N° d'ordre 22 /2021

THESE DE DOCTORAT

Présentée par

Mr : ABDELILAH BYOU

Spécialité : Génie électrique

SUJET DE LA THESE :

MODELISATION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES ET CONTROLE DES MICRO-RESEAUX DC DANS LES BATIMENTS COLLECTIFS

Thèse présentée et soutenue le 26/02/2021 devant le jury composé de :

Nom Prénom	Titre	Etablissement	
Farid ABDI	PES	Faculté des Sciences et Techniques de Fès	Président
Rachid MALEK	PES	Ecole Nationale des Sciences Appliquées Oujda	Rapporteur
Seddik BRI	PES	Ecole Supérieure de Technologie de Meknès	Rapporteur
Tijani LAMHAMDI	PES	Faculté des Sciences et Techniques de Fès	Rapporteur
Chakib EL BEKKALI	PES	Faculté des Sciences Dhar El Mehraz de Fès	Examinateur
M'hamed LAHBABI	PES	Faculté des Sciences et Techniques de Fès	Examinateur
Nacer KOUIDER M'SIRDI	PES	Polytechnique Marseille	Examinateur
Hassane EL MARKHI	PES	Faculté des Sciences et Techniques de Fès	Directeur de thèse

Laboratoire d'accueil : Systèmes Intelligents, Géoressources et Énergies Renouvelables

Etablissement : Faculté des Sciences et Techniques de Fès

Résumé de la thèse

Les micro-réseaux à courant continu pour le secteur du bâtiment suscitent un intérêt croissant dans les milieux de la recherche scientifique et de l'industrie en raison des avantages potentiels en termes d'efficacité énergétique et de gains économiques. Ces avantages sont plus importants lorsque les charges des bâtiments sont en courant continu (par exemple, les ordinateurs, l'éclairage, les véhicules électriques). La présence de production d'énergie renouvelable sur place, comme les générateurs photovoltaïques et les systèmes de stockage, peut apporter des avantages supplémentaires aux micro-réseaux à courant continu dans les bâtiments.

Basé sur un micro-réseau intégré aux bâtiments, cette thèse propose la conception d'un micro-réseau à courant continu qui permet d'interconnecter des générateurs distribués (DGs) à un bus continu via des convertisseurs de puissance, alimenter les charges du bâtiment et également échanger de l'énergie avec le bâtiment voisin (autoconsommation collective) de manière contrôlée. Le contrôle des micro-réseaux de courant continu assure que les sources parallèles partagent l'alimentation des charges et maintiennent également la tension du bus de courant continu. Un état d'art aux architectures de micro-réseau en courant continu et à leur contrôle est introduit. Le contrôle hiérarchique à trois niveaux est présenté comme le contrôle le plus utilisé dans les micro-réseaux à courant continu. Dans une étude de cas d'un micro-réseau à courant continu intégré dans un bâtiment collectif, la stratégie de contrôle proposée a été développée et simulée dans Matlab/Simulink.

La suite de cette thèse concerne le développement sous Matlab/Simulink d'un modèle de simulation pour prédire le comportement de toutes les cellules, modules et réseaux PV solaires dans des conditions environnementales variables. Cette étude comprend une partie expérimentale, qui est la conception et la réalisation d'un contrôleur de charge solaire qui fonctionne avec la technique MPPT et permet l'acquisition de données et surtout le contrôle de la charge et de la décharge de la batterie afin d'augmenter sa durée de vie.

Mots-clés: Micro-réseau DC, modèle mathématique de PV, méthode à cinq paramètres, contrôleur de charge, contrôle hiérarchique, bâtiment collectif.

Résumé

Les micro-réseaux à courant continu pour le secteur du bâtiment suscitent un intérêt croissant dans les milieux de la recherche scientifique et de l'industrie en raison des avantages potentiels en termes d'efficacité énergétique et de gains économiques. Ces avantages sont plus importants lorsque les charges des bâtiments sont en courant continu (par exemple, les ordinateurs, l'éclairage, les véhicules électriques). La présence de production d'énergie renouvelable sur place, comme les générateurs photovoltaïques et les systèmes de stockage, peut apporter des avantages supplémentaires aux micro-réseaux à courant continu dans les bâtiments.

Basé sur un micro-réseau intégré aux bâtiments, cette thèse propose la conception d'un micro-réseau à courant continu qui permet d'interconnecter des générateurs distribués (DGs) à un bus continu via des convertisseurs de puissance, alimenter les charges du bâtiment et également échanger de l'énergie avec le bâtiment voisin (autoconsommation collective) de manière contrôlée. Le contrôle des micro-réseaux de courant continu assure que les sources parallèles partagent l'alimentation des charges et maintiennent également la tension du bus de courant continu. Un état d'art aux architectures de micro-réseau en courant continu et à leur contrôle est introduit. Le contrôle hiérarchique à trois niveaux est présenté comme le contrôle le plus utilisé dans les micro-réseaux à courant continu. Dans une étude de cas d'un micro-réseau à courant continu intégré dans un bâtiment collectif, la stratégie de contrôle proposée a été développée et simulée sous Matlab/Simulink.

La suite de cette thèse concerne le développement sous Matlab/Simulink d'un modèle de simulation pour prédire le comportement de toutes les cellules, modules et réseaux PV solaires dans des conditions environnementales variables. Cette étude comprend une partie expérimentale, qui est la conception et la réalisation d'un contrôleur de charge solaire qui fonctionne avec la technique MPPT et permet l'acquisition de données et surtout le contrôle de la charge et de la décharge de la batterie afin d'augmenter sa durée de vie.

Mots-clés: Micro-réseau DC, modèle mathématique de PV, méthode à cinq paramètres, contrôleur de charge, contrôle hiérarchique, bâtiment collectif.

Abstract

DC microgrids for the building sector are attracting growing interest in scientific research and industry because of the potential benefits in terms of energy efficiency and economic gains. These advantages are more important when building loads operate on DC (e.g. computers, lighting, electric vehicles).The presence of renewable energy generation on-site, such as photovoltaic generators and storage systems, can provide additional benefits to DC microgrids.

Based on a building integrated microgrid, this thesis proposes the design of a DC microgrid that allows interconnecting distributed generators (DGs) to a DC bus via power converters, supply the building loads and also exchange energy with the neighbouring building (collective self-consumption) in a controlled manner. The control of the DC microgrids ensures that the parallel sources share the power supply to the loads and maintain the voltage of the DC bus. A state of art in DC microgrid architectures and their control are introduced. Three-level hierarchical control is presented as the control most commonly used in DC microgrids. In a case study of a DC microgrid integrated in a collective building, the proposed control strategy was developed and simulated in Matlab/Simulink.

The rest of this thesis concerns the development in Matlab/Simulink of a model to predict the behaviour of solar PV cells, modules and arrays under varying environmental conditions. This study includes an experimental part, which is the design and realisation of a solar charge controller that works with the MPPT technique and supports the data acquisition and especially the control of the charge and discharge of the battery in order to increase its lifetime.

Keywords: DC microgrid, PV mathematical model, five-parameter method, charge controller, hierarchical control, collective building.

Remerciements

Ce travail de longue haleine a nécessité l'aide et la collaboration de plusieurs personnes. Il est donc normal d'exprimer ma reconnaissance envers toutes les personnes qui ont collaboré à la rédaction et aux travaux de recherche.

Je souhaite remercier en premier lieu mes directeurs de thèse, Monsieur **ABARKAN EL Hossein** qui m'a donné l'occasion de réaliser cette thèse et qui a bien orienté mon axe de recherche. Également, je voudrais adresser ma profonde gratitude et ma reconnaissance à mon directeur de thèse, Monsieur **Hassane EL MARKHI**, pour ses qualités humaines et professionnelles et pour tout le temps qu'il m'a consacré et ses efforts inconditionnels pour mener à bien cette thèse.

Un grand merci à Monsieur **Nacer Kouider M'Sirdi**, professeur à l'Université Paul Cézanne Aix Marseille pour m'avoir fait bénéficier de ses compétences scientifiques et pour ses précieux conseils tout au long de cette thèse.

Je voudrais remercier les rapporteurs de cette thèse **Pr. Rachid MALEK**, **Pr. Seddik BRI** et **Pr. Tijani LAMHAMDI** pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail et pour toutes suggestions et remarques évoqués, abordés par leurs soins.

J'adresse mes sincères remerciements au **Pr. Abdi Farid** de m'avoir fait l'honneur d'accepter de présider le jury de thèse et de juger ce travail.

Mes vifs remerciements aux examinateurs **Pr. Chakib EL BEKKALI** et **Pr. Lahbabi M'hamed** pour l'honneur qu'ils me font en acceptant de juger ce travail.

Je voudrais exprimer ma reconnaissance envers mes amis et collègues qui m'ont apporté leur support moral et intellectuel tout au long de ma demarche en particulier, Madame **ABARKAN Mouna**, Professeur assistant à la faculté des sciences et techniques de Fès.

J'adresse de chaleureux remerciements à mes très chers parents, mes frères, mes sœurs et tous les membres de ma petite et grande famille pour leurs accompagnements tout au long de ma thése.

À tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude.

Table des Matières

LISTE DES FIGURES……..8

LISTE DES TABLEAUX……10

ACRONYMES……11

PRODUCTION SCIENTIFIQUE……12

INTRODUCTION GÉNÉRALE……13

CHAPITRE I. ÉTAT DE L'ART SUR LES MICRO- RÉSEAUX À COURANT CONTINU……15

I.1 Introduction 16

I.2 Le micro-réseau 16

I.3 Comparaison entre un Micro-réseau AC et DC 17

I.4 Contrôle de micro-réseaux à courant continu 20

I.4.1 Architectures des micro-réseaux à courant continu 20

I.4.2 Contrôle hiérarchique 23

I.4.3 Contrôle de statisme 24

I.4.4 Le contrôle du statisme avancé 26

I.5 Conclusion 27

CHAPITRE II. MODÉLISATION DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES 29

II.1 Introduction 30

II.2 Structures des sources photovoltaïques 31

II.3 Circuits équivalents et modèles mathématiques pour les modules photovoltaïques ..32

II.3.1 Modèle idéal 33

II.3.2 Modèle à une seule diode en présence de R_s (modèle 4-p) 33

II.3.3 Modèle à une diode en présence de R_s et R_p (modèle à 5-p) 34

II.3.4 Modèle à deux diodes en présence de R_s et R_p 34

II.3.5 Méthodes de détermination des paramètres des modèles 35

II.3.6 Application de modèle à cinq paramètres 40

II.4 Conclusion 46

CHAPITRE III. LES SYSTÈMES PV AUTONOMES ET LA RÉALISATION D'UN CONTRÔLEUR DE CHARGE SOLAIRE AVEC UN SYSTÈME D'ACQUISITION DE DONNÉES 48

III.1 Introduction 49
III.2 Le système photovoltaïque dans le micro-réseau à courant continu 50
III.3 Solutions pour les systèmes PV autonomes 51
III.3.1 Systèmes photovoltaïques hors réseau pour les petits appareils 52
III.3.2 Système photovoltaïque hors réseau à couplage direct 53
III.3.3 Système solaire domestique 54
III.4 Conception et réalisation d'un contrôleur de charge solaire 56
III.4.1 Contrôleur de charge 57
III.4.2 Système proposé 58
III.4.3 Résultats expérimentaux 62
III.5 Conclusion 70

CHAPITRE IV. CONTRIBUTION AU CONTRÔLE DU MICRO-RÉSEAU À COURANT CONTINU DANS UN BÂTIMENT COLLECTIF 71

IV.1 Introduction 72
IV.2 Micro-réseau DC intégré dans le bâtiment 74
IV.3 La configuration du système et la stratégie de contrôle : 75
IV.3.1 Configuration du micro-réseau DC : 75
IV.3.2 Stratégie de contrôle : 76
IV.3.3 Etude de cas 81
IV.4 Conclusion 85

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES 87

REFERENCES 89

ANNEXE 95

Liste des figures

Figure 1. Micro-réseau électrique 17
Figure 2. Système de micro-réseau avec les charges DC et AC du bâtiment 19
Figure 3. Architectures des micro-réseaux DC basé sur la ligne de communication 20
Figure 4. Structure de contrôle hiérarchique pour les micro-réseaux DC 23
Figure 5. Schémas de contrôle primaire 24
Figure 6. Principe de contrôle du statisme 25
Figure 7. (a) Cellule photovoltaïque et panneau PV ; (b) Source PV 31
Figure 8. (a) modèle idéal ;(b) une diode avec Rs (4-p modèle) ;(c) une diode avec R_p et R_s (5-p modèle) ;(d) deux diodes avec R_p et R_s (7-p modèle) 32
Figure 9. Le système PV étudié 40
Figure 10. Schéma en bloc du modèle PV 42
Figure 11. Sous-système du modèle PV sur Matlab/Simulink 42
Figure 12. Caractéristiques I-V et P-V du module PV étudié (T=25°C ; I_{rr}=1000 W/m^2) 43
Figure 13. (a) Caractéristiques I-V et P-V du module PV mesuré ;(b) Caractéristiques I-V et P-V du module PV simulé pour (T=32.2°C ; I_{rr}=769 W/m^2) 44
Figure 14. (a) Caractéristiques I-V et P-V du module PV mesuré ;(b) Caractéristiques I-V et P-V du module PV simulé pour (T=32.2°C ; I_{rr}=1063 W/m^2) 45
Figure 15. Le schéma synoptique du système PV 52
Figure 16. Schéma représentatif d'un système solaire domestique 55
Figure 17. Système PV-hybride hors réseau 56
Figure 18. Schéma synoptique de l'ensemble du système 58
Figure 19. Convertisseur abaisseur synchrone DC-DC 59
Figure 20. Caractéristique P-V du module PV 61
Figure 21. L'organigramme de la méthode P&O 62
Figure 22. Les composants du prototype 63
Figure 23. La tension de sortie du convertisseur abaisseur V_{out} et le signal PWM ;(a) D=0.5 ;(b) D=0.25 ;(c) D=0.75. 64
Figure 24. Organigramme de la stratégie de contrôle proposée 65
Figure 25. Courbes de courant de batterie et de signal PWM 68

Figure 26. Courbes de tension de la batterie et de la puissance solaire 68
Figure 27. Courbes de tension de la batterie et de la puissance solaire en fonction du temps.....69
Figure 28. Structure du micro-réseau en courant continu 76
Figure 29. Contrôle hiérarchique pour le micro-réseau DC.....77
Figure 30. Circuit équivalent de deux sources d'alimentation en courant continu connectées en parallèle. 78
Figure 31. Schéma d'un micro-réseau DC alimenté par des batteries - PV - Bâtiment voisin.....81
Figure 32. Micro-réseau DC dans l'environnement Matlab/Simulink.....82
Figure 33. Contrôle hiérarchique en blocs dans l'environnement Matlab/Simulink 83
Figure 34. Comportement de la tension du bus DC du micro-réseau 84
Figure 35. Comportement de la micro-réseau DC en utilisant la méthode de contrôle hiérarchique 84

Liste des tableaux

Tableau 1: Caractéristiques électriques du module PV dans les conditions standards (1000 W/m^2, température 25°C, AM1.5).....40
Tableau 2: Les paramètres de référence estimés et calculés pour le module PV 285 W.....41
Tableau 3: Paramètres du module PV mesuré et simulé dans les conditions (I_{rr}=769W/m^2, T= 32.2°C) 44
Tableau 4: Caractéristiques électriques du module PV mesuré et simulé dans les conditions (I_{rr}=1063W/m^2, température 32.2°C) 45
Tableau 5: Caractéristiques électriques du module PV dans les conditions standards (1000 W/m^2, température 25°C, AM1.5).....60
Tableau 6: Les composants du prototype de laboratoire 63
Tableau 7: Résultats expérimentaux du contrôleur de charge sur l'écran LCD 67

Acronymes

DC : Courant continu.

AC : Courant alternatif.

SER : Sources d'énergie renouvelables.

KWc : Kilowatt crête.

MG : Micro-réseau.

MPPT : Suivi du point maximal de puissance.

DG : Unité de distribution d’énergie.

ESS : Systèmes de stockage de l'énergie.

PWM : Modulation de largeur d'impulsion.

SoC : L'état de charge.

SHS : Système solaire domestique.

Production Scientifique

Publications dans des revues indexées :

[1] A.Byou, **M.Abarkan,** Nacer K.M'Sirdi and El-hossain Abarkan, Implementation of Maximum Power Point Tracking (MPPT) Solar Charge Controller using Arduino, IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 353 (2018).

[2] A.Byou, **M.Abarkan,** Nacer K.M'Sirdi and El-hossain Abarkan, **S**olar Charge Controller with a Data Acquisition System Based on Arduino, Springer Nature Singapore Pte Ltd, pp 412-420,2019.

Communications:

[1] **A.Byou**, M.Abarkan, Nacer K.M'Sirdi and El-hossain Abarkan, Système électronique d'acquisition de mesures et de contrôles d'une station solaire de production d'énergie, Bâtiments et villes Durables (BVD'17), Fés, Maroc, 6-7 Déc (2017)

[2] **A.Byou**, M.Abarkan, Nacer K.M'Sirdi and El-hossain Abarkan, ―**S**olar Charge Controller with a Data Acquisition System Based on Arduino‖, *ICEERE ,Saidia* (Maroc), *14-17 Avril 2018.*

[3] **A.Byou**, M.Abarkan and El-hossain Abarkan, Modeling and analysis of the building behavior equipped with energy Multi-sources, International Conference on Information Technology for Organizations Development (IT4OD-2016), Fès (Maroc), 30 Mars-1 Avril 2016.

[4] M.Abarkan, **A.Byou**, Nacer K.M'Sirdi and El-hossain Abarkan, Estimation of the state of charge of the battery using EKF and Sliding mode Observer in Matlab-Arduino/LabView, ICOA, Mhammadia (Maroc), 26-27 Avril 2018.

[5] M.Abarkan, **A.Byou**, Nacer K.M'Sirdi and El-hossain Abarkan, The behavior of a building using RES energy and A control strategy of DC microgrid, ICCSRE, Agadir (Maroc), 24-26 Juillet 2019.

Introduction générale

La distribution d'énergie en courant continu (DC) est couramment utilisée dans des applications industrielles critiques telles que les vaisseaux spatiaux, les véhicules électriques hybrides (VEH), l'électronique grand public, les centres de données et les systèmes de télécommunications, où toutes ses qualités par rapport au courant alternatif (AC) sont très nécessaires. Les caractéristiques les plus importantes en ce sens sont l'amélioration de l'efficacité, de la qualité de l'énergie et de la fiabilité, mais aussi une gestion plus facile du contrôle en raison de l'absence de flux de puissance réactive et de problèmes de synchronisation. En outre, le courant continu offre une interface plus naturelle avec certaines sources d'énergie renouvelables (SER) et les batteries, et une meilleure conformité avec les charges électroniques modernes.

Le profil de consommation des systèmes d'énergie électrique a considérablement changé au cours des dernières années. Ce changement est principalement dû aux progrès technologiques de l'industrie de l'électronique grand public, où les charges sont principalement en courant continu. D'autre part, les énergies renouvelables deviennent progressivement un concurrent à part entière des installations de production traditionnelles basées sur les combustibles fossiles. Compte tenu de la situation actuelle où les consommateurs électroniques utilisent des redresseurs dédiés pour l'interface avec le réseau, alors que les SER de type à sortie individuelle en courant continu sont connectées au réseau par des onduleurs séparés, l'utilisation de la distribution en courant continu au lieu du courant alternatif apparaît comme une bonne solution du point de vue du rendement. Toutefois, réaliser un passage fondamental du courant alternatif au courant continu à grande échelle nécessiterait un effort d'ingénierie important, notamment en raison du manque de normes d'équipement et de connaissances sur les applications de la distribution de courant continu, de dispositifs de protection différents par rapport au courant alternatif et d'une stratégie de transit associée encore indéfinie.

Le présent travail, a pour objectif d'étudier et de modéliser les systèmes photovoltaïques. Le micro-réseau (MG) en courant continu pour le secteur du bâtiment est utilisé comme structure de base, des défis liés à la stabilité du système, au contrôle de la tension et autres. Ce sont les principales préoccupations de ce travail.

Ce travail est organisé en quatre chapitres. Dans le premier chapitre, nous introduisons le contexte et l'état de l'art sur les micro-réseaux. Ensuite, nous présentons les différentes architectures de micro-réseau DC avec leurs avantages et leurs inconvénients. Ce chapitre évoque aussi le contrôle hiérarchique avec le principe de fonctionnement de chaque niveau de contrôle.

Le deuxième chapitre traite la modélisation et la simulation des systèmes PV. Il comprend un modèle théorique simple et précis permettant de déterminer les paramètres inconnus du module photovoltaïque (PV). Le modèle de circuit électrique du panneau photovoltaïque à cinq paramètres (5-p) a été sélectionné puis développé dans l'environnement Matlab/Simulink. Grâce à ce modèle, il est facile de modéliser le comportement d'un module/chaîne/module photovoltaïque dans des conditions de fonctionnement réelles. Afin de valider le modèle de simulation, de nombreuses mesures sur le terrain ont été prises dans une installation photovoltaïque isolée. Les résultats obtenus démontrent que le modèle de simulation peut prédire avec précision les performances de production d'électricité d'un système photovoltaïque réel.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude des systèmes PV et à la conception d'un prototype de laboratoire à faible coût qui permet contrôler la charge et la décharge de la batterie, afin d'éviter la surcharge et la décharge profonde. Le prototype réalisé comprend une carte à microcontrôleur intégré pour implémenter l'algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) et la stratégie de contrôle proposé pour charger la batterie.

Le quatrième chapitre illustre un micro-réseau avec un bus DC de 310V en commun, qui se compose de panneaux photovoltaïques de 24 kWc, de batteries et de charges à courant continu. Une stratégie de contrôle hiérarchique visant à assurer l'équilibre de la puissance du micro-réseau à courant continu et le maintien de la tension commune du bus à courant continu est présentée. La capacité d'échanger l'énergie électrique du micro-réseau avec le système électrique de bâtiment voisin est également considérée. Les résultats obtenus suite à l'application de cette stratégie ont été validés par des simulations. Toutes les simulations ont été effectuées en utilisant Matlab/Simulink comme outil. Enfin, une conclusion avec des perspectives des travaux futurs.

Chapitre I. *État de l'art sur les micro-réseaux à courant continu*

I.1 Introduction

Les progrès technologiques réalisés dans le domaine de l'électronique de puissance au cours de la dernière décennie ont conduit à une situation où les sources d'énergie renouvelable (SER) peuvent être considérées comme totalement contrôlables, dans les limites imposées par les phénomènes naturels. Les SER intégrés à d'autres systèmes de production distribuée deviennent même progressivement des concurrents dans les futurs réseaux électriques qui tendent à minimiser la consommation de combustibles fossiles tout en essayant d'être plus flexible et distribués en même temps. Ainsi, l'idée de fusionner de petites sources de nature variable avec des dispositifs de stockage en une entité unique contrôlable qui peuvent fonctionner de manière autonome ou connectée au réseau, a donné naissance au concept de micro-réseau. Dans ce chapitre, le concept du micro-réseau est présenté. L'accent est mis sur les questions fondamentales de contrôle, d'exploitation, de stabilité et de protection des micro-réseaux à courant continu.

I.2 Le micro-réseau

La production d'énergie renouvelable et la prévision d'un stockage d'énergie à grande échelle modifient fondamentalement le réseau électrique traditionnel. Des défis se posent en ce qui concerne la gestion de l'énergie, la stabilité et le contrôle du système. Le micro-réseau, en tant que sous-système actif du réseau électrique moderne, a révélé son potentiel prometteur dans le traitement de la production intermittente d'énergie propre et du stockage d'énergie émergent. Le micro-réseau ou bien Microgrid (MG) est un réseau électrique de petite taille conçu pour rapprocher la production d'électricité à la consommation, réduire les pertes et limiter les investissements dans les réseaux de transport et de distribution.

D'une manière plus large et comme le montre la figure 1, les micro-réseaux (MG) sont des Microsystèmes d'alimentation qui intègrent divers composants tels que des charges contrôlées et non contrôlées, des unités de distribution d'énergie (DG) et des unités de stockage fonctionnant ensemble avec des dispositifs d'électroniques de puissance contrôlée qui sont intégrés à des dispositifs de protection [1,2]. Ils peuvent fonctionner selon les principes des systèmes d'alimentation en courant alternatif (AC) ou en courant continu (DC). Ainsi, l'architecture du futur

système énergétique sera à terme très différente de celle du système énergétique conventionnel, les micro-réseaux devant en être les principaux éléments constitutifs.

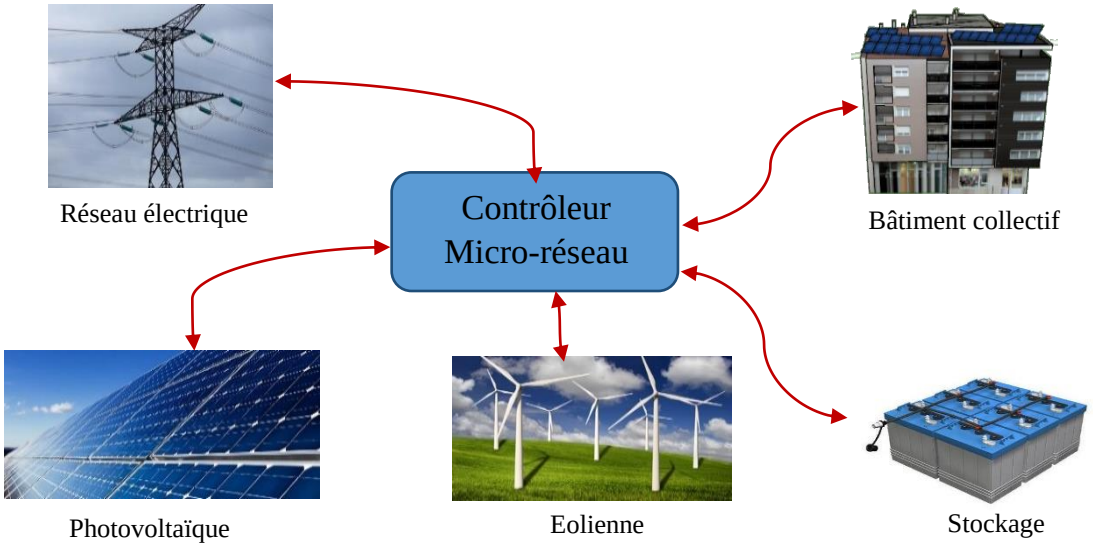


Figure 1. Micro-réseau électrique

Dans ce contexte, le futur système énergétique devrait présenter les caractéristiques suivantes [2-4] :

- Efficacité énergétique et durabilité du système ;
- Les unités de stockage d'énergie et de production distribuées (basées sur les énergies renouvelables) ;
- Détection, mesures et méthodes de contrôle avancées ;
- Des réseaux d'information et de communication intégrés ;

I.3 Comparaison entre un Micro-réseau AC et DC

Historiquement, le réseau électrique à courant alternatif a été la norme pour les réseaux de distribution d'énergie pour alimenter les différents équipements installés dans nos résidences et les moteurs électriques de nos usines. La facilité de transformation du courant alternatif en différents niveaux pour diverses applications, la capacité de transmettre l'énergie sur une longue distance et son caractère inhérent à la machine tournante entraînée par l'énergie fossile ont fait du réseau électrique à courant alternatif le choix principal. À ce jour, les réseaux d'alimentation en courant

alternatif existent depuis plus d'un siècle et les charges à courant alternatif dominent le marché [5]. Cependant, les coûts élevés de l'énergie et le coût élevé pour la construction de nouvelles centrales électriques et de lignes de transmission à longue distance sont quelques-unes des contraintes pour répondre à la demande croissante d'énergie. De plus, le vieillissement des installations électriques actuelles, le réchauffement climatique, la prise en compte des ressources limitées de production d'énergie, le nombre croissant de charges en courant continu dues aux progrès de l'électronique de puissance révèlent que la modernisation du système énergétique actuel est inévitable [6].

Au cours des deux dernières décennies, des solutions modernes telles que les unités de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, les systèmes de stockage de l'énergie (ESS), les micro-réseaux en courant alternatif et les stratégies de contrôle avancées basées sur les technologies de l'information et de la communication (TIC), ont permis aux ingénieurs et aux chercheurs en énergie de revoir la conception des systèmes d'alimentation conventionnels. Dans un premier temps, les systèmes d'alimentation en courant continu ont été limités à certaines applications telles que les systèmes de télécommunication, les navires, les tractions. Mais le développement de la technologie de l'électronique de puissance a permis d'augmenter le nombre de charges en courant continu et de convertisseurs de puissance pour la transformation de la tension continue à différents niveaux pour différentes applications [7,8].

Aujourd'hui, les systèmes de distribution de courant continu (systèmes de micro-réseau à courant continu) sont utilisés dans les secteurs du bâtiment, de l'automobile, de la marine et de l'industrie pour la distribution de l'énergie [9]. Les charges électroniques modernes telles que les ordinateurs et les serveurs dans les centres de données, les banques et les usines d'électronique ont besoin d'une alimentation électrique en courant continu.

Par rapport aux micro-réseaux AC, les avantages des micro-réseaux DC peuvent être résumés comme suit:

- Diminution des pertes de conversion : En utilisant un Bus à courant continu, les étapes de conversion sont réduites et l'efficacité énergétique du système photovoltaïque est augmentée.
- Une électronique de puissance moins chère : L'annulation de l'étape de conversion de courant alternatif en courant continu implique la suppression de quelques composants électroniques, ce qui permet d'économiser les ressources naturelles et de réduire le coût.

- L'intégration des sources d'énergie renouvelables : Les piles à combustible et les sources photovoltaïques produisent de l'électricité en courant continu, donc ils peuvent être intégrés plus facilement et plus efficacement au micro-réseau à courant continu sans avoir besoin d'une étape de conversion.
- La synchronisation n'est pas nécessaire : Il n'est pas nécessaire de gérer la puissance réactive et de synchroniser les fréquences.
- Stockage d'énergie : La plupart des dispositifs de stockage de l'énergie sont également de nature DC. Les technologies de batteries qui sont déjà équipées d'un convertisseur DC-DC interne seraient facilement intégrées à un bus DC avec un coût réduit et une efficacité accrue.

En résumé, les systèmes à courant continu semblent être plus avantageux pour les utilisateurs finaux dans les secteurs à faible tension comme le secteur du bâtiment (voir la figure 2).

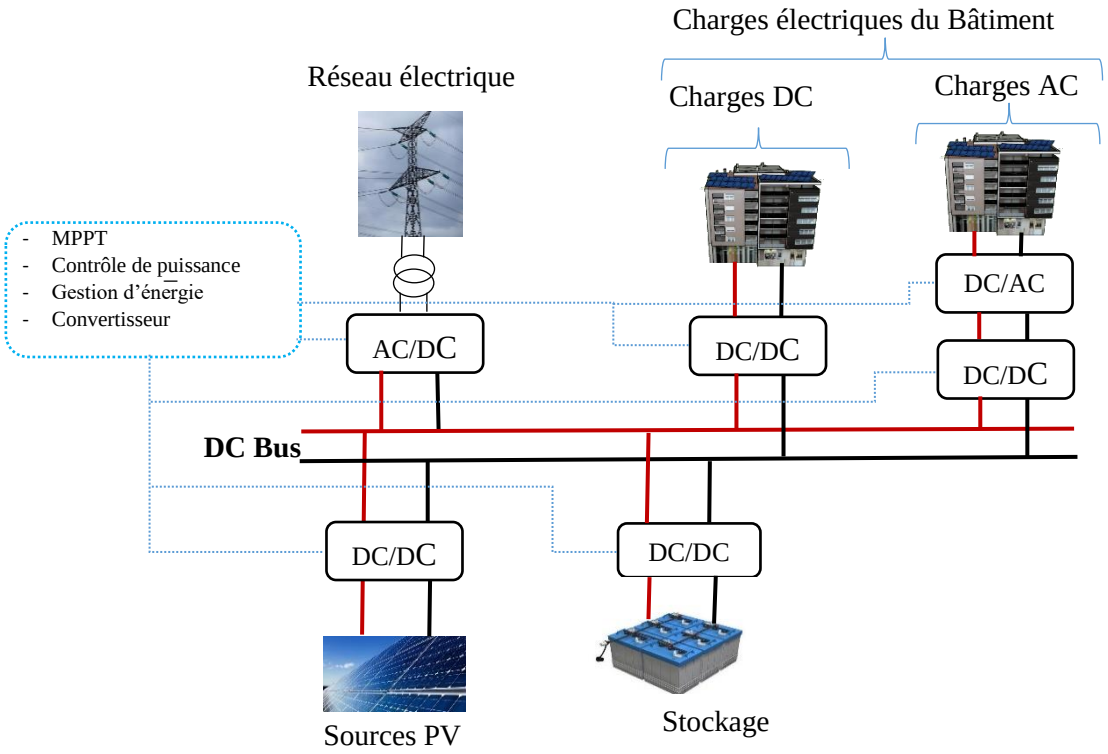


Figure 2. Système de micro-réseau avec les charges DC et AC du bâtiment

I.4 Contrôle de micro-réseaux à courant continu

De nombreuses études concernant les micro-réseaux à courant continu ont été proposées au cours de la dernière décennie. Dans ce contexte, cette section fournit un aperçu général sur l'état actuel des architectures de contrôle et les stratégies de contrôle des micro-réseaux à courant continu.

I.4.1 Architectures des micro-réseaux à courant continu

Selon le dispositif de communication, l'architecture du contrôle secondaire peut être implémentée avec une stratégie de contrôle centralisée, distribuée et décentralisée [10], ces architectures sont présentées sur la figure 3.

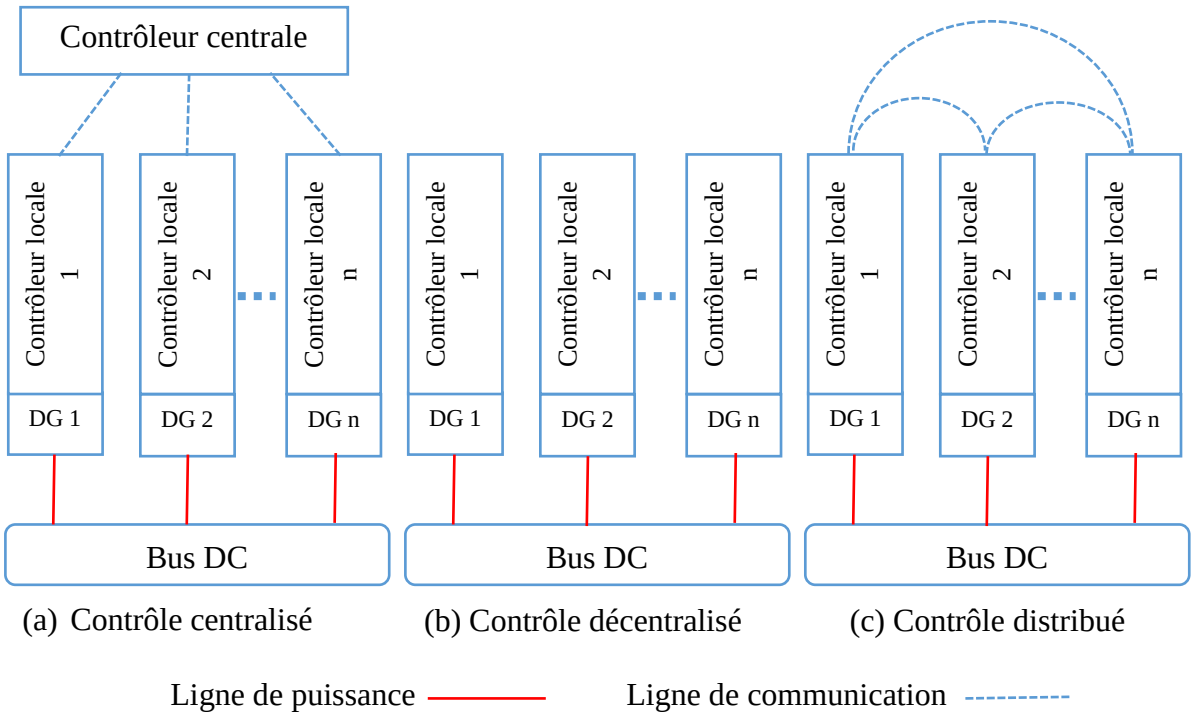


Figure 3. Architectures des micro-réseaux DC basé sur la ligne de communication

I.4.1.1 *Contrôle centralisé*

Le contrôle centralisé parfois appelé le contrôle de supervision peut être implémenté dans les micro-réseaux DC en utilisant un contrôleur centralisé et un réseau de communication numérique pour le connecter aux sources et charges (voir figure 3a). Le contrôleur central reçoit toutes les informations de l'ensemble du système, puis envoie les signaux de réglage de tension à chaque

module via les réseaux de communication. Chaque agent utilisera un canal de communication bidirectionnel pour transférer les données au système informatique central. Ce système de contrôle gère le contrôle, l'acquisition et la surveillance du fonctionnement du micro-réseau. Cette architecture de contrôle est désavantageuse pour les systèmes comportant un nombre élevé d'agents. La simplicité du contrôle et la transmission économique de l'énergie sont les principaux avantages. La structure centralisée n'est pas fiable, économique et non flexible.

I.4.1.2 *Méthode ou contrôle décentralisé*

Le contrôle décentralisé est basé sur des mesures locales pour implémenter une régulation locale. Avec cette méthode de contrôle, il n'est pas nécessaire d'établir des liens de communication entre les sources et d'ajouter un contrôleur centralisé, chaque module parallèle peut fonctionner indépendamment en s'appuyant sur les mesures et les contrôleurs locaux, ce qui augmente la fiabilité du système (voir figure 3b). La communication n'existe que dans les sources distribuées locales et toutes les variables de contrôle sont mesurées et transférées localement. La méthode n'assure pas une stabilité et une optimisation globales, mais seulement locales. Parmi les avantages de cette méthode, on peut citer la protection des données des agents, qui garantit la stabilité du système.

Comme mentionné ci-dessus, la méthode décentralisée est un moyen de contrôle du micro-réseau. Dans ce type de contrôle, un agent ou un sous-système particulier s'autorégule, ce qui signifie que pour obtenir plus de profit sur le marché et plus de stabilité, l'agent individuel décide des actions en fonction des données (tension) prises localement.

L'un des inconvénients de la méthode décentralisée est que la stabilité du système n'est pas entièrement assurée, mais seulement localement. La raison est simple, aucun échange de données. Plus profondément, chaque méthode a ses avantages et ses inconvénients, et la méthode décentralisée doit également être prise en compte.

I.4.1.3 *Le contrôle distribué*

Le contrôle distribué indique le principe de commande selon lequel il n'existe pas d'unité de commande centrale et qu'il existe une ligne de communication entre les modules voisins (voir figure 3c). Le principal avantage de cette approche est que le système peut conserver toutes ses fonctionnalités, même en cas de défaillance de certaines liaisons de communication, à condition

que le réseau de communication reste connecté. La commande distribuée peut être regroupée en trois catégories: schéma de partage pour la moyenne du courant ou de la tension, schéma de signalisation des bus de courant continu et schéma de contrôle coopératif.

Dans cette architecture, le schéma de contrôle secondaire est implémenté dans les contrôleurs locaux, et les informations utilisées dans le schéma de contrôle secondaire local sont échangées via un réseau de communication à faible bande passante. Cette méthode peut éviter l'impact d'un point de défaillance unique dans le contrôle secondaire centralisé. Toutefois, l'effet des résistances de ligne n'a pas été étudié de manière exhaustive. De plus, l'amélioration de la précision du partage du courant n'est réalisée qu'en utilisant les coefficients de statisme (le contrôle de statisme) plus importants. Dans [11], un schéma de contrôle secondaire distribué qui est utilisé pour restaurer la tension de sortie continue et améliorer la précision du partage du courant est proposé.

Deux régulateurs supplémentaires pour la tension moyenne de sortie DC et le courant moyen de sortie DC sont introduits dans le schéma de contrôle secondaire. Les boucles de régulation sont implémentées localement, et la restauration de la tension et l'amélioration de la précision du partage du courant peuvent être réalisées simultanément. Cependant, chaque convertisseur doit obtenir la tension et le courant de sortie de tous les autres convertisseurs pour calculer les valeurs moyennes.

Dans le système de contrôle distribué, les informations partagées par les agents locaux avec les autres sont bidirectionnelles. Dans les systèmes décentralisés, il n'y a pas de communication entre les agents, chaque agent ne peut utiliser que les mesures locales. Par contre, dans les systèmes distribués, les utilisateurs peuvent partager les informations. De cette manière, les méthodes d'optimisation globale pourraient être appliquées dans les systèmes distribués.

Les approches des architectures de contrôle dans les micro-réseaux DC peuvent être résumées en trois catégories : contrôle centralisé, distribué et décentralisé. Comme on peut le déduire, une liaison de communication numérique est nécessaire pour un contrôle centralisé et distribué. Cela réduira la fiabilité des deux stratégies de contrôle. En particulier pour la commande centralisée, le point de défaillance unique existe dans le contrôleur centralisé.

I.4.2 Contrôle hiérarchique

Le contrôle hiérarchique est souvent utilisé dans les micro-réseaux d'alimentation en courant continu. Cette méthode utilise 3 types de contrôle [12] : contrôle primaire, contrôle secondaire et contrôle tertiaire. La figure ci-dessous présente les principales préoccupations des micro-réseaux.

La stratégie de contrôle dans un micro-réseau DC à sources multiples doit résoudre les problèmes suivants :

- Maintien de la tension du bus DC.
- Répartition de la charge entre les sources connectées en parallèle.
- Qualité de l'alimentation.

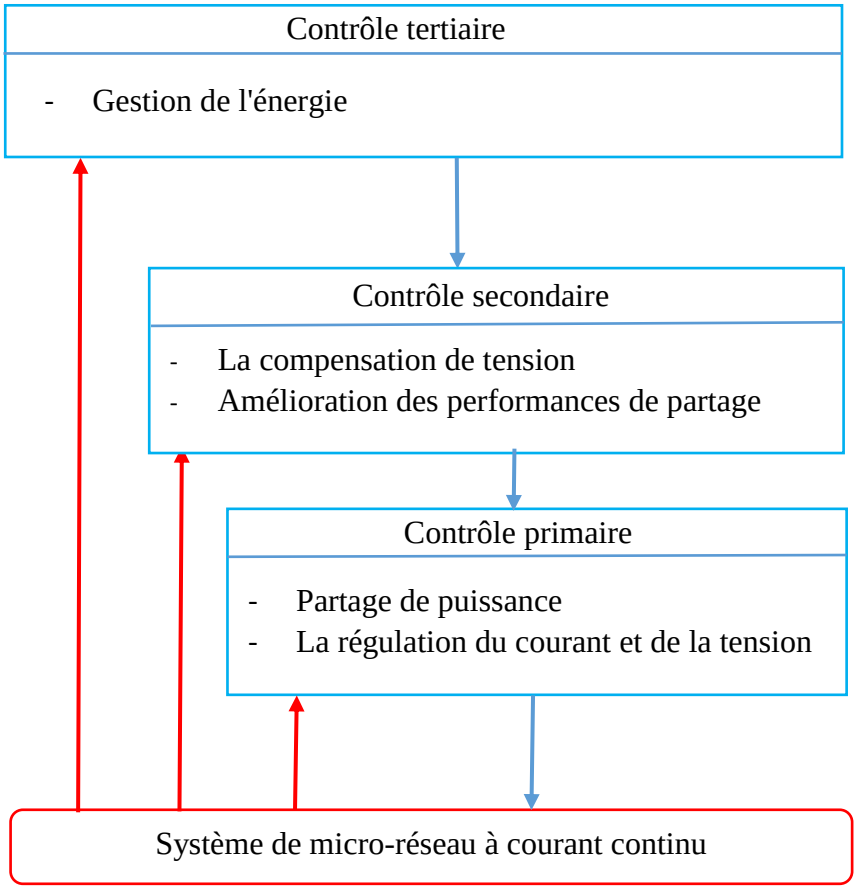


Figure 4. Structure de contrôle hiérarchique pour les micro-réseaux DC

La figure 4 illustre une architecture de contrôle hiérarchique composée d'un contrôle primaire, secondaire et tertiaire. Le contrôle primaire s'occupe du contrôle préliminaire du partage de puissance et de la réglementation du courant et de la tension. Le contrôle de statisme et l'impédance de statisme ainsi des boucles de tension et de courant internes sont souvent utilisés dans le contrôle primaire (voir figure 5).

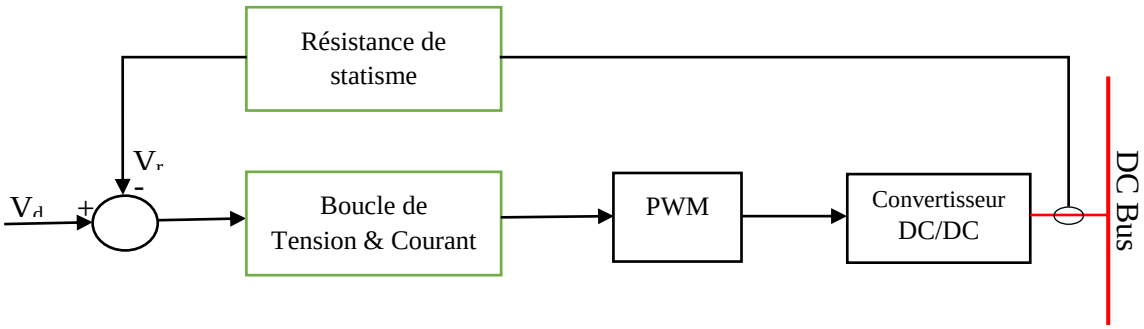


Figure 5. Schémas de contrôle primaire

Le contrôle secondaire, un niveau plus élevé que le contrôle primaire, la fonction principale de cette commande est d'effectuer des régulations pour gérer la compensation de tension et de l'amélioration des performances de partage.

Au plus haut niveau de l'architecture hiérarchique, le contrôle tertiaire est chargé de réguler l'échange d'énergie avec le réseau externe et/ou avec d'autres micro-réseaux. Il peut également inclure des fonctions avancées liées à l'efficacité et à l'amélioration économiques qui constituent un niveau de gestion, communément appelé système de gestion de l'énergie.

Le contrôle hiérarchique est obtenu en utilisant simultanément un convertisseur local et un contrôle coordonné basé sur une liaison de communication numérique, qui sont séparés par au moins un ordre de grandeur dans la bande passante de contrôle. Du niveau de contrôle primaire au niveau de contrôle tertiaire, la largeur de bande de contrôle diminue tandis que l'échelle de temps augmente.

I.4.3 Contrôle de statisme

En micro-réseau, la fiabilité et la stabilité du système ne sont atteintes que par la régulation de tension lorsque plus de micros sources sont interconnectés. Cette régulation de tension réduit les

oscillations de la tension. Dans un système d'alimentation complexe, lorsque plusieurs DGs sont attachés au micro-réseau, le partage de puissance entre elles est effectué correctement à l'aide d'une stratégie de contrôle appelée contrôle de statisme. Dans [13], l'application de la méthode de contrôle du statisme dans les systèmes à courant continu à multiples terminaux a été étudiée pour la première fois.

La méthode de contrôle du statisme V-I est réalisée en réduisant linéairement la tension de sortie lorsque le courant de sortie augmente, afin de compenser le décalage entre la puissance programmée et la puissance demandée par les charges sans aucune technologie de communication. Les caractéristiques de sortie de la méthode de contrôle du statisme peuvent être équivalentes à une résistance virtuelle à la sortie du convertisseur [14]. Cette caractéristique montre que la méthode de statisme s'adapte parfaitement à la commande primaire pour obtenir un fonctionnement autonome des convertisseurs connectés en parallèle, en particulier en l'absence de lignes de communication.

$$V_{dc} = V_{réf} - R_d \times I_m \qquad (1)$$

Généralement, dans la méthode de contrôle de statisme V-I, une résistance virtuelle ou un coefficient de statisme est adopté. Ensuite, la tension de sortie V_{dc} est déterminée par l'amplitude du courant de sortie I_m et le coefficient de statisme R_d.

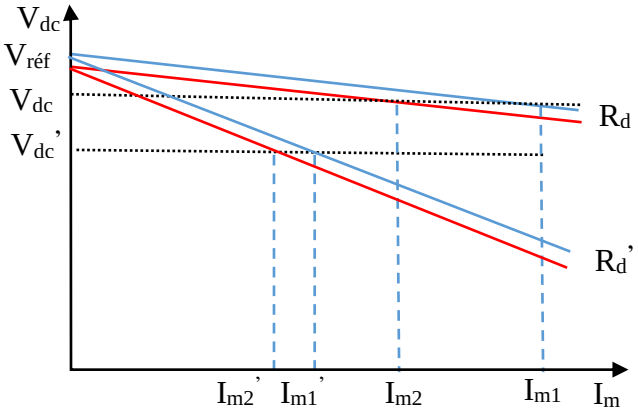


Figure 6. Principe de contrôle du statisme

$V_{réf}$ est la référence de tension de sortie en circuit ouvert. Comme indiqué dans l'équation (1), $R_d \times I_m$ provoque une déviation de la tension de sortie pendant l'opération. Ensuite, afin d'obtenir de meilleures performances de contrôle, de nombreux chercheurs portent une attention particulière au calcul des paramètres optimaux du coefficient de chute R_d, notamment dans les références [15,16].

À partir de (1), il faut accepter que la déviation de tension existe toujours dans le contrôle du statisme, en raison des erreurs inévitables causées par le coefficient de statisme R_d. En outre, la précision de la répartition de la charge et la stabilité du système sont en corrélation directe avec le coefficient de statisme. Plus le coefficient de statisme est élevé, plus la précision de la répartition du courant est améliorée et plus les écarts de tension sont importants [17]. La référence [18] défend l'idée qu'un compromis doit être fait entre le partage du courant et la déviation de la tension continue. Malgré cela, la méthode classique de statisme souffre toujours de l'inconvénient d'un mauvais partage du courant et d'une mauvaise régulation de la tension. En outre, pour résoudre le problème du coefficient de statisme optimal, il existe d'autres approches supplémentaires pour améliorer les performances de la régulation du statisme.

Par conséquent, pour le contrôle de statisme, il existe un compromis intrinsèque entre la régulation de tension et le partage du courant, ce qui implique la nécessité d'un contrôle secondaire.

I.4.4 Le contrôle du statisme avancé

Au-delà du contrôle du statisme linéaire classique, différents types de contrôle du statisme (y compris le statisme non linéaire, le statisme inversé, et le statisme adaptatif) ont été examinés afin de faire face à ce compromis et d'améliorer les performances du système.

I.4.4.1 *Contrôle du statisme non-linéaire*

La courbe de statisme dans le contrôle du statisme conventionnel mentionné ci-dessus est linéaire. Cependant, de nombreux chercheurs proposent d'introduire une courbe de statisme non linéaire pour améliorer les performances. Dans [19] une méthode de statisme non linéaire est proposée afin de réduire l'influence de la résistance du câble. Ainsi, il résout l'inconvénient des méthodes de contrôle du statisme conventionnelles, c'est-à-dire qu'il permet une meilleure répartition de la charge à forte charge et une régulation plus serrée de la tension à faible charge. En général, comme indiqué dans [20], le contrôle non linéaire du statisme peut assurer un gain de

statisme plus élevé à des charges lourdes et des valeurs plus faibles à des conditions de charge plus légères.

I.4.4.2 *Contrôle du statisme inversé*

Dans [21], une commande à statisme inverse est proposée pour réaliser le partage de l'énergie, y compris le partage de la tension d'entrée et le partage du courant de sortie pour les convertisseurs DC-DC avec la commande à statisme inversé proposée, la référence de tension de sortie augmente lorsque la charge devient importante.

I.4.4.3 *Contrôle du statisme adaptatif*

Au lieu du coefficient de statisme fixe adopté dans le contrôle de statisme conventionnel, un coefficient de statisme variable adaptatif a été proposé. Dans cette méthode, le coefficient du statisme a été ajusté pour suivre la variation du courant de charge ou de la source d'énergie. Dans [22], une méthode de contrôle adaptatif du statisme a été proposée pour faire varier la résistance virtuelle afin de suivre la variation du courant de charge. La référence [23] propose un contrôle adaptatif du statisme basé sur l'état de charge (SoC) pour obtenir un équilibrage dynamique du SoC et un partage de puissance approprié. La méthode de contrôle du statisme adaptatif est plus flexible et plus applicable, et présente moins d'écarts de tension et de partage de puissance que la méthode de contrôle du statisme classique.

I.5 Conclusion

Dans ce chapitre, le concept de micro-réseau à courant continu a été discuté. La comparaison entre les systèmes AC et DC et l'architecture des micro-réseaux DC a été abordée. La méthode de contrôle hiérarchique à trois niveaux appliqué dans les micro-réseaux à courant continu a été présentée. Un état d'art sur les différentes méthodes de contrôle de statisme pour la compensation des chutes de tension du bus continu dans un micro-réseau DC est d'abord classé et comparé.

Le micro-réseau peut distribuer l'énergie électrique à des charges sous forme de courant alternatif ou continu. Par étude comparative, nous avons prouvé que la distribution en courant continu génère moins de pertes et permet de transférer plus de puissance. Sachant que le système photovoltaïque ainsi qu'un grand nombre de charges dans les bâtiments tertiaires sont nativement

en courant continu, la distribution en courant continu permet de supprimer quelques étages de conversion, réduisant ainsi les pertes générées par les convertisseurs de puissance.

En outre, l'introduction de sources d'alimentation en courant continu autonomes (panneaux photovoltaïques et batteries) a permis d'assurer une autonomie suffisante de la consommation des appareils actifs.

Chapitre II. *Modélisation des systèmes photovoltaïques*

II.1 Introduction

La demande mondiale d'énergie évolue rapidement et les ressources énergétiques naturelles telles que l'uranium, le pétrole et le gaz ont diminué en raison de la grande diffusion et du développement de l'industrie ces dernières années. L'augmentation des coûts énergétiques et les contraintes environnementales poussent au développement de solutions technologiques permettant une meilleure maîtrise des ressources et l'exploitation des sources d'énergies renouvelables (SER), telles que l'énergie solaire, éolienne et la biomasse [24]. L'énergie photovoltaïque (PV), en tant que source inépuisable et propre, peut répondre à cette demande. Que ce soit dans les grandes ou les petites installations, les sources PV sont de plus en plus utilisées pour produire de l'électricité, en particulier dans les systèmes d'énergie renouvelable distribués, pour les systèmes connectés au réseau et hors réseau. De plus, les panneaux solaires sont un producteur d'énergie silencieux, car il n'y a absolument aucun bruit lors de la conversion de la lumière du soleil en électricité.

Avec la croissance rapide des installations solaires photovoltaïques, une meilleure compréhension des performances de fonctionnement des systèmes photovoltaïques est devenue un sujet de recherche fondamentale. La prédiction précise de la puissance des modules PV dans des conditions météorologiques réelles est d'une grande importance pour les spécialistes de la conception des systèmes PV et de la sélection des produits. De même, il est également crucial pour les ingénieurs d'évaluer les performances opérationnelles des systèmes PV. Il n'est pas possible de prédire avec précision les performances des modules photovoltaïques dans des conditions générales en utilisant les spécifications des fabricants de modules photovoltaïques. Par conséquent, la disponibilité d'un modèle de prévision de la puissance des systèmes photovoltaïques solaires précis et fiables est d'une importance majeure [25]. Au cours des dernières années, un travail important a été mené pour développer spécifiquement des modèles de simulation pour le système photovoltaïque. Cependant, la faible précision et la complexité de ces modèles ne sont pas encore adaptées à une application pratique et nécessitent une étude approfondie pour développer un modèle de simulation efficace et précis de la performance des systèmes photovoltaïques.

Les systèmes PV se composent d'un générateur PV (cellule, module, matrice), de dispositifs de stockage d'énergie (tels que des batteries), de consommateurs de courant alternatif et continu et d'éléments de conditionnement de l'énergie. Ce chapitre fait référence à un modèle de modélisation et de simulation de module PV.

II.2 Structures des sources photovoltaïques

L'élément de base d'un système PV est la cellule PV. Un panneau PV est composé d'une ou plusieurs cellules PV, et une source PV se compose d'un ou plusieurs panneaux PV, comme l'illustre la figure 7. Les modules PV sont connectés en série pour augmenter la tension du système et former une chaîne de modules. Une installation photovoltaïque est alors composée d'un certain nombre de chaînes de modules connectées en parallèle, pour augmenter le courant de l'installation.

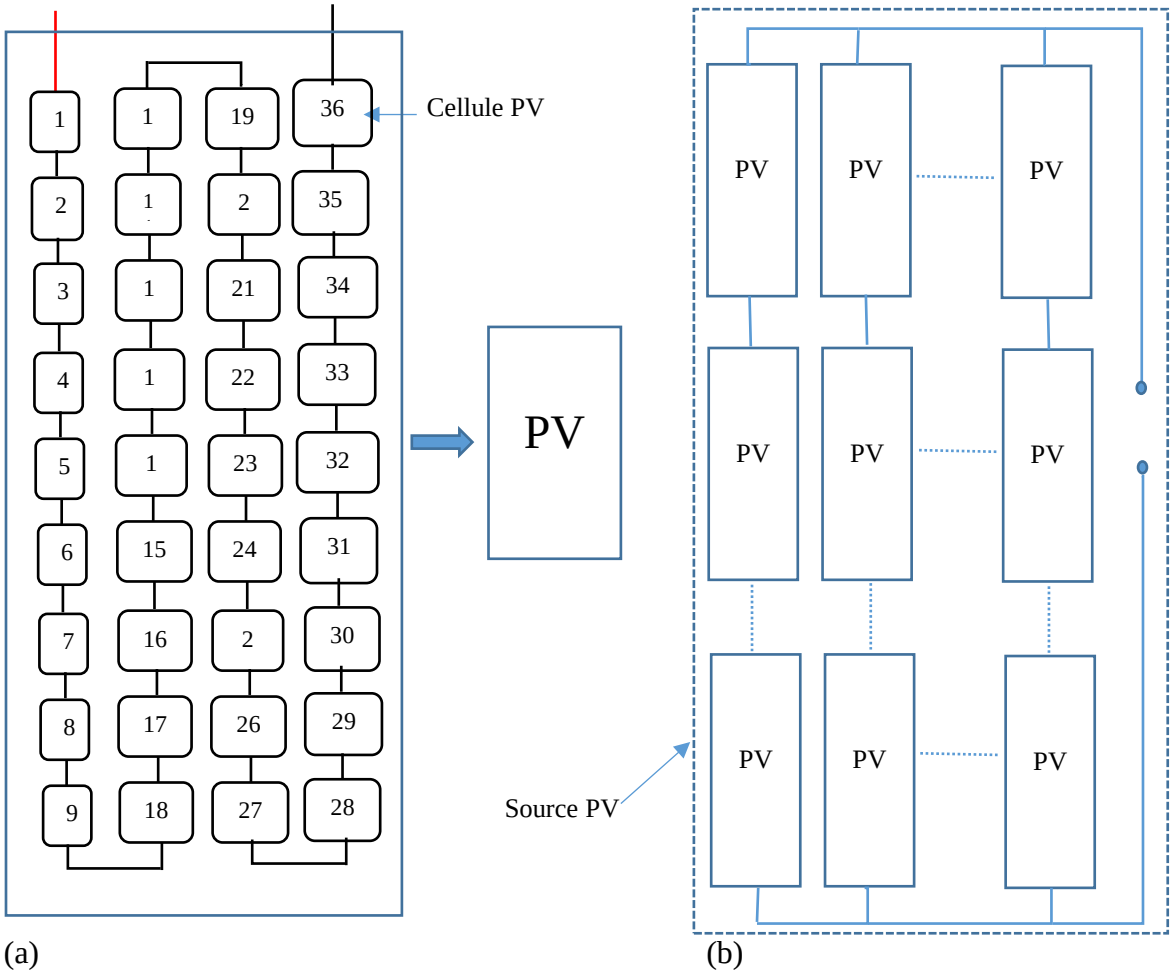


Figure 7. (a) Cellule photovoltaïque et panneau PV ; (b) Source PV

En général, une installation photovoltaïque est composée d'un seul ou de plusieurs panneaux photovoltaïques.

II.3 Circuits équivalents et modèles mathématiques pour les modules photovoltaïques

La possibilité de modéliser les sorties des modules photovoltaïques est essentielle pour l'analyse des performances des systèmes photovoltaïques. Une cellule photovoltaïque est généralement représentée par un circuit équivalent composé d'une source de courant, d'une ou deux diodes en parallèle (D), avec ou sans résistance série interne (R_s) et une résistance parallèle (R_p). Les circuits électriques équivalents de la cellule PV basés sur le modèle idéal, un modèle à une diode et un modèle à deux diodes sont présentés dans la figure 8. Ces modèles de cellules photovoltaïques ont été largement décrits dans la littérature [26,27]. La littérature révèle également que le modèle à cinq paramètres (5-p modèle) de la figure 8c est le plus couramment utilisé [28], car il peut être représenté par un modèle de simulation simple et précis.

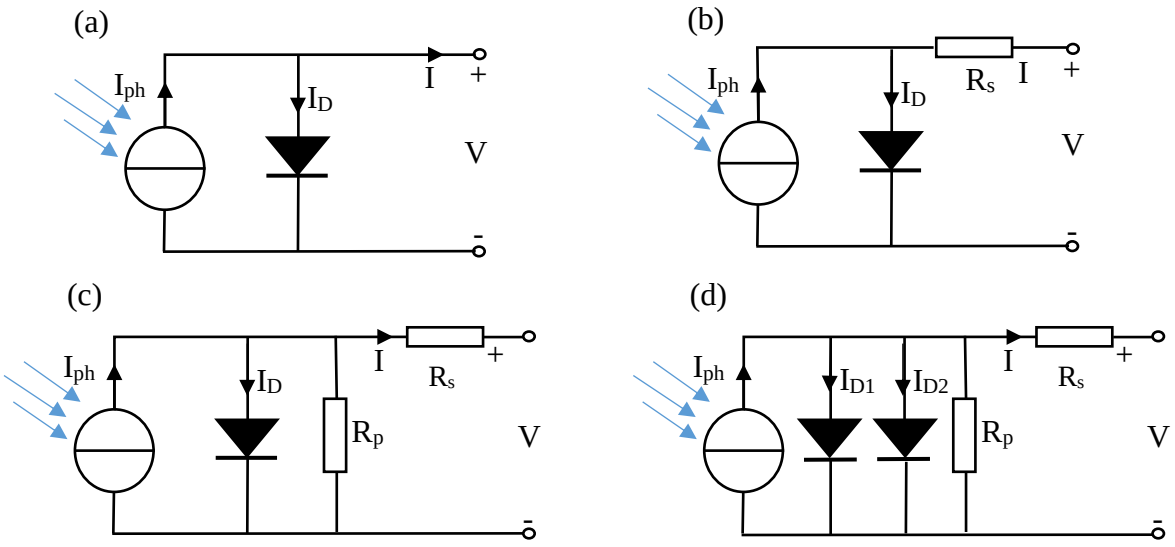


Figure 8. (a) modèle idéal ;(b) une diode avec R_s (4-p modèle) ;(c) une diode avec R_p et R_s (5-p modèle); (d) deux diodes avec R_p et R_s (7-p modèle)

Les sorties de ces modèles sont les points de données de courant et de tension, qui peuvent être connectés pour produire la caractéristique I-V de la cellule/module PV. L'un des principaux objectifs de la recherche est de comparer les courbes I-V prédites aux courbes expérimentales du système pratique, en particulier aux trois points caractéristiques : court-circuit (0, I_{sc}), point de puissance maximale (V_{mpp}, I_{mpp}) et circuit ouvert (V_{oc}, 0).

II.3.1 Modèle idéal

Le circuit équivalent simplifié d'une cellule solaire se compose d'une diode et d'une source de courant connectées en parallèle (voir figure 8a). La source de courant produit le photocourant Iph, qui est directement proportionnel au rayonnement solaire G. Les deux paramètres clés souvent utilisés pour caractériser une cellule photovoltaïque sont son courant de court-circuit et sa tension de circuit ouvert, qui sont fournis dans la fiche technique du fabricant. En se basant sur l'équation des diodes de Shockley et Queisser, le modèle mathématique idéal pour une cellule PV individuelle est exprimé comme suit [29,30] :

$$I = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0\left(e^{V/a} - 1\right) \qquad (2)$$

où $I_{ph}(A)$ est le courant photoélectrique, supposé constant le long de la courbe I-V et proportionnel à l'irradiance, avec seulement une faible dépendance à la température ; $I_0(A)$ est le courant de saturation inverse de la diode; $a = \frac{nKT}{q}$ est la tension thermique de la diode; n est le facteur d'idéalité de la diode ; K est la constante de Boltzmann (1.381 $\times 10^{-23}$ J/K); q est la valeur absolue de la charge sur un électron (-1,602 $\times 10^{-19}$ C) et T est la température de la cellule (K), supposée égale à la température de la jonction P-N .

Certaines études ont été réalisées sur des modèles simples de la cellule solaire. Cependant, la littérature démontre que le modèle idéal de la cellule, en l'absence des effets des résistances internes, ne convient pas pour modéliser la relation réelle entre le courant et la tension de la cellule PV [31].

II.3.2 Modèle à une seule diode en présence de R_s (modèle 4-p)

La figure 8b illustre le circuit électrique équivalent de la cellule PV en présence de la résistance en série. Il s'agit du modèle à quatre paramètres (4-p modèle), dans laquelle la résistance parallèle est considérée comme infinie et donc son effet n'est pas pris en compte. Son modèle mathématique est présenté sous la forme :

$$I = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0\left(e^{(V+IR_s)/a} - 1\right) \qquad (3)$$

Cependant, une étude montre que le modèle 4-p qui ignore les effets de la résistance de shunt est incapable d'ajuster les données expérimentales I-V et P-V dans le fonctionnement de la source de courant [32]. En plus, les modèles analytiques de la cellule PV à quatre et cinq paramètres sont

comparés [33,34], démontrant que le modèle simplifié à quatre paramètres ne reflète pas de manière satisfaisante l'effet de la température élevée sur le courant, et conduit à une prédiction moins précise du courant que le modèle à cinq paramètres.

II.3.3 Modèle à une diode en présence de R_s et R_p (modèle à 5-p)

En ce qui concerne la modélisation d'une cellule PV pour la prédiction de la puissance PV, le modèle à une seule diode est largement suffisant, tout en étant simple et précis pour être inclus dans cette étude. La figure 8c montre le schéma de circuit équivalent, il s'agit du modèle à cinq paramètres (5-p) bien connu. Ce circuit équivalent comprend une résistance série R_s et une résistance parallèle R_p. Le courant de sortie de la cellule PV est exprimé par l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_D - I_{Rp} \tag{4}$$

Pour améliorer la précision du modèle de simulation, une résistance parallèle est donc introduite dans le modèle à une diode. Il est largement démontré que la résistance Rs en série et la résistance Rp en parallèle peuvent affecter la caractéristique I-V d'un module photovoltaïque. En général, la résistance parallèle réduit le courant électrique disponible, et la résistance série affecte la tension de sortie.

Il existe différentes méthodes pour résoudre l'équation (4), ce qui donne lieu à différents modèles mathématiques approximatifs. Les différents modèles mathématiques comprennent généralement des paramètres fournis par les fabricants de modules photovoltaïques (voir annexe I). Pour cela, plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature pour déterminer les différents paramètres. Une nouvelle méthode pour extraire les cinq paramètres a été développée par Ma et al [32]. La littérature montre que de nombreuses recherches ont été menées pour développer le modèle 5-p, fournissant également quelques pistes d'amélioration et de simplification pour obtenir les cinq paramètres (I_{ph}, I_0, a, R_s, R_p), et les résultats de ces études démontrent des niveaux de précision acceptables [33-36].

II.3.4 Modèle à deux diodes en présence de R_s et R_p

Le modèle à une diode couramment utilisé présente une précision acceptable. En réalité le modèle à deux diodes est plus précis. Il est assez complexe et son temps de calcul est long puisqu'il s'agit d'une équation non linéaire jusqu'à sept paramètres inconnus et deux termes exponentiels.

Le schéma du circuit électrique équivalent est illustré dans la figure 8.d et le modèle mathématique est exprimé sous la forme :

$$I = I_{ph} - I_{D_1} - I_{D_2} - I_{Rp} = I_{ph} - I_{0_1}\left(e^{(V+IR_s)/a_1} - 1\right) - I_{0_2}\left(e^{(V+IR_s)/a_2} - 1\right) - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (5)$$

où I_{D_1} et I_{D_2} sont les courants passants par les diodes correspondantes. Comme pour le modèle à diode unique avec R_p et R_s (modèle à cinq paramètres), les résistances internes en série et en dérivation affectent respectivement la tension et le courant de sortie [37]. Le modèle à deux diodes peut atteindre une plus grande précision, en particulier à un faible niveau d'irradiation et dans des conditions d'ombrage partiel [38].

II.3.5 Méthodes de détermination des paramètres des modèles

Après avoir développé le modèle de simulation, il est difficile de déterminer les paramètres inconnus du modèle, car les équations simultanées sont généralement non linéaires et comprennent des termes exponentiels. Des techniques mathématiques sont donc généralement utilisées pour extraire les paramètres inconnus. En général, le degré de complexité du modèle de simulation détermine laquelle des méthodes est la plus appropriée [39]. De nombreuses études ont été menées pour tenter de résoudre les équations ci-dessus. Pour calculer les paramètres du modèle, on utilise essentiellement des méthodes analytiques et numériques. L'approche analytique traditionnelle introduit une série de simplifications et d'approximations, pour obtenir des solutions plus simples et éviter d'apporter des erreurs évidentes au modèle. De nombreuses publications ont fait état de méthodes analytiques [40,41]. Les solutions numériques, également connues sous le nom de solutions algébriques, utilisent de puissants outils mathématiques et des méthodes itératives pour résoudre les équations non linéaires implicites associées aux modèles de simulation PV. Diverses techniques numériques, telles que la méthode Newton-Raphson [42], la méthode de la bissection [43] et le solveur d'équations pour l'ingénierie EES [44] ont été proposés pour la résolution simultanée de ces équations non linéaires. Une méthode numérique itérative, l'algorithme Levenberg-Marquardt (LM), a été utilisée dans [45,46] pour résoudre les équations non linéaires, s'avérant être une méthode robuste possédant des caractéristiques de convergence suffisamment rapides. Cependant, cette technique nécessite une bonne estimation initiale des valeurs des paramètres pour atteindre la convergence.

II.3.5.1 *La méthode de détermination des paramètres d'un module PV*

Le facteur le plus important qui affecte la précision de la simulation d'un système PV est la modélisation de la cellule PV. Sur la base de l'analyse bibliographique de la modélisation des systèmes photovoltaïques mentionnée ci-dessus, on peut conclure que, bien que le modèle à deux diodes soit un choix préférable en termes de précision, son besoin en calcul est beaucoup plus exigeant par rapport à l'équation à un seul terme exponentiel, c'est-à-dire le modèle à cinq paramètres. Le modèle à cinq paramètres (Figure. 8c et Éq. (6)) offre un compromis raisonnable entre la complexité et la précision du calcul, et a donc été choisi pour cette étude. Ce modèle est utilisé par les fabricants en donnant les caractéristiques techniques de leurs cellules solaires (voir Annexe 1).

La caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$ de ce modèle est déjà donnée par l'équation (4). En développant les termes I_D et I_{Rp} :

$$I = I_{ph} - I_0\left(e^{(V+IR_s)/a} - 1\right) - \frac{V+IR_s}{R_p} \tag{6}$$

$$a = \frac{nkTN_s}{q} \tag{6.a}$$

Avec N_s est le nombre de cellules en série. Ce circuit nécessite que les cinq paramètres suivantes soient connus : le courant lumineux I_{ph}, le courant de saturation inverse de la diode I_0 , la résistance série R_s , la résistance parallèle R_p et le paramètre a. Ces cinq paramètres peuvent être en fonction de la température de la cellule et du rayonnement solaire absorbé. Les cinq paramètres du modèle sont obtenus à partir des mesures des caractéristiques de courant et de tension d'un module dans des conditions de référence fournies par le fabricant et d'autres paramètres du modèle PV connus comme les coefficients de température $\mu_{V,oc}$ et $\mu_{I,sc}$. Les mesures des caractéristiques électriques des PV sont traditionnellement effectuées dans des conditions de référence standard : irradiation incidente de 1000W/m^2, température de cellule à 25°C, et distribution spectrale correspondant à une masse d'air de 1,5. Les mesures des signaux I-V aux conditions de référence sont généralement disponibles chez le fabricant (Annexe I) dans des conditions de circuit ouvert, de court-circuit et de puissance maximale.

Étant donné que cinq paramètres doivent être déterminés, donc cinq conditions différentes doivent être connues. La méthode proposée ici consiste à utiliser les trois points de la

caractéristique I-V connus, la condition au point de puissance maximale où la dérivée de la puissance par rapport à la tension est nulle, et le coefficient de température de la tension en circuit ouvert.

En cas de circuit ouvert, le courant est nul et la tension est V_{oc}, de sorte que

$$0 = I_{ph} - I_0\left(e^{V_{oc}/a} - 1\right) - \frac{V_{oc}}{R_p} \tag{7}$$

Dans le cas d'un court-circuit, la tension est nulle et le courant est I_{sc}:

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0\left(e^{I_{sc}R_s/a} - 1\right) - \frac{I_{sc}R_s}{R_p} \tag{8}$$

Dans les conditions de puissance maximale, l'équation (6) devient :

$$I_{mp} = I_{ph} - I_0\left(e^{(V_{mp}+I_{mp}R_s)/a} - 1\right) - \frac{V_{mp}+I_{mp}R_s}{R_p} \tag{9}$$

La quatrième condition, dont la dérivée de la puissance par rapport à la tension est égale à zéro, donne comme résultat

$$\frac{dVI}{dV}|_{mp} = \frac{dI_{mp}}{dV_{mp}}V_{mp} + I_m = 0 \tag{10.a}$$

Pour laquelle $\frac{dI_{mp}}{dV_{mp}}$ est donné par

$$\frac{dI_{mp}}{dV_{mp}} = -\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \frac{\frac{I_0}{a}e^{(V_{mp}+I_{mp}R_S)/a} + \frac{1}{R_p}}{1+\frac{I_0R_S}{a}e^{(V_{mp}+I_{mp}R_S)/a} + \frac{R_S}{R_p}} \tag{10.b}$$

Il y a donc quatre équations et cinq inconnues. Pour développer la cinquième équation, les auteurs [47] ont proposé une solution basée sur le coefficient de température de la tension en circuit ouvert fournie par le fabricant. Le coefficient de température $\mu_{V,oc}$ peut être exprimé comme suit :

$$\mu_{V,oc} = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \approx \frac{V_{oc}-V_{oc,réf}}{T-T_{réf}} \tag{11}$$

Comme V_{oc} ne peut pas être résolu dans cette équation (11), des méthodes numériques doivent être utilisées. En outre, il est nécessaire d'obtenir des relations générales indiquant comment les paramètres a, I_{ph} et I_0 varient en fonction des conditions de fonctionnement.

À partir de l'équation (6.a), le facteur d'idéalité modifié a est une fonction linéaire de la température des cellules de sorte que :

$$\frac{a}{a_{réf}} = \frac{T}{T_{réf}} \tag{12}$$

Avec $a_{réf}$ et $T_{réf}$ sont le facteur d'idéalité modifié et la température de la cellule pour les conditions de référence, tandis que a et T sont le facteur d'idéalité modifié et la température de la cellule pour les conditions de fonctionnement prévues.

Le courant produit par la lumière incidente (I_{ph}), est une fonction presque linéaire du rayonnement solaire incident. Certains pyranomètres utilisent le courant de court-circuit d'une cellule solaire comme mesure du rayonnement solaire incident. On observe que le photo-courant (I_{ph}) dépend de l'irradiation solaire absorbée (S), de la température de la cellule (T) et du coefficient de température du courant de court-circuit ($\mu_{I,sc}$). Pour toute condition de fonctionnement le photo-courant (I_{ph}) est considéré comme étant en relation avec le courant lumineux aux conditions de référence par :

$$I_{ph} = \frac{S}{S_{réf}}\left[I_{ph,réf} + \mu_{I,sc}\left(T - T_{réf}\right)\right] \tag{13}$$

Où $S_{réf}$, $I_{ph,réf}$ et $T_{réf}$ sont les paramètres aux conditions de référence, tandis que I_{ph}, S et T sont les valeurs pour les conditions de fonctionnement spécifiées. Pour trouver les paramètres de références, on utilise l'équation (13) on prenant $S = S_{réf}$.

Dans [48,49] les auteurs présentent une équation à partir de la théorie des diodes pour le courant de saturation inverse des diodes, I_0. Le rapport à la nouvelle température de fonctionnement par rapport à celle de la température de référence donne

$$\frac{I_0}{I_{0,réf}} = \left(\frac{T}{T_{réf}}\right)^3 e^{\left(\frac{E_g}{kT}|_{T_{réf}} - \frac{E_g}{kT}|_T\right)} \tag{14}$$

$$\frac{E_g}{E_{g,réf}} = 1 - c\left(T - T_{réf}\right) \tag{15}$$

Avec E_g est l'énergie de la bande interdite du matériau, par exemple $E_{g,réf} = 1.2eV$ et $\boldsymbol{c}$ une constante égale 0.0002677 pour le silicium ; $E_{g,réf} = 1.35eV$ et $\boldsymbol{c}$ une constante égale 0.0003174 pour l'Arséniure de gallium.

La résistance parallèle (shunt) R_p est essentiellement indépendante de la température, mais varie en fonction du rayonnement absorbé. Dans [50] l'auteur, indique que la résistance de shunt est approximativement inversement proportionnelle au courant de court-circuit (et donc au rayonnement solaire) à très faible intensité lumineuse. L'équation (16), dans laquelle la résistance de shunt est inversement proportionnelle au rayonnement absorbé, est proposée empiriquement pour décrire cet effet.

$$\frac{R_p}{R_{p,réf}} = \frac{S_{réf}}{S} \tag{16}$$

On considère que la résistance en série est indépendante de la température et du rayonnement solaire, de sorte que :

$$R_s = R_{s,réf} \tag{17}$$

Les équations (6) à (15) doivent être résolues simultanément afin de déterminer les cinq paramètres aux conditions de référence. En raison de la non-linéarité de ces équations, une estimation précise des valeurs initiales des paramètres est nécessaire pour atteindre la convergence. La méthode analytique a ensuite été utilisée pour extraire les paramètres dans diverses conditions de fonctionnement, en tenant compte des effets de l'irradiation et de la température des cellules. Les équations non linéaires peuvent être résolues par MATLAB à l'aide de la commande "fsolve". Enfin, les paramètres, qui impliquent la superposition des effets de l'irradiation et de la température, ont été substitués en équation (6), pour obtenir la courbe caractéristique I-V du module PV.

Une contribution majeure de ce travail a été de développer un modèle de simulation d'un module ou d'un groupe de panneau solaire et de définir une méthode intégrée pour extraire les paramètres électriques liés au réseau photovoltaïque d'un système réel. L'objectif final était d'appliquer ce modèle pour prédire les performances opérationnelles des systèmes PV sur le terrain, comme la production d'électricité compte tenu de la variabilité des conditions météorologiques réelles.

II.3.6 Application de modèle à cinq paramètres

II.3.6.1 *Module PV utilisé dans cette étude*

Le modèle et la méthode proposés pour la détermination des paramètres inconnus (5-p) ont été appliqués dans une étude de cas d'un système PV isolé (Figure. 9). Le réseau PV se compose de 12 modules PV connectés en série. Les caractéristiques électriques du module PV fournies par le fabricant sont présentées dans le tableau 1. Le modèle a été testé et a donné des résultats conformes aux données expérimentales fournies par les fabricants dans une large gamme de températures de cellules et de valeurs d'irradiation.



Figure 9. Le système PV étudié

Tableau 1: Caractéristiques électriques du module PV dans les conditions standards (1000 W/m^2, température 25°C, AM1.5)

Puissance maximale du module P_m	**285 W**
Tension de circuit ouvert	39.7 V
Tension maximale	31.3 V
Courant de court-circuit	9.84 A
Courant maximal	9.2 A
Coefficient de température de la tension de circuit ouvert $\mu_{V,oc}$	-0.32 % /°C
Coefficient de température du courant de court-circuit $\mu_{I,sc}$	0.04 %/°C
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	46°C
Nombre de cellules en série Ns	60

II.3.6.2 *Résultats de la simulation et validation avec les mesures recueillies sur le terrain*

En utilisant l'équation (6) et les paramètres de références calculés du tableau 2, un panneau solaire d'une puissance de 285 W est modélisé puis simulé dans l'environnement MATLAB/SIMULINK. Les figures 10 et 11 présentent le modèle complet du module PV. La caractéristique de sortie du panneau solaire simulé est illustrée dans la figure 12. Le tableau 2 présente les paramètres de référence estimés et calculés pour le module PV 285 W. En raison de la nature non linéaire des équations, les résultats de la simulation pour une installation photovoltaïque sont particulièrement sensibles aux valeurs des paramètres dans des conditions de référence. Sans paramètres de référence précise, il est impossible de définir les caractéristiques de la courbe V-I pour les conditions de fonctionnement.

Tableau 2: Les paramètres de référence estimés et calculés pour le module PV 285 W

Paramètres estimés	**Module 285 W**	**Paramètres calculés**	**Module 285 W**
$\boldsymbol{R_{s,réf,guess}}$	0.226	$R_{s,réf}$	0.515
$\boldsymbol{a_{réf,guess}}$	2.313	$a_{réf}$	1.12
$\boldsymbol{R_{p,réf,guess}}$	100	$R_{p,réf}$	96.03
$\boldsymbol{I_{0,réf,guess}}$	3.458×10^{-7}	$I_{0,réf}$	2.584×10^{-15}
$\boldsymbol{I_{ph,réf,guess}}$	9.84	$I_{ph,réf}$	9.88

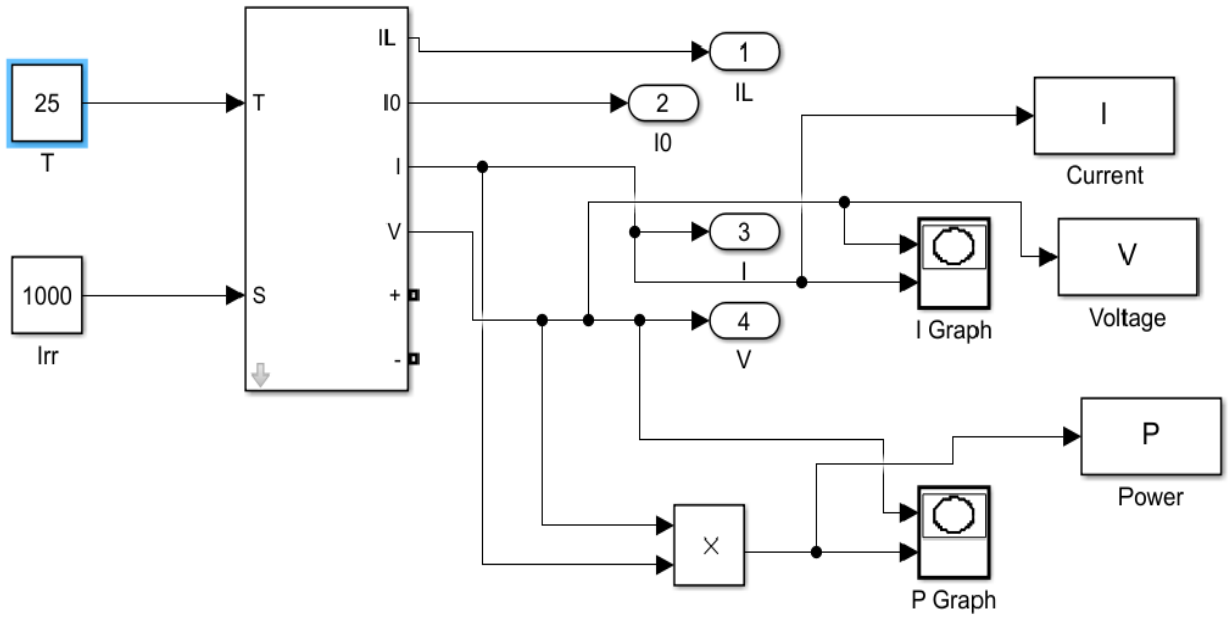


Figure 10. Schéma en bloc du modèle PV

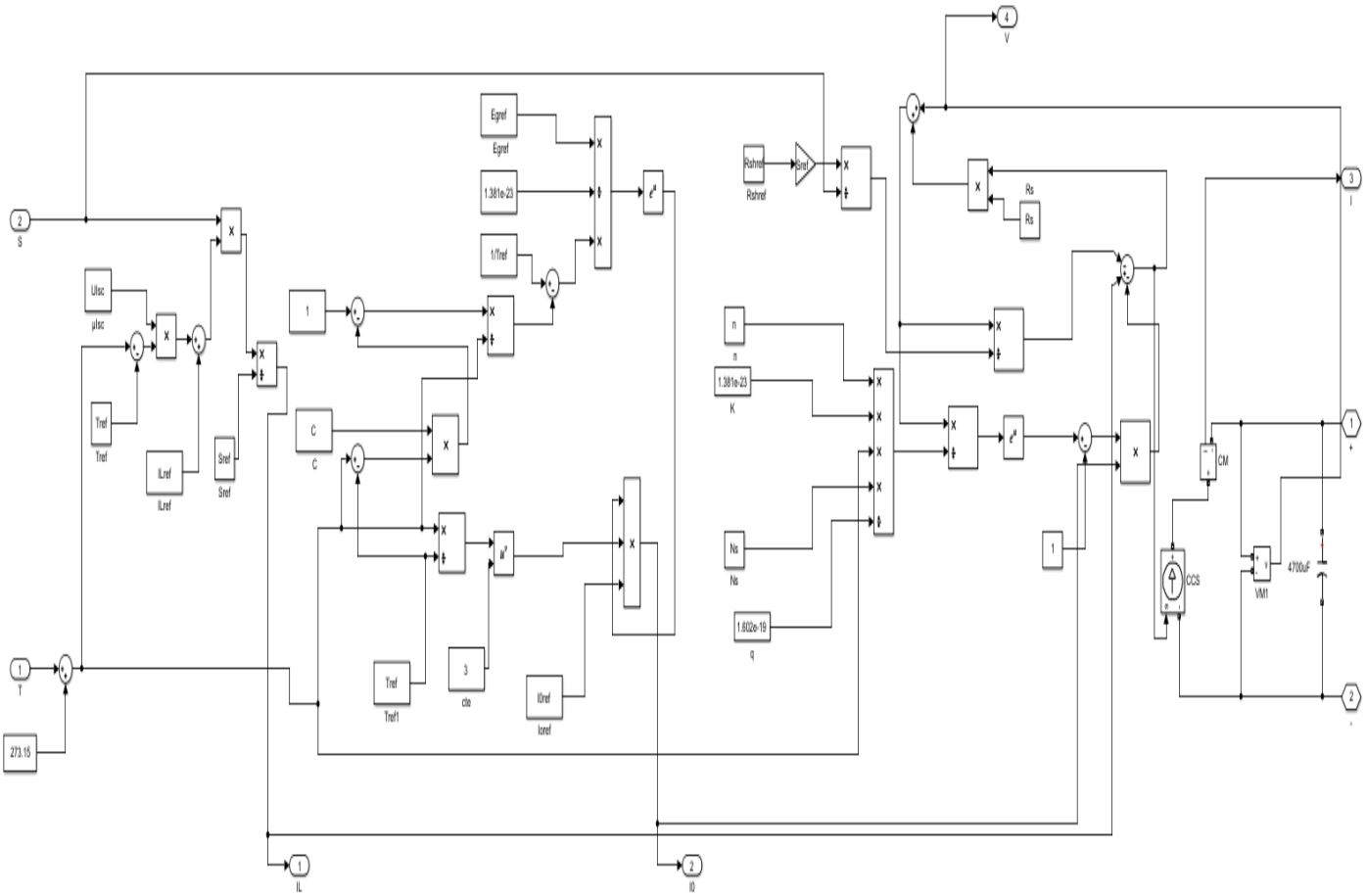


Figure 11. Sous-système du modèle PV sur Matlab/Simulink

Les résultats de simulation du modèle avec Matlab/Simulink ont été comparés à ceux du tableau 1 dans les mêmes conditions de fonctionnement. La figure 12 présente la caractéristique I-V et P-V du module étudié à une température T=25°C et une irradiance de 1000 W/m^2. On peut voir que le résultat obtenu est identique avec les caractéristiques électriques du module PV donné par le constructeur dans les conditions standards.

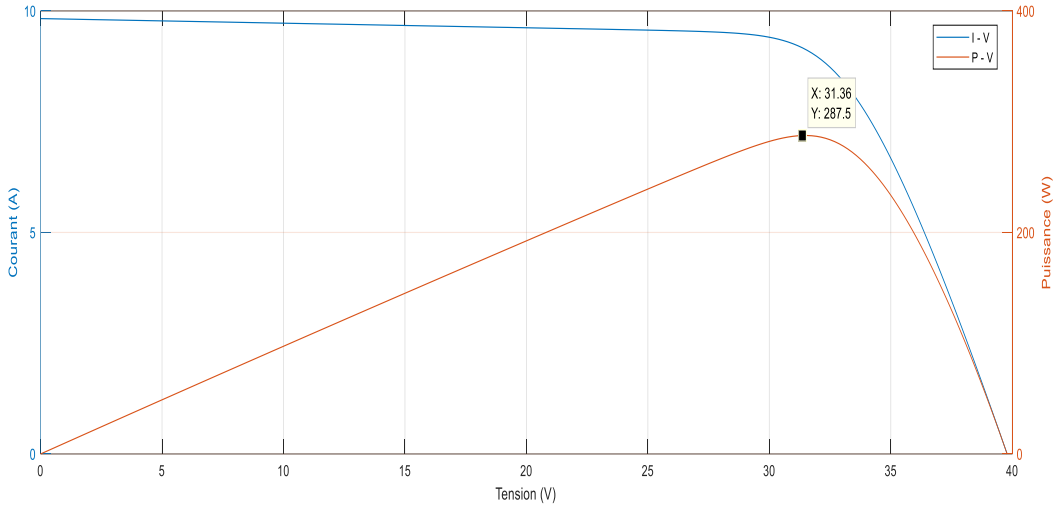
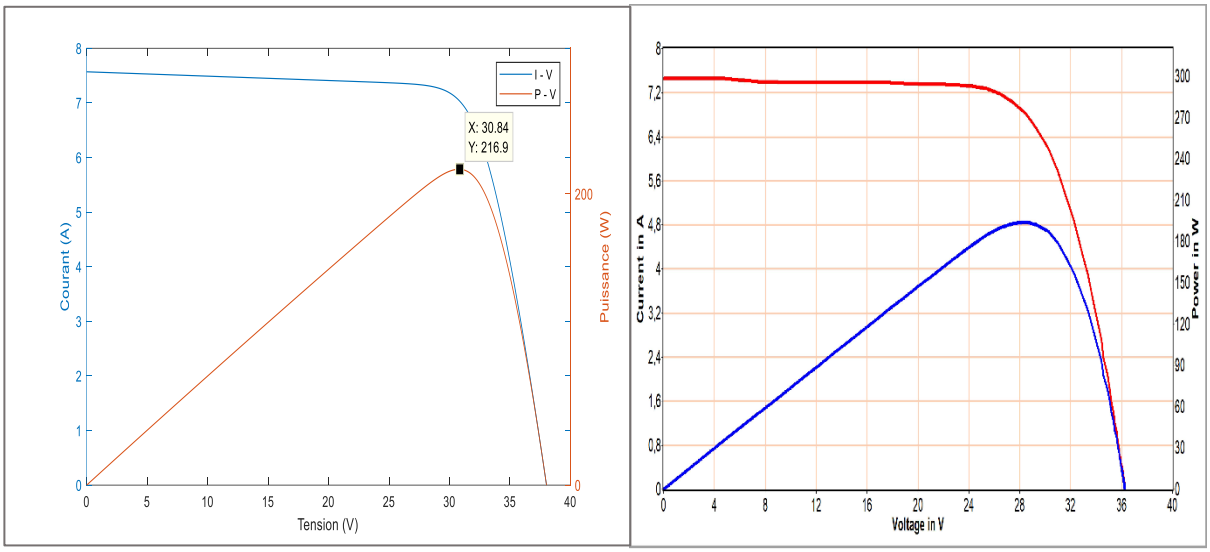


Figure 12. Caractéristiques I-V et P-V du module PV étudié (T=25°C ; Irr=1000 W/m2)

Dans cette étude, une série de mesures extérieures sur un système PV non connecté au réseau (voir figure 9) a été effectuée pour valider les résultats de simulation du modèle proposé dans différentes conditions d'irradiation solaire et de température. Un contrôleur I-V portable PVPM1040 a été utilisé pour tracer les courbes I-V et P-V du module/réseau PV d'une puissance maximale de 40KW. Les mesures ont été prises dans différentes conditions ou bien dans différentes heures de la journée.

La figure 13 présente la comparaison entre les résultats des mesures sur le terrain et de simulation dans les conditions (T=32.2°C ; I_{rr}=769 W/m^2). Les paramètres couramment fournis par les fabricants de modules PV et utilisés dans mes simulations sont donnés dans le tableau 3. On fait allusion aux valeurs de la puissance P_{max}, courant de court-circuit I_{sc}, de la tension en circuit ouvert V_{oc} et du point de puissance maximale (I_{mpp}, V_{mpp}).



(a) (b)

Figure 13. (a) Caractéristiques I-V et P-V du module PV simulé ;(b) Caractéristiques I-V et P-V du module PV mesuré pour (T=32.2°C ; I_{rr}=769 W/m^2)

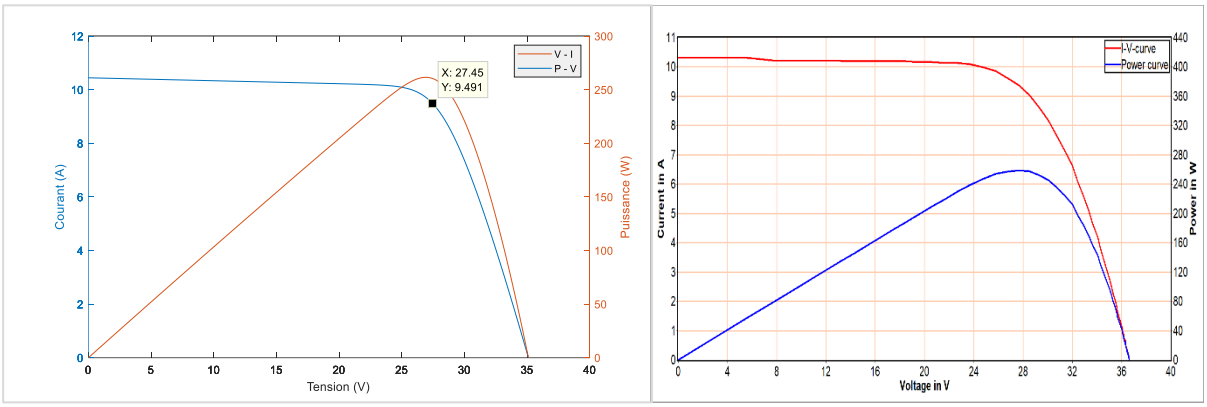
Tableau 3: Paramètres du module PV mesuré et simulé dans les conditions (I_{rr}=769W/m^2, T= 32.2°C)

Paramètres	Mesures	Simulation
P_{max}	194.5 W	216.9 W
V_{oc}	36.3 V	38.03 V
I_{sc}	7.46 A	7.56 A
I_{mpp}	6.9 A	7.03 A
V_{mpp}	28.2 V	30.84 V

De même, les paramètres calculés et les paramètres mesurés du modèle PV étudié dans les conditions (I_{rr}=1063W/m^2, température 32.2°C) sont fournis dans le tableau 4. Les résultats de la simulation et de l'expérimentation pour le même panneau photovoltaïque et dans les mêmes conditions sont illustrés à la figure 14.

Les résultats graphiques montrent que les résultats du modèle de simulation de cette étude concordent bien avec ceux trouvés sur le terrain, ce qui valide le modèle de simulation et permet de l'utiliser pour la prévision des performances du système PV à l'étape suivante.

En utilisant les résultats de la figure 14 comme exemple, on voit que les courbes simulées correspondent bien aux courbes expérimentales. Les écarts entre les valeurs de la P_{mpp} sont inférieurs à ±2%. Des caractéristiques similaires ont été observées dans d'autres mesures concernant le module étudié (voir Annexe II).



(a) (b)

Figure 14. (a) Caractéristiques I-V et P-V du module PV mesuré ;(b) Caractéristiques I-V et P-V du module PV simulé pour (T=32.2°C ; I_{rr}=1063 W/m^2)

Tableau 4: Caractéristiques électriques du module PV mesuré et simulé dans les conditions (I_{rr}=1063W/m^2, température 32.2°C)

Paramètres	Mesures	Simulation
$\mathbf{P_{max}}$	259.2 W	260.6 W
$\mathbf{V_{oc}}$	36.3 V	35.11 V
$\mathbf{I_{sc}}$	10.31 A	10.45 A
$\mathbf{I_{mpp}}$	9.44 A	9.49 A
$\mathbf{V_{mpp}}$	27.5 V	27.45 V

Le module PV, pris comme exemple, a été utilisé pour valider les résultats de la modélisation pour un seul module PV. Les figures 13 et 14 présentent les résultats de mesures et de simulation du module étudié dans les conditions réelles. On peut voir qu'une légère différence a été observée entre les deux courbes (voir tableaux 3 et 4), une fois de plus, les résultats présentés à la Figure 14 et dans le tableau 4 soulignent que les points caractéristiques du modèle de simulation correspondent bien aux données mesurées. La différence existante dans le module étudié résulte

peut-être d'un léger ombrage au moment de la mesure ou d'autres défauts dans le réseau PV. Pour procéder à une nouvelle inspection des défauts, il faudrait effectuer davantage de mesures à l'avenir. Quoi qu'il en soit, l'écart entre le point de puissance maximale des mesures et les données de simulation est très faible. L'accord parfait entre les résultats calculés et mesurés, tant dans les courbes I-V que dans les points caractéristiques, démontre la fiabilité et la précision du modèle de simulation. En outre, les données expérimentales ont été recueillies dans différentes conditions d'irradiation et de température afin de valider les performances de ce modèle.

II.4 Conclusion

Divers modèles mathématiques pour les systèmes PV ont été examinés en détail. Le modèle à cinq paramètres a ensuite été utilisé dans cette étude et résolu. Un modèle théorique sous Matlab pour déterminer les paramètres de performance des modules/chaînes/réseaux PV a été développé dans ce chapitre. La faisabilité du modèle proposé a été démontrée en comparant les résultats de simulations dans l'environnement Matlab/Simulink avec ceux de la fiche technique de constructeur. La validation du modèle de simulation a été effectuée par la comparaison entre les résultats de simulation et les mesures d'un système PV réel non connecté au réseau dans différentes conditions d'irradiation et de température. Cependant, le comportement du modèle avec les données fournies par le fabricant ne peut pas correspondre aux performances réelles de fonctionnement dans des conditions météorologiques réelles, car le système a été soumis à l'encrassement, au vieillissement et/ou à d'autres facteurs de dégradation.

Cette approche permet aux ingénieurs de calculer les paramètres de performance en utilisant uniquement les spécifications fournies par le fabricant du système photovoltaïque, ce qui offre un bon compromis entre simplicité et précision. En outre, le modèle de simulation peut être utilisé pour modéliser avec précision les relations I-V pour les cellules/module/chaîne/réseau PV à n'importe quelle irradiation solaire et températures, en particulier autour des points caractéristiques. Ce modèle de simulation fiable peut donc être très utile aux concepteurs et aux ingénieurs pour déterminer avec précision les courbes caractéristiques et les performances de fonctionnement de n'importe quel module/chaîne/série de cellules photovoltaïques.

Par conséquent ce modèle convient non seulement pour la modélisation des caractéristiques I-V, mais aussi pour toute prévision de puissance à usage général. Le modèle sera par la suite

appliqué dans un micro réseau DC afin d'étudier le comportement du système dans des conditions réelles.

Cette recherche démontre que le modèle de simulation PV développé est non seulement simple, mais aussi utile pour permettre aux concepteurs de systèmes PV de comprendre les courbes I-V réelles et de prédire la production réelle d'énergie du réseau PV, dans des conditions réelles de fonctionnement, en utilisant uniquement les spécifications fournies par le fabricant des modules PV.

Ces systèmes photovoltaïques sont des systèmes de production d'énergie solaire, qui alimentent directement les appareils électriques ou bien injectent dans le réseau électrique public. Dans les chapitres suivants, les principaux domaines d'application seront décrits en détail et des exemples illustrés seront présentés.

Chapitre III. *Les systèmes PV autonomes et la réalisation d'un contrôleur de charge solaire avec un système d'acquisition de données*

III.1 Introduction

Récemment, les micro-réseaux à courant continu ont attiré plus d'attention en raison de l'utilisation croissante des sources d'énergie renouvelable, le stockage d'énergie et les charges à courant continu. En outre, les systèmes photovoltaïques et les piles à combustible produisent du courant continu (DC) alors que l'infrastructure du système de production d'électricité excitant est basée sur le courant alternatif (AC). Tout en intégrant ces systèmes d'énergie renouvelable dans la structure actuelle, cette tension continue doit être convertie en courant alternatif, en utilisant des convertisseurs qui comprennent des étapes de transformation supplémentaires ce qui entraîne une augmentation des pertes de puissance du système globale. En fait, il existe d'innombrables charges en courant continu, par exemple des PC, des serveurs, des téléphones portables, des téléviseurs, etc. qui nécessitent une étape de conversion supplémentaire pour convertir ce courant alternatif en courant continu, ce qui entraîne des pertes supplémentaires.

Les systèmes photovoltaïques pour les appareils et les petites charges d'une puissance allant de quelques milliwatts à plusieurs centaines de watts sont généralement utilisés en raison de leur rentabilité par rapport à une connexion au réseau électrique conventionnel, dans de nombreux cas même lorsque le consommateur est situé très proche du point de raccordement au réseau public. D'autres avantages sont leur fiabilité, leur portabilité et leur production d'énergie respectueuse de l'environnement. Dans les très petits systèmes tels que les montres-bracelets ou les calculatrices scientifiques, le générateur solaire est constitué d'une ou de quelques cellules solaires seulement. Lorsque plus de puissance est nécessaire, les différentes cellules solaires sont reliées entre elles pour former des modules solaires. Comme le coût d'un système photovoltaïque autonome dépend fortement du coût des batteries, il est essentiel de choisir avec soin la technologie appropriée à l'application, au fonctionnement et à la gestion des piles pour une utilisation satisfaisante.

Un contrôleur de charge est placé entre le panneau solaire et la batterie afin d'éviter toute surcharge ou décharge profonde. Un bon contrôleur de charge a une très faible consommation d'énergie interne et comprend un interrupteur de coupure de charge qui protège la batterie contre la décharge. Un conditionnement de l'énergie peut être nécessaire pour adapter le niveau de tension du système photovoltaïque à celui de la charge. Pour les appareils fonctionnant à l'énergie photovoltaïque, il s'agit généralement d'un convertisseur DC-DC, qui transforme une tension continue en une autre. Si un consommateur a besoin d'une tension alternative, il doit utiliser un

onduleur. Celui-ci convertit la tension continue fournie par le panneau solaire ou la batterie en une tension alternative.

Ce chapitre présente la conception et la réalisation d'un contrôleur de charge solaire MPPT. Le système proposé comprend un panneau solaire avec un convertisseur abaisseur synchrone DC-DC et se sert d'une carte à microcontrôleur intégré simple et à faible coût. Cette dernière est chargée avec différents capteurs utilisés pour mesurer le courant et la tension du panneau solaire et de la batterie et d'appliquer un certain algorithme qui permet de déduire le cycle PWM qui alimentera le convertisseur DC-DC pour contrôler la charge et la décharge de la batterie. Le système intègre un module WIFI pour l'acquisition de données et pourra être utilisé en même temps pour étudier l'état de la batterie et aider à la maintenance des systèmes PV. Les résultats obtenus à partir de l'expérimentation montrent le changement du rapport cyclique avec la charge et donc la variation de la tension et du courant de sortie du convertisseur abaisseur contrôlée par l'algorithme de charge proposée.

III.2 Le système photovoltaïque dans le micro-réseau à courant continu

Un micro-réseau est un système de réseau à petite échelle qui peut fonctionner librement ou en connexion avec le réseau électrique principal de la région. Toute petite station isolée, avec ses sources d'énergie, sa production et ses charges, est considérée comme un micro-réseau. Aujourd'hui, le micro-réseau devient de plus en plus intéressant, car les nouvelles sources d'énergie renouvelables, qui fonctionnent parfois mieux à proximité du site d'origine, plutôt que d'être connectés au réseau électrique public.

De nos jours, de plus en plus de bâtiments et de structures sont associés à de petits réseaux d'énergie solaire de quartier qui peuvent ne couvrir qu'une seule propriété. En outre, à mesure que l'innovation solaire diminue en termes de coût et s'avère plus durable, quelques caractéristiques peuvent réellement être avantageuses, des cellules solaires simples à les installées dans des territoires accessibles peuvent capter gratuitement la lumière du jour et la changer à l'énergie électrique pour faire fonctionner un système ou bien un ensemble d'équipements [51]. En plus, le micro-réseau fait référence à un réseau électrique à petite échelle qui peut très bien gérer l'échange d'énergie entre les charges interconnectées et les sources de production distribuées, par exemple, les sources PV.

L'utilisation des systèmes PV isolé est encouragée par l'indépendance de la production d'énergie domestique avec coût réduit, sans émissions et en plus une garantie de 25 ans. Par ailleurs, le marché des applications PV est devenu intéressant sur les continents d'Afrique, d'Asie et d'Amérique latine, qui ont de loin le plus fort potentiel pour l'énergie solaire [52].

III.3 Solutions pour les systèmes PV autonomes

Les systèmes photovoltaïques autonomes ou hors réseau peuvent être définis comme les systèmes qui ne sont pas connectés au réseau public. On peut les distinguer des systèmes avec batteries et ceux qui n'en ont pas. Le concept dépend de l'application.

Les systèmes PV sans batterie sont appelés systèmes PV à couplage direct. Il s'agit généralement des systèmes simples où le générateur PV est directement connecté à un moteur ou la pompe qui correspond au voltage et à l'ampérage du panneau. Lorsque le soleil brille et le panneau photovoltaïque produit de l'électricité, l'appareil fonctionne. Lorsque le soleil n'est pas disponible, l'appareil s'arrête. Ce système est souvent appliqué par exemple : aux ventilateurs solaires de grenier, aux systèmes d'irrigation et les petits jardins de jour ou bien les fontaines.

Un système d'alimentation électrique autonome est toujours conçu de manière à couvrir les besoins énergétiques des consommateurs. Une certaine quantité d'électricité stockée doit être prévue pour les utilisations à forte consommation en cas de production faible ou nulle.

En général, les éléments d'un système PV hors réseau sont le générateur PV, les interrupteurs, des batteries pour le stockage si nécessaire, d'un convertisseur de puissance *DC-DC* intelligent avec l'algorithme MPPT inclut pour extraire le maximum de puissance du générateur PV et les charges DC (figure 15). Selon le profil de charge à courant continu ou bien à courant alternatif, on peut ajouter un onduleur ou pas pour notre système PV hors réseau.

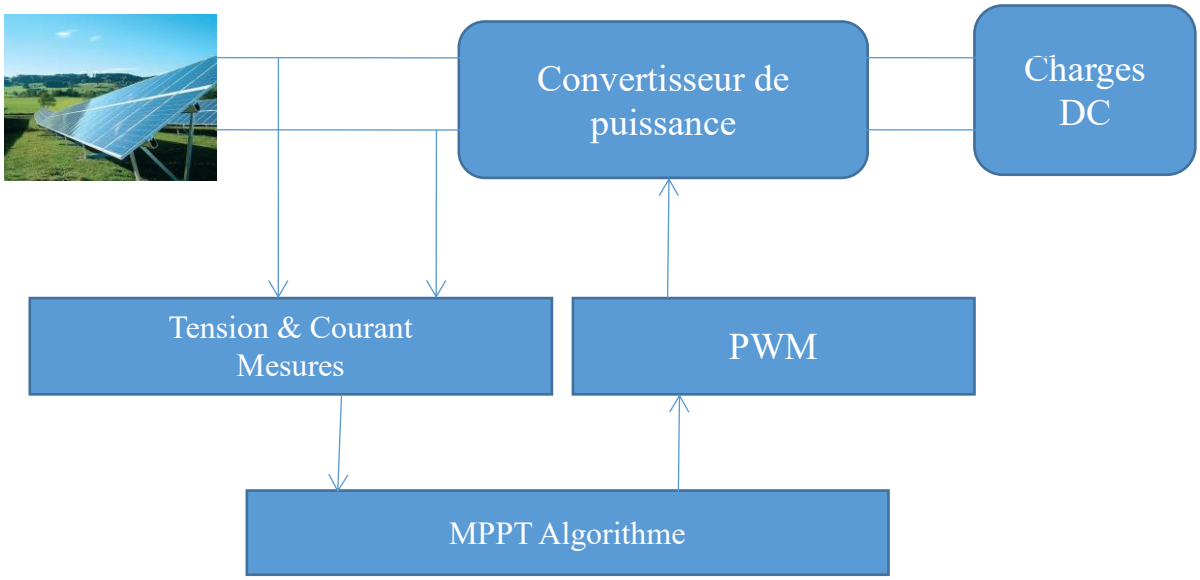


Figure 15. Le schéma synoptique du système PV

Les systèmes photovoltaïques sont des systèmes d'alimentation en énergie solaire, soit en fournissant directement de l'électricité aux équipements électriques, soit injecté au réseau électrique public. Dans notre étude, nous avons traité le cas des systèmes PV isolé. Différents aspects des systèmes photovoltaïques autonomes seront présentés dans les sections suivantes.

III.3.1 Systèmes photovoltaïques hors réseau pour les petits appareils

Les alimentations électriques solaires pour les appareils et les petites charges dans la gamme de puissance plusieurs milliwatts à plusieurs centaines de watts sont généralement appliqués en raison de leur rentabilité par rapport à un branchement au réseau électrique. D'autres avantages sont leur fiabilité, la portabilité et leur production d'énergie sans danger pour l'environnement. Dans les très petits systèmes PV dits (Pico photovoltaïque), le générateur solaire est constitué d'un ou de quelques cellules solaires. Lorsque plus de puissance est nécessaire, les différentes cellules solaires sont connectées pour former des modules solaires.

Une unité de stockage d'énergie est nécessaire pour couvrir les périodes où il n'y a pas de lumière ou pas assez de lumière pour alimenter directement l'appareil. La durée de vie d'un système photovoltaïque autonome dépend fortement du coût de la batterie. Pour une utilisation optimale, il

est essentiel de choisir la technologie qui convient à l'application, au fonctionnement et aux systèmes de gestion des batteries [53].

Le système PV comporte un contrôleur de charge qui est placé entre le générateur solaire et la batterie pour éviter qu'il soit surchargé ou déchargé en profondeur. Un bon contrôleur de charge est caractérisé par une très faible consommation d'énergie interne et comprend un interrupteur de coupure de charge permet de protéger la batterie contre la décharge profonde. Un convertisseur de puissance est nécessaire pour adapter le niveau de tension du système photovoltaïque à celui de la charge. Pour des appareils alimentés par des cellules photovoltaïques, il s'agit généralement d'un convertisseur DC-DC, qui transforme la tension continue fournie par le panneau solaire à une autre tension continue adapté à la charge. Si un consommateur a besoin d'une tension alternative, un onduleur doit être utilisé pour convertir la tension continue fournie par le générateur solaire ou la batterie en une tension alternative.

Les panneaux photovoltaïques qui fournissent l'énergie sont le plus souvent en silicium polycristallin ou monocristallin. La plupart des systèmes sont équipés de panneaux d'une puissance nominale de 1 à 3 W. Différents types de batteries sont utilisées dans les systèmes Pico PV, les batteries au plomb et NiMH (accumulateur nickel-hydrure métallique) étant les plus courantes.

III.3.2 Système photovoltaïque hors réseau à couplage direct

Un système photovoltaïque autonome à couplage direct est un système dans lequel la sortie à courant continu d'un système photovoltaïque est directement connectée à une charge DC. Comme il n'y a pas de stockage d'énergie électrique dans ces systèmes à couplage direct, la charge ne fonctionne que pendant les heures d'ensoleillement. Son application est adaptée à l'alimentation de ventilateurs, de pompes à eau et de petites pompes de circulation d'air pour les systèmes de chauffe-eau solaire. L'adaptation d'impédance de la charge électrique à la puissance maximale de l'installation photovoltaïque est un élément essentiel de la conception d'un système à couplage direct performant. Pour certaines charges, telles que les pompes à eau à déplacement positif, un type de convertisseur électronique DC-DC, avec la technique MPPT, est utilisé entre l'installation et la charge pour extraire la puissance maximale de l'installation.

III.3.3 Système solaire domestique

Le ***système solaire domestique***, et son abréviation ***SHS***, correspond à un système solaire séparé bien connu, adapté aux applications résidentielles, telles que les appareils électroménagers, l'éclairage, les ordinateurs et les pompes à eau. Normalement, le SHS est un système PV isolé de faible puissance, inférieure à 100 W [54], qui est généralement conçue et dimensionnée pour alimenter des appareils électriques à courant continu et/ou alternatif. Il se compose de modules PV connectés à un Contrôleur de charge PV, à un onduleur autonome et à un système de stockage (figure 16). Le courant continu généré est stocké dans la batterie et converti en courant alternatif pour alimenter des charges en courant alternatif.

Dans de nombreuses situations, les systèmes solaires domestiques (SHS) offrent des avantages de coût par rapport à l'alternative classique d'électrification, qui est l'extension des réseaux électriques dans les régions peu peuplées et la connexion des lignes électriques à des zones rurales [55].

En particulier dans un pays comme le Maroc, qui a un potentiel immense en raison de l'intensité du rayonnement solaire et de la disponibilité de grands espaces, le photovoltaïque solaire est la source d'énergie renouvelable préférée pour l'électrification de la nation. La partie la plus attrayante de la SHS est le panneau PV : facile à installer, sans entretien, et facile à intégrer dans le système domestique. La figure 16, présente un système autonome défini comme un système intégré avec un panneau photovoltaïque, une batterie, un contrôleur de charge et des charges de faible consommation. Le concept de base est d'utiliser l'énergie solaire pour la convertir en électricité et alimenter les appareils domestiques, et le surplus d'énergie peut être stocké dans la batterie.

Avec l'augmentation du nombre de SHS autonome, le nano-réseau SHS connecté soit au réseau et/ou le micro-réseau DC seraient les meilleures solutions pour électrifier les appareils domestiques des bâtiments résidentiels ou bien tertiaires. Les maisons traditionnelles peuvent être équipées d'un système photovoltaïque sur le toit pour un usage domestique. Le système est conçu comme un système à courant continu ; la production d'électricité à partir d'un panneau photovoltaïque sur le toit permet de charger la batterie et d'alimenter les charges. En général, la principale et unique source d'alimentation électrique des SHS est le photovoltaïque.

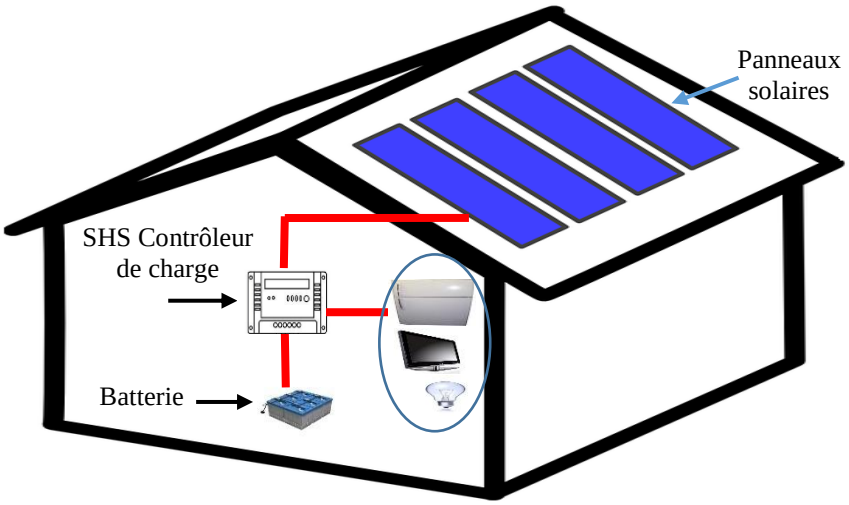


Figure 16. Schéma représentatif d'un système solaire domestique

Aujourd'hui, il existe différentes options pour implémenter un système photovoltaïque appliqué au secteur résidentiel: système photovoltaïque raccordé au réseau, système photovoltaïque hors réseau, autoconsommation, système raccordé au réseau avec un système de secours. D'autres propriétaires sont face à des dépenses importantes et supplémentaires pour étendre le réseau électrique à leur endroit isolé. Dans les deux cas, les dépenses liées à la connexion au réseau traditionnel pourraient être mieux de l'utiliser pour construire votre propre micro-réseau indépendant. Les systèmes photovoltaïques hors réseau sont un moyen fiable et efficace pour fournir de l'électricité sans les frais réguliers liés aux services publics d'électricité.

Les projets hors réseau peuvent être conçus de plusieurs façons. L'une d'entre elles consiste à installer un système photovoltaïque composé d'un générateur photovoltaïque et d'un système à batterie, en fait si la consommation doit être assurée pendant la nuit, le système à batterie sera très coûteux. On peut toutefois démontrer que si un générateur PV est combiné correctement avec un système à batterie et un générateur de secours, le coût du système total est inférieur à celui des autres options. Cette solution est appelée système PV hybride (figure. 17). Selon la figure 17, les différents générateurs de production fonctionnent soit via des contrôleurs/redresseurs de charge séparés de la batterie de stockage de courant continu. Un onduleur génère le signal sinusoïdal AC en fréquence et en tension voulues. Si la production et la consommation d'électricité sont égales, la batterie ne participe pas au flux d'énergie. Sinon, la batterie stocke le surplus d'énergie produite ou fournit l'énergie nécessaire à la charge. Afin de protéger la batterie contre les dommages, un

contrôleur de charge déconnecte les charges avant que la batterie ne soit complètement déchargée. S'il n'y a pas assez d'énergie renouvelable et si, en même temps, l'état de charge de la batterie est faible ou si les consommateurs ont besoin de plus de puissance que le système ne peut en fournir, un générateur de secours par exemple le groupe électrogène est démarré à partir du système de contrôle. Dans ce cas, le générateur de secours alimente directement les consommateurs et charge la batterie par l'intermédiaire de son propre redresseur.

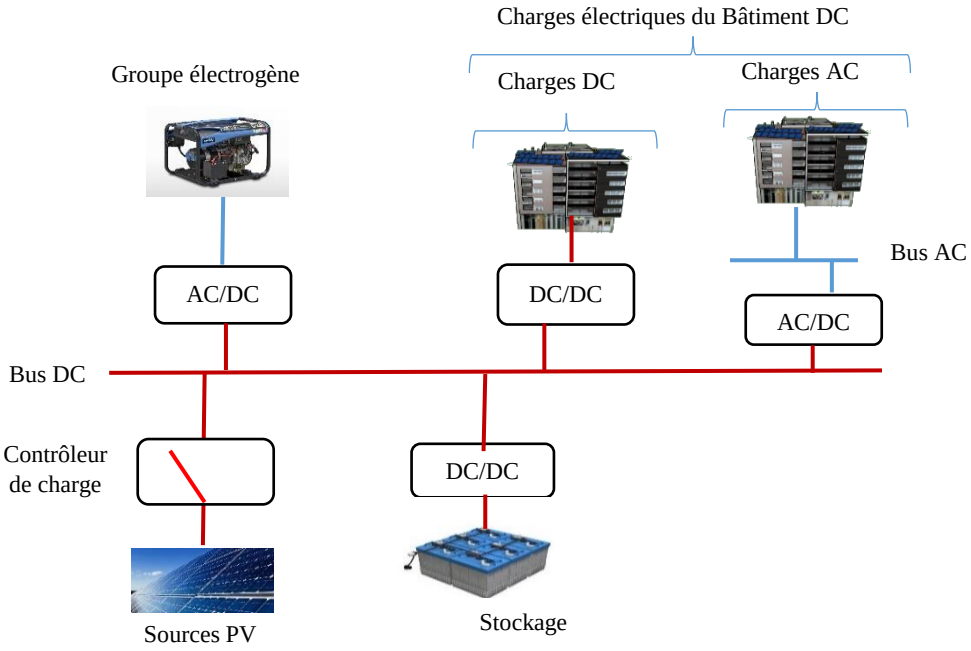


Figure 17. Système PV-hybride hors réseau

III.4 Conception et réalisation d'un contrôleur de charge solaire

Dans les systèmes photovoltaïques, les batteries sont toujours le composant qui a la durée de vie moyenne la plus faible. Par rapport aux modules solaires, qui ont en principe une durée de vie économique infinie et offrent dans de nombreux cas une période de garantie de 25 ans. Les durées de vie plus courtes sont principalement dûes à un traitement inapproprié ou à des stratégies de contrôle inadaptées.

En outre, afin d'exploiter l'énergie solaire pour alimenter les charges continues et stocker l'électricité, un contrôleur de charge solaire est nécessaire pour surveiller l'état de charge des batteries et les protéger contre la surcharge et la décharge complète (décharge profonde). Cette surveillance et cette protection permanente contribuent à prolonger considérablement les performances et la durée de vie des batteries. Ce contrôleur de charge est utilisé dans de nombreux

domaines tels que les systèmes non connectés au réseau électrique, pour assurer l'autonomie d'un système embarqué, surveiller les installations solaires, etc.

Dans cette partie, la réalisation technique de l'élément clé, le "contrôleur de charge", sera décrite. En outre, un système d'acquisition de donnée permettant l'affichage de donnée de la batterie, du panneau solaire et du signal ***PWM*** ainsi que l'état de charge de la batterie sera présenté.

III.4.1 Contrôleur de charge

Le contrôleur de charge de la batterie est essentiel pour la longévité de la batterie. C'est un dispositif électronique qui empêche la surcharge et la décharge excessive, deux phénomènes qui peuvent réduire considérablement la durée de vie de la batterie. Dans les grands systèmes, un équilibrage de la charge de la batterie doit également être intégré. Dans les systèmes hybrides, qui combinent le photovoltaïque et un générateur diesel ou une éolienne, l'unité de contrôle doit connecter et déconnecter les différents générateurs selon une stratégie de contrôle bien défini à l'avance. De plus, les charges peuvent être classées par catégorie, de sorte qu'en cas de faible charge de la batterie et de faible puissance photovoltaïque, certaines charges peuvent être déconnectées tandis que les charges essentielles sont maintenues actives.

La fonction principale d'un contrôleur de charge est de faire fonctionner la batterie dans les limites de sécurité définies par le fabricant de la batterie ou par le mode de fonctionnement en ce qui concerne la surcharge et la décharge profonde. Dans les sections suivantes, le concept technique fondamentale du contrôleur de charge ainsi que la stratégie de contrôle associée seront présenté.

III.4.2 Système proposé

Le schéma synoptique illustré dans la figure 18, représente le système complet. Il contient un panneau solaire, un convertisseur DC-DC abaisseur synchrone, une carte à microcontrôleur intégré, une batterie et des charges à courant continu. Le panneau solaire est utilisé pour générer le courant et la tension à partir desquels la tension sera convertie par un convertisseur DC-DC. Après avoir

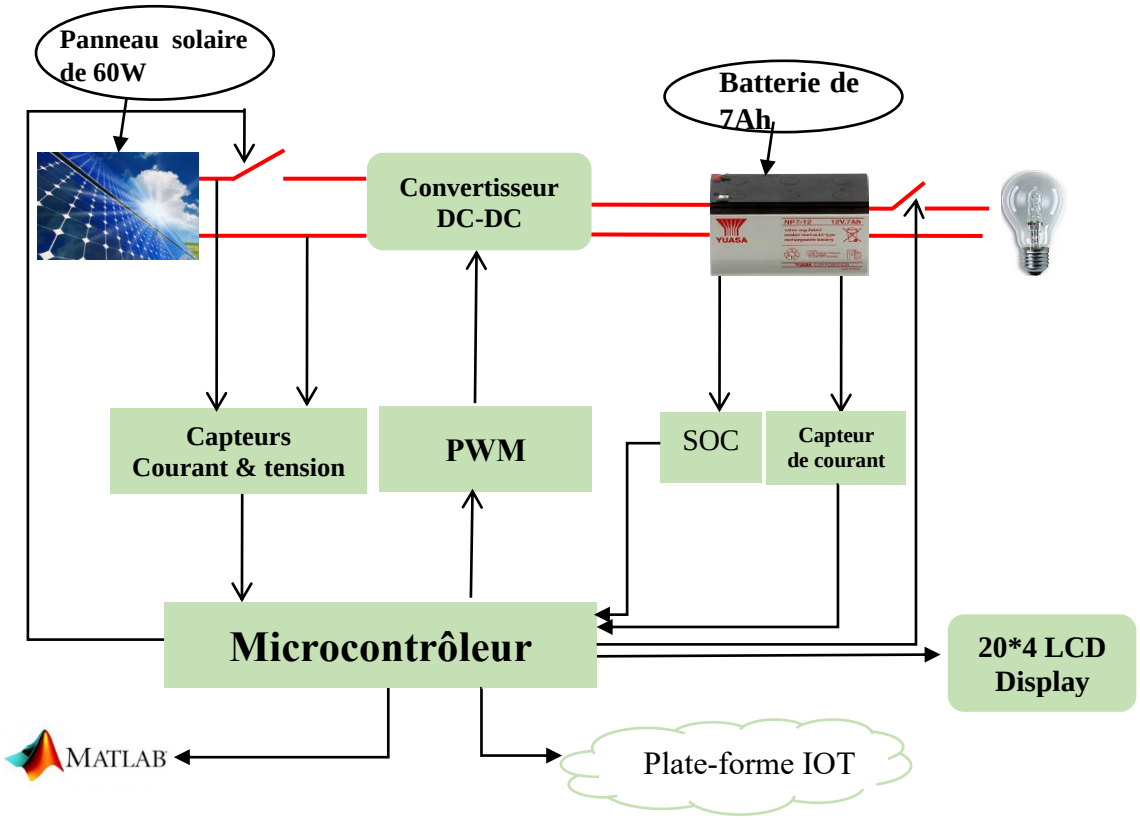


Figure 18. Schéma synoptique de l'ensemble du système

mesuré la puissance à partir des données transmises par les capteurs de courant et de tension, nous avons utilisé un algorithme de perturbation et observation (P&O) permettant la poursuite du point de puissance maximale. En outre, le prototype réalisé comprend un afficheur LCD pour l'affichage des données et un module Wifi qui va se connecter avec une interface IOT (Internet des objets) pour l'acquisition et l'accès aux données en temps réel. Une autre interface d'acquisition de données avec Matlab a été ajoutée pour l'analyse globale du système.

III.4.2.1 *Convertisseur abaisseur synchrone DC/DC*

Le convertisseur abaisseur (buck) synchrone est utilisé pour abaisser une tension d'un niveau supérieur à un niveau inférieur et dans notre cas il a été utilisé pour convertir la tension d'entrée DC du panneau PV en une tension de sortie DC inférieure ou égale, adaptée à la charge de la batterie et à l'alimentation des charges DC. Avec l'évolution de l'industrie vers des plates-formes plus performantes, l'efficacité du convertisseur est essentielle. La conception du convertisseur de puissance doit être optimisée afin de maximiser les performances et de répondre aux exigences des clients. Pour cette raison, il est important de comprendre les principes fondamentaux du convertisseur abaisseur synchrone et de savoir comment sélectionner correctement les composants du circuit.

Le convertisseur abaisseur synchrone est très utilisé, son concept est simple. Il délivre une tension qui est inférieure ou égale à sa tension d'entrée, et peut fournir des courants élevés tout en minimisant les pertes de puissance. Comme le montre la figure 19, le convertisseur abaisseur synchrone est composé de deux MOSFET canal N de puissance Q1 et Q2, d'une bobine et d'un condensateur de sortie. Cette topologie spécifique tire son nom de la méthode de commande des deux MOSFET de puissance ; la commande marche/arrêt est synchronisée afin de fournir une tension de sortie régulée et d'empêcher les MOSFET de s'enclencher en même temps.

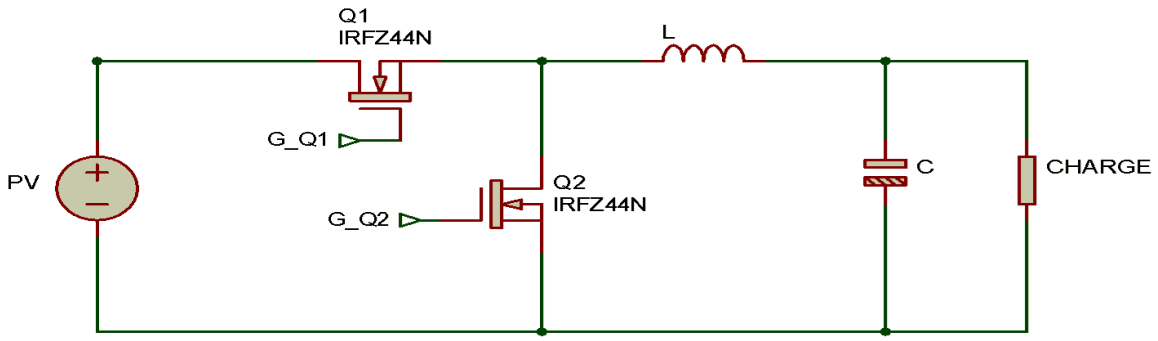


Figure 19. Convertisseur abaisseur synchrone DC-DC

Le commutateur synchrone, qui est le commutateur en parallèle Q2, est utilisé pour améliorer l'efficacité de la conversion de puissance en réduisant la perte de conduction. Le Q1, le MOSFET côté haut ou bien en série, est directement connecté à la tension d'entrée du circuit. Lorsque Q1 s'allume, le courant est fourni à la charge par le MOSFET Q1. Pendant ce temps, Q2 est éteint et le courant à travers la bobine augmente, ce qui charge le filtre LC. Lorsque Q1 s'éteint, Q2 s'allume

et le courant est fourni à la charge par le MOSFET en parallèle. Pendant ce temps, le courant à travers la bobine diminue, ce qui décharge le filtre LC.

Après avoir conçu le convertisseur abaisseur, nous devons trouver les valeurs de l'inductance et de la capacité. C'est la partie la plus critique de la conception, car l'efficacité du convertisseur dépend de ces valeurs. En utilisant les équations 18 et 19, à partir des caractéristiques électriques du panneau solaire affiché dans le tableau 5 et pour une batterie de 12V, on a trouvé que la valeur de l'inductance L = 62µH et la valeur de la capacité C = 220µF en utilisant la méthode de la référence [56].

On retrouve la valeur de l'inductance et de la capacité respectivement dans les expressions suivantes,

$$L = (V_{in} - V_{out}) \times D \times {}^{1}/_{F} \times {}^{1}/_{dI} \quad (18)$$

$$C = dI/(8 \times F \times dV) \quad (19)$$

La fréquence sélectionnée F est de 50 kHz, et le rapport cyclique (D) est d'environ 80%, dI est le courant d'ondulation et dV est la tension d'ondulation.

Tableau 5: Caractéristiques électriques du module PV dans les conditions standards (1000 W/m^2, température 25°C, AM1.5)

Puissance maximale du module P_m	**60 W**
Tension de circuit ouvert (V_{oc})	26.4 V
Tension maximale (V_{mp})	22.00 V
Courant de court-circuit (I_{sc})	3.00 A
Courant maximal (I_{mp})	2.73 A
Tolérance (Tol)	+3/−3%

III.4.2.2 *Algorithme MPPT*

Le contrôleur de charge comprend la technique MPPT qui contrôle le rapport cyclique du convertisseur abaisseur synchrone. Le convertisseur fonctionne à très haute fréquence (50 kHz). En pratique, les convertisseurs sont conçus pour échanger le niveau de puissance sur le système. L'algorithme MPPT nous permet d'obtenir le P_{MPP} par un système électronique fonctionnant dans

le module PV afin de relever les paramètres de puissance maximales (V_{MPP}, I_{MPP}) et en atteignant le P_{MPP} qui varie selon les paramètres météorologiques (température, irradiation) comme illustré dans la figure 20. Il est important à souligner que la variation des paramètres météorologiques (T, G) modifie les valeurs de I_{sc} et V_{oc}, puisque I_{MPP} et V_{MPP} sont linéairement liés à I_{sc} et V_{oc} du module.

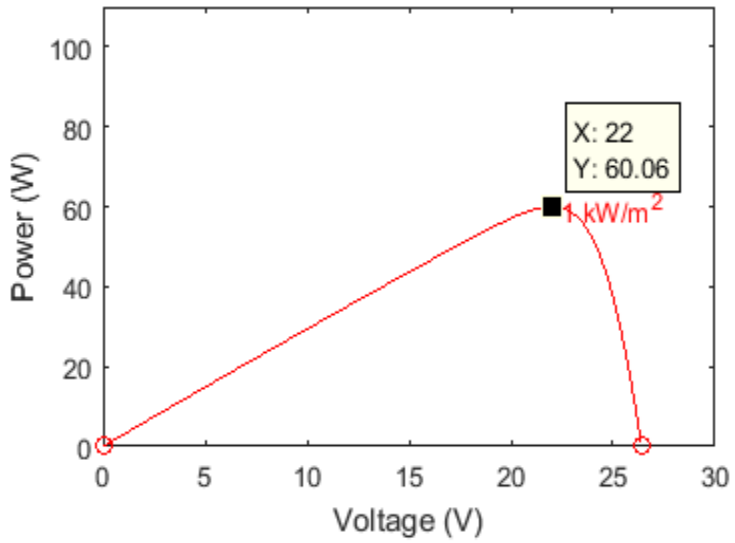


Figure 20. Caractéristique P-V du module PV

En général, le MPPT est l'algorithme de suivi de puissance maximale de la cellule solaire ou d'un module solaire basé sur le contrôle électronique. L'intérêt d'utiliser l'algorithme MPPT est d'augmenter l'efficacité de la cellule. Le point de puissance maximale (MPP) dépend à la fois de la température ambiante, de l'irradiation et de la charge. De nombreuses techniques MPPT ont été proposées dans la littérature, telles que la méthode perturbation et observation (P & O), la méthode de conductance incrémentale, la méthode de courant constant, la méthode de tension constante et la méthode de logique floue.

Dans ce contrôleur, nous avons choisi de travailler avec la méthode perturbation et observation présentée sur la figure (21) en raison de sa facilité d'implémentation. Notez que le point de puissance maximale P(n) =V(n)×I(n) est obtenu lorsque la condition $\frac{dP}{dV} = 0$ est remplie, indépendamment de l'irradiation solaire [57].

La figure 21 montre l'organigramme de la méthode perturbation et observation utilisé.

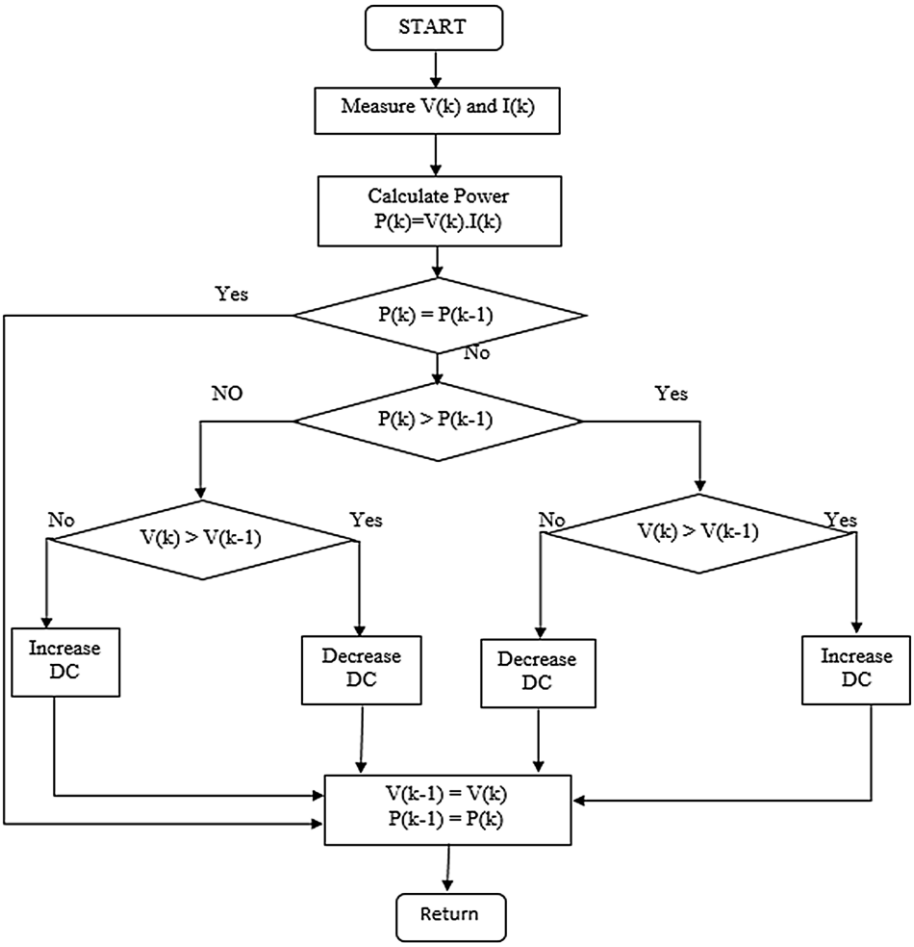


Figure 21. L'organigramme de la méthode P&O

III.4.3 Résultats expérimentaux

Dans cette section, un prototype de laboratoire a été réalisé dans le laboratoire LSSC (laboratoire signaux, systèmes et composants) en utilisant divers composants électroniques.
Ce prototype est conçu avec un module PV basse tension, une batterie et une charge continue. Le schéma de ce prototype comprend un contrôleur de charge.

La stratégie de contrôle de charge se fait en quatre étapes détaillés ultérieurement dans la section 4.3.2. Généralement, le courant du réseau PV augmente la tension de la batterie, lorsque la charge diminue, sinon le courant se maintient à un niveau de faible charge jusqu'à ce que la tension de la batterie chute dans une plage comprise entre 12,5 V et 12,8 V, avant que le courant du réseau PV ne reprenne à l'état normal [58].

La conception et la modélisation du contrôleur de charge avec la technique MPPT sont décrites ci-dessus ainsi que sa configuration technique.

Le prototype a été testé bloc par bloc avant la réalisation du circuit global. Le convertisseur abaisseur synchrone DC-DC est la partie la plus critique, les résultats expérimentaux du convertisseur sont présentés dans les figures 23a, 23b et 23c. L'écran LCD a été utilisé pour afficher les résultats obtenus.

La photo du prototype est présentée dans la figure 22. Les composants du prototype de laboratoire sont énumérés dans le tableau 6.

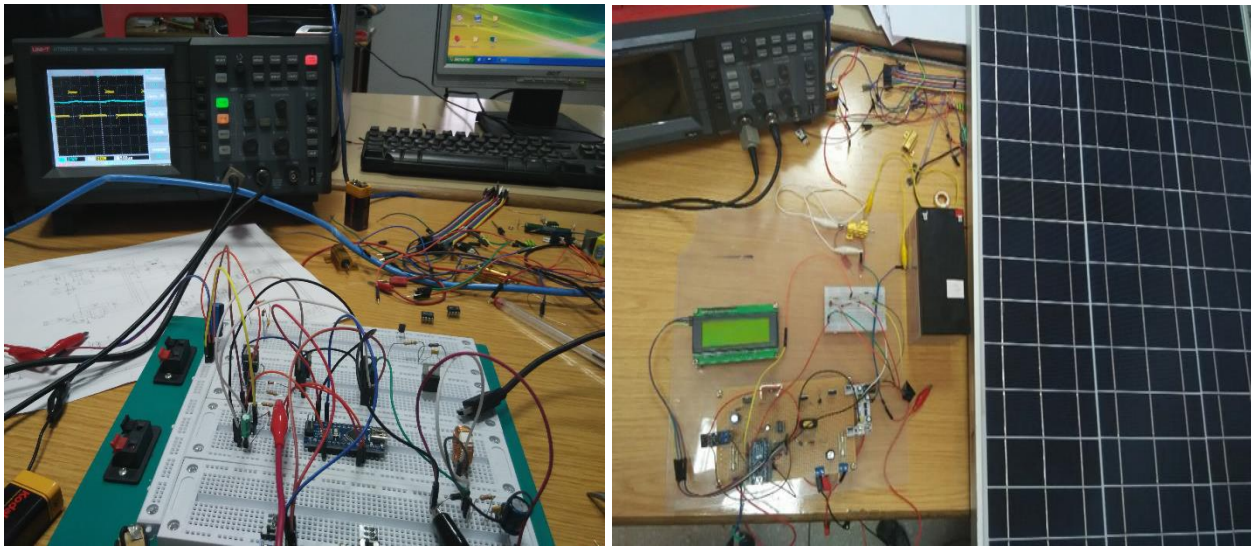


Figure 22. Les composants du prototype

Tableau 6: Les composants du prototype de laboratoire

MOSFETs (Q1, Q2, Q3, Q4)	**IRFZ44N**
Capteurs de courant et de tension	**ACS712-5A, diviseur de tension**
Module Wifi	**ESP8266**
L, C1, C2, D1	**33 µH, 100 µF, 220 µF, UF4007**
Contrôleur MOSFET	**IR2104**

III.4.3.1 *Convertisseur DC/DC Buck*

Afin de vérifier l'efficacité de la conception du système de contrôle de la charge, un convertisseur abaisseur synchrone DC-DC expérimental a été réalisé.

Le panneau solaire a été remplacé par une batterie de 12V. Le signal PWM a été généré avec une carte à microcontrôleur intégré (Arduino Nano) [59, 60].

Le temps de fonctionnement du MOSFET supérieur Q1 dépend du rapport cyclique (D) du circuit qui est défini dans l'équation 20.

$$D = \frac{T_{on}}{T_{off}+T_{on}} = \frac{V_{out}}{V_{in}} \tag{20}$$

Si le rapport cyclique D est égal à 1, alors le MOSFET Q1 est allumé à 100% du temps et la tension de sortie est égale à la tension d'entrée. Un rapport cyclique égal à 0,5 signifie que le MOSFET Q1, est allumé 50 % du temps, produisant une tension de sortie qui est approximativement la demi-tension d'entrée.

Les figures 23.a, 23.b et 23.c illustrent le signal PWM et la tension de sortie du convertisseur DC-DC pour différents cycles d'utilisation.

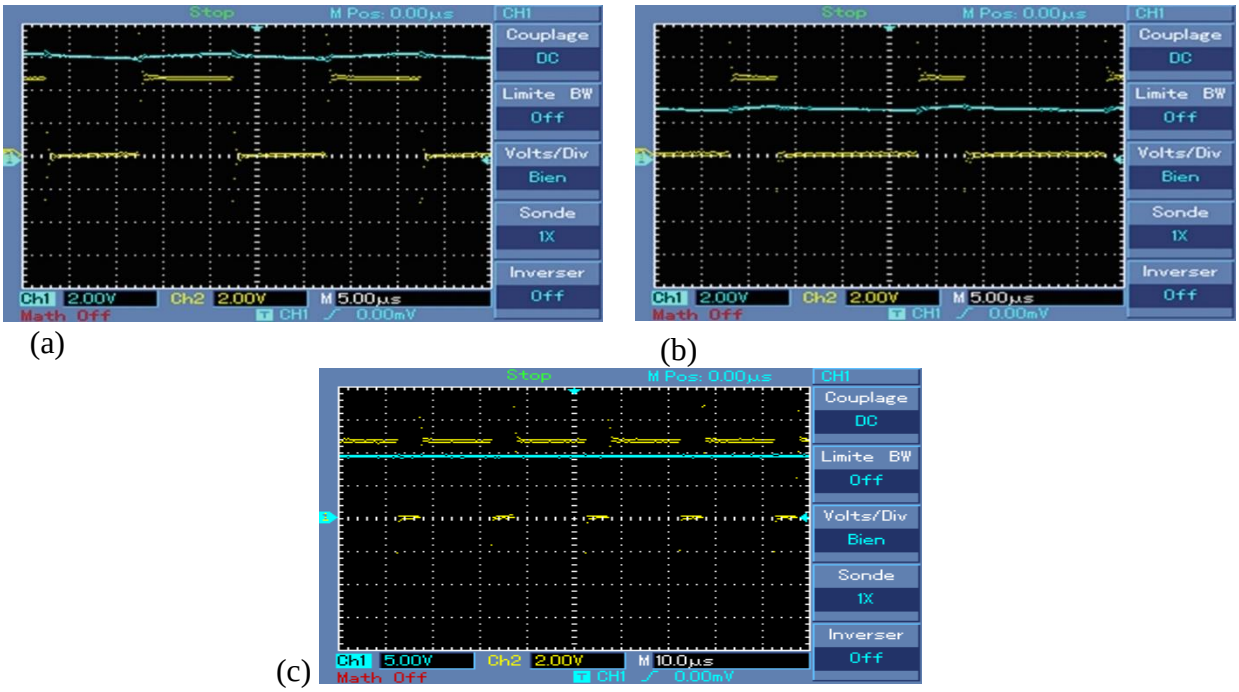


Figure 23. La tension de sortie du convertisseur abaisseur V_{out} et le signal PWM ;(a) D=0.5 ;(b) D=0.25 ;(c) D=0.75.

III.4.3.2 *Contrôleur de charge*

La figure 24 illustre la stratégie de contrôle proposée pour le contrôleur de charge de la batterie. Elle comporte quatre états: on, off, bulk et float. Ces états traitent les cas dans lequels soit la batterie, la charge, ou les deux entrent en action [61,62].

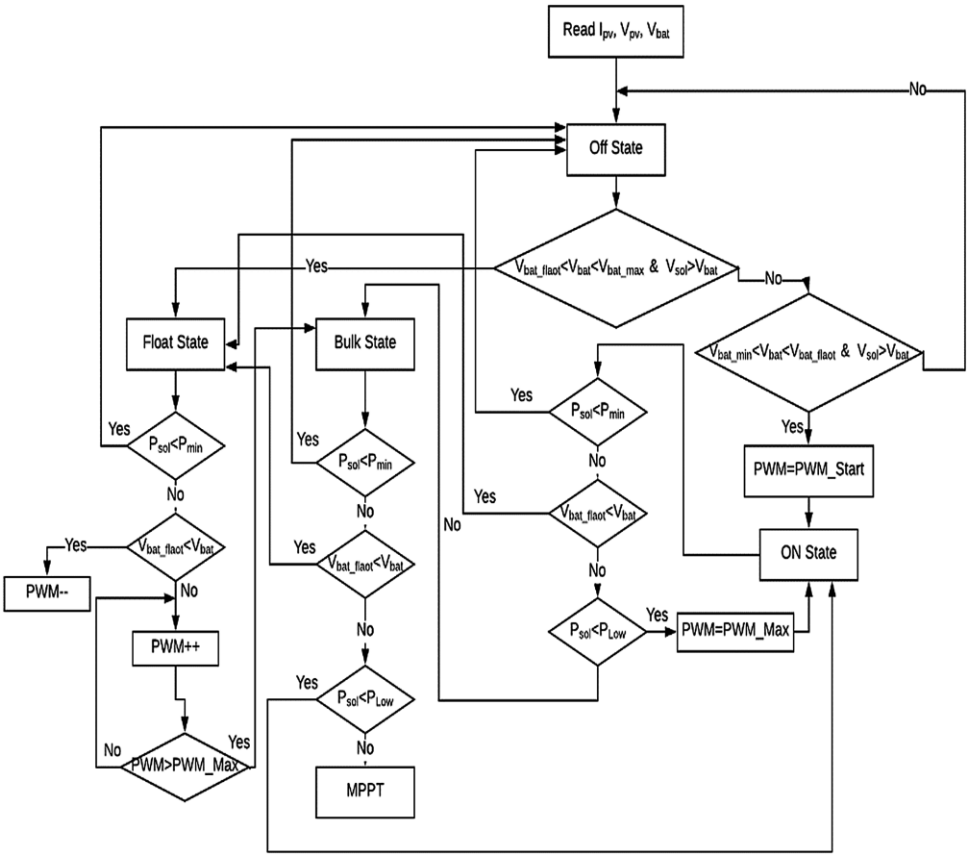


Figure 24. Organigramme de la stratégie de contrôle proposée

<u>État ON :</u> La puissance solaire en watts est comprise entre la puissance solaire basse et minimale, mais pas assez basse pour ne pas passer à l'état OFF. Dans cet état, l'alimentation des charges DC s'éteint et la charge de la batterie se met en marche.

<u>État OFF :</u> Le contrôleur de charge passe dans cet état lorsque le panneau solaire ne produit plus d'énergie. Dans cet état, la charge de la batterie s'éteint et l'alimentation des charges DC s'allume si la tension de la batterie est supérieure à la valeur minimale.

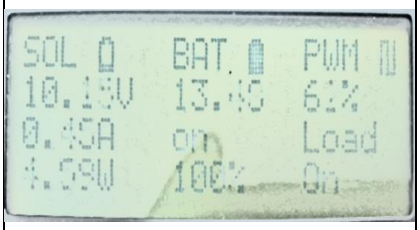
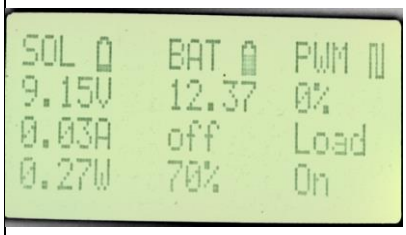
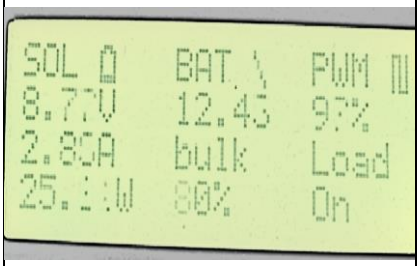
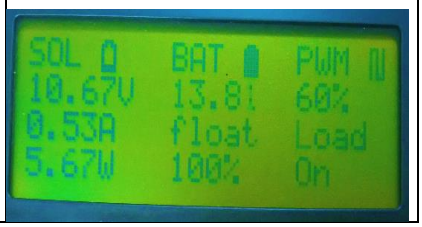
<u>État BULK :</u> L'énergie solaire est supérieure à la valeur minimale. C'est dans cet état que nous effectuons la partie la plus importante de la charge de la batterie et que nous exécutons l'algorithme

de suivi de la puissance maximale (***MPPT***). Dans cet état, nous essayons de tirer le maximum de courant que le panneau solaire peut produire pour charger la batterie. L'alimentation des charges se met en marche et la charge de la batterie passe à l'état Bulk.

État FLOAT : La tension de la batterie atteint la valeur maximale. Dans cet état, nous essayons de maintenir la tension de la batterie au maximum en ajustant la valeur du signal PWM. L'alimentation des charges est activée et la batterie passe à l'état de compensation.

Le tableau 7 ci-dessous présente à l'aide d'un afficheur LCD 4×20 les résultats expérimentaux en temps réel du prototype réalisé. On peut constater que les résultats obtenus confirment la stratégie de contrôle proposé dans la figure 24.

Tableau 7: Résultats expérimentaux du contrôleur de charge sur l'écran LCD

État de charge	les conditions requises	résultats	observations
ON	sol_power > Low_sol_power & sol_power < Min_sol_power	Alimentation des charges activée & Charge de la batterie à l'état ON	
OFF	solar watts < Low_SOL_WATTS	Alimentation des charges activées & Charge de la batterie à l'état OFF	
Bulk	solar watts > MIN_SOL_WATTS & bat_volts > BATT_FLOAT	Alimentation des charges activées & Charge de la batterie à l'état Bulk	
Float	bat_volts > BATT_FLOAT	Alimentation des charges activées & Charge de la batterie à l'état Float	

Les figures 25 et 26 montrent les résultats expérimentaux du contrôleur de charge dans l'interface Matlab.

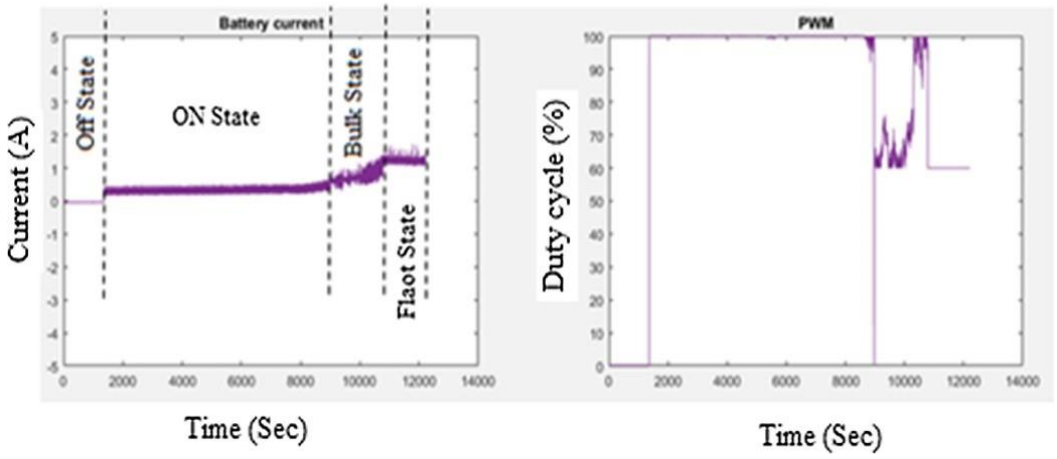


Figure 25. Courbes de courant de batterie et de signal PWM

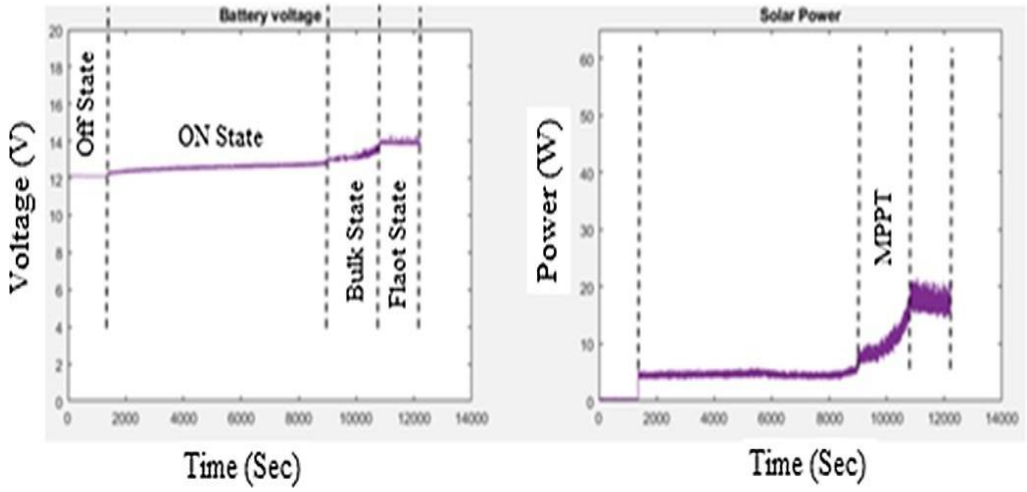


Figure 26. Courbes de tension de la batterie et de la puissance solaire

Comme le montrent les figures 25 et 26, entre 1300s et 8500s l'énergie solaire est faible, l'algorithme de contrôle de la charge va régler le rapport cyclique du signal PWM à 100% pour générer le courant maximum pour charger la batterie. En revanche entre 8500s et 10800s l'énergie solaire devient importante de plus la batterie est déchargée, à ce moment on applique l'algorithme MPPT pour extraire le maximum puissance du panneau solaire afin de charger la batterie au maximum. A l'instant 10800s, nous voyons que la batterie atteint la limite de sa charge, l'algorithme

essaie de maintenir la batterie à cet état de charge en fixant le rapport cyclique à la valeur appropriée permettant de garder la batterie à l'état de compensation.

Le prototype réalisé comprend une partie d'acquisition de données en utilisant un module wifi [63]. Le système d'acquisition collecte des données sur le système solaire PV et la batterie (P_{pv}, PWM, SOC) pour de nombreuses raisons [64], notamment la surveillance du système et la gestion d'alimentation des équipements.

La figure 27 présente les résultats des données récupérées et stockées dans une Plate-forme pour l'internet des objets appelée ThingSpeak (les choses parlent), qui permet la collecte et le stockage de données avec traitements mathématiques. C'est une plate-forme qui a la possibilité de communiquer directement avec les objets/capteurs par des requêtes HTTP, elle est parfaite pour la surveillance à distance d'un système solaire domestique, mais il présente un inconvénient que nous avons vu avec l'étude expérimentale, à savoir le délai d'acquisition entre chaque donnée qui est estimé par une durée de 15s, ce qui est important lorsqu'on cherche à faire une analyse du système étudié. Donc avec l'interface Matlab on peut faire une analyse en temps réel du système, par contre la plate-forme gratuite ThingSpeak peut nous assurer le stockage de données et la surveillance du système.

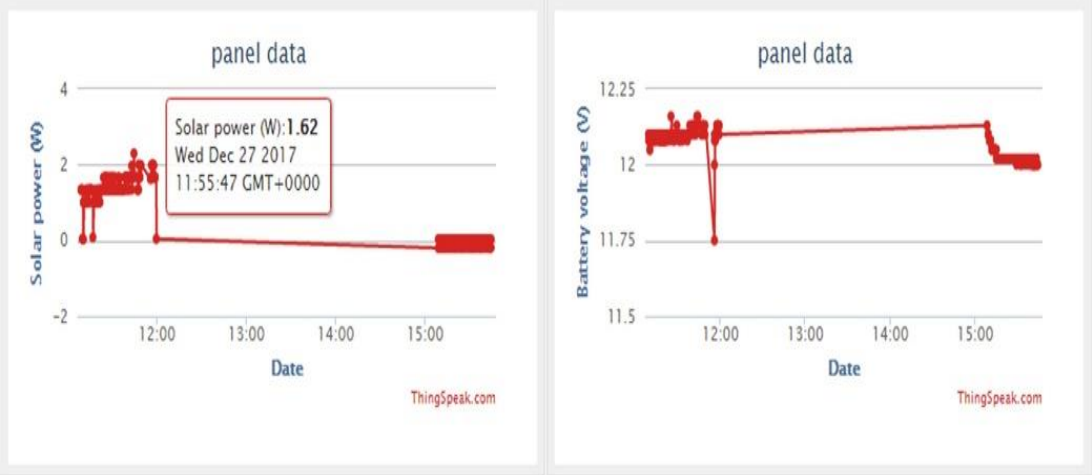


Figure 27. Courbes de tension de la batterie et de la puissance solaire en fonction du temps.

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre, différents aspects des systèmes photovoltaïques autonomes ont été analysés. Des solutions ont été examinées pour le pico PV, système PV à couplage direct et les systèmes solaires domestique. La solution photovoltaïque autonome basée sur le système solaire hybride a également été décrite. Il s'agit d'un système électrique hors réseau qui combine un système photovoltaïque avec un générateur de secours (par exemple, diesel, etc.) et/ou d'autres systèmes d'énergie renouvelable (par exemple, éolienne, etc.). Les systèmes hybrides sont conçus pour fonctionner dans des régions éloignées ou des îles où le coût de l'extension du réseau n'est pas économiquement viable. Ces systèmes sont également appelés micro réseau. Il a été démontré que les systèmes de production d'énergie hybride (énergie renouvelable associée à des sources d'énergie conventionnelles) réduisent considérablement le coût total du cycle de vie des alimentations électriques autonomes dans de nombreux endroits hors réseau tout en fournissant simultanément une alimentation fiable en électricité à partir d'une combinaison de sources d'énergie.

Ce chapitre comprend également la réalisation d'un contrôleur de charge solaire en utilisant une carte à microcontrôleur intégré, la réalisation de prototype a été faite à faible coût, mais efficace pour un prototype de laboratoire qui permet d'alimenter les petites charges DC d'une puissance maximale de 50W, et nous pouvons utiliser ce prototype pour implémenter et faire une comparaison avec d'autres algorithmes MPPT. Nous avons présenté les résultats expérimentaux utilisant l'environnement Matlab (puissance du panneau, courant et tension de la batterie, état du contrôleur de charge, signal PWM...). Le prototype inclut un système d'acquisition de données qui peut être utilisé pour la gestion et la supervision à distance des systèmes solaires domestiques.

Chapitre IV. *Contribution au contrôle du micro-réseau à courant continu dans un Bâtiment collectif*

IV.1 Introduction

Le micro-réseau est devenu une solution efficace pour exploiter et intégrer les énergies renouvelables et améliorer la stabilité du système électrique. En outre, ce système de production/consommation locale peut réduire considérablement les pertes de transmission d'électricité, ce qui se traduit par des résultats plus efficaces [65].

Comparé au micro-réseau à courant alternatif, le micro-réseau à courant continu peut atteindre une efficacité plus élevée, une plus grande fiabilité et une connexion plus facile avec le stockage d'énergie. Les micro-réseaux à courant continu ne remplacent pas le réseau à courant alternatif classique, mais complètent efficacement le réseau à courant alternatif traditionnel. En outre, le micro-réseau à courant continu est plus adapté à plusieurs applications telles que l'électrification rurale, les stations de recharge pour véhicules électriques et l'alimentation électrique des bâtiments collectifs [66].

Différentes stratégies de contrôle des micro-réseaux à courant continu ont été proposées dans la littérature [67-69]. En général, les stratégies de partage de puissance pour les micro-réseaux à courant continu sont classées en trois catégories: contrôle décentralisé, centralisé et distribué [70], précédemment cité dans le chapitre 1.

Le contrôle centralisé ou le contrôle de supervision peut être appliqué dans les micro-réseaux à courant continu en utilisant un contrôleur centralisé et un réseau de communication numérique pour le relier aux sources de production d’énergies et aux consommateurs. Si la liaison de communication est défaillante, les objectifs de contrôle ne seront pas atteints. Le contrôle distribué indique le principe de contrôle selon lequel il n'y a pas d'unité de contrôle centrale et qu'une ligne de communication existe entre les modules voisins. Le principal avantage de cette approche est que le système peut conserver toutes ses fonctionnalités, même en cas de défaillance de certains canaux de communication, à condition que le réseau de communication reste connecté. Le contrôle décentralisé utilise la mesure locale pour appliquer le contrôle local. Comme les liens de communication entre les sources et un contrôleur centralisé supplémentaire ne sont pas nécessaires, chaque module parallèle peut fonctionner indépendamment en utilisant des mesures et des contrôleurs locaux, ce qui augmente la fiabilité du système. En se basant sur le nombre de références dans chaque catégorie, on peut constater qu'il y a eu récemment un grand intérêt pour les stratégies de contrôle distribué.

Basé sur un prototype de micro-réseau en site urbain et intégré dans un bâtiment, le but de ce travail est d'étudier, de concevoir et d'analyser le comportement d'un micro-réseau à courant continu qui intègre des sources photovoltaïques (PV) installées sur le toit du bâtiment collectif, qui sont les sources d'énergie renouvelable les plus courantes dans les zones urbaines [71]. Le système doit extraire la puissance maximale des panneaux photovoltaïques en utilisant l'algorithme Perturbation et Observation, et assurer le partage de la puissance entre les consommateurs disponibles tout en tenant compte des éléments de stockage disponibles et des autres sources d'urgence comme le surplus de la production de Bâtiment voisin en utilisant le concept de l'autoconsommation collective.

L'objectif est de concevoir un contrôle local de l'énergie pour le micro-réseau DC basé sur un contrôle hiérarchique afin d'obtenir un système stable et un partage égal de la charge entre les sources d'énergie parallèles [72]. Les niveaux de contrôle hiérarchique primaire, secondaire et tertiaire, peuvent être définis pour les micro-réseaux à courant continu [73,74]. Le contrôle primaire est responsable du contrôle du courant, du contrôle de la tension, de la distribution de la charge, tandis que le contrôle secondaire se concentre sur la restauration de la tension du bus DC, et parfois sur le partage de la charge entre les sources parallèles. Enfin, le contrôle tertiaire du micro-réseau soutient l'optimisation économique et environnementale de l'ensemble du système énergétique.

Dans ce chapitre, on présente un micro-réseau DC en mode isolé intégré au bâtiment collectif et composé de panneaux photovoltaïques, d'un banc de batteries et de charges de bâtiment résidentiel et tertiaire. Le défi d'un tel micro-réseau est d'assurer la qualité de l'alimentation électrique en fournissant un support de tension stabilisée. Dans ce contexte, une stratégie de contrôle hiérarchique à trois niveau a été présentée pour assurer le partage de l'énergie entre les sources parallèles et le maintien de la tension du bus DC commun [75]. La possibilité d'échanger de l'énergie entre le micro-réseau et le système d'alimentation du bâtiment voisin est également prise en compte. Le micro-réseau est relié au bâtiment voisin par un convertisseur split-pi [76]. Les résultats de la simulation dans l'environnement Matlab/simulink confirment la bonne performance et l'efficacité du contrôle de l'ensemble du système. Cette recherche devrait contribuer à la conception et au fonctionnement du système, notamment en augmentant les opérations d'autoconsommation, en réduisant le nombre de batteries et en diminuant la demande d'électricité du réseau public.

IV.2 Micro-réseau DC intégré dans le bâtiment

L'expression "micro-réseaux à courant continu pour les bâtiments" désigne les systèmes de distribution d'électricité pour les bâtiments qui sont basés sur la technologie du courant continu (DC) et qui ont les caractéristiques des micro-réseaux modernes, à savoir les systèmes de distribution d'électricité contenant des charges et des ressources énergétiques distribuées qui peuvent être exploitées de manière contrôlée, soit en étant connectées au réseau électrique principal, soit en étant isolées [77]. Les micro-réseaux sont considérés comme un élément clé du réseau intelligent afin de permettre une meilleure intégration des énergies renouvelables, d'accroître l'efficacité énergétique et la fiabilité de l'ensemble du système, et de fournir la possibilité d'améliorer la qualité de l'énergie et de parvenir à une indépendance vis-à-vis du réseau public. Les micro-réseaux peuvent être classés en MG AC, MG DC ou MG hybrides, selon qu'ils transmettent l'électricité sous forme de courant alternatif ou de courant continu, ou avec une combinaison des deux technologies. Les MG AC sont plus courants parce que la technologie du courant alternatif a toujours été le mode de distribution d'électricité dominant, mais les MG DC suscitent de plus en plus d'intérêt dans le monde universitaire et industriel, en raison des avantages potentiels en termes d'efficacité énergétique et d'économies.

Les bâtiments constituent l'un des domaines d'application les plus intéressants de ces technologies car en présence de charges d'utilisation finale nativement DC (par exemple, ordinateurs, éclairage et véhicules électriques), et de production renouvelable sur site et de ressources énergétiques distribuées également principalement basées sur la technologie DC (par exemple, générateurs PV ou micro-éoliens, systèmes de stockage), les micro-réseaux de bâtiments basés sur la technologie DC peuvent apporter des avantages supplémentaires, permettant le couplage direct des charges DC et des ressources énergétiques DC. Les micro-réseaux à courant continu peuvent donc contribuer de manière significative à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments (La consommation de l’énergie dans le bâtiment au Maroc représente 33% de la Consommation Totale d’Energie Finale dont 26% concerne le résidentiel et 7% concerne le secteur tertiaire) et à la réalisation de l'objectif de bâtiments durable à consommation énergétique nette zéro (à savoir des bâtiments qui produisent autant d'énergie qu'ils en consomment).

Un certain nombre d'installations de démonstration de réseaux de courant continu dans des bâtiments, en particulier dans des centres de données et des bâtiments commerciaux, ont été construites et exploitées dans le monde entier, ce qui prouve les avantages énumérés ci-dessus.

IV.3 La configuration du système et la stratégie de contrôle :

IV.3.1 Configuration du micro-réseau DC :

Le principe d'un bâtiment à courant continu est basé sur le fait que la plupart des appareils électriques dans les bâtiments sont à courant continu, comme les ordinateurs, les télévisions, les téléphones, les diodes électroluminescentes et les moteurs à courant continu, nécessitent une source de courant continu. En plus des appareils électriques internes, le nombre de véhicules électriques (VE) augmente rapidement. En outre, les sources d'énergie (par exemple, les panneaux photovoltaïques) et les systèmes de stockage des bâtiments sont basés sur la technologie du courant continu. Cela prouve que le bâtiment à courant continu semble être une bonne solution.

La figure 28 montre une configuration typique du micro-réseau DC dans un bâtiment collectif où tous les générateurs et les unités de stockage sont connectés au bus DC, les DGs sont connectés au bus DC commun par des convertisseurs de puissance. Ce micro-réseau à courant continu est composé de panneaux photovoltaïques sur le toit du bâtiment, d'un banc de batteries, d'un bâtiment voisin et de charges DC. Les panneaux photovoltaïques fonctionnent en mode MPPT pour extraire la puissance maximale. Différents types de convertisseurs électroniques de puissance sont utilisés pour interfacer et contrôler le flux de puissance entre les ressources énergétiques distribuées et un bus DC commun. Ils sont également utilisés pour ajuster la tension du bus DC, quelle que soit la variation de tension des sources. L'objectif de la stratégie de contrôle proposée est d'assurer le partage de la puissance entre les charges des bâtiments, l'échange d'énergie avec le bâtiment voisin et le maintien de la stabilité du micro-réseau.

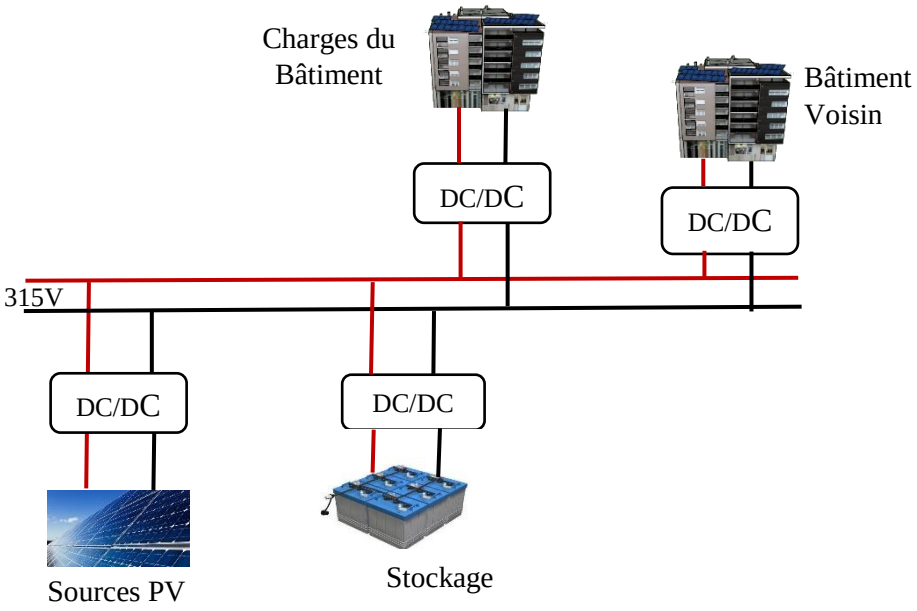


Figure 28. Structure du micro-réseau en courant continu

IV.3.2 Stratégie de contrôle :

Le but de la stratégie de contrôle est de concevoir un contrôle d'énergie local afin d'assurer simultanément la régulation de la tension et la distribution de la charge. Une méthode de contrôle hiérarchique a été proposée dans la référence [78] et illustrée à la figure 29. La tension du bus DC peut être rétablie par la compensation globale de tension générée par l'information commune de tension ou de courant, alors que l'équilibrage de la charge nécessite l'information commune de courant. Ce type de compensation utilise l'information de tension commune pour générer une compensation de tension globale.

Pour obtenir un micro-réseau à courant continu stabilisé, la tension du bus doit être constante dans les différents modes de fonctionnement (charge, décharge ou échange de l'énergie), et le bilan de puissance à tout moment doit être exprimé par l'équation (21) :

$$P_{PV}(t) + P_{BES}(t) + P_{Neighbor}(t) = P_L(t) \quad (21)$$

Où $P_{PV}(t)$ est la puissance PV ; $P_{BES}(t)$ est la puissance du banc de batteries ; $P_{Neighbor}(t)$ est le surplus de puissance du bâtiment voisin ; $P_L(t)$ est la puissance de la charge DC du collectif du bâtiment.

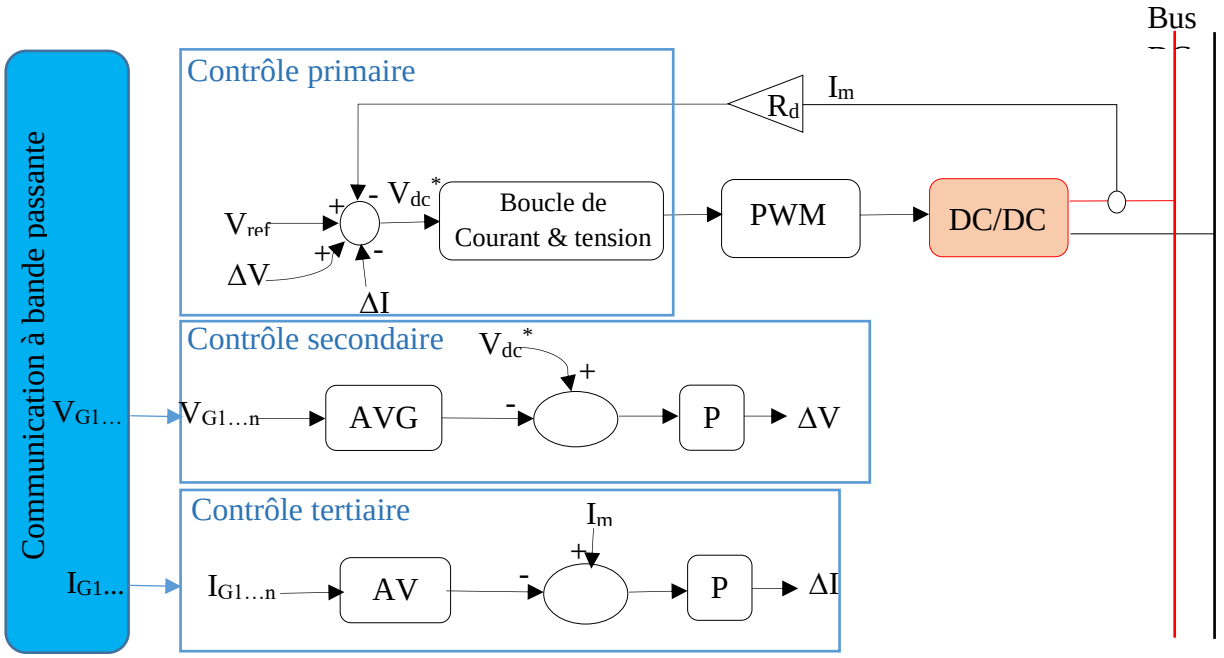


Figure 29. Contrôle hiérarchique pour le micro-réseau DC

L'équilibrage de la puissance est assuré par la stabilité de la tension du bus DC, la puissance PV est variable en fonction de l'irradiation solaire et de la température, la puissance P_L est variable en fonction de la demande des utilisateurs, mais la puissance P_{BES} et $P_{Neighbor}$ peut être contrôlée en fonction des besoins énergétiques du bâtiment et de l'état de charge des batteries en utilisant les tensions et les courants de référence comme indiqué dans le schéma ci-dessus pour contrôler les convertisseurs de puissance du système.

Le contrôle de la coordination entre deux ou plusieurs distributeurs d'énergie en courant continu, les charges et le stockage d'énergie est assuré par une technique de contrôle hiérarchique. Ce contrôle est classé en trois niveaux primaire, secondaire et tertiaire comme le montre la figure 29.

IV.3.2.1 *Le contrôle primaire*

Il sert à contrôler le courant, à contrôler la tension et à partager la puissance entre les autres convertisseurs. La commande primaire est généralement basée sur la méthode de contrôle du statisme, ce niveau de commande permet d'ajuster la référence de tension fournie aux boucles de tension et de courant internes en utilisant des impédances de sortie virtuelles entre la sortie de chaque unité et le bus DC et sans technique de communication.

IV.3.2.1.1 Méthode de contrôle de statisme

En micro-réseau, lorsque plusieurs distributeurs d'énergie (DG) sont attachés entre eux, le partage de puissance ne peut être effectué correctement qu'à l'aide d'une stratégie de contrôle appelée contrôle de statisme (***Droop control*).** Habituellement, le contrôle de statisme est réalisé en ajoutant une résistance de statisme (***virtuelle***) dans le système existant. La ***résistance de statisme*** est une valeur idéale qui ne sera pas affectée par ses conditions de fonctionnement, et aucune perte de puissance réelle ne sera produite. Cette résistance virtuelle est aussi appelée gain de statisme, constante de statisme ou coefficient de statisme.

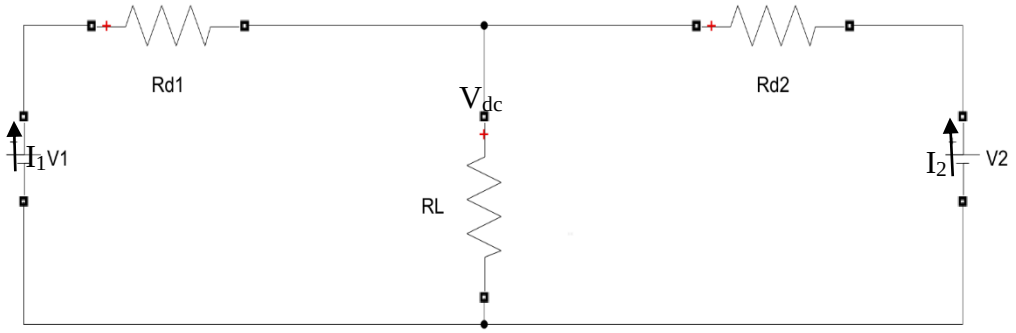


Figure 30. Circuit équivalent de deux sources d'alimentation en courant continu connectées en parallèle.

Afin de comprendre le principe de la méthode de contrôle de statisme, un circuit simplifié avec deux sources fournissant de l'énergie à une charge donnée est analysé. Selon le théorème de Thévenin, le générateur interfacé au convertisseur de puissance peut être modélisé comme une source de tension imparfaite (une source de tension idéale avec une résistance interne en série), lorsque le contrôle du statisme est appliqué, comme illustré dans la figure 30. Ensuite, les micro-réseaux de courant continu correspondants peuvent être représentés comme la connexion parallèle de plusieurs sources de tension imparfaites.

Généralement, dans la méthode de contrôle de statisme V-I, on adopte une résistance virtuelle ou un coefficient de statisme. Ensuite, la tension de sortie V_{dc}^{*} est déterminée par l'amplitude du courant de sortie I_m et le coefficient de statisme R_d.

La relation entre le courant de sortie et la référence de tension peut être exprimée par :

$$V_{dc}^{*} = V_{ref} - R_d \times I_m \tag{22}$$

Sachant que le problème avec le contrôle classique du statisme est que la précieuse régulation de la tension et la répartition égale de la charge ne peuvent être réalisées simultanément. Le réglage de la résistance au statisme ne peut pas satisfaire simultanément à ces deux exigences. Le choix de la résistance de statisme doit tenir compte du fait que V_{ref} reste dans la plage limite de la tension, R_d et V_{ref} doivent être conçus comme suit :

$$V_{ref} = V_n - (V_{dc_{max}} - V_{dc_{Min}})/2 \tag{23}$$

$$R_d \leq (V_{dc_{max}} - V_{dc_{Min}})/I_{L_{Max}} \tag{24}$$

Avec $I_{L_{Max}}$est le courant de charge maximum dans le bus DC, V_n étant la tension de sortie nominale, $V_{dc_{max}}$ et $V_{dc_{min}}$ sont les limites de la tension DC acceptable du micro-réseau en courant continu.

Cette boucle de contrôle permet non seulement le fonctionnement en parallèle des convertisseurs, mais améliore également les performances dynamiques de la tension de sortie. Toutefois, elle présente l'écart de tension inhérent à la charge. Par conséquent, nous devons compenser la différence de tension causée par le contrôle du statisme avec une commande secondaire.

IV.3.2.2 *Contrôle secondaire*

De nombreuses études ont montré que l'objectif principal du niveau de contrôle secondaire est d'ajuster la déviation de tension, qui est causée par un contrôle de statisme basé sur une impédance virtuelle. Comme le montre la figure 29, dans l'unité de commande secondaire, la tension moyenne commune de toutes les sorties des sources parallèles est comparée à la tension de référence Vdc*, et l'erreur entre la tension moyenne et la référence passe par un compensateur de tension pour déterminer le facteur de régulation de la tension ΔV pour tous les dispositifs connectés au micro-réseau et rétablir la tension de sortie. Dans ce cas, Equation (22) peut être exprimé comme suit:

$$V_{dc}^{*} = V_{ref} - R_d \times I_m + \Delta V \tag{25}$$

Le contrôleur peut être exprimé comme suit :

$$\Delta V = K_p\left(V_m - V_{Avg}\right) + K_I \int \left(V_m - V_{Avg}\right) dt \quad (26)$$

Avec K_p et K_I sont respectivement les termes de proportionnalité et d'intégration du compensateur PI secondaire.

IV.3.2.3 *Contrôle tertiaire*

Il est principalement responsable du fonctionnement optimal du micro-réseau. Une ligne de communication pour partager les données du micro-réseau en temps réel est nécessaire. Les données de courant partagé sont utilisées pour générer la référence du courant commun moyen, puis le compensateur détecte l'erreur entre le courant de référence et le courant local pour contrôler le flux de puissance afin que tous les générateurs distribués puissent partager la charge de manière égale.

L'équation (22) peut être exprimé comme suit:

$$V_{dc}^{*} = V_{ref} - R_d \times I_m + \Delta V - \Delta I \quad (27)$$

Le contrôleur peut être exprimé comme suit :

$$\Delta I = K_p'\left(I_m - I_{Avg}\right) + K_I' \int \left(I_m - I_{Avg}\right) dt \quad (28)$$

Avec K_p' (V/A) et K_I' (V/As) sont respectivement les termes de proportionnalité et d'intégration du compensateur PI tertiaire.

IV.3.3 Etude de cas

On considère un micro-réseau général de courant continu à basse tension en mode isolé qui utilise des panneaux photovoltaïques, des batteries pour alimenter les charges locales et un bâtiment voisin pour le partage de l'énergie entre voisins (autoconsommation collectif). Les batteries et le bâtiment voisin sont des générateurs distribués (GD), qui ajustent leur puissance pour maintenir l'équilibre en puissance. En outre, le surplus du bâtiment voisin doit être contrôlé pour en bénéficier correctement en cas de besoin, tandis que les batteries peuvent réagir rapidement pour assurer la performance de la tension et absorber la charge. La structure du micro-réseau à courant continu isolé est illustrée à la figure 31.

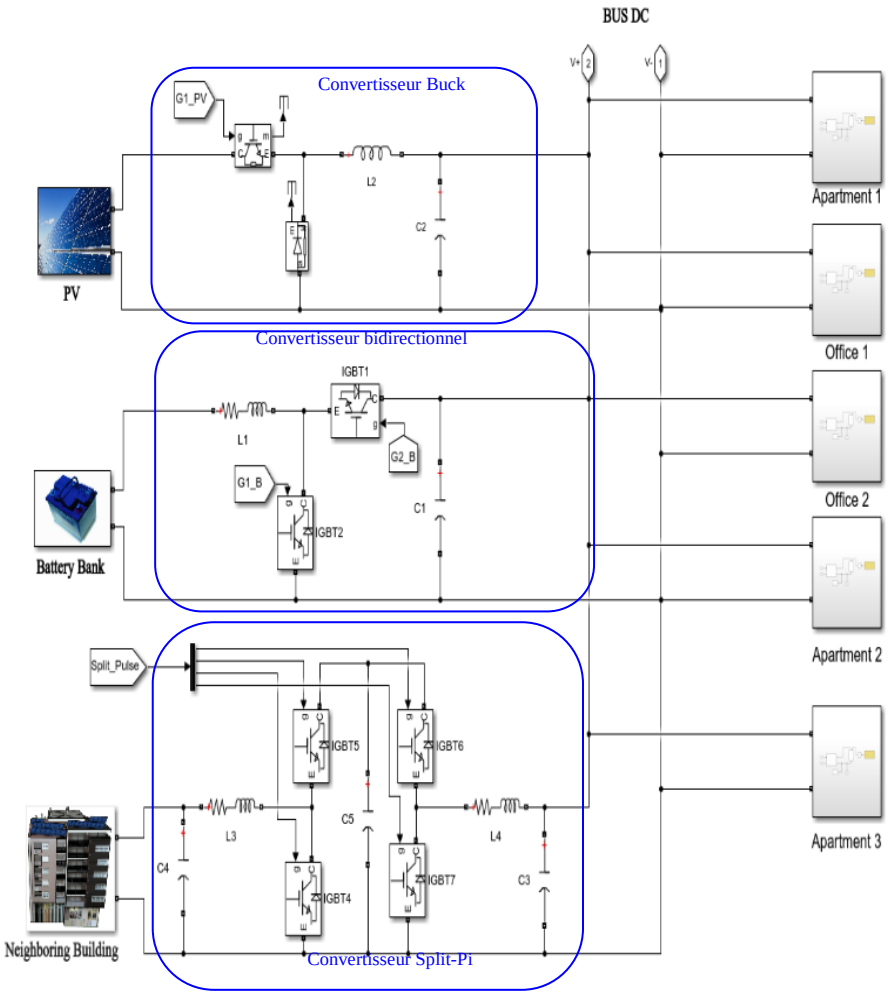


Figure 31. Schéma d'un micro-réseau DC alimenté par des batteries - PV - Bâtiment voisin

IV.3.3.1 *Modèles et simulation*

La figure 32 illustre le modèle d'un micro-réseau en courant continu avec 3 sources en parallèles (PV, Banc de Batteries et Bâtiment voisin) conçu dans l'environnement MATLAB/Simulink. Les simulations sont réalisées à l'aide d'un contrôle hiérarchique à trois niveaux et un contrôle de statisme classique. Le contrôle hiérarchique choisi pour cette étude est présenté dans la figure 33.

La simulation est réalisée pour valider la solution proposée, dans les conditions ci-dessous: La tension nominale du bus DC a été fixée à 315 V. Une courbe de charge variable du bâtiment collectif qui varie entre 3kW et 8kW selon les besoins journaliers du consommateur. Un modèle de panneau PV a été modélisé dans les chapitres précédents et construit dans l'environnement Matlab/Simulink. La puissance nominale du PV est de 24 kilowatts-crête.

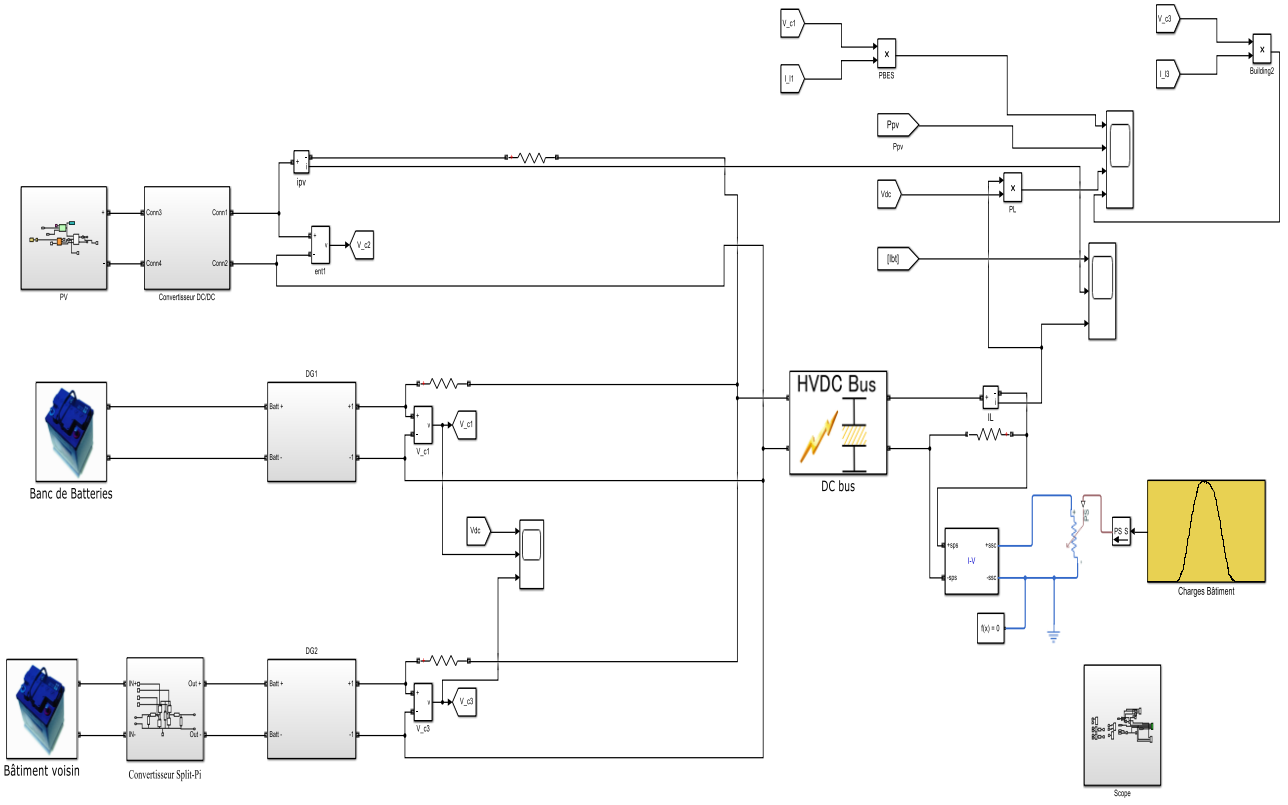


Figure 32. Micro-réseau DC dans l'environnement Matlab/Simulink

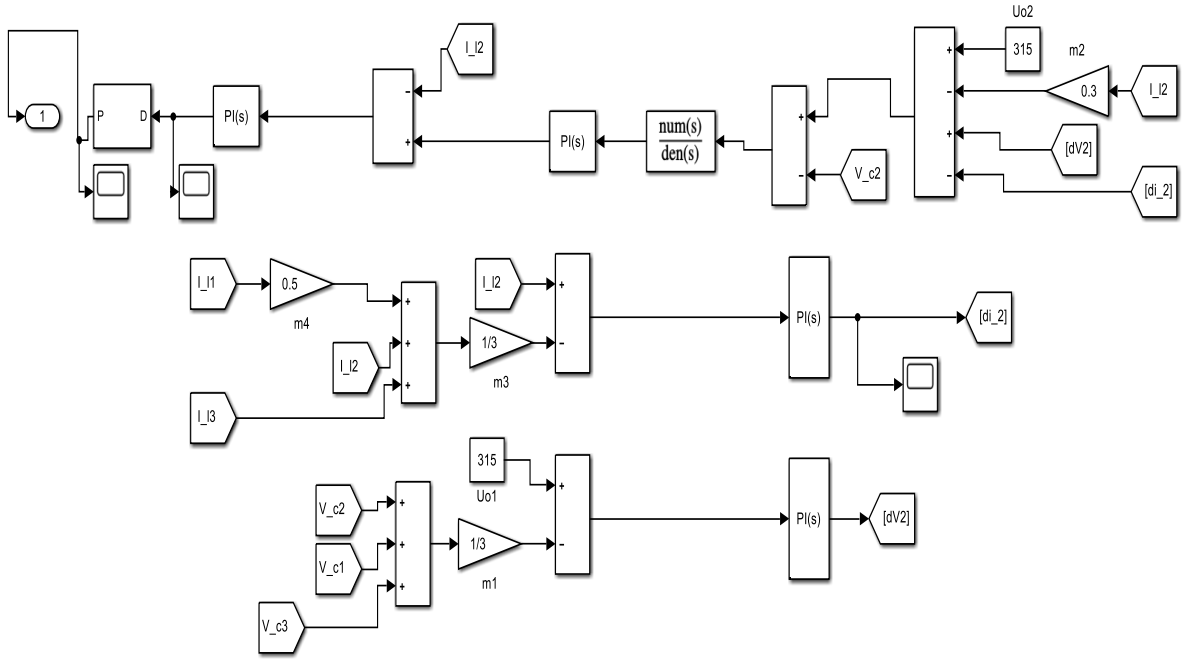


Figure 33. Contrôle hiérarchique en blocs dans l'environnement Matlab/Simulink

Les figures 34 et 35 montrent les résultats de la simulation du micro-réseau à courant continu et les variations de tension du bus à courant continu et d'autres sources d'énergie pendant 24 heures.

IV.3.3.2 *Résultats de simulation*

Les résultats de la simulation de la tension du bus DC et de la répartition de la charge sont présentés dans les figures 34 et 35. Avec l'utilisation de contrôle hiérarchique basée sur le contrôle primaire, secondaire et tertiaire, les DG1 et DG2 peuvent répondre rapidement pour maintenir la performance de tension et l'équilibre de puissance.

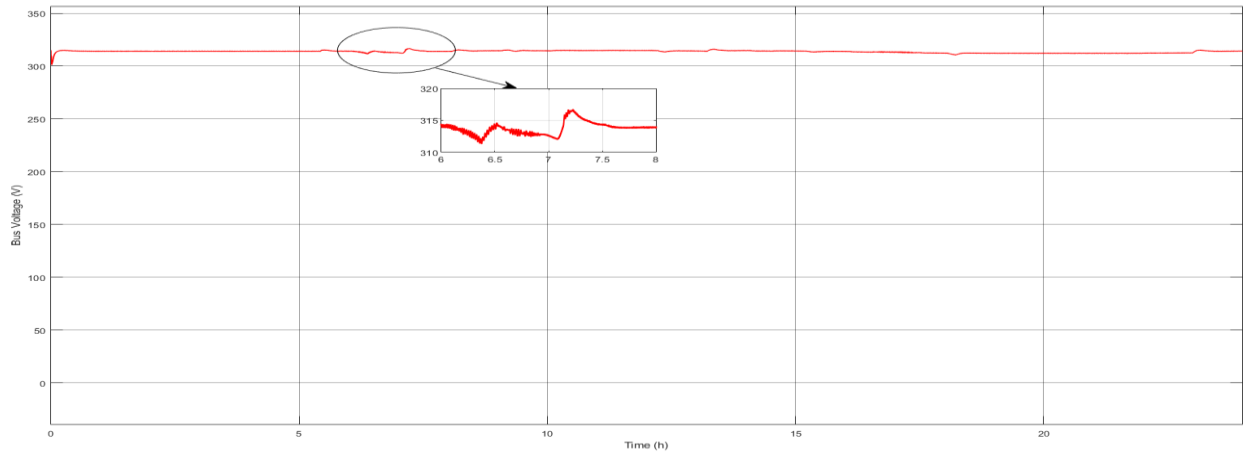


Figure 34. Comportement de la tension du bus DC du micro-réseau

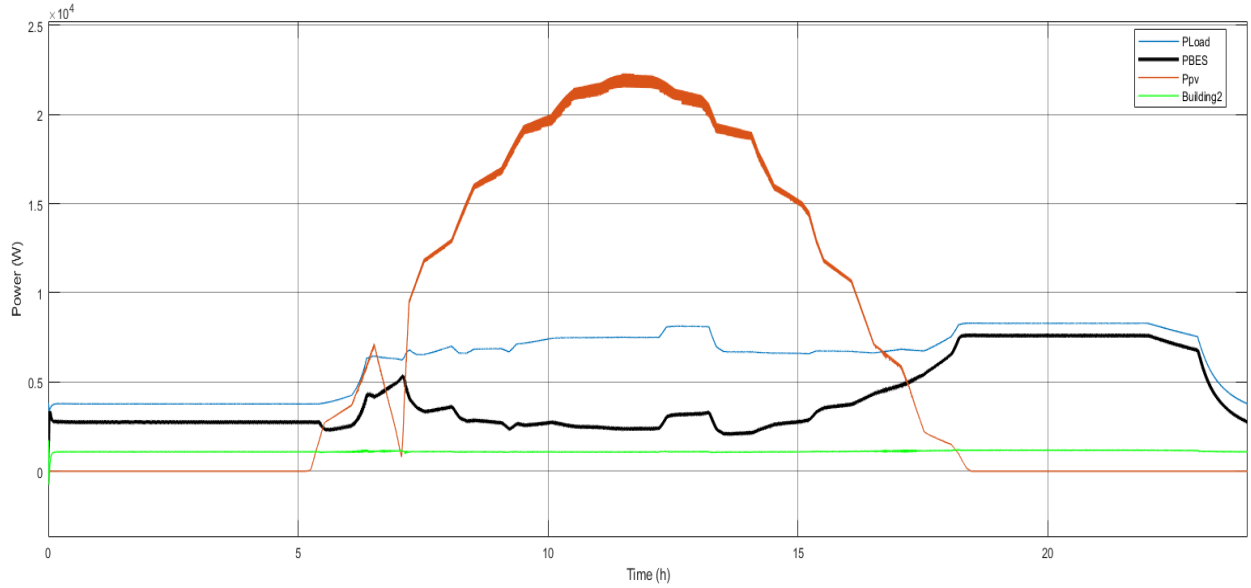


Figure 35. Comportement de la micro-réseau DC en utilisant la méthode de contrôle hiérarchique

La figure 34 montre clairement que le bus DC maintient la tension à un niveau compris dans les limites définies (±5V) quelles que soient les conditions de fonctionnement, ce qui confirme la bonne performance du contrôle hiérarchique proposé. Les résultats indiquent que la tension du bus DC est approximativement constante dans des conditions de charge constantes ou légèrement variables. Dans la même figure, dans des conditions de forte variation de charge, la tension du bus est d'environ ±3V.

Dans la figure 35, les résultats montrent que de 0h à 6h du matin, la puissance des panneaux photovoltaïques est inexistante, de sorte que les charges du bâtiment collectif seront alimentées par le courant chargé dans les batteries et le surplus du bâtiment voisin, ce qui résulte en une tension de bus DC stable. Après 6h, la puissance fournie par les panneaux photovoltaïques augmente progressivement, les charges sont alimentées par la source photovoltaïque et les batteries peuvent être chargées avec le surplus de puissance photovoltaïque, sachant que le surplus du bâtiment voisin est toujours présent pour soutenir le micro-réseau. Pendant la nuit, les panneaux photovoltaïques ne fournissent pas d'énergie, le micro-réseau est alimenté une seconde fois par l'énergie stockée dans les batteries et le surplus du bâtiment voisin. Ces résultats de simulation valident la stratégie de contrôle hiérarchique présentée dans ce rapport.

IV.4 Conclusion

Ce chapitre présente une étude ayant pour objectif de modéliser et de simuler le comportement d'un micro-réseau à courant continu intégré dans un bâtiment collectif. Le système comprend la consommation quotidienne d'un bâtiment collectif (la consommation des équipements électriques), une installation photovoltaïque, un banc de batteries comme système de stockage d'énergie pour faire face à l'instabilité et à l'imprévisibilité du système. En outre, nous présentons un contrôle hiérarchique pour assurer la répartition des charges entre les sources parallèles du micro-réseau à courant continu et le maintien de la tension du bus à courant continu. Un convertisseur de puissance bidirectionnel est utilisé pour assurer le transfert d'énergie entre deux bâtiments collectifs. De cette façon, les bâtiments peuvent échanger de l'énergie entre eux, ce qui permet une utilisation optimale des énergies renouvelables, une capacité totale des batteries plus faible et une meilleure stabilité du système. La faisabilité et les performances de la stratégie de contrôle hiérarchique présentée pour le fonctionnement efficace du micro-réseau DC autonome ont été testées dans l'environnement Matlab/Simulink.

Conclusion générale et perspectives

En raison du développement durable au niveau national et de la maîtrise des nouvelles technologies, la capacité installée des énergies renouvelables a fortement augmenté au cours de la dernière décennie. Cependant, la pénétration des sources d'énergie renouvelable dans le réseau électrique classique est soumise à des contraintes. Dans ce contexte, la conception d'un réseau intelligent à production /consommation locale est proposée pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables. En outre, les panneaux photovoltaïques, qui ont un potentiel élevé, seront une source d'énergie principale dans le secteur de bâtiment. Le concept de micro-réseau est proposé comme une solution attrayante pour une intégration efficace des énergies renouvelables, en particulier la production. Néanmoins, le micro-réseau doit répondre à l'exigence d'efficacité énergétique.

Dans cette thèse, on se concentre sur trois sujets concernant la modélisation des systèmes PV, la réalisation d'un contrôleur de charge solaire et le contrôle du micro-réseau DC dans un bâtiment collectif. Les trois sujets abordés et les expérimentations de cette thèse sont résumés dans les lignes qui suivent.

Dans la partie modélisation des systèmes PV, le modèle à cinq paramètres de la cellule PV a été choisi dans cette étude. Cette modélisation est utilisée pour mieux comprendre les courbes de fonctionnement I-V et P-V des modules photovoltaïques. De plus, elle peut être considérée comme un outil pour prédire le comportement de n'importe quelle cellule, module ou réseau PV solaire dans des conditions environnementales (température, irradiation) et des paramètres physiques (résistance en série, résistance en parallèle, facteur d'idéalité, etc.) Cette recherche est la première étape de l'étude d'un micro-réseau DC connecté à d'autres sources comme les batteries et les charges du bâtiment.

Dans la deuxième partie, différents types de systèmes photovoltaïques autonomes ont été analysés. Le système solaire domestique a été présenté. En outre, un prototype de laboratoire qui représente un nano-réseau à courant continu a été réalisé. Ce prototype nous a permis de développer une stratégie de contrôle pour gérer la charge et la décharge de la batterie en se basant sur la

technique MPPT, qui consiste à extraire la puissance maximale du panneau photovoltaïque pour charger la batterie et alimenter les charges en courant continu.

Pour la troisième et dernière partie, une stratégie de contrôle basée sur un contrôle hiérarchique à trois niveaux a été utilisée pour contrôler un micro-réseau à courant continu qui alimente un bâtiment collectif. La méthode proposée a permis de compenser les variations de la tension du bus DC et en même temps de partager l'énergie entre les consommateurs, résultant en un micro-réseau DC stable.

Comme perspectives pour ce travail, il est suggéré de traiter les points suivants :

- Choisir les spécifications finales des différents composants d'un nouveau banc expérimental qui permet d'implémenter la stratégie de contrôle proposée dans ce travail.
- Ajouter d'autres sources d'énergie renouvelable comme l'éolienne au micro-réseau étudié.
- Étudier et modéliser le convertisseur de puissance Split-Pi.

Références

[1] L. Xiong, W. Peng, L.P. Chiang, "A Hybrid AC/DC Microgrid and Its Coordination Control", IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 2, pp. 278-286, 2011.

[2] IEEE Transactions on Power Systems 2010; 25(2):821–34.Sao CK, Lehn PW. Control and power management of converter fed microgrids. IEEE Transactions on Power System 2008; 23(3):1088–98.

[3] Majumder R, Ghosh A, Ledwich G, Zare F. Power management and power flow control with back-to-back converters in a utility connected microgrid.

[4] Basua AK, Chowdhury SP, Chowdhury S, Paul S. Microgrids: energy management by strategic deployment of DERs—a comprehensive survey. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2011; 15(9):4348–56.

[5] Asmus P. Microgrid, virtual power plants and our distributed energy future.The Electricity Journal 2010; 23(10):72–82.

[6] Smart Grid: reinventing the electric power system. IEEE Power and Energy Society; 2012.

[7] Xu L, Chen D. Control and operation of a DC microgrid with variable generation and energy storage. IEEE Transactions on Power Delivery 2011; 26(4):2513–22.

[8] Biczel P. Power electronic converters in a DC microgrid. In: 5th International conference – workshop – CPE; 2007.

[9] Guerrero JM, Vasquez JC, Matas J, Garcia de Vicuna L, Castilla M. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—a general approach toward standardization. IEEE Transactions on Industrial Electronics 2011; 58(1): 158–172.

[10] GAO, F., KANG, R., CAO, J. et al. Primary and secondary control in DC microgrids: a review. J. Mod. Power Syst. Clean Energy 7, 227–242 (2019).

[11] Yang N, Paire D, Gao F et al (2015) Compensation of droop control using common load condition in DC microgrids to improve voltage regulation and load sharing. Int J Elect Power Energy Syst 64:752–760

[12] T.L. Vandoorn, J.C. Vasquez, D.M. de Kooning, J.M. Guerrero, L. Vandevelde, Microgrids: hierarchical control and an overview of the control and reserve management strategies. IEEE Ind. Electron. Mag. 7(4), 42–55 (2013).

[13] Johnson BK, Lasseter RH,Alvarado FL, Adapa R. Expandable multiterminal DC systems based on voltage droop. IEEE Trans Power Deliv 1993;8(4):1926–**32.**

[14] Xu Q, et al. A decentralized dynamic power sharing strategy for hybrid energy storage system in autonomous DC Microgrid. IEEE Trans Ind Electron 2017; 64(7):5930–41.

[15] Abdelaziz MMA, Farag HE, El-Saadany EF. Optimum droop parameter settings of islanded microgrids with renewable energy resources. IEEE Trans Sustain Energy 2014;5(2):434–45.

[16] Cingoz F, Elrayyah A, Sozer Y. Optimized settings of droop parameters using stochastic load modeling for effective DC microgrids operation. IEEE Trans Ind Appl 2017;53(2):1358–71.

[17] Dragicevic T, Lu X, Vasquez JC, Guerrero JM. DC microgrids—Part I: a review of control strategies and stabilization techniques. IEEE Trans Power Electron 2016;31(7):4876–91.

[18] Beerten J, Belmans R. Analysis of power sharing and voltage deviations in droop controlled DC grids. IEEE Trans Power Syst 2013; 28(4):4588–97.

[19] Chen F, Burgos R, Boroyevich D et al (2015) A nonlinear droop method to improve voltage regulation and load sharing in DC systems. In: Proceedings of IEEE first international conference on DC microgrids (ICDCM), Atlanta, USA, 7–10 June 2015, pp 45–50.

[20] Meng L, et al. Review on control of DC microgrids and multiple microgrid clusters. IEEE J Emerg Sel Top Power Electron. 2017; 5(3):928–48.

[21] Xu G, Shang DS, Liao XZ (2015) Decentralized inverse-droop control for input-series-output-parallel DC-DC converters. IEEE Trans Power Electron 30(9):4621–4625.

[22] Huang HH, Hsieh CY, Liao JY, Chen KH. adaptive droop resistance technique for adaptive voltage positioning in boost DC–DC converters. IEEE Trans Power Electron 2011;26(7):1920–32.

[23] Lu X, Sun K, Guerrero JM et al (2014) State-of-charge balance using adaptive droop control for distributed energy storage systems in DC microgrid applications. IEEE Trans Ind Electron 61(6):2804–2815

[24] Ahmad S, M.Z.A.A. Kadir, Shafie S. Current perspective of the renewable energy development in Malaysia. Renew Sustain Energy Rev 2011; 15: 897–904.

[25] Lo Brano V, Orioli A, Ciulla G. On the experimental validation of an improved five-parameter model for silicon photovoltaic modules. Sol Energy Mater Sol Cells 2012;105:27-39.

[26] Saloux E, Teyssedou A, Sorin M. Explicit model of photovoltaic panels to determine voltages and currents at the maximum power point. Sol Energy 2011; 85:713–22.

[27] Ishaque K, Salam Z. An improved modeling method to determine the model parameters of photovoltaic (PV) modules using differential evolution (DE). Sol Energy 2011; 85:2349–59.

[28] Aparicio MP, Pelegrí-Sebastiá J, Sogorb T, Llario V. Modeling of photovoltaic cell using free software application for training and design circuit in Photovoltaic Solar Energy; 2013.

[29] Shockley W, Queisser HJ. Detailed balance limit of efficiency of p–n junction solar cells. J Appl Phys 1961;32:510–9.

[30] Mazhari B. An improved solar cell circuit model for organic solar cells. Sol Energy Mater Sol Cells 2006;90:1021–33.

[31] Dongue SB, Njomo D, Tamba JG, Ebengai L. Modeling of electrical response of illuminated crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models. Int J Emerg Technol Adv Eng 2012;2:612–9.

[32] Ma T, Yang H, Lu L. Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays. Sol Energy 2014;100:31–41.

[33] Lo Brano V, Orioli A, Ciulla G, Di Gangi A. An improved five-parameter model for photovoltaic modules. Sol Energy Mater Sol Cells 2010;94:1358–70.

[34] Tian H, Mancilla-David F, Ellis K, Muljadi E, Jenkins P. A cell-to-module-to array detailed model for photovoltaic panels. Sol Energy 2012;86:2695–706.

[35] Sukamongkol Y, Chungpaibulpatana S, Ongsakul W. A simulation model for predicting the performance of a solar photovoltaic system with alternating current loads. Renew Energy 2002;27:237–58.

[36] Ma T, Yang H, Lu L, Peng J. Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong. Renew Energy 2014;69:7–15.

[37] Yordanov GH, Midtgård O-M, Saetre TO. Series resistance determination and further characterization of c-Si PV modules. Renew Energy 2012;46:72–80.

[38] Kurobe K-i, Matsunami H. New two-diode model for detailed analysis of multicrystalline silicon solar cells. Jpn J Appl Phys 2005;44:8314.

[39] Ishaque K, Salam Z, Syafaruddin. A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model. Sol Energy. 2011;85:2217–27.

[40] de Blas MA, Torres JL, Prieto E, Garcia A. Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices. Renew Energy 2002;25:371–80.

[41] Marion B. A method for modeling the current–voltage curve of a PV module for outdoor conditions. Progr Photovolt: Res Appl 2002;10:205–14.

[42] Arab AH, Chenlo F, Mukadam K, Balenzategui JL. Performance of PV water pumping systems. Renew Energy 1999;18:191–204.

[43] Villalva MG, Gazoli JR, Filho ER. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. IEEE Trans Power Electron 2009;24: 1198 –208.

[44] Sera D, Teodorescu R, Rodriguez P. PV panel model based on datasheet values. In: Proceedings of IEEE international symposium on industrial electronics, ISIE; 2007.p. 2392–6.

[45] De Soto W, Klein SA, Beckman WA. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. Sol Energy 2006; 80:78–88.

[46] Blaifi, S., Moulahoum, S., Taghezouit, B., & Saim, A. (2019). An enhanced dynamic modeling of PV module using Levenberg-Marquardt algorithm. *Renewable Energy*, *135*, 745-760.

[47] Gow JA, Manning CD. Development of a model for photovoltaic arrays suitable for use in simulation studies of solar energy conversion systems. In: Proceedings of the sixth international conference on power electronics and variable speed drives, (Conf Publ No 429); 1996.p.69–74.

[48] Tian, H., Mancilla-David, F., Ellis, K., Muljadi, E., Jenkins, P., 2012. A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels. Sol. Energy 86, 2695–2706.

[49] Messenger, R.A., Ventre, J., 2004. Photovoltaic Systems Engineering, second ed. CRC Press LLC, Boca Raton, FL.

[50] Rauschenbach H.S. (1980) Fabrication and Test. In: Solar Cell Array Design Handbook. Springer, Dordrecht. M. A. Green, “Photovoltaics: comming of age,” in Photovoltaic Specialists Conference, 1990.

[51] M. A. Green, “Photovoltaics: comming of age,” in Photovoltaic Specialists Conference, 1990.

[52] Sharaf Sumaiya,"Modeling, designing, and analysis of a standalone PV DC microgrid system," MS thesis, GSU, 2018.

[53] Solar pumps market: global industry analysis and opportunity assessment 2015–2025, Market Research Report, Future Market Insights (FMI), 2016.

[54] Handbook of photovoltaic science and engineering / edited by Antonio Luque and Steven Hegedus.

[55] J. Urpelainen, S. Yoon, Solar home systems for rural India: survey evidence on awareness and willingness to pay from Uttar Pradesh, Energy Sustain. Dev. 24 (2015) 70–78.

[56] ON Semiconductor, LC Selection Guide for the DC-DC Synchronous Buck Converter, AND9135/D.

[57] N K. M'Sirdi, B. Nehme, M. Abarkan, A. Rabhi, The Best MPPT Algorithms by VSAS approach for Renewable Energy Sources (RES), conference paper EFEA 2014, PARIS.

[58] J. Dunlop and B. Farhi, "Reccomendations for Maximizing Battery Life in Photovoltaic System: A review of lessons learned," Florida Soalr Energy center, Washington DC, 2001.

[59] M. Pathare, V. Shetty, Designing and Implementation of Maximum Power Point Tracking(MPPT) Solar Charge Controller, 2017 International Conference on Nascent Technologies in the Engineering Field (ICNTE-2017).

[60] N. Barua, A. Dutta, S. Chakma, Implementation of Cost-effective MPPT Solar Photovoltaic System Based on the Comparison between Incremental Conductance and P&O Algorithm, 2016 IEEE International WIE Conference on Electrical and Computer Engineering (WIECON-ECE) 19-21 December 2016, India.

[61] A. Chandwani, A. Kothari, Design, Simulation and Implementation of Maximum Power Point Tracking (MPPT) for Solar based Renewable Systems, 2016 International Conference on Electrical Power and Energy Systems (ICEPES). Dec 14-16, 2016.

[62] A.Byou, M.Abarkan, Nacer K.M'Sirdi and El-hossain Abarkan, Système électronique d'acquisition de mesures et de contrôles d'une station solaire de production d'énergie, Bâtiments et villes Durables (BVD'17), Fés, Maroc, 6-7 Déc (2017)

[63] A.Byou, M.Abarkan, Nacer K.M'Sirdi and El-hossain Abarkan, ―**S**olar Charge Controller with a Data Acquisition System Based on Arduino‖, ICEERE ,Saidia (Maroc), 14-17 Avril 2018.

[64] A. Chandwani, A. Kothari, Design, Simulation and Implementation of Maximum Power Point Tracking (MPPT) for Solar based Renewable Systems, 2016 International Conference on Electrical Power and Energy Systems (ICEPES). Dec 14-16, 2016.

[65] Noritake, M., Hoshi, H., Hirose, K., Kita, H., Hara, R., & Yagami, M, Operation algorithm of DC microgrid for achieving local production for local consumption of renewable energy, (2013).

[66] U. Manandhar, A. Ukil, and T. K. K. Jonathan, Efficiency Comparison of DC and AC Microgrid, 10.1109/ISGT-Asia.2015.7387051, (2015).

[67] Zhao, J.; Dörfler, F, Distributed control and optimization in DC microgrids, Automatica 2015, 61, 18–26.

[68] Lonkar, M.; Ponnaluri, S, An overview of DC microgrid operation and control, International Renewable Energy Congress (IREC), Sousse, Tunisia, 2015.

[69] Chi, J.; Wang, P.; Xiao, J.; Tang, Y.; Choo, F.H, Implementation of Hierarchical Control in DC microgrids, IEEE Trans. Ind. Electron. 2014, 61, 4032–4042.

[70] Dragicevic, T.; Lu, X.; Vasquez, J.C.; Guerrero, J.M, DC Microgrids—Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques. IEEE Trans. Power Electron, 2016, 31, 4876 – 4891.

[71] M. Sechilariu, F. Locment. Urban DC Microgrid: Intelligent Control and Power Flow Optimization. Elsevier, pp.0-306, 2016.

[72] Anand S, Fernandes BG, Guerrero J. Distributed control to ensure proportional load sharing and improve voltage regulation in low-voltage DC microgrids. IEEE Trans Power Electron 2013; 28(4):1900–13.

[73] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, and M.Castilla, Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization, IEEE Trans. Industrial Electronics, vol.58, no.1, pp.158-172, 2011.

[74] Lu, X., Guerrero, J. M., Sun, K., Vasquez, J. C., Teodorescu, R., & Huang, L. Hierarchical Control of Parallel AC-DC Converter Interfaces for Hybrid Microgrids. IEEE Transactions on Smart Grid, 5(2), 683 – 692, 2014.

[75] M.Abarkan, A.Byou, Nacer K.M'Sirdi and El-hossain Abarkan, The behavior of a building using RES energy and A control strategy of DC microgrid, ICCSRE, Agadir (Maroc), 24-26 Juillet 2019.

[76] Ma, T.T.H.; Yahoui, H.; Vu, H.G.; Siauve, N.; Morel, H. A Control Strategy of DC Building Microgrid Connected to the Neighborhood and AC Power Network. Buildings 2017, 7, 42.

[77] Zhang, L.; Wu, T.; Xing, Y.; Sun, K.; Gurrero, J.M, Power control of DC microgrid using DC bus signalling, IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), USA, 2011; pp. 1926–1932.

[78] Z. Shuai, J. Fang, F. Ning, Z.J. Shen, Hierarchical structure and bus voltage control of DC microgrid, Renew. Sustain. Energy Rev. 82 (2018) 3670–3682,

Annexe 1

La fiche technique du module photovoltaïque étudié

Sunmodule® Plus
SW 285 MONO

SOLARWORLD
REAL VALUE

PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

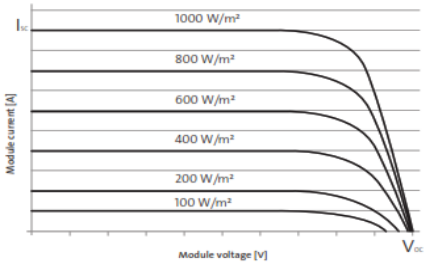
		SW 285
Maximum power	P_{max}	285 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	39.7 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	31.3 V
Short circuit current	I_{sc}	9.84 A
Maximum power point current	I_{mpp}	9.20 A
Module efficiency	η_m	17.00 %

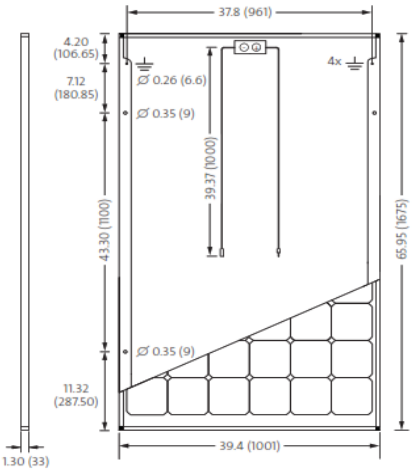
*STC: 1000W/m², 25 °C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/M², NOCT, AM 1.5

		SW 285
Maximum power	P_{max}	213.1 Wp
Open circuit voltage	V_{oc}	36.4 V
Maximum power point voltage	V_{mpp}	28.7 V
Short circuit current	I_{sc}	7.96 A
Maximum power point current	I_{mpp}	7.43 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25 °C: at 200 W/m², 100% of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.





COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60	*Front*	Low-iron tempered glass with ARC (EN 12150)
Cell type	Monocrystalline 5-busbar	*Frame*	Clear anodized aluminum
Cell dimensions	6.17 in x 6.17 in (156.75 x 156.75 mm)	*Weight*	39.7 lbs (18.0 kg)

THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TCI_{sc}	0.04 % / °C
TCV_{oc}	-0.30 % / °C
TCP_{mpp}	-0.41 % / °C
Operating temp	-40 to +85 °C

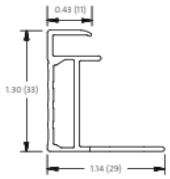
ADDITIONAL DATA

Power sorting	-0 Wp/+5 Wp
J-Box	IP65
Connector	PV wire per UL4703 with H4/UTX connectors
Module fire performance	(UL 1703) Type 1

PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

Maximum system voltage SC II / NEC		1000 V
Maximum reverse current		25 A
Number of bypass diodes		3
*Design loads**	*Two rail system*	113 psf downward, 64 psf upward
*Design loads**	*Three rail system*	178 psf downward, 64 psf upward
*Design loads**	*Edge mounting*	178 psf downward, 41 psf upward

* Please refer to the Sunmodule installation instructions for the details associated with these load cases.



- Compatible with both "Top-Down" and "Bottom" mounting methods
- ⏚ Grounding Locations:
  – 4 locations along the length of the module in the extended flange.

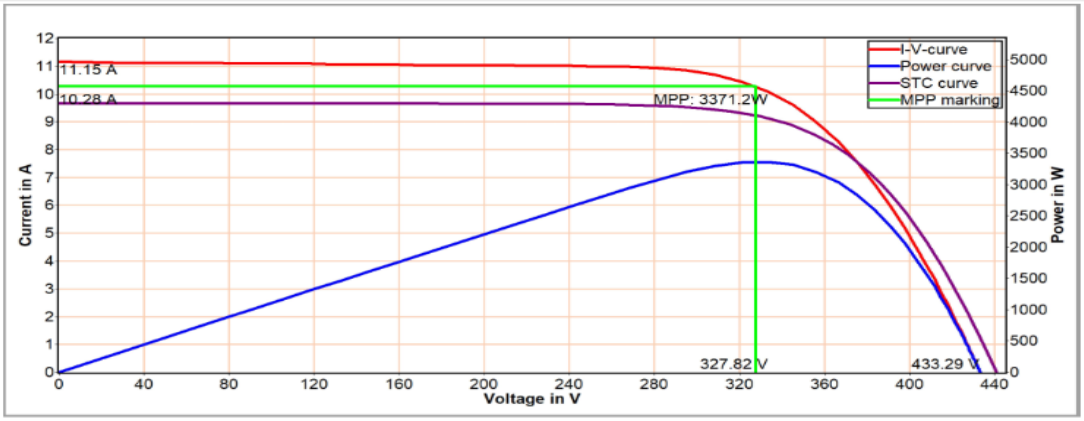
All units provided are imperial. SI units provided in parentheses.
SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice.

SW-01-7172US 160902

Annexe II

Des mesures sur le terrain concernant le module étudié

Result of PVPM Power Measurement



Measurement Results

Module type: SUN POWER 285 (SOLAR WORD)
In series: 12 - Parallel: 1

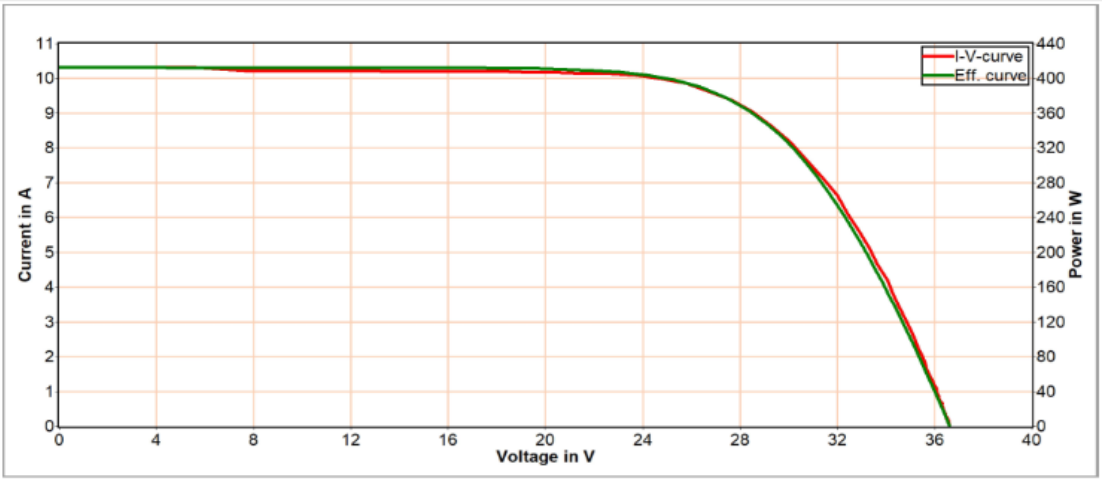
		Measurm.:	Nominal:	Deviation:
Values at STC:	**Peak power P pk:**	**3061,2 Wp**	**3420,0 W**	**-10,5 %**
	Ppk max:	3214,3 W	n.a.	
	Ppk min:	2908,2 W	n.a.	
	I pmax0:	8,90 A	9,20 A	-3,2 %
	Vpmax0:	343,8 V	375,6 V	-8,5 %
	I sc0:	9,66 A	9,84 A	-1,9 %
	Voc0:	441,1 V	476,4 V	-7,4 %
Maximum values (actual):	P max:	3371,2 W		
	I pmax:	10,28 A		
	Vpmax:	327,8 V		
	I sc:	11,15 A		
	Voc:	433,3 V		
Calculated values:	Rs:	4,8 Ohm	4,7 Ohm	0,4 %
	Losses by add. Rs:	-1 W		
	Rp:	2502 Ohm	2763 Ohm	-9,4 %
	FF:	0,70	0,74	-5,4 %
	NOCT:	29 DegC		
Conditions during measurement:	Cell temperature T mod:	33,6 DegC		
	Irradiance E eff:	1155 W/m2		
	Temperature reference cell T ref:	47,8 DegC		

Additional Informations

File: D:\PV data\Measurement series1\19-03-2018 11_12_02.SUI

PVPM Serial No.: PVPM1040X01117	Sensor: SOZ-03 #12929
Customer: CHARAF	PV plant: GEP
Plant part:	Date of measurement: 19.03.2018 11:12:02
Description:	

Result of PVPM Power Measurement



Measurement Results

Module type: SUN POWER 285 (SOLAR WORD)

In series: 1 - Parallel: 1

		Measurm.:	*Nominal:*	*Deviation:*
Values at STC:	***Peak power P pk:***	**253,1 Wp**	**285,0 W**	**-11,2 %**
	Ppk max:	265,7 W	n.a.	
	Ppk min:	240,4 W	n.a.	
	I pmax0:	8,88 A	9,20 A	-3,4 %
	Vpmax0:	28,5 V	31,3 V	-9,0 %
	I sc0:	9,70 A	9,84 A	-1,4 %
	Voc0:	37,3 V	39,7 V	-6,1 %
Maximum values (actual):	*P max:*	259,2 W		
	I pmax:	9,44 A		
	Vpmax:	27,5 V		
	I sc:	10,31 A		
	Voc:	36,6 V		
Calculated values:	*Rs:*	0,5 Ohm	0,4 Ohm	25,4 %
	Losses by add. Rs:	-8 W		
	Rp:	245 Ohm	230 Ohm	6,4 %
	FF:	0,69	0,74	-6,9 %
	NOCT:	29 DegC		
Conditions during measurement:	*Cell temperature T mod:*	32,2 DegC		
	Irradiance E eff:	1063 W/m2		
	Temperature reference cell T ref:	43,1 DegC		

Additional Informations

File: D:\PV data\Measurement series1\19-03-2018 11_06_32.SUI

PVPM Serial No.: PVPM1040X01117	*Sensor: SOZ-03 #12929*
Customer: CHARAF	*PV plant: GEP*
Plant part:	*Date of measurement: 19.03.2018 11:06:32*
Description:	