

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A. MIRA - Béjaia

Faculté des Sciences Technologies
Département de génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Spécialité : Commandes électriques



Réf :

Mémoire de Fin de Cycle
En vue de l'obtention du diplôme

MASTER

Thème

*Étude et simulation d'un convertisseur
DC/AC pour un système PV connecté au
réseau*

Présenté par : **KRIMI Loucif**

Devant le jury composé de :

M^r. BOUDRIES. Z	President
M^r. GHEDAMSI. K	Encadreur
M^r. ALOUI. L	Examineur

Année universitaire : 2023 / 2024

Remerciements

Louange à Dieu le Tout Puissant de m'avoir donné le courage et la patience de réaliser ce travail.

Mes sincères considérations et remerciements aux membres du jury Pour m'avoir fait l'honneur d'avoir accepté de faire partie du mon jury et de mon donner de leur temps pour examiner ce travail

Je tiens à exprimer mes profondes gratitude et mes sincères remerciements à tous mes enseignants qui mon formé tout au long de mon parcours universitaire.

Veillez trouver ici l'expression et mes profondes admirations pour toutes vos qualités Scientifiques et humaines.

Merci à tous ce qui ont contribué de loin ou de prêt à la réalisation de ce mémoire.

LOUCIF

Dédicace

J'ai le plaisir de dédier ce modeste travail en signe de respect et de reconnaissance :

A Dieu, tout puissant, de m'avoir donné la force pour survivre, ainsi que l'audace pour dépasser toutes les difficultés et réaliser ce travail.

A mes parents pour leurs amours, leurs soutiens, leurs encouragements et pour tous ce qu'ils m'ont apporté de belles choses au cours de ma vie. Que Dieu vous protège.

A la mémoire de mes grands-parents. Que Dieu les accueille en son vaste paradis.

*A mes chers frères : **abd-selam** et **Ismail** pour Votre présence m'est indispensable, je vous souhaite beaucoup de bonheurs et de succès. Que Dieu vous protège.*

A mes tantes, oncles, cousins, cousines ainsi toute la grande famille.

A mes chers amis tout à son nom, merci pour votre présence et votre amitié

LOUCIF

SOMMAIRE

Liste des abréviations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des annexes	
Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les énergies renouvelables	2
I.1.Introduction.....	2
I.2.Définition de l'énergie renouvelable	2
I.3. Cellule photovoltaïque.....	14
I.4. Les énergies renouvelables dans le monde.....	26
I.5. Les énergies renouvelables en l'Algérie.....	27
I.6. L'importance de l'énergie renouvelable dans la préservation de l'écosystème.....	28
I.7.Conclusion.....	29
Chapitre II : Modélisation du générateur photovoltaïque	30
II.1. Introduction.....	30
II.2. Modélisation d'une cellule photovoltaïque.....	30
II.3. Modélisation du panneau et du champ photovoltaïques.....	40
II.4. Détermination des paramètres du modèle.....	42
II.5. Paramètres basiques d'une cellule réelle.....	43
II.6 Caractéristiques d'un panneau photovoltaïque.....	45
II.7 Influence des paramètres internes et externes sur la caractéristique I(V).....	46
II.8. Conclusion.....	50
Chapitre III : Etude et simulation d'un GPV connecté au réseau	51
III.1. Introduction.....	51
III.2. Principe de fonctionnement de notre système.....	51
III.3. Modélisations d'un GPV connecté au réseau via un MMC.....	52
III.4. Convertisseur DC-DC (hacheur boots).....	54
III. 5. Les convertisseurs multiniveaux.....	57
III.6. Intérêt des convertisseurs multiniveaux.....	57
III.7. Topologie des convertisseurs multiniveaux.....	57
III.8. Description de la structure MMC à trois niveaux et leur principe de fonctionnement.....	67
III.9. Modélisation de convertisseur modulaire multiniveaux.....	72
III.10. Modélisation du réseau électrique	82

III.11. Dimensionnement d'un générateur PV connecté au réseau via un (MMC).....	83
III.12. Dimensionnement d'un hacheur.....	86
III.13. Dimensionnement de l'onduleur (MMC).....	87
III.14. Dimensionnement de réseaux électriques.....	87
III.15. Résultats de simulation et interprétations.....	87
III.16. Conclusion.....	92
Conclusion générale.....	93
Références bibliographiques.....	94
Table des matières	
Annexes	

Notations symboliques et abréviations

IRENA	International Renewable Energy Agency
La COP27	La 27 ^e Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
EnR	Energie renouvelable
PV	Photovoltaïque
C₂H₅OH	L'éthanol
H₂S	Le sulfure d'hydrogène
NH₃	L'ammoniac
CO₂	Dioxyde de carbone
GES	Gaz à effet de serre
H₂	L'hydrogène
STC	Standard Test Conditions
MLI	Modulation de largeur d'impulsions
MMC	Convertisseur multicellulaire multiniveaux

Liste des tableaux

Tableau	Titre	Page
I.1	Pourcentage approximatif de fonctionnement des modules solaires par rapport à leur orientation et à leur inclinaison	24
II.1	Données du module AEG aux conditions standards ($E=1000\text{W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$ et $AM=1.5$).	45
III.1	Paramètres d'un module photovoltaïque.	52
III.2	Différents états d'un sous module	66
III.3	Tableau des séquences de l'onduleur MMC.	68
III.4	Paramètres du module Sun power SPR-305-WHT	84
III.5	Rapports de transformation d'un convertisseur DC-DC (BOOST).	86

Liste des figures

Figure	Titre	Page
I.1	Différentes énergies renouvelables.	3
I.2	Principe de fonctionnement d'une éolienne de production d'électricité.	4
I.3	Structure d'une éolienne à axe horizontal.	6
I.4	Différents types de Biomasse.	7
I.5	Le fonctionnement d'une centrale à biomasse.	8
I.6	Exemple de barrage.	8
I.7	Schéma descriptif d'une centrale géothermique à vaporisation directe.	12
I.8	Schéma descriptif d'une centrale géothermique à vaporisation éclair..	12
I.9	Schéma descriptive d'une centrale à cycle.	13
I.10	Principe de fonctionnement d'une cellule PV.	17
I.11	Analyse spectrale du rayonnement solaire.	19
I.12	Composantes du rayonnement solaire..	20
I.13	Appareils de mesure de différents rayonnements solaires.	21
I.14	Caractéristiques électriques d'un module (PV) avec illustration du point de fonctionnement à puissance maximale.	21
I.15	Influence de la température sur la caractéristique Courant-Tension du module (PV).	23
I.16	Influence l'éclairement énergétique sur la caractéristique Courant-Tension du module de (PV).	23
I.17	Classification des systèmes photovoltaïques.	25
I.18	Schéma de principe d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau électrique.	25

I.19	Schéma d'un système photovoltaïque non raccordé au réseau.	26
I.20	Schéma d'une installation type d'un système hybride (PV-éolienne-groupe diesel).	26
I.21	La capacité mondiale de production d'énergie renouvelable.	27
I.22	Consistance du programme de développement des énergies renouvelables en Algérie.	28
II.1	Modèles électriques équivalents d'une cellule photovoltaïque.	32
II.2	Circuit électrique équivalent pour un GPV.	41
II.3	Caractéristique Courant –tension pour trois modèles.	46
II.4	Caractéristique Puissance-tension pour trois modèles.	46
II.5	Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique (I –V) d'un GPV	47
II.6	Effet de la température sur la caractéristique I-V et P-V.	48
II.7	Effet de la variation d'éclairement sur la caractéristique I-V et P-V.	49
III.1	Schémas de principe fonctionnement de réseau électrique.	51
III.2	Circuit électrique d'une cellule.	53
III.3	Système de conversion d'énergie PV connecté au bus DC.	55
III.4	Schéma de principe de la commande MLI.	55
III.5	Circuits équivalents d'un convertisseur survolteur.	56
III.6	Structure à pont en H à 3 niveaux.	58
III.7	Mise en série de 2 ponts en H.	58
III.8	Structure NPC à 3 niveaux.	59
III.9	Structure ANPC 3 niveaux.	59
III.10	Structure de FC à 3 niveaux.	60
III.11	Structure SMC n niveaux à p cellules et à 2 étages.	60
III.12	Structure multicellulaire généralisée.	61
III.13	Schéma du convertisseur modulaire multiniveaux.	62

III.14	Schéma d'un convertisseur modulaire multi-niveaux triphasé.	62
III.15	Sous module demi-pont	64
III.16	Sous module ponts dos-à-dos	64
III.17	Sous module ponts en H	64
III.18	Sous module ponts superposés	65
III.19	Configuration de sous module de MMC (demi-pont).	66
III.20	Etats de conduction de chaque semi-conducteur d'un sous-module.	66
III.21	Bras d'onduleur MMC à trois niveaux.	68
III.22	Allure de la tension d'un bras d'onduleur MMC en fonction de l'état	69
III.23	Modèle de commutation de MMC.	72
III.24	(a) modèle de MMC avec une cellule de puissance dans chaque bras, (b) circulation de courant dans le modèle MMC..	76
III.25	Profile d'éclairement imposé.	88
III.26	Résultats de simulation de la puissance GPV et celle du réseau.	88
III.27	Résultats de simulation de la tension et le courant à l'entrée de l'onduleur.	89
III.28	Résultats de simulation de La tension et courant délivrés par le MMC.	90
III.29	Résultats de simulation de la tension et le courant coté réseau.	91

Liste des Annexes

Annexe	Titre
1	Annexe 1 : Les paramètres de simulation
2	Annexe 2 : Caractéristique de panneau pv utilisé
3	Annexe 3 : Schéma de simulation

INTRODUCTION
GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Actuellement, la majorité de l'énergie utilisée dans le monde provient des combustibles fossiles, principaux responsables de la pollution et du changement climatique. Bien que certains pays utilisent également l'énergie nucléaire, celle-ci comporte des risques potentiels d'accidents graves. Les émissions de gaz à effet de serre provenant des combustibles fossiles posent des défis environnementaux considérables.

Lors de la COP27 à Charm el-Cheikh en novembre 2022, face aux défis climatiques, l'accent a été mis sur l'impératif de diminuer les émissions de gaz à effet de serre et de limiter le réchauffement mondial à 1,5°C. La conférence a préconisé une réduction progressive de l'utilisation du charbon sans capture de CO₂ ainsi que l'élimination des subventions inefficaces aux combustibles fossiles, réaffirmant les engagements pris lors des accords de Paris en 2015. Elle a aussi mis l'accent sur la transition vers les énergies renouvelables pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles et atténuer le changement climatique.

L'électronique de puissance joue un rôle crucial dans cette transition énergétique, l'usage des topologies innovantes améliore l'efficacité des générateurs renouvelables. Le convertisseur multicellulaire multiniveaux (MMC) fera l'objet de cette étude.

Le mémoire est structuré en trois parties :

1. **Le premier chapitre** présente l'état actuel des énergies renouvelables, mettant en avant les progrès significatifs réalisés dans les domaines de l'énergie solaire, éolienne, hydraulique, géothermique et de la biomasse, ce qui renforce leur compétitivité.

2. **Le deuxième chapitre** décrit la modélisation d'un générateur photovoltaïque connecté au réseau à l'aide d'un convertisseur multicellulaire multiniveaux(MMC), ainsi que les techniques pour optimiser son fonctionnement avec divers convertisseurs statiques.

3. **Le troisième chapitre** propose une étude théorique sur les onduleurs connectés au réseau et leur stratégie de commande prédictive, incluant des résultats de simulation détaillant la commande utilisée.

Le mémoire se conclut par une conclusion général

CHAPITRE

I

I.1. Introduction

Les énergies renouvelables se distinguent par leur capacité à être exploitées sans compromettre leur disponibilité future, englobant ainsi l'énergie solaire, éolienne, hydraulique, géothermique et biomasse, qu'elle soit humide ou sèche, à l'échelle de la vie humaine. Contrairement aux combustibles fossiles et nucléaires, elles répondent à cette caractéristique fondamentale.

Les crises pétrolières récurrentes ont révélé les risques économiques et géopolitiques de la dépendance aux énergies fossiles. En réponse, l'énergie nucléaire a été proposée mais s'est avérée risquée. De nombreux pays ont cessé de construire de nouvelles centrales nucléaires en raison de défis financiers et environnementaux. De plus, l'extension des réseaux électriques dans des zones reculées reste coûteuse et difficile.

Depuis l'Antiquité, les énergies renouvelables comme les roues hydrauliques et les moulins à vent ont contribué au développement humain. Aujourd'hui, elles offrent une alternative économique aux combustibles fossiles grâce à leur impact environnemental réduit, leur source inépuisable, leur production décentralisée adaptée aux ressources locales, et leur promotion de l'indépendance énergétique.

Les sections suivantes exploreront en détail ces diverses formes d'énergies renouvelables et leurs méthodes de production énergétique spécifiques.

I.2. Définition de l'énergie renouvelable

Il existe de nombreux concepts liés aux énergies renouvelables, qui ont été trouvés dans de nombreuses sources. Mais elle peut être définie comme une énergie produite à partir de ressources naturelles renouvelables toujours disponibles, c'est-à-dire une énergie qui se renouvelle suffisamment vite pour que l'utilisation actuelle n'affecte pas la disponibilité.

L'avenir, et en ce sens on les appelle énergie renouvelable ou énergie verte, c'est-à-dire une énergie qui ne nuit pas à l'environnement en raison de son utilisation d'éléments naturellement renouvelables, dans les énergies renouvelables (**Figure I.1**) :

- ❖ L'énergie éolienne
- ❖ Biomasse
- ❖ Énergie hydraulique
- ❖ Énergie thermique
- ❖ L'énergie solaire



Figure I.1 : Différentes énergies renouvelables [1].

I.2.1. L'énergie éolienne

I.2.1.1. Définition

L'énergie éolienne est non polluante et est l'une des sources d'énergie renouvelable les plus importantes et les plus prometteuses au monde. Contrairement aux autres sources d'énergie traditionnelles, l'énergie éolienne est l'énergie produite en déplaçant l'air à l'aide de turbines qui produisent de l'électricité.

I.2.1.2. Principe de fonctionnement et les composantes d'éolienne

Le principe de fonctionnement de l'énergie éolienne repose sur la transformation de l'énergie cinétique en énergie électrique qui se résume dans le schéma suivant :

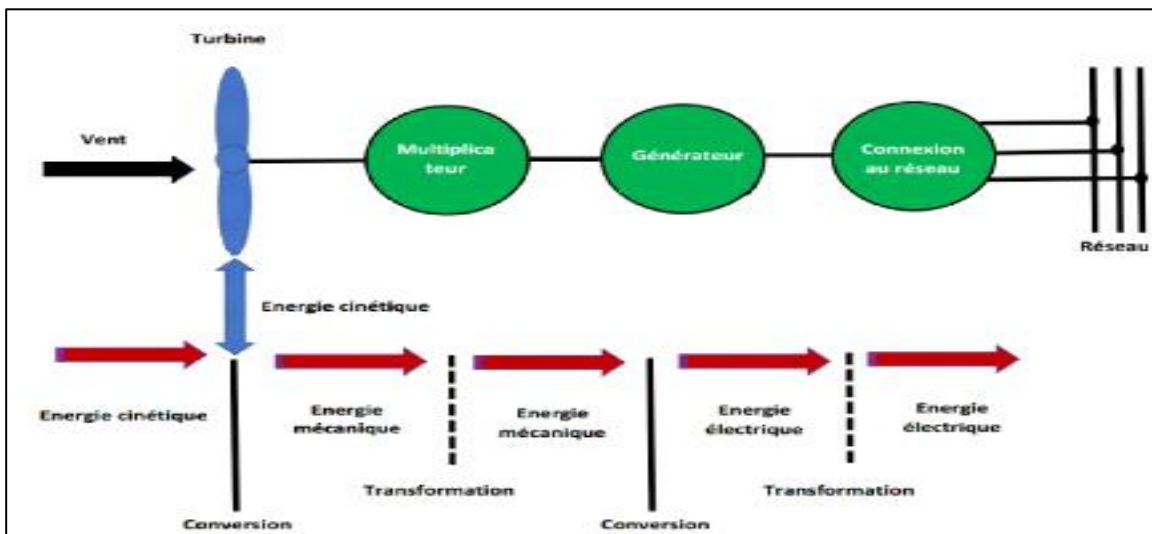


Figure I.2. Principe de fonctionnement d'une éolienne de production d'électricité [2].

Une éolienne est constituée de pales, d'une nacelle, d'un système d'orientation, d'un mât et d'une armoire de couplage au réseau électrique.

✓ Les pales sont un dispositif aérodynamique (surface portante) en matériaux composites à base de fibres de plastique ou de bois verre ou bien le carbone à bonne résistance. Elles sont, aussi, fixées à un moyeu pour former le rotor dont elles sont destinées à tourner autour de l'axe du rotor dès la présence de vent suffisant.

✓ La nacelle est le système de transformation de l'énergie mécanique en énergie électrique, et l'enveloppe qui protège la boîte d'engrenages, le générateur et les autres composants contre l'action des éléments de dégradation. **Elle renferme :**

- Un moyeu pourvu d'un système qui lui permet d'orienter les pales afin de réguler la vitesse de rotation.
- Un rotor qui transforme l'énergie cinétique reçue des pales en énergie mécanique.
- Des freins permettant d'arrêter les pales pour les cas de vitesses de vent très fortes qui pourraient endommager l'éolienne ou la rendre incontrôlable.
- Un multiplicateur qui est l'intermédiaire entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire, il permet de réduire le couple et d'augmenter la vitesse de rotation.
- Un générateur assurant la production électrique en transformant l'énergie mécanique de rotation en énergie électrique.

- ✓ Le système d'orientation : il représente une couronne dentée et équipée d'un moteur qui permet d'orienter les pales de l'éolienne face au vent (dans l'axe du vent) et de les verrouiller.
- ✓ Le mât : C'est un tube en acier, sa hauteur est importante car plus elle augmente plus la vitesse du vent augmente.
- ✓ L'armoire de couplage au réseau électrique ou au système de stockage : elle rend compatible l'énergie produite avec celle du réseau ou de la tension des récepteurs grâce à un transformateur [2].

I.2.1.3. Différents types d'éolienne

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles, celles à axe vertical et celles à axe horizontal

a) Éoliennes à axe verticale : Ce type d'éolienne a fait l'objet de nombreuses recherches, il présente l'avantage de ne pas dépendre de système d'orientation des pales et de posséder une partie mécanique (multiplicateur et génératrice) au niveau du sol facilitant ainsi les interventions de maintenance. En revanche certaines de ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et le mat souvent très lourd subit de fortes contraintes mécaniques [3].

Même si quelques grands projets industriels ont été réalisés à base de ces dernières, les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées, la présence du capteur d'énergie près du sol l'expose aux turbulences et au gradient de vent ce qui réduit son efficacité.

b) Eolienne à axe horizontale : La technologie actuellement la plus utilisée pour capter l'énergie éolienne, utilise ce type d'éolienne, parce qu'il est efficace grâce à son faible volume (elles sont constituées de plusieurs pales profilées d'une façon aérodynamique à la manière des ailes d'avion) (**Figure I.3**) [3].

Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important.

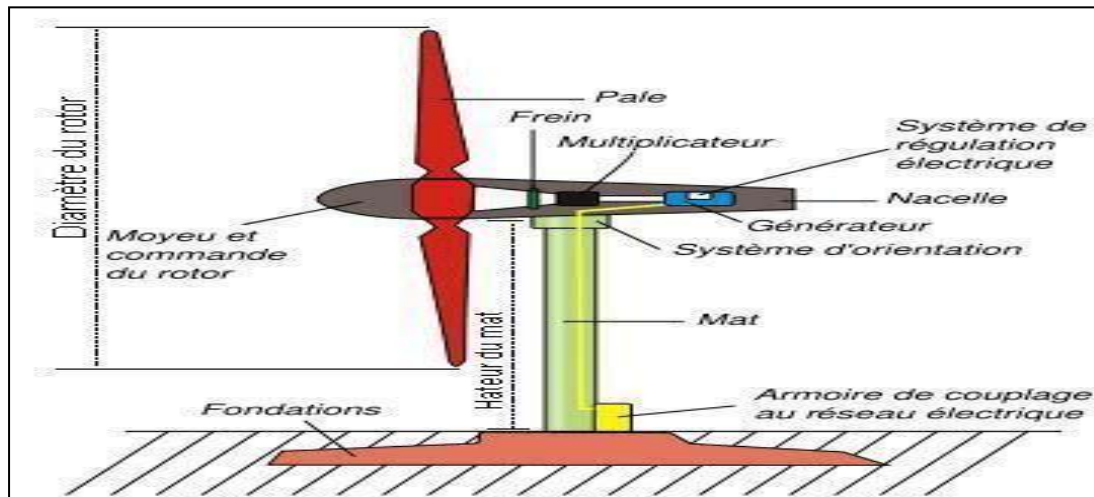


Figure I.3 : Structure d'une éolienne à axe horizontal [2].

I.2.2. La biomasse

I.2.2.1. Définition

Le terme biomasse désigne l'ensemble de la matière biologique (matière organique ou déchets organiques de plantes ou d'organismes) ; la biomasse est produite par les organismes principalement grâce à la photosynthèse des végétaux, mais aussi des animaux, des insectes, des micro-organismes, etc.

C'est essentiellement un polymère composite de carbone, d'hydrogène, d'oxygène, d'azote, de faibles proportions de soufre et d'éléments inorganiques [4].

I.2.2.2. Les biocombustibles et les biocarburants

a) Les biocombustibles solides

Les bois combustibles solides proviennent principalement des forêts. On distingue deux origines les sous-produits de travaux sylvicoles de récoltes (houppiers, souches, branches ...) ou les bois de peu de valeur (rendions, billons) dont la valorisation thermique s'effectue sous la forme de bois énergie.

La biomasse brûlée permet la production de l'énergie produite par le bois et déchets agricoles (paille), déchets urbains, ordures ménagères et déchet industriels du secteur agroalimentaire, ces déchets subissent des transformations thermochimiques (combustion, pyrolyse), permettant principalement de créer de la chaleur et de l'électricité.

b) Les Biocarburants

Carburant Bioéthanol (C_2H_5OH) ; vient de l'amidon et le glucose extraits de cultures sucrières (betterave, canne à sucre) et céréalières (blé, maïs) ; produisent de l'éthanol par procédé de fermentation alcooliques. Les éthers -carburants sont généralement préférés aux alcools pour leur moindre pouvoir corrosif et pour l'absence des problèmes de séparation de phases en présence d'hydrocarbures pour les faibles teneurs en éthanol.

c) Le biogaz

Sa composition comprend (55 à 65%) de méthane, du gaz carbonique de (35 à 45%) et des traces d'impuretés (H_2S , NH_3 ...) utilisable, une fois épuré pour alimenter des véhicules fonctionnant au Gaz Naturel, et que ce soit en se décomposant, sous l'effet des bactéries, ou certains déchets qui produisent ce gaz [4].



Figure I.4 : Différents types de Biomasse.

I.2.2.3. Le principe de la biomasse

Le principe de l'action de la biomasse est sur un plan de centrale à biomasse, comme le montre la figure suivante :

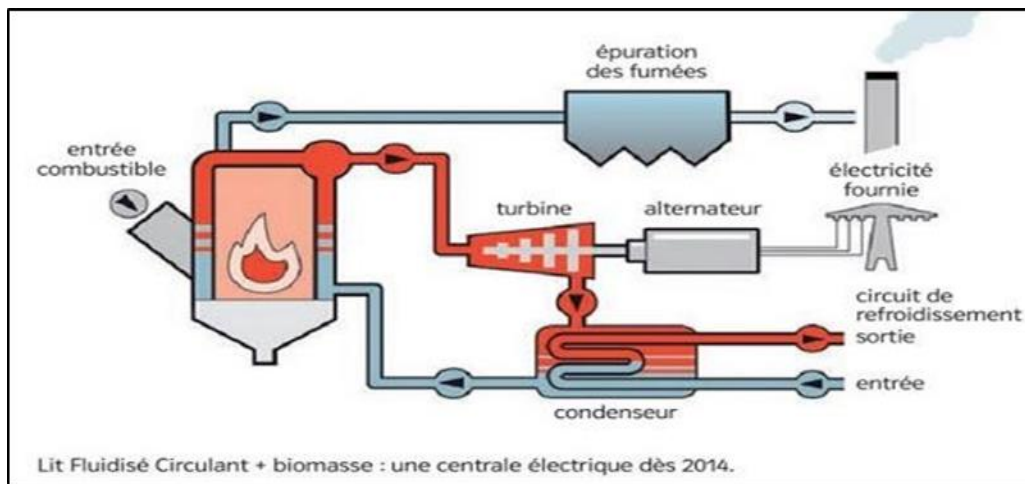


Figure I.5 : Le fonctionnement d'une centrale à biomasse [5].

Tout d'abord, la biomasse est brûlée, ce processus produit une température élevée qui transforme l'eau en vapeur, puis l'électricité est produite grâce aux turbines qui fournissent de l'énergie au générateur.

I.2. 3. L'énergie hydraulique

I.2. 3.1. Définition

L'énergie hydraulique est l'énergie mise en jeu lors du déplacement ou de l'accumulation d'un fluide incompressible telle que l'eau douce ou l'eau de mer, ce déplacement va produire un travail mécanique qui est utilisé directement où converti sous forme d'électricité.

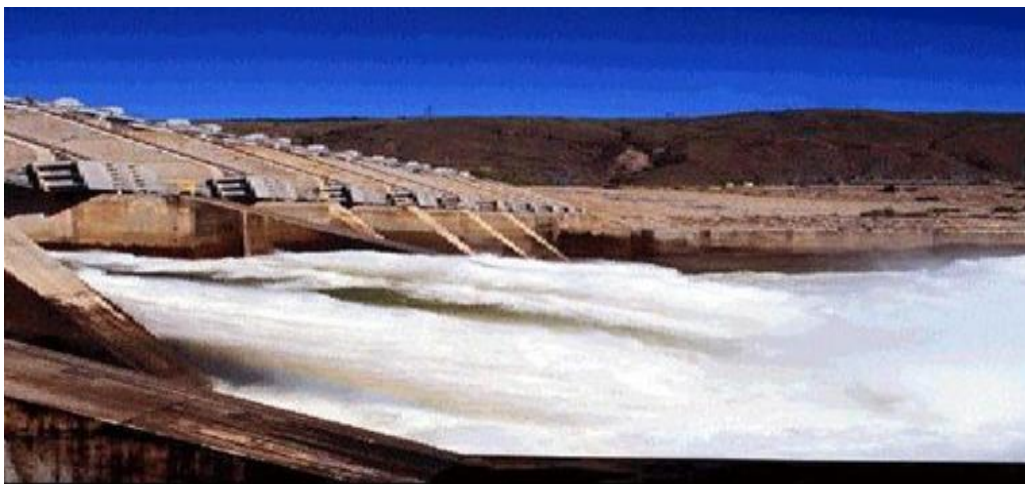


Figure I.6 : Exemple de barrage [1]

I.2. 3.2. Typologie des turbines hydraulique

Il y a de nombreux types ; Parmi eux [6] :

a) Turbines à réaction

Une turbine à réaction est une machine complètement immergée dans l'eau et mise en rotation par effet tourbillon au moyen d'une bêche, et des aubages directeurs fixes ou mobiles.

Les aubages de la turbine sont profilés de manière à donner aux filets d'eau une direction parallèle à l'axe de rotation à la sortie de la turbine, il existe deux types de turbine à réaction :

- **Turbine Francis**

La turbine Francis est utilisée pour des faibles variations de débit (débits moyens entre 100 l. s⁻¹ et 6000l. s⁻¹), elle s'adapte bien aux chutes moyennes de 10 m à 100 m, elle a un bon rendement et une vitesse de rotation élevée (1000 tr/min).

- **Turbine Kaplan**

Les turbines Kaplan (ou turbines hélice) sont les turbines les mieux adaptées pour les faibles chutes (environ 2 m) et des débits importants de l'ordre de (300 l à 15000 l), elles conviennent pour des débits variables et leur rendement est bon (84-90% maximum) en dépit d'une vitesse de rotation faible ; les pâles sont orientables pour optimiser le coefficient de rendement de la turbine.

b) Turbines à action

La turbine à action est caractérisée par le fait que l'énergie à disposition de l'aubage a lieu pression constante (généralement la pression atmosphérique), la roue de la turbine est tournée dans l'air, divisé en deux types

- **Turbine Pelton**

La turbine Pelton est constituée par une roue à augets qui est mise en mouvement par un jet d'eau provenant d'un injecteur, les augets sont profilés pour obtenir un rendement maximum tout en permettant à l'eau de s'échapper sur les côtés de la roue.

La vitesse nominale de la turbine varie de (500 tr/min) à (1500 tr/min), ce qui permet un couplage direct sans multiplicateur à la génératrice électrique.

- **Turbine Crossflow « Banki Mitchel »**

La turbine crossflow, est une machine à action qui a la particularité que l'eau traverse deux fois la roue. Elle est de construction simple et est constituée de trois parties principales (un injecteur de section rectangulaire, une roue en forme de tambour, dotée d'aubes cylindriques profilée, un bâti enveloppant la roue et sur lequel sont fixés les paliers de la turbine).

En général sa vitesse de rotation est faible, ce qui justifie l'emploi d'un multiplicateur pour la coupler à une génératrice.

I.2.3.3. Les types des centrales hydrauliques

Les centrales hydroélectriques sont classées en trois grandes catégories selon la hauteur de la chute d'eau et par voie de conséquence selon le débit, on trouve [1] :

❖ **Les centrales de haute chute ($h > 300\text{m}$)** ; Les centrales de haute chute ont des hauteurs de chute supérieures à 300 m, ces centrales se trouvent dans les Alpes et dans d'autres régions très montagneuses, la capacité du réservoir est relativement faible, elles utilisent des turbines Pelton, cette dernière est une turbine à injection partielle et à veine libre, cette turbine ne comporte pas de diffuseur à la sortie de la roue l'eau s'écoule librement.

❖ **Les centrales de moyenne chute ($30 < h < 300\text{m}$)** ; elles utilisent les réserves d'eau accumulées sur des courtes périodes. Ces centrales sont alimentées par l'eau retenue derrière un barrage construit dans le lit d'une rivière de région montagneuse, elles comportent un réservoir de grande capacité (centrale Manic, hauteur de chute 155 m, puissance de 1528 MW).

❖ **Les centrales de basse chute ($h < 30\text{m}$)** ; ont des hauteurs de chute inférieures à 30 m elles utilisent des turbines Kaplan ou Francis, ces centrales sont établies sur les fleuves ou les rivières à fort débit centrale Beauharnois, sur la Saint-Laurent hauteur de chute 25 m, puissance de 1575 MW, dans ce cas il n'y a pas de retenue d'eau et l'électricité est produite en temps réel.

I.2. 4. L'énergie géothermique

I.2. 4.1. Définition

La géothermie est une énergie thermique naturelle dépendant de la capture de la chaleur de la croûte terrestre pour produire de l'électricité (température entre 90° et 150°), ou de la chaleur (Température inférieure à 90°), elle est composée de deux mots grec ("Gê " signifie la terre et "Thermie" signifie la chaleur) [1].

Par rapport à d'autres sources d'ER, la géothermie présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (pluie, soleil, vent...).

I.2. 4.2. Principe de fonctionnement

Le principe de l'énergie géothermique est basé sur des stations thermiques qui constituent une source de production d'électricité via :

- ❖ Le subventionnement de la chaleur (de la terre) à l'eau qui se transforme en vapeur.
- ❖ La turbine convertit une partie de la vapeur en énergie mécanique.
- ❖ La génération de l'électricité grâce au générateur associé à une turbine

Pour capter l'énergie géothermique, on utilise le fluide géothermique contenu dans des réservoirs profonds pour actionner une turbine qui entraîne à son tour un alternateur qui produit un courant électrique.

I.2. 4.3. Les types des centrales géothermiques

On distingue trois grands types de centrales électriques [7] :

- ✓ Centrale à vapeur sèche (vaporisation directe).
- ✓ Centrale à vapeur flash (vaporisation éclair).
- ✓ Centrale à cycle binaire.

A) Centrale de vapeur sèche (dry steam plants)

Ce type de centrales a été le premier être réalisé, ce type dépend de la technique à vaporisation directe qui consiste à canaliser directement la vapeur d'eau, typiquement à une température supérieure à 150°C, à partir des puits de vapeur sèche simplement en forant dans le sol jusqu'au réservoir et laisser échapper la vapeur sèche dans la turbine.

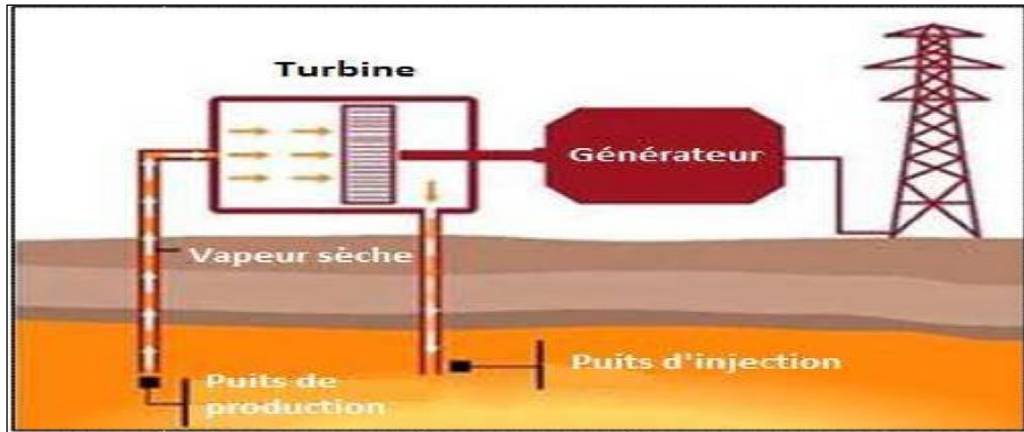


Figure I.7 : Schéma descriptif d'une centrale géothermique à vaporisation directe [7].

B) Centrales à vaporisation éclair (flash stem plant)

Ce type de centrale géothermique est le plus répandu dans le monde. La technique flash consiste à extraire l'eau chaude dont la température est de l'ordre de 180°C ou plus sous haute pression de la profondeur à la surface. En surface l'eau chaude à haute pression est envoyée dans un séparateur, une partie de l'eau se transforme rapidement en vapeur cette vapeur est ensuite utilisée pour tourner la turbine qui entraîne un générateur électrique.

Après son usage, la vapeur est dirigée vers un condenseur où les conditions de vide sont maintenues par l'eau de refroidissement fournie par la tour de refroidissement afin de la condenser de nouveau en eau qui sera ensuite acheminé vers le bas dans le réservoir géothermique de sorte qu'elle puisse être réchauffée et réutilisée de nouveau (les capacités de production de ces unités de 20 à 110 MW).

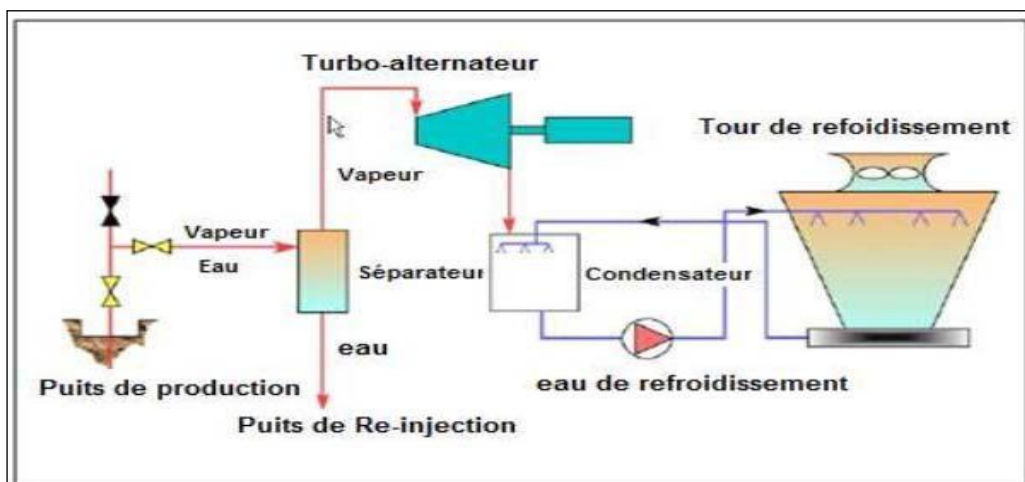


Figure I.8 : Schéma descriptif d'une centrale géothermique à vaporisation éclair [7].

C) Centrales géothermiques à cycle binaire

Ces centrales à cycle binaires diffèrent des autres centrales, dans ce cas, les réservoirs géothermiques profonds sont exploités en utilisant un fluide géothermique à moyenne température (85-170°C) et un fluide secondaire (appelé fluide de travail) ayant un point d'ébullition inférieur à celui de l'eau. Le fluide géothermique chaud passe à travers un échangeur de chaleur pour chauffer un fluide de travail dans une pipe celui-ci est ensuite vaporisé et passé à travers une turbine pour la production d'électricité [7].

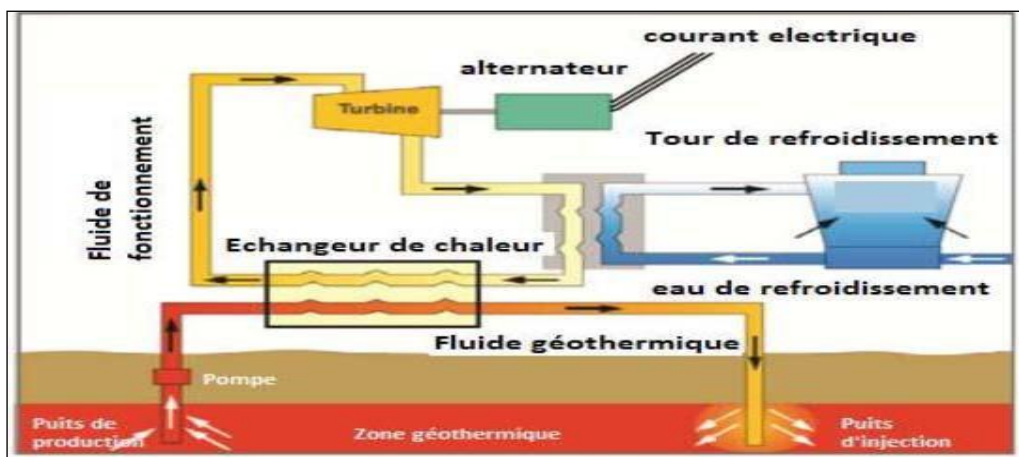


Figure I.9 : Schéma descriptive d'une centrale à cycle [7].

I.2. 5. L'énergie solaire

I.2. 5.1. Définition

L'énergie solaire est l'une des sources d'énergie les plus renouvelables et les plus abondantes au monde, et son rayonnement solaire peut être utilisé à diverses fins, notamment la production de réactions chimiques, la production de chaleur et la production d'électricité. Il a récemment connu une baisse des coûts de production, ce qui le rend éligible pour concurrencer le pétrole et le gaz.

I.2. 5.2. Principe physique de l'énergie solaire

Le soleil émet des rayonnements principalement dans la partie « visible » du spectre (lumière, entre 400 et 700 nm), plus la longueur d'onde du rayonnement est courte, plus la quantité d'énergie portée par les photons est grande. Cette énergie peut se transmettre sous forme de chaleur, ainsi elle va exciter les atomes composant la matière qui vont s'agiter et s'échauffer. Exposés aux rayons du soleil, les capteurs vont convertir l'énergie des photons, soit en énergie thermique, soit en énergie électrique [8].

I.2. 5.3. Types de l'énergie solaire

On utilise l'énergie solaire en captant les rayons du soleil et en transformant en électricité ou en utilise leur chaleur. Il existe trois types d'énergie solaire qui sont comme suit :

1) **L'énergie solaire photovoltaïque** : Transformation de l'énergie est réalisée à partir de l'exploitation photovoltaïque utilisant des modules ou panneaux photovoltaïque composés de cellules solaires ou de photopiles.

2) **L'énergie solaire thermique** : Elle produit de la chaleur à partir du rayonnement solaire infrarouge, afin de chauffer de l'eau, de l'air ou un autre fluide (la technologie est assez simple, comparée au photovoltaïque) donc moins onéreuse. Il s'agit de capter les calories grâce à des surfaces absorbant de la chaleur, des plaques métalliques peintes en noir par exemple, ils sont très répandus dans le pays à fort ensoleillement pour produire de l'eau sanitaire destinée aux habitations n'ayant pas besoin de chauffage central (pays d'Afrique, Grèce...).

3) **L'énergie solaire thermodynamique** : Elle concerne de grandes centrales équipées de concentrateurs du rayon solaire, sous forme de miroirs galbés dont la fonction est de chauffer un fluide à haute température afin de générer de la vapeur par échange thermique pour ensuite produire de l'électricité à la moyenne de turbine à vapeur, c'est sur ce principe que fonctionnent le four solaire.

I.3. Cellule photovoltaïque

I.3.1. Historique sur le photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques sont utilisés depuis plus de 40 ans. Les premières applications ont débuté avec le programme spatial pour la transmission radio des satellites et se sont étendues aux balises en mer et à l'équipement de sites isolés dans divers pays, utilisant des batteries pour stocker l'énergie électrique pendant les périodes sans soleil [9].

L'évolution du photovoltaïque peut être tracée à travers les dates suivantes [10] :

✚ **1839** : Le Français Alexandre Edmond Becquerel (1820-1891) découvre l'effet photoélectrique. Avec son père Antoine César Becquerel (1788-1878), ils présentent devant l'Académie des Sciences l'effet photoélectrique observé avec des électrodes de platine et de cuivre plongées dans une solution électrolytique acide [11].

✚ **1873** : Willoughby Smith (1828-1891), ingénieur électricien anglais, découvre avec son assistant J. May les propriétés photosensibles du sélénium.

✚ **1875** : Ernst Werner von Siemens (1816-1892), ingénieur et industriel allemand, expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Cependant, jusqu'à la Seconde Guerre mondiale, ce phénomène reste une curiosité de laboratoire.

✚ **1877** : William Grylls Adams (1836-1915), professeur anglais, met en évidence l'effet photovoltaïque du sélénium.

✚ **1885** : Ernst Werner von Siemens précise que la conductivité du sélénium est proportionnelle à la racine carrée de l'intensité de la lumière, envisageant ainsi les possibilités de captage de l'énergie solaire.

✚ **1887** : Heinrich Rudolf Hertz (1857-1894), physicien allemand, publie les résultats de ses expériences photoélectriques dans un article intitulé "Sur un effet de la lumière ultraviolette sur les décharges électriques".

✚ **1902** : Philippe Lenard (1862-1947), physicien allemand, fait une série d'observations sur l'énergie cinétique des électrons et détermine que le seuil de l'effet photoélectrique dépend de la fréquence de la lumière incidente.

✚ **1905** : Albert Einstein (1879-1955), physicien allemand, publie "Sur un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière". En 1921, il reçoit le prix Nobel de physique pour son apport à la physique théorique et particulièrement pour son explication de l'effet photoélectrique.

✚ **1912** : Première mise en œuvre d'un capteur cylindro-parabolique inventé par Charles Vernon Boys (1855-1944), un physicien anglais.

✚ **1916** : Robert Andrews Millikan (1868-1953), physicien américain, confirme expérimentalement les travaux d'Einstein.

✚ **1939** : Russel Ohl (1898-1987), ingénieur américain, découvre la jonction p-n et ses travaux le conduisent à développer la première cellule solaire en silicium.

✚ **1949** : Félix Trombe (1906-1985), chimiste français, développe les systèmes passifs de chauffage solaire et notamment le "mur Trombe". Il participe également au développement des fours solaires successifs du site d'Odeillo.

✚ **1954** : La première photopile a été développée aux États-Unis par les chercheurs des laboratoires Bell (D.M. Chapin, C.S. Fuller et G.L. Pearson), qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés" [12]. Cette technique, appelée "dopage", est utilisée pour tous les semi-conducteurs. Leur cellule solaire a un rendement de conversion de 6 %. Cette découverte constitue pour l'industrie spatiale naissante une solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites.

✚ **1958** : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

✚ **1959** : Lancement de Vanguard I, le premier satellite fonctionnant à l'énergie photovoltaïque

✚ **1973** : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'université de Delaware

✚ **Années 80** : Les développements sont freinés pour des raisons de rentabilité liées notamment aux technologies trop coûteuses. En 1983, la première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie.

✚ **2012** : La puissance photovoltaïque mondiale raccordée aux réseaux dépasse la barre des 100 GW.

✚ **Aujourd'hui et avenir** : Le photovoltaïque est maintenant une composante majeure du mix énergétique global, avec des installations à grande échelle partout dans le monde. Les recherches actuelles se concentrent sur l'amélioration de l'efficacité des cellules solaires, le développement de nouveaux matériaux comme les pérovskites, et l'intégration de solutions de stockage d'énergie pour pallier l'intermittence solaire. L'avenir du photovoltaïque s'annonce prometteur avec des innovations continues et une adoption croissante à l'échelle mondiale.

I.3.2. Les technologies du photovoltaïque

Le terme « photovoltaïque » désigne le processus physique transformant l'énergie lumineuse en énergie électrique, par le transfert de l'énergie des photons aux électrons d'un matériau. Découvert par le physicien français *A. Becquerel en 1839* et expliqué par *Albert Einstein en 1905* (qui reçut le prix Nobel de Physique en 1921 pour cette explication), ce principe tire son préfixe "Photo" du grec "photos" signifiant lumière, et "Volt" du nom d'Alessandro Volta, un physicien italien. Photovoltaïque (PV) signifie donc littéralement électricité lumineuse [14].

I.3.3. Fonctionnement d'une cellule PV

Lorsqu'un photon (particule de lumière) est absorbé par le semi-conducteur d'une cellule photovoltaïque (PV), il génère un électron et un trou. Le photon transfère son énergie à un électron (chargé négativement), le libérant de l'attraction du noyau et créant ainsi un trou chargé (positivement). Pour obtenir un courant électrique, les charges positives (trous) et négatives (électrons) doivent être séparées et dirigées vers l'extérieur.

C'est là qu'intervient le champ électrique créé par la jonction PN : il repousse les électrons vers la zone N, permettant ainsi la séparation des charges. Les porteurs de charges sont ensuite collectés par une grille (anode) à l'avant et un contact (cathode) à l'arrière. Cela génère un courant électrique continu avec une tension d'environ 0,5 V entre ces électrodes. Ainsi, tant que la cellule est exposée à la lumière, elle absorbe des photons, maintenant ainsi le processus en continu.

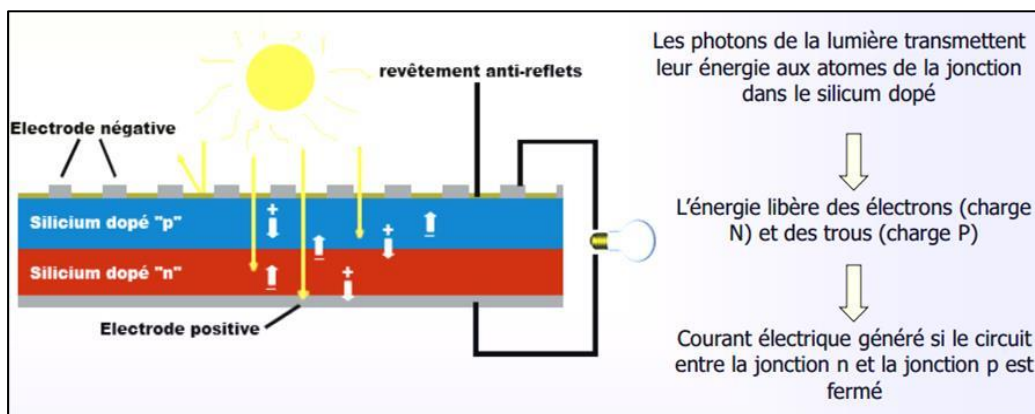


Figure I.10 : Principe de fonctionnement d'une cellule PV [14].

I.3.4. Types de cellules photovoltaïques

Il existe trois générations de cellules photovoltaïques qui se différencient selon les avancées technologiques, comme mentionné dans [15].

a) Première génération : Technologies à base de Silicium Cristallin

Les cellules de première génération reposent sur une seule jonction P-N et utilisent généralement le silicium cristallin comme matériau semi-conducteur. La méthode de production, qui repose sur des galettes de silicium, est très énergivore et donc coûteuse. Elle nécessite également un silicium d'une grande pureté. On distingue les cellules à base de silicium monocristallin et polycristallin [16].

b) Deuxième génération : Technologies à base de couches minces

Plus récemment, les technologies de couches minces ont fait leur apparition. Ces couches, plus fines, semblent prometteuses en termes de part de marché avec une augmentation rapide. Les cellules dites "couche mince" (Thin-film) sont parfois considérées comme la deuxième génération, car elles succèdent historiquement aux cellules relativement épaisses en silicium cristallin.

On distingue plusieurs types de cellules couche minces à savoir :

- Le silicium amorphe (a-Si).
- Tellure de Cadmium (CdTe).
- Cuivre/Indium/Sélénium ou Cuivre/Indium/Gallium/Sélénium (CIS ou CIGS).

c) Troisième génération : Technologies des cellules organiques

Ces technologies reposent sur des molécules organiques, offrant une combinaison de flexibilité et de légèreté. Elles se déclinent en trois types : moléculaires, polymères et organiques hybrides. Actuellement, ces technologies sont encore en phase de recherche et développement [16].

I.3.5. La source photovoltaïque : Le rayonnement solaire

Depuis longtemps, l'homme a cherché à utiliser l'énergie émise par le soleil. La plupart des utilisations sont directes, comme en agriculture à travers la photosynthèse ou dans diverses applications de séchage et de chauffage, tant artisanales qu'industrielles. Cette énergie est abondamment disponible sur toute la surface terrestre.

Malgré une atténuation significative lors de la traversée de l'atmosphère, qui reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt par mètre carré (kW/m²) [17], [18], une quantité encore importante atteint la surface du sol. On peut ainsi compter sur environ 1000 W/m² dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m² lorsque l'atmosphère est faiblement polluée en poussière ou en eau [19], [20].

I.3.5.1. Définition

Le rayonnement électromagnétique est composé d'ondes se propageant à la vitesse de la lumière ($c=3\times 10^8$ m/s). On peut les distinguer par leur longueur d'onde λ ou leur fréquence ν , reliées par $c = \lambda\nu$. On rencontre également le nombre d'onde $\bar{\nu} = 1/\lambda$.

Le Soleil émet un rayonnement électromagnétique qui composé de « grains » de lumière appelés photons compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 microns (µm). La figure (I.11) représente la variation de la répartition spectrale énergétique [17].

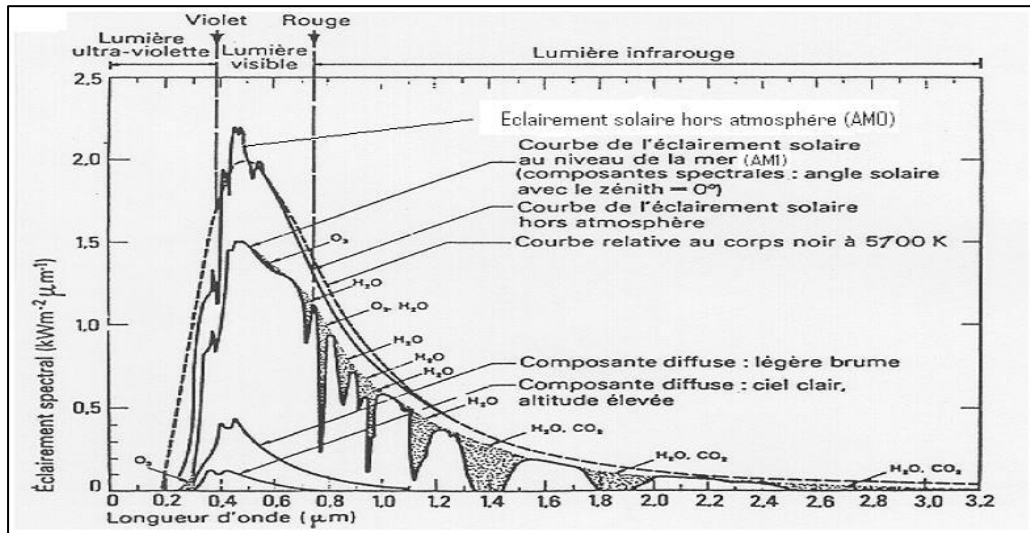


Figure I.11 : Analyse spectrale du rayonnement solaire [19]

Ces rayonnements se décompose approximativement [17] :

- 9% dans la bande des ultraviolets (<0,4 µm),
- 47% dans la bande visible (0,4 à 0,8 µm),
- 44% dans la bande des infrarouges (>0,8 µm).

L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ où plus la longueur d'onde courte, plus l'énergie du photon est une grande comme indique la relation suivante [18] :

$$E_{ph} = h \times (c/\lambda) \tag{I.1}$$

Où : h : La constante de Planck

C : La vitesse de la lumière.

I.3.5.2. Différents types de rayonnement solaire

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue quatre types de rayonnement solaire (Figure I.12) : global, direct, diffus et réfléchi [17], [21], [22], [23], [24] :

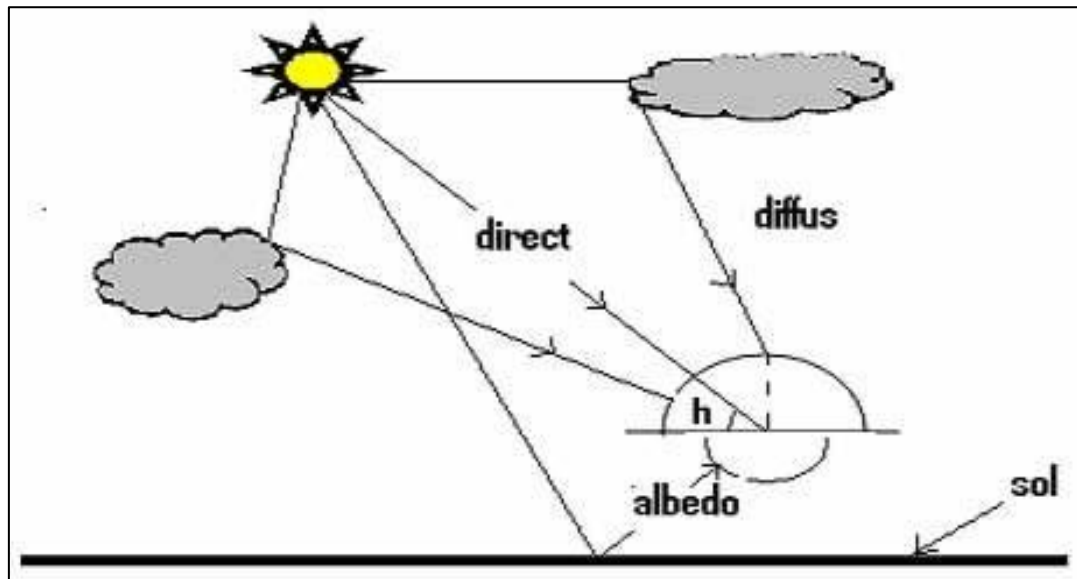


Figure I.12 : Composantes du rayonnement solaire.

❖ **Rayonnement direct** : Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant du disque solaire sans avoir été dispersé par l'atmosphère. Il peut être mesuré par un pyrhéliomètre [17].

❖ **Rayonnement diffus** : Constitué des photons diffusés par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols), ayant subi de multiples réflexions. Sa structure varie avec les conditions météorologiques. Par temps couvert, il est considéré isotrope, c'est-à-dire qu'on reçoit un rayonnement identique de toutes les directions de la voûte céleste. Il peut être mesuré par un pyranomètre avec écran masquant le soleil [17], [21], [24].

❖ **Rayonnement réfléchi** : C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, dépendant directement de la nature du sol (nuage, sable, etc.). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature du sol appelé Albédo (c'est le rapport de la lumière réfléchie par une surface à la lumière incidente sur cette même surface) (ξ) :

$0 \leq \xi \leq 1$ $\leq \xi \leq 1$. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige) [17], [21], [24].

❖ **Rayonnement global** : Résultat de la superposition des trois composantes direct, diffus et réfléchi [22]. Il est mesuré par un pyranomètre ou un solarimètre sans écran [17].

La figure (I.13) 1.5 présente les appareils de mesure pour les différents types de rayonnement :

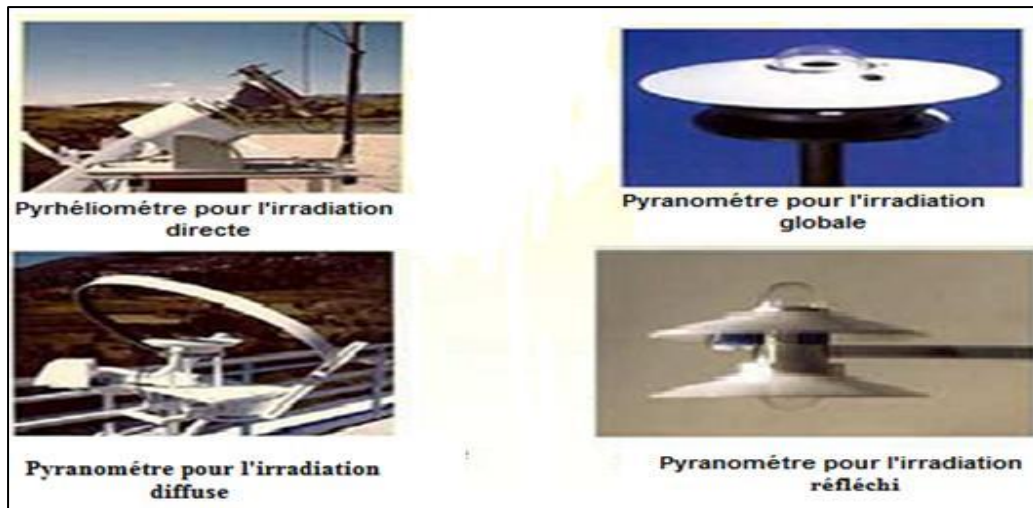


Figure I.13 : Appareils de mesure de différents rayonnements solaires

I.3.6. Caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque (PV)

I.3.6.1. Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'un module (PV)

En plus des propriétés mécaniques telles que la longueur, la largeur, la surface, l'épaisseur, la forme et le poids, chaque module solaire présente des caractéristiques électriques telles que la tension de sortie, le courant généré, la puissance de sortie et le rendement.

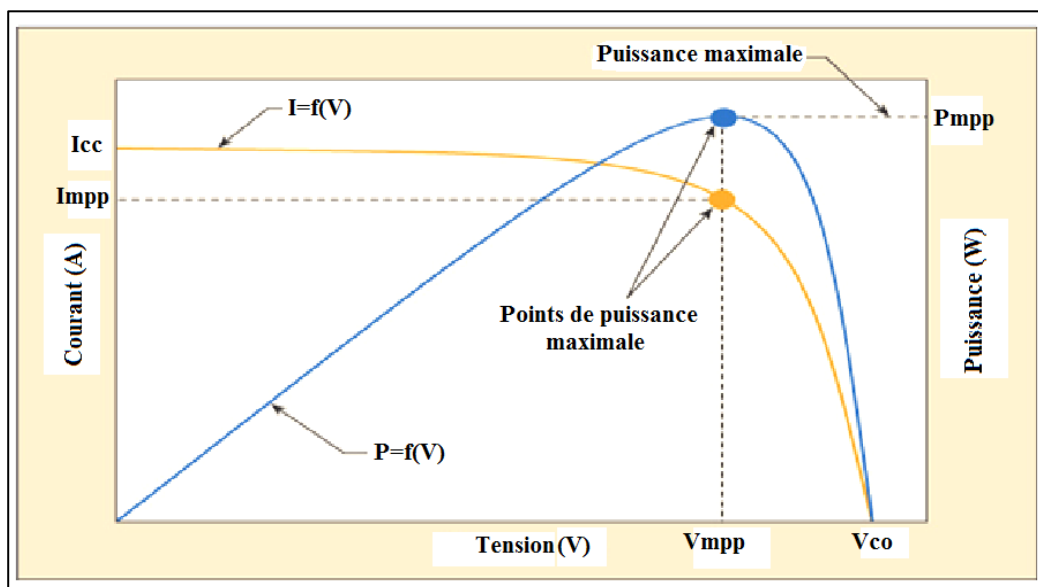


Figure I.14 : Caractéristiques électriques d'un module (PV) avec illustration du point de fonctionnement à puissance maximale

Sur cette figure nous constatons quelques paramètres qui caractérisent un module (PV) comme :

- **I_{cc}** : Courant de court-circuit ($V_{pv}=0V$).
- **V_{co}** : Tension à circuit ouvert (avec $I_{pv}=0A$).
- **I_{mpp}** : Courant de fonctionnement à puissance maximale.
- **V_{mpp}** : Tension de fonctionnement à puissance maximale.
- **P_{mpp}** : Puissance maximale.
- **La courbe (bleue)** : Représente la puissance délivrée par le module (PV) en fonction de la tension à ses bornes.
- **La courbe (orange)** : Représente le courant généré par le module (PV) en fonction de la tension à ses bornes.

I.3.6.2. Effet du niveau d'éclairement sur les caractéristiques du module photovoltaïque (PV)

La tension et le courant de sortie des modules photovoltaïques sont influencés par la température et l'éclairement énergétique. Les composants d'électronique de puissance dans un système photovoltaïque, tels que les onduleurs connectés directement au réseau électrique, ont des limites de tension d'entrée maximales et minimales. Lors du dimensionnement de l'équipement électronique de puissance, il est crucial de prendre en compte ces variations, en particulier pour la plage de tensions MPPT des onduleurs [27].

a) Effet de la température sur la tension en circuit ouvert

La tension de sortie d'un module PV est une valeur variable principalement influencée par la température. La relation entre la tension du module et la température est inverse. Comme illustré dans la **figure I.15**, l'augmentation de la température du module entraîne une diminution de la tension et vice versa. Il est essentiel de considérer les températures extrêmes (basses et élevées) lors de la conception d'un système PV.

Comme indiqué dans les calculs PV de [25, 26, 27], si la température du module est inférieure à la valeur STC de 25°C, la tension en circuit ouvert (V_{oc}) du module sera supérieure à celle indiquée sur la fiche technique du module.

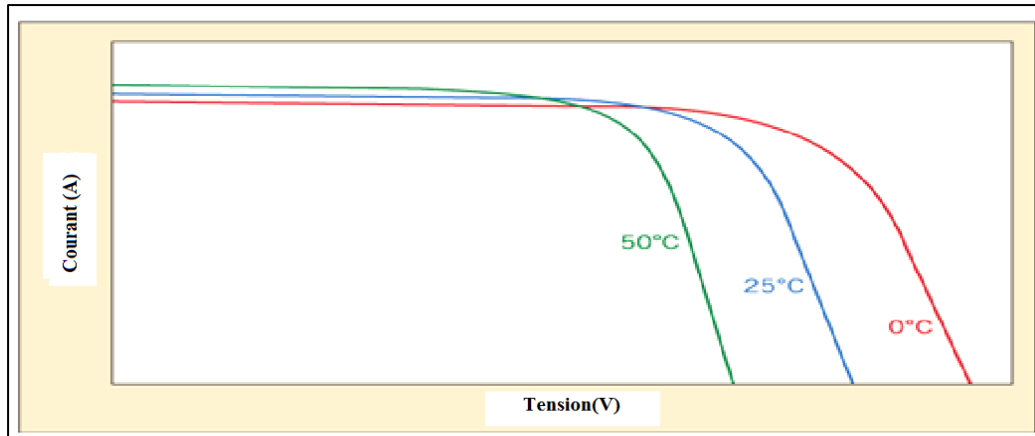


Figure I.15 : Influence de la température sur la caractéristique Courant-Tension du module (PV)

Les fabricants de modules photovoltaïques indiquent la variation de performance de leurs modules sous forme de coefficients de température, généralement exprimés en pourcentage par degré Celsius [28]. D'après les références [29, 30], la formule suivante peut être utilisée pour déterminer la tension maximale et minimale des modules en fonction de ces températures :

$$V_{co} = V_{co_STC} - [\gamma \times (T - T_{STC})] \tag{I.2}$$

b) Effet de l'éclairement énergétique sur le courant de court-circuit

La quantité de courant produite par un module photovoltaïque est directement proportionnelle à l'intensité de la lumière solaire. Des niveaux élevés de rayonnement entraînent une augmentation du flux d'électrons quittant les cellules PV vers la charge. Cependant, bien que la tension produite par le module PV soit influencée par le niveau d'irradiation, cet effet reste très faible. Comme illustré dans la **figure I.16**, la tension du module PV varie très peu avec des niveaux d'éclairement variables.

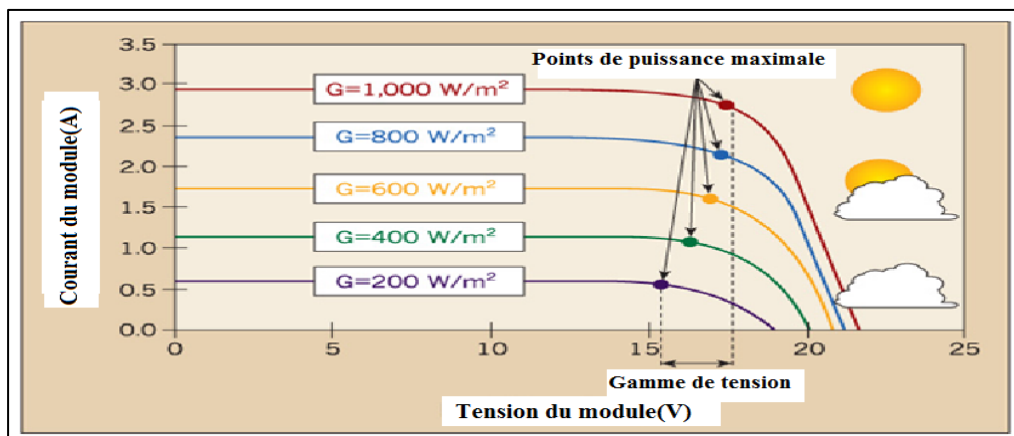


Figure I.16 : Influence l'éclairement énergétique sur la caractéristique Courant-Tension du module de (PV)

I.3.6.3. Orientation et inclinaison des modules

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil affecte directement leur production d'énergie. Il est crucial de les positionner correctement pour maximiser leur rendement. Lorsque cela est possible, l'orientation idéale d'un module photovoltaïque est facile à déterminer : il doit être orienté vers l'équateur. Ainsi, dans l'hémisphère Nord, le module sera orienté vers le Sud, tandis que dans l'hémisphère Sud, il sera orienté vers le Nord.

Le tableau ci-dessous indique le pourcentage approximatif de performance des modules solaires en fonction de leur orientation et de leur inclinaison. L'orientation idéale est plein sud, avec une inclinaison de 30 degrés. À la même inclinaison, mais avec une orientation plein est, la puissance reçue est seulement inférieure de 10 %, ce qui reste acceptable [31].

Tableau I.1 : Pourcentage approximatif de fonctionnement des modules solaires par rapport à leur orientation et à leur inclinaison [31].

INCLINAISON \ ORIENTATION		0°	30°	60°	90°
EST		93 %	90 %	78 %	55 %
SUD-EST		93 %	96 %	88 %	66 %
SUD		93 %	100 %	91 %	68 %
SUD-OUEST		93 %	96 %	88 %	66 %
OUEST		93 %	90 %	78 %	55 %

I.3.7. Applications du photovoltaïque

L'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne, dans un village isolé, que dans le centre d'une grande ville. Produite au plus près de son lieu de consommation, directement chez l'utilisateur, elle peut être utilisée de deux manières : soit elle est raccordée au réseau électrique, soit elle alimente en électricité des sites isolés. Elle peut être combinée avec d'autres énergies renouvelables, d'où le nom de système hybride (voir Figure I.17).

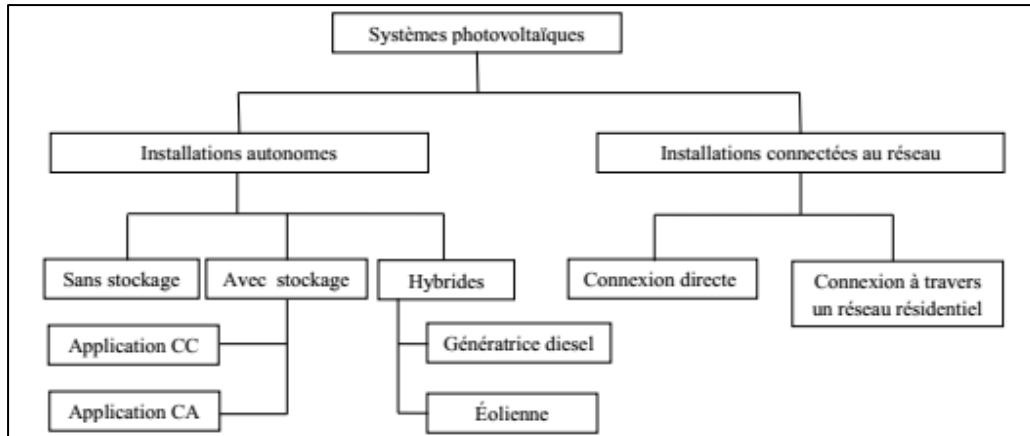


Figure I.17 : Classification des systèmes photovoltaïques

I.3.7.1. Systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux

Les centrales photovoltaïques, atteignant parfois plusieurs centaines de MW, se développent mondialement. Les bâtiments offrent un potentiel important pour l'installation de panneaux, souvent en toiture. Les centrales au sol peuvent optimiser l'exposition au soleil en fixant les modules à un angle optimal ou en utilisant des systèmes "tracker" motorisés pour suivre le soleil, augmentant ainsi le rendement solaire de près de 30 %, malgré des coûts d'investissement et de maintenance plus élevés, **Figure (I.18) [32]**.

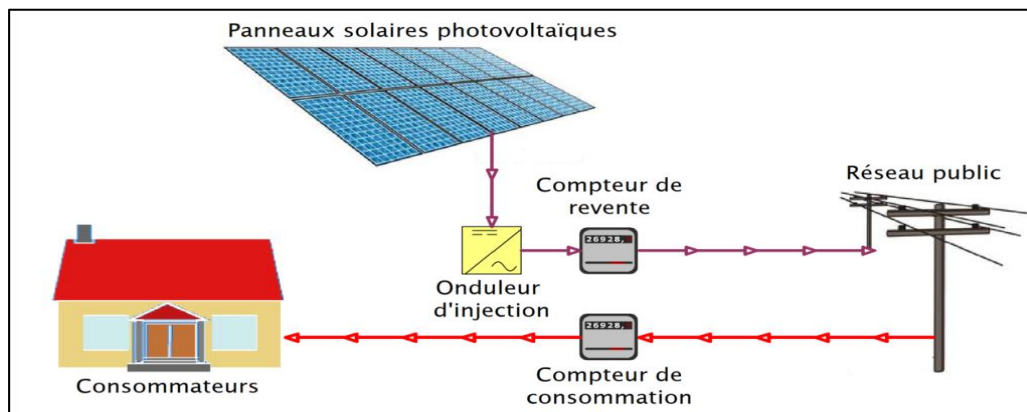


Figure I.18 : Schéma de principe d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau électrique [33].

I.3.7.2. Le photovoltaïque autonome (non raccordé au réseau électrique)

Le photovoltaïque, indépendant du réseau électrique, est crucial pour les pays en développement et les sites isolés. Il répond à la majorité des besoins en électricité à moindre coût, notamment pour l'éclairage, la communication, et l'accès à l'eau potable. Des systèmes plus puissants peuvent alimenter des écoles et des hôpitaux. Par exemple, 10 m² de panneaux suffisent pour un petit centre médical en Afrique, voir **figure (I.19) [34]**.

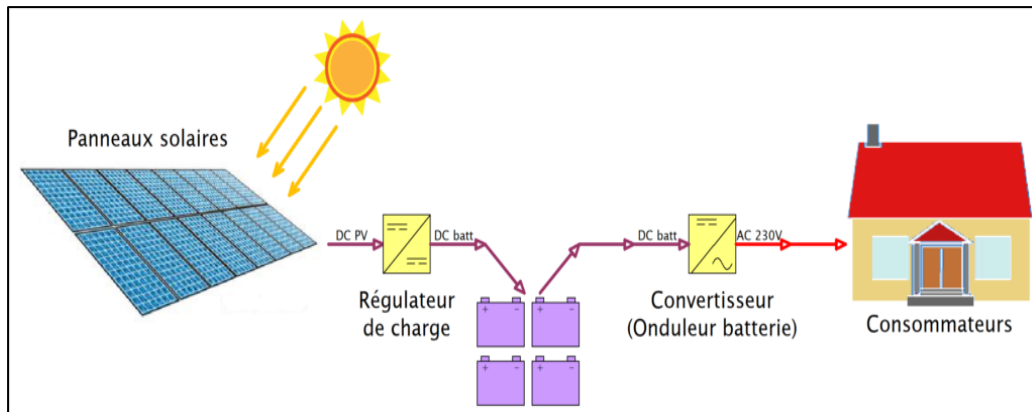


Figure I.19 : Schéma d'un système photovoltaïque non raccordé au réseau (autonome) [33].

I.3.7.3. Les systèmes hybrides

Les systèmes hybrides combinent différentes sources d'énergie renouvelable (photovoltaïque, éolien, petite hydraulique, biomasse) pour garantir une meilleure qualité d'approvisionnement en électricité (**Figure I.20**). Ces systèmes sont toujours couplés avec des batteries. En général, les énergies éolienne et photovoltaïque sont complémentaires et permettent d'électrifier efficacement et à moindre coût les sites isolés [34].

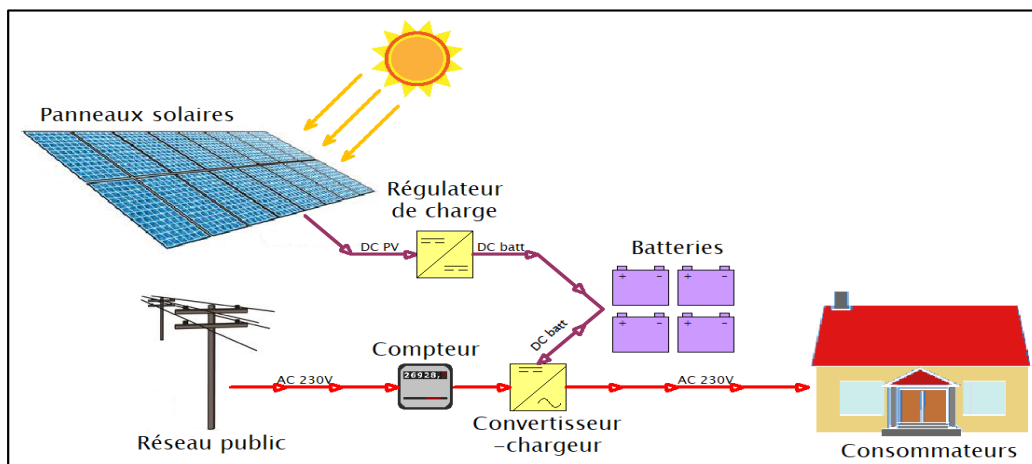


Figure I.20 : Schéma d'une installation type d'un système hybride (PV-éolienne-groupe diesel) [33].

I.4. Les énergies renouvelables dans le monde

Le rapport annuel statistiques de capacité renouvelable 2020 de l'IRENA montre que les énergies renouvelables ont progressé de 7,6 % par rapport à l'année précédente, et que cette croissance était dominée par l'Asie, qui a réalisé 54 % du total des nouvelles installations. En 2019, les énergies solaire et éolienne contribuaient à hauteur de 90 % à la capacité renouvelable totale, **Figure (I.21)** [35].

Ce qui me ramène à dire que les énergies renouvelables dans lesquelles il faut investir sont l'énergie éolienne et solaire, car elles couvriront effectivement les besoins du monde sans recourir aux énergies fossiles.

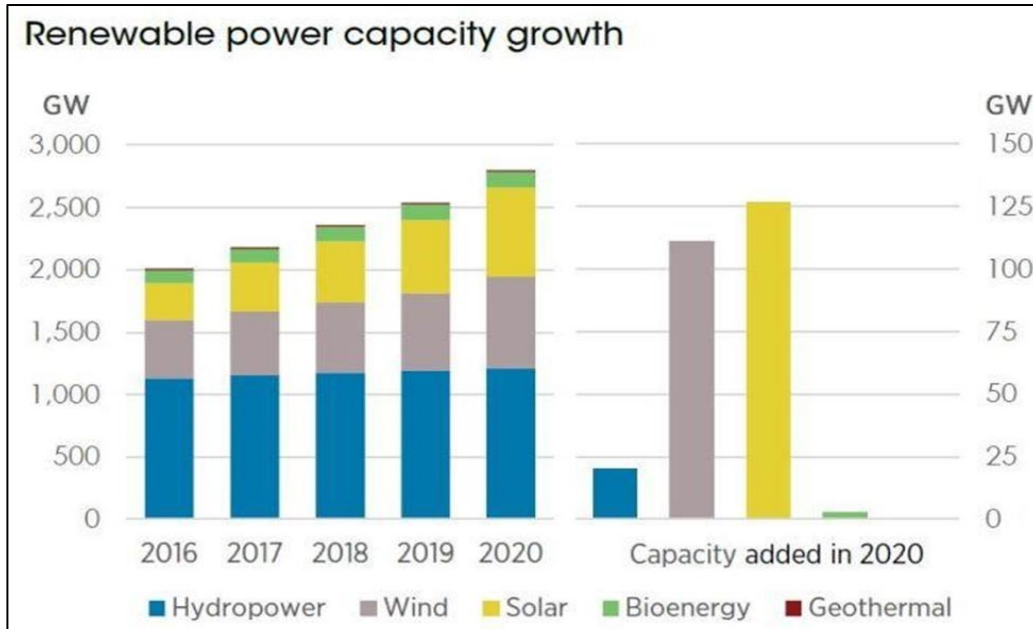


Figure I.21 : La capacité mondiale de production d'énergie renouvelable [35].

I.5. Les énergies renouvelables en l'Algérie

L'Algérie vise à devenir un acteur majeur dans la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, principalement le photovoltaïque et l'éolien, tout en intégrant la biomasse, la cogénération, la géothermie, et le solaire thermique après 2021.

Ce programme ambitionne d'atteindre 37 % de la capacité installée et 27 % de la production d'électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030. La première phase (2015-2020) prévoit 4010 MW de photovoltaïque et éolien, et 515 MW de biomasse, cogénération et géothermie. La deuxième phase (2021-2030) inclura de grandes centrales d'énergies renouvelables dans le Sahara, avec une possible viabilité économique pour le solaire thermique.

Ce programme de 22 000 MW, visant le marché national, prévoit également le développement d'une industrie des énergies renouvelables, la formation de compétences locales, et la création de milliers d'emplois directs et indirects, voir **figure (I.22)** [36].

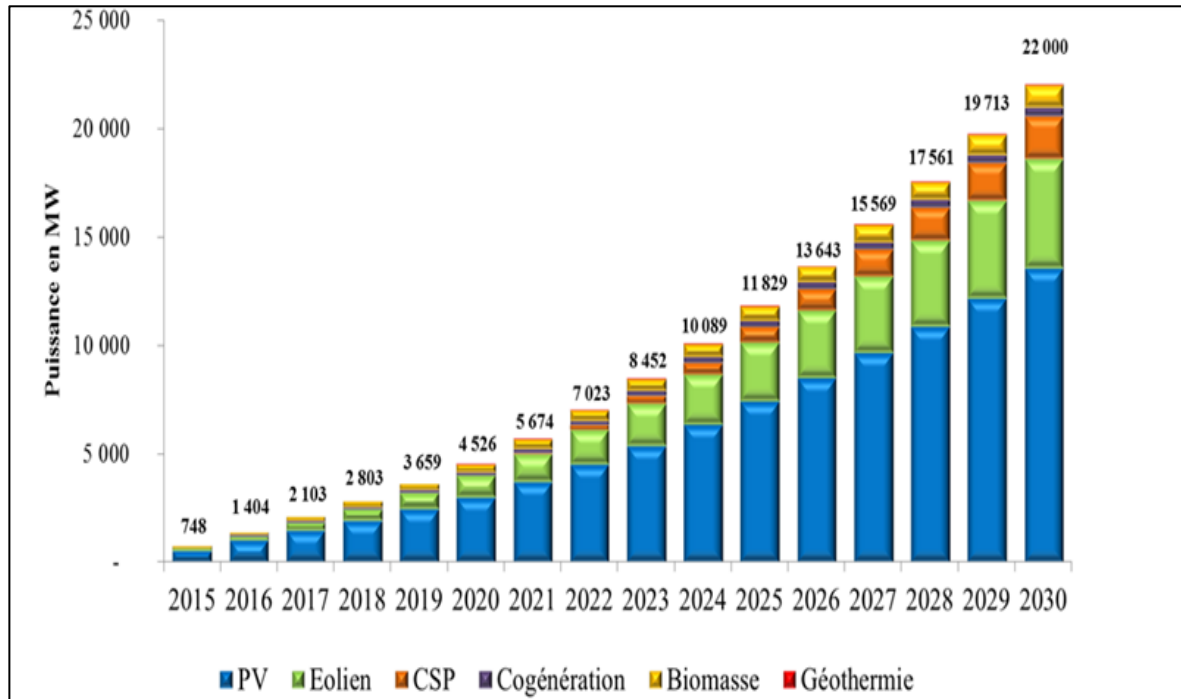


Figure I.22 : Consistance du programme de développement des énergies renouvelables en Algérie [36].

I.6. L'importance de l'énergie renouvelable dans la préservation de l'écosystème

Les avantages des énergies renouvelables sont nombreux, car ces dernières sont en général propres sûres et surtout, elles existent en quantité illimitée (contrairement aux énergies fossiles).

✓ **Sûreté :** En les utilisant en majorité, on retrouverait une stabilité climatique, économique, environnementale et sociale surtout en développant de grandes centrales thermiques. La sûreté est l'un des avantages principaux car il existe de très faibles risques d'accident.

✓ **Peu de déchets :** Elles génèrent également peu de déchets sont parfois recyclable, ces énergies renouvelables permettent de réduire considérablement l'émission de CO₂.

I.7. Conclusion

Les énergies renouvelables suscitent un intérêt particulier en raison de leur capacité à fournir une électricité écologique et abordable aux populations vivant dans des zones isolées, où l'accès au réseau électrique est inexistant. Elles exploitent les ressources naturelles grâce aux avancées technologiques qui permettent de générer à la fois de l'électricité et de la chaleur.

Avec près d'un milliard de personnes encore privées d'accès à l'électricité [12], les énergies renouvelables sont perçues comme jouant un rôle crucial dans le développement économique des régions défavorisées. Par exemple, l'énergie solaire peut être utilisée pour chauffer l'eau des piscines, des habitations et des installations industrielles, ainsi que pour la production d'électricité, la distillation de l'eau et la cuisson des aliments.

De même, l'énergie stockée dans la matière organique comme le bois et la tourbe produit de la chaleur par combustion, tandis que les céréales fermentées donnent de l'éthanol.

CHAPITRE

II

II.1. Introduction

Le Soleil représente une source d'énergie renouvelable avec un immense potentiel, utilisable de manière respectueuse de l'environnement. En effet, la surface de l'hémisphère terrestre exposée au Soleil reçoit à chaque instant une énergie supérieure à 50 000 TW. Cette quantité d'énergie solaire atteignant la Terre est considérable, équivalant à près de 10 000 fois l'énergie utilisée dans le monde entier.

L'énergie solaire, une ressource inépuisable provenant du soleil, représente une solution cruciale dans la quête mondiale pour des sources d'énergie durables et renouvelables. Cette forme d'énergie est captée grâce à des technologies telles que les panneaux photovoltaïques et les centrales solaires thermiques, convertissant la lumière du soleil en électricité ou en chaleur utilisable.

Parmi les divers systèmes utilisant des sources d'énergie renouvelables, le photovoltaïque (PV) se distingue par ses qualités intrinsèques. Ses frais de fonctionnement sont très faibles, car le combustible, la lumière solaire, est gratuit. De plus, le photovoltaïque nécessite peu d'entretien, est fiable, silencieux et relativement facile à installer. Dans certaines applications autonomes, le photovoltaïque est particulièrement avantageux par rapport à d'autres sources d'énergie, notamment dans les zones difficiles d'accès et peu rentables pour l'installation de lignes électriques traditionnelles.

Dans ce chapitre, nous avons donné la modélisation développée des cellules, des panneaux et du générateur photovoltaïque dans des conditions de fonctionnement réelles. Divers modèles électriques ont été présentés, comparés et évalués en se basant sur les données fournies par les fabricants.

II.2. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

L'utilisation de l'énergie photovoltaïque croît de manière significative dans le monde entier, ce qui stimule la recherche dans ce domaine. Les avancées concernent le développement de nouvelles cellules photovoltaïques, l'optimisation des systèmes énergétiques, l'analyse des performances des systèmes photovoltaïques (SPV) et la modélisation des cellules PV. Cette modélisation est un axe essentiel de la recherche, car elle permet de prévoir les performances et l'efficacité énergétique des systèmes PV connectés au réseau électrique sous différentes conditions climatiques et pour des charges spécifiques [37].

Les critères pour élaborer cette modélisation **incluent** :

- a) Une précision convenable pour évaluer l'énergie produite par un SPV connecté au réseau électrique.
- b) Une facilité d'implantation par les systèmes d'évaluation, nécessitant seulement les données standard fournies par les fabricants de panneaux solaires.

La modélisation mathématique des cellules solaires est indispensable pour toute optimisation du rendement des générateurs photovoltaïques. C'est une étape cruciale qui a conduit à une diversification des modèles proposés par les chercheurs. La modélisation s'applique à la cellule, au panneau et au champ photovoltaïque (PV Array).

Les cellules solaires, ou photopiles, sont la partie active du générateur photovoltaïque (GPV). Elles consistent en une jonction entre deux matériaux à conduction électronique, l'un de type N et l'autre de type P.

De nombreux modèles mathématiques, physiques et électriques de ces cellules ont été développés, chacun spécifique à une application définie, **tels que** :

- a) L'identification des paramètres nécessaires à l'évaluation des performances d'un SPV [38, 39, 40].
- b) La commande d'une chaîne PV connectée au réseau [41, 42].

Les modèles de cellules solaires sont classés en trois types :

- ✓ **Modèle lumineux** : permet de déterminer le courant électrique généré (courant photo-généré) à partir des caractéristiques d'éclairement.
- ✓ **Modèle thermique** : permet de calculer la température interne du module.
- ✓ **Modèle électrique** : permet de calculer la partie du courant photo-généré qui circulera dans le circuit électrique extérieur.

II.2.1. Modèles électriques

Pour décrire le fonctionnement des dispositifs électriques, on utilise généralement des modèles électriques équivalents de type "circuit électrique". Ces modèles sont constitués d'éléments relativement simples tels que des sources de tension ou de courant, des résistances, etc., interconnectés selon les lois de Kirchhoff (loi des nœuds pour les courants et loi des mailles pour les tensions électriques).

Le modèle électrique d'une cellule photovoltaïque inclut une source de courant de valeur I_{PH} . Cependant, ce courant ne parvient pas intégralement aux bornes de la cellule : une partie est perdue à cause de différents phénomènes de recombinaison des porteurs N et P. Ces phénomènes de recombinaison augmentent avec la tension de la cellule, ce qui se traduit par une caractéristique tension-courant spécifique de la cellule.

Pour représenter ces phénomènes, on place une résistance non linéaire en parallèle avec la source de courant I_{PH} . En outre, une résistance linéaire R_S est incorporée en série avec le circuit extérieur pour tenir compte de la résistance des liaisons électriques internes à la cellule ainsi que du matériau de la cellule elle-même. Ainsi, on obtient les circuits équivalents comme illustré à la **figure II.1 [43]**.

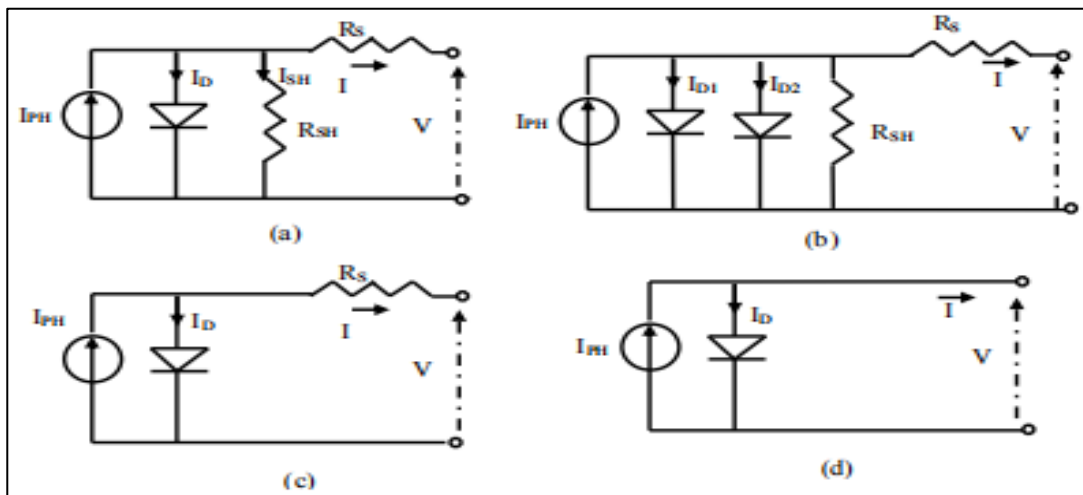


Figure II.1 : Modèles électriques équivalents d'une cellule photovoltaïque

- (a) Modèle général
- (b) Modèle à deux exponentielles
- (c) Modèle approprié
- (d) Modèle simplifié

Où

I_{PH} : La photo courant.

R_S : La résistance série, qui tient compte de la résistance ohmique des connexions métalliques et de la résistance du matériau semi-conducteur qui constitue la cellule.

R_{SH} : La résistance shunt (ou parallèle) qui modélise les courants de fuite.

- D** : La diode modélisant la polarisation de la cellule.
- I** : Le courant fourni par la cellule PV au circuit extérieur.
- V** : La tension de sortie de la cellule PV.

D'après la **figure II.1**, on remarque quatre circuits équivalents :

II.2.1.1. Circuit à une seule diode (Figure II.1.a)

Ce modèle inclut une diode, une résistance série (R_S et R_{SH}), et une résistance shunt (R_{SH}). C'est le modèle le plus couramment utilisé pour la conception des systèmes photovoltaïques car il offre un bon compromis entre précision et simplicité.

II.2.1.2. Circuit à deux diodes (Figure II.1.b)

Ce modèle comporte deux diodes pour une meilleure précision des calculs, en particulier pour les phénomènes de recombinaison et de polarisation non linéaire. Il est utilisé lorsque la précision est essentielle.

II.2.1.3. Circuit approprié (Figure II.1.c)

Dans ce modèle, on néglige les courants de fuite, simplifiant ainsi les équations et les calculs. Il est utilisé lorsque les pertes par courant de fuite sont insignifiantes.

II.2.1.4. Circuit simplifié (Figure II.1.d)

Ce modèle néglige à la fois les résistances série (R_S) et shunt (R_{SH}), réduisant le modèle à sa forme la plus simple. Il est utilisé pour des analyses préliminaires où une grande précision n'est pas nécessaire.

Remarques : Tous ces modèles utilisent une source de courant (I_{PH}) pour modéliser le flux lumineux incident et des diodes pour représenter les phénomènes de polarisation de la cellule. Un même circuit équivalent peut également être utilisé pour modéliser un module photovoltaïque complet constitué de plusieurs cellules en série, à condition que ces cellules soient identiques et éclairées de manière uniforme. Dans ce cas, les résistances du modèle doivent être ajustées en fonction du nombre de cellules en série, et (R_S) peut inclure la résistance des connexions entre les cellules.

II.2.2. Modèles mathématiques

II.2.2.1. Premier modèle (à une diode)

Le fonctionnement d'un module photovoltaïque est décrit par le modèle « standard » à une diode, établi par Shockley pour une cellule PV unique, et généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques connectées en série ou en parallèle.

On a d'après le schéma Figure (II.1.a) [43, 44, 45, 46, 47], on peut écrire :

$$I = I_{PH} - I_D - I_{SH} \quad (\text{II.1})$$

$$I = I_{PH} - I_0 \times \left[\left(\exp \left(q \frac{V + R_S I}{nkT} \right) \right) - 1 \right] + \frac{V + R_S I}{R_{SH}} \quad (\text{II.2})$$

Qui devient en prenant $I_{SH} \approx 0$ l'équation (II.2) devient :

$$I = I_{PH} - I_0 \times \left[\left(\exp \left(q \frac{V + R_S I}{nkT} \right) \right) - 1 \right] \quad (\text{II.3})$$

Et si en plus $R_S \approx 0$ (cellule idéale) l'équation (II.3) (III.3) devient :

$$I = I_{PH} - I_0 \times \left[\left(\exp \left(q \frac{V}{nkT} \right) \right) - 1 \right] \quad (\text{II.4})$$

Le courant photo I_{PH} varie en fonction du rayonnement solaire E et est déterminé par rapport à des valeurs données aux conditions de référence.

$$I_{PH} = \frac{E}{E_{ref}} \times \left[I_{sc_{ref}} + \alpha(T - T_{ref}) \right] \quad (\text{II.5})$$

Où :

E : Rayonnement global [W/m²].

E_{ref} : Rayonnement de référence [W/m²].

$I_{sc_{ref}}$: Courant de court-circuit de la cellule dans les conditions de référence

α : Coefficient de température du courant, il est souvent donné par le fabricant, il est en général positif mais très faible.

Il peut être aussi donné par la formule (II.6) suivante :

$$\alpha = \frac{I_{SC,T} - I_{SC,T_{ref}}}{(T - T_{ref})} \quad (\text{II.6})$$

T : Température effective de fonctionnement de la cellule PV [$^{\circ}\text{K}$]

T_{ref} : Température de référence, ($T_{ref} = 25^{\circ}\text{C} = 298^{\circ}\text{K}$).

Le courant de saturation de la diode est aussi une fonction de la température T et T_{ref} selon l'expression (II.7) [48] :

$$I_0 = I_{0,ref} \times \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{\frac{3}{\lambda}} \times \exp\left(\frac{q \times V_{gap}}{nk \times \left[\left(\frac{1}{T_{ref}}\right) - \left(\frac{1}{T}\right)\right]}\right) \quad (\text{II.7})$$

Avec :

- V_{gap} : Énergie de gap de la cellule. (Silicium cristallin $V_{gap} = 1,12\text{V ev}$, Silicium amorphe $V_{gap} = 1,7\text{V ev}$, CIS = 1,03 ev, CdTe = 1,5 ev).
- $I_{SC,T_{ref}}$: courant de court-circuit aux conditions standard.
- λ : un facteur similaire au facteur nnn, (λ est pris égal à nnn).
- $V_{oc,T_{ref}}$: tension de circuit ouvert aux conditions standard.

Les conditions de référence E et E_{ref} sont les conditions extérieures pour lesquelles sont spécifiées les données de base utilisées pour l'établissement du modèle ($V_{OC}, I_{SC}, V_{MAX}, I_{MAX}$). Ce sont soit les spécifications du fabricant, toujours données aux STC (Standard Test Conditions : 1000 W/m², 25°C, spectre AM1.5), soit des valeurs issues d'une mesure du module.

La résistance (R_S) de la cellule a une grande influence sur la localisation du point de puissance maximale (MPP) de la cellule. Cette résistance influe considérablement sur la tension du circuit ouvert (V_{OC}) et légèrement sur le courant de court-circuit (I_{SC}). L'impact de R_S se manifeste sur la pente de la caractéristique $I_P = f(V_P)$ de la cellule au point $V_P = V_{OC}$, d'où la prise de R_S comme constante (donnée par le fabricant) peut conduire à des

estimations incorrectes des performances des systèmes alimentés par l'énergie photovoltaïque. Ainsi, l'obtention de R_S par la dérivation de l'équation (II.3) est :

$$R_S = - \frac{dV}{dI} \Big|_{V_P=V_{OC}} - \frac{1}{X_V} \quad (\text{II.8})$$

$$I_0 = I_{0_T_{ref}} \times \frac{q}{nkT_{ref}} \times \exp\left(\frac{q \times V_{oc_T_{ref}}}{AkT_{ref}}\right) - \frac{1}{X_V} \quad (\text{II.9})$$

II.2.2.2 Premier modèle (à deux diodes)

Nous utilisons maintenant deux diodes pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction PN. Ces diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, à la fois en surface et dans le volume du matériau. Le schéma du générateur photovoltaïque dans ce cas est illustré à la (Figure II.2.b).

Le courant généré par le module est donné par :

$$I = I_{PH} - (I_{D1} + I_{D2}) - I_{SH} \quad (\text{II.10})$$

Avec :

$$I_{D1} = I_{01} \times \left[\exp\left(\frac{q \times (V + R_S I)}{n_1 k T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.11})$$

$$I_{D2} = I_{02} \times \left[\exp\left(\frac{q \times (V + R_S I)}{n_2 k T}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.12})$$

Avec :

$$I_{01} = I_{01_ref} \times \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{\frac{3}{n_1}} \times \exp\left(\frac{q \times V_{gap}}{n_1 k \times \left[\left(\frac{1}{T_{ref}}\right) - \left(\frac{1}{T}\right)\right]}\right) \quad (\text{II.13})$$

$$I_{02} = I_{02_ref} \times \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{\frac{3}{n_2}} \times \exp\left(\frac{q \times V_{gap}}{n_2 k \times \left[\left(\frac{1}{T_{ref}}\right) - \left(\frac{1}{T}\right)\right]}\right) \quad (\text{II.14})$$

Et on a :

$$I_{01_T_{ref}} = \frac{I_{SC_T_{ref}}}{\left(\exp\left(\frac{q \times V_{oc_T_{ref}}}{n_1 k T_{ref}}\right) - 1\right)} \quad (\text{II.15})$$

$$I_{02_T_{ref}} = \frac{I_{SC_T_{ref}}}{\left(\exp\left(\frac{q \times V_{oc_T_{ref}}}{n_2 k T_{ref}}\right) - 1\right)} \quad (\text{II.16})$$

I_{PH} Et I_{SH} garderont les mêmes expressions que celles du modèle à une diode.

II.2.2.3 Deuxième modèle mathématique

Ce modèle est très simple comparé au premier modèle. Il peut être établi en se basant sur les données de la cellule et du module, fournies par le fabricant et disponibles dans une fiche technique [48,49, 50]. Il est indépendant du courant de saturation de la diode I_0 . Le courant généré par le panneau est donné par ce modèle est donné pour un panneau solaire selon l'équation suivante :

$$I_{pa} = I_{scpa} \times \left\{ 1 - \left[\exp\left(\frac{V_{pa} - V_{ocpa} + I_{pa} \cdot R_{spa}}{n_1 \cdot V_{THpa}}\right) - \exp\left(\frac{-V_{ocpa}}{n_2 \cdot V_{THpa}}\right) \right] \right\} \quad (\text{II.17})$$

D'où :

$V_{ocpa} = N_s \cdot V_{occell}$: Représente la tension à vide du panneau solaire.

$V_{THpa} = N_s \cdot V_{THcell}$: Représente la tension thermodynamique du panneau solaire.

Avec : $V_{THcell} = k \cdot TC/q$

$R_{spa} = \frac{N_s}{N_p} \cdot R_{scell}$: C'est la résistance série du panneau solaire.

$I_{scpa} = N_p \cdot I_{scell}$: C'est le courant de court-circuit du panneau solaire.

N_s : Représente le nombre de cellules en série dans un panneau.

N_p : Représente le nombre de cellules en parallèle dans un panneau.

Remarque :

- + Le paramètre $R_{S_{cell}}$ et peut être calculée selon l'équation (II.8).
- + $V_{TH_{cell}}$ Dépend de la température T_c selon l'équation (II.18).

$$V_{TH_{cell}} = \frac{V_{MPP_{cell}} + R_{S_{cell}} \cdot I_{MPP_{cell}} - V_{OC_{cell}}}{\ln\left(1 - \frac{I_{MPP_{cell}}}{I_{SC_{cell}}}\right)} \quad (II.18)$$

Où :

$V_{MPP_{cell}}$ et $I_{MPP_{cell}}$: Sont la tension et le courant du point de puissance maximale (MPP).

Le paramètre $I_{SC_{cell}}$: varie uniquement en fonction du rayonnement solaire.

Le paramètre $V_{OC_{cell}}$: varie en fonction du rayonnement et de la température selon l'équation (II.19).

$$V_{OC_{cell}} = V_{OC_{cell,ref}} + \beta(T_c - T_{ref}) \quad (II.19)$$

Avec :

β : c'est le coefficient de température de la tension du circuit ouvert.

Où :

$V_{OC_{cell,ref}}$: C'est la tension du circuit ouvert de la cellule solaire dans les conditions normalisées.

Et on a aussi :
$$TC = T_a + \alpha \cdot E \quad (II.20)$$

Avec

α : C'est une constante empirique représentant le coefficient de température du courant de court-circuit, il est compris entre 0,01 et 0,03).

II.2.2.4. Troisième modèle mathématique

Ce modèle [51, 52, 53, 54] est très simple à implanter dans la simulation car il est basé sur les données des fiches techniques des panneaux solaires, à savoir : la tension à vide (V_{OC}), le courant de court-circuit (I_{SC}), la tension maximale au point de puissance maximale (MPP) V_{MPP} ainsi que le courant maximal au point de puissance maximale (MPP) I_{MPP} .

Les équations mathématiques utilisées pour simuler ce modèle sont :

$$I_P = I_{SC} \left[1 - C_1 \left(\exp\left(\frac{V_P}{C_2 V_{OC}}\right) - 1 \right) \right] \quad (\text{II.21})$$

Où :

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_{SC}} \right) \cdot \exp\left(\frac{V_{MPP}}{C_2 V_{OC}}\right) \quad (\text{II.22})$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_{MPP}-1}{V_{OC}}}{\ln\left(1 - \frac{I_{MPP}}{I_{SC}}\right)} \quad (\text{II.23})$$

$$\Delta T = T_c - T_{ref} \quad (\text{II.24})$$

$$\Delta I = \alpha \left(\frac{E}{E_{ref}} \right) \Delta T + \left(\frac{E}{E_{ref}} - 1 \right) I_{CC} \quad (\text{II.25})$$

$$\Delta V = -\beta \cdot \Delta T - R_S \cdot \Delta I \quad (\text{II.26})$$

$$V_{new} = V_{ref} + \Delta V \quad (\text{II.27})$$

$$I_{new} = I_{ref} + \Delta I \quad (\text{II.28})$$

Si le générateur photovoltaïque est composé de N_S modules en série et de N_P branches parallèles, alors nous avons :

$$V_{PV} = N_S \times V_{new} \quad (\text{II.29})$$

$$I_{PV} = N_P \times I_{new} \quad (\text{II.30})$$

III.2.2.5. Quatrième modèle mathématique

Ce modèle est parfois appelé « modèle polynomial » [37] et il est destiné aux cellules en silicium poly-cristallin. Il imite les puissances des modules solaires fonctionnant aux points de puissance maximale (MPP).

La puissance maximale P_{MAX} est donnée par :

$$P_{MAX} = [1 + P_2 (T - T_{ref})] \cdot [P_3 + E] \quad (\text{II.31})$$

Où :

P_1 , P_2 et P_3 : Sont des paramètres à déterminer d'après les de la fiche technique du panneau solaire et avec **$T_{ref} = 25^\circ\text{C}$**

T et E : Sont la température et le rayonnement solaire respectivement du point de fonctionnement.

Ce modèle permet de déterminer la puissance maximale fournie par un ensemble de panneaux pour un rayonnement et une température donnés, en utilisant seulement trois paramètres à déterminer et une équation simple à résoudre, en connaissant un ensemble de points de mesure suffisamment étendus [37].

II.3. Modélisation du panneau et du champ photovoltaïque

Étant donné qu'une cellule PV typique produit approximativement moins de 2 W à 0,5 V, il est nécessaire de connecter les cellules en série-parallèle pour obtenir une puissance suffisante. Ainsi, pour obtenir une puissance élevée, on utilise la configuration des modules, puis la configuration d'un générateur photovoltaïque (GPV). Ce dernier consiste en un

groupe de plusieurs panneaux PV connectés électriquement en série et en parallèle pour générer respectivement le courant et la tension requis.

Le circuit électrique équivalent d'un GPV composé de N_P branches de panneaux en parallèle, chacune comportant N_S en série, est illustré dans la figure (II.2.a).

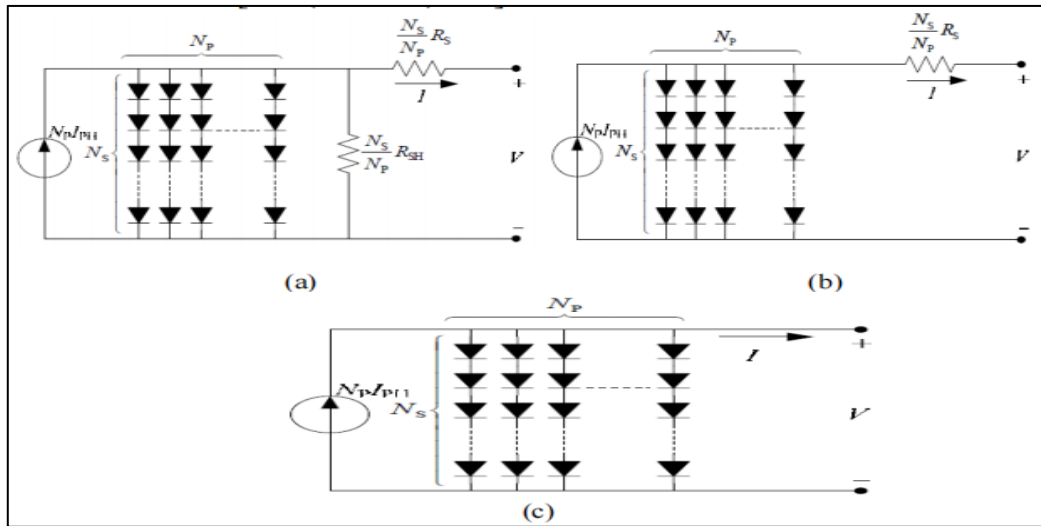


Figure II.2 : Circuit électrique équivalent pour un GPV

Avec : (a) Modèle général ; (b) Modèle généralisé ; (c) Modèle approprié.

La caractéristique $I_{PV} = f(V_{PV})$ de la configuration GPV est donnée par l'équation suivante [43] :

$$I = N_P \cdot I_{PH} - N_P \cdot I_S \left[\exp \left(q \cdot \frac{V + I R_S}{N_S \cdot \frac{N_P}{N_P}} \right) - 1 \right] - \frac{(N_P \cdot V + I R_S)}{R_{SH}} \quad (II.32)$$

En réalité, l'efficacité d'un module PV est sensible aux petites variations de la valeur de la résistance série R_S , mais reste insensible aux variations de la résistance shunt.

Pour un panneau PV ou une configuration de générateur photovoltaïque (GPV), la résistance série est manifestement importante, tandis que la résistance de dérivation (ou shunt) tend vers l'infini, ce qui permet de la considérer comme un circuit ouvert (Figure II.2.b)

L'équation mathématique correspondante est la suivante :

$$I = N_P \cdot I_{PH} - N_P \cdot I_S \left[\exp \left(q \cdot \frac{V + I R_S}{N_S \cdot \frac{k \cdot T_C \cdot A}{N_P}} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.33})$$

Enfin, le modèle le plus simplifié [18, 19] d'un générateur photovoltaïque (GPV) est illustré dans la figure (II.2.c), dont l'équation mathématique est :

$$I = N_P \cdot I_{PH} - N_P \cdot I_S \left[\exp \left(q \cdot \frac{V}{N_S \cdot k \cdot T_C \cdot A} \right) - 1 \right] \quad (\text{II.34})$$

II.4. Détermination des paramètres du modèle

Tous les paramètres du modèle peuvent être déterminés en examinant les spécifications fournies par les fabricants des produits photovoltaïques. Les paramètres les plus couramment utilisés et les plus importants sont la tension en circuit ouvert (V_{OC}) et le courant de court-circuit (I_{SC}).

Les équations ci-dessus sont implicites et non linéaires, ce qui rend difficile l'obtention d'une solution analytique pour un ensemble de paramètres à une température et un niveau de rayonnement donnés.

Étant donné que $I_{PH} \gg I_S$ et en négligeant le courant de fuite dans la diode, le courant de court-circuit est approximativement égal à la photo-courant, soit :

$$I_{SC} = I_{PH} \quad (\text{II.35})$$

D'autre part, le paramètre V_{OC} est obtenu en supposant que le courant de sortie est nul. En tenant compte de la tension en circuit ouvert V_{OC} à la température de référence et en négligeant le courant de fuite, le courant de saturation peut être approximativement estimé comme suit :

$$I_S = \frac{I_{SC}}{\left[\exp \left(\frac{q \cdot V_{OC}}{N_S \cdot k \cdot A \cdot T_C} \right) - 1 \right]} \quad (\text{II.36})$$

En plus, la puissance maximale peut être exprimée comme suit :

$$P_{MAX} = V_{MAX} \cdot I_{MAX} = FF \cdot V_{OC} \cdot I_{SC} \quad (\text{II.37})$$

Où :

V_{MAX} et I_{MAX} : Sont la tension maximale et el courant maximal du point MPP et
« FF » : c'est le facteur de forme qui est une mesure de la qualité de la cellule.

II.5. Paramètres basiques d'une cellule réelle

Il existe certains paramètres qui doivent être mentionnés dans les caractéristiques **I-V** d'une cellule solaire.

a) Le courant de court-circuit (I_{SC}) est le courant qui circule dans le circuit lorsque la charge est nulle. Il peut être mesuré en reliant les bornes positive et négative avec un fil de cuivre.

b) La tension de circuit ouvert (V_{OC}) est la tension maximale dans le circuit lorsque la charge est nulle.

c) La puissance maximale (P_{max}) est la puissance délivrée par la cellule solaire lorsque la charge optimale est connectée à ses bornes. Elle est donnée par la relation suivante :

$$P_{max} = V_{max} \times I_{max} \quad (\text{II.38})$$

Cette puissance peut également être exprimée par la relation suivante :

$$P_{max} = V_{OC} \times I_{SC} \times FF \quad (\text{II.39})$$

Où : V_{max} et I_{max} : Sont la tension et le courant de la cellule solaire au point de puissance maximale.

d) Le rendement (η_c) est donné par la relation suivante :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{max} \times I_{max}}{\text{Rayonnement solaire incident} \times \text{aire de cellulaire}} \quad (\text{II.40})$$

$$= \frac{V_{OC} \times I_{SC} \times FF}{E(t) \times A_c}$$

e) Le facteur de forme (Fill Factor « FF »)

Le facteur de forme, également connu sous le nom de facteur de courbe, est une mesure de la netteté du genou dans une courbe I-V. Il indique dans quelle mesure une jonction a été réalisée dans la cellule et l'efficacité de la réduction de la résistance série. Ce facteur peut être abaissé par la présence de la résistance série et tend à être plus élevé lorsque la tension de circuit ouvert est élevée. La valeur maximale théorique du facteur de remplissage est 1, ce qui n'est pas possible en pratique.

Sa valeur maximale pour le silicium est de 0,88

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \times I_{sc}} = \frac{V_{max} \times I_{max}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (\text{II.41})$$

f) Limites liées au rendement de la cellule solaire

Les cellules photovoltaïques sont limitées en rendement par de nombreuses pertes. Certaines d'entre elles sont évitables, mais d'autres sont intrinsèques au système et peuvent être décrites comme suit :

- ✓ Le courant électrique sort de la surface supérieure par une bande de contacts métalliques disposés en série pour réduire les pertes de résistance dans la surface. Ces contacts ont une surface finie et couvrent ainsi une partie de la surface active, bloquant le rayonnement solaire incident.

- ✓ Sans précautions particulières, le facteur de réflexion par les semi-conducteurs est élevé (environ 40% du rayonnement solaire incident). Cependant, ceci peut être réduit à 3% ou moins par l'utilisation d'une surface en film mince.

- ✓ Les photons d'énergie quantique ($h\nu < E_g$) ne peuvent pas contribuer à la génération actuelle photovoltaïque. Pour le silicium, les longueurs d'onde inactives comprennent 23% du rayonnement.

- ✓ L'excès d'énergie des photons actifs ($h\nu - E_g$) apparaît sous forme de chaleur. Cette perte est d'environ 33% du rayonnement.

- ✓ Le rendement quantique, c'est-à-dire la fraction des photons actifs incidents absorbés produisant des paires électron-trou, est généralement très élevée. La conception de la cellule doit être telle qu'au moins 95% de l'absorption ait lieu.

- ✓ Le rendement de collecte est défini comme la proportion de paires électron-trou générée par rayonnement qui produit du courant dans le circuit externe.

✓ Pour un rendement global des cellules de 10%, le facteur d'efficacité de collection est habituellement d'environ 0,7. L'augmentation de ce facteur à environ 0,9 permettrait d'atteindre un rendement global de 20%.

✓ Les caractéristiques (**I-V**) des cellules solaires sont fortement influencées par les caractéristiques des diodes à jonction P-N. Ainsi, si la tension de sortie de la cellule solaire est égale à (V_{oc}), la diode devient de plus en plus polarisée en inverse, ce qui augmente la recombinaison interne du courant I_r à travers la jonction. Ce comportement est traité comme une perte fondamentale dans le système. La perte due au facteur de courbe est d'environ 4% du rayonnement.

II.6. Caractéristiques d'un panneau photovoltaïque

La puissance électrique délivrée par un module photovoltaïque est le produit de la tension par le courant qu'il génère. Ces deux grandeurs, courant et tension, dépendent à la fois des propriétés électriques du module mais aussi de la charge électrique à ses bornes. Les propriétés électriques du module sont synthétisées dans un graphe qu'on appelle caractéristique courant-tension.

Tout dipôle électrique est entièrement défini par sa caractéristique courant-tension, qui lui est propre. À titre d'exemple, nous considérons les modules solaires AEG dont les caractéristiques sont données dans le tableau suivant :

Tableau (II.1) : Données du module AEG aux conditions standards ($E=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$ et $AM=1.5$).

Paramètre	Valeur
Courant de court-circuit ISC	2.41A
Tension de circuit ouvert VOC	22.4V
Tension au point de puissance max. VMPP	17.45V
Courant au point de puissance max IMPP	2.2A
Résistance série RS	0.7 Ω
Coefficient de température du courant « α »	0.06%/°C
Coefficient de température de la tension « β »	0.4%/°C

En se servant du logiciel Matlab/Simulink, on a pu tracer les caractéristiques du module en considérant trois modèles. La **figure II.3**, illustre ces caractéristiques dans les conditions standard ($E = 1000 \text{ W/m}^2$, $T = 25 \text{ °C}$ et $AM = 1.5$) comme suit :

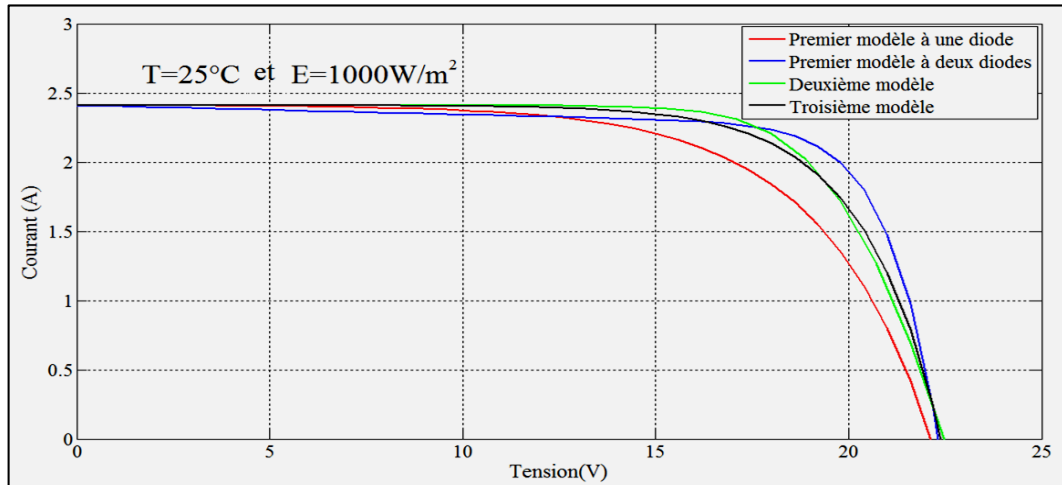


Figure II.3 : Caractéristique Courant –tension pour trois modèles.

La caractéristique Puissance-tension pour trois modèles est illustrée dans la **figure (II.4)**

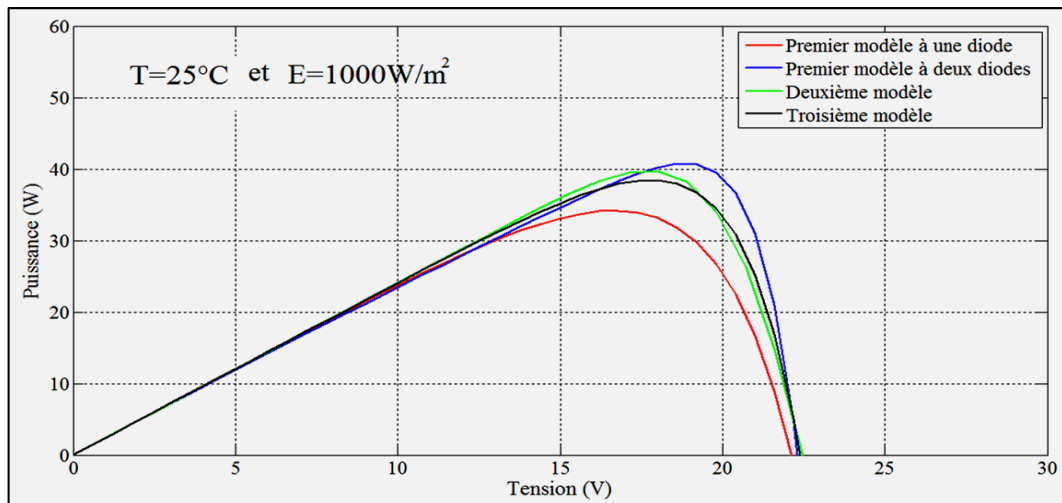


Figure II.4 : Caractéristique Puissance-tension pour trois modèles

II.7 Influence des paramètres internes et externes sur la caractéristique I(V)

II.7.1. Influence des paramètres internes (résistances parallèle et série)

La photopile comprend en réalité une résistance série (R_S) et une résistance en dérivation (R_p) (résistance shunt R_{SH}). Ces résistances ont une influence significative sur la caractéristique (**I-V**) de la photopile.

✓ La résistance série, (R_S), correspond à la résistance interne de la cellule. Elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles [57].

✓ On peut calculer ces résistances à l'aide des relations suivantes [58] :

$$\left(\frac{dV}{dt}\right)_{V=V_{\infty}} = -R_S \tag{II.42}$$

La résistance en parallèle ou bien la résistance shunt (R_p) = (R_{SH}) est causée par un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle est influencée par la méthode de fabrication de celle-ci [58], [17], [59] :

$$\left(\frac{dV}{dt}\right)_{I=I_{CC}} = -R_P \tag{II.43}$$

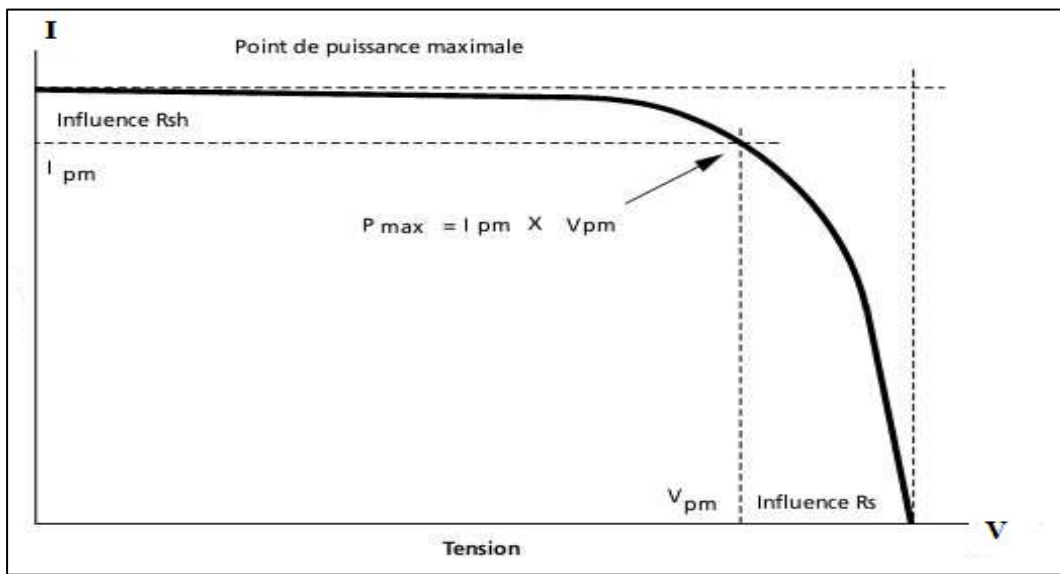


Figure II.5 : Influence des résistances shunt et série sur la caractéristique (I –V) d’un GPV

Pour tenir compte des variations d’éclairement et de température, on utilise les lois suivantes :

$$\Delta T = T - T_r \tag{II.44}$$

$$\Delta I = \alpha \left(\frac{G}{G_r}\right) \cdot \Delta T + \left(\frac{G}{G_r} - 1\right) I_{CC} \tag{II.45}$$

$$\Delta V = -\beta \cdot \Delta T - R_S \cdot \Delta I \tag{II.46}$$

Ainsi, les nouvelles valeurs de courant et de tension sont :

$$V = V_r + \Delta V \quad (\text{II.47})$$

$$I = I_r + \Delta I \quad (\text{II.48})$$

Ainsi, les équations (II.45) et (II.48) fournissent :

$$I_{CC} = (I_{CC_ref} + k_1) \frac{G}{G_r} \quad (\text{II.49})$$

II. 7.2. Influence de la température sur les caractéristiques I(V)

La température joue un rôle crucial dans le fonctionnement des cellules solaires en raison de la sensibilité des propriétés électriques des semi-conducteurs à la température [60].

Cette influence est significative sur la caractéristique courant/tension des semi-conducteurs. Dans le cas du silicium, une augmentation de la température entraîne une augmentation du courant d'environ 0,025 mA/cm²/°C, tandis que la tension diminue d'environ 2,2 mV/°C/cellule. Cela se traduit par une diminution de la puissance d'environ 0,4%/°C. L'impact de la température doit être pris en compte lors de la conception d'un générateur photovoltaïque [17].

Sur la **Figure II.6**, les caractéristiques courant-tension sont représentées pour différentes températures, sous un ensoleillement fixe ($E=1000\text{W/m}^2$).

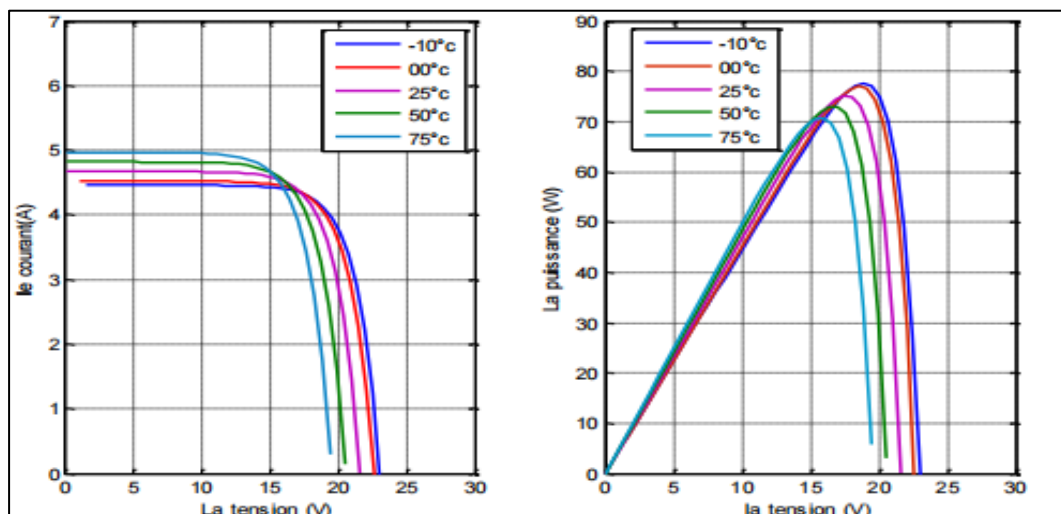


Figure II.6 : Effet de la température sur la caractéristique (I-V) et (P-V)

On observe que les variations de tension sont significatives et que le courant augmente légèrement avec l'augmentation de la température. Cela peut s'expliquer par une meilleure absorption de la lumière, le gap énergétique diminuant lorsque la température augmente. Cependant, l'augmentation du courant peut être négligée au point de puissance maximale, ce qui est crucial pour le comportement global de la cellule [22].

II. 7.3. Influence du rayonnement sur les caractéristiques I(V)

De manière similaire à la température, la jonction PN réagit différemment en fonction de l'énergie qu'elle reçoit. Plus elle reçoit d'énergie, plus elle en restitue. Dans une installation photovoltaïque, une variation de 50 % de l'éclairement ou de la charge entraîne une dégradation de la puissance fournie par le générateur PV d'environ 50 %, et le générateur PV cesse de fonctionner dans des conditions optimales [60].

Pour différents niveaux d'éclairement, comme illustré sur la **figure II.7**, on observe que le courant est directement proportionnel à l'irradiation à ces niveaux. En revanche, la tension n'est pas aussi dégradée lorsque l'irradiation diminue [22].

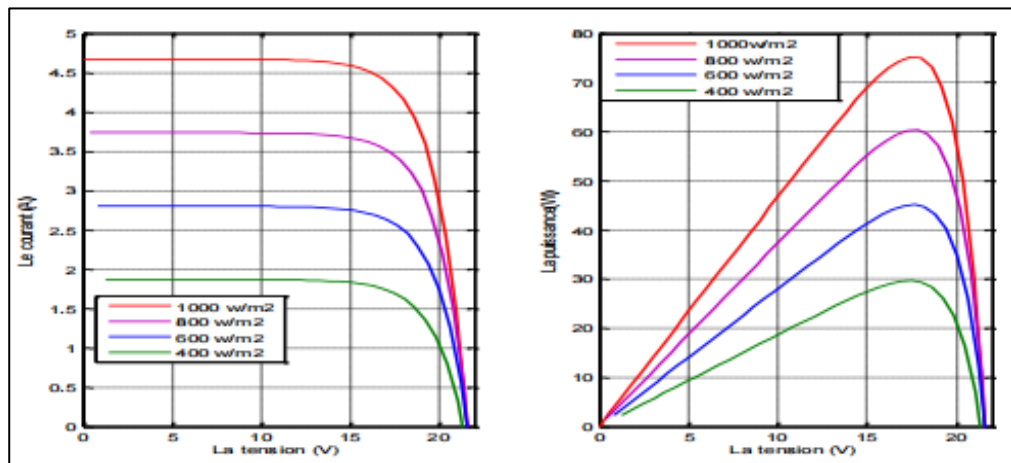


Figure II.7 : Effet de la variation d'éclairement sur la caractéristique (I-V) et (P-V)

Nous avons observé que le courant produit par la photopile (I_{ph}) est pratiquement proportionnel au flux lumineux (ϕ). En revanche, la tension (V) aux bornes de la jonction varie peu car elle dépend de la différence de potentiel à la jonction N-P du matériau lui-même (pour le silicium monocristallin, elle est de 590 mV à $T_j = 25^\circ\text{C}$).

Par conséquent, la tension de circuit ouvert ne diminue que légèrement avec l'augmentation du flux lumineux. Cela implique donc que :

- ✓ La puissance optimale de la cellule (**P_m**) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement.
- ✓ Les points de puissance maximale se trouvent à peu près à la même tension [17].

L'augmentation du flux lumineux entraîne essentiellement un déplacement de la caractéristique (**I-V**) le long de l'axe des courants. L'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus significatif que celui de la tension à circuit ouvert, car le courant de court-circuit varie linéairement avec l'éclairement, tandis que la tension à circuit ouvert varie de manière logarithmique [61].

II.8. Conclusion

Dans le cadre de la modélisation complète de la chaîne photovoltaïque, incluant la caractérisation de la demande de la charge et la production énergétique de la source PV, nous avons donné le développement et évalué quatre modèles de la source PV, en tenant compte d'un maximum de paramètres.

En consultant diverses références, nous avons trouvé d'autres modèles, mais ils étaient très simplifiés, négligeant certains paramètres essentiels, ce qui réduit leur précision.

Le générateur PV, une fois modélisé, ne sert pas uniquement à alimenter des charges continues ou à charger des batteries d'accumulateurs. Il peut également alimenter des charges en courant alternatif via un composant crucial : l'onduleur.

Par conséquent, une étude approfondie de ce composant clé, qui peut aussi connecter le générateur PV au réseau électrique, est nécessaire pour mieux comprendre son fonctionnement et ses caractéristiques.

CHAPITRE

III

III.1. Introduction

La modélisation est une étape qui nécessite un ensemble d'équations caractérisant tous les éléments de notre système. En premier lieu, les modèles électriques d'un générateur photovoltaïque seront présentés ou un modèle sera choisi et simulé pour une température constante à 25C°.

Dans ce chapitre, nous allons dimensionner et modéliser le système photovoltaïque connecté au réseau, qui est constitué d'un générateur PV, un onduleur couplé au réseau à travers un filtre passif et on présentera la commande appliquée à ce système, dans le but de tester ces performances.

La simulation des différents éléments de ce système est réalisée sous l'environnement **Matlab/SimPowerSystem** et les résultats seront illustrés et commentés.

III.2. Principe de fonctionnement de notre système

Dans ce présent travail, nous avons adopté la structure a bus continu intermédiaire. Sur la **figure (III.1)**, nous représentons alors notre système d'étude qui va être modulé, dimensionné et simulé.

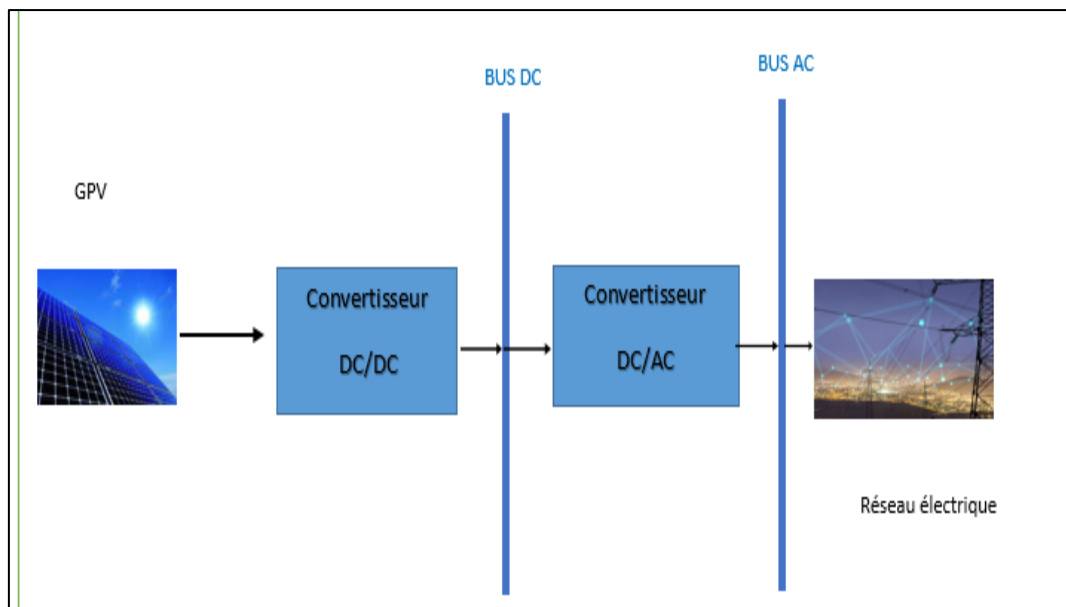


Figure III. 1 : Schémas de principe fonctionnement de réseau électrique.

III.3. Modélisations d'un générateur PV connecté au réseau via convertisseur modulaire multiniveaux (MMC).

La modélisation d'un générateur photovoltaïque connecté au réseau via un MMC pour optimiser l'intégration et la performance des systèmes d'énergie renouvelable.

III.3.1. Module d'un générateur photovoltaïque

Les constructeurs de panneaux photovoltaïques fournissent les paramètres du module (I_{sc} , I_{mpp} , V_{oc} , V_{mpp}) sous les conditions standard de fonctionnement (une insolation de 1000W/m² et une température de 25°C, AM 1.5). Le **tableau III.1** suivant montrent les données d'un module photovoltaïque :

Tableau III. 1 : Paramètres d'un module photovoltaïque.

Paramètres	Valeurs
Puissance maximale du panneau P_{mpp}	305W
Courant au point de puissance maximale I_{mpp}	5.58A
Tension au point de puissance maximale V_{mpp}	54.7V

III.3.2. Modélisation d'un générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est l'élément principal (source) d'un système de production d'énergie photovoltaïque. Un générateur photovoltaïque a un comportement équivalent à une source de courant shuntée par une diode. Plusieurs modèles mathématiques sont développés pour présenter son comportement non linéaire.

La **figure III.2** établit par shockley pour une seule cellule PV représente le modèle standard à une seule diode d'un générateur PV et généralisé à un module PV en le considérant comme un ensemble de cellules identiques branchées en série-parallèle.

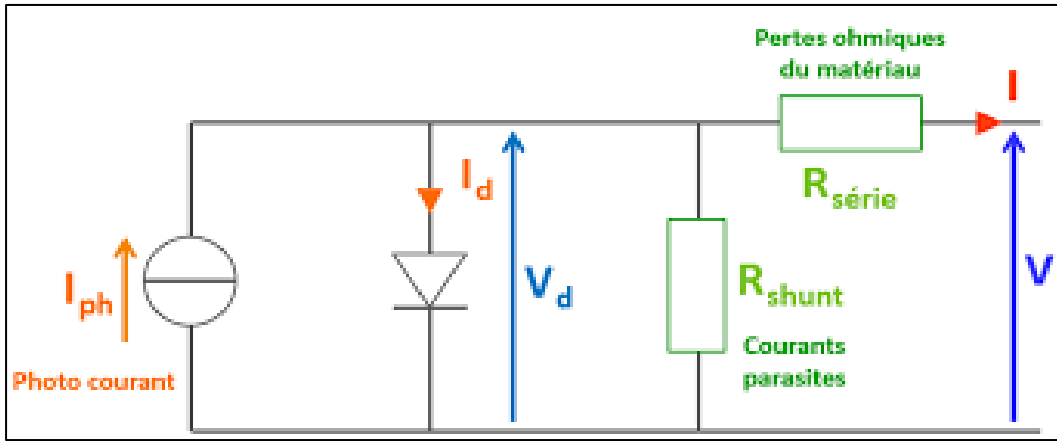


Figure III. 2 Circuit électrique d'une cellule.

En appliquant la loi des nœuds de Kirchhoff, on déduit l'équation suivante :

$$I = I_{ph} - I_d - IR_{sh} \tag{III.1}$$

Les courants I_{ph} , I_D et IR_p sont exprimés par les relations :

$$I_{ph} = (I_{scn} + k_i(T_{mod} - T_r)) \frac{G}{G_0} \tag{III.2}$$

$$T_{mod} = G * \frac{NOCT-25}{1000} + T_r \tag{III.3}$$

$$I_0 = I_{0c} * \left(\frac{T_{mod}}{T_r}\right)^3 \left(\exp \frac{q * E_g}{A * K} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T_{mod}}\right)\right) \tag{III.4}$$

$$I_d = I_0 \left[\exp \frac{V}{N_s * M_s} + (R_s * I) * \left(\frac{q}{A * K * T_{mod}}\right) - 1 \right] \tag{III.5}$$

$$I = \frac{V}{N_s * M_s} + \frac{R_s * I}{R_p} \tag{III.6}$$

Avec :

I : Courant généré par la cellule photovoltaïque.

I : Le courant circulant dans la résistance R_s c'est aussi le courant I_{pv} .

I_{ph} : Courant photonique.

I_d : Le courant circulant dans la diode.

I_{sh} : Le courant circulant dans la résistance R_{sh}

I_{scn} : Courant de court-circuit nominal de la cellule.

k_i : Coefficient de la température de la cellule.

T_{mod} : Température de fonctionnement de la cellule.

T_r : Température de référence [K].

G_0 : Éclairement pour les STC (standard test condition).

G : Éclairement.

NOCT : La température nominale de fonctionnement de la cellule qui est donnée par le constructeur (Data-Sheet).

I_s : Courant de saturation de la diode.

I_{cc} : Le courant de court-circuit de la cellule.

E_g : Énergie de seuil.

q : Charge électrique élémentaire ($1,6 \cdot 10^{-19}$).

A : Facteur de la diode.

K : la constante de Boltzmann ($1,385410^{-23}$ J/K).

N_s : nombre de cellule en série par module.

M_s : nombre de module en série.

R_s : Résistance série de la cellule.

R_{sh} : Résistance shunt de la cellule.

En remplaçant les équations (II.2), (II.5) et (II.6) dans l'équation (II.1), on obtient :

$$I_{pv} = \left(I_{scn} + k_i(T_{mod} - T_r) \frac{G}{G_0} - I_s \left[\exp \frac{V}{N_s M_s} + (R_s I) \left(\frac{q}{AKT_{mod}} \right)^{-1} \right] - \left(\frac{V}{N_s M_s} + \frac{R_s I}{R_{sh}} \right) \right) \quad (\text{III.7})$$

III.4. Convertisseur DC-DC (hacheur boost)

Le convertisseur DC-DC (hacheur boost) est utilisé pour augmenter la tension continue d'une source d'alimentation, essentiel pour les applications nécessitant des niveaux de tension plus élevés.

III.4.1. Commande du convertisseur DC-DC (hacheur boots)

Le régulateur MLI est un hacheur (**figure III-3**) qui élève la tension du champ PV afin que celle-ci soit compatible avec la tension de sortie fournit au réseau. De plus, le hacheur permet l'optimisation de la puissance du champ PV grâce à l'algorithme MPPT.

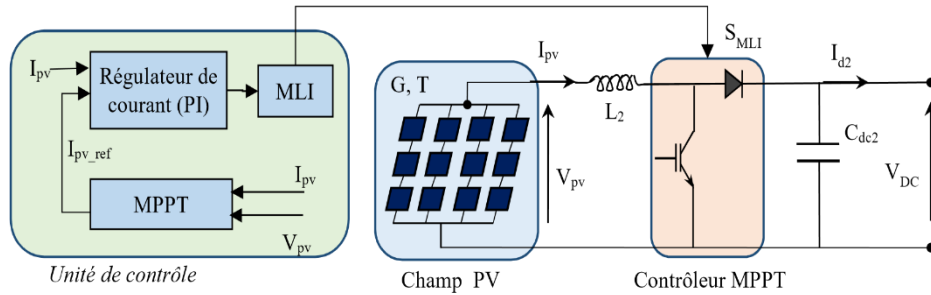


Figure III. 3 : Système de conversion d'énergie PV connecté au bus DC.

La modulation de largeur d'impulsion (MLI) à rapport cyclique fixe ou unipolaire utilise une onde porteuse triangulaire et une onde de référence constante. Elle détermine en temps réel les moments d'activation et de désactivation des interrupteurs à l'aide d'une électronique de commande analogique ou numérique, combinant ces deux approches simultanément. Cette méthode vise principalement à réguler efficacement la tension de sortie d'un convertisseur, tout en assurant robustesse et facilité d'implémentation pour une large gamme d'applications industrielles et de puissance, voir **la figure (III.4)**.

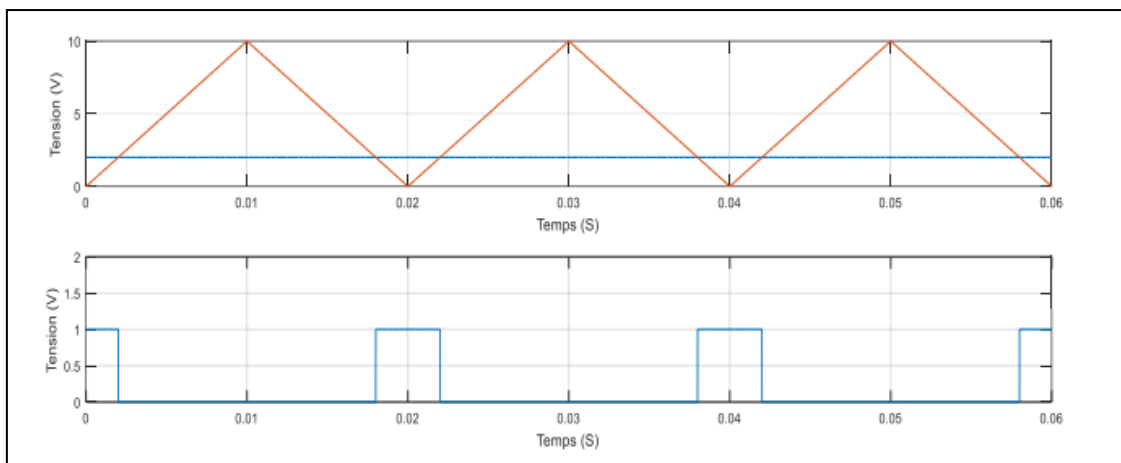


Figure III. 4 : Schéma de principe de la commande MLI.

III.4.2. Modèle mathématique

Afin d'établir le modèle mathématique reliant les variables d'entrée/sortie on représente le circuit équivalent par les deux états du commutateur.

La **figure (III.5)** montre les schémas des circuits équivalents d'un convertisseur survolteur dans les deux cas :

- a) L'interrupteur fermé pendant αT_S .
- b) l'interrupteur ouvert pendant $(1 - \alpha T_S)$.

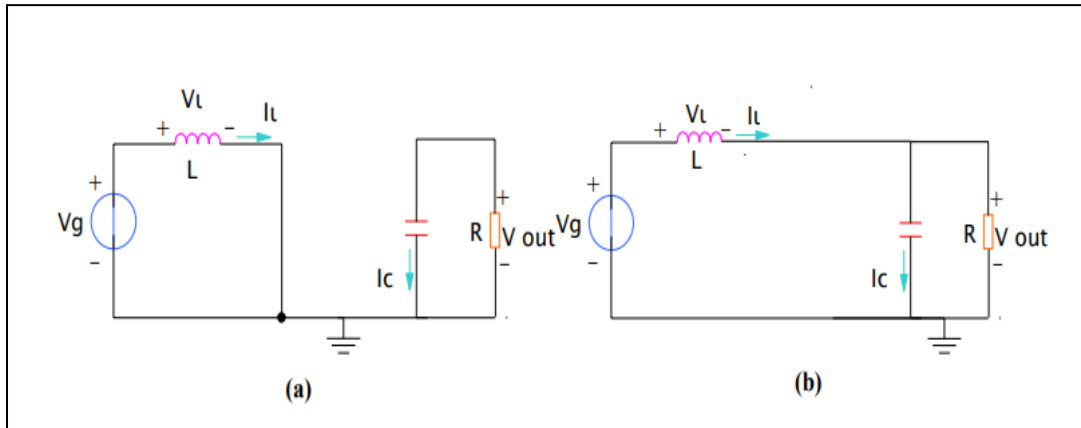


Figure III. 5 : Circuits équivalents d'un convertisseur survolteur

(a) : Diagramme BOOST en position 1 ; **(b)** : Diagramme BOOST en position 2.

En appliquant les lois de Kirchhoff sur les deux circuits de la **Figure (III.5)** précédente, on obtient les systèmes d'équations suivants :

De [0 à αT] (état passant)

L'interrupteur est en position 1, l'inductance stocke le courant provenant de la source et la capacité maintient la tension de sortie utilisant l'énergie précédemment stockée. Pendant ce temps le courant I_L augmente, on aura donc pour la première période αT_S selon la **figure (III.5)** **(a)** :

$$V_g = V_L \tag{III.8}$$

$$I_C = -I_R = \frac{V_{out}}{R} \tag{III.9}$$

De [αT à T] (état bloqué)

L'interrupteur est en position 2, lorsque l'interrupteur s'ouvre, l'interruption de courant dans l'inductance provoque une surtension qui s'ajoute à celle du condensateur. D'après la **figure (III. 5) (b)** on aura :

$$V_L = V_g - V_{out} \quad (III.10)$$

$$I_c = I_L - I_{out} = I_L - \frac{V_{out}}{R} \quad (III.11)$$

III. 5. Les convertisseurs multiniveaux

Les convertisseurs multiniveaux sont des dispositifs électriques innovants qui permettent de convertir efficacement l'énergie électrique en ajustant la tension et le courant à différents niveaux, offrant ainsi des avantages significatifs en termes d'efficacité énergétique et de réduction des pertes.

III.6. Intérêt des convertisseurs multiniveaux

Les structures multiniveaux offrent plusieurs avantages. Elles réduisent les contraintes de tension sur les interrupteurs de puissance, car chaque composant ne supporte qu'une fraction de la tension totale du bus continu, cette fraction diminuant avec l'augmentation du nombre de niveaux.

En outre, la tension de sortie de ces convertisseurs possède de meilleures qualités spectrales, l'augmentation du nombre de niveaux intermédiaires diminue l'amplitude des variations de la tension de sortie, réduisant ainsi les harmoniques. En modulation de largeur d'impulsion, un convertisseur multiniveau avec une commande appropriée peut même éliminer certaines familles d'harmoniques [62].

III.7. Topologie des convertisseurs multiniveaux

On a plusieurs types sur les convertisseurs multiniveaux :

III.7.1. Convertisseurs multiniveaux classiques et leurs structures

a. Ponts en H

Cette structure de conversion est la première décrite dans la littérature comme une structure de conversion multiniveaux. En effet la mise en cascade de plusieurs structures à 2 niveaux permet d'avoir en sortie une forme d'onde de tension multiniveaux.

a.1. Structure simple

La structure de base comprend deux paires d'interrupteurs bidirectionnels en courant (IGBT + Diode) et un bus de tension continue (Figure III.6). Le principe pour obtenir une forme d'onde de tension multiniveaux en sortie consiste à agir sur la différence de potentiel entre les deux sorties des cellules de commutation (A et B).

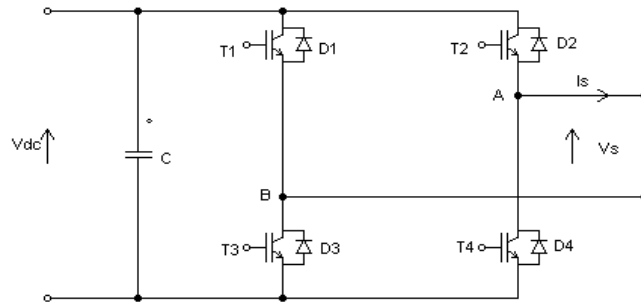


Figure III.6. Structure à pont en H à 3 niveaux.

a.2. Mise en série

Cette structure consiste à mettre en série deux ponts en H ou plus, comme illustré sur la figure III.7. Le point A d'un pont en H est relié au point B de l'autre pont, et ainsi de suite si plusieurs ponts en H sont utilisés en série. Plus le nombre de ponts en H mis en série augmente, plus les possibilités de réaliser différents niveaux de tension sont nombreuses. Les sources de tension sont isolées les unes par rapport aux autres, offrant de nombreuses redondances pour les différents niveaux. Cette caractéristique rend ce type de conversion performant en termes de tolérance aux pannes.

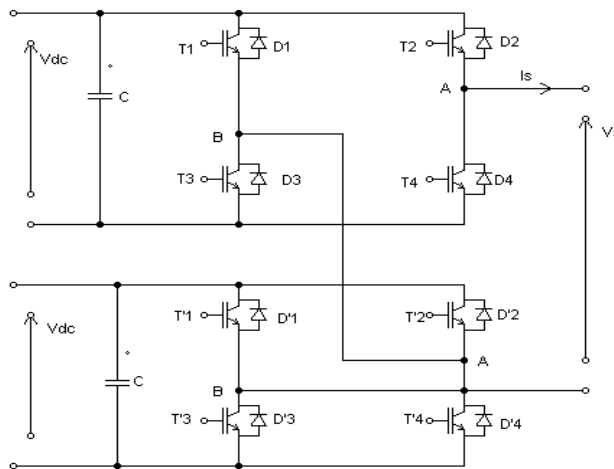


Figure III.7. Mise en série de 2 ponts en H

b. Le convertisseur clampé par le neutre (NPC)

Cette structure associe 4 interrupteurs de puissance et 2 diodes de clamp pour générer une tension de sortie à 3 niveaux. Le NPC (Neutral Point Clamped) utilise une source de tension fractionnée et une série de n interrupteurs pour produire une tension de sortie à $n+1$ niveaux. La répartition de la tension d'entrée aux bornes de chaque interrupteur à l'état bloqué est assurée par $2n-2$ diodes de clamp, connectées aux nœuds de la tension d'entrée fractionnée. Ces diodes réduisent également la tension de blocage sur chaque interrupteur.

La figure III.8 montre la structure NPC à 3 niveaux. L'inconvénient principal de cette structure est l'équilibrage de la tension des condensateurs utilisés pour fractionner la tension d'entrée, connu sous le nom de "l'équilibrage du point milieu", qui provoque des distorsions indésirables sur la tension V_s [63].

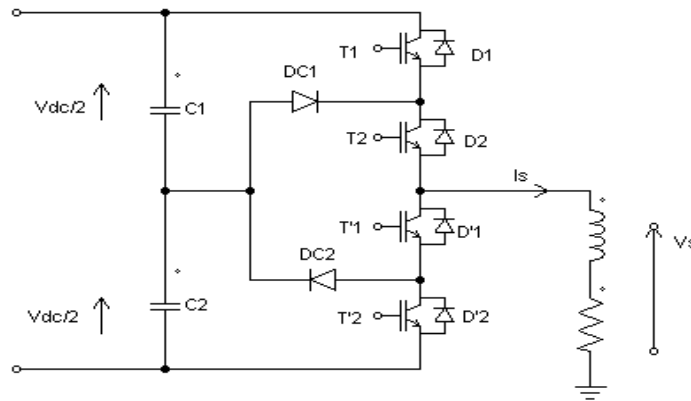


Figure III.8. Structure NPC à 3 niveaux

c. Convertisseurs clampés activement par le neutre (ANPC)

Le convertisseur ANPC (Active-NPC) est une variante de la structure NPC, illustrée à la figure III.9. Dans cette structure, les diodes de clamp sont remplacées par des IGBT et des diodes en parallèle. En ajoutant des interrupteurs à trois segments, composés d'IGBT en parallèle avec une diode, cette structure permet d'avoir plusieurs modes de commande en fonction de la fréquence maximale de l'interrupteur. L'avantage de l'ANPC par rapport au NPC réside dans la possibilité de choisir le type de modulation pour équilibrer les pertes dans les semi-conducteurs. Ainsi, quelle que soit la loi de commande, les pertes totales restent inchangées, mais leur répartition est différente, facilitant l'équilibrage [64].

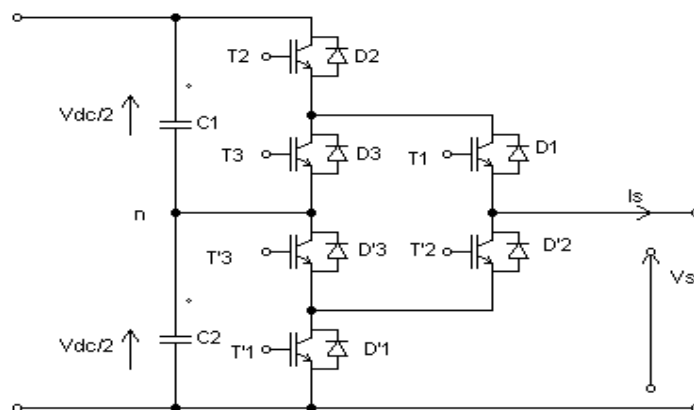


Figure III.9. Structure ANPC 3 niveaux

d. Convertisseurs multicellulaires série (FC) (Flying Capacitor)

Le principe du convertisseur multicellulaire FC repose sur la mise en série de cellules de commutation, connectées entre elles par une source de tension. Cela permet d'obtenir une tension multiniveaux, avec des sources de tension réalisées par des condensateurs flottants. L'avantage de cette structure est une bonne qualité de la tension découpée en sortie, comme illustré dans la figure suivante [65].

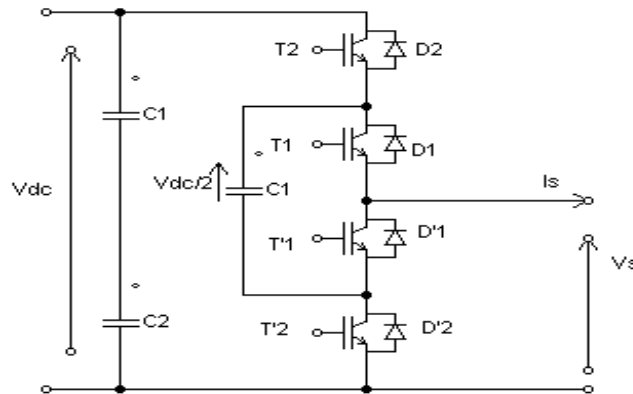


Figure III.10. Structure de FC à 3 niveaux

e. Le convertisseur multicellulaire superposé (SMC)

La structure SMC (Stacked Multicellular Converter) est une évolution du convertisseur FC. Caractérisés par leur nombre de cellules et d'étages, les onduleurs SMC conservent certaines propriétés du convertisseur FC, avec des cellules connectées par des condensateurs flottants. La fréquence de découpage apparente est le produit de la fréquence de découpage réelle et du nombre de cellules p ($p = (n - 1) / 2$) en série. Cette structure vise à réduire l'énergie stockée dans les condensateurs, utilisant ainsi des capacités moins puissantes, afin de diminuer les coûts et l'encombrement [64].

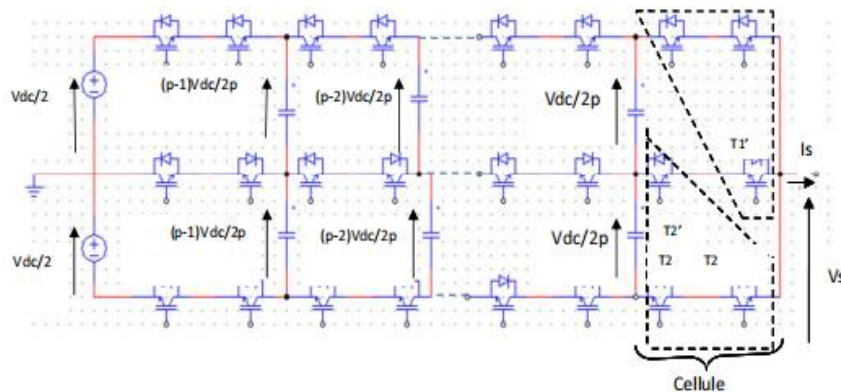


Figure III.11. Structure SMC n niveaux à p cellules et à 2 étages[64].

f. Convertisseurs multicellulaires généralisés

Il est possible de considérer que les topologies NPC/ANPC et FC sont dérivées de la topologie multicellulaire généralisée, comme illustré à la figure III.12. Cette topologie permet d'équilibrer naturellement chaque niveau de tension sans nécessiter de prise en compte particulière de la contrainte imposée par la charge, que ce soit pour la conversion d'énergie active ou réactive. De plus, elle ne nécessite pas de circuit auxiliaire pour la commande. Il est également important de noter que le rapport entre la tension du bus continu et la tension aux bornes de chaque interrupteur et capacité est de $n-1$, avec n étant le nombre de niveaux du convertisseur. Étant donné que cette topologie est générique, tout nombre de niveaux peut être atteint [64].

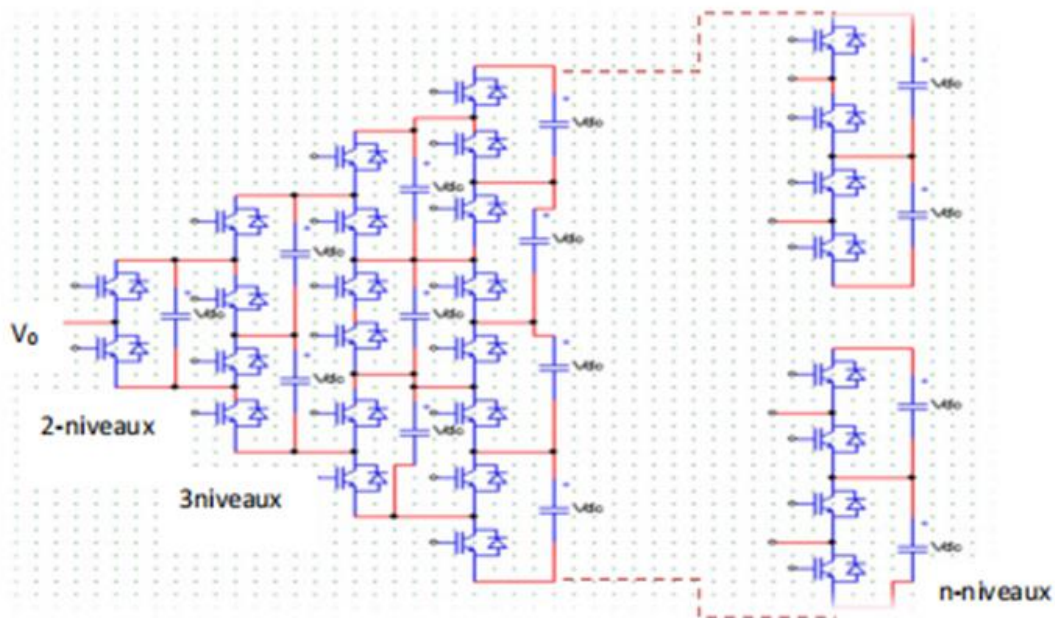


Figure III.12. Structure multicellulaire généralisée [64].

III.7.2. Convertisseurs modulaires multiniveaux et leurs structures

Communément appelé le convertisseur modulaire multiniveaux (MMC : Modular Multilevel Converter), cette topologie peut être vue comme une variante de la mise en série de ponts en H. Dans la topologie MMC, on trouve généralement des demi-ponts. Contrairement à la mise en série de ponts en H, où les sources de tension isolées sont utilisées, la MMC utilise des condensateurs flottants dont le niveau de tension doit être régulé par une commande appropriée, comme illustré à la figure III. 13.

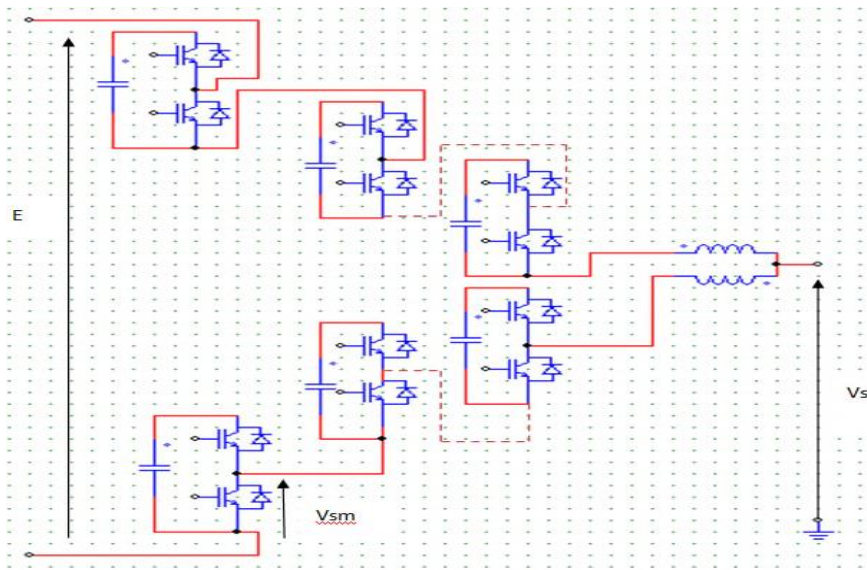


Figure. III. 13. Schéma du convertisseur modulaire multiniveaux [66].

III.7.2.1. Description de la structure MMC et principe de fonctionnement

La structure typique d'une MMC est représentée dans la figure (III.14), et la configuration d'un sous-module (SM), comme un demi-pont, est donnée dans la figure (III.19). Chaque segment de phase du convertisseur comprend deux bras, chacun composé d'un nombre N de SM. Chaque bras contient également une petite inductance pour compenser les différences de tension entre les bras supérieur et inférieur [67].

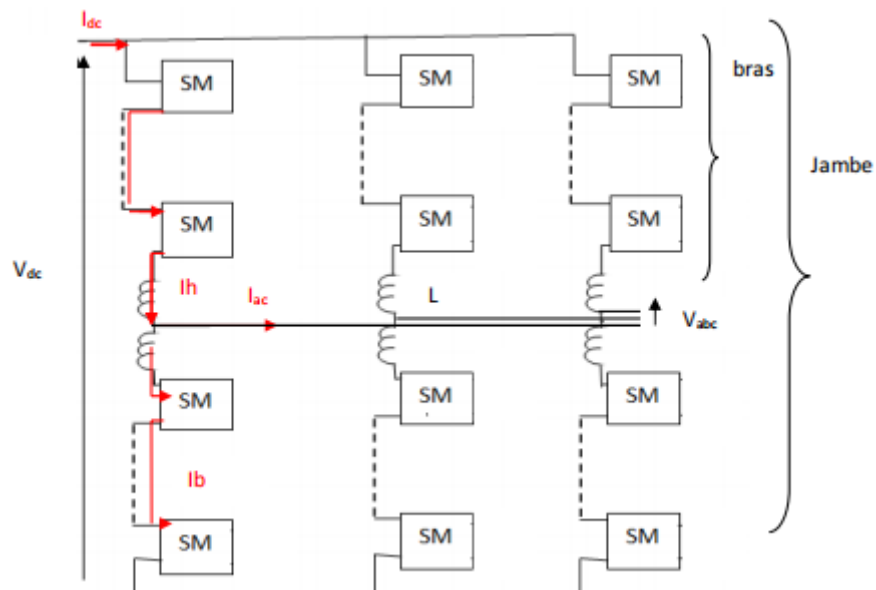


Figure III.14. Schéma d'un convertisseur modulaire multi-niveaux triphasé [68].

Illustrant un convertisseur basé sur la topologie MMC avec n sous-modules (SM) par demi-bras, l'onduleur peut générer $n + 1$ niveaux de tension en sortie par rapport à la référence au point neutre. En particulier, la tension moyenne aux bornes du condensateur dans chaque sous-module

$$V_C = \frac{V_{dc}}{n} \quad (\text{III.12})$$

Dans ce contexte, où V_{dc} est la tension du bus continu, la tension aux bornes de chaque semi-conducteur est directement liée à celle des condensateurs. Il est donc essentiel de bien contrôler la tension de tous ces condensateurs afin d'éviter toute variation brusque de tension aux bornes des composants actifs, et de maintenir la tension de fonctionnement bien en deçà de leur calibre de tension nominal.

L représente l'inductance du bras, à travers laquelle circulent les courants internes d'un bras d'onduleur, symbolisés par I_h et I_b , correspondant respectivement aux demi-bras supérieur et inférieur.

Les composants actifs sont désignés respectivement par I_1 et I_2 pour les IGBT, et par D_1 et D_2 pour les diodes. La tension modulée en sortie de chaque sous-module est désignée par V_x . Les courants internes dans chaque phase peuvent être exprimés de manière générale par les expressions suivantes [68] :

$$I_h(\theta) = \frac{I_{dc}}{3} + \frac{i_{ac}(\theta)}{2} = \frac{I_{dc}}{3} + \frac{I_{ac} \cdot \sin(\theta - \varphi)}{2} \quad (\text{III.13})$$

$$I_b(\theta) = \frac{I_{dc}}{3} - \frac{i_{ac}(\theta)}{2} = \frac{I_{dc}}{3} - \frac{I_{ac} \cdot \sin(\theta - \varphi)}{2} \quad (\text{III.14})$$

En supposant que tous les composants sont symétriques :

I_{dc} : courant continu.

i_{ac} : courant alternatif.

I_{ac} : amplitude de i_{ac} .

θ : position angulaire.

δ : déphasage entre la tension et le courant.

III.7.2.2. Les différentes sous-modules

a. Demi-ponts

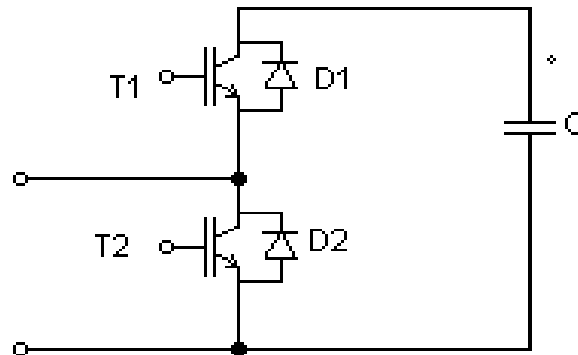


Figure III.15. Sous module demi-pont

b. Ponts dos-à-dos

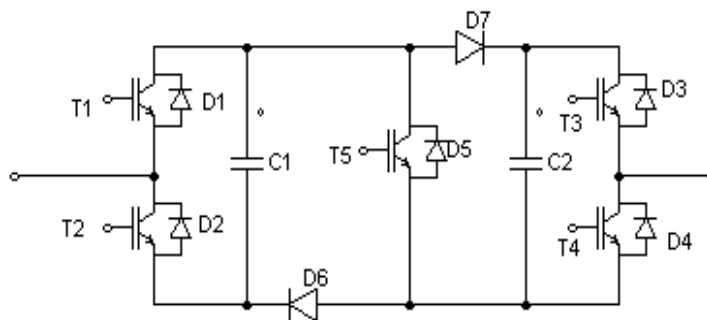


Figure III.16. Sous module ponts dos-à-dos

c. Ponts en H

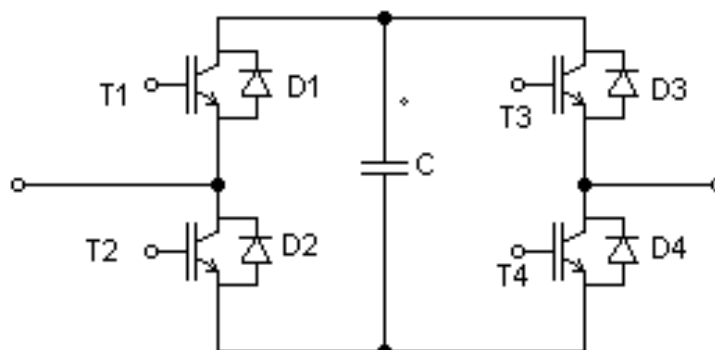
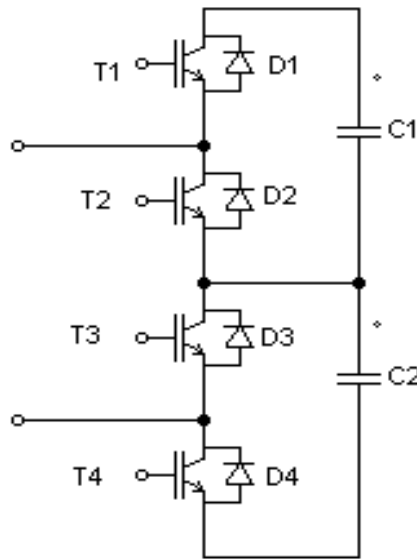


Figure III.17. Sous module ponts en H

d. ponts superposés**Figure III.18. Sous module ponts superposés [65]****III.7.2.3. Rôle des inductances**

Les principales raisons d'utiliser une inductance sont les suivantes (figure III.14) :

- Limiter le courant lorsque le circuit intermédiaire est monté en parallèle avec un ou plusieurs modules prenant une partie de la tension appliquée aux condensateurs.
- Remplacer une inductance du côté du courant alternatif, car l'inductance du bras peut contribuer au filtrage du courant alternatif.
- Limiter le courant en cas de défaut dans le circuit intermédiaire.
- Limiter le courant circulant entre les jambes, incluant les harmoniques supérieures, principalement la deuxième.

III.7.2.4. Fonctionnement du sous module demi-pont

Le sous-module constitue l'unité de base des convertisseurs MMC. Il existe deux conceptions principales pour un sous-module : le demi-pont (half-bridge) et le pont complet (full-bridge). Actuellement, seuls les demi-ponts (half-bridges) sont largement utilisés, principalement en raison de leur coût plus bas, de leur fonctionnement moins complexe et de leurs pertes moindres (en raison du nombre réduit d'éléments de commutation)

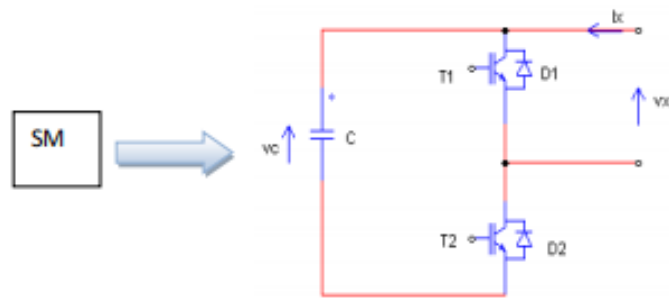
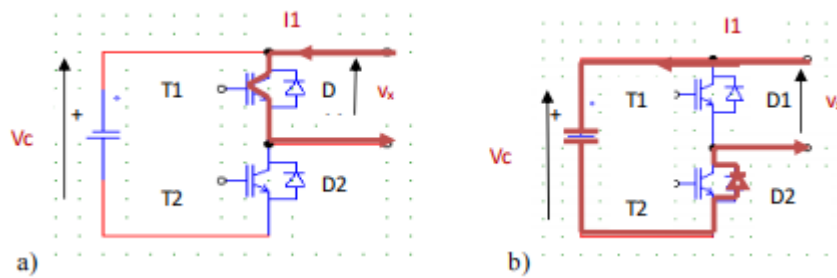


Figure III.19. Configuration de sous module de MMC (demi-pont).

Nous allons maintenant nous concentrer sur la structure en demi-pont pour les raisons spécifiées ci-dessus. La figure (III.20) et le tableau (III.2) illustrent les états du sous-module en fonction du sens du courant. Deux états actifs sont présentés :

Courant positif : $I_h > 0$



Courant négatif (inverse) : $I_h < 0$

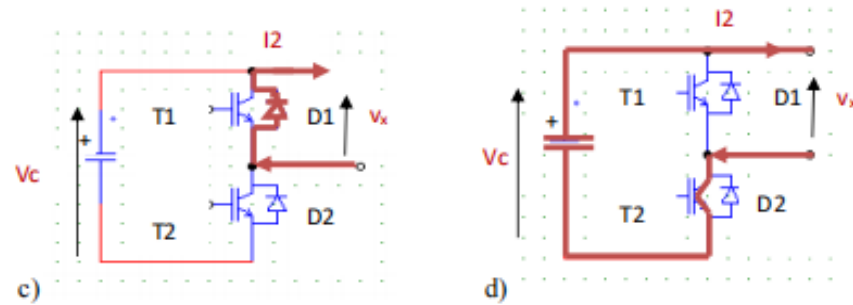


Figure III.20. Etats de conduction de chaque semi-conducteur d'un sous-module [64].

Tableau III.2. Différents états d'un sous module

T1	T2	D1	D2	Vx	Ix
1	0	0	1	Vc	+
0	1	1	0	0	-

La configuration avec T1 et T2 ouverts ne doit pas être envisagée, car elle détermine un court-circuit à travers le condensateur.

En outre, la configuration où les deux interrupteurs T1 et T2 sont fermés simultanément n'est pas utilisée car elle génère des tensions de sortie différentes en fonction du courant [5]. En fonctionnement normal, seulement un interrupteur du sous-module est activé à la fois. Il est crucial que les deux IGBT ne soient jamais activés simultanément pour éviter de court-circuiter le condensateur. Si les deux sont hors tension simultanément, les diodes peuvent conduire le courant, mais la tension de sortie n'est pas directement contrôlée, ce qui correspond à l'état bloqué. Comme illustré sur la figure ci-dessus, il est possible de charger ou de décharger le condensateur du sous-module indépendamment de la direction du courant.

En effet, le courant entre dans le sous-module dans les cas (a) et (b), mais la tension de sortie est différente. La direction du courant détermine si le condensateur se charge ou se décharge lorsque le sous-module est activé. Ainsi, la tension sur le condensateur d'un sous-module actif varie continuellement, nécessitant que le condensateur soit correctement dimensionné pour éviter des fluctuations de tension excessives pendant le fonctionnement. Un contrôle précis est également nécessaire pour maintenir la tension aux bornes du condensateur dans des limites acceptables [67].

III.8. Description de la structure MMC à trois niveaux et leur principe de fonctionnement

Nous présentons un bras d'onduleur MMC à trois niveaux de tension dans la figure (III.21). Cette topologie implique que chaque bras contient quatre cellules de commutation complémentaires : $(K_1 \ K'_1)$, $(K_2 \ K'_2)$, $(K_3 \ K'_3)$, et $(K_4 \ K'_4)$. Pour chaque demi-bras, il y a $(N - 1)$ cellules. Chaque cellule, composée d'un condensateur et d'une cellule de commutation bidirectionnelle, permet d'imposer une tension entre ses deux points de connexion, soit nulle, soit égale à la tension de son condensateur (ici $\frac{E}{2}$).

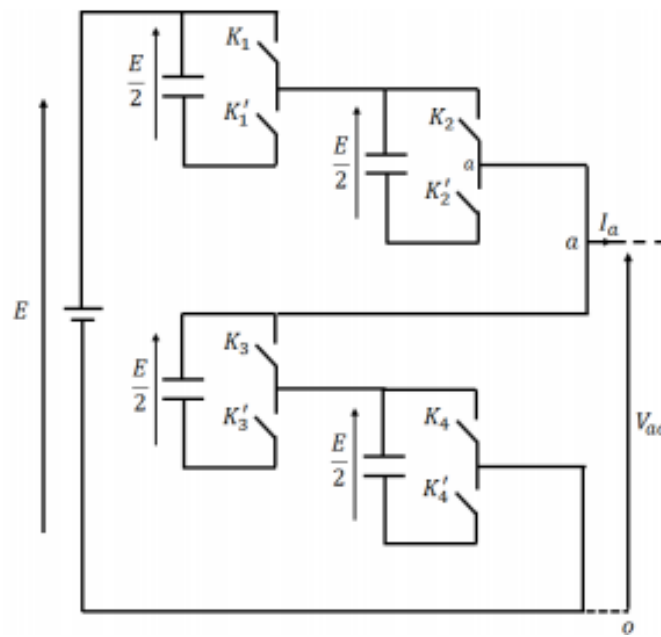


Figure III.21. Bras d'onduleur MMC à trois niveaux.

Cette structure est caractérisée par trois états possibles listés dans le tableau III.3.

Tableau III.3. Tableau des séquences de l'onduleur MMC.

K_1	K_1'	K_2	K_2'	K_3	K_3'	K_4	K_4'	V_{ao}
1	0	1	0	0	1	0	1	E
1	0	0	1	1	0	0	1	$\frac{E}{2}$
0	1	0	1	0	1	0	0	0

Le tableau de séquences montre que nous sommes dans le cas d'un onduleur à trois niveaux de tension. Pour différentes combinaisons des interrupteurs, la tension V_{ao} peut prendre les valeurs $\{E, \frac{E}{2}, 0\}$.

Chaque cellule, composée d'un condensateur et d'une cellule de commutation bidirectionnelle, permet d'imposer entre ses deux points de connexion une tension soit nulle, soit égale à la tension de son condensateur (ici $\frac{E}{2}$).

La figure 22 illustre l'allure de la tension de sortie de l'onduleur MMC. Les instants t_1 , t_2 et t_3 sont définis comme les moments de passage de la tension V_{ao} d'un niveau à un autre.

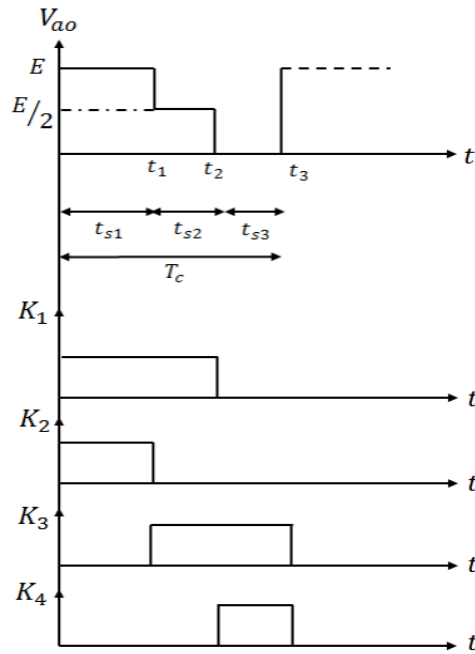


Figure III.22 Allure de la tension d'un bras d'onduleur MMC en fonction de l'état des interrupteurs.

Pour chaque niveau de tension, les intervalles de temps sont définis comme suit :

$$\begin{cases} t_{s1} = t_1 - 0 \\ t_{s2} = t_2 - t_1 \\ t_{s3} = t_3 - t_2 \end{cases} \quad \text{(III.15)}$$

III.8.1. modèle mathématique d'un onduleur MMC

A partir de la figure III.22, l'expression de la valeur moyenne de la tension de bras est exprimée comme suit :

$$V_{ao} = \frac{1}{T_c} \int_0^{T_c} V_{ao}(t) dt = \frac{1}{T_c} \left[\int_0^{t_1} E dt + \int_{t_1}^{t_2} \frac{E}{2} dt + \int_{t_2}^{t_3} 0 dt \right] \quad \text{(III.16)}$$

En prenant en compte que :

$$\begin{cases} \tau_1 = \frac{t_{s1}}{T_c} \\ \tau_2 = \frac{t_{s2}}{T_c} \\ \tau_3 = \frac{t_{s3}}{T_c} \end{cases}, \text{ et que } \alpha_{i_1 \text{ bras}} = \begin{bmatrix} \alpha_1^a \\ \alpha_2^a \\ \alpha_3^a \\ \alpha_4^a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tau_1 \\ \tau_2 \\ \tau_3 \end{bmatrix} \quad \text{(III.17)}$$

Dans le cas d'un onduleur du type MMC, $\alpha_{i_1 \text{ bras}}$ sont les rapports cycliques pour un seul bras et $i_1 \text{ bras} \in \{1, \dots, 4\}$. La généralisation de l'expression des rapports cycliques de l'équation (III.17) à un système triphasé devient :

$$\alpha_{i_{1bras}} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tau_{j_{3bras}} = B_{MMC} \cdot \tau_{j_{3bras}} \quad (\text{III.18})$$

L'expression de la tension V_{ao} peut être mise sous forme matricielle comme suit :

$$V_{ao} = E \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{2} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tau_1 \\ \tau_2 \\ \tau_3 \end{bmatrix} \quad (\text{III.19})$$

En faisant l'extension de l'expression (III.19) pour les trois bras de l'onduleur, l'expression V_{lo} pour les tensions de bras s'écrit :

$$V_{lo} = E \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & \frac{1}{2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & \frac{1}{2} & 0 \end{bmatrix} \tau_{j_{3bras}} \quad (\text{III.20})$$

Avec $\tau_{j_{3bras}} = [\tau_1^a \ \tau_2^a \ \tau_3^a \ \tau_4^b \ \tau_5^b \ \tau_6^b \ \tau_7^c \ \tau_8^c \ \tau_9^c]^T$ sont les instants de commutation appliqués au bras a, b et c respectivement.

Comme nous l'avons vu auparavant sur les différentes expressions du modèle triphasé, l'expression de la tension de ligne en fonction des instants de commutation s'écrit sous la forme :

$$\hat{V}_{ln} = \frac{E}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{2} & 0 \end{bmatrix} \tau_{j_{3bras}} \quad (\text{III.21})$$

Prenons $K_{MMC} = \frac{E}{3}$ et $J_{MMC} = \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{2} & 0 \end{bmatrix}$

Comme l'onduleur FC, l'onduleur à MMC admet aussi l'équation d'un système linéaire qui s'écrit sous la forme :

$$\hat{V}_{ln} = K_{MMC} (F \otimes J_{MMC}) \tau_{j_{3bras}} \quad (\text{III.22})$$

Pour exprimer l'ensemble des solutions des instants de commutation en fonction des tensions de référence, la résolution de l'équation du système linéaire décrite dans (III.21) est nécessaire et s'écrit de la manière suivante :

$$\tau_{j_{3bras}} = \frac{1}{K_{MMC}} (F \otimes J_{MMC})^T V'_{ref} + (I_9 - (F \otimes J_{MMC})^T (F \otimes J_{MMC})) Z \quad (\text{III.23})$$

Etant donné qu'il existe une relation liant les rapports cycliques aux instants de commutation (équation III.18), en multipliant l'équation (III.22) par la matrice B_{MMC} , nous pouvons exprimer les ensembles de solutions des rapports cycliques en fonction des tensions de référence de la manière suivante :

$$\alpha_{i_{3bras}} = \frac{1}{K_{MMC}} B_{MMC} (F \otimes J_{MMC})^T V'_{ref} + B_{MMC} (I_9 - (F \otimes J_{MMC})^T (F \otimes J_{MMC})) Z \quad (\text{III.24})$$

Qui peut être détaillée comme suit :

$$\alpha_{i_{1bras}} = \begin{bmatrix} \alpha_1^a \\ \alpha_2^a \\ \alpha_3^a \\ \alpha_4^a \\ \alpha_5^b \\ \alpha_6^b \\ \alpha_7^b \\ \alpha_8^b \\ \alpha_9^c \\ \alpha_{10}^c \\ \alpha_{11}^c \\ \alpha_{12}^c \end{bmatrix} = \frac{1}{15 K_{MMC}} \begin{bmatrix} 6 & 0 \\ 4 & 0 \\ 2 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 6 \\ 0 & 4 \\ 0 & 2 \\ 0 & 0 \\ -6 & -6 \\ -4 & -4 \\ -2 & -2 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} V'_{ref} + \frac{1}{15} \begin{bmatrix} 3 & 9 & 0 & 6 & 3 & 0 & 6 & 3 & 0 \\ 7 & -4 & 0 & 4 & 2 & 0 & 4 & 2 & 0 \\ -4 & 13 & 15 & 2 & 1 & 0 & 2 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 15 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 6 & 3 & 0 & 3 & 9 & 0 & 6 & 3 & 0 \\ 4 & 2 & 0 & 7 & -4 & 0 & 4 & 2 & 0 \\ 2 & 1 & 0 & -4 & 13 & 15 & 2 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 15 & 0 & 0 & 0 \\ 6 & 3 & 0 & 6 & 3 & 0 & 3 & 9 & 0 \\ 4 & 2 & 0 & 4 & 2 & 0 & 7 & -4 & 0 \\ 2 & 1 & 0 & 2 & 1 & 0 & -4 & 13 & 15 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 15 \end{bmatrix} Z \quad (\text{III.25})$$

Les rapports cycliques sont définis comme suit :

- $[\alpha_1^a \ \alpha_2^a \ \alpha_3^a \ \alpha_4^a]^T$, Correspondent aux rapports cycliques appliqués au bras a .
- $[\alpha_1^b \ \alpha_2^b \ \alpha_3^b \ \alpha_4^b]^T$, Correspondent aux rapports cycliques appliqués au bras b .
- $[\alpha_1^c \ \alpha_2^c \ \alpha_3^c \ \alpha_4^c]^T$, Correspondent aux rapports cycliques appliqués au bras c .

Chaque bras de l'onduleur possède 4 cellules de commutation, et donc 4 rapports cycliques à définir. Au total, il y a 12 rapports cycliques pour les trois bras de l'onduleur.

Synthèse

Les instants de commutation sont exprimés en fonction des tensions de référence de manière directe. Grâce à la relation entre les instants de commutation et les rapports cycliques, nous avons pu exprimer les solutions des rapports cycliques en fonction des tensions de référence. La généralisation de cette approche mathématique à N niveaux de tension pour ce type d'onduleur est une perspective pour les travaux futurs.

III.9. Modélisation de convertisseur modulaire multiniveaux

Nous avons choisi le convertisseur modulaire multiniveaux, des efforts importants ont été consacrés à la modélisation de la MMC et à l'analyse du comportement du circuit du convertisseur, différentes approches de modélisation pour le convertisseur modulaire multiniveau (MMC) ont été réalisées dans la littérature on s'intéresse à sa modélisation.

III.9.1. La conversion de modèle MMC

Pour comprendre le fonctionnement de ce convertisseur il est nécessaire d'écrire les équations de courant et de tension pour le sous module, pour les bras et pour les phases.

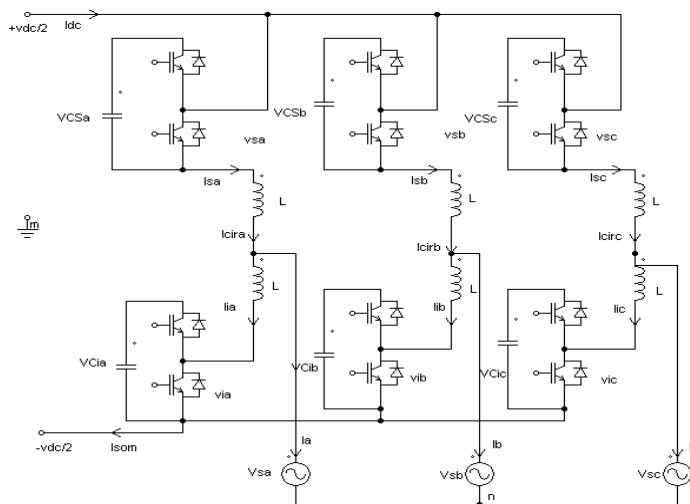


Figure III.23 : Modèle de commutation de MMC

Le S_{sx} et S_{ix} sont défini comme étant des fonctions de commutation qui peuvent être '1' ou '0', Où x est un identificateur de phase donnée par (III-26).

$$S_{sx} = \begin{cases} 1 & \text{l'etat de bras active} \\ 0 & \text{l'etat de bras désactive} \end{cases} \quad \text{(III.26)}$$

En utilisant un état de transformation variable intermédiaire comme dans (III-27) et (III-28), les nouvelles variables d'état peuvent être obtenues comme la somme des courants de phase, intitulée "som courant", et la soustraction du courant supérieur et le courant inférieur de bras, ce qui donne les courants de ligne. Ces courants sont variables d'états intermédiaires très importants qui aideront dériver un courant continu de la ligne des équations actuelles.

$$I_{somx} = I_{sx} + I_{ix} \quad (\text{III.27})$$

$$I_x = I_{sx} - I_{ix} \quad (\text{III.28})$$

Sous l'hypothèse (III-29), l'équation de courant continu peut être dérivée en utilisant la loi du nœud comme montré dans (III-30),

$$I_{dc} = \sum_{x=a,b,c} I_{sx} = \frac{1}{2} \sum_{x=a,b,c} (I_{somx} + I_x) = \frac{1}{2} \sum_{x=a,b,c} I_{somx} \quad (\text{III.29})$$

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (\text{III.30})$$

Les équations de courant de ligne AC peuvent être exprimées comme indiqué dans (III.31), la tension de mode commun entre le secteur neutre et le DC point médian est donnée par (III.32).

$$\frac{d}{dt} I_x = \frac{(S_{ix} * v_{ix} - S_{sx} * v_{sx}) - 2v_{nm} - 2v_{sx}}{L} \quad (\text{III.31})$$

$$v_{nm} = \frac{1}{6} [\sum_{x=a,b,c} (S_{ix} * v_{ix} - S_{sx} * v_{sx})] \quad (\text{III.32})$$

Grâce à l'opération intrinsèque de la MMC, il existe le courant circulant entre la phase sans se jeter dans le bus DC ou les lignes à courant alternatif, leur équation est dérivée par l'équation de maille à travers le chemin courant circulant comme indiqué ci-dessous :

$$\frac{d}{dt} I_{cirx} = \frac{1}{6L} [\sum_{x=a,b,c} (S_{Sx} * V_{Sx} - S_{ix} * V_{ix}) - 3(S_{Sx} * V_{Sx} + S_{sx} * V_{sx})] \quad (\text{III.33})$$

Enfin, les pleins rangs équations actuelles pour le modèle d'espace-état de la MMC sont donnés en (III.34)

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d}{dt} I_{dc} = \frac{1}{2L} [3V_{dc} - \sum_{x=a,b,c} (S_{Sx} * V_{Sx} + S_{ix} * V_{ix})] \\ \frac{d}{dt} I_a = \frac{(S_{ia} * v_{ia} - S_{sa} * v_{sa}) - 2v_{nm} - 2v_{sa}}{L} \\ \frac{d}{dt} I_b = \frac{(S_{ib} * v_{ib} - S_{sb} * v_{sb}) - 2v_{nm} - 2v_{sb}}{L} \end{array} \right. \quad (\text{III.34})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d}{dt} I_{cira} = \frac{1}{6L} [\sum_{x=a,b,c} (S_{Sx} * V_{Sx} + S_{ix} * V_{ix}) - 3(S_{Sa} * V_{Sa} + S_{ia} * V_{ia})] \\ \frac{d}{dt} I_{cirb} = \frac{1}{6L} [\sum_{x=a,b,c} (S_{Sx} * V_{Sx} + S_{ix} * V_{ix}) - 3(S_{Sb} * V_{Sb} + S_{ib} * V_{ib})] \end{array} \right.$$

L'expression pour les courants supérieur et inférieur avec des nouvelles variables peut être dérivée en utilisant la matrice de transition inverse est donnée par (III.35).

$$\begin{cases} I_{sx} = \frac{I_{dc}}{3} + \frac{I_x}{2} + I_{cirx} \\ I_{ix} = \frac{I_{dc}}{3} - \frac{I_x}{2} + I_{cirx} \end{cases} \quad (III.35)$$

La tension du condensateur du module peut être finalement dérivés par (III.36) et (III.37).

$$\frac{d}{dt} v_{sx} = \frac{1}{c} S_{sx} * I_{sx} \quad (III.36)$$

$$\frac{d}{dt} v_{ix} = \frac{1}{c} S_{ix} * I_{ix} \quad (III.37)$$

Pour le cas de plus d'un module par bras (cas à plusieurs niveaux), le modèle peut être étendu comme illustré ci-dessous.

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} I_{dc} = \frac{1}{2L} [3V_{dc} - \sum_{x=a,b,c} \sum_{i=1}^n (S_{Sx} * V_{Sxi} - S_{ixi} * V_{ixi})] \\ \frac{d}{dt} I_a = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{iai} * v_{iai} - S_{sai} * v_{sai}) - 2v_{nm} - 2v_{sa}}{L} \\ \frac{d}{dt} I_b = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{ibi} * v_{ibi} - S_{sbi} * v_{sbi}) - 2v_{nm} - 2v_{sb}}{L} \end{cases} \quad (III.38)$$

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} I_{cira} = \frac{1}{6L} [\sum_{x=a,b,c} \sum_{i=1}^n (S_{Sx} * V_{Sx} + S_{ix} * V_{ix}) - 3 \sum_{i=1}^n (S_{Sa} * V_{Sa} + S_{ia} * V_{ia})] \\ \frac{d}{dt} I_{cirb} = \frac{1}{6L} [\sum_{x=a,b,c} \sum_{i=1}^n (S_{Sx} * V_{Sx} + S_{ix} * V_{ix}) - 3 \sum_{i=1}^n (S_{Sb} * V_{Sb} + S_{ib} * V_{ib})] \end{cases}$$

$$\begin{cases} \frac{dy}{dx} V_{sxi} = \frac{1}{c} S_{sxi} \times I_{sx} \\ \frac{dy}{dx} V_{ixi} = \frac{1}{c} S_{ixi} \times I_{ix} \end{cases}$$

Où $i = 1, \dots, n$, est le nombre de modules et V_{nm} est définie à partir de (III.32).

III.9.2 L'analyse de l'état stable des harmoniques de MMC

Comme est représenté dans l'équation (III.35), dans MMC le courant de bras supérieur et inférieur dans la phase A peut-être écrit :

$$\begin{aligned} I_{sa} &= \frac{I_{dc}}{3} + \frac{I_{a1} * \cos(\omega t + \emptyset)}{2} + I_{a2} * \cos(2\omega t + \theta) \\ I_{ia} &= \frac{I_{dc}}{3} - \frac{I_{a1} * \cos(\omega t + \emptyset)}{2} + I_{a2} * \cos(2\omega t + \theta) \end{aligned} \quad (III.39)$$

Où I_{dc} est le courant continu, I_{a1} et \emptyset sont l'amplitude et la phase de la composante fondamentale et le composant I_{a2} et θ sont l'amplitude et la phase du 2^{ème} harmonique.

La fonction de commutation moyenne du bras supérieur et inférieur de MMC en forme générale sont donnée par :

$$\begin{cases} d_{sa} = \frac{1}{2} - D_s * \cos(\omega t + \psi) \\ d_{ia} = \frac{1}{2} + D_i * \cos(\omega t + \psi) \end{cases} \quad (\text{III.40})$$

D_s, D_i sont défini comme étant de fonction de commutation du bras supérieur et de bras inférieur.

Le courant moyen de condensateur du bras supérieur sera donné par :

$$I_{csa} = d_{sa} * I_{sa} \quad (\text{III.41})$$

Par remplacement (III.39) et (III.40) à (III.41), on obtient le courant moyen de condensateur comme suit :

$$I_{csa} = \frac{I_{dc}}{6} - \frac{D_s I_{a1} \cos(\psi - \phi)}{4} - \frac{D_s I_{dc} \cos(\omega t + \psi)}{3} + \frac{I_{a1} \cos(\omega t + \phi)}{4} - \frac{D_s I_{a2} \cos(\omega t + \theta - \psi)}{2} - \frac{D_s I_{a1} \cos(2\omega t + \psi + \phi)}{4} + \frac{I_{a2} \cos(2\omega t + \theta)}{2} - \frac{D_s I_{a2} \cos(3\omega t + \psi + \theta)}{2} \quad (\text{III.42})$$

À partir du courant de condensateur, la tension de condensateur peut être obtenue en utilisant la relation suivante :

$$v_{csa} = \frac{1}{c} \int I_{csa} dt \quad (\text{III.43})$$

En remplaçant (III.42) dans (III.43) et en prenant l'intégrale nous aurons

$$v_{csa} = v_{dc} + \frac{1}{c} \left(\frac{I_{dc}}{6} - \frac{D_s I_{a1} \cos(\psi - \phi)}{4} \right) t - \frac{D_s I_{dc} \sin(\omega t + \psi)}{3\omega c} + \frac{I_{a1} \sin(\omega t + \phi)}{4\omega c} - \frac{D_s I_{a2} \sin(\omega t + \theta - \psi)}{2\omega c} - \frac{D_s I_{a1} \sin(2\omega t + \psi + \phi)}{8\omega c} + \frac{I_{a2} \sin(2\omega t + \theta)}{4\omega c} - \frac{D_s I_{a2} \sin(3\omega t + \psi + \theta)}{6\omega c} \quad (\text{III.44})$$

Où, V_{dc} est la tension de bus continu, À partir de la tension du condensateur, la tension du module peut être obtenue :

$$v_{sa} = d_{sa} v_{csa} \quad (\text{III.45})$$

En remplaçant (III.44) dans (III.45) :

$$v_{sa} = \frac{v_{dc}}{2} + \frac{D_s I_{a1} \sin(\psi - \phi)}{8\omega c} - \frac{D_s^2 I_{a2} \sin(2\psi - \theta)}{4\omega c} + \frac{v_{csa} t}{2} - D_s v_{csa} t \cos(\omega t + \psi) - \frac{D_s I_{dc} \sin(\omega t + \psi)}{6\omega c} + \frac{I_{a1} \sin(\omega t + \phi)}{8\omega c} - \frac{D_s I_{a2} \sin(\omega t + \theta - \psi)}{4\omega c} - D_s v_{dc} \cos(\omega t + \psi) + \frac{D_s^2 I_{a1} \sin(\omega t + \phi)}{16\omega c} - \frac{D_s I_{a2} \sin(\omega t + \theta - \psi)}{8\omega c} - \frac{D_s I_{a1} \sin(2\omega t + \psi + \phi)}{16\omega c} + \frac{I_{a2} \sin(2\omega t + \theta)}{8\omega c} + \frac{D_s^2 I_{dc} \sin(2\omega t + 2\psi)}{6\omega c} - \frac{D_s I_{a1} \sin(2\omega t + \psi + \phi)}{8\omega c} + \frac{D_s^2 I_{a2} \sin(2\omega t + \theta)}{4\omega c} + \frac{D_s^2 I_{a2} \sin(2\omega t + \theta)}{12\omega c} + \dots \quad (\text{III.46})$$

Le même pour le bras inférieur, on obtient :

$$\begin{aligned}
 v_{ia} = & \frac{v_{dc}}{2} + \frac{D_i I_{a1} \sin(\psi - \theta)}{8\omega c} - \frac{D_i^2 I_{a2} \sin(2\psi - \theta)}{4\omega c} + \frac{v_{cidc} t}{2} - D_i v_{cidc} t \cos(\omega t + \psi) - \frac{D_i I_{dc} \sin(\omega t + \psi)}{6\omega c} + \\
 & \frac{I_{a1} \sin(\omega t + \theta)}{8\omega c} - \frac{D_i I_{a2} \sin(\omega t + \theta - \psi)}{4\omega c} - D_i v_{dc} \cos(\omega t + \psi) + \frac{D_i^2 I_{a1} \sin(\omega t + \theta)}{16\omega c} - \frac{D_i I_{a2} \sin(\omega t + \theta - \psi)}{8\omega c} - \\
 & \frac{D_i I_{a1} \sin(2\omega t + \psi + \theta)}{16\omega c} + \frac{I_{a2} \sin(2\omega t + \theta)}{8\omega c} + \frac{D_i^2 I_{dc} \sin(2\omega t + 2\psi)}{6\omega c} - \frac{D_i I_{a1} \sin(2\omega t + \psi + \theta)}{8\omega c} + \frac{D_i^2 I_{a2} \sin(2\omega t + \theta)}{4\omega c} + \\
 & \frac{D_i^2 I_{a2} \sin(2\omega t + \theta)}{12\omega c} + \dots
 \end{aligned} \tag{III.47}$$

A l'état d'équilibre, nous avons $D_S = D_i = D$ et $v_{csdc} = v_{cidc} = 0$

III.9.3 Modèle moyen du MMC

Le modèle de commutation de MMC avec une seule cellule dans chaque bras est illustré à la figure (III.24) :

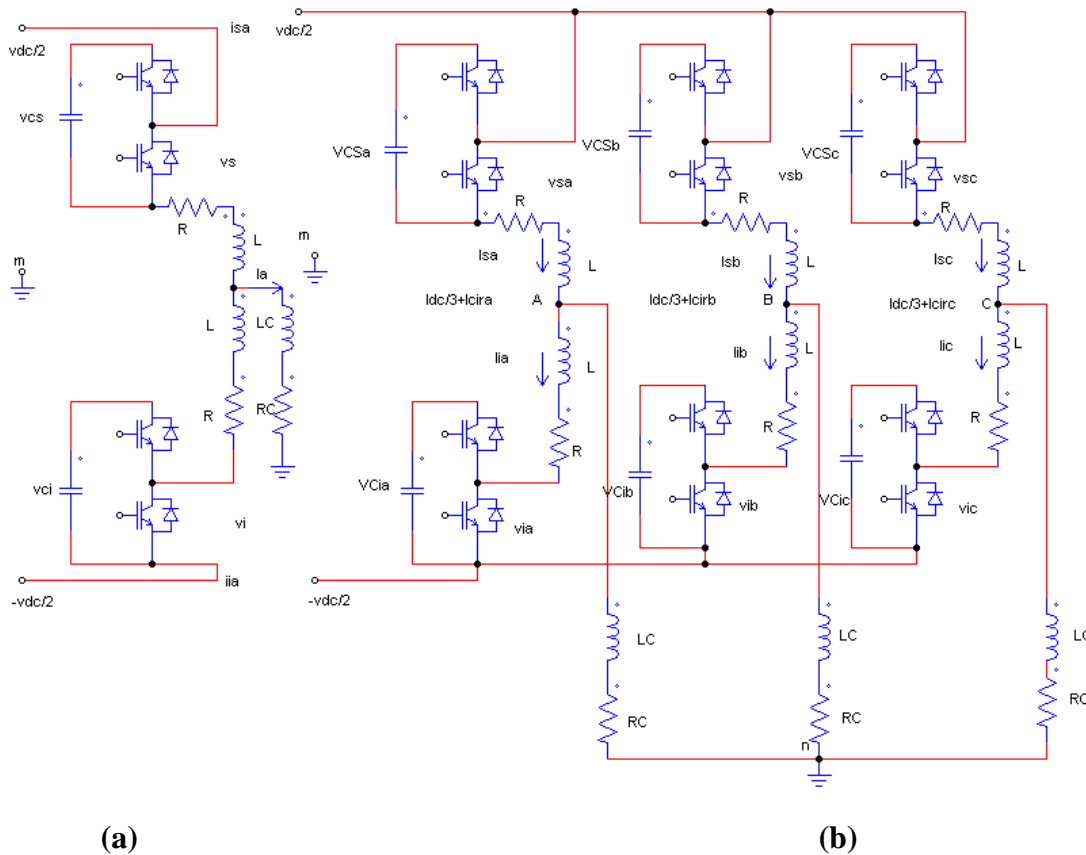


Figure III.24 : (a) modèle de MMC avec une cellule de puissance dans chaque bras, (b) circulation de courant dans le modèle MMC.

A partir du modèle de commutation MMC, en appliquant la loi des mailles dans le bras supérieur et inférieur, nous obtenons les équations du modèle de commutations suivantes :

$$\begin{cases} (\text{sup}): \frac{-v_{dc}}{2} + (S_s v_{cs})_{abc} + L \frac{dI_{sabc}}{dt} + R I_{sabc} + L_C \frac{dI_{abc}}{dt} + R_C I_{abc} + v_{nm} = 0 \\ (\text{inf}): \frac{v_{dc}}{2} - (S_i v_{ci})_{abc} - L \frac{dI_{iabc}}{dt} - R I_{iabc} + L_C \frac{dI_{abc}}{dt} + R_C I_{abc} + v_{nm} = 0 \end{cases} \quad (\text{III.48})$$

Où $S_s v_{cs} = v_s$, $S_i v_{ci} = v_i$. S_s et S_i sont les fonctions de commutation de bras supérieure et le bras inférieur v_{cs} et v_{ci} sont les tensions de condensateur du bras supérieur et inférieur.

L et R sont l'inductance et la résistance des modules, R_c et L_c est la résistance et l'inductance de charge I_{abc} les courants de ligne dans les phases a , b et c , et v_{nm} est la tension de la charge au point neutre côté DC, $v_{nm} = \frac{1}{6} \sum_{x=a,b,c} (S_{ix} v_{cix} - S_{sx} v_{csx})$ adjonction dessus de deux équations, nous obtenons :

$$(S_s v_{cs})_{abc} - (S_i v_{ci})_{abc} + L \frac{d(I_{sabc} - I_{iabc})}{dt} + R(I_{sabc} - I_{iabc}) + 2R_C I_{abc} + 2L_C \frac{dI_{abc}}{dt} + 2v_{nm} = 0 \quad (\text{III.49})$$

en remplaçant $I_{sabc} - I_{iabc} = I_{abc}$ L'équation (III.49) sera modifiée comme suit :

$$b(S_s v_{cs})_{abc} - (S_i v_{ci})_{abc} + L \frac{dI_{abc}}{dt} + R I_{abc} + 2R_C I_{abc} + 2L_C \frac{dI_{abc}}{dt} + 2v_{nm} = 0 \quad (\text{III.50})$$

Les équations pour les condensateurs des modules sont données par :

$$\begin{aligned} \frac{dv_{csabc}}{dt} &= \frac{1}{C} (S_s I_{cs})_{abc} \\ \frac{dI_{ciabc}}{dt} &= \frac{1}{C} (S_i I_{ci})_{abc} \end{aligned} \quad (\text{III.51})$$

Où v_{csabc} , v_{ciabc} sont les tensions de condensateur du bras supérieur et inférieur dans les phases a , b et c , C est la capacité du module, I_s et I_i sont les courants de bras supérieur et inférieur comme cela est mentionné pour le MMC, il existe un courant circulant qui ne vient pas dans le côté DC, mais seulement circule à travers chaque phase, comme on peut le voir sur la figure (III.24) (b), on a les équations suivantes :

$$\begin{aligned} (S_{sb} v_{csb} + S_{ib} v_{cib}) + L \frac{d(I_{sb} + I_{ib})}{dt} + R(I_{sb} + I_{ib}) - (S_{ia} v_{cia} + S_{sa} v_{csa}) - L \frac{d(I_{ia} + I_{sa})}{dt} - \\ R(I_{ia} + I_{sa}) = 0 \end{aligned} \quad (\text{III.52})$$

De même, pour les deux autres phases, on obtient :

$$\begin{aligned} (S_{sa} v_{csa} + S_{ia} v_{cia}) + L \frac{d(I_{sa} + I_{ia})}{dt} + R(I_{sa} + I_{ia}) - (S_{ic} v_{cic} + S_{sc} v_{csc}) - L \frac{d(I_{ic} + I_{sc})}{dt} - \\ R(I_{ic} + I_{sc}) = 0 \end{aligned} \quad (\text{III.53})$$

$$\begin{aligned} (S_{sc} v_{csc} + S_{ic} v_{cic}) + L \frac{d(I_{sc} + I_{ic})}{dt} + R(I_{sc} + I_{ic}) - (S_{ib} v_{cib} + S_{sb} v_{csb}) - L \frac{d(I_{ib} + I_{sb})}{dt} - \\ R(I_{ib} + I_{sb}) = 0 \end{aligned}$$

Depuis $I_{sa} + I_{ia} = \frac{2}{3} I_{dc} + I_{cira}$ substituant dans (III.53), nous obtenons :

$$\begin{aligned}
& \mathbf{S}_{sb}\mathbf{v}_{csb} + \mathbf{S}_{ib}\mathbf{v}_{cib} + 2L\frac{dI_{cirb}}{dt} + 2RI_{cirb} - (\mathbf{S}_{ia}\mathbf{v}_{cia} + \mathbf{S}_{sa}\mathbf{v}_{csa}) - 2L\frac{dI_{cira}}{dt} - 2RI_{cira} = 0 \\
& \mathbf{S}_{sc}\mathbf{v}_{csc} + \mathbf{S}_{ic}\mathbf{v}_{cic} + 2L\frac{dI_o}{dt} + 2RI_o - (\mathbf{S}_{ib}\mathbf{v}_{cib} + \mathbf{S}_{sb}\mathbf{v}_{csb}) - 2L\frac{dI_{cirb}}{dt} - 2RI_{cirb} = 0 \quad \text{(III.54)} \\
& \mathbf{S}_{sa}\mathbf{v}_{csa} + \mathbf{S}_{ia}\mathbf{v}_{cia} + 2L\frac{dI_{cira}}{dt} + 2RI_{cira} - (\mathbf{S}_{ic}\mathbf{v}_{cic} + \mathbf{S}_{sc}\mathbf{v}_{csc}) - 2L\frac{dI_o}{dt} - 2RI_o = 0
\end{aligned}$$

Où I_{cira} , I_{cirb} et I_{circ} sont les courants circulant dans les bras **a**, **b** et **c**, S_{sa} et S_{ia} sont les fonctions de commutation du bras supérieur et inférieur pour la phase **a**, S_{sb} et S_{ib} pour la phase **b**, S_{sc} et S_{ic} pour la phase **c**.

A partir du modèle de commutation ci-dessus, nous pouvons maintenant obtenir le modèle moyen en abc, en appliquant les coordonnées moyennes de l'opérateur, nous avons :

$\mathbf{v}_{nm} = \frac{1}{6}\sum_{x=a,b,c}(\mathbf{v}_{ix} - \mathbf{v}_{sx}) = \mathbf{0}$, et \mathbf{v}_{ix} et \mathbf{v}_{sx} représenter la tension pour le bras inférieur et supérieur. En appliquant l'opérateur moyen pour la fréquence fondamentale de commutation, nous avons :

$$(\mathbf{S}_s\mathbf{v}_{cs})_{abc} - (\mathbf{S}_i\mathbf{v}_{ci})_{abc} + L\frac{dI_{abc}}{dt} + RI_{abc} + 2R_c I_{abc} + 2L_c\frac{dI_{abc}}{dt} = 0 \quad \text{(III.55)}$$

Et la tension du condensateur de module dans le modèle moyenne est obtenue comme suit :

$$\begin{cases} \frac{dv_{csabc}}{dt} = \frac{1}{C}(\mathbf{S}_s I_{cs})_{abc} \\ \frac{dv_{ciabc}}{dt} = \frac{1}{C}(\mathbf{S}_i I_{ci})_{abc} \end{cases} \quad \text{(III.56)}$$

En soustrayant l'équation de bras supérieur et inférieur de (III.55), nous obtenons :

$$-\mathbf{v}_{dc} + \mathbf{v}_{sa} + \mathbf{v}_{ia} + L\frac{d(I_{sa}+I_{ia})}{dt} + R(I_{sa} + I_{ia}) = 0 \quad \text{(III.57)}$$

En remplaçant la somme du courant supérieur et inférieur par le bras et de même pour les phases b et c nous obtenons en circulation

$$\begin{cases} -\mathbf{v}_{dc} + \mathbf{v}_{sa} + \mathbf{v}_{ia} + 2L\frac{dI_{cira}}{dt} + 2L\frac{dI_{cira}}{3dt} + 2RI_{cira} + \frac{2RI_{dc}}{3} = 0 \\ -\mathbf{v}_{dc} + \mathbf{v}_{sb} + \mathbf{v}_{ib} + 2L\frac{dI_{cirb}}{dt} + 2L\frac{dI_{cirb}}{3dt} + 2RI_{cirb} + \frac{2RI_{dc}}{3} = 0 \\ -\mathbf{v}_{dc} + \mathbf{v}_{sc} + \mathbf{v}_{ic} + 2L\frac{dI_o}{dt} + 2L\frac{dI_o}{3dt} + 2RI_o + \frac{2RI_{dc}}{3} = 0 \end{cases} \quad \text{(III.58)}$$

En ajoutant les trois équations de phase ci-dessus, nous obtenons :

$$-3\mathbf{v}_{dc} + (\mathbf{v}_{sa} + \mathbf{v}_{sb} + \mathbf{v}_{sc})_{dc} + (\mathbf{v}_{ia} + \mathbf{v}_{ib} + \mathbf{v}_{ic})_{dc} + 2L\frac{dI_{dc}}{dt} + 2RI_{dc} = 0 \quad \text{(III.59)}$$

L'addition des trois phases des composants harmoniques fondamentaux égale à zéro, seules les composantes DC sont à gauche. Quand les composantes de courant continu dans les trois phases sont égales, l'équation de côté en courant continu du MMC en coordonnées abc peut être obtenue comme suit :

$$\frac{-3}{2}v_{dc} + (v_{sa} + v_{sb} + v_{sc})_{dc} + L \frac{dI_{dc}}{dt} + RI_{dc} = 0 \quad (\text{III.60})$$

Où V_{dc} est la tension à courant continu et v_{sa} , v_{sb} et v_{sc} représentent les tensions de module dans Les phases **a**, **b** et **c**.

III.9.4 Modèle dq du MMC

En obtenant le courant continu, le courant de phase, et en faisant le courant circuler dans trois modèle abc de phase, le modèle de DQ peut être extrait.

III.9.4.1. Modèle dq du courant d'une phase du MMC

A partir du modèle moyen de MMC (III.55), le modèle de fréquence fondamentale cadre, nous avons :

$$v_{sabc} - v_{iabc} + L \frac{dI_{abc}}{dt} + RI_{abc} + 2L_C \frac{dI_{abc}}{dt} + 2R_C I_{abc} = 0 \quad (\text{III.61})$$

Pour la phase **a**, en remplaçant les composantes de fréquence fondamentale de v_{sa} et v_{ia} de (III.46) et (III.47) dans (III.48), nous obtenons :

$$\begin{aligned} -2Dv_{csdc}t\cos(\omega t + \psi) - \frac{DI_{dc}\sin(\omega t + \psi)}{3\omega c} + \frac{I_{a1}\sin(\omega t + \theta)}{4\omega c} - \frac{DI_{a2}\sin(\omega t + \theta - \psi)}{2\omega c} - 2Dv_{dc}\cos(\omega t + \\ \psi) + \frac{D^2I_{a1}\sin(\omega t + \theta)}{8\omega c} - \frac{DI_{a2}\sin(\omega t + \theta - \psi)}{4\omega c} + L \frac{dI_a}{dt} + RI_a + 2R_C I_a + 2L_C \frac{dI_a}{dt} = 0 \end{aligned} \quad (\text{III.62})$$

Même équation pour la phase **b** et **c**, en décalant la phase de ± 120 degrés peut être atteint. En utilisant le fait que

$$d_{dq} = \sqrt{\frac{3}{2}}D \begin{pmatrix} \cos\psi \\ \sin\psi \end{pmatrix} \quad (\text{III.63})$$

Et également pour le courant de phase dans **dq** :

$$I_{dq} = \sqrt{\frac{3}{2}}I_{a1} \begin{pmatrix} \cos\theta \\ \sin\theta \end{pmatrix} \quad (\text{III.64})$$

Et le courant circulant dans l'axe de **dq**, nous avons :

$$I_{cirdq} = \sqrt{\frac{3}{2}}I_{a2} \begin{pmatrix} \cos\theta \\ \sin\theta \end{pmatrix} \quad (\text{III.65})$$

En appliquant la transformation **dq** à (III.48) équations abc utilisant la transformation de park :

$$T = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos wt & \cos\left(wt - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(wt + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin wt & -\sin\left(wt - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(wt + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{III.66})$$

L'équation suivante est obtenue :

$$\begin{aligned} & -2v_{dc}d_{dq} + \frac{1}{3c}t(d_d I_d + d_q I_q - I_{dc})d_{dq} + \frac{I_{dc}}{3c} \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} d_{dq} - \frac{1}{4c} \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} I_{dq} - \frac{1}{12c}(d_d^2 + \\ & d_q^2) \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} I_{dq} - \sqrt{\frac{3}{2}} \frac{1}{2wc} \begin{bmatrix} -d_q & d_d \\ -d_d & -d_q \end{bmatrix} I_{circdq} + L \frac{dI_{dq}}{dt} + RI_{dq} + L \begin{bmatrix} 0 & -w \\ w & 0 \end{bmatrix} I_{dq} + \\ & 2L_c \begin{bmatrix} 0 & -w \\ w & 0 \end{bmatrix} I_{dq} + 2R_c I_{dq} + 2L_c \frac{dI_{dq}}{dt} = 0 \end{aligned} \quad (\text{III.67})$$

Où d_{dq} représente la fonction de commutation, I_{dq} représente le courant de phase, I_{circdq} représente le courant circulant dans le cadre DQ, w est la fréquence angulaire et t représente le temps.

III.9.4.2 Modèle dq du courant DC et courant circulant dans MMC

A partir du modèle moyen de courant circulant dans les coordonnées **abc** (III.54) nous obtenons :

$$\begin{aligned} & (v_{sb} + v_{ib}) + 2L \frac{dI_{cirb}}{dt} + 2RI_{cirb} - (v_{sa} + v_{ia}) - 2L \frac{dI_{cira}}{dt} - 2RI_{cira} = 0 \\ & (v_{sc} + v_{ic}) + 2L \frac{dI_o}{dt} + 2RI_o - (v_{sb} + v_{ib}) - 2L \frac{dI_{cirb}}{dt} - 2RI_{cirb} = 0 \\ & (v_{sa} + v_{ia}) + 2L \frac{dI_{cira}}{dt} + 2RI_{cira} - (v_{sc} + v_{ic}) - 2L \frac{dI_o}{dt} - 2RI_o = 0 \end{aligned} \quad (\text{III.68})$$

Substituer les valeurs doubles de fréquence de ligne de $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}, v_{ia}, v_{ib}, v_{ic}$ à partir de (III.44) et (III.46) à (III.68), le modèle DQ du courant circulant peut être obtenue par :

$$\begin{aligned} & -3 \frac{DI_{a1} \sin(2wt + \psi + \phi + \frac{2\pi}{3})}{8wc} + (1 + 2D^2) \frac{I_{a2} \sin(2wt + \theta + \frac{2\pi}{3})}{4wc} + \frac{D^2 I_{dc} \sin(2wt + 2\psi + \frac{2\pi}{3})}{3wc} + \\ & \frac{D^2 I_{a2} \sin(2wt + \theta + \frac{2\pi}{3})}{6wc} + 2L \frac{dI_{cirb}}{dt} + 2RI_{cirb} + 3 \frac{DI_{a1} \sin(2wt + \psi + \phi)}{8wc} - (1 + 2D^2) \frac{I_{a2} \sin(2wt + \theta)}{4wc} = 0 \end{aligned} \quad (\text{III.69})$$

De même, pour les deux autres phases, la même équation peut être obtenue par le décalage de phase de (III.69) ± 120 degrés. L'application de la transformation de park pour la séquenceur négatif des composants de 2^{ème} harmonique telle qu'elle est donnée par :

$$T = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos 2wt & \cos\left(2wt + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(2wt - \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin 2wt & -\sin\left(2wt + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(2wt - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{III.70})$$

Et en utilisant le fait que :

$$I_{cirdq} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{2} I_{cird} & \frac{-\sqrt{3}}{2} I_{cirq} \\ \frac{-1}{2} I_{cird} & \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cirq} \end{bmatrix} \quad (\text{III.71})$$

Où $I_{cirdq} = T_2 I_{cirabc}$ et $I_{cirdq} = T_2 I_{cirbca}$, on a :

$$L \frac{dI_{cirdq}}{dt} + RI_{cirdq} - \frac{1}{8c} \begin{bmatrix} 0 & \frac{-1}{w} \\ \frac{1}{w} & 0 \end{bmatrix} I_{cirdq} + 2L \begin{bmatrix} 0 & -w \\ w & 0 \end{bmatrix} I_{cirdq} + 2 \frac{(d_d^2 + d_q^2)}{9c} \begin{bmatrix} 0 & \frac{-1}{w} \\ \frac{1}{w} & 0 \end{bmatrix} I_{cirdq} + \frac{\sqrt{6}}{16wc} \begin{bmatrix} -d_q & d_d \\ -d_d & -d_q \end{bmatrix} I_{dq} + \frac{I_{dc}}{3\sqrt{6}wc} \begin{bmatrix} 0 & 2d_d \\ -d_d & d_q \end{bmatrix} d_{dq} = 0 \quad (\text{III.72})$$

De plus, l'équation du côté DC peut également être exprimée en coordonnées dq que :

$$L \frac{dI_{dc}}{dt} + RI_{dc} - \frac{\sqrt{2}d_d d_q I_{cird}}{wc} + \frac{\sqrt{2}(d_d^2 - d_q^2) I_{cirq}}{2wc} + \frac{d_q I_d}{4wc} - \frac{d_d I_q}{4wc} + \frac{t}{4c} (I_{dc} - d_d I_d - d_q I_q) = 0 \quad (\text{III.73})$$

A partir de (III.67), (III.72) et (III.73), le modèle DQ de la carte MMC pour le courant de phase, courant continu et courant circulant est obtenu.

III.9.4.3 La tension du condensateur dans le modèle dq

Pour obtenir la tension du condensateur dans le modèle DQ, la fréquence fondamentale, composante de la tension du condensateur dans le modèle moyenne (III.30) peut être écrite comme suit :

$$\begin{cases} v_{csa1} = \frac{-DI_{dc} \sin(wt + \psi)}{3wc} + \frac{I_{a1} \sin(wt + \phi)}{4wc} - \frac{DI_{a2} \sin(wt + \theta - \psi)}{2wc} \\ v_{csb1} = \frac{-DI_{dc} \sin(wt + \psi - \frac{2\pi}{3})}{3wc} + \frac{I_{a1} \sin(wt + \phi - \frac{2\pi}{3})}{4wc} - \frac{DI_{a2} \sin(wt + \theta - \psi - \frac{2\pi}{3})}{2wc} \\ v_{csc1} = \frac{-DI_{dc} \sin(wt + \psi + \frac{2\pi}{3})}{3wc} + \frac{I_{a1} \sin(wt + \phi + \frac{2\pi}{3})}{4wc} - \frac{DI_{a2} \sin(wt + \theta - \psi + \frac{2\pi}{3})}{2wc} \end{cases} \quad (\text{III.74})$$

Utilisation de la transformation du park T de (III.66), dans les coordonnées DQ nous obtenons :

$$\mathbf{v}_{cs1dq} = \frac{I_{dc}}{3c} \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ \frac{1}{w} & 0 \end{bmatrix} \mathbf{d}_{dq} - \frac{1}{4c} \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ \frac{1}{w} & 0 \end{bmatrix} I_{dq} - \sqrt{\frac{2}{3}} \frac{1}{2wc} \begin{bmatrix} -d_q & d_d \\ -d_d & -d_q \end{bmatrix} I_{cirdq} \quad (\text{III.75})$$

De même, pour le bras inférieur nous obtenons $\mathbf{v}_{ci1dq} = -\mathbf{v}_{cs1dq}$:

$$\begin{cases} \mathbf{v}_{csa2} = \frac{-DI_{a1} \sin(2wt + \psi + \phi)}{8wc} + \frac{I_{a2} \sin(2wt + \theta)}{4wc} \\ \mathbf{v}_{csb2} = \frac{-DI_{a1} \sin(2wt + \psi + \phi + \frac{2\pi}{3})}{8wc} + \frac{I_{a2} \sin(2wt + \theta + \frac{2\pi}{3})}{4wc} \\ \mathbf{v}_{csc2} = \frac{-DI_{a1} \sin(2wt + \psi + \phi - \frac{2\pi}{3})}{8wc} + \frac{I_{a2} \sin(2wt + \theta - \frac{2\pi}{3})}{4wc} \end{cases} \quad (\text{III.76})$$

En utilisant la transformation \mathbf{T}_2 , en coordonne DQ nous obtenons :

$$\mathbf{v}_{cs2dq} = -\sqrt{\frac{2}{3}} \frac{1}{8wc} \begin{bmatrix} -d_q & d_d \\ -d_d & -d_q \end{bmatrix} I_{dq} - \frac{1}{4c} \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ \frac{1}{w} & 0 \end{bmatrix} I_{cirdq} \quad (\text{III.77})$$

De même pour le bras inférieur, on obtient :

$$\mathbf{v}_{ci2dq} = \mathbf{v}_{cs2dq} \quad (\text{III.78})$$

La tension du condensateur dans le cadre DQ peut être obtenue à partir de (III.62) et (III.64).

III.10. Modélisation du réseau électrique :

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétique permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Notre réseau électrique est modélisé par les équations :

$$E_a = \sqrt{2} \cdot V_{eff} \cdot \sin(\omega t) \quad (\text{III.79})$$

$$E_b = \sqrt{2} \cdot V_{eff} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (\text{III.80})$$

$$E_c = \sqrt{2} \cdot V_{eff} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \quad (\text{III.81})$$

Tel que : V_{eff} : Tension efficace.

III.11. Dimensionnement d'un générateur PV connecté au réseau via un convertisseur modulaire multiniveaux (MMC)

III.11.1. Introduction sur le dimensionnement

Connaissant le procédé de conversion photovoltaïque ainsi que les éléments constituant la centrale électrique d'origine photovoltaïque, on doit déterminer en fonction des sollicitations tels que l'ensoleillement et le profil de charge, l'ensemble des éléments de la chaîne photovoltaïque

III.11.2. Dimensionnement des installations photovoltaïques

Le dimensionnement d'un générateur photovoltaïque a pour objectif, la détermination de la puissance crête des modules solaires d'une part et des besoins électriques de l'utilisateur d'une autre part.

III.11.3. Les étapes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

Dimensionner une installation photovoltaïque consiste à déterminer les caractéristiques de l'installation, cela passe par :

- ✓ Une identification précise des besoins en électricité de l'utilisateur.
- ✓ Une connaissance des ressources solaires locales (énergie solaire disponible du site par unité de surface).
- ✓ Un calcul du nombre et la surface des modules photovoltaïques en fonction des ressources solaires répondant aux besoins de l'utilisateur.
- ✓ Une recherche des caractéristiques des autres composants de l'installation solaire (section des câbles, puissance de l'onduleur...).
- ✓ Une consultation des fournisseurs pour une estimation de l'investissement à considérer.

Un bon choix de matériel, associé à un dimensionnement approprié garantissant le bon fonctionnement de l'installation.

III.11.3.1 Nombre de modules nécessaires

Pour déterminer le nombre de modules, il faut tout d'abord connaître la puissance maximale des modules (W_C) à utiliser.

Le nombre total de modules N_T de G_{PV} est calculé par la formule suivante :

$$N_T = \frac{P_g}{P_M} \quad (\text{III.82})$$

Avec :

P_g : La puissance crête du générateur.

P_M : La puissance crête du module PV.

Les caractéristiques électriques du module Photovoltaïque Sun power SPR-305-WHT dans les conditions de test standards sont représentées sur le **Tableau III.4**.

Tableau III.4 : Paramètres du module Sun power SPR-305-WHT

Paramètre	Valeur
Puissance maximal (P_m)	305W
Tolérance de puissance	$\pm 5\%$
Courant à Pmax (I_m)	5.58A
Tension a Pmax (V_m)	54.7V
Courant de court-circuit	5.96A
Tension en circuit ouvert	64.2V
Température nominal d'utilisation de la cellule	$-40^\circ \text{C} / +85^\circ \text{C}$ ($-40^\circ \text{F} / +185^\circ \text{F}$)
Poids	24kg
Tension maximal de systèmes	1000V DC
Charge maximal de fusible	15A

Ces paramètres sont fournis par le constructeur à $1000\text{W}/\text{m}^2$ et 25°C .

Application :

Le nombre total de modules (N_T) et la puissance de générateur PV (P_{gpv}), sachant que : $N_s = 5$, $N_p = 66$

$$N_T = N_p \times N_s = 66 \times 5 = 330 \quad (\text{III.83})$$

$$P_{gpv} = N_T \times P_m = 330 \times 305 = 100650 \approx 100 \text{ kw}$$

Avec :

P_m : Puissance maximal un seul module.

N_T : Nombre de modules total.

N_s : Nombre de modules en série.

N_p : Nombre de modules parallèle.

III.11.3.2 Paramètres calcule avec modules en série

La mise en série de plusieurs modules PV permet d'assurer la tension convenable à l'alimentation d'une charge donnée.

Avec :

$$N_s = 5$$

$$P_{gpv_s} = N_s \times P_m = 5 \times 305 = 1525W$$

$$I_{gpv_s} = I_m = 5.58 \text{ A} \quad (\text{III.84})$$

$$V_{gpv_s} = N_s \times V_m = 5 * 54.7 = 273.5 \approx 274v$$

Avec :

P_{gpv_s} , V_{gpv_s} , I_{gpv_s} : Est la puissance, la tension, le courant de l'ensemble des modules en série ($N_s = 5$)

III.11.3.3. Paramètres calcule avec modules en parallèles

La mise en parallèles de plusieurs modules PV permet d'assurer le courant convenable à l'alimentation d'une charge donnée

Avec :

$$N_P = 66$$

$$P_{gpv_p} = N_P \times N_S \times P_m = 66 \times 5 \times 305 = 100650 \approx 100 \text{ kw}$$

$$I_{gpv_p} = N_P \times I_m = 66 \times 5.58 = 368.28 \text{ A} \quad (\text{III.85})$$

$$V_{gpv_p} = 273.5 \approx 274 \text{ v}$$

Avec :

P_{gpv_s} , V_{gpv_s} , I_{gpv_s} : Est la puissance, la tension, le courant de l'ensemble des modules en parallèles ($N_P = 66$)

III.12. Dimensionnement d'un hacheur

Un dimensionnement d'un système est la procédure de trouver les expressions donnant les valeurs des paramètres associés aux composants physiques constituant ce système et cela pour un cahier des charges bien déterminé.

Pour un certain régime de fonctionnement et un certain point de fonctionnement, les valeurs numériques de ces paramètres seront déduites autour d'un cas d'application bien déterminée. Par sécurité de dimensionnement, on applique un coefficient de sécurité (de 1,2 à 2) aux valeurs calculées des paramètres. C'est avec ces valeurs que le choix du composant soit réalisé.

III.12.1 Utilisation d'un boost hacheurs dans les systèmes PV

La topologie boost est employée pour augmenter la tension. Les systèmes de production de l'énergie emploient un convertisseur boost pour augmenter la tension de sortie au niveau de service avant l'étage de l'onduleur (Tableau III.5).

Tableau III. 5 : Rapports de transformation d'un convertisseur DC-DC (BOOST).

Convertisseurs	Rapport de transformation en fonction de α	Isolement galvanique
Boost	$\frac{1}{1 - \alpha}$	Non

α : Rapport cyclique du convertisseur.

III.13. Dimensionnement de l'onduleur (MMC)

Le dimensionnement des onduleurs d'une installation PV est souvent source de confusion car il faut distinguer les puissances AC et DC. Du côté DC il faut distinguer la puissance crête de l'installation et sa puissance réelle (instantanée) en cours de fonctionnement. Enfin, il faut prendre garde à la tension des strings connecté à l'onduleur.

On a un rapport de rendement dans notre système qui est égale à 1 ou bien on peut le dire qui est à 100%, avec la tension d'entre $V_{dc} = 500\text{v}$, donc V_{ac} qui est égale à 333 v , et une puissance qui est égale à 100 kW.

$$V_{Ac} = \frac{2E}{3} = \frac{1000}{3} = 333\text{ V} \quad (\text{III.86})$$

$$I_{Ac} = \frac{P_{AC}}{V_{AC}} = \frac{100000}{333} = 300\text{ A} \quad (\text{III.87})$$

III.14. Dimensionnement de réseaux électriques

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Notre système on a :

$$V_g = 20\text{ kv}$$

$$f=50\text{Hz}$$

Le schéma de simulation global d'un système photovoltaïque connecté au réseau implémenté sous SimPowerSystem/Matlab est donné en annexe. Le tableau résume les paramètres de simulation (**Annexe 1**).

III.15. Résultats de simulation et interprétations

III.15.1 Profile d'ensoleillement imposé

On a tracé sur Matlab/Simulink, les caractéristiques. Afin d'étudier le système proposé, nous avons choisi le profile d'ensoleillement représentés sur la figure **ci-dessous** (**III.25**).

Donc on peut apercevoir que l'éclairement envoyé aux modules photovoltaïques variable sous formes de créneaux temps, Où sa valeur maximale est 1000 W/m^2 et leur valeur miniale est 775 W/m^2 .

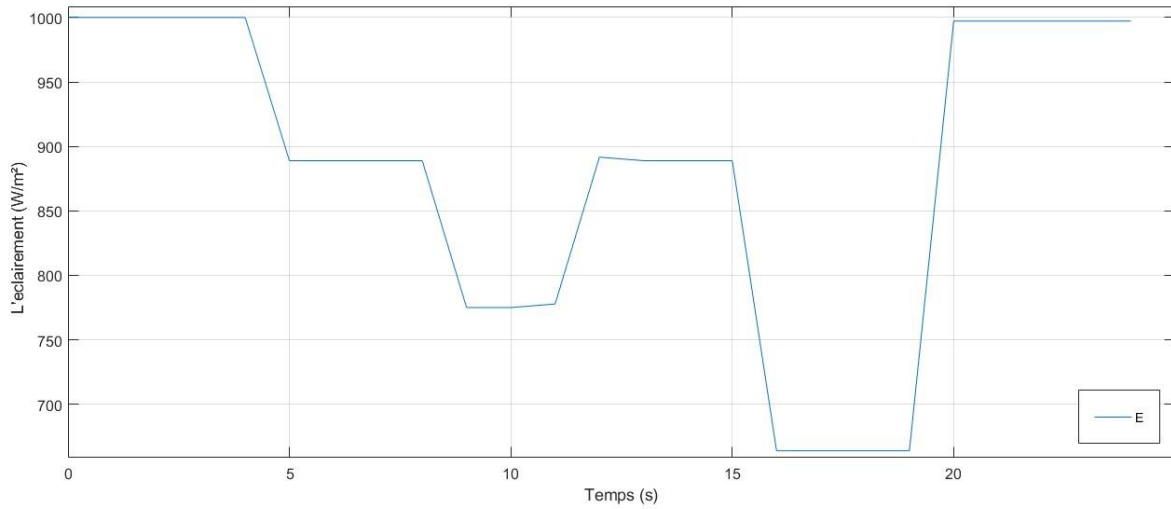


Figure III.25 : Profile d'éclairement imposé.

III.15.2 Puissance fournies par GPV et celle-ci injecté au réseau

Les résultats obtenus dans la figure ci-dessous (III.26) montrent que les valeurs de la puissance fournies par GPV et celle-ci injecté au réseau en fonction du temps, sont proches et on constate que ses derniers suivent strictement l'éclairement imposé.

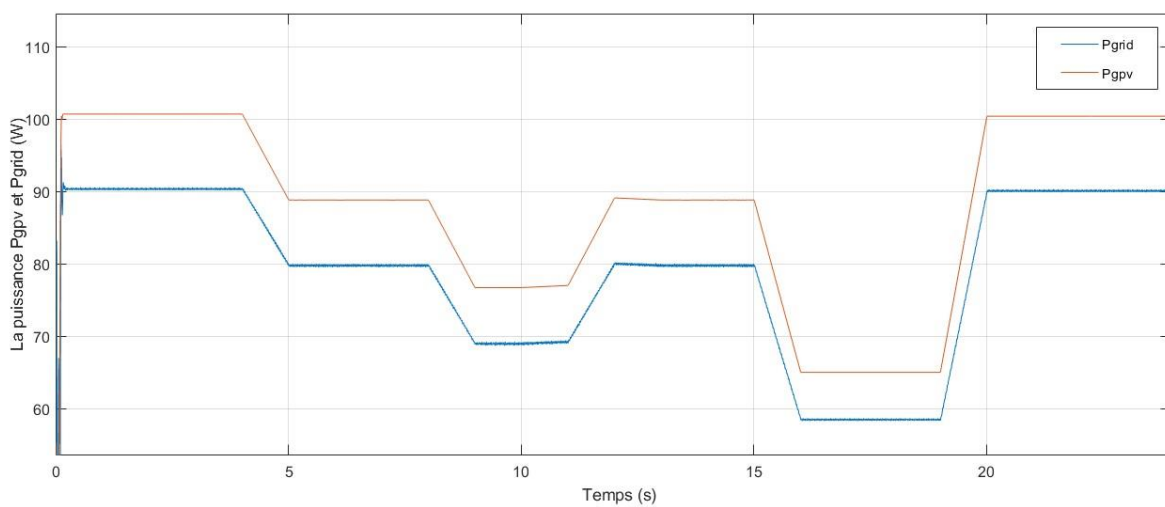
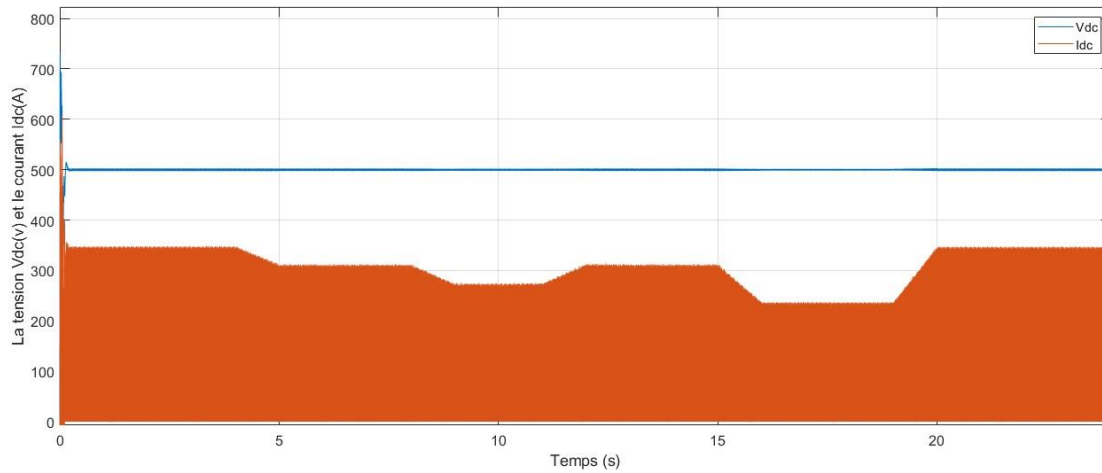


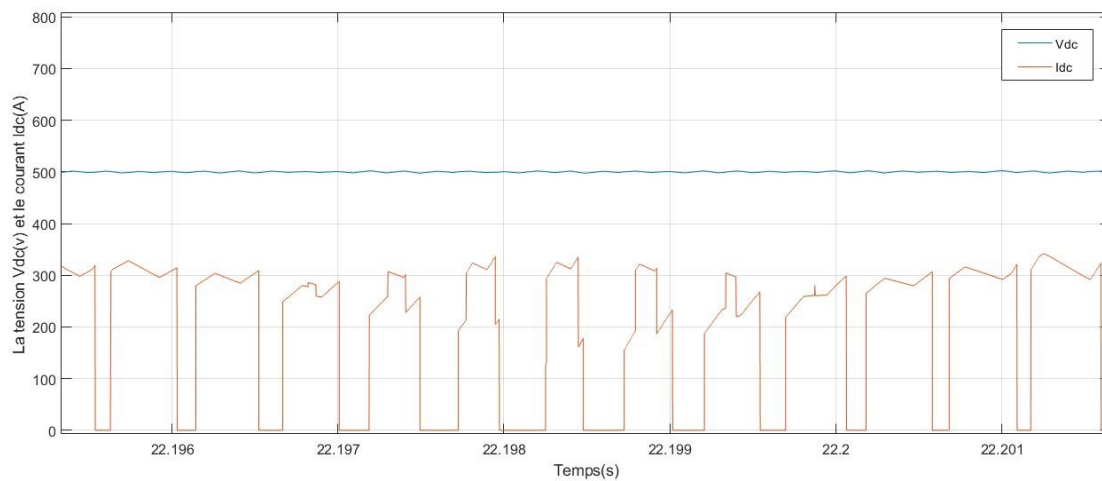
Figure III.26 : Résultats de simulation de la puissance GPV et celle du réseau.

III.15.3 Tension et courant à l'entrée de l'onduleur

La figure **ci-dessous (III.27)** représente la tension V_{dc} et le courant I_{dc} (à l'entrée de l'onduleur) en fonction du temps. On constate que V_{dc} constant à 500 v et I_{dc} suit l'éclairement imposé avec une valeur max $I_{dc} \approx 310$ A, à l'ensoleillement max 1000 W/m².



(a)

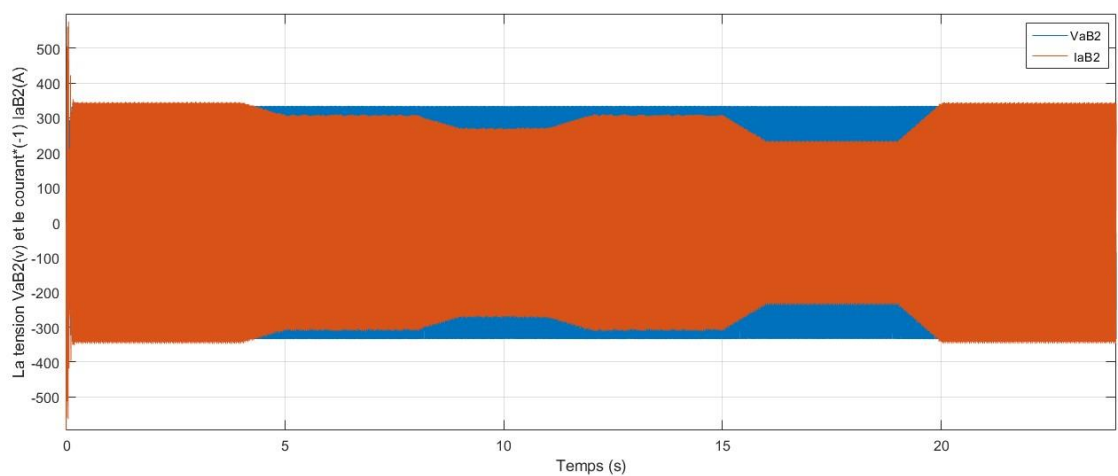


(b)

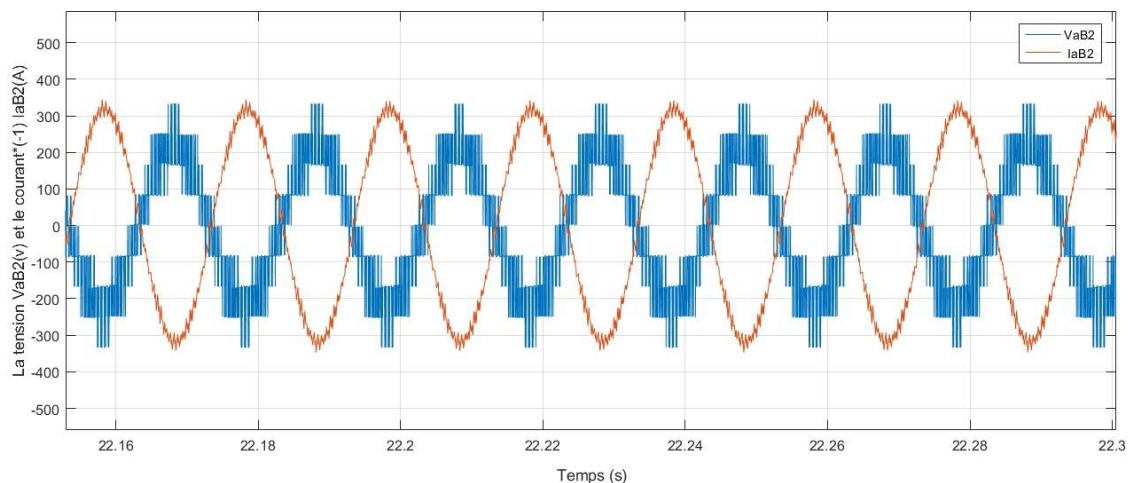
Figure III.27 : (a) Résultats de simulation de la tension et le courant à l'entrée de l'onduleur, et (b) c'est le zoom sur la figure.

III.15.4 Tension et courant délivré par le MMC

La figure **ci-dessous (III.28)** montre que la tension et le courant en fonction du temps délivrés par un MMC sont quasi- sinusoïdaux, et on constate que ces derniers sont presque parfaitement en phase, on a multiplié le courant par (-1) pour respecter les conventions de sens du courant. Cela garantit une représentation précise du comportement du système dans le modèle simulé. Cela démontre la capacité du MMC à fournir une énergie électrique de haute qualité avec une efficacité maximale et optimale.



(a)

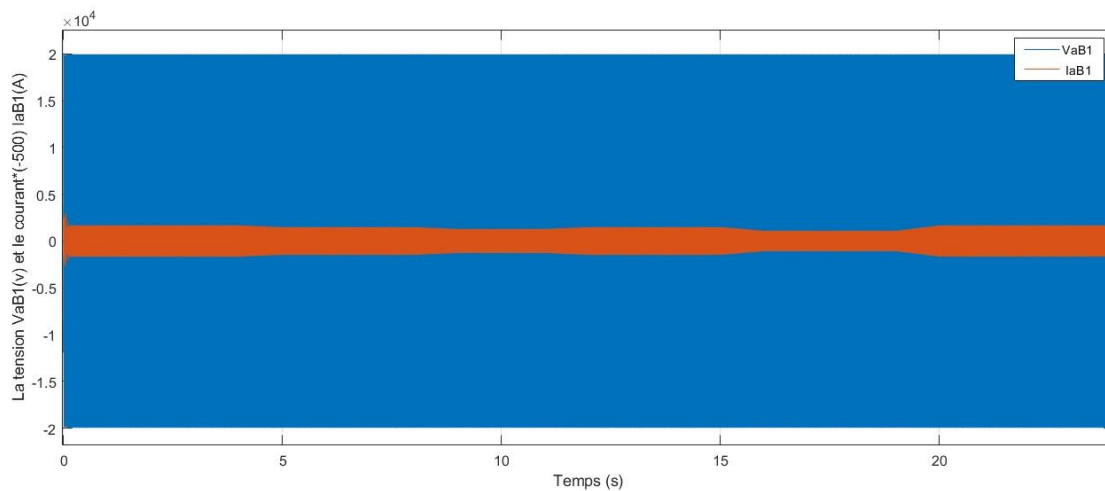


(b)

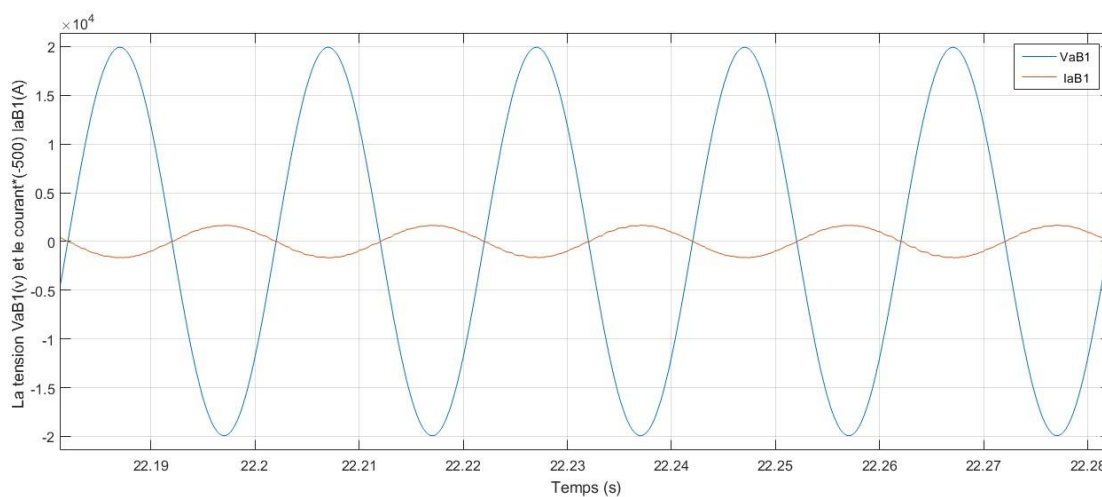
Figure III.28 : (a) Résultats de simulation de La tension et courant délivrés par le MMC (convertisseur multicellulaire multiniveaux), et (b) c'est le zoom sur la figure.

III.15.5 Tension et courant côté réseau

Sur la figure **ci-dessous (III.29)**, nous avons représentés la tension et le courant du côté réseau en fonction du temps. On constate que les deux allures sont de formes sinus de période 20 ms ou de fréquence 50Hz, et on constat que la tension et le courant ils sont strictement en phase, la puissance active maximal et la puissance réactive est nul, Sachant que on a multiplié par -500 le courant injecté au réseau, le valeur 500 est le report de transfert de transformateur et le signe (-) pour respecter les conventions de sens du courant. Cela garantit une représentation précise du comportement du système dans le modèle simulé. Les onduleurs jouent un rôle crucial en assurant cette synchronisation.



(a)



(b)

Figure III.29 (a) Résultats de simulation de la tension et le courant coté réseau, et (b) c'est le zoom sur la figure.

III.16. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité le principe de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque connecté au réseau et modélisé ce dernier via un onduleur de tension MLI triphasé.

De plus, nous avons utilisé la commande des convertisseurs DC/DC et DC/AC avec leur modèle mathématique tout en modélisant le réseau électrique.

Par ailleurs, et afin d'aller vers des conclusions, nous avons simulé le GPV tout en dimensionnant le GPV avec toutes ses étapes, de l'hacheur jusqu'à l'onduleur. Et, pour terminer, nous avons interprété les résultats de simulation...

*CONCLUSION
GENERALE*

CONCLUSION GÉNÉRALE

Ce mémoire a exploré en profondeur l'étude et la simulation des systèmes photovoltaïques, en abordant des aspects théoriques et pratiques essentiels pour leur optimisation. À travers une analyse détaillée en trois chapitres, il a mis en lumière les avantages et les défis des systèmes photovoltaïques dans le contexte des énergies renouvelables.

Le premier chapitre a présenté un aperçu des énergies renouvelables, en se concentrant sur l'énergie solaire, soulignant son importance croissante dans la lutte contre le changement climatique et la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles.

Le deuxième chapitre s'est axé sur la modélisation des générateurs photovoltaïques, en établissant un modèle mathématique pour simuler et prévoir le comportement des panneaux solaires sous diverses conditions environnementales, crucial pour optimiser leur conception et rendement.

Le troisième chapitre a traité de la modélisation et simulation de l'intégration des générateurs photovoltaïques au réseau électrique via un convertisseur multicellulaire multiniveaux (MMC), démontrant son efficacité et stabilité, et l'amélioration significative de la qualité de l'énergie injectée dans le réseau.

Cette étude a démontré que les systèmes photovoltaïques, bien modélisés et intégrés, peuvent être une source d'énergie fiable et durable. Les avancées technologiques, comme les convertisseurs multicellulaires multiniveaux, améliorent leur efficacité et stabilité. Ce travail pose les bases pour optimiser leur performance et leur intégration dans les réseaux électriques mondiaux, soulignant l'importance des énergies renouvelables pour un avenir durable. Les systèmes photovoltaïques sont destinés à jouer un rôle central dans cette transition énergétique.

REFERENCES

BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] **Mekki Mounira**, Récupération des déperditions d'énergie dans les complexes industriels et leur conversion en énergie électrique exploitable, thèse de doctorat, Algérie, **2014**, page 8, 14.
- [2] **Saidou Madougou**, Etude du potentiel éolien du jet nocturne dans la zone sahélienne à partir des observations de radars profileurs de vent, thèse de doctorate, France, **2010**, page 55,58.
- [3] **F. Poitiers**, Etude et Commande de Génératrices Asynchrones pour l'utilisation de l'Energie Eolienne, Machine asynchrone à cage autonome; Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau, thèse de doctorat soutenue à l'université de Nantes, France, **2003**, page 14, 15.
- [4] **Alain Damien**, Livre, la biomasse Energie, Paris, **2008**, page 5, 181, 184.
- [5] <https://blogpeda.ac-poitiers.fr/developpement-durable-5-1/2017/02/13/le-fonctionnement-dune-centrale-a-biomasse/>, consulté le **10/06/2024** à 18 :40.
- [6] **Mohamed Nasser**, Supervision de sources de production d'électriques hybrides éolien/hydraulique dans les réseaux d'énergie interconnectés ou isolés, France, le 05 mai **2011**, page 22 ,26.
- [7] **Ammar Hachmei**, Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système hybride dédié au pompage, thèse de doctorat, Algérie ,**2017** page 50,52.
- [8]<https://www.cea.fr/comprendre/Documents/energies/Questions%20de%20physique%20autour%20de%20l'%C3%A9nergie%20solaire.pdf>, consulté le **10/06/2024** à 20 :30.
- [9] Energie solaire photovoltaïque.doc / B. Flèche - D. Delagnes / juin **2007**.
- [10] **Djicknoum DIOUF**, « Cellules photovoltaïques silicium à hétérojonctions et à structure interdigitée en face arrière », Thèse de Doctorat, Ecole Doctorale «Sciences et Technologies de l'Informatique des Télécommunications et des Systèmes», **Juin 2010**.
- [11] **Edmond Becquerel**, « Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires », C.R. Acad. Sci. 9, 561 (1839).
- [12] **D.M. Chapin, C.S. Fuller, and G. L. Pearson**, J. Appl. Phys. 25, 676 (1954).
- [13] **Prof. Jean-Marie Tarascon**, « Le photovoltaïque : principes et filières inorganiques, organiques, hybrides», Chaire Développement durable, Environnement, Énergie et Société, Chaire annuelle – Année académique **2010-2011**.
- [14] <http://www.unit-e.fr/index.php/Photovoltaïque/-La-technologie-UNI-SOLAR.html> (consulté en juin **2024**).

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [15] **P. Wurfel** «Physics of Solar Cells: From Basic Principles to Advanced Concepts », Edition Wiley & Sons, February **2009**.
- [16] **S. Makhloufi**, « Contribution à l'optimisation des installations photovoltaïques par des commandes intelligentes ». Thèse de doctorat en science université de Batna 2013.
- [17] **J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy**, « Le pompage photovoltaïque : Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens », Université d'Ottawa, **1998**.
- [18] **Jean-François Lelievre**, «Elaboration de SiNx:H par PECVD: optimisation des propriétés optiques, passivantes et structurales pour applications photovoltaïques» Thèse de Doctorat, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon **2007**.
- [19] **Helali Kamelia**, «Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative», Mémoire de Magister en électrotechnique Option Machines Electriques, Université Mouloud Mammeri de Tizi-ouzou, **2012**.
- [20] **Petibon Stéphane**, « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », Doctorat de l'Université Toulouse III - Paul Sabatier, **2009**.
- [21] **Anne Labouret, Michel Viloz**, « Energie solaire photovoltaïque », 2e Edition, Dunod, **2005**.
- [22] **Belhadj Mohammed**, « Modélisation d'un Système de captage photovoltaïque autonome », Mémoire de Magister en Microélectronique 3 Photovoltaïque, Centre Universitaire de Bechar, **2008**.
- [23] **Maher Chaabene**, «Gestion Energétique des Panneaux Photovoltaïques», Master de Génie Electrique, Conversion Electrique des énergies renouvelables (CEER), Université de Sfax Ecole Nationale d'Ingénieurs de Sfax, 2008, www.maher.cmerp.net/doc/ConfErence_2.ppt, consulté en **juin/2024**.
- [24] **Bendjamâa Ibrahim**, «Modélisation et commande d'un système De stockage photovoltaïque», Mémoire de Magister En L'Ecole Doctorale : énergies renouvelables, Université Abou Bakr Belkaid, Tlemcen, **2011/2012**
- [25] **Fabien CASSORE, Guillaume ORLANDI, Maxime RAU**, « Cellules Photovoltaïques à colorant », sur le site internet <http://physique.unice.fr/sem6/2011-2012/PagesWeb/PT/Cellule/colorant.html>, consulté le 12/juin/**2024**.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [26] **LV Bin, CHE Yanbo and WANG Chengshan.** Design of Grid-connected Photovoltaic System Using Soft Cut-in Control. International Conference on Geoscience, Power, Energy, & Industry Applications, pp 1-5, Sustainable Power Generation and Supply, Tianjin University, Tianjin, China, April **2009**
- [27] **Ryan Mayfield,** Renewable Energy consultant. The Highs and Lows of Photovoltaic System Calculations. Electrical Construction & Maintenance, July 2012. <http://ecmweb.com/green-building/highs-and-lows-photovoltaic-system-calculations>, Consulté le 11 juin **2024**.
- [28] «Clean Energy Council, Tech Info Energy Efficient and Renewable Energy Bulletin», September 2006. Updated November 2009. <http://www.solaraccreditation.com.au/nstaller/Esources/tech-info.html>, (consulté le 12 juin **2024**).
- [29] **John Wiles.PVMath.IAEI NEWS,** 2009. <http://www.iaei.org/magazine/2009/01/pvm th/> consulté le 12/juin/**2024**.
- [30] **Henry Benedict Massawe,** « Grid Connected Photovoltaic Systems with Smart Grid functionality », Master of Science in Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Department of Electric Power Engineering, **June 2013**.
- [31] [http://www.nrjpro.fr/Home/Conseil/Orientation-PV-panneaux-modules solaires photovoltaïques](http://www.nrjpro.fr/Home/Conseil/Orientation-PV-panneaux-modules-solaires-photovoltaïques), (consulté le 12 juin **2024**).
- [32] http://www.photovoltaïque.info/IMG/pdf/2010160422_spv04applicationsjuin2012.pdf.
- [33] <https://www.solaire-offgrid.com/le-solaire-et-ses-applications/architectures-solaire-photovoltaïque/>, (consulté le 13 juin **2024**).
- [34] Syndicat des énergies renouvelables SOLER, Groupement Français des Professionnels du Solaire Photovoltaïque, « Les applications de l'énergie photovoltaïque », (consulté le 13 juin **2024**).
- [35] <https://www.lechodusolaire.fr/91-des-nouvelles-capacites-de-production-mondiale-denergie-renouvelable-grace-au-solaire-et-a-leolien/>, (consulté le 13 juin **2024**).
- [36] <https://www.energy.gov.dz/?article=programme-de-developpement-des-energies-renouvelables> (consulté le 13 juin **2024**).

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [37] **M.Djarallah**, « Contribution A L'étude Des Systèmes PV Résidentiels Couplés au Réseau Electrique », Thèse de doctorat, Université de Batna, janvier **2008**.
- [38] **J.A.Gow, et al.** « Development of a Photovoltaic array model for use in power Electronics Simulation Studies », IEE Proceedings on Electric Power Application, vol146,N°2, pp193-200, March **1999**.
- [39] **O.Gergaud et al.** « Analysis and Experimental Validation of Various PhotovoltaicSystem Models », 7TH International ELECTRIMACS Congress, pp1-4, Montréal, August **2002**.
- [40] **T.Ikegami, et al,** « Estimation of Equivalent Circuit Parameters of PV Module and its Application to Optimal Operation of PV System », Elsevier, Solar Energy Materials & Solar cells 67, pp389-395, **2001**.
- [41] **P.V.Junior**, « Applied Digital Control for Localization of the Maximum Power of Photovoltaic Generators », Telecommunications Energy Conference, 2006 INTELEC '06 28th Annual International, pp 1-6, sept. , **2006**.
- [42] **K.H-Song**, « Sliding Mode Controller For The Single Grid –Connected Photovoltaic System », Applied Energy, Vol 83, Issue 10, pp 1101-1115, **October 2006**
- [43] **Huan-Liang Tsai, Ci-Siang Tu, and Yi-Jie Su, Member, IAENG** « Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK », Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science 2008. WCECS 2008, October 22 - 24, **2008**, San Francisco, USA.
- [44] **W.C. Benmoussa, S. Amara et A. Zerga**, « Etude comparative des modèles de la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire au silicium monocristallin » Revue des Energies Renouvelables ICRES-07, pp 301-306 Tlemcen, **2007**.
- [45] **O.AMRANI, D. REKIOUA**, « Étude et Identification des Différents Modèles Électriques Photovoltaïques », Département d'électrotechnique, Université de Bejaia, (Algérie).
- [46] **A. Ould Mohamed Yahya, A. Ould Mahmoud et I. Youm**, « Étude et Modélisation d'un Générateur Photovoltaïque », Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°3, pp 473 – 483, **2008**.
- [47] **Olivier GERGAUD**, Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur, Thèse de doctorat de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan 9 décembre **2002**.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [48] **Francisco M. González-Longatt** , « Model of Photovoltaic Module in Matlab™ », 2do congreso iberoamericano de estudiantes de ingeniería eléctrica, electrónica y computación pp 1-5(ii cibelec ,2005).
- [49] **A.Al-amoudi et L.Zhang**, « Optimal Control of a Grid-Connected PC System for Maximum Power Point Tracker and Unity Power Factor », Power Electronic and Variable Speed Drive Conference, pp.80-85, **1998**.
- [50] **A.D.Hansen, et al**, « Models for Stand-Alone PV Systems » report Riso-R- 1219(EN)/SEC, RNL, Roskilde, Denmark, **2000**.
- [51] **B.Azoui, M.Djarallah**, « Sizing and Optimization Models for Photovoltaic Pumping System using BLDCM Motor », Journal, AMSE, **2003**.
- [52] **M.Bello and I.E.Davidson**, « Dynamics of a Solar-Powered Fractional Horse Power Motor », 2nd International Conference on Electrical and Electronics Engineering(ICEEE) and XI Conference on Electrical Engineering (CIE2005), Mexico City, Mexico September 7-9, 2005, pp273-277, **2005**.
- [53] **M.Bello and I.E.Davidson**, «Performance Analysis of a PV System Coupled to a Universal Motor Using Matlab Tool », IEEE/Power Engineering Society General Meeting, 2006, Durban,South Africa, June 13-22 2006, pp1-6 ,**2006**.
- [54] **O. Wasynczuk**, «Modeling and dynamic performance of a line commutated photovoltaic inverter system», IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 4, no. 3, pp. 337-343, **1989**.
- [55] **K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada**, «Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions», IEEE Proceedings of Generation Transmission and Distribution, vol. 142, no. 1, pp. 953-959, **2005**.
- [56] **G. N. Tiwari and Swapnil Dubey**, «Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their applications», RSC Publishing, **2010**.
- [57] **Akihiro Oi**, « Design and simulation of photovoltaic water pumping system »,Master of Science in Electrical Engineering , California Polytechnic State University, San Luis Obispo **2005**.
- [58] **Abbassen Lyes**, «Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque », Mémoire de Magister En Electrotechnique, Option machines électriques Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, **2011**.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [59] **Boucheritte Wafa**, « Convertisseurs multiniveaux dans les systèmes PV Connectés au réseau », Mémoire de Magister en Electrotechnique, Option Energies renouvelables, Université Mohamed Khider , Biskra, **2013**.
- [60] **K. Kassmi, M. Hamdaoui et F. Olivié**, « Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique », Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°4 (2007) 451 3462.
- [61] **Tiar Mourad**, « Commande Optimale d'un Système de Génération Photovoltaïque Hybride », Mémoire de Magister En Electrotechnique Option : Electricité industrielle, Université de Biskra, **2011**.
- [62] **Martin Aimé** « Évaluation et optimisation de la bande passante des convertisseurs statiques Application aux nouvelles structures multicellulaires », thèse doctorat de l'université de Toulouse novembre **2003**.
- [63] **M. Eduard Hernando Solano Saenz** « Etude des convertisseurs multicellulaires serieparallele et de leurs strategies de commande, approches linéaire et prédictive », thèse doctorat de l'université de Toulouse novembre **2014**.
- [64] **Martin Cong Wu** « Etude prospective de la topologie MMC et du packaging 3d pour la réalisation d'un variateur de vitesse en moyenne tension », thèse doctorat de l'université de Grenoble avril **2015**.
- [65] **Alexandre Leredde** « Etude, commande et mise en oeuvre de nouvelles structures multiniveaux », thèse doctorat de l'université de Toulouse novembre **2011**.
- [66] **Bezhouh Tinhinane** « Etude et stratégie de commande des convertisseurs modulaires multiniveaux » Master.université de Bjaia, Algérie **2016**.
- [67] **Giacomo Casadei** « Modular Multi-Level Converter: Modeling, Simulation and Control in Steady State and Dynamic Conditions » Aalborg University, Denmark **2012**.
- [68] **Martin Cong Wu** « Etude prospective de la topologie MMC et du packaging 3d pour la réalisation d'un variateur de vitesse en moyenne tension », thèse doctorat de l'université de grenoble avril **2015**.

Table de matière

Liste des abréviations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des annexes	
Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les énergies renouvelables	2
I.1.Introduction.....	2
I.2.Définition de l'énergie renouvelable.....	2
I.2.1. L'énergie éolienne.....	3
I.2.1.1. Définition.....	3
I.2.1.2. Principe de fonctionnement et les composantes d'éolienne.....	3
I.2.1.3. Différents types d'éolienne	5
I.2.2. La biomasse.....	6
I.2.2.1. Définition.....	6
I.2.2.2. Les biocombustibles et les biocarburants.....	6
I.2.2.3. Le principe de la biomasse.....	7
I.2. 3. L'énergie hydraulique.....	8
I.2. 3.1. Définition	8
I.2. 3.2. Typologie des turbines hydraulique.....	9
I.2.3.3. Les types des centrales hydrauliques.....	10
I.2. 4 : L'énergie géothermique.....	11
I.2. 4.1 : Définition	11
I.2. 4.2 : Principe de fonctionnement.....	11
I.2. 4.3 : Les types des centrales géothermiques	11
I.2. 5 : L'énergie solaire.....	13
I.2. 5.1 : Définition.....	13
I.2. 5.2 : Principe physique de l'énergie solaire	13
I.2. 5.3 : Types de l'énergie solaire.....	14
I.3. Cellule photovoltaïque.....	14
I.3.1. Historique sur le photovoltaïque.....	14
I.3.2. Les technologies du photovoltaïque.....	16
I.3.3. Fonctionnement d'une cellule PV.....	17

I.3.4. Types de cellules photovoltaïques.....	17
I.3.5. La source photovoltaïque : le rayonnement solaire.....	18
I.3.5.1. Définition.....	18
I.3.5.2. Différents types de rayonnement solaire.....	19
I.3.6. Caractéristiques électriques d'un module photovoltaïque (PV).....	21
I.3.6.1. Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'un module (PV).....	21
I.3.6.2. Effet du niveau d'éclairement sur les caractéristiques du module photovoltaïque	22
I.3.6.3. Orientation et inclinaison des modules.....	24
I.3.7. Applications du photovoltaïque.....	24
I.3.7.1. Systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux.....	25
I.3.7.2. Le photovoltaïque autonome (non raccordé au réseau électrique).....	25
I.3.7.3. Les systèmes hybrides.....	26
I.4. Les énergies renouvelables dans le monde	26
I.5. Les énergies renouvelables en l'Algérie.....	27
I.6. L'importance de l'énergie renouvelable dans la préservation de l'écosystème.....	28
I.7. Conclusion.....	29
Chapitre II : Modélisation du générateur photovoltaïque.....	30
II.1. Introduction.....	30
II.2. Modélisation d'une cellule photovoltaïque.....	30
II.2.1. Modèles électriques.....	31
II.2.1.1. Circuit à une seule diode (Figure II.1.a)	33
II.2.1.2. Circuit à deux diodes (Figure II.1.b).....	33
II.2.1.3. Circuit approprié (Figure II.1.c).....	33
II.2.1.4. Circuit simplifié (Figure II.1.d).....	33
II.2.2. Modèles mathématiques.....	34
II.2.2.1. Premier modèle (à une diode).....	34
II.2.2.2 Premier modèle (à deux diodes).....	36
II.2.2.3 Deuxième modèle mathématique.....	37
II.2.2.4. Troisième modèle mathématique.....	39
II.2.2.5. Quatrième modèle mathématique.....	40
II.3. Modélisation du panneau et du champ photovoltaïques.....	40
II.4. Détermination des paramètres du modèle.....	42
II.5. Paramètres basiques d'une cellule réelle.....	43
II.6 Caractéristiques d'un panneau photovoltaïque.....	45

II.7 Influence des paramètres internes et externes sur la caractéristique I(V).....	46
II.7.1. Influence des paramètres internes (résistances parallèle et série).....	46
II. 7.2. Influence de la température sur les caractéristiques I(V).....	48
II. 7.3. Influence du rayonnement sur les caractéristiques I(V).....	49
II.8. Conclusion.....	50
Chapitre III : Etude et simulation d'un GPV connecté au réseau.....	51
III.1. Introduction.....	51
III.2. Principe de fonctionnement de notre système	51
III.3. Modélisations d'un générateur PV connecté au réseau via un convertisseur modulaire multiniveaux (MMC).....	52
III.3.1. Module d'un générateur photovoltaïque.....	52
III.3.2. Modélisation d'un générateur photovoltaïque.....	52
III.4. Convertisseur DC-DC (hacheur boots).....	54
III.4.1. Commande du convertisseur DC-DC (hacheur boots).....	55
III.4.2. Modèle mathématique	55
III.5. Les convertisseur multiniveaux	57
III.6. Intérêt des convertisseurs multiniveaux.....	57
III.7. Topologie des convertisseurs multiniveaux.....	57
III.7.1. Convertisseurs multiniveaux classiques et leurs structures.....	57
III.7.2. Convertisseurs modulaires multiniveaux et leurs structures.....	61
III.7.2.1. Description de la structure MMC et principe de fonctionnement.....	62
III.7.2.2. Les différentes sous-modules.....	64
II.7.2.3. Rôle des inductances.....	65
III.7.2.4. Fonctionnement du sous module demi-pont.....	65
III.8. Description de la structure MMC à trois niveaux et leur principe de fonctionnement.....	67
III.9. Modélisation de convertisseur modulaire multiniveaux.....	72
III.9.1. La conversion de modèle MMC.....	72
III.9.2 L'analyse de l'état stable des harmoniques de MMC.....	74
III.9.3 Modèle moyen du MMC.....	76
III.9.4 Modèle dq du MMC.....	79
III.9.4.1. Modèle dq du courant d'une phase du MMC.....	79
III.9.4.2 Modèle dq du courant DC et courant circulant dans MMC.....	80
III.9.4.3 La tension du condensateur dans le modèle dq.....	81

III.10. Modélisation du réseau électrique.....	82
III.11. Dimensionnement d'un générateur PV connecté au réseau via un (MMC).....	83
III.11.1. Introduction sur le dimensionnement.....	83
III.11.2. Dimensionnement des installations photovoltaïques.....	83
III.11.3. Les étapes de dimensionnement d'un système photovoltaïque.....	83
III.11.3.1 Nombre de modules nécessaires.....	84
III.11.3.2 Paramètres calcule avec modules en série.....	85
III.11.3.3. Paramètres calcule avec modules en parallèles.....	85
III.12. Dimensionnement d'un hacheur.....	86
III.12.1 Utilisation d'un boost hacheurs dans les systèmes PV.....	86
III.13. Dimensionnement de l'onduleur (MMC).....	87
III.14. Dimensionnement de réseaux électriques.....	87
III.15. Résultats de simulation et interprétations.....	87
III.15.1 Profile d'ensoleillement imposé.....	87
III.15.2 Puissance fournies par GPV et celle-ci injecté au réseau.....	88
III.15.3 Tension et courant à l'entrée de l'onduleur.....	89
III.15.4 Tension et courant délivré par le MMC.....	90
III.15.5 Tension et courant côté réseau.....	91
III.16. Conclusion.....	92
Conclusion générale.....	93
Références bibliographiques.....	94
Table des matières	
Annexes	

ANNEXES

ANNEXES

Annexe 1 : Les paramètres de simulation

Parameters

Module type: SunPower SPR-305-WHT

Number of cells per module

96

Number of series-connected modules per string

5

Number of parallel strings

66

Module specifications under STC [Voc, Isc, Vmp, Imp]

[64.2 5.96 54.7 5.58]

Model parameters for 1 module [Rs, Rp, Isat, Iph, Qd]

[0.037998 993.51 1.1753e-08 5.9602 1.3] <1x5 double>

Sample time

Ts_Power 1e-06

Display I-V and P-V characteristics of one module

Display I-V and P-V characteristics of array

Annexe 2 : Caractéristique de panneau pv utilisé

SUNPOWER


BENEFITS

Highest Efficiency
Panel efficiency of 18.7% is higher than any commercially available competitor panel

More Power
SunPower 305 delivers 50% more power per unit area than conventional solar panels and 100% more than thin film solar panels

Reduces Installation Cost
More power per panel means fewer panels per instal. This saves both time and money.

Reliable and Robust Design
Proven materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allow panel to operate reliably in multiple mounting configurations



SPR-305-WHT

305 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE



The SunPower 305 Solar Panel provides today's highest efficiency and performance. Utilizing 96 next generation SunPower all-back contact solar cells, the SunPower 305 delivers an unprecedented total panel conversion efficiency of 18.7%. The 305 panel's reduced voltage-temperature coefficient and exceptional low-light performance attributes provide outstanding energy delivery per peak power watt.

SunPower's High Efficiency Advantage - Up to Twice the Power

Comparable systems covering 1000 m ² / 10,750 ft ²			
	Thin Film	Conventional	SunPower
Watts / Panel	65	165	305
Efficiency	9.0%	12.0%	18.7%
kWh	90	120	187



SUNPOWER

305 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE

Electrical Data

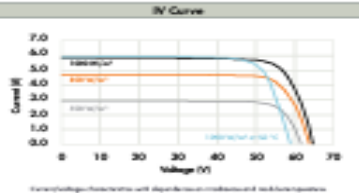
Measured under standard test conditions (STC) - irradiance intensity of 1000 W/m² at 25°C ambient temperature (77°F)

Peak Power (P _{max})	305 Wp
Rated Voltage (V _{mp})	34.7 V
Rated Current (I _{mp})	8.79 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	44.2 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	9.95 A
Maximum System Voltage (V _{oc} , 60, 65)	1000 V, 600 V
Temperature Coefficients:	
Power	-0.33% / °C
Voltage (V _{oc})	+176.6 mV/°C
Current (I _{sc})	3.3 mA/°C
Series Fuse Rating	15 A
Peak Power per Unit Area	187 Wp/m ² , 17.4 Wp/ft ²
CDC PTC Rating	282.1 W

Mechanical Data

Solar Cells	96 SunPower all-back contact monocrystalline
Front Glass	4.0mm (5/32 in) tempered
Junction Box	IP68 rated with 3 bypass diodes
Output Cables	900 mm length cables / Multi-Contact connectors
Frame	Class-anodized aluminum alloy type 6063
Weight	24 kg, 53 lbs

I/V Curve



Characteristics measured with dependence on irradiance and temperature

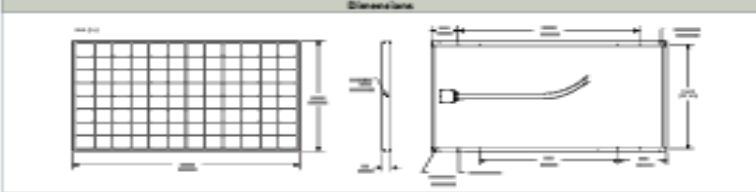
Tested Operating Conditions

Temperature	+40° C to -40° C (-40° F to +104° F)
Air Mass (AM)	1.5 (AM1.5 Global) terrestrial
Impact Resistance	160 J, 22mm (1 in) at 23 m/s (52 mph)

Warranty and Certifications

Warranty	25-year limited power warranty
	10-year limited product warranty
Certifications	IEC 61215, Safety tested IEC 61730, UL listed (E-1700), Class-C Fire Rating

Dimensions



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT. Go to www.sunpowercorp.com/products for details.

About SunPower

SunPower designs, manufactures and delivers high-performance solar electric technology worldwide. Our high-efficiency solar cells generate up to 50 percent more power than conventional solar cells. Our high-performance solar panels, modules and trackers deliver significantly more energy than competing systems.

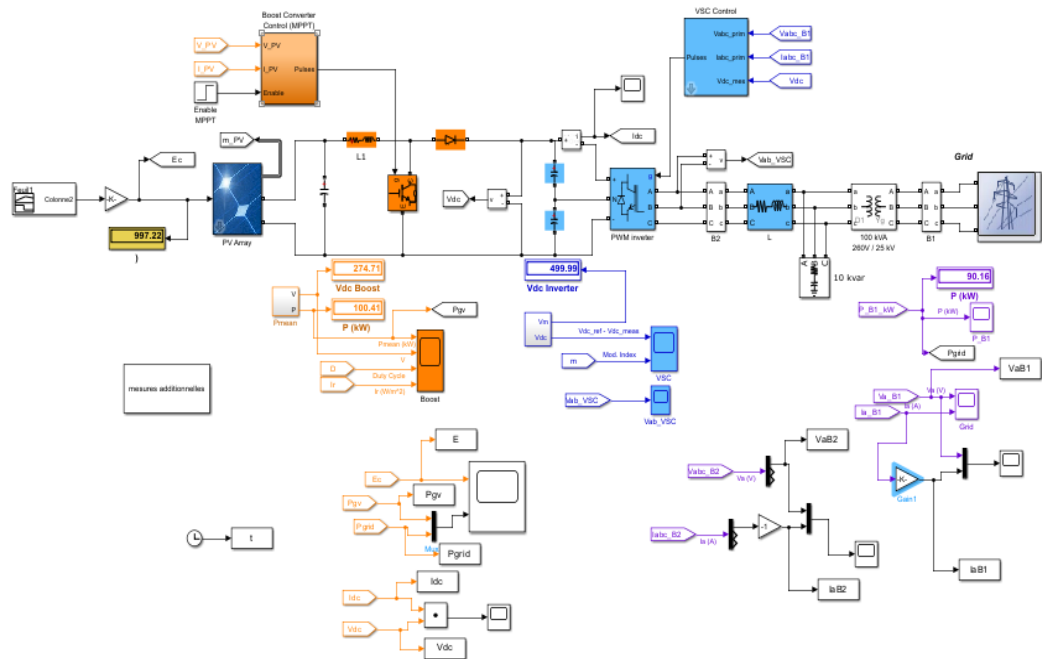
©2014 SunPower Corporation. All rights reserved. Specifications subject to change without notice. Form SPR-305-0001 Rev. 04

Printed on recycled paper

www.sunpowercorp.com

ANNEXES

Annexe 3 : Schéma de simulation



RESUME

Ce mémoire explore l'évolution des énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire. Où nous approfondissons l'étude de l'énergie photovoltaïque, comme solutions durables face aux défis posés par les combustibles fossiles et le nucléaire. Il présente un état des lieux des technologies solaires, éoliennes, hydrauliques, géothermiques et de biomasse, en soulignant leurs avantages écologiques et leur potentiel de décentralisation énergétique.

Une modélisation d'un générateur photovoltaïque connecté au réseau via un onduleur de tension MLI triphasé est développée, accompagnée de techniques d'optimisation et d'une étude théorique sur les stratégies de commande des onduleurs connectés au réseau.

Les résultats de simulation démontrent l'efficacité de ces stratégies pour maximiser la production d'énergie renouvelable en particulier l'énergie solaire et intégrer de manière optimale ces systèmes dans le réseau électrique.

Mot – clés : Energie renouvelable, Système photovoltaïque, Hacheur, Onduleur, Réseau électrique.

ABSTRACT

This thesis explores the evolution of renewable energies, in particular solar energy where we deepen the study of photovoltaic energy, as sustainable solutions to the challenges posed by fossil fuels and nuclear energy. It presents an overview of solar, wind, hydro, geothermal and biomass technologies, highlighting their ecological benefits and potential for energy decentralization.

A modeling of a photovoltaic generator connected to the grid via a three-phase MLI voltage inverter is developed, accompanied by optimization techniques and a theoretical study on the control strategies of inverters connected to the grid.

The simulation results demonstrate the effectiveness of these strategies to maximize renewable energy production in particular solar energy and optimally integrate these systems into the electricity grid.

Keywords: Renewable energy, Photovoltaic system, Chopper, Inverter, Electric network.

ملخص

تستكشف هذه الأطروحة تطور الطاقات المتجددة، ولا سيما الطاقة الشمسية حيث نعمق دراسة الطاقة الكهروضوئية، كحل مستدام للتحديات التي يفرضها الوقود الأحفوري والطاقة النووية. وهو يقدم لمحة عامة عن تكنولوجيات الطاقة الشمسية وطاقة الرياح والطاقة المائية والطاقة الحرارية الأرضية والكتلة الأحيائية، ويبسط الضوء على فوائدها الإيكولوجية وإمكاناتها لتحقيق اللامركزية في مجال الطاقة. يتم تطوير نمزجه مولد كهروضوئي متصل بالشبكة عبر تعديل عاكس الجهد للعرض النبضي، مصحوبًا بتقنيات التحسين ودراسة نظرية حول استراتيجيات التحكم في المحولات المتصلة بالشبكة. توضح نتائج المحاكاة فعالية هذه الاستراتيجيات لزيادة إنتاج الطاقة المتجددة إلى أقصى حد ممكن وخاصة الطاقة الشمسية ودمج هذه الأنظمة على النحو الأمثل في شبكة الكهرباء.

الكلمات المفتاحية: الطاقة المتجددة، النظام الكهروضوئي، المفرمة، العاكس، الشبكة الكهربائية