimension de toute la problématique écologique, c-à-d tirer un profit maximum des énergies renouvelables, tout en réduisant leur impact sur l'empreinte environnementale. Être rentable et productif, c'est bien... L'être en restant propre et économe, par les temps qui courent, c'est encore beaucoup mieux !

## 2.3 Architecture des micro-réseaux DC

On entend par architecture d'un micro-réseau, ou topology en anglais, la manière dont vont être disposées et reliées entre elles les différentes sources et charges distribuées au sein du micro-réseau. Il existe deux catégories d'architectures qui sont les single bus et les multiterminaux.

### 2.3.1 Single Bus

Il s'agit de l'architecture la plus simple. Elle est composée d'un long câble unique reliant deux terminaux auxquels vont être connectés toutes les sources et charges du micro-réseau. La figure 2.2 est une bonne illustration d'un micro-réseau avec une architecture single bus.

Lorsque l'on parle d'architecture de micro-réseau, on précise aussi le type de câble en fonction du nombre de conducteurs qu'il y a dans celui-ci. En DC il y a deux types de câbles différents qui sont monopolaires et bipolaires. Un câble monopolaire est composé d'un seul conducteur, lui même entouré d'isolant et de gaine de protection, tandis que les câbles bipolaires sont composés de deux conducteurs eux aussi entourés d'isolant et de gaine de protection.

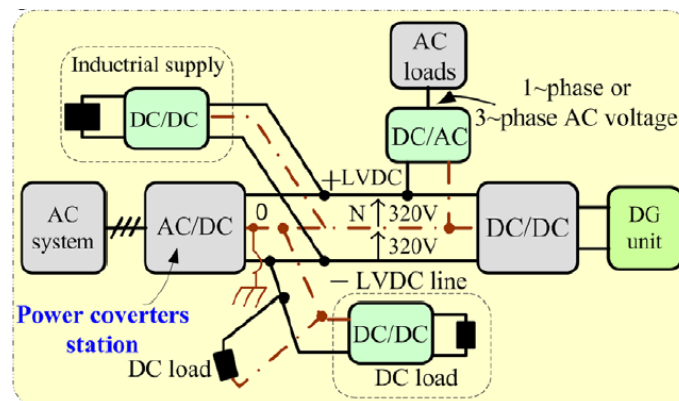


FIGURE 2.4 – Exemple de circuit avec une architecture single bus bipolaire [17]

Le câble bipolaire est donc composé de deux conducteurs, avec chacun une polarité différente et une référence entre les deux. L'utilité principale du bipolaire, par rapport au monopolaire, est de pouvoir choisir sa tension entre 2V, V et -V afin de convenir et de s'adapter au mieux aux différents types de convertisseurs qui y seront raccordés. Un autre avantage est qu'en cas de besoin, le câble peut aussi être utilisé comme monopolaire. Pour ces différentes raisons, le bipolaire est généralement privilégié dans les micro-réseaux LVDC, la figure 2.4 montre un exemple de micro-réseau avec une architecture single bus bipolaire [17].

Les câbles monopolaires, quant à eux, sont généralement utilisés en HVDC, où le seul but est de transporter l'énergie d'un point A à un point B, comme le projet ALEGrO reliant la Belgique et l'Allemagne, projet débuté en 2016 [8].

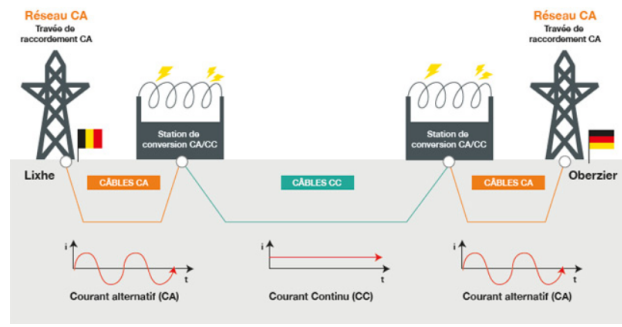


FIGURE 2.5 – Exemple de circuit avec architecture single bus monopolaire [8]

### 2.3.2 Multiterminaux

L'architecture en multiterminaux fait opposition au single bus puisqu'ici, au lieu de concentrer tout sur un câble unique, il s'agira de plusieurs single bus connectés ensemble et créant un maillage qui peut prendre toutes sortes de formes.

Un exemple de micro-réseau DC multiterminal est illustré à la figure 2.6. Ce style de topologie est souvent utilisé pour le HVDC comme pour la production éolienne off-shore.

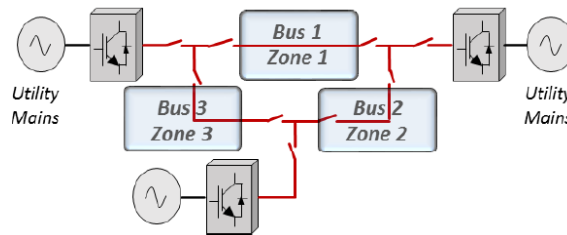


FIGURE 2.6 – exemple de micro-réseau basé sur une topologie multi-terminal [17]

Une architecture particulièrement adaptée est donc très spécifique à chaque micro-réseau, et peut jouer un grand rôle dans la protection ou dans le contrôle des micro-réseaux. Par exemple, l'architecture ring bus, illustrée à la figure 2.7, et qui montre un réseau single bus en rouge et un autre de secours en vert. Au besoin, la logique de contrôle pourra isoler une partie du micro-réseau via l'utilisation d'interrupteurs.

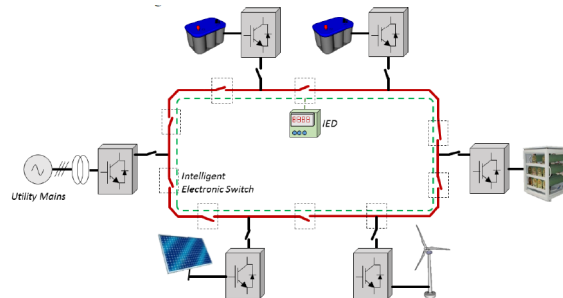


FIGURE 2.7 – exemple de micro-réseau basé sur une topologie ring-bus [17]

## 2.4 Stratégie de contrôle

Le contrôle du micro-réseau est essentiel à son bon fonctionnement, et est un atout majeur dans le déploiement des micro-réseaux, comme expliqué dans la section 2.2. Le contrôle du micro-réseau se fait via les différents convertisseurs présents partout dans le micro-réseau. Chaque convertisseur se voit ainsi assigné un rôle bien précis : soit contrôler la tension en un certain point, soit contrôler le flux de puissance active injecté dans le micro-réseau, un convertisseur ne pouvant pas assurer ces deux rôles en même temps !

La stratégie de contrôle se compose donc de quatre niveaux distincts, le niveau 0 et 1 formant ensemble le contrôle primaire, illustré à la figure 2.8 ; chaque niveau recevant des informations spécifiques relatives au réseau via des prises de mesures, ou via le contact avec le niveau supérieur ou inférieur.

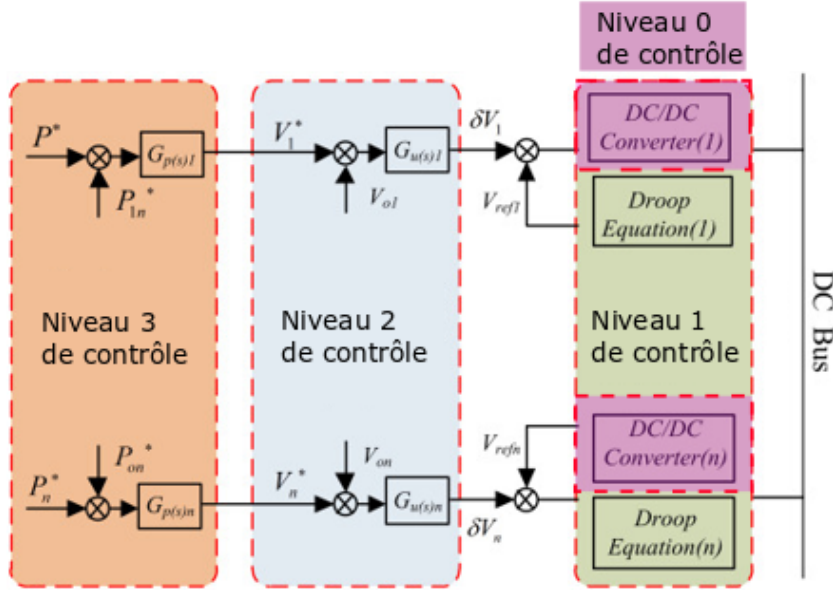


FIGURE 2.8 – Diagramme des différents contrôles d'un micro-réseau DC [23]

C'est au niveau du contrôle que la nuance entre micro-réseau classique et smart-grid peut être bien illustrée. Le contrôle primaire est un contrôle dit décentralisé, car chaque convertisseur a son propre contrôle local fonctionnant, et il n'est pas nécessaire d'avoir un niveau de communication particulier entre eux pour qu'ils fonctionnent. Pour le contrôle secondaire et tertiaire, on parlera de contrôle centralisé, car une communication est requise. Les différentes données des convertisseurs sont collectées et centralisées afin de pouvoir procéder à différentes prises de décisions concernant le pilotage du micro-réseau, comme expliqué dans la section 2.2. Les figures 2.9 et 2.10 illustrent bien la différence entre le contrôle centralisé et décentralisé.



FIGURE 2.9 – Contrôle décentralisé [4]

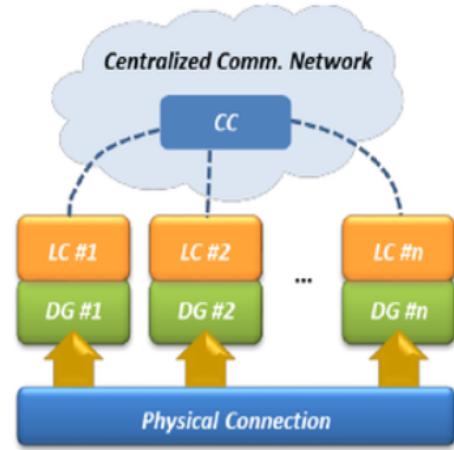


FIGURE 2.10 – Contrôle centralisé [4]

### 2.4.1 Niveau 0, boucle de régulation interne

Il s'agit d'un contrôle interne permettant de maintenir la stabilité de l'unité de production ou de stockage autour d'un point de fonctionnement qui sera donné par les autres niveaux de contrôle. Les boucles de régulation sur le courant et la tension vont permettre d'améliorer la sensibilité du système aux perturbations (robustesse), et d'améliorer les performances statiques (précision) et dynamiques (vitesse).

### 2.4.2 Niveau 1, boucle de contrôle local

Ce niveau de contrôle est dit local, car il s'agira de contrôler directement la sortie du convertisseur en générant les références nécessaires au bon fonctionnement du niveau 0. Il existe évidemment beaucoup de méthodes différentes pour générer ces valeurs de références, mais nous allons détailler ici deux méthodes couramment utilisées et que nous appliquerons dans le chapitre 3 qui sont : la méthode Droop Control et la méthode de Maximum Power Point Tracking (MPPT).

#### Droop Control

Le contrôle droop est une méthode simple et la plus souvent utilisée, notamment pour les systèmes de stockage comme les batteries, et permettant de réguler la tension de sortie d'un convertisseur via la mesure du courant ou de la puissance en sortie de ce dernier. Il est très utilisé dans les micro-réseaux afin de pouvoir, par exemple, mettre des batteries en parallèle comme à la figure 2.11. De manière générale, il est déconseillé de mettre des sources en parallèle dans un micro-réseau sans moyen de contrôle de la tension de sortie. Dans ce cas, la source ayant la plus forte tension va alors prendre le dessus sur les autres et fournir tout le courant. S'il n'y a pas de charge connectée sur la même ligne, alors le courant sortant de la source dominante va aller directement dans les autres sources, amenant de possibles dégradations de matériel.

Il est donc très important de pouvoir réguler la tension de sortie des convertisseurs pour pouvoir les mettre en parallèle.

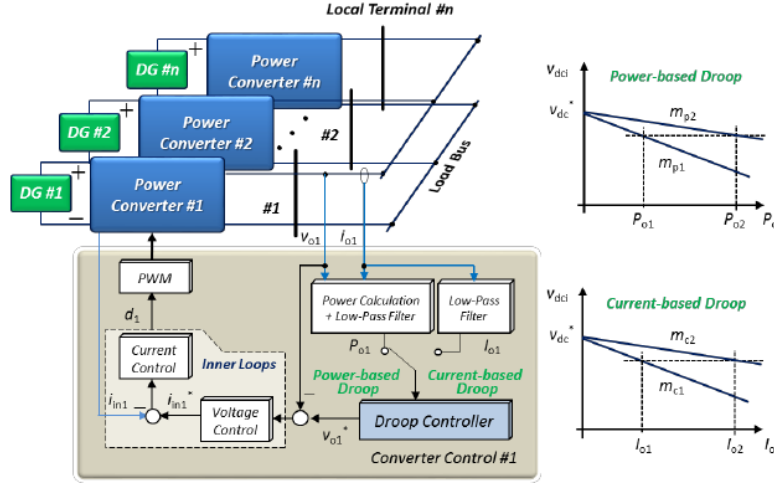


FIGURE 2.11 – Diagramme du contrôle d'un convertisseur dans un micro-réseau DC [4]

Le calcul de la tension de sortie de référence  $v_{DCi}^*$  du convertisseur "i" se fait avec la mesure du courant de sortie  $i_{oi}$  ou la mesure de la puissance de sortie  $P_{oi}$  via les équations 2.1.

$$\begin{aligned} v_{DCi}^* &= v_{DC}^* - m_p \cdot P_{oi} \\ v_{DCi}^* &= v_{DC}^* - m_c \cdot i_{oi} \end{aligned} \quad (2.1)$$

Où les coefficients  $m_p$  et  $m_c$  sont appelés les droop coefficients. La valeur de ce coefficient peut être fixe ou variable. On parlera alors de linear droop control et de non linear droop control. On peut également, comme dans la figure 2.11, avoir plusieurs droop coefficients en fonction du mode dans lequel on se trouve. On parlera alors de adaptative droop coefficient.

### Maximum Power Point Traking (MPPT)

Le MPPT est une autre méthode de contrôle de convertisseur qui est également très répandue. Il s'agit de Maximum Power Point Traking (MPPT). Si le contrôle droop permettait de maintenir une tension constante en sortie, le MPPT a quant à lui pour but de tirer le maximum de puissance possible de la source d'entrée. Il est donc généralement utilisé pour des unités de production où la puissance est très variable, comme le sont très souvent les sources d'énergie renouvelable.

Prenons par exemple les panneaux photovoltaïques, les graphes figure 2.12 montrent la puissance en fonction de la tension. On voit en rouge le point de puissance maximal. Le but est donc de travailler au plus proche de ce point afin de profiter au maximum des panneaux solaires. Cependant, on voit aussi que la courbe caractéristique P-V varie énormément en fonction de l'ensoleillement et de la température.

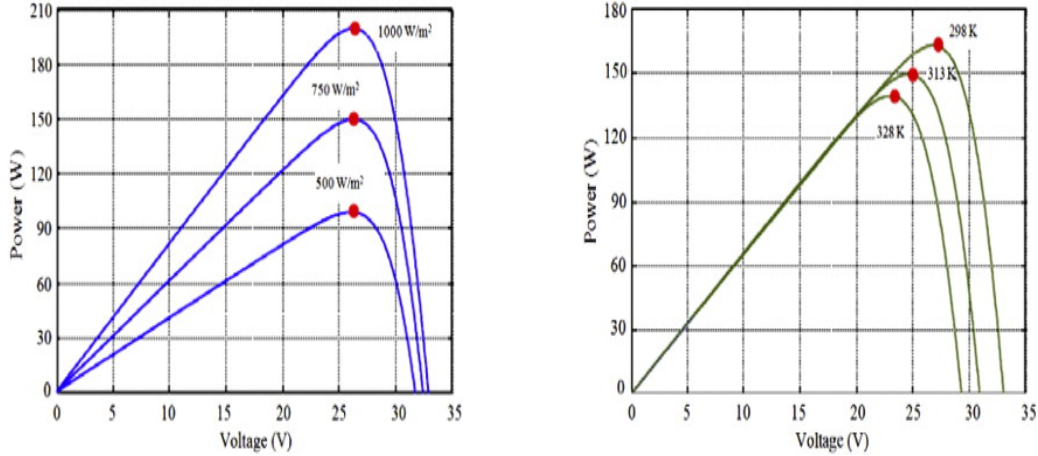


FIGURE 2.12 – Graphiques de la puissance d’une cellule photovoltaïque en fonction de la tension pour différentes valeurs d’ensoleillement et de température [11]

Afin d’être le plus proche du point de puissance maximal, on utilise un algorithme, dit MPPT, qui va, tout comme le contrôle droop, envoyer une nouvelle tension de référence au niveau 0 de contrôle dans le but d’adapter la tension d’entrée du convertisseur, qui est également la tension de sortie des panneaux photovoltaïques. L’image 2.13 illustre parfaitement la méthode MPPT et son interaction avec le convertisseur. Il y a plusieurs algorithmes MPPT différents que l’on peut trouver dans la littérature, les deux plus connus étant Perturb and Observed (ou P&O), détaillé à la figure B.1 et Incremental Conductance, détaillé à la figure B.2.

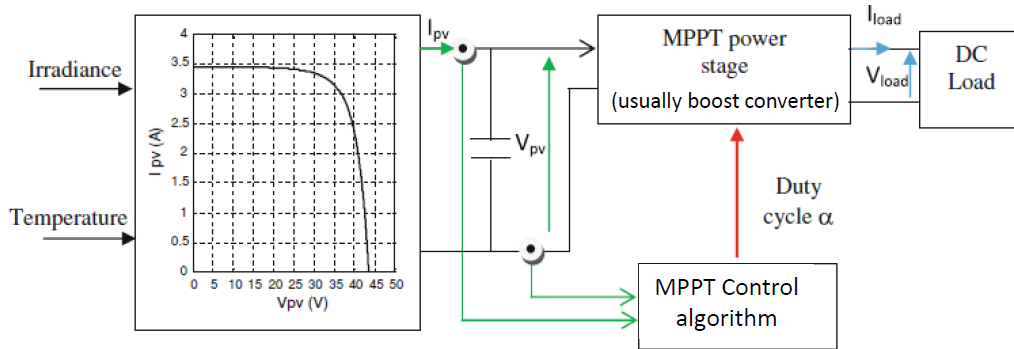


FIGURE 2.13 – Système de contrôle d’une éolienne alimentant une charge DC via un convertisseur [12]

### 2.4.3 Niveau 2, boucle de contrôle secondaire

Ce niveau de contrôle est responsable du maintien de la tension dans une certaine gamme à différents endroits du micro-réseau. Il va recevoir des consignes venant soit de mesures du micro-réseau, soit du niveau 3, lui permettant de définir dans quel mode le micro-réseau doit se trouver. La méthode la plus facile à maîtriser et à comprendre, quand on parle de niveau 2 de contrôle et du concept de smart-grid, est la méthode "DC Bus Signaling", ou "DBS". Le principe du DBS est illustré à

la figure 2.14 . On y voit un réseau simple composé de batteries, panneaux solaires (PV), d'éolienne, de charge et une connexion à un réseau AC [4].

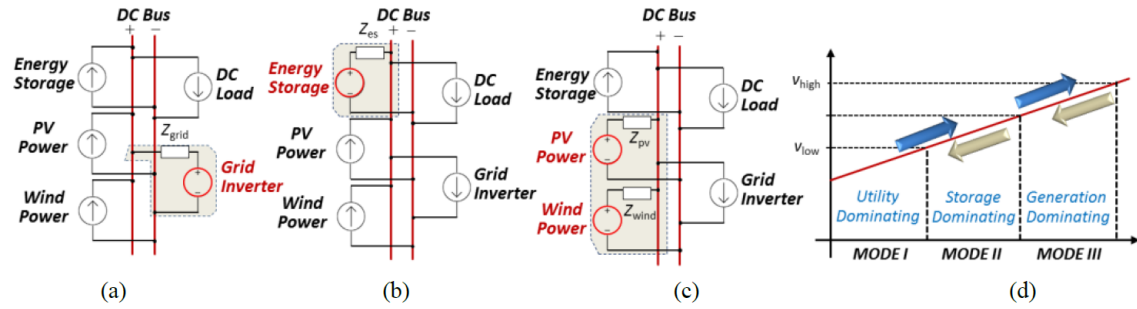


FIGURE 2.14 – Principe du DBS - (a) mode connecté au réseau général de distribution. (b) mode stockage. (c) mode générateur. [4]

Chaque unité est modélisée par son circuit équivalent de Norton quand il s'agit d'une unité fournissant de l'énergie sur le micro-réseau, et par son circuit de Thévenin quand il s'agit d'unité étant pilotée par droop control et, par conséquent, fixant la tension de référence pour le micro-réseau. On va alors définir des modes pour notre réseau. Dans le cas présent, il s'agira de trois modes : connecté au réseau général de distribution, stockage et générateur. Chacun de ces modes fonctionne dans une certaine gamme de tensions. Le contrôle via la méthode DBS est donc très simple et ne nécessite que très peu de communication au sein du réseau, puisqu'il s'agira de prendre la tension en un point pour savoir dans quel mode le micro-réseau doit fonctionner. Pour forcer le micro-réseau à passer d'un mode à l'autre, le niveau 2 va alors modifier la valeur de référence du niveau 1, comme illustré à la figure 2.8.

#### 2.4.4 Niveau 3, boucle de contrôle global

Le niveau 3 va décider de l'utilité globale du micro-réseau par rapport au réseau général de distribution. Il s'agit du contrôle ayant le plus de recul ; il va donc influencer le niveau 2, comme le montre la figure 2.8, en fonction de l'objectif souhaité. Les niveaux 2 et 3 sont donc directement liés au principe même de smart-Grid développé dans la partie 2.2 qui reprend également des exemples d'objectifs possibles pour le 3e niveau de contrôle.

### 2.5 Stabilisation du micro-réseau DC

La stabilité du micro-réseau est primordiale et doit être assurée, peu importe les conditions ou les modes de fonctionnement de ce dernier. En micro-réseau DC, l'utilisation de filtre d'entrée entre la source et le convertisseur afin d'alimenter le réseau est courante pour deux raisons principales : s'assurer que la source vue par le convertisseur est bien une source de tension, et limiter le plus possible l'ondulation du courant entrant dans le convertisseur. Or la cause d'instabilité la plus fréquente en DC se trouve être le souci d'impédance vu entre un filtre d'entrée d'une source

et l'impédance vue par le convertisseur piloté de sorte que la puissance délivrée à la charge soit constante. Ce genre de convertisseur peut alors entraîner l'apparition d'impédance négative qui va amener une instabilité. Dans cette section, nous allons donc expliquer plus en détails ce phénomène d'impédance négative, ainsi que les moyens mis en place pour l'éviter.

### 2.5.1 Phénomène d'impédance négative

La figure 2.15 nous montre un cas simple de système de régulation d'une charge  $R$  via un convertisseur, le tout alimenté par une source  $V_s$  passant par un filtre d'entrée. C'est le cas le plus simple pour comprendre le phénomène d'impédance négative. Cependant, il est important de préciser que nous ne perdons pas de généralité en expliquant ce phénomène via un exemple simple.

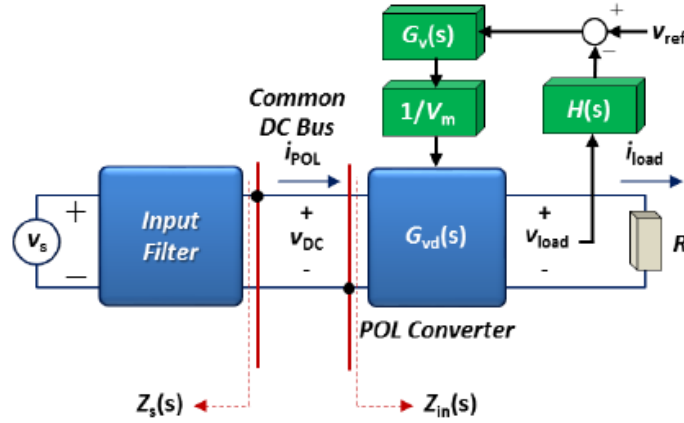


FIGURE 2.15 – Système de régulation de tension d'une charge, alimenté par une source passant par un filtre [4]

Le problème survient entre le filtre d'entrée et le convertisseur. En effet, on voit que la tension  $v_{DC}$  est à la fois la tension d'entrée du convertisseur, mais également la tension de sortie du filtre d'entrée de l'alimentation. Nous avons donc ici un diviseur de tension formé par l'impédance d'entrée du convertisseur  $Z_s(s)$  et l'impédance de sortie du filtre  $Z_{in}(s)$ , ce qui se traduit par la relation mathématique 2.2 :

$$V_{DC} = V_s H(s) \frac{Z_{in}(s)}{Z_s(s) + Z_{in}(s)} \quad (2.2)$$

Où  $H(s)$  est la fonction de transfert du filtre d'entrée. Il est donc primordial qu'à tout instant,  $Z_{in}(s) \neq Z_s(s)$  afin de ne pas avoir une impédance de circuit infinie, ce qui entraînerait une instabilité.

Seulement, si l'on considère que la tension en sortie du convertisseur est parfaitement régulée, hypothèse parfaitement acceptable puisque c'est le rôle du convertisseur dans ce cas-ci, on a une puissance de sortie du convertisseur  $P_{out}$  constante. Or, dans un convertisseur, la puissance est toujours conservée.

Nous avons donc la relation suivante :

$$\frac{v_{Load}^2}{R} = P_{out} = P_{in} = v_{DC} i_{POL} \quad (2.3)$$

L'équation 2.3 nous montre donc que si  $v_{DC}$  augmente, alors  $i_{POL}$  doit diminuer pour garder  $P$  constant, ce qui se traduit par une impédance incrémentale "négative", comme illustré à la figure 2.16.

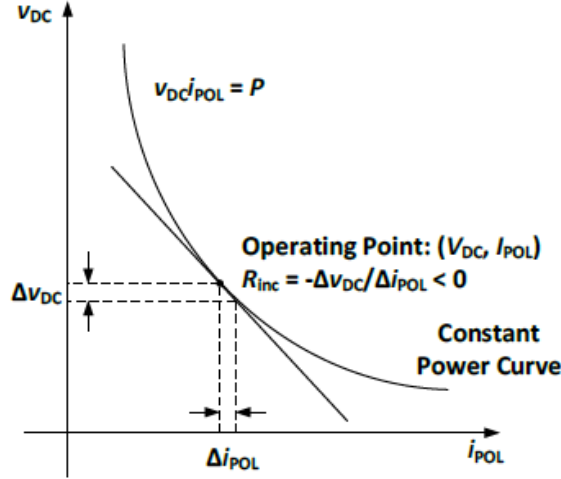


FIGURE 2.16 – Impédance négative amenée par la variation d'entrée du convertisseur [4]

On comprend alors que si le filtre d'entrée est mal dimensionné, il peut arriver dans certains cas que la condition  $Z_{in}(s) \neq Z_s(s)$  ne soit plus respectée, ce qui entraîne une instabilité. Pour remédier à ce problème, il existe donc deux solutions de stabilisation : une passive et une active.

## 2.5.2 Stabilisation passive

La première solution, la plus simple à mettre en place, est de dimensionner notre filtre d'entrée avec suffisamment de marge pour ne pas craindre d'instabilité. Le filtre d'entrée ayant pour but de s'assurer que la source vue par l'interrupteur du convertisseur soit bien vue comme une source de tension et de limiter l'ondulation du courant d'entrée pour le convertisseur, il sera composé d'une capacité et d'une inductance mise en parallèle comme illustré à la figure 2.17. Cette figure nous servira d'exemple pour expliquer le bon dimensionnement d'un filtre, et la démarche sera similaire pour d'autres types de convertisseurs.

Pour dimensionner un tel filtre, on va commencer par prendre une valeur de départ pour l'inductance, généralement 10% ou 1% de l'inductance du convertisseur. On va ensuite trouver la valeur de la capacité en fonction de la valeur maximale de l'ondulation que l'on souhaite. Nous avons donc dans ce cas un filtre LC, caractérisé par un overshoot à la fréquence de résonance. Il faut ensuite vérifier que la fréquence

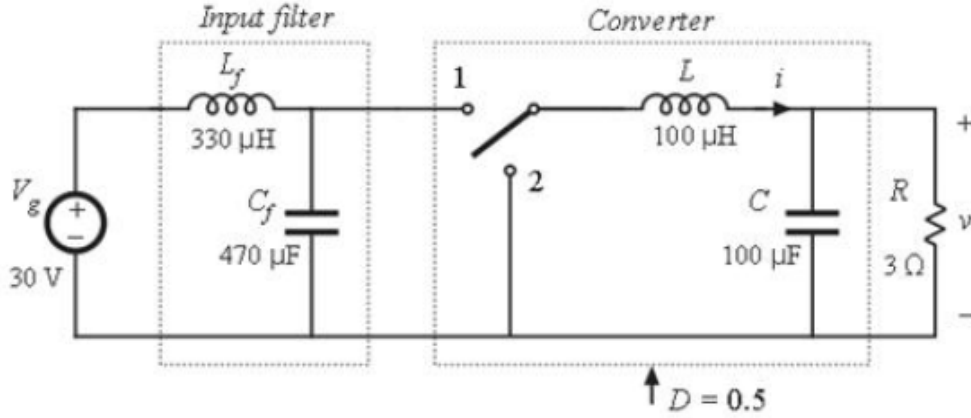


FIGURE 2.17 – Convertisseur Buck avec filtre d'entrée [2]

de résonance soit bien plus petite que la fréquence de l'interrupteur. Enfin, il faut s'occuper d'atténuer l'overshoot en plaçant une résistance en parallèle à la capacité du filtre. On rajoute également en série de cette résistance une capacité afin d'éviter de trop grandes dissipations de courant DC dans la résistance. A nouveau, il faudra faire attention à ne pas gêner le convertisseur et s'assurer que le pôle induit par la nouvelle capacité soit éloigné de la fréquence de résonance.

Le diagramme de Bode de l'impédance de sortie du filtre d'entrée et l'impédance d'entrée du convertisseur pour le circuit 2.17 est illustré à la figure 2.18. On voit bien que la condition de stabilité induite par l'équation est 2.2.

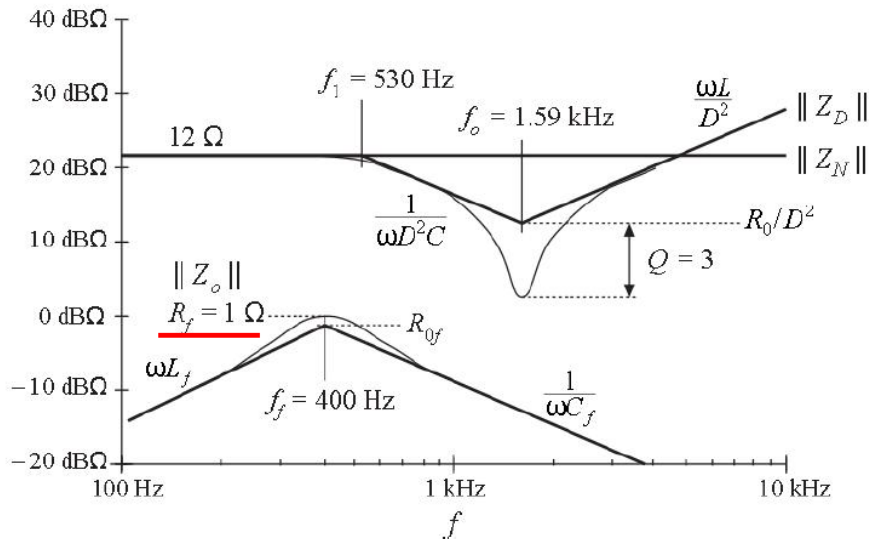


FIGURE 2.18 – Diagramme de Bode de l'impédance d'entrée du convertisseur (au-dessus) et de l'impédance de sortie du filtre (en-dessous) [2]

### 2.5.3 Stabilisation active

Une deuxième solution, dite active, est également possible. Dans ce cas, il s'agira de modifier le contrôle du convertisseur en ajoutant des boucles de contrôle qui vont résoudre le souci d'instabilité. Elle est notamment utilisée pour atténuer le pic de résonance afin de créer le même effet que si l'on installait une résistance, comme expliqué dans la partie précédente, mais sans qu'elle soit là physiquement.

Les articles [10] et [4] reprennent chacun plusieurs méthodes actives, on ne va pas trop s'étendre là-dessus car ils sont très dépendants du cas étudié.

## 2.6 Normalisation

Le courant AC est bien connu et rigoureusement normalisé depuis maintenant bien longtemps, ainsi lorsque l'on souhaite dimensionner ou imaginer un micro-réseau AC en fonction de ce que nous voulons obtenir, nous bénéficions d'une série de paramètres déjà fixés grâce aux nombreuses normes disponibles facilement et en abondance. Le DC, quant à lui, n'a pas encore de normes bien définies et officielles. Cependant, de plus en plus de micro-réseaux DC sont en train d'être étudiés ou sont actuellement en service, développant alors leurs propres normes. Le tableau 2.19 tiré de l'article [17] nous montre quelques exemples de micro-réseaux existants.

| DC microgrid components                                         | Voltage range                             | Capacity    |
|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------|
| Sweden UPN AB [103] for Data center IBM                         | 24–350/380 LVDC (bipolar DC-link)         | ≥5 MW       |
| Japan NTT Group [103] for data centers                          | 380/400 LVDC (bipolar DC-link)            | ≥5 MW       |
| New Zealand Telecom NZ [103] for data centers                   | 220 LVDC (bipolar DC-link)                | 0.5–5 MW    |
| US Intel Corp. [103] for data centers                           | 400 LVDC (bipolar DC-link)                | ≥5 MW       |
| For general case [75]                                           | 187.8 V–450 LVDC                          | 600–2100 W  |
| Two Steam turbines-Testing prototype [77]                       | 800 V–1200 LVDC                           | 4.8–18 kW   |
| PV arrays, BESS & AC utility system [9]                         | 180–210 V LVDC (system model)             | 150–945 W   |
|                                                                 | 360 V–420 LVDC (for experiment prototype) |             |
| PMSG WTs, BESS & AC utility system [10]                         | 1200 LVDC                                 | 0.9–3.5 MW  |
| Gas engine cogeneration, EDLC, BESS, PV arrays & AC system [12] | ± 170 V, 340 LVDC (bipolar DC-link)       | 700–2700 W  |
| For general case [45] testing prototype                         | 200, 400, 415 LVDC                        | 5 kW, 15 kW |

FIGURE 2.19 – Exemples de micro-réseaux DC existants

Les articles [10] et [5] reprennent plusieurs exemples de normes établies en DC. Le tableau B.3 reprend en résumé différentes normes intéressantes de l'article [5]. Dans cet article, les auteurs en concluent que la tension prise dans la plupart des cas, et qui semble la plus prometteuse, est la tension 380V. Ce qui correspond aussi aux valeurs les plus présentes dans le tableau figuré 2.19.

# Chapitre 3

## Etude de cas

### Sommaire

---

|            |                                  |           |
|------------|----------------------------------|-----------|
| <b>3.1</b> | <b>Micro-réseau</b>              | <b>20</b> |
| <b>3.2</b> | <b>Batteries</b>                 | <b>21</b> |
| 3.2.1      | Hypothèses                       | 22        |
| 3.2.2      | Modèle d'état et équations       | 22        |
| 3.2.3      | Dimensionnement des composantes  | 25        |
| 3.2.4      | Logique de contrôle              | 27        |
| 3.2.5      | Filtre d'entrée et stabilité     | 34        |
| <b>3.3</b> | <b>Panneaux Photo-Voltaïques</b> | <b>35</b> |
| 3.3.1      | Equations                        | 35        |
| 3.3.2      | Dimensionnement des composantes  | 36        |
| 3.3.3      | Logique de contrôle              | 38        |
| 3.3.4      | Filtre d'entrée et stabilité     | 39        |
| <b>3.4</b> | <b>Machine synchrone</b>         | <b>41</b> |
| 3.4.1      | Equations                        | 41        |
| 3.4.2      | Dimensionnement des composantes  | 42        |
| 3.4.3      | Filtre d'entrée et stabilité     | 43        |

---

Ce chapitre reprendra les différentes étapes, calculs et hypothèses détaillées en vue de la réalisation du modèle Simulink du micro-réseau DC. Il est composé d'une première section expliquant le modèle d'un point de vue général. S'ensuit une longue partie sur les batteries, où nous expliquerons le principe de son convertisseur, son dimensionnement ainsi que celui de son filtre d'entrée. Ensuite, nous détaillerons la logique de contrôle qui lui sera appliquée. Enfin, nous parlerons de la stabilité à l'entrée du convertisseur des batteries. La section des batteries nous servira de base pour les deux sections suivantes, que sont les panneaux solaires et la machine synchrone.

### 3.1 Micro-réseau

Le micro-réseau que nous allons modéliser est schématisé à la figure 3.1 . Il s'agit d'un modèle réaliste d'un village au Congo. Ce modèle comprend un parc de batteries, une machine synchrone et deux parcs de panneaux solaires, le tout devant alimenter sept charges.

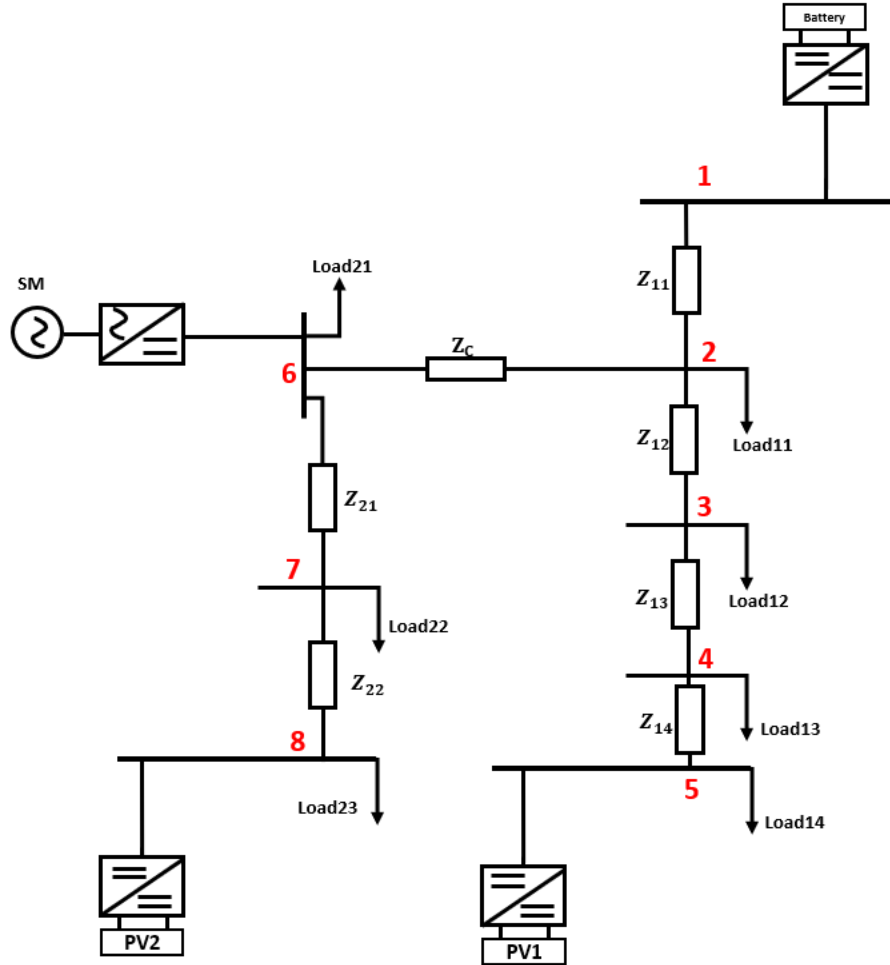


FIGURE 3.1 – Diagramme du micro-réseau DC

Pour ce qui est de la tension nominale, nous avons choisi le 400 V car le modèle existant en alternatif était également fixé à 400 V, et c'est relativement proche de ce que l'on peut déjà observer, comme nous l'avons vu dans la section 2.6. Nous acceptons une variation de cette tension jusqu'à 5%, ce qui donne une gamme de tensions acceptable entre 380 et 420V.

Comme il s'agit d'une adaptation d'un micro-réseau AC multiterminal déjà existant, nous laissons l'architecture telle qu'elle est et réutilisons les lignes triphasées qui peuvent être utilisées en monopolaire ou en bipolaire. Il y en a huit en tout, représentées en rouge sur la figure 3.1 . Elles ont toutes une longueur de 200m et une impédance de  $0.443 + j0.21$  [ $\Omega/\text{km}$ ].

Les différentes charges du micro-réseau sont considérées comme des résistances fixes absorbant soit 5 kW (pour les charges 23 et 12), soit 10 kW (charges 11, 13, 14, 21 et 22) sous une tension nominale de 400V. Nous les avons donc modélisées par une résistance de 16 ou 32  $\Omega$ .

Pour ce qui est des convertisseurs, seule la puissance nous était imposée, soit 25 kW pour les panneaux solaires, 40 kW pour la machine synchrone et 50 kW pour les batteries. Le détail de chaque convertisseur sera traité dans la suite de cette section.

## 3.2 Batteries

Le rôle des batteries dans le micro-réseau est indispensable, puisque ces dernières vont jouer le rôle de régulateur de tensions dans tout le micro-réseau. Les batteries devront se charger ou se décharger facilement et rapidement pour faire face aux fluctuations engendrées par les énergies renouvelables. Le convertisseur relié aux batteries sera donc obligatoirement un convertisseur bidirectionnel, aussi appelé Buck-Boost, où comme son nom l'indique, le courant peut circuler dans les deux sens afin de charger ou décharger les batteries. Le principe de ce convertisseur est qu'en jouant sur son rapport cyclique, on peut le faire passer aisément du mode charge à décharge, ce qui est le but recherché pour les batteries. Pour cette section, nos calculs et les démarches utilisées sont directement inspirés par le livre [7] ainsi que par le cours [2].

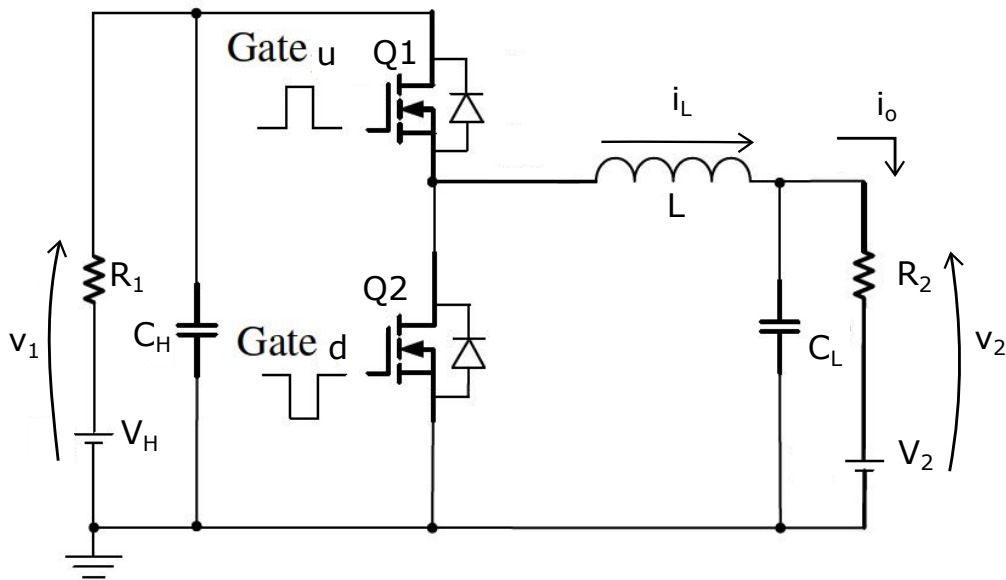


FIGURE 3.2 – Diagramme du convertisseur bidirectionnel alimenté par les batteries et raccordé au réseau

La figure 3.2 nous montre le diagramme qui représente les batteries et le micro-réseau, tous les deux représentés par leur équivalent de Thévenin, connectés ensemble via un convertisseur bidirectionnel. Le principe du convertisseur est donc de jouer sur

l'ouverture et la fermeture de l'interrupteur Q1 et Q2 afin de produire un courant triangulaire dans l'inductance L, comme illustré à la figure 3.3. Ce signal triangulaire s'explique par le fait qu'en mode ON, l'énergie s'accumule dans l'inductance et en mode OFF, elle se décharge dans le réseau et dans la capacité. Le temps pendant lequel l'interrupteur Q1 est en mode ON est défini comme  $t_{ON} = DT$ , avec D le rapport cyclique, compris entre 0 et 1, appliqué à une période T qui est fixe. Pour le temps OFF, de manière similaire, on aura  $t_{OFF} = (1 - D)T = D'T$ .

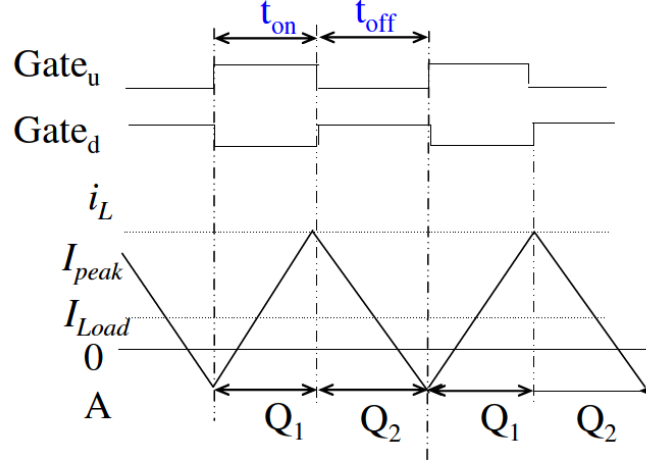


FIGURE 3.3 – courants dans l'inductance en fonction de l'ouverture et fermeture des deux interrupteurs du circuit 3.2 [7]

### 3.2.1 Hypothèses

Les hypothèses prises en compte lors des calculs qui vont suivre sont :

- Le courant DC de l'inductance va dans le réseau
- Le courant AC de l'inductance va dans la capacité
- Lors des calculs pour dimensionner les composantes du convertisseur, on considère une tension d'entrée et de sortie constante

### 3.2.2 Modèle d'état et équations

Lorsque l'interrupteur Q1 est en mode ON, l'interrupteur Q2 est OFF, et le circuit peut alors être simplifié comme illustré figure 3.4.

Il y a donc une inductance  $L$  et deux capacités  $C_H$  et  $C_L$  qui stockent de l'énergie et qui contribuent à la définition de l'état du système. On peut donc écrire les équations 3.1 via les lois de Kirchhoff.

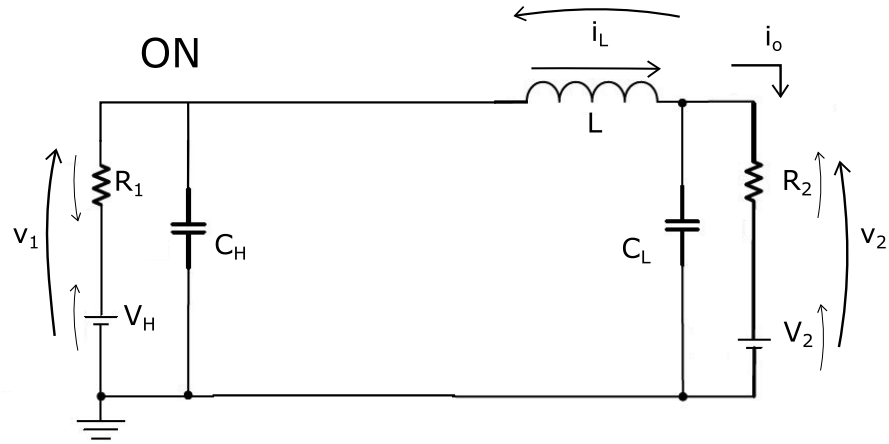


FIGURE 3.4 – Diagramme du convertisseur bidirectionnel lorsque l'interrupteur Q1 est ON et l'interrupteur Q2 OFF

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = v_1 - v_2 \\ C_H \frac{dv_1}{dt} = -(i_L + \frac{v_1 - V_H}{R_1}) \\ C_L \frac{dv_2}{dt} = i_L - \frac{v_2 - V_L}{R_1} \end{cases} \quad (3.1)$$

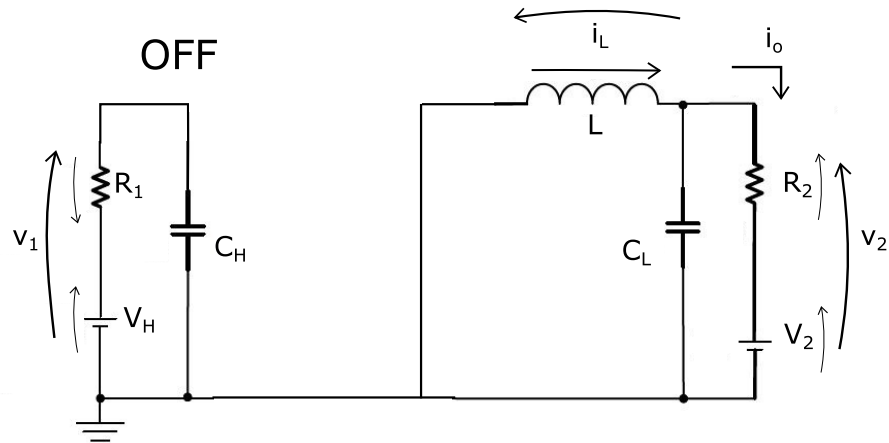


FIGURE 3.5 – Diagramme du convertisseur bidirectionnel lorsque l'interrupteur Q1 est OFF et l'interrupteur Q2 ON

De la même manière, lorsque le circuit est en mode Q1 OFF, illustré à la figure 3.5, nous écrivons les équations 3.2.

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = -v_2 \\ C_H \frac{dv_1}{dt} = \frac{v_1 - V_H}{R_1} \\ C_L \frac{dv_2}{dt} = i_L - \frac{v_2 - V_L}{R_1} \end{cases} \quad (3.2)$$

Ce qui permet de trouver les équations 3.3 décrivant le modèle d'état moyen. L'intérêt d'avoir ce modèle est que, à partir d'un état connu du système, on va pouvoir prédire la trajectoire que va prendre le système via un système d'équation différentiel du premier ordre.

$$\begin{cases} L \frac{d\bar{i}_L}{dt} = \bar{d}\bar{v}_1 - \bar{v}_2 \\ C_H \frac{d\bar{v}_1}{dt} = -\bar{d}\bar{i}_L - \frac{\bar{v}_1 - V_H}{R_1} \\ C_L \frac{d\bar{v}_2}{dt} = \bar{i}_L - \frac{\bar{v}_2 - V_L}{R_1} \end{cases} \quad (3.3)$$

Où la notation " $\bar{x}$ " signifie la valeur moyenne de  $x$ .

Le modèle moyen d'état à l'équilibre s'écrit généralement sous une forme matricielle, équation 3.4, où la matrice A (3.5) est la matrice dite dynamique et la matrice B (3.6) est la matrice de contrôle :

$$0 = A \begin{bmatrix} I_L \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} + B \begin{bmatrix} V_L \\ V_H \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

$$A = \begin{bmatrix} 0 & \frac{D}{L} & -\frac{1}{L} \\ -\frac{D}{C_H} & -\frac{1}{R_1 C_H} & 0 \\ \frac{1}{C_L} & 0 & -\frac{1}{R_2 C_L} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{R_1 C_H} \\ \frac{1}{R_2 C_L} & 0 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

On résoud alors le système 3.4 pour trouver les équations 3.7 qui permettent de calculer la valeur-courant  $I_L$ , de la tension  $V_1$  et  $V_2$  pour un point de fonctionnement du système.

$$\begin{cases} I_L = \frac{DV_H - V_L}{D^2 R_1 + R_2} \\ V_1 = \frac{V_H R_2 + D R_1 V_L}{R_1 D^2 + R_2} \\ V_2 = \frac{D(V_H R_2 + D R_1 V_L)}{R_1 D^2 + R_2} \end{cases} \quad (3.7)$$

Partant de ce point de référence, on va alors ajouter une petite perturbation, notée " $\hat{x}$ ", et ainsi avoir les équations 3.8 permettant de prédire l'évolution du système à l'équilibre lorsqu'il subit une petite variation.

$$\begin{cases} L \frac{d\hat{i}_L}{dt} = (D + \hat{d})(V_1 + \hat{v}_1) - (V_2 + \hat{v}_2) \\ C_H \frac{d\hat{v}_1}{dt} = -(D + \hat{d})(I_L + \hat{i}_L) - \frac{V_1 + \hat{v}_1 - V_H}{R_1} \\ CL \frac{d\hat{v}_2}{dt} = (I_L + \hat{i}_L) - \frac{V_2 + \hat{v}_2 - V_L}{R_1} \end{cases} \quad (3.8)$$

En négligeant les termes d'ordre élevé et en appliquant la transformée de Laplace, on peut alors trouver les fonctions de transfert 3.9 de notre circuit.

$$\begin{cases} \frac{\hat{v}_1}{\hat{d}} = \frac{\frac{-D}{C_H} \frac{\hat{i}_L}{\hat{d}} - \frac{1}{C_H} I_L}{s + \frac{1}{C_H R_1}} \\ \frac{\hat{v}_2}{\hat{d}} = \frac{\frac{1}{C_L} \frac{\hat{i}_L}{\hat{d}}}{s + \frac{1}{C_L R_2}} \\ G_{id} = \frac{\hat{i}_L}{\hat{d}} = \frac{(s + \frac{1}{C_H R_1})(s + \frac{1}{C_L R_2}) \frac{V_1}{L} - \frac{D I_L}{C_H L} (s + \frac{1}{C_L R_2})}{s(s + \frac{1}{C_H R_1})(s + \frac{1}{C_L R_2}) + \frac{D^2(s + \frac{1}{C_L R_2})}{LC_H} + \frac{(s + \frac{1}{C_H R_1})}{LC_L}} \end{cases} \quad (3.9)$$

### 3.2.3 Dimensionnement des composantes

Dans cette sous-section, nous allons calculer les différentes valeurs des composantes de notre circuit 3.2 . Les batteries devant fonctionner en mode charge, le courant de sortie est alors négatif, et en mode décharge, le courant de sortie est alors positif, et nous allons résoudre les équations de la sous-section 3.2.2 avec deux points de fonctionnement différents. Nous avons fait le choix de prendre les points les plus extrêmes de chaque mode, c-à-d une puissance nominale de 50 kW et une tension maximale, 420 V, ou minimale, 380 V. Le choix de cette tension a été dicté par la logique de contrôle intuitive, qui est expliquée en détails à la sous-section 3.2.4. Pour la suite de cette sous-section, toutes les valeurs calculées ou imposées sont reprises dans le tableau 3.1

#### Micro-réseau

Le micro-réseau est donc aussi représenté par son modèle équivalent de Thévenin, comme illustré 3.2. Pour trouver les valeurs du circuit, nous calculons la résistance équivalente du circuit vue aux bornes du convertisseur,  $R_2$ , qui vaut  $4 \Omega$ . Nous connaissons déjà la tension  $V_2$  et le courant  $I_{out}$  pour le mode charge et le mode décharge, nous pouvons donc calculer la valeur de la tension de Thévenin  $V_L$  : elle sera de 900V en mode charge et -56V en mode décharge.

## Batteries

Dans la pratique, les conteneurs de batteries sont composés de "n" batteries de 12V, mises en série afin d'atteindre la capacité de stockage souhaitée. Le modèle équivalent de Thévenin est donc composé d'une source  $V_H = n * 12$ , et la résistance  $R_1$  étant la résistance interne de ce complexe de batteries, qui vaut donc  $n * 0.0045$  [22]. Nous prenons de manière arbitraire  $n = 40$  batteries, ce qui donne des valeurs :  $V_H = 480V$  et  $R_1 = 0.18\Omega$ .

## Inductance et capacités

Le calcul des valeurs de l'inductance  $L$  et des capacités  $C_H$  et  $C_L$  du convertisseur se fait via les équations 3.10, tirées directement du cours [2], avec  $\Delta I_L$  la variation (ripple en anglais) de courant dans l'inductance,  $\Delta V_2$  la variation de tension de sortie,  $V_1$  la tension en entrée du convertisseur,  $D$  le rapport cyclique et  $f_{MLI}$  la fréquence de contrôle que nous détaillerons dans la sous-section 3.2.4.

$$\begin{aligned} L &= \frac{V_1 D}{\Delta I_L f_{MLI}} \\ C &= \frac{D I_{out}}{\Delta V_2 f_{MLI}} \end{aligned} \quad (3.10)$$

La variation de tension de sortie est fixée de manière arbitraire à 1 V. Pour ce qui est de la condition sur la variation de courant, il faut être attentif à ne pas être en mode lacunaire (ou discontinu) au risque d'avoir une oscillation parasite sur la tension de sortie, comme illustré à la figure 3.6.

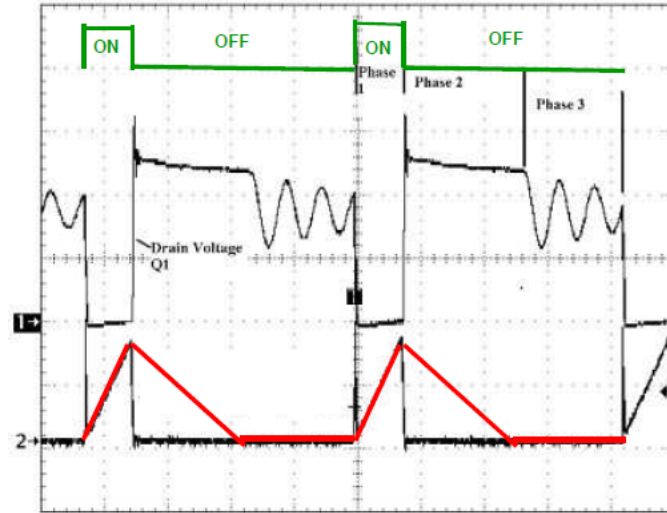


FIGURE 3.6 – Mode lacunaire : le premier graphe montre les temps d'ouverture des interrupteurs, le deuxième la tension en sortie du convertisseur, le troisième le courant de l'inductance [2]

Le mode lacunaire survient lorsque le temps ON est trop court, le temps OFF est alors trop long, et l'inductance se décharge entièrement avant que l'on repasse en

mode ON. Pour éviter la discontinuité, on impose une condition sur le courant de la self :

$$I_{Lmoyen} \geq \frac{\Delta I_L}{2} \quad (3.11)$$

En partant de la première des 3 équations 3.7 et en l'égalant avec le courant de sortie, selon la première des hypothèses 3.2.1, on va égaliser le courant  $I_L$  au courant de sortie afin de trouver le rapport cyclique D. Ensuite, on calcule la tension d'entrée et de sortie via les deux autres équations 3.7, la variation de courant via la valeur de  $I_L$  et enfin, connaissant la fréquence des interrupteurs  $f_{MLI}$ , calculer les valeurs de L et  $C_L$ . La valeur de  $C_H$ , quant à elle, est calculée lors du dimensionnement du filtre d'entrée de la sous-section 3.2.5.

| Mode         | Charge           | Décharge          |
|--------------|------------------|-------------------|
| P            | 50 kW            | 50 kW             |
| $V_{out}$    | 380 V            | 420 V             |
| $I_{out}$    | -130 A           | 119 A             |
| $R_2$        | 4 $\Omega$       | 4 $\Omega$        |
| $V_L$        | 900V             | -56V              |
| $V_H$        | 480V             | 480V              |
| $R_1$        | 0.18 $\Omega$    | 0.18 $\Omega$     |
| $I_L$        | -130 A           | 119 A             |
| D            | 0.7632           | 0.9121            |
| $V_1$        | 497.86 V         | 460.46 V          |
| $V_2$        | 379.966 V        | 420 V             |
| $\Delta I_L$ | $\leq 260$ A     | $\leq 238$ A      |
| $f_{MLI}$    | 10 kHz           | 10 kHz            |
| L            | $\geq 1,46e-4$ H | $\geq 1.765e-4$ H |
| $C_L$        | $\geq 9.93e-3$ F | $\geq 0.0108$ F   |
| $C_H$        | 0.4 F            | 0.4 F             |

TABLE 3.1 – Tableau récapitulatif des valeurs calculées ou imposées pour les batteries en mode charge et décharge

Puisque les batteries doivent fonctionner dans les deux modes, il convient de prendre les valeurs de L et C du mode décharge, puisqu'elles sont plus contraignantes et respectent aussi le mode charge.

### 3.2.4 Logique de contrôle

Maintenant que le convertisseur est dimensionné, il va falloir que son contrôle assure la régulation de la tension dans tout le micro-réseau. L'explication générale de la logique de contrôle dans les réseaux DC étant exposée en détail dans la section 2.4, nous allons ici entrer plus dans les détails relatifs aux batteries.

Le contrôle du convertisseur se fait en modulant directement son rapport cyclique. Pour ce faire, la logique de contrôle de notre convertisseur bidirectionnel est composée

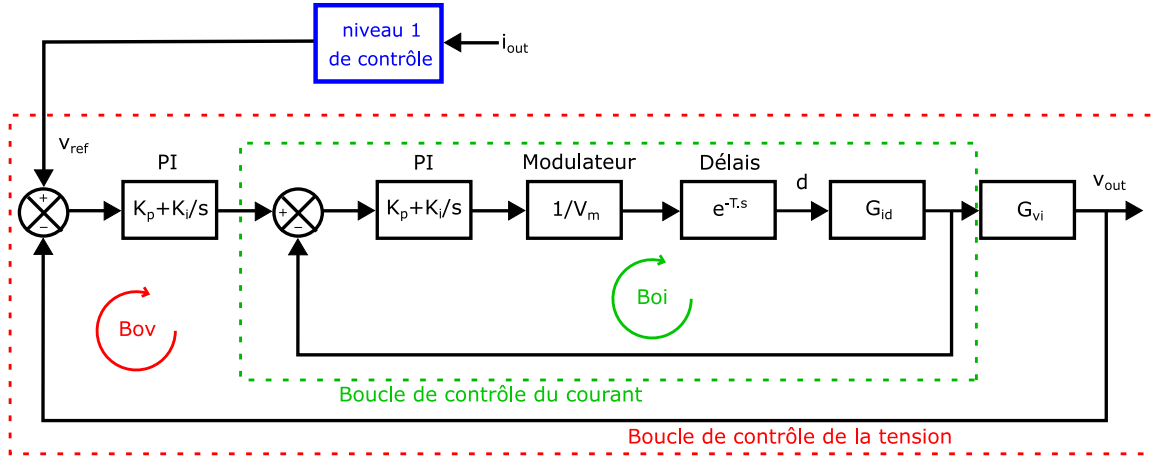


FIGURE 3.7 – Système de contrôle complet à 3 boucles pour le contrôle de la tension de sortie du convertisseur

du niveau 1 de contrôle qui donne la référence en tension pour la boucle de contrôle de la tension de sortie, qui elle-même donne le courant de référence pour la boucle de contrôle du courant dans l'inductance. Ensuite la boucle de contrôle du courant va sortir un signal de commande qui va être envoyé à un modulateur de largeur d'impulsion MLI (Pulse Width Modulator - PWM), qui va alors générer un signal carré, de période  $T$  qui va permettre de dicter l'ouverture et la fermeture des interrupteurs pour le fonctionnement du convertisseur, comme expliqué plus haut dans la section. La figure 3.8 illustre le fonctionnement du MLI. On y voit le signal de commande  $V_c$  qui rentre, la porteuse  $V_m$  avec une fréquence  $f_{MLI}$ , et le signal de sortie  $\theta$  envoyé directement dans l'interrupteur.

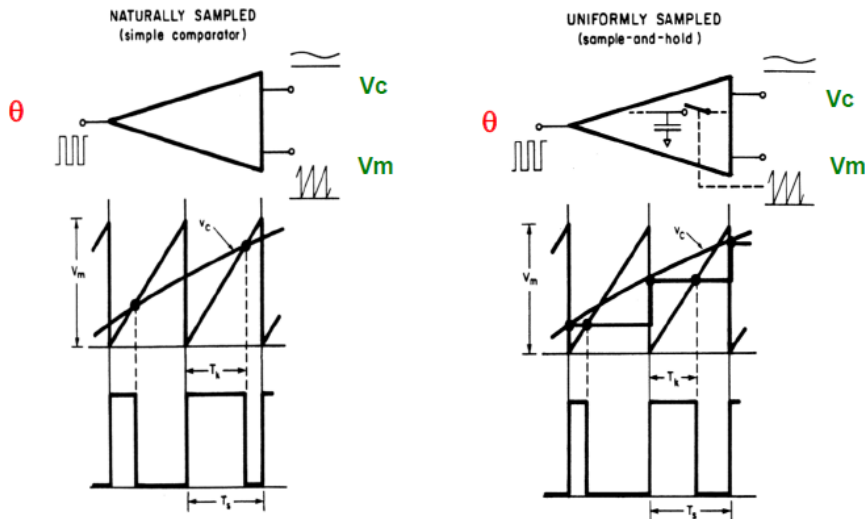


FIGURE 3.8 – modulateur de largeur d'impulsion MLI [2]

## Niveau 1 de contrôle

Pour le niveau 1 de contrôle, nous avons utilisé deux méthodes : une plus intuitive et une méthode droop classique.

### Méthode intuitive

La méthode intuitive est basée sur l'observation du micro-réseau en mode charge et décharge lorsque nous imposons une tension au niveau des batteries. Les batteries permettant de fixer la tension dans tout le micro-réseau, nous avons remarqué que lorsque nous sommes en mode charge, elles imposent la tension la plus basse du réseau. Tandis que lorsque nous sommes en mode décharge à 50 kW et toutes les charges connectées au micro-réseau, les batteries imposent la tension la plus élevée.

De ce constat a émergé une idée qui est d'imposer la tension en-dessous de 400 V lorsque nous sommes en mode charge, et une tension supérieure lorsque nous sommes en mode décharge. Ceci afin de garantir que le micro-réseau ne descende pas en dessous des valeurs acceptables en tension, 380-420 V.

La puissance maximale pouvant être transmise par le convertisseur étant de 50 kW, nous allons imposer cette puissance-maximum pour les valeurs de tensions de sortie minimum et maximum autorisées, donc 380 V et 420 V. La figure 3.9 nous montre l'évolution de la tension de référence en fonction de la mesure du courant de sortie du convertisseur.

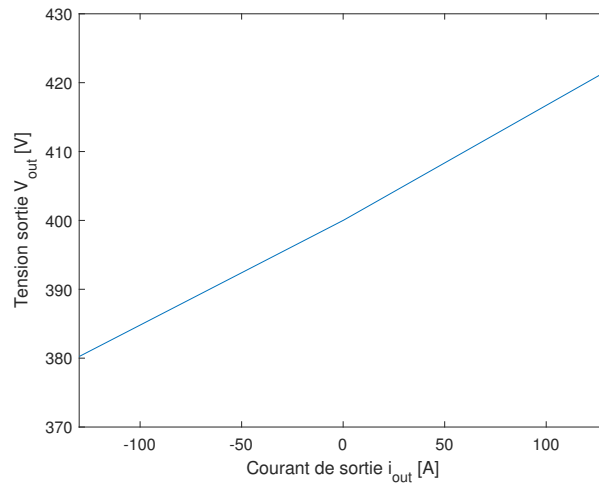


FIGURE 3.9 – Courbe caractéristique V-I de la logique de contrôle intuitive

Cette méthode est directement inspirée de la méthode droop, mais avec des pentes qui seront positives au lieu de négatives. Nous avons donc le mode charge qui fonctionne de 380V à 400V pour des courants entrant dans le convertisseur allant de -130A à 0, ce qui donne une pente de 0.152. Le mode décharge, quant à lui, fonctionne de 400V à 420V avec un courant sortant du convertisseur allant de 0 à 119A, ce qui nous donne une pente de 0.167.

## Méthode intuitive VS droop contrôle

Notre micro-réseau vu par le convertisseur bidirectionnel étant modélisé par son équivalent de Thévenin qui a une résistance équivalente constante, les variations du micro-réseau se font via l'augmentation ou la diminution de la source de tension  $V_L$ . Les variations du micro-réseau sont représentées par les droites en noir sur le graphique V-I en sortie du convertisseur, figure 3.10.

Notre méthode intuitive ayant une pente positive, lorsque la source de tension équivalente du micro-réseau  $V_L$  augmente, la logique de contrôle tend à diminuer la tension aux bornes du convertisseur pour trouver un nouveau point d'équilibre. On passe alors du point noir au point vert sur le graphique V-I. A l'inverse, lorsque la tension  $V_L$  diminue, la logique intuitive va alors augmenter la tension aux bornes du convertisseur, et on passe alors du point noir au point rouge.

Sur cette même figure 3.10, nous avons également tracé la méthode droop avec une pente inverse à notre logique intuitive. Dans le cas de la logique de contrôle droop, lorsque le micro-réseau voit sa tension  $V_H$  augmenter, la tension aux bornes du convertisseur bidirectionnel va alors aussi augmenter pour trouver un nouveau point d'équilibre. A l'inverse, lorsque la tension  $V_L$  diminue, la tension aux bornes du convertisseur diminue.

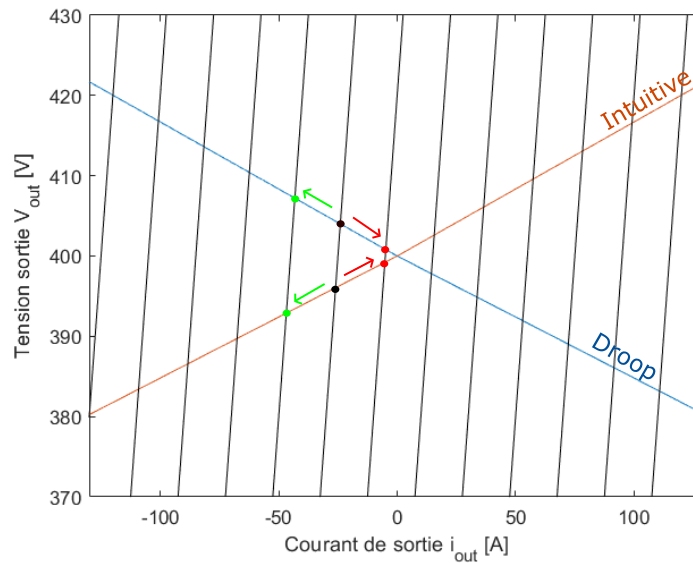


FIGURE 3.10 – Courbe caractéristique V-I de la logique de contrôle intuitive et droop

Au vu des points de fonctionnement et de la philosophie des deux méthodes, il est alors intéressant de comparer notre micro-réseau selon qu'il soit contrôlé via une méthode intuitive ou droop. Cette comparaison sera faite aux chapitres 4. Il est important de préciser que la pente choisie pour la méthode de contrôle droop a été établie pour la comparer ensuite avec celle de la méthode intuitive dans un but purement théorique, et ne garantira donc pas la condition sur la variation de tension de maximum 5%. Ce choix a été fait délibérément afin de mettre en évidence les différences notables entre les deux méthodes de contrôle.

## Niveau 0 de contrôle

### Contrôle du courant

La boucle de contrôle du courant est composée de plusieurs blocs, comme on le voit à la figure 3.7, qui sont : un régulateur PI, un modulateur et un délai qui représente le passage dans le MLI et la fonction de transfert  $G_{id}$ . Ce qui nous permet d'écrire la fonction de transfert en boucle ouverte 3.12 et en boucle fermée 3.13 du contrôle du courant.

$$Boi(s) = PI(s) * \frac{1}{V_m} * e^{-T.s} * G_{id}(s) \quad (3.12)$$

$$Toi(s) = \frac{Boi(s)}{1 + Boi(s)} \quad (3.13)$$

Le bloc modulateur représente le gain apporté au rapport cyclique par le passage dans le MLI, dans notre cas ce gain vaut 1. Le bloc délai représente quant à lui le délai de calcul apporté par le MLI. Il est très difficile à estimer, mais on prendra généralement :  $E(s) = e^{-T.s}$ . Pour ce qui est de la fonction de transfert  $G_{id}$ , elle a déjà été calculée dans le cas général aux équations 3.9. Cette équation étant avec plusieurs paramètres, il nous faut prendre alors un point de fonctionnement. Dans notre cas, nous avons pris nos deux points de fonctionnement extrêmes en mode charge et décharge, dont les valeurs utiles se trouvent dans le tableau 3.1.

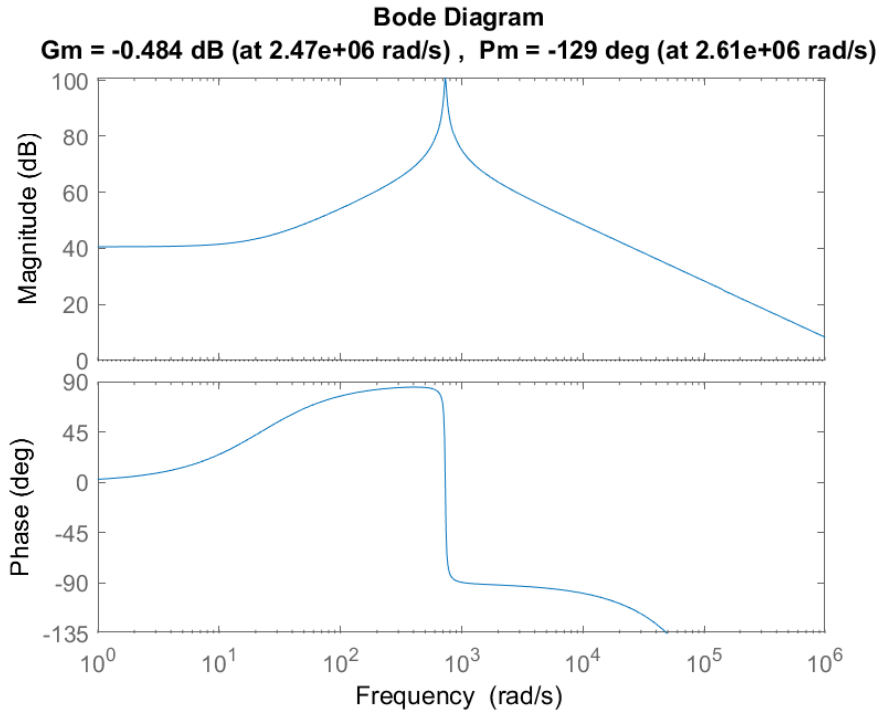


FIGURE 3.11 – Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte pour le contrôle du courant sans le compensateur PI

Il ne reste donc plus que le bloc régulateur PI, de la forme  $PI(s) = K_p + \frac{K_i}{s}$ , qui doit être dimensionné afin d'avoir une fréquence de coupure voulue. Ici, la fréquence des interrupteurs étant de 10 kHz, on prendra 30% soit 3 kHz [2]. Pour trouver les valeurs  $K_p$  et  $K_i$ , nous utiliserons la fonction Control System Designer de MATLAB [18]. La figure 3.11 nous montre la fonction Boi(s) avant application du compensateur et la figure 3.12 la fonction Boi(s) avec le compensateur pour le mode décharge. Les valeurs  $K_p$  et  $K_i$  utilisées sont reprises dans le tableau 3.2.

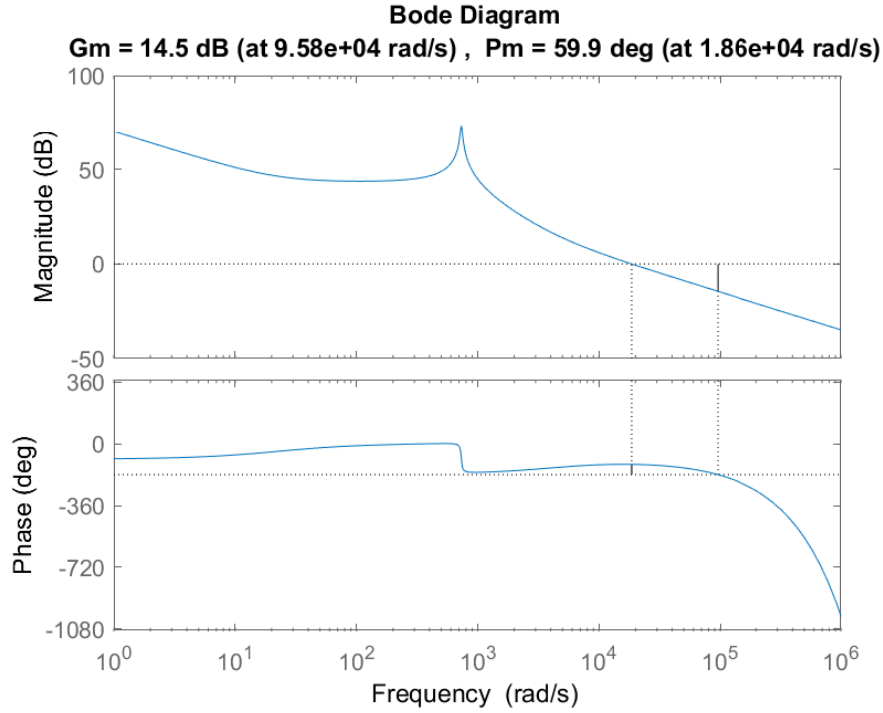


FIGURE 3.12 – Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte pour le contrôle du courant avec le compensateur PI

## Contrôle de la tension

De la même manière que pour la boucle de courant, on écrit la fonction de transfert en boucle ouverte :

$$Bov(s) = PI(s) * Toi(s) * G_{vi}(s) \quad (3.14)$$

Avec la fonction Toi(s) calculée à l'équation 3.13, la fonction  $G_{vi} = \frac{v_2}{d} / G_{id}$  venant des équations 3.9 et enfin un régulateur  $PI(s) = K_p + \frac{K_i}{s}$  que nous devons dimensionner. La boucle de courant est généralement 10 fois plus rapide que la boucle de tension, ce qui donne une fréquence de coupure de 300 Hz [2]. On peut voir aux figures 3.13 et 3.14 la fonction de transfert Bov(s) avec et sans le régulateur PI et les valeurs de  $K_p$  et  $K_i$  utilisées qui sont reprises au tableau 3.2.

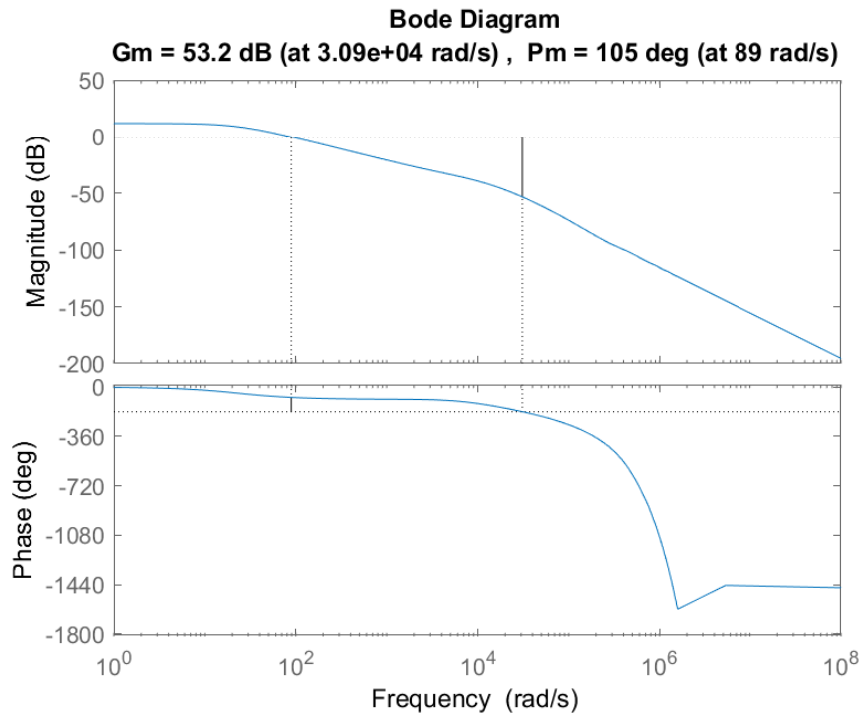


FIGURE 3.13 – Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte pour le contrôle de la tension sans le compensateur PI

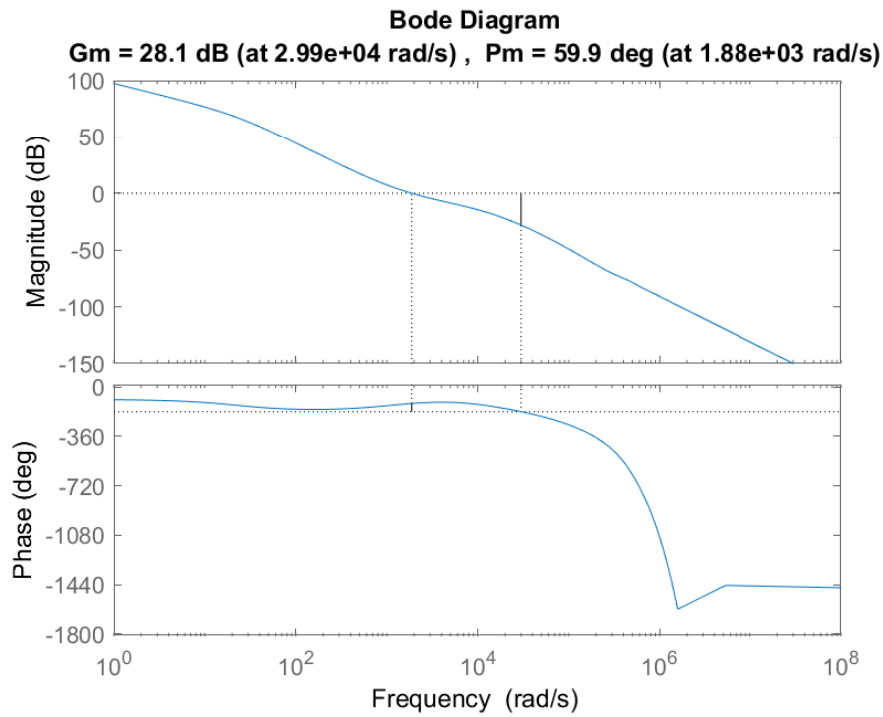


FIGURE 3.14 – Diagramme de Bode de la fonction de transfert en boucle ouverte pour le contrôle de la tension avec le compensateur PI

|                   | Charge   | Décharge |
|-------------------|----------|----------|
| Boucle de courant |          |          |
| $K_p$             | 0.006414 | 0.006935 |
| $K_i$             | 27.89    | 30.15    |
| Boucle de tension |          |          |
| $K_p$             | 17.03    | 17.03    |
| $K_i$             | 18514    | 18513    |

TABLE 3.2 – Tableau de valeurs des compensateurs PI pour la logique de contrôle des batteries

### 3.2.5 Filtre d'entrée et stabilité

A la section 2.5 , nous avons vu les soucis d'instabilité et les moyens de les résoudre. Dans le cadre de ce travail, nous avons choisi la solution passive de dimensionnement. En partant du circuit 3.2, on voit une impédance de sortie  $Z_{out}$  composée de la capacité  $C_H$  en parallèle avec la résistance  $R_2$ . De la même manière, on voit en impédance d'entrée  $Z_{in}$  une inductance en parallèle avec la capacité  $C_L$  et la résistance  $R_2$ . On trace alors le diagramme de Bode 3.15 des impédances  $Z_{in}(s)$  et  $Z_{out}(s)$  dans le cas  $C_H=C_L$  et en mode charge, c-à-d avec  $D = 0.7632$ . On remarque alors que la condition de stabilité n'est pas respectée.

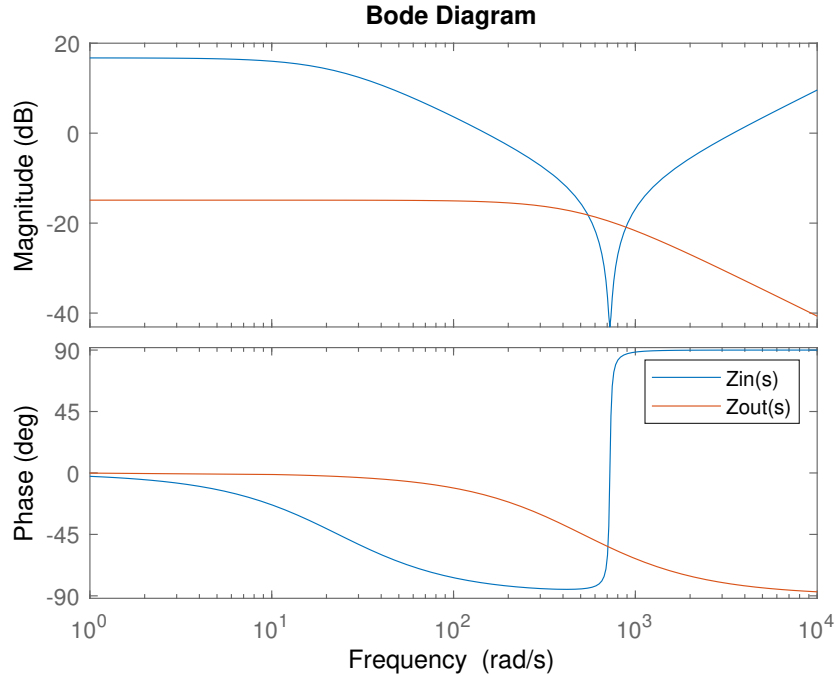


FIGURE 3.15 – Diagramme de Bode des impédances  $Z_{in}(s)$  et  $Z_{out}(s)$  vues à l'entrée du convertisseur bidirectionnel dans le cas  $C_H=C_L$

Puisque la source se trouve être des batteries, nous allons rester dans l'hypothèse que le courant est bien un signal constant et ne pas ajouter d'inductance au filtre d'entrée.

Le filtre d'entrée sera donc composé uniquement de la capacité  $C_H$  en parallèle avec la résistance  $R_1$ . La valeur de  $C_H$  est donc choisie afin d'assurer la stabilité pour tous les rapports cycliques possibles, et doit être plus grande que 0.0108 F. Ce qui nous donne comme résultat le diagramme de Bode 3.16 de  $Z_{out}(s)$  dans le cas  $C_H=0.4$  F, et l'impédance  $Z_{in}(s)$  dans le cas extrême  $D = 1$  et le cas  $D = 0.7632$ .

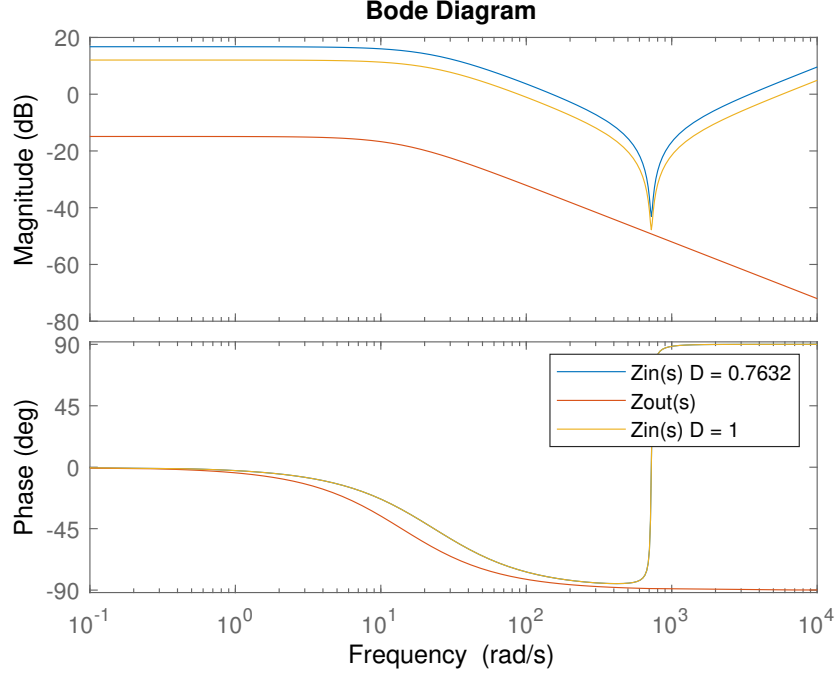


FIGURE 3.16 – Diagramme de Bode des impédances  $Z_{in}(s)$  et  $Z_{out}(s)$  vues à l'entrée du convertisseur bidirectionnel dans le cas  $C_H = 0.4$

### 3.3 Panneaux Photo-Voltaïques

Pour cette section consacrée aux panneaux solaires, nous allons reprendre la démarche utilisée pour les batteries, en détaillant moins les explications pour être plus axé sur les résultats.

Les panneaux solaires étant là pour fournir de l'énergie au MG mais ne pouvant pas stocker cette dernière, il nous faudra un convertisseur unidirectionnel qui servira pour contrôler les panneaux solaires, mais aussi à rehausser la tension de sortie. La figure 3.17 illustre donc les PV représentés par leur équivalent de Thévenin, le convertisseur Boost et le réseau également représenté via son équivalent de Thévenin.

#### 3.3.1 Equations

En suivant la même démarche et les mêmes hypothèses qu'aux sous-sections 3.2.1 et 3.2.2, nous calculons les équations 3.15 qui permettront de trouver notre point

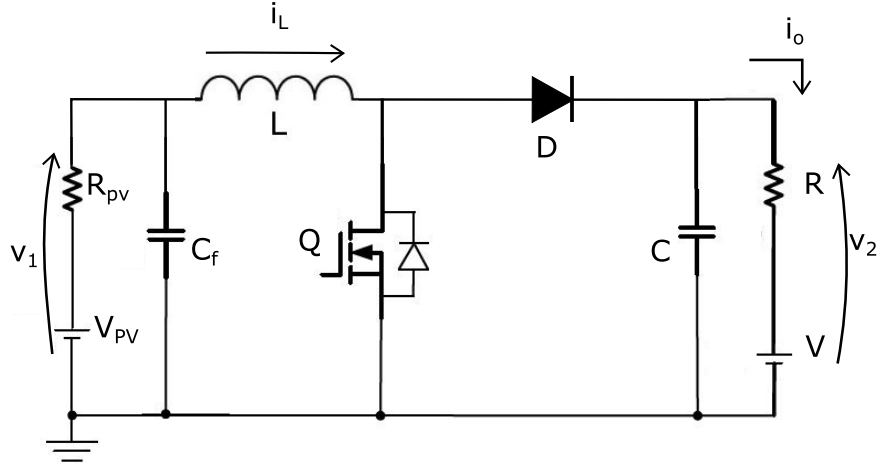


FIGURE 3.17 – Circuit du convertisseur Boost alimenté par les PV et raccordé au réseau

d'équilibre.

$$\begin{cases} I_L = \frac{V_{PV} - (1 - D)V}{R_{PV} + (1 - D)^2 R} \\ V_1 = (1 - D) \frac{R_{PV}V + (1 - D)RV_{PV}}{R_{PV} + (1 - D)^2 R} \\ V_2 = \frac{R_{PV}V + (1 - D)V_{PV}R}{R_{PV} + (1 - D)^2 R} \end{cases} \quad (3.15)$$

### 3.3.2 Dimensionnement des composantes

#### Bloc PV

Nous avons utilisé pour notre modèle Simulink le bloc PV Array disponible dans Simulink [19], qui prend comme entrée la température et l'ensoleillement afin de simuler la courbe caractéristique des panneaux. Un panneau solaire étant composé de plusieurs modules photovoltaïques mis en parallèle ou en série, chacun de ces modules étant composé d'une série de cellules, comme illustré à la figure 3.18.

Chaque module peut être représenté par un circuit équivalent illustré à la figure 3.19, et ayant en sortie une courbe caractéristique 3.20.

Dans notre cas, nous avons pris un modèle de module qui a comme courant au point maximum  $I_{mp}$  de 5.58A et une tension au point maximum  $V_{mp}$  de 64.2V. Notre panneau solaire est donc composé de 20 rangées mises en parallèle, chaque rangée étant composée de 4 modules mis en série afin d'avoir au point MPP, avec un ensoleillement de  $1000 \text{ W/m}^2$  et une température de  $25^\circ\text{C}$ , une puissance de 24,42 kW et une tension de 218,23V.

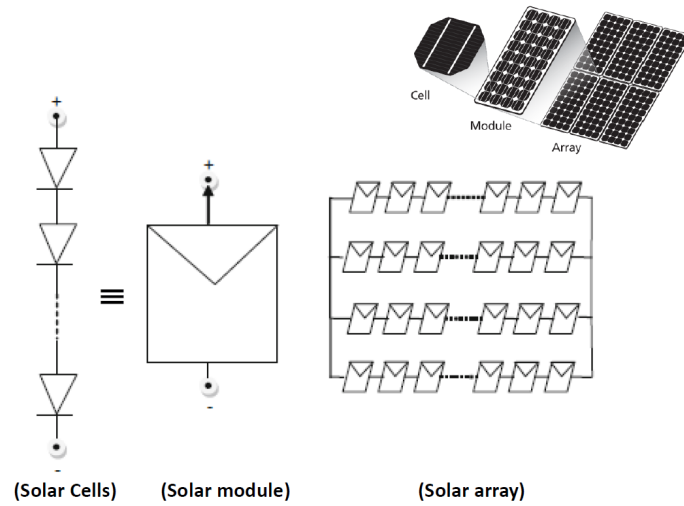


FIGURE 3.18 – Détail de la composition d'un panneau solaire [12]

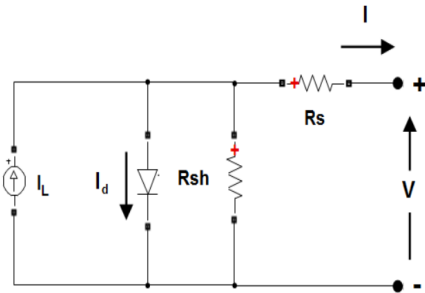


FIGURE 3.19 – Circuit équivalent d'un module photovoltaïque [19]

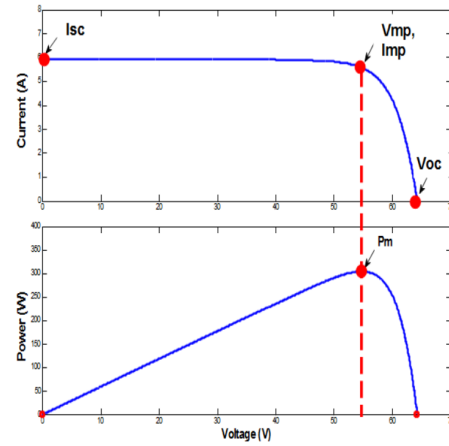


FIGURE 3.20 – Courbes caractéristiques d'un module photovoltaïque [19]

Pour le modèle équivalent de Thévenin, nous connaissons les valeurs de  $R_s$  et de  $R_{sh}$  pour un module, qui sont respectivement :  $0.37152 \, \Omega$  et  $269.5934 \, \Omega$ . Ayant fixé le nombre de modules en rangées et le nombre de rangées mis en parallèle, nous pouvons calculer notre résistance équivalente  $R_{PV}$  qui vaut  $13.6 \, \Omega$ . Ce qui donne, pour une puissance de  $24.42 \, \text{kW}$  et une tension  $V_1$  de  $218.23 \, \text{V}$ , une tension équivalente  $V_{PV} = 1727.83 \, \text{V}$ .

## Micro-réseau

Le micro-réseau est représenté selon son équivalent de Thévenin avec une résistance équivalente  $R$  et une tension de Thévenin  $V$  calculée de la même manière que pour les batteries, les valeurs sont notées au tableau 3.3

## Inductance et capacité

Pour le calcul de l'inductance  $L$  et de la capacité  $C$  du Boost, nous utilisons les équations 3.15 en fixant les valeurs de  $V_1$  à celle maximale sortant des panneaux solaires et  $V_2$  comme étant 400 V, qui est supposée constante grâce aux batteries. De cette manière nous calculons la valeur du  $D$ , et ensuite du courant  $I_L$ , ce qui permet de calculer les valeurs de ripple via la condition lacunaire 3.11. Enfin, nous utilisons les équations 3.10 pour calculer les valeurs d'inductance et de capacité. Toutes les valeurs calculées sont reprises dans le tableau 3.3.

| Convertisseur | PV1               | PV2               |
|---------------|-------------------|-------------------|
| $P$           | 24.42 kW          | 24.42 kW          |
| $V_1$         | 218.23 V          | 218.23 V          |
| $R_{PV}$      | 13.6 $\Omega$     | 13.6 $\Omega$     |
| $V_{PV}$      | 1727.83 V         | 1727.83 V         |
| $R$           | 3.945 $\Omega$    | 4.25 $\Omega$     |
| $V$           | 159.15775 V       | 140.5375 V        |
| $V_2$         | 400 V             | 400 V             |
| $D$           | 0.4544            | 0.4544            |
| $I_L$         | 111.07 A          | 111.07 A          |
| $\Delta I_L$  | $\leq 222.14$ A   | $\leq 222.14$ A   |
| $f_{MLI}$     | 5 kHz             | 5 kHz             |
| $L$           | $\geq 8.928e-5$ H | $\geq 8.928e-5$ H |
| $C$           | $\geq 5.548e-3$ F | $\geq 5.548e-3$ F |
| $C_f$         | 0.156 F           | $\geq 0.156$ F    |

TABLE 3.3 – Tableau récapitulatif des valeurs calculées ou imposées pour les PV1 et PV2

Pour ce qui est de la capacité  $C_f$ , elle sera traitée dans la partie stabilité 3.3.4 lors du dimensionnement du filtre d'entrée.

### 3.3.3 Logique de contrôle

Les hypothèses de modélisation que nous avons proposées jusqu'ici portaient du principe que nous étions au point de puissance maximum MPP. Comme nous l'avons déjà introduit dans la sous-section 2.4.2, pour pouvoir être le plus proche possible de ce point, la logique de contrôle fréquemment utilisée pour les PV est la méthode de Maximal Power Point Tracking ou MPPT. L'algorithme MPPT que nous avons utilisé est l'incremental Conductance, algorithme détaillé à la figure B.2. Nous ne l'avons pas directement établi nous-même, mais pris d'un exemple Simulink MATLAB [20]. Le principe de cette logique est de regarder la dérivée de la puissance en fonction de la tension à la sortie des panneaux solaires afin de savoir où l'on se situe sur la courbe caractéristique, comme illustré à la figure 3.21, et d'ajuster le rapport cyclique pour atteindre le point MPP où la dérivée est égale à 0.

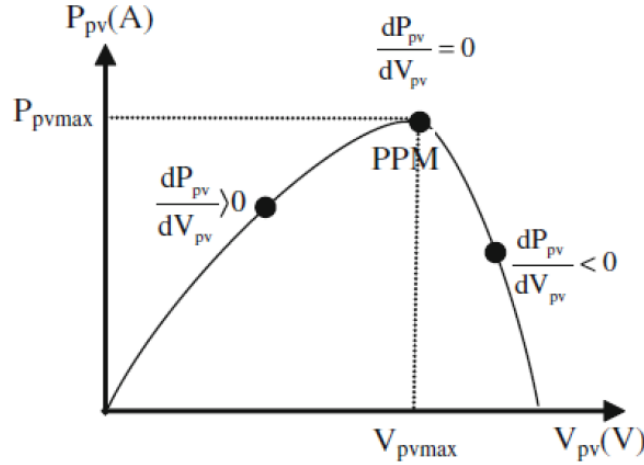


FIGURE 3.21 – courbe caractéristique P-V d'un panneau solaire

### 3.3.4 Filtre d'entrée et stabilité

Le filtre d'entrée sera composé d'une inductance  $L_f$  en parallèle avec la capacité  $C_f$  : nous avons commencé par fixer la valeur de l'inductance à 1% de l'inductance  $L$  et calculer celle de la capacité pour que leur fréquence de résonance soit de 450 Hz. Le choix de la fréquence de résonance vient du fait qu'il est nécessaire qu'elle soit au moins 10 fois plus petite que la fréquence de l'interrupteur, mais elle doit également ne pas gêner celle du  $Z_{in}(s)$ . Or,  $Z_{in}(s)$  est formé de  $L$  en parallèle avec  $C$  et  $R$ , elle a donc une fréquence de résonance  $f_c$  calculée à l'équation 3.16.

$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{LCD^2}} = 495Hz \quad (3.16)$$

Nous avons donc une impédance de sortie au niveau du filtre d'entrée qui est composé d'une capacité  $C_f$  de 0.156 F en parallèle avec une inductance qui est en série avec la résistance des panneaux solaires,  $R_{PV}$ . On trace alors le diagramme de Bode des impédances d'entrée et de sortie vues à l'entrée du convertisseur pour les PV1 et PV2, figures 3.22 et 3.23.

Il faut cependant faire attention car la résistance équivalente des PV étant très grande, il y a un risque d'instabilité si le rapport cyclique dépasse une certaine valeur calculée aux équations 3.17 pour les PV1 et PV2.

$$\begin{cases} 13.6 \stackrel{?}{=} \frac{R}{D^2_{PV1}} \Rightarrow D_{max} = 0.538 \\ 13.6 \stackrel{?}{=} \frac{R}{D^2_{PV2}} \Rightarrow D_{max} = 0.559 \end{cases} \quad (3.17)$$

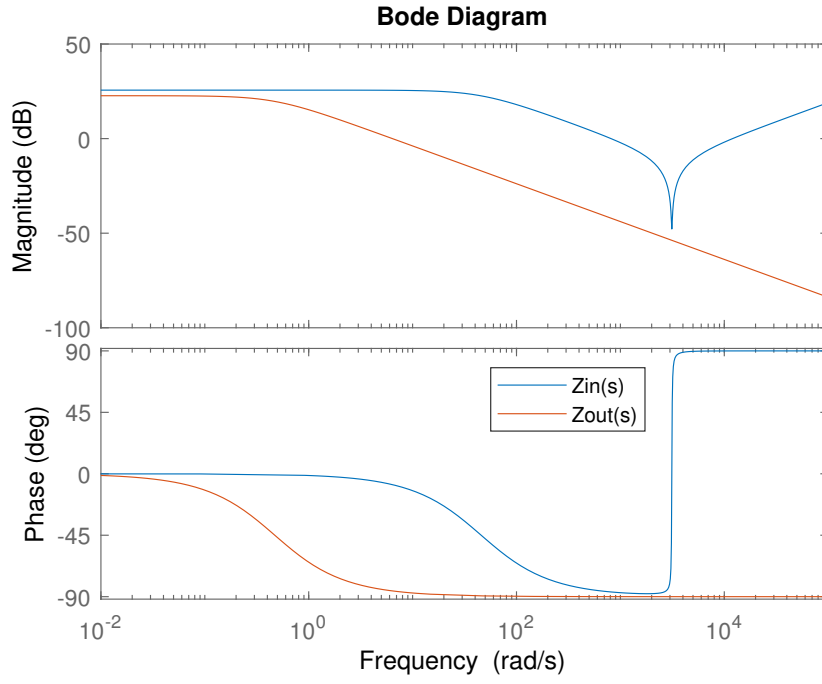


FIGURE 3.22 – Diagramme de Bode des impédances  $Z_{in}$  et  $Z_{out}$  vues à l'entrée du convertisseur Boost des PV1 avec filtre d'entrée LC

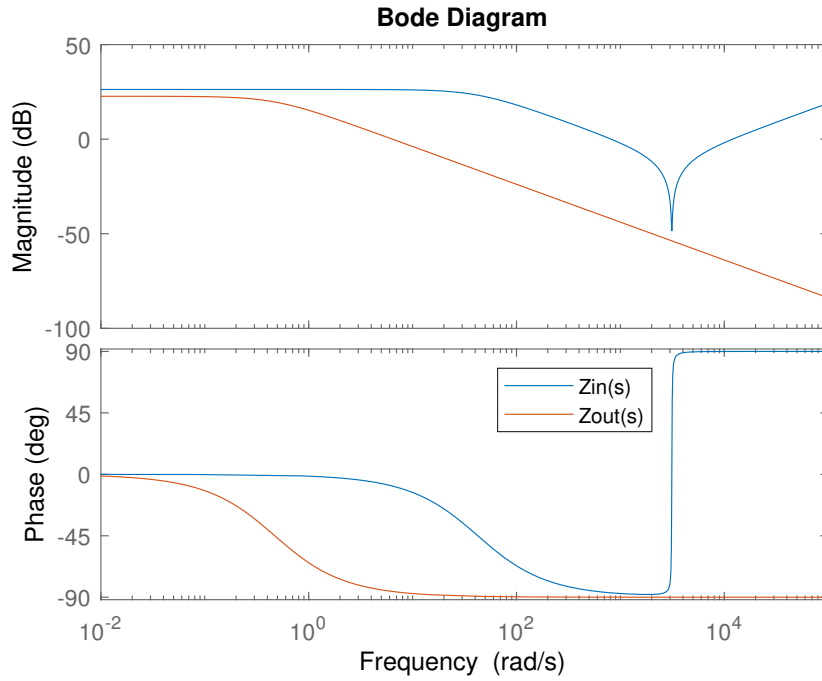


FIGURE 3.23 – Diagramme de Bode des impédances  $Z_{in}$  et  $Z_{out}$  vues à l'entrée du convertisseur Boost des PV2 avec filtre d'entrée LC

### 3.4 Machine synchrone

Pour cette section consacrée à la machine synchrone, nous allons reprendre la démarche utilisée pour les batteries, en détaillant moins les explications pour être plus axé sur les résultats.

L'éolienne que nous allons utiliser est composée d'un redresseur et d'une machine synchrone à aimant permanent, dont le modèle et le contrôle MPPT n'ont pas été développés par nous-même mais directement repris [21]. Lors de nos calculs nous avons donc pris l'éolienne comme étant une source de puissance  $V_{SM}$  de 80V avec une puissance de 42kW, reliée à un convertisseur Boost au micro-réseau qui lui est modélisé par son circuit équivalent de Thévenin. Ce qui est illustré par le circuit de la figure 3.24, sur lequel nous allons nous baser pour effectuer nos calculs.

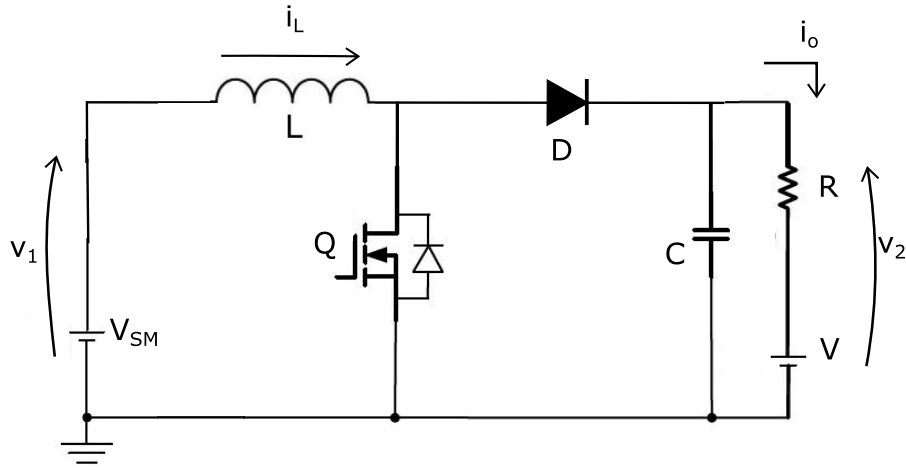


FIGURE 3.24 – Circuit du convertisseur Boost alimenté par l'éolienne et raccordé au réseau

#### 3.4.1 Equations

En suivant la même démarche et les mêmes hypothèses qu'aux sous-sections 3.2.1 et 3.2.2, nous calculons les équations 3.18 qui permettront de trouver notre point d'équilibre.

$$\begin{cases} I_L = \frac{V_{SM} - (1 - D)V}{(1 - D)^2 R} \\ V_1 = V_{SM} \\ V_2 = \frac{V_{SM}}{1 - D} \end{cases} \quad (3.18)$$

### 3.4.2 Dimensionnement des composantes

#### Eolienne

Pour les calculs de dimensionnement des composantes du circuit 3.24, nous prenons donc l'éolienne comme une source de tension de 80V avec une puissance de 42 kW. Cependant, la source de tension n'est pas réellement une source de tension DC mais bien une source AC. En effet, la machine synchrone à aimant permanent crée une tension avec une fréquence  $f_1$  calculée en 3.19, où  $p$  est le nombre de paires de pôles et  $w_r$  la vitesse du rotor en rad/s.

$$f_1 = \frac{pw_r}{2\pi} = 20.96 \text{ Hz} \quad (3.19)$$

L'éolienne sortant du triphasé, elle passe dans un redresseur non-contrôlé à Diode qui est en parallèle avec une capacité de filtrage. La figure 3.25 illustre le principe d'un redresseur non contrôlé à diode avec capacité de filtrage en sortie. On voit que la capacité de découplage permet d'atténuer l'amplitude, mais qu'elle n'empêche pas d'obtenir quand même un courant alternatif, d'une fréquence égale à  $6f_1$ , qui est envoyé dans le micro-réseau. Le dimensionnement de cette capacité est expliqué dans la sous-section 3.4.3.

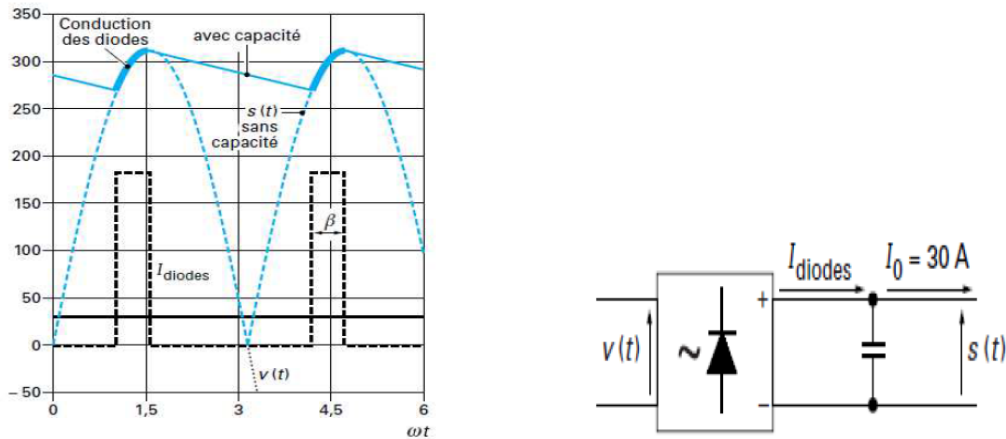


FIGURE 3.25 – Graphes du courant en fonction du temps d'un redresseur non-contrôlé à diodes en parallèle avec une capacité de filtrage [2]

#### Micro-réseau

Le micro-réseau est représenté selon son équivalent de Thévenin, dont les valeurs sont calculées selon la même méthode que pour les batteries 3.2.3, et présenté dans le tableau 3.4.

## Inductance et capacité

Nous résolvons les équations 3.18 en connaissant la tension  $V_1$  et en imposant 400 V pour la tension du réseau  $V_2$  ce qui nous permet de trouver le rapport cyclique  $D$ , le courant  $I_L$  et enfin le  $\Delta I_L$ . Ensuite, via les équations 3.10 nous trouvons les valeurs de capacité et d'inductance du convertisseur Boost pour notre éolienne qui sont reprises dans le tableau 3.4.

| Convertisseur | SM                     |
|---------------|------------------------|
| $P$           | 42 kW                  |
| $R$           | $3.23 \Omega$          |
| $V$           | 60.85 V                |
| $f_{MLI}$     | 10 kHz                 |
| $V_2$         | 400 V                  |
| $V_1$         | 80 V                   |
| $D$           | 0.8                    |
| $I_L$         | 525 A                  |
| $\Delta I_L$  | $\leq 1050$ A          |
| $L$           | $\geq 6.1\text{e-}6$ H |
| $C$           | $\geq 8.4\text{e-}3$ F |
| $C_f$         | 0.03 F                 |

TABLE 3.4 – Tableau récapitulatif des valeurs calculées ou imposées pour la machine synchrone

### 3.4.3 Filtre d'entrée et stabilité

Pour le filtre d'entrée nous avons obligatoirement une capacité de filtrage en sortie du redresseur non commandé à diode. Cette capacité devra atténuer l'ondulation de la tension en sortie de redresseur selon l'équation 3.20.

$$\Delta V_{C_f} = \frac{I_L}{6f_1 C_f} \quad (3.20)$$

Au niveau des autres composantes de notre filtre, nous avons en parallèle de  $C_f$  une inductance  $L_f$  ainsi qu'une résistance  $R_f$ , elle-même en série avec une capacité  $C_b$ , comme illustré à la figure 3.26.

Ce filtre d'entrée est dimensionné de sorte à respecter les conditions 3.21, la raison de ces conditions est expliquée en détail dans la sous-section 2.5.2.

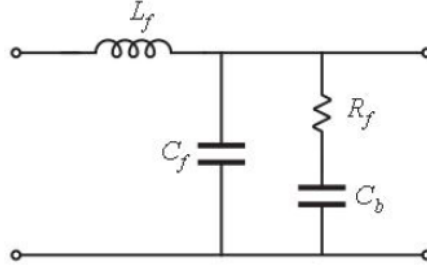


FIGURE 3.26 – Schéma du filtre d'entrée pour notre éolienne

$$\begin{cases} L_f = 0.1 * L \text{ ou } 0.01 * L \\ f_c \leq \frac{1}{10} f_{MLI} \\ C_b = 10 * C_f \\ R_b \leq \frac{1}{10} \sqrt{\frac{L}{C}} \end{cases} \quad (3.21)$$

Le tableau 3.5 reprend deux possibilités de valeurs qui respectent nos calculs. Nous pouvons alors tracer les graphes 3.27 et 3.28 correspondant aux valeurs théoriques de nos deux cas.

| Cas   | 1                | 2                |
|-------|------------------|------------------|
| $f_c$ | 1000 Hz          | 1000 Hz          |
| $L_f$ | 6.1e-7 H         | 6.1e-8 H         |
| $C_f$ | 0.0395 F         | 0.395 F          |
| $C_b$ | 0.395 F          | 3.95 F           |
| $R_b$ | 0.00269 $\Omega$ | 0.00269 $\Omega$ |

TABLE 3.5 – Tableau des valeurs pour un filtre d'entrée illustré à la figure 3.26 respectant les conditions 3.21

On remarque qu'il n'est pas possible de garantir qu'à tout moment  $Z_{in}$  soit différent de  $Z_{out}$ . C'est dû au fait que l'impédance d'entrée a une fréquence de coupure proche de 900Hz. Puisque l'inductance ne peut être plus grande que L, il nous faudrait augmenter les valeurs des capacités  $C_f$  et  $C_b$ , pourtant déjà très conséquentes, pour faire en sorte que la fréquence de coupure soit plus basse. Le problème, c'est qu'une grande valeur de capacité induit une constante de temps très faible, qui fait que notre éolienne ne fonctionne plus. Nous avons testé les différentes valeurs possibles pour  $C_f$  et si elles dépassent 0.03 F, l'éolienne cesse de fonctionner. Nous décidons donc de ne pas mettre de filtre d'entrée tel que présenté à la figure 3.26.

Cependant, la capacité  $C_f$  doit quand même être en sortie du redresseur et vaudra 0.03 F, afin de limiter le plus possible l'amplitude du courant. Puisqu'il n'y a plus d'autres composantes pour notre circuit d'entrée, il est important de vérifier que l'inductance L et la capacité  $C_f$ , qui sont en série, n'aient pas un pic de résonance

qui amplifierait la valeur  $6f_1$  que nous retrouvons en sortie du redresseur. Dans notre cas, cette fréquence de résonance du filtre  $LC_f$  vaut 372Hz, ce qui est loin des 125Hz sortant du redresseur.

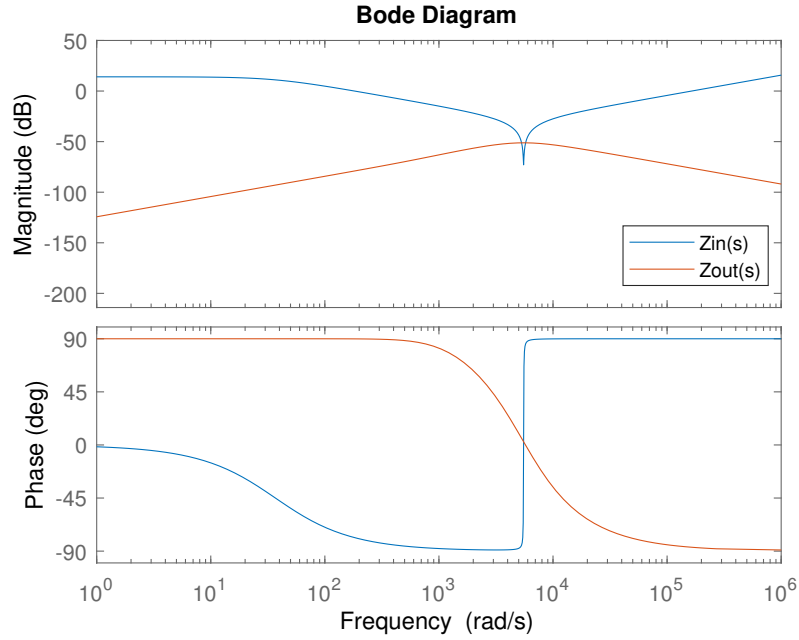


FIGURE 3.27 – Diagramme de Bode des impédances  $Z_{in}$  et  $Z_{out}$  vues à l'entrée du convertisseur Boost pour le cas 1

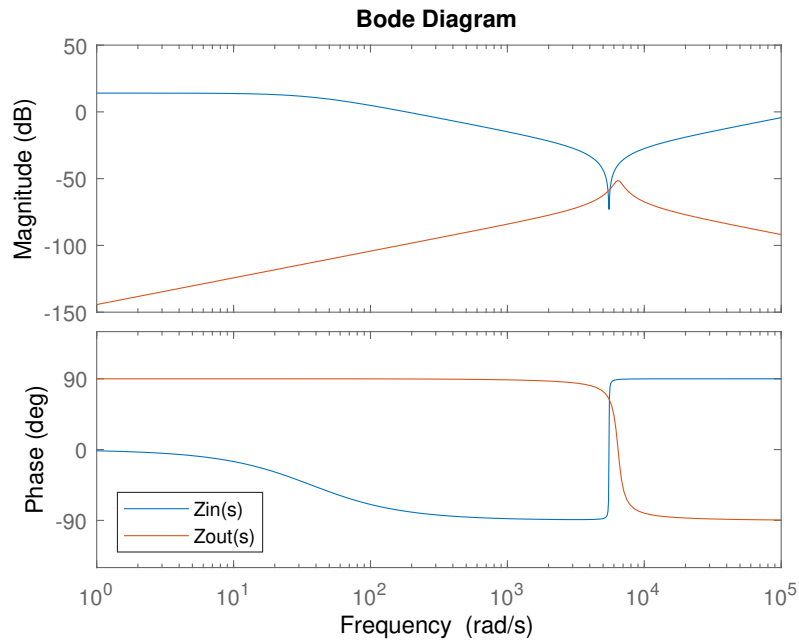


FIGURE 3.28 – Diagramme de Bode des impédances  $Z_{in}$  et  $Z_{out}$  vues à l'entrée du convertisseur Boost pour le cas 2



# Chapitre 4

## Test sur le micro-réseau et analyse des résultats

### Sommaire

---

|            |                                               |           |
|------------|-----------------------------------------------|-----------|
| <b>4.1</b> | <b>Mise en régime du système</b>              | <b>48</b> |
| 4.1.1      | Observation                                   | 48        |
| <b>4.2</b> | <b>Variation des charges</b>                  | <b>51</b> |
| 4.2.1      | Observation                                   | 51        |
| <b>4.3</b> | <b>Variation des PV</b>                       | <b>57</b> |
| 4.3.1      | Observation                                   | 58        |
| <b>4.4</b> | <b>Variation de l'éolienne</b>                | <b>61</b> |
| 4.4.1      | Observation                                   | 62        |
| <b>4.5</b> | <b>Mode décharge</b>                          | <b>65</b> |
| 4.5.1      | Observation                                   | 65        |
| <b>4.6</b> | <b>Méthode de contrôle intuitive VS droop</b> | <b>68</b> |

---

Maintenant que tous les convertisseurs sont dimensionnés, nous allons pouvoir regarder le comportement de notre micro-réseau lors de certains cas de figure. Nous allons donc observer la mise en régime du micro-réseau, la variation de certaines charges, la variation de l'ensoleillement d'un panneau solaire, la variation du vent et une simulation en mode décharge. Chaque cas sera réalisé une fois avec les batteries selon la logique de contrôle intuitive et une seconde fois avec la logique de contrôle droop afin de pouvoir comparer les deux méthodes.

Dans le but de pouvoir bien observer tout le micro-réseau, ré-illustré à la figure 4.51, nous avons réalisé pour chaque test quatre graphes qui sont : la tension aux bornes des 4 convertisseurs, la puissance aux bornes des 4 convertisseurs, la tension aux différents noeuds de la partie gauche de notre micro-réseau et la tension aux différents noeuds de la partie droite de notre micro-réseau.

Il est important de préciser que pour chaque graphe de chaque test, l'échelle n'est pas toujours identique au niveau des ordonnées ! Ce choix a été fait par souci de clarté, et doit donc être pris en compte lors de la lecture des graphes.

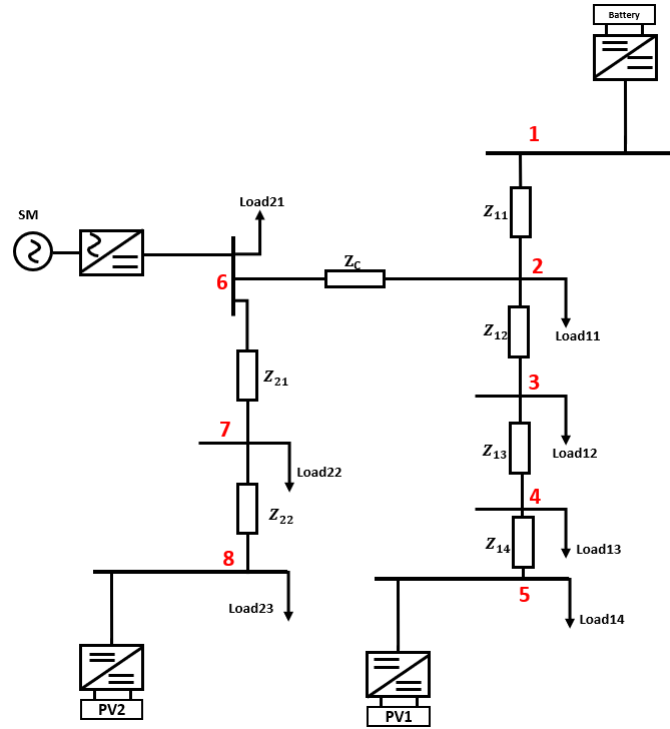


FIGURE 4.1 – Diagramme du micro-réseau DC

## 4.1 Mise en régime du système

Dans cette section, nous allons regarder comment le micro-réseau se met en régime lorsque l'éolienne et les panneaux solaires sont à leur puissance nominale et que toutes les charges sont connectées. Les graphes 4.2 à 4.5 montrent la mise en régime du système avec les batteries contrôlées par la méthode de contrôle intuitive ; tandis que les graphiques 4.6 à 4.9 la mise en régime du système avec les batteries contrôlées par la méthode de contrôle droop.

### 4.1.1 Observation

On voit alors que le réseau met 0.25 secondes à être vraiment stable pour la méthode intuitive, et 0.3 secondes pour la méthode droop. Dans les deux cas cette mise en régime est très rapide et stable. On voit tout de suite que la méthode droop donne une mise en régime plus lente, mais permet de stabiliser le système de manière plus lisse que la méthode intuitive.

Nous observerons également la tension de sortie de l'éolienne qui a une fréquence de 125 Hz et une amplitude de 1,5 V causée par la fréquence du générateur comme expliqué à la section 3.4. Cependant, une amplitude de 1.5 V est très faible et concerne surtout la Load21 qui est directement connectée en sortie de l'éolienne au noeud 6. Pour les deux noeuds suivants, le 7 et le 2, l'amplitude est alors diminuée de moitié et ne devient presque plus visible au noeud 5.

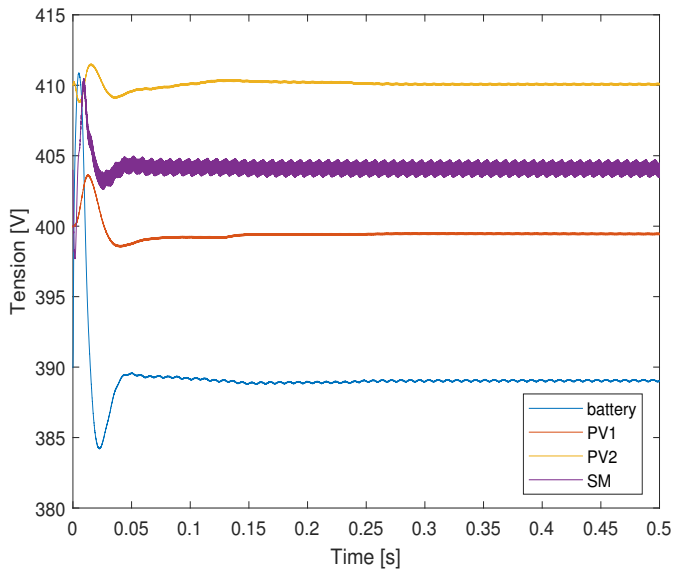


FIGURE 4.2 – Tensions aux bornes des différents convertisseurs lors de la mise en régime du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

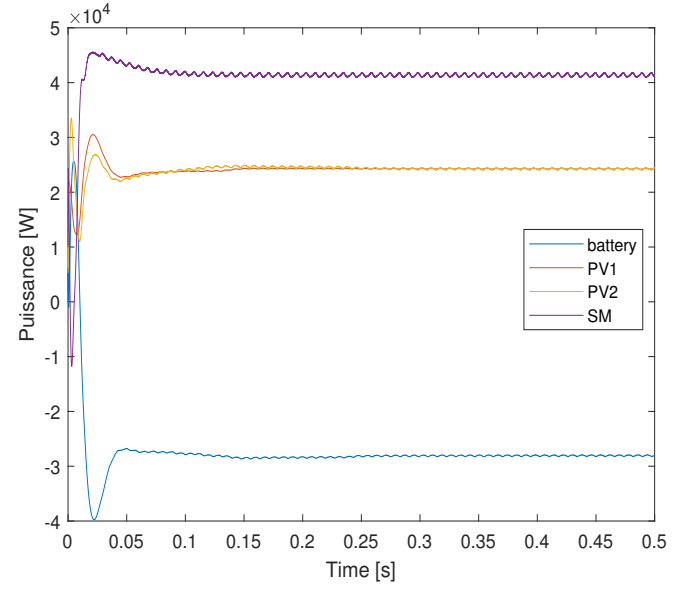


FIGURE 4.3 – Puissances aux bornes des différents convertisseurs lors de la mise en régime du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

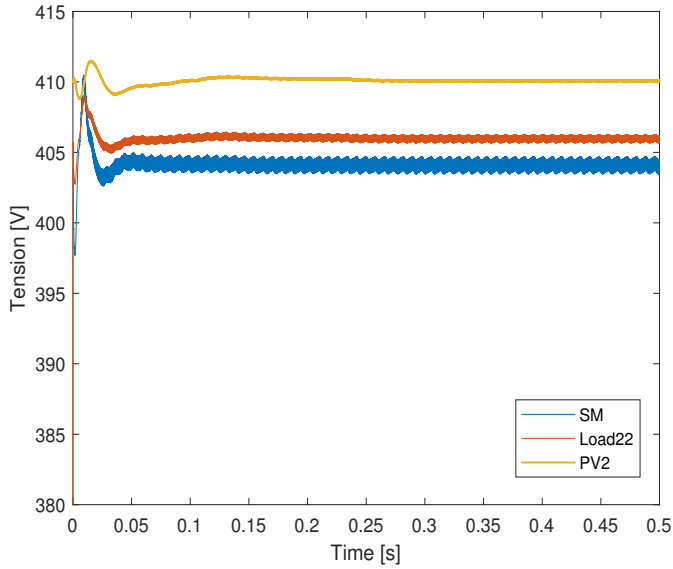


FIGURE 4.4 – Tension aux différents noeuds de la partie de gauche lors de la mise en régime du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

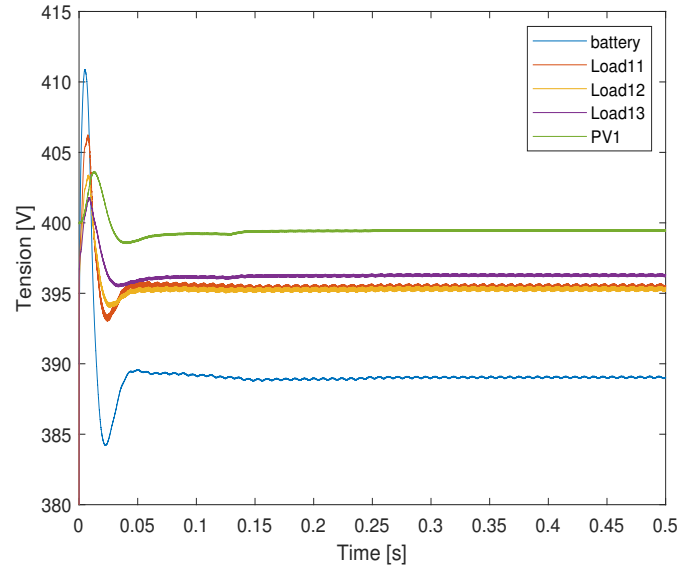


FIGURE 4.5 – Tension aux différents noeuds de la partie de droite lors de la mise en régime du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

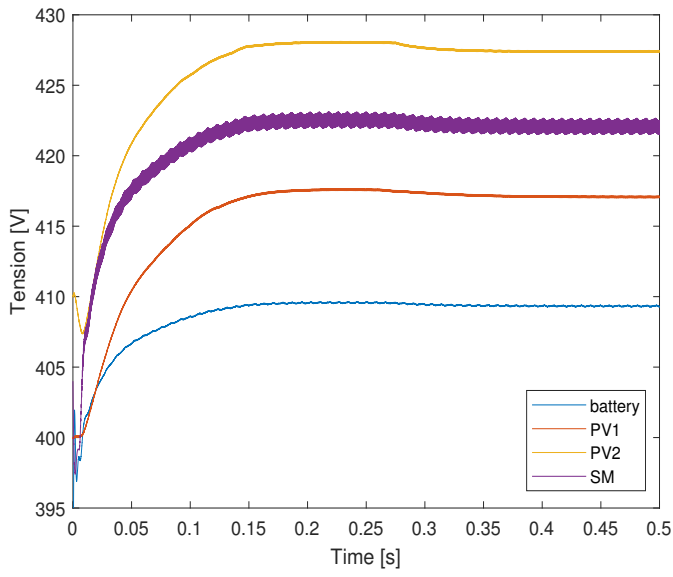


FIGURE 4.6 – Tensions aux bornes des différents convertisseurs lors de la mise en régime du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

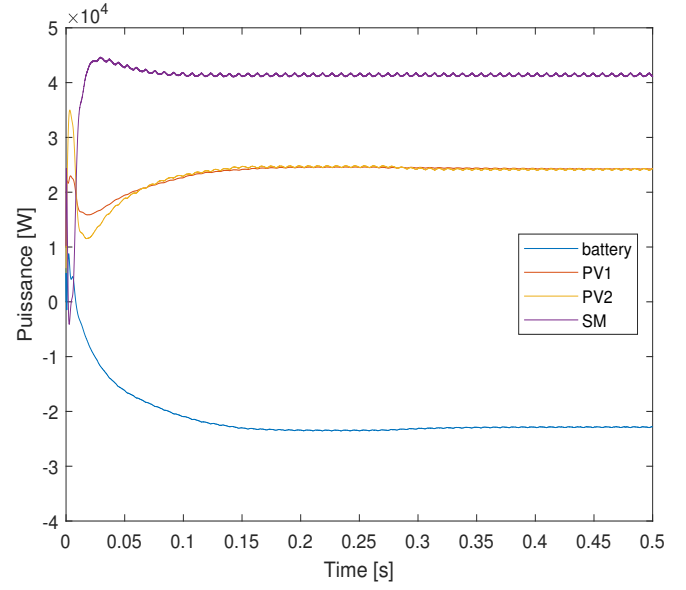


FIGURE 4.7 – Puissances aux bornes des différents convertisseurs lors de la mise en régime du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

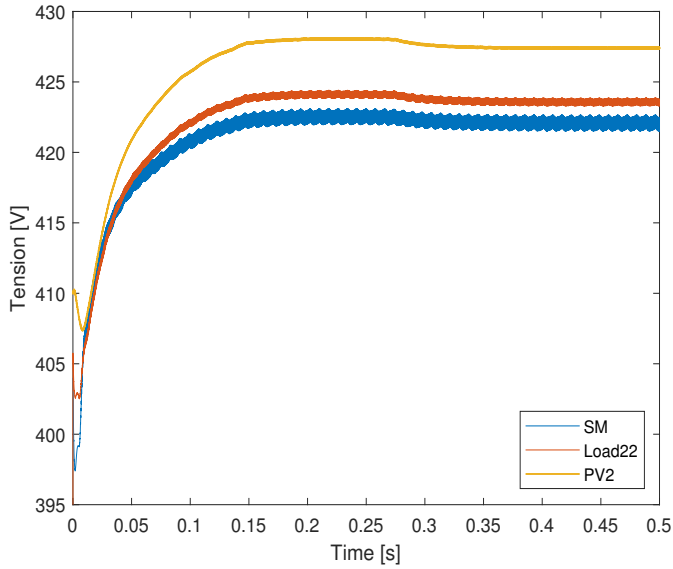


FIGURE 4.8 – Tension aux différents noeuds de la partie de gauche lors de la mise en régime du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

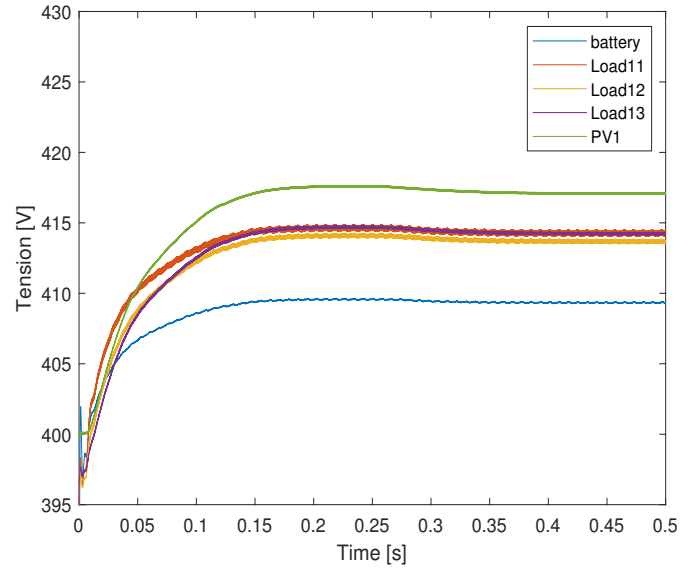


FIGURE 4.9 – Tension aux différents noeuds de la partie de droite lors de la mise en régime du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

## 4.2 Variation des charges

Pour observer comment notre micro-réseau réagit lorsque les charges varient, nous allons réaliser deux tests différents.

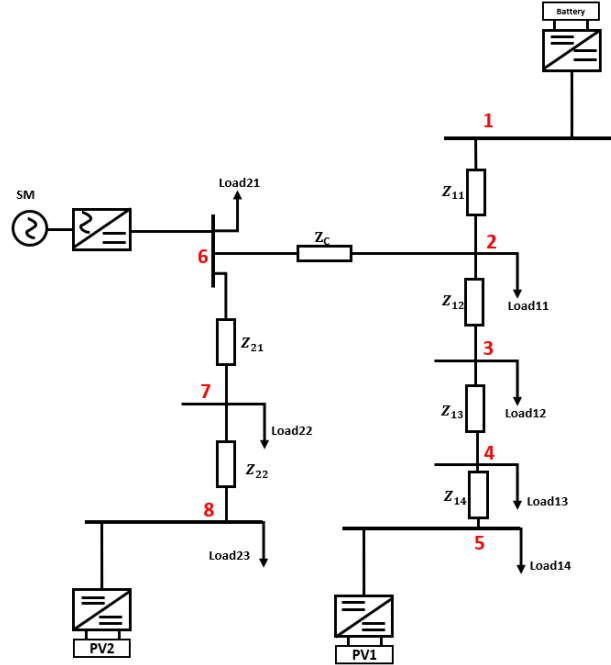


FIGURE 4.10 – Diagramme du micro-réseau DC

Le premier test consiste à démarrer le micro-réseau avec les charges Load21, Load11 et Load14 déconnectées. On va ensuite les reconnecter une par une respectivement à une, deux et trois secondes afin de voir comment le micro-réseau va réagir. Les graphes 4.12 à 4.15 montrent le micro-réseau contrôlé par la logique de contrôle intuitive ; tandis que les graphes 4.16 à 4.19 montrent le micro-réseau contrôlé par la logique de contrôle droop.

Le deuxième test consistera à démarrer le micro-réseau avec la partie gauche et droite qui ne sont pas connectées ensemble. Après une seconde, nous les reconnectons et observons si la logique de contrôle arrive à retrouver un équilibre. Les graphes 4.20 à 4.23 correspondent à la réaction du micro-réseau contrôlé par la logique de contrôle intuitive, et les graphes 4.24 à 4.27 par la logique de contrôle droop.

### 4.2.1 Observation

Le premier test de variation de charge nous montre que la logique de contrôle droop va diminuer la tension aux bornes des batteries, lorsque qu'une charge va se connecter, afin de trouver un nouveau point de fonctionnement. Tandis que la méthode intuitive va aller dans le sens contraire du micro-réseau et le forcer à revenir à sa tension initiale en contrebalançant la chute de tension par une augmentation de la tension aux bornes du convertisseur des batteries.

Le test de connexion d'une branche entière du micro-réseau est inacceptable en pratique, car l'élévation de la tension au niveau de la partie gauche du micro-réseau est trop élevée. Cependant, il permet de mettre en évidence les limites de la logique de contrôle des batteries.

En effet, lors de la connexion de la branche de gauche, la logique contrôle droop n'arrive pas trouver un point de fonctionnement à l'équilibre alors que la méthode intuitive y arrive en une demi-seconde. Le fait que la méthode droop ne puisse arriver à trouver un point d'équilibre est plutôt inattendue et surprenante.

Cette instabilité semble provenir de la logique de contrôle des batteries. Les graphes 4.11 montrent respectivement le rapport cyclique en sortie du niveau 0 qui est envoyé dans le PWM pour le contrôle droop à gauche et pour le contrôle intuitive à droite. On voit donc que dans le cas de la méthode droop, les contrôleurs PI s'emballent et sortent des valeurs de rapport cyclique bien supérieures à 1 et qui oscillent. Pour éviter tout dégâts le bloc PWM est précédé d'un bloc saturation qui limite le signal entre 0 et 1, les perturbations visibles sur les graphes 4.47 à 4.50 se produisent lorsque le rapport cyclique passe de 0 à 1.

Dans le cas de la méthode intuitive, par contre, on voit un pic à 1 seconde lors de la connexion des deux parties de notre micro-réseau, mais ensuite la logique de contrôle retrouve une stabilité.

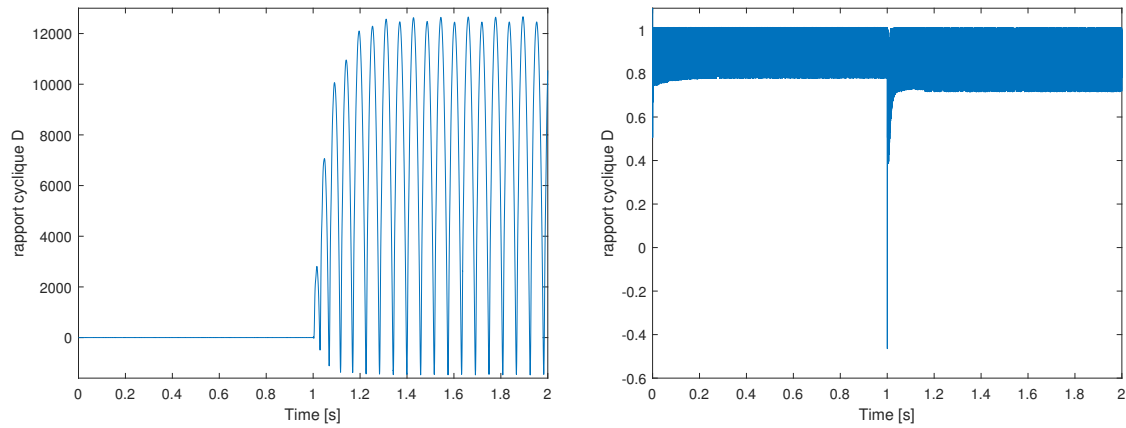


FIGURE 4.11 – Rapport cyclique en sortie du niveau 0 de la logique de contrôle des batteries contrôlé respectivement avec la méthode droop, à gauche, et la méthode intuitive, à droite, lors de la connexion de la branche de gauche

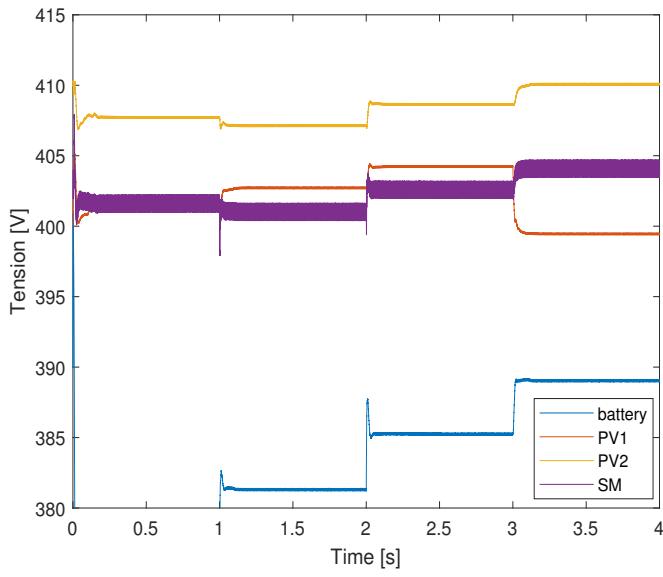


FIGURE 4.12 – Tensions aux bornes des différents convertisseurs lors de la connexion successive des Load21, Load11 et Load14 du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

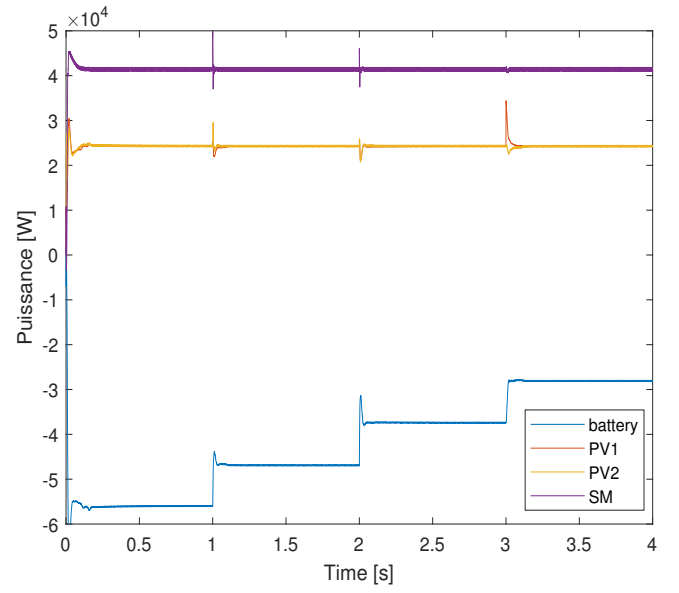


FIGURE 4.13 – Puissances aux bornes des différents convertisseurs lors de la connexion successive des Load21, Load11 et Load14 du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

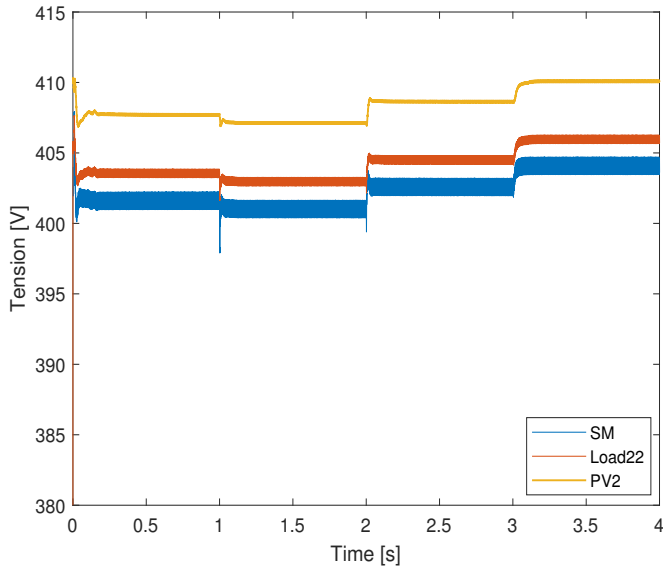


FIGURE 4.14 – Tension aux différents noeuds de la partie de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive lors de la connexion successive des Load21, Load11 et Load14

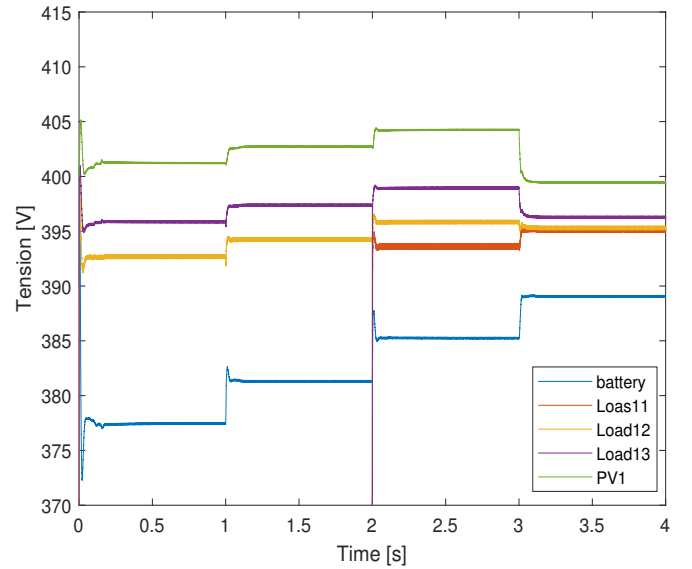


FIGURE 4.15 – Tension aux différents noeuds de la partie de droite du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive lors de la connexion successive des Load21, Load11 et Load14

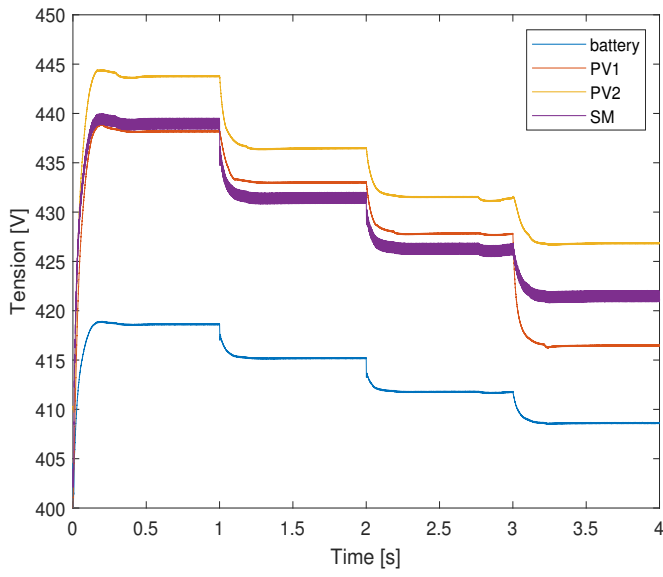


FIGURE 4.16 – Tensions aux bornes des différents convertisseurs lors de la connexion successive des Load21, Load11 et Load14 du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

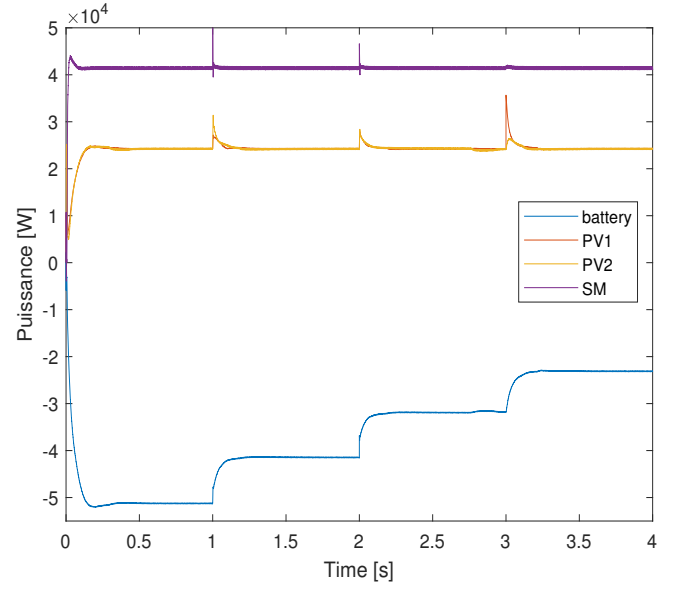


FIGURE 4.17 – Puissances aux bornes des différents convertisseurs lors de la connexion successive des Load21, Load11 et Load14 du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

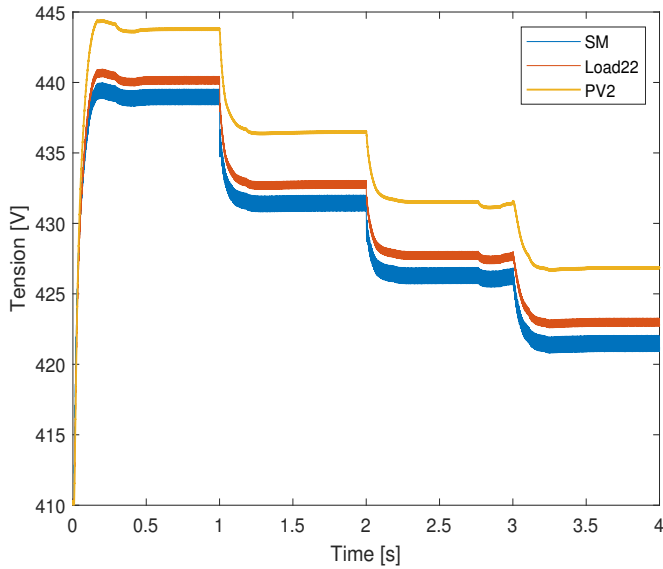


FIGURE 4.18 – Tension aux différents noeuds de la partie de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop lors de la connexion successive des Load21, Load11 et Load14

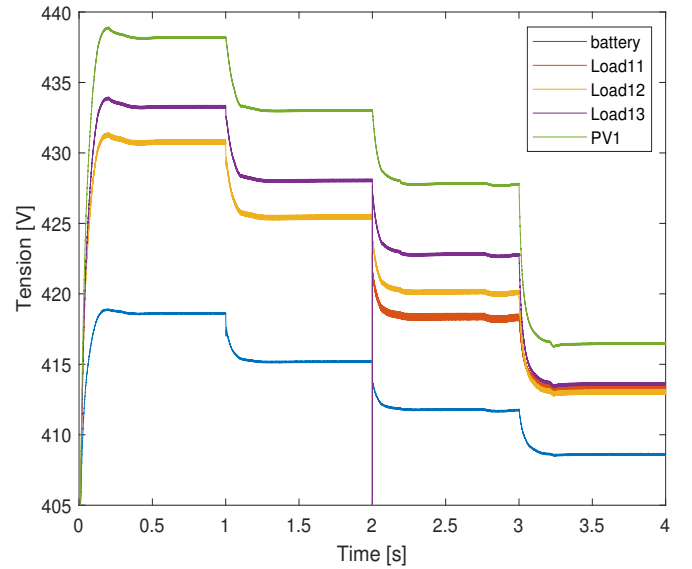


FIGURE 4.19 – Tension aux différents noeuds de la partie de droite du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop lors de la connexion successive des Load21, Load11 et Load14

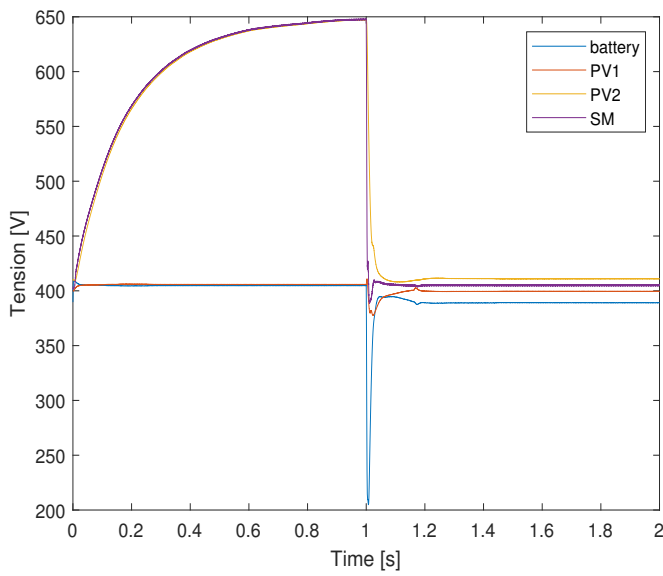


FIGURE 4.20 – Tensions aux bornes des différents convertisseurs lors de la connexion de la branche de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

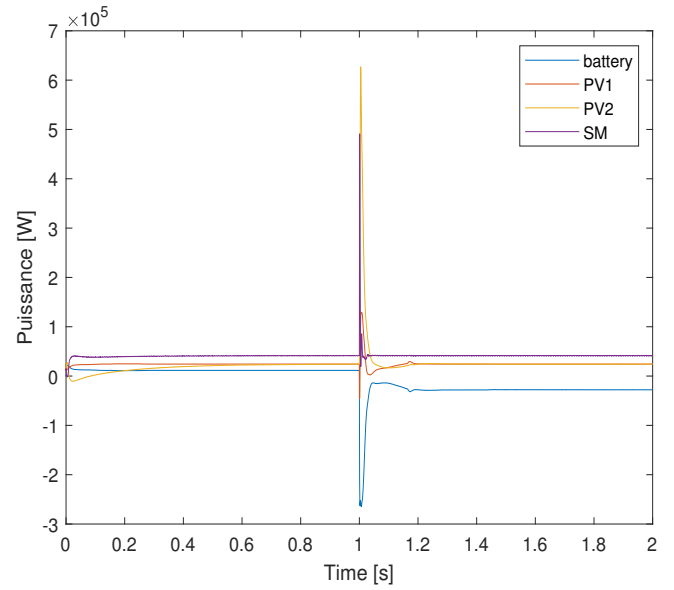


FIGURE 4.21 – Puissances aux bornes des différents convertisseurs lors de la connexion de la branche de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

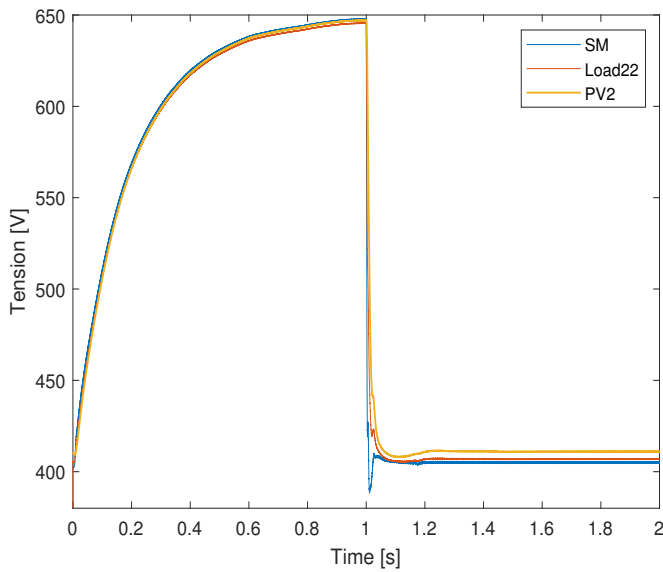


FIGURE 4.22 – Tension aux différents noeuds de la partie de gauche lors de la connexion de la branche de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

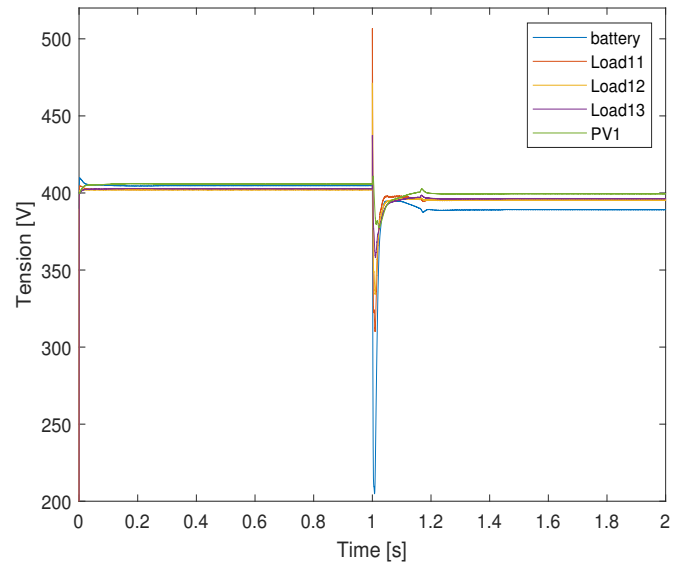


FIGURE 4.23 – Tension aux différents noeuds de la partie de droite lors de la connexion de la branche de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

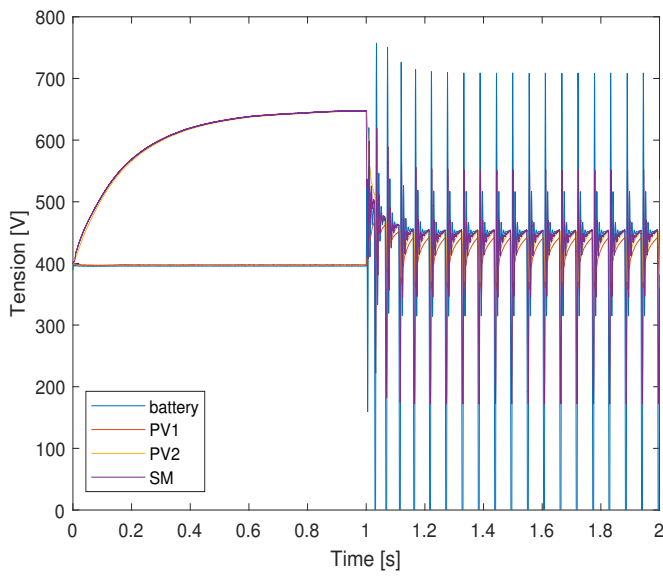


FIGURE 4.24 – Tensions aux bornes des différents convertisseurs lors de la connexion de la branche de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

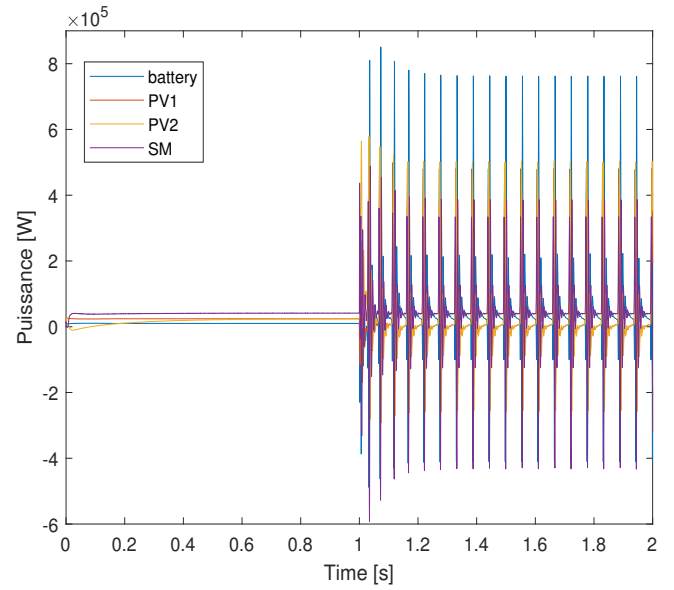


FIGURE 4.25 – Puissances aux bornes des différents convertisseurs lors de la connexion de la branche de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

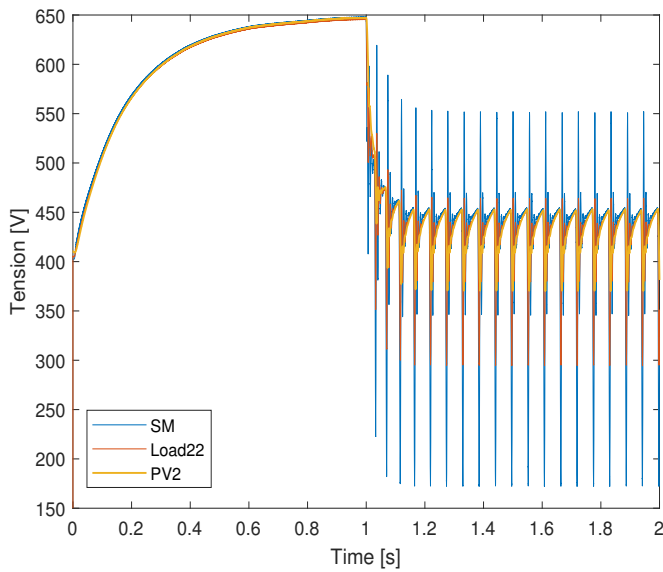


FIGURE 4.26 – Tension aux différents noeuds de la partie de gauche lors de la connexion de la branche de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

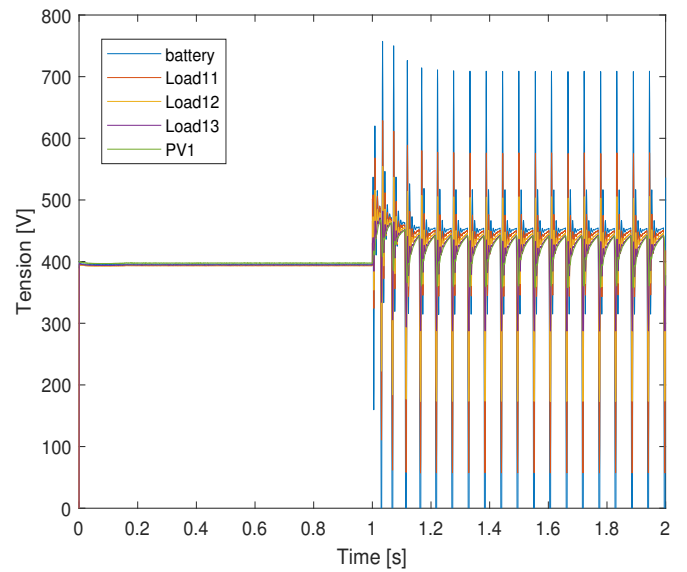


FIGURE 4.27 – Tension aux différents noeuds de la partie de droite lors de la connexion de la branche de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

### 4.3 Variation des PV

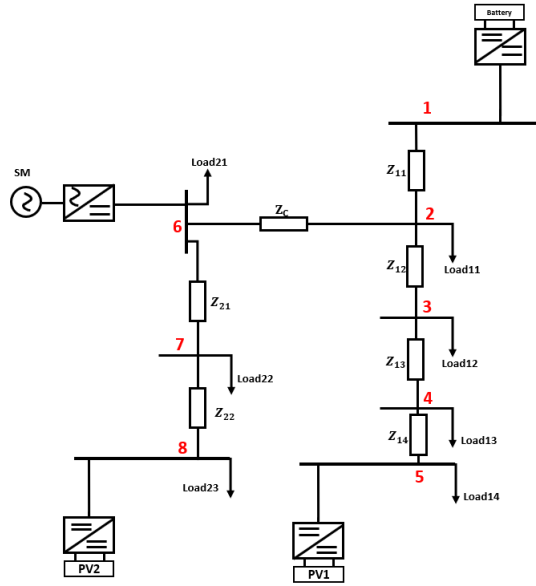


FIGURE 4.28 – Diagramme du micro-réseau DC

Lors de ce test, nous allons observer comment le micro-réseau se comporte lors d'un changement d'ensoleillement et de température sur les panneaux solaires PV1. Afin d'être le plus réaliste possible, nous avons privilégié des variations d'ensoleillement et de température avec de fortes pentes plutôt que des "steps". L'étude [6] réalisée à Newcastle portant sur ce sujet nous indique des variations de 20-30% sur 1 seconde, mais avec un temps de réponse des panneaux solaires allant de 50 à 250 secondes en fonction du modèle. Dans le cadre de ce travail, nous n'avons pas considéré le temps de réponse et pris des pentes volontairement plus fortes pour la température afin de pouvoir mieux observer l'effet sur le micro-réseau. Les variations utilisées pour notre test sont illustrées aux figures 4.29.

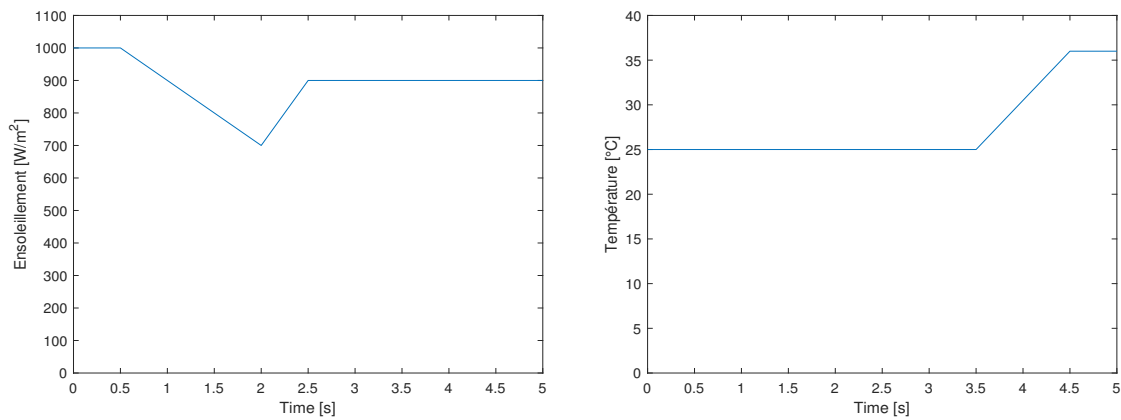


FIGURE 4.29 – Variation d'ensoleillement et de température sur les panneaux solaires PV1

Les graphes 4.32 à 4.35 correspondent au test de variations d'ensoleillement et de température des PV1 sur le micro-réseau contrôlé par la logique de contrôle intuitive ; tandis que les graphes 4.36 à 4.39 correspondent au même test sur le micro-réseau, mais contrôlé par la logique de contrôle droop.

### 4.3.1 Observation

Puisque l'irradiation et la température changent, la logique de contrôle MPPT va alors modifier le rapport cyclique afin d'atteindre ce MPPT, comme nous l'avons expliqué dans la section 3.3. Il est alors intéressant de regarder le rapport cyclique de sorte qu'il ne dépasse pas les valeurs maximales calculées en 3.17 pour ne pas causer d'instabilité au niveau du filtre. Nous pouvons voir l'évolution du rapport cyclique en fonction du temps, pour notre test sur le micro-réseau contrôlé par la logique intuitive et par la logique droop, illustré respectivement aux figures 4.30 et 4.31. Les variations du rapport cyclique étant inférieures aux valeurs calculées en 3.17, la stabilité est garantie.

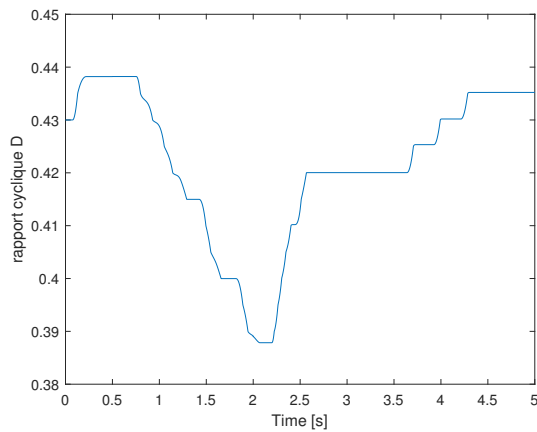


FIGURE 4.30 – Variation du rapport cyclique des PV1 lors du test sur la variation de l'ensoleillement et de la température de PV1 du micro-réseau contrôlé par une logique de contrôle intuitive

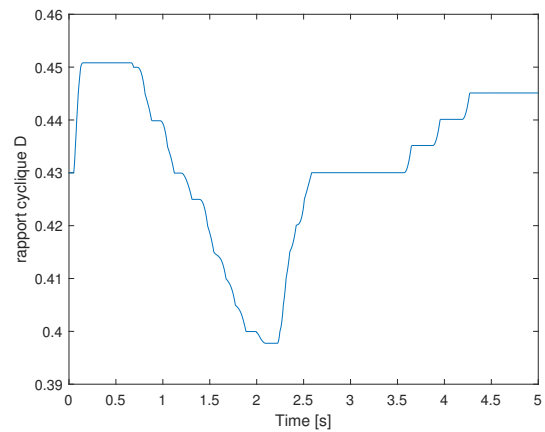


FIGURE 4.31 – Variation du rapport cyclique des PV1 lors du test sur la variation de l'ensoleillement et de la température de PV1 du micro-réseau contrôlé par une logique de contrôle droop

Tout comme le test sur les variations de charges, on observe que la méthode de contrôle droop permet, en suivant les variations de tension des panneaux solaires PV1, de trouver un point de fonctionnement stable de manière plus lisse. La méthode intuitive quant à elle va au contraire contre-balancer la variation des PV1 en augmentant la tension à ses bornes. Cela permettra de mieux maintenir la tension par rapport au point de fonctionnement de départ mais de manière bien plus saccadée que la méthode de contrôle droop.

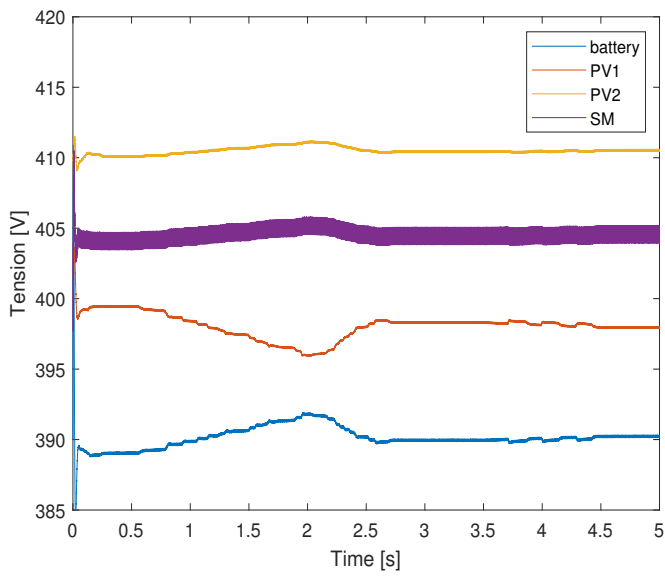


FIGURE 4.32 – Tensions aux bornes des différents convertisseurs lors de la variation d'ensoleillement et de température des PV1 du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

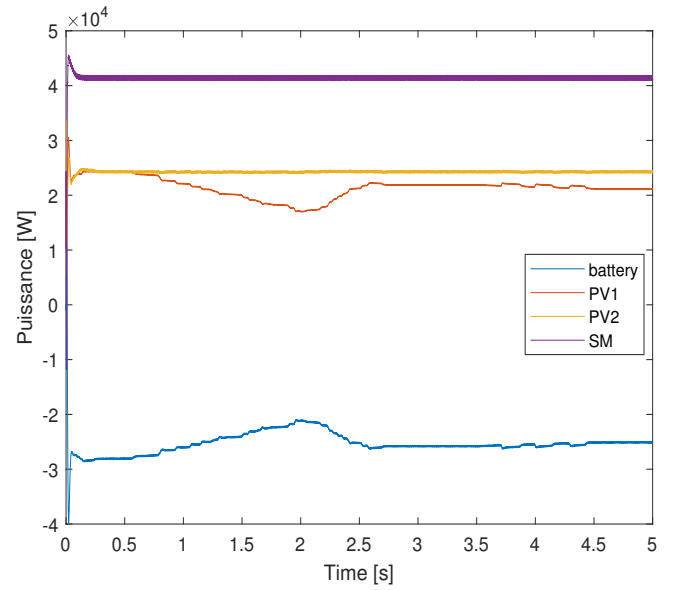


FIGURE 4.33 – Puissances aux bornes des différents convertisseurs lors de la variation d'ensoleillement et de température des PV1 du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

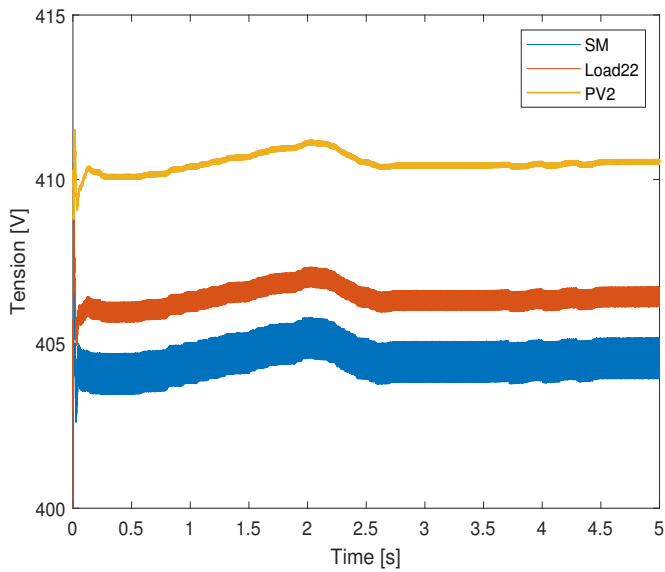


FIGURE 4.34 – Tension aux différents noeuds de la partie de gauche lors de la variation d'ensoleillement et de température des PV1 du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

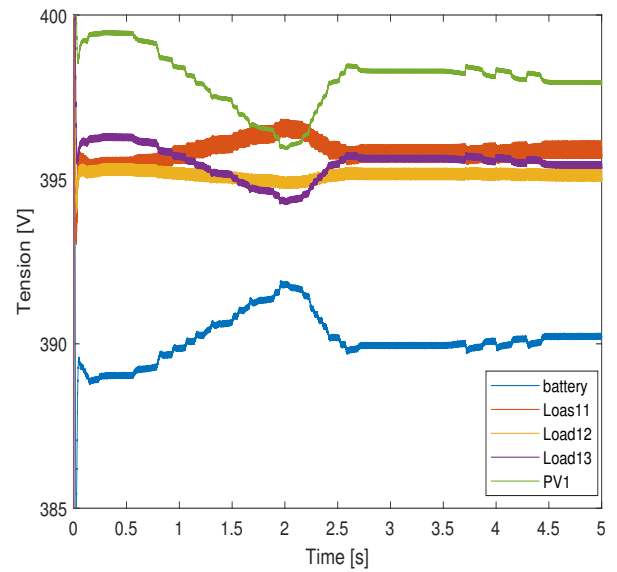


FIGURE 4.35 – Tension aux différents noeuds de la partie de droite lors de la variation d'ensoleillement et de température des PV1 du micro-réseau contrôlé avec logique de contrôle intuitive

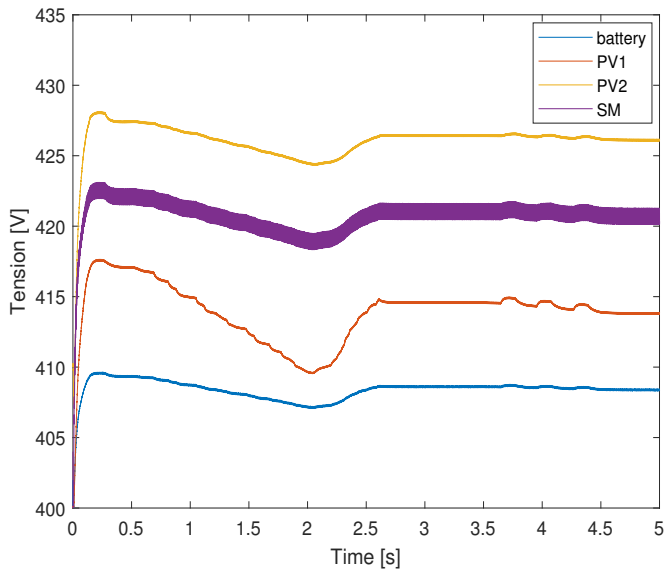


FIGURE 4.36 – Tensions aux bornes des différents convertisseurs lors de la variation d'ensoleillement et de température des PV1 du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

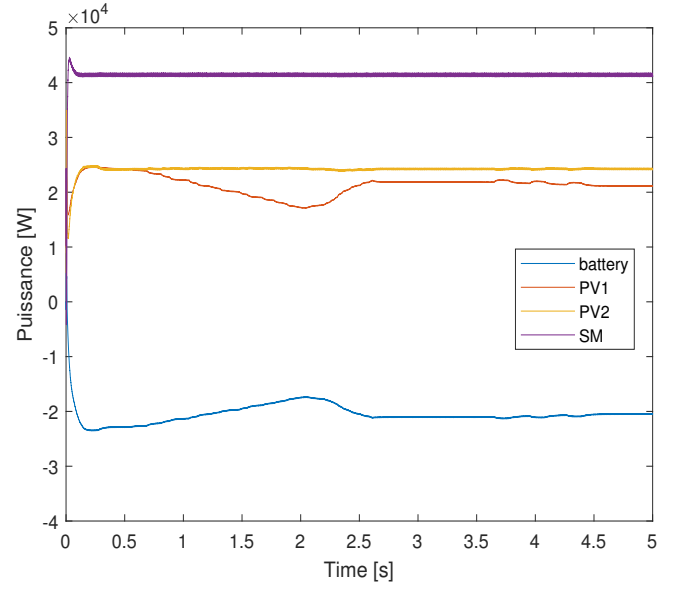


FIGURE 4.37 – Puissances aux bornes des différents convertisseurs lors de la variation d'ensoleillement et de température des PV1 du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

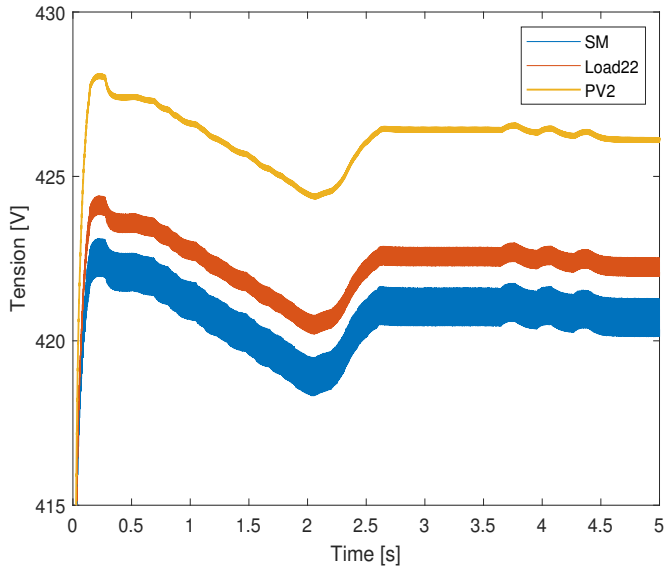


FIGURE 4.38 – Tension aux différents noeuds de la partie de gauche lors de la variation d'ensoleillement et de température des PV1 du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

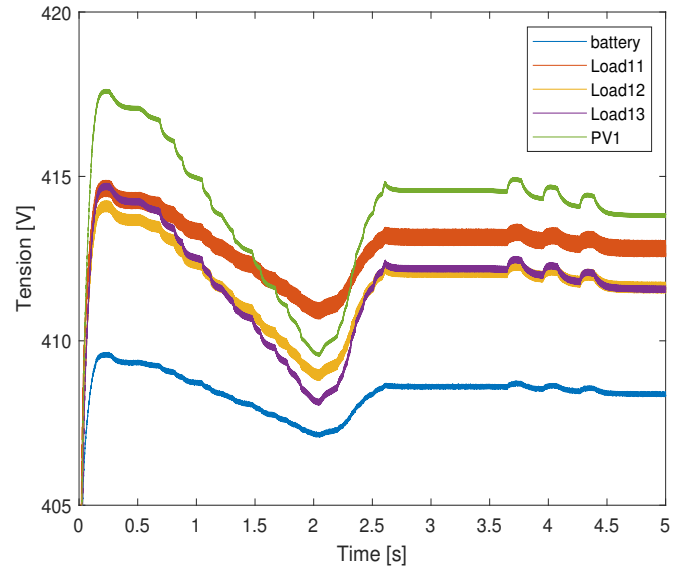


FIGURE 4.39 – Tension aux différents noeuds de la partie de droite lors de la variation d'ensoleillement et de température des PV1 du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop

## 4.4 Variation de l'éolienne

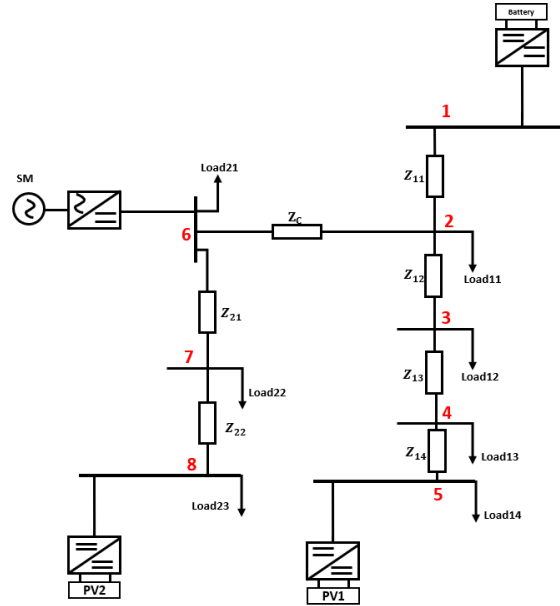


FIGURE 4.40 – Diagramme du micro-réseau DC

Lors de ce test, nous allons observer comment le micro-réseau se comporte lors d'un changement de la vitesse du vent. Les variations de la vitesse du vent qui entraînent une variation de la vitesse du rotor de la machine synchrone sont illustrées aux figures respectives 4.41 et 4.42.

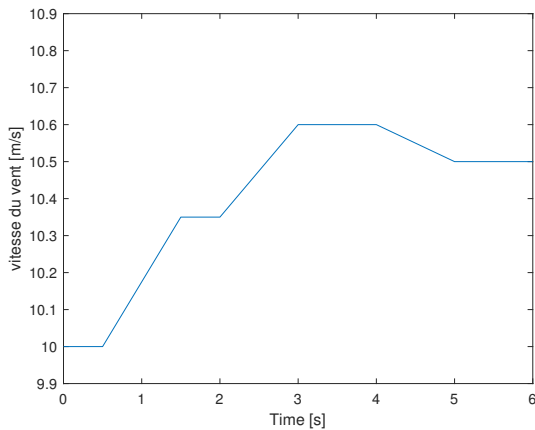


FIGURE 4.41 – Variation de la vitesse du vent

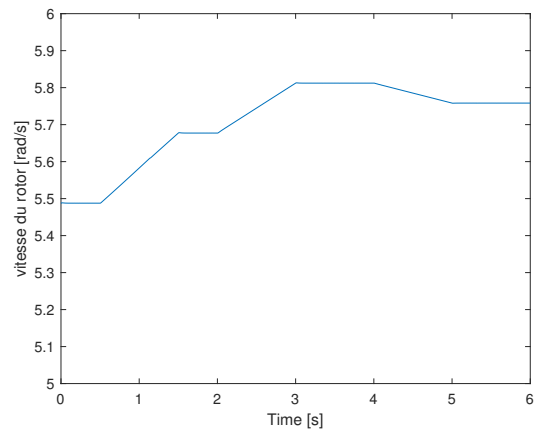


FIGURE 4.42 – Variation de la vitesse du rotor de la machine synchrone

La pente choisie est assez faible, dû au fait que l'éolienne a besoin de temps pour s'adapter et se remettre en régime. En effet, le modèle de l'éolienne choisie étant très complet, il n'est pas possible de faire de grandes variations de la vitesse du vent qui soient directement visibles sur la vitesse du rotor de l'éolienne [21]. Les graphes 4.43 à 4.46 montrent donc la réaction du micro-réseau contrôlé avec une logique

de contrôle intuitive face à la variation du vent. Tandis que les graphes 4.47 à 4.50 correspondent au micro-réseau contrôlé par la logique de contrôle droop.

#### 4.4.1 Observation

La logique de contrôle droop permet un meilleur suivi des fluctuations de tension induites par la variation du vent. Cependant, il est important de remarquer que cette méthode engendre une différence de tension très importante. On remarquera notamment les PV2 qui passent de 400V au temps 1 seconde à 436V au temps 4 secondes. La logique de contrôle intuitive quant à elle permet de maintenir le micro-réseau dans des gammes de tensions acceptables. On observe que la variation la plus forte au sein du micro-réseau se trouve au niveau des batteries, la tension passe de 405V au temps 1 seconde à 481V au temps 4 secondes.

Suite à cette variation plus forte au niveau des tensions contrôlées par la logique de contrôle droop, nous avons dû augmenter l'échelle des graphes 4.47 à 4.50. Cette augmentation peut laisser penser que l'amplitude de la tension en sortie de l'éolienne est plus forte pour la logique de contrôle intuitive, mais ce n'est pas le cas.

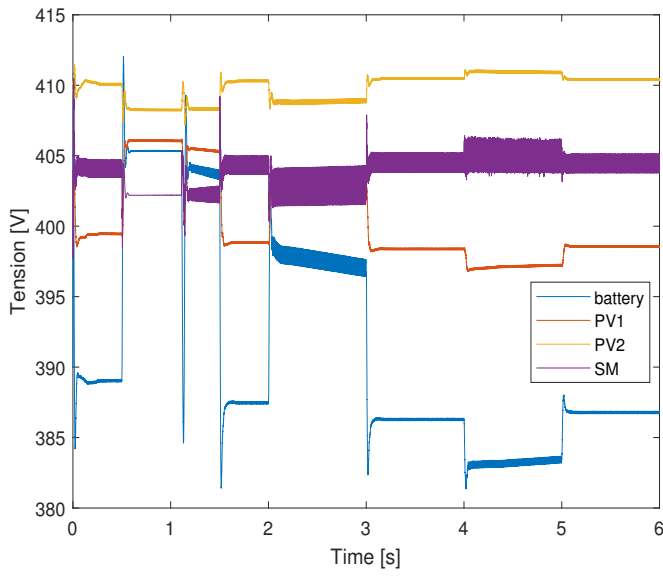


FIGURE 4.43 – Tensions aux bornes des différents convertisseurs du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive lors de la variation du vent

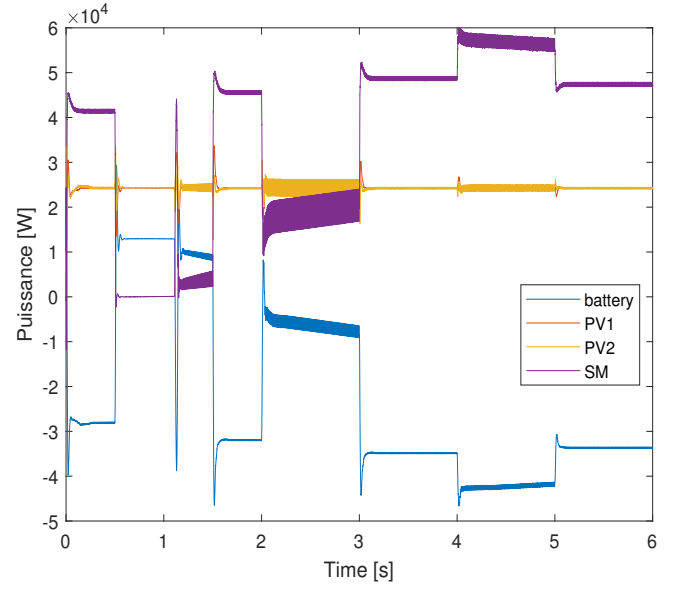


FIGURE 4.44 – Puissances aux bornes des différents convertisseurs lors de la variation d'ensoleillement et de température des PV1 du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive

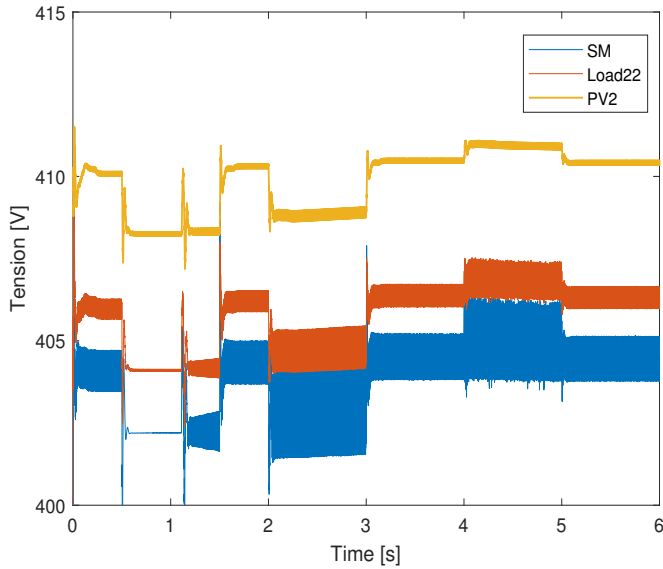


FIGURE 4.45 – Tension aux différents noeuds de la partie de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive lors de la variation du vent

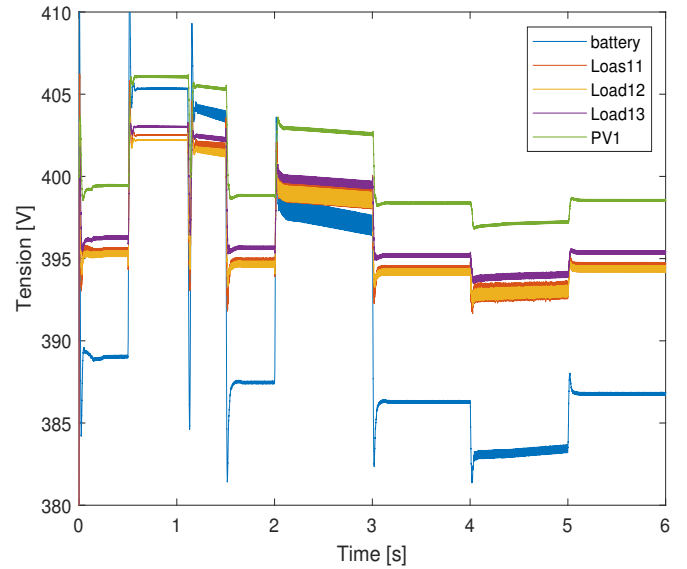


FIGURE 4.46 – Tension aux différents noeuds de la partie de droite du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive lors de la variation du vent

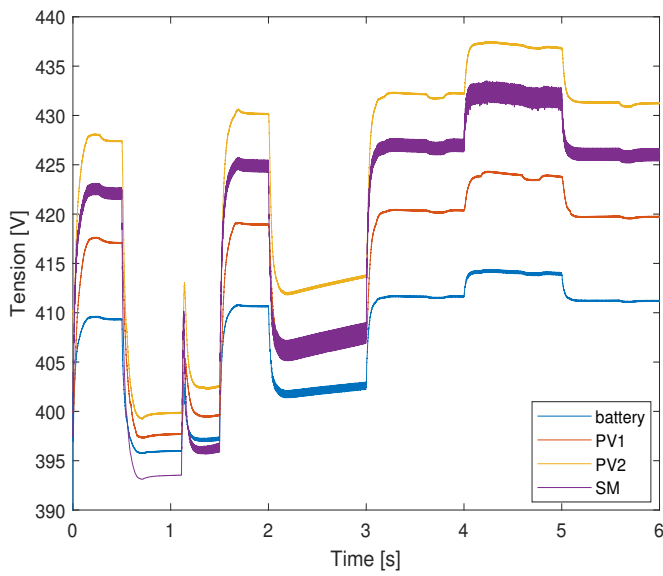


FIGURE 4.47 – Tensions aux bornes des différents convertisseurs du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop lors de la variation du vent

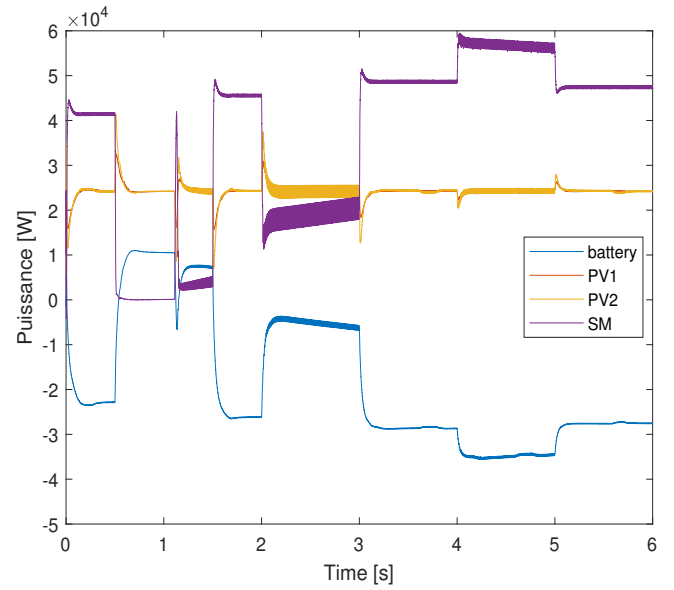


FIGURE 4.48 – Puissances aux bornes des différents convertisseurs du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop lors de la variation du vent

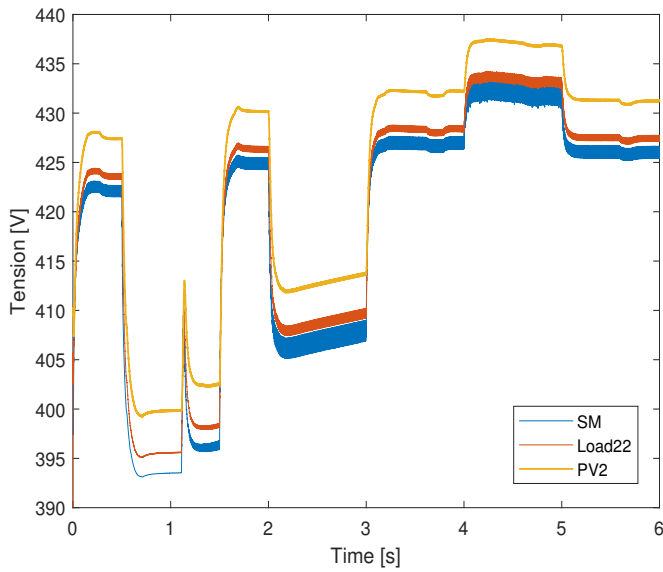


FIGURE 4.49 – Tension aux différents noeuds de la partie de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop lors de la variation du vent

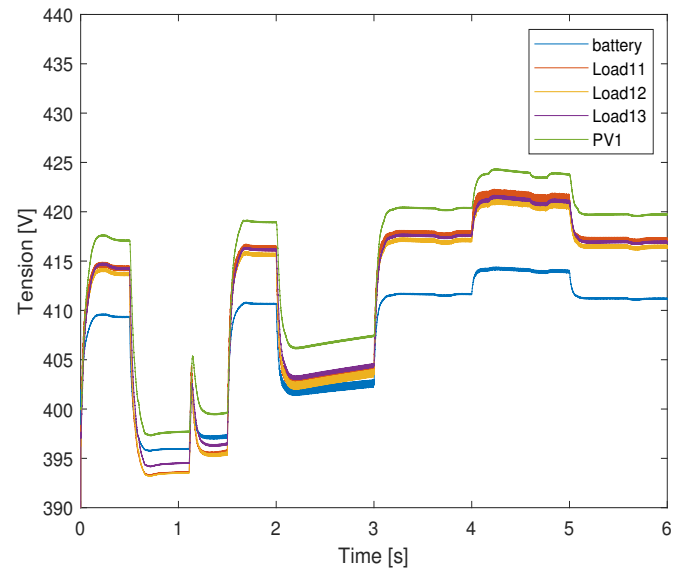


FIGURE 4.50 – Tension aux différents noeuds de la partie de droite du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop lors de la variation du vent

## 4.5 Mode décharge

Afin de bien montrer le comportement de l'ensemble du micro-réseau, les tests réalisés jusqu'à présent portaient surtout sur la transition du micro-réseau avec les batteries en mode charge lors d'une perturbation quelconque. Cependant, les batteries doivent aussi être capables de fournir de l'énergie au micro-réseau lorsque les énergies renouvelables sont déconnectées.

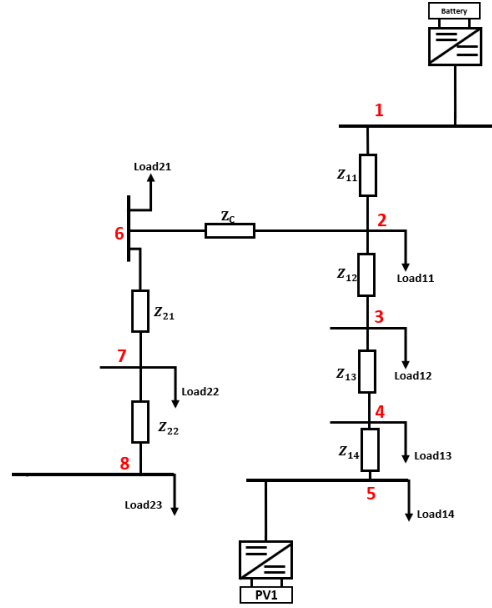


FIGURE 4.51 – Diagramme du micro-réseau DC

Dans ce test, nous allons donc regarder comment le micro-réseau se met en régime lorsque les PV2 et l'éolienne sont déconnectés. Les graphes 4.52 à 4.55 nous montrent la mise en régime en mode décharge du micro-réseau contrôlé en mode intuitif. Tandis que les graphes 4.56 à 4.59 illustrent le micro-réseau contrôlé avec la méthode de contrôle droop.

### 4.5.1 Observation

Lors de ce test, nous observons qu'il faut 0.6 seconde au micro-réseau pour être entièrement stable dans les deux méthodes. Ce test permet de bien voir la différence de variation de la tension aux points du micro-réseau des deux logiques de contrôle. On observe aussi que la méthode droop admet une grosse variation de la tension des PV avant de trouver son point d'équilibre, comparé à la méthode intuitive.

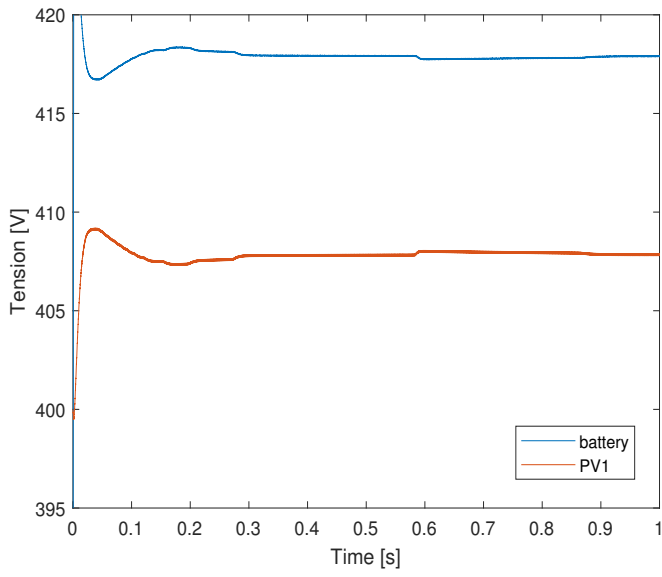


FIGURE 4.52 – Tensions aux bornes des différents convertisseurs du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive en mode décharge

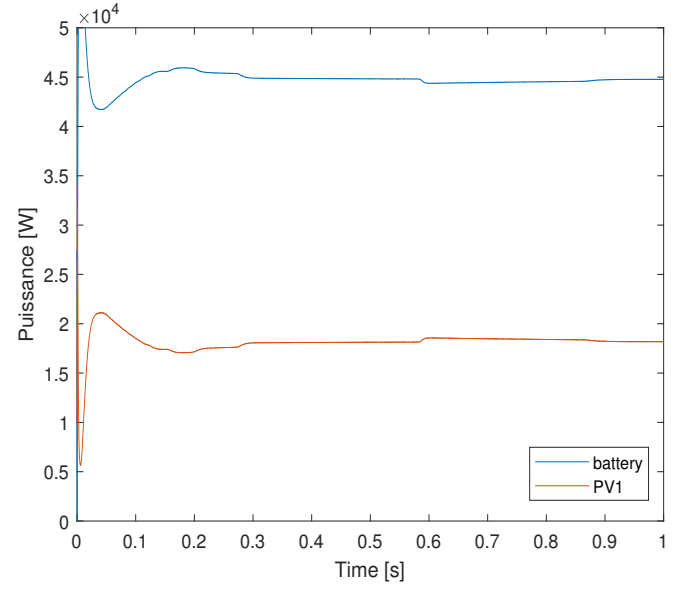


FIGURE 4.53 – Puissances aux bornes des différents convertisseurs du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive en mode décharge

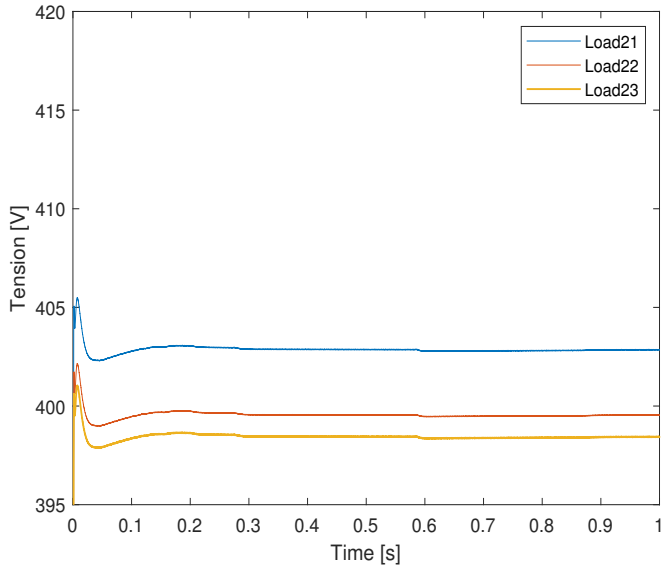


FIGURE 4.54 – Tension aux différents noeuds de la partie de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive en mode décharge

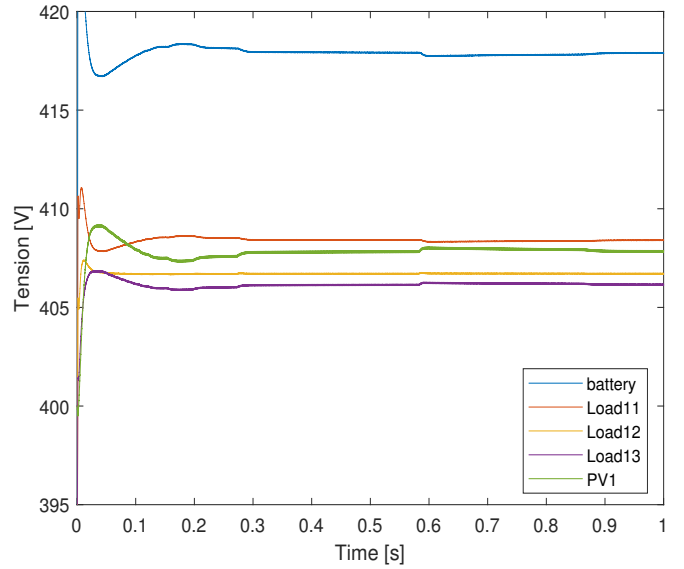


FIGURE 4.55 – Tension aux différents noeuds de la partie de droite du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle intuitive en mode décharge

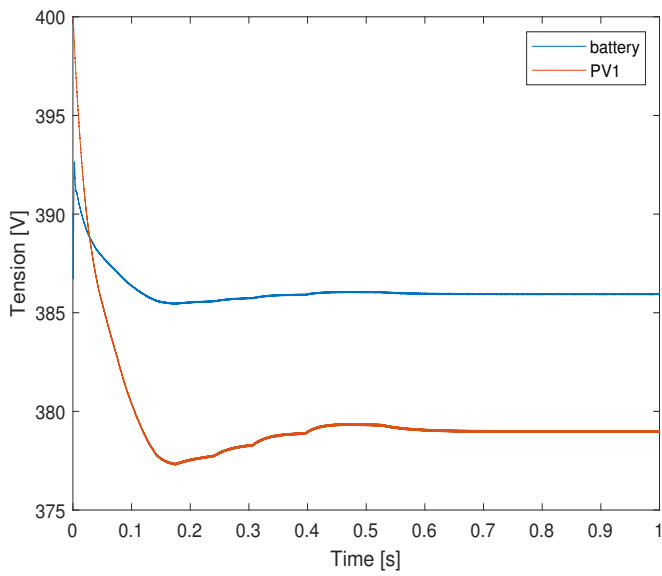


FIGURE 4.56 – Tension aux bornes des différents convertisseurs du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop en mode décharge

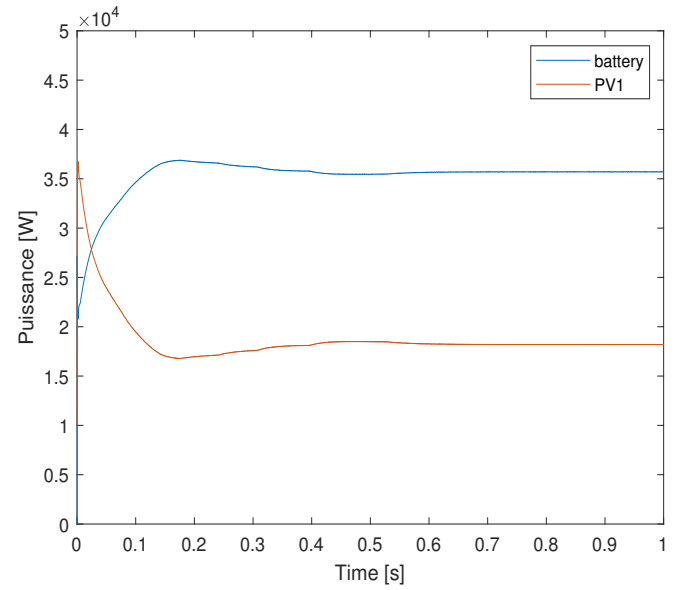


FIGURE 4.57 – Puissance aux bornes des différents convertisseurs du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop en mode décharge

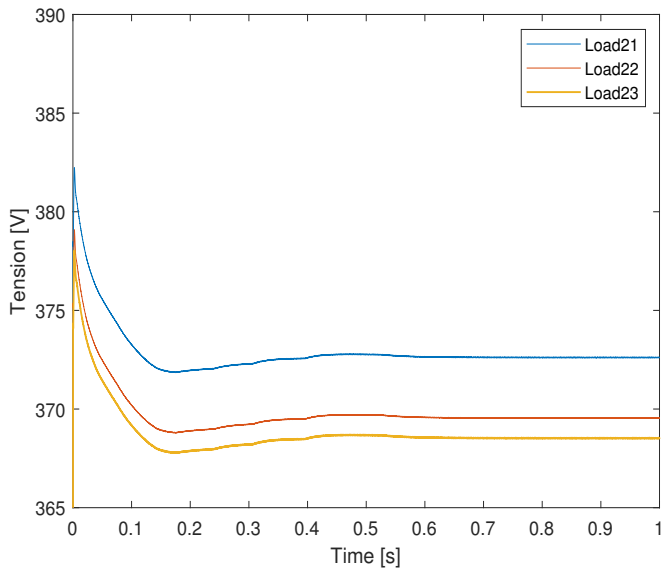


FIGURE 4.58 – Tension aux différents noeuds de la partie de gauche du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop en mode décharge

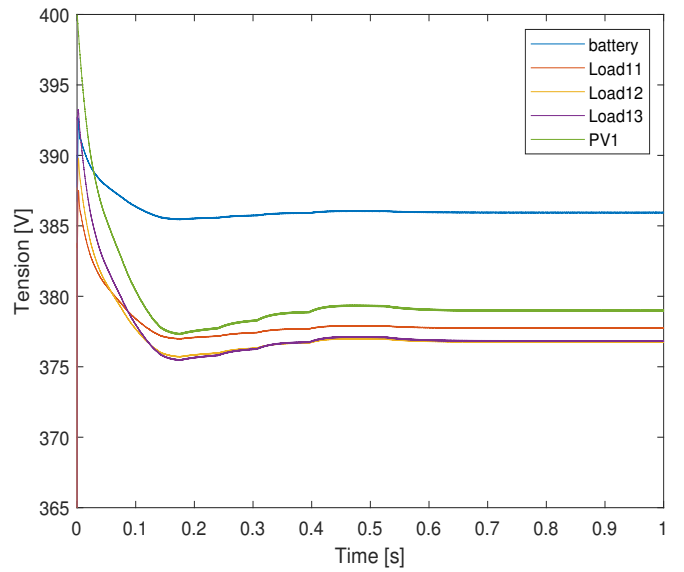


FIGURE 4.59 – Tension aux différents noeuds de la partie de droite du micro-réseau contrôlé avec la logique de contrôle droop en mode décharge

## 4.6 Méthode de contrôle intuitive VS droop

Les tests effectués sur le micro-réseau permettent de mieux comprendre et observer la philosophie de chaque logique de contrôle qui a été introduite dans la sous-section 3.2.4 via l'analyse des variations des points de fonctionnement sur la courbe caractéristique V-I, ré-illustrée à la figure 4.60. Cette courbe démontre bien la tendance de la méthode de contrôle droop à aller dans le sens de la variation de tension du micro-réseau pour trouver un point de fonctionnement, tandis que la méthode intuitive, de façon différente, va dans le sens contraire et tente de forcer le micro-réseau. Nous retrouvons ces tendances diverses lors des différents tests effectués dans ce chapitre.

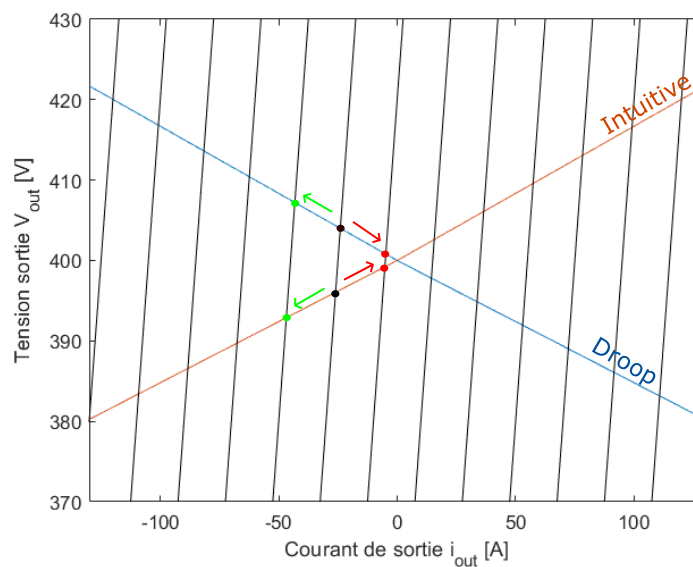


FIGURE 4.60 – Courbes caractéristiques V-I avec la logique de contrôle intuitive et droop

Ces deux manières différentes de fonctionner ont chacune leur avantage et leur inconvénient en fonction de la situation dans laquelle nous sommes. On observe, dans le cas de notre micro-réseau, que la méthode intuitive amènera moins de fluctuations de tension, mais en contrepartie amènera des petits sauts de tensions lors de variations pourtant assez faibles. La méthode droop va quant à elle permettre de suivre les variations du micro-réseau de manière plus lente et plus lisse, mais en entraînant de fortes variations de tension au sein du micro-réseau.

Le choix de la méthode de contrôle, intuitive ou droop, ainsi que celui de la pente aura donc un effet important sur le comportement de la tension au sein du micro-réseau. Ce choix doit donc être fait en fonction du micro-réseau que nous avons, en analysant sa courbe V-I et en définissant clairement la qualité voulue pour la tension. Nous devons également prendre en compte les potentielles variations de charges toujours possibles, ou celles de la production, afin de réaliser des tests similaires à ceux effectués durant ce chapitre.

# Chapitre 5

## Conclusion

Ce travail de fin d'étude a pour objectif de réaliser une première approche dans l'exploitation et le contrôle des micro-réseaux isolés DC pour l'électrification rurale dans les pays en voie de développement.

La première partie nous a apporté les différentes informations recensées, répertoriées et collectées sur la problématique des micro-réseaux DC. Il commence par une discussion s'ouvrant sur les raisons objectives et les avantages à utiliser le courant DC au lieu de l'AC. S'ensuit une explication sur le principe même de micro-réseau et sur ses qualités utiles, ainsi que les différentes architectures qui peuvent le matérialiser de façon formelle et opérationnelle. La stratégie de contrôle est également développée de manière générale, et expliquée dans le détail, abordant en cela des concepts très importants qui ont été introduits, tels que les boucles et les méthodes de contrôle comme la méthode droop, ou encore le MPPT, et qui serviront encore certainement pour la suite du travail. Le phénomène d'incrémentation négative, qui est la principale source d'instabilité au sein du micro-réseau, est également explicitée, de même que les méthodes actives et passives déjà existantes pour pallier ce problème.

Le troisième chapitre aborde la progression et les étapes que nous avons suivies pour réaliser un modèle Simulink d'un micro-réseau concret composé de batteries, de panneaux solaires et d'une éolienne devant électrifier sept charges. La première section de ce chapitre est consacrée à une approche générale qui traite du micro-réseau et de ses charges. Vient ensuite une longue partie détaillant le convertisseur des batteries. Dans cette partie, nous y avons tout particulièrement détaillé les différentes étapes de calculs et de dimensionnement du convertisseur, sa logique de contrôle et le dimensionnement de son filtre d'entrée permettant d'éviter et de prévenir la moindre apparition d'instabilité. Cette partie assez longue, qui parle des batteries, est nécessairement très explicite, car elle a servi de base pour le dimensionnement des panneaux solaires et de l'éolienne qui s'ensuit.

La troisième partie présente la mise en observation du micro-réseau, ainsi que de son fonctionnement et de ses réactions lors de différentes expériences et variations provoquées au sein de ce dernier. Nous avons donc observé les tensions aux différents nœuds du micro-réseau lors de sa mise en régime, de la connexion de charges à différents moments, de la fluctuation attendue du rendement des panneaux solaires,

de l'éolienne et de la mise en régime des batteries lorsque celle-ci ou l'un des panneaux solaires est déconnecté, volontairement ou non. Et puisque la tension du micro-réseau est régulée via le convertisseur des batteries, nous avons fait également des tests comparatifs avec deux logiques de contrôle différentes, et ce afin de pouvoir mieux comprendre et observer de façon approfondie le fonctionnement et les réactions de notre micro-réseau. Les avantages et inconvénients des deux méthodes sont ensuite évaluées et comparées.

L'ensemble de ce travail est donc une première approche générale des micro-réseaux à courant continu. Nous avons recensé, compilé, analysé et exploité toute information utile recueillie au sujet des micro-réseaux DC, et appliqué ces connaissances spécifiques à la réalisation d'un micro-réseau examiné dans le détail et projeté dans un cas concret, avec une logique de contrôle allant jusqu'au niveau 1. Nous avons pris également soin de détailler chaque étape afin que cette démarche et cette procédure puissent être adaptées et améliorées selon les critères désirés. Nos tests réalisés s'attachent à valider les possibilités de mettre en place un micro-réseau simple, pouvant être contrôlé facilement via nos deux méthodes de contrôle. Cette première approche est prometteuse, et démontre, la nécessité et l'intérêt d'aller plus loin encore en progressant vers les niveaux de contrôle 2 et 3.

# Bibliographie

- [1] Agence internationale de l'énergie et Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique [ESMAP] ) Banque mondiale, base de données Sustainable Energy for All ( SE4ALL ) dérivée du SE4ALL Global Tracking Framework ( Banque mondiale. <https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/eg.elc.accs.zs?end=2017&start=2017&view=bar>, 2 aout 2019.
- [2] M. Bekemans. *LELEC2660 - Power Electronic*. Université Catholique de Louvain | UCLouvain, 2018.
- [3] BELGA. Gros incendie chez Engie Electrabel à Drogenbos : Les mesures de confinement peuvent être levées. <https://www.lalibre.be/regions/bruxelles/gros-incendie-chez-engie-electrabel-a-drogenbos-les-mesures-de-confinement-peu> samedi 11 novembre 2017.
- [4] Tomislav Dragicevic, Xiaonan Lu, Juan C. Vasquez, and Josep Guerrero. Dc microgrids—part i : A review of control strategies and stabilization techniques. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31 :1–1, 01 2015.
- [5] Tomislav Dragicevic, Xiaonan Lu, Juan C. Vasquez, and Josep Guerrero. Dc microgrids—part ii : A review of power architectures, applications and standardization issues. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31 :1–1, 01 2015.
- [6] Yanping Du, Christopher J. Fell, Benjamin Duck, Dong Chen, Kurt Liffman, Yinan Zhang, Min Gu, and Yonggang Zhu. Evaluation of photovoltaic panel temperature in realistic scenarios. *Energy Conversion and Management*, 108 :60 – 67, 2016.
- [7] Azar Elahi. *Bidirectional DC-DC Power Converter Design Optimization, Modeling and Control*. 09 2016.
- [8] Elia. <https://www.elia.be/fr/projets/projets-reseau/alegro/alegro-content>, 2 aout 2019.
- [9] Elia. <https://www.elia.be/fr/grid-data/Charge-du-reseau-et-previsions-de-charge/consommation-previsions-de-charge>, 5 aout 2019.
- [10] Ahmed T. Elsayed, Ahmed A. Mohamed, and Osama A. Mohammed. Dc microgrids and distribution systems : An overview. *Electric Power Systems Research*, 119 :407 – 417, 2015.
- [11] Mohamed A. Eltawil and Zhengming Zhao. Mppt techniques for photovoltaic applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25 :793 – 813, 2013.

- [12] E. De Jaeger et P. Jacques. *LELEC2670 - Renewable and Non Conventional Sources of Electrical Energy*. Université Catholique de Louvain | UCLouvain, 2019.
- [13] D. J. Hammerstrom. Ac versus dc distribution systemsdid we get it right ? In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pages 1–5, June 2007.
- [14] E. De Jaeger. *LELEC2520 - Electric Energy Systems*. Université Catholique de Louvain | UCLouvain, 2017.
- [15] E. De Jaeger. *LELEC2753 - Electrical energy systems ; advanced topics*. Université Catholique de Louvain | UCLouvain, 2018.
- [16] Chi Jin, Peng Wang, Jianfang Xiao, Yi Tang, and Fook Choo. Implementation of hierarchical control in dc microgrids. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 61 :4032–4042, 08 2014.
- [17] Jackson Justo, Francis Mwasilu, Ju Lee, and Jin-Woo Jung. Ac-microgrids versus dc-microgrids with distributed energy resources : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24 :387–405, 08 2013.
- [18] MATLAB. <https://fr.mathworks.com/help/control/examples/getting-started-with-the-control-system-designer.html>, 5 aout 2019.
- [19] MATLAB. <https://fr.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pvarray.html>, 5 aout 2019.
- [20] MATLAB. <https://fr.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/250-kw-grid-connected-pv-array.html>, 5 aout 2019.
- [21] Stéphanie Zeoli Grégoire Winckelmans Laurent Bricteux Philippe Chatelain Emmanuel De Jaeger Matthieu Duponcheel, Caroline Leroi. *Small wind turbines : a study of the full conversion chain*. Octobre 2016.
- [22] Q-Batteries. [https://www.q-batteries.de/images/reserve/LS/QB\\_Export\\_neutral\\_12LS-90.pdf](https://www.q-batteries.de/images/reserve/LS/QB_Export_neutral_12LS-90.pdf), 20 juillet 2019.
- [23] Zhikang Shuai, Junbin Fang, Fenggen Ning, and Z. John Shen. Hierarchical structure and bus voltage control of dc microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82 :3670 – 3682, 2018.

# Annexe A

## Modèles Simulink

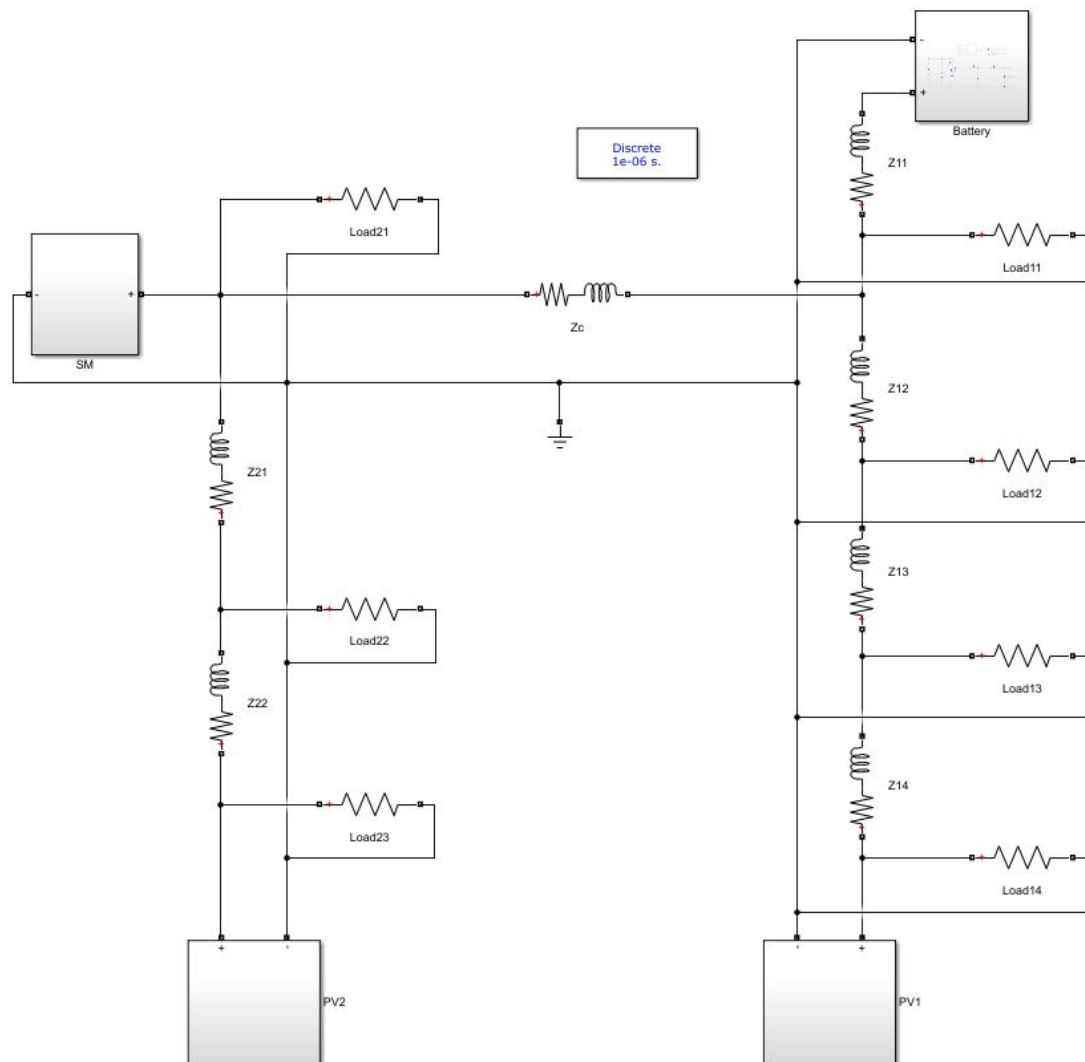


FIGURE A.1 – Modèle Simunlink du micro-réseau général

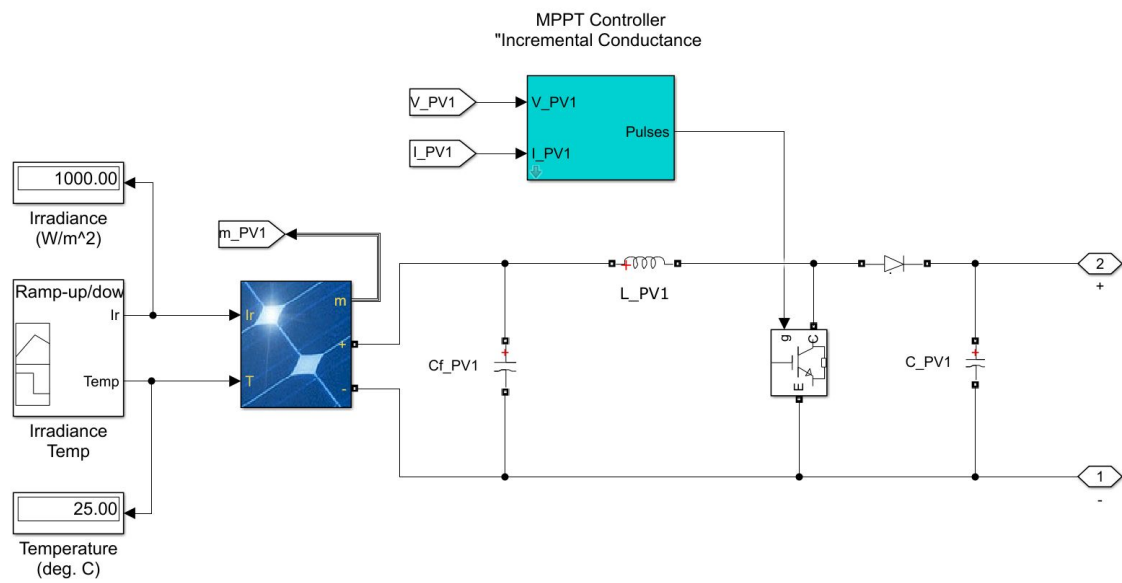


FIGURE A.2 – Modèle Simunlink du micro-réseau, zoom sur le bloc PV1

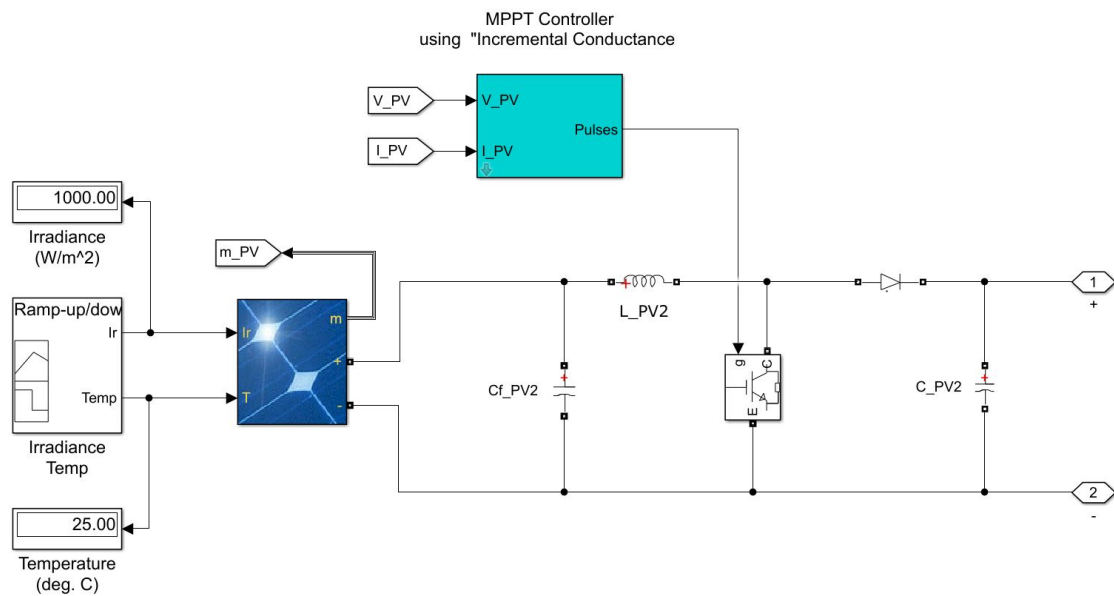


FIGURE A.3 – Modèle Simunlink du micro-réseau, zoom sur le bloc PV2

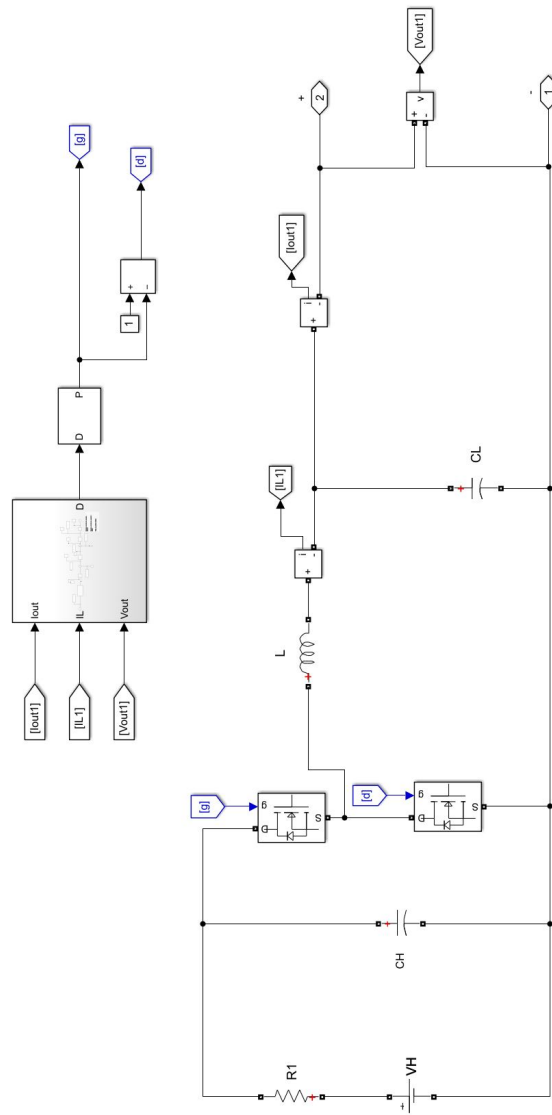


FIGURE A.4 – Modèle Simunlink du micro-réseau, zoom sur le bloc Battery

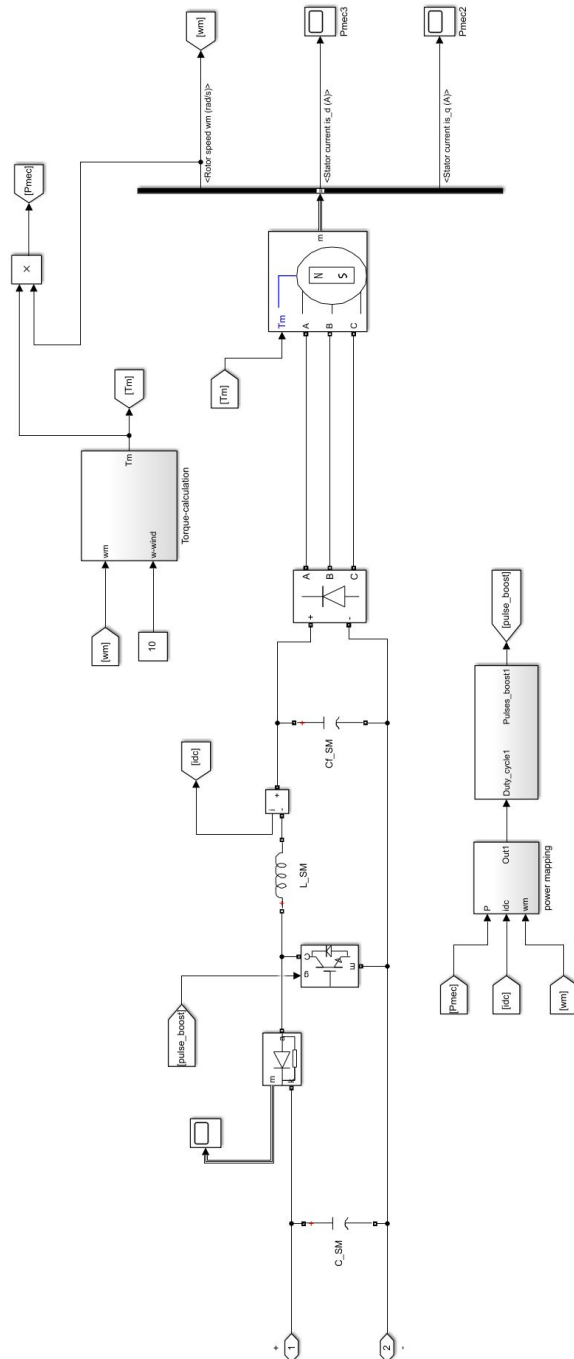


FIGURE A.5 – Modèle Simunlink du micro-réseau, zoom sur le bloc SM

# Annexe B

## Annexes

Example of algorithm (1):

« Perturb and Observe »  
(P & O)

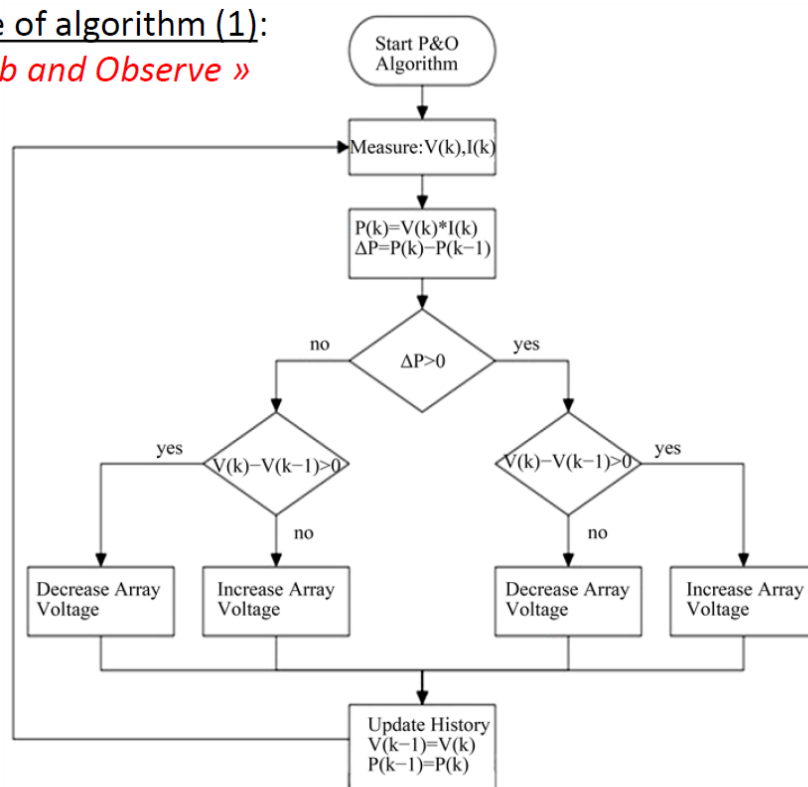


FIGURE B.1 – algorithme MPPT pertub and observe [12]

Example of algorithm (2):

« Incremental Conductance »

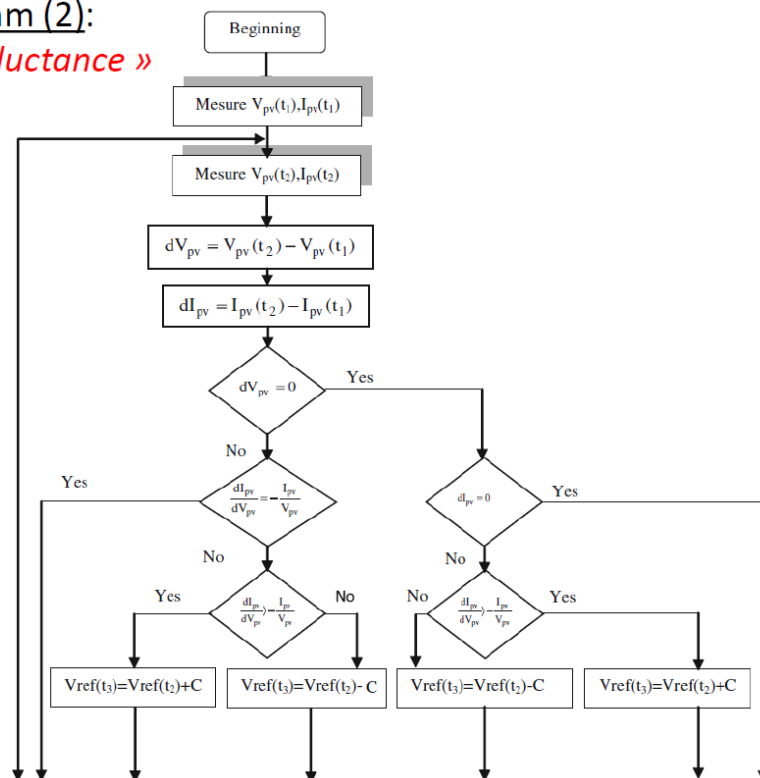


FIGURE B.2 – algorithme MPPT incremental conductance [12]

|   | Standard                       | Description                                                                                                              | Scope                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|---|--------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | ETSI EN 300 132-3-1            | Power supply interface at the input to data/telecom equipment<br>Sub-part 1 of Part 3: Direct current source up to 400 V | <ul style="list-style-type: none"> <li>Designed for data/telecom equipment</li> <li>For voltage levels of up to 400 V</li> <li>Consider voltage level in normal operation and requirements for different types of abnormal operation</li> <li>Limit of fault current</li> <li>Grounding and EMC</li> </ul>                                                                                                        |
| 2 | Emerge Alliance DC MG          | Standards for occupied spaces and data center                                                                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>Recommended architecture and control system in DC MGs</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| 3 | IEEE 946                       | Recommended practice for the design of DC auxiliary power systems for generating stations                                | <ul style="list-style-type: none"> <li>Recommended practice of lead-acid-battery-based DC auxiliary power systems for generation stations</li> <li>Normalize the operation regarding batteries, e.g. sizing, determination of duty cycle, maintenance, etc.</li> <li>Technical specifications of battery chargers</li> <li>Typical architecture of DC systems</li> <li>Voltage ratings of DC equipment</li> </ul> |
| 4 | IEC SG4                        | LVDC distribution system up to 1500V                                                                                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>Coordinate the standardization of different areas, e.g. data centers, commercial buildings, etc.</li> <li>Energy efficiency, EMC, reduction of natural resources</li> <li>100% DC or hybrid AC and DC architecture</li> <li>Life cycle of equipment, protection and grounding</li> </ul>                                                                                   |
| 5 | IEEE DC@Home                   | DC powered house                                                                                                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>Standard and roadmap of applying LVDC MG in residential houses</li> <li>Evaluation of losses using DC power at home</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                             |
| 6 | REbus                          | Open standard for clean power distribution relying on DC                                                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>Operate alongside with existing AC system</li> <li>Hybrid coordination of on-site renewable energy generation</li> <li>380 V DC common bus with acceptable variation based on the status of source, load and energy storage</li> </ul>                                                                                                                                     |
| 7 | National Electrical Code (NEC) | Legal codes including introduction of DC technology                                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>Article 393, 625, 690, 692 introduce DC technology</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| 8 | MIL-STD-1399                   | Electrical interface characteristics for shipboard equipment                                                             | <ul style="list-style-type: none"> <li>Includes sections defining the requirements of DC equipment in shipboard power systems</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| 9 | IEEE 1547                      | Requirements for interconnecting distributed resources with electric power systems                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>Designed for AC system and some of its contents can be used as a reference when designing the standards for DC systems</li> <li>Islanding and grid-connected operation modes</li> <li>Normal and abnormal operation</li> <li>Requirements and practice for distributed sources</li> </ul>                                                                                  |

FIGURE B.3 – Résumé des différentes normes existantes et utilisées en DC [5]

UNIVERSITÉ CATHOLIQUE DE LOUVAIN  
École polytechnique de Louvain

Rue Archimède, 1 bte L6.11.01, 1348 Louvain-la-Neuve, Belgique | [www.uclouvain.be/epl](http://www.uclouvain.be/epl)