

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE SUPERIEURE EN SCIENCES APPLIQUEES
--TLEMCEEN--



المدرسة العليا في العلوم التطبيقية
École Supérieure en
Sciences Appliquées

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

المدرسة العليا في العلوم التطبيقية
تلمسان-

Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur

Filière : **Electrotechnique**

Spécialité : **Energie et environnement**

Présenté par :
Belkacem Hafsa
Yacheur Hanane

Thème

**Modélisation et simulation de la
gestion d'énergie excédentaire
photovoltaïque pour la production
d'hydrogène**

Soutenu publiquement, le 03 / 07 / 2023, devant le jury composé de :

Mme N. Benahmed
Mr M. Mebrouki
Mme I. Bousmaha
Mr A.K. Ghezouani

Pr.
MCA
MCB
Docteur

ESSA. Tlemcen
ESSA. Tlemcen
ESSA. Tlemcen
Univ. Béchar

Présidente
Directeur de mémoire
Examinatrice
Examinateur

Année universitaire : 2022/2023

Dédicaces

Je dédie ce travail à:

Mes chers parents, qui ont tout sacrifié pour que je puisse arriver à ce stade-là, sans eux je n'aurais jamais pu y arriver. Que dieu les garde pour moi.

À mes frères, ma sœur et toute ma grande famille, qui m'ont soutenu moralement tout au long de mon parcours universitaire.

Ma chère copine et binôme Hafsa, ton engagement et ton savoir-faire ont été des atouts précieux dans notre parcours commun.

Mes amis et mes camarades de la promotion.

Avec une profonde gratitude,

Y.Hanane

Dédicaces

Je dédie ce travail :

À mes très chers parents, que Dieu les garde et les protège, je souhaite exprimer ma profonde gratitude pour leur soutien inconditionnel, à la fois moral et financier, tout au long de mes études.

Je tiens également à adresser mes remerciements sincères à mes sœurs Asma et Aicha, ainsi qu'à mon frère Mohamed, ainsi qu'à toute ma famille.

À ma chère copine et binôme Y. Hanane, je te suis infiniment reconnaissant(e) d'avoir cru en moi et d'avoir été une part importante de cette étape de ma vie.

Je souhaite également exprimer ma gratitude à tous mes chers amis et à toute la promotion 2023.

À vous tous, mes proches et mes amis, je vous adresse mes plus sincères remerciements.

Avec une profonde gratitude,

B.Hafsa

Remerciements

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de mon mémoire. C'est avec une grande satisfaction que je vous adresse mes remerciements les plus sincères.

Je tiens tout d'abord à exprimer ma gratitude envers Dieu, le Tout-Puissant, pour m'avoir accordé la force, la volonté et la patience tout au long de mes années d'études, et pour m'avoir permis de mener à bien ce travail.

Je tiens à remercier chaleureusement mon encadreur monsieur MEBROUKI, pour son soutien précieux et ses conseils éclairés tout au long du processus de rédaction de mon mémoire. Votre expertise, votre patience et votre engagement ont été d'une valeur inestimable, et j'ai énormément appris grâce à vous.

J'adresse également mes remerciements les plus sincères à Monsieur MERAD, Chef du département Génie électrotechnique, pour son assistance et ses orientations constructives, ainsi qu'à tout le personnel du département. Leur soutien et leur collaboration ont été inestimables.

Je souhaite également exprimer ma gratitude envers l'ensemble des professeurs de mon établissement. Leurs connaissances approfondies, leurs cours inspirants et leurs encouragements constants ont été une source de motivation pour moi. Leur dévouement à l'enseignement et leur engagement envers nos succès académiques méritent d'être salués.

Ma gratitude va à chacun d'entre vous pour votre contribution précieuse à mon mémoire. Votre soutien indéfectible a été un véritable moteur dans la réalisation de ce travail de recherche.

Que Dieu bénisse tous ceux qui ont été impliqués et m'a aidé à atteindre ce stade.

Résumé

Cette étude présente une conception préliminaire d'un système hybride qui génère de l'hydrogène à partir de surplus d'énergie photovoltaïque. Le système de production d'énergie proposé comprend des panneaux solaires photovoltaïques (PV) comme source principale, des batteries pour équilibrer les variations lentes de tension, des supercondensateurs (SC) pour équilibrer les variations rapides de tension, et un générateur d'hydrogène de type alcalin comme système complémentaire de stockage d'énergie supplémentaire. L'énergie électrique générée à partir des panneaux photovoltaïques alimente, par ordre de priorité, les charges de l'utilisateur et un banc de batterie, et où le surplus est utilisé pour l'électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène (gaz). L'objectif de ce travail est de rechercher un maximum d'utilisation de l'énergie photovoltaïque à l'aide d'un traqueur de la puissance maximum et de stabiliser les signaux d'entrée (courant et tension) de l'électrolyseur à l'aide d'un contrôle par mode de glissement afin d'optimiser l'utilisation de ce dernier. De plus, des stratégies de contrôle simples sont appliquées afin de rendre le système plus flexible, extensible et efficace.

mots clés : Stockage d'énergie solaire, Modélisation énergétique; Gestion de l'énergie solaire excédentaire, Hydrogène vert

ملخص:

هذه الدراسة تقدم تصميمًا أوليًا لنظام هجين ينتج الهيدروجين من الطاقة الشمسية الزائدة. يتضمن النظام المقترح لإنتاج الطاقة الخلايا الشمسية الكهروضوئية كمصدر رئيسي، والبطاريات لتوازن التغيرات البطيئة في الجهد، والمكثفات فائقة لتوازن التغيرات السريعة في الجهد، ومولد هيدروجين من النوع القلوي كنظام تخزين طاقة إضافي. تتغذى الطاقة الكهربائية التي تم إنتاجها من الخلايا الشمسية الكهروضوئية، بحسب الأولوية، إلى أحمال المستخدم وبنك البطارية، والفائض يستخدم لتحويل الماء وإنتاج الهيدروجين (غاز). هدف هذا العمل هو استغلال الطاقة الشمسية بأقصى قدر ممكن باستخدام متتبع لأقصى قدر من الطاقة وتثبيت إشارات الإدخال (التيار والجهد) لمطال الماء باستخدام التحكم بوضع الانزلاق لتحسين استخدامه. بالإضافة إلى ذلك، تُطبق استراتيجيات تحكم بسيطة لجعل النظام أكثر مرونة وقابلية للتوسع وكفاءة.

الكلمات الرئيسية: تخزين الطاقة الشمسية، نمذجة الطاقة، إدارة الطاقة الشمسية الزائدة، الهيدروجين الأخضر.

Abstract

This study presents a preliminary design of a hybrid system that generates hydrogen from surplus photovoltaic energy. The proposed energy production system includes photovoltaic (PV) solar panels as the main source, batteries to balance slow voltage variations, supercapacitors (SC) to balance rapid voltage variations, and an alkaline hydrogen generator as an additional energy storage system. The electrical energy generated from the photovoltaic panel's powers, in order of priority, user loads and a battery bank, with the surplus being used for water electrolysis to produce hydrogen gas. The objective of this work is to maximize the utilization of photovoltaic energy using a maximum power point tracker and stabilize the input signals (current and voltage) of the electrolyze using sliding mode control to optimize its utilization. Additionally, simple control strategies are applied to make the system more flexible, scalable, and efficient.

keywords : Solar energy storage, Energy modeling, Excess solar energy management, Green hydrogen.

Table des figures

1.1	Historique de la production d'hydrogène	4
1.2	Modes de production de l'hydrogène [1].	6
1.3	Visualisation des 3 voies de production d'hydrogène (H_2) et de leur dénomination par une couleur spécifique[2].	6
1.4	Schéma du procédé de reformage à la vapeur	7
1.5	Principe de production de l'hydrogène bleu	9
1.6	Processus d'électrolyse alcaline.	11
1.7	Membrane échangeuse de protons dans un électrolyseur	12
1.8	Processus d'électrolyse des oxydes d'eau solides (SOE).	13
1.9	Réservoir pour hydrogène liquide	16
1.10	Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	20
1.11	Types de cellules photovoltaïques	20
1.12	Caractéristique courant-tension ($I - V$) d'une cellule photovoltaïque .	21
1.13	Caractéristique puissance-tension (P-V) d'une cellule photovoltaïque .	22
1.14	Cellule, panneau et champ photovoltaïque	23
1.15	Association de cellules en série	23
1.16	Association de cellules en parallèle	24
1.17	Carte du gisement solaire Algérien source CDER	25
2.1	Schéma général du système hydrogène solaire	27
2.2	Schéma d'un circuit électrique équivalent non idéal d'une cellule photovoltaïque.	28
2.3	Modèle général d'un panneau photovoltaïque	29
2.4	Courbe I-V pour différentes de l'éclairement à température constante	30
2.5	Courbes I-U typiques pour une cellule d'électrolyseur à haute et basse température.	35
2.6	Efficacité faradique de la cellule d'électrolyseur à haute et basse température.	35
2.7	Production d'hydrogène en fonction du courant électrique mesurée à haute et basse température.	36
2.8	Production d'hydrogène en fonction du voltage électrique mesurée à haute et basse température.	36
2.9	Mesure de la chaleur produite en fonction du courant électrique mesuré.	37
3.1	Différents types de convertisseurs utilisés dans le système.	39
3.2	Algorithme type de la méthode P&O.	40
3.3	Schéma du circuit convertisseur DC-DC Boost.	41
3.4	Circuit convertisseur buck CC-CC	42

3.5	État de circuit équivalent du Boost : mode 1 (en haut), mode 2 (en bas)	46
3.6	État de circuit équivalent du boost : mode 1 (en haut), mode 2(en bas)	47
3.7	Organigramme de l'algorithme de gestion de l'énergie.	51
4.1	Les puissances du : PV , charge , batterie , Supercondensateur et la puissance excédentaire	57
4.2	Tension, courant et puissance des panneaux solaires (de haut en bas, respectivement)	58
4.3	Tension courant et puissance des batteries / supercondensateur . . .	58
4.4	Tension courant et taux de production hydrogène et le rendement faradique de l'électrolyseur alcaline	59
4.5	Tension de bus DC (v)	59
4.6	L'énergie thermique génère en joule	59
4.7	Les puissances du : PV , charge , batterie , Super- condensateur et la puissance excédentaire -1émé charge	60
4.8	Tension courant et puissance des panneaux solaire	60
4.9	Tension courant et puissance des batteries	61
4.10	Les puissances du : PV , charge , batterie , Super- condensateur et la puissance excédentaire	62
4.11	Tension, courant et puissance des panneaux solaires (de haut en bas, respectivement)	62
4.12	Tension courant et puissance des batteries	63
4.13	Tension courant et puissance du supercondensateur	63
4.14	Tension courant et taux de production hydrogène et le rendement faradique de l'électrolyseur alcaline	63
4.15	L'énergie thermique génère en joule	64
4.16	Les puissances du : PV (bleu), charge (rouge), batterie (vert), Super- condensateur (violet) et la puissance excédentaire (bleu clair)- 2émé charge	64
4.17	Tension, courant et puissance des panneaux solaires (de haut en bas, respectivement)	64
4.18	Tension courant et puissance des batteries	65
4.19	Tension courant et puissance du supercondensateur	65
4.20	Tension courant et taux de production hydrogène et le rendement faradique de l'électrolyseur alcaline	66
4.21	Tension de bus DC	66
4.22	L'énergie thermique génère, de refroidissement et perdu en joule . . .	67
4.23	Les puissances du : PV (bleu), charge (rouge), batterie (vert), Super- condensateur (violet) et la puissance excédentaire (bleu clair)-2émé charge	68
4.24	Tension, courant et puissance des panneaux solaires (de haut en bas, respectivement)	68
4.25	Tension courant et puissance des batteries	69
4.26	Tension courant et puissance du supercondensateur	69
4.27	Tension courant et taux de production hydrogène et le rendement faradique de l'électrolyseur alcaline	70
4.28	Tension de bus DC	70

4.29	Les énergies thermiques génère en joule	71
4.30	Les puissances du : PV (bleu), charge (rouge), batterie (vert), Super- condensateur (violet) et la puissance excédentaire (bleu clair)-2émé charge	71
4.31	Tension, courant et puissance des panneaux solaires (de haut en bas, respectivement)	72
4.32	Tension courant et puissance des batteries	72
4.33	Tension courant et puissance du supercondensateur	73
4.34	Tension courant et taux de production hydrogène et le rendement faradique de l'électrolyseur alcaline	73
4.35	L'énergie thermique génère en joule	73
4.36	Diagramme des profils d'énergie du système	75
4.37	Répartition de l'énergie excédentaire entre la batterie et l'électrolyseur	75
4.38	Modèle Simulink du panneau solaire	79
4.39	Modèle Simulink du calcul de la tension de la cellule alcaline.	79
4.40	Calcul du taux de production d'hydrogène et d'oxygène..	79
4.41	Modèle Simulink du convertisseur solaire boost	80
4.42	la commande MPPT du convertisseur solaire boost.	80
4.43	Modèle Simulink du convertisseur bidirectionnelle Boost-Buck.	81
4.44	Modèle Simulink de la commande des deux convertisseurs bidirection- nelle Boost-Buck de la batterie/supercondensateur.	81
4.45	Modèle Simulink du convertisseur Buck.	82
4.46	Modèle Simulink du convertisseur Buck.	82
4.47	Présentation complète du système sous MATLAB	83

Liste des tableaux

1.1	Propriétés physico-chimiques de l'hydrogène.	5
1.2	Températures de fonctionnement et réactions de chaque type de technologie d'électrolyse.	11
1.3	Principaux avantages et inconvénients des différentes technologies d'électrolyse	14
1.4	Consommation industrielle de l'hydrogène.	17
2.1	Paramètres du modèle implémenté	32
2.2	Paramètres liés au rendement de Faraday.	33
2.3	Paramètres du modèle implémenté	34
3.1	Différents types de convertisseur utilisés.	39
3.2	Algorithme de commutation -légende : PV—disponibilité d'énergie solaire ; CH—charge connectée ; BAT-SOC—batterie SOC ; EL—connexion de l'électrolyseur ; BI—charge de la batterie ; IL—connecter la charge au réseau.	50
4.1	Données météorologiques pour une journée de chaque saison pour les trois saisons de l'année [3]	54
4.2	Les profils des deux charges des deux [4]	55

Abréviations

RAV- Reformage à la Vapeur
POX- Oxydation Partielle
RAT- Reformage Thermique Automatique
CSC- Captage et de Stockage du Carbon
KOH- Hydroxyde de Potassium
CO₂- Dioxyde de Carbone
PEM- Membranes Echangeuses de Protons EOS- Electrolyse à Oxyde Solide NaOH-
Hydroxyde de Sodium
V_{pv}- tension de panneau
I_{ph}- Photo courant
PV- Photovoltaïque
N_p- Nombre de cellule en Parallèle de
N_s- Nombre de cellule en Série de panneaux PV convertisseur DC/DC- convertisseur
Courant Continu/Continu MPPT-Maximum Power Point Tracking (uivi du point
de puissance maximale du PV)
I_O Courant de diode
R_{sh}- Résistances shunt
R_s- Résistance série
I_{cc}- Le courant de court-circuit
G- éclairement (W/m²)
V_{co} La tension de circuit ouvert
P_m la puissance maximale
I_m le courant maximal
V_m la tension maximale
FF- Le facteur de forme
GPV- générateur photovoltaïque
F- Constant de Faraday
G_{ref}- Eclairage de référence
T_{amb}- Température ambiante.
SOC- State of Charge
m_{H₂}- Le taux de production d'hydrogène
T_{util-batteries}-Temps d'utilisation du pack batteries

Table des matières

Résumé

Abstract

Table des figures

Liste des tableaux

Abréviations

Table des matières

Introduction générale	2
1 Généralités sur la production d'hydrogène	3
1 Introduction	3
2 Historique de l'hydrogène	3
3 Propriétés de l'hydrogène	4
4 Modes de production l'hydrogène	5
4.1 Hydrogène gris	7
4.2 Hydrogène bleu	8
4.3 Hydrogène vert	8
5 Transport et stockage de l'hydrogène :	15
5.1 Transport de l'hydrogène :	15
5.2 Stockage de l'hydrogène :	15
6 Utilisation de l'hydrogène :	16
6.1 Dans le secteur de l'industrie	16
6.2 Dans le secteur énergétique	17
6.3 Dans le secteur de transports	17
7 Production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire	18
7.1 Rayonnement solaire	19
7.2 Energie solaire photovoltaïque	19
7.3 Potentiel de production d'hydrogène par voie solaire en Algérie	24
8 Conclusion	25
2 Modélisation d'un système hybride solaire pour la production d'hydrogène.	26
1 Introduction	26

2	Présentation du système de production d'hydrogène solaire basé sur la technologie alcaline	26
3	Modélisation du système énergétique	27
3.1	Modélisation du générateur photovoltaïque	27
3.2	Modèle des accumulateurs	30
3.3	Supercondensateur	31
3.4	Modélisation d'électrolyseur alcalin	31
4	Conclusion :	37
3	Approches des commandes de gestion énergétique dans le micro-grid PV-batterie-électrolyseur.	38
1	Introduction	38
2	Rôles et fonctionnement des convertisseurs dans le système	38
2.1	Modélisation du convertisseur solaire DC/DC Boost	40
2.2	Convertisseur Buck	41
2.3	Contrôle optimal de l'alimentation de l'électrolyseur par la méthode de glissement	43
2.4	Convertisseurs DC/DC Boost-Buck :	45
2.5	Commande du convertisseur boost /Buck	48
2.6	Méthode de distribution d'énergie au sein du système :	49
3	Conclusion	52
4	Mise en Œuvre de la Simulation et interprétation des résultats obtenus	53
1	INTRODUCTION	53
2	Données d'entrées et de sorties du programme de simulation	53
2.1	Données météorologiques :	53
2.2	Profil de la charge :	54
3	Hypothèses de dimensionnement pour les composants	55
3.1	Générateur PV :	55
3.2	Générateur d'hydrogène :	56
3.3	Le système batteries	56
4	Choix de la tension de fonctionnement	56
5	Résultats de la simulation	57
5.1	Premier profil (unité administrative de la SARL-BOUBLENZA)	57
5.2	Second profil (logement domestique)	64
6	Evaluation et comparaisons	73
6.1	Profil de charge domestique :	74
6.2	Profil de charge administratif :	74
7	Conclusion	76
	Conclusion générale et perspectives	77
	ANNEXES	78
	Bibliographie	84

Introduction générale

La transition de l'énergie fossile vers les énergies renouvelables est devenue une préoccupation majeure à l'échelle mondiale. Les énergies fossiles, telles que le pétrole, le charbon et le gaz naturel, ont été les principales sources d'énergie pendant des décennies. Cependant, leur exploitation intensive a conduit à des problèmes environnementaux et à des préoccupations croissantes concernant le changement climatique. La transition vers les énergies renouvelables est motivée par plusieurs facteurs clés.

Tout d'abord, il y a une prise de conscience croissante des effets néfastes des émissions de gaz à effet de serre sur le climat de la planète. Les énergies renouvelables offrent une alternative propre et respectueuse de l'environnement, contribuant ainsi à atténuer le changement climatique. Parmi ces alternatives, la production d'hydrogène vert est devenue une priorité stratégique pour l'Algérie dans le cadre de sa transition énergétique vers une économie plus propre et durable.

L'utilisation de l'hydrogène présente des avantages significatifs. Tout d'abord, cela permet de valoriser l'énergie excédentaire produite par les installations solaires, ce qui réduit les pertes d'énergie et maximise l'utilisation des ressources renouvelables. De plus, cela contribue à la diversification du mix énergétique du pays en intégrant une source d'énergie propre et durable.

Dans ce travail, nous examinons la possibilité d'utiliser cette énergie excédentaire pour répondre à la demande d'énergie pour la production d'hydrogène à grande échelle. Un système hybride composé des panneaux solaires et d'un système de stockage (batterie/supercapaciteur), combiné à un électrolyseur de type alcalin, a été conçu et simulé dans Matlab/simulink.

Ce mémoire est composé de quatre chapitres. Le premier chapitre présente une introduction générale sur l'hydrogène en tant que vecteur énergétique et son potentiel dans le contexte de la transition énergétique. Le deuxième chapitre se concentre sur la modélisation mathématique des composants principaux du système choisi. Dans le troisième chapitre nous avons combinés en appliquant des stratégies de contrôle efficaces afin que chaque sous-système puisse fonctionner efficacement et en harmonie pour optimiser l'utilisation de l'énergie excédentaire et répondre à la demande énergétique pour différentes charges. Nous avons présenté et discuté des résultats obtenus à partir des simulations réalisées dans le cadre de notre étude sur la gestion d'énergie excédentaire photovoltaïque via le concept d'alimentation en hydrogène. visent donc à fournir une compréhension approfondie de la modélisation et de la simulation de la gestion d'énergie excédentaire photovoltaïque via le concept d'alimentation en hydrogène. Il contribuera également à la promotion de l'utilisation de l'hydrogène comme une solution de stockage et de transfert d'énergie en Algérie.

Chapitre 1

Généralités sur la production d'hydrogène

1 Introduction

Actuellement, la production d'énergie à grande échelle repose principalement sur l'utilisation de combustibles fossiles tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel. Cependant, cette dépendance présente des conséquences graves pour l'environnement et la santé. La croissance démographique, à savoir de 8,5 milliards d'individus prévue d'ici 2030 selon les Nations Unies [5], continue d'exercer une pression accrue sur les ressources énergétiques, ce qui renforce notre besoin d'énergie. Cependant, cette dépendance a engendré des conséquences désastreuses pour l'environnement et la santé humaine. Les émissions de gaz à effet de serre provenant de la combustion de ces combustibles fossiles contribuent au réchauffement climatique et à la détérioration de la qualité de l'air.

Face à ces défis, le développement de nouvelles méthodes de production d'énergie basées sur des ressources renouvelables et respectueuses de l'environnement, telles que l'énergie solaire et éolienne, est devenu une nécessité impérieuse. De plus, l'hydrogène vert, produit à partir de ces sources d'énergie renouvelable, se positionne comme une solution prometteuse pour une production d'énergie plus propre et plus durable et contribue à préserver notre planète pour les générations futures. L'objectif de ce chapitre est d'étudier et d'analyser les différents aspects de cette technologie prometteuse. Nous cherchons à comprendre les méthodes de production d'hydrogène, à évaluer leur efficacité énergétique et leur impact environnemental.

2 Historique de l'hydrogène

L'hydrogène, l'élément le plus abondant et le plus ancien de l'univers, est apparu il y a 13 milliards d'années. Son exploration et sa compréhension ont évolué au fil du temps. Il est rarement présent sur terre dans son état naturel, mais il est très omniprésent en association avec de nombreuses substances, notamment l'oxygène, qui forme de l'eau, et le carbone, qui forme tous les hydrocarbures.

L'hydrogène a été découvert par un scientifique britannique nommé Henry Cavendish en 1766. Il a mené une série d'expériences sur divers gaz et a réalisé que le gaz inflammable qu'il produisait lorsqu'il réagissait avec des métaux était un gaz dis-

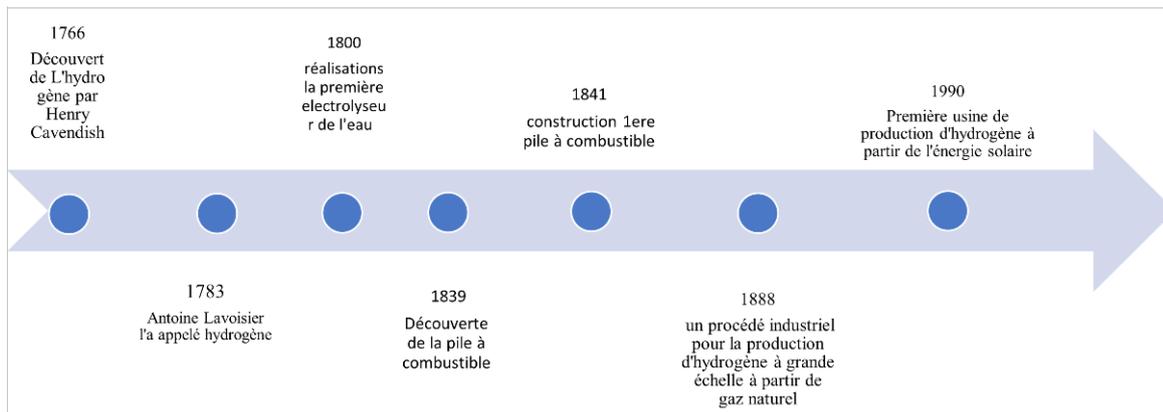


FIGURE 1.1 – Historique de la production d'hydrogène

inct. Cavendish a réalisé que ce gaz était plus léger que l'air et pouvait s'enflammer. Il a mesuré avec précision la densité et d'autres propriétés du gaz et a conclu qu'il s'agissait d'un élément chimique distinct, qu'il a appelé « gaz inflammable » [6]. Le chimiste français Lavoisier ayant confirmé les expériences de Cavendish, proposa en 1783 le mot « hydrogène » pour remplacer l'expression « air inflammable », dérivé de la langue grecque ; le nom vient des deux mots : hydro = eau, et gène = générateur, ce qui signifie « générateur d'eau » [7]. Au début du XIXe siècle, le scientifique suédois Jöns Jacob Berzelius a découvert indépendamment que l'eau pouvait être décomposée en hydrogène et en oxygène en y faisant passer un courant électrique. Ce processus, connu sous le nom d'électrolyse, est devenu la base de la production moderne d'hydrogène [8]. Au début du XXe siècle, l'hydrogène était produit comme sous-produit de la gazéification du charbon. Au milieu du XXe siècle, le procédé de reformage du méthane à la vapeur (SMR) est devenu la méthode dominante pour la production d'hydrogène à grande échelle [8]. En 1990, première usine de production d'hydrogène solaire au monde à Solar-Wasserstoff-Bayern. Cependant ; au cours des dix dernières années, l'hydrogène a connu une montée en importance comme une solution énergétique propre et durable [8]. Des nombreux efforts de recherche et de développement visant à perfectionner les technologies de production d'hydrogène. Ces avancées scientifiques visent à optimiser les processus de production, notamment par des méthodes de production à partir de sources renouvelables, ainsi qu'à améliorer les performances et l'efficacité des systèmes de stockage et de conversion de l'hydrogène.

3 Propriétés de l'hydrogène

L'hydrogène est le premier et le plus simple élément dans le tableau périodique, où il est reconnu par le symbole H, auquel on attribue le numéro atomique 1, ce qui signifie la présence d'un seul proton dans son noyau. L'hydrogène possède un ensemble unique de propriétés (voir tableau 1.1) qui le distinguent des autres éléments

1. il est un gaz incolore et inodore : il est le plus léger de tous les corps, sa densité par rapport à l'air étant 0,07. Il traverse, plus rapidement qu'aucun autre gaz, les parois poreuses. Après l'hélium, c'est le gaz le plus difficile à liquéfier.
2. L'hydrogène est hautement réactif et peut former des liaisons avec de nombreux autres éléments, tels que l'oxygène, le carbone et les métaux.
3. L'hydrogène a un pouvoir calorifique élevé, ce qui en fait un excellent combustible.
4. L'hydrogène présente une conductivité thermique très élevée, ce qui signifie qu'il peut transférer la chaleur rapidement et efficacement.

Ces caractéristiques spécifiques rendent l'hydrogène un sujet d'étude passionnant dans de nombreux domaines scientifiques, notamment la chimie, la physique et l'ingénierie des matériaux.

Propriété	Valeur numérique
PCI	$3 \text{ Wh/Nm}^3 (33.33 \text{ kWh/kg})$
PCS	$3.55 \text{ Wh/Nm}^3 (39.41 \text{ kWh/kg})$
Densité gazeuse à 20.3°K	1.34 kg/m^3
Densité gazeuse à 273°K	0.08988 kg/Nm^3
Densité liquide à 20.3°K	70.8 kg/m^3
Densité liquide à 14.01°K	70.8 kg/Nm^3
Chaleur spécifique gaz (25°C) (C_p)	$14.3 \text{ J/kg}^\circ\text{C}$
Chaleur spécifique liquide (-256°C) (C_p)	$8.1 \text{ J/kg}^\circ\text{C}$
Chaleur spécifique solide (-259.8°C) (C_p)	$2.63 \text{ J/kg}^\circ\text{C}$
Chaleur spécifique (C_V)	$10300 \text{ J/kg}^\circ\text{K}$
Conductivité thermique du gaz	0.1897 W/mK
Chaleur d'évaporation	445.4 kJ/kg
Chaleur latente de fusion au point triple	58.09 kJ/kg
Énergie théorique de liquéfaction	$14112 \text{ J/g} (3.92 \text{ Wh/kg})$
Électronégativité (Pauling)	2.1
Masse atomique	1.0079 g/mol
Constante du gaz	$4124.5 \text{ J/kg}^\circ\text{K}$
Température de solidification	14.01°K
Température d'ébullition (1.013 bar)	20.268°K
Température critique	33.30°K
Pression critique	12.8 atm

TABLE 1.1 – Propriétés physico-chimiques de l'hydrogène.

4 Modes de production l'hydrogène

Le principal processus de production de l'hydrogène consiste à extraire et à isoler les molécules d'hydrogène à partir de diverses matières premières telles que l'eau, la biomasse ou les hydrocarbures tels que le pétrole, le gaz naturel ou le charbon. Ces

matières premières sont soumises à des réactions chimiques ou physiques spécifiques pour séparer l'hydrogène des autres composants. Selon les données de la figure 1.2, près de 50% de la demande mondiale d'hydrogène est actuellement satisfaite par le reformage à la vapeur du gaz naturel. Environ 30% provient du reformage du pétrole et du naphta à partir de gaz résiduels industriels de raffinerie et de produits chimiques. La gazéification du charbon représente environ 18% de la production d'hydrogène. Quant à l'électrolyse de l'eau, elle contribue à hauteur de 4% [1].

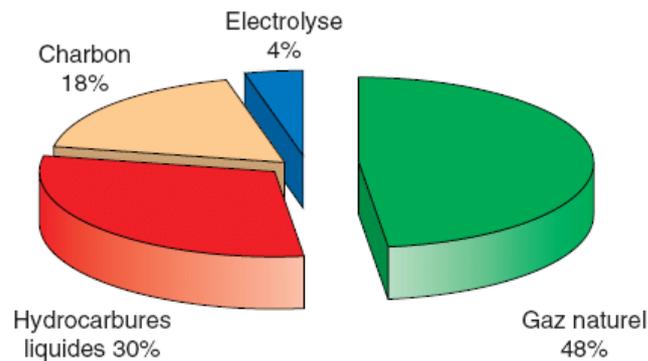


FIGURE 1.2 – Modes de production de l'hydrogène [1].

L'hydrogène peut être classé en différentes catégories, notamment le bleu, le gris et le vert, en fonction de la technologie de production, de l'origine de l'énergie utilisée et de son impact sur l'environnement [2]. :

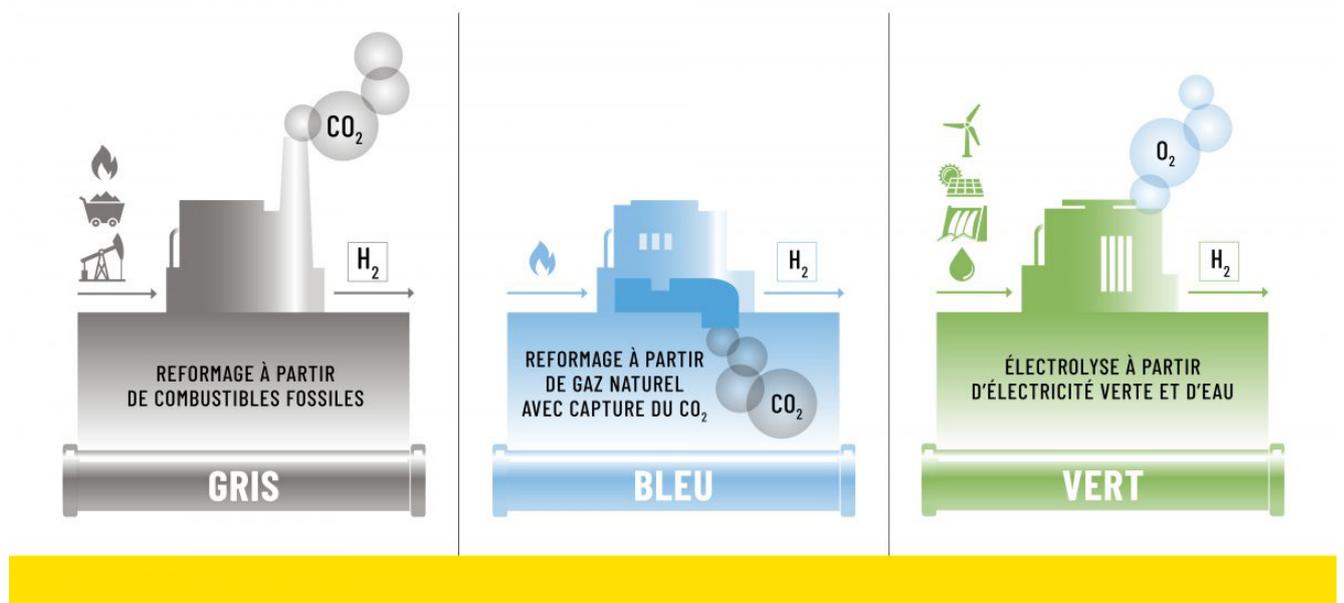


FIGURE 1.3 – Visualisation des 3 voies de production d'hydrogène (H_2) et de leur dénomination par une couleur spécifique[2].

4.1 Hydrogène gris

L'hydrogène gris est actuellement la forme de production d'hydrogène la plus courante et la moins chère. L'hydrogène gris est produit à partir de sources d'énergie fossiles, tels que le gaz naturel ou le charbon, par des méthodes conventionnelles telles que [2] :

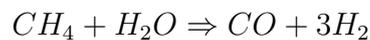
1. Reformage à la vapeur ,
2. Oxydation partielle (POX),
3. Reformage thermique automatique (RAT).

L'inconvénient majeur de l'hydrogène gris est lié aux émissions importantes de CO_2 générées pendant la production d'hydrogène, qui sont estimées à environ 830 Mt de CO_2 par an.[9]

Reformage à la vapeur

Aujourd'hui, la production mondiale d'hydrogène est principalement alimentée par le reformage à la vapeur du gaz naturel. Procédé utilisé pour convertir des combustibles fossiles comme le méthane, le propane et le gaz naturel en présence de vapeur à des températures élevées (700-1000 °C) à des pressions modérées (15-30 bars) en gaz de synthèse riche en hydrogène [10]. Le processus de reformage à la vapeur du gaz naturel pour la production d'hydrogène comprend deux réactions principales :

1. La réaction de reformage vapeur-méthane, entre un hydrocarbure et une eau qui produit des oxydes de carbone et du dihydrogène ;



2. La réaction du gaz à l'eau (Water Gas Shift WGS, en anglais) : La conversion du monoxyde de carbone par la vapeur d'eau qui produit du dioxyde de carbone et du dihydrogène

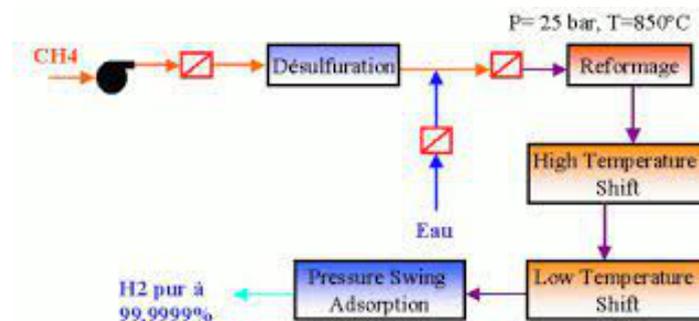
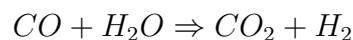
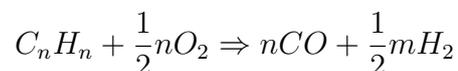


FIGURE 1.4 – Schéma du procédé de reformage à la vapeur

Oxydation partielle (POX)

L’oxydation partielle est une alternative au reformage à la vapeur pour produire de l’hydrogène à partir de différentes matières premières telles que le méthane, le mazout lourd et le charbon [11]. Ce processus de conversion partielle est exothermique et convertit les combustibles hydrocarbonés en un mélange d’hydrogène, de monoxyde de carbone et d’autres composés partiellement oxydés [12]. Les réactions avec l’oxygène sont hautement exothermiques, éliminant ainsi le besoin d’une source d’énergie externe. Dans ce procédé, le mélange de combustible et d’air est partiellement brûlé dans un four de procédé, puis introduit dans un réacteur à une pression de 40 à 100 bars et à des températures de 1300 à 1500 degrés Celsius. Le résultat est un gaz de synthèse contenant de l’hydrogène (H_2), du monoxyde de carbone (CO) et du dioxyde de carbone (CO_2), adapté à une utilisation ultérieure dans les piles à combustible. Après refroidissement, le gaz de synthèse est purifié pour séparer le dioxyde de carbone [?]. La réaction d’oxydation partielle pourrait être décrite comme suit :



Reformage thermique automatique (RTA)

Le reformage autothermique est une combinaison de reformage à la vapeur et d’oxydation partielle. La réaction totale est exothermique et libère donc de la chaleur. La température de sortie du réacteur est comprise entre 950 et 1100°C, et la pression du gaz peut atteindre 100 bars. Encore une fois, le CO produit est converti en H_2 par la réaction eau-gaz. La nécessité de purifier les gaz de sortie augmente considérablement les coûts de l’usine et réduit l’efficacité totale [13].

4.2 Hydrogène bleu

L’hydrogène bleu (dit bas carbone) est produit d’une manière similaire à l’hydrogène gris. Contrairement à l’hydrogène gris, qui libère le CO_2 dans l’atmosphère, l’hydrogène bleu utilise des technologies de captage et de stockage du carbone (CSC) pour éviter les émissions de CO_2 . Cela permet de réduire l’impact environnemental de la production d’hydrogène tout en utilisant des ressources existantes. L’hydrogène bleu joue un rôle important dans la transition vers une économie à faible émission de carbone.

4.3 Hydrogène vert

L’hydrogène vert est produit à partir d’énergies renouvelables telles que la biomasse, l’énergie solaire, l’énergie éolienne ou l’hydroélectricité. Ce type d’hydrogène est souvent présenté comme une alternative aux hydrocarbures fossiles, et comme un levier pour faire baisser les émissions de gaz à effet de serre de certains secteurs (industrie, transports, etc) [14].



FIGURE 1.5 – Principe de production de l'hydrogène bleu

Production d'hydrogène à partir de la biomasse

La biomasse couvre actuellement 14% de la consommation totale d'énergie primaire en raison de son abondance et de sa facilité d'accès dans de nombreux pays. [14] La biomasse est considérée comme une ressource renouvelable importante pour la production d'hydrogène. Il existe différentes sources d'énergie de la biomasse comme les déchets agricoles, les déchets d'origine animale, les déchets solides municipaux, etc [15].

Les processus de production d'énergie disponibles à partir de la biomasse peuvent être divisés en deux catégories générales : les processus thermochimiques et biologiques.

i. Production d'hydrogène par procédé thermochimique

Le procédé thermochimique comprend la pyrolyse, la gazéification et la liquéfaction.

La pyrolyse de la biomasse est l'une des méthodes qui permet de produire de la bio-huile, qui peut ensuite être utilisée pour produire de l'hydrogène par reformage catalytique à la vapeur. Cette approche présente l'avantage de convertir la biomasse en un produit liquide, facilement utilisable dans les procédés de production d'hydrogène [16].

La gazéification de la biomasse est une autre méthode couramment utilisée pour produire de l'hydrogène à partir de la biomasse. Ce processus consiste à réagir la biomasse solide avec des gaz réactants, tels que la vapeur d'eau et le dioxyde de carbone, pour obtenir un gaz combustible contenant de l'hydrogène et de l'oxyde de carbone. La gazéification nécessite une configuration spécifique du réacteur et une optimisation des paramètres pour obtenir des rendements d'hydrogène élevés [15].

La liquéfaction est le processus de chauffage biomasse à 525-600 K dans l'eau en appliquant une pression de 50-200 bars dans l'absence d'air . L'ajout de solvants ou de catalyseurs au procédé peut d'hydrogène. Moins le rendement en hydrogène est le limitation majeure de la liquéfaction de la biomasse [17].

ii. Production d'hydrogène par procédé biologiques

La production d'hydrogène par des voies biologiques est renouvelable et écologique. Les cellules d'électrohydrogénèse microbienne sont les diverses méthodes de conversion de la biomasse en hydrogène . Les bactéries fermenta-

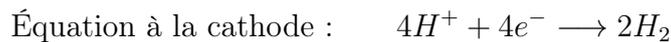
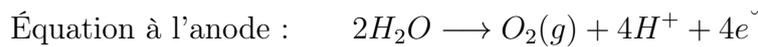
tives sont capables de fermenter le substrat complexe présent dans les déchets organiques en H_2 et en CO_2 . Parmi tous les procédés, la méthode la plus fiable est la fermentation foncée en raison du taux et du rendement plus élevés de la production d’hydrogène[18].

Production d’hydrogène à partir de l’électrolyse de l’eau

L’électrolyse est l’approche la plus simple actuellement disponible pour produire du H_2 directement à partir de l’eau. En 1789, Jan Rudolph Deiman et Adriaan Paets van Troostwijk ont d’abord démontré l’électrolyse de l’eau à l’aide d’un générateur électrostatique. Puis, en 1888, Dmitry Lachinov a développé une méthode de synthèse industrielle du H_2 et de l’oxygène par électrolyse [19].

L’hydrogène vert est produit par un électrolyseur de l’eau, qui se compose de deux électrodes, une anode et une cathode, plongées dans un électrolyte conducteur. Lorsqu’un courant électrique est appliqué, l’eau est dissociée en molécules d’hydrogène à l’anode et en molécules d’oxygène à la cathode décrits par les équations [20] :

— Demi-réactions électrochimiques :



— Réactions électrochimiques globale :



Un diaphragme (septum) est utilisé pour séparer les deux compartiments. Des collecteurs de gaz sont utilisés pour recueillir l’hydrogène et l’oxygène gazeux formés respectivement à la cathode et à l’anode [18].

Le tableau 1.2 résume les technologies d’électrolyseurs les plus couramment utilisés [21].

a. **Électrolyseur alcalin**

L’électrolyse alcaline est largement reconnue comme une technologie mature et la plus développée. En 1800, William Nicholson et Anthony Carlisle ont été les premiers à décomposer l’eau en hydrogène et en oxygène par électrolyse [21]. Les cellules d’électrolyse alcaline présentent des caractéristiques générales, comme illustré dans la figure 1.6.

Tout comme les piles à combustible, les électrolyseurs utilisés dans le processus d’électrolyse de l’eau sont composés d’une anode et d’une cathode séparées par un électrolyte. Dans le cas de l’électrolyse alcaline, l’électrolyte est généralement une solution liquide à base d’hydroxyde de potassium (KOH) ou d’hydroxyde de sodium ($NaOH$). Les électrolyseurs à hydroxyde de sodium utilisent également un diaphragme pour éviter la recombinaison de l’hydrogène et de l’oxygène produits. Ce diaphragme doit être chimiquement et physiquement stable, et possède une conductivité ionique élevée. La température de fonctionnement typique varie de 65 °C à 100 °C [22]. À la cathode, l’eau est divisée en H_2 et libère des anions hydroxydes qui traversent le diaphragme et se recombinaison à l’anode pour former de l’ O_2 selon les réactions

Technologie d'électrolyse de l'eau	Électrolyse alcalin	Membrane échangeuse de protons (PEM)	Electrolyseur à oxyde solide Valeur numérique
Réaction au cathode	$4H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^-(aq)$	$4H^+(g) + 4e^- \rightarrow 2H_2$	$2H_2O + 4e^- \rightarrow 2OH^- + 2H_2$
Réaction à l'anode	$4OH^-(aq) \rightarrow O_2(g) + 4e^-$	$2H_2 \rightarrow 4H^+(g) + 4e^- + O_2(g)$	$2O^{2-} \rightarrow 4e^- + O_2(g)$
Électrolyte	30% wt <i>KOH</i> solution ou 25% wt <i>NaOH</i> solution	membranes échangeuses de protons	membrane conductrice d'ions solides
Porteur de charge	OH^-	H^+	O^{2-}
Densité de courant (A/cm^2)	0.2-0.4	1-3	0.3-0.5
Rendement en %	62-82	67-82	81-96
Température	$65^\circ C - 100^\circ C$	$80^\circ C$	$800^\circ C - 1000^\circ C$
Durée de vie (an)	7-10	10-20	2-3
Applicabilité	wide range of commercial application	commercial application	laboratory scale

TABLE 1.2 – Températures de fonctionnement et réactions de chaque type de technologie d'électrolyse.

suivantes :

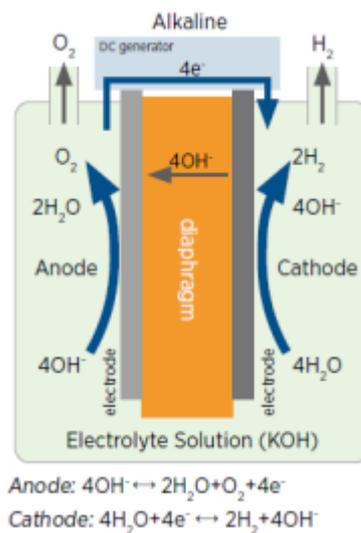
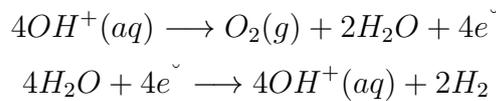


FIGURE 1.6 – Processus d'électrolyse alcaline.

b. Membranes échangeuses de protons (PEM)

Le premier électrolyseur à eau basé sur le concept d'électrolyte polymère solide a été développé par General Electric en 1960, et depuis, les perspectives

pour surmonter les limites de l'électrolyse alcaline ont changé. Grubb a perfectionné ce concept en utilisant une membrane polystyrène sulfonée solide comme électrolyte [23]. Les électrolyseurs à membrane échangeuse de protons (PEM) sont des systèmes électrochimiques qui réalisent l'électrolyse de l'eau. Ils sont basés sur la technologie des piles à combustible à membrane échangeuse de protons, également connue sous le nom de piles à combustible à membrane électrolytique polymérique [23]. Les caractéristiques générales des cellules d'électrolyse de l'eau à membrane échangeuse de protons sont illustrées dans la figure 1.7. Le processus est similaire pour l'électrolyse alcaline.

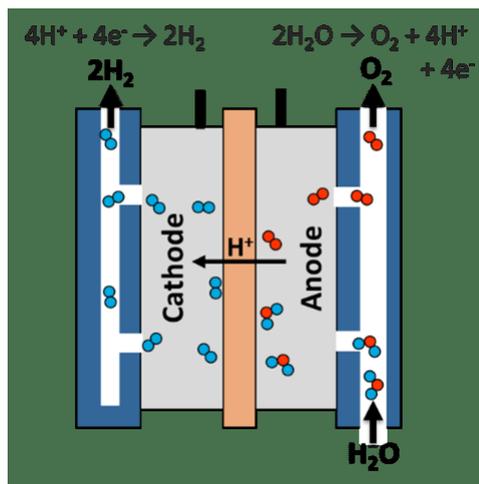


FIGURE 1.7 – Membrane échangeuse de protons dans un électrolyseur

Un courant électrique est appliqué à l'eau, ce qui sépare les molécules d'eau en leurs atomes d'hydrogène et d'oxygène constitutifs. L'hydrogène gazeux est produit à l'électrode négative (cathode) et l'oxygène gazeux est produit à l'électrode positive (anode). Cependant, dans cette technologie, la membrane d'échange de protons agit à la fois comme un séparateur de gaz, empêchant les gaz produits à chaque électrode de se mélanger, et comme un électrolyte permettant le transport d'ions d'hydrogène (protons) chargés positivement de l'anode à la cathode, tout en bloquant le transport d'ions et d'électrons chargés négativement. Ce transport de protons à travers le PEM est essentiel pour maintenir la neutralité électrique de la cellule et permettre la production d'hydrogène gazeux à la cathode [22]. Les électrolyseurs PEM fonctionnent à des températures relativement basses, d'environ 80 °C [22].

c. **Electrolyse à oxyde solide**

L'électrolyse à oxyde solide (Solid oxide water electrolysis (SOE), en anglais), introduite par Donitz et Erdle dans les années 1980 [22], est un procédé d'électrolyse à haute température qui utilise un électrolyte d'oxyde solide pour fractionner l'eau. Le procédé est similaire à l'électrolyse de l'eau classique. Habituellement, ce type d'électrolyseur fonctionne à haute pression et à des températures de 800 à 1000 °C, car des températures élevées sont nécessaires pour activer thermiquement la migration des ions oxydes et favoriser les réactions électrochimiques sur les deux électrodes [21]. Sous l'application d'un potentiel, une cellule d'électrolyse des oxydes solides (SOEC) décompose l'eau

(H_2O) en hydrogène gazeux (H_2) en transférant des ions oxygène (O^{2-}) à travers une membrane conductrice d'ions solides, qui se recombine ensuite avec des électrons pour former des molécules d'oxygène (O_2). Les caractéristiques générales des cellules d'électrolyse de l'eau alcaline sont illustrées à la figure 1.8.

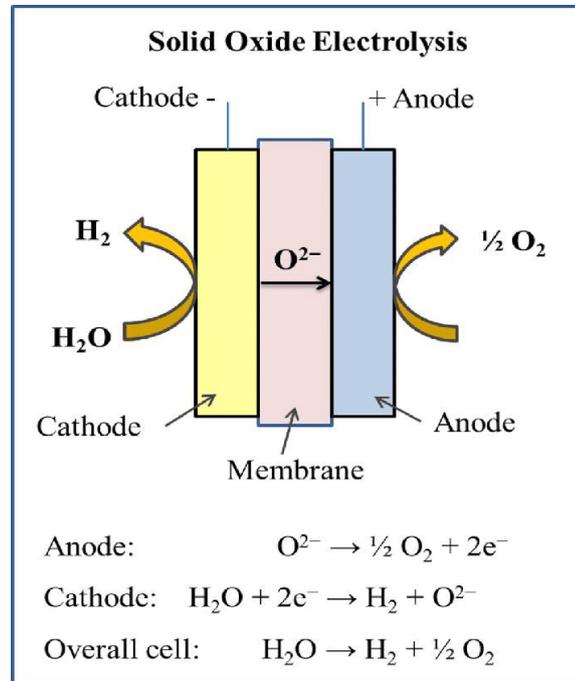


FIGURE 1.8 – Processus d'électrolyse des oxydes d'eau solides (SOE).

d. Avantages et inconvénients

Le tableau 1.3 résume les principaux avantages et inconvénients des différentes technologies d'électrolyse. Chaque technologie présente ses propres avantages et inconvénients. L'électrolyse alcaline est une technologie mature et bien établie, mais elle nécessite l'utilisation de solutions d'électrolyte corrosives. L'électrolyse à membrane fonctionne à des températures relativement basses, mais les membranes et les catalyseurs peuvent être coûteux. L'électrolyse des oxydes solides offre une haute efficacité énergétique et de faibles pertes, mais elle nécessite des températures de fonctionnement élevées et des coûts élevés [24].

TABLE 1.3 – Principaux avantages et inconvénients des différentes technologies d’électrolyse

Modes d’électrolyse	Électrolyse alcaline	Membrane échangeuse de protons (PEM)	Solid oxide water electrolysis
Avantages	Faible coût en capital, haute efficacité, longue durée de vie	Haute efficacité, démarrage et arrêt rapides, hautement évolutif, production d’hydrogène de haute pureté	Rendement élevé, fonctionnement à haute température, hautement évolutif, peut utiliser diverses sources de combustible
Inconvénients	Consommation d’énergie élevée, extensibilité limitée, nécessite une source d’eau très pure, coût de maintenance élevé	Coût d’investissement élevé, durabilité limitée, sensibilité aux impuretés dans la source d’eau, capacité limitée de production d’hydrogène à haute pression	Coût d’investissement élevé, durabilité limitée, exige des propriétés de fonctionnement élevées, produit des impuretés dans le flux de gaz hydrogène

Différentes sources d’électricité utilisées dans la production d’hydrogène vert

L’hydrogène vert est produit à l’aide d’un électrolyseur, où un courant électrique est utilisé pour séparer l’eau en dioxygène et dihydrogène. Lorsque ce courant électrique est alimenté par de l’électricité renouvelable c’est-à-dire l’énergie solaire, l’énergie éolienne ou l’hydroélectricité, l’hydrogène produit est qualifié comme hydrogène vert.

1- Énergie solaire :

Les installations solaires photovoltaïques captent l’énergie solaire et la transforment en électricité, utilisée également pour alimenter l’électrolyseur.

2- Énergie éolienne :

Les éoliennes convertissent l’énergie cinétique du vent en électricité, qui est ensuite utilisée dans l’électrolyse de l’eau pour produire de l’hydrogène.

3- Énergie hydraulique :

Les centrales hydroélectriques utilisent la force de l’eau en mouvement pour générer de l’électricité. bien qu’elle présente de nombreux avantages en tant que source d’électricité renouvelable, présente également certaines limitations, Disponibilité restreinte, Impact environnemental et Coûts élevés

4- Énergie géothermique :

Les ressources géothermiques, telles que la chaleur provenant du sous-sol, peuvent être converties en électricité ainsi alimenter l’électrolyse

5- **Biomasse et biogaz :**

Par la combustion de ces sources pour faire fonctionner des turbines ou des moteurs qui génèrent de l'électricité.

6- **Énergie nucléaire :**

Bien que controversée en raison de ses implications en matière de sécurité et de déchets radioactifs, l'énergie nucléaire est une source d'électricité utilisée dans certains pays pour produire de l'hydrogène vert par électrolyse de l'eau.

5 Transport et stockage de l'hydrogène :

5.1 Transport de l'hydrogène :

Actuellement, l'hydrogène est généralement produit à proximité de son lieu d'utilisation, mais cela changera avec l'augmentation de la production. Par conséquent, le transport de l'hydrogène entre les centres de production et les lieux d'utilisation est un enjeu majeur pour le développement de la filière hydrogène énergie [25]. Trois types de transport d'hydrogène existent actuellement :

- Transportés par des pipelines dédiés,
- Le transport routier ou ferroviaire dans des bouteilles en acier (rack) ou par tube trailer,
- Le transport maritime.

5.2 Stockage de l'hydrogène :

Il existe plusieurs méthodes de stockage de l'hydrogène, chacune ayant ses avantages et ses inconvénients, les plus courantes sont :

Stockage sous forme gazeuse

La méthode la plus courante de stockage de l'hydrogène est la compression de la phase gazeuse à haute pression (> 200 bars). L'hydrogène est stocké dans des réservoirs fabriqués à partir de matériaux composites légers tels en acier ou en fibre de carbone ou en polymère (thermoplastique). Ces matériaux de haute technologie sont cependant très coûteux. Actuellement c'est une solution la plus utilisée dans la plupart des prototypes de piles à combustible à hydrogène, mais encore loin d'être satisfaisante. Au fil des ans, des réservoirs ont été développés pour résister à des pressions de plus en plus élevées [26].

Stockage sous forme liquide

Cette technologie a été développée au début de l'ère spatiale, mais elle est désormais utilisée dans les piles à combustible des navires. L'hydrogène est refroidi à -253°C pour le transformer en liquide puis stocké dans des réservoirs cryogéniques isolés. Cette méthode permet de stocker une grande quantité d'hydrogène dans un petit espace, mais nécessite des infrastructures spéciales pour maintenir la température basse. Sa liquéfaction présente un inconvénient majeur : son coût en énergie [26][27].

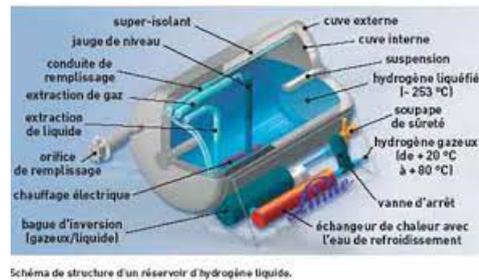


FIGURE 1.9 – Réservoir pour hydrogène liquide

Stockage solide :

Le stockage d'hydrogène sous forme solide présente des avantages par rapport aux méthodes traditionnelles de compression ou de liquéfaction. Il se fait à des pressions plus faibles, autour de 5 bars, et atteint une densité comparable à celle de l'hydrogène liquide à température ambiante. Le stockage d'hydrogène solide peut se faire de manière chimique ou physique.

La méthode chimique, appelée absorption, repose sur la formation d'hydrures métalliques, où l'hydrogène est lié chimiquement aux atomes métalliques de manière réversible. La méthode physique se base sur l'adsorption, où la densité gazeuse à la surface d'un matériau solide est augmentée grâce aux interactions moléculaires entre le gaz adsorbé et le matériau adsorbant. Cette adsorption réversible est possible dans les matériaux à grande surface spécifique, comme les matériaux poreux avec de petits pores de taille nanométrique. Ces différentes approches de stockage de l'hydrogène solide offrent des avantages tels qu'une meilleure sécurité, une densité plus élevée et une réversibilité. Cependant, elles rencontrent également des défis, tels que la nécessité de matériaux appropriés, les coûts de production et la capacité de stockage limitée. Des recherches sont en cours pour améliorer ces technologies de stockage d'hydrogène solide, afin de les rendre plus pratiques et efficaces [28].

6 Utilisation de l'hydrogène :

L'hydrogène est un gaz aux propriétés chimiques qui présentent un intérêt énergétique majeur. Sa polyvalence le rend utilisable dans diverses applications, notamment la production d'électricité et de chaleur, l'industrie chimique, les véhicules à hydrogène, les systèmes de refroidissement des gros alternateurs et le stockage d'énergie.

6.1 Dans le secteur de l'industrie

L'hydrogène est une matière première essentielle pour de nombreux procédés et produits de haute qualité [29]. Il est utilisé dans :

- La fabrication d'ammoniac pour la production d'engrais
- La production d'éthanol utilisé dans les solvants industriels.
- La fabrication de fibres nylons et de mousses polyuréthanes.
- Le raffinage des carburants pour désulfurer,

- Le traitement thermique de certains produits métalliques,
- La production de verre
- L'agroalimentaire pour la fabrication d'huiles et de graisses hydrogénées ainsi que d'édulcorants tels que le mannitol.

Le tableau 1.4 donne la consommation industrielle de l'hydrogène par région et par secteur en millier de tonnes.

	Monde (2013)	Union européenne (2006)	France (2008)
Raffinage du pétrole	44%	47%	59%
Ammoniac et engrais	38%	39%	26%
Chimie de base	8%	8%	10%
Métallurgie		6%	1%
Divers	10%		4%
Total en mt par an	60000	8250	922

TABLE 1.4 – Consommation industrielle de l'hydrogène.

6.2 Dans le secteur énergétique

L'hydrogène est considéré comme un « vecteur énergétique » en raison des possibilités qu'il offre après production, stockage à grande échelle :

- **Production d'électricité** : L'hydrogène peut être utilisé dans des piles à combustible pour produire de l'électricité de manière propre et efficace. Cette technologie peut être utilisée pour alimenter des bâtiments, des véhicules électriques à hydrogène [30].
- **Stockage d'énergie** : L'hydrogène peut être utilisé comme un moyen de stockage d'énergie à grande échelle. L'électricité produite à partir de sources renouvelables, comme l'énergie solaire et éolienne, peut être utilisée pour produire de l'hydrogène par électrolyse [31].

À l'échelle locale l'hydrogène peut répondre aux besoins énergétiques, tout en offrant des opportunités d'exportation et des perspectives économiques significatives. De plus, il présente plusieurs avantages notables comparé aux sources d'énergétiques actuelles, notamment son caractère non polluant et sa compatibilité avec de nombreuses infrastructures énergétiques existantes.

6.3 Dans le secteur de transports

L'hydrogène peut être utilisé comme carburant grâce à deux technologies principales : le moteur à combustion interne et la pile à combustible [30].

- **Véhicules à hydrogène** : Les véhicules à hydrogène utilisent l'hydrogène comme carburant pour produire de l'électricité dans des piles à combustible embarquées. Ces véhicules offrent une autonomie plus élevée par rapport aux véhicules électriques à batterie et peuvent être rechargés en quelques minutes seulement [32].

- **Transport maritime** : L’hydrogène peut également être utilisé comme carburant dans le secteur maritime, en remplaçant les carburants fossiles traditionnels. Les navires à hydrogène sont plus respectueux de l’environnement, car ils ne produisent pas d’émissions de gaz à effet de serre et contribuent à la réduction de la pollution marine [32].
- **Transport ferroviaire** : L’hydrogène peut être utilisé comme source d’énergie pour les trains, en remplaçant les locomotives diesel. Les trains à hydrogène offrent une alternative plus propre et moins bruyante, réduisant ainsi les émissions polluantes et le bruit dans les zones urbaines [32].
- **Aviation** : L’hydrogène est également envisagé comme un potentiel carburant pour l’aviation. Les avions à hydrogène pourraient réduire considérablement les émissions de carbone dans l’industrie aéronautique, contribuant ainsi à la lutte contre le changement climatique [32].
- **Dans les moteurs à combustion interne** : qui utilisent habituellement de l’essence ou du diesel, l’hydrogène peut être utilisé comme une alternative. Le moteur fonctionne de la même manière en convertissant l’énergie chimique de la réaction explosive entre l’hydrogène et l’oxygène (l’air) en énergie mécanique [30].

7 Production d’hydrogène à partir de l’énergie solaire

Parmi les sources d’énergie renouvelables, l’énergie solaire a la plus grande capacité de production d’énergie à faible coût par rapport à l’énergie solaire thermique, géothermique, éolienne et biomasse. Le système photovoltaïque (PV) est considéré comme la technologie la plus appropriée pour la production d’hydrogène solaire combinée avec l’électrolyse de l’eau [32].

Environ 3,9 10²⁴ MJ d’énergie solaire incidente est reçue par la surface de la terre chaque année, ce qui est environ 10000 fois plus que la demande mondiale actuelle d’énergie. Cela signifie que toutes les demandes d’énergie humaine seraient satisfaites par la récolte de seulement 1% de cette énergie [33]. La production d’hydrogène par l’énergie solaire peut être divisée en trois groupes principaux : photochimique, électrochimique et thermochimique [34].

- Le processus photochimique utilise la lumière du soleil pour la production d’hydrogène par hydrolyse de l’eau. Cependant, il n’est pas pratique de compter uniquement sur la chaleur du soleil car la température nécessaire pour séparer l’eau est supérieure à 2000 °C. Des chercheurs ont tenté d’améliorer ces processus, mais il est conclu que les processus photochimiques en sont encore au stade de la recherche [35].
- Le procédé thermochimique a utilisé l’énergie solaire pour fournir l’énergie thermique nécessaire dans les réactions de transformation des hydrocarbures endothermiques catalytiques comme le craquage et le reformage à la vapeur [36].
- La production électrochimique comprend les processus d’électrolyse de l’eau, où l’énergie solaire est convertie en électricité à l’aide de cellules solaires (pho-

tovoltaïques). Cette électricité est ensuite utilisée pour alimenter un électrolyseur qui sépare l’eau. Les processus électrochimiques sont largement utilisés et ont atteint un certain degré de maturité. Ils offrent des avantages tels qu’une grande efficacité et une flexibilité d’utilisation, car ils peuvent être intégrés à des systèmes de stockage d’énergie à grande échelle.

7.1 Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est l’énergie provenant du soleil qui est transmise sous forme de rayons électromagnétiques. Il est composé de différentes longueurs d’onde, allant des rayons gamma et des rayons X à l’extrémité courte du spectre, jusqu’aux rayons infrarouges et aux ondes radio à l’extrémité longue du spectre. Ces rayons se propagent dans l’espace à une vitesse d’environ 300000 km/s (la vitesse de la lumière). Ils traversent l’atmosphère terrestre puis arrivent jusqu’à la surface de la Terre.

7.2 Energie solaire photovoltaïque

L’énergie solaire photovoltaïque utilise le soleil comme une source de lumière. Cette énergie peut être captée et transformée en électricité grâce à des panneaux solaires, cette transformation est appelée « effet photovoltaïque ». Elle a été découverte en 1839 par Antoine-César Becquerel. Elle consiste à produire un courant lorsque la surface des panneaux est exposée à la lumière. Les modules solaires photovoltaïques (PV) sont constitués d’un assemblage série/parallèle de cellules élémentaires, permettant d’ajuster leur tension et courant caractéristiques.

1. Cellules photovoltaïques :

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au Bore) et l’autre dopée N (dopée au phosphore), créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par les semi-conducteurs, ils transmettent leurs énergies aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons (charges N) et des trous (charges P) créent alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positive et négative de la cellule. La tension maximale de la cellule est d’environ 0.6 V pour un courant nul, cette tension est nommée tension de circuit ouvert VOC. Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées ; il est appelé courant de court-circuit ISC et dépend fortement du niveau d’éclairement.

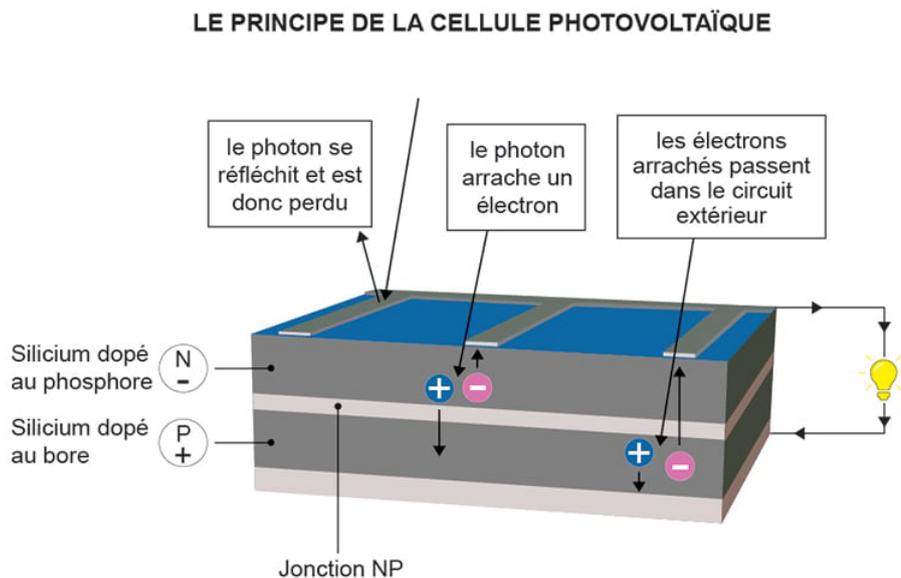


FIGURE 1.10 – Principe de fonctionnement d’une cellule photovoltaïque

2. Les différents types de cellules photovoltaïques :

Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que soit le type, le rendement reste assez faible : entre 8 et 23% de l’énergie que les cellules reçoivent [Makhloufi2013]. Il existe différentes sortes de cellules photovoltaïques. Même si elles fonctionnent globalement de la même manière.

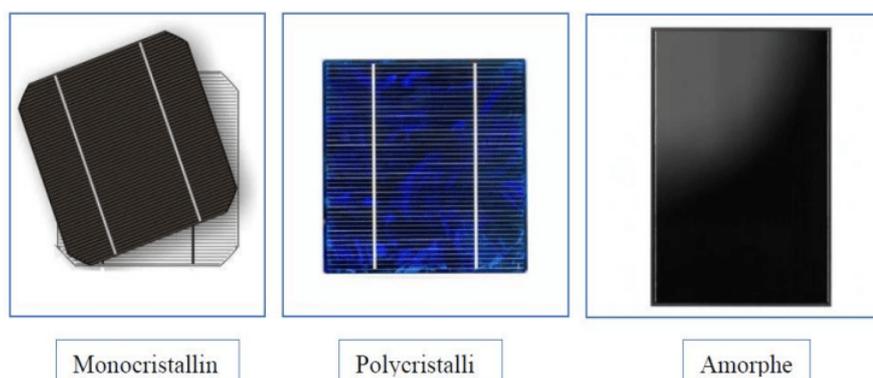


FIGURE 1.11 – Types de cellules photovoltaïques

i. Cellules en silicium monocristallin :

La cellule monocristalline qui s’approche le plus du modèle théorique : cette cellule est effectivement composée d’un seul cristal divisé en deux couches. Les cellules monocristallines permettent d’obtenir de hauts rendements, de l’ordre de 15 à 22%. Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients :

- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc, très chère.
 - Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.
 - Une durée d'amortissement de l'investissement en énergie élevée (jusqu'à 7 ans).
- ii. Cellules en silicium polycristallin : Les cellules polycristallines sont composées de différents cristaux de formes irrégulières. Elles représentent 60% des installations. Ils sont caractérisées par :
- Coût de production moins élevé.
 - Nécessite moins d'énergie.
 - Rendement de 13
- iii. Cellules au silicium amorphe en couche mince :
 La deuxième génération des cellules repose sur la déposition de matériaux semi-conducteurs en couches minces (thin film). Ces matériaux sont déposés par des procédés tels que PE-CVD (Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition) sur un substrat. L'épaisseur de la couche varie entre quelques nanomètres à des dizaines de micromètres [33]. Elles ont un faible rendement (6 à 7%), un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres.
3. Caractéristiques électriques de la cellule photovoltaïque :
 Les caractéristiques $I - V$ et $P - V$ sont des courbes qui représentent respectivement le courant I débité par un générateur photovoltaïque et sa puissance en fonction de la tension à ses bornes.
- Caractéristique courant - tension ($I - V$) :
 La caractéristique courant-tension ($I - V$) est une représenter dans la figure (1.12), montrant comment le courant débité par un cellule photovoltaïque varie en fonction de la tension aux bornes. Elle permet d'évaluer les performances du cellule et de déterminer son point de puissance maximale (MPP), où la puissance de sortie est optimale. La courbe I-V est influencée par des facteurs tels que l'intensité de l'ensoleillement, la température et les caractéristiques des cellules photovoltaïques utilisées.

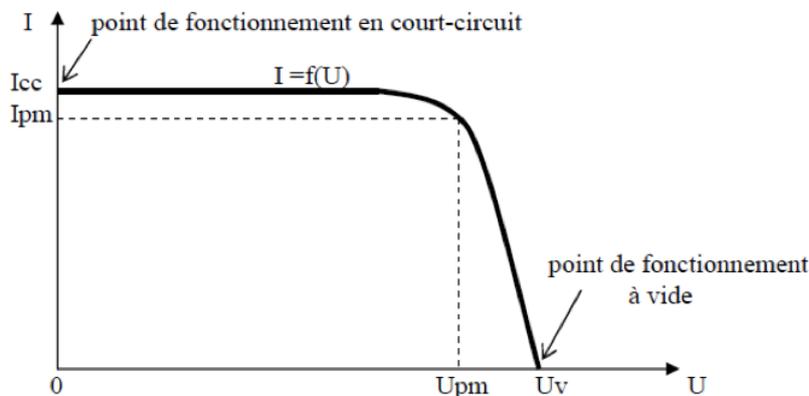


FIGURE 1.12 – Caractéristique courant-tension ($I - V$) d'une cellule photovoltaïque

- Caractéristique puissance - tension ($P - V$) :
 Cette courbe passe par un maximum de puissance (P_m). A cette puissance correspond, une tension U_{pm} et un courant I_{pm} que l'on peut aussi repérer sur la courbe $I = f(U)$.

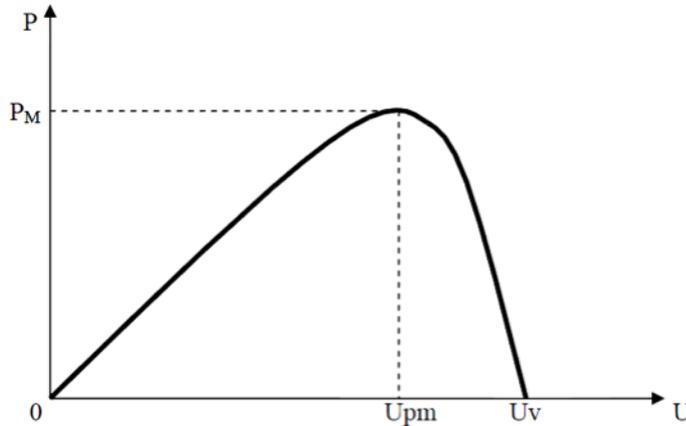


FIGURE 1.13 – Caractéristique puissance-tension (P-V) d'une cellule photovoltaïque

- Paramètres externes :
 La cellule solaire photovoltaïque est caractérisée par plusieurs paramètres dont le rendement de conversion, la tension de court-circuit et de circuit ouvert, le courant de court-circuit et le facteur de forme (FF). Ces paramètres sont extraits des caractéristiques courant-tension qui permettent de comparer différentes cellules dans des conditions identiques. Ces paramètres sont définis comme suit [37] :
 - Courant de court-circuit (I_{CC}) : C'est le courant maximal que la cellule photovoltaïque peut fournir lorsqu'elle est court-circuitée, c'est-à-dire lorsque la tension aux bornes est nulle.
 - Tension en circuit ouvert (V_{oc}) : C'est la tension maximale disponible aux bornes de la cellule photovoltaïque lorsqu'aucun courant ne circule, c'est-à-dire lorsque la cellule est en circuit ouvert.
 - Puissance maximale (P_{max}) : C'est la puissance maximale que la cellule photovoltaïque peut fournir. Elle est obtenue en multipliant le courant et la tension correspondant au point de fonctionnement optimal de la cellule.
 - Rendement : Le rendement d'une cellule photovoltaïque représente le pourcentage d'énergie solaire convertie en électricité. Il est calculé en divisant la puissance électrique produite par la cellule par la puissance totale de la lumière solaire incidente.

$$\eta = \frac{P_m}{E \times S}$$

où E est l'éclairement en W/m^2 et S la surface illuminée.

- Facteur de forme : est une mesure de l'efficacité de la conversion de l'énergie lumineuse en électricité. Il est calculé en divisant la puissance

maximale de la cellule par le produit du courant de court-circuit et de la tension en circuit ouvert

$$FF = \frac{P_m}{I_{cc}V_{co}}$$

4. Générateur photovoltaïque :

Le panneau photovoltaïque se compose de cellules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le panneau solaire avec une orientation et un angle d'inclinaison spécifique.

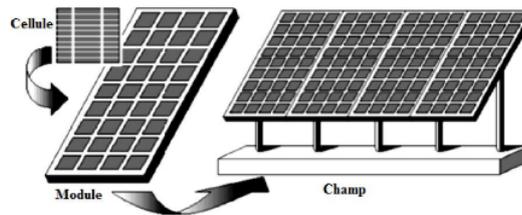


FIGURE 1.14 – Cellule, panneau et champ photovoltaïque

- Association des cellules en série :

Une association de (N_s) cellule en série figure (1.15), permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenues par addition des tensions élémentaires de chaque cellule. L'équation résume les caractéristiques électriques d'une association série de (N_s) cellules [38].

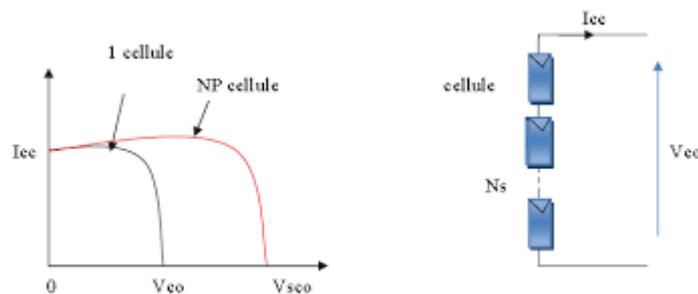


FIGURE 1.15 – Association de cellules en série

- Association des cellules en parallèle :

Une association parallèle de (N_p) cellule figure (1.16), est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques Connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition de courant [38].

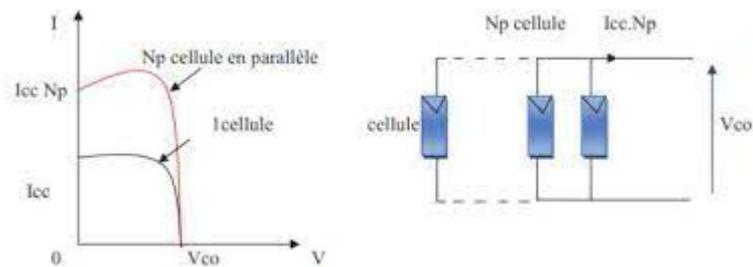


FIGURE 1.16 – Association de cellules en parallèle

7.3 Potentiel de production d'hydrogène par voie solaire en Algérie

L'Algérie dispose d'un important potentiel de production d'hydrogène par voie solaire en raison de son ensoleillement abondant. Grâce à son climat favorable et à son vaste territoire désertique, le pays possède les conditions idéales pour développer des installations de production d'hydrogène vert. Le potentiel de production d'hydrogène vert est proportionnel au potentiel d'énergie renouvelable et à l'efficacité de conversion du système d'électrolyse [39].

7.3.1. Potentiel d'énergie solaire en Algérie :

L'Algérie reçoit sur son territoire l'une des plus importantes quantités d'énergie solaire au monde chaque année Figure (1.17).

Elle équivaut à environ 5,2 millions de kW/h/an ,soit 430 fois les réserves prouvées d'hydrocarbures de l'Algérie et 4,8 fois les réserves mondiales prouvées de pétrole En exploitant son potentiel solaire, l'Algérie pourrait devenir un acteur majeur dans la production d'hydrogène vert à des coûts compétitifs. Cela contribuerait non seulement à la transition énergétique du pays, en réduisant sa dépendance aux combustibles fossiles, mais aussi à la lutte contre le changement climatique en favorisant l'utilisation d'une énergie propre et renouvelable.

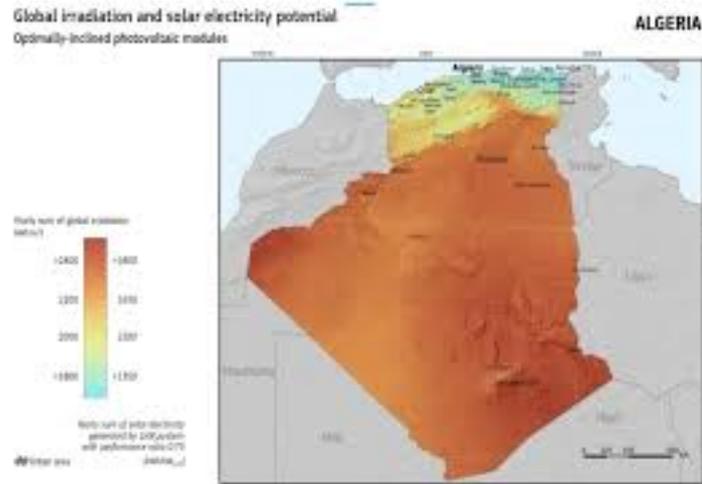


FIGURE 1.17 – Carte du gisement solaire Algérien source CDER

7.3.2. Disponibilité de ressources d'eau :

La disponibilité des ressources en eau en Algérie est un facteur essentiel pour la production d'hydrogène vert, car l'eau est utilisée dans le processus d'électrolyse pour produire de l'hydrogène. Cependant, l'Algérie fait face à des défis en matière de ressources en eau, en raison de son climat aride et semi-aride.

8 Conclusion

L'hydrogène est un élément chimique polyvalent qui offre de nombreuses applications pratiques dans notre vie quotidienne. Les propriétés de l'hydrogène en font un combustible efficace et propre, et son potentiel en tant que source d'énergie renouvelable est immense. Il existe plusieurs modes de production d'hydrogène, notamment à partir de sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie solaire et éolienne, ainsi que la production d'hydrogène à partir de sources fossiles avec capture et stockage de carbone. Le stockage et le transport de l'hydrogène sont des défis majeurs pour son utilisation généralisée, mais des progrès significatifs ont été réalisés dans le développement de nouvelles technologies de stockage et de transport pour répondre à ces défis et voir un généralités sur la production électrique à partir énergie photovoltaïque . L'objectif de cette étude est d'évaluer le potentiel de production d'hydrogène à partir de ressources renouvelables, en mettant particulièrement l'accent sur l'utilisation de l'énergie solaire, qui représente une source abondante et disponible à l'échelle planétaire En fin de compte, l'hydrogène est un élément clé dans la transition vers une économie verte et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les avancées technologiques continuent de rendre l'hydrogène plus abordable, plus pratique et plus largement utilisé,

Chapitre 2

Modélisation d'un système hybride solaire pour la production d'hydrogène.

1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présenterons en détail le système solaire de production d'hydrogène basé sur la technologie alcaline. Nous explorerons les composants essentiels de ce système et expliquerons son fonctionnement global ; pour cela un modèle mathématique du système hybride photovoltaïque-électrolyseur alcalin a été développé sur le logiciel Matlab SIMULINK. Notre objectif est de fournir une compréhension approfondie de cette technologie et les composants clés du système de production d'hydrogène, Nous aborderons également les paramètres à prendre en compte, tels que l'irradiance solaire, la température, les caractéristiques électrochimiques et les pertes énergétiques thermique d'électrolyseur alcaline.

2 Présentation du système de production d'hydrogène solaire basé sur la technologie alcaline

Le système de production d'hydrogène solaire choisi est composé d'éléments centraux de système énergétique suivants : un système PV, une batterie acide-plomb, une charge, un électrolyseur et un réservoir de stockage d'hydrogène et oxygène, des convertisseur DC/DC représentant une interface entre les éléments active du système et le bus DC, et équipé d'un contrôleur du courant / tension de système pour optimiser l'efficacité énergétique et la gestion de l'énergie [40].

La description du protocole de simulation est basée sur trois aspects :

1. Utilisation du rayonnement solaire comme principale source d'énergie électrique : Le système exploite l'énergie électrique fournie par le rayonnement solaire pour répondre aux besoins énergétiques. Cette source d'énergie renouvelable est utilisée comme principale ressource pour alimenter le système.

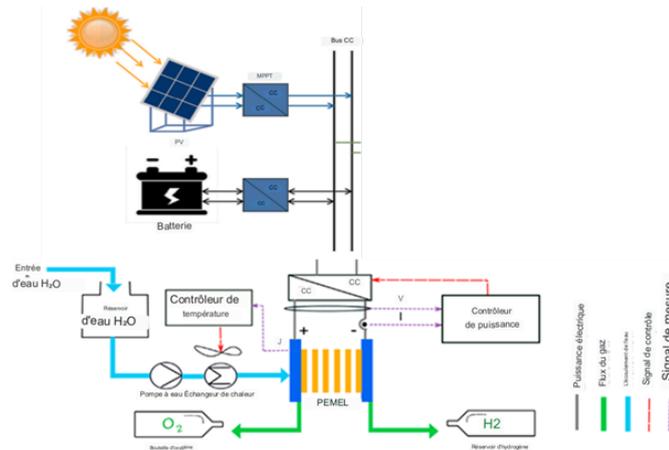


FIGURE 2.1 – Schéma général du système hydrogène solaire

2. Distribution de l'énergie en fonction des priorités : L'énergie électrique générée par le panneau solaire est répartie de manière à répondre aux besoins de trois charges différentes. Un mécanisme de distribution de charge est utilisé pour attribuer l'énergie en fonction des priorités définies. Les priorités de charge sont classées dans l'ordre suivant : charge, batterie, électrolyseur.
3. Boucle de contrôle interne pour chaque composant : Chaque composant du système est équipé d'une boucle de contrôle interne pour assurer son bon fonctionnement. L'algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) est utilisé pour le suivi du point de puissance maximale du panneau solaire photovoltaïque. Le contrôle de charges est mis en œuvre pour les batteries, tandis que le contrôle par mode glissant est utilisé pour l'électrolyseur. Ces boucles de contrôle garantissent que chaque composant fonctionne de manière appropriée et optimale.

En outre, comme illustré dans la figure 2.1, d'autres sous-systèmes tels qu'un système de gestion thermique pour contrôler la température de l'électrolyseur et un régulateur de pression des réservoirs de gaz doivent être ajoutés. Ces sous-systèmes complémentaires contribuent au bon fonctionnement global du système énergétique.

L'approche méthodologique adoptée consiste en la modélisation des composants clés du système énergétique, permettant ainsi de simuler leur comportement et d'analyser les performances du système dans son ensemble.

3 Modélisation du système énergétique

3.1 Modélisation du générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque produit de l'électricité en convertissant la lumière du soleil. Néanmoins, la performance d'un panneau photovoltaïque dépend de divers facteurs, tels que la température ambiante et le niveau de rayonnement solaire.

Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque PV

Le module PV est constitué d'un ensemble de cellules solaires connectées en série et en parallèle afin d'obtenir les niveaux de tension et de courant souhaités. Il inclut une source de courant délivre un courant I_{ph} , une diode, une résistance série et une résistance shunt. Deux résistances sont introduites dans le schéma, elles influencent la caractéristique I-V de la cellule :

- R_s Résistance série liée à l'impédance des électrodes et du matériau. Il en résulte une tension V différente de la tension aux bornes de la jonction p-n.
- R_{sh} Résistance shunt correspondant à une résistance de fuite entre les deux zones n et p de la jonction. Il en résulte qu'une partie du courant I_{ph} sera dérivée par cette résistance et ne pourra être délivrée à la charge

Le module photovoltaïque est caractérisé par son schéma électrique équivalent (voir figure (2.2)) qui se compose d'une source de courant qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique, une résistance shunt (court circuit) R_{sh} qui est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée, une résistance série R_s représentant les diverses résistances de contact des grilles collectrices, une diode en parallèle qui modélise jonction pn . Un autre modèle pour le circuit électrique équivalent à une cellule photovoltaïque consiste à brancher deux diodes en parallèle. Le courant généré par le module est donné par la loi de

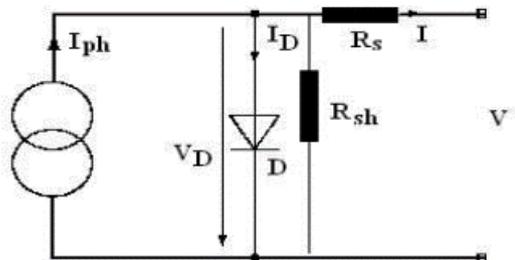


FIGURE 2.2 – Schéma d'un circuit électrique équivalent non idéal d'une cellule photovoltaïque.

Kirchoff :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.1)$$

où I est le courant délivré par la cellule photovoltaïque, I_{ph} le photo-courant, I_d le courant de diode et I_{sh} le courant shunt. Le courant I_{ph} est directement dépendant du rayonnement solaire G (éclairage solaire mesuré en W/m^2) et de la température de la cellule solaire T_c , tel que $I_{ph}(G = 0) = 0$.

Le courant de la diode est donné par :

$$I_d = I_{sat} \left(\exp \left(\frac{e(V + R_s I)}{n k_B T_c} \right) - 1 \right) \quad (2.2)$$

où $e = 1.6 \times 10^{-19}$ C la charge de l'électron, $k_B = 1.38 \times 10^{-23}$ eV/K, n le facteur d'idéalisation (ideality factor : $n = 1$ si le transport électrique à

travers la jonction est assuré par diffusion et $n = 2$ si celui-ci est assuré par le mécanisme de recombinaison dans la zone de déplétion) et I_{sat} le courant de saturation. Ce dernier est fortement dépendant de la température et est donné par :

$$I_{sat} = K T_c^3 \exp\left(-\frac{E_g}{k_B T_c}\right) \quad (2.3)$$

où E_g est l'énergie de gap (bande interdite) du silicium cristallin. La valeur de la température doit être en Kelvin.

Le courant de la résistance shunt est calculé par :

$$I_{sh} = \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

En regroupant l'ensemble des équations, on obtient :

$$I = I_{ph} - K T_c^3 \exp\left(-\frac{E_g}{k_B T_c}\right) \left(\exp\left(\frac{e(V + R_s I)}{n k_B T_c}\right) - 1\right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

Modélisation d'un module photovoltaïque :

Pour un module PV, les cellules doivent être connectées en série-parallèle sur un module pour produire suffisamment de puissance. Une matrice PV est un groupe de plusieurs modules PV qui sont connectés électriquement en série et en parallèle pour générer le courant et la tension requis. Le circuit équivalent pour un module solaire disposé d'un nombre N_s des cellules montées en série et d'un nombre N_p des cellules montées en parallèle est représenté sur la Figure 2.3[41].

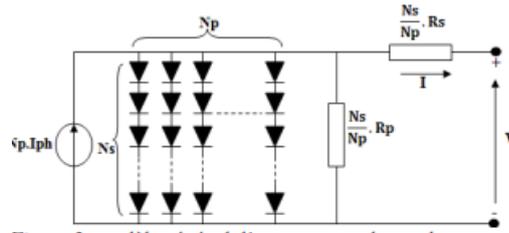


FIGURE 2.3 – Modèle général d'un panneau photovoltaïque

L'équation terminale pour le courant et la tension d'un module PV devient la suivante [42]-[43] :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_{sh} \left[\exp\left(\frac{e \left(\frac{V}{N_s} + \frac{IR_s}{N_p}\right)}{A k_B T_C}\right) - 1 \right] - \frac{\left(\frac{N_p V}{N_s} + IR_s\right)}{R_p} \quad (2.6)$$

Modélisation sous l'environnement Matlab/ Simulink

Le modèle permet de comprendre le comportement du module photovoltaïque pour différentes valeurs d'irradiation G . La figure 2.4 montre la variation de

la caractéristique $I - V$ en fonction de l'éclairement. Pour optimiser cette production, on utilise un suiveur de point de puissance maximale (MPPT) qui ajuste le courant et la tension du champ photovoltaïque afin de maintenir le panneau solaire à son point optimal. Cette régulation permet d'obtenir un rendement énergétique maximal.

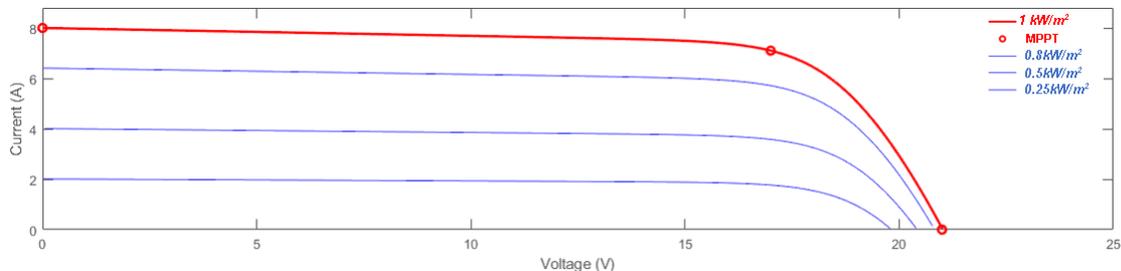


FIGURE 2.4 – Courbe I-V pour différentes de l'éclairement à température constante

3.2 Modèle des accumulateurs

Batterie

La batterie est représentée par un bloc de fonction générique obtenu à partir de la boîte à outils SimPowerSystems dans Simulink. Les caractéristiques de charge-décharge sont modélisées sur la base de paramètres liés au type de batterie.[44] Le bloc fonctionnel de la batterie dans ce modèle est considéré comme fonctionnant dans des conditions idéales et, par conséquent, les pertes liées à la température ambiante et à la résistance interne sont supposées être minimales.

Modélisation de la charge et la décharge de la batterie

La batterie est en charge lorsque la production d'énergie totale en une heure (t) est supérieure à la demande. L'état de charge de la batterie est donné par [45] :

$$SOC_B(t) = SOC_B(t1)(1\sigma) + (P_{pv}(t) - P_{conv}(t))\eta_{BC} \quad (2.7)$$

où $SOC_B(t)$ est l'état de charge (state of charge, en anglais) du groupe de batteries à l'heure (t), σ le le taux d'auto-décharge de la batterie, qui est généralement donné par le fabricant, η_{BC} l'efficacité de charge de la batterie. La batterie se décharge lorsque l'énergie produite par le système renouvelable n'est pas suffisante pour couvrir la demande, selon la relation suivante :

$$SOC_B(t) = SOC_B(t1)(1\sigma) - (P_{conv}(t) - P_{pv}(t))\eta_{BD} \quad (2.8)$$

où η_{BD} est le rendement de décharge de la batterie.

De plus, les états horaires de charge et de décharge de la batterie sont toujours maintenus entre les limites maximale et minimale de la batterie :

$$SOC_{Bmin} \leq SOC_B(t) \leq SOC_{Bmax} \quad (2.9)$$

où $SOC_{B_{\min}}$ est l'état de charge minimal autorisé de la batterie, donné en fonction de la capacité nominale de la batterie ($SOC_{B_{\text{nominal}}}$) telle que :

$$SOC_{B_{\min}} = DOD \times SOC_{B_{\text{nominal}}} \quad (2.10)$$

où DOD (depth of discharge, en anglais) est la profondeur de décharge de la batterie qui se situe dans la plage de 30 à 50% de la capacité de la batterie [68]. D'autre part, l'état maximal admissible de la batterie $SOC_{B_{\max}}$ est égal à la capacité nominale ($SOC_{B_{\text{nominal}}}$) donnée par :

$$SOC_{B_{\max}} = SOC_{B_{\text{nominal}}} \quad (2.11)$$

3.3 Supercondensateur

Un system hydrogéné solaire s'avère rencontra une déstabilisation énergétique dus aux variations rapides de la puissance de produise provoquées par le changement de conditions métrologiques ou par la fluctuation rapide de la charge lors la connexion de l'électrolyseur qui demandera un courant considérablement élever pour sa fonctionnalité ; Ceci est surmonté en connectant un supercondensateur en parallèle avec la batterie [46].

Le supercondensateur est représenté par un bloc de fonction générique obtenu à partir de la boîte à outils SimPowerSystems dans Simulink, la combinaison est choisie de sorte que sa capacité nominale soit bien inférieure à celle de la batterie puisqu'elle ne sert qu'à gérer les transitoires de charge. L'algorithme de contrôle prend en charge la commutation. Cette approche permet d'améliorer l'efficacité, la durabilité et la capacité de répondre aux exigences énergétiques du system.

3.4 Modélisation d'électrolyseur alcalin

En considérant le point de vue phénoménologique et la complexité associée à la modélisation d'un électrolyseur, et afin de simplifier la complexité lors de la modélisation du micro-grid, nous avons opté pour l'utilisation d'un modèle semi-empirique simple. Les équations décrivant son fonctionnement sont issues d'aspects thermodynamiques ; Parmi les différents types de modèles existants pour les électrolyseurs alcalines, notre travail s'appuie sur le modèle développé par « Øystein Ulleberg » [47]. Le modèle Øystein Ulleberg (2003) a été adopté en utilisant les paramètres empiriques déterminée pour un électrolyseur alcalin avancé de 26 kW composé de 21 cellules électrolytiques connectées électriquement en série.

Modèle électrochimique

L'équation qui caractérise la tension de fonctionnement de la cellule électrolyseur est :

$$V_{\text{cellule}} = V_{\text{rév}} + V_{\text{act}} + V_{\text{ohm}} \quad (2.12)$$

où $V_{\text{rév}}$ est la tension réversible de la cellule qui dépend de la température et de la pression avec une valeur de 1,229 V dans des conditions standards (1 bar, 25°C), V_{act} la surtension d'activation représentant la réponse de l'électrode, donnée par

$$V_{\text{act}} = s \log \left(\frac{t_1 + \frac{t_2}{T} + \frac{t_3}{T^2} I + 1}{A} \right) \quad (2.13)$$

avec s un coefficient de surtension sur les électrodes, $t_{1,2,3}$ des coefficients densité de courant sur les électrodes, mesurés en m^2/A , A la surface active et T la température en Kelvin. D'autre part, V_{ohm} est la surtension ohmique de l'électrolyte donnée par

$$V_{ohm} = \frac{r_1 + r_2 T}{A} I \quad (2.14)$$

où r_1 et r_2 sont des paramètres de résistance ohmique, mesurés en Ωm^2 et I le courant.

Le potentiel de l'ensemble de l'électrolyseur peut être calculé en multipliant la tension par le nombre de cellules

$$V_{\text{électrolyseur}} = N \times V_{\text{cellule}} \quad (2.15)$$

Les paramètres du modèle implémenté sur Matlab sont donnés dans le tableau 2.1.

Paramètre	Symbole	Valeur
Tension réversible	$V_{\text{rév}}$	1.299 V
Résistance ohmique	r_1 height r_2	$8.05 \times 10^{-5} \Omega \cdot m^2$ $-2.5 \times 10^{-7} \Omega \cdot m^2 / ^\circ C$
Paramètre surtension	t_1	$1.002 m^2/A$
	t_2	$8.424 m^2 / ^\circ C/A$
	s	0.185 V
Surface active	A	$0.25 m^2$

TABLE 2.1 – Paramètres du modèle implémenté

Efficacité de la cellule

Basé sur la loi de Faraday, l'efficacité de la cellule varie avec la variation de la température de la cellule, chaque fois que la température augmente, la résistance diminue, les pertes de courant parasite augmentent et l'efficacité de Faraday est réduite. Cela peut être exprimé comme suit [47] :

$$\eta_F = \frac{i^2}{F_1 + i^2} F_2 \quad (2.16)$$

où $i = \frac{I}{A}$ est la densité de courant et F_1 et F_2 sont des paramètres liés au rendement de Faraday et qui dépendent de la température d'après la référence [47]. En utilisant les données expérimentales présentées dans le tableau 2.2. On peut déduire les équations de ces paramètres par une expression empirique linéaire pour F_1

$$F_1 = 2.5t + 50 \quad (2.17)$$

et une expression quadratique pour F_2

$$F_2 = 1 - 6.25 \times 10^{-6} T \quad (2.18)$$

Paramètre	Unité	$T = 40^{\circ}C$	$T = 60^{\circ}C$	$T = 80^{\circ}C$
F_1	mA^2cm^{-1}	150	200	250
F_2	$0 \dots 1$	0.99	0.985	0.980

TABLE 2.2 – Paramètres liés au rendement de Faraday.

Taux de production d'hydrogène

Pour déterminer le taux de production total d'hydrogène dans l'électrolyseur qui se compose de plusieurs cellules connectées en série, l'équation du fonctionnement est indiquée ci-dessous :

$$m_{H_2} = \frac{i^2}{F_1 + i^2} \frac{nI}{ZF} \quad (2.19)$$

où Z est le nombre de molécules transférées par molécule d'hydrogène, égal à 2, n le nombre de cellules, I le courant et F la constante de Faraday. Une conversion d'unité est nécessaire pour le débit en Eq. (2.19) pour obtenir un taux en m^3 plutôt qu'en moles. Cela facilitera les comparaisons dans la section des résultats. En utilisant le volume d'un gaz parfait dans des conditions standard, le débit volumétrique est donné par Eq(2.20).

$$D_{H_2} = m_{H_2} \times V_{\text{stand}} \quad (2.20)$$

où V_{stand} est le volume molaire d'un gaz parfait 22, 414 l/mol (soit 0, 022414 $m^3/mole$) dans les conditions normales de température et de pression (CNTP : $0^{\circ}C$ et 101325 Pa).

Le débit volumique d'hydrogène peut être exprimé en unité de Nm^3/h comme suit :

$$D_{H_2} = m_{H_2} \times 3600 \times V_{\text{stand}} \quad (2.21)$$

On peut déduire le débit d'oxygène produit en se basant sur l'équation chimique de la décomposition de l'eau :



comme

$$D_{O_2} = \frac{D_{H_2}}{2} \quad (2.22)$$

Modèle thermique :

La puissance électrique absorbée n'est pas en totalité transformée en gaz (hydrogène et oxygène) mais également en puissance thermique Le modèle thermique décrivant la variation de la température au sein de l'électrolyseur. En supposant un modèle de capacité thermique localisée en basent sur les travaux rapportés dans [47]. L'énergie thermique peut être définie par la relation suivante :

$$C_t \frac{dT}{dt} = \dot{q}_{\text{gén}} - \dot{q}_{\text{perte}} - \dot{q}_{\text{refroidissement}} \quad (2.23)$$

où C_t est la capacité thermique globale de l'électrolyseur et $\dot{q}_{\text{gén}}$ la puissance calorifique générée à l'intérieur de l'électrolyseur, donnée par

$$\dot{q}_{\text{gén}} = \frac{1}{R_t} [T - T_{\text{amb}}] \quad (2.24)$$

avec R_t est la résistance thermique de l'électrolyseur et T_{amb} la température ambiante. D'autre part, \dot{q}_{perte} est la perte de puissance calorifique lors de refroidissement exprimée par :

$$\dot{q}_{\text{perte}} = n_c (V - V_{\text{th}}) I \quad (2.25)$$

où n_c est \dots et $V_{\text{th}} = \frac{-\Delta H}{2F}$ la tension thermique, égale à 1.482 (dans les conditions standards). Finalement, $\dot{q}_{\text{refroidissement}}$ est la perte de puissance calorifique lors de refroidissement.

La variation de la température est représentée comme suit :

$$\frac{dT}{dt} + aT - b = 0 \quad (2.26)$$

La solution de l'équation différentielle ci-dessus est donnée par

$$T(t) = \left(T_{\text{ini}} - \frac{b}{a} \right) e^{-at} + \frac{b}{a} \quad (2.27)$$

avec

$$a = \frac{1}{R_t C_t} + \frac{C_{cm}}{C_t} \left(1 - \exp \left(-\frac{V A_{H_x}}{C_{cm}} \right) \right) \quad (2.28)$$

et

$$b = \frac{n_c (V - V_{\text{th}}) I}{C_t} + \frac{T_{\text{amb}}}{R_t C_t} + \frac{C_{cm} T_{cm,e}}{C_t} \left(1 - \exp \left(-\frac{V A_{H_x}}{C_{cm}} \right) \right) \quad (2.29)$$

où $T_{cm,e}$ est la température de l'eau de refroidissement d'entrée et $T_{cm,s}$ la température de l'eau de refroidissement de sortie exprimée par :

$$T_{cm,s} = T_{cm,e} + T - T_{cm,e} \left(1 - \exp \left(-\frac{V A_{H_x}}{C_{cm}} \right) \right) \quad (2.30)$$

où $V A_{H_x}$ est le coefficient de transfert de chaleur global donné par l'équation empirique suivante

$$V A_{H_x} = (h_{\text{cond}} + h_{\text{conv}}) I \quad (2.31)$$

où h_{cond} est le paramètre de transfert de chaleur par conduction et h_{conv} le paramètre de transfert de chaleur par convection.

Enfin, les paramètres du modèle implémenté dans Matlab sont donnés dans le tableau 2.3.

Coefficient de transfert de chaleur par conduction	h_{cond}	7 W/C
Coefficient de transfert de chaleur par convection	h_{conv}	0.02 W/C
Capacité thermique	C_t	625 kJ/C
Résistance thermique	R_t	0.167 C/W

TABLE 2.3 – Paramètres du modèle implémenté

En se basant sur les équations définies ci-dessus, le schéma de la modélisation d'un électrolyseur sous l'environnement de Matlab/Simulink est représenté comme suit :

Performance du modèle de l'électrolyseur

L'influence de la température sur les caractéristiques du modèle de l'électrolyseur.

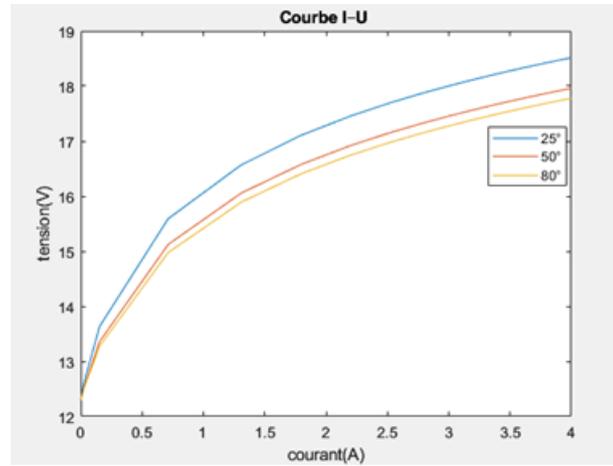


FIGURE 2.5 – Courbes I-U typiques pour une cellule d'électrolyseur à haute et basse température.

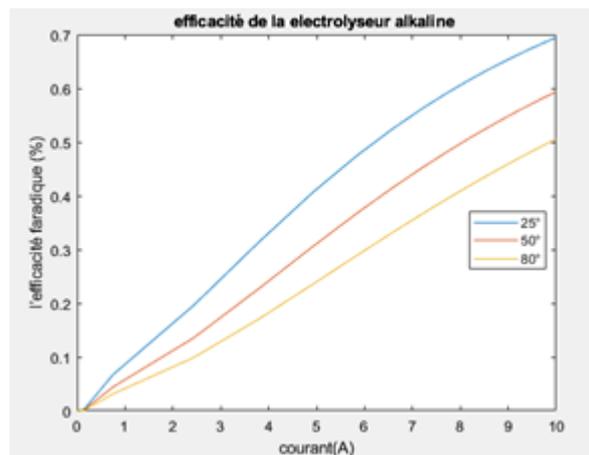


FIGURE 2.6 – Efficacité faradique de la cellule d'électrolyseur à haute et basse température.

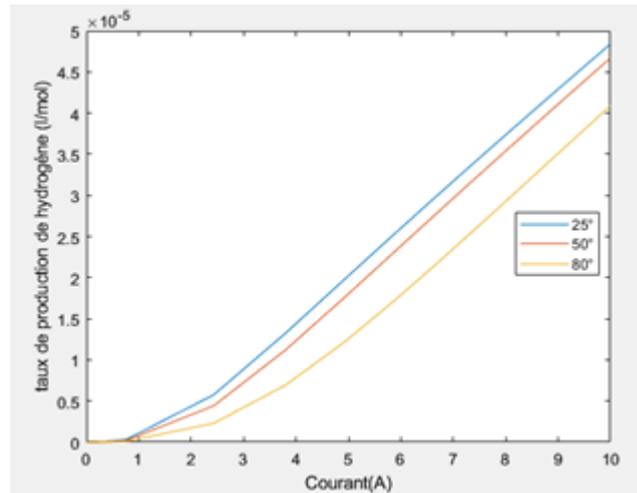


FIGURE 2.7 – Production d'hydrogène en fonction du courant électrique mesurée à haute et basse température.

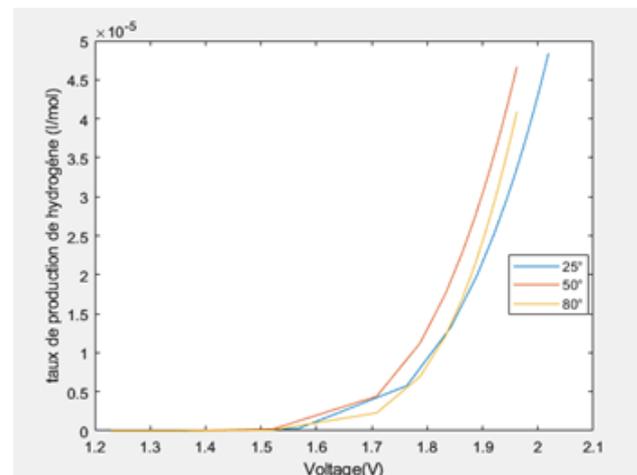


FIGURE 2.8 – Production d'hydrogène en fonction du voltage électrique mesurée à haute et basse température.

Bien que le système de simulation soit construit pour ressembler à un système réel, le système est conçu avec certaines hypothèses et limitations. Ces hypothèses méritent d'être notées car elles affectent les performances d'électrolyseur mais n'affectent pas de manière significative la sortie du système. Les hypothèses du système sont les suivantes :

- L'analyse du graphe des performances de l'électrolyseur alcalin révèle l'influence significative de la température sur son efficacité, en fonction de la tension et du courant.
- Une augmentation de la température peut améliorer l'efficacité de l'électrolyseur en réduisant la résistance électrique des électrolytes et en accélérant les réactions chimiques.
- La chute de la pression à l'intérieur de l'électrolyseur n'est pas prise en compte

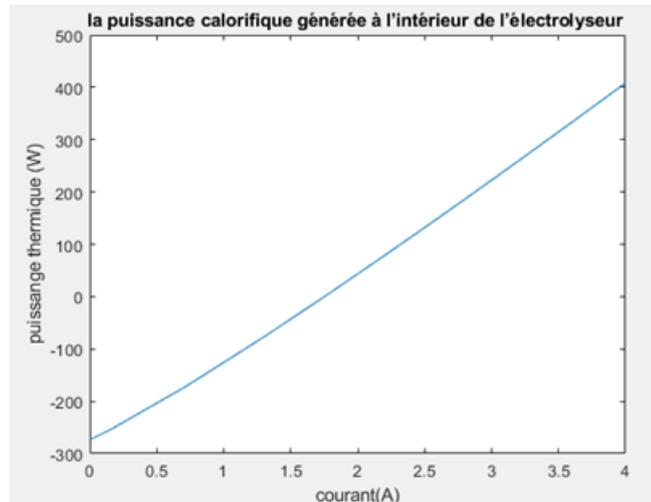


FIGURE 2.9 – Mesure de la chaleur produite en fonction du courant électrique mesuré.

4 Conclusion :

En conclusion, ce chapitre a présenté une modélisation détaillée des différents blocs constitutifs du système énergétique étudié. Les caractéristiques et les comportements dynamiques de chaque composant ont été étudiés et intégrés dans le modèle global du système. On a utilisé des modèles comportementaux basés sur des mesures expérimentales avec une analyse des paramètres les plus influents en utilisant une approche analytique, statique et dynamique. Cette modélisation constitue une base solide pour la mise en place des stratégies de contrôle et de gestion énergétique dans le microgrid. Parler davantage sur la production d'hydrogène.

Chapitre 3

Approches des commandes de gestion énergétique dans le microgrid PV-batterie-électrolyseur.

1 Introduction

Dans ce chapitre, nous aborderons les approches des commandes de gestion énergétique dans le microgrid PV-batterie-électrolyseur. Ces commandes jouent un rôle essentiel dans l'optimisation des performances du système, en assurant une coordination efficace entre les différents composants et en garantissant une gestion énergétique optimale. Nous explorerons les différents aspects liés à la gestion énergétique, tels que l'optimisation de la production énergie électrique via énergie solaire, la gestion du stockage d'énergie pour la batterie et les stratégies de contrôle pour une production efficace de l'hydrogène sans gaspillage.

2 Rôles et fonctionnement des convertisseurs dans le système

Les convertisseurs permettent de contrôler le flux d'énergie entre les sources en adaptant leurs tensions variables à la tension constante du bus continu, afin d'assurer que tous les entrées et les sorties sont converties à la même valeur de tension maintenue par le block charge, connecté en parallèle au bus DC. Quatre différents types de convertisseurs DC/DC sont modélisés selon leur utilisation et montrés sur la figure 3.1.

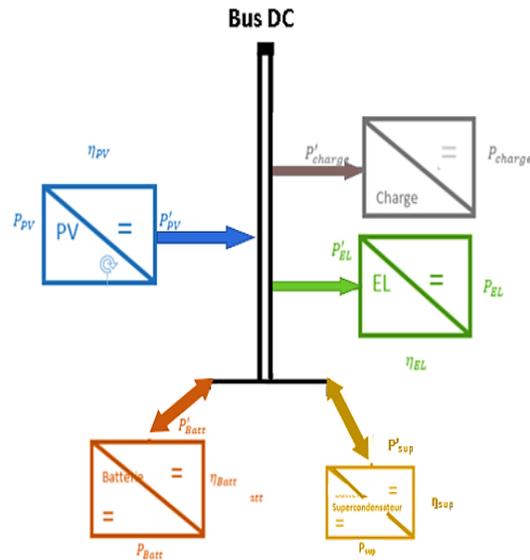


FIGURE 3.1 – Différents types de convertisseurs utilisés dans le système.

La relation entre l'entrée et la sortie du convertisseur DC-DC est définie comme suit :

$$\dot{P}_{pV} = \eta_{PV-DC} \cdot P_{pv} \quad (3.1)$$

$$\dot{P}_{BAT} = \eta_{BAT-DC} \cdot P_{BAT} \quad (3.2)$$

$$\dot{P}_{SUP} = \eta_{SUP-DC} \cdot P_{SUP} \quad (3.3)$$

$$\dot{P}_{EL} = \eta_{EL-DC} \cdot P_{EL} \quad (3.4)$$

où \dot{P} est la puissance de sortie, P la puissance d'entrée et $\eta_{...-DC}$ le rendement du convertisseur.

Le tableau 3.1 résume les convertisseurs choisis pour chaque bloc :

Source de puissance	Type de convertisseur	Flux d'énergie
Panneaux solaires	Unidirectionnelle -Boost	(PV \Rightarrow Bus DC)
Batterie	Bidirectionnelle -Boost- Buck	(Bat \Rightarrow Bus DC) (Bus DC \Rightarrow Bat)
Supercondensateur	Bidirectionnelle -Boost- Buck	(Sup \Rightarrow Bus DC) (Bus DC \Rightarrow Sup)
Electrolyseur	Unidirectionnelle -Boost	(EL \Rightarrow Bus DC)

TABLE 3.1 – Différents types de convertisseur utilisés.

2.1 Modélisation du convertisseur solaire DC/DC Boost

Un convertisseur boost est utilisé et pilotée par un algorithme (MPPT pour Maximum Power Point Tracking); et qui a comme objectif de faire fonctionner le système photovoltaïque toujours à un point maximum pour extraire le maximum de puissance du module.

Plusieurs algorithmes MPPT ont été proposés dans la littérature, parmi lesquels la méthode P&O (Perturbation et observation). Elle nécessite seulement deux capteurs, ce qui réduit les coûts et les exigences matérielles. Bien que la méthode P&O puisse entraîner une légère perte d'efficacité lorsque la vitesse d'exécution est élevée, elle reste préférée en raison de sa simplicité. La figure 3.2 donne l'algorithme de la méthode P&O.

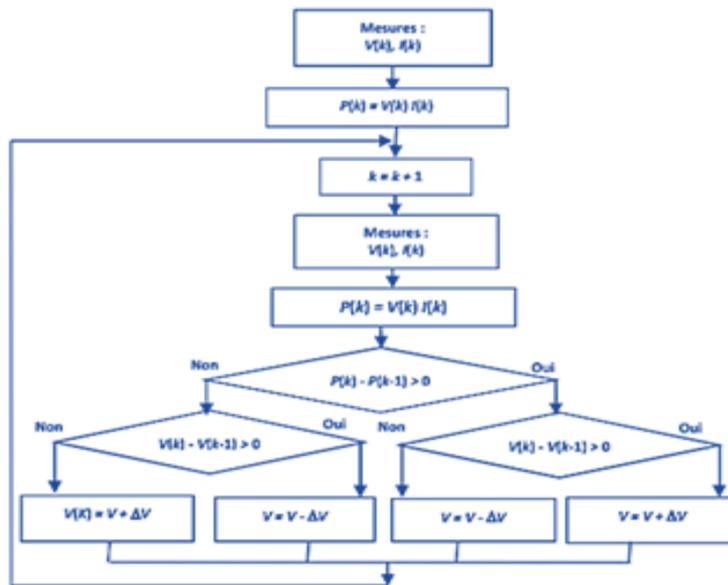


FIGURE 3.2 – Algorithme type de la méthode P&O.

La tension et le courant de sortie mesurés du panneau solaire sont des entrées du contrôleur pour effectuer les calculs à base de l'algorithmique P&O. Le contrôleur produit une sortie qui est le rapport cyclique ajusté du PWM. Ce dernier est injecté dans le circuit du convertisseur DC-DC Boost qui élève la tension de sortie du convertisseur au niveau équivalent au niveau tension de Bus DC.

La figure 3.3 représente le schéma d'un circuit de base d'un convertisseur DC-DC Boost. De plus, une stratégie de commutation entre la batterie et les panneaux solaires a été développée de manière à maintenir le niveau de charge de la batterie en dessous de sa valeur de charge nominale tout en assurant une sortie stable du convertisseur correspondant à la tension requise par le bus DC (Annexe N°01).

Les équations pour estimer les valeurs de base pour l'inductance et la capacité sont données par les équations suivantes :

$$L \geq \frac{V_{pv} - V_{dc} * (D * T_{on})}{(\Delta I * f)} \quad (3.5)$$

$$C \geq \frac{I_l * T_{on}}{\Delta V} \quad (3.6)$$

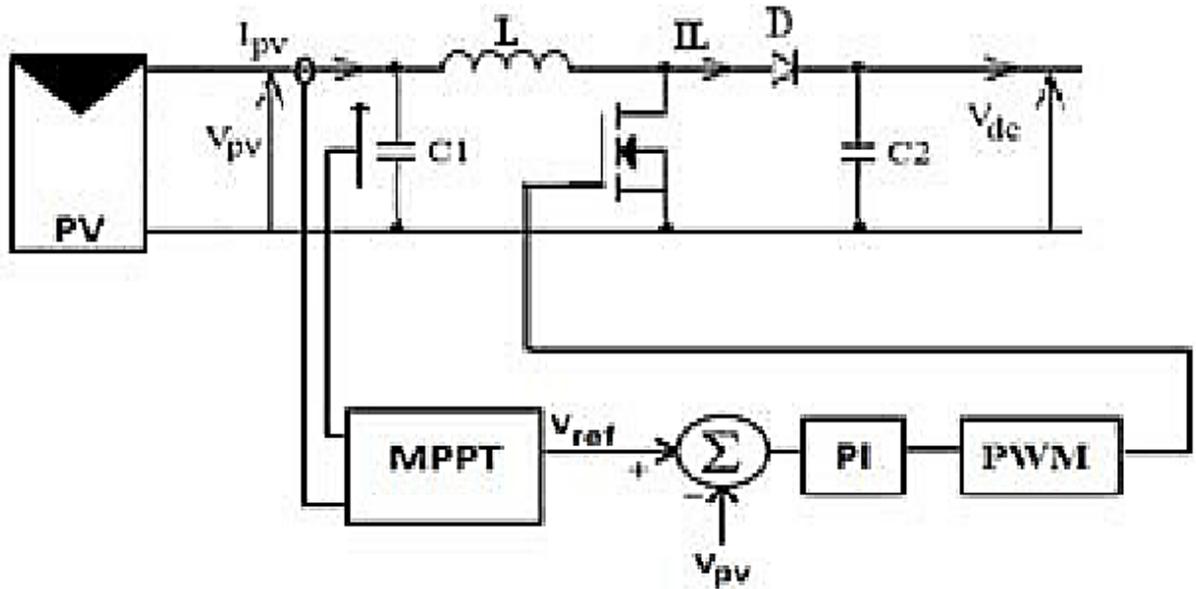


FIGURE 3.3 – Schéma du circuit convertisseur DC-DC Boost.

où :

V_{pv} : la tension d'entrée du convertisseur boost

V_{dc} : la tension de de Bus souhaitée

I_L : le courant de sortie

D : le rapport cyclique ($D = V_{dc} / V_{pv}$)

T_{on} : la durée pendant laquelle l'interrupteur du convertisseur est fermé avec $T_{on} = \frac{1}{f_s(1-D)}$

ΔI : la variation de courant dans l'inducteur pendant une période de commutation
La variation du courant (ΔI) dépend du courant de charge (I_L) et du temps de commutation 10%

ΔV : est l'ondulation de tension admissible sur la sortie du convertisseur boost (généralement spécifiée par la conception et est égale à 0.1)

2.2 Convertisseur Buck

Étant donné que la tension appliquée à l'électrolyseur est inférieure à la tension du bus CC et que la quantité d'hydrogène produite par l'électrolyseur dépend du courant consommé par l'électrolyseur, il est nécessaire de réduire et de réguler la tension d'entrée par la mise en disposition d'un convertisseur abaisseur (voir figure 3.4).

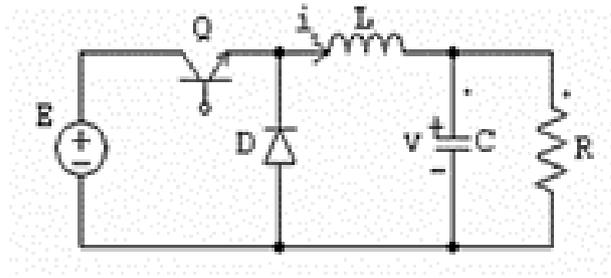


FIGURE 3.4 – Circuit convertisseur buck CC-CC

Le principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement d'un convertisseur Buck est d'alterner entre un état passant (l'interrupteur Q est fermé) où le courant augmente lorsqu'il traverse l'inductance en raison de l'accumulation d'énergie magnétique et un état bloqué (l'interrupteur Q est ouvert) où le courant décroît, ces deux états sont contrôlés en jouant sur la durée de chaque état ; selon l'équation :

$$E = D.V \quad (3.7)$$

Les valeurs de base pour l'inductance et la capacité doivent être tirées des expressions ci-dessous :

$$L \geq (E - V) \frac{T_{on}}{E \times \Delta I}$$

$$C \geq \frac{I \times (1 - D) \times \left(\frac{T_{on}}{\Delta V}\right)}{V \times f}$$

où :

E : la tension d'entrée du convertisseur boost

V : est la tension de sortie souhaitée

I : courant de sortie

D : le rapport cyclique ($D = V / E$)

f : la fréquence de commutation (1khz)

T_{on} : la durée pendant laquelle l'interrupteur du convertisseur est fermé

$$T_{on} = \frac{1}{f \cdot (1-D)}$$

ΔI : la variation de courant dans l'inducteur pendant une période de commutation

La variation du courant ΔI dépend du courant de charge (I_s) et du temps de commutation 10%

ΔV : l'ondulation de tension admissible sur la sortie du convertisseur boost (généralement spécifiée par la conception est égale à 0.1)

Modèle d'état d'espace du convertisseur Buck DC-DC

Les équations d'espace d'état des variables d'état telles que la tension du condensateur (ou la tension de sortie) et le courant de l'inductance sont obtenues dans les étapes suivantes. Dans la première étape, l'interrupteur est activé(ON) pour lequel l'équation d'état peut être écrite comme :

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(E - V) \quad (3.8)$$

$$\frac{dV}{dt} = \frac{1}{C}\left(E - \frac{V}{R}\right) \quad (3.9)$$

Dans la deuxième étape, l'interrupteur est ouvert (OFF). Lorsque la diode D conduit, le circuit est égal à RLC parallèle et les équations sont les suivantes :

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{-V}{L} \quad (3.10)$$

$$\frac{dV}{dt} = \frac{1}{C}\left(E - \frac{V}{R}\right) \quad (3.11)$$

En combinant avec la commande de commutation ON et OFF, nous avons :

$$\dot{x}_1 = V - V_{\text{ref}} \quad (3.12)$$

$$\dot{x}_2 = \dot{x}_1 = \frac{dV}{dt} \quad (3.13)$$

L'erreur de tension de sortie x_1 et sa dérivée temporelle x_2 sont considérées comme les variables d'état, de sorte que les équations d'état finales pour le convertisseur abaisseur avec un contrôleur de tension sont présentées dans (3.14) où $\omega_0^2 = \frac{1}{LC}$ est la fréquence de résonance.

$$\dot{x}_2 = \dot{x}_1 \quad (3.14)$$

$$\dot{x}_2 = -\frac{\dot{x}_1}{2RC - \omega_0^2 * \dot{x}_1 + \omega_0^2(E - v_{\text{ref}})} \quad (3.15)$$

2.3 Contrôle optimal de l'alimentation de l'électrolyseur par la méthode de glissement

Le défi consiste à assurer une alimentation stable de l'électrolyseur malgré les fluctuations du système et la non-linéarité de son modèle de utilisé en pratique. De plus, le bon fonctionnement de l'électrolyseur nécessite beaucoup plus une tension d'entrée (sortie pour le contrôleur) stable qu'un courant, qui lui, peut varier.

Ce problème de contrôle peut être résolu en utilisant une structure de contrôle en cascade avec deux boucles de contrôle : une boucle de contrôle de courant interne et une boucle de contrôle de tension externe. Les boucles combinées représentent la commande par la méthode de glissement également connue sous le nom de "sliding mode control" en anglais [48].

La conception du contrôleur de convertisseur nécessite des descriptions d'espace d'état :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{x}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & \frac{-1}{r_{LC}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{-V_e}{LC} \\ 0 \end{bmatrix} u + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{V_s}{LC} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

et

$$S = \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2 + \alpha_3 x_3 = J^T x \quad (3.17)$$

avec

$$J^T = [\alpha_1 \quad \alpha_2 \quad \alpha_3] \quad (3.18)$$

S est la route de la variable d'état immédiate, α_1 , α_2 et α_3 sont les paramètres de contrôle appelés coefficients glissants.

En général, cette commande est présentée par deux modes : le mode atteignant et le mode glissant. En mode d'atteinte, une loi de commande d'atteinte est appliquée pour conduire rapidement les états du système vers la ligne glissante. Lorsque les états du système sont sur la droite glissante, le système est dit en mode glissant dans lequel une loi de commande équivalente est appliquée pour conduire les états du système, le long de la droite glissante, vers l'origine. Lorsque la trajectoire d'état est au-dessus de la droite de glissement, $u=0$ (Sw est OFF) doit être appliqué de manière à diriger la trajectoire vers la droite de glissement. A l'inverse, lorsque la trajectoire d'état est en dessous de la droite de glissement, il faut appliquer $u=1$ (Sw est ON) pour que la trajectoire soit dirigée vers la droite de glissement. La loi de commande qui adopte une telle commutation peut être définie comme :

$$u = \frac{1}{2}(1 - \text{sign}(S)) = \begin{cases} 1 & \text{si } S < 0 \\ 0 & \text{si } S > 0 \end{cases} \quad (3.19)$$

Les coefficients de glissement peuvent être trouvés en mettant $S = 0$, et comparer cette équation avec la forme standard du système du second ordre :

$$\alpha_1 x_1 + \alpha_2 \frac{dx_2}{dt} + \alpha_3 \int x_1 dt = 0 \quad (3.20)$$

en comparant l'équation d'état et (3.20) :

$W_n = \sqrt{\frac{\alpha_1}{\alpha_2}}$ est la fréquence naturelle non amortie, $\epsilon = \frac{\alpha_1}{2\sqrt{\alpha_2\alpha_3}}$ le rapport d'amortissement, $f_{Bw} = \frac{w_n}{2\pi} \sqrt{\frac{\alpha_3}{\alpha_2}}$ la bande passante de réponse du contrôleur, $\frac{\alpha_1}{\alpha_2} = 4\pi f_{Bw}$ et $\frac{\alpha_3}{\alpha_2} = 4\pi^2 f_{Bw}^2$.

A l'équilibre, le signal de commande est ensuite réduit à une forme de contrôleur linéaire PWM :

$$V_c = V_s = K_1 i_c + K_2 (V_{réf} - V_0) \quad (3.21)$$

où K_1 et K_2 constantes de gain données par :

$$K_1 = L \left(\frac{\alpha_1}{\alpha_2} - \frac{1}{r_L C} \right) \quad (3.22)$$

$$K_2 = LC \left(\frac{\alpha_3}{\alpha_2} \right) \quad (3.23)$$

Cette approche offre des avantages significatifs tels qu'une réponse rapide par rapport au contrôleur PI classique, une robustesse accrue pour maintenir la stabilité face aux variations importantes de l'énergie solaire, une bonne réponse dynamique et une mise en œuvre simple par rapport au coût de l'installation de l'électrolyseur. Grâce à cette méthode de contrôle, le convertisseur peut fournir une alimentation fiable et constante à l'électrolyseur, garantissant ainsi une production d'hydrogène efficace et stable dans le système.

2.4 Convertisseurs DC/DC Boost-Buck :

Le convertisseur DC-DC Boost-Buck est un convertisseur bidirectionnel utilisé pour le processus de transfert de puissance entre deux sources de courant continu dans les deux sens, et fonctionne soit comme convertisseur abaisseur pour charger la batterie et le supercondensateur soit comme convertisseur élévateur pour que la batterie ou le supercondensateur se décharge. Cette commutation doit être constamment présente. Pour le même objectif principal est de maintenir la tension aux bornes du bus.

Les calculs de bas de l'inductance et le condensateur se fait par :

$$L \geq \max \left[\frac{V_i D(1 - D)}{f_s I_{max}} \right] \quad (3.24)$$

$$C \geq \frac{V_{out}(1 - D)}{\Delta V_{out} \times 8L(f_s)^2} \quad (3.25)$$

où V_i : est la tension d'entrée du convertisseur.

V_{out} : la tension sortie du convertisseur.

D : est le rapport cyclique du signal PWM, qui varie de 0 à 1.

I_{max} : le courant maximum de l'inductance L de 0.1%.

f_s : la fréquence du transistor , couramment prise à une valeur très élevée de 100KHZ

ΔV_{out} : est la variation de la tension de sortie du convertisseur.

Cette topologie est assurée par l'emploi de deux transistors MOSFET pour réguler la tension de sortie en régulant le rapport cyclique par PWM via MOSFET en fonction d'une certaine fréquence et d'un certain rapport cyclique. Pendant cette opération le circuit rencontre deux états selon le mode de charge ou décharge de la batterie.

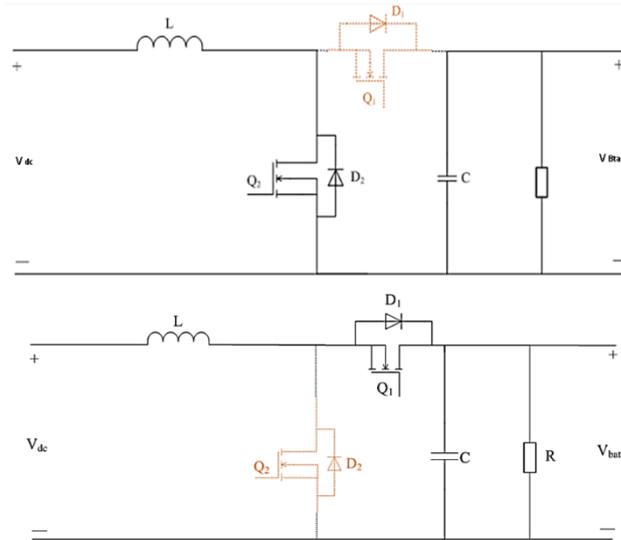


FIGURE 3.5 – État de circuit équivalent du Boost : mode 1 (en haut), mode 2 (en bas)

Mode de charge de la batterie :

Les schémas des circuits équivalents du convertisseur bidirectionnels proposé en mode de charge sont illustrés sur la figure 3.5. En mode charge, le convertisseur bidirectionnel fonctionne comme un convertisseur abaisseur. Ainsi, la direction du flux de puissance va du bus DC au groupe de batteries pour charger la batterie avec le courant I_{Batt} . Ce mode de fonctionnement est divisé en deux états et décrit comme suit :

(A) État 1 : le MOSFET de puissance Q_1 est activé, le MOSFET de puissance Q_2 est désactivé. Dans cet état, l'inductance de filtrage L est chargée linéairement par la tension

$$V_L = V_{bus} - V_{batt} \quad (3.26)$$

Le courant dans l'inductance de filtrage L commence à augmenter linéairement

$$I_L = \frac{V_{bus} - V_{batt}}{L} \quad (3.27)$$

(B) État 2 : les MOSFET de puissance Q_1 et Q_2 sont désactivés et la diode de corps D_2 commence à conduire, comme illustré sur la figure 3.5. Dans cet état, la tension aux bornes de l'inductance de filtrage L est d'environ $V_L = -V_{batt}$, de sorte que le courant dans l'inductance de filtrage L commence à décroître linéairement avec la pente

$$I_L = \frac{-V_{batt}}{L} \quad (3.28)$$

Le courant de l'inductance de filtrage I_L (c'est-à-dire le courant de batterie I_{batt}) peut être exprimé comme

$$I_L = I_{batt} = I_{réf}^* \pm \frac{1}{2} \Delta I_L \quad (3.29)$$

Où I_{ref}^* est le courant de charge souhaité comme indiqué dans la forme d'onde et ΔI_L le courant d'ondulation représenté par

$$\Delta I_L = \frac{V_{batt} \cdot (1 - D)}{L} = \frac{(V_{bus} - V_{batt}) \cdot D}{L} \quad (3.30)$$

Mode de décharge de la batterie

Les schémas des circuits équivalents du convertisseur bidirectionnels proposé en mode de décharge sont illustrés à la figure 3.6.

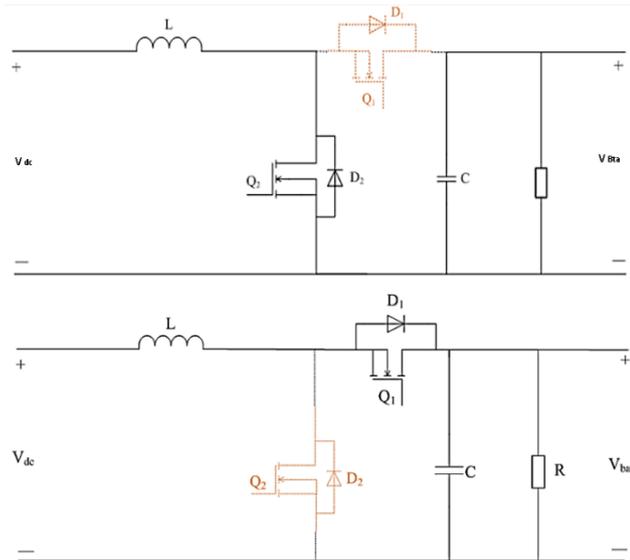


FIGURE 3.6 – État de circuit équivalent du boost : mode 1 (en haut), mode 2(en bas)

Dans ce mode, le convertisseur proposé fonctionne comme un convertisseur élévateur avec la fonction de contrôle de courant. Ainsi, la direction du flux de puissance du convertisseur bidirectionnel proposé va de la batterie au bus DC pour décharger la batterie avec le courant I_{batt} . En particulier, l'énergie de décharge du groupe de batteries est récupérée dans la capacité du bus DC pour éviter une dissipation inutile.

Ce mode de fonctionnement est divisé en deux états et décrit comme suit :

(A) état 1 : le MOSFET de puissance Q_2 est activé et le MOSFET de puissance Q_1 est désactivé, la tension aux bornes de l'inductance de filtrage L est d'environ

$$V_L = -V_{batt} \quad (3.31)$$

eq]

Ainsi que le courant dans l'inductance de filtrage L commence à augmenter linéairement

$$I_L = \frac{-V_{batt}}{L} \quad (3.32)$$

(B) état 2 : Dans cet état, les MOSFET de puissance Q_1 et Q_2 sont désactivés et la diode D_1 commence à conduire comme illustré sur la figure 3.6.

Dans cet état, la tension aux bornes de l'inductance de filtrage L est donnée par

$$V_L = V_{bus} - V_{batt} \quad (3.33)$$

Ainsi, le courant dans l'inductance de filtrage L commence à décroître linéairement

$$I_L = \frac{V_{bus} - V_{batt}}{L} \quad (3.34)$$

L'inductance de filtrage L se décharge maintenant. Le condensateur de bus DC commence à être chargé par le courant de décharge du groupe de batteries.

Remarque :

Ces équations sont valables pour le mode de charge /décharge du supercondensateur ; la différence est dans les valeurs du courant et de tension de référence donnée par le supercondensateur.

2.5 Commande du convertisseur boost /Buck

L'idée de base de cette stratégie de contrôle est que la batterie prend en charge les transitoires lents, tandis que supercondensateur prend en charge les transitoires rapides [49].

Le contrôleur fonctionne comme suit : la valeur moyenne de la tension du bus DC (V_{BUS}) est comparée à la tension de référence V_{ref} et l'erreur est transmise au contrôleur proportionnel-intégral (PI). Le régulateur PI génère le courant total nécessaire (I_{ref}) qui est le courant total qui doit être fourni par le système de stockage d'énergie hybride (batterie + supercondensateur). Ce courant de référence est séparé en composants basse fréquence (réf BF) et haute fréquence (réf HF). La composante basse fréquence est donnée comme référence (I_{Bref}) à la boucle de contrôle du courant de la batterie, tandis que la composante de puissance dynamique est donnée comme référence (I_{Sref}) à la boucle de contrôle du courant SC .

le courant total nécessaire basse fréquence (I_{Bref}) est comparée au courant réel de la batterie IB et l'erreur ($IB\ err$) est transmise au régulateur PI. Le contrôleur PI génère le rapport cyclique (D_B), qui est donné au générateur de modulation de largeur d'impulsion (PWM) pour générer des impulsions de commutation correspondant aux commutateurs de batterie (Q_{1B} et Q_{2B}).

La composante haute fréquence I_{HFref} de I_{ref} est donnée par :

$$I_{HFref} = I_{ref} - I_{B\ ref} \quad (3.35)$$

En raison de la dynamique lente, la batterie peut ne pas suivre instantanément la référence I_B , donc la puissance de la batterie non compensée est donnée par :

$$P_{B\ noncompensé} = (I_{HF\ ref} + I_{B\ err}) * V_B \quad (3.36)$$

où V_B est la tension de la batterie. Cette puissance de batterie non compensée doit être compensée par SC .

Par conséquent, le courant de référence de SC est donné par :

$$I_{Sref} = P_{B\ uncomensé} * V_S = (I_{HF\ ref} + I_{B\ err}) * V_B / V_S \quad (3.37)$$

où V_S est la tension SC . Ce courant de référence $I_S\ ref$ est comparé au courant SC réel (I_S) et l'erreur est transmise au régulateur PI. Le contrôleur PI génère le

rapport cyclique D_S , qui est donné au générateur PWM pour générer des impulsions de commutation correspondant aux commutateurs (Q_{1C} et Q_{2C}).

2.6 Méthode de distribution d'énergie au sein du système :

La stratégie de contrôle est illustrée sous forme d'organigramme dans la figure 3.7 dont l'objectif est de partager la puissance nette entre différents dispositifs en fonction de la disponibilité de l'alimentation [50]. La commutation assure la gestion efficace de l'énergie, nécessaire pour atteindre la fiabilité et la rentabilité du système pour tous les cas de fonctionnement microgrid et permet de limiter les pertes.

Pour ce faire, le système dispose de deux interrupteurs : à l'entrée de l'électrolyseur (EL) et à l'entrée du circuit de la batterie (BI).

Ces deux interrupteurs sont activés/désactivés en fonction d'une combinaison envoyée par le bloc "algorithme de contrôle". En conséquence, le système lit quatre paramètres différents au format booléen (vrai et faux), pour identifier le cas de fonctionnement actuel. Les trois paramètres d'entrée sont : la détection de la disponibilité de l'alimentation électrique (PV), la détection de la charge et le SOC de la batterie (BS).

Le tableau 3.2 montre les 12 cas qui sont dérivés comme une permutation en fonction d'organigramme de la figur3.7.

		Entrée		Sortie	
Les cas	PV	CH	SOC- BAT	Switch- EL	Switch- BAT
Paramètre (Entrée/sortie)					
01	1	0	0	1	1
2	0	1	1	0	0
3	1	1	1	1	0
4	0	1	1	0	0
5	0	1	0	0	0
6	1	1	1	1	0
7	1	1	0	0	1
8	1	1	1	0	0
9	1	0	1	1	0
10	1	0	0	0	1
12	0	0	0	0	0

TABLE 3.2 – Algorithme de commutation -légende : PV—disponibilité d’énergie solaire; CH—charge connectée; BAT-SOC—batterie SOC; EL—connexion de l’électrolyseur; BI—charge de la batterie; IL—connecter la charge au réseau.

Comment illustre la figure 3.7, la demande de charge doit être satisfaite par la production d’énergie solaire et les batteries. La différence entre la production d’électricité et la demande de charge à tout moment peut être calculée comme suit :

$$\Delta P(t) = P_{PV}(t) - \left[\frac{P_{ch}(t)}{\eta_{conv}} \Delta t \right] \quad (3.38)$$

où $P_{PV}(t)$, $P_{ch}(t)$ sont respectivement, la puissance produite par les panneaux PV, la demande de la charge à un moment particulier, η_{conv} le rendement du convertisseur et (Δt) le pas de temps considéré dans le calcul $\Delta t = 1h$.

Trois cas sont présentés comme suit :

1. Si la puissance demandée par la charge est inférieure à la puissance solaire disponible, deux sous-cas se présentent :
 - a. Soit les conditions opératoires permettent le stockage de cet excédent dans les batteries ; dans ce cas, la batterie se charge selon les équations de modélisation de la charge de la batterie, jusqu’à ce que sa capacité maximale soit atteinte. L’équation suivante illustre le flux énergétique [51][52] :

$$\Delta P(t) = P_{PV}(t) - \left(\frac{P_{ch}(t)}{\eta_{conv}} \Delta t + \left(\frac{soc_{max} - soc(t-1)}{\eta_{BC}} \right) \right) \quad (3.39)$$

- b. Soit l’excédent ne peut pas être stocké et dans ce cas le surplus de l’énergie sera consommé par l’électrolyseur :

$$\Delta P(t) = P_{PV}(t) - \left(\frac{P_{ch}(t)}{\eta_{conv}} + \left(\frac{P_{EL}(t)}{\eta_F} \right) \right) \Delta t \quad (3.40)$$

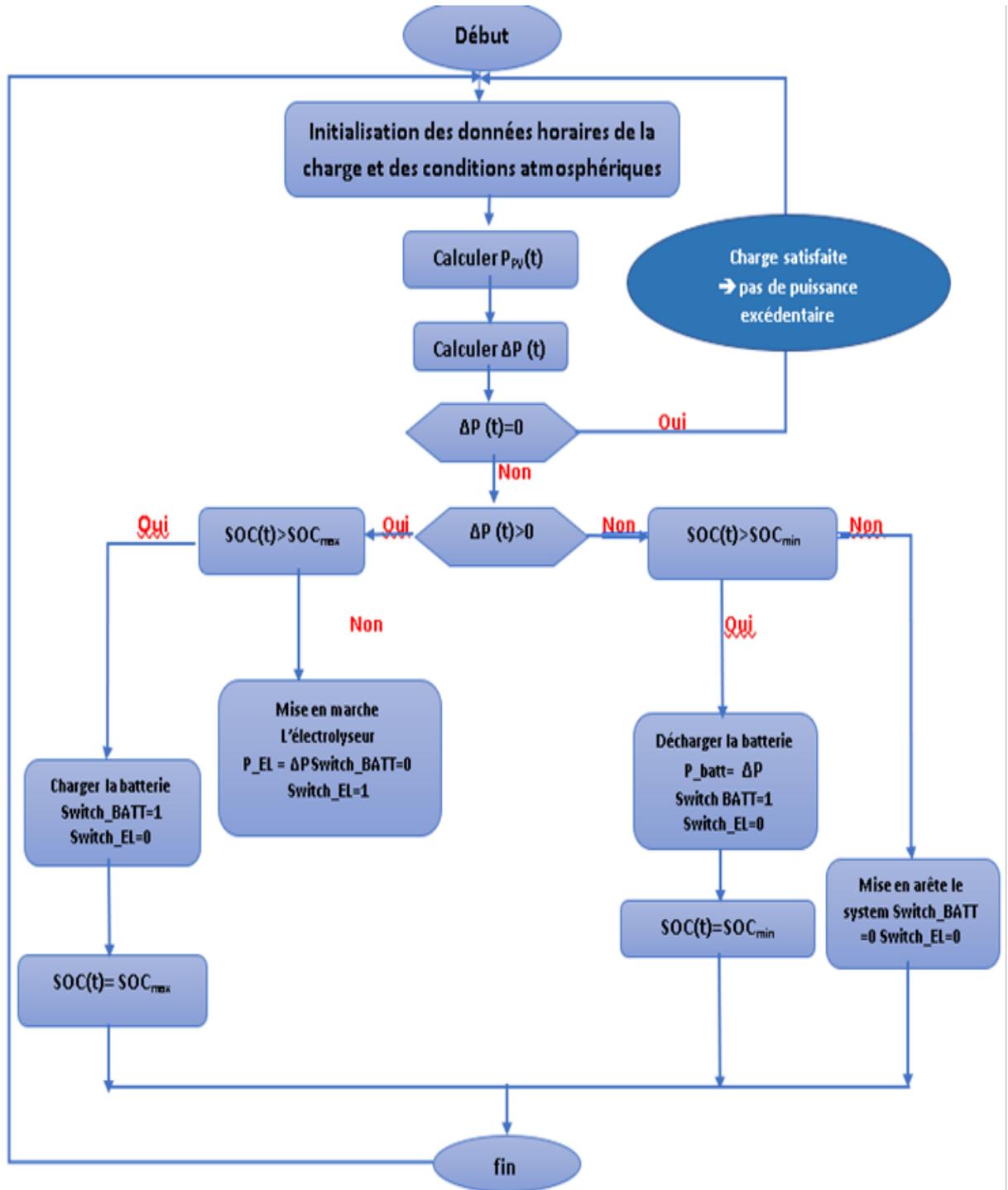


FIGURE 3.7 – Organigramme de l’algorithme de gestion de l’énergie.

Dans ce cas, pour les entrées mesurées, le filtre CMA de l’étage 1 reçoit la mesure de la puissance à partager (ΔP). Celle-ci est reconstruite à partir des mesures sur le bus-DC du courant de charge et du courant PV, soit :

$$\Delta P = V_{bus}(I_{ch} - I_{PV}) \quad (3.41)$$

2. Si la puissance demandée par la charge est supérieure à la puissance disponible
2. RÔLES ET FONCTIONNEMENT DES CONVERTISSEURS DANS LE SYSTÈME

à partir de la source solaire, alors l'énergie supplémentaire doit être fournie par le système de stockage des batteries. Dans ce cas, l'électrolyseur sera mis en arrêt, la batterie se décharge selon l'équation de modélisation de la décharge de la batterie jusqu'à ce que sa limite minimale soit atteinte.

Au cours de cette situation, si la charge est restée non satisfaite, celle-ci est considérée comme une perte d'alimentation, donnée par :

$$P_{\text{non alimenter}}(t) = P_L(t)\Delta t - (P_{pv}(t)\Delta t + \text{SOC}(t-1) - \text{SOC}_{\min})\eta_{\text{conv}} \quad (3.42)$$

3. Lorsque aucune charge n'est connectée via le bus DC et que l'alimentation électrique solaire est disponible, l'électrolyseur est mis en marche pour produire de l'hydrogène et la batterie est chargée simultanément.

$$\Delta P(t) = P_{PV}(t) - \left(\frac{P_{EL}(t)}{\eta_{\text{conv}}} \Delta t + \left(\frac{\text{soc}(t-1) - \text{soc}_{\min}}{\eta_{BD}} \right) \right) \quad (3.43)$$

Si une charge additionnelle est connectée au système pendant le processus de charge des batteries, celle-ci est également commutée pour être directement connectée en parallèle au bus DC, en activant aussi la commande de commutation du supercondensateur pour supporter le transitoire et pour assurer une alimentation stable, le temps que l'énergie solaire soit de nouveau capable d'alimenter la charge totale de manière stable. A ce moment, la commande de commutation déconnecte le supercondensateur. Cela garantit que la puissance n'est pas gaspillée en raison des pertes auxiliaires du cycle et alimente directement la charge.

3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une vue d'ensemble des approches de contrôle de la gestion énergétique d'un système hybride PV-batterie-électrolyseur. Nous avons mis en évidence les différents types de convertisseurs solaires utilisés dans notre étude, discuté des enjeux du système et proposé des solutions. De plus, nous avons exploré les stratégies développées pour gérer efficacement le flux d'énergie. Cette connaissance approfondie contribue à la conception et à l'optimisation des systèmes énergétiques.

Chapitre 4

Mise en Œuvre de la Simulation et interprétation des résultats obtenus

1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous présenterons les résultats de la simulation du système développé précédemment, qui vise à produire de l'hydrogène à partir de l'énergie solaire excédentaire de manière autonome. Nous prendrons en compte différents scénarios de fonctionnement, en examinant la rentabilité du système pour deux charges distinctes, l'une administrative et l'autre domestique. Cette évaluation sera effectuée sur trois saisons cruciales de l'année : le printemps, l'été et l'hiver. Le modèle de simulation du système électrique a été réalisé à l'aide du logiciel MATLAB/Simulink, avec une échelle de temps équivalente à 2,4 correspondant à une durée de 24 heures. Les résultats obtenus pour chaque scénario seront comparés et évalués.

2 Données d'entrées et de sorties du programme de simulation

Deux types de données d'entrée sont essentielles pour représenter de manière réaliste le système :

1. Les conditions environnementales dans lesquelles le système fonctionnera
2. Les besoins énergétiques spécifiques de l'utilisateur.

2.1 Données météorologiques :

Les données météorologiques requises pour la simulation sont le rayonnement solaire en W/m^2 et la température ambiante en $^{\circ}C$. Ces données sont fournies au modèle de simulation sur une base horaire, comme indiqué dans le tableau N°01. Ces données d'irradiation sont collectées sur le site toutes les heures de la journée en quatre points du site, où un pyromètre est placé sur un support incliné à 30° et orienté vers le sud. La valeur moyenne des quatre mesures donne le rayonnement solaire horaire et la température du site choisi (Tlemcen) [3].

Afin d'obtenir une expérience dans un environnement similaire à une session réelle, des simulations ont été effectuées pour les trois saisons de l'année : été, hiver

et printemps.

Heure	Hiver		Printemps		Été	
	E (W/m ²)	T (C°)	E (W/m ²)	T(C°)	Et (W/m ²)	T (C°)
00 :00	00.00	10.06	0	10.67	0	16.67
01 :00	00.00	09.56	0	10.55	0	16.14
04 :00	00.00	09.38	0	10.25	0	15.92
05 :00	00.00	08.63	0	9.85	0	15.69
06 :00	00.00	08.00	0	9.69	0.62	15.94
07 :00	00.00	08.38	0	9.67	142.05	17.99
08 :00	54.44	9.13	0	9.99	350.52	21.1
09 :00	160.03	9.94	114.78	11.39	560.60	24.14
10 :00	313.66	11.38	293.77	13.93	747.10	27
11 :00	516.96	13.50	440.30	16.14	893.08	28.92
12 :00	683.37	15.81	535.39	17.27	987.13	30.36
13 :00	781.77	17.69	570.10	17.35	1021.82	31.3
14 :00	830.73	19.00	543.74	17	993.76	31.79
15 : 00	823.02	20.06	456.73	16.45	905.52	31.87
16 :00	771.29	20.06	317.07	15.69	763.93	31.56
17 :00	667.5	19.44	140.61	14.73	580.56	30.81
18 :00	561.13	18.56	0	13.25	371.19	29.5
19 :00	351.45	17.38	0	11.89	162.04	27.1
20 :00	161.17	16.06	0	11.16	12.54	23.82
21 :00	13.80	14.81	0	10.34	0	21.43
22 :00	00.00	13.38	0	9.58	0	20.4
23 :00	00.00	12.38	0	8.87	0	19.77
24 :00	00.00	11.06	0	8.27	0	19.22

TABLE 4.1 – Données météorologiques pour une journée de chaque saison pour les trois saisons de l’année [3]

2.2 Profil de la charge :

Le profil de la charge retenu reflète la consommation moyenne horaire d’énergie. Ces données sont mesurées sur deux sites différents, tous les deux situés à Tlemcen :

1. La première mesure est effectuée pour une entreprise de faible puissance destiné à alimenter l’unité administrative de la SARL de BOUBLENTA [4].
2. Les données de la deuxième mesure sont obtenues à partir d’un logement domestique.

Pour le premier profil de charge journalière, il dépend principalement de la consommation du bloc administratif pendant la journée et de l’irrigation et de l’éclairage pendant la nuit.

Le deuxième profil de charge journalière est principalement influencé par la consommation domestique de faible puissance (appareils électroménagers) tout au long de la journée, avec des pics de consommation pendant la présence des utilisateurs pendant la nuit et midi.

Heure	Charge N°01 'KW' adminis- trative	Charge N°02 'KW' domes- tique
00 :00	4.47	1.00
01 :00	4.47	1.00
04 :00	4.47	1.00
05 :00	4.47	1.00
06 :00	4.47	1.00
07 :00	4.47	1.40
08 :00	4.47	2.00
09 :00	6.24	1.30
10 :00	07.09	2.00
11 :00	07.68	2.00
12 :00	07.49	2.50
13 :00	05.81	3.00
14 :00	04.87	2.60
15 :00	05.48	1.30
16 :00	05.78	1.30
17 :00	05.27	4.00
18 :00	04.08	4.00
19 :00	04.47	2.30
20 :00	04.47	3.00
21 :00	04.47	4.00
22 :00	04.47	5.00
23 :00	04.47	5.00
24 :00	04.47	5.00

TABLE 4.2 – Les profils des deux charges des deux [4]

3 Hypothèses de dimensionnement pour les composants

3.1 Générateur PV :

La puissance du générateur photovoltaïque est donnée par la formule suivante :

$$P_c = \frac{E_c}{\eta_{pv} T_r} \quad (4.1)$$

où P_c est la puissance crête du champ photovoltaïque, T_r le temps d'ensoleillement solaire pour une journée donnée, exprimé en Wh/m², E_c énergie consommée par la charge (W/h) et η_{pv} efficacité des panneaux solaire (prise égale à 20%).

Le premier profil présente une puissance crête de 7,68 kW, ce qui correspond à la puissance électrique générée par le système solaire dans les conditions données. Selon les équations précédentes, le modèle de simulation des générateurs photovoltaïques nécessite 9 lignes connectées en parallèle, chaque ligne composée de 10 modules solaires interconnectés en série. Chaque module génère une puissance maximale de

120 W, ce qui donne une puissance électrique totale maximale de 13 kW lorsque tous les modules sont combinés dans les meilleures conditions.

De même, il est observé que la charge requiert une puissance crête de 5 kW. Pour répondre à cette demande, on peut envisager une configuration similaire à celle des générateurs photovoltaïques, avec 6 lignes connectées en parallèle. Chaque ligne contient 10 modules solaires interconnectés en série pour l'électrolyseur. Cette configuration permettrait d'atteindre une puissance électrique totale maximale de 9 kW, ce qui répondrait aux besoins de la charge pendant son fonctionnement à pleine capacité.

3.2 Générateur d'hydrogène :

La puissance nominale de l'électrolyseur est égale :

$$P_{ele} = P_{pv} - P_{ch-min} \quad (4.2)$$

où P_{pv} est la puissance maximale de générateur photovoltaïque et P_{ch-min} la puissance minimale de la charge.

Dans le cas présent, nous avons choisi le système électrolyseur composé de 10 modules ; chaque module contient 10 cellules d'une tension de 20 V et 10 A.

3.3 Le système batteries

En tenant compte du temps d'utilisation du pack batteries $T_{util-batteries}$ (différence entre les états de charge minimal et maximal autorisés SOC_{min} et SOC_{max}), nous calculons ainsi la quantité d'énergie Q_2 que les batteries doivent réellement emmagasiner :

$$Q_{besoin} = \frac{Q_{batt}}{T_{util-batteries} \times \eta_{BATT} \times j_{autonomie}} \quad (4.3)$$

Où $j_{autonomie}$ représente le nombre de jours d'autonomie du système, η_{BATT} le rendement de la batterie (85%) et Q_{batt} la puissance stockée dans les batteries.

L'analyse du site Tlemcen a révélé une fenêtre d'ensoleillement moyenne de 7 heures. Afin d'assurer un fonctionnement continu du système, il est nécessaire que la batterie soit disponible pendant les 17 heures restantes de la journée $T_{util-batteries} = 17$.

Dans ce cas, nous avons choisi une configuration de pack de stockage comprenant 10 batteries au plomb-acide (24 V, 14 Ah) connectées en parallèle, ainsi que 10 supercondensateurs connectés en parallèle (32 V, 29 F).

4 Choix de la tension de fonctionnement

Le choix de la tension nominale d'un système dépend de la disponibilité des équipements (panneaux solaires et récepteurs), ainsi que des niveaux de puissance et d'énergie requis en fonction du type d'application.

En observant la puissance crête des deux charges résidentielles essentiellement connectées à des onduleurs monophasés de 5 kW, la gamme de tension MPP annoncée par ces types d'onduleurs est généralement inférieure ou égale à 700 V.

De plus, il a été constaté qu’une plage de tension de 600-700 V offre un bon compromis entre l’amélioration potentielle de l’efficacité, la sécurité et la compatibilité avec le réseau électrique. De ce fait, une valeur maximale de tension d’entrée de 500 V a été choisie [53].

5 Résultats de la simulation

Les graphes de l’énergie produite, demandé et de l’énergie excédentaire du système pour les deux profils sont présentés ci-dessous :

5.1 Premier profil (unité administrative de la SARL-BOUBLENZA)

Pour un scénario où la batterie est entièrement chargée dès le début de la journée (par exemple, après une journée fériée), il y aura une quantité significative d’énergie excédentaire disponible.

Pour une journée de printemps :

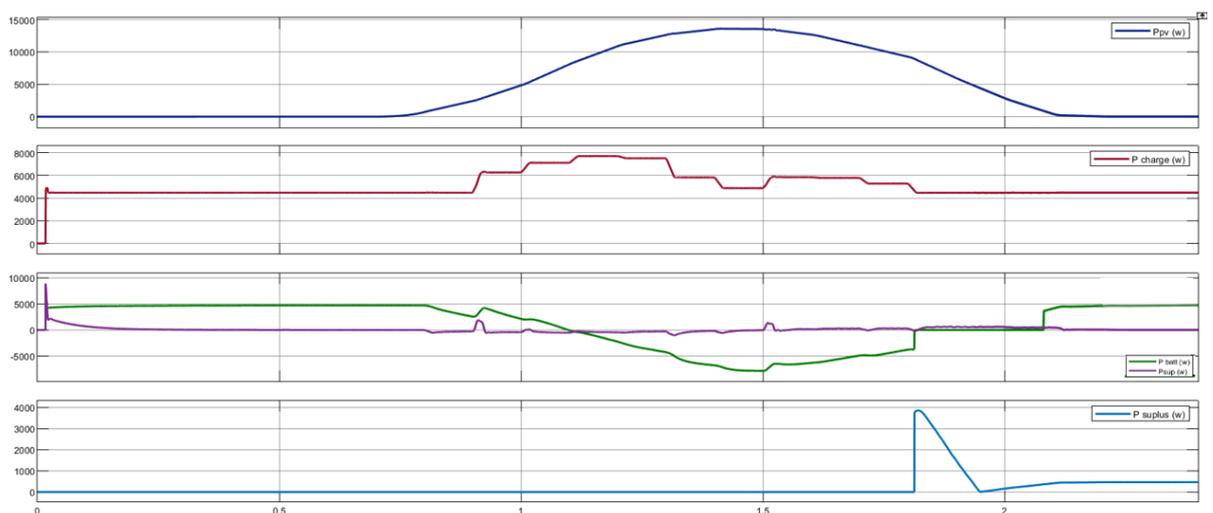


FIGURE 4.1 – Les puissances du : PV , charge , batterie , Supercondensateur et la puissance excédentaire

La figure 4.1- illustre les différentes puissances captées par le système pendant une journée de la période printanière caractérisée par une fenêtre solaire d’environ 14 heures. Elle démontre qu’effectivement lorsque l’énergie solaire n’est pas disponible, la batterie se décharge avec une puissance équivalente à celle demandée par la charge. Pendant la période entre 17h et 21h, la batterie se charge entièrement, générant (figure 4.3)ainsi un surplus d’énergie qui est dirigé vers l’électrolyseur jusqu’à atteindre un taux de production de 0.5 g/h avec un rendement faradique de l’unité électrolyseur atteignant 80% (figure 4.4). Cependant, entre 19h et 21h, cette énergie s’avère insuffisante pour assurer un fonctionnement optimal de l’électrolyseur, ce qui ne permet pas la production d’hydrogène, et se limite à générer une énergie thermique (environ 10 kJ), considérée comme énergie perdue (figure 4.6).

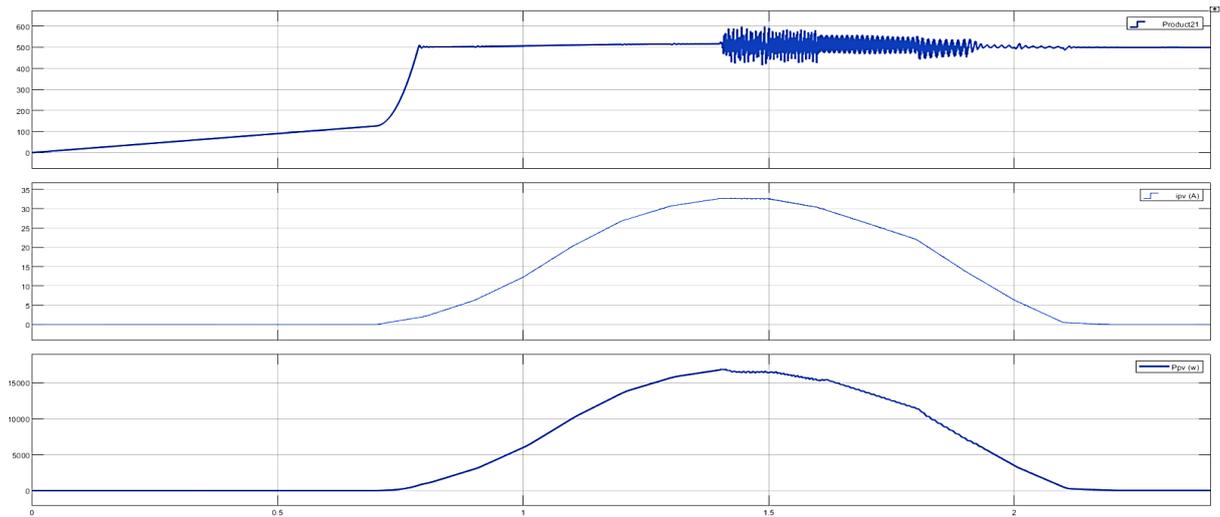


FIGURE 4.2 – Tension, courant et puissance des panneaux solaires (de haut en bas, respectivement)

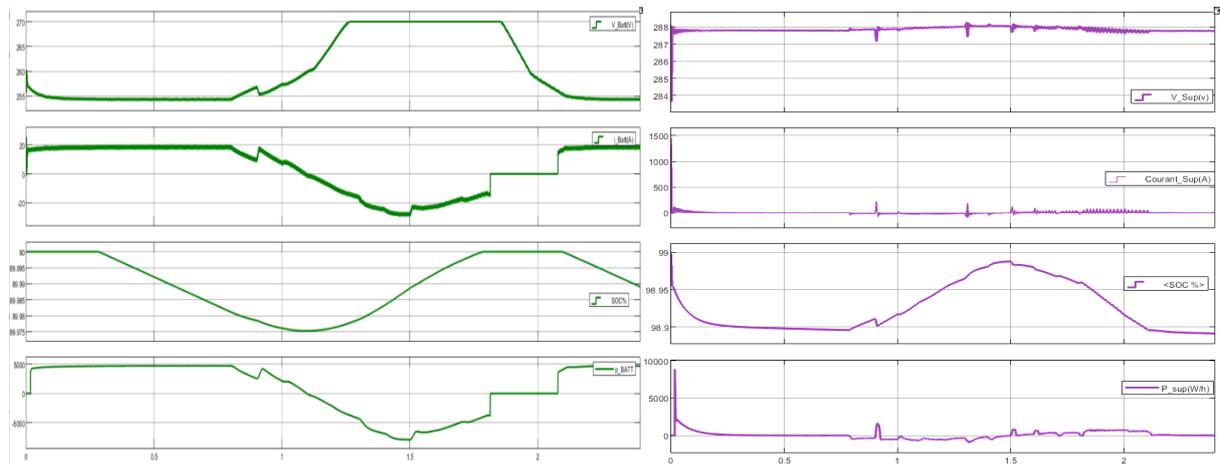


FIGURE 4.3 – Tension courant et puissance des batteries / supercondensateur

Entre 10h et 17h, il a été observé que la puissance des panneaux solaires (14 kW) était largement supérieure à la puissance demandée par la charge (entre 6 kW et 4 kW) (figure 4.7). Cela a permis aux batteries de se charger rapidement avec une puissance presque 5.5 kW (figure 4.9) permettant d’atteindre sa capacité maximale de stockage (SOC_{max}) avant le soir.



FIGURE 4.4 – Tension courant et taux de production hydrogène et le rendement faradique de l'électrolyseur alcaline

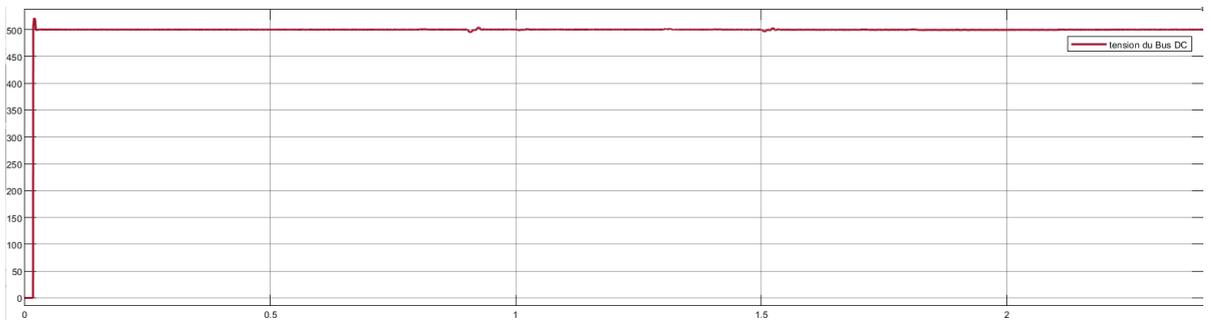


FIGURE 4.5 – Tension de bus DC (v)



FIGURE 4.6 – L'énergie thermique génère en joule

Pour une journée d'hiver

CHAPITRE 4. MISE EN ŒUVRE DE LA SIMULATION ET INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS OBTENUS

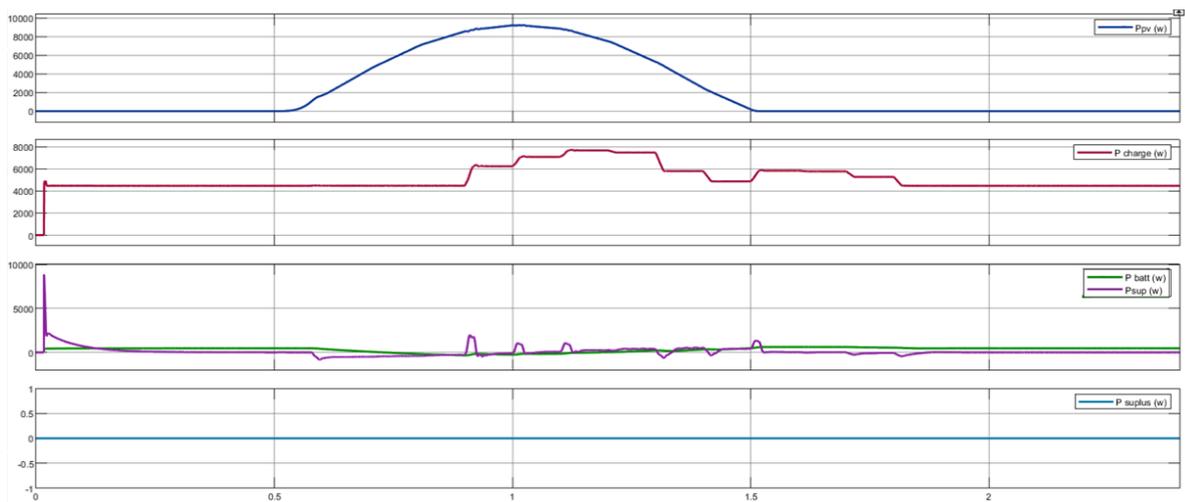


FIGURE 4.7 – Les puissances du : PV , charge , batterie , Super- condensateur et la puissance excédentaire -lémé charge

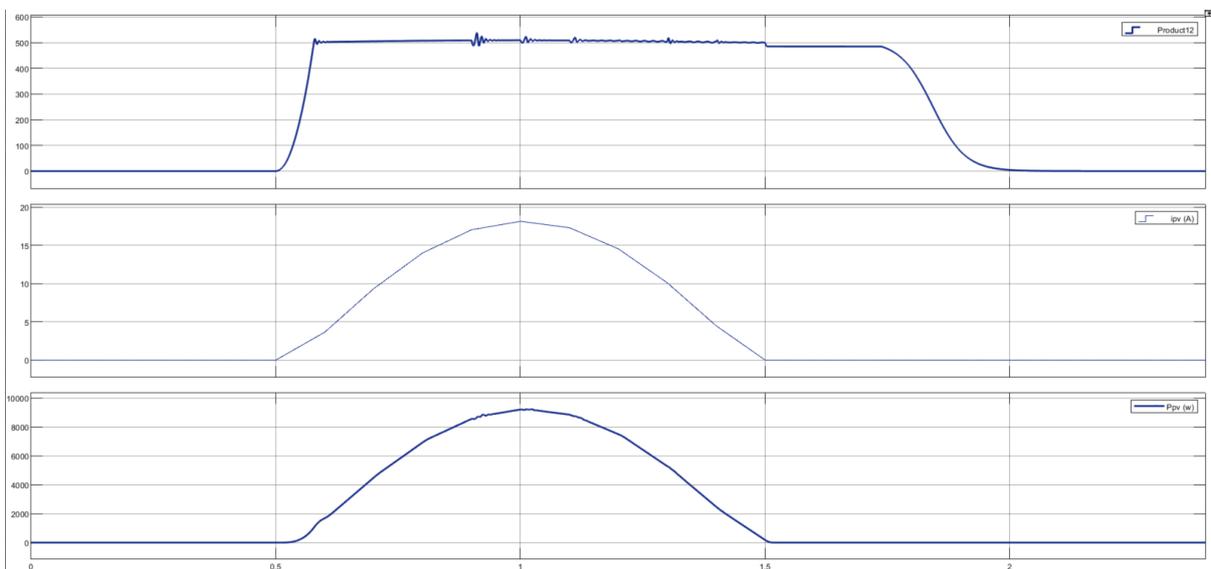


FIGURE 4.8 – Tension courant et puissance des panneaux solaire

Pendant la période hivernale, la fenêtre d'exposition solaire est réduite à moins de 5 heures, ce qui signifie que les panneaux solaires captent moins d'énergie (environ $570 W/m^2$) (figure 4.8). Cela entraîne une production d'énergie limitée (une puissance crête entre $9 - 6 kW/h$), qui n'est pas suffisante pour répondre à la demande énergétique du système.

En raison de cette faible disponibilité d'énergie solaire, la batterie se décharge tout au long de la journée, car la demande énergétique dépasse la production (figure 4.9) Cela affecte la capacité de l'électrolyseur à fonctionner, ce qui signifie qu'aucune production de gaz hydrogène n'est réalisée pendant cette période.

De plus, la durée limitée d'éclairement pendant la journée ne permet pas aux batteries de se recharger complètement. Cela signifie que la capacité de stockage d'énergie est également limitée, ce qui affecte la quantité d'énergie pouvant être captée et utilisée ultérieurement.

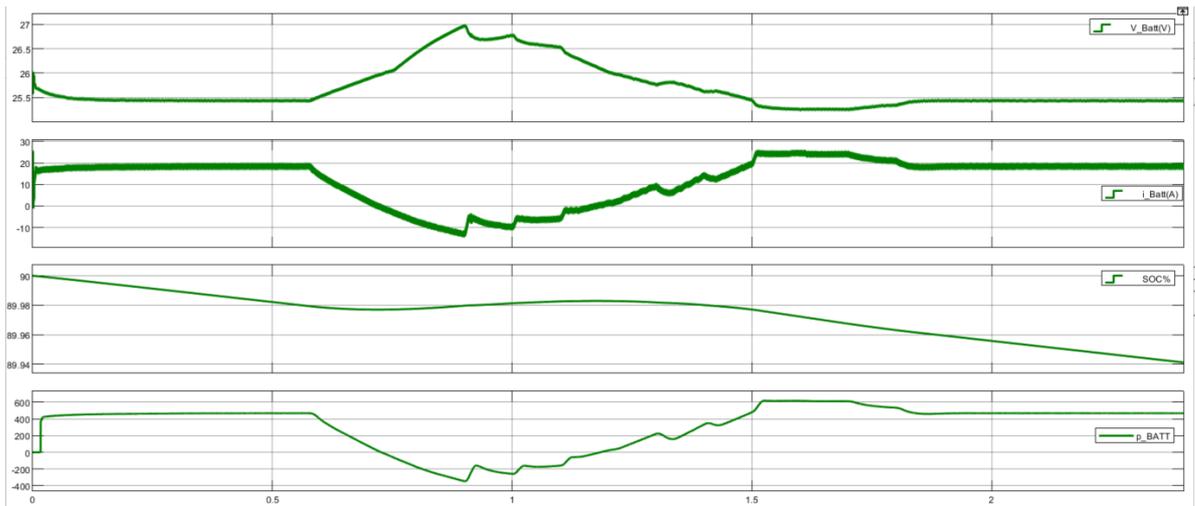


FIGURE 4.9 – Tension courant et puissance des batteries

En conséquence, le système dans son ensemble peut ne pas être rentable pendant cette période. Ainsi, il n'est pas en mesure de répondre à la demande énergétique et de tirer pleinement parti de l'énergie solaire disponible.

Pour une journée d'été :

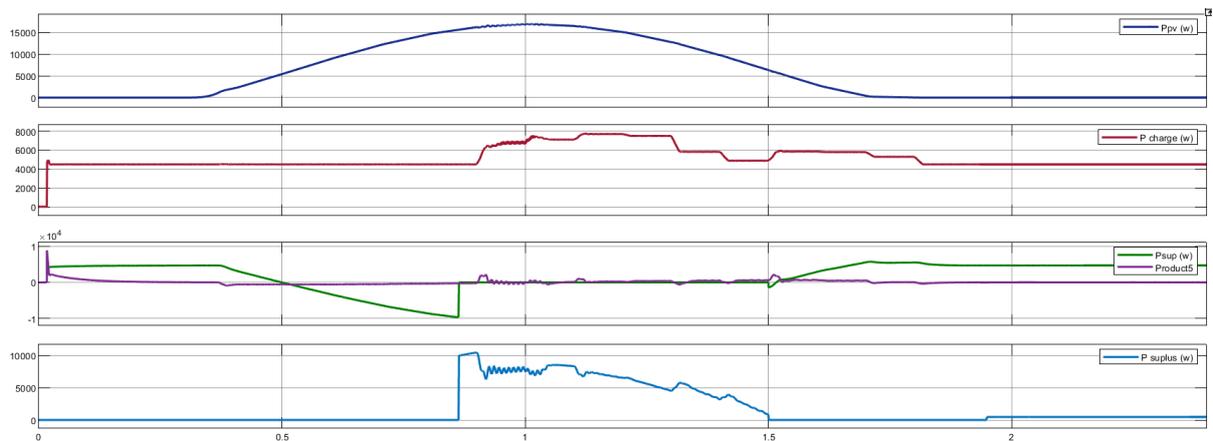


FIGURE 4.10 – Les puissances du : PV , charge , batterie , Super- condensateur et la puissance excédentaire

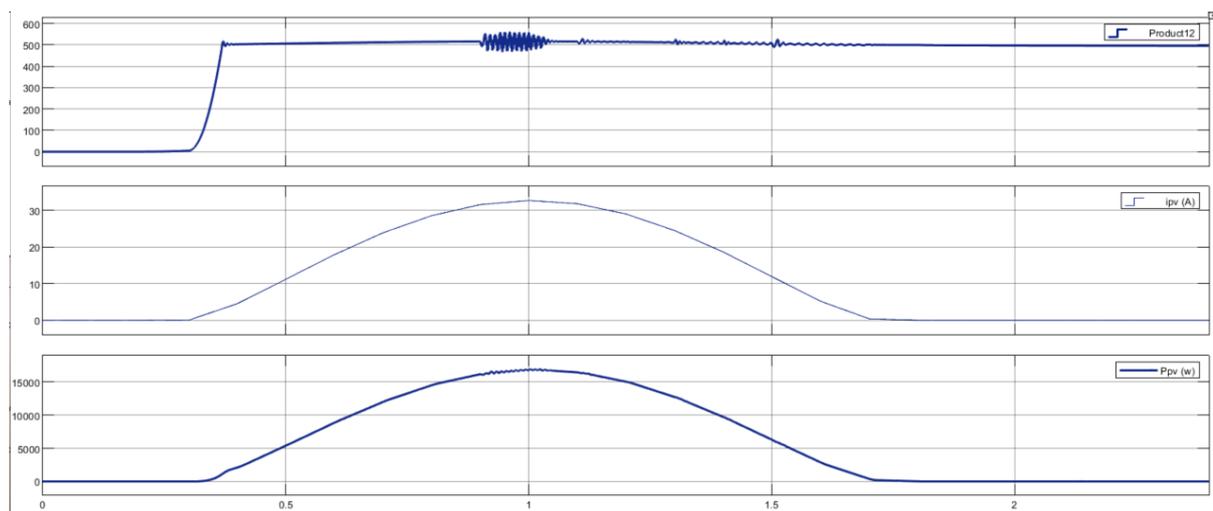


FIGURE 4.11 – Tension, courant et puissance des panneaux solaires (de haut en bas, respectivement)

Pendant la période estivale, une puissance de production solaire très élevée est observée, atteignant un pic de 14 kW/h sur une durée de plus de 14 heures (figure 4.11). Cette puissance permet aux batteries de se charger rapidement, avec un taux de charge d'environ 10 kW/h. En seulement 3 heures (figure 4.12), les batteries atteignent leur capacité maximale de stockage. Par conséquent, l'électrolyseur peut démarrer son fonctionnement dès les premières heures de la journée (figure 4.14), rendant ainsi la journée très rentable et productive pour la production d'hydrogène.

L'électrolyseur fonctionne à sa puissance maximale de 200 W tout au long de la journée, en maintenant un rendement faradique optimal de 100%. Cela se traduit par une production d'hydrogène dépassant 3 g par jour. En utilisant la densité de l'hydrogène à pression et température standard (1 atm, 0 °C), qui est d'environ 0,08988 g/L, cela équivaut à une production d'hydrogène d'environ 33,4 L par jour.

CHAPITRE 4. MISE EN ŒUVRE DE LA SIMULATION ET INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS OBTENUS

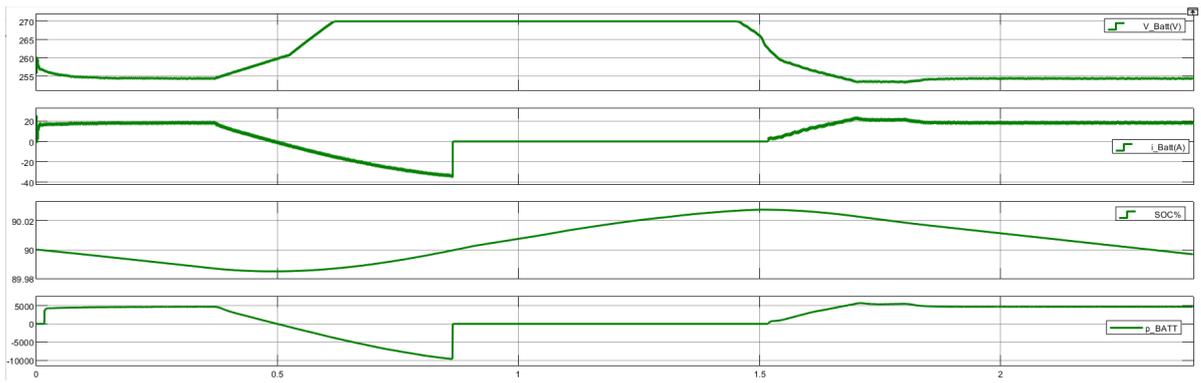


FIGURE 4.12 – Tension courant et puissance des batteries

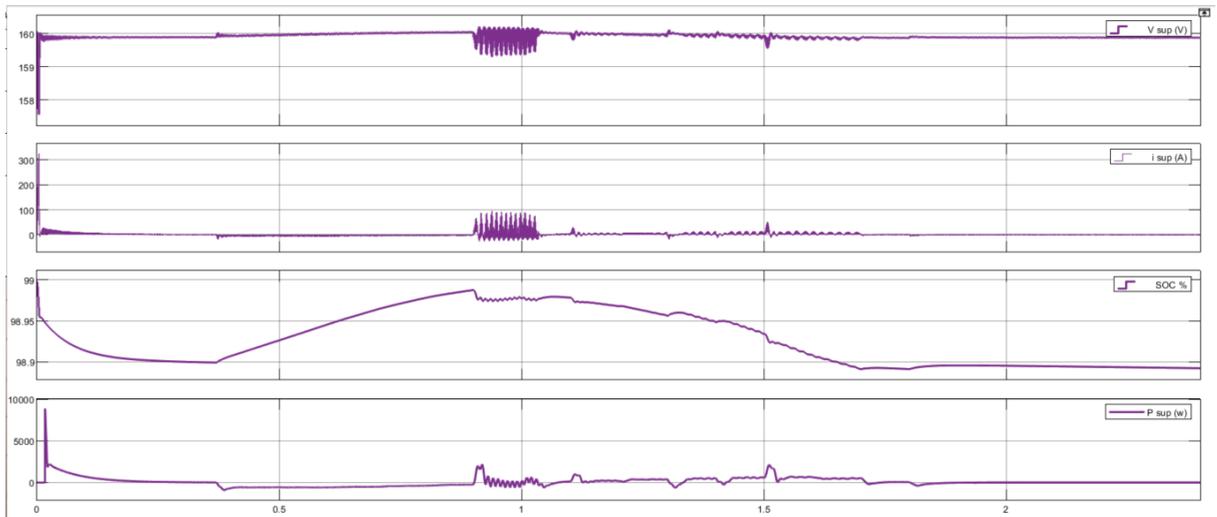


FIGURE 4.13 – Tension courant et puissance du supercondensateur

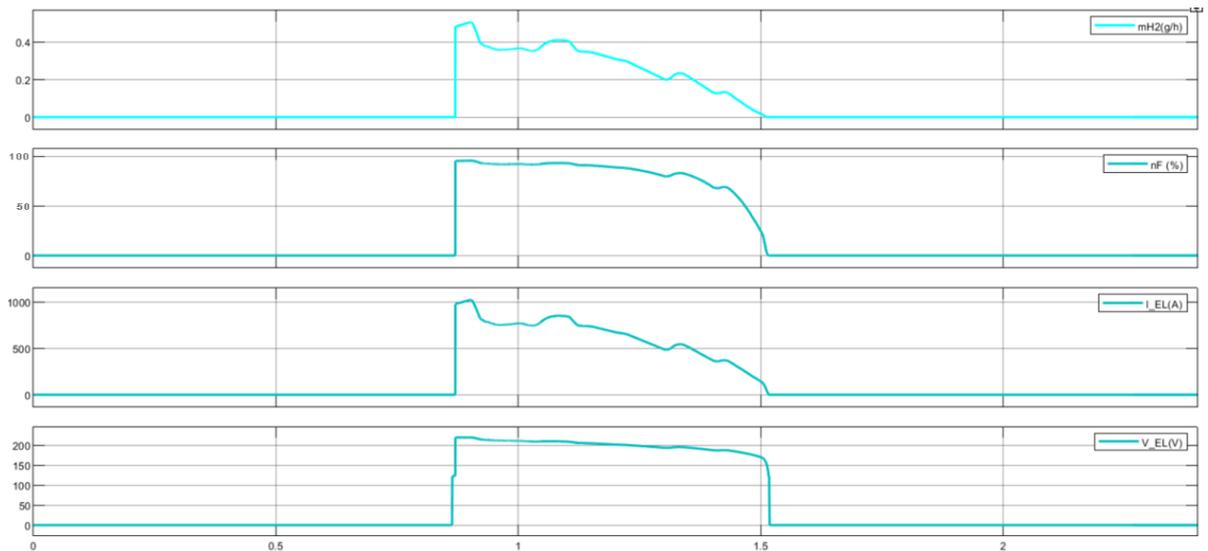


FIGURE 4.14 – Tension courant et taux de production hydrogène et le rendement faradique de l'électrolyseur alcaline



FIGURE 4.15 – L'énergie thermique générée en joule

5.2 Second profil (logement domestique)

Une journée de printemps :

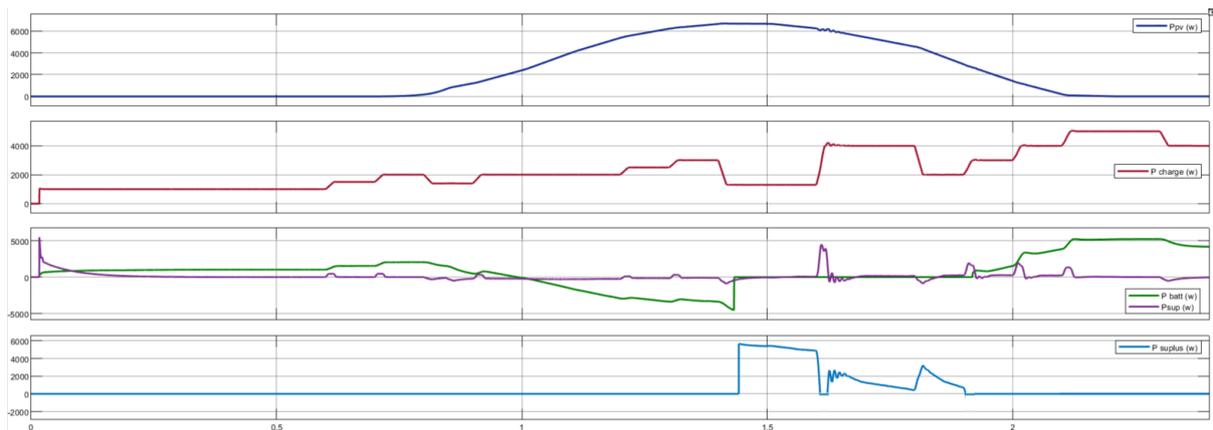


FIGURE 4.16 – Les puissances du : PV (bleu), charge (rouge), batterie (vert), Supercondensateur (violet) et la puissance excédentaire (bleu clair)- 2^{ème} charge

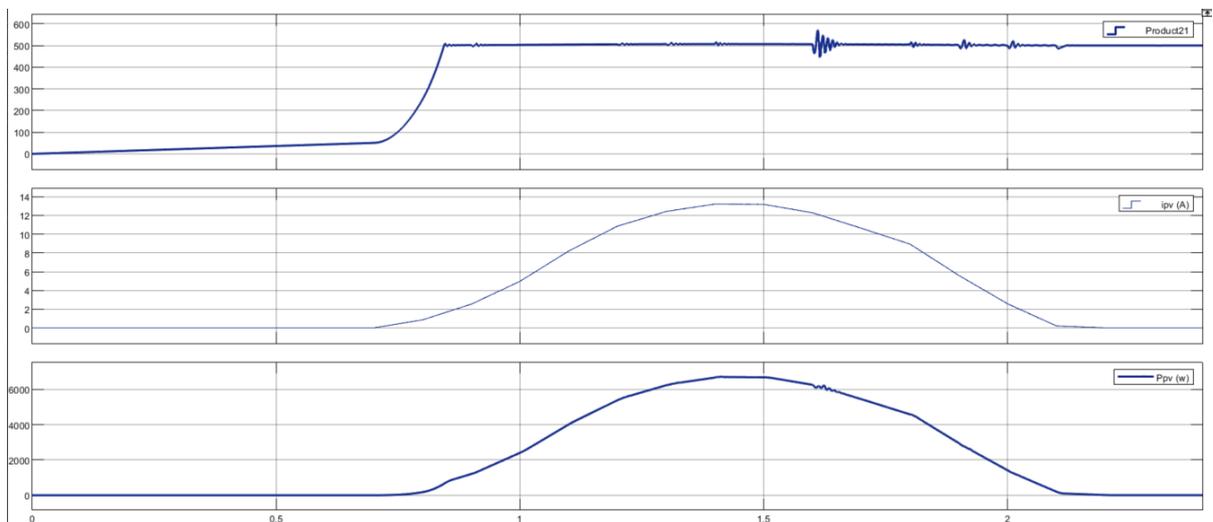


FIGURE 4.17 – Tension, courant et puissance des panneaux solaires (de haut en bas, respectivement)

CHAPITRE 4. MISE EN ŒUVRE DE LA SIMULATION ET INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS OBTENUS

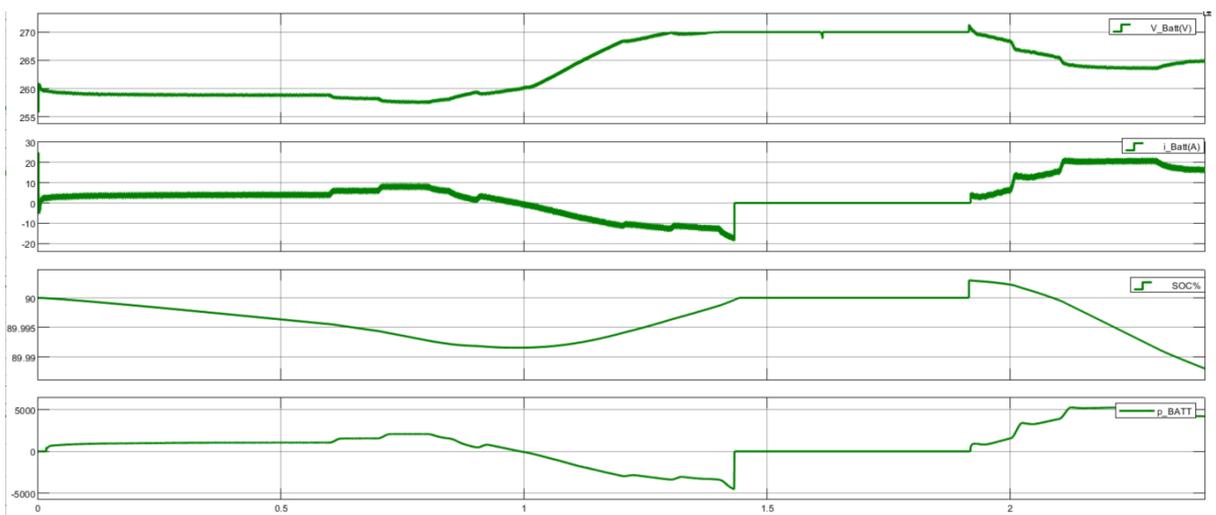


FIGURE 4.18 – Tension courant et puissance des batteries

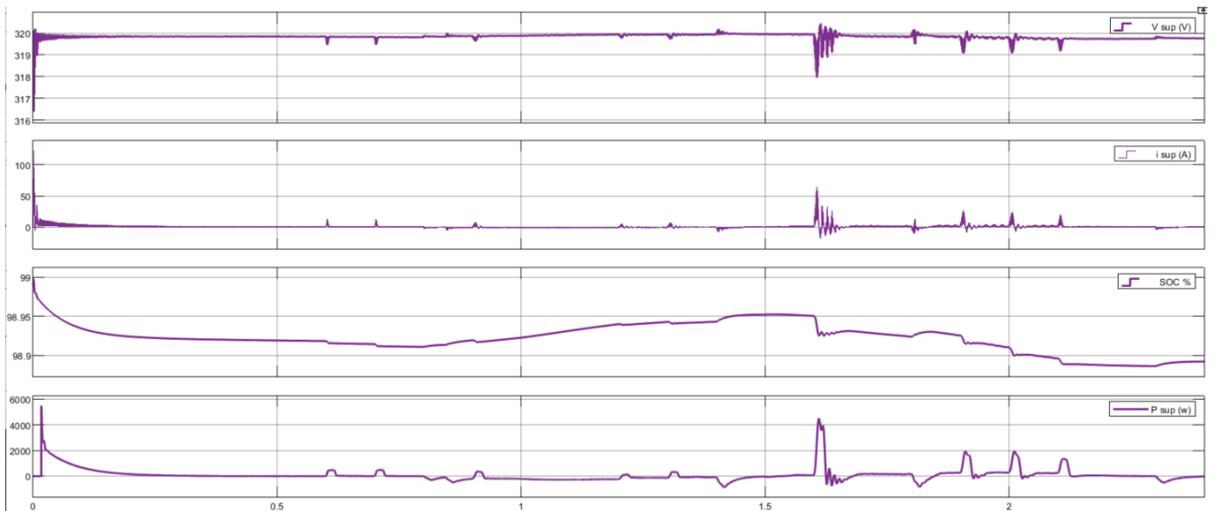


FIGURE 4.19 – Tension courant et puissance du supercondensateur

CHAPITRE 4. MISE EN ŒUVRE DE LA SIMULATION ET INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS OBTENUS

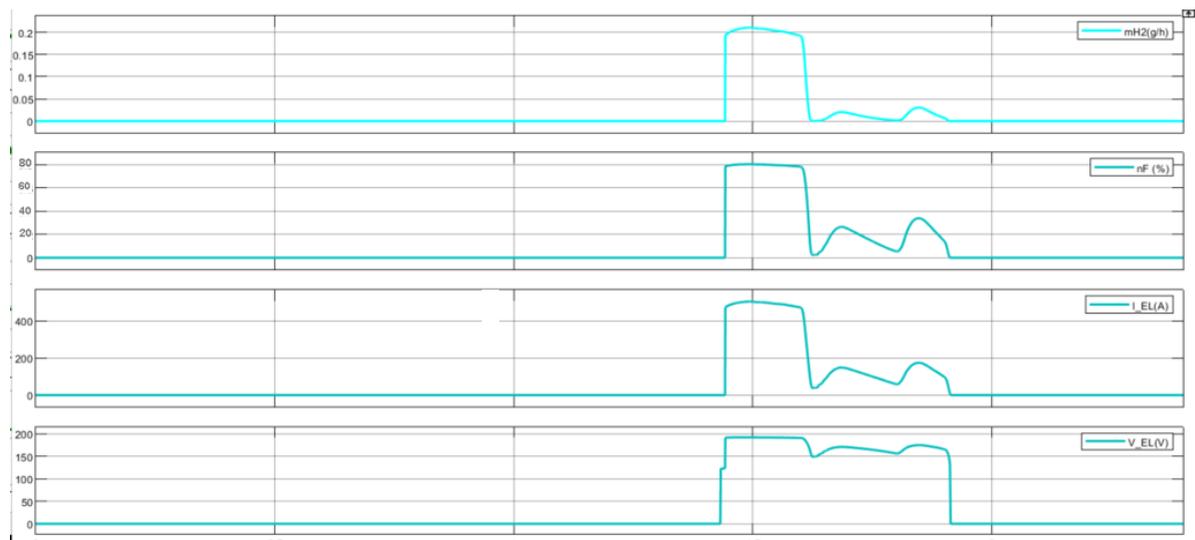


FIGURE 4.20 – Tension courant et taux de production hydrogène et le rendement faradique de l'électrolyseur alcaline



FIGURE 4.21 – Tension de bus DC

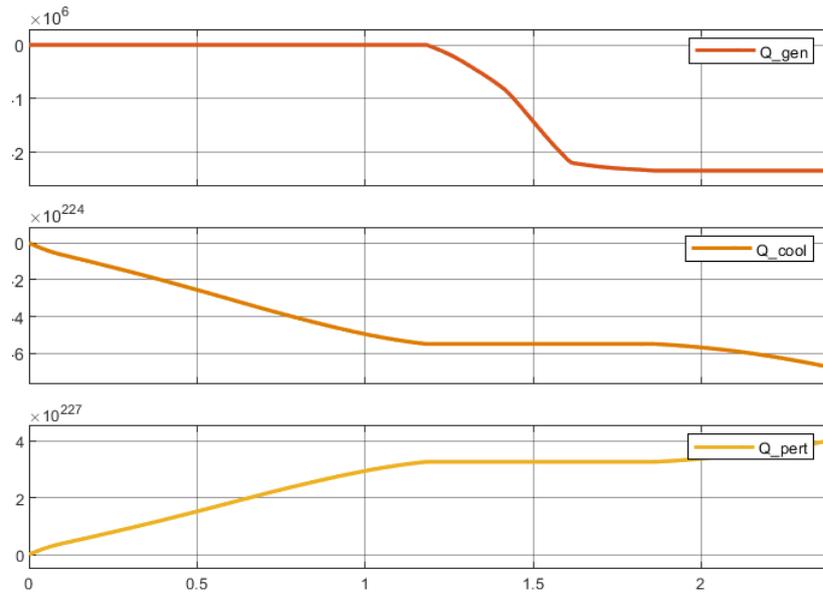


FIGURE 4.22 – L'énergie thermique générée, de refroidissement et perdue en joule

L'analyse du deuxième profil de charge pendant la saison printanière révèle une augmentation significative de la puissance excédentaire par rapport au premier profil (figure 4.16).

Cette augmentation est due à une production d'énergie solaire accrue pendant les heures d'ensoleillement (figure 4.17), combinée à une charge relativement constante et à une utilisation efficace des dispositifs de stockage.

Avant midi, les batteries sont complètement chargées et prêtes à être utilisées pendant la soirée (figure 4.18).

Les panneaux solaires atteignent leur niveau de production maximale à midi, avec une puissance de 6,3 kW (figure 4.17), générant ainsi un excès d'énergie considérable d'environ 5 kWh.

À ce moment-là, les batteries sont chargées et une grande quantité d'énergie est disponible pour la production d'hydrogène vert. L'électrolyseur fonctionne à sa puissance nominale de 200 W (figure 4.20), produisant un débit d'hydrogène maximal.

La production quotidienne totale d'hydrogène atteint environ 5,56 litres/jour .

En fin de journée, les batteries se déchargent exclusivement durant une période de 4 heures (figure 4.18).

Pour une journée d'hiver :

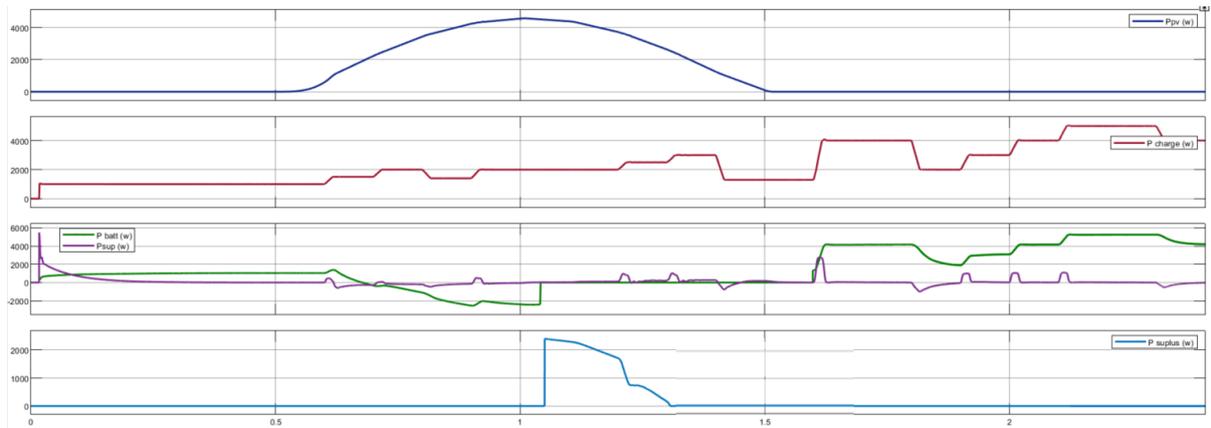


FIGURE 4.23 – Les puissances du : PV (bleu), charge (rouge), batterie (vert), Supercondensateur (violet) et la puissance excédentaire (bleu clair)-2émé charge

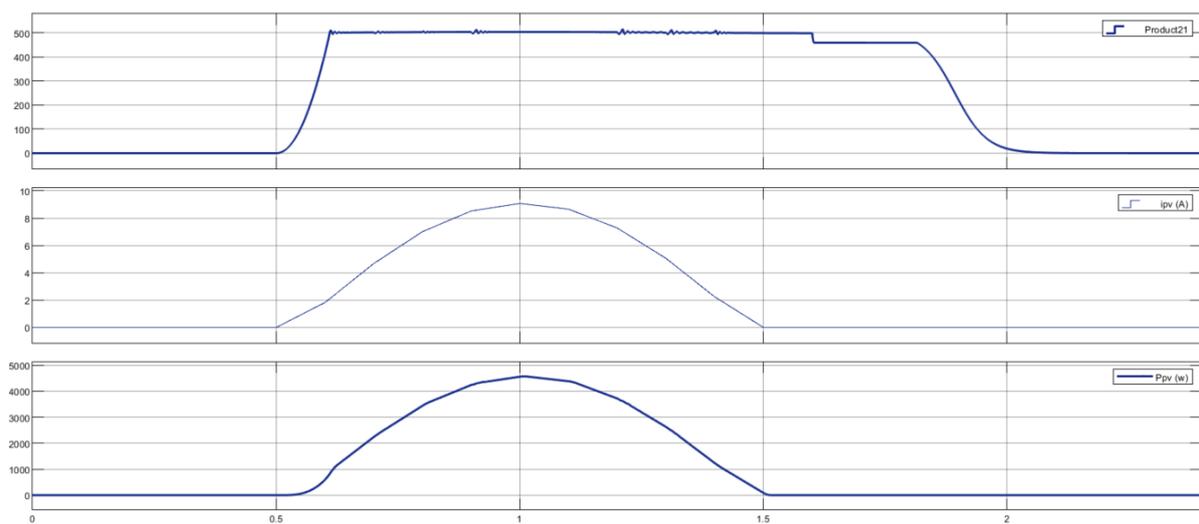


FIGURE 4.24 – Tension, courant et puissance des panneaux solaires (de haut en bas, respectivement)

CHAPITRE 4. MISE EN ŒUVRE DE LA SIMULATION ET INTERPRÉTATION
DES RÉSULTATS OBTENUS

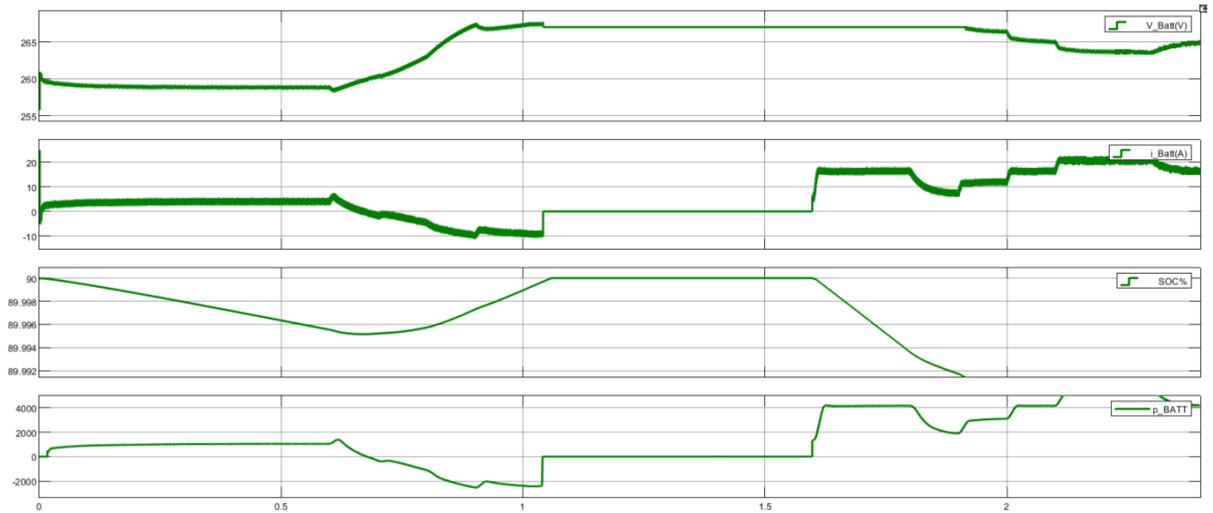


FIGURE 4.25 – Tension courant et puissance des batteries

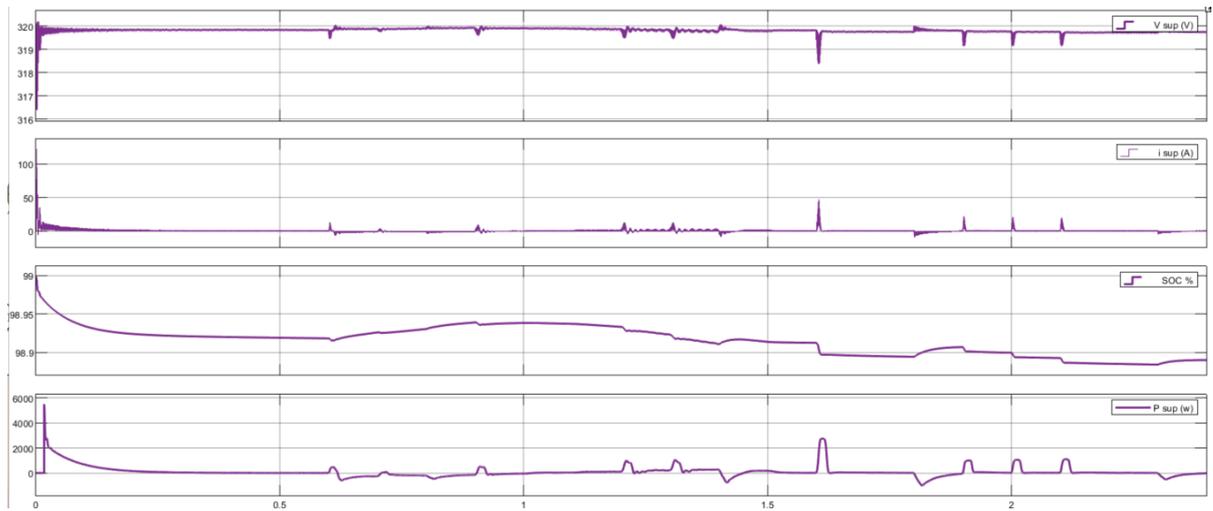


FIGURE 4.26 – Tension courant et puissance du supercondensateur

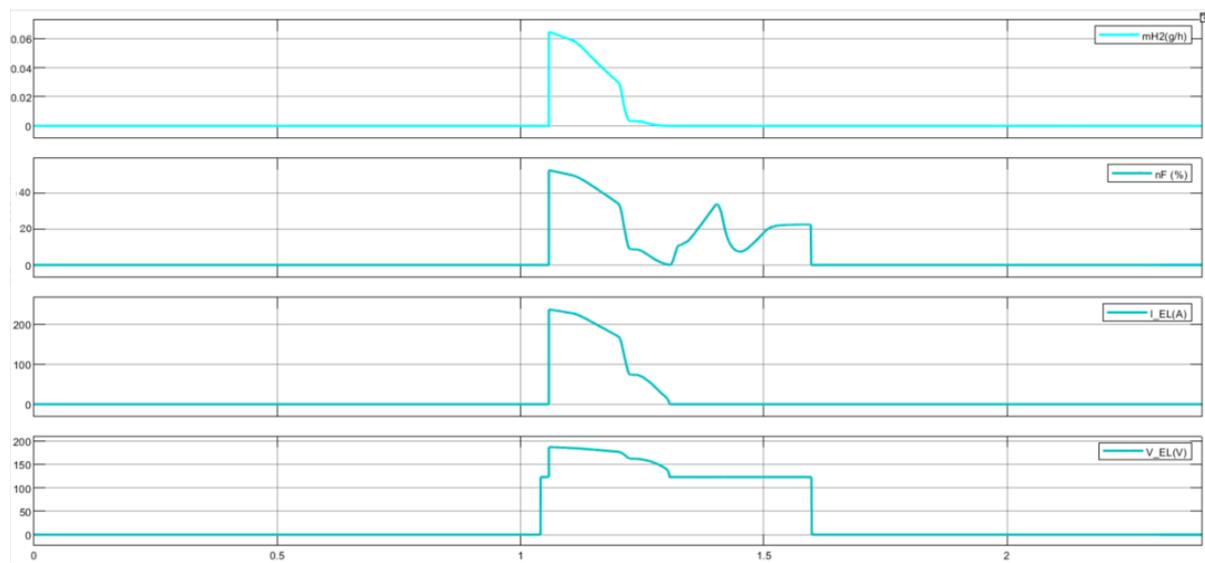


FIGURE 4.27 – Tension courant et taux de production hydrogène et le rendement faradique de l'électrolyseur alcaline

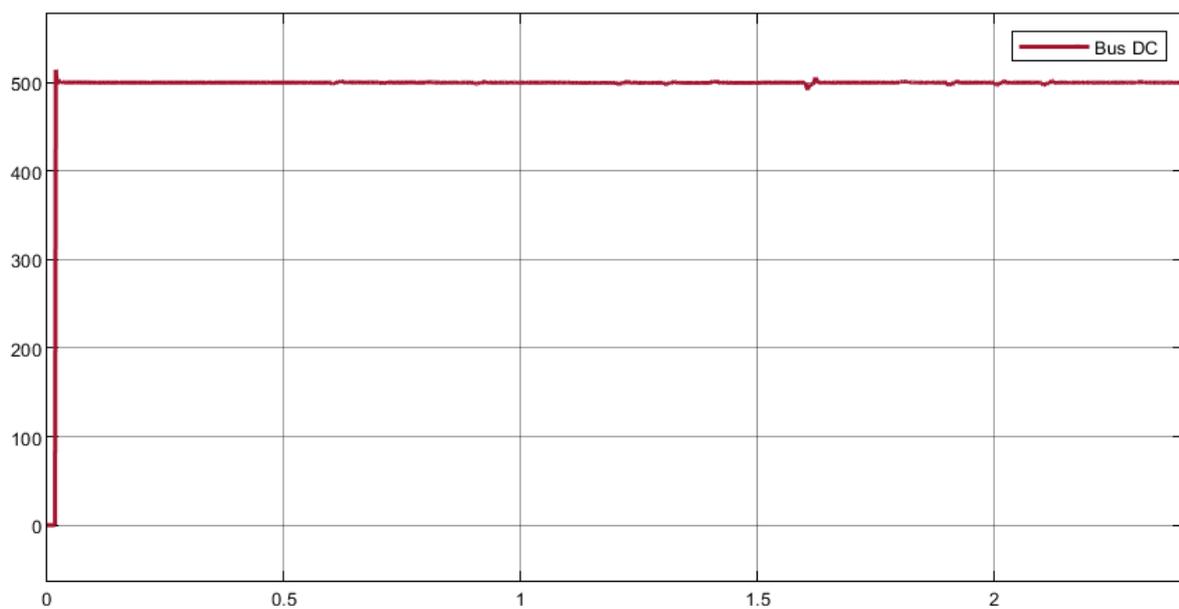


FIGURE 4.28 – Tension de bus DC



FIGURE 4.29 – Les énergies thermique génère en joule

Pendant la saison hivernale, l'excédent d'énergie pour le profil de charge domestique est plus significatif (en comparant la figure 4.9 avec la figure 4.24), ce qui permet aux batteries de se charger suffisamment pour fournir une puissance de 4 kW pendant plus de 3 heures (figure 4.25), tandis que l'électrolyseur produit environ 2 litres d'hydrogène par jour (figure 4.27), malgré une puissance solaire maximale de $4,8\text{ kW}$.

Pour la saison d'été :

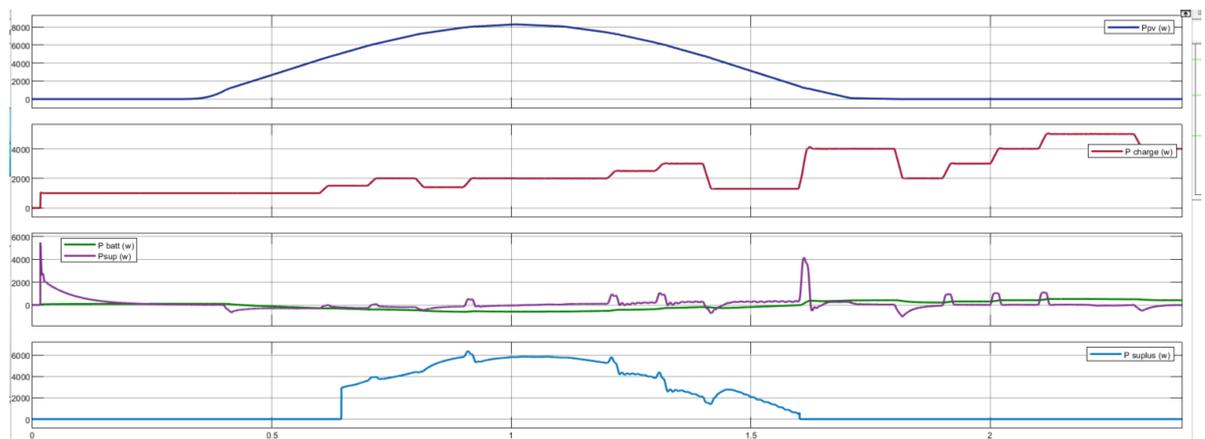


FIGURE 4.30 – Les puissances du : PV (bleu), charge (rouge), batterie (vert), Supercondensateur (violet) et la puissance excédentaire (bleu clair)-2ème charge

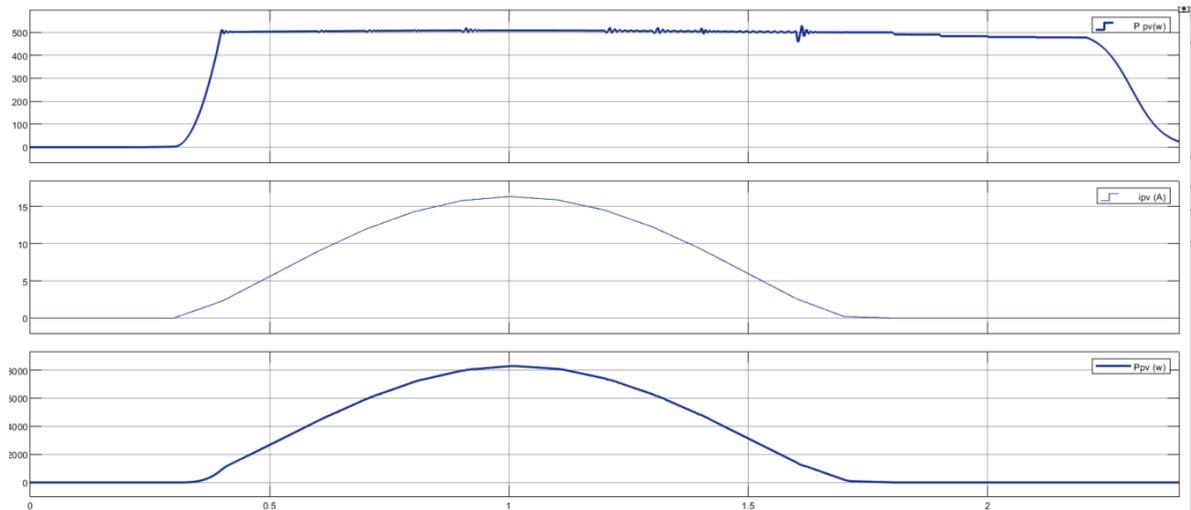


FIGURE 4.31 – Tension, courant et puissance des panneaux solaires (de haut en bas, respectivement)

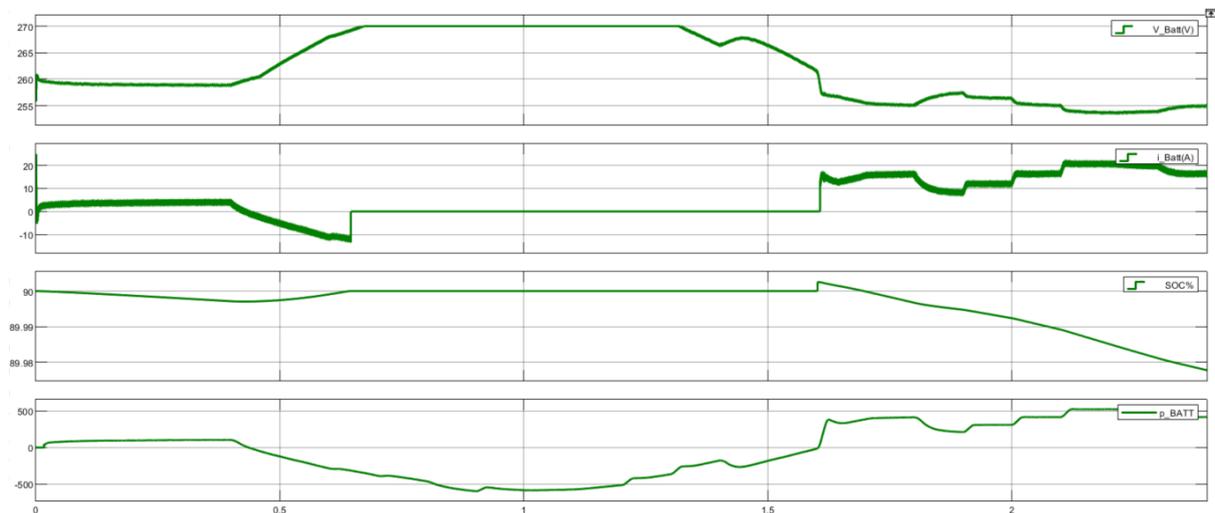


FIGURE 4.32 – Tension courant et puissance des batteries

Pendant la période estivale, une puissance solaire élevée de $8kW$ est observée sur une durée de plus de 14 heures (figure 4.31).

Les batteries se chargent rapidement, avec un taux de charge d'environ $6kW/h$, atteignant leur capacité maximale en seulement 2 heures (figure 4.32).

L'électrolyseur peut démarrer dès les premières heures de la journée, rendant ainsi la journée rentable pour la production d'hydrogène(figure 4.34).

L'électrolyseur fonctionne à sa puissance maximale de 200 W avec un rendement faradique de 80% tout au long de la journée.

La production d'hydrogène dépasse 4 g par jour, équivalant à environ 44.28 L d'hydrogène.

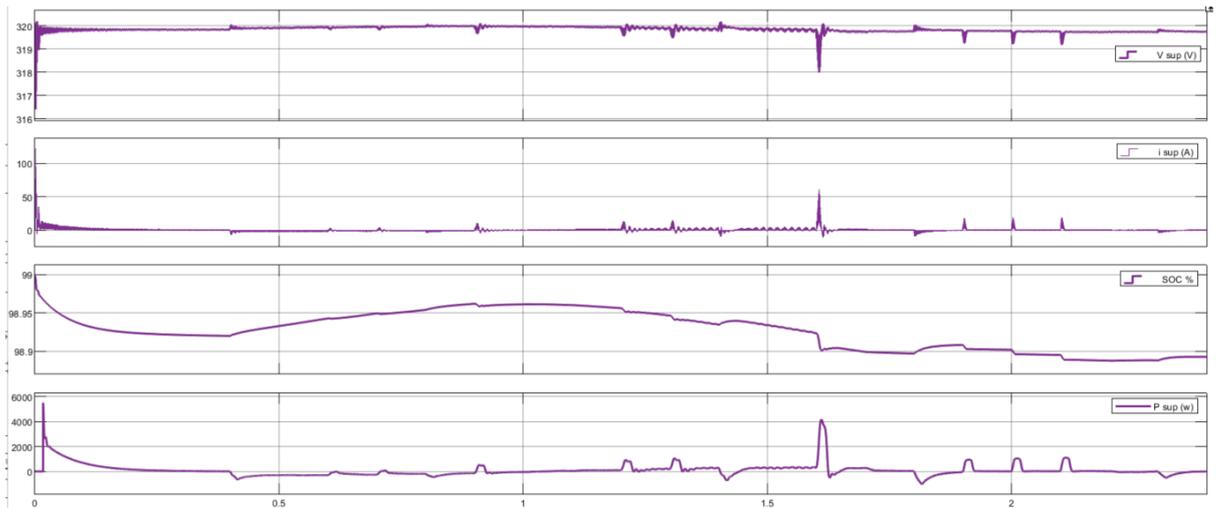


FIGURE 4.33 – Tension courant et puissance du supercondensateur

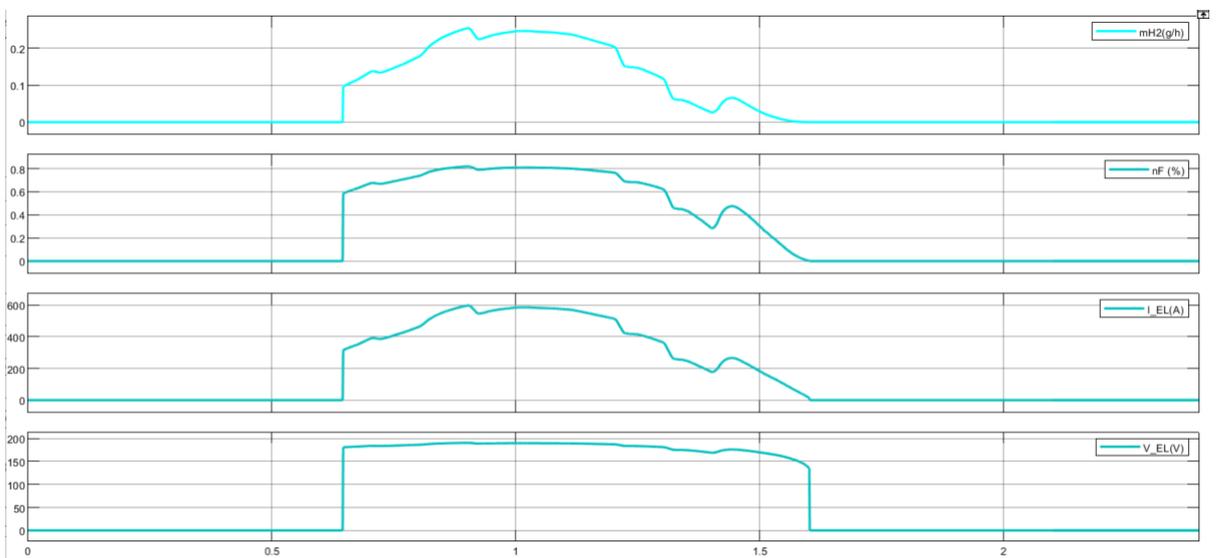


FIGURE 4.34 – Tension courant et taux de production hydrogène et le rendement faradique de l'électrolyseur alcaline

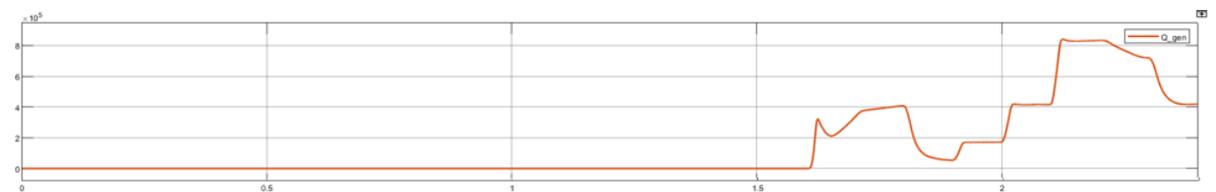


FIGURE 4.35 – L'énergie thermique générée en joule

6 Evaluation et comparaisons

Les différentes saisons (printemps, été, hiver) ont un impact sur la production d'hydrogène pour les profils de charge domestique et administratif. Les principales observations se résument comme suit :

6.1 Profil de charge domestique :

Printemps :

Une production d'énergie solaire modérée permettant de charger les batteries à une puissance d'environ $10kW$, générant ainsi environ 2,7 g d'hydrogène par jour.

Été :

Une forte production d'énergie solaire atteignant un pic de 16 kW/h pendant plus de 14 heures permet de charger rapidement les batteries à une puissance d'environ 10 kW/h, produisant environ 3 g d'hydrogène par jour.

Hiver :

En raison de la faible disponibilité d'énergie solaire, la charge des batteries est limitée à une puissance d'environ 3 kW, ce qui ne permet pas la production d'hydrogène.

6.2 Profil de charge administratif :

Printemps :

Une production d'énergie solaire modérée permet de charger les batteries à une puissance d'environ $5kW$, générant environ 15 litres d'hydrogène par jour.

Été

Une forte production d'énergie solaire atteignant un pic de $16kWh$ pendant plus de 14 heures permet de charger rapidement les batteries à une puissance d'environ $6,3kW$, produisant environ 4 g d'hydrogène par jour.

Hiver :

En raison de la faible disponibilité d'énergie solaire, la charge des batteries est limitée à une puissance d'environ $3kW$, par conséquent aucune production d'hydrogène ne peut être effectuée ».

En général :

Pour les deux profils, nous avons réussi à maintenir la stabilité et les performances de notre système en maintenant le bus DC à une valeur constante de 500 volts tout au long de la journée (figure 4.3-figure 4.13-figure 4.5-figure 4.21-figure 4.21) Ce résultat indique que le supercondensateur joue un rôle crucial en assurant la stabilité du réseau lors des variations brusques d'énergie solaire ou de la charge (figure 4.19-figure 4.26 -figure 4.33, garantissant ainsi une alimentation continue jusqu'à ce que la batterie atteigne la valeur de charge souhaitée.

Le Diagramme suivant présente les données de production, de consommation et les excédents d'énergie pour les moyennes journalières des trois salissions : le printemps, l'hiver et l'été.

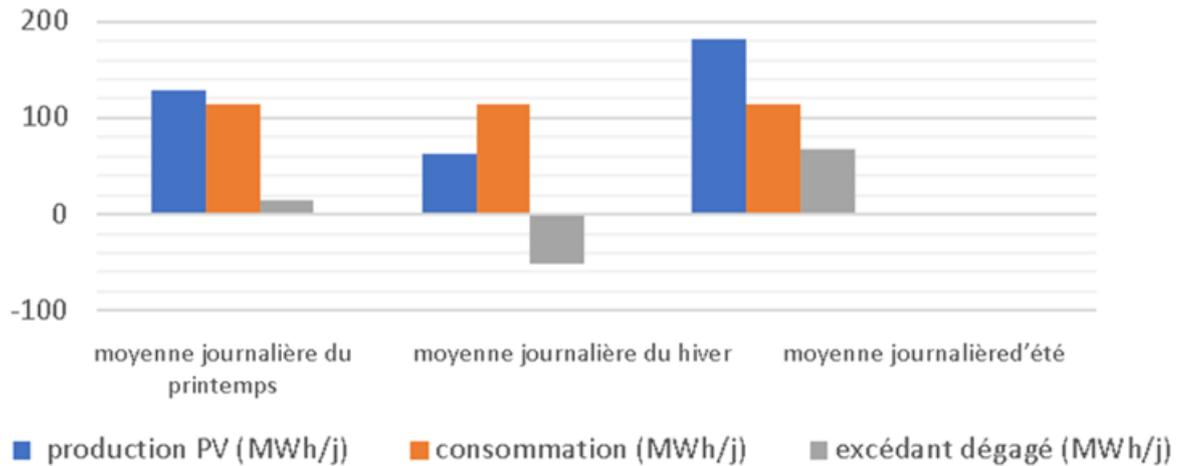


FIGURE 4.36 – Diagramme des profils d'énergie du système

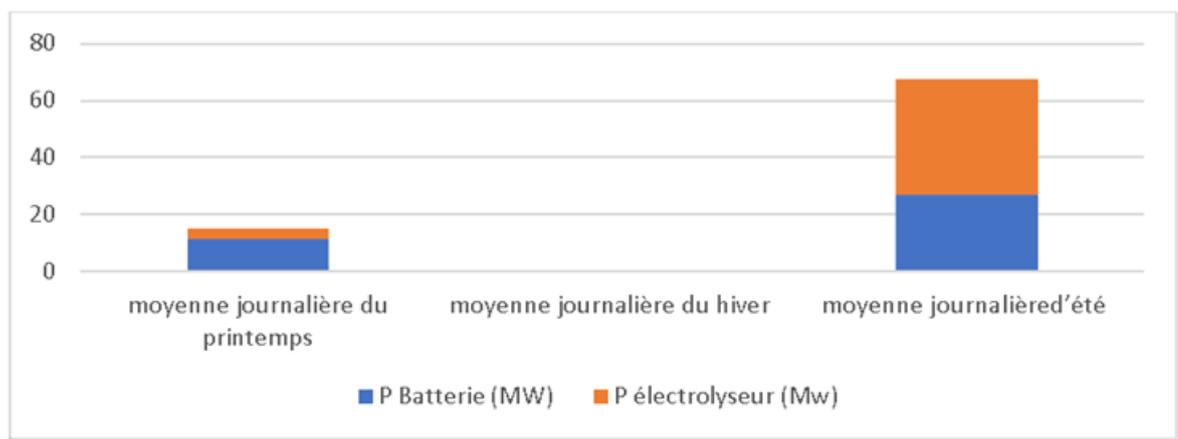


FIGURE 4.37 – Répartition de l'énergie excédentaire entre la batterie et l'électrolyseur

En résumé, la production d'énergie, au printemps, est de $128,37 \text{ MWh}/j$, la consommation d'énergie est de $114,8 \text{ MWh}/j$ et l'excédent d'énergie est de $13,98 \text{ MWh}/j$.

En hiver, la production d'énergie est de $63 \text{ MWh}/j$, la consommation d'énergie est de $114,8 \text{ MWh}/j$ et l'excédent d'énergie est de $2,66 \text{ MWh}/j$.

En été, la production d'énergie est de $181,02 \text{ MWh}/j$, la consommation d'énergie est de $114,8 \text{ MWh}/j$ et l'excédent d'énergie est de $67,5 \text{ MWh}/j$.

Cette figure présente la répartition de l'énergie excédentaire entre la batterie et l'électrolyseur pour trois saisons différentes : le printemps, l'hiver et l'été.

Au printemps, $11,25 \text{ MWh}/j$ MWh d'énergie excédentaire sont stockés dans la batterie, tandis que $3,75 \text{ MWh}/j$ sont utilisés par l'électrolyseur pour la production d'hydrogène.

En hiver, il n'y a pas de stockage d'énergie dans la batterie, et aucun flux d'énergie n'est dirigé vers l'électrolyseur.

En été, $27 \text{ MWh}/j$ d'énergie excédentaire sont stockés dans la batterie, tandis que $40,5 \text{ MWh}/j$ sont utilisés par l'électrolyseur pour la production d'hydrogène.

7 Conclusion

En conclusion, les simulations effectuées dans le cadre de cette étude ont permis de tester le comportement du système de commande proposé. Les objectifs principaux étaient de réguler la tension du bus DC en réponse aux variations du système de production d'énergie et de la demande. Les profils obtenus ont fourni une représentation visuelle des variations de la production d'énergie, de la demande et de l'excédent tout au long de la journée. Ces profils ont permis de mieux comprendre la dynamique du système et d'optimiser l'utilisation de l'énergie produite. De plus, les résultats ont démontré que le système était bien conçu pour exploiter de manière optimale les ressources d'énergie disponibles et maintenir une production d'hydrogène constante.

Ces conclusions s'avèrent encourageantes et ouvrent des perspectives pour l'amélioration et l'optimisation continue du système de commande étudié.

Conclusion générale et perspectives

En conclusion, cette étude constitue une contribution significative à la recherche sur l'utilisation de l'hydrogène comme solution énergétique propre, en mettant en évidence l'importance de la gestion de l'énergie excédentaire dans les systèmes hybrides.

Ce travail souligne également l'importance de développer des stratégies de contrôle dynamique pour optimiser l'utilisation de l'énergie excédentaire et répondre à la demande énergétique variable. La modélisation mathématique et les simulations réalisées ont permis d'évaluer le comportement du système pour différentes charges, offrant ainsi des informations utiles pour la gestion de l'énergie dans le secteur des énergies renouvelables.

La simulation a montré la faisabilité de cette approche, démontrant que l'énergie excédentaire peut être efficacement convertie en hydrogène. Ces résultats fournissent des bases solides pour le développement futur de systèmes de production d'hydrogène à grande échelle, ouvrant ainsi des perspectives prometteuses pour l'utilisation de l'hydrogène comme source d'énergie propre dans divers secteurs et une voie à une transition énergétique plus durable.

ANNEXES

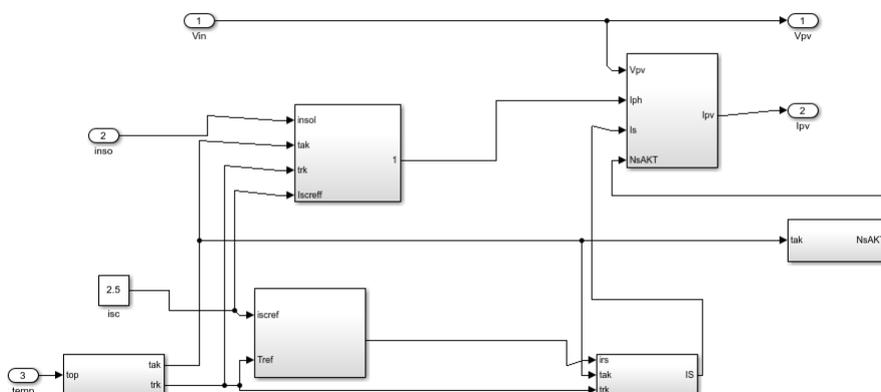


FIGURE 4.38 – Modèle Simulink du panneau solaire

$$V_{cell} = V_{rev} + s \log \left(\frac{I_1 + \frac{I_2}{T} + \frac{I_3}{T^2}}{A} I + 1 \right) + \frac{r_1 + r_2 I}{A}$$

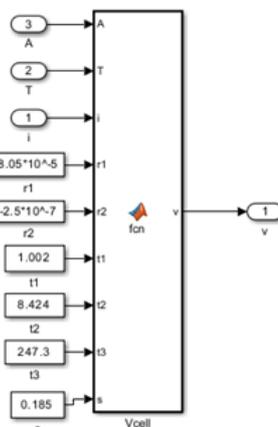


FIGURE 4.39 – Modèle Simulink du calcul de la tension de la cellule alcaline.

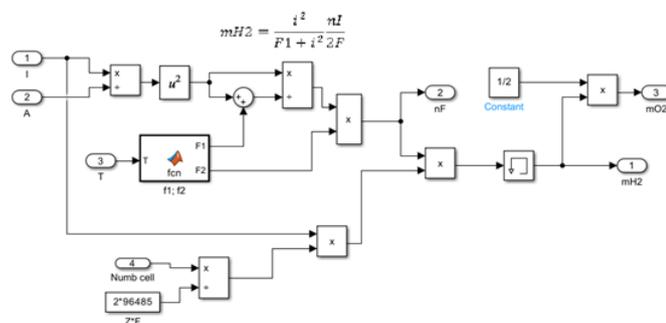


FIGURE 4.40 – Calcul du taux de production d'hydrogène et d'oxygène..

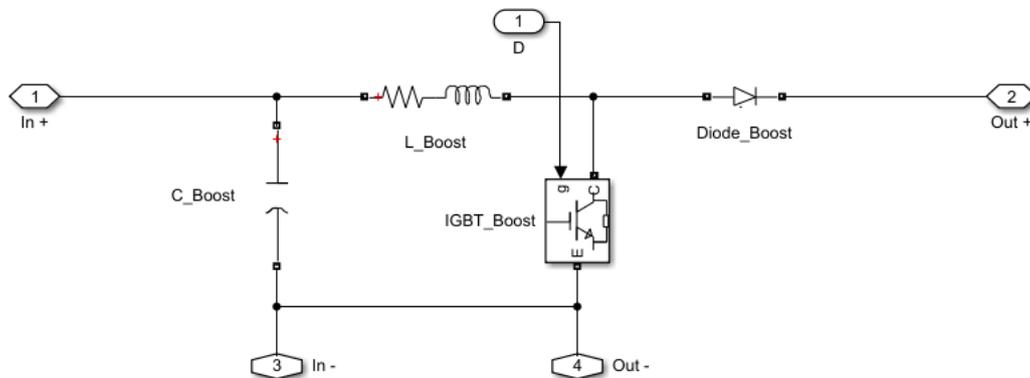


FIGURE 4.41 – Modèle Simulink du convertisseur solaire boost

```
function D = PandO(Vpv,Ipv)
persistent Dold Pold Vold
if isempty(Dold)
    Dold = 0.35;
    Vold = 17;
    Pold = 120;
end
deltaD = 0.001;
Ppv = Vpv*Ipv;

if (Ppv-Pold) ~= 0
    if (Ppv-Pold) > 0
        if (Vpv-Vold) > 0
            D = Dold - deltaD;
        else
            D = Dold + deltaD;
        end
    else
        if (Vpv-Vold) > 0
            D = Dold + deltaD;
        else
            D = Dold - deltaD;
        end
    end
else
    D = Dold;
end
Dold = D;
Vold = Vpv;
Pold = Ppv;
```

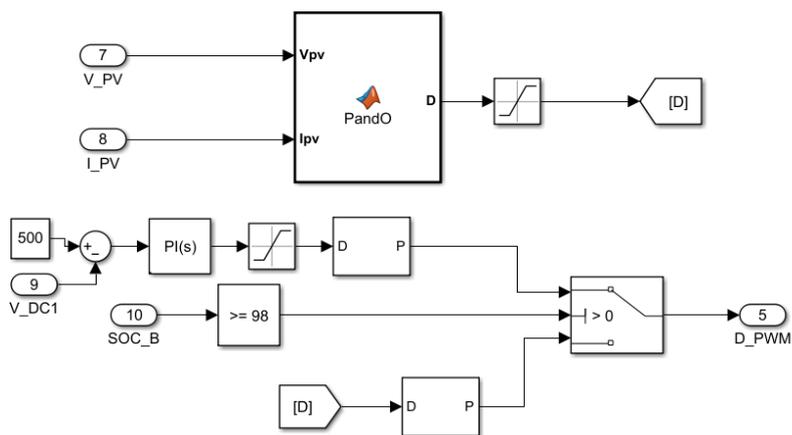


FIGURE 4.42 – la commande MPPT du convertisseur solaire boost.

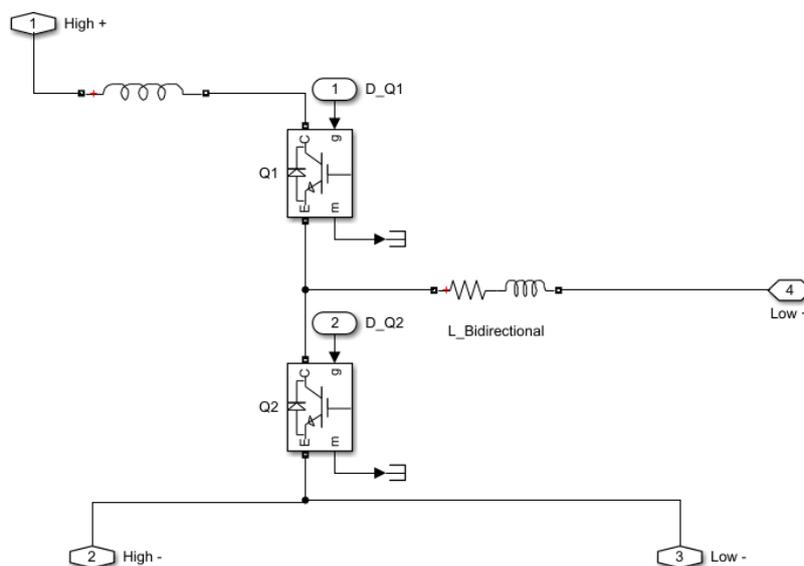


FIGURE 4.43 – Modèle Simulink du convertisseur bidirectionnelle Boost-Buck.

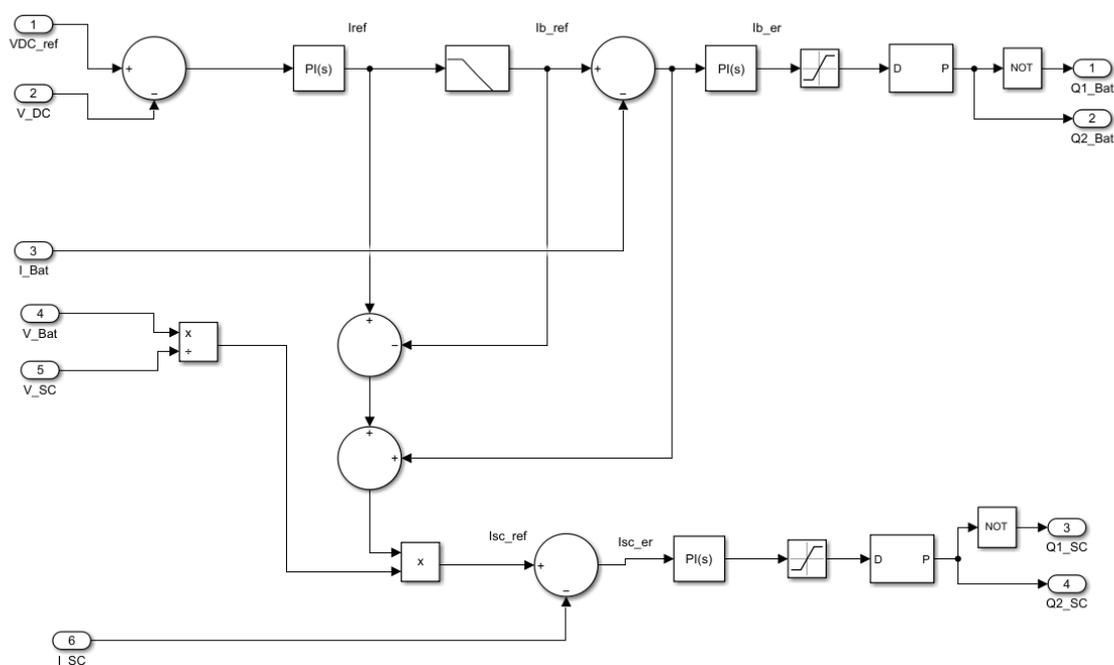


FIGURE 4.44 – Modèle Simulink de la commande des deux convertisseurs bidirectionnelle Boost-Buck de la batterie/supercapaciteur.

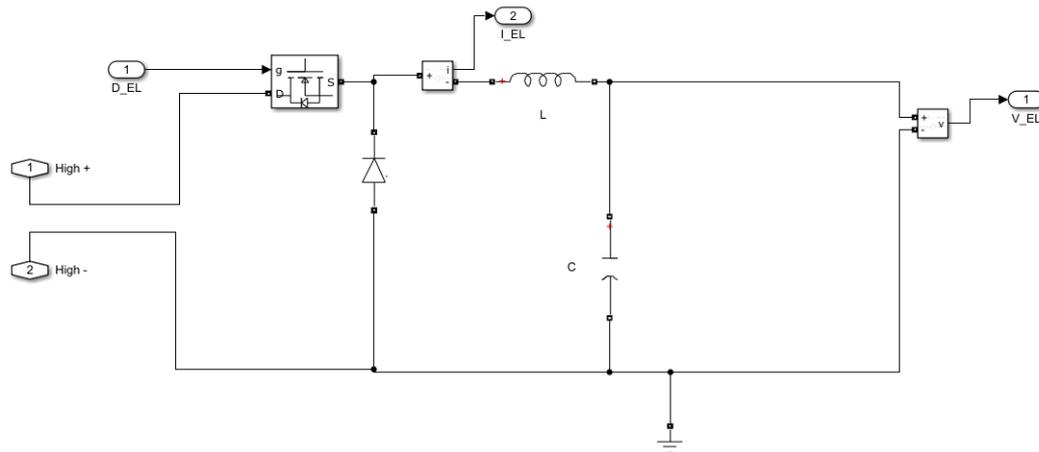


FIGURE 4.45 – Modèle Simulink du convertisseur Buck.

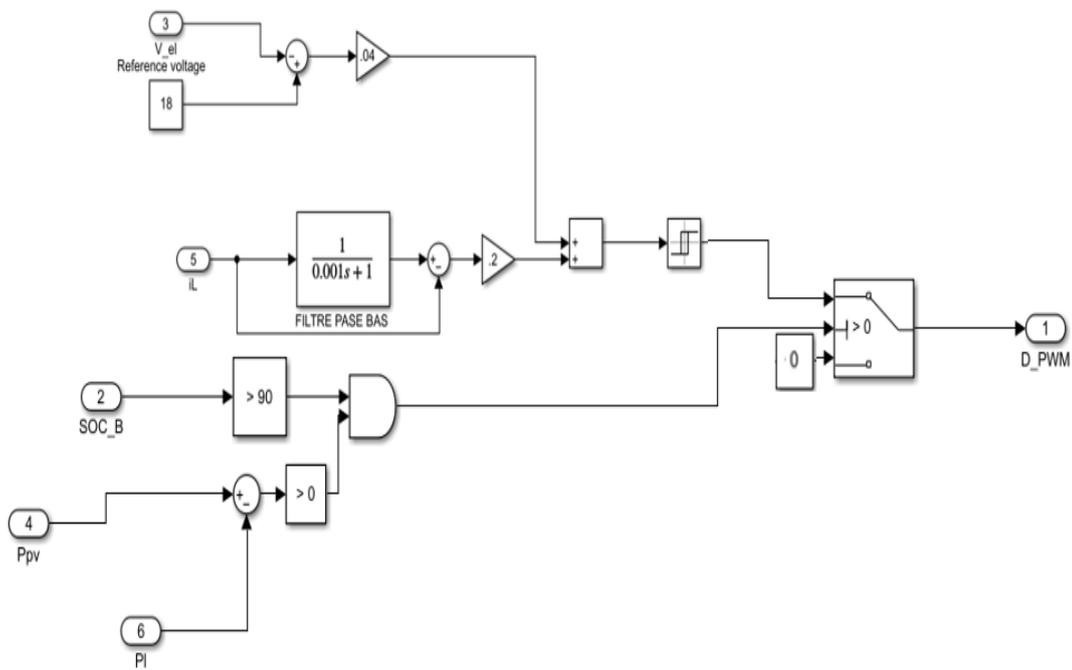


FIGURE 4.46 – Modèle Simulink du convertisseur Buck.

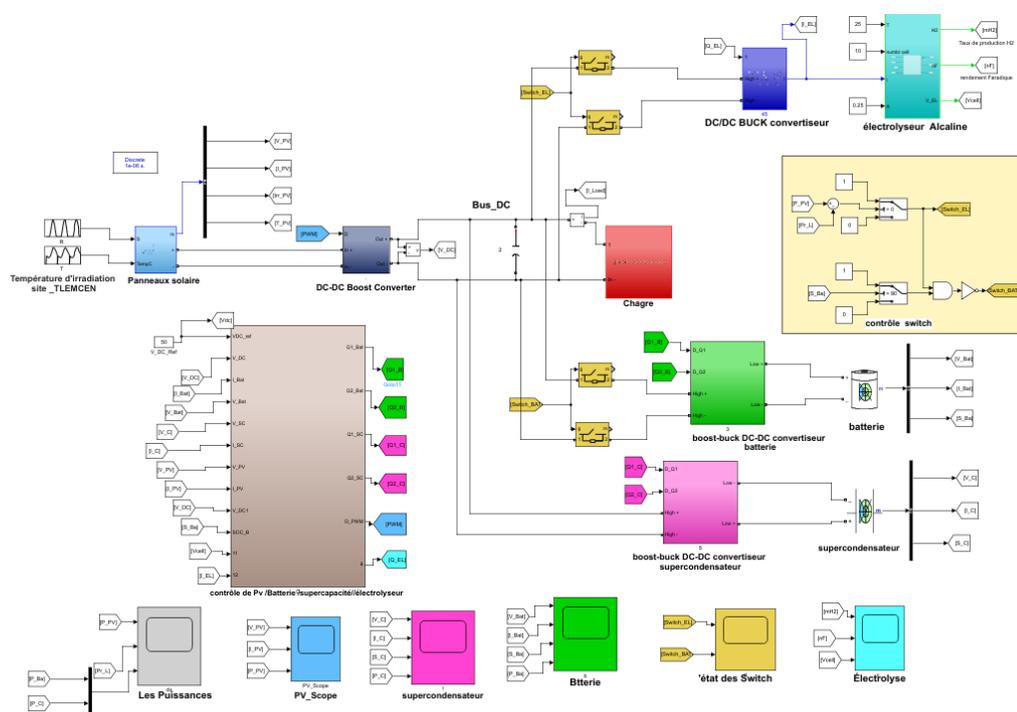


FIGURE 4.47 – Présentation complète du système sous MATLAB

Bibliographie

- [1] N. Muradov and T.N., “From hydrocarbon to hydrogen-carbon to hydrogen economy,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 30, no. 3, pp. 225–237, 2005.
- [2] Partenariat énergétique algéro-allemand (PE), “Etude exploratoire sur le potentiel du Power-to-X (hydrogène vert) pour l’Algérie.” 3ème édition de la journée algéro-allemande de l’énergie, 2021. Publication.
- [3] SoDa Service, “Helioclim-3 archives demo.” <https://www.sodais.com/demo/helioclim-3/>, Year of access. Accessed on Day Month Year.
- [4] A. Kerboua, M. Brahmi, D. Liabès, A. Lemrabout, and A. Mahmoud, “Optimal sizing of a hybrid system for supplying the administrative unit of a limited liability company in algeria by using particle swarm optimization,” in *Proceedings of the International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (ESWAE)*, p. Page numbers, IEEE, 2020.
- [5] “La croissance démographique à savoir de 8,5 milliards d’individus prévue d’ici 2030 selon les Nations Unies.” Nations Unies, 2030. Prévision démographique des Nations Unies.
- [6] R. RBC and Buttner, “Hydrogen technologies safety guide.” National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2015. Publication.
- [7] M. Boudellal, “Power-to-gas : renewable hydrogen economy.” Article, 2018. Publication.
- [8] F. Dawood *et al.*, “Hydrogen production for energy : An overview,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 42, pp. 22860–22878, 2019.
- [9] M. Newborough and G. Cooley, “Developments in the global hydrogen market : the spectrum of hydrogen colors,” *Fuel Cell Bulletin*, vol. 2020, no. 10, pp. 12–15, 2020.
- [10] T. E. Lipman, “Hydrogen Production Science and Technology,” in *Fuel Cells and Hydrogen Production : A Volume in the Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, pp. 1–14, Springer, 2019.
- [11] P. Nikolaidis and A. Poullikkas, “A Comparative Overview of Hydrogen Production Processes,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 597–611, 2017.
- [12] H. L. Chen, H. M. Lee, S. H. Chen, Y. Chao, and M. B. Chang, “Review of Plasma Catalysis on Hydrocarbon Reforming for Hydrogen Production ; Interaction, Integration, and Prospects,” *Interaction, Integration, and Prospects*, vol. 11, no. 5, pp. 1263–1278, 2008.

-
- [13] D. Hariharan, R. Yang, Y. Zhou, B. Gainey, S. Mamalis, R. E. Smith, M. A. Lugo-Pimentel, M. J. Castaldi, R. Gill, A. Davis, D. Modroukas, and B. Lawler, "Catalytic Partial Oxidation Reformation of Diesel, Gasoline, and Natural Gas for Use in Low Temperature Combustion Engines," *Fuel*, vol. 246, pp. 295–307, 2019.
- [14] S. Hosseini and M. Wahid, "Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources : Promising green energy carrier for clean development," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 850–866, 2016.
- [15] P. McKendry, "Energy production from biomass (part 1) : overview of biomass," *Bioresource Technology*, vol. 83, no. 1, pp. 37–46, 2002.
- [16] R. Granados-Fernández, M. Cortés-Reyes, E. Poggio-Fraccari, C. Herrera, M. Larrubia, and L. Alemany, "Biomass catalytic gasification performance over unsupported Ni-Ce catalyst for high-yield hydrogen production," *Journal of Catalysis*, vol. 372, pp. 250–260, 2019.
- [17] J. Holladay, J. Hu, D. King, and Y. Wang, "An overview of hydrogen production technologies," *Catalysis Today*, vol. 139, no. 4, pp. 244–260, 2009.
- [18] D. M. F. Santos, C. A. C. Sequeira, and J. L. Figueiredo, "Hydrogen production by alkaline water electrolysis," *Química Nova*, vol. 36, no. 9, pp. 1230–1239, 2013.
- [19] D. Pletcher and X. Li, "Prospects for alkaline zero gap water electrolyzers for hydrogen production," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 15, pp. 8922–8934, 2011.
- [20] G. Cipriani, V. Di Dio, F. Genduso, D. La Cascia, R. Liga, R. Miceli, and G. Ricco Galluzzo, "Perspective on hydrogen energy carrier and its automotive applications," *Energy Procedia*, vol. 45, pp. 197–206, 2014.
- [21] J. Koponen, "Review of water electrolysis technologies and design of renewable hydrogen production systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 11–19, 2015.
- [22] M. Carmo and D. Stolten, *Energy Storage Using Hydrogen Produced from Excess Renewable Electricity : Power to Hydrogen*, pp. 147–169. Elsevier, 2019.
- [23] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, and D. Stolten, "A comprehensive review on PEM water electrolysis," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 12, pp. 4901–4934, 2013.
- [24] S. S. Kumar and H. Lim, "An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 155, p. 112133, 2022.
- [25] R. B. Gupta, *Hydrogen Fuel : Production, Transport, and Storage*. Boca Raton, FL : CRC Press, 2008.
- [26] Unknown, "Thermal Decomposition of the Non-Interstitial Hydrides for the Storage and Production of Hydrogen," *Chemical Reviews*, vol. 104, no. 10, pp. 4245–4270, 2004.
- [27] M. Aziz, "Liquid Hydrogen : A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety," *Journal of Energy Storage*, vol. 39, p. 101643, 2021.

- [28] A. Khadraoui, “Étude ab initio du stockage d’hydrogène dans l’intermétallique TiFe,” *Journal of Energy Materials*, vol. 36, pp. 223–231, 6 2018.
- [29] W. Grochala and P. P. Edwards, “Thermal Decomposition of the Non-Interstitial Hydrides for the Storage and Production of Hydrogen,” *Chemical Reviews*, vol. 104, no. 3, pp. 1283–1316, 2004.
- [30] F. Barbir, *PEM Fuel Cells : Theory and Practice*. Burlington, MA : Elsevier, 2013.
- [31] F. Amrouche, “Les Moteurs à Combustion Interne à l’Hydrogène,” *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 20, no. 3, pp. 497–506, 2017.
- [32] W. Grochala and P. P. Edwards, “Hydrogen Applications : Overview of the Key Economic Issues and Perspectives,” *Hydrogen Supply Chains*, pp. 153–172, 2018.
- [33] D. Lincot, “Les filières photovoltaïques en couches minces et leurs perspectives d’application à l’habitat,” *Revue de l’énergie*, vol. 593, pp. 527–540, 2008.
- [34] C. Likkasit, A. Maroufmashat, A. Elkamel, H.-m. Ku, and M. Fowler, “Solar-aided hydrogen production methods for the integration of renewable energies into oil & gas industries,” *Renewable Energy*, vol. 115, pp. 473–491, 2018.
- [35] Z. Li, W. Luo, M. Zhang, J. Feng, and Z. Zou, “Photoelectrochemical cells for solar hydrogen,” *Nature Reviews Materials*, vol. 3, no. 3, p. 18002, 2018.
- [36] A. Steinfeld, “Solar thermochemical production of hydrogen,” *Energy*, vol. 30, no. 13, pp. 1331–1344, 2005.
- [37] F. Salama, “Modélisation d’un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique,” Master’s thesis, Université de Sétif, 2011.
- [38] B. Zakaria, “Généralités sur les technologies des cellules solaires,” 2009.
- [39] R. Bouakaz and F. Renken, “Étude exploratoire sur le potentiel du Power-to-X (hydrogène vert) pour l’Algérie.” Centre de recherche de les énergie renouvelables, 2021.
- [40] J. Brauns and T. Turek, “Alkaline water electrolysis powered by renewable energy,” *Journal Name*, vol. Volume, no. Number, p. Page Range, 2020.
- [41] K. Keshavani, J. Joshi, V. Trivedi, and M. Bhavsar, “Modelling and simulation of photovoltaic array using matlab/simulink,” p. 2486.
- [42] H.-L. Tsai, C.-S. Tu, and Y.-J. Su, “Development of generalized photovoltaic model using matlab/simulink,” in *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science*, vol. 1, pp. 22–24, 2008.
- [43] M. Veerachary, T. Senjyu, and K. Uezato, “Voltage-based maximum power point tracking control of pv system,” *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, vol. 38, no. 3, pp. 707–716, 2002.
- [44] Y. Wang, J. Tian, Z. Sun, L. Wang, R. Xu, M. Li, and Z. Chen, “A comprehensive review of battery modeling and state estimation approaches for advanced battery management systems,” *Journal of Energy Storage*, vol. 31, p. 101586, 2020.
- [45] L. R. Chen, “A design of an optimal battery pulse charge system by frequency-varied technique,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 1, pp. 469–476, 2007.

-
- [46] S. Shili, *Contrôle des circuits d'équilibrage des systèmes de stockage d'énergie (supercondensateurs) en vue d'estimer et d'améliorer leur durée de vie*. PhD thesis, Université de Lyon, 2016.
- [47] Ulleberg, "Modeling of advanced alkaline electrolyzers : A system simulation approach," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 28, no. 11, pp. 1233–1244, 2003.
- [48] M. E. Sahin, "An efficient solar-hydrogen dc-dc buck converter system with sliding mode control," *El-Cezerî Journal of Science and Engineering*, vol. 6, no. 3, pp. 558–570, 2019.
- [49] S. K. Kollimalla, M. K. Mishra, and N. L. Narasamma, "Design and analysis of novel control strategy for battery and supercapacitor storage system," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2014.
- [50] A. Yunez-Cano, R. d. G. Gonzalez-Huerta, M. Tufiño-Velázquez, R. Barbosa, and B. Escobar, "Solar-hydrogen hybrid system integrated to a sustainable house in mexico," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, pp. 19539–19545, 2016.
- [51] G. Cau, D. Cocco, M. Petrollese, S. Kær, and C. Milan, "Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system," *Energy Conversion and Management*, 2014.
- [52] N. Tlili, B. Neily, and F. Ben Salem, "Modeling and simulation of hybrid system coupling a photovoltaic generator, a pem fuel cell and an electrolyzer (part ii)," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2014.
- [53] E. Rodriguez-Diaz, F. Chen, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, R. Burgos, and D. Boroyevich, "Voltage-level selection of future two-level lvdc distribution grids : A compromise between grid compatibility, safety, and efficiency," *IEEE Electr. Mag.*, vol. 4, pp. 20–28, jun 2016.