

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'enseignement supérieure et la recherche scientifique
École Nationale Polytechnique



Département d'Électronique

Laboratoire des Dispositifs de Communication et de Conversion
Photovoltaïque

Thèse de Doctorat

En: Énergies Renouvelables

Option: Photovoltaïque

La gestion optimisée d'énergie électrique hybride Photovoltaïque/Pile à combustible

présentée par:

HADJAISSA Aboubakeur

Magister en Énergies Renouvelables de l'ENP

Sous la direction de M. AIT CHEIKH Mohamed Salah, Professeur

Présenté et soutenu publiquement le 13 décembre 2016

Composition du Jury:

Président : M.HADDADI Mourad,	Professeur	ENP, Algérie
Rapporteur : M.AIT CHEIKH Mohamed Salah,	Professeur	ENP, Algérie
Examineur : M.LARBES Chérif,	Professeur	ENP, Algérie
Examineur : M.MALEK Ali,	Dir. Rech	CDER, Algérie
Examineur : M.BOUCHAFAA Farid,	Professeur	USTHB, Algérie
Examineur : Mme.BOUKHELIFA Akila,	MCA	USTHB, Algérie
Invité : M.ESSOUNBOULI Najib,	Professeur	Université de Reims, France

ENP-2016

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'enseignement supérieure et la recherche scientifique
École Nationale Polytechnique



Département d'Électronique

Laboratoire des Dispositifs de Communication et de Conversion
Photovoltaïque

Thèse de Doctorat

En: Énergies Renouvelables

Option: Photovoltaïque

La gestion optimisée d'énergie électrique hybride Photovoltaïque/Pile à combustible

présentée par:

HADJAISSA Aboubakeur

Magister en Énergies Renouvelables de l'ENP

Sous la direction de M. AIT CHEIKH Mohamed Salah, Professeur

Présenté et soutenu publiquement le 13 décembre 2016

Composition du Jury:

Président : M.HADDADI Mourad,	Professeur	ENP, Algérie
Rapporteur : M.AIT CHEIKH Mohamed Salah,	Professeur	ENP, Algérie
Examineur : M.LARBES Chérif,	Professeur	ENP, Algérie
Examineur : M.MALEK Ali,	Dir. Rech	CDER, Algérie
Examineur : M.BOUCHAFAA Farid,	Professeur	USTHB, Algérie
Examineur : Mme.BOUKHELIFA Akila,	MCA	USTHB, Algérie
Invité : M.ESSOUNBOULI Najib,	Professeur	Université de Reims, France

ENP-2016

Dédicace

À mes Parents,

À ma femme,

À ma Petite fille,

À mes frères et ma sœur,

Je dédie cette thèse.

Remerciements

Je souhaite remercier en premier lieu mon directeur de thèse, M. AIT CHEIKH Mohamed Salah, Professeur des Universités et Chef de Département Électronique de l'École Nationale Polytechnique pour m'avoir accepté d'orienter ce modeste travail. Je lui suis également reconnaissant pour le temps conséquent qu'il m'a accordé, ses qualités pédagogiques et scientifiques, sa franchise et sa sympathie. J'ai beaucoup appris à ses côtés et je lui adresse ma gratitude pour tout cela.

J'adresse mes remerciements à tous mes enseignants, pour ses contributions durant tout ma carrière académique.

Je désire en outre remercier tous mes amis, mes collègues et surtout mon collègue M. AMEUR Khaled pour leur sympathie, leur amitié. J'ai eu beaucoup de plaisir à travailler avec eux. Le cadre de travail était idéal.

Aussi, j'adresse mes chaleureux remerciements à mes parents, mes frères et sœur, ainsi que et sans oublier ma petite fille le charmante "Asma" pour leur soutien au cours de ces années et sans lesquels je n'en serais pas là aujourd'hui.

Enfin, je souhaite remercier spécialement Ma femme pour son soutien et sa patience tout au long de la thèse.

ملخص

تعرف الطاقات المتجددة تطورا كبيرا نظرا لأهميتها كبديل للطاقات الأحفورية، من بين هاته الطاقات نذكر الطاقة الفوتو فولتية تعتبر هذه الأخيرة طاقة متجددة غير ملوثة ومربحة على المدى البعيد، لكنها غير متوفرة في كل وقت مما يستدعي ربطها مع مصادر طاقة أخرى. إن الهدف الرئيسي من هذا العمل هو وضع خطة لإدارة الطاقة الكهربائية و الوقت لنظام كهربائي هجين، يعتمد هذا الأخير على الطاقة الفوتو فولتية، خلية وقود هيدروجينية و بطاريات شمسية لتغذية مستثمرة فلاحية تنقسم هذه الخطة إلى جزئين حسب حالة النظام الهجين: الجزء الأول في حالة العمل من خلال خوارزمية إدارة الطاقة الكهربائية و الجزء الثاني من الخطة في حالة توقف النظام بسبب عملية الصيانة من خلال خوارزمية تقليل وقت التوقف؛ لتحقيق هاته تم الاعتماد على المنطق الضبابي و الأداة العليا (PSO,GA)

الكلمات المفتاحية: نظام إدارة الطاقة، نظام هجين متجدد، منطق ضبابي، تحكم في تيار المستمر، مدة الحياة، الجدولة المثلى للصيانة

Abstract

The development of renewable energies knows an important development thanks to their positive impact on the environment and because of the imminent extinction of fossil fuels. One of these energies, solar PV can be considered clean and a long-term profitable. But a major obstacle due to its unavailability throughout the day forces us to associate it with other sources for a greater energy security. The principle objective of this work is to develop an energy management plan optimized applied to a hybrid system. This system is based on photovoltaics, fuel cells and batteries to power a farm. This plan is drawn in two possible states, the running state through an optimized algorithm of power management and shutdown state through an optimal management algorithm to find the best optimal makespan. Both algorithms are based on fuzzy logic and meta-heuristics as optimization tools (PSO, GA)

Keywords: Energy management system, Hybrid renewable system PV/FC, fuzzy logic, DC bus control, Lifetime, optimal maintenance scheduling

Résumé

Le développement des énergies renouvelables connaît un important développement grâce à leur impact positif sur l'environnement ainsi qu'à cause de la prochaine extinction des énergies fossiles. L'une de ces énergies, l'énergie solaire photovoltaïque peut être considérée comme non polluante et rentable à long terme. Mais un empêchement majeur dû à sa non disponibilité durant toute la journée nous oblige à l'associer avec d'autres sources pour une plus grande sécurité énergétique. L'objectif principal de ce travail est de développer un plan de gestion d'énergie optimisé pour un système hybride. Ce système est basé sur le photovoltaïque, la pile à combustible et des batteries pour alimenter une ferme agricole. Ce plan est tracé dans les deux états possibles du système hybride, l'état en marche à travers un algorithme optimisé de gestion d'énergie et l'état d'arrêt à travers un algorithme de gestion optimale du temps d'arrêt. Ces deux algorithmes se basent sur la logique floue et les méta-heuristiques comme outils d'optimisation de ce plan (PSO, GA).

Mots clés : Gestion d'énergie, système hybride renouvelable PV/PàC, logique floue, commande du bus DC, Durée de vie, planification optimale de maintenance

Table des matières

Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclature	
Introduction générale	13
1 Systèmes électriques hybrides	15
1.1 Introduction	17
1.2 Systèmes électriques hybrides SEH	19
1.3 Structures des systèmes électriques hybrides renouvelables	21
1.4 Gestion/Commande des Systèmes électrique hybrides renouvelables ..	26
1.5 Commande des Systèmes Électriques Hybrides Renouvelables	29
1.6 Conclusion	32
1.7 Références	34
2 Modélisation de système électrique hybride PV/PàC	36
2.1 Introduction	38
2.2 Système électrique hybride photovoltaïque/Pile à combustible	38
2.3 Générateur photovoltaïque	39
2.4 Les piles à combustible	47
2.5 Électrolyseur	54
2.6 Batteries	56
2.7 Convertisseurs DC/DC	60
2.8 Conclusion	62
2.9 Références	64
3 Dimensionnement du système hybride PV/PàC	66
3.1 Introduction	68
3.2 Description du système hybride PV/PàC	68
3.3 Description du site	69
3.4 Gisement solaire de Laghouat	70
3.5 Dimensionnement du système de pompage photovoltaïque	75

3.6	Dimensionnement du système d'irrigation	78
3.7	Dimensionnement de la serre agricole	79
3.8	Dimensionnement des convertisseurs DC/DC	84
3.9	Conclusion	89
3.10	Références	90
4	Commande des systèmes hybrides PV/PàC	92
4.1	Introduction	94
4.2	Système hybride global dimensionné	94
4.3	Structure de la commande du système SEHR	94
4.4	Modes de fonctionnement des sources	97
4.5	Mode de fonctionnement du GPV	97
4.6	Modes de fonctionnement de la pile à combustible	105
4.7	Modes de fonctionnement des batteries	110
4.8	Conclusion	114
4.9	Références	115
5	Gestion optimisée d'énergie hybride PV/PàC	116
5.1	Introduction	118
5.2	Plan de gestion On-line	118
5.3	Gestion d'énergie de type floue	120
5.4	Plan de gestion Off-line	130
5.5	Conclusion	135
5.6	Références	137
	Conclusion générale	139
	Annexes	141

Liste des figures

1.1	Systèmes électriques hybrides SEH	20
1.2	Irradiation globale horizontale " Afrique et Moyen-Orient"	22
1.3	Système hybride à connexion série	23
1.4	Système hybride à connexion série avec commutation	23
1.5	Système hybride à connexion parallèle	24
1.6	Gisement éolien d'Afrique [source : 13]	24
1.7	Commande des SEHR	30
1.8	Structure hiérarchique des SEHR	31
2.1	systèmes hybride photovoltaïques/pile à combustible	39
2.2	système photovoltaïque	39
2.3	Cellule photovoltaïque	40
2.4	Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque	41
2.5	Caractéristique $I_c(V_c)$ d'une cellule photovoltaïque	42
2.6	Influence de l'éclairement (a) et de la température (b) sur les caractéristiques de la cellule photovoltaïque	43
2.7	Panneau photovoltaïque constitué par N_p branches en parallèle chacune avec N_s cellules en série	44
2.8	Connexion de plusieurs panneaux	46
2.9	Caractéristique Courant/Tension/Puissance d'un panneau PV	46
2.10	Caractéristiques puissance-tension d'un générateur PV	47
2.11	Principe d'une pile à combustible	49
2.12	Les entrées/sorties d'une PàC de type PEMFC	50
2.13	Modèle électrique d'une PàC simplifié	52
2.14	Modèle d'une PàC détaillé	53
2.15	Électrolyse de l'eau	55

2.16	Cellule électrochimique de base	56
2.17	Evolution de la tension avec le temps, durant la charge et la décharge	58
2.18	Modèle électrique simplifié	59
2.19	Convertisseur continu continu	60
2.20	Convertisseur Buck	60
2.21	Formes d'ondes du hacheur de type Boost	61
2.22	Convertisseur DC-DC bi-directionnel	62
3.1	Système hybride PV/PàC/Bat	69
3.2	La région étudiée (HAMDA)	70
3.3	l'Éclairement globale sur un plan horizontale/incliné de Laghouat	73
3.4	Variation de l'angle d'inclinaison optimal/jour	73
3.5	Moyenne quotidienne d'heures d'ensoleillement	74
3.6	Système de pompage photovoltaïque	76
3.7	Système d'irrigation	78
3.8	Caractéristique Tension/Courant, [$P_{air} = 1.5bar, P_{H_2} = 2bar, T_{cell} = 80^{\circ}C$],[5]	82
3.9	Caractéristique Puissance/Courant, [$P_{air} = 1.5bar, P_{H_2} = 2bar, T_{cell} = 80^{\circ}C$],[5]	82
3.10	Circuit électrique du convertisseur Boost	84
3.11	Circuit électrique du convertisseur Buck	87
3.12	Circuit électrique du convertisseur bi-directionnel	89
4.1	Système hybride PV/PàC/BAT	94
4.2	Régulation cascade	95
4.3	Caractéristique I-V du panneau PV	98
4.4	Caractéristique P-V du panneau PV	98
4.5	Caractéristique I-V du générateur PV	99
4.6	Caractéristique P-V du générateur PV	99
4.7	Principe de la commande MPPT-Flou	100
4.8	Technique d'optimisation MPPT-Flou-PSO	101
4.9	Résultats de mode MPPT-Flou du GPV par PSO	102
4.10	Mode limitation du GPV	103
4.11	Commande du bus-DC en mode limitation	105

4.12	Résultats du mode limitation du GPV	105
4.13	Mode de décharge de la PàC	106
4.14	La commande en mode décharge de la PàC	107
4.15	Résultats mode décharge de la PàC	108
4.16	Mode de charge de la PàC	108
4.17	La commande en mode de charge de la PàC	109
4.18	Résultats mode charge de la PàC (électrolyseur)	110
4.19	Mode de charge/décharge des batteries	111
4.20	La commande en mode décharge des batteries	112
4.21	Résultats du mode décharge des batteries	113
4.22	Résultats du mode charge des batteries	114
5.1	Organigramme de gestion d'énergie de SEHR	118
5.2	Organigramme de gestion d'énergie de SEHR (suite figure 5.1)	119
5.3	Contrôleur flou maître	121
5.4	Entrées/Sorties de CFM	123
5.5	Contrôleur flou esclave	125
5.6	Entrées/Sorties de CFE	126
5.7	Gestion d'énergie hybride de type floue	127
5.8	Gestion d'énergie hybride floue	127
5.9	Les entrées du système de gestion d'énergie	128
5.10	Les décisions du système de gestion d'énergie	129
5.11	Pourcentages des décisions	129
5.12	Zoome sur la 2 ^{eme} journée	129
5.13	Matrice des taches/opérations	131
5.14	Matrice temps	131
5.15	Organigramme de traitement de problème	132
5.16	Système électrique hybride renouvelables (SEHR)	133
5.17	Matrice taches du SEHR	134
5.18	Matrice de temps du SEHR	134
5.19	AG pour une ordonnancement optimal du SEHR	134
5.20	Diagramme de Gantt de l'ordonnancement optimal du SEHR	135
5.21	Pertes de charge des pipes	143

5.22 Pertes de charge des coudes, vannes, clapets...	143
5.23 Fiche technique panneau photovoltaïque BP solar SX3190	144

Liste des tableaux

1.1	Classification des SEH par gamme de puissance	21
2.1	Conditions nominale et standard	45
3.1	Les coefficients : A, B et C pour le modèle de Liu & Jordan	71
3.2	Nombre moyen d'heures d'ensoleillement maximal de la région de Laghouat	75
3.3	Cahier de charge "Serre agricole"	80
4.1	Règles d'inférence	100
4.2	Résultats d'optimisation mode MPPT	103
5.1	Règles d'inférences du CFM	124
5.2	Règles d'inférences du CFE	126
5.3	Résultats d'optimisation	130
5.4	Composants du système électrique hybride renouvelables	133
5.5	Les fins de réalisation des tâches	135

Nomenclature

SEHR	Système électrique hybride renouvelable
GPV	Générateur photovoltaïque
PàC	Pile à combustible
Bat	Batteries
Eltz	Électrolyseur
MPPT	La poursuite de point de puissance maximale
PSO	Particule swarm optimization
GA	Les algorithmes génétique
CFM	Contrôleur flou maître
CFE	Contrôleur flou esclave
SOC	L'état de charges des batteries
SOC_{max}	Seuil maximal de l'état de charges des batteries
L_{H2}	Niveau d'hydrogène
L_{max}	Seuil maximal de niveau d'hydrogène
LT_{BAT}	Durée de vie des batteries(%)
LT_{PC}	Durée de vie de la pile à combustible (%)
u.t	Unité de temps
OP_{αβ}	Opération de maintenance
t_{αβ}	Le temps de traitement d'une opération de maintenance
T_α	Tâche de maintenance (ensemble d'opérations)
C_α	Le temps de fin de la tâche T _α
S_{CH}	ordonnancement des tâches de maintenance
C_{max}	le Makespan d'un de l'ordonnancement S _{CH}
S_{CH_opt}	Ordonnancement optimal des tâches de maintenance
C_{max_opt}	le Makespan optimal de l'ordonnancement S _{CH_opt}
PEMFC	Pile à combustible à membrane d'échange de protons
SAT	Superficie agricole totale
HMT	La hauteur manométrique totale(m)
P_H	La puissance hydraulique (W)
P_E	La puissance électrique (W)
C_{bat}	Capacité des Batteries (Ah)
j	Densité de courant (A/m ²)
S_{pile}	Surface active des cellules (m ²)
V_{bus}	Tension du bus continue (V)
P_{GPV}	Puissance produite par le GPV (W)
P_{CH}	Puissance demande par la charge (W)
Δ1(t)	définit par P _{GPV} - P _{CH} (W)
Δ2(t)	définit par SOC(t) - SOC _{Max} (%)
Δ3(t)	définit par L _{H2} (t) - L _{H2Max} (%)
P,Z, et N	Les fonctions d'appartenance du Δ1(t) définit comme : Positive, Zéro et Nul (W)
BFC	La fonction d'appartenance du Δ2(t) ⇒ batteries complètement chargées (%)
BMC	La fonction d'appartenance du Δ2(t) ⇒ batteries moyennement chargées (%)
BFD	La fonction d'appartenance du Δ2(t) ⇒ batteries complètement déchargées (%)
FFC	La fonction d'appartenance du Δ3(t) ⇒ PàC complètement chargées (%)
FMC	La fonction d'appartenance du Δ3(t) ⇒ PàC moyennement chargées (%)
FFD	La fonction d'appartenance du Δ3(t) ⇒ PàC complètement déchargées (%)
R	La fonctions d'appartenance du SELMOD _E ⇒ ordre de charge
L	La fonctions d'appartenance du SELMOD _E ⇒ ordre de décharge
BLO	La fonction d'appartenance du LT _{BAT} ⇒ durée de vie des batteries est longue (%)
BMO	La fonction d'appartenance du LT _{BAT} ⇒ durée de vie des batteries est moyenne (%)
BCO	La fonction d'appartenance du LT _{BAT} ⇒ durée de vie des batteries est courte (%)
FLO	La fonction d'appartenance du LT _{BAT} ⇒ durée de vie de la PàC est longue (%)
FMO	La fonction d'appartenance du LT _{BAT} ⇒ durée de vie de la PàC est moyenne (%)
FCO	La fonction d'appartenance du LT _{BAT} ⇒ durée de vie de la PàC est courte (%)

Introduction générale

Afin de limiter le réchauffement de la terre, les membres de la COP21 ont proposé d'investir beaucoup plus dans les énergies renouvelables comme alternative aux énergies fossiles. la production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques comme source renouvelable pourrait être une solution. En effet celle-ci est non polluante et de plus rentable à long terme. L'un des inconvénients majeurs est que cette source n'est pas disponible durant toute la journée. Pour assurer plus de sécurité énergétique et palier à ce manque, les systèmes hybrides sont une solution. Ces derniers sont l'association de deux ou plusieurs sources parmi lesquelles au moins une d'entre elles est une source renouvelable.

Dans ce contexte et dans le but d'augmenter la disponibilité d'électricité , nous avons proposé un système hybride à énergies renouvelables photovoltaïque/Pile à combustible, basé sur le photovoltaïque comme une source principale et la pile à combustible comme une source secondaire. Pour plus de sécurité et ainsi augmenter le degré de liberté de ce système nous avons ajouter une troisième source que sont les batteries solaires afin d'exploité le maximum de la source PV par la gestion de surplus.

L'objectif principal de la présente thèse est de proposer deux plans de gestion d'énergie pour ce système hybride. L'un de ces plans est de développer un algorithme de gestion optimale d'énergie quand le système est en état de marche à travers l'optimisation des commandes ainsi que l'augmentation de leur durée de vie. L'autre plan concerne l'optimisation du temps d'arrêt du système hybride pour l'ordonnancement optimal des taches de maintenance.

L' optimisation, dans le premier plan, est divisée en deux étapes : la première par l'optimisation des gains des contrôleurs flous destinés à la commande du bus continu. Cette optimisation a été faite en utilisant l'algorithme PSO(Particul Swarm Optimization); la deuxième étape par la proposition des deux contrôleurs flous dont les rôles sont de gérer l'énergie électrique du système hybride et de d'équilibrer l'utilisation des deux sources, PàC et batteries, et par conséquence prolonger leurs durées de vie.

Pour le deuxième plan, nous avons utilisé les algorithmes génétiques afin de minimiser le temps total des opérations de maintenance du système hybride PV/PàC/BAT. L'algorithme génétique cherche le meilleur ordonnancement des tâches de maintenance dont l'objectif de minimiser le temps d'arrêt et par conséquence gagner l'argent.

Le système hybride à énergie renouvelable PV/PàC/BAT est destiné à alimenter une ferme agricole qui comprend deux sous systèmes :

1. Système de pompage et irrigation : ce sous système est composé deux pompes centrifuges dont la première est destiné au pompage photovoltaïque pour pomper l'eau du puits vers le réservoir au fil de soleil. La deuxième pompe est pour l'irrigation par aspersion. Son rôle est de pomper l'eau du puits vers les rampes d'aspersions.

2. Serre agricole : serre agricole alimentée par le système hybride PV/PàC/BAT,

Afin d'atteindre les objectives fixés, nous commencerons par une petite description sur les systèmes hybrides à énergies renouvelables. Par la suite nous abordons l'étape de modélisation des différentes parties du système hybride PV/PàC/BAT. Enfin la troisième et la quatrième partie sont destinées au dimensionnement et la à commande de ce système respectivement. La dernière partie concerne la gestion optimisée de l'énergie du système hybride. Nous terminons par une conclusion et des perspectives. Nous avons choisi comme site d'étude la région de HAMDA située dans la wilaya de Laghouat. Des saisies de données ont été faites le gisement solaire de cette région.

Chapitre 1

Systemes électriques hybrides

« *The thing about quotes on the internet
is that you can not confirm their validity*
»

Abraham Lincoln

Sommaire

1.1 Introduction	17
1.1.1 Systemes hybride à base des sources renouvelables	17
1.1.2 Les principaux inconvenients des systemes hybrides	18
1.2 Systemes électriques hybrides SEH	19
1.3 Structures des systemes électriques hybrides renouvelables	21
1.3.1 Systemes photovoltaïque/source conventionnelle	21
1.3.2 Systemes éolien/source conventionnelle	23
1.3.3 Systemes photovoltaïque/éolien/diesel	25
1.3.4 Systemes hybrides sans source conventionnelle	25
Systeme hybride éolien/stockage	25
Systeme hybride photovoltaïque/éolien/stockage	25
Systemes hybrides photovoltaïque/éolien sans stockage	25
Systemes hybrides photovoltaïque/Pile à combustible avec sto- ckage	26
1.4 Gestion/Commande des Systemes électrique hybrides renouvelables	26

1.4.1	Stratégies de gestion d'énergie des SEHR	26
	Gestion du stockage	27
	Gestion des charges	28
	Réserve tournante	28
	Temps de fonctionnement minimal	29
	Hystérésis	29
1.5	Commande des Systèmes Électriques Hybrides Renouvelables . . .	29
1.5.1	Principe de la commande	30
1.5.2	Commandes pour le contrôle du bus continu	30
1.5.3	La méthode bilan des flux puissance	31
	Unité de contrôle du système global	31
1.5.4	La logique Floue	32
1.6	Conclusion	32
1.7	Références	34

1.1 Introduction

Les systèmes hybrides, à base de sources renouvelables, sont des combinaisons de deux ou plus de sources électriques renouvelables. L'hybridation, entre ces sources, représente un important axe de recherches depuis les années 90, dû à la nécessité d'assurer la continuité d'alimentation électrique. A cause de leurs dépendance aux conditions météorologiques certaines sources d'énergies renouvelables, comme le photovoltaïque et l'éolien, n'assurent pas l'alimentation électrique tout le temps. C'est pourquoi, les systèmes hybrides paraissent être, solution à ce problème. Les réseaux de transport et de distribution commencent à s'ouvrir à des producteurs indépendants mettant en œuvre des centrales généralement hybrides, moins coûteuses et plus efficaces. La production de l'électricité semble ainsi effectuer un retour en arrière, lorsque l'essentiel de l'énergie électrique était générée localement par de petits systèmes isolés en vue de son utilisation directe. L'hybridation de sources permet de rationaliser l'utilisation de la source principale ou de fournir un complément de puissance lorsque cette dernière atteint sa puissance de saturation et stocker le surplus de la puissance. Elle permet surtout d'introduire un degré de liberté supplémentaire afin de mieux gérer la puissance en améliorant le rendement global du système. Ceci est possible grâce aux progrès obtenus dans l'augmentation des densités d'énergies, à travers des éléments de stockage, des batteries et/ou des piles à combustible. Ces deux éléments facilitent le développement de cette hybridation mais leur conception n'est pas aisée et leur durée de vie est faible, notamment pour les batteries.

1.1.1 Systèmes hybride à base des sources renouvelables

L'hybridation à base des sources renouvelables permet ainsi :

- de lisser la puissance,
- d'augmenter la fiabilité,
- de réduire la taille du stockage,
- de réduire les coûts de production,
- de diminuer les gaz à effet de serre.

Les systèmes électriques hybrides renouvelables sont de plus en plus souvent alimentés par au moins une source d'énergie principale renouvelable (panneaux photovoltaïques, éolienne, etc...) hybridée par une ou plusieurs sources auxiliaires comme les

batteries et / ou les piles à combustibles. Cela est tout particulièrement le cas des systèmes en partie ou totalement autonomes vis-à-vis du réseau de distribution. On parle alors d'un système multi-sources.

1.1.2 Les principaux inconvénients des systèmes hybrides

Par contre les principaux inconvénients d'un tel système sont :

- La complexité ;
- le choix difficile de ses sous-systèmes ;
- La difficulté à gérer le niveau de la puissance ;
- le sur dimensionnement des sources renouvelables.

Afin d'atténuer le caractère aléatoire d'un gisement d'énergie renouvelable donné (éolien, solaire...) une combinaison hybride de deux ou plusieurs technologies différentes avec un système de stockage avec des unités de générations classiques peut améliorer la performance du système. Par exemple, les panneaux photovoltaïques et les éoliennes sont complémentaires pour une zone donnée (site venté l'hiver, et ensoleillé l'été). En général, les systèmes multi-sources transforment toutes les sources primaires (fuel, vent, rayonnement solaire...) en une seule forme d'énergie (électrique) et/ou stockent cette énergie sous une autre forme (chimique, hydrogène, volant d'inertie ...etc.). Afin d'accroître la fiabilité des systèmes multi-sources, le choix de la technologie et le dimensionnement sont deux facteurs essentiels qui permettent d'améliorer les performances globales. Ainsi, leur dimensionnement devra permettre de maximiser les performances, tout en limitant le nombre d'éléments. Seulement leur gestion devra intégrer une surveillance de leur état de fonctionnement interne, comme l'état de charge, pour veiller à ne pas dégrader leur durée de vie et éviter tout accident.

D'un point de vue économique, l'hybridation des sources permet de satisfaire une charge locale sans être contraint à construire de nouvelles lignes de transport d'électricité. Cependant, certaines sources renouvelables, qui peuvent faire partie du système hybride telles que les panneaux photovoltaïques et les éoliennes, peuvent requérir certaines conditions (gisement solaire important, site bien venté,...etc.). Dans les systèmes autonomes éloignés, les systèmes hybrides peuvent être plus économiques. Hybrider les sources peut avoir un impact positif sur la durée de vie des éléments qui le constituent et réduire la consommation de fuel ou de tout autre combustible.

D'un point de vue opérationnel, plusieurs travaux ont montré les effets bénéfiques des systèmes multi-sources sur le profil de la tension et les problèmes de la qualité de puissance. La nécessité de protéger l'environnement et de réduire la dépendance aux énergies fossiles a poussé de nombreux pays à changer leur politique concernant la production d'électricité.

Dans ce chapitre nous verrons quelques configurations des systèmes hybrides renouvelables rencontrés dans la littérature afin d'entamer les systèmes étudiés dans cette thèse, leurs stratégies de gestion d'énergie et le système de contrôle/commande de la tension du bus continu.

1.2 Systèmes électriques hybrides SEH

Différentes classifications des SEH sont proposées dans la littérature. Ils sont classés selon plusieurs critères. Un SEH peut incorporer un système de distribution à courant alternatif (CA), un système de distribution à courant continu (CC), un système de stockage, des convertisseurs, des charges, des charges de délestage et une option de gestion des charges ou un système de supervision. Toutes ces composantes peuvent être connectées selon différentes architectures. Celles-ci sont résumées dans la Figure 1.1. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus [2] : un bus à CC pour les sources, les charges à CC et les éléments de stockage et un bus à CA pour les générateurs à CA et le système de distribution. Les sources d'énergies renouvelables peuvent être connectées au bus à CA ou à CC en fonction de la dimension et la configuration du système. L'interconnexion entre les deux bus peut être réalisée par l'intermédiaire de l'électronique de puissance : onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels. Si la charge principale est alimentée sans interruption, les charges auxiliaires sont alimentées, en énergie par ordre de priorité, seulement quand il existe un surplus d'énergie.

La puissance, délivrée par les SEHR, peut varier de quelques watts pour des applications domestiques jusqu'à quelques mégawatt pour les systèmes utilisés dans l'électrification de petites îles [3]. Ainsi, pour les systèmes hybrides ayant une puissance en-dessous de 100 kW, la connexion mixte, bus à CA et bus à CC, avec des éléments de stockage, est très répandue [4]. Le système de stockage utilise un nombre élevé de batteries et des stacks de PàC pour être capable de couvrir la charge moyenne pendant

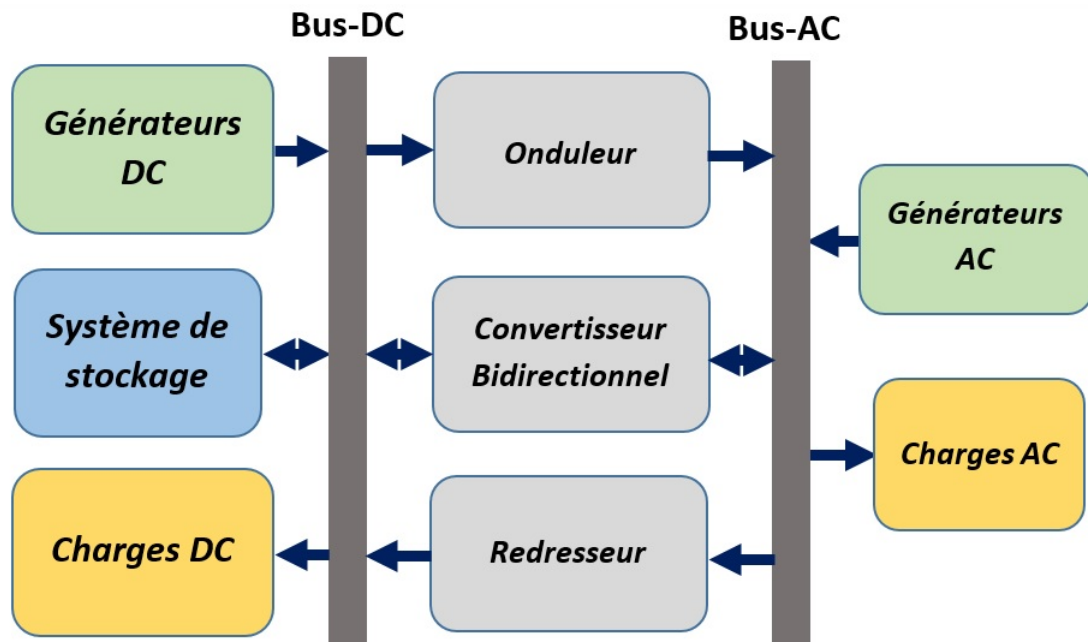


FIGURE 1.1 – Systèmes électriques hybrides SEH

plusieurs jours (autonome). Ce type de SEHR utilise des petites sources d'énergie renouvelable connectées au bus à CC. Quand il existe une production en CA, elle vient, en principe, des générateurs diesels ou autre source à CA. Une autre possibilité est de convertir la puissance continue en puissance alternative à l'aide des onduleurs. Les systèmes hybrides utilisés pour des applications de très faible puissance (en-dessous de 5 kW) alimentent généralement des charges à CC [5]. Les systèmes plus grands, ayant une puissance supérieure à 100 kW, sont centrés sur le bus à CA, avec des sources d'énergie renouvelable conçues pour être connectées aux grands réseaux interconnectés [6]. Afin de lisser les variations de l'énergie de nature renouvelable, les systèmes contiennent des sous-systèmes de stockage. Le champ d'application des SEHR est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement par gamme de puissance (Tableau 3.1). Les seuils de puissance donnés ne sont que des ordres de grandeurs.

TABLEAU 1.1 – Classification des SEH par gamme de puissance

Puissance du SEH (KW)	Applications
Faible : < 5	Systèmes autonomes : stations de télécommunications, de pompage de l'eau, autres applications isolées
Moyenne : 10 - 250	Micro réseaux isolés : alimentation d'un village isolé, d'un hameau, des zones rurales...
Grande : > 500	Grands réseaux isolés (ex : réseaux insulaires)

1.3 Structures des systèmes électriques hybrides renouvelables

Dans la littérature il existe plusieurs configurations de systèmes électriques hybrides à base de sources renouvelables. Un tel système contient au moins une source renouvelable. Dans ce qui suit nous essayerons de présenter quelques configurations possibles de SEHR avec ou sans systèmes de stockage.

1.3.1 Systèmes photovoltaïque/source conventionnelle

Ce type de système hybride est utilisé le plus souvent dans des sites isolés qui se caractérisent par un climat chaud, où le potentiel solaire est important, figure 1.2. Cette figure présente le potentiel solaire en Afrique et au Moyen-Orient, où ce type de configuration peut s'appliquer.

Dans ce cas, la source conventionnelle, par exemple un générateur diesel, est connectée sur le bus courant continu. La connexion peut être directe (dans le cas d'un générateur de courant continu) ou à travers un redresseur. L'installation photovoltaïque est liée à ce bus. Le consommateur est alimenté par un onduleur. Le schéma de principe d'un système hybride avec une telle configuration est présenté sur la Figure 1.3. La deuxième configuration possible est à commutation. Elle est souvent utilisée malgré quelques désavantages. Le consommateur peut être alimenté soit par la source conventionnelle, soit par l'installation photovoltaïque et la batterie via l'onduleur. L'alimentation par les deux simultanément n'est pas possible. Le générateur diesel peut charger

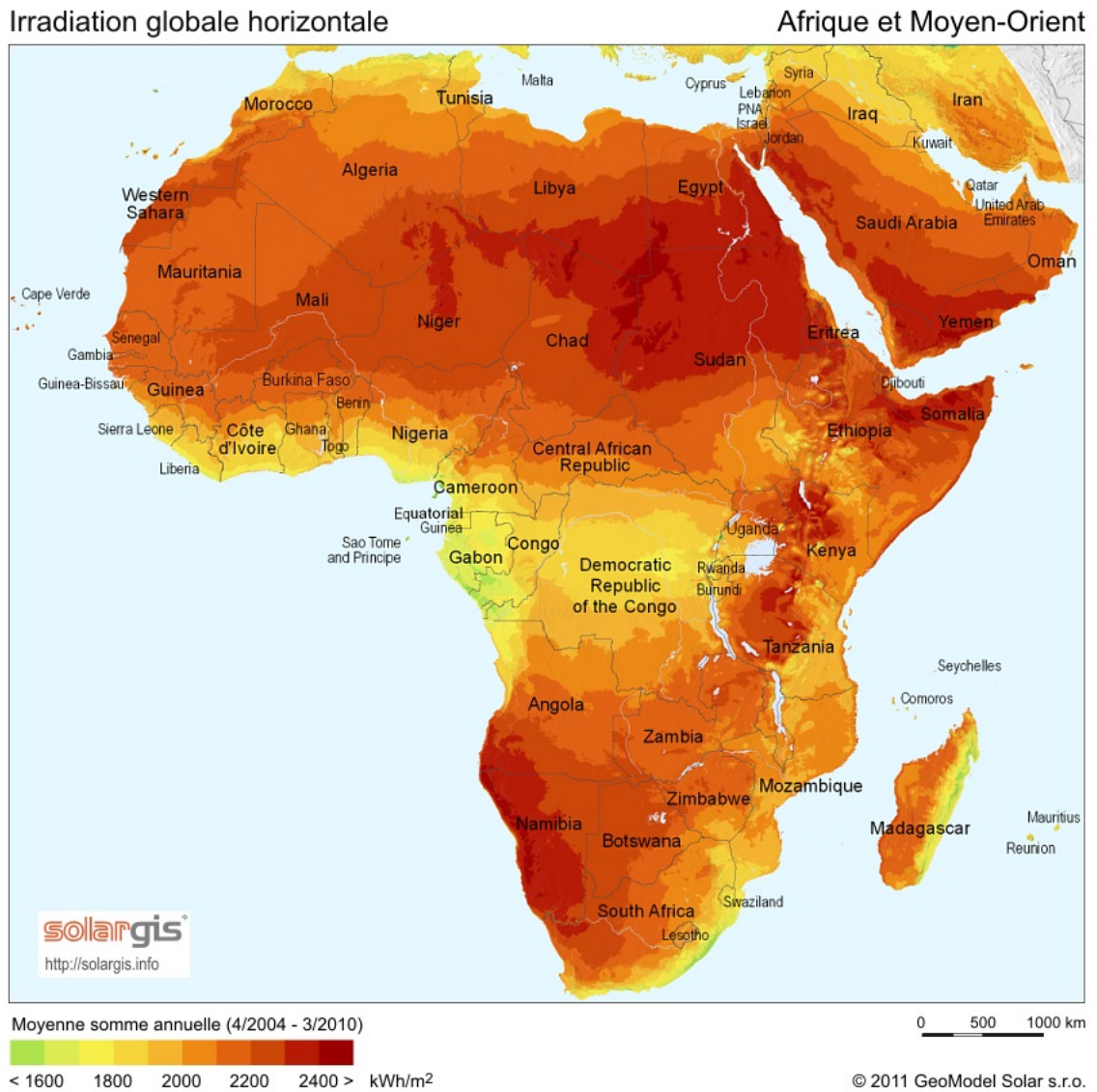


FIGURE 1.2 – Irradiation globale horizontale " Afrique et Moyen-Orient"

la batterie par l'intermédiaire d'un redresseur. La gestion du système doit être automatique à cause de la complexité du système hybride. Le schéma de principe du système est présenté sur la Figure 1.4.

La dernière configuration d'un système hybride photovoltaïque/source conventionnelle est à connexion parallèle. Dans ce cas le générateur diesel est interconnecté sur le bus à courant alternatif. L'installation photovoltaïque et la batterie sont liées sur un autre bus – de courant continu. Les deux bus sont connectés à l'aide d'un convertisseur électronique bidirectionnel. Il peut travailler soit comme redresseur, lorsque le générateur diesel couvre la consommation électrique et participe dans le chargement de la batterie, soit comme onduleur, quand la charge (ou une part d'elle) est satisfaite par les panneaux photovoltaïques et/ou la batterie. De cette façon, la charge peut être

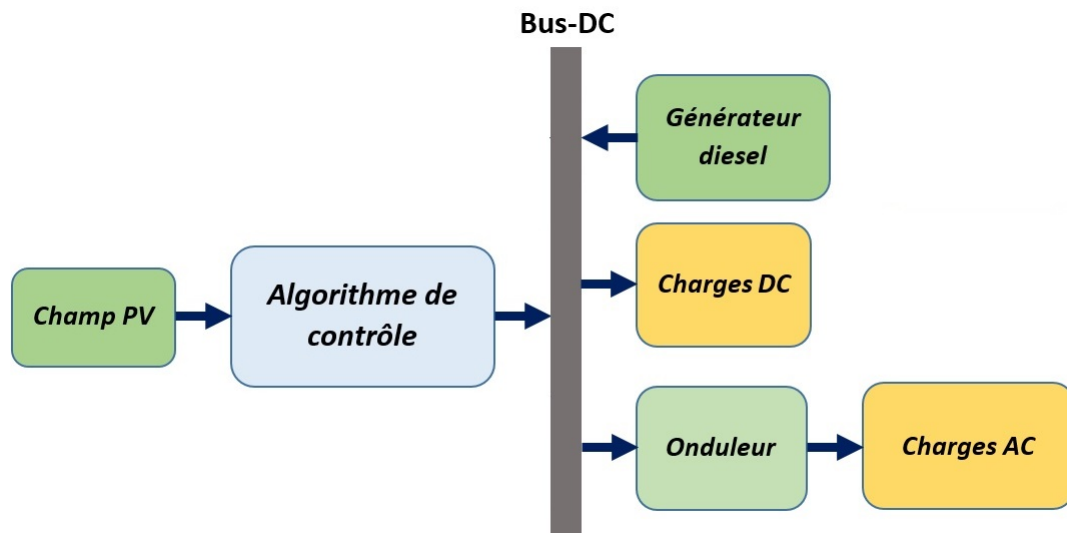


FIGURE 1.3 – Système hybride à connexion série

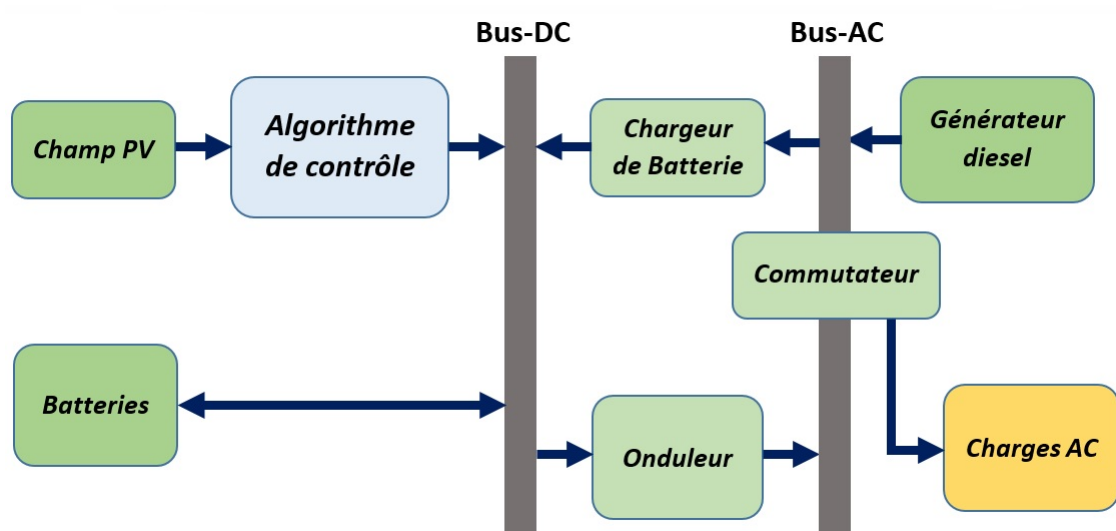


FIGURE 1.4 – Système hybride à connexion série avec commutation

alimentée par les deux bus simultanément. Le schéma d'un tel système hybride est représenté sur la Figure 1.5.

1.3.2 Systèmes éolien/source conventionnelle

Ce type de système hybride est utilisé le plus souvent dans des sites très ventés, où le potentiel éolien est important, la figure 1.6, présente le potentiel éolien en l'Afrique et au Moyen-Orient, où ce type de configuration il peut s'appliquer.

Les recherches sur les systèmes hybrides éolien/diesel se distinguent des études sur les systèmes hybrides photovoltaïques car les éoliennes sont capables de produire du courant alternatif identique à celui produit par le générateur diesel. De ce fait, il

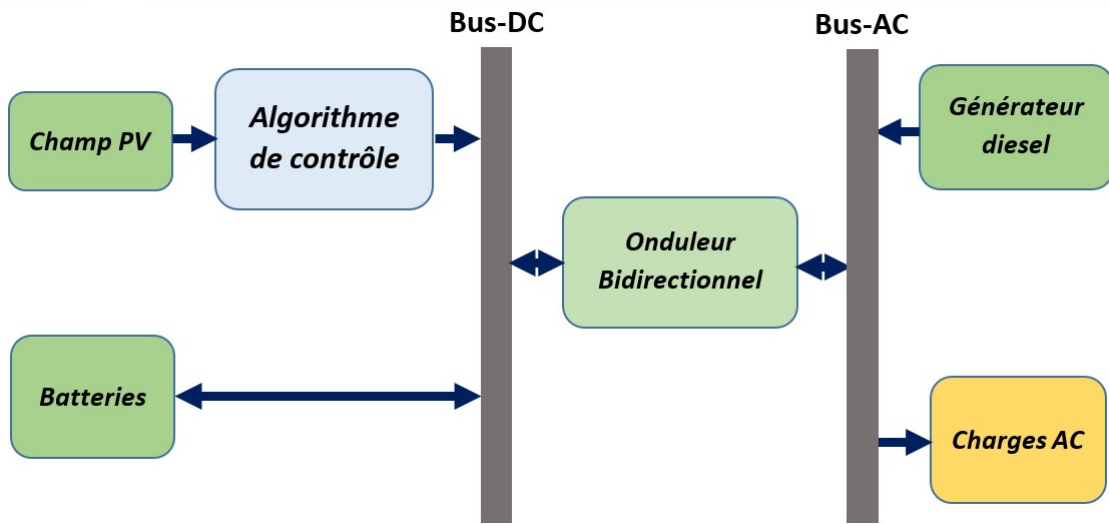


FIGURE 1.5 – Système hybride à connexion parallèle

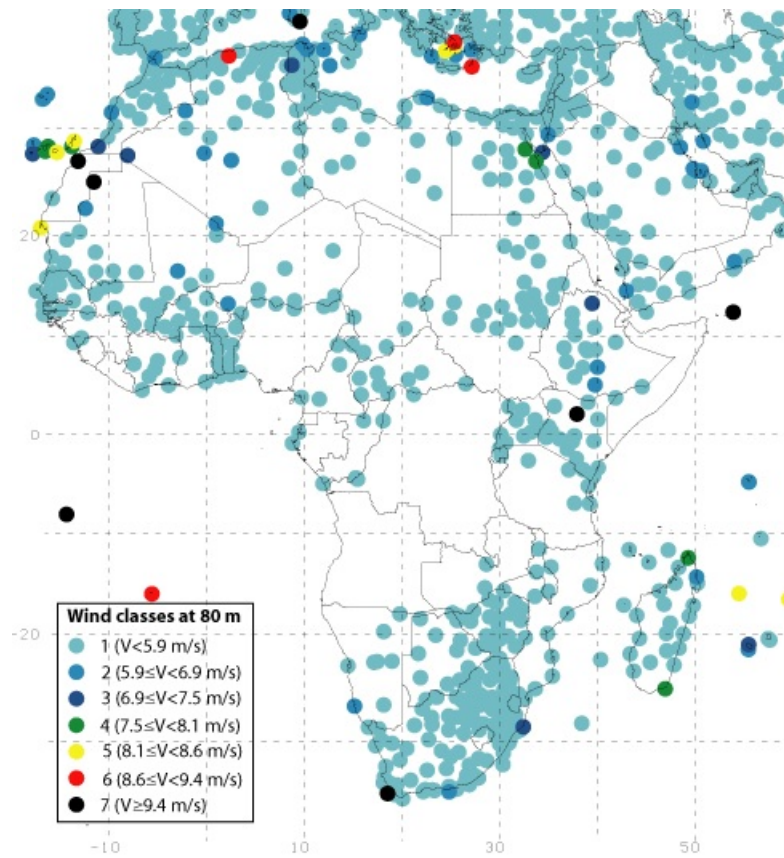


FIGURE 1.6 – Gisement éolien d’Afrique [source :[13]]

n’y a pas une grande diversité des configurations de ce système hybride. Ces systèmes sont plus répandus sur les îles, où les brises de mer et le vent favorisent l’utilisation de l’énergie éolienne pour la production d’électricité.

1.3.3 Systèmes photovoltaïque/éolien/diesel

La mise en place d'un tel système a pour objectif de diversifier les sources d'énergie renouvelables. On recherche ainsi une diminution plus significative de la quantité de fuel consommé puisque les sources renouvelables peuvent se compléter et fournir une plus grande quantité d'énergie.

1.3.4 Systèmes hybrides sans source conventionnelle

Ces systèmes hybrides fonctionnent surtout en mode autonome dans des sites où l'approvisionnement en carburant diesel ou le raccordement au réseau électrique est difficile, voire même impossible. Dans ce paragraphe, sont présentées quatre configurations de système hybride avec ou sans stockage.

Système hybride éolien/stockage

L'interconnexion du dispositif de stockage avec un générateur éolien peut avoir deux objectifs possibles : soit un rôle de tampon lorsque le système fonctionne en parallèle avec le réseau électrique, le dispositif permet alors de lisser les variations rapides de la puissance électrique en provenance de l'éolienne, soit un rôle de stockage à plus long terme, en régime autonome pour permettre l'alimentation du consommateur lors de périodes de faible vitesse du vent [2].

Système hybride photovoltaïque/éolien/stockage

L'inconvénient majeur de système hybride cité précédemment est le manque de diversité de l'alimentation parce que la ressource primaire utilisée est unique. Cela induit plusieurs désavantages comme par exemple le sur-dimensionnement des éléments dont l'objectif est d'assurer une alimentation continue. Cela se traduit par un investissement initial élevé (il faut donc limiter le développement de ces systèmes) et une augmentation du prix de kilowattheure produit. Ces inconvénients peuvent être limités ou même éliminés par l'incorporation d'une seconde source d'énergie [2].

Systèmes hybrides photovoltaïque/éolien sans stockage

Ce type de système hybride s'utilisent très rarement, parce qu'il n'assure pas une sécurité d'alimentation – il manque soit une source conventionnelle soit un dispositif

de stockage. Pour cette raison, les recherches sur ces systèmes sont rares.

Systèmes hybrides photovoltaïque/Pile à combustible avec stockage

L'installation photovoltaïque doit être raccordée avec d'autres sources d'énergies, pour qu'il soit possible de satisfaire la charge durant la nuit ou par temps nuageux. L'avantage principal de cette configuration est purement écologique mais elle est aussi plus performante en matière sécurité énergétique, malgré la surdimensionnement du générateur photovoltaïque (GPV), qui doit assurer l'exploitation et le stockage d'excès d'énergie soit dans les batteries soit dans les tanks d'hydrogène. Cette configuration fera objet d'une étude dans cette thèse.

1.4 Gestion/Commande des Systèmes électrique hybrides renouvelables

Le problème majeur, dans la conception de SEHR, est de pouvoir fournir l'énergie électrique demandée par la charge, nonobstant les grandes variations de l'énergie produite, tout en maintenant la fréquence et la tension du bus à CA dans des limites acceptables. Les variations de la production sont causées par la nature stochastique des ressources renouvelables. Deux aspects principaux doivent être pris en compte dans la gestion d'énergie des SEHR :

1. La stratégie de gestion d'énergie, qui implique des décisions liées au flux d'énergie à l'échelle de plusieurs heures ou jours et des actions pour améliorer le fonctionnement du système,
2. La commande des SEHR, à l'échelle des secondes ou millisecondes. Cela concerne la stabilité de la fréquence, de la tension, des protections, etc.

1.4.1 Stratégies de gestion d'énergie des SEHR

La stratégie de gestion d'énergie est un algorithme qui permet au système de superviser (gestion) un SEHR, de décider du nombre et du choix des générateurs à mettre en marche, des charges qui doivent être connectées et de la manière d'utiliser le stockage, s'il est bien sûr disponible[2]...etc.

Le fonctionnement d'un SEHR dépend des paramètres suivants :

- Le profil de charge : les variations diurnes, les variations saisonnières, les pics et les creux, etc...
- Les caractéristiques des ressources renouvelables : les valeurs moyennes, l'écart type, la fréquence des événements, les valeurs extrêmes, les variations diurnes et saisonnières, etc...
- Les caractéristiques des générateurs classiques : le type de carburant, les limites de fonctionnement, etc...
- La configuration du système : le nombre et les types de composants (les sources d'énergie renouvelable, les sources classiques, les charges contrôlables, les types de stockage, les convertisseurs de puissance, etc...)
- Les normes de qualité de l'énergie : les exigences en ce qui concerne les variations de la fréquence et de la tension.

Par conséquent, certaines stratégies de gestion peuvent être plus efficaces dans des applications particulières, en fonction des objectifs du système et des caractéristiques présentées ci-dessus. Une brève description de quelques stratégies est donnée ci-après :

Gestion du stockage

Deux types de stockage sont utilisés dans les SEHR : le stockage à court terme et le stockage à long terme. La stratégie de stockage à court terme, « Peak Shaving Strategy », permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et/ou de la charge. Cette stratégie réduit également le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels et donc la consommation de carburant. Le stockage à long terme, « Cycle Charge Strategy » est utilisé pour alimenter la charge sur une période de temps plus longue. Cette stratégie, permet d'améliorer l'équilibre énergétique et de réduire, comme pour le « Peak Shaving Strategy », les cycles démarrage/arrête des générateurs diesels et donc la consommation de carburant. Avec cette stratégie, la source conventionnelle est arrêtée jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage décroisse jusqu'à un niveau minimal. Une fois ce seuil atteint, la source conventionnelle redémarre et reste en fonctionnement jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage atteigne un niveau maximal et le cycle se répète encore une fois et ainsi de suite [8].

Gestion des charges

La stratégie de gestion des charges peut aussi être à court terme et à long terme [9]. Les deux types de stratégie utilisent les charges pour faire varier la demande d'énergie. Ainsi, les charges sont connectées et déconnectées par ordre de priorité. Les pompes à eau et les unités de désalinisation sont des exemples de charges différées de faible priorité en fonctionnement normal. Les charges optionnelles sont toutes des charges ayant une utilité et qui sont utilisées durant l'excédent d'énergie qui autrement serait dissipée. La stratégie de commande à court terme connecte et déconnecte les charges du système en fonction du dépassement de certains seuils fixes pour la fréquence du bus à CA. Les charges sont connectées de manière progressive, selon les variations de la fréquence que. La charge de délestage (dump load) est une charge spéciale dont la puissance peut être modifiée en fonction de la déviation de fréquence. Elle peut aider à régler la fréquence du réseau dans des conditions de surplus d'énergie. La gestion à long terme assure l'équilibre énergétique sur des intervalles de temps importants. Les charges différées et optionnelles ont en général une priorité réduite pendant une partie de la journée. Elles doivent être connectées seulement quand leur régime « Peak Shaving Strategy », de priorité est élevé. Dans le cas du pompage de l'eau, quand le niveau de l'eau dans le bassin est bas, la pompe acquiert une priorité élevée et se doit démarrer. La stratégie de gestion des charges peut aussi être utilisée pour réduire les pertes énergétiques de la source conventionnelle.

Réserve tournante

La réserve tournante est définie en [10], comme étant l'exigence du système de commande, par la capacité des générateurs classiques à couvrir les changements immédiats causés par l'arrêt des générateurs d'énergie renouvelable et par l'augmentation soudaine de la charge. En effet, la réserve tournante détermine la capacité instantanée de réserve minimale du générateur diesel par exemple, en fonction des prévisions de la production d'énergie renouvelable et de l'évolution de la charge. Une réserve d'énergie doit être toujours disponible pour éviter l'effondrement du système lors d'une réduction soudaine de la production d'énergie renouvelable.

Temps de fonctionnement minimal

Cette stratégie consiste à maintenir la source conventionnelle en fonctionnement pour une durée minimale prédéfinie en fonction de la variabilité de la charge ou de la variabilité de l'énergie renouvelable [8]. Celle-ci est utilisée pour réduire le nombre de démarrages/arrêts quand la puissance nette (la différence entre la puissance consommée par la charge et la puissance renouvelable) varie beaucoup. La minimisation du nombre de démarrages/arrêts de la source conventionnelle peut permettre d'éviter l'usure des moteurs diesels par exemple et leurs démarreurs et en même temps réduire la consommation de carburant.

Hystérésis

Cette stratégie est souvent utilisée pour commander la déconnexion du générateur diesel [9]. Le GD est arrêté seulement si la puissance renouvelable est supérieure à la demande de la charge. Ce surplus minimal d'énergie (ou hystérésis) peut être mesuré à partir de la variation de fréquence du réseau quand cette fréquence est fixée par le GD utilisant un régulateur type proportionnel (P) et à partir de son niveau de charge quand il utilise un régulateur type proportionnel-intégral (PI).

1.5 Commande des Systèmes Électriques Hybrides Renouvelables

La commande des SEHR, fait référence à la stabilité de la tension, à la stabilité de la fréquence du réseau et à l'absence, dans le réseau électrique, de différents phénomènes électriques (comme, par exemple, le flicker ou les distorsions harmoniques). Bien qu'il n'y ait pas de normes internationales spécifiques pour les systèmes de génération en site isolé, les caractéristiques du réseau isolé doivent être semblables aux caractéristiques des grands réseaux interconnectés. Les consommateurs qui sont connectés aux réseaux isolés, tout comme ceux connectés aux grands réseaux interconnectés, utilisent les mêmes appareils. Par conséquent, les exigences de qualité de l'énergie sont généralement les mêmes. La plupart des mesures et définitions utilisées dans les normes sont basées sur l'analyse de la fréquence et de la tension. La norme européenne EN50160 [11] inclut des recommandations pour les valeurs de la tension des réseaux isolés, c'est-

à-dire des réseaux non reliés à un grand réseau interconnecté. Plusieurs études ont été réalisées sur la qualité de l'énergie électrique des systèmes isolés comportant des sources d'énergie renouvelable. La structure générale de commande est réalisée dans le but de superviser le point de fonctionnement des sources et des charges et de contrôler la stabilité du bus continu. Pour chaque composante énergétique dont on veut contrôler le point de fonctionnement, il est résumé ci-après le principe générique.

1.5.1 Principe de la commande

Un convertisseur statique est un double modulateur (tension modulé et courant modulé). L'entrée de réglage, introduite par le convertisseur de puissance, est utilisée pour imposer, via la chaîne de réaction, soit la tension ou le courant aux bornes d'une source respectivement de courant ou de tension. En partant de la source à commander, le principe d'inversion est appliqué à la chaîne d'action jusqu'au premier convertisseur sur cette chaîne. Le schéma générique ci-dessous présente la chaîne énergétique et la structure maximale de commande qui découle du principe résumé précédemment.

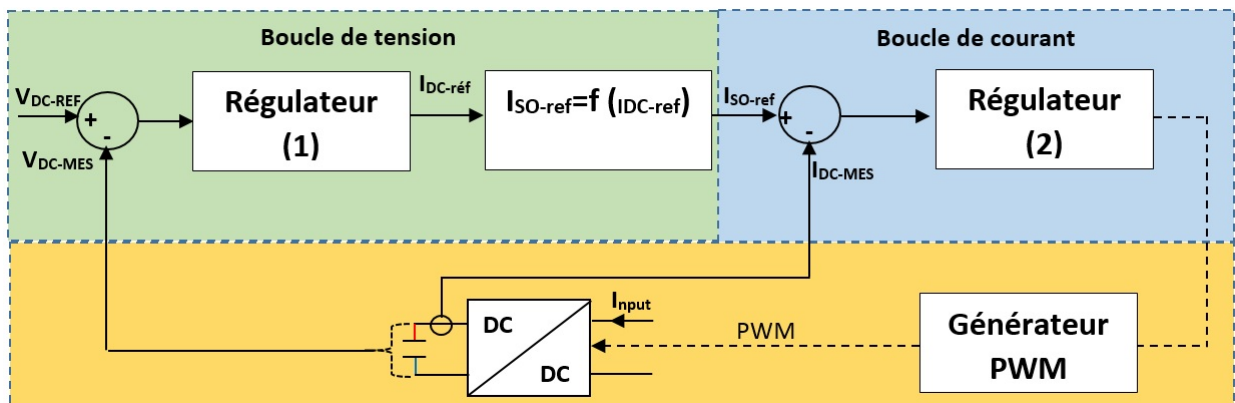


FIGURE 1.7 – Commande des SEHR

1.5.2 Commandes pour le contrôle du bus continu

La tension du bus est maintenue constante par un condensateur dont la capacité de stockage, pour assurer cette stabilité du bus, est régulée par la stratégie de régulation cascade. La première boucle est une boucle de régulation de tension afin de calculer le courant de référence dans le bus continu (I_{dc-ref}). Puis, à travers le principe de conservation d'énergie (bilan de puissance), on calcule le courant de référence que doit générer la source pour assurer la tension constante du bus. La deuxième boucle, de courant,

a pour objet de générer la commande au convertisseur. Le détail de la commande sera présenté au chapitre 4.

1.5.3 La méthode bilan des flux puissance

La méthode bilan des flux de puissance se réalise dans une structuration globale appelée "la commande hiérarchisée". Nous résumerons ici cette approche en portant notre attention sur l'unité de contrôle de puissance qui, couplée au contrôle du mode de fonctionnement, constitue la base de la commande [12].

Unité de contrôle du système global

La structure maximale de commande s'insère dans une structure hiérarchique de commande telle que résumée sur la Figure 1.8 La structuration hiérarchique, résumée

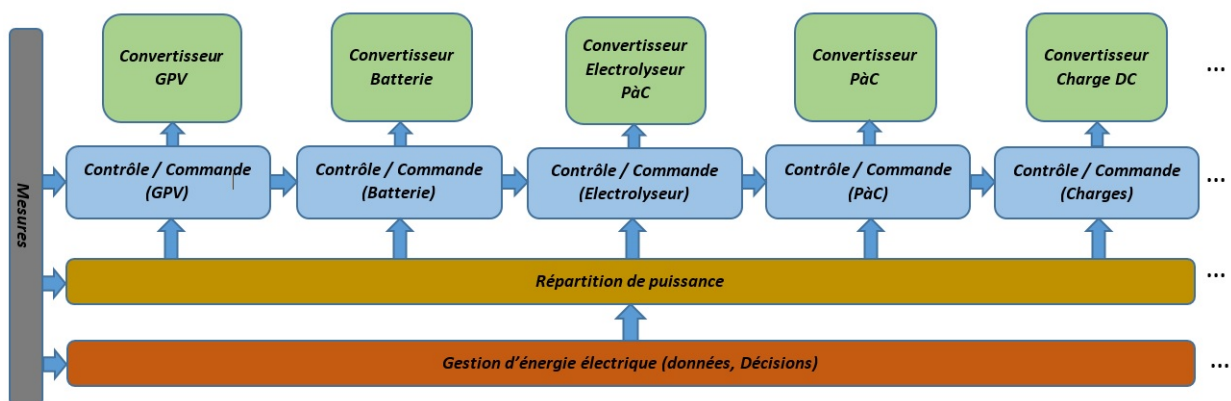


FIGURE 1.8 – Structure hiérarchique des SEHR

sur la figure précédente, grâce à un système de mesures, d'acquisition et transmission de données, permet de définir tout d'abord le mode de fonctionnement selon l'état de la demande et des sources énergétiques. Le niveau hiérarchique suivant permet de définir les valeurs de référence (courant ou tension) pour chaque chaîne de contrôle en vue de la commande des convertisseurs. Sur la base des valeurs de références générées par les contrôleurs, les différentes chaînes de contrôle automatique génèrent les fonctions de conversion, permettant de fonctionner à la consigne de référence, pour chaque convertisseur. Ensuite, selon une technique de modulation appropriée, l'unité de contrôle de commutation (CC) permet de fournir aux semi-conducteurs commandés (convertisseurs) les valeurs de commande nécessaires.

1.5.4 La logique Floue

La logique floue est très souvent utilisée pour assurer la répartition d'énergie généralement entre les dispositifs de stockage d'énergie (batterie, super-capacité, PEMFC / Électrolyseur). En considérant l'état des sources (état de charge, tension,...) la méthode permet de générer un coefficient de répartition qui varie en temps réel. De surcroît, la logique floue est vue comme une méthodologie bien adaptée aux centrales multi sources à base d'énergie renouvelable de par la difficulté de prédire leur production (éolienne, solaire). Un système flou ne peut être réalisé sans une connaissance a priori du fonctionnement du système à modéliser ou à contrôler (l'allure des grandeurs physiques, leurs ordres de grandeur et leurs dynamiques soit temporelle ou fréquentielle...). un système flou est constitué, outre la base de connaissance de l'expert, de trois types d'opérations :

1. La fuzzification ;
2. Le raisonnement flou ;
3. La défuzzification.

La fuzzification transforme les grandeurs physiques en grandeurs floues grâce à des fonctions d'appartenance. Quant à l'unité de raisonnement, elle génère des conclusions floues à partir des entrées floues et de règles appropriées. Finalement, la défuzzification transforme les grandeurs floues en grandeurs physiques que le système peut utiliser pour la fonction envisagée. L'utilisation de la logique floue dans cette thèse, est utilisée non seulement à la gestion d'énergie mais aussi dans la commande des convertisseurs afin de contrôler la tension de bus DC.

1.6 Conclusion

La gestion d'énergie électrique des systèmes hybrides à base des énergies renouvelables considérée comme un grand axe de recherche à cause de leur développement et leur diversité des disciplines en point de vue :

- sources, étude sur la faisabilité de l'installation ;
- gisement de site ;
- étude/faisabilité économique ;
- dimensionnement de système ;

- choix de stratégie de gestion d'énergie ;
- choix de stratégie de contrôle/commande.

Tous ces critères rendent les systèmes hybrides de plus en plus complexes. Mais au vu de leur rentabilité au long terme et de leur apport du point de vue écologique, les systèmes hybrides à énergie renouvelable deviendront les meilleures solutions énergétiques mondiales. La description, la modélisation, et le dimensionnement des systèmes hybrides choisis dans cette Thèse sera l'objectif du chapitre suivant.

1.7 Références

- [1] L. CHALAL, Coordination de systèmes multisources pour favoriser la production d'énergie électrique renouvelables. *Thèse de doctorat en Automatique*, Université de Lille 1, 2013.
- [2] L. STOYANOV, Étude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables. *Thèse de doctorat en énergétique*, Université Pascal Paoli, 2011. [19](#), [25](#), [26](#)
- [3] S.G. Tesfahunegn, O. Ulleberg, P.J.S. Vie, T.M. Undeland, Optimal shifting of Photovoltaic and load fluctuations from fuel cell and electrolyzer to lead acid battery in a Photovoltaic/hydrogen standalone power system for improved performance and life time. *Journal of Power Sources*, 196/23 :10401–10414, 2011. [19](#)
- [4] M.K. Deshmukha and S.S Deshmukhb, Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12/1 :235–249, 2008. [19](#)
- [5] M.T. Iqbal, Modeling and control of a wind fuel cell hybrid energy system. *Renewable Energy*, 28/2 :223–237, 2003. [20](#)
- [6] O.A. Jaramillo, M.A. Borja, and J.M. Huacuz, Using hydropower to complement wind energy : a hybrid system to provide firm power. *Renewable Energy*, 29/11 :1887–1909, 2004. [20](#)
- [7] I.VECHIU Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome *Thèse de doctorat en génie électrique*, Université de HAVRE, 2005.
- [8] M.PIPATTANASOMPORN A study of remote area internet access with embedded power generation *Virginia polytechnic institue*, Etd-12272004-141318, 2004. [27](#), [29](#)
- [9] A.Pereira Modular supervisory controller for hybrid power systems *Virginia polytechnic institue*, Risø-R-1202(EN), 2000 [28](#), [29](#)
- [10] J. F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C. T. Avelar, J. G. McGowan Hybrid2- A hybrid system simulation model. Theory manual *NREL Subcontract*, XL-11126-1-1,1998. [28](#)

- [11] EN 50160 voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems CENELEC , Belgium, 1999. [29](#)
- [12] D. PAIRE, Dimensionnement et gestion d'énergie de systèmes d'entraînements électriques hybrides :Application à un ascenseur avec récupération d'énergie. *Thèse de doctorat en Génie électrique*, Université de technologie de Belfort-Montbéliard, 2010. [31](#)
- [13] <http://acces.ens-lyon.fr/> [8](#), [24](#)

Chapitre 2

Modélisation de système électrique hybride PV/PàC

*« Education is not the learning of facts,
but the training of the mind to think »*

Albert Einstein

Sommaire

2.1	Introduction	38
2.2	Système électrique hybride photovoltaïque/Pile à combustible . . .	38
2.3	Générateur photovoltaïque	39
2.3.1	Cellule photovoltaïque	40
2.3.2	Panneau photovoltaïque	43
2.3.3	Optimisation du rendement énergétique du système PV	45
2.4	Les piles à combustible	47
2.4.1	La pile à combustible à membrane échangeuse de protons	48
2.4.2	Principe de fonctionnement de la pile PEMFC	48
2.4.3	Le rendement d'une pile PEMFC	49
2.4.4	Modélisation des Piles à combustible	51
2.5	Électrolyseur	54
2.5.1	Modélisation de électrolyseur	54
2.6	Batteries	56
2.6.1	Principe de fonctionnement	56

2.6.2	Modélisation de la batterie	57
2.6.3	Modèle d'une batterie Lead-Acid	58
2.7	Convertisseurs DC/DC	60
2.7.1	Convertisseur abaisseur "Buck"	60
2.7.2	Convertisseur élévateur "Boost"	61
2.7.3	Convertisseur bi-directionnel en courant	62
2.8	Conclusion	62
2.9	Références	64

2.1 Introduction

Afin de connaître la dynamique des systèmes hybrides, il est indispensable de passer par la modélisation de ces systèmes et d'étudier chaque source indépendamment. L'étude des systèmes énergétiques, à sources renouvelables, qui utilisent plusieurs sources, comme dans le cas d'un système hybride, nécessite que l'on prenne en compte l'évolution des grandeurs, qui caractérisent ses performances, sur une longue période et d'utiliser aussi des modèles de type « entrée-sortie ». Le présent travail contient deux principales sources, un générateur photovoltaïque et une pile à combustible avec son électrolyseur, Le système comprend aussi un élément de stockage afin d'augmenter le degré de liberté du système, la raison principale de l'ajout de cette dernière source est d'augmentée la disponibilité et la sécurité énergétique à cause du lieu du site et de la charge.

Le système électrique hybride (SEH) est destiné à un site isolé dans la région de Laghouat, Algérie. Le chapitre 2 décrit et présente une modélisation de notre système hybride électrique. Ce chapitre introduit, tout d'abord la partie photovoltaïque comme source principale, puis la pile à combustible comme deuxième source, et enfin les batteries de type Lead-Acid comme troisième source. c'est, On terminera par la description des convertisseurs DC-DC utilisés dans cette thèse.

2.2 Système électrique hybride photovoltaïque/Pile à combustible

La figure 2.1 montre la configuration choisie pour cette étude. la charge utilisée est divisée en deux parties :

1. Pompage photovoltaïque ;
2. Une serre agricole et irrigation.

Le site choisi, dans le cadre de ce travail, se situe dans la région Laghouat, dénommé Hamda. Notre travail a comme champ d'application une ferme agricole. Dans ce qui suit nous présentons une description et modélisation de chaque partie du système hybride.

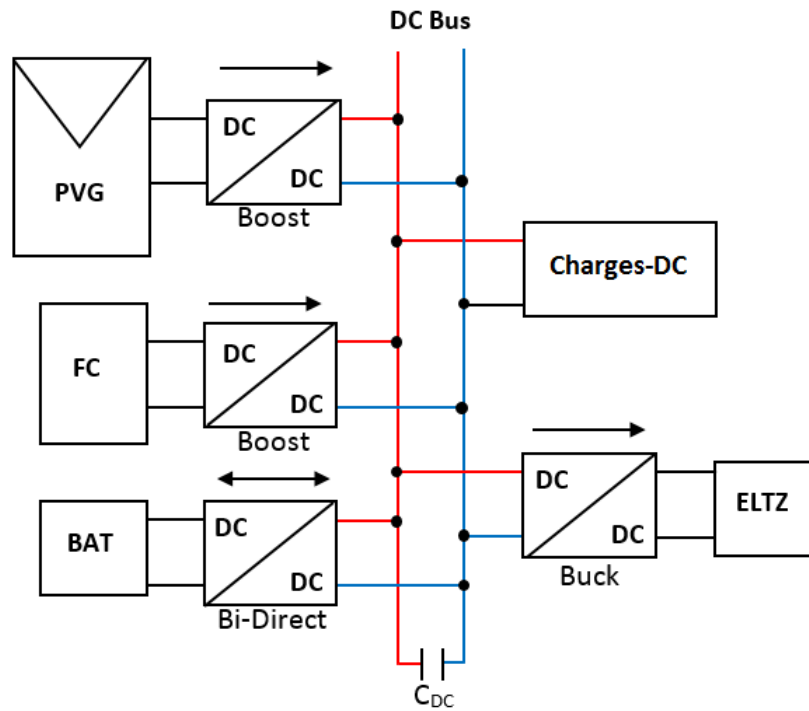


FIGURE 2.1 – systèmes hybride photovoltaïques/pile à combustible

2.3 Générateur photovoltaïque

Dans cette section, nous dériverons un modèle mathématique des composants à partir du principe de base d'un générateur photovoltaïque ainsi que de son système de conversion. Le système de conversion photovoltaïque est basé sur des blocs modulaires, un générateur photovoltaïque et un convertisseur DC/DC, Figure 2.2 :

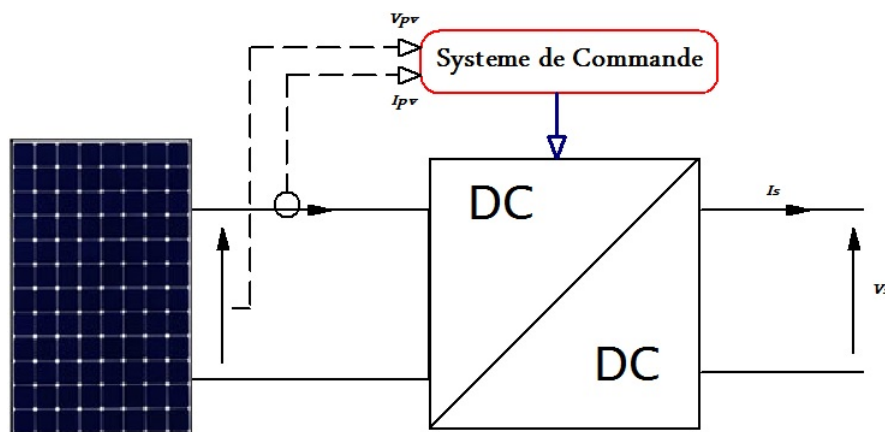


FIGURE 2.2 – système photovoltaïque

Ainsi, la modélisation du système de conversion photovoltaïque est basée sur les éléments de base, les cellules PV et leurs connexions et de l'ensemble hacheur et système de commande.

2.3.1 Cellule photovoltaïque

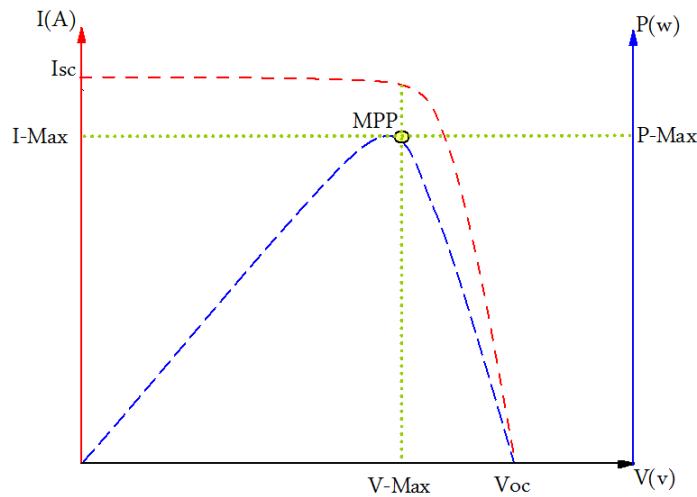


FIGURE 2.3 – Cellule photovoltaïque

Lorsqu'un photon ayant suffisamment d'énergie est absorbé par le semi-conducteur, il produit la rupture d'une liaison de valence et libère ainsi un électron, ce qui crée un « trou » positif [1][2]. Ces charges sont ensuite séparées par le champ électrique au niveau de la jonction NP , puis se dirigent vers les contacts électriques correspondants. En reliant les deux couches, à travers un circuit électrique, on obtient un mouvement des électrons qui passent d'une couche à l'autre et créent ainsi un courant électrique. Dans l'obscurité, la cellule PV fonctionne comme une diode, elle ne produit pas de courant. Cependant, si elle est connectée à une source externe de tension, il circulera un courant I_D [3].

Quand la cellule PV est éclairée, elle produit un courant approximativement proportionnel à l'éclairement. Une cellule est souvent modélisée par le schéma électrique illustré par la Figure 2.4 [3] [4] :

Dans la Figure 2.4, la source de courant génère un courant I_{ph} , proportionnel à l'éclairement $G_a[W/m^2]$. Le fonctionnement de la diode est décrit par l'équation de la diode. La résistance shunt R_{sh} caractérise le courant de fuite au niveau de la jonction et la résistance R_s représente les diverses résistances de contact et de connexion. Le courant I_c fourni par la cellule (2.4) est la différence entre le courant I_{ph} et le courant direct de la diode I_D Equ.2.1 :

$$I_c = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e(V_c + I_c R_s)}{mKT_c} \right] - 1 \right\} - \frac{V_c}{R_{sh}} \quad (2.1)$$

où :

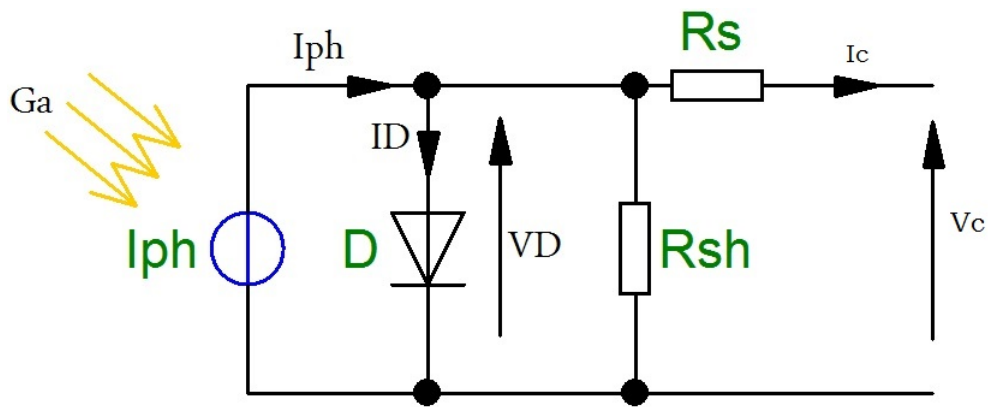


FIGURE 2.4 – Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque

- m : constante de qualité de la diode ;
- K : constante de Boltzmann ;
- T_c : température absolue de la cellule ;
- e : charge de l'électron ;
- V_c : la tension aux bornes de la cellule ;
- I_0 : le courant de saturation de la jonction pn, avec [2] [3] :

$$I_0 = 1.510^5 \left(\frac{-E_g}{KT_c} \right) \quad (2.2)$$

où,

- E_g : l'énergie de la bande interdite,

Pour un matériau semi-conducteur donné, E_g est presque constante. I_0 est donc une fonction de la température. Le dernier terme de l'équation 2.1, V_s/R_{sh} , est beaucoup plus faible par rapport aux deux premiers termes et il peut par conséquent être négligé.

La Figure 2.5 montre la caractéristique courant-tension ($I_c - V_c$) pour une cellule photovoltaïque. Pour une charge résistive R_{opt} , la courbe de charge est une droite de pente $1/R_{opt}$. Par conséquent, si la résistance R_{opt} est petite, le point de fonctionnement est situé dans la région AB de la courbe. Le courant I_c varie peu en fonction de la tension (il est presque égal au courant de court-circuit). La cellule se comporte comme un générateur de courant. D'autre part, si la résistance R_{opt} est grande, la cellule fonctionne dans la région CD. Dans cette zone, la tension de la cellule varie peu en fonction du courant I_c : la cellule se comporte comme une source de tension qui est presque égale à la tension de fonctionnement à vide. Dans la région BC sur la courbe,

la cellule PV ne peut être caractérisée ni par une source de courant, ni par une source de tension. C'est dans cette zone que se trouve le point pour lequel la puissance fournie est maximale dans des conditions fixées d'éclairement et de température.

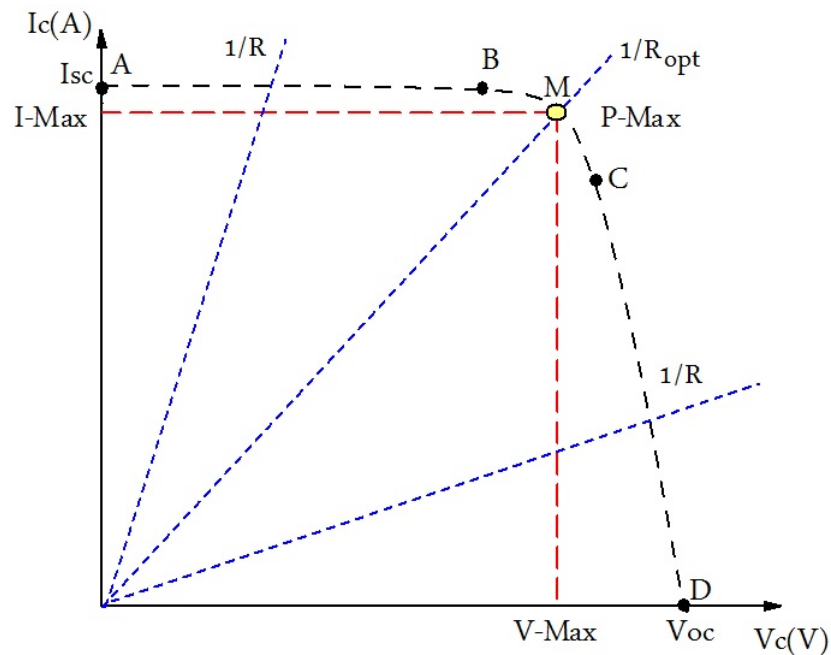


FIGURE 2.5 – Caractéristique $I_c(V_c)$ d'une cellule photovoltaïque

Une cellule réelle peut être caractérisée par les paramètres principaux :

- **Le courant de court circuit**, $I_{sc} = I_{ph}$, est proportionnel à l'éclairement et représente le courant maximal généré par la cellule. Il est produit dans des conditions de court circuit ($V_c = 0$).

- **La tension à vide** correspond à la chute de tension sur la diode, quand elle est traversée par le photo-courant I_{ph} ($I_D = I_{ph}$), $I_c = 0$. Cette tension peut être exprimée mathématiquement par :

$$V_{co} = \frac{mKT_c}{e} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0}\right) \quad (2.3)$$

où $\frac{mKT_c}{e}$: est la tension thermique et T_c est la température absolue de la cellule.

- **Le Point de Puissance Maximale** est le point de fonctionnement $M(V_{max}, I_{max})$ dans la Figure 2.5, pour lequel la puissance dissipée dans la charge résistive est maximale.

- **Le rendement maximal** est le rapport entre la puissance maximale et la puissance

incidente :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{A_0 G_a} \quad (2.4)$$

où,

- P_{in} : est la puissance incidente (W) ;

- G_a : est l'éclairement (W/m^2) ;

- A_0 : est la surface de la cellule (m^2).

• **Le facteur de forme** est le rapport entre la puissance délivrée à la charge et le produit de I_{cc} et V_{co} :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{tv} \cdot I_{cc}} \quad (2.5)$$

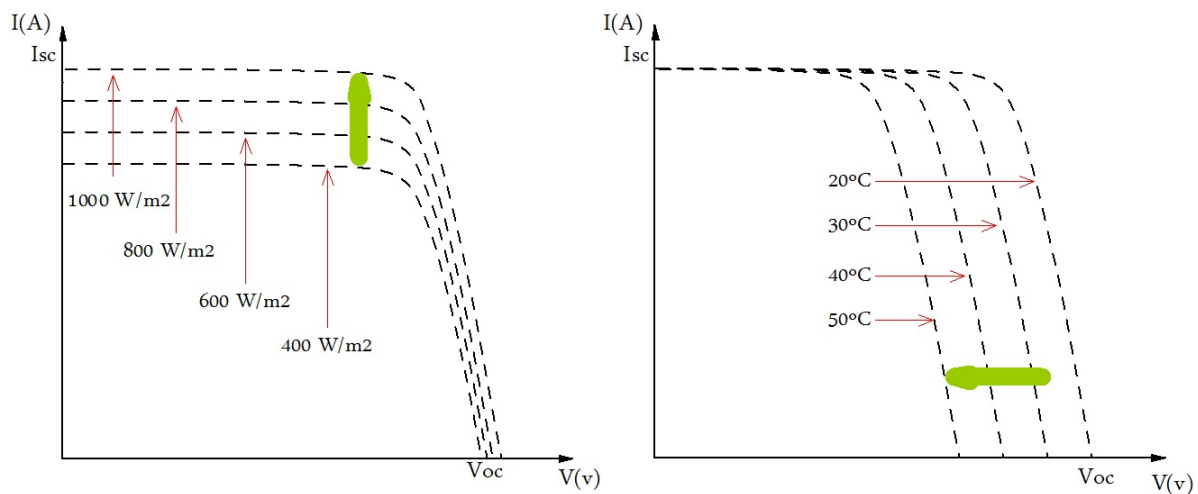


FIGURE 2.6 – Influence de l'éclairement (a) et de la température (b) sur les caractéristiques de la cellule photovoltaïque

La Figure 2.6(a) montre l'augmentation logarithmique de la tension de fonctionnement à vide avec l'éclairement, pendant que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement. L'influence de la température de la cellule sur les caractéristiques $I_c - V_c$ est illustrée dans la Figure 2.6(b). L'effet prédominant avec l'augmentation de la température de la cellule est la diminution de la tension de fonctionnement à vide ; La cellule est ainsi moins efficace. Le courant de court-circuit augmente légèrement avec la température de la cellule.

2.3.2 Panneau photovoltaïque

Les panneaux PV contiennent N_p branches en parallèle avec chacune avec N_s cellules connectées en série, Figure 2.7.

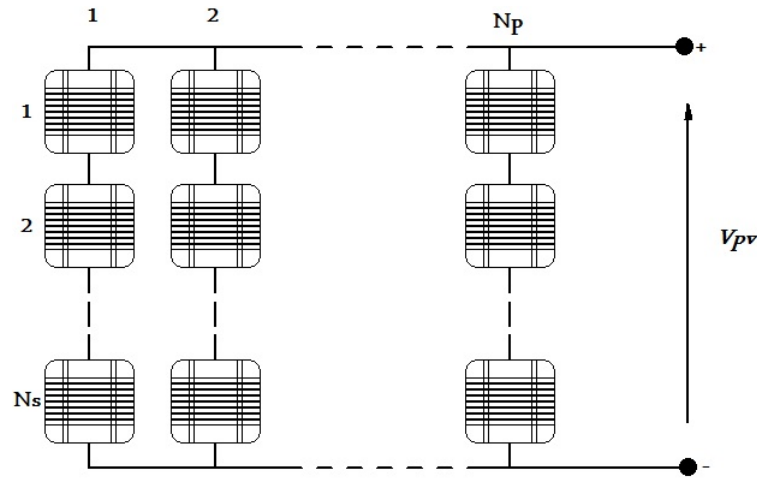


FIGURE 2.7 – Panneau photovoltaïque constitué par N_p branches en parallèle chacune avec N_s cellules en série

Le modèle du panneau photovoltaïque est obtenu en remplaçant chaque cellule par la Figure 2.7 par le schéma équivalent présenté dans la Figure 2.5 (en considérant le même éclairage et la même température pour toutes les cellules). Dans le modèle mathématique du panneau PV, qui sera présenté par la suite, les paramètres du panneau ont été référencés par la lettre P et les paramètres de la cellule PV ont été référencés par la lettre C . Ainsi, le courant I_p , généré par le panneau PV, dans des conditions de fonctionnement arbitraires, peut être décrit par :

$$I_p = I_{cc}^p \left[1 - \exp\left(\frac{V_p - V_{co}^p + R_s^p \cdot I_p}{N_s \cdot V_t^c}\right) \right] \quad (2.6)$$

Dans cette expression le courant généré dépend :

- Du courant de court-circuit du panneau : $I_{sc}^p = N_p \cdot I_{sc}^c$;
- De la tension de fonctionnement à vide du panneau : $V_{to}^p = N_s \cdot V_{oc}^c$;
- De la résistance série équivalente du panneau PV : $R_s^p = (N_s/N_p) \cdot R_s^c$ où R_s^c est la résistance interne de chaque cellule et la résistance de la connexion entre les cellules ;
- La tension thermique du semi-conducteur d'une cellule PV : $V_T^c = \frac{mKT^c}{e}$.

Sachant, qu'en pratique, le rendement d'un panneau PV est déterminé dans des conditions environnementales connues, tous les paramètres énumérés précédemment doivent être déterminés à partir des données fournies par les catalogues des constructeurs. Ces paramètres sont donnés dans des conditions standards ou nominales, (Tableau 2.1).

Le courant de court-circuit de la cellule I_{sc}^c varie linéairement avec l'éclaircement :

$$I_{cc}^c = C_1 \cdot G_a \quad (2.7)$$

TABLEAU 2.1 – Conditions nominale et standard

Conditions Nominales	Conditions Standard
Éclairement $G_{a,ref} = 800w/m^2$	Éclairement $G_{as} = 1000w/m^2$
Température ambiante $T_{a,ref} = 20^\circ C$	Température de la cellule $T_s^c = 25^\circ C$
Vitesse de vent $1m/s$	/

où la constante C_1 s'exprime par :

$$C_1 = \frac{I_{sc,0}^c}{G_{a,0}} \quad (2.8)$$

La température de fonctionnement de la cellule T_c dépend de l'éclairement G_a et de la température ambiante T_a , selon l'équation empirique suivante [3] :

$$T^c = T_a + C_2 \cdot G_a \quad (2.9)$$

où la constante C_2 s'exprime par la relation suivante :

$$C_2 = \frac{T_{ref}^c - T_{a,ref}}{G_{a,ref}} \quad (2.10)$$

Pour délivrer des courants et des tensions adaptés aux applications courantes, plusieurs panneaux PV sont connectés en série et/ou en parallèle. Le courant total généré par la configuration montrée dans la Figure 2.8 est donné par l'expression suivante :

$$I = \sum_{i=1}^{M_p} I_i \quad (2.11)$$

Si on considère les panneaux PV identiques et le même éclairement pour tous, alors le courant total est défini par :

$$I = M_p \cdot I^p \quad (2.12)$$

2.3.3 Optimisation du rendement énergétique du système PV

Comme cela est montré dans la Figure 2.9, il existe un seul point sur la caractéristique $I - V$ d'un panneau photovoltaïque pour lequel la puissance maximale est produite. Quand un panneau est connecté directement sur une batterie (couplage direct),

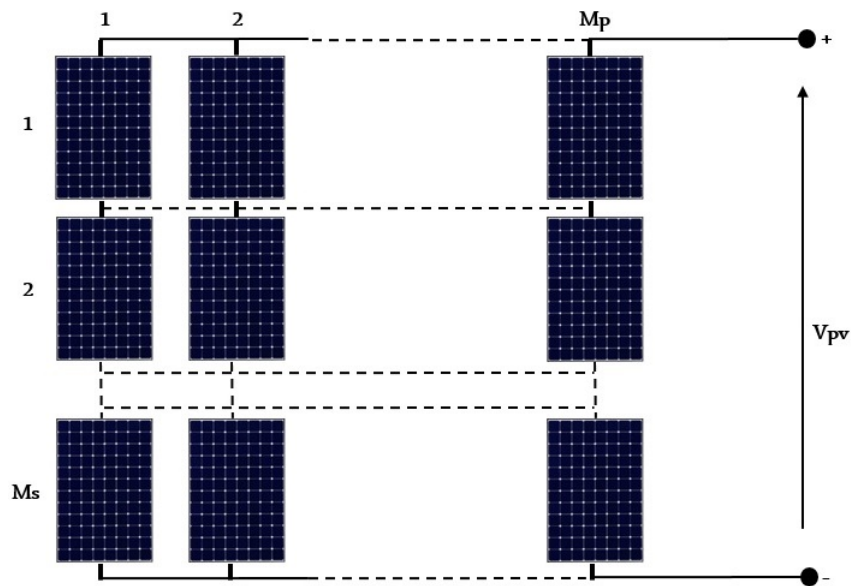


FIGURE 2.8 – Connexion de plusieurs panneaux

La puissance délivrée par les panneaux PV dépend de l'éclairement, de la température et de la tension aux bornes de la batterie[4]. Ainsi, dans un système à couplage direct, le système PV doit être surdimensionné pour assurer la puissance demandée par la charge. Pour optimiser le rendement énergétique du système PV, une solution est l'utilisation d'un MPPT (Maximum Power Point Tracking). Celui-ci permet de suivre le point de puissance maximale en contrôlant la tension ou le courant PV indépendamment de la charge [5].

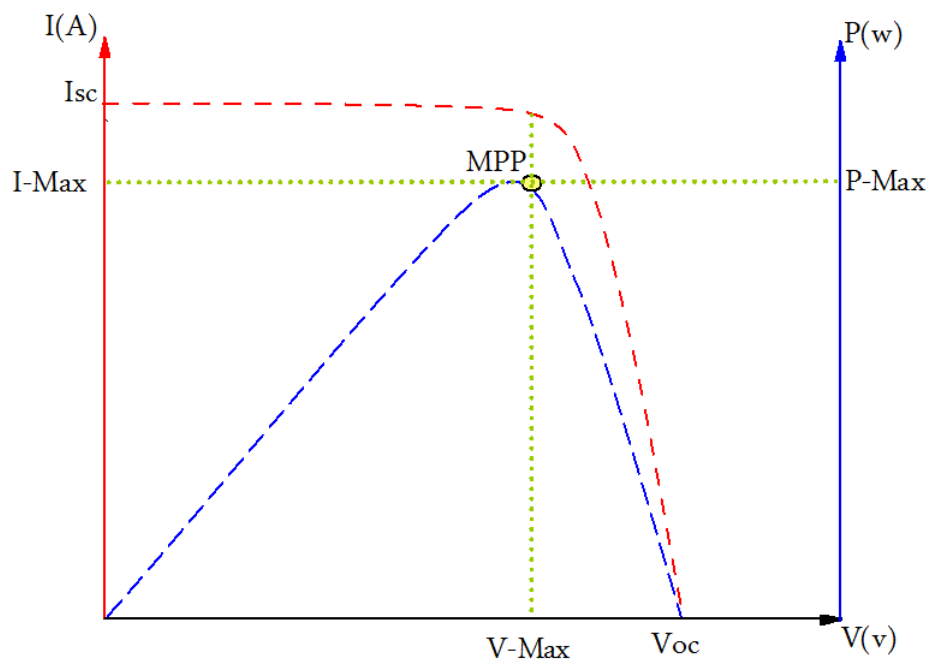


FIGURE 2.9 – Caractéristique Courant/Tension/Puissance d'un panneau PV

Cependant, l'emplacement du PPM sur les courbes P-V n'est pas connu a priori. Il doit être localisé par une méthode de calcul ou par un algorithme de recherche. La situation est compliquée par le fait qu'entre le PPM, l'éclairement et la température, il existe une dépendance non-linéaire, (Figure 2.10) :

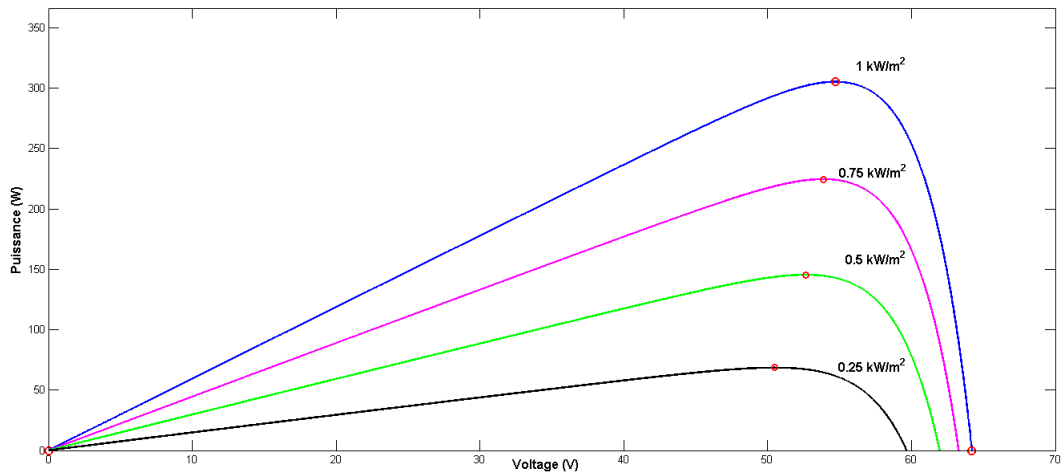


FIGURE 2.10 – Caractéristiques puissance-tension d'un générateur PV

2.4 Les piles à combustible

La première pile à combustible a été réalisée en 1839 par William Grove. Il s'agissait d'une pile hydrogène/oxygène à basse température avec des électrodes en platine et d'un électrolyte à base d'acide sulfurique dilué. Ce n'est qu'à partir des années 1930 que les piles à combustible devinrent pertinentes grâce aux travaux de l'ingénieur anglais Francis T. Bacon, à Cambridge sur une pile à combustible hydrogène/oxygène en milieu KOH aqueux (température de 80 à 200°C, pression de gaz de quelques atmosphères à 40 atmosphères, électrodes poreuses de nickel et d'oxydes de nickel). En 1953, la réalisation d'un premier prototype de puissance notable a eu lieu. Le programme spatial américain de la NASA (National Aeronautics and Space Administration) conduisit, à la fin des années cinquante, à une série de réalisations technologiques concernant des piles à électrolyte polymère solide (SPEFC de General Electric), pour le programme GEMINI, et, à partir des années soixante, à la fabrication de piles alcalines de type Bacon par Pratt et Whitney (devenu United Technologies Corporation), pour les missions lunaires APOLLO et maintenant pour les navettes spatiales. Parallèlement, Justi et Winsel, en Allemagne, développèrent des piles alcalines (AFC) de

quelques kilowatts, avec des électrodes de nickel de Raney de grandes surfaces actives (électrodes à double squelette ou DSK) [10].

2.4.1 La pile à combustible à membrane échangeuse de protons

La pile à combustible à membrane échangeuse de protons ou PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell) est une pile qui fonctionne avec de l'air (oxygène) et de l'hydrogène. Le rendement des PEMFC est de l'ordre de 40 à 50%. Sa puissance varie entre 0.1 et 500 kW, et sa température de fonctionnement varie entre 60 et 100°C [13]. La pression maximale que la membrane peut supporter est de l'ordre de 1 bar. Les performances de la pile augmentent fortement avec la pression d'air, d'où la nécessité d'utiliser un compresseur. Le coût énergétique de la compression est important ; pour un débit d'air de 1g/s la puissance nécessaire à une augmentation de pression de 1 bar correspond à 100 W (cette valeur dépend du rendement du compresseur : 60 à 70%). Concernant l'alimentation en hydrogène, le débit de gaz peut correspondre exactement à la consommation d'hydrogène de la pile. Pour éviter une perte d'hydrogène, un récupérateur peut être intégré pour le récupérer en sortie et le réinjecter en entrée de la pile. L'humidification des gaz est nécessaire afin d'éviter l'assèchement de la membrane. Un circuit de refroidissement permet d'évacuer la chaleur produite lors du fonctionnement de la pile [10], [11]. La technologie PEMFC est très utilisée en raison de :

- Sa température de fonctionnement relativement basse.
- L'insensibilité à la présence de CO₂ dans l'air, contrairement à la filière alcaline.
- Une durée de vie supérieure aux piles à électrolyte liquide et une compacité supérieure à celle des autres filières.

2.4.2 Principe de fonctionnement de la pile PEMFC

Le principe de fonctionnement d'une pile à combustible de types PEMFC est simple. Il peut être brièvement décrit comme étant la réaction inverse de ce qui se produit dans l'électrolyse [11]. On peut distinguer 7 couches dans une cellule élémentaire de PEMFC (voir figure 2.11) [12] : - Deux plaques permettant notamment l'amenée des gaz, la collecte du courant et assurant la tenue mécanique.

- Deux couches hydrophobes assurant la distribution des gaz (couches de diffusion).
- Deux zones actives contenant les catalyseurs.
- La membrane ionomère constituant un électrolyte solide.

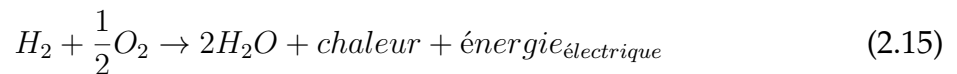
L'ensemble zone diffusionnelle – zone active constitue une électrode. L'ensemble électrode–membrane– électrode (EME) constitue le cœur de pile. A l'anode, on amène de l'hydrogène humide tandis que la cathode est alimentée en oxygène humide (ou plus simplement en air humide, enrichi ou non en oxygène). Dans le cas d'une pile à combustible PEMFC à électrolyte acide, on a oxydation de l'hydrogène à l'anode selon :



Il s'agit d'une réaction catalysée. La molécule d'hydrogène réagit en libérant deux électrons, qui circulent dans le circuit électrique qui relie l'anode à la cathode. A la cathode, on assiste à la réduction cathodique (également catalysée) de l'oxygène selon :



Le bilan des réactions Equ.2.13 et Equ.2.14 donne donc :



Cette réaction Equ.2.15 est exothermique (production de la chaleur).

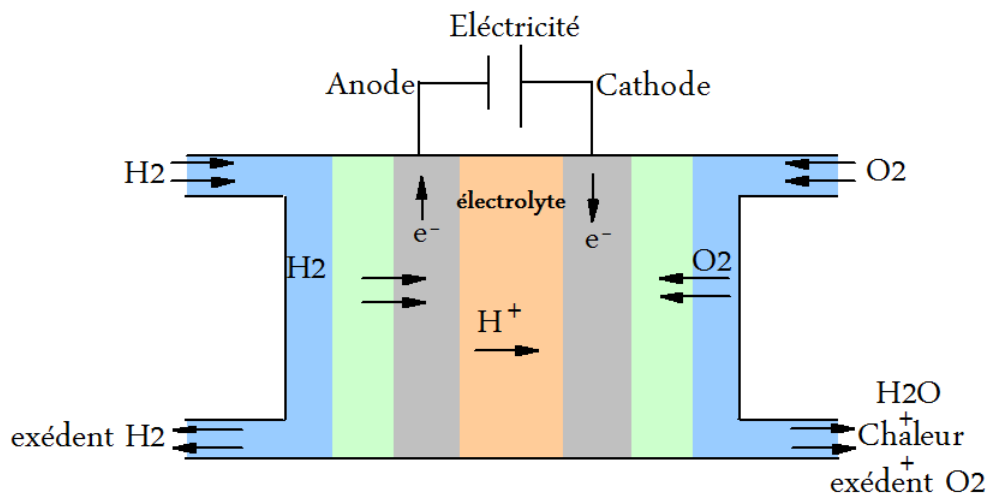


FIGURE 2.11 – Principe d'une pile à combustible

2.4.3 Le rendement d'une pile PEMFC

Les entrées-sorties généraux d'une pile à combustible PEMFC sont définies dans la figure 2.12

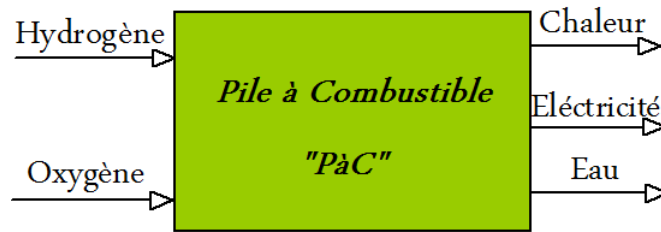


FIGURE 2.12 – Les entrées/sorties d’une PàC de type PEMFC

Le rendement d’une pile à combustible de type PEMFC est lié directement à la puissance électrique produite divisée par le produit de l’enthalpie totale de la réaction décrite par l’équation.2.15 et du débit molaire de l’hydrogène comme exprimé par l’équation.2.15. Notons que l’enthalpie est négative si l’énergie est libérée [11] et positive dans le cas inverse.

$$\eta_{rev} = \frac{P_{elc}}{-N_{H_2}\Delta h_f} \quad (2.16)$$

avec :

- N_{H_2} : Le débit molaire de l’hydrogène ;
- Δh_f : La variation de l’enthalpie ;
- P_{elc} : La puissance électrique.

Si la réaction, Equ.2.15 est réversible, la puissance électrique maximale produite par une mole peut être exprimée en fonction de l’énergie libre de Gibbs qui exprime la quantité d’énergie disponible pour effectuer un travail extérieur. Ainsi l’équation 2.16 peut être ramenée à [11] :

$$\eta_{rev-max} = \frac{\Delta g_f}{-\Delta h_f} \quad (2.17)$$

Ce rendement maximal ou limite est appelé aussi le rendement thermodynamique. L’énergie libre de Gibbs dépend de la température, tandis que la variation de l’enthalpie demeure constante pour une réaction donnée ($\Delta h_f = 285.6 \text{ kJ/kmol}$ pour la réaction Equ.2.15). à 25°C $\Delta g_f = -237 \text{ kJ/kmol}$. Dans ce cas, le rendement limite est estimé à 83%. La limitation de la tension d’une cellule provient bien évidemment de l’énergie libre de Gibbs. Si le processus est réversible, le travail électrique effectué est égal à la variation de l’énergie libre de Gibbs [11].

$$\Delta g_f = P_{elc} = -ZFE \quad (2.18)$$

avec :

- F : La constante de Faraday (96485 C / mol) ;

- E : La tension d'une cellule ;

- Z : Le nombre d'électrons libérés par la réaction d'une molécule de réactif.

Le nombre d'électrons libérés par la réaction, d'une molécule d'hydrogène, est égale à 2.

La tension d'une cellule est exprimée par [11] :

$$E = \frac{-\Delta g_f}{2F} \quad (2.19)$$

Les pressions et les concentrations des réactifs influent sur l'énergie libre de Gibbs, ainsi que sur la tension selon l'équation 2.19. La tension est exprimée par l'équation de Nernst qui s'écrit sous plusieurs formes. Par exemple, si les pressions des réactifs et des produits sont exprimées en bar et que l'eau produite est sous forme vapeur [11], nous aurons

$$E = E^0 + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{P_{H_2} P_{O_2}^{\frac{1}{2}}}{P_{H_2O}} \right) \quad (2.20)$$

avec :

- E_0 : La tension d'une cellule sous conditions standard (approximativement 1.2V) ;

- P_{O_2} : La pression partielle de l'oxygène coté cathode exprimée en bar ;

- H_2O : La pression partielle de l'eau côté cathode exprimée en bar ;

- P_{H_2} : La pression partielle de l'hydrogène côté anode exprimée en bar.

2.4.4 Modélisation des Piles à combustible

Dans la littérature il existe plusieurs modèles de la pile à combustible. Dans ce travail, nous avons choisi le modèle générique basé sur les méthodes approximatives. Ce modèle a été validé par des piles à combustible réels avec une erreur de $\pm 1\%$ [14]. La figure 2.13, présentée par le schéma bloc du modèle choisi, considère la PàC comme un générateur de courant contrôlé par une tension. Cette tension est estimée par l'ensemble des fonctions données par les équations ci-dessous :

Avec,

$$M = N_o A \ln \frac{i_{fc}}{i_0} ;$$

$$N = \frac{1}{p T_d / 3 + 1}.$$

Du schéma de la figure 2.13, nous avons :

$$E = E_{oc} - N.A \ln \left(\frac{i_{fc}}{i_0} \right) \cdot \left(\frac{1}{p.T_d/3 + 1} \right) \quad (2.21)$$

$$V_{fc} = E - R_{int} \cdot i_{fc} \quad (2.22)$$

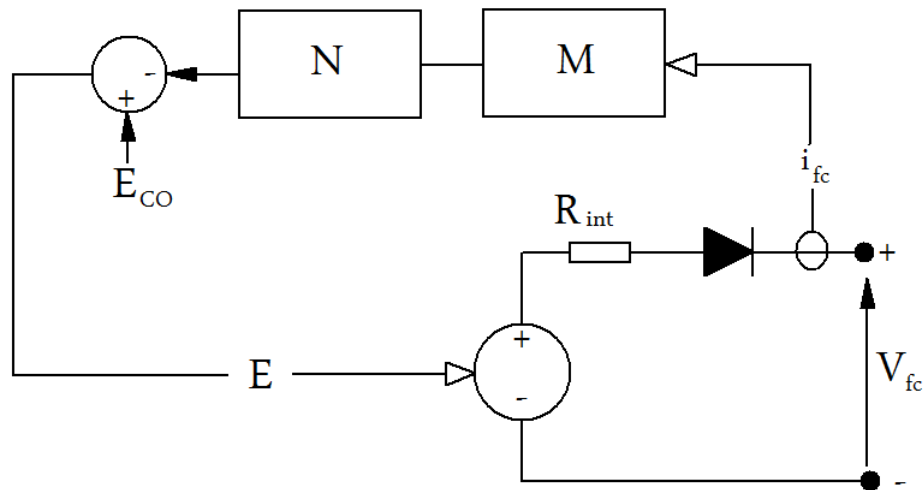


FIGURE 2.13 – Modèle électrique d'une PàC simplifié

avec :

E_{oc} :Tension circuit ouvert ;

N_o :Nombre de cellule ;

A :Ponte de Tafel(V) ;

i_0 :Courant d'échange (A) ;

T_d :Temps de réponse à 95% de temps finale (sec) ;

R_{int} :Résistance interne (Ω) ;

i_{fc} :Courant de la PàC ;

V_{fc} :Tension de la PàC.

$$E_{oc} = K_c \cdot E_n \quad (2.23)$$

$$i_0 = \frac{z \cdot F \cdot k (P_{H_2} + P_{O_2})}{Rh} \exp\left(\frac{-\Delta G}{RT}\right) \quad (2.24)$$

$$A = \frac{RT}{z\alpha F} \quad (2.25)$$

avec :

R :8.3145 J/(mol K) ;

F :96485 A s/mol ;

z :Nombre d'électrons en mouvement ($z = 2$) ;

E_n :Tension de Nernst(V) ;

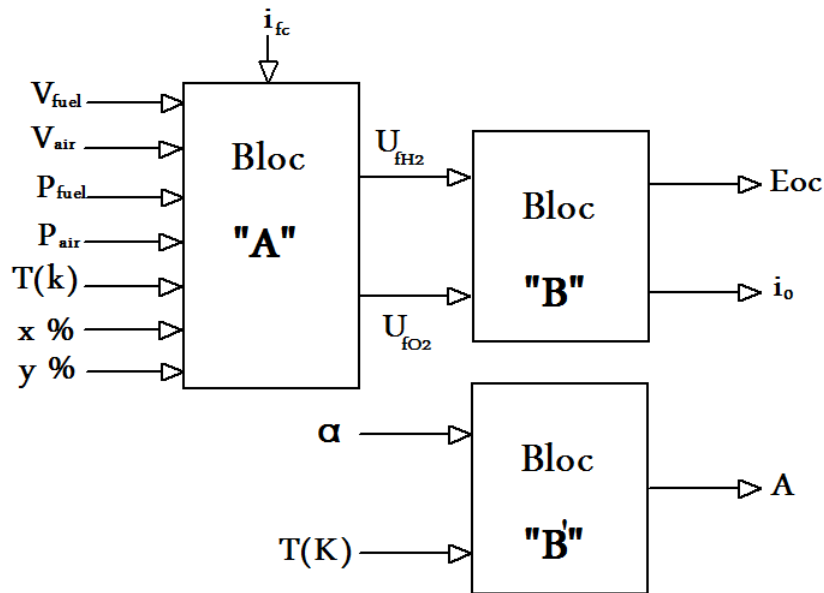


FIGURE 2.14 – Modèle d’une PàC détaillé

α :Coefficient de transfert des charge ;

P_{H_2} :Pression partielle d’hydrogène à l’intérieur de la pile (atm) ;

P_{O_2} :Pression partielle d’oxygène à l’intérieur de la pile (atm) ;

K :Constante de Boltzmann ($1.310^{-23} J/K$) ;

h :Constante de Blanck ($6.62610^{-34} Js$) ;

ΔG :Barrière d’activation d’énergie (J) ;

T :Température de fonctionnement (K) ;

K_c :Tension constante à condition d’exploitation nominale.

$$U_{f_{H_2}} = \frac{60000RTi_{fc}}{zFP_{fuel}V_{fuel}x\%} \tag{2.26}$$

$$U_{f_{O_2}} = \frac{60000RTi_{fc}}{2zFP_{air}V_{air}y\%} \tag{2.27}$$

avec :

P_{fuel} :Pression absolue d’alimentation de combustible (atm) ;

P_{air} :Pression absolue d’alimentation de l’air (atm) ;

V_{fuel} :Débit d’hydrogène (l/min) V_{air} :Débit d’oxygène (l/min) x :Pourcentage d’hydrogène dans le combustible (%) y :Pourcentage d’oxygène dans l’oxydant (%)

Les pressions partielles et la tension de Nerbst sont données par :

$$P_{H_2} = (1 - U_{f_{H_2}})x\%P_{fuel} \tag{2.28}$$

$$P_{O_2} = (1 - U f_{O_2}) y \% P_{air} \quad (2.29)$$

$$P_{H_2O} = (w - 2y \% U f_{O_2}) P_{air} \quad (2.30)$$

et,

$$E_n = 1.229 + (T - 298) \cdot \frac{-44.43}{zF} + \frac{RT}{zF} \ln(P_{H_2} P_{O_2}^{\frac{1}{2}}) \quad (2.31)$$

et pour les températures $T > 273K$:

$$E_n = 1.229 + (T - 298) \cdot \frac{-44.43}{zF} + \frac{RT}{zF} \ln\left(\frac{P_{H_2} P_{O_2}^{\frac{1}{2}}}{P_{H_2O}}\right) \quad (2.32)$$

Avec,

P_{H_2O} : Pression partielle de la vapeur d'eau (atm) ;

w : Pourcentage de la vapeur d'eau dans l'oxydant (%) ;

2.5 Électrolyseur

L'électrolyse est une méthode qui permet de réaliser des réactions chimiques grâce à une activation électrique. C'est le processus de conversion de l'énergie électrique en énergie chimique. Pour que l'électrolyse puisse fonctionner, il est nécessaire d'imposer un minimum de 1.23 V [car on a $E_0(H_2O/H_2) = 0.42V$ et $E_0(O_2/OH) = 0.81V$] par l'intermédiaire du générateur. En réalité, cette condition nécessaire est non suffisante. Comme à chaque fois qu'il y a électrolyse, différents facteurs cinétiques interviennent et imposent l'application d'une tension minimale de 1,8 V environ : c'est le phénomène de surtension.

2.5.1 Modélisation de électrolyseur

Plusieurs modèles ont été proposés pour simuler le comportement d'un électrolyseur afin de produire de l'hydrogène. Dans ce travail vous avons choisi le modèle basé sur la loi de Faraday [15].

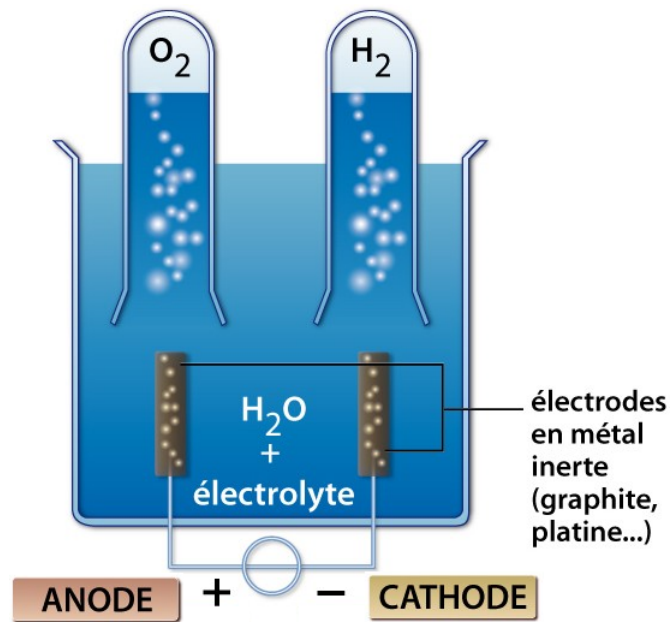
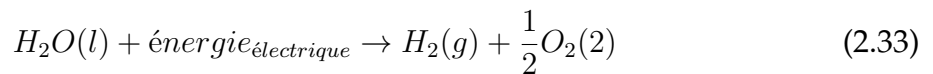


FIGURE 2.15 – Électrolyse de l'eau

L'eau peut être décomposée en composants élémentaires lors du passage du courant électrique entre deux électrodes séparées par un électrolyte aqueux. La réaction électrochimique de l'électrolyse de l'eau est donnée par :



Selon la loi de Faraday, le taux de production d'hydrogène d'une cellule d'électrolyseur est directement proportionnelle au courant électrique :

$$n_{H_2} = \frac{\eta_F \cdot n_c \cdot i_e}{2F} \quad (2.34)$$

Avec,

F : Constante de Farady ($C \cdot kmol^{-1}$);

i_e : courant d'électrolyseur (A);

n_c : Nombre de cellules;

η_F : L'efficacité de Faraday;

n_{H_2} : l'hydrogène produit ($mols^{-1}$);

Le taux de production d'hydrogène par l'électrolyseur entre la quantité réel et théorique de la production d'hydrogène est connu comme l'efficacité de Faraday. En supposant que la température de fonctionnement de l'électrolyseur est $40^\circ C$, l'efficacité de Faraday est exprimée par :

$$\eta_F = 96.5e^{(0.09/i_e - 75.5/i_e^2)} \quad (2.35)$$

2.6 Batteries

L'énergie électrique est une énergie qui ne peut être stockée qu'en faibles quantités. Dans les systèmes isolés, des batteries sont souvent utilisées pour garantir l'équilibre production/consommation et pour lisser les variations de puissance.

2.6.1 Principe de fonctionnement

Toute batterie est un ensemble de cellules électrochimiques capables de stocker de l'énergie électrique sous forme chimique, puis de la restituer partiellement par la suite, grâce à la réversibilité des réactions mises en jeu. Ces réactions consistent en des oxydations et des réductions [6] au niveau des électrodes. Le courant circule sous la forme d'ions dans l'électrolyte et d'électrons dans le circuit raccordé à la batterie (Figure 2.16). La capacité énergétique de la batterie (exprimée en wattheures, Wh) dépend des quantités et de la nature des éléments chimiques compris dans la cellule. L'anode est l'élec-

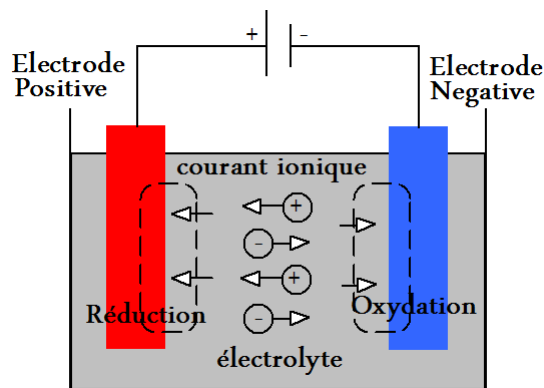


FIGURE 2.16 – Cellule électrochimique de base

trode à laquelle l'oxydation (perte d'un ou plusieurs électrons) se produit et à partir de laquelle les électrons vont alimenter le circuit extérieur (la charge). La cathode est l'électrode à laquelle se produit la réduction (gain d'un ou plusieurs électrons); les électrons revenant de la charge arrivent sur cette électrode. En décharge, l'anode est la borne négative de la batterie et la cathode la borne positive. Par contre, en charge,

l'électrode négative est la cathode et l'électrode positive est l'anode, les électrons circulant alors dans l'autre sens.

Les paramètres électriques suivants sont généralement employés pour caractériser une batterie :

- La capacité nominale q_{max} est le nombre maximal d'ampères-heures (Ah) qui peut être extrait de la batterie, dans des conditions de décharge prédéterminées.
- L'état de charge SOC (State of charge) est le rapport entre la capacité présente et la capacité nominale q_{max} : $SOC = q/q_{max}$ ($0 \leq SOC \leq 1$). Si $SOC = 1$, la batterie est totalement chargée si $SOC = 0$, la batterie est totalement déchargée.
- Le régime de charge (ou décharge) est le paramètre qui reflète le rapport entre la capacité nominale d'une batterie et le courant auquel celle-ci est chargée (ou déchargée). Il est exprimé en heures. Par exemple, pour une batterie de 150 Ah déchargée à 5 A, le régime de décharge est 30 h.
- La durée de vie est le nombre de cycles charge/décharge que la batterie peut soutenir avant de perdre 20% de sa capacité nominale.

2.6.2 Modélisation de la batterie

Il existe dans la littérature une large variété des modèles de batterie [7][8][9]. Le plus souvent, ces modèles représentent la batterie par un circuit électrique équivalent, composé de résistances, de capacités et autres éléments de valeur fixe ou variant avec des paramètres tels que l'état de charge ou la température. Ces modèles sont utilisés pour déterminer l'état de charge ou pour prédire la durée de vie des batteries. La plupart des modèles sont constitués de deux parties, l'une décrivant le modèle de capacité et l'autre, le modèle de tension de la batterie [3]. La capacité est une des caractéristiques les plus importantes d'une batterie. Cette capacité représente la quantité de courant qui peut être extraite d'une électrode via les "masses actives", c'est-à-dire l'électrolyte et les matériaux actifs des électrodes, sur une décharge. Cette capacité s'exprime en ampères-heures, Ah (1 Ah = 3600 coulombs). En pratique, cette capacité dépend du courant, ainsi que de la température [3][7]. Le modèle de la tension fournit l'amplitude de la tension aux bornes de la batterie. Cette tension est influencée par la profondeur de la charge et de la décharge. Le modèle de la tension doit être capable de prévoir que la tension de la batterie baisse lentement (linéairement) pendant la première partie de

décharge et rapidement à la fin, quand la batterie est presque vide (Figure 2.17). Dans le cas de la recharge, la tension augmente linéairement pendant la première partie et plus rapidement vers la fin de la charge.

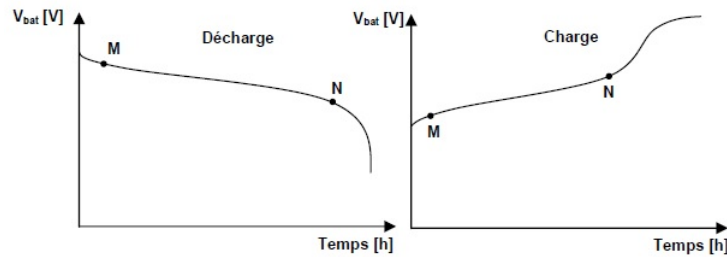


FIGURE 2.17 – Evolution de la tension avec le temps, durant la charge et la décharge

Les modèles de tension sont généralement basés sur des équations qui relient la tension au courant et à l'état de charge [3][7]. Les différents modèles existant dans la littérature pour les batteries sont d'une mise en oeuvre difficile notamment à cause du nombre élevé de paramètres à déterminer. Ces paramètres sont nécessaires pour modéliser l'évolution dans le temps de la tension aux bornes de la batterie, sur toute la phase de charge et de décharge (Figure 2.17). Par conséquent, ces types de modèles sont adéquats pour des simulations à long terme.

Par convention, la batterie est vue comme un générateur. Le courant de charge est négatif et celui de décharge est positif.

2.6.3 Modèle d'une batterie Lead-Acid

Dans ce travail nous avons choisi le modèle décrit par [16]. Son principe est toujours basé sur un circuit électrique (générateur de courant + résistance interne). La figure suivante présente le schéma de principe de ce modèle.

- Cas de décharge de la batterie de type Lead-Acid :

$$f_1(i_t, i^*, i, Exp) = E_0 - K \frac{Q}{Q - i_t} i^* - K \frac{Q}{Q - i_t} i_t + Laplac^{-1} \left(\frac{Exp(p)}{Sel(p)} \cdot 0 \right) \quad (2.36)$$

- Cas de charge de la batterie de type Lead-Acid :

$$f_2(i_t, i^*, i, Exp) = E_0 - K \frac{Q}{Q - i_t} i^* - K \frac{Q}{Q - i_t} i_t + Laplac^{-1} \left(\frac{Exp(p)}{Sel(p)} \cdot \frac{1}{P} \right) \quad (2.37)$$

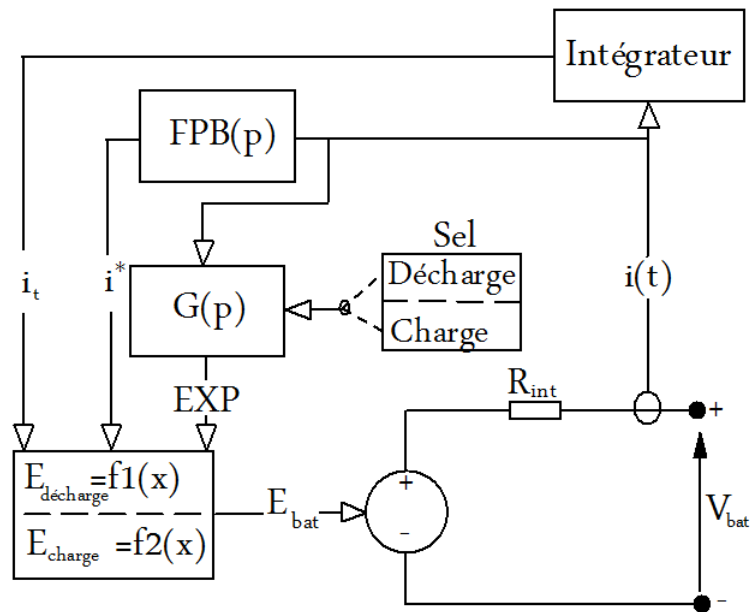


FIGURE 2.18 – Modèle électrique simplifié

$$G(p) = \frac{A}{1/(B.i(t)) + 1} \tag{2.38}$$

Avec,

- E_{Batt} :Tension non-linéaire (V) ;
- E_0 :Constante de tension (V) ;
- $Exp(p)$:La dynamique de la partie exponentiel (V) ;
- $Sel(p)$:Mode de fonctionnement de la batterie : Sel(p)=0 la décharge de batterie, Sel(p)=1 la charge de la batterie ;
- K :constante de polarisation (Ah^{-1}) ou résistance de polarisation (Ω)
- i^* :Dynamique de courant en basse fréquences (A) ;
- i :Courant de la batterie (A) ;
- i_t :Capacité extraits(Ah) ;
- Q : capacité maximale de batterie (Ah) ;
- A :Tension exponentiel (V) ;
- B :Capacité exponentiel $(Ah)^{-1}$;
- $FPB(p)$:Filtre passe bas ;

2.7 Convertisseurs DC/DC

Un convertisseur de tension continue DC/DC est un module (ou mini module) générant une tension de sortie régulée, isolée de la tension d'entrée. Cette conversion d'énergie s'effectue grâce à un "découpage" haute fréquence caractérisée par un rendement élevé jusqu'à 94%.

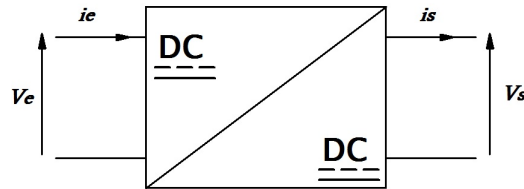


FIGURE 2.19 – Convertisseur continu continu

Dans la littérature il y a plusieurs types des convertisseurs DC/DC, le choix de l'un par rapport à l'autre dépend de l'application. Par la suite, nous verrons quelques types qui seront utilisés dans ce travail.

2.7.1 Convertisseur abaisseur "Buck"

Hacheur abaisseur, hacheur dévolteur, hacheur série, hacheur de type BUCK, buck chopper.

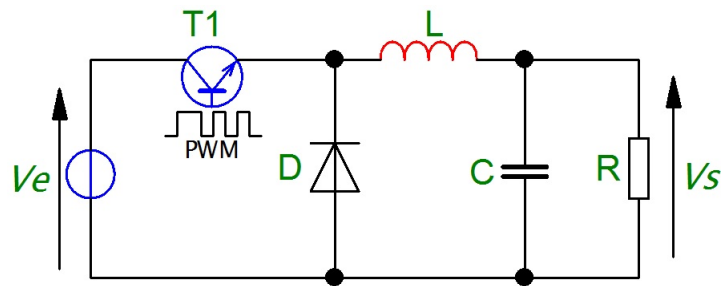


FIGURE 2.20 – Convertisseur Buck

Le hacheur série est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type tension continue et la charge de sortie continue de type source de courant. L'interrupteur T1 peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage). L'interrupteur T1 est fermé pendant la fraction aT de la période de découpage T . La source d'entrée fournit l'énergie à la charge R au travers de l'inductance L . Lors du blocage du transistor, la diode D assure la continuité du courant dans l'inductance. L'énergie

emmagasinée dans cette inductance est alors déchargée dans le condensateur et la résistance de charge. la valeur moyenne de la tension aux bornes de l'inductance est nulle [17]. La tension de sortie est donnée par la relation suivante

$$V_s = \langle v_s \rangle = \langle v - v_L \rangle = \langle v \rangle = \alpha V_e \quad (2.39)$$

Par définition, $0 < \alpha < 1$, ce qui induit que le montage est abaisseur de tension (dévolteur).

2.7.2 Convertisseur élévateur "Boost"

Hacheur élévateur, hacheur survolteur, hacheur parallèle, hacheur de type BOOST, boost chopper

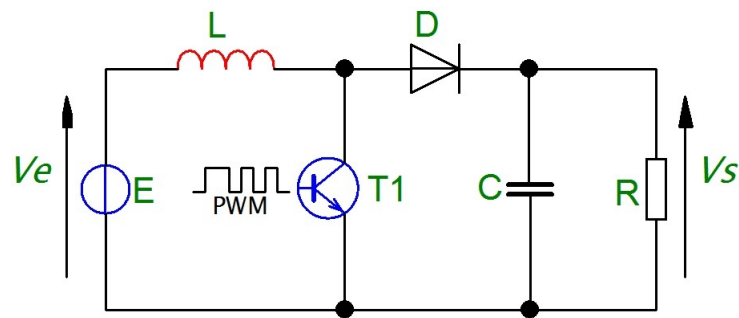


FIGURE 2.21 – Formes d'ondes du hacheur de type Boost

C'est un convertisseur direct DC-DC. La source d'entrée est de type courant continue (inductance en série avec une source de tension) et la charge de sortie est de type tension continue (condensateur en parallèle avec la charge résistive). L'interrupteur T1 peut être remplacé par un transistor puisque le courant est toujours positif et que les commutations doivent être commandées (au blocage et à l'amorçage). L'interrupteur T1 est fermé pendant la fraction αT de la période de découpage T. La source d'entrée fournit l'énergie à la charge R au travers de l'inductance L. Lors du blocage du transistor, la diode D assure la continuité du courant dans l'inductance. L'énergie emmagasinée dans cette inductance est alors déchargée dans le condensateur et la résistance de charge [17]. En régime permanent, la valeur moyenne de la tension aux bornes de l'inductance est nulle, ce qui impose la relation suivante :

$$V_e = \langle v_e \rangle = \langle V_t \rangle = (1 - \alpha)V_s \quad (2.40)$$

soit,

$$V_s = \frac{V_e}{1 - \alpha} \quad (2.41)$$

Par définition, $0 < \alpha < 1$, ce qui induit que le montage est élévateur de tension (survolteur).

2.7.3 Convertisseur bi-directionnel en courant

L'idée de ce type convertisseur est d'associer un hacheur série et un hacheur parallèle pour obtenir un hacheur réversible en puissance.

- La tension du récepteur (E_1) est inférieure à celle de la source (E)

- quand $I_R > 0$, la puissance va de la "source" vers le "récepteur", seul le hacheur dévolteur fonctionne

- quand $I_R < 0$, la puissance va du "récepteur" vers la "source", seul le hacheur survolteur fonctionne

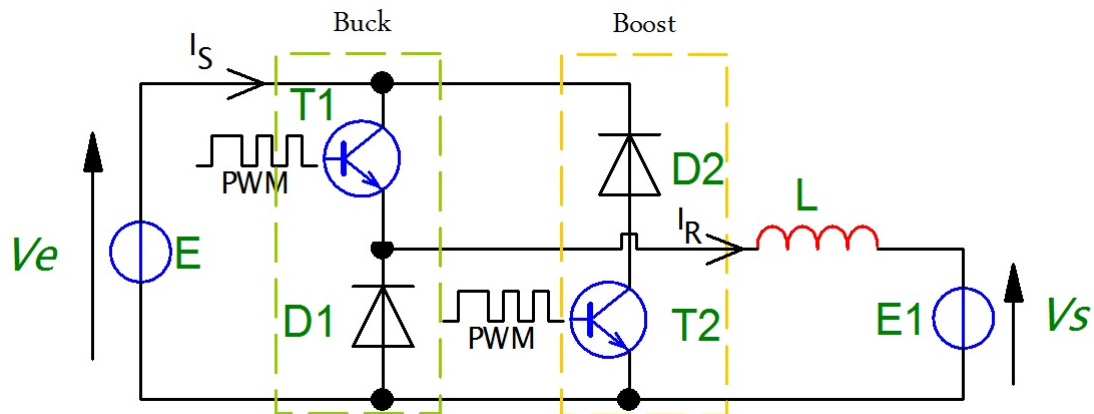


FIGURE 2.22 – Convertisseur DC-DC bi-directionnel

-Les tensions aux bornes de la source (E) et récepteur (E_1) sont toujours positives, et seul les courants dans le récepteur (I_R) et dans la source (I_S) peuvent changer de sens, donc si tous ces critères sont valident on parle d'un hacheur réversible en courant.

2.8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons passé en revue une description et modélisation de chaque partie de notre système électrique hybride renouvelable. L'hybridation a été

faite entre un générateur photovoltaïque et une pile à combustible, auxquels on a ajouté un système de stockage (batteries) afin d'augmenter la sécurité énergétique du système puisque celui-ci est destiné aux sites isolés (ferme agriculteur).

Ces modèles du système hybride seront implémentés sous environnement MATLAB/SIMULINK/SimPowerSystem.

2.9 Références

- [1] M. Huart, Guide des énergies renouvelables, Association pour la production des énergies renouvelables, Ministère de la région Wallonne. *Rapport Technique*,1994. 40
- [2] A. Hoque, K. A. Wahid, New Mathematical Model of a Photovoltaic Generator. *Journal of Electrical Engineering*, vol. EE 28, No.1, 2000. 40, 41
- [3] A. D. Hansen. P. Sorensen, L. H. Hansen, H. Bindner, Models for Stand-Alone PV System. *Riso-R-1219(EN)*, SEC-R-12, 2000. 40, 41, 45, 57, 58
- [4] G. Walker, Evaluating MPPT Converter Topologies Using a Matlab PV Model. *Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia, IEAust*, vol.21, No. 1,49-56, 2001. 40, 46
- [5] D. P. Hohm, M. E. Ropp, Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms. *Progress in Photovoltaics*, vol 11, p. 47-62, 2003. 46
- [6] D. Devilliers, E. Mahé, Cellules électrochimiques : aspects thermodynamiques et cinétiques. *L'actualité chimique*, 2003. 56
- [7] F. Delfosse, Détermination de l'Etat de Charge des Batteries d'un Véhicule Electrique. *L'actualité chimique,Travail de fin d'études*, Université de Liège, 1998. 57, 58
- [8] M. Thele, S. Buller, D. U. Sauer, R. W. De Donckker, E. Karden, Hybrid Modelling of Lead-Acid Batteries in Frequency and Time Domain. *Journal of Power Sources*, Vol. 144, Pages 461-466, 2005. 57
- [9] A. Jossen, J. Garche, H. Doering, M. Goetz, W. Knaupp, L. Joerissen, Hybrid systems with lead–acid battery and proton-exchange membrane fuel cell. *Journal of Power Sources*, Vol. 144, pp. 395-401, 2005. 57
- [10] Philippe Stevens, Frédéric Novel-Cattin, Abdel Hammou, Claude Lamy et Michel Cassir, Pile à Combustible . *Techniques de l'ingénieur*,Dossier, D3 340, Août 2000. 48

- [11] James Larminie and Andrew Dicks, *Fuel Cell Systems Explained . 2nd ed, John Wiley and Sons, West Sussex, 2003.* [48](#), [50](#), [51](#)
- [12] Claus Aabjerg Andersen, Morten Olesen Christensen and Anders Risum Korsgaard, *Design and Control of Fuel Cell System for Transport Application. Aalborg University, Project Group, EMSD 10 - 11A, 2002.* [48](#)
- [13] H. Maker, *Modélisation d'une pile à combustible de type PEM. Mémoire de Master, Université de Comté, 2004.* [48](#)
- [14] Souleman Njoya, Olivier Tremblay, and Louis A. Dessaint, *A Generic Fuel Cell Model for the Simulation of Fuel Cell Power Systems. IEEE, 978-1-4244-4241-6/09/, 2009.* [51](#)
- [15] O.C. Onar, M. Uzunoglu, M.S. Alam, *A Dynamic modeling, design and simulation of a wind/fuel cell/ultra-capacitor-based hybrid power generation system. Journal of Power Sources, 161, 707–722, 2006.* [54](#)
- [16] Olivier Tremblay, Louis-A. Dessaint, *A Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications. World Electric Vehicle Journal, Vol. 3-ISSN 2032-6653, 2009.* [58](#)
- [17] Thierry LEQUEU, *Cours d'Electronique De Puissance. Support du cours, Université de Francois-Rabelais, Tours, IUT-EDP-9.DOC, 2005.* [61](#)

Chapitre 3

Dimensionnement du système hybride PV/PàC

« C'est l'homme qui écrit l'histoire, et non la réalité. Voilà pourquoi les écrits historiques sont héroïques. »

Jacqueline Langlet

Sommaire

3.1	Introduction	68
3.2	Description du système hybride PV/PàC	68
3.3	Description du site	69
3.4	Gisement solaire de Laghouat	70
3.4.1	Modèle de Liu et Jordan	71
	Calcul du rayonnement direct	71
	Calcul du rayonnement diffus	71
	Calcul du rayonnement réfléchi	72
	Calcul du rayonnement global	72
3.4.2	Gisement de Laghouat	72
3.5	Dimensionnement du système de pompage photovoltaïque	75
3.5.1	Dimensionnement de la pompe	76
	Hauteur manométrique totale (HMT)	76
	Puissance hydraulique	77

Puissance électrique	77
3.5.2 Dimensionnement du générateur photovoltaïque	77
3.6 Dimensionnement du système d'irrigation	78
3.6.1 Dimensionnement de la pompe d'irrigation	79
Hauteur manométrique totale (HMT)	79
Puissance hydraulique	79
Puissance électrique	79
3.7 Dimensionnement de la serre agricole	79
3.7.1 Dimensionnement du générateur photovoltaïque	80
3.7.2 Dimensionnement du stack de la pile à combustible	81
Détermination du nombre de cellules	81
Détermination de la surface des cellules	83
3.7.3 Dimensionnement de capacité des batteries	83
3.8 Dimensionnement des convertisseurs DC/DC	84
3.8.1 Dimensionnement du convertisseur Boost	84
Calcul de l'inductance de lissage	85
Calcul du condensateur de filtrage du bus	86
3.8.2 Dimensionnement du convertisseur Buck	87
Calcul de l'inductance de lissage	87
3.8.3 Dimensionnement du convertisseur bi-directionnel	88
3.9 Conclusion	89
3.10 Références	90

3.1 Introduction

Dans les sources d'énergies renouvelables hybrides , le concepteur du système doit connaître les besoins énergétique des charges et par conséquence savoir les capacités de production des sources de manière à satisfaire deux objectifs :

- 1- Assurer une production suffisante pour couvrir l'ensemble de la consommation.
- 2- Garantir un coût minimum de l'énergie consommée.

Pour ce faire, il convient d'estimer le potentiel énergétique primaire sur la base des données météorologiques disponibles (gisement du site), vitesse de vent pour le potentiel éolien et irradiation solaire pour le potentiel solaire. Il arrive que les données disponibles ne soient pas exactement celles dont nous avons besoin en entrée de nos modèles de comportement comme par exemple :

- l'éclairement solaire global est mesuré sur des plans horizontaux alors que les capteurs photovoltaïques sont dans la plupart des cas inclinés par rapport à l'horizontale.
- la vitesse du vent est communément mesurée à 10 mètres au dessus du sol alors que nous avons besoin de la connaître à la hauteur du moyeu de l'aérogénérateur.

3.2 Description du système hybride PV/PàC

En effet, pour faire un bon dimensionnement de notre systèmes hybrides photovoltaïque/Pile à combustible, (figure 3.1), nous diviserons ce système en trois sous-systèmes suivant la configuration choisie :

1. Système de pompage photovoltaïque ;
2. Système d'irrigation ;
3. Serre agricole.

Le premier système, est un système de pompage d'eau du puits au réservoir. La pompe du système est alimentée par un générateur photovoltaïque uniquement (pompage au fil de soleil). Une deuxième pompe, destinée au système d'irrigation par aspersion, et la serre agricole sont alimentées par le générateur photovoltaïque comme source principale et la pile à combustible ou bien par les batteries solaires. Une description du site choisi et son potentiel énergétique (gisement solaire) ont été faits. Le reste du système présente le dimensionnement de chaque source avec leurs convertisseurs associés .

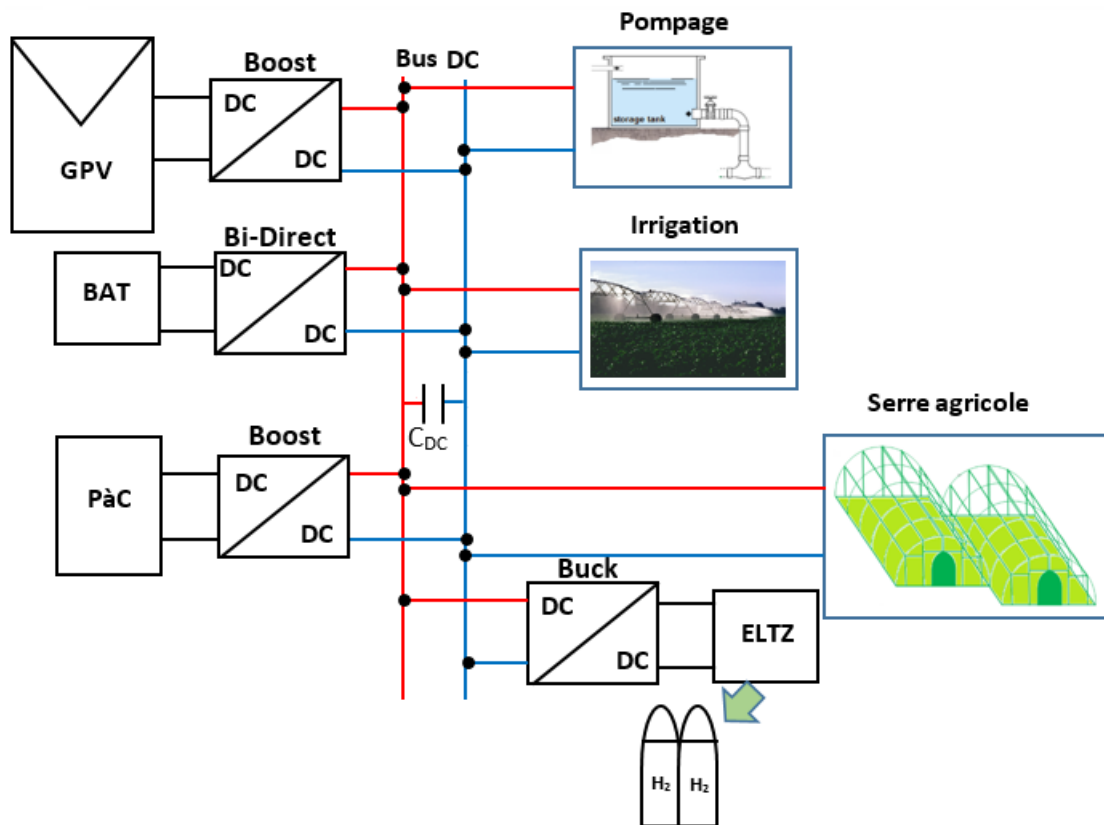


FIGURE 3.1 – Système hybride PV/PàC/Bat

3.3 Description du site

De par sa position géographique et ses caractéristiques climatiques, la Wilaya de LAGHOUAT fait partie du groupe des neuf Wilayas pastorales du pays ainsi que des Wilayas du Sud. Sa superficie est de : 25052km^2 pour une population estimée au 31/12/2009 à 501145 habitants. Découlant du relief, le climat est de type continental au Nord-Ouest avec une pluviométrie variant de 300 à 400mm. Dans la région des Hauts Plateaux, le climat est de type saharien et aride. La pluviométrie varie entre 150mm au Centre et 50mm au Sud . Les hivers sont caractérisés par des gelées blanches et les étés par une forte chaleur accompagnée de vents de sable [1]. Les coordonnées géographiques de Laghouat, sont :

- Latitude : $33^{\circ}47'59''$ Nord ;
- Longitude : $2^{\circ}51'54''$ Est ;
- L'altitude : 764m.

L'agriculture est considérée comme l'un des secteurs principaux dans la wilaya avec une superficie agricole totale (SAT) de 2008706Ha. La superficie agricole utile (SAU) totalise 73013Ha qui représentent 3,81% de la SAT et 1,61% est irriguée avec une su-

perficie de l'ordre de $30812Ha$. La meilleure région agricole , HAMDA, traversée par la rivière "Oued M'zi" est située au Nord-ouest de la commune de Laghouat[1].

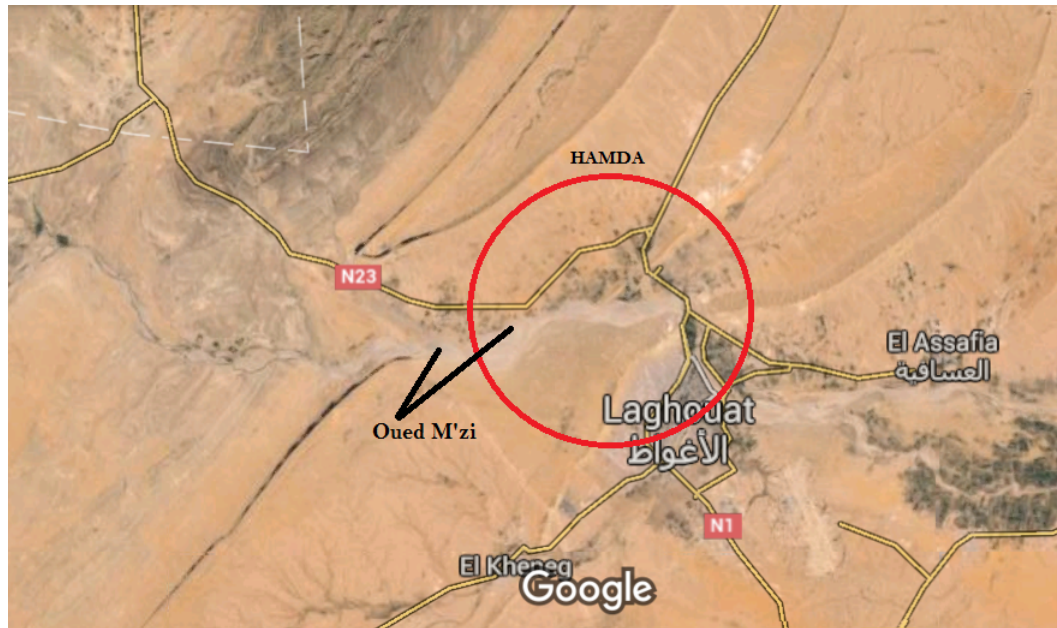


FIGURE 3.2 – La région étudiée (HAMDA)

3.4 Gisement solaire de Laghouat

Avant de faire le dimensionnement des sources renouvelables (photovoltaïque, éolien ...), il est indispensable d'étudier le potentiel énergétique du site afin de connaître ses ressources.

Le système présente dans la figure 3.1, basé principalement sur le photovoltaïque, en conséquence, La connaissance du rayonnement solaire au sol à l'échelle mensuelle est très utile. C'est le meilleur moyen de s'apercevoir de l'importance du gisement solaire du site de Laghouat.

Le manque des données réelles d'éclairement dans la région de Laghouat , nous a obligée de passer par les modèles d'estimation, il existe plusieurs modèles d'estimations de potentiel solaire , dans ce travail nous avons choisir le modèle de Liu et Jordan [2].

3.4.1 Modèle de Liu et Jordan

En 1960, Liu et Jordan [2] ont proposé un modèle empirique simple qui permet d'estimer les composantes du rayonnement solaire sur plan incliné ne nécessitant que quelques paramètres géo astronomiques tels que le jour de l'année, la hauteur du soleil et la latitude du lieu. L'avantage de ce modèle par rapport aux autres est qu'il permet de générer le flux solaire reçu au sol pour différents états du ciel et différentes inclinaisons de surfaces [3].

Calcul du rayonnement direct

L'expression générale de l'irradiation directe sur un plan incliné d'un angle β' est décrite par l'équation 3.1 :

$$I = I_h \cdot R_b \quad (3.1)$$

où

R_b : est le facteur d'inclinaison donné par :

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta')\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta')\sin(\delta)}{\cos(\varphi)\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\varphi)\sin(\delta)} \quad (3.2)$$

Sur un plan horizontal, $\beta'=0$ donc $R_b = 1$, l'expression de l'irradiation directe devient :

$$I = I_h = A \cdot \sin(h) \exp\left(\frac{-1}{C \cdot \sin(h+2)}\right) \quad (3.3)$$

A et C sont des données fournies dans le tableau 3.1

TABLEAU 3.1 – Les coefficients : A, B et C pour le modèle de Liu & Jordan

Nature ciel	A	B	C
Ciel très clair	1300	87	6
Ciel Moyen	1230	125	4
Ciel pollué	1200	187	5

Calcul du rayonnement diffus

L'expression générale de l'irradiation diffuse sur un plan incliné est

$$D = D_h \left(\frac{1 + \cos(\beta')}{2} \right) \quad (3.4)$$

Si le plan est horizontal, $D = D_h$.

$$D = D_h = B.(\sin(h))^{0.4} \quad (3.5)$$

Calcul du rayonnement réfléchi

Pour un plan incliné, l'irradiation réfléchie est donnée par :

$$R = (I_h + D_h) \left(\frac{1 - \cos(\beta')}{2} \right) \rho \quad (3.6)$$

Pour un plan horizontal, la composante solaire réfléchie est nulle.

Calcul du rayonnement global

L'irradiation globale est égale à la somme des composantes solaires directe, diffuse et réfléchie.

$$R = R_h R_b + \left(\frac{1 + \cos(\beta')}{2} \right) + \left(\frac{1 - \cos(\beta')}{2} \right) \rho \quad (3.7)$$

Pour un plan horizontal, on a

$$G = G_h = I_h + D_h \quad (3.8)$$

3.4.2 Gisement de Laghouat

Les coordonnées géographiques pour le site sélectionné pour l'installation solaire sont : Latitude= 33.47 , et longitude= 2.51 . Dans cette analyse le logiciel MATLAB a été utilisé pour calculer l'éclairement globale sur un plan horizontale (IGS), et sur un plan incliné (GTI), pour chaque jour de l'année. Par la suite la densité de l'énergie solaire quotidienne est calculée pour chacun d'eux par intégration numérique, figure 3.3

L' IGS est mesurée sur un plan horizontal; GTI est mesurée sur un plan orienté vers le sud et incliné à un angle moyen optimal annuel Y_{OAT} , qui est décrit par l'équation(3.9). Ce dernier est calculé comme suit :

$$Y_{OAT} = \frac{\sum_{j=1}^{365} D_{OAT}}{365} \quad (3.9)$$

Où :

D_{OAT} :est l'angle quotidien optimal d'inclinaison, qui varie au cours de l'année conformément à l'équation suivante :

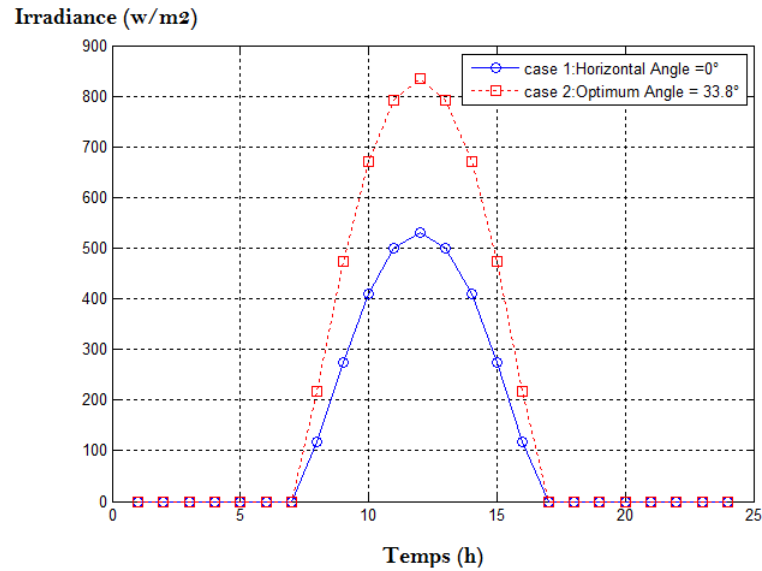


FIGURE 3.3 – l’Éclairement globale sur un plan horizontale/incliné de Laghouat

$$D_{OAT} = (latit) - asin(0.4 \times sin(\frac{N_{day} \times 360}{365})) \tag{3.10}$$

N_{day} : le nombre de jour. Le 21 mars est considéré comme le premier jour. La figure 3.4 montre la variation de l’angle d’inclinaison optimal par jour pendant un an à Laghouat.

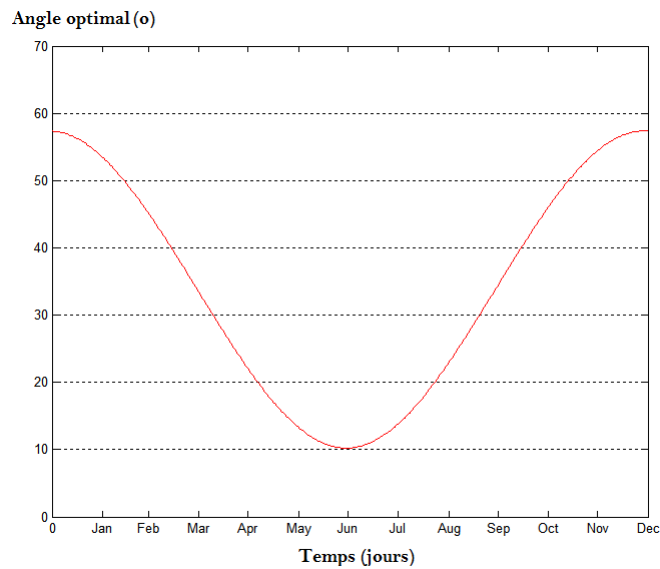


FIGURE 3.4 – Variation de l’angle d’inclinaison optimal/jour

d’après les équations 3.9 et 3.10, l’angle quotidien optimal d’inclinaison de la région de Laghouat Y_{OAT} est égal à $33,8^\circ$, [8], [9], [10].

Les valeurs mensuelles pour la densité d’énergie solaire totale ont été divisées par

le nombre de jours de chaque mois afin de déterminer la densité de l'énergie solaire moyenne quotidienne. Ces valeurs sont indiquées par la Figure.3.5 .

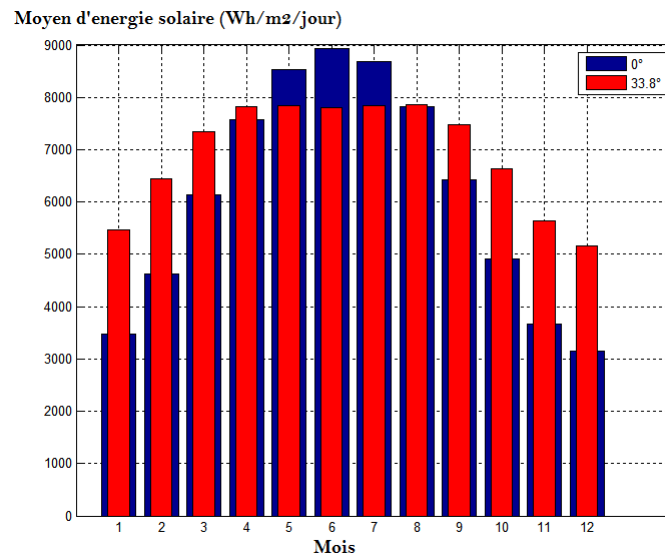


FIGURE 3.5 – Moyenne quotidienne d'heures d'ensoleillement

Le nombre moyen d'heures de soleil maximal, est un indicateur du nombre d'heures par jour durant lesquelles les baies solaire sont exploités à la puissance de crête. Le tableau 3.2 montre la moyenne quotidienne d'heures d'ensoleillement au cours de chaque mois de la région de Laghouat, [8], [9], [10].

D'après le tableau 3.2, le nombre moyen d'heures d'ensoleillement le plus défavorable de la région de Laghouat est égale 5.16 (h/j).

TABLEAU 3.2 – Nombre moyen d’heures d’ensoleillement maximal de la région de Laghouat

Mois	<i>H_{ps}</i> sur plan horizontal (heurs/jour)	<i>H_{ps}</i> sur plan incliné $Y_{OAT} = 33.8^\circ$ (heurs/jour)
Janvier	3.47	5.46
Février	4.61	6.43
Mars	6.13	7.35
Avril	7.58	7.82
Mai	8.52	7.84
Juin	8.93	7.81
Juillet	8.68	7.83
Août	7.81	7.85
Septembre	6.43	7.48
Octobre	4.90	6.64
Novembre	3.66	5.54
Décembre	3.15	<u>5.16</u>
Moyenne Annuel	6.16	6.94

3.5 Dimensionnement du système de pompage photovoltaïque

Afin de faire un bon dimensionnement du système de pompage photovoltaïque, il est indispensable de connaître le besoin en eau de chaque région. Pour cela des contacts ont été établis respectivement avec la direction de l’agriculture de la wilaya de Laghouat ainsi qu’avec quelques agriculteurs [8], [9], [10].

3.5.1 Dimensionnement de la pompe

Le site d'étude, HAMDA, d'une superficie de 3 hectares (2.5 hectares + 0.5 hectare de la serre), nécessite les besoins en eau de $10l/m^2/jour$. Le besoin moyen en eau de cette ferme est donc de $300m^3/jour$. La figure 3.6 présente le schéma de principe du système de pompage photovoltaïque avec les données sur la hauteur de l'eau, l'emplacement de la pompe et du réservoir[8], [9], [10] :

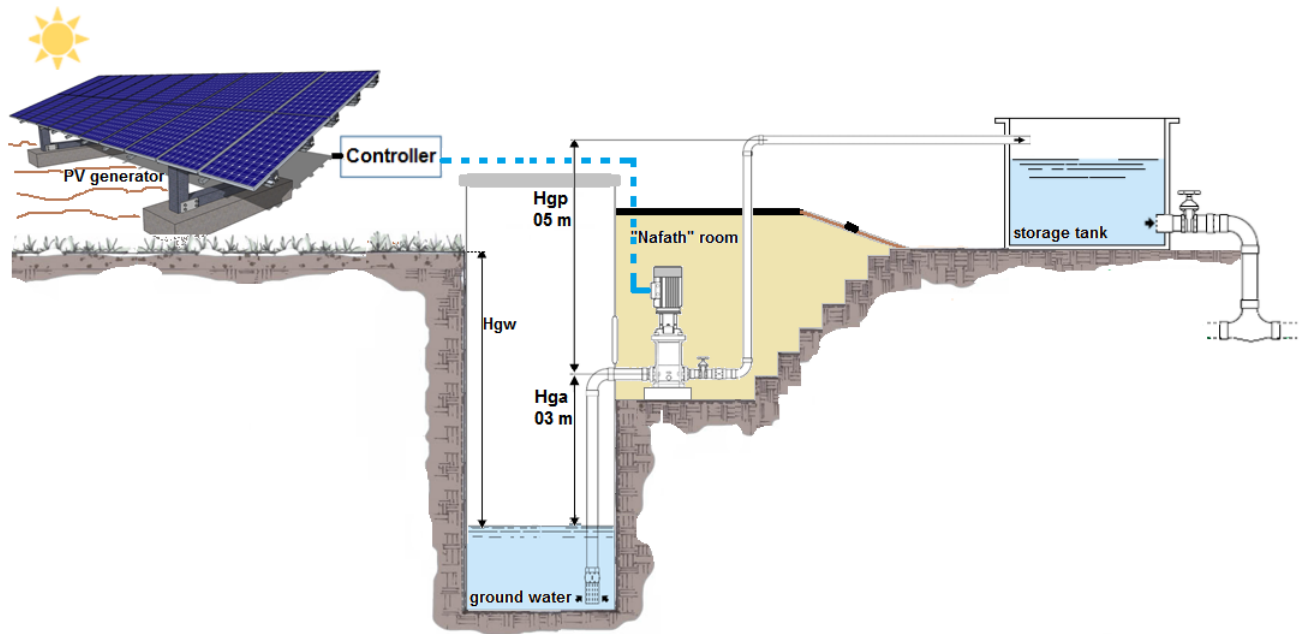


FIGURE 3.6 – Système de pompage photovoltaïque

Le niveau d'eau souterrain est élevé dans la région de HAMDA à cause de leur proximité de la rivière M'zi, ce qui justifie l'utilisation d'une pompe centrifuge (au lieu d'une pompe immergée) installée dans la salle Nafath, pour une meilleure accessibilité pour des opérations de maintenance.

Hauteur manométrique totale (HMT)

La hauteur manométrique totale (HMT) d'une pompe est la différence de pression en mètres de la colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Cette hauteur peut être calculée comme suit [4][8], [9], [10] :

$$HMT = H_{gp} + H_{ga} + F_L \quad (3.11)$$

Où :

H_{gp} : La hauteur statique (m) (figure. 3.6) ;

H_{ga} : La hauteur dynamique (m) ;

F_L : Les pertes de charge (m), (voir Annexe pour les calculs des pertes).

D'après les données mesurées nous avons : $H_{ga} = 03 m$, $H_{gp} = 05 m$, et $F_L = 0.16 m$, la hauteur manométrique totale est égale $HMT = 8.16m$:

Puissance hydraulique

La puissance hydraulique idéale de la pompe peut être calculée par l'équation 3.12,[4] :

$$P_{H_req}(W) = \frac{g(m/s^2) \times \rho(Kg/m^3) \times Q(m^3/h) \times HMT(m)}{3600} \quad (3.12)$$

Où :

P_{H_req} : Puissance hydraulique (W) ;

Q : Débit (m^3/h) $\Rightarrow Q = \frac{300m^3}{5.16h} \simeq 58.14m^3/h$;

ρ : Densité de l'eau (kg/m^3) ;

g : Gravité ($9.81 m/s^2$).

D'après l'équation 3.12 la puissance hydraulique est $P_{H_req} = 1292.8W$.

Puissance électrique

La puissance électrique requise pour la moto-pompe [4], qui dépend du rendement de la pompe et du moteur, peut être calculée par l'équation 3.13 :

$$P_{E_req}(W) = \frac{P_{H_req}(W)}{\eta_p \times \eta_m} \quad (3.13)$$

Où :

η_p : rendement de la pompe (0.7) ;

η_m : rendement du moteur (0.8).

Donc la puissance électrique requise est $P_{E_req} = 2308.57W$.

3.5.2 Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Le nombre des panneaux photovoltaïque requis pour le système de pompage photovoltaïque est donné par :

$$N_{pv} = \frac{P_{E_req}}{P_{c_{pv}}} \quad (3.14)$$

Le nombre des panneaux nécessaire pour le système de pompage est $N_{pv} = 13$ panneaux, sachant que la puissance crête du panneau photovoltaïque $P_{c_{pv}} = 190W_c$ [BP solar SX3190](Annexe).

3.6 Dimensionnement du système d'irrigation

Les services techniques de l'agriculture de la wilaya de Laghouat, recommandent de ne pas arroser en pleine chaleur. Une eau froide arrivant au contact d'un feuillage surchauffé peut également causer des ennuis pour la plante. Pour cela, l'irrigation des cultures par aspersion se fait à partir de 17h, moment qui correspond presque au couché de soleil. En conséquence, la solution que nous proposons est d'utiliser soit la pile à combustible soit les batteries solaires afin d'assurer l'alimentation électrique de la pompe d'irrigation (figure.3.7), qui aspire depuis le réservoir et refoule vers les rampes d'irrigation. Le système considéré est destiné pour assurer l'irrigation de 2.5hectares hectares (la serre étant irriguée par le goutte à goutte) durant 5heurs heures avec une moyenne de $10l/m^2$. De ces données, la pompe utilisée doit avoir un débit d'au moins $50m^3/h$. La figure 3.7 présente le schéma de principe du système d'irrigation.

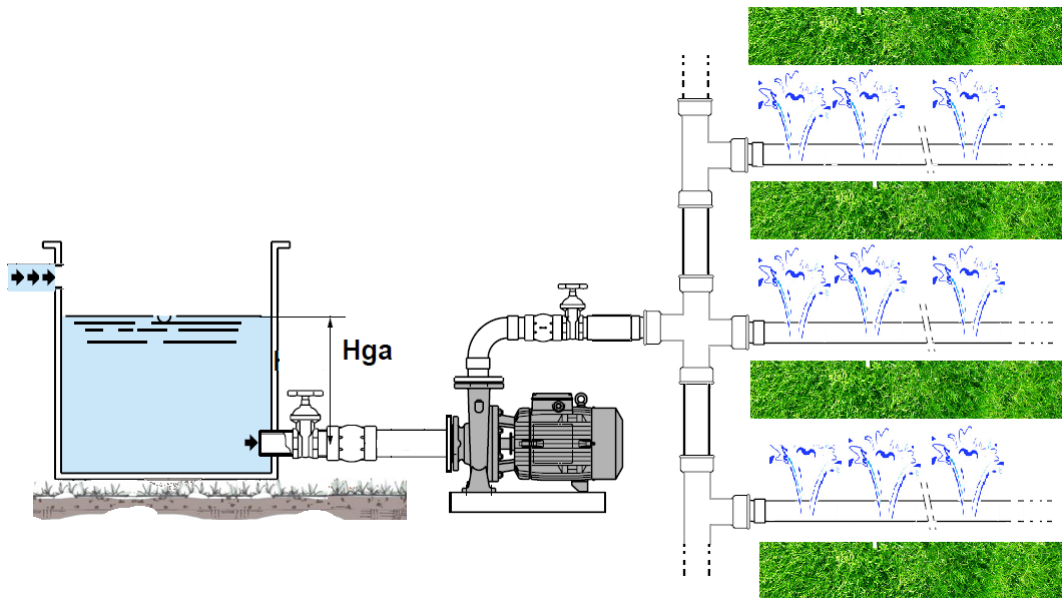


FIGURE 3.7 – Système d'irrigation

3.6.1 Dimensionnement de la pompe d'irrigation

Hauteur manométrique totale (HMT)

La hauteur manométrique totale (HMT) d'une pompe d'irrigation est donnée par l'équation suivante :

$$HMT = H_{ga} + F_L \quad (3.15)$$

Où :

H_{ga} = La hauteur dynamique (m).

F_L = Les pertes de charge (m).

D'après les données mesurées on a : $H_{ga} = 1.5 \text{ m}$, et $F_L = 3.9 \text{ m}$, la hauteur manométrique totale est égale $HMT = 5.4 \text{ m}$:

Puissance hydraulique

On se basant sur l'équation 3.12 pour calculer la puissance hydraulique idéale de la pompe d'irrigation.

$$Q : \text{Débit (m}^3/\text{h)} \Rightarrow Q = \frac{250\text{m}^3}{5\text{h}} \simeq 50\text{m}^3/\text{h}$$

D'après l'équation 3.12 la puissance hydraulique est $P_{H_{req}} = 733.80\text{W}$.

Puissance électrique

La puissance électrique requise pour la moto-pompe du système d'irrigation est $P_{E_{req}} = 1310.37\text{W}$, avec un nombre des panneaux est égale $N_{pv} = 7$ (équation 3.14)

3.7 Dimensionnement de la serre agricole

La serre agricole étudiée est une serre agricole semi-automatique, d'une superficie de 5000m^2 , équipée des appareils électriques présentées dans le tableau suivant Tab.3.3 :

TABLEAU 3.3 – Cahier de charge "Serre agricole"

Appareils	Nombre	Puissance unitaire (W)	Durée d'utilisation Quotidienne (h)	Puissance (W)	Énergie (Wh)
Réchauffeur	2	6000	5	12000	60000
Ventilateur	2	600	8	1200	9600
Humidificateur	2	200	4	400	1600
Éclairage	75	15	9	1125	10125
Autre	1	500	2	500	1000
Totale $\Sigma =$	/	/	/	15225 W	82325 Wh

3.7.1 Dimensionnement du générateur photovoltaïque

D'après le tableau 3.3 nous avons un besoin d'énergie de $E_{se} = 82325Wh$;

-a) l'énergie à produire $E_{p_{se}}$:

$$E_{p_{se}} = \frac{E_{se}}{k}; = \frac{82325}{0.6} = 137208.33Wh \quad (3.16)$$

Où :

k :le coefficient de pertes du système (câble+convertisseurs ...).

-b) Puissance crête $P_{C_{se}}$:

$$P_{C_{se}} = \frac{E_{p_{se}}}{E_{moy}}; = \frac{137208.33}{5.16} = 26590.76W \quad (3.17)$$

Où : E_{moy} l'irradiation moyenne en $kWh/m^2/jour$ de la région de Laghouat voir tableau Tab3.2.

c)- Nombre de panneaux N_{pv} :

A partir de la puissance crête des panneaux à $190W_c$, le nombre de panneaux photovoltaïques nécessaires pour la serre est,

$$N_{pv} = \frac{P_{C_{se}}}{190}; = 139.95. \quad (3.18)$$

On prend 140 panneaux.

D'après ces données, nous avons une puissance totale du générateur photovoltaïque est égale $30.4KW$ (140+7+13 panneaux PV), afin d'assurer l'alimentation électrique des trois sous systèmes : système de pompage, système d'irrigation et la serre agricole.

3.7.2 Dimensionnement du stack de la pile à combustible

Le dimensionnement du stack consiste à déterminer le nombre et la surface des cellules qui composent un stack de piles à combustible. Ce dimensionnement doit tenir compte de la puissance nominale de la pile et de la densité de courant que nous souhaitons avoir [5].

Détermination du nombre de cellules

La puissance électrique brute de l'empilement se calcule par la relation suivante :

$$P_{pile} = N_{cell} \cdot E_{cell} \cdot j \cdot S_{pile} \quad (3.19)$$

Où :

P_{pile} : Puissance électrique brute du stack (W) ;

N_{cell} : Nombre de cellules de l'empilement ;

E_{cell} : Tension par cellule (V) ;

j : Densité de courant (A/m²) ;

S_{pile} : Surface active des cellules (m²).

E_{cell} et j sont liées par la caractéristique tension/courant de la pile, figure 3.8. Il reste donc trois variables indépendantes à ajuster de façon à obtenir la puissance souhaitée.

Comme le montre la Figure 3.9, il est intéressant d'avoir des densités de puissance élevées (pour réduire l'encombrement et le coût/kW de la pile). Cela passe par une faible surface de cellule, donc des densités de courant élevées. Cette contrainte s'oppose à l'objectif d'avoir une tension par cellule élevée. Une trop forte densité de courant conduit de plus, à un rendement faible et donc à une puissance thermique à évacuer élevée, ce qui posera des problèmes pour le système. Une limite raisonnable pour la densité de courant est de $0.6A/cm^2$ ce qui correspond à une tension de $E_{ch} = 0.64V$ (Figure 3.8), mais il s'agit d'une valeur arbitraire qu'il faudrait valider par une étude

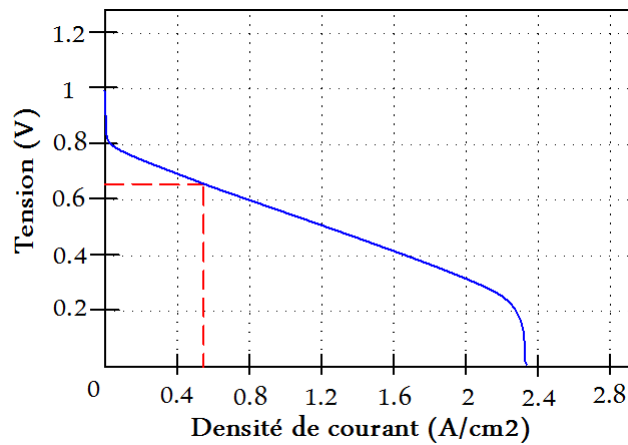


FIGURE 3.8 – Caractéristique Tension/Courant,
 $[P_{air} = 1.5bar, P_{H_2} = 2bar, T_{cell} = 80^{\circ}C], [5]$

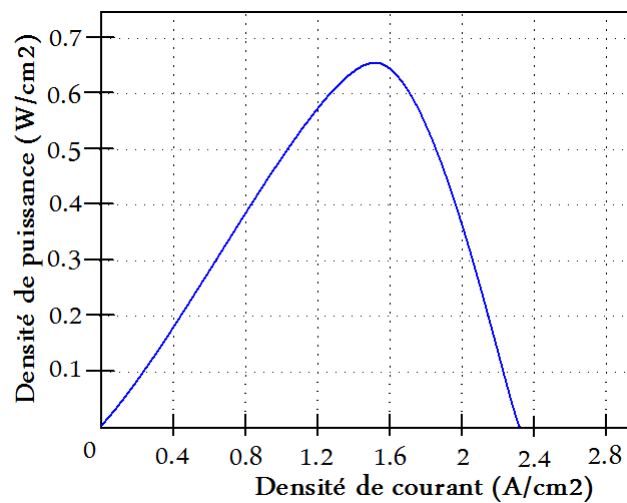


FIGURE 3.9 – Caractéristique Puissance/Courant,
 $[P_{air} = 1.5bar, P_{H_2} = 2bar, T_{cell} = 80^{\circ}C], [5]$

technico-économique [5]. La pile à combustible est connectée à un convertisseur statique de type « boost » qui doit générer une tension de bus de 380V. Comme le gain de ce convertisseur est limité à deux pour des raisons de rendement, il faut que la tension de pile soit au minimum de 190V. Ce qui donne un nombre de cellules de :

$$N_{cell} = \frac{U_{stack_ch}}{E_{ch}} = \frac{V_{bus}/2}{E_{ch}} \quad (3.20)$$

Où :

V_{bus} : Tension du bus continue soit 380V ;

U_{stack_ch} : Tension du stack en pleine charge soit $U_{stack_ch} = V_{bus}/2$;

E_{ch} : Tension de la cellule en pleine charge soit $E_{ch} = 0.64V$.

Détermination de la surface des cellules

Il est maintenant possible de déterminer les autres paramètres de l'empilement :

$$I_{pile_max} = \frac{P_{pile_max}}{U_{stack_ch}} \quad (3.21)$$

et,

$$S_{pile} = \frac{I_{pile_max}}{j} \quad (3.22)$$

Où :

P_{pile_utile} : Puissance utile demandée par la serre soit 15.225kW + 1310.37W de la pompe d'irrigation ;

I_{pile_max} : Courant maximal correspondant à P_{utile_max} .

Pour tenir compte de la consommation des auxiliaires ($10\%P_{utile}$), il convient de surdimensionner la pile, pour arriver à une puissance brute de $P_{pile_max} = 18.18kW$.

$$P_{pile_max} = (1 + 0.1)P_{pile_utile} \quad (3.23)$$

Donc la surface totale de la pile est égale $S_{pile} = 159.55cm^2$. Cette surface élevée de cellule peut être obtenue par la mise en parallèle (d'un point de vue électrique et hydraulique) de plusieurs stacks ce qui permet d'avoir des surfaces de cellules plus faibles et de tenir compte des limites technologiques. Il est envisageable aussi de décomposer l'assemblage série des cellules en plusieurs stacks comportant un nombre de cellule plus faible. Ces stacks seraient placés en série électriquement, mais en parallèle d'un point de vue hydraulique.

3.7.3 Dimensionnement de capacité des batteries

La capacité des accumulateurs nécessaires à ce système pour assurer une autonomie de deux jours ainsi que leur nombre sont :

$$C_{bat} = \frac{E_{Irr} \cdot N}{D \cdot U} = \frac{(88876.85)(2)}{(0.8)(48)} = 4629Ah \quad (3.24)$$

Où :

C_{bat} : capacité de la batterie en ampère.heure (Ah) ;

E_{Irr} : énergie consommée par jour (Wh/j), (Énergie requise de la serre (82325Wh) + l'énergie requise de la pompe (1310.37 x 5h) d'irrigation) ;

N : nombre de jour d'autonomie ;

D : décharge maximale admissible (0,8 pour les batteries au plomb);

U : tension de la batterie (V).

On prend une batterie de capacité spécifique $q = 80Ah$ et leur tension $U = 48V$, on peut déduire le nombre de batteries N_p qu'il faudra brancher en parallèle :

$$N_p = \frac{C_{bat}}{q} = \frac{4629}{80} = 57.86 \simeq 58. \quad (3.25)$$

Et le nombre des batteries en série N_s :

$$N_s = \frac{V_{nom}}{U} = \frac{190}{48} = 3.95 \simeq 4. \quad (3.26)$$

Où :

V_{nom} :Tension nominale de pack de batterie.

Donc le nombre totale des batteries est N_{bat} :

$$N_{bat} = N_s \times N_p = 58 \times 4 = 232 \quad (3.27)$$

3.8 Dimensionnement des convertisseurs DC/DC

Dans notre système hybride (Figure 3.1), nous avons 3 types de convertisseur, Boost, buck,et un convertisseur bidirectionnel, dans la suite on va dimensionner chaque type de ces convertisseurs afin de déterminer la valeur de l'inductance et la capacité de chaque convertisseur.

3.8.1 Dimensionnement du convertisseur Boost

Le convertisseur Boost est représenté par le schéma suivant (Figure 3.10) [6][7] :

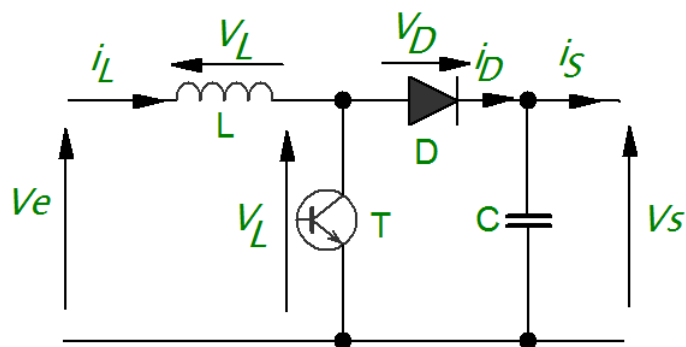


FIGURE 3.10 – Circuit électrique du convertisseur Boost

L'inductance de lissage L est utilisée pour limiter l'ondulation du courant dans le convertisseur et dans la source (GPV, U_{stack}). Le condensateur de filtrage permet de limiter les ondulations de tension dues au découpage en sortie du convertisseur.

Calcul de l'inductance de lissage

L'ondulation du courant dans l'inductance est calculée en considérant la tension de sortie continue, c'est-à-dire en négligeant l'ondulation de tension vis-à-vis de la valeur moyenne [6][7].

Calculons l'ondulation de courant :

-Pour $0 \leq t \leq \alpha T$:

$$i_L(t) = \frac{V_e}{L}(t) + I_{Lm} \quad (3.28)$$

-En $t = \alpha T$:

$$i_L(\alpha T) = \frac{V_e}{L}(\alpha T) + I_{Lm} = I_{LM} \quad (3.29)$$

-D'où :

$$\Delta I_L = I_{LM} - I_{Lm} = \frac{V_e}{L.f}\alpha \quad (3.30)$$

Or :

$$V_s = \frac{V_e}{1 - \alpha} \quad (3.31)$$

-L'équation 3.30 devient :

$$\Delta I_L = \frac{\alpha(1 - \alpha)}{L.f}V_s \quad (3.32)$$

où :

V_e : Tension aux bornes du stack de PAC ou de GPV (V) ;

V_s : Tension du bus continu (V) ;

T : Période de découpage du signal de commande de l'interrupteur $T = 1/f$;

α : Rapport cyclique du signal de l'interrupteur $\alpha = ton/T$;

I_{Lm} : Courant minimum dans l'inductance (A) ;

I_{LM} : Courant maximum dans l'inductance (A) ;

ΔI_L : Ondulation de courant dans l'inductance (A) ;

L : Valeur de l'inductance de lissage (H).

L'inductance est calculée en fonction de l'ondulation maximale de courant souhaitée.

L'ondulation maximale est obtenue pour un rapport cyclique de 1/2 car : $\frac{d\Delta I_L}{d\alpha} = 0$ pour $\alpha = 1/2$

L'ondulation maximale est donc donnée par :

$$\Delta I_{L_max} = \frac{V_s}{4.L.f} \quad (3.33)$$

Ainsi l'inductance minimale pour un hacheur survolteur est donnée par la relation :

$$L = \frac{V_s}{4.f.\Delta I_{L_max}} \quad (3.34)$$

Application numérique :

Suivant le cahier des charges : $V = 380V$; $\Delta I_{L_max} = 7.9A$; $f = 20kHz$.

Nous pouvons donc calculer l'inductance : $L_{min} = 0.6mH$

Calcul du condensateur de filtrage du bus

Ce condensateur doit pouvoir à fournir le courant lors des pics de puissance. L'ondulation de tension en sortie résulte du courant alternatif dans le condensateur [6][7] :

L'ondulation de tension est :

-Pour $0 \leq t \leq \alpha T$:

$$V_s(t) = V_{CM} - \frac{I_s}{C}(t) \quad (3.35)$$

-En $t = \alpha T$:

$$V_s(\alpha T) = V_{CM} - \frac{I_s}{C}(\alpha T) \quad (3.36)$$

-D'où :

$$\Delta V_s = V_{CM} - V_{Cm} = \frac{I_s}{C.f}(\alpha) \quad (3.37)$$

Or :

$$I_L = \frac{I_s}{1 - \alpha} \quad (3.38)$$

-L'équation 3.37 devient :

$$\Delta V_s = \frac{\alpha(1 - \alpha)}{C.f} I_L \quad (3.39)$$

où :

C : Valeur du condensateur de filtrage (F) ;

I_L : Courant dans l'inductance (A) ;

V_{Cm} : Tension minimum aux bornes du condensateur (V) ;

V_{CM} : Tension maximum aux bornes du condensateur (V) ;

ΔV_{bus} : Ondulation de tension aux bornes du condensateur (V).

L'ondulation de tension maximale est obtenue pour un courant maximal et un rapport cyclique de 1/2. Soit :

$$\Delta V_{s_max} = \frac{I_L}{4.C.f} \quad (3.40)$$

La valeur minimale du condensateur est donc donnée par la relation :

$$C = \frac{I_L}{4.f.\Delta V_{s_max}} \quad (3.41)$$

Application numérique :

Suivant le cahier des charges : $\Delta V_{s_max} = 30V$; $f = 20kHz$;

Le courant maximal dans la pile ou du GPV est de : $I_L = 80A$;

Nous pouvons en déduire la capacité de filtrage : $C = 33.3\mu F$.

3.8.2 Dimensionnement du convertisseur Buck

Le convertisseur Buck est représenté par le schéma suivant (Figure 3.11) :

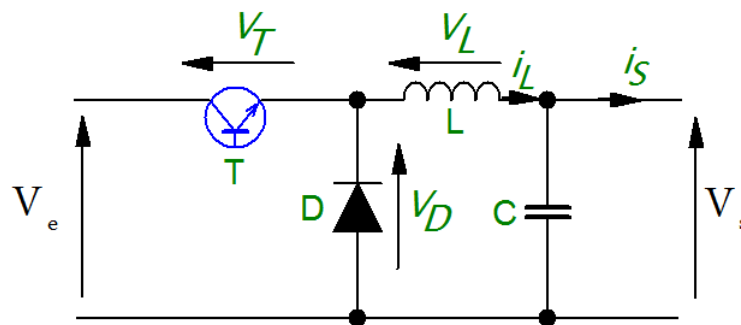


FIGURE 3.11 – Circuit électrique du convertisseur Buck

L'inductance de lissage L est utilisée pour limiter l'ondulation du courant dans le convertisseur et dans la source. Le condensateur de filtrage permet de limiter les ondulations de tension dues au découpage en sortie du convertisseur.

Calcul de l'inductance de lissage

L'ondulation du courant dans l'inductance est calculée en considérant que l'ondulation de la tension de sortie est négligeable devant sa valeur moyenne, [6][7].

Calculons l'ondulation de courant :

-Pour $0 \leq t \leq \alpha T$:

$$V_L = L \frac{di_L}{dt} \quad (3.42)$$

Avec

$$V_L = V_e - V_s \quad (3.43)$$

Dont on déduit :

$$i_L = \frac{V_e - V_s}{L} \cdot t + I_{Lm} \quad (3.44)$$

-En $t = \alpha T$:

$$i_L = I_{LM} = \frac{V_e - V_s}{L} \cdot \alpha T + I_{Lm} \quad (3.45)$$

-D'où :

$$\Delta I_L = I_{LM} - I_{Lm} = \frac{V_e - V_s}{L} \cdot \alpha T = \frac{\alpha(1 - \alpha)V_e}{LF} \quad (3.46)$$

Avec :

$$V_e = \frac{V_s}{\alpha}$$

cette ondulation de courant est maximale pour $\alpha = 0.5$ Or :

$$\Delta I_{L_max} = \frac{V_s}{2fL} \quad (3.47)$$

Ainsi l'inductance minimale pour un hacheur survolteur est donnée par la relation :

$$L = \frac{V_s}{2 \cdot f \cdot \Delta I_{L_max}} \quad (3.48)$$

Application numérique :

Suivant le cahier des charges : $V = 380V$; $\Delta I_{L_max} = 7.9A$; $f = 20kHz$

Nous pouvons donc calculer l'inductance : $L = 1.2mH$.

3.8.3 Dimensionnement du convertisseur bi-directionnel

Le convertisseur dévolteur/survolteur est représenté par le schéma suivant :

Le calcul de l'inductance de lissage est réalisé comme précédemment, à la seule différence que ce convertisseur possède deux modes de fonctionnement distincts, soit en dévolteur soit en survolteur. En appliquant la même démarche que précédemment, nous pouvons déterminer l'ondulation de courant dans les deux cas [6][7].

-Le cas de Boost :

$$\Delta I_{bat} = \frac{V_{bat}}{L \cdot f} \alpha \quad (3.49)$$

$$V_{bus} = \frac{V_{bat}}{1 - \alpha} \quad (3.50)$$

$$\Delta I_{bat} = \frac{\alpha(1 - \alpha)V_{bus}}{L \cdot f} \quad (3.51)$$

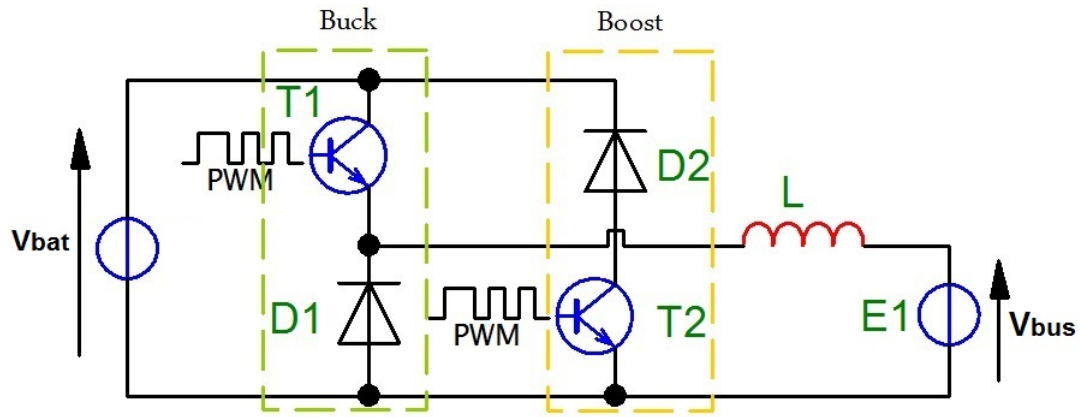


FIGURE 3.12 – Circuit électrique du convertisseur bi-directionnel

-Le cas du Buck :

$$\Delta I_{bat} = \frac{V_{bus} - V_{bat}}{L \cdot f} \alpha \quad (3.52)$$

$$V_{bat} = V_{bus} \alpha \quad (3.53)$$

$$\Delta I_{bat} = \frac{\alpha(1 - \alpha)V_{bus}}{L \cdot f} \quad (3.54)$$

où :

V_{bat} : Tension aux borne de la batterie (V) ;

ΔI_{bat} : Ondulation du courant dans l'inductance (A) ;

L : Valeur de l'inductance de lissage (H).

Nous aboutissons ainsi à la même expression de l'ondulation de courant. L'ondulation maximale est donc donnée pour un rapport cyclique de 1/2 par :

$$\Delta I_{bat_max} = \frac{V_{bus}}{4 \cdot L \cdot f} \quad (3.55)$$

$$L = \frac{V_{bus}}{4 \cdot f \cdot \Delta I_{bat_max}} \quad (3.56)$$

3.9 Conclusion

Le bon dimensionnement d'une installation est une étape essentielle à maîtriser, cette étape est indispensable afin de simuler le SEHR sous l'environnement MATLAB/SimPower et de savoir la faisabilité énergétique de ce système dans la région de Laghouat ; cependant notre travail se voulait une étape de simulation qui permet de voir la dynamique du système hybride.

3.10 Références

- [1] Agence National de Développement et de l'Investissement, Wilaya de Laghouat. *Rapport Technique*,2013. 69, 70
- [2] Benjamin Y.H. Liu, Richard C. Jordan, The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*,4 :3,1–19,1960. 70, 71
- [3] Ilyes ROUGAB, Simulation des modèles radiométriques intégrant les données géométriques et météorologiques . *Mémoire de Magister*,Université de Laghouat,2011. 71
- [4] Jimmy Royer,Thomas Djiako,Eric Schiller,Bocar Sada Sy, Le pompage photovoltaïque . *Manuel de cours*,Université de Ottwa,1998. 76, 77
- [5] Jérôme LACHAIZE, Étude des stratégies et des structures de commande pour le pilotage des systèmes énergétiques à Pile à Combustible (PAC) destinés à la traction. *Thèse de doctorat*,INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE,2004. 9, 81, 82
- [6] Jean-Paul Ferrieux, Francois Forest, Alimentations à découpage Convertisseurs à résonance. Principes-composants -modélisation. *Dunod 3e édition*,– 2001 – ISBN 2-10-004137-1. 84, 85, 86, 87, 88
- [7] F. Porcher, Dimensionnement du convertisseur d'interface avec le pack supercondensateurs. *Document interne ALSTOM*,FCS-00-D140-TRT+006 1A - 2002. 84, 85, 86, 87, 88
- [8] K.Ameur, **A.Hadjaissa**, N.Essounbouli, S.M.Ait cheikh Improvement of a photovoltaic pumping system for irrigation of greenhouses : Case study for Laghouat, Algeria *3rd International Conference on Control, Engineering & Information Technology (CEIT)*IEEE,Tlemcen,10.1109/CEIT.2015.7233006, May 2015. 73, 74, 75, 76
- [9] **A.Hadjaissa**, K.Ameur, S.M.Ait cheikh, N.Essounbouli, A PSO-based Optimization of a fuzzy-based MPPT controller for a photovoltaic pumping system used for irrigation of greenhouses. *Iranien Journal of fuzzy systems*,[http : //ijfs.usb.ac.ir/article_2380_0.html](http://ijfs.usb.ac.ir/article_2380_0.html),2016. 73, 74, 75, 76

- [10] **A.Hadjaissa**, S.M.Ait cheikh, K.Ameur, N.Essounbouli, A GA-based optimization of a fuzzy-based MPPT controller for a photovoltaic pumping system, Case study for Laghouat, Algeria. *8 Th IFAC Conference on Manufacturing Modeling, Management & Control*, Troyes, France, juin 2016. [73](#), [74](#), [75](#), [76](#)

Chapitre 4

Commande des systèmes hybrides

PV/PàC

« *The thing about quotes on the internet
is that you can not confirm their validity*
»

Abraham Lincoln

Sommaire

4.1	Introduction	94
4.2	Système hybride global dimensionné	94
4.3	Structure de la commande du système SEHR	94
4.3.1	Principe de la régulation en cascade du Bus-DC	95
	Régulateur de type Mode glissant	96
4.4	Modes de fonctionnement des sources	97
4.5	Mode de fonctionnement du GPV	97
4.5.1	Mode MPPT	98
	Algorithme de poursuite de puissance maximale	99
	Optimisation de l'algorithme de poursuite de puissance maxi- male	100
	Simulation et résultats	102
4.5.2	Mode limitation	103
	Conception de la commande en mode limitation du GPV	103
	Détermination des paramètres du régulateur flou	104

Simulation et résultats	104
4.6 Modes de fonctionnement de la pile à combustible	105
4.6.1 Mode de décharge	106
Conception de la commande en mode décharge de la PàC	106
Détermination des paramètres du régulateur flou	107
Résultats de simulation	107
4.6.2 Mode de charge	108
Conception de la commande	108
Détermination des paramètres du régulateur flou	109
Résultats de simulation	110
4.7 Modes de fonctionnement des batteries	110
4.7.1 Mode de décharge des batteries	111
Conception de la commande en mode décharge des batteries	111
Détermination des paramètres du régulateur flou	112
Résultats de simulation	112
4.7.2 Mode de charge des batteries	112
Détermination des paramètres du régulateur flou	113
Résultats de simulation	113
4.8 Conclusion	114
4.9 Références	115

4.1 Introduction

Dans le but de tracer un bon plan de gestion d'énergie du système hybride, nous devons nous assurer que la tension du bus continu soit constante. Cela est possible en appliquant des lois de commande sur les convertisseurs DC-DC pour maintenir cette tension fixe quelques soient les variations des sources et/ou de la charge.

Dans ce chapitre, nous décrivons le principe de la commande appliquée sur les convertisseurs DC-DC. Par la suite chaque mode de fonctionnement du système hybride est simulé sous l'environnement MATLAB/SIMULINK/SimPowerSystems.

4.2 Système hybride global dimensionné

La figure présente le résumé énergétique du système hybride PVG/PàC/BAT,

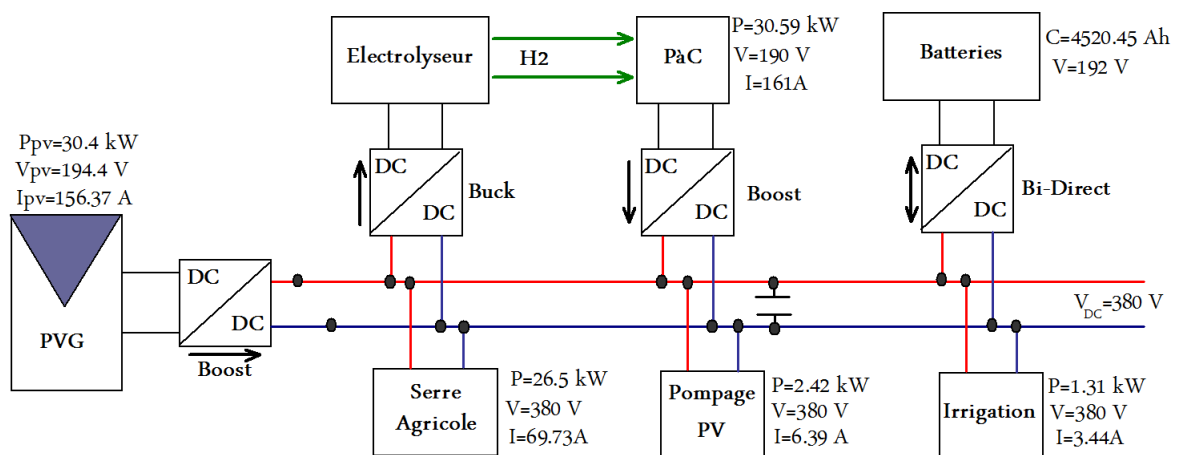


FIGURE 4.1 – Système hybride PV/PàC/BAT

4.3 Structure de la commande du système SEHR

La structure générale de la commande est réalisée dans le but de superviser le point de fonctionnement des sources et des charges et de contrôler la stabilité du bus continu. Cette commande est basée sur le principe de la régulation cascade appliquée à chaque composante énergétique dont on veut contrôler le point de fonctionnement. Cela est résumé ci-après :

pour superviser le point de fonctionnement, la conception de la commande du système multi sources est divisée en deux étapes :

1. Bilan d'énergie du système, en se basant sur le principe de la conservation d'énergie pour chaque mode ;
2. Détermination des paramètres des régulateurs pour chaque mode .

4.3.1 Principe de la régulation en cascade du Bus-DC

Une mesure intermédiaire I_{DC-mes} est contrôlée par la boucle esclave. La boucle maître contrôle la grandeur réglée de la régulation V_{DC-mes} , sa commande est la consigne de la régulation esclave[1].

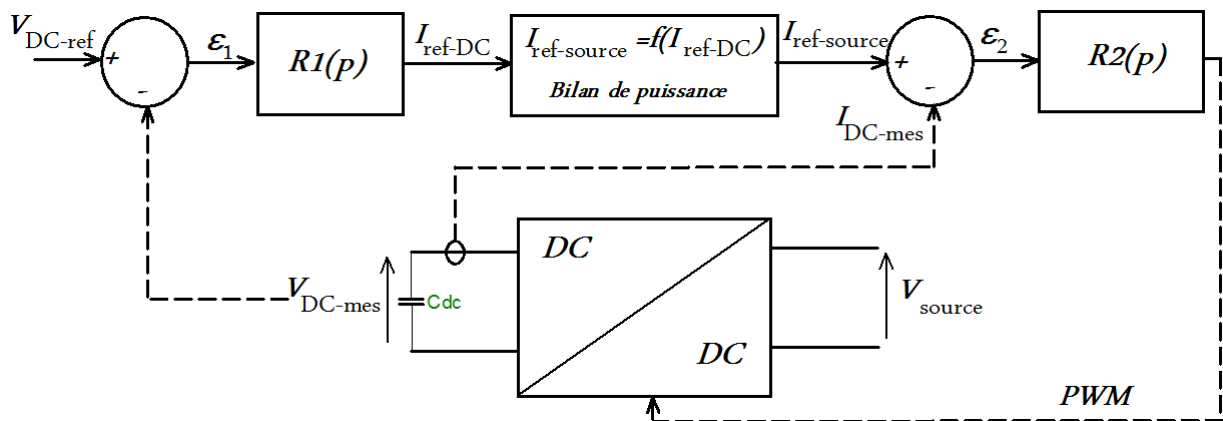


FIGURE 4.2 – Régulation cascade

La figure 4.2 présente le principe de régulation en cascade d'un convertisseur DC-DC afin de commander sa tension de sortie. Le rôle du premier régulateur est de calculer le courant de référence I_{DC-ref} nécessaire au bus, puis en se basant sur le principe de conservation d'énergie on calcule le courant de référence que doit fournir la source pour le contrôle instantané du bus, les autres sources sont considérées comme des perturbations. L'erreur, entre les deux courants, sera réglée par le deuxième régulateur (boucle esclave).

Dans cette thèse nous avons proposé un régulateur flou dont leurs gains sont optimisés par un algorithme PSO (Particle Swarm Optimisation) comme premier régulateur pour la boucle de tension et comme deuxième régulateur, nous avons utilisé un régulateur de type mode glissant pour la boucle du courant.

Régulateur de type Mode glissant

La technique des modes glissants consiste à amener la trajectoire d'état d'un système vers la surface de glissement et de la faire commuter à l'aide d'une logique de commutation appropriée autour de celle-ci jusqu'au point d'équilibre, d'où le phénomène de glissement.

Pour que le mode de glissement existe dans la surface de glissement S , la condition $S\dot{S} < 0$ doit être satisfaite pour les deux modes : Buck et Boost.

$$S = I_{REF} - I_m = 0 \quad (4.1)$$

Mode Buck Dans ce mode, le modèle dynamique du courant de la source est donné par :

$$\frac{di}{dt} = \frac{1}{L} (V - u_{CMD} \cdot V_{DC}) \quad (4.2)$$

Avec :

$$u_{CMD} = \frac{1}{2} \cdot (1 - \text{sign}(S)) \quad (4.3)$$

En tenant compte de l'équation 4.3 :

$$u_{CMD} = 0 \text{ quand } S > 0.$$

Et en utilisant l'équation 4.1 :

$$S\dot{S} = -\frac{1}{L} \underbrace{(I_{REF} - I_m)}_{>0} \cdot \underbrace{(V)}_{>0} \Rightarrow S\dot{S} < 0 \quad (4.4)$$

Quand $s < 0$, $u_{CMD_A} = 1$ et

$$S\dot{S} = -\frac{1}{L} \underbrace{(I_{REF} - I_m)}_{<0} \cdot \underbrace{(V - V_{DC})}_{<0} \Rightarrow S\dot{S} < 0 \quad (4.5)$$

Par conséquent, la surface de glissement $S = 0$ est attractive à temps fini.

Mode Boost Dans ce mode, le modèle dynamique du courant de la source est donné par :

$$\frac{di}{dt} = \frac{1}{L} ((u_{CMD} - 1)V_{DC} + V) \quad (4.6)$$

Avec :

$$u_{CMD} = \frac{1}{2} \cdot (1 + \text{sign}(S)) \quad (4.7)$$

En tenant compte de l'équation 4.7 :

$$u_{CMD} = 0 \text{ quand } S < 0.$$

Et en utilisant l'équation 4.1 :

$$S\dot{S} = -\frac{1}{L} \underbrace{(I_{REF} - I_m)}_{<0} \cdot \underbrace{(-V_{DC} + V)}_{<0} \Rightarrow \dot{V} < 0 \quad (4.8)$$

Quand $s > 0$, $u_{CMD} = 1$ et :

$$s\dot{s} = -\frac{1}{L} \underbrace{(I_{REF} - I_m)}_{>0} \cdot \underbrace{(V)}_{>0} \Rightarrow \dot{V} < 0 \quad (4.9)$$

Par conséquent, la surface de glissement $S = 0$ est attractive à temps fini.

A partir de l'analyse ci-dessus, on peut conclure que le courant de la source atteindra, dans les deux modes, sa valeur de consigne I_{REF} dans un temps fini qui dépend de l'état initial.

4.4 Modes de fonctionnement des sources

Dans un système hybride PV/PàC/BAT, il existe plusieurs modes de fonctionnement pour chaque sources. Pour la source principale GPV il y a deux modes de fonctionnements, le mode MPPT et le mode de limitation, pour la pile à combustible deux modes, le mode charge à travers un électrolyseur et le mode décharge et pour les batteries les modes charge et décharge [6].

4.5 Mode de fonctionnement du GPV

Le générateur photovoltaïque travaille sous deux modes, le mode MPPT, et le mode limitation :

4.5.1 Mode MPPT

Le mode MPPT, pendant lequel le générateur photovoltaïque délivre le maximum de sa puissance vers le bus DC par l'intermédiaire un algorithme de poursuite de puissance maximale. Dans cette étude nous avons proposé un algorithme MPPT de type flou optimisé par PSO [7]. Dans ce cas, la commande de la tension du bus est assurée par un autre régulateur soit par le régulateur associé au convertisseur Boost de la PàC, soit par le régulateur au convertisseur Buck de l'électrolyseur, ou bien par le convertisseur bidirectionnelle des batteries. Le choix entre les régulateurs est fait par l'algorithme de gestion d'énergie.

Suivant le dimensionnement du système hybride PV/PàC/Bat, le GPV a une puissance de $30.4kW$ dans les conditions standards, Les figures 4.3, 4.4, 4.5 et 4.6 présentent les caractéristiques I-V et P-V d'un panneau photovoltaïque et celle du générateur photovoltaïque respectivement.

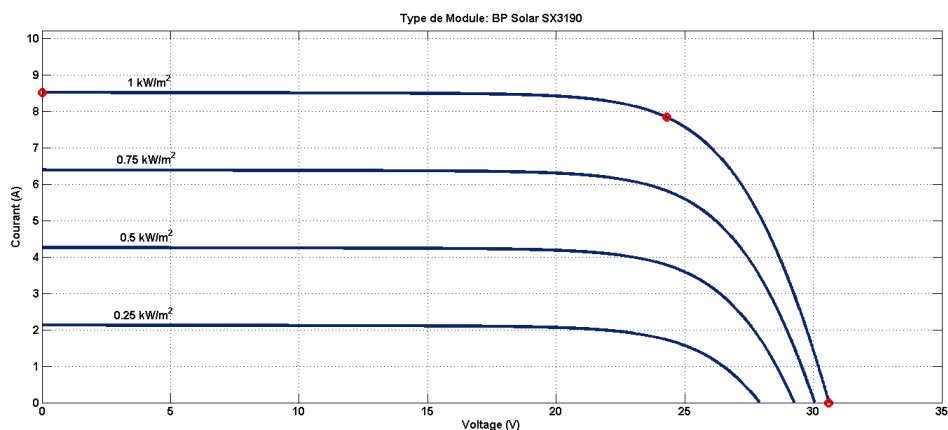


FIGURE 4.3 – Caractéristique I-V du panneau PV

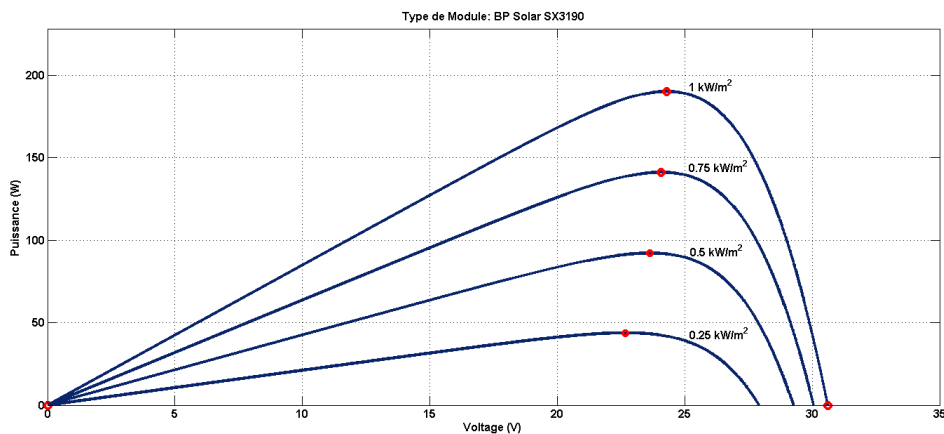


FIGURE 4.4 – Caractéristique P-V du panneau PV

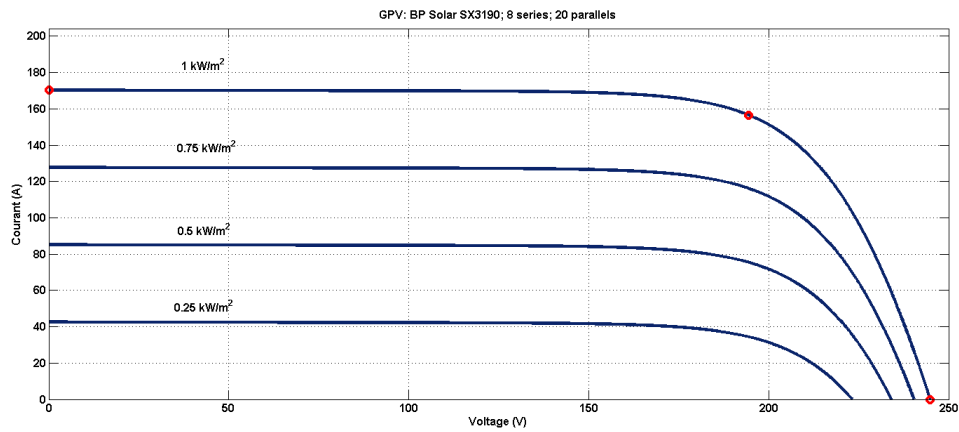


FIGURE 4.5 – Caractéristique I-V du générateur PV

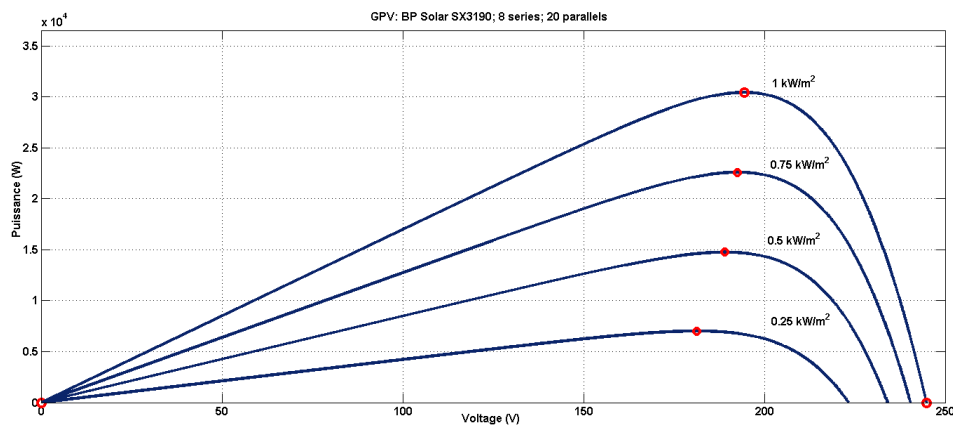


FIGURE 4.6 – Caractéristique P-V du générateur PV

Comme le montrent les figures 4.3, 4.4, 4.5 et 4.6, la puissance générée par le générateur photovoltaïque est proportionnelle à l'éclairement.

Algorithme de poursuite de puissance maximale

Ces dernières années, la commande à base de la logique floue a été utilisée dans les systèmes de poursuite du point de puissance maximale des générateurs photovoltaïques. Cette commande offre l'avantage d'être une commande robuste et qui ne nécessite pas la connaissance exacte du modèle mathématique du système.

Le principe de fonctionnement de cet algorithme se fait en trois étapes : la fuzzification, l'inférence et la défuzzification

La fuzzification permet la conversion des variables physiques d'entrée en ensembles flous. Dans notre cas, on a deux entrées, l'erreur $\varepsilon(k)$, et la variation de l'erreur $\Delta\varepsilon(k)$, définies par :

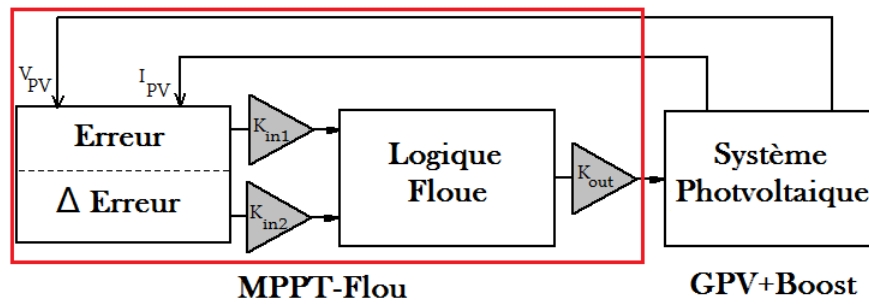


FIGURE 4.7 – Principe de la commande MPPT-Flou

$$\varepsilon(k) = \frac{P(k) - P(k - 1)}{V(k) - V(k - 1)} \tag{4.10}$$

$$\Delta\varepsilon(k) = \varepsilon(k) - \varepsilon(k - 1) \tag{4.11}$$

La deuxième étape, l’inférence, est l’étape de la prise de décisions. Cela se fait à travers l’établissement de relations logiques entre les entrées et la sortie basée sur des règles d’appartenance. Ce processus est résumé dans le tableau de règles d’inférence (Tableau 4.1).

$\Delta\varepsilon(k) \downarrow / \varepsilon(k) \Rightarrow$	NB	NS	ZE	PS	PB
NB	PB	PB	PS	NB	NB
NS	PS	PS	ZE	NS	NS
ZE	PS	PS	ZE	NS	NB
PS	ZE	ZE	NS	NS	NB
PB	ZE	ZE	NS	NB	NB

TABLEAU 4.1 – Règles d’inférence

Durant la troisième étape, la défuzzification, on convertit les sous ensembles flous de sortie en une valeur numérique.

Optimisation de l’algorithme de poursuite de puissance maximale

Dans la phase de conception de la commande MPPT à base des régulateurs flous, il est difficile de déterminer exactement l’univers des discours des entrées et de sorties. Aussi pour résoudre ce problème , nous avons proposé un algorithme d’optimisation

afin d’extraire le maximum de puissance du générateur photovoltaïque [8] [7], Cet algorithme est basé sur PSO [2], le principe de cette optimisation est montré dans la figure 4.8 :

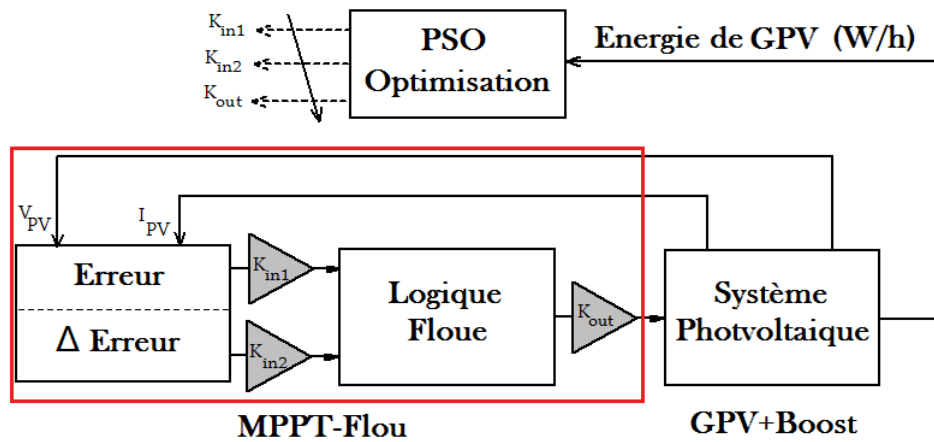


FIGURE 4.8 – Technique d’optimisation MPPT-Flou-PSO

La description des étapes d’optimisation par l’algorithme PSO afin d’optimiser les gains du régulateur flou sont données par l’algorithme suivant :

```

{
Pour chaque particule
{
Initialiser les particules (Aléatoire)
}
Jusqu’au le critère d’arrêt (nombre d’itérations)
{
Pour chaque particule
}
évaluation de la fonction objective Q : Énergie(W/h) du GPV (calculée par l’inté-
grale de Trapeze) .
Si la fonction objectif est meilleure que (pBest)
{
mettre pBest = Q (valeur actuelle)
}
Sinon (pBest) est meilleure que (gBest)
{

```

```

mettre gBest = pBest
}
{
pour la meilleur particule
{
Calculer la vitesse de la particule
utiliser (gBest) et la vitesse pour la mise à jour des particules
}.

```

Simulation et résultats

Dans cette simulation, nous essayons de trouver un univers de discours des entrées et de sortie du régulateur flou-MPPT à travers un expert pour la première simulation. Concernant la deuxième simulation l’algorithme PSO cherche les gains optimaux en utilisant une fonction objective basée sur l’énergie extraite pour chaque itération. Cette dernière est prise comme critère d’arrêt.

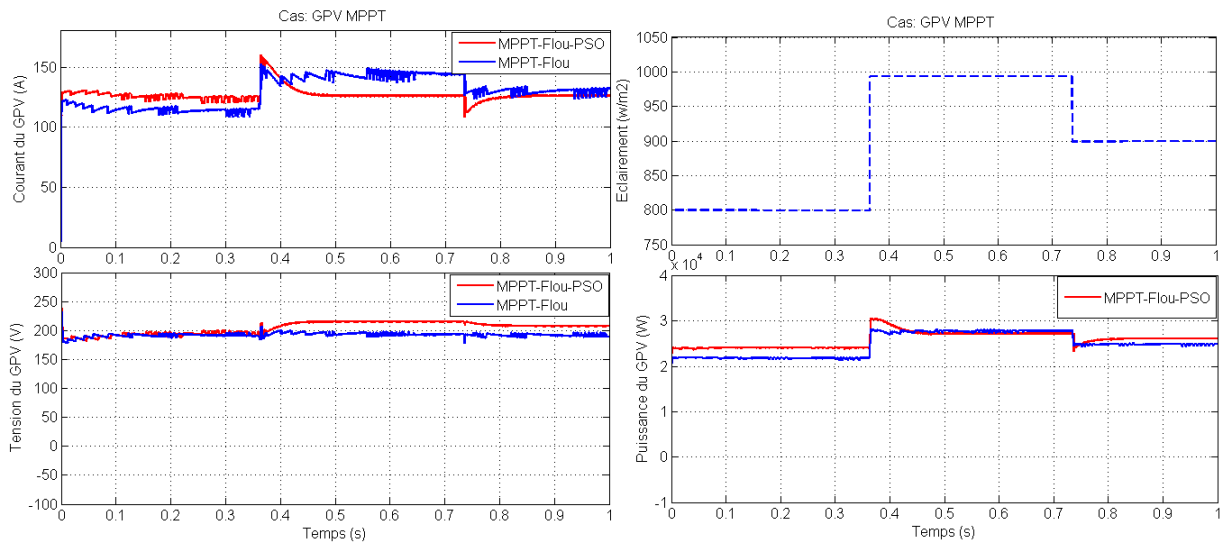


FIGURE 4.9 – Résultats de mode MPPT-Flou du GPV par PSO

Le Tableau 4.2 montre l’effet de l’optimisation des gains du régulateur MPPT-Flou par l’algorithme PSO. Celui-ci montre l’effet de cette optimisation dans la quantité d’énergie produite pendant le temps de simulation, avec et sans optimisation calculée par l’intégrale du Trapeze . :

Cette technique développée nous a permis de gagner une quantité importante d'énergie [7].

TABLEAU 4.2 – Résultats d'optimisation mode MPPT

	MPPT-Flou	MPPT-Flou-PSO
Énergie(Wh)	$3.0173e^{+04}$	$3.0398e^{+04}$

gie [7].

4.5.2 Mode limitation

Dans ce mode, la puissance délivrée par le GPV est limitée afin d'assurer uniquement la puissance demandée par la charge. Pour cela nous appliquons la commande sur le convertisseur Boost du GPV en se basant sur le principe de conservation d'énergie pour calculer le courant de référence $I_{REF-GPV}$ que doit générer le GPV afin de commander la tension du bus-DC[3][4].

Conception de la commande en mode limitation du GPV

Pendant ce mode, une seule source (GPV) assure la demande de la charge, supprimant les perturbations engendrées par les autres sources (PàC ou les batteries) (figure 4.10) Cela est fait en se basant sur la boucle de régulation cascade ainsi que sur le principe de conservation d'énergie pour calculer le courant de référence $I_{REF-GPV}$ que doit générer le GPV afin de stabiliser la tension du bus-DC.

Le premier régulateur est type flou pour calculer le courant I_{DC-REF} , les gains de ce régulateur sont optimisés par PSO, le deuxième régulateur est de type mode glissant.

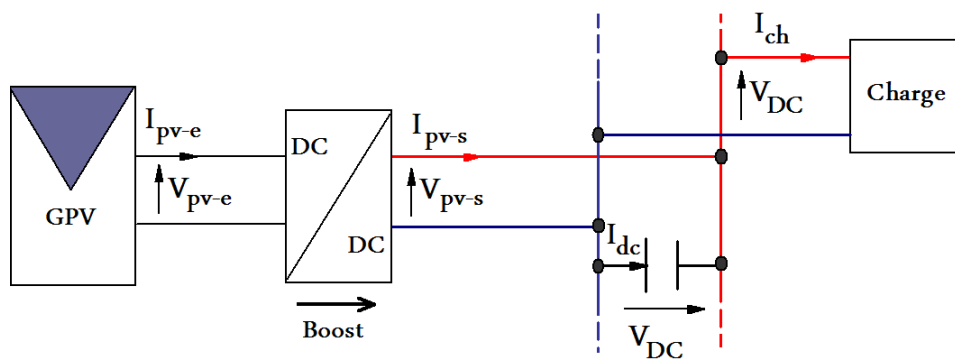


FIGURE 4.10 – Mode limitation du GPV

Selon la figure 4.10 nous avons :

$$P_{DC} = P_{PV-s} - P_{ch} \quad (4.12)$$

Avec :

$$I_{DC} \times V_{DC} = I_{PV-s} \times V_{PV-s} - I_{ch} \times V_{DC} \quad (4.13)$$

Par analogie nous avons :

$$P_{PV-REF} = P_{DC-REF} + P_{ch} \quad (4.14)$$

Donc :

$$P_{PV-REF} = I_{DC-REF} \times V_{DC} + P_{ch} \quad (4.15)$$

Le courant de référence I_{DC-REF} est calculé et généré par la première boucle du régulateur flou. La loi de la commande du deuxième régulateur de type mode glissant est la suivante :

$$CRT_{PV} = \frac{1}{2} \cdot (1 + \text{sign}(S1)) \quad (4.16)$$

Avec :

$$S1 = P_{PV-REF} - P_{PV_e} \quad (4.17)$$

Détermination des paramètres du régulateur flou

Dans ce travail nous essayons d'optimiser chaque partie de système hybride, à travers l'optimisation des gains du régulateur flou (K_1, K_2 , et K_3), figure 4.11, Les mêmes étapes sont appliquées concernant l'algorithme PSO avec celles du MPPT-Flou-PSO, mais avec cette fois ci une fonction objective qui minimise l'erreur entre la référence de la tension et de la mesure :

$$\text{Min}(\varepsilon) = \text{Min}(V_{DC-REF} - I_{DC-MES}) \quad (4.18)$$

Simulation et résultats

Dans ce qui suit nous essayons de varier la charge d'une façon que la puissance demandée par la charge soit inférieure à la puissance maximale délivrée par le GPV, nous fixons la tension du bus continu à $V_{DC-REF} = 380V$.

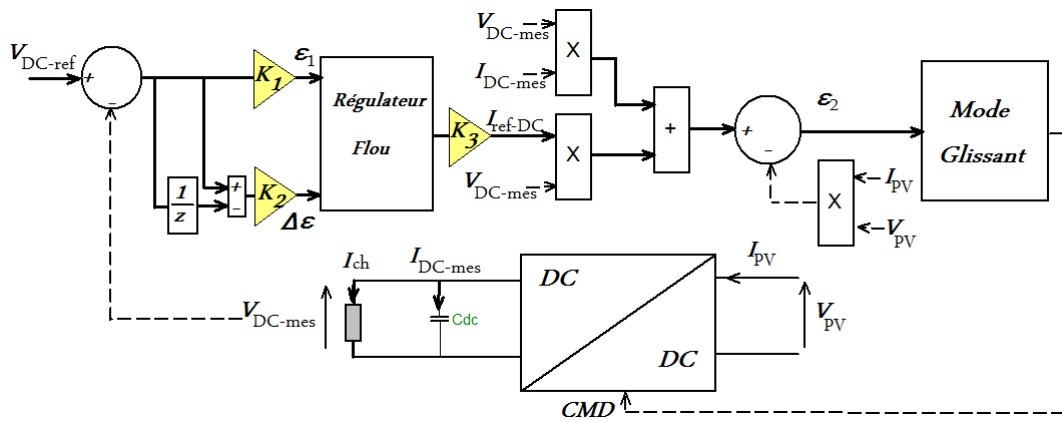


FIGURE 4.11 – Commande du bus-DC en mode limitation

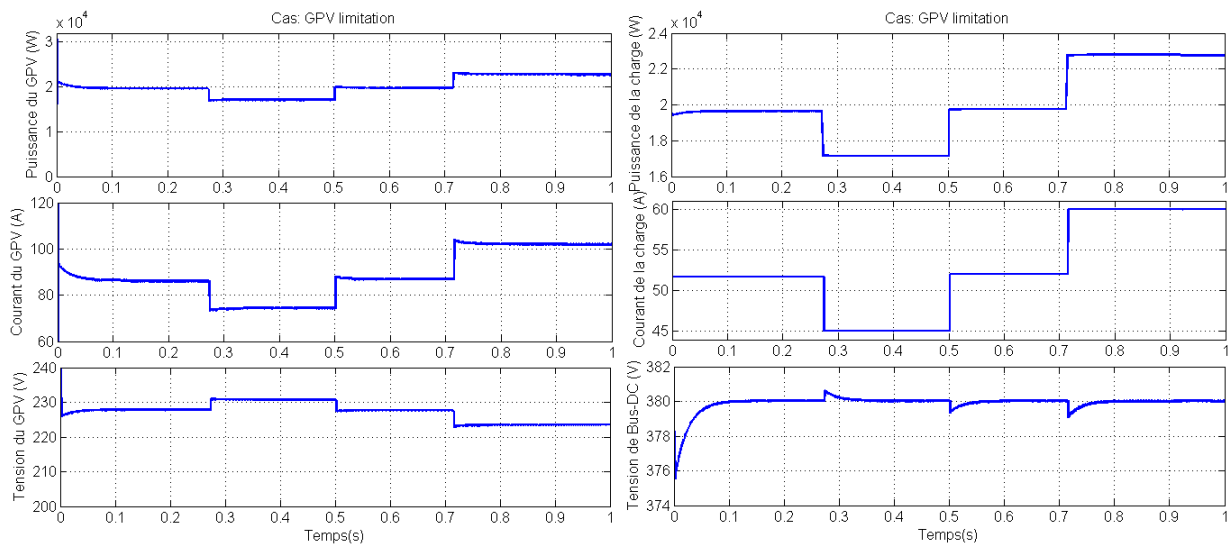


FIGURE 4.12 – Résultats du mode limitation du GPV

Des résultats ci-dessous ,figure 4.12 , nous remarquons que le GPV ne travaille pas à sa puissance maximale, mais produit uniquement la puissance demandée par la charge, tout en maintenant la tension du bus DC constante.

4.6 Modes de fonctionnement de la pile à combustible

Pour la pile à combustible nous avons deux modes de fonctionnement [5] :

1. Mode décharge
2. Mode charge par l'intermédiaire d'un électrolyseur

Selon la figure 4.1 nous avons deux sources auxiliaires, piles à combustible et batteries. Pour des raisons de rendement du système hybride, de simplicité, de commande, et de gestion d'énergie il ne faut qu'une seule source auxiliaire soit fonctionnelle à la fois.

4.6.1 Mode de décharge

Lorsque la pile à combustible se décharge sur la charge à travers le bus-DC, son régulateur associé assure la commande de la tension de bus. Dans ce mode, le GPV travaille en mode MPPT.

Conception de la commande en mode décharge de la PàC

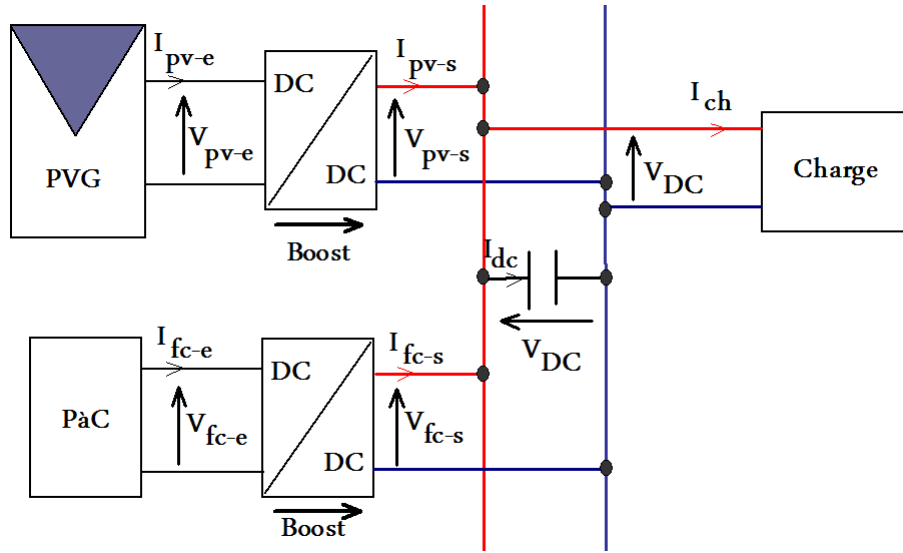


FIGURE 4.13 – Mode de décharge de la PàC

$$I_{dc} = I_{pv_s} + I_{fc_s} - I_{ch} \quad (4.19)$$

$$I_{dc} \cdot V_{DC} = I_{pv_s} \cdot V_{DC} + I_{fc_s} \cdot V_{DC} - I_{ch} \cdot V_{DC} \quad (4.20)$$

$$I_{dc} \cdot V_{DC} = I_{pv_e} \cdot V_{pv_e} + I_{fc_e} \cdot V_{fc_e} - I_{ch} \cdot V_{DC} \quad (4.21)$$

$$I_{fc_REF} = \frac{1}{V_{fc_e}} \cdot (I_{DC_REF} \cdot V_{DC} + I_{ch} \cdot V_{DC} - I_{pv_e} \cdot V_{pv_e}) \quad (4.22)$$

Pour que le courant I_{fc} suive la référence I_{fc_REF} , la commande CRT_{fc} en mode glissant doit être décrite par la relation suivante :

$$CRT_{fc} = \frac{1}{2} \cdot (1 + \text{sign}(S_2)) \quad (4.23)$$

Avec :

$$S_2 = I_{fc_REF} - I_{fc_e} \quad (4.24)$$

Détermination des paramètres du régulateur flou

De la même façon que dans la section précédente (section 4.5.2) nous déterminons les valeurs des gains du régulateur flou (K_1, K_2 , et K_3)

. La figure 4.14 présente la boucle de régulation en mode décharge de la pile à combustible.

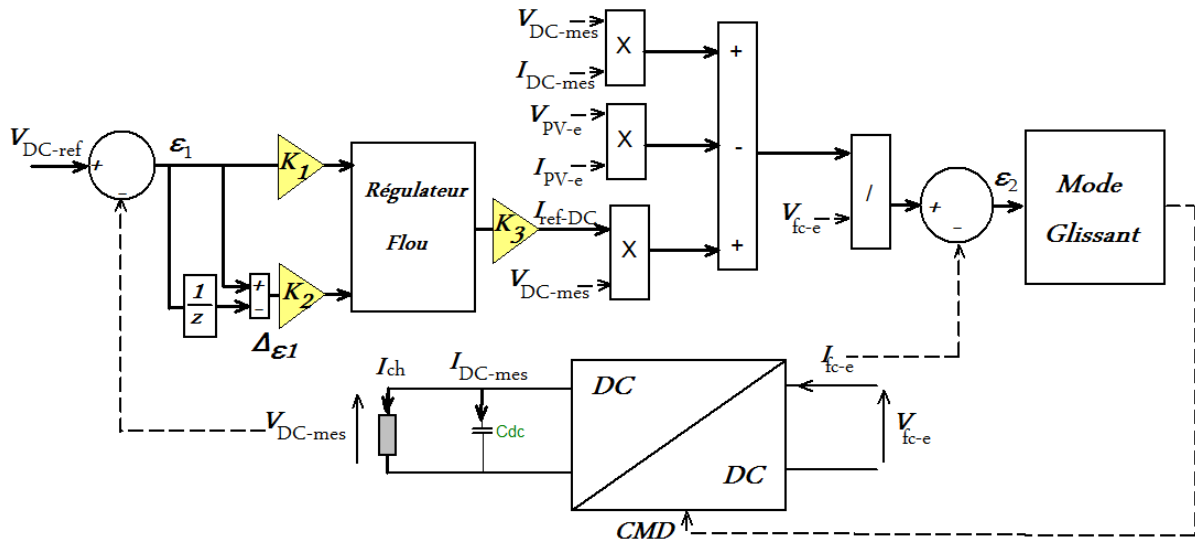


FIGURE 4.14 – La commande en mode décharge de la PàC

Résultats de simulation

Lors de la diminution de l'éclairement ($500W/m^2$), la puissance générée par le GPV n'arrive plus à assurer la demande de la charge le manque d'énergie, dans ce cas-là, sera délivrée par la pile. La commande du bus DC est alors assurée par le régulateur associé avec le convertisseur Boost de la pile pendant que le GPV travaille en mode MPPT.

D'après ces résultats, Figure 4.15, nous observons que la puissance produite par le GPV est insuffisante pour assurer la demande de la charge. Dans ce cas la pile à combustible va produire l'énergie manquante pour satisfaire la demande. Toutefois la tension au niveau du bus-DC est toujours réglée à la tension de référence malgré les perturbations engendrées par la charge.

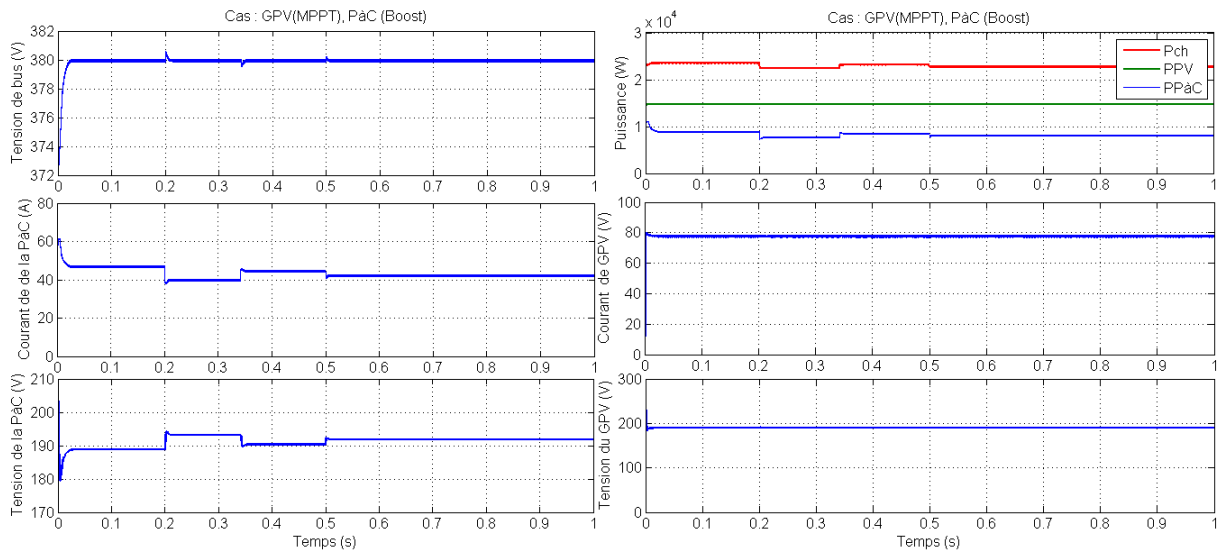


FIGURE 4.15 – Résultats mode décharge de la PàC

4.6.2 Mode de charge

Dans ce cas, la pile à combustible est alimentée en l’hydrogène par l’intermédiaire d’un électrolyseur. La tension du bus DC est assurée par le régulateur associé au convertisseur Buck de l’électrolyseur et le GPV travaille en mode MPPT (figure 4.16).

Conception de la commande

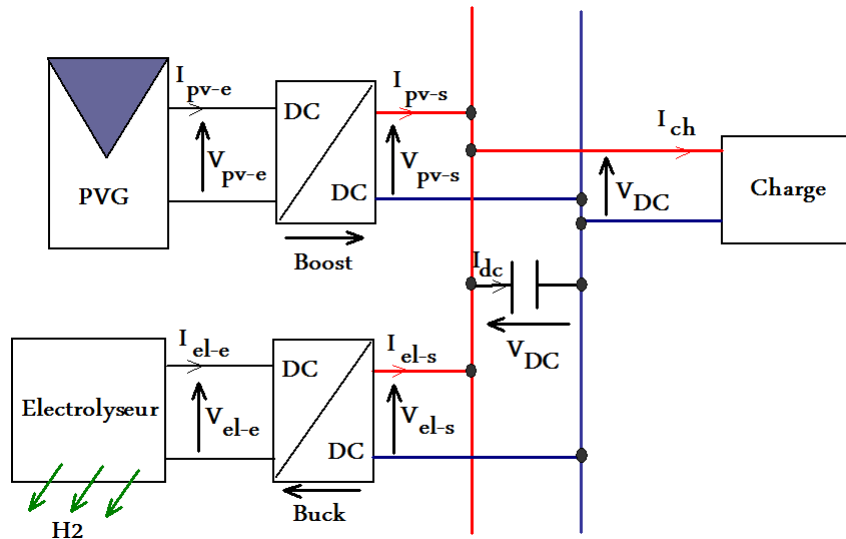


FIGURE 4.16 – Mode de charge de la PàC

$$I_{dc} = I_{pv_s} + I_{elz_s} - I_{ch} \tag{4.25}$$

$$I_{dc} \cdot V_{DC} = I_{pv_s} \cdot V_{DC} + I_{elz_s} \cdot V_{DC} - I_{ch} \cdot V_{DC} \quad (4.26)$$

$$I_{dc} \cdot V_{DC} = I_{pv_e} \cdot V_{pv_e} + I_{elz_e} \cdot V_{elz_e} - I_{ch} \cdot V_{DC} \quad (4.27)$$

$$I_{elz_REF} = \frac{1}{V_{elz_e}} \cdot (I_{DC_REF} \cdot V_{DC} + I_{ch} \cdot V_{DC} - I_{pv_e} \cdot V_{pv_e}) \quad (4.28)$$

Pour que le courant I_{elz} suive la référence I_{elz_REF} , la commande CRT_{elz} en mode glissant doit être décrite par la relation suivante :

$$CRT_{elz} = \frac{1}{2} \cdot (1 - \text{sign}(S_3)) \quad (4.29)$$

Avec :

$$S_3 = I_{elz_REF} - I_{elz_e} \quad (4.30)$$

Détermination des paramètres du régulateur flou

De la même façon que dans la section précédente (section 4.5.2) nous déterminons les valeurs des gains du régulateur flou (K_1, K_2 , et K_3)

. La figure 4.17 présente la boucle de régulation en mode charge de la pile à combustible (électrolyseur).

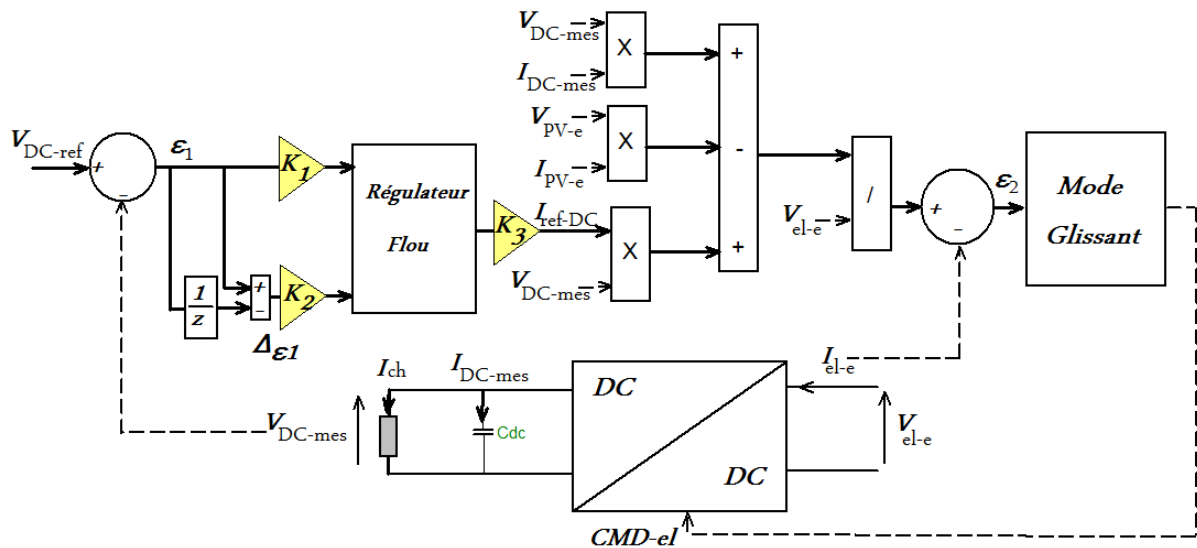


FIGURE 4.17 – La commande en mode de charge de la PàC

Résultats de simulation

Dans ce mode, le GPV travaille en mode MPPT. La puissance produite par le GPV est dispatchée entre la charge et le reste orientée vers l'électrolyseur pour la production de l'hydrogène.

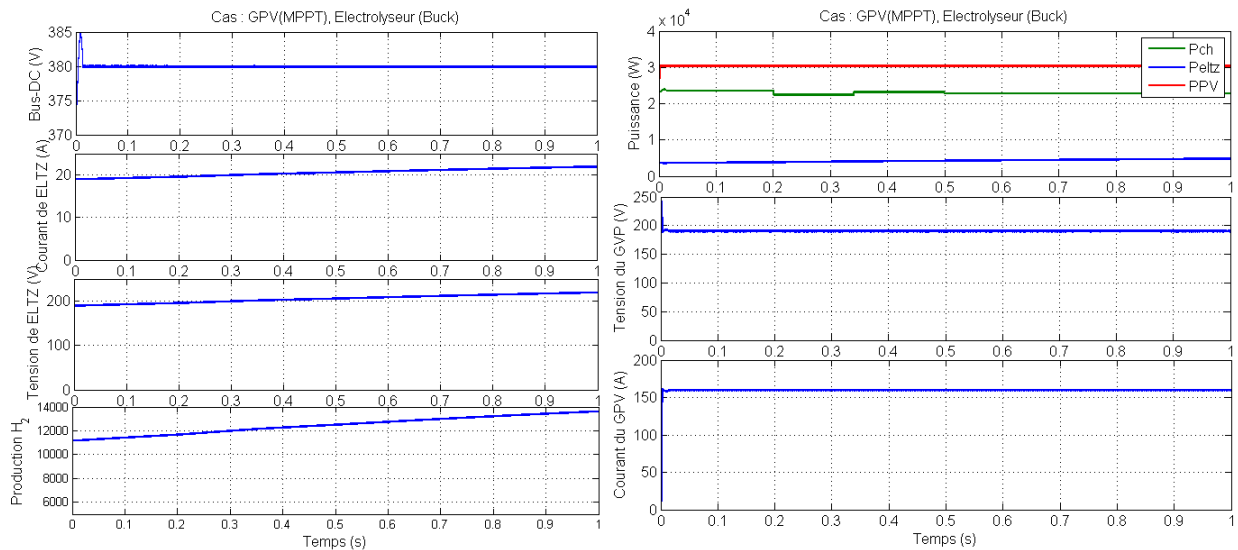


FIGURE 4.18 – Résultats mode charge de la PàC (électrolyseur)

L'énergie produite par le GPV est supérieure par rapport à l'énergie demandée par la charge. Le surplus est alors utilisé par l'électrolyseur afin de produire l'hydrogène. La tension du bus DC est alors réglée à sa référence.

4.7 Modes de fonctionnement des batteries

Comme la pile à combustible, les batteries ont, elles aussi, deux modes de fonctionnement :

1. Mode décharge
2. Mode charge

Le basculement entre les deux modes se fait par la commande du convertisseur bidirectionnel associé aux batteries. Si on commande ce convertisseur dans le sens Buck les batteries se chargent, et dans le sens Boost elle se déchargent.

4.7.1 Mode de décharge des batteries

Dans ce mode, les batteries en se déchargeant assurent la demande en énergie de la charge à travers le bus-DC, tandis qu'au même moment son régulateur associé en mode Boost assure la commande de la tension du bus et Le GPV travaille en mode MPPT.

Conception de la commande en mode décharge des batteries

La figure 4.19 montre la connexion du GPV, de la charge et des batteries :

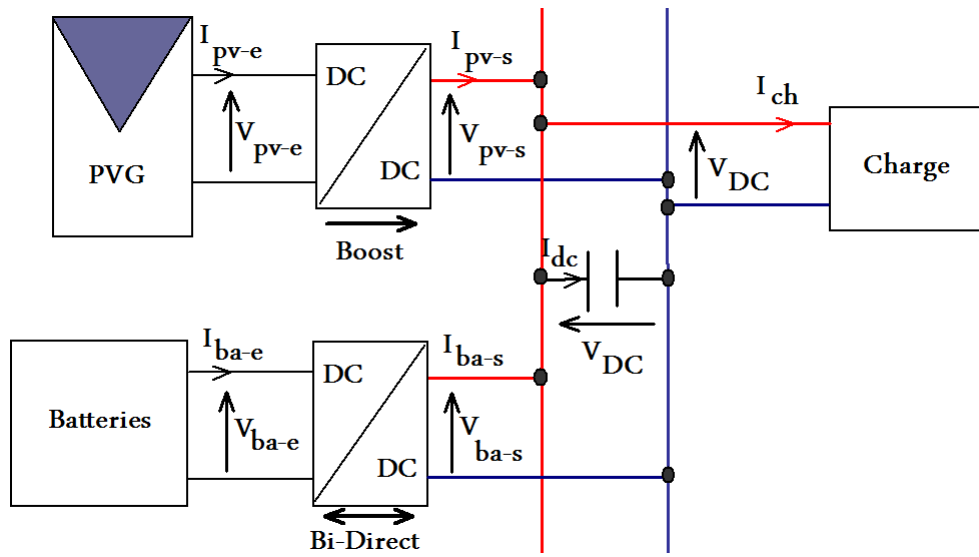


FIGURE 4.19 – Mode de charge/décharge des batteries

$$I_{dc} = I_{pv_s} + I_{ba_s} - I_{ch} \quad (4.31)$$

$$I_{dc} \cdot V_{DC} = I_{pv_s} \cdot V_{DC} + I_{ba_s} \cdot V_{DC} - I_{ch} \cdot V_{DC} \quad (4.32)$$

$$I_{dc} \cdot V_{DC} = I_{pv_e} \cdot V_{pv_e} + I_{ba_e} \cdot V_{ba_e} - I_{ch} \cdot V_{DC} \quad (4.33)$$

$$I_{ba_REF} = \frac{1}{V_{ba_e}} \cdot (I_{DC_REF} \cdot V_{DC} + I_{ch} \cdot V_{DC} - I_{pv_e} \cdot V_{pv_e}) \quad (4.34)$$

Pour que le courant I_{ba} suive la référence I_{ba_REF} , la commande CRT_{ba} en mode glissant doit être décrite par la relation suivante :

$$CRT_{ba} = \frac{1}{2} \cdot (1 + \text{sign}(S_4)) \quad (4.35)$$

Avec :

$$S_4 = I_{ba_REF} - I_{ba_e} \quad (4.36)$$

Détermination des paramètres du régulateur flou

De la même façon que dans la section précédente (section 4.5.2) nous déterminons les valeurs des gains du régulateur flou (K_1, K_2 , et K_3)

. La figure 4.20 présente la boucle de régulation en mode décharge des batteries.

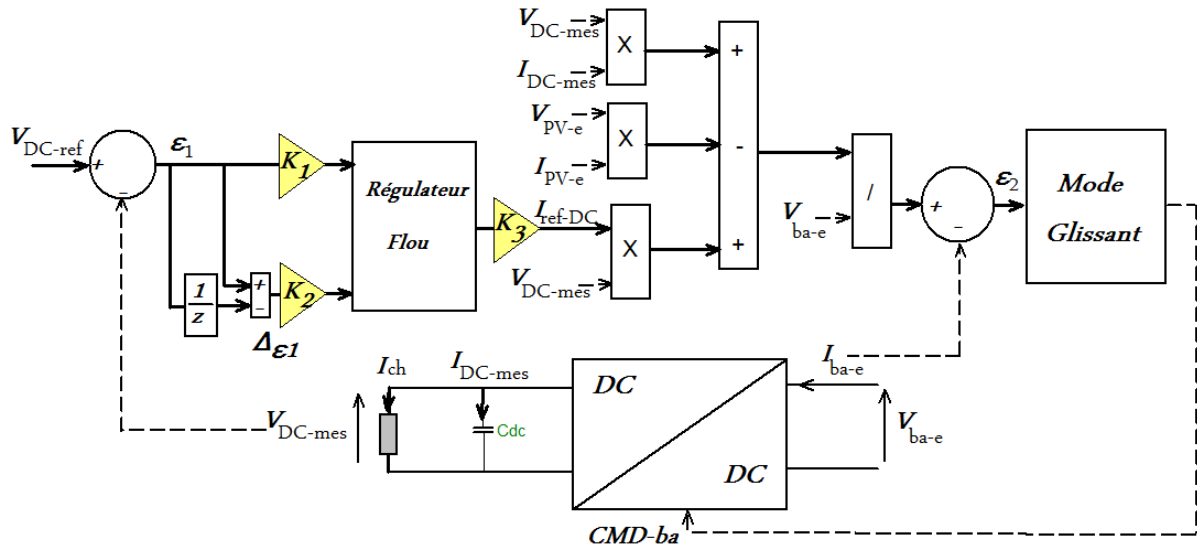


FIGURE 4.20 – La commande en mode décharge des batteries

Résultats de simulation

Lors de la diminution de l'éclairement ($500W/m^2$). la puissance générée par le GPV ne peut plus assurer plus la demande en énergie de la charge. Celle-ci. Dans ce cas-là les batteries vont délivrer le manque d'énergie. La commande du bus DC est assurée par le régulateur associé avec le convertisseur Bidirectionnel en sens Boost, pendant que le GPV travaille en mode MPPT (figure 4.21).

Des résultats ci-dessous, on observe que la puissance produite par le GPV est insuffisante La tension au niveau du bus-DC est toujours réglée à la tension de référence malgré les perturbations engendrées par la charge.

4.7.2 Mode de charge des batteries

Dans le cas d'un excès de demande d'énergie, les batteries pourraient se décharger complètement . Le convertisseur bi-directionnel est alors positionné dans le sens Buck pour charger les batteries . La tension du bus DC est réglée par le régulateur associé

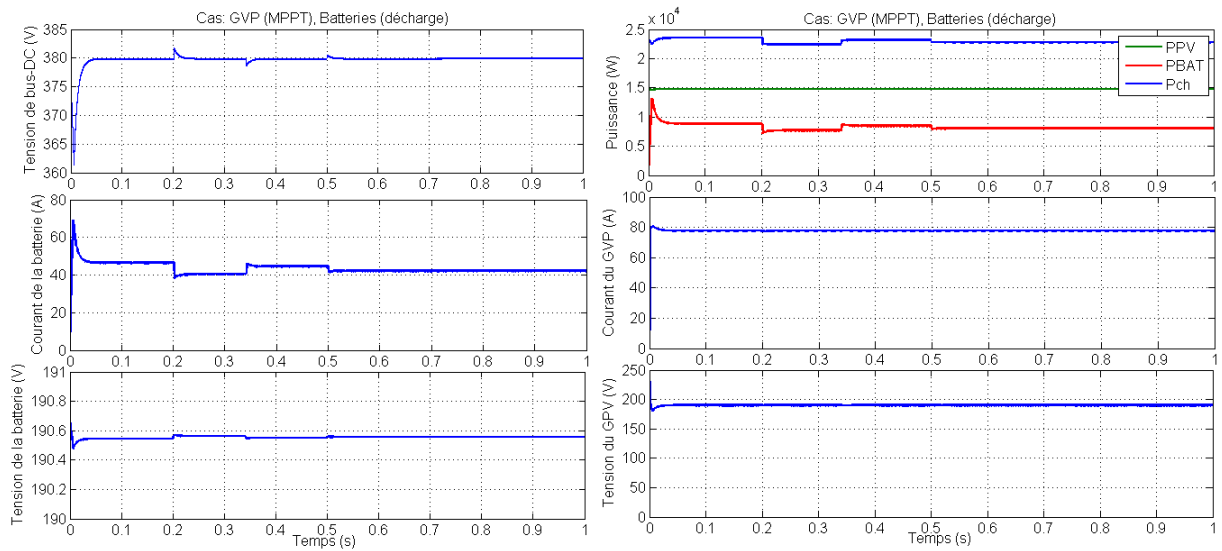


FIGURE 4.21 – Résultats du mode décharge des batteries

avec le convertisseur bidirectionnel en sens Buck. Dans ce mode le GPV travaille en mode MPPT. Les mêmes équations comme dans le cas Boost régissent le système, sauf que pour que le courant I_{ba} suive la référence I_{ba_REF} , la commande CRT_{ba} en mode glissant doit être décrite par la relation suivante :

$$CRT_{ba} = \frac{1}{2} \cdot (1 - \text{sign}(S_5)) \tag{4.37}$$

Avec :

$$S_5 = I_{ba_REF} - I_{ba_e} \tag{4.38}$$

Détermination des paramètres du régulateur flou

De la même façon que dans la section précédente (section 4.5.2) nous déterminons les valeurs des gains du régulateur flou (K_1, K_2 , et K_3)

Résultats de simulation

Dans le mode charge des batteries, le GPV travaille en mode MPPT et la puissance produite par le GPV est dispatchée entre la charge et le reste est orientée vers les batteries (figure 4.22).

D’après les figures ci-dessous, nous observons que la différence entre l’énergie produite par le GPV et la puissance consommée par la charge est utilisée pour charger

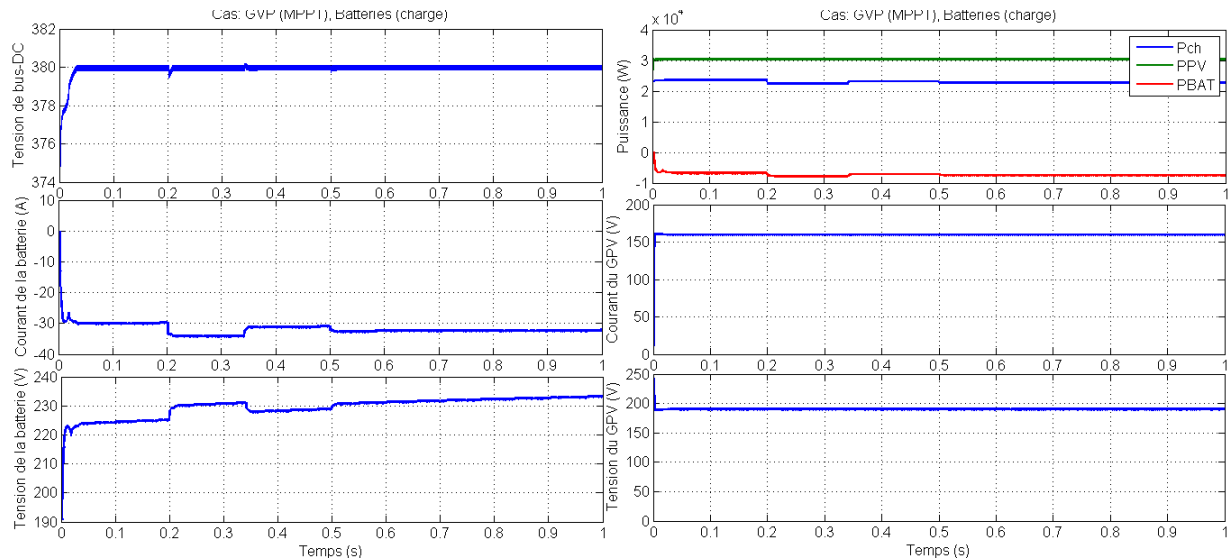


FIGURE 4.22 – Résultats du mode charge des batteries

les batterie. Le courant négative des batteries signifie que les batteries sont en état de charge. La tension au niveau du bus DC est toujours assurée.

4.8 Conclusion

Dans le but de faire de concevoir une commande d'un système hybride PV/PàC/BAT, nous avons dû établir différentes étapes qui décrivent les phases de conception de la commande de ce système . Celles-ci sont énumérées ci dessous

1. Définition du système hybride (les différent sources avec leurs convertisseur) ;
2. Les différents modes de fonctionnement possibles ;
3. Concevoir le bilan d'énergie pour chaque mode de fonctionnement en se basant sur le principe de conservation d'énergie ;
4. Conception de la commande pour chaque mode en se basant sur une boucle de régulation cascade (flou, mode glissant) ;
5. Détermination et optimisation des gains des régulateur flous par l'algorithme PSO

4.9 Références

- [1] Mekki Ksouri, Pierre Borne, Régulation industrielle : problèmes résolus. *Éditions TECHNIP*,1997. [95](#)
- [2] James Kennedy, Russell Eberhart, Particle Swarm Optimization. *IEEE*,1942-1948,1995. [101](#)
- [3] Peng Li, Bruno François, Philippe Degobert, Benoît Robyns Power Control Strategy of a Photovoltaic Power Plant for Microgrid Applications. *Proceedings of ISES World Congress*,1611-1616,2007. [103](#)
- [4] Yongheng Yang, Huai Wang, Frede Blaabjerg, Tamas Kerekes A Hybrid Power Control Concept for PV Inverters With Reduced Thermal Loading. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*,VOL.29, NO.12,2014. [103](#)
- [5] Jérôme LACHAIZE, Étude des stratégies et des structures de commande pour le pilotage des systèmes énergétiques à Pile à Combustible (PAC) destinés à la traction. *Thèse de doctorat*,INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE,2004. [105](#)
- [6] K. Ameer, **A. Hadjaissa**, S. M. Ait cheikh , N. Essounbouli Improvement of a photovoltaic pumping system for irrigation of greenhouses : Case study for Laghouat, Algeria, *3rd International Conference on Control, Engineering & Information Technology (CEIT)*,Telemcen, Mai 2015, DOI :10.1109/CEIT.2015.7233006. [97](#)
- [7] **A.Hadjaissa**, K.Ameer, S.M.Ait cheikh, N.Essounbouli, A PSO-based Optimization of a fuzzy-based MPPT controller for a photovoltaic pumping system used for irrigation of greenhouses. *Iranien Journal of fuzzy systems*,[http : //ijfs.usb.ac.ir/article_2380_0.html](http://ijfs.usb.ac.ir/article_2380_0.html),2016. [98](#), [101](#), [103](#)
- [8] **A.Hadjaissa**, S.M.Ait cheikh, K.Ameer, N.Essounbouli, A GA-based optimization of a fuzzy-based MPPT controller for a photovoltaic pumping system, Case study for Laghouat, Algeria. *8 Th IFAC Conference on Manufacturing Modeling, Management & Control*,Troyes, France, juin 2016. [101](#)

Chapitre 5

Gestion optimisée d'énergie hybride

PV/PàC

« La règle d'or de la conduite est la tolérance mutuelle, car nous ne penserons jamais tous de la même façon, nous ne verrons qu'une partie de la vérité et sous des angles différents »

Gandhi

Sommaire

5.1	Introduction	118
5.2	Plan de gestion On-line	118
5.3	Gestion d'énergie de type floue	120
5.3.1	Contrôleur flou maître (CFM)	120
5.3.2	Contrôleur flou esclave (CFE)	123
5.3.3	Simulation et résultats	125
5.4	Plan de gestion Off-line	130
5.4.1	Cahier des charges	130
5.4.2	Hypothèses Générales	131
5.4.3	Ordonnancement optimal des taches de maintenance	131
5.4.4	Traitement de problème	132
5.4.5	Gestion optimale de temps d'arrêt de SEHR	132
5.4.6	Simulation et résultats	134

5.5 Conclusion	135
5.6 Références	137

5.1 Introduction

Le bon fonctionnement des systèmes électriques hybrides nécessitent de tracer un bon plan de gestion que ce soit lorsque le système est en état de fonctionnement par l'intermédiaire des algorithmes de gestion de flux d'énergie, ou dans le cas où le système est en état d'arrêt pour des travaux de maintenance par l'intermédiaire des algorithmes optimisés d'ordonnancements des tâches de maintenance afin de minimiser le temps d'arrêt. Dans cette partie nous avons proposé deux plans de gestion du système hybride PV/PàC/BAT. Le premier est un plan de gestion du flux d'énergie électrique hybride dans le cas où le système est en état de marche (on-line) et le deuxième pour la gestion des taches de maintenance lorsque le système est à l'arrêt(Off-line).

5.2 Plan de gestion On-line

L'algorithme proposé est basé sur deux contrôleurs flous dans la notion Maître-esclave. Avant de détailler la conception des ces deux contrôleurs, il est nécessaire de décrire les différents états possible du système hybride SEHR figure 5.1 .

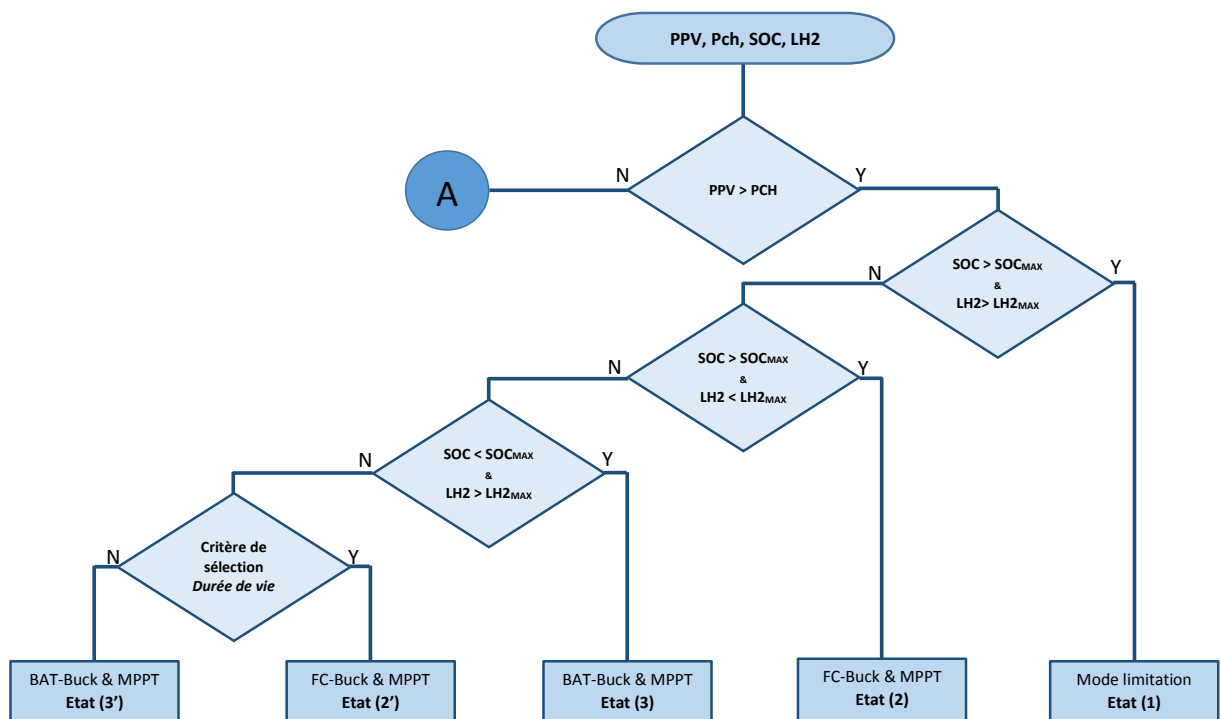


FIGURE 5.1 – Organigramme de gestion d'énergie de SEHR

1. **État (1)** : On déconnecte les sources auxiliaires (PàC et batteries) quand la puis-

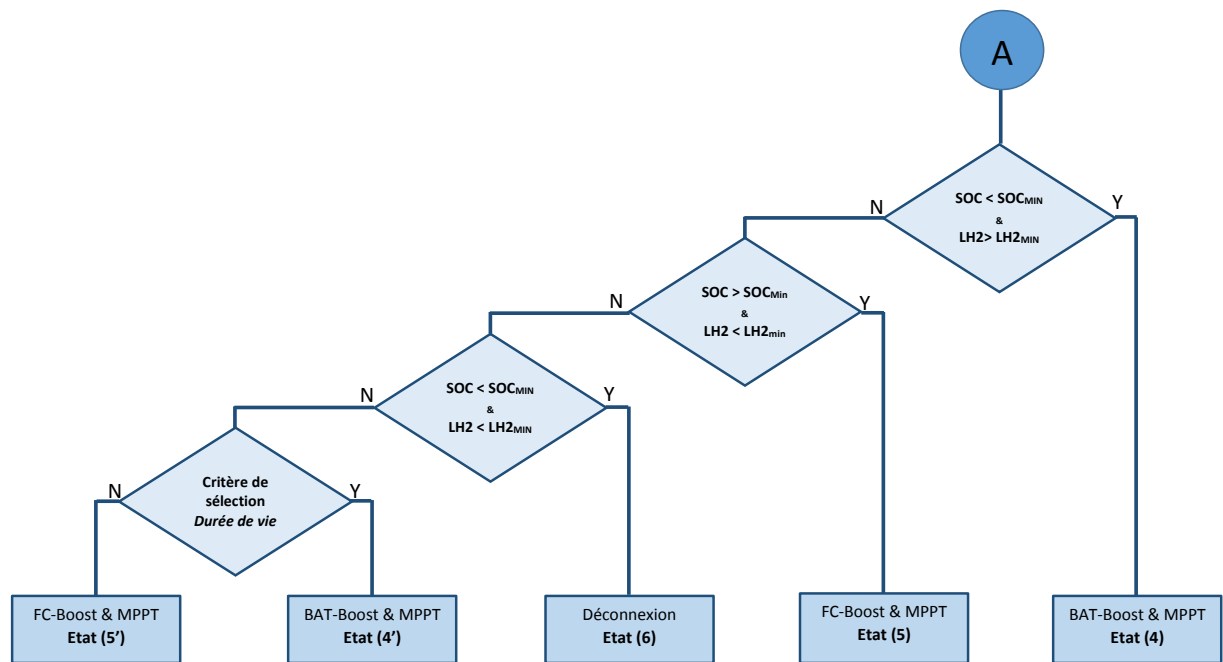


FIGURE 5.2 – Organigramme de gestion d'énergie de SEHR (suite figure 5.1)

sance produite par le GPV est supérieure à la puissance demandée par la charge et que les valeurs du SOC et L_{H2} sont supérieurs aux seuils maximaux permis. Dans ce cas-là e le GPV fonctionne en mode limitation.

2. **État (2)** : Quand la puissance produite par le GPV est supérieure à la puissance demandée par la charge, le surplus est orienté vers l'électrolyseur pour produire l'hydrogène. si le niveau de H2 est inférieur au seuil maximal permis.
3. **État (3)** : Quand la puissance produite par le GPV est supérieure à la puissance demandée par la charge, le surplus est orienté vers les batteries (en mode Buck) pour les charger, si l'état de charge SOC est inférieur au seuil maximal permis.
4. **État (2' & 3')** : Dans ce cas le choix de la sélection de l'état est fait par des critères de sélection qui permettent de basculer entre le choix de charger les batteries ou bien de produire de l'hydrogène.
5. **État (4)** : Quand la puissance produite par le GPV est inférieure à la puissance demandée par la charge et que le SOC est supérieur au seuil minimal, dans ce cas-là, le GPV travaille en MPPT et les batteries en mode décharge (Boost).
6. **État (5)** : Quand la puissance produite par le GPV est inférieure à la puissance demandée par la charge et que le niveau d'hydrogène L_{H2} est supérieur au seuil minimal , dans ce cas-là, le GPV travaille en MPPT et la PàC en mode décharge (Boost).

7. **État (4' & 5')** : Lorsque les deux sources (PàC et Batteries) sont dans le même état. Dans ce cas le choix de la sélection est fait par les critères de sélection (durée de vie des sources) qui permettent de basculer entre le choix de récupérer de l'énergie à partir des batteries ou bien de la pile.
8. **État (6)** : Quand la puissance produite par le GPV est nulle à la puissance demandée par la charge et que les deux autres sources ne peuvent pas fournir l'énergie manquante, dans ce cas là tout le système hybride est mis à l'arrêt .

5.3 Gestion d'énergie de type floue

La plupart des algorithmes de gestion d'énergie des systèmes hybrides PV/PàC/BAT sont basés sur les tests des seuils des $SOCs$ et L_{H2} . Ils permettent de sélectionner le type de source à charger ou décharger. Généralement , la source la plus utilisée, entre les batteries et le PàC, est celle qui est testée en premier , lorsque bien sûr la condition sur son SOC est remplie [[7],[8],[9],[10]].

Dans ce travail, nous proposons un algorithme de gestion du flux d'énergie basé sur deux contrôleurs de type flou dans la notion maître-esclave. Ces contrôleurs permettent de gérer tout le système hybride en matière d'énergie électrique, de les protéger contre les surcharges et décharges profondes ainsi que de prolonger leur durée de vie. . Ces deux contrôleurs, le premier, Contrôleur Flou Maître (CFM) gère le flux d'énergie du système SHER dans tous les états 1,2,3,6,7 et 8, figure 5.1. Le deuxième, Contrôleur Flou Esclave (CFE), décide de la source auxiliaire à utiliser, états 2',3',4' et 5', figure 5.1. Ainsi il permet à la PàC et aux batteries d'équilibrer l'utilisation et par conséquent prolonger leurs durée de vie, en se basant sur leurs fonctions de dégradations. Aussi il permet d'éviter les switching successives des sélecteurs , à cause de principe de logique floue (forme des fonctions appartenances).

5.3.1 Contrôleur flou maître (CFM)

Contrôleur comprend trois entrées et quatre sorties. Il régit la gestion de l'énergie électrique du système hybride dans tous les états possibles et ordonne au deuxième contrôleur CFE de sélectionner entre les états (4') et (4'') ou bien entre (5') et (5'') si les

deux sources auxiliaires sont dans le même état de charge. La figure suivante présente le schéma bloc du CFM, ses entrées et sorties :

Les trois entrées correspondent à :

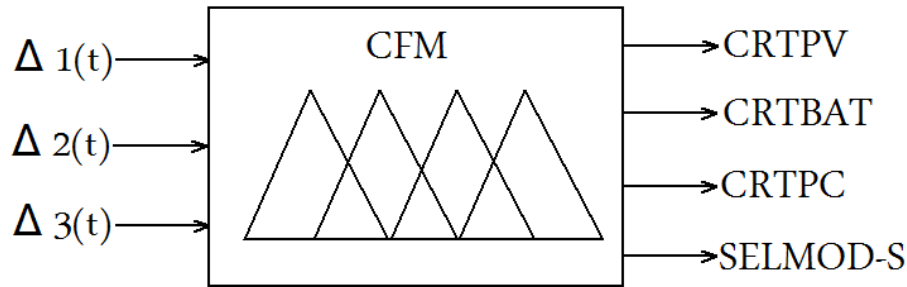


FIGURE 5.3 – Contrôleur flou maître

$\Delta 1(t)$: C'est la différence entre la puissance produite par le GPV et la puissance demandée par la charge. Elle est exprimée par l'équation ci-dessous :

$$\Delta 1(t) = P_{GPV} - P_{CH} \quad (5.1)$$

$\Delta 2(t)$: C'est la différence entre la mesure de SOC et le seuil maximal permis de l'état de charge des batteries . Il est donnée par :

$$\Delta 2(t) = SOC(t) - SOC_{Max} \quad (5.2)$$

$\Delta 3(t)$: C'est la différence entre la mesure de le niveau de H2 et le seuil maximal permis de ce niveau. Il est donné par :

$$\Delta 3(t) = L_{H2}(t) - L_{H2Max} \quad (5.3)$$

Les quatre sorties sont des sorties discrètes données par :

✓ **CRTPV** : c'est le signal de sélection entre les différents modes de fonctionnement possibles du GPV : le mode MPPT, le mode limitation et le mode déconnexion.

$$CRTPV = \{MPPT \vee LIMIT \vee GPVDE\} \quad (5.4)$$

Où l'opérateur \vee attribut le choix entre ces modes.

Avec :

- Si $0.8 \leq CRTPV \leq 1.2 \Rightarrow$ le mode MPPT ;
- Si $1.8 \leq CRTPV \leq 2.2 \Rightarrow$ le mode Limitation ;
- Si $2.8 \leq CRTPV \leq 3.2 \Rightarrow$ déconnexion du GPV.

✓ **CRTBAT** : c'est le signal de sélection entre les différents modes possibles des batteries : mode décharge (BBO), mode charge (BBU) et le mode déconnexion (BDE) :

$$CRTBAT = \{BBO \vee BBU \vee BDE\} \quad (5.5)$$

Avec :

- Si $0.8 \leq CRTBAT \leq 1.2 \Rightarrow$ Mode de décharge des batteries (boost) ;
- Si $1.8 \leq CRTBAT \leq 2.2 \Rightarrow$ Mode de charge des batteries (buck) ;
- Si $2.8 \leq CRTBAT \leq 3.2 \Rightarrow$ Déconnexion des batteries.

✓ **CRTFC** : c'est le signal de sélection entre les modes possibles de la pile à combustible : mode décharge (FBO), mode charge (FBU) et mode déconnexion (FDE) :

$$CRTFC = \{FBO \vee FBU \vee FDE\} \quad (5.6)$$

Avec :

- Si $0.8 \leq CRTFC \leq 1.2 \Rightarrow$ Mode de décharge de la PàC(boost) ;
- Si $1.8 \leq CRTFC \leq 2.2 \Rightarrow$ Mode de charge de la PàC (buck-électrolyseur) ;
- Si $2.8 \leq CRTFC \leq 3.2 \Rightarrow$ Déconnexion de la pile.

✓ **SELMOD_out** : c'est le signal de sélection, entre la décision du (CFM), ou la décision du (CFE) :

$$SELMOD_S = \{CFM \vee CFE_{-R} \vee CFE_{-L}\} \quad (5.7)$$

Avec :

- Si $0.8 \leq SELMOD_S \leq 1.2 \Rightarrow$ (CFM).
- Si $(1.8 \leq SELMOD_S \leq 2.2) \& (\Delta 1(k) > 100) \Rightarrow$, (CFE_{-R}).
- Si $(2.8 \leq SELMOD_S \leq 3.2) \& (\Delta 1(k) < 0) \Rightarrow$, (CFE_{-L}).

La méthode de calcul, des sorties des contrôleurs, est basée sur la méthode du centre de gravité.

$$g = \frac{\sum_i^m x_i \cdot \mu(x_i)}{\sum_i^m \mu(x_i)} \tag{5.8}$$

La figure 5.4 donne les fonctions appartenances choisies des entrées et des sorties de contrôleur CFM

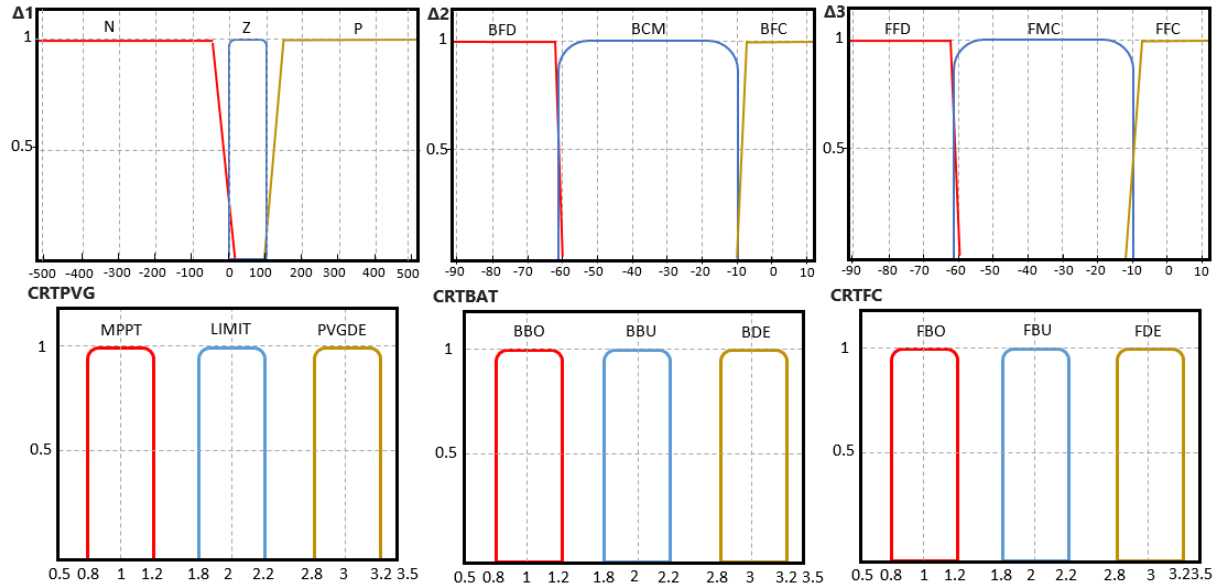


FIGURE 5.4 – Entrées/Sorties de CFM

Le tableau Tab.5.1 présente les règles d'inférences du contrôleur maître

5.3.2 Contrôleur flou esclave (CFE)

C'est un contrôleur à trois entrées et deux sorties. Il reçoit les ordres du contrôleur maître CFM afin de prendre les décisions de sélection entre la pile à combustible et les batteries. Ces décisions sont basées selon un critère choisi. Ce contrôleur ne travaille que dans quatre cas uniquement, les cas où les deux sources auxiliaires sont dans le même état c'est à dire les états (5,9,19 et 23), tableaux 5.1. Notre travail est basé principalement sur le critère de la durée de vie.

✓ **LF_BAT** : La fonction normalisée de la dégradation de la capacité des batteries. Cette fonction est calculée selon les critères établis par K. Brik et al [5].

✓ **LF_PC** : La fonction normalisée de la dégradation de la pile à combustible. Ce travail repose sur la relation établie R. Borup et al et M.W. Fowler et al [4, 6].

✓ **SELMOD_E** : Cette entrée nous permet de connaître dans quelle région nous sommes $\Delta 1 > 100, \Delta 1 < 0$ Elle correspond à l'une des sorties du CFM.

TABLEAU 5.1 – Règles d'inférences du CFM

Entrées			Sorties			
$\Delta 1$	$\Delta 2$	$\Delta 3$	CRTPVG	CRTBAT	CRTFC	SELMOD_s
P	BFC	FFC	LIMIT	BDE	FDE	CFM
P	BFC	FMC	MPPT	BDE	FBU	CFM
P	BFC	FFD	MPPT	BDE	FBU	CFM
P	BMC	FFC	MPPT	BBU	FDE	CFM
P	BMC	FMC	MPPT	BDE	FDE	CFE-R
P	BMC	FFD	MPPT	BDE	FBU	CFM
P	BFD	FFC	MPPT	BBU	FDE	CFM
P	BFD	FMC	MPPT	BBU	FDE	CFM
P	BFD	FFD	MPPT	BDE	FDE	CFE-R
Z	BFC	FFC	LIMIT	BDE	FDE	CFM
Z	BFC	FMC	LIMIT	BDE	FDE	CFM
Z	BFC	FFD	LIMIT	BDE	FDE	CFM
Z	BMC	FFC	LIMIT	BDE	FDE	CFM
Z	BMC	FMC	LIMIT	BDE	FDE	CFM
Z	BMC	FFD	LIMIT	BDE	FDE	CFM
Z	BFD	FFC	LIMIT	BDE	FDE	CFM
Z	BFD	FMC	LIMIT	BDE	FDE	CFM
Z	BFD	FFD	LIMIT	BDE	FDE	CFM
N	BFC	FFC	MPPT	BDE	FDE	CFE-L
N	BFC	FMC	MPPT	BBO	FDE	CFM
N	BFC	FFD	MPPT	BBO	FDE	CFM
N	BMC	FFC	MPPT	BDE	FBO	CFM
N	BMC	FMC	MPPT	BDE	FDE	CFE-L
N	BMC	FFD	MPPT	BBO	FDE	CFM
N	BFD	FFC	MPPT	BDE	FBO	CFM
N	BFD	FMC	MPPT	BDE	FBO	CFM
N	BFD	FFD	PVGDE	BDE	FDE	CFM

$\checkmark CRTBAT_{Cr}$:Selon la valeur de ce signal les batteries sont soit en mode charge, en mode dé-charge ou bien déconnectées.

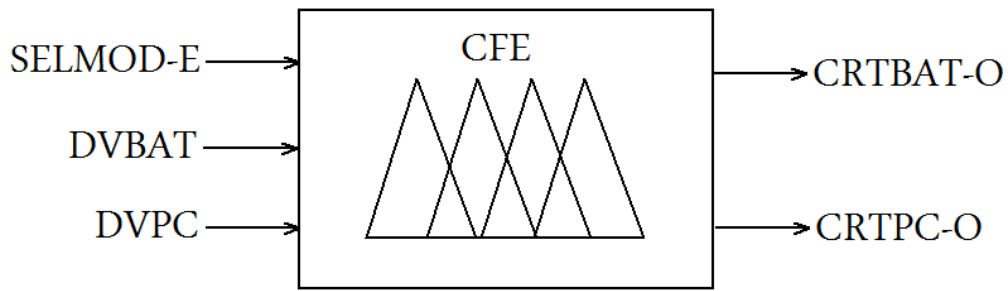


FIGURE 5.5 – Contrôleur flou esclave

$$CRTBAT_{Cr} = \{BBO \vee BBU \vee BDE\} \quad (5.9)$$

- Si $0.8 \leq CRTBAT_{Cr} \leq 1.2 \Rightarrow$ Mode décharge (boost) ;
- Si $1.8 \leq CRTBAT_{Cr} \leq 2.2 \Rightarrow$ Mode charge (buck) ;
- Si $2.8 \leq CRTBAT_{Cr} \leq 3.2 \Rightarrow$ Déconnexion des batteries.

✓ $CRTFC_{OP}$: Il va de même pour la pile à combustible qui est mise en mode charge, en mode décharge ou bien déconnectée.

$$CRTFC_{Cr} = \{FBO \vee FBU \vee FDE\} \quad (5.10)$$

Avec :

- Si $0 \leq CRTFC_{Cr} \leq 1.2 \Rightarrow$ Mode décharge (boost) ;
- Si $1.8 \leq CRTFC_{Cr} \leq 2.2 \Rightarrow$ Mode charge(buck-electrolyser) ;
- Si $2.8 \leq CRTFC_{Cr} \leq 3.2 \Rightarrow$ Déconnexion de la pile.

Ainsi les conditions ci-dessus induisent la table d'inférence du contrôleur esclave décrite par la table .5.2) :

Les fonctions d'appartenance choisies des entrées/sorties du contrôleur flou esclave sont données dans la figure 5.6

5.3.3 Simulation et résultats

Afin de valider les algorithmes développés, quant à la gestion d'énergie du système hybride et leur optimisation du point de vue prolongation des durées de vie des sources auxiliaires, nous les avons testé sur une période de trois jours

La figure suivante (Fig.5.7) présente le schéma global de gestion d'énergie composé des deux contrôleurs associés

TABLEAU 5.2 – Règles d'inférences du CFE

$SELMOD_E$	Entrées		Sorties	
	LF_B	LF_F	$CRTB_{Cr}$	$CRTF_{Cr}$
R	BLO	FLO	BDE	FBU
R	BLO	FMO	BBU	FDE
R	BLO	FCO	BBU	FDE
R	BMO	FLO	BDE	FBU
R	BMO	FMO	BDE	FBU
R	BMO	FCO	BBU	FDE
R	BCO	FLO	BDE	FBU
R	BCO	FMO	BDE	FBU
R	BCO	FCO	BDE	FBU
L	BLO	FLO	BDE	FBO
L	BLO	FMO	BBO	FDE
L	BLO	FCO	BBO	FDE
L	BMO	FLO	BDE	FBO
L	BMO	FMO	BDE	FBO
L	BMO	FCO	BBO	FDE
L	BCO	FLO	BDE	FBO
L	BCO	FMO	BDE	FBO
L	BCO	FCO	BDE	FDE
MFLCO	∇	∇	BDE	FDE

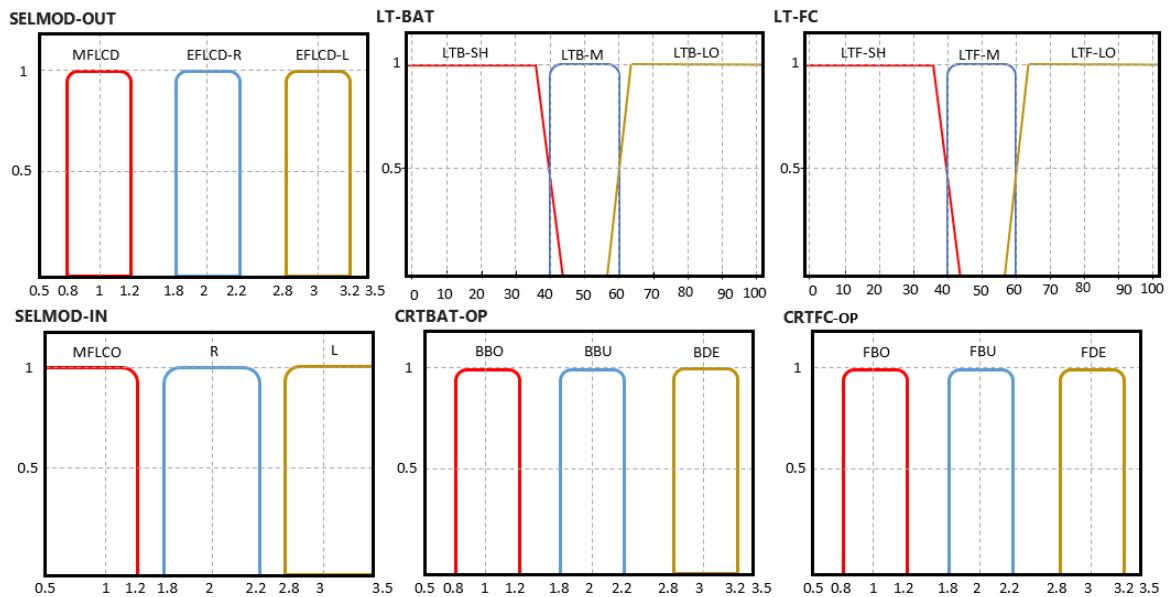


FIGURE 5.6 – Entrées/Sorties de CFE

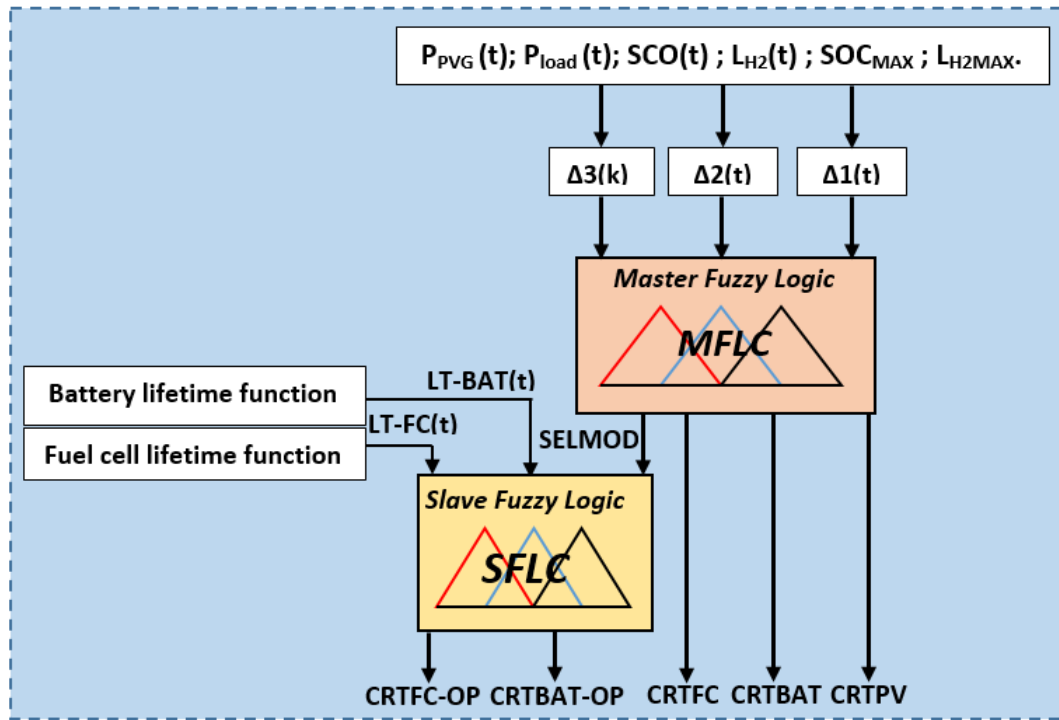


FIGURE 5.7 – Gestion d'énergie hybride de type floue

Dans ce contexte, nous avons proposé un circuit d'interfaçage (figure 5.8) entre le système de gestion d'énergie et les différents modes de fonctionnement du système hybride. Ce circuit est basé sur des multiplexeurs électroniques commandés par les sorties de système de gestion afin de commuter entre les différents modes du système hybride PV/PàC/BAT.

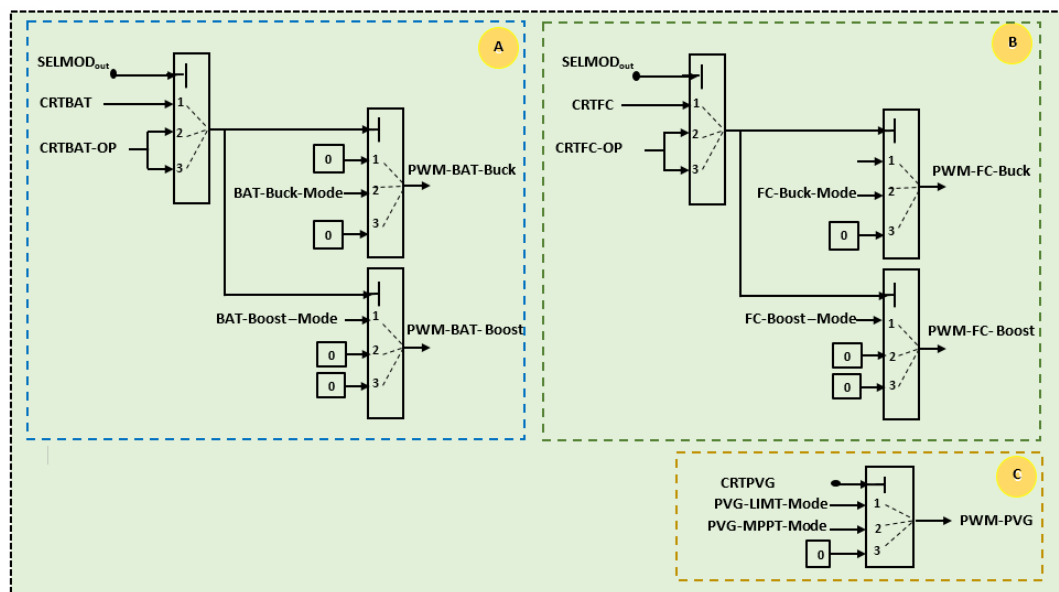


FIGURE 5.8 – Gestion d'énergie hybride floue

Comme exemple :

- Si $0.8 \leq SELMOD_s \leq 1.2$, & $0.8 \leq CRTBAT \leq 1.2$, \implies la sortie est PWM-BAT-BOOST.

- Si $0.8 \leq SELMOD_{OUT} \leq 1.2$, & $1.8 \leq CRTBAT \leq 2.2$, \implies la sortie est PWM-BAT-BUCK.

- Si $0.8 \leq SELMOD_{OUT} \leq 1.2$, & $1.8 \leq CRTBAT \leq 2.2$, \implies la sortie est zéro (déconnexion).

- Si $1.8 \leq SELMOD_{OUT} \leq 2.2$, & $1.8 \leq CRTBAT - OP \leq 2.2$, \implies la sortie est PWM-BAT-BUCK...etc.

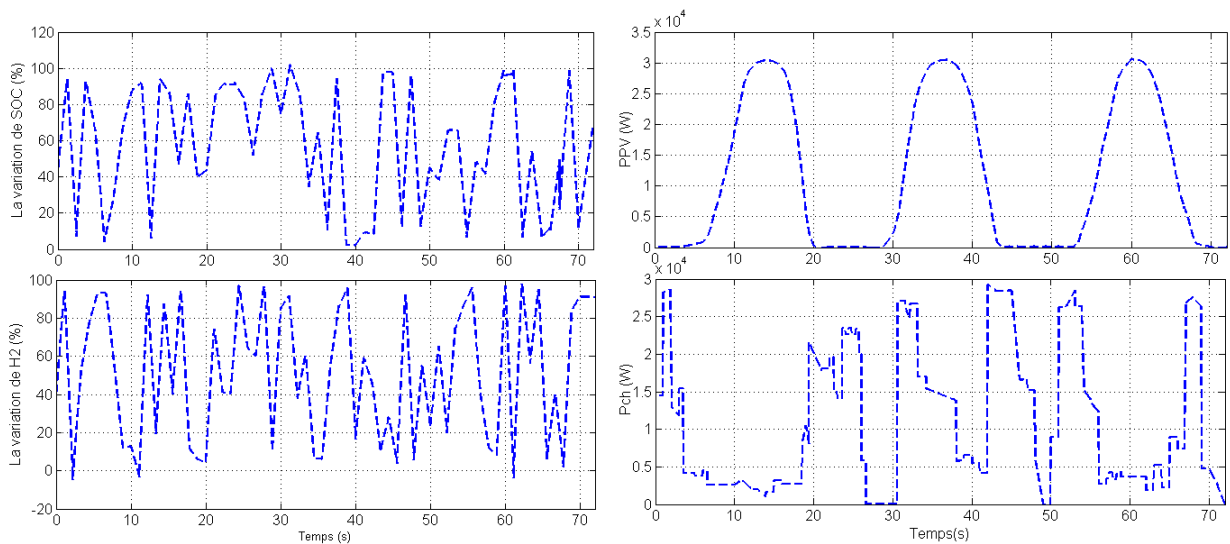


FIGURE 5.9 – Les entrées du système de gestion d'énergie

Dans le scénario choisi, les données concernant le système PV ainsi que la charge ont été estimées du site de Laghouat alors que les états de charge batteries ainsi que la PàC ont été choisis aléatoirement.

Nous avons obtenu des résultats très satisfaisants décrits par les figures 5.10 et 5.11. Le pourcentage d'apparition des décisions, données par le deuxième contrôleur esclave est important ce qui implique une prolongation des durées de vie des sources auxiliaires du fait de leur non utilisation.

Les figures 5.10.c et 5.10.d, montrent les résultats de la comparaison entre les décisions optimisées et non optimisées. Les décisions optimisées montrent qu'en fonction des durées de vie, figure 5.10.a, durant la première journée, nous favorisons la source

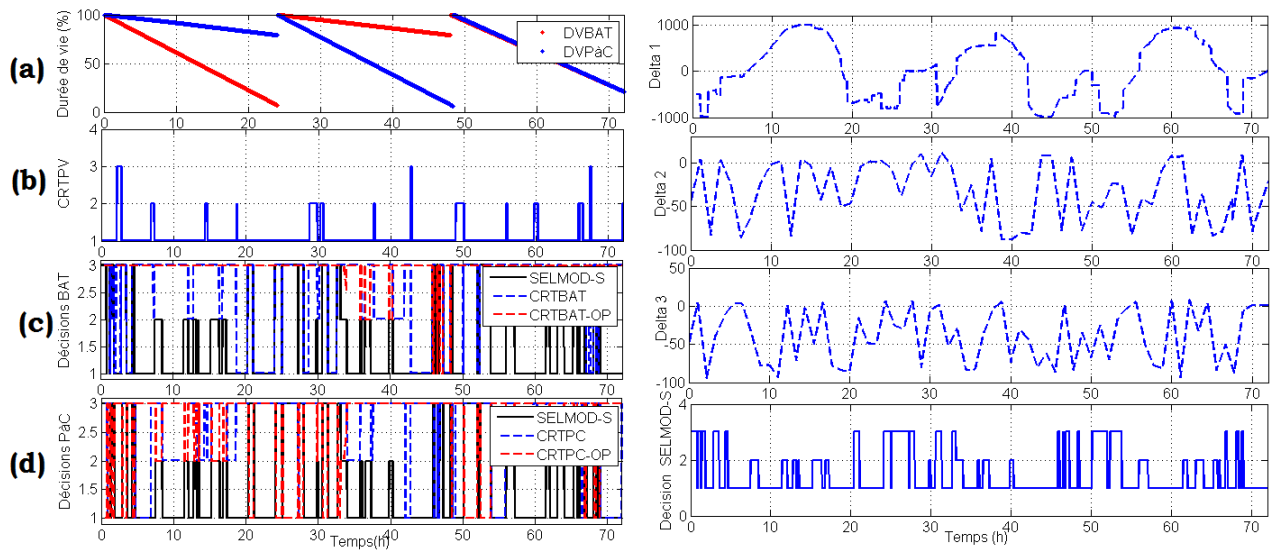


FIGURE 5.10 – Les décisions du système de gestion d'énergie

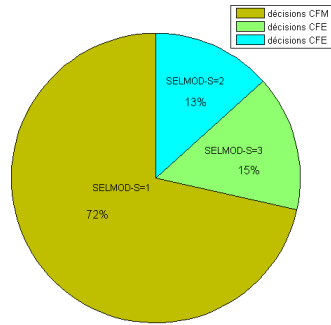


FIGURE 5.11 – Pourcentages des décisions

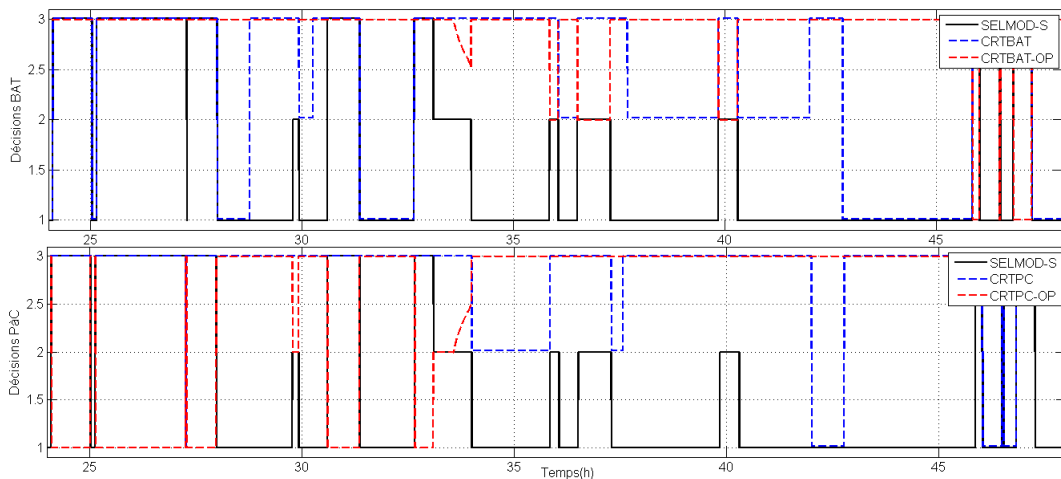


FIGURE 5.12 – Zoome sur la 2^{ème} journée

de pile à combustible, indépendamment de l'état de charge des batteries. Une étude détaillée montre l'effet de l'optimisation particulièrement durant le deuxième jour, Figure 5.12 et tableau.5.3 . Par exemple dans la plage de temps [36,51 à 37,28], la décision non optimisée serait de déconnecter les batteries et de charger la pile à combustible. Par contre la décision basées sur les fonctions de dégradation est à l'opposé, les batteries se chargent et la pile à combustible est déconnectée, parce que la durée de vie de la pile à combustible est fortement dégradée. La durée de vie gagnée dans ce cas est de 46 minutes.

TABLEAU 5.3 – Résultats d'optimisation

Temps(h)	[35.85-36.05]	[36.51-37.28]	[39.84-40.3]	[45.86-46.02]	[46.82-47.26]	[48.28-48.4]
no-opti	BDE&FBU	BDE&FBU	BDE&FBU	BDE&FBO	BDE&FBO	BDE&FBO
opti	BBU&FDE	BBU&FDE	BBU&FDE	BBO&FDE	BBO&FDE	BBO&FDE
Gagné(min)	12	46.2	27.6	9.6	26.4	7.2

5.4 Plan de gestion Off-line

Le plan de gestion hors-ligne est mis en service lorsque le système hybride est en état d'arrêt pour des travaux de maintenance préventive. Celui-ci sert à optimiser le temps d'arrêt total du système hybride. Ce plan est basé sur l'ordonnancement des différentes opérations de maintenance par les méthodes heuristiques avec l'objectif de minimiser le temps total des opérations. Afin de résoudre ce problème, nous avons choisi les algorithmes génétiques.

5.4.1 Cahier des charges

La maintenance préventive du système hybride PV/PàC/BAT, nécessitent l'intervention de plusieurs disciplines telles que l'électronique, l'électrotechnique, la chimie,...etc [1].

La définition que nous donnons, à la maintenance préventive du système hybride PV/PàC/BAT, est l'ensemble de tâches T_α décrite par des opérations $OP_{\alpha\beta}$. Chaque

opération nécessite l'intervention d'une spécialité bien précise S_j Figure 5.13, et qui est effectué durant un temps spécifique $t_{\alpha\beta}$, figure 5.14.

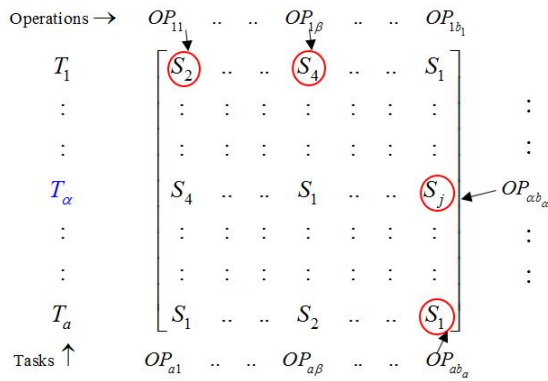


FIGURE 5.13 – Matrice des tâches/opérations

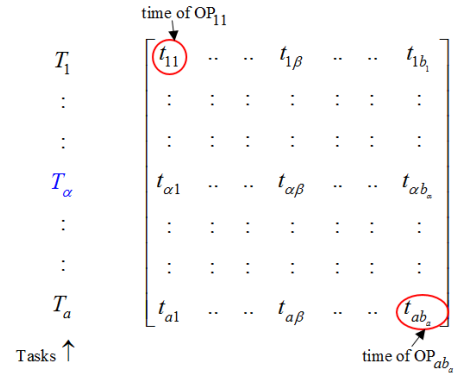


FIGURE 5.14 – Matrice temps

5.4.2 Hypothèses Générales

- Il est supposé que chaque opérateur dispose de l'infrastructure nécessaire pour réaliser l'opération assignée $OP_{\alpha\beta}$.
- Les opérateurs sont disponibles jusqu'à la fin des opérations.
- Une opération qui a démarré, doit être terminée.
- Le temps de traitement $t_{\alpha\beta}$ de chaque opération $OP_{\alpha\beta}$ est connu et doit être respecté.
- Le temps t est mesurée par une unité de temps ($u.t$).
- Les priorités des tâches ne sont pas prises en compte.
- Les opérations dans une tâche doivent être accomplies dans l'ordre chronologique.
- Si deux (ou plus) opérateurs travaillent ensemble, alors une seule opération est comptabilisée.

5.4.3 Ordonnancement optimal des tâches de maintenance

Nous définissons C_α comme le temps de fin de la tâche T_α . et C_{max} comme le Makespan de l'ordonnancement S_{CH} :

$$C_{max}(S_{CH}) = \max\{C_\alpha | \alpha = 1, \dots, a\} \tag{5.11}$$

C_{max} varie selon l'ordonnement choisi.

C_{max_opt} est le Makespan optimal, défini comme :

$$C_{max_opt} = \frac{1}{n} \sum_{\alpha}^a \sum_{\beta}^{b_{\alpha}} t_{\alpha\beta} \quad (5.12)$$

C_{max_opt} est une constante et indépendante de tout ordonnancement.

Le but de cette recherche est de trouver un Makespan minimum . Pour cela, nous devons obtenir l'ordonnement S_{CH_opt} qui optimise le temps du Makespan.

5.4.4 Traitement de problème

Le déroulement du programme suit les étapes suivantes [1] :

- Ordonnement des tâches au hasard.
- Affectation d'opérations à des opérateurs au hasard.
- Traçage du diagramme de Gantt.
- Calcul du temps d'exécution total (Makespan) .

Les étapes ci-dessus sont résumées dans l'organigramme suivant (fig.5.15) :

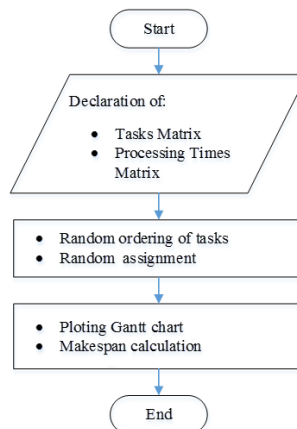


FIGURE 5.15 – Organigramme de traitement de problème

5.4.5 Gestion optimale de temps d'arrêt de SEHR

Les différents composants du système hybride, figure 5.16 sont énumérés dans le tableau 5.4 . Les tâches de maintenance du SEHR ont été classées selon l'équipement du système [1].

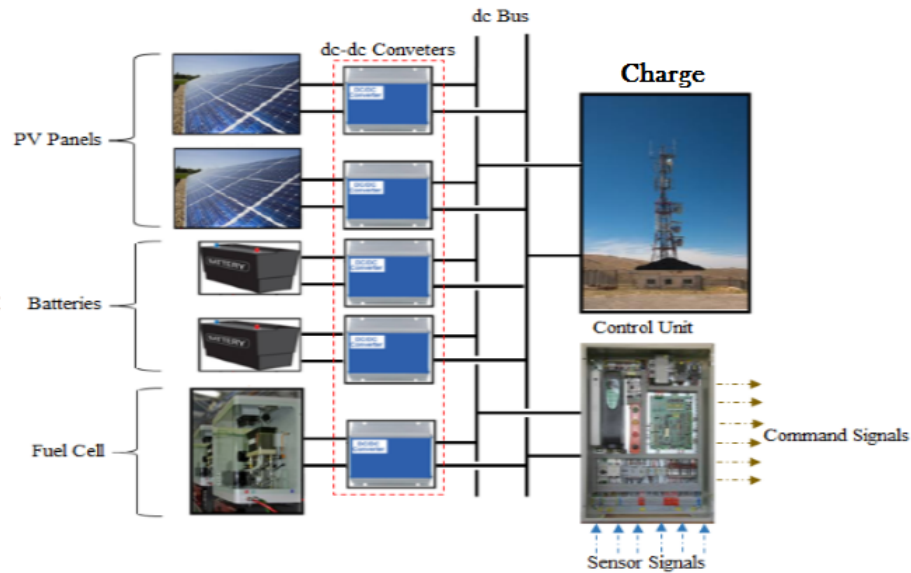


FIGURE 5.16 – Système électrique hybride renouvelables (SEHR)

TABLEAU 5.4 – Composants du système électrique hybride renouvelables

Éléments	Discipline
Panneaux PV	Électricité
Batteries Lead-acid	Électricité + chimie
Pile à combustible	Électricité + chimie
Convertisseurs dc-dc	Électronique
unité de Contrôle/commande	Électronique
Charge	/

- Tâche 1 (T_1) contient toutes les opérations de maintenance (MO) des panneaux photovoltaïques ;
- T_2 concerne les batteries ;
- T_3 concerne la pile à combustible ;
- T_4 couvre toutes les opérations de maintenance sur les convertisseurs DC-DC ;
- T_5 et T_6 sont reliés respectivement à l'unité de contrôle/commande et la charge respectivement.

Les tâches de maintenance nécessaires de la SHER sont détaillées dans les matrices Figures 5.17 and 5.18.

Operations → OP1 OP2 OP3 OP4 OP5

T1	1	2	1	3	1
T2	4	1	4	3	4
T3	4	1	4	3	4
T4	2	1	2	0	0
T5	2	1	2	3	2
T6	5	1	5	3	5

Tasks ↑

FIGURE 5.17 – Matrice taches du SEHR

Operation time →

T1	1	3	4	2	1.5
T2	1	4	4	1	1.5
T3	1	2	3	2	1.5
T4	1	2	4	0	0
T5	1	0.5	2.5	1.5	1.5
T6	1	1	6	1.5	2.5

Tasks ↑

FIGURE 5.18 – Matrice de temps du SEHR

5.4.6 Simulation et résultats

L'ordonnancement optimal, a été obtenu par l'application des algorithmes génétiques, Figure 5.19. Ainsi le Makespan est calculé tout en respectant le cahier des charges

La figure.5.20 montre le diagramme de Gantt de l'ordonnancement optimal pour les opérations de maintenance du SEHR pour chaque opérateur pendant le processus de maintenance.

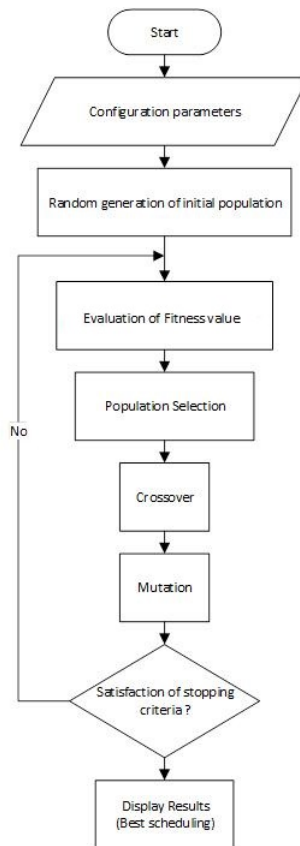


FIGURE 5.19 – AG pour une ordonnancement optimal du SEHR

Comme nous pouvons le constater, la valeur optimale obtenue du temps d'exécu-

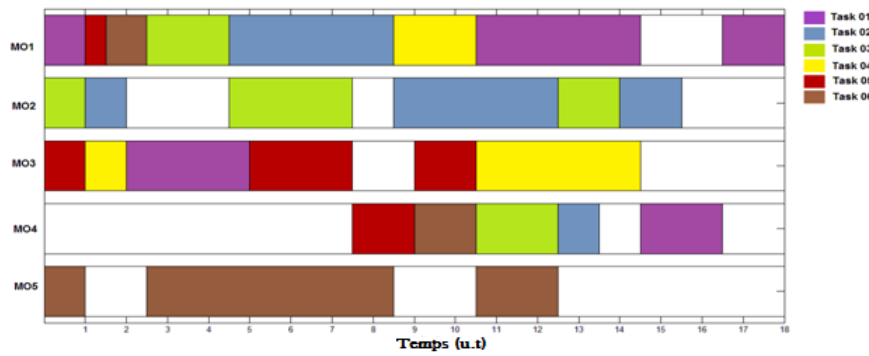


FIGURE 5.20 – Diagramme de Gantt de l’ordonnancement optimal du SEHR

tion total est de 18 unités de temps (figure 5.20). Le diagramme de Gantt représenté sur la Fig.5.20 décrit les délais d’exécution C_α des différentes tâches T_α . Le temps de fin de chaque tache est présenté dans le tableau 5.5. Afin de tester les performances de notre algorithme proposé, nous avons utilisé un exemple de référence JSP (job-shop scheduling problem), extrait de [2], comme une référence. Par rapport aux valeurs optimisées, obtenues par d’autres algorithmes traditionnels [3] [2], les résultats obtenus ont prouvé l’efficacité de notre algorithme par rapport à ces références . Le makespan optimal obtenu est $C_{max} = 90u.t$

TABLEAU 5.5 – Les fins de réalisation des taches

Tasks	T1	T2	T3	T4	T5	T6
$C_\alpha(\mathbf{t.u})$	18	15.5	14	14.5	10.5	12.5

5.5 Conclusion

Pour bénéficier du maximum d’énergie produite par le système hybride, nous avons proposé deux plans de gestion . Le premier, de concerne la gestion du flux d’énergie électrique des différents éléments constituant le système , durant son état de marche (on-line). Ceci est réalisé à travers un algorithme basé sur la logique flou. Cet algorithme de gestion, de type flou, utilise la paramètre durée de vie comme critère de sélection entre les sources dégradables afin d’éviter la dégradation de l’une par rapport à l’autre. Le deuxième plan concerne la gestion des taches de maintenance du système lorsque le système est en état d’arrêt(Off-line). L’algorithme de gestion est basé sur les

algorithmes génétiques pour trouver un ordonnancement optimal des tâches afin de réduire le temps d'arrêt du système hybride.

5.6 Références

- [1] B. Hadjaissa , K. Ameer , S. M. Ait cheikh , N. Essounbouli, Bi-objective optimization of maintenance scheduling for power systems, *International Journal of Advanced Manufacturing Technology*. doi :10.1007/s00170-015-8053-7, Novembre 2015. [130](#), [132](#)
- [2] Lei Wang,Dun bing Tang. An improved adaptive genetic algorithm based on hormone modulation mechanism for job-shop scheduling problem. *Expert Systems with Applications*, 38 :7243–7250, 2011. [135](#)
- [3] W.Wang,L.Wu, Q.D and Song. Modified adaptive genetic algorithms for solving job-shop scheduling problems. *Systems Engineering-Theory and Practice*, 02 :58–62, 2004. [135](#)
- [4] Rod Borup & all Scientific Aspects of Polymer Electrolyte Fuel Cell Durability and Degradation. *Chemical Reviews*, 107 :3904-3951, 2007. [123](#)
- [5] Kais Brik, Faouzi ben Ammara, Causal tree analysis of depth degradation of the lead acid battery. *Journal of Power Sources*, 228 :39-46, 2013. [123](#)
- [6] Michel W.Fowler, Ronald F.Mann, John C.Amphlett, Brant A.Peppley, Pierre R.Roberge, Incorporation of voltage degradation into a generalized steady state electrochemical model for a PEM fuel cell. *Journal of Power Sources*, 106 :274-283, 2002. [123](#)
- [7] M. Uzunoglu , O.C. Onar , M.S. Alam Modeling, control and simulation of a PV/FC/UC based hybrid power generation system for stand-alone applications. *Renewable Energy*, 34 :509-520, 2009. [120](#)
- [8] Bohwa Lee, Poomin Park, and Chuntaek Kim Power Managements of a Hybrid Electric Propulsion System Powered by Solar Cells, Fuel Cells, and Batteries for UAVs. *Handbook of Unmanned Aerial Vehicles*, ch :25, 2015. [120](#)
- [9] Pablo Garc, Juan P. Torreglosa b, Luis M. Fernandez,Francisco Jurado Optimal energy management system for standalone wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery hybrid system with supervisory control

based on fuzzy logic. *International journal hydrogen energy* , 38 :14146-14158, 2013.

[120](#)

- [10] Nooshin Bigdeli Optimal management of hybrid PV/fuel cell/battery power system :A comparison of optimal hybrid approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , 42 :377-393, 2015. [120](#)

Conclusion générale

Les travaux réalisés pendant ce doctorat ont été menés dans l'objectif de faciliter l'intégration de l'énergie dans tous les domaines, plus particulièrement dans le domaine de l'agriculture en milieu isolé.

Un des objectifs de la thèse était de développer un outil de gestion des flux d'énergie qui permettent aussi de prolonger les durées de vie des différentes sources composant notre système hybride, comme premier plan et de minimiser le temps d'arrêt de ces type de systèmes, comme un deuxième plan.

Les systèmes hybrides permettent d'augmenter le degré de liberté vis à vis de la dépendance à l'énergie. Ils sont basés principalement sur un générateur photovoltaïque, ou des éoliennes, comme source principale, auquel sont accrochés d'autres sources, dans notre cas une pile à combustible et des batteries solaires.

Le système sous étude dans notre thèse a été développé afin d'alimenter une ferme agricole située dans la région de Laghouat. L'application des deux plans de gestion, d'énergie optimisées, au système hybride, basé sur la logique floue et les méta-heuristiques (PSO, AG) comme outils, ont permis d'atteindre les objectifs tracés. Ces plans de gestion avaient été divisés selon les états du système hybride, et qui sont :

1. Lorsque le système est en état de marche, le plan de gestion, de l'énergie électrique, utilisé permet d'assurer le dispatching de l'énergie électrique depuis les sources vers la charge et vers les sources rechargeables comme la pile à combustible et les batteries. Ceci a permis de : **-étape 1** : Concevoir la commande du système hybride qui comprend des boucles de régulations de type cascade dont l'objectif de maintenir la tension au niveau de bus DC stable, le premier régulateur flou est optimisé par un algorithme d'optimisation de type PSO pour minimiser l'erreur entre la tension de référence du bus-DC et celle mesurée, et dans le cas MPPT est d'extraire le maximum d'énergie. Le rôle de ce régulateur est de calculer le courant de référence qu'il doit injecter au bus-DC et par l'intermédiaire des plans de conservation d'énergie nous calculons le courant qu'il doit générer par la source en question.

Le deuxième régulateur de type mode glissant afin de corriger l'erreur entre le courant calculé par le plan d'énergie et celle mesuré de la source qui prend le contrôle en ce moment.

-étape 2 : Concevoir un algorithme de gestion de l'énergie basé sur la logique floue qui comprend deux contrôleurs flous dans la notion Maître-Esclave. Le contrôleur maître s'occupant de la gestion du flux d'énergie du système hybride alors le contrôleur esclave gère et équilibre l'utilisation des deux sources auxiliaires pile à combustible et batteries en se basant sur les durées de vie de ces sources afin d'éviter la dégradation d'une source par rapport à l'autre.

2. Lorsque le système est à l'arrêt, l'utilisation des algorithmes génétiques nous permettent, à travers un ordonnancement optimal des tâches de maintenance, de minimiser le temps d'arrêt du système hybride durant les travaux de maintenance.

Ainsi, les commandes développées nous ont permis d'obtenir de très bons résultats. Ceci est manifesté dans un premier temps du point de vue optimisation de la commande des différentes parties du système hybride et dans un second temps par la minimisation des temps d'arrêts du tout en prolongeant la durée de vie des sources auxiliaires dégradables.

Il serait intéressant, comme perspective, d'inverser les objectifs. En effet nous pourrions envisager quelles seraient les politiques (politiciennes) optimales (par exemple en terme d'incitation financière). Il serait pertinent, en fonction d'un profil de charge, de définir quelles seraient les tailles minimales du système PV et des autres sources. Également dans une démarche de minimisation de la consommation on peut également se poser la question de la structure des systèmes hybrides.

Annexes

Irradiation horaire

L'irradiation globale horaire sur une surface horizontale G_0 , durant le temps $t = t_2 - t_1$, dans la journée n_j est obtenue à l'aide de la formule suivante :

$$G_0(h, n_j) = \int_{t_1}^{t_2} I_{sc}(n_j) \cdot \sin(h(TSV)) dt$$

Où h est la hauteur du soleil, son expression est donnée par :

$$\sin(h) = \cos(\delta)\cos(\varphi)\cos(\omega) + \sin(\varphi)\sin(\delta)$$

Où :

$-\omega$: L'angle horaire La relation entre le temps et l'angle horaire est donnée par l'expression suivante :

$$\omega(^{\circ}) = 15(12 - TSV)$$

$-\delta$: La déclinaison du soleil ;

$-\varphi$: La latitude du lieu.

Irradiation journalière

L'irradiation globale journalière sur une surface horizontale $G_0(n_j)$:

$$G_0(n_j) = \frac{24}{\pi} I_{sc}(n_j) [\cos(\delta)\cos(\varphi)\sin(\omega) + \omega\sin(\varphi)\sin(\delta)]$$

Paramètres d'entrée du modèle Liu & Jordan

Paramètres d'entrées nécessaires pour le modèle Liu & Jordan sont :

- Les constantes : A, B et C ;
- Le numéro de jour de l'année ;
- Latitude du lieu ;
- L'albédo du sol.

Paramètres de simulation de l'algorithme PSO

- Nombre de variables : 3 ;
- Nombre des particules dans le swarm : 10.
- Nombre d'itérations : 10.
- L'intervalle Initial de variable K_1 : [0.1, 50].
- L'intervalle Initial de variable K_2 : [0.1, 50].
- L'intervalle Initial de variable K_3 : [0.01, 5].

Paramètres de simulation de l'algorithme GA

- Nombre de variables : 5×6 ;
- Sélection de population : 0.8(80%) ;
- Nombre d'itérations : 200 ;
- Point de Mutation : 2 aléatoire.

Calcul des pertes de charge

les tableaux suivantes présentent les calculs des pertes de charges pour le dimensionnement des pompes

Tuyau G fl mm	Q m³/h	1	3	6	9	12	18	24	30	36	42	48	60	90	120	180	240	300	360	420	
	Q l/min	16	50	100	150	200	300	400	500	600	700	800	1000	1500	2000	3000	4000	5000	6000	7000	
G 1 DN 25	2,7 0,6	21 1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G 1 1/4 DN 32	0,7 0,35	5,5 1	22 2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G 1 1/2 DN 40	-	1,8 0,7	7 1,35	14 1,9	23 2,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G 2 DN 50	-	0,5 0,4	2,2 0,8	4 1,25	8 1,5	17 2,5	28 3,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G 2 1/2 DN 65	-	-	0,6 0,5	1,2 0,75	2,1 1	4,2 1,4	8 2	12 2,5	17 3	22 3,4	28 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DN 80	HL v	-	-	-	-	0,8 0,7	1,6 0,95	2,8 1,25	4,2 1,6	6,5 2	7,5 2,1	10,5 2,6	15 3,3	-	-	-	-	-	-	-	-
DN 100	m/100m m/s	-	-	-	-	-	0,55 0,6	0,9 0,8	1,4 1,1	2 1,25	2,4 1,4	3,5 1,6	5 2	11 3,2	20 4	-	-	-	-	-	-
DN 125	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9 0,95	1,2 1,1	1,8 1,4	4 2,7	6,5 2,7	15 4	-	-	-	-	-
DN 150	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6 0,9	1,5 1,4	2,5 1,7	5 2,7	8 3,5	14 4,8	-	-	-
DN 200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4 0,8	0,6 1	1,3 1,6	2 2,6	3,5 2,6	4,6 3	6,5 3,5	-	-
DN 250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4 1	0,7 1,3	1,1 1,6	1,6 2	2 2,3	-	-
DN 300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3 0,9	0,45 1,25	0,7 1,4	0,9 1,6	-	-

Q Débit. HL Pertes de charge en m pour 100 m. v = Vitesse de passage max 1,5 m/s pour l'aspiration et 3 m/s pour le refoulement.

FIGURE 5.21 – Pertes de charge des pipes

Vitesse de l'eau m/sec.	Courbes à angle vif α					$\alpha = 90^\circ$ Courbes à angle arrondi					Vannes standard	Clapet de pie	Clapet de non-retour
	$\alpha = 30^\circ$	$\alpha = 40^\circ$	$\alpha = 60^\circ$	$\alpha = 80^\circ$	$\alpha = 90^\circ$	$\frac{d}{R} = 0,4$	$\frac{d}{R} = 0,6$	$\frac{d}{R} = 0,8$	$\frac{d}{R} = 1$	$\frac{d}{R} = 1,5$			
0,4	0,43	0,52	0,71	1,0	1,2	0,11	0,13	0,16	0,23	0,43	0,23	32	31
0,5	0,67	0,81	1,1	1,6	1,9	0,18	0,21	0,26	0,37	0,67	0,37	33	32
0,6	0,97	1,2	1,6	2,3	2,8	0,25	0,29	0,36	0,52	0,97	0,52	34	32
0,7	1,35	1,65	2,2	3,2	3,9	0,34	0,40	0,48	0,70	1,35	0,70	35	32
0,8	1,7	2,1	2,8	4,0	4,8	0,45	0,53	0,64	0,93	1,7	0,95	36	33
0,9	2,2	2,7	3,6	5,2	6,2	0,57	0,67	0,82	1,18	2,2	1,20	37	34
1,0	2,7	3,3	4,5	6,4	7,6	0,7	0,82	1,0	1,45	2,7	1,45	38	35
1,5	6,0	7,3	10	14	17	1,6	1,9	2,3	3,3	6	3,3	47	40
2,0	11	14	18	26	31	2,8	3,3	4,0	5,8	11	5,8	61	48
2,5	17	21	28	40	48	4,4	5,2	6,3	9,1	17	9,1	78	58
3,0	25	30	41	60	70	6,3	7,4	9	13	25	13	100	71
3,5	33	40	55	78	93	8,5	10	12	18	33	18	123	85
4,0	43	52	70	100	120	11	13	16	23	42	23	150	100
4,5	55	67	90	130	160	14	21	26	37	55	37	190	120
5,0	67	82	110	160	190	18	29	36	52	67	52	220	140

FIGURE 5.22 – Pertes de charge des coudes, vannes, clapets...

Fiche technique panneau photovoltaïque



SX 3190W

190 Watt Photovoltaic Module

High-efficiency photovoltaic module using silicon nitride multicrystalline silicon cells.

Performance

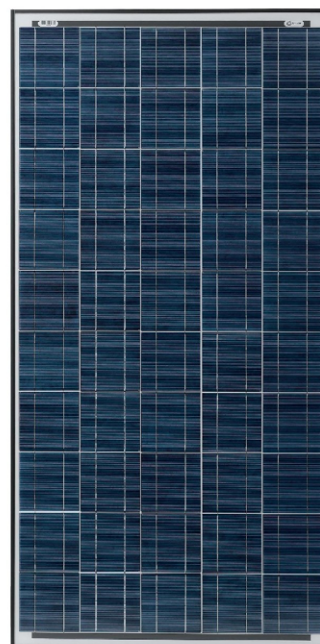
Rated power (P_{max})	190W
Nominal voltage	16V
Limited Warranty ¹	25 years

Configuration

SX3190W	Bronze frame with output cables and polarized Multicontact (MC) connectors
----------------	----------------------------------------------------------------------------

Electrical Characteristics²

	SX3190
Maximum power (P_{max}) ³	190W
Voltage at Pmax (V_{mp})	24.3V
Current at Pmax (I_{mp})	7.82A
Warranted minimum P_{max}	172.9W
Short-circuit current (I_{sc})	8.5A
Open-circuit voltage (V_{oc})	30.6V
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065±0.015)%/ °C
Temperature coefficient of V_{oc}	-(111±10)mV/°C
Temperature coefficient of power	-(0.5±0.05)%/ °C
NOCT (Air 20°C; Sun 0.8kW/m ² ; wind 1m/s)	47±2°C
Maximum series fuse rating	15A
Maximum system voltage	600V (U.S. NEC rating)



Mechanical Characteristics

Dimensions	Length: 1680 (66.14")	Width: 837mm (32.95")	Depth: 50mm (1.97")
Weight	15.9 kg (35.05 pounds)		
Solar Cells	50 cells (156mm x 156mm) in a 5x10 matrix connected in series		
Output Cables	RHW-2 AWG# 12 (4mm ²) cable with polarized weatherproof DC rated Multicontact connectors; asymmetrical lengths - 1250mm (-) and 800mm (+)		
Diodes	IntegraBus™ technology includes Schottky by-pass diodes integrated into the printed circuit board bus		
Construction	Front: High-transmission and anti-reflective 3.2mm (1/8 th inch) tempered ARC glass; Back: White Polyester; Encapsulant: EVA		
Frame	Anodized aluminum alloy type 6063T6 Universal frame; Color: bronze		

1. Module Warranty: 25-year limited warranty of 80% power output; 12-year limited warranty of 90% power output; 5-year limited warranty of materials and workmanship. See your local representative for full terms of these warranties.
2. This data represents the performance of typical SX 3190 products, and is based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (STC.)
3. During the stabilization process that occurs during the first few months of deployment, module power may decrease by up to 1% from typical P_{max} .

FIGURE 5.23 – Fiche technique panneau photovoltaïque BP solar SX3190