

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

MODÉLISATION ET ANALYSE DE L'EFFET DE L'OMBRAGE PARTIEL SUR LA
PRODUCTION

MÉMOIRE PRÉSENTÉ
COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA
MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR
MOHAMED KHATEM

NOVEMBRE 2021

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

MAITRISE EN GENIE ELECTRIQUE (M. Sc. A.)

Direction de recherche :

M. Chériti Ahmed

Prénom et nom

directeur de recherche

Prénom et nom

codirecteur de recherche

Jury d'évaluation

M. Alben Cardenas

Prénom et nom

Fonction du membre de jury

M. Taher Taftich

Prénom et nom

Fonction du membre de jury

Prénom et nom

Fonction du membre de jury

Résumé

L'énergie photovoltaïque est une source d'énergie abondante, néanmoins cette dernière est limitée par plusieurs types de pertes qui atténuent la puissance produite par les panneaux photovoltaïques. L'ombrage partiel est l'un des problèmes majeurs qui peuvent influencer négativement sur la puissance produite. Plusieurs méthodes ont été développées dans le but de limiter l'impact de ces pertes sur le rendement de conversion. Afin d'y parvenir. Nous proposons dans ce travail l'approche par configuration comme une solution fiable pour éliminer ou atténuer l'impact de ces pertes et nous nous basons sur le modèle mathématique à cinq (5) paramètres pour modéliser et étudier le comportement d'une cellule PV (photovoltaïque) et son implantation sous MATLAB Simulink afin de tracer les caractéristiques V-P et I-V.

Le travail consiste à simuler un générateur photovoltaïque (GPV) composé de 24 panneaux PV (6x4) branché selon les configurations, série (S), parallèle (P), série parallèle (SP), Totale-Cross-Tied (TCT), Honey Comb (HC) et Bridge Linked (BL) sous l'effet de plusieurs scénarios d'ombrage. La configuration TCT a fait preuve de son efficacité en présentant les meilleures performances. L'ombrage partiel provoque une perte considérable de puissance et l'apparition de plusieurs pics locaux et un pic global sur la caractéristique V-P empêchant le système à poursuivre le point de puissance globale (GMPP). Nous appliquons une technique de poursuite du point de puissance maximale, perturber et observer (MPPT- P&O) aux meilleures configurations TCT, BL et HC pour

faciliter la recherche du point de puissance maximale, puis une comparaison de performances de chacune.

Avant-propos

Durant ma période de travail à l'entreprise nationale de canalisations du groupe SONATRACH, spécialisée dans la construction de canalisations, destinée pour le transport des hydrocarbures, j'ai remarqué que notre service d'ingénierie rencontre un grand problème pour dimensionner un système photovoltaïque afin d'alimenter les instruments de mesure, les systèmes de contrôle et les systèmes de télécommunication installés dans les postes de sectionnement et de coupure situés dans des zones éloignées et non électrifiées. À chaque fois notre entreprise sollicite des sous-traitants dans le domaine pour l'étude et réalisation des installations en question, de ce fait, j'ai décidé de développer mes connaissances dans ce domaine afin de me permettre de suivre et contrôler les projets réalisés par les sous-traitants pour le compte de notre entreprise. Le sujet de recherche cible parfaitement le domaine photovoltaïque, il a été choisi en commun accord avec le professeur Chériti Ahmed. Les travaux de recherches présentés dans ce manuscrite ont été concrétisés au laboratoire d'électronique de puissance de l'UQTR.

À ce titre, je remercie d'abord le Dieu, le Tout-Puissant de nous avoir donné la force, la patience et la volonté pour achever ce travail dans les meilleurs délais.

Je remercie chaleureusement mon directeur de recherche, M Chériti Ahmed, pour ses orientations et ses conseils tout au long de mes recherches.

Un grand merci également pour mon collègue Abidat Redouane, pour son aide, sa disponibilité et ses orientations tout au long de ma formation.

Table des matières

Résumé	ii
Avant-propos	iv
Table des matières	v
Liste des tableaux	xiii
Liste des figures	xv
Liste des symboles	xvii
1. Chapitre 1- Introduction	1
1.1 Problématique	1
1.2 Objectif	2
1.3 Méthodologie	3
1.4 Structure du mémoire	4
2. Chapitre 2 Étude des pertes dans une chaîne de conversion photovoltaïque	6
2.1 Introduction	6
2.2 Pertes dues à la pollution de l'air	6
2.3 Pertes due à une mauvaise orientation des panneaux	7
2.3.1 Angle d'orientation	7
2.3.2 Angle d'incidence	7
2.3.3 Angle d'inclinaison	8

2.4	Pertes d'ombrage	10
2.4.1	Effet de l'ombrage sur un système photovoltaïque.....	11
2.4.2	Pertes de production	12
2.5	Pertes de dispersion	13
2.5.1	Dispersion structurelle	13
2.5.2	Dispersion fonctionnelle	14
2.6	Pertes de salissure.....	15
2.6.1	Nettoyage naturel	15
2.6.2	Nettoyage mécanique	16
2.6.3	Nettoyage manuel.....	16
2.7	Nettoyage robotique	16
2.8	Pertes par température	17
2.9	Pertes par énergie excédentaire des photons	18
2.10	Pertes due par l'absorption partielle de la lumière	20
2.11	Pertes ohmiques	22
2.11.1	Pertes de puissance due à la résistance série	22
2.11.2	Pertes dans le câblage.....	24
2.11.3	Pertes au niveau de convertisseur (DC/DC).....	25
2.11.4	Pertes engendrées par la conduction de la diode.....	26
2.11.5	Pertes engendrées par le MOSFET	27

2.11.6 Pertes par conduction dans le MOSFET	27
2.11.7 Pertes par commutation dans le MOSFET.....	28
2.12 Pertes engendrées par l'onduleur (convertisseur DC/AC).....	29
2.12.1 Pertes sans charge	29
2.12.2 Pertes proportionnelles.....	30
2.12.3 Pertes quadratiques.....	30
2.13 Pertes dans les batteries	30
2.13.1 Pertes par stratification.....	31
2.13.2 Pertes par sulfatation	31
2.13.3 Pertes par corrosion.....	32
2.13.4 Modèle électrique d'une batterie.....	32
2.13.5 Tension d'une batterie.....	32
2.13.6 Résistance interne d'une batterie $R_b(t)$	33
2.14 Conclusion	35
3. Chapitre 3 -Étude des configurations sous l'effet de différents scénarios d'ombrage.	36
3.1 Introduction	36
3.2 Effet de l'ombrage partiel sur un panneau photovoltaïque	37
3.2.1 Modélisation mathématique d'une cellule photovoltaïque	37
3.3 Simulation du modèle mathématique	40
3.4 Configurations des panneaux photovoltaïques.....	41

3.4.1	Configuration Série (S)	42
3.4.2	Configuration parallèle (P).....	44
3.4.3	Configuration série parallèle (S-P).....	45
3.4.4	Configuration Total Cross Tied (TCT)	47
3.4.5	Configuration Honey Comb (HC).....	50
3.4.6	Configuration Bridge Linked (BL)	54
3.5	Simulation des différentes configurations sous l'effet de plusieurs scénarios d'ombrage	57
3.5.1	Matériel utilisé	58
3.5.2	Caractéristiques des panneaux	58
3.5.3	Scénario PS-A, une ligne complètement est ombrée et uniformément.....	61
3.5.4	Scénario PS-B, une ligne est complètement et inégalement ombragée	62
3.5.5	Scénario PS-C, un string est complètement et uniformément ombragé.....	63
3.5.6	Scénario PS-D, un string est complètement et inégalement ombragé	65
3.5.7	Scénario PS-E1, différents modèles d'ombrage sont répartis aléatoirement	66
3.5.8	PS-E2, différents modèles d'ombrage sont répartis aléatoirement.....	68
3.5.9	Scénario PS-F1, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas	69
3.5.10	Scénario PS-F2, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas	70

3.5.11 Scénario PS-F3, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas	71
3.5.12 Scénario PS-F4, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas	72
3.5.13 Scénario PS-F5, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas	73
3.5.14 Scénario PS-F6, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas	74
3.5.15 Scénario PS-G1, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas	75
3.5.16 Scénario PS-G2, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas	76
3.5.17 Scénario PS-G3, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas	77
3.5.18 Scénario PS-G4, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas	78
3.5.19 Scénario PS-G5, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas	79
3.5.20 Scénario PS-G6, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas	80
3.6 Analyse des résultats	81
3.7 Conclusion	82

4. Chapitre 4- Comparaison de performances de la technique MPPT-P&O appliquée aux configurations TCT, BL et HC.....	83
4.1 Introduction	83
4.2 Technique de recherche de point de puissance maximale.....	84
4.3 Principe de la commande P&O	85
4.4 Simulation de la commande MPPT-P&O	87
4.4.1 Structure de commande MPPT-P&O.....	87
4.4.2 Simulations aux conditions STC.....	89
4.4.3 Simulations du scénario PS-D, un string est complètement et inégalement ombragé	90
4.4.4 Simulation du scénario PS-E1, différents modèles d'ombrage sont répartis aléatoirement.....	92
4.4.5 Simulation du scénario PS-E2, différents modèles d'ombrage sont répartis aléatoirement	93
4.4.6 Simulation du scénario PS-F1, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas	95
4.4.7 Simulation du scénario PS-G2, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas.....	97
4.5 Discussion des résultats.....	98
4.6 Conclusion.....	98
5. Chapitre 5 - Conclusion générale	100

Bibliographie.....	102
6. Annexe A – Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC avec la commande MPPT P&O	105
7. Annexe B – Réponse temporelle d'un rapport cyclique	102
8. Annexe C– Positionnement du PPM sur la caractéristique (V-P) localisé par la commande MPPT-P&O	103

Liste des tableaux

Tableau 2-1 Résultats de simulation de la puissance pour différentes valeurs de	18
Tableau 2-2 Absorption optique de quelques matériaux (à la longueur d'onde $\lambda=0.59\mu\text{m}$)	
[1].....	22
Tableau 3-1 Repérage courants et tensions de la configuration TCT	48
Tableau 3-2 Repérage courants et tensions de la configuration HC	51
Tableau 3-3 Repérage courants et tensions de la configuration BL.....	55
Tableau 3-4 Caractéristiques électriques des panneaux 1STH-215-P.	58
Tableau 3-5 Résultats de simulation scénario STC.....	59
Tableau 3-6 Résultats de simulation scénario PS-A	61
Tableau 3-7 Résultats de simulation scénario PS-B	62
Tableau 3-8 Résultats de simulation scénario PS-C	63
Tableau 3-9 Résultats de simulation scénario PS-D	65
Tableau 3-10 Résultats de simulation scénario PS-E1	66
Tableau 3-11 Résultats de simulation scénario PS-E2.....	68
Tableau 3-12 Résultats de simulation scénario PS-F1	69
Tableau 3-13 Résultats de simulation scénario PS-F2.....	70
Tableau 3-14 Résultats de simulation scénario PS-F3	71
Tableau 3-15 Résultats de simulation scénario PS-F4.....	72
Tableau 3-16 Résultats de simulation scénario PS-F5.....	73
Tableau 3-17 Résultats de simulation scénario PS-F6.....	74
Tableau 3-18 Résultats de simulation scénario PS-G1	75

Tableau 3-19 Résultats de simulation scénario PS-G2	76
Tableau 3-20 Résultats de simulation scénario PS-G3	77
Tableau 3-21 Résultats de simulation scénario PS-G4	78
Tableau 3-22 Résultats de simulation scénario PS-G5	79
Tableau 3-23 Résultats de simulation scénario PS-G6	80
Tableau 4-1 Loi de commande de la technique MPPT- P&O	88
Tableau 4-2 Performances des configurations TCT, BL et HC, conditions STC	89
Tableau 4-3 Performances des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-D	91
Tableau 4-4 Performances des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-E1	92
Tableau 4-5 Performances des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-E2	94
Tableau 4-6 Performances des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-F1.....	96
Tableau 4-7 Performances des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-G2	97

Liste des figures

Figure 2-1 Angle d'incidence (β) et angle d'inclinaison (α) des modules PV.....	7
Figure 2-2 Diodes de contournement (Da et Db) associées à un sous-réseau de 18.....	11
Figure 2-3 Différentes techniques de nettoyage d'une installation PV.....	16
Figure 2-4 Caractéristique V-P d'un panneau PV de 36 cellules branchées en série	18
Figure 2-5 Représentation de la paire électron-trou [15]	19
Figure 2-6 Réflexion, transmission et absorption	21
Figure 2-7 Caractéristique V-P d'un panneau PV de 36 cellules branchées en série	24
Figure 2-8 Schéma équivalente d'une diode [19]	26
Figure 2-9 Schéma électrique pour n batteries en série [26]	32
Figure 3-1 Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque à 5 paramètres [29]	37
Figure 3-2 Schéma de principe de simulation d'un scénario d'ombrage partiel.....	40
Figure 3-3 Caractéristique V-P, scénario d'ombrage partiel	40
Figure 3-4 Caractéristique V-I, scénario d'ombrage partiel	41
Figure 3-5 A. Configuration série	42
Figure 3-6 B. Configuration parallèle	44
Figure 3-7 C. Configuration série-parallèle	45
Figure 3-8 D. Configuration Total Cross Tied.....	47
Figure 3-9. E. Configuration Honey Comb.....	50
Figure 3-10 F. Configuration Bridge Linked	54
Figure 3-11 Représentation de puissance de sortie, scénario STC	59
Figure 3-12 Caractéristique V-P des configurations dans les Conditions STC	60

Figure 3-13 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-A	61
Figure 3-14 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-B	62
Figure 3-15 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-C	64
Figure 3-16 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-D	65
Figure 3-17 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-E1	66
Figure 3-18 Caractéristiques V-P des configurations, scénario PS-E1	67
Figure 3-19 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-E1	68
Figure 3-20 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-F1.....	69
Figure 3-21 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-F2.....	70
Figure 3-22 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-F3.....	71
Figure 3-23 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-F4.....	72
Figure 3-24 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-F5.....	73
Figure 3-25 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-F6.....	74
Figure 3-26 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-G1	75
Figure 3-27 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-G2	76
Figure 3-28 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-G3	77
Figure 3-29 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-G4	78
Figure 3-30 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-G5	79
Figure 3-31 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-G6	80
Figure 4-1 Chaine de conversion photovoltaïque contrôlée par une technique MPPT....	84
Figure 4-2 Caractéristique P (V) d'un panneau PV	85
Figure 4-3 Organigramme de la commande MPPT [32]	86
Figure 4-4 Montage de la simulation MPPT-P&O	87
Figure 4-5 Bloc de commande MPPT- P&O	87

Figure 4-6 Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC,.....	89
Figure 4-7 Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC.....	90
Figure 4-8 Caractéristique V-P des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-D.....	91
Figure 4-9 Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC.....	92
Figure 4-10 Caractéristique V-P des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-E1 ...	93
Figure 4-11 Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC,...	94
Figure 4-12 Caractéristique V-P des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-E2 ...	95
Figure 4-13 Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC....	95
Figure 4-14 Caractéristique V-P des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-F1 ...	96
Figure 4-15 Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC....	97
Figure 4-16 Caractéristique V-P des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-G2...98	

Liste des symboles

AC	Courant alternatif (Alternating current)
BL	Pont lie (Bridge Linked PV Array)
DC	Courant continu (Direct Current)
DOD	Profondeur de décharge (Depth Of Discharge)
DSP	Processeurs de traitement numérique (Digital Signal Processing)
GMPP	Point de puissance maximale globale (Global Maximum Power Point)
GPV	Générateur photovoltaïque
HC	Rayon de miel (Honey-Comb PV Array)
Hill-Climbing	Escalade, méthode pour la recherche de MPPT
LMPP	Point de puissance maximale locale (Local Maximum Power Point)
MOSFET	Transistor à effet de champ métal-oxyde-semi-conducteur
MPPT	Point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking)
NiCd	Nickel-cadmium
P	Parallèle
PV	Photovoltaïque

P&O	Perturber et observer
Pb	Plomb-acide
POA	Plan des panneaux (Plane Of the Array)
PSC	Condition d'ombrage partiel (Partial Shading Conditions)
S	Série
SONATRACH	Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures
SOS	Etat de charge (Stat Of Charge)
SP	Série parallèle
STC	Condition de test standard (Standard Test Conditions)
TCT	Total croisé (Totale-Cross-Tied PV Array)

Chapitre 1- Introduction

1.1 Problématique

L'énergie solaire est une source d'énergie propre très utilisée grâce à sa fiabilité et son coût d'exploitation et de maintenance. Cette source d'énergie repose principalement sur la conversion directe de la lumière en énergie électrique [1]. Ce domaine se montre de plus en plus indispensable presque dans tous les secteurs de l'industrie et l'utilisation par publics.

L'effet photovoltaïque a été découvert en 1838 par Alexandre Edmond Becquerel, il repose principalement sur la technologie des semi-conducteurs recevant des photons afin de libérer les électrons et créer une différence de potentiel entre les deux bornes [1]. L'énergie solaire photovoltaïque est basée sur la conversion des rayonnements lumineux en électricité.

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque est basé sur un point de puissance optimale qu'elle peut fournir sous des conditions standard. Le changement des conditions météorologiques rendent le système n'est pas capable à assurer son point de fonctionnement optimal à cause des pertes générées par les conditions d'exploitation.

L'ombrage partiel est le phénomène le plus rencontré dans la pratique, il est causé par les masques solaires tels que les nuages, les poteaux électriques, immeubles, etc. Quand une partie des panneaux PV est ombragée, ses éléments produisent moins de courant par

rappor t à ceux non ombragés. Les cellules ombragées sont polarisées en inverse par conséquent, elles sont forcées à consommer la différence du courant produit par les autres. Ce qui les mène à dissiper l'énergie sous forme de chaleur produisant l'effet « hot-spot » qui peut provoquer des dommages parfois permanents aux cellules. On peut les protéger contre ce phénomène en branchant des diodes de contournement en parallèle [2][3].

Actuellement, nombreuses études ont été menées afin de limiter l'effet de l'ombrage partiel sur la puissance de sortie d'un GPV. Pour ce faire, diverses techniques sont utilisées afin d'optimiser ces pertes, à partir de cette problématique nous exploitons les configurations pour minimiser ces pertes afin que notre système fournisse la puissance souhaitée. Parmi ces configurations, on trouve, la configuration série (S), parallèle (P), série parallèle (SP), Totale-Cross-Tied (TCT), Honey Comb (HC) et Bridge Linked (BL) [2][3].

L'ombrage partiel induit une déformation de la caractéristique tension-puissance (V-P) et favorise l'apparition de plusieurs pics de puissance locale et un seul pic global, ce qui rend la tâche difficile aux techniques de recherche du point de puissance maximale (MPPT) conventionnelle à localiser le pic global, de ce fait, il est nécessaire de limiter le nombre du pic de puissance locale.

1.2 Objectif

Afin d'optimiser le rendement de conversion d'un GPV et maintenir son point de fonctionnement dans une plage nominale, on va jouer sur les deux points essentiels.

Le choix de la configuration la plus performante obtenue après une simulation sous l'effet de différents scénarios d'ombrage, pour nous permettre d'observer la différence avec les autres et constater le gain en puissance.

Sélection de meilleures configurations qui limitent l'impact de l'ombrage partiel sur la caractéristique puissance-tension (V-P) en éliminant le maximum du nombre de pics de puissance locale ou les rapprocher au GMPP afin de faciliter la tâche à la technique MPPT conventionnelle perturber et observer (P&O) à extraire le maximum de puissance.

1.3 Méthodologie

L'analyse des pertes dans une chaîne de conversion photovoltaïque est une étape importante dans ce travail, surtout celles qui ont un impact non négligeable sur la production. Nous commençons par une analyse complète et détaillée de la plupart des pertes existantes, une modélisation mathématique et une simulation celles causées par la température et la résistance série de la cellule, afin d'illustrer leurs impacts sur la puissance produite par un panneau photovoltaïque composé de 32 cellules.

Étant donné que les pertes dues à l'ombrage partiel sont importantes et ont un impact négatif sur la production et peuvent déformer la caractéristique tension-puissance (V-P), et ce par l'apparition de plusieurs pics locaux et un pic global, ce que va compliquer la localisation du pic de puissance globale par des techniques MPPT conventionnelles, à cet effet, nous concentrons uniquement sur l'analyse de ce phénomène pour éliminer ou atténuer ces pertes et réduire le maximum de pics de puissance locale par l'utilisation des configurations ou le type de branchement des panneaux photovoltaïques entre eux.

Nous simulons un GPV composé de 24 panneaux (6x4), branchés selon les six configurations série (S), parallèle (P), série parallèle (SP), Totale-Cross-Tied (TCT), Honey Comb (HC) et Bridge Linked (BL), sous l'effet de 19 scénarios d'ombrage, pour choisir celle qui fournit la plus grande puissance dans la majorité des scénarios d'ombrage et observer la différence de performances avec une configuration classique. À partir de cette simulation, nous choisissons aussi les meilleures configurations selon les critères de sélection suivantes, celle qui présente une puissance maximale avec le minimum de pics de puissance locale pour faciliter la poursuite du point de puissance globale aux techniques MPPT conventionnelles.

Nous simulons les configurations sélectionnées avec une technique MPPT-P&O dans divers scénarios d'ombrage, notamment les plus critiques pour tester la fiabilité de cette technique MPPT avec les configurations qui ont le minimum de points de puissance locale, puis une comparaison de performances.

1.4 Structure du mémoire

Ce manuscrite est organisé de la manière suivante :

La première partie sera dédiée à l'état de l'art des pertes au niveau des différents composants du système PV et leur impact sur la production du système.

La deuxième partie s'adresse aux différentes configurations avec une étude détaillée de chacune, une simulation d'un GPV de 24 panneaux (6x4) branchés selon les six configurations (Série S, parallèle P, Série parallèle SP, Total Cross Tied TCT, Honey Comb HC, Bridge Linked BL) sous plusieurs scénarios d'ombrage afin de sélectionner la configuration qui fournit les meilleures performances et le moins de pertes.

La troisième partie sera consacrée à la simulation MPPT-P&O appliquée aux trois meilleures configurations sélectionnées dans la partie précédente.

Chapitre 2 Étude des pertes dans une chaîne de conversion photovoltaïque

2.1 Introduction

Dans une chaîne de conversion photovoltaïque, il existe de nombreuses sources de pertes énergétiques qui sont responsables de la baisse du rendement du système.

Ce chapitre sera consacré à l'étude et modélisation mathématique des pertes liées aux conditions extérieures, à titre d'exemple l'ombrage partiel, température, poussière ou salissures, etc., ou des pertes internes engendrées par les différents composants du système tel que perte au niveau de module photovoltaïque, perte dans la batterie, perte des convertisseurs DC/DC et DC/AC, etc. [4] [5].

2.2 Pertes dues à la pollution de l'air

La pollution atmosphérique générée par l'industrie influence négativement sur le rendement d'une installation photovoltaïque. Cette dernière empêche les rayonnements (irradiations) solaires incidents sur la surface des panneaux solaires, tels que les aérosols de sulfate qui ont la propriété de réfléchir les rayons solaires [6], ces pertes sont plus importantes dans les zones industrielles.

2.3 Pertes dues à une mauvaise orientation des panneaux

2.3.1 Angle d'orientation

L'angle d'orientation des panneaux photovoltaïques varie en fonction de plusieurs paramètres, tels que la localisation géographique de nos panneaux PV, les saisons et les heures de la journée. Si les panneaux sont localisés à l'hémisphère nord, on doit les orienter vers le sud pour qu'ils captent le maximum de rayonnement solaire. S'ils sont localisés à l'hémisphère sud, on doit les orienter vers le nord [1].

2.3.2 Angle d'incidence

Correspond à l'angle (β) délimité par les panneaux solaires et les rayons lumineux incidents, comme illustré sur la figure 2-1, elle a une relation directe avec le rendement des panneaux photovoltaïques comme défini par l'équation 2-1[7].

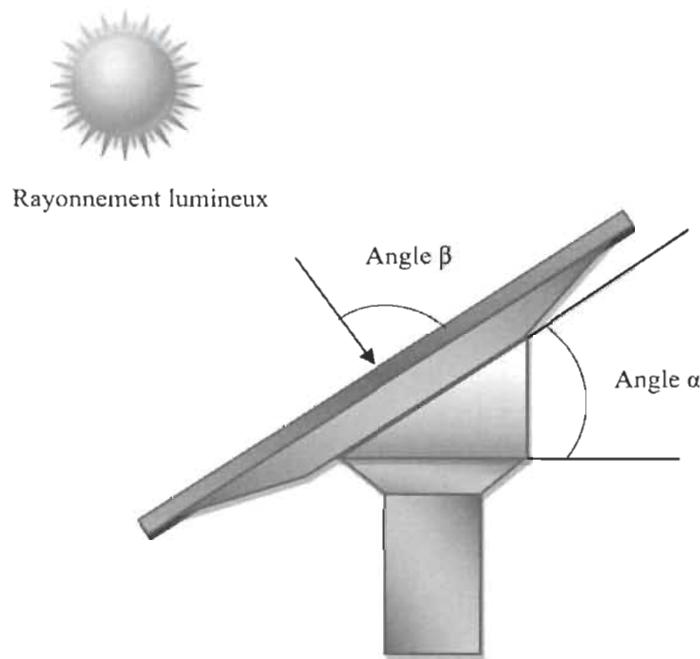


Figure 2-1 Angle d'incidence (β) et angle d'inclinaison (α) des modules PV

$$R = 100 \cdot \sin(\beta)$$

2-1

Où ;

R : Rendement [%].

β : L'angle d'incidence [$^{\circ}$].

À partir de la relation 2-1, on peut dire que le rendement est maximal si les rayonnements sont perpendiculaires (90°) à la surface des panneaux.

2.3.3 Angle d'inclinaison

Correspond à l'angle (α) délimité par le plan des panneaux solaires et le plan horizontal comme indique la figure 2-1. Généralement il varie entre 30 à 35° afin d'obtenir des rayons solaires perpendiculaires à la surface des panneaux [7].

La trajectoire du soleil change en fonction des saisons, pour cela cet angle est plus réduit en été et important en hiver. L'angle d'inclinaison des panneaux photovoltaïques par rapport à l'horizontale est donnée par la relation suivante [7] :

$$\varphi = L - \sin^{-1} \left(0.4 \sin \left(\frac{N \cdot 360}{365} \right) \right) \quad 2-2$$

Où ;

L : Latitude de lieu.

N : Nombre de jours entre l'équinoxe de printemps (21 mars de chaque année).

La totalité des rayonnements transmise par le soleil n'arrive pas complètement au sol, elle se divise en trois parties principales [8] :

Le rayonnement direct, c'est lui qui traverse l'atmosphère sans aucune modification.

$$S' = \sin(h) \cdot 1370 \cdot e^{\left[-\frac{TL}{0.9 + 9.4 \sin(h)} \right]} \quad 2-3$$

Où h est la hauteur du soleil, TL est le facteur de trouble de linke est exprimé par la relation suivante :

$$TL = 2.5 + 14.6\Phi + 0.4(1 + 2\Phi) \ln(pv)$$

Φ : Coefficient de trouble atmosphérique.

Pv : Pression partielle de vapeur d'eau [mm Hg].

Le rayonnement de diffus, c'est la partie qui traverse les particules liquides et solides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas une direction spécifique [8].

$$D' = 54.8 \sqrt{\sin(h)} \left[TL - 0.5 - \sqrt{\sin(h)} \right] \quad 2-4$$

Le rayonnement global est la somme du rayonnement direct et diffus [8].

$$G' = D' + S' \quad 2-5$$

On considère une installation photovoltaïque inclinée d'un angle (φ) par rapport à l'horizontale et orientée d'un angle (γ). L'éclairement énergétique global incident sur le plan des panneaux ou (POA) « Plane Of the Array » à l'instant (t) est la somme de trois rayonnements, la composante directe, la composante diffuse et la composante réfléchie, comme montre la relation 4-6 [8] :

$$G'(\varphi, \gamma) = S'(\varphi, \gamma) + D'(\varphi, \gamma) + R'(\varphi, \gamma) \quad 2-6$$

Chaque terme se calculant de la manière suivante [8] :

Éclairement direct :

$$S'(\varphi, \gamma) = \frac{S'}{\sin(h)} [\cos(h) \sin(\varphi) \cos(a - \gamma) + \sin(h) \cos(\varphi)] \quad 2-7$$

Éclairement diffus :

$$D'(\varphi, \gamma) = \frac{D'}{2} [1 + \cos(\varphi)] \quad 2-8$$

Éclairement réfléchi :

$$R'(\varphi, \gamma) = \frac{G'}{2} A [1 - \cos(\varphi)] \quad 2-9$$

Où ;

A : Albédo ou la fraction d'énergie réfléchie par le sol, sa valeur comprise entre 0 et 1 et.

a : Azimut.

D'après les équations ci-dessus on peut dire que, si les angles d'inclinaison (φ) et d'orientation (γ) sont optimaux, l'installation photovoltaïque peut recevoir le maximum du rayonnement global. Donc la quantité de l'énergie perdue par l'angle d'orientation et d'inclinaison quelconques est comme suite ;

$$E_P = E(\gamma \text{ optimal}, \varphi \text{ optimal}) - E(\gamma, \varphi) \quad 2-10$$

2.4 Pertes d'ombrage

Les systèmes photovoltaïques sont très sensibles à l'ombrage, celui-ci peut entraîner une perte significative de production. Ces pertes varient en fonction de la taille et l'opacité de l'obstacle, il est donc nécessaire de prendre en considération ces perturbations en terme quantitatif et qualitatif avant d'entreprendre la conception d'un système photovoltaïque.

On distingue deux types d'ombrages, à savoir :

L’ombrage uniforme diminue ou empêche totalement l’arrivée des rayons solaires sur la surface d’un champ photovoltaïque d’une manière uniforme, tandis que, l’ombrage partiel empêche l’arrivée des rayonnements solaires à la surface d’une partie du champ photovoltaïque [9]. Généralement, les cellules d’un panneau photovoltaïque sont connectées en série, la cellule la plus faible va imposer son courant sur les autres cellules et devient comme un élément résistif ; ce qu’entraîne une consommation de la puissance générée par les autres cellules [9].

2.4.1 Effet de l’ombrage sur un système photovoltaïque

Les cellules ombragées d’un système photovoltaïque se polarisent en inverse et deviennent comme un récepteur électrique (élément résistif). Par conséquent, ces cellules dissipent de l’énergie sous forme de chaleur provoquant l’effet « hot-spot » qui peut causer des dommages permanents aux cellules. Pour protéger le groupe en question contre ce phénomène, on branche des diodes de contournement (diodes by-pass) en parallèle pour chaque sous-réseau de cellule comme illustré sur le schéma ci-dessous.

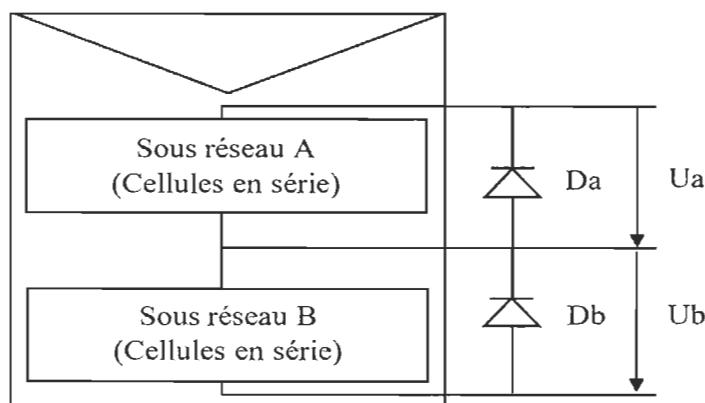


Figure 2-2 Diodes de contournement (Da et Db) associées à un sous-réseau de 18 cellules [9]

2.4.2 Pertes de production

Les cellules dans un certain module photovoltaïque sont associées généralement par groupe (sous-réseau) à une diode de contournement en parallèle [9]. Durant le fonctionnement normal (sans ombrage) la tension aux bornes de la diode de contournement est positive, dans ce cas, le sous-réseau fonctionne en mode générateur et la diode en parallèle se comporte comme un interrupteur ouvert. Lorsque le sous-réseau est sous ombrage, les cellules fonctionnent comme un récepteur (résistance) et la tension aux bornes de la diode de contournement devient négative. Dans ce cas, la diode se comporte comme un interrupteur fermé et le groupe de cellules mis hors service ne fournit plus d'énergie [9].

Certains constructeurs fabriquent des panneaux photovoltaïques de 36 cellules photovoltaïques associées en deux groupes de 18 cellules de chacun avec une diode de contournement. Lorsque seulement une cellule est à l'ombre, cette dernière court-circuite automatiquement le groupe de 18 cellules pour le mettre hors service ce qui entraîne une perte de 50% d'énergie du panneau photovoltaïque [9].

Lorsqu'une partie d'une installation photovoltaïque est ombragée, le taux de perte est donné par l'expression suivante [2] ;

$$\Delta_{PL} (\%) = \frac{PM - PMS}{PM} 100 \quad 2-11$$

PM : Puissance maximale fournie par l'installation PV aux conditions standard de test (STC) [W].

PMS : Puissance maximale fournie par l'installation photovoltaïque ombragée [W].

Les configurations ou les arrangements des modules d'une installation PV sont l'une des solutions les plus efficaces pour réduire les pertes dues par le phénomène d'ombrage partiel. Le principe repose sur des diverses interconnexions entre les modules qui sont : la configuration série (S), parallèle (P), série parallèle (SP), Total-Cross-Tied (TCT), Bridge-Linked (BL), Honey Comb (HC), c'est l'objet de notre travail de recherche. Ces configurations seront analysées avec les différents scénarios d'ombrage dans le chapitre suivant [2].

2.5 Pertes de dispersion

La dispersion « mismatch » se traduit par les différentes conditions imposées pour chaque cellule du même panneau PV, nous citons ci-après les deux catégories de dispersion [10].

2.5.1 Dispersion structurelle

La dispersion structurelle est considérée comme un défaut d'origine à l'usine, deux modules identiques de même technologie, même procédé de fabrication, même constructeur et même série de fabrication, soumises aux mêmes conditions de fonctionnement donneront des caractéristiques différentes. En effet, les constructeurs garantissent une dispersion des caractéristiques de leurs modules PV à +/-3%, ou +/-5%.

Cette dispersion apparaît lors de leurs branchements en série ou en parallèle. Ces pertes de dispersion sont structurelles, et on ne peut pas les éliminer, quelles que soient les conditions de fonctionnement. Mais sont faibles, et sont comprises entre 1% et 10% [10].

2.5.2 Dispersion fonctionnelle

La dispersion fonctionnelle sont des pertes de puissance causées par les conditions de fonctionnement différentes des cellules PV, à titre d'exemple l'ombrage partiel, ces pertes sont non négligeables, car l'ombrage d'une surface de 3% d'un panneau entraîne une perte plus de 50% de sa puissance [10], ces pertes sont en fonction du type d'interconnexion.

Le courant circulant dans un groupe de cellules PV branchées en séries est le même. Sachant que, ce courant varie en fonction de l'éclairement. Si l'une des cellules PV est ombragée, la courbe caractéristique I-V va présenter une déformation, cette dernière a deux effets sur le système. Le premier effet est la diminution de puissance, car la cellule la plus faible impose son courant sur les autres ou bien elle est contournée par la diode de contournement ce qui entraîne une perte significative de puissance. Le second effet, l'apparition de plusieurs pics qui vont désorienter la recherche du point de puissance maximal (PPM) et en restant piégé sur un point de puissance local.

La répartition non uniforme de l'irradiation sur l'installation PV a des conséquences importantes sur la puissance de sortie et sur la recherche du point de puissance maximale (PPM).

L'estimation des pertes dues par dispersion est donnée par la relation suivante [11] ;

$$ML = \sum_{i=1}^N (P_{MPPi}) - P_{MPP} \quad 2-12$$

Où :

ML : Pertes de dispersion [W].

P_{MPPi} : Puissance individuelle maximale de chaque panneau PV [W].

P MPP : Puissance maximale globale de l'installation PV [W].

N : Nombre de panneaux dans l'installation.

2.6 Pertes de salissure

Il existe une multitude d'éléments pouvant s'accumuler sur la surface d'un panneau photovoltaïque tels que : poussières, pollens, feuilles mortes, fientes d'oiseaux, sable, sels marins, particules fines, neige, etc. Ces éléments empêchent les rayonnements solaires de l'atteindre. Plusieurs facteurs favorisent le dépôt de ces éléments sur la surface d'un panneau photovoltaïque, tels que : la taille et la nature des grains, l'angle d'inclinaison, l'état de surface de verre de panneau et la zone géographique dans laquelle se trouve le système PV.

Pour optimiser le rendement d'une installation PV, il faut que l'opération de nettoyage soit systématique selon une périodicité bien déterminée, par laquelle, on peut estimer un gain moyen de rendement de 15% pour une installation nettoyée systématiquement. [12].

Il existe plusieurs techniques de nettoyage pouvant réduire les pertes dues aux éléments cités ci-dessus, à savoir ;

2.6.1 Nettoyage naturel

Cette opération est effectuée par la nature, le vent évacuera les éléments non collés sur la surface d'un panneau (feuilles mortes, grains de sable, etc.) et la pluie supprimera les autres éléments (fientes d'oiseaux, neige, etc.), mais cette technique n'est pas efficace pour supprimer les particules fines stagnées sur la surface.

2.6.2 Nettoyage mécanique

Cette opération est effectuée par un engin et des outillages spécifiques (figure 2-3A).

2.6.3 Nettoyage manuel

Cette opération est effectuée manuellement par un opérateur de nettoyage avec des outils spécifiques (figure 2-3 B).

2.7 Nettoyage robotique

Cette opération est effectuée par un robot mobile télécommandé par un opérateur de nettoyage. Ce robot est connecté directement à une source d'eau et la projette sur des brosses circulaires rotatives, cette technique est très efficace, car elle diminue le risque des travaux en hauteur, fiable et rapide notamment dans des environnements difficiles (chauds, humides et glissants) [13] (figure 2-3 C).



-A-



-B-



-C-

Figure 2-3 Différentes techniques de nettoyage d'une installation PV

L'estimation des pertes journalières engendrées par la poussière peut être exprimée par la relation 2-13 [14] ;

$$HL (\%) = \frac{HCC - HDC}{HCC} (100) \quad 2-13$$

Où :

HL : Énergie non reçue par l'installation PV [%].

HCC : Irradiation journalière mesurée pour une installation PV nettoyée [W.h.m⁻²].

HDC : Irradiation journalière mesurée pour une installation PV sale [W.h.m⁻²].

2.8 Pertes par température

La température est un paramètre important qui a un impact négatif sur le rendement d'une cellule photovoltaïque. Une cellule photovoltaïque convertit les rayonnements lumineux en énergie électrique avec un rendement compris entre 5 et 20% [16] selon sa technologie. Une grande partie des rayons est perdue sous forme de chaleur et la fraction restante des rayons est réfléchie.

Pour monter l'influence de la température sur les paramètres de sortie d'un panneau photovoltaïque composé de 36 cellules branchées en série, et en se basant sur le modèle mathématique à cinq (5) paramètres qui prend en considération une source de courant I_{ph} , une diode en parallèle avec son courant de saturation I_0 , une facture d'idéalité n , une résistance série R_s et une résistance en parallèle R_{psh} . Ce modèle sera détaillé dans le chapitre suivant. Nous exposons le panneau PV à un éclairement fixe de 1000W/m² pour des différentes valeurs de température afin d'observer l'effet de la température sur la puissance de sortie. On trace la courbe de caractéristique V-P par logiciel MATLAB Simulink.

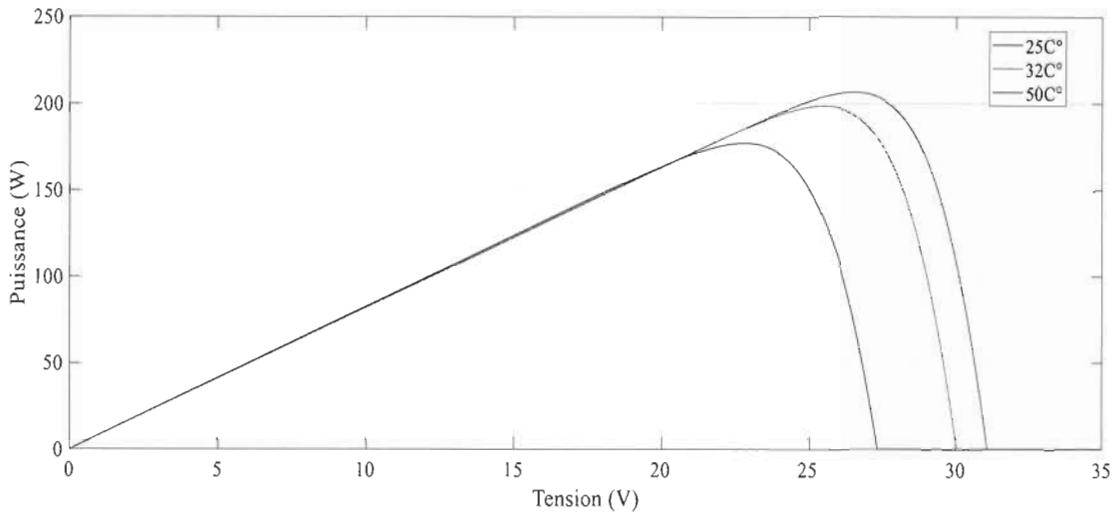


Figure 2-4 Caractéristique V-P d'un panneau PV de 36 cellules branchées en série sous l'effet de la température

Tableau 2-1 Résultats de simulation de la puissance pour différentes valeurs de température

Température [C°]	Puissance max [W]
25	206.65
32	198.47
50	177.34

Pour donner suite aux résultats obtenus, on peut dire que la puissance de sortie et la tension du panneau PV varient inversement à la température, c'est-à-dire, toute augmentation de la température de la cellule est traduite par une baisse de puissance.

2.9 Pertes par énergie excédentaire des photons

Un photon est une source d'énergie transmise par le soleil, lorsqu'il est absorbé par une cellule photovoltaïque il va transférer son énergie aux électrons périphériques. Cette énergie permet de libérer l'attraction de noyau, tout électron libre va laisser sa place (trou) qui va être occupée par l'électron voisin et le trou de l'électron voisin va être occupé aussi

par un autre électron et ainsi de suite, ce glissement des électrons susceptible de produire un courant électrique [1].

Chaque photon absorbé par une cellule photovoltaïque génère uniquement une paire électron-trou, l'énergie restante qui est supérieure à la bande interdite (gap) sera transférée en chaleur et considérée comme une puissance perdue par énergie excédentaire du photon [9]. On peut dire que les pertes dues par énergie excédentaire du photon se produisent lorsque l'énergie du photon est supérieure à l'énergie de gap du matériau. Ce phénomène influe négativement sur le rendement de conversion de la cellule photovoltaïque.

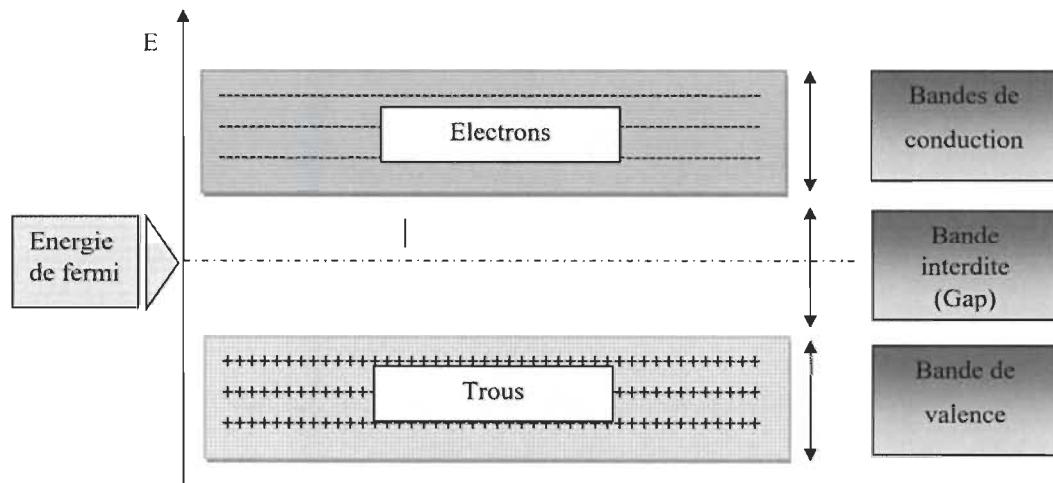


Figure 2-5 Représentation de la paire électron-trou [15]

L'énergie perdue par des photons excédentaires est donnée par la relation 2-14 [09] :

$$P_{th} = \int_0^{\lambda c} (E - Eg) N_o(\lambda) d\lambda \quad 2-14$$

P_{th} : Puissance thermique [mW.cm^{-2}]

E : Énergie de photon [ev]

Eg : Énergie de gap [ev]

N_o : Nombre de photons incidents [Photons/cm/s]

λ_c : Longueur d'onde de coupure [μm]

Le taux de perte par énergie excédentaire est donné par la relation 2-15 [09] :

$$\tau_{th} = \frac{\int_0^{\lambda_c} (E - Eg) N_o(\lambda) d\lambda}{\int_0^{\lambda_c} \frac{N_o(\lambda) hc}{\lambda} d\lambda} \quad 2-15$$

h : Constante de Planck [j.s]

c : Vitesse de la lumière [m.s^{-1}]

λ : Longueur d'onde [μm].

2.10 Pertes dues par l'absorption partielle de la lumière

Généralement, les rayons lumineux qui arrivent sur un panneau photovoltaïque peuvent être divisés en trois parties [1] :

La réflexion : renvoi des rayons lumineux (effet de miroir).

La transmission : passage au travers des rayons lumineux.

L'absorption : emmagasinement des rayons lumineux.

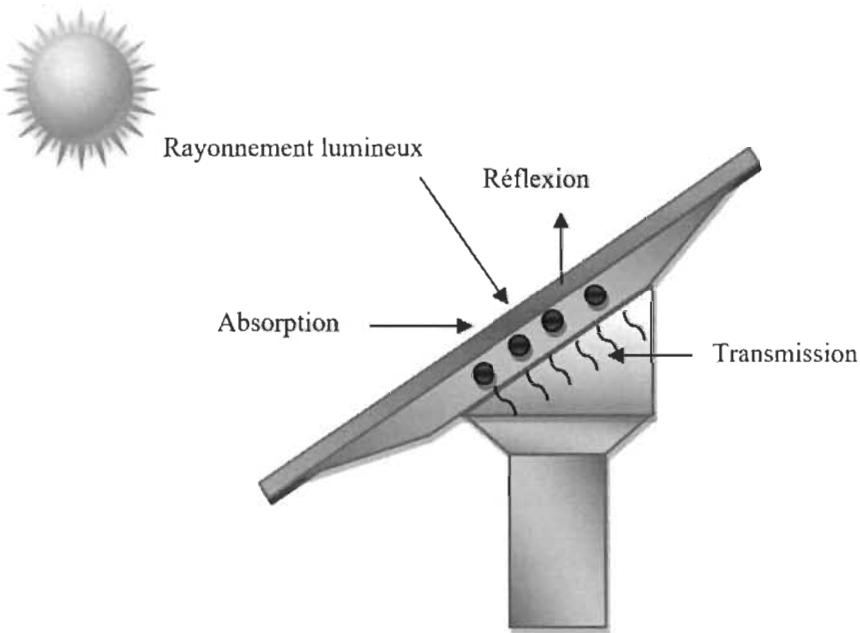


Figure 2-6 Réflexion, transmission et absorption

Quand un matériau absorbe de la lumière, l'énergie décroît d'une manière exponentielle, car la partie qui reste à absorber diminue au fur à mesure que l'on pénètre dans la matière. Si E_{inc} est l'énergie incidente, l'énergie restante à la profondeur 'd' s'écrit :

$$E = E_{inc} \cdot e^{-\alpha d} \quad 2-16$$

Les pertes dues à l'absorption partielle sont en fonction de l'épaisseur de la cellule comme montre la relation 2-17 [9] :

$$P_X = E_{inc} - E = E_{inc}(1 - e^{-\alpha d}) \quad 2-17$$

On peut déduire le taux de perte par la relation 2-18 ;

$$\tau = \frac{E_{inc}(1 - e^{-\alpha d})}{E_{inc}} = (1 - e^{-\alpha d}) \quad 2-18$$

α : Coefficient d'absorption dépend du matériau et la longueur d'onde de l'énergie incidente, il s'exprime en [cm⁻¹].

d : Épaisseur exprimée en [cm].

Tableau 2-2 Absorption optique de quelques matériaux (à la longueur d'onde $\lambda=0.59\mu\text{m}$) [1]

Matériaux	α [cm ⁻¹]
Silicium cristallin	4.5×10^3
Silicium amorphe	2.4×10^4
Arséniure Gallium	5.4×10^4

Suite à l'exploitation de l'équation relative aux pertes dues à l'épaisseur (2-11), on constate que les pertes varient proportionnellement avec l'épaisseur de la cellule photovoltaïque.

2.11 Pertes ohmiques

À cause de l'imperfection de la matière semi-conducteur, donc il est impossible de construire une cellule photovoltaïque idéale, car certains éléments peuvent créer une chute ohmique tels que les contacts métalliques en amont et en aval de la cellule photovoltaïque ainsi que la résistivité propre de la cellule, la résistance série augmente aussi sous l'effet des points de soudure. Les pertes résistives augmentent proportionnellement à l'intensité lumineuse reçue par la cellule photovoltaïque [9][16].

2.11.1 Pertes de puissance due à la résistance série

La puissance perdue par la résistance série est donnée par la relation suivante ;[17]

$$P_{rs} = I^2 m \cdot R_S \quad 2-19$$

Donc la puissance maximale générée par la cellule photovoltaïque devient [17] :

$$P'_m = V_m \cdot I_m - I^2 m \cdot R_s = V_m \cdot I_m \left(1 - \frac{I_m}{V_m} R_s \right) \quad 2-20$$

$$P'_m = P_m \left(1 - \frac{I_m}{V_m} R_s \right) \quad 2-21$$

$$P_{rs} = P_m - P'_m = P_m - P_m \left(1 - \frac{I_{cc}}{V_{co}} R_s \right) = P_m \left(\frac{I_m}{V_m} \right) R_s \quad 2-22$$

Le taux de perte est donné par la relation 2-23 [17] :

$$\tau_{rs} = \frac{P_{rs}}{P_S} = \left(\frac{I_{cc}}{V_{co}} R_s \right) \quad 2-23$$

Où ;

I_m : Courant maximal

V_m : Tension maximale

La puissance perdue par la résistance série augmente avec le regroupement en série des cellules photovoltaïques et diminue avec le regroupement en parallèle. Le rendement de la cellule photovoltaïque augmente quand R_s diminue.

Afin d'illustrer l'influence de la résistance série (R_s) sur la puissance maximale d'un panneau photovoltaïque composé de 36 cellules branchées en série. Nous basons toujours sur le modèle mathématique à cinq (5) paramètres. On met le panneau à un éclairement de $1000W/m^2$ et une température de $25^\circ C$ avec différentes valeurs de R_s . Pour montrer son effet sur la puissance de sortie, on trace la courbe de caractéristique V-P par logiciel MATLAB Simulink.

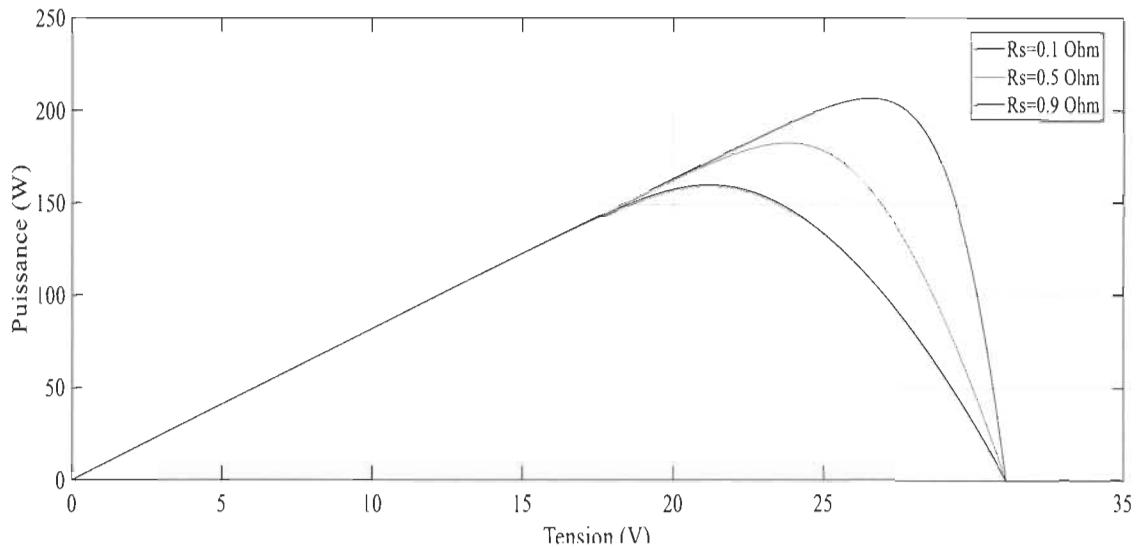


Figure 2-7 Caractéristique V-P d'un panneau PV de 36 cellules branchées en série sous l'effet de la résistance série

Tableau 2-3 Résultats de simulation de la puissance pour différentes valeurs de R_s

Résistance série [Ohm]	Puissance max [W]
0.1	206.65
0.5	182.85
0.9	159.75

Selon les résultats obtenus, on constate que la puissance de sortie du panneau PV varie inversement à la résistance série de la cellule, c'est-à-dire, toute augmentation de la résistance de la cellule traduite par une baisse de puissance.

2.11.2 Pertes dans le câblage

Le câble électrique est un élément essentiel dans la chaîne de conversion PV. Pour assurer la connexion entre les différents sous-systèmes, chacun possède sa propre résistance exprimée en ohm (Ω). Cette résistance est responsable à des pertes par effets de joule comme indique la relation 2-24 ;

$$\Delta U = R \cdot I$$

2-24

En régime alternatif, on utilise la valeur efficace de l'intensité du courant.

$$P = R \cdot I^2 \quad 2-25$$

$$R = \frac{2 \cdot \rho L}{S} \quad 2-26$$

Avec ΔU et P sont la chute de tension et les pertes par effet de Joule respectivement.

I : L'intensité du courant circulant dans le câble [A].

R : Résistance du câble [Ω].

ρ : Résistivité du câble [$\Omega \cdot m$].

L : Longueur du câble [m].

S : Section du câble [m^2].

Selon les textes réglementaires, dans une installation PV les chutes de tension varient entre 1% et 3%. Il faut prendre en considération aussi les chutes de tension produites par les connecteurs entre modules, les sectionneurs et les interrupteurs, etc. [18].

2.11.3 Pertes au niveau de convertisseur (DC/DC)

Le convertisseur ou hacheur est un adaptateur inséré entre l'installation PV et la charge dans le but d'assurer un meilleur transfert d'énergie, il contribue à l'amélioration du rendement en puissance de manière significative. Cependant, il présente des pertes de puissance lors de son fonctionnement en temps réel pour la poursuite du point de puissance maximale (MPP). Ces pertes sont engendrées par les composants électroniques, tels que les diodes, les transistors, MOSFET, etc. Dans cette partie, nous analysons

uniquement les pertes par conduction de la diode ainsi que les pertes par conduction et commutation du MOSFET. À noter que la conduction du hacheur est en fonction du rapport cyclique (D). Sachant que durant l'intervalle [0 et D.T], le MOSFET est à l'état passant, tandis que, la diode à l'état bloqué durant l'intervalle [D.T-T].

2.11.4 Pertes engendrées par la conduction de la diode

La diode est un composant principal non commandable très utilisé dans les convertisseurs, cependant, il présente une résistance interne (R_d) à l'état passante [19].

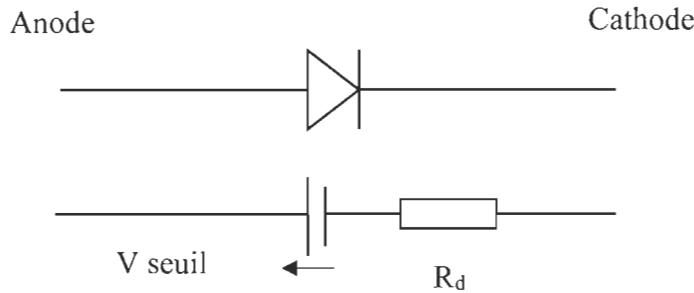


Figure 2-8 Schéma équivalent d'une diode [19]

$$P_{Diode} = V_D \cdot I_D + R_d \cdot I_{D,RMS}^2 \quad 2-27$$

$$I_D = (1 - D)I_L \quad 2-28$$

$$I_{D,RMS} = \sqrt{(1 - D)} I_{L,RMS} \quad 2-29$$

Si on remplace les équations 2-28 et 2-29 dans l'équation 2-27 on obtient les pertes de conduction par la diode :

$$P_{Diode} = (1 - D) \cdot (V_D \cdot I_L + R_d \cdot I_{D,RMS}^2) \quad 2-30$$

V_D : Tension de seuil à dépasser pour que la diode entre en conduction [V]

I_D : Valeur moyenne du courant de la diode [A].

R_d : Résistance interne de la diode [Ω].

$I_{D,RMS}^2$: Valeur efficace du courant de la diode [A].

I_L : Valeur moyenne du courant qui circule dans l'inductance [A].

I_{LRMS} : Valeur efficace du courant qui circule dans l'inductance [A].

D : Rapport cyclique varie entre 0 et 1.

2.11.5 Pertes engendrées par le MOSFET

Le MOSFET est une abréviation du terme anglais "METAL OXIDE SEMICONDUCTOR FIELD EFFECT TRANSISTOR", est un transistor utilisé en électronique de puissance pour alimenter des charges en commutation. Il joue le rôle d'un interrupteur électrique dont le blocage ou l'amorçage est commandé par une tension [20]. Il est très recommandé dans le domaine des faibles et moyennes puissances, son inconvénient est qu'à l'état passant il se comporte comme une résistance (R_d). Cette résistance est responsable des pertes en conduction. Le MOSFET peut aussi présenter des pertes de commutation qui sont proportionnelles à la fréquence de commutation, à noter que le MOSFET fournit des meilleures performances en termes de vitesse de commutation qu'un IGBT [21].

2.11.6 Pertes par conduction dans le MOSFET

Dans le cas des MOSFET la tension de seuil est nulle, ainsi, les pertes par conduction sont calculables à partir de l'équation suivante [19].

$$P_T = V_T I_T + R_T \cdot I_{TRMS}^2 \quad 2-31$$

$$I_T = D I_L \quad 2-32$$

$$I_{T,RMS} = \sqrt{D} \cdot I_{L,RMS} \quad 2-33$$

Si on remplace les équations 2-32 et 2-33 dans l'équation 2-33 on obtient l'équation des pertes suivante ;

$$P_T = D(V_T \cdot I_L + R_T \cdot I_{L,RMS}^2) \quad 2-34$$

V_T : Tension de l'interrupteur à l'état de conduction [V].

I_T : Valeur moyenne du courant circulant dans le transistor [A].

R_T : Résistance interne du transistor à l'état de conduction [Ω].

$I_{T,RMS}^2$: Valeur efficace du courant circulant dans le transistor [A].

I_L : Valeur moyenne du courant dans l'inductance [A].

$I_{L,RMS}$: Valeur efficace du courant circulant dans l'inductance [A].

D : Rapport cyclique varie entre 0 et 1.

2.11.7 Pertes par commutation dans le MOSFET

Les pertes par commutation ou les pertes dynamiques sont produites par le MOSFET lors de changement d'état de l'interrupteur, c'est-à-dire de l'état passant à l'état bloqué et vice versa. Ces pertes sont proportionnelles à la fréquence de découpage comme indiqué par la relation classique 2-35 [19].

$$PS_W = \frac{1}{2} V_M \cdot I_L \cdot F_S \cdot (T_r + T_F) \quad 2-35$$

V_M : Tension maximale commutée [V].

I_L : Valeur moyenne du courant circulant dans l'inductance [A].

F_s : Fréquence de découpage [Hz].

T_r et T_f : Temps de commutation [s].

2.12 Pertes engendrées par l'onduleur (convertisseur DC/AC)

Un onduleur est un convertisseur statique qui permet d'alimenter une charge en courant alternatif à partir d'une source de courant continu, c'est-à-dire, est un convertisseur continu alternatif [22].

Le rendement est un facteur essentiel pour la détermination et la sélection d'un onduleur afin de minimiser les pertes dans la chaîne de conversion photovoltaïque. Ce dernier correspond à la puissance de sortie demandée par la charge sur la puissance d'entrée venant des panneaux photovoltaïques. La fiabilité des onduleurs modernes est assurée par l'architecture 2N (redondance), chacun des deux (1N) est capable de travailler en pleine charge en cas de défaillance de son homologue. Ils présentent un meilleur rendement grâce à la commande DSP ou les processeurs de traitement numérique « Digital Signal Processor ». Cette commande a contribué de manière importante sur l'efficacité de la commutation adaptative intelligente où les commutateurs haute fréquence principaux peuvent maintenir la précision de la tension de sortie. Les commandes DSP exigent moins de puissance par rapport à la génération précédente, ce qui permet une réduction substantielle des pertes sans charge. Il existe trois grandes pertes dans un onduleur, à savoir [23] :

2.12.1 Pertes sans charge

Lorsqu'un onduleur travaille à vide (sans charge), il reçoit toute la puissance fournie par les panneaux photovoltaïques où les pertes sont indépendantes à la charge et sont

attribuées à l'alimentation de leurs composants internes tels que, les transformateurs, les commutateurs (transistors), les condensateurs, la carte de commande et la carte de communication [23].

2.12.2 Pertes proportionnelles

Lorsqu'un onduleur fonctionne à une certaine charge, à un instant (t) la charge augmente donc une grande quantité de puissance doit être traitée par l'ensemble des composants dans la trajectoire d'alimentation par exemple, les pertes de résistance des condensateurs, les pertes de commutation des transistors et les pertes de conduction des diodes [23].

2.12.3 Pertes quadratiques

Lorsque la charge appliquée à l'onduleur augmente progressivement, le courant électrique passant par ses composants augmente aussi, donc on peut dire que les pertes sont proportionnelles au carré du courant. Notons que ces pertes sont dissipées sous forme de chaleur.

Les pertes quadratiques deviennent significatives (1-4%) aux charges les plus élevées des onduleurs [23].

2.13 Pertes dans les batteries

Le stockage de l'énergie produite par les systèmes photovoltaïques autonomes est assuré généralement par des batteries (accumulateurs chimiques), éléments par lesquels on peut stocker l'énergie sous forme chimique, puis sera resituée sous forme électrique dans le besoin. Le succès d'un système autonome est conditionné par la maîtrise de la technologie des batteries. Dans les systèmes photovoltaïques, le stockage de l'énergie

représente environ 13 à 15% des investissements initiaux sur une durée d'exploitation de vingt ans. Généralement les batteries de type plomb-acide (Pb) sont les plus utilisées dans les systèmes photovoltaïques autonomes, en raison de leur coût qui est relativement faible, large disponibilité et meilleur rendement. La durée de vie de ce type des batteries est un peu limitée, tandis que les, batteries Cadmium-Nickel (NiCd) sont rarement utilisées, car leur prix est très élevé et elles contiennent une matière toxique (Cadmium) [1]. La durée de vie d'une batterie est liée aux conditions d'utilisation et dépend essentiellement du nombre de cycles de charge et décharge, dans ce cas, le régulateur de charge joue un rôle important pour contrôler et surveiller le seuil de charge (SOC) et la profondeur de décharge (DOD). Par ailleurs, sa dégradation due aux phénomènes majeurs ci-après conduisant à la diminution progressive des performances.

2.13.1 Pertes par stratification

Ce phénomène chimique se produit dans les batteries plomb-acide (Pb), ce type de batteries contient un mélange d'eau et d'acide de concentration variable, la densité de l'eau est différente de celle de l'acide. Lorsqu'une batterie reste stationnaire c'est-à-dire ni charge ni décharge, la différence de densité du mélange peut séparer les deux liquides, l'eau monte sur le dessus. Tandis que, l'acide plus lourd coule au fond. Pour éviter ce phénomène, il est impératif de charger la batterie au moins une fois par mois durant les périodes d'inutilisation afin de mélanger l'eau et l'électrolyte [24].

2.13.2 Pertes par sulfatation

Pendant l'opération de décharge de la batterie, les cristaux de sulfate de plomb se forment sur les plaques (positive et négative) de la batterie. Lorsque la batterie subit une décharge profonde, la concentration d'acide sulfurique de l'électrolyte s'affaiblit, causant

ainsi le sulfate de plomb à se cristalliser sur les plaques au lieu de demeurer en solution dans l'électrolyte, ce qui influe sur l'efficacité de recharge de la batterie [25].

2.13.3 Pertes par corrosion

L'opération de la recharge d'une batterie provoque l'évaporation de l'électrolyte et génère des gouttelettes d'acide qui se déposent sur le sommet de la batterie, les bornes et les cosses. Ce dépôt induit la corrosion des bornes, ce qui entraîne une mauvaise connexion entre les bornes, puis une augmentation de la résistance électrique, des risques d'échauffement des câbles de liaison. Pour éviter la corrosion, on doit pratiquer une couche de graisse anticorrosion ou des huiles conductrices avant les connexions des bornes [26].

2.13.4 Modèle électrique d'une batterie

2.13.5 Tension d'une batterie

Le modèle électrique suivant d'une batterie plomb-acide (Pb), montre la relation entre la tension, courant, et l'état de charge [27].

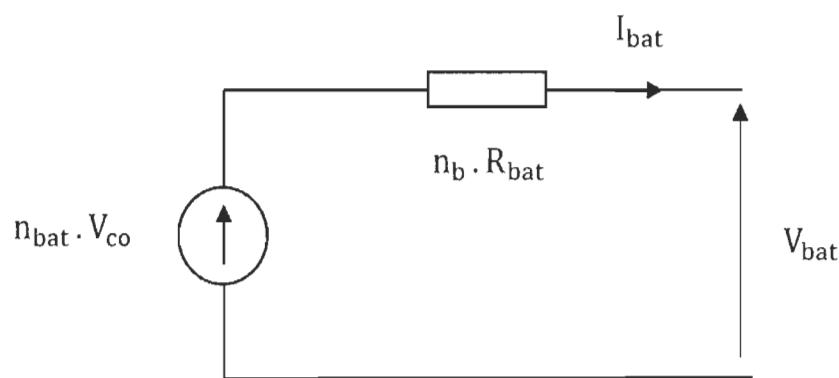


Figure 2-9 Schéma électrique pour n batteries en série [26]

Pour n batteries en série, on peut décrire l'équation suivante [27] ;

$$V_{bat}(t) = n_b \cdot V_{co}(t) + n_b \cdot I_{bat}(t) \cdot R_b(t) \quad 2-36$$

Où ;

$V_{bat}(t)$: Tension aux bornes de la batterie à l'instant 't'[V].

$I_{bat}(t)$: Courant de la batterie à l'instant 't'[A].

$R_b(t)$: Résistance interne de la batterie à l'instant 't'[\Omega].

Notons que la tension de circuit ouvert est donnée par un logarithme de la fonction de l'état de charge comme indiqué ci-dessous [27].

$$V_{co}(t) = V_F + b \cdot \log[SOC(t)] \quad 2-37$$

Où ;

V_F : Force électromotrice de la batterie [V].

b : Constant empirique.

À partir de l'équation 2-37, on peut conclure que la tension de circuit ouvert d'une batterie varie en fonction de l'état de charge (SOC).

2.13.6 Résistance interne d'une batterie $R_b(t)$

Dans une batterie de type plomb-acide (Pb), sa résistance interne $R_b(t)$ est causée par les plaques et les électrodes de la batterie, de sa matière active et de l'électrolyte. Elle varie en fonction de deux résistances, à savoir, la résistance de l'électrolyte et la résistance de l'électrode comme indiquent les relations suivantes [27] ;

$$R_b(t) = R_{électrolyte} + R_{électrode} \quad 2-38$$

$R_{\text{électrolyte}}$ et $R_{\text{électrode}}$, sont en fonction de l'état de charge comme montré par les relations suivantes ;

$$R_{\text{électrolyte}} = [r_3 - r_4 \cdot SOC(t)] \quad 2-39$$

$$R_{\text{électrode}} = \frac{1}{[r_1 + r_2 \cdot SOC(t)]} \quad 2-40$$

La puissance perdue d'une batterie de type plomb-acide (Pb) est ;

$$P_{\text{perdue}} = I^2_{\text{bat}}(t) \cdot R_b(t) \quad 2-41$$

Le courant $I^2_{\text{bat}}(t)$ est positif lorsque la batterie est chargée et négatif lorsque la batterie est déchargée, mais cette puissance est toujours perdue, quel que soit l'état de batterie.

Les valeurs r_1 , r_2 , r_3 et r_4 indiquées dans le tableau suivant sont des constantes empiriques données par le fabricant pour certains types de batteries Plomb-Acide. Nous remarquons que ces constantes ont des valeurs et de signes différents correspondants à chaque mode de charge et de décharge. Si on remplace ces constantes empiriques dans les deux modes (charge et décharge) dans les équations 2-39 et 2-40, on trouve deux résistances différentes.

Tableau 2-4 Caractéristiques d'une batterie Plomb-Acide [27]

Paramètres	Mode de charge	Mode de décharge
V_F	13.250V	12.662V
b	0.810	0.724
r_1	0.062 $[\Omega]$	0.055 $[\Omega]$
r_2	0.046 $[\Omega]$	- 0.010 $[\Omega]$
r_3	95.638 $[\Omega]^{-1}$	4.270 $[\Omega]^{-1}$
r_4	52.671 $[\Omega]^{-1}$	-100.730 $[\Omega]^{-1}$

2.14 Conclusion

Dans le présent chapitre, nous avons résumé les différentes sources de pertes de chaque composant de la chaîne de conversion photovoltaïque, ainsi qu'une analyse quantitative (évaluation) et qualitative (source) des pertes qui nous a permis de connaître leurs effets et leurs criticités sur le rendement de conversion. Par ailleurs, nous avons constaté que l'ombrage est l'un des phénomènes critiques ayant un impact sur les performances du système et sur la durée de vie des panneaux photovoltaïques, par conséquent, le chapitre suivant sera consacré aux différents cas d'ombrage qui peuvent survenir sur un GPV ainsi que sa configuration afin de remédier l'effet de l'ombrage partiel sur le rendement de conversion.

Chapitre 3 -Étude des configurations sous l'effet de différents scénarios d'ombrage

3.1 Introduction

La puissance électrique produite par une installation photovoltaïque peut être diminuée par rapport aux conditions optimales de production sous l'effet de changement des conditions météorologiques, à titre d'exemple l'ombrage et la température.

L'ombrage partiel est l'un des phénomènes les plus rencontrés dans la pratique. Il génère des pertes de dispersion qui influencent fortement sur la puissance maximale de sortie. Ce phénomène peut être engendré par une montagne, un nuage, un arbre, un bâtiment, etc. La présence de l'ombrage provoque un masque qui empêche partiellement ou totalement le rayonnement solaire. Les cellules ombragées ne sont pas capables de produire la puissance souhaitée. Elles vont obliger les cellules voisines à opérer dans la région de tension négative et dissipent la puissance sous forme de chaleur ou l'effet de joule « hot-spot » qui favorise l'endommagement du panneau photovoltaïque. Pour protéger les cellules polarisées en inverse, on installe des diodes de contournement. Plusieurs recherches ont été menées pour maximiser la puissance produite par un GPV, et ce par l'implantation des techniques MPPT afin d'extraire la puissance maximale ainsi que l'utilisation des différentes configurations. Parmi ces configurations, qui seront étudiées en détail dans ce chapitre, la configuration série (S), parallèle (P), série parallèle (SP), Totale-Cross-Tied (TCT), Honey Comb (HC) et Bridge Linked (BL) [2] [3].

3.2 Effet de l'ombrage partiel sur un panneau photovoltaïque

3.2.1 Modélisation mathématique d'une cellule photovoltaïque

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles électriques pour représenter une cellule photovoltaïque. Pour notre cas, nous utilisons le modèle à cinq (5) paramètres qui est le plus utilisé pour tracer les courbes V-I et V-P. Ce modèle prend en compte une source de courant I_{ph} , une diode ayant le courant de saturation I_0 et un facteur d'idéalité n , une résistance série R_s et une résistance parallèle R_{sh} , comme indiqué dans la figure suivante [28][29].

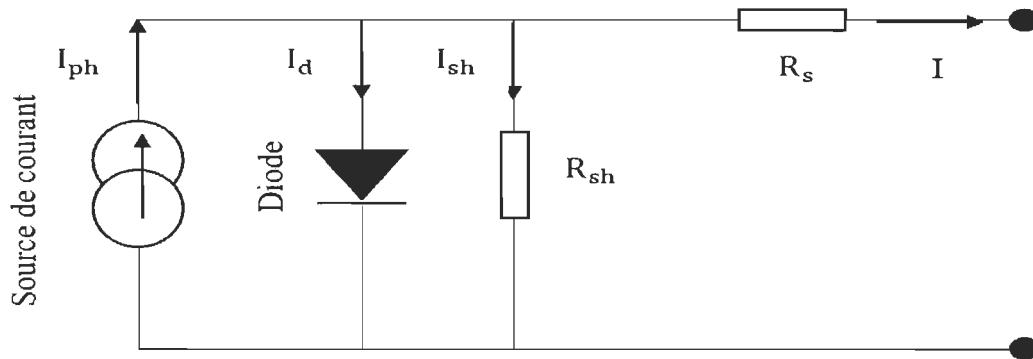


Figure 3-1 Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque à 5 paramètres [29]

Le courant de sortie de la cellule est donné par la relation 3-1 [29] ;

$$I = I_{ph} - I_d - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad 3-1$$

$$I_d = I_s \left(\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{\gamma kT}\right) - 1 \right) \quad 3-2$$

Où :

I : Courant à la sortie de la cellule[A].

I_{ph} : Photocourant [A].

I_S : Courant de saturation de la diode [A].

V : Tension aux bornes de la cellule[V].

q : Charge de l'électron égal à 1.602×10^{-19} [C].

T : Température absolue [K°].

K : Constante de Boltzmann égale à 1.38×10^{-23} [J/K]

γ : Facteur de qualité de la diode.

Pour établir le modèle mathématique de la cellule, il faut cinq (05) paramètres, à savoir
[4]

a. Photocourant (I_{Ph})

$$I_{ph} = [I_{sc} + K_i(T - 298)] * \frac{I_r}{1000} \quad 3-3$$

I_{sc} : Courant de court-circuit.

K_i : Facteur température de la cellule.

T : Température opérationnelle de la cellule en K° .

I_r : Éclairement de la cellule W/m^2 .

b. Courant de saturation inverse (I_{rs})

$$I_{rs} = \frac{IsC}{e^{\left(\frac{q.Voc}{n.Ns.K.T}\right)} - 1} \quad 3-4$$

q : Charge de l'électron égale à 1.602×10^{-19} C.

Voc : Tension aux bornes de la cellule (circuit ouvert).

N_s : Nombre des cellules connectées en série.

n : Facture d'idéalité de la diode.

K : Constante de Boltzmann 1.38×10^{-23} [J/k].

c. Courant de saturation (I_0)

$$I_0 = I_{rs} * \left[\frac{T}{T_r} \right]^3 * e^{\frac{q.E_g \cdot \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right)}{n.k.}} \quad 3-5$$

T_r : Température STC.

T : Température opérationnelle de la cellule.

E_g : Gap d'énergie du semi-conducteur égale à 1.1eV.

d. Courant de résistance de Shunt (I_{sh})

$$I_{sh} = \frac{V. + I.R_s}{R_{sh}} \quad 3-6$$

R_{sh} : Résistance parallèle.

R_s : Résistance série.

e. Courant de sortie (I)

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V+I.R_s}{n.K.T.N_s} \right) q} - 1 \right] - I_{sh} \quad 3-7$$

3.3 Simulation du modèle mathématique

Afin d'observer l'effet de l'ombrage partiel sur les caractéristiques V-I et V-P d'un panneau photovoltaïque de 36 cellules, on utilise trois sous-systèmes, chacun se compose de 12 cellules en série et reçoit une irradiation différente. Nous mettons les premières 12 cellules à une irradiation de $800 \text{ [W/m}^2]$, tandis que les deuxièmes et les troisièmes reçoivent respectivement à une irradiation de $600 \text{ [W/m}^2]$ et $300 \text{ [W/m}^2]$ comme montre la figure ci-dessous [2].

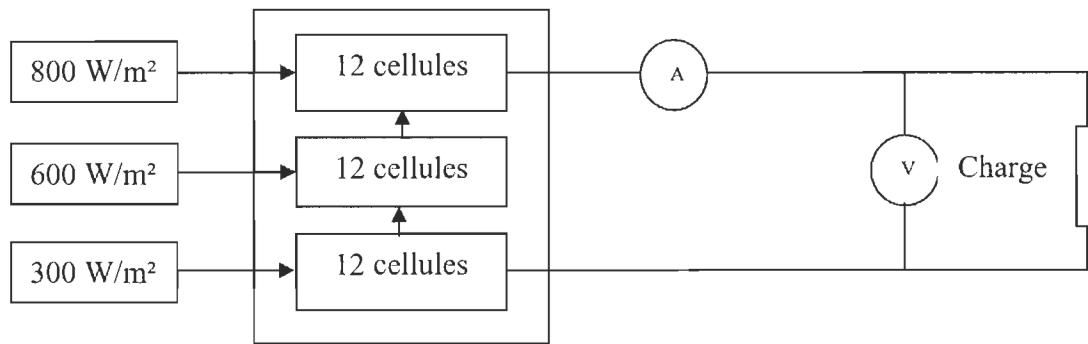


Figure 3-2 Schéma de principe de simulation d'un scénario d'ombrage partiel

Les figures suivantes V-P et V-I représentent les résultats de simulation.

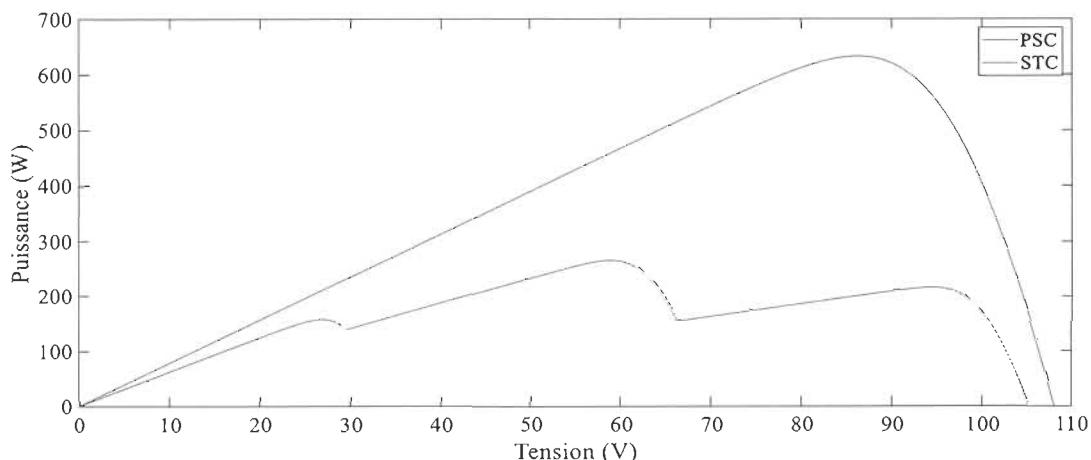


Figure 3-3 Caractéristique V-P, scénario d'ombrage partiel

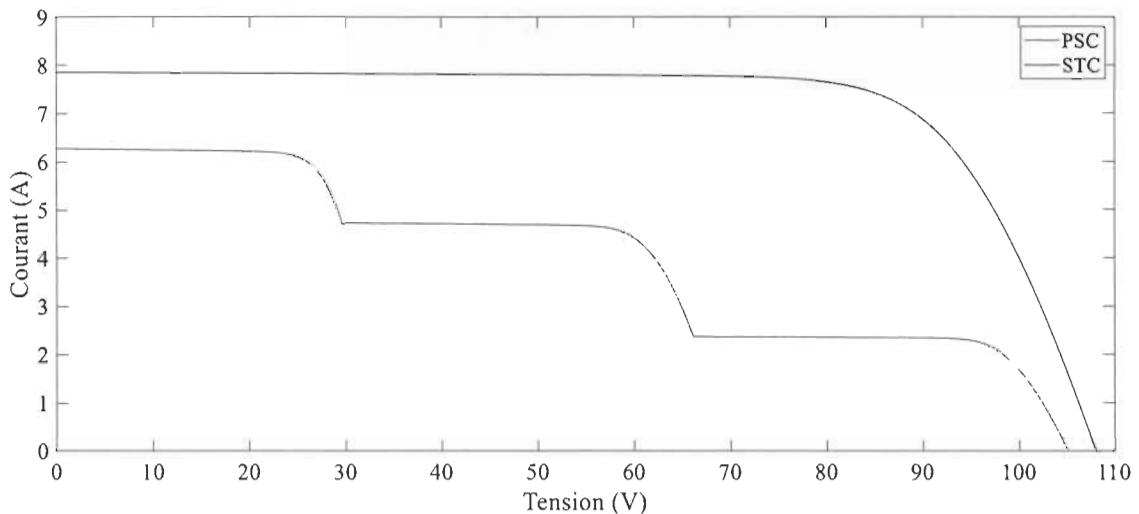


Figure 3-4 Caractéristique V-I, scénario d'ombrage partiel

Nous remarquons que la caractéristique V-P du panneau présente un seul point de puissance aux conditions STC, tandis que, dans les conditions d'ombrage partiel présente deux points de puissance locaux (LMPP) et un point de puissance global (GMPP). On remarque aussi que la puissance de sortie sous les conditions STC est beaucoup plus grande que celle sous ombrage partiel.

On constate que l'ombrage partiel influe considérablement sur la puissance maximale de sortie du panneau.

3.4 Configurations des panneaux photovoltaïques

Les figures ci-dessous représentent les différentes configurations. Les panneaux photovoltaïques sont installés sous forme d'une matrice et symbolisés par des carrés et sont installés sous forme d'une matrice de n ligne et m colonne pour faciliter l'identification de sa position.

3.4.1 Configuration Série (S)

La figure suivante (3-5. A), représente la configuration série. La tension de sortie de cette configuration est la somme des tensions de chaque panneau, cependant, le courant de sortie est égal au courant d'un seul panneau. La configuration série présente une tension élevée et faible courant.

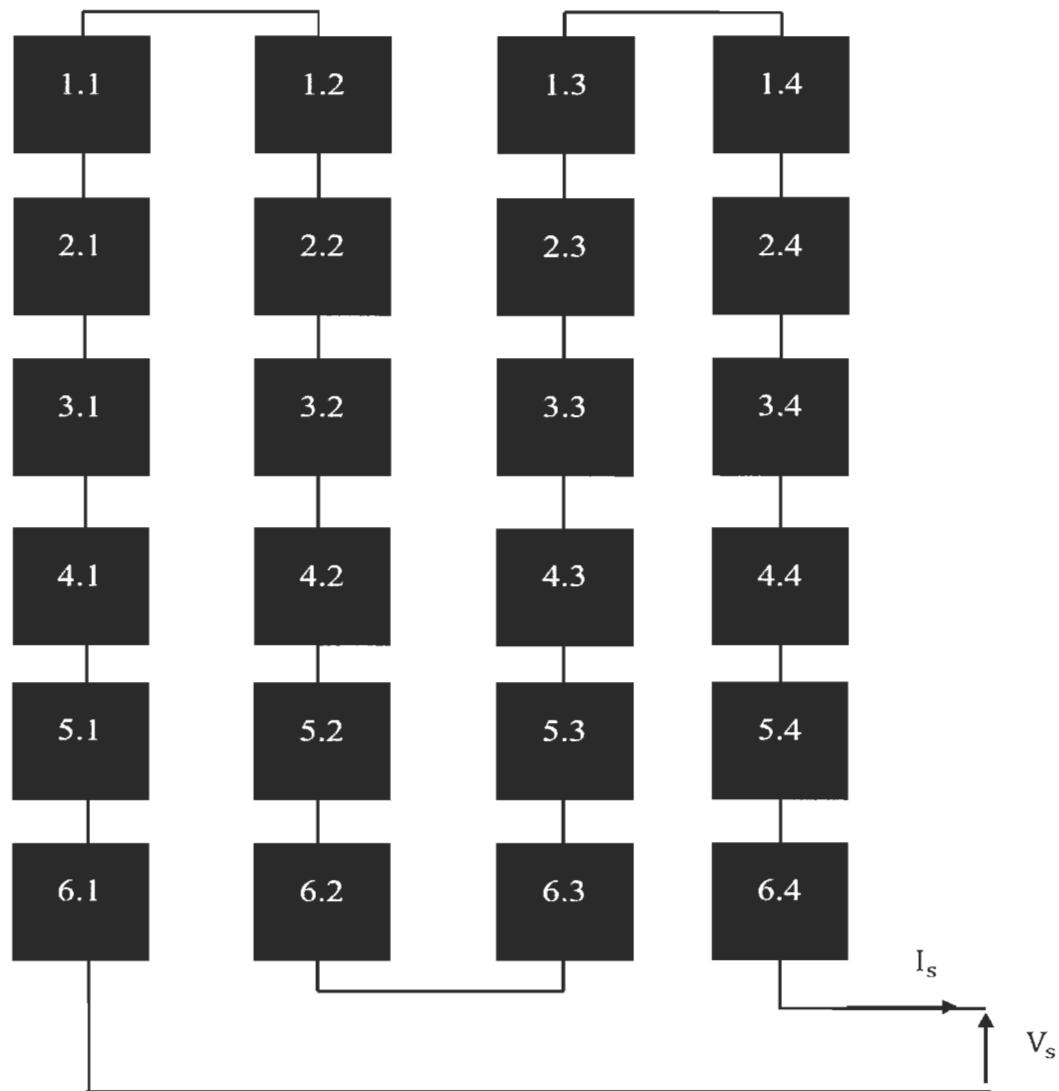


Figure 3-5 A. Configuration série

Nous utilisons la loi de Kirchhoff pour décrire les relations du courant et de tension de sortie, à savoir ;

$$I_s = I_1 = I_2 = I_3 = I_4 = I_5 \dots = I_{24} \quad 3-8$$

$$V_s = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 + \dots = \sum_{K=1}^{K=24} V_K \quad 3-9$$

3.4.2 Configuration parallèle (P)

La figure suivante (3-6. B), représente la configuration parallèle. La tension de sortie de cette configuration est égale à la tension d'un panneau, cependant, le courant de sortie est la somme des courants des panneaux. La configuration parallèle présente une faible tension et un courant élevé.

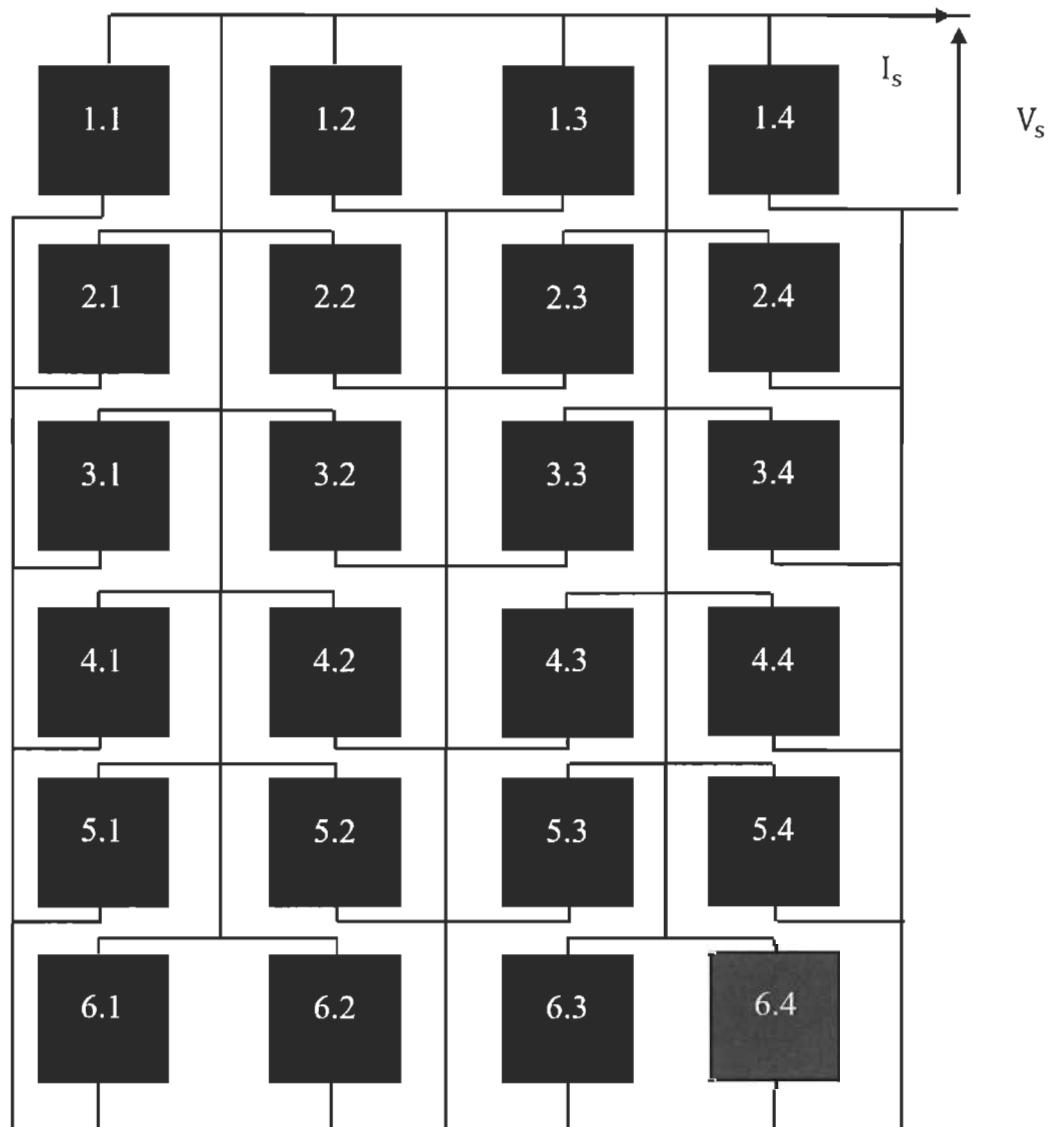


Figure 3-6 B. Configuration parallèle

Les relations du courant et de tension de sortie sont données par les équations suivantes ;

$$I_s = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5 \dots + I_{24} = \sum_{K=1}^{K=24} I_K \quad 3-10$$

$$V_s = V_1 = V_2 = V_3 = V_4 = V_5 = \dots = V_{24} \quad 3-11$$

3.4.3 Configuration série parallèle (S-P)

La figure suivante (3-7.C), représente la configuration série parallèle (04 strings x06 lignes). La tension de sortie de cette configuration est égale à la somme des tensions des panneaux d'un string, le courant de sortie est la somme des courants passant dans un string.

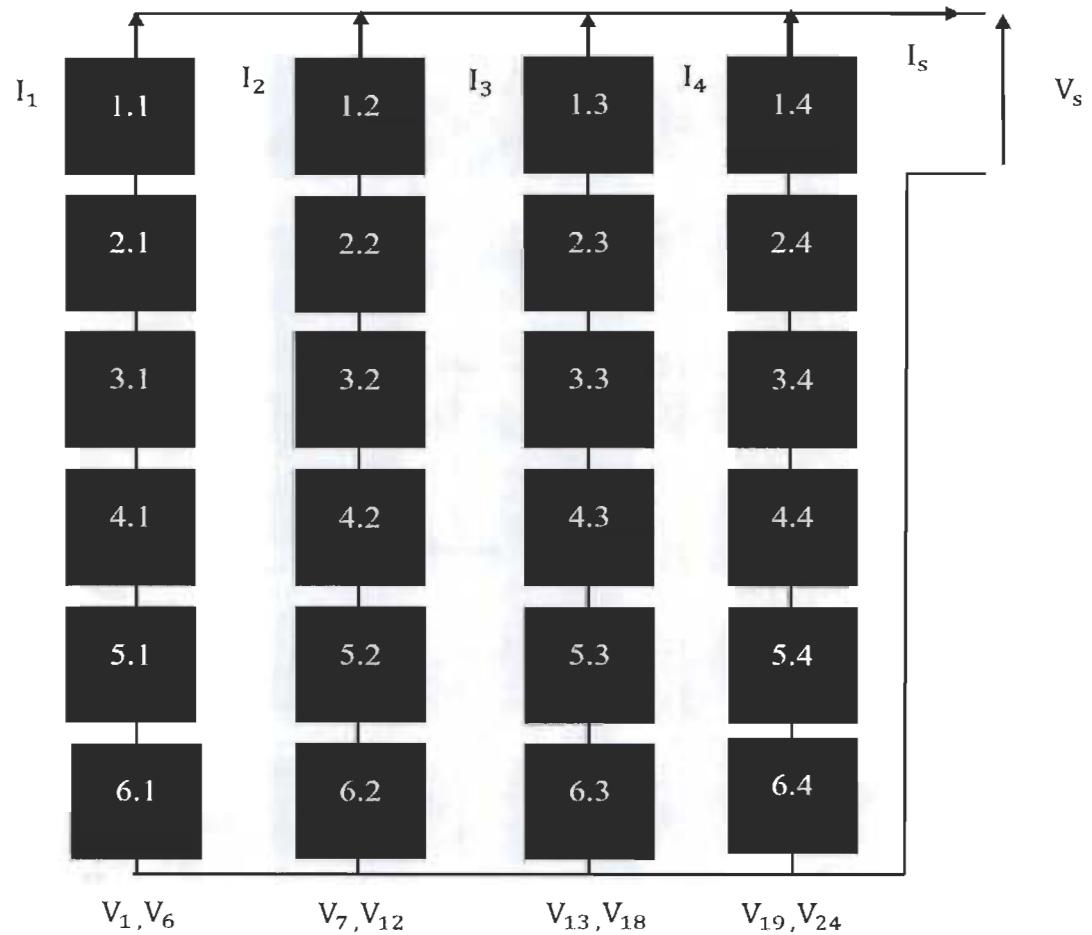


Figure 3-7 C. Configuration série-parallèle

Nous utilisons la loi de Kirchhoff pour décrire les relations du courant et de tension de sortie, à savoir [30][31] ;

$$I_s = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 \quad 3-12$$

$$V_s = \sum_{K=1}^{K=6} V_K = \sum_{K=7}^{K=12} V_K = \sum_{K=13}^{K=18} V_K = \sum_{K=19}^{K=24} V_K \quad 3-13$$

Où :

K : Indice du panneau.

String 1 pour $1 \leq K \leq 6$

String 2 pour $7 \leq K \leq 12$

String 3 pour $13 \leq K \leq 18$

String 4 pour $19 \leq K \leq 24$

$$V_s = V_{String\ 1} = V_{String\ 2} = V_{String\ 3} = V_{String\ 4} \quad 3-14$$

3.4.4 Configuration Total Cross Tied (TCT)

La figure suivante (3-8. D), représente la configuration Total Cross Tied. Chaque panneau est connecté à son adjacent.

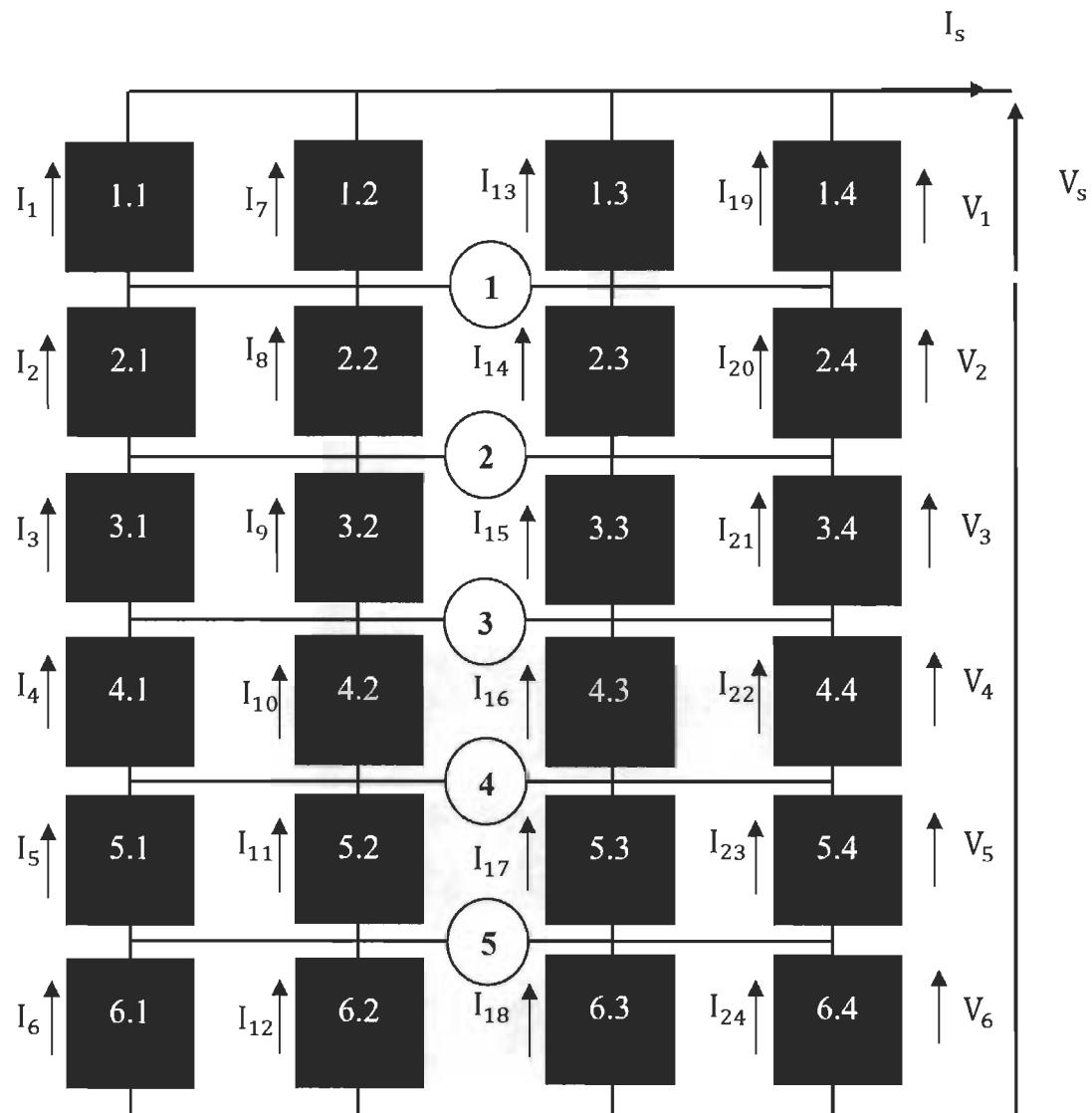


Figure 3-8 D. Configuration Total Cross Tied

Tableau 3-1 Repérage courants et tensions de la configuration TCT

Tension V_j	Courant I_n	Panneau $P_{m,n}$
V_1	I_1	$P_{1,1}$
V_2	I_2	$P_{2,1}$
V_3	I_3	$P_{3,1}$
V_4	I_4	$P_{4,1}$
V_5	I_5	$P_{5,1}$
V_6	I_6	$P_{6,1}$
$V_7 = V_1$	I_7	$P_{1,2}$
$V_8 = V_2$	I_8	$P_{2,2}$
$V_9 = V_3$	I_9	$P_{3,2}$
$V_{10} = V_4$	I_{10}	$P_{4,2}$
$V_{11} = V_5$	I_{11}	$P_{5,2}$
$V_{12} = V_6$	I_{12}	$P_{6,2}$
$V_{13} = V_1$	I_{13}	$P_{1,3}$
$V_{14} = V_2$	I_{14}	$P_{2,3}$
$V_{15} = V_3$	I_{15}	$P_{3,3}$
$V_{16} = V_4$	I_{16}	$P_{4,3}$
$V_{17} = V_5$	I_{17}	$P_{5,3}$
$V_{18} = V_6$	I_{18}	$P_{6,3}$
$V_{19} = V_1$	I_{19}	$P_{1,4}$
$V_{20} = V_2$	I_{20}	$P_{2,4}$
$V_{21} = V_3$	I_{21}	$P_{3,4}$
$V_{22} = V_4$	I_{22}	$P_{4,4}$
$V_{23} = V_5$	I_{23}	$P_{5,4}$
$V_{24} = V_6$	I_{24}	$P_{6,4}$

Les tensions et les courants sont déterminés par la loi de Kirchhoff [30][31]. La tension de sortie est donnée comme suite :

$$V_s = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 + V_6 = \sum_{n=1}^6 V_n \quad 3-15$$

Pour calculer les courants, nous développons un système d'équations basé sur les 5 nœuds (1,2,3,4 et 5), comme illustre la figure 3-8 D, nous appliquons la règle des courants entrants égale aux courants sortants.

$$I_S = I_1 + I_7 + I_{13} + I_{19} \quad 3-16$$

$$\text{Pour le nœud 1 : } I_1 - I_2 + I_7 - I_8 + I_{13} - I_{14} + I_{19} - I_{20} = 0 \quad 3-17$$

$$\text{Pour le nœud 2 : } I_2 - I_3 + I_8 - I_9 + I_{14} - I_{15} + I_{20} - I_{21} = 0 \quad 3-18$$

$$\text{Pour le nœud 3 : } I_3 - I_4 + I_9 - I_{10} + I_{15} - I_{16} + I_{21} - I_{22} = 0 \quad 3-19$$

$$\text{Pour le nœud 4 : } I_4 - I_5 + I_{10} - I_{11} + I_{16} - I_{17} + I_{22} - I_{23} = 0 \quad 3-20$$

$$\text{Pour le nœud 5 : } I_5 - I_6 + I_{11} - I_{12} + I_{17} - I_{18} + I_{23} - I_{24} = 0 \quad 3-21$$

On peut regrouper les 5 dernières équations de courants dans la formule suivante [30][31] ;

$$\sum_{n=0}^3 I_{6*n+c} - I_{6*n+(c+1)} = 0 \quad 3-22$$

Où ;

c : Nœud 1,2,3,4 et 5.

n : Indice du courant.

Pour résoudre le système d'équations, il faut assurer que le nombre des équations relatives à notre configuration soit supérieur ou égal au nombre des inconnus.

3.4.5 Configuration Honey Comb (HC)

La figure suivante (3-9. E), représente la configuration Honey Comb, est inspirée de la forme hexagonale du nid d'abeilles.

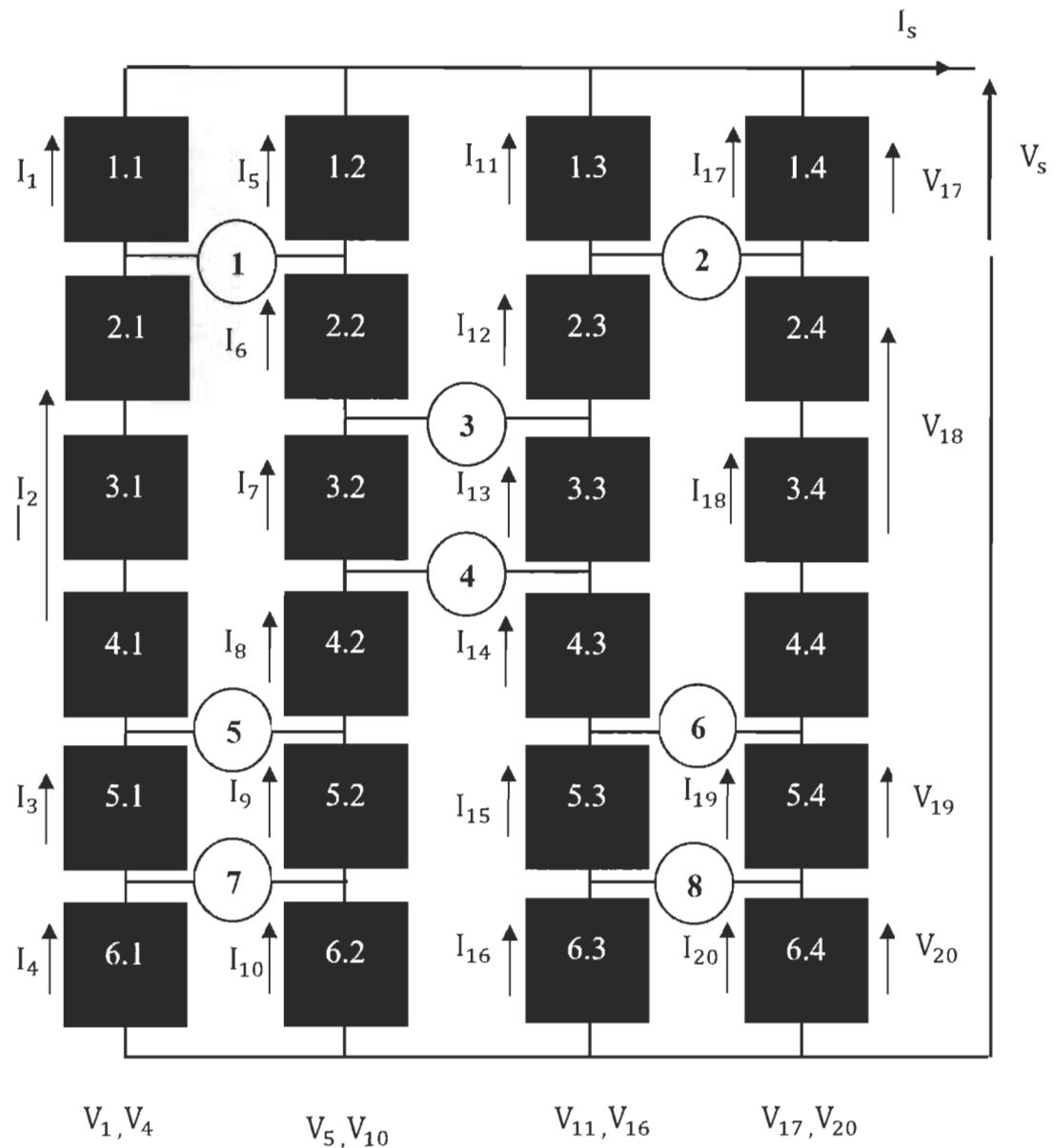


Figure 3-9. E. Configuration Honey Comb

Tableau 3-2 Repérage courants et tensions de la configuration HC

Tension V_j	Courant I_n	Panneau $P_{m,n}$
V_1	I_1	$P_{1,1}$
V_2	I_2	$P_{2,1} + P_{3,1} + P_{4,1}$
V_3	I_3	$P_{5,1}$
V_4	I_4	$P_{6,1}$
V_5	I_5	$P_{1,2}$
V_6	I_6	$P_{2,2}$
V_7	I_7	$P_{3,2}$
V_8	I_8	$P_{4,2}$
V_9	I_9	$P_{5,2}$
V_{10}	I_{10}	$P_{6,2}$
V_{11}	I_{11}	$P_{1,3}$
V_{12}	I_{12}	$P_{2,3}$
V_{13}	I_{13}	$P_{3,3}$
V_{14}	I_{14}	$P_{4,3}$
V_{15}	I_{15}	$P_{5,3}$
V_{16}	I_{16}	$P_{6,3}$
V_{17}	I_{17}	$P_{1,4}$
V_{18}	I_{18}	$P_{2,4} + P_{3,4} + P_{4,4}$
V_{19}	I_{19}	$P_{5,4}$
V_{20}	I_{20}	$P_{6,4}$

Les relations de tension suivantes sont obtenues par la loi de Kirchhoff. La configuration HC est composée de plusieurs mailles [5][6].

$$V_1 - V_5 = 0 \quad 3-23$$

$$V_2 - V_6 - V_7 - V_8 = 0 \quad 3-24$$

$$V_3 - V_9 = 0 \quad 3-25$$

$$V_4 - V_{10} = 0 \quad 3-26$$

$$V_5 + V_6 - V_{11} - V_{12} = 0 \quad 3-27$$

$$V_7 - V_{13} = 0 \quad 3-28$$

$$V_8 + V_9 + V_{10} - V_{14} - V_{15} - V_{16} = 0 \quad 3-29$$

$$V_{11} - V_{17} = 0 \quad 3-30$$

$$V_{12} + V_{13} + V_{14} - V_{18} = 0 \quad 3-31$$

$$V_{15} - V_{19} = 0 \quad 3-32$$

$$V_s = V_{17} + V_{18} + V_{19} + V_{20} \quad 3-33$$

Les relations des courants, s'écrivent à partir de 8 nœuds (1,2,3,4,5,6, et 8), comme montre la figure 3-9 E.

$$I_s = I_1 + I_5 + I_{11} + I_{17} \quad 3-34$$

$$\text{Pour le nœud 1 : } I_1 - I_2 + I_5 - I_6 = 0 \quad 3-35$$

$$\text{Pour le nœud 2 : } I_{11} - I_{12} + I_{17} - I_{18} = 0 \quad 3-36$$

$$\text{Pour le nœud 3 : } I_6 - I_7 + I_{12} - I_{13} = 0 \quad 3-37$$

$$\text{Pour le nœud 4 : } I_7 - I_8 + I_{13} - I_{14} = 0 \quad 3-38$$

$$\text{Pour le nœud 5 : } I_2 - I_3 + I_8 - I_9 = 0 \quad 3-39$$

$$\text{Pour le nœud 6 : } I_{14} - I_{15} + I_{18} - I_{19} = 0 \quad 3-40$$

$$\text{Pour le nœud 7 : } I_3 - I_4 + I_9 - I_{10} = 0 \quad 3-41$$

$$\text{Pour le nœud 8 : } I_{15} - I_{16} + I_{19} - I_{20} = 0 \quad 3-42$$

On peut rassembler les équations des courants relatives à chaque nœud (1,2,3,4,5,6,7 et 8) dans la formule suivante [30][31].

$$I_n + I_c - I_{n+1} - I_{c+1} = 0$$

3-43

Il suffit de remplacer chaque indice de courant n à son correspondent c.

n=1 pour c= 5, n=2 pour c= 8 , n=3 pour c= 9, n=6 pour c= 12, n=7 pour c= 13, n=11 pour
c= 17, n=14 pour c= 18, n=15 pour c= 19.

3.4.6 Configuration Bridge Linked (BL)

La figure suivante (3-10. F), représente la configuration Bridge Linked. Cette dernière englobe plusieurs mailles répétitives, chaque maille est formée par quatre (4) panneaux de deux strings adjacents, reliés entre eux par des connexions.

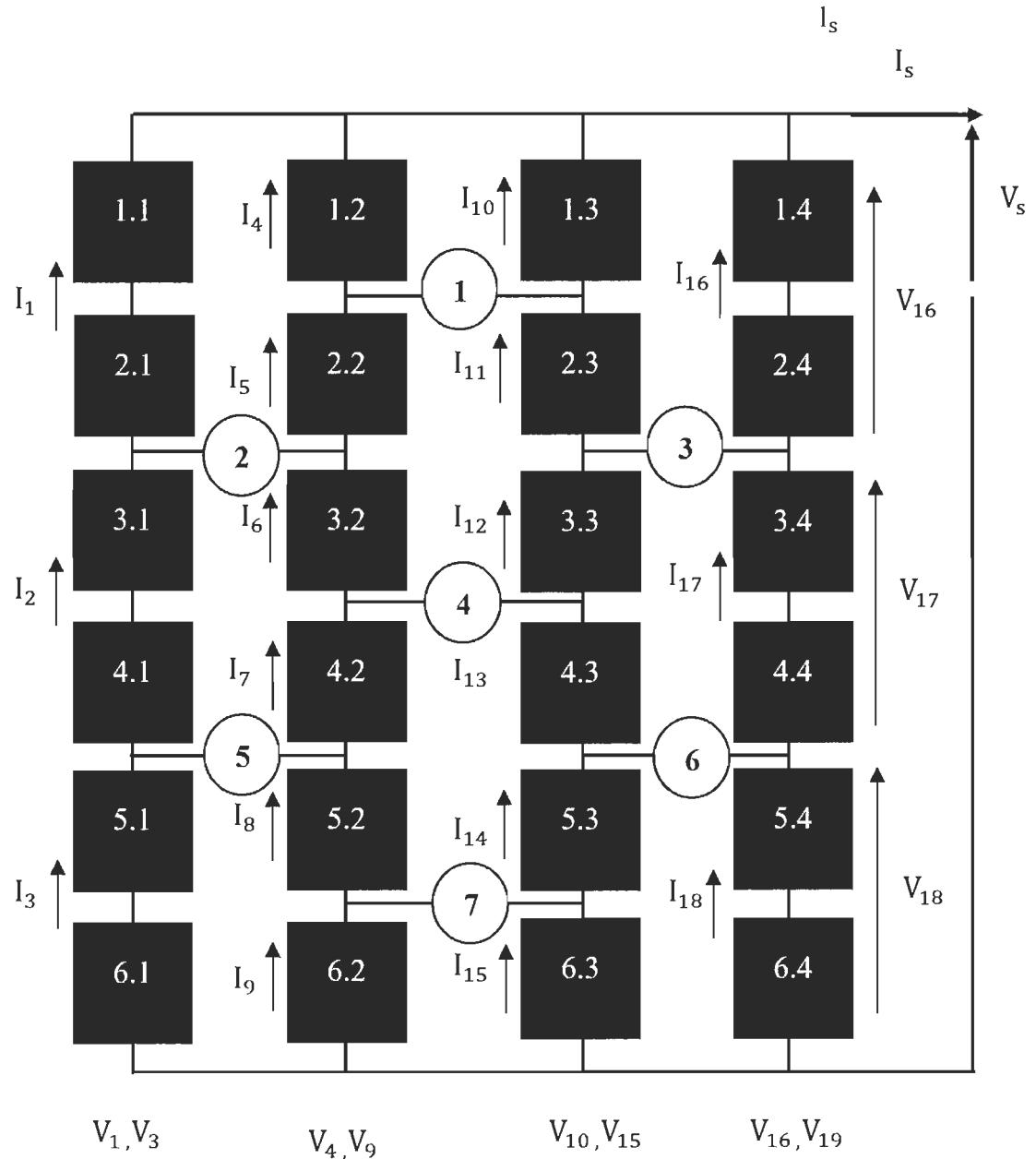


Figure 3-10 F. Configuration Bridge Linked

Tableau 3-3 Repérage courants et tensions de la configuration BL

Tension V_j	Courant I_n	Panneau $P_{m,n}$
V_1	I_1	$P_{1,1} + P_{2,1}$
V_2	I_2	$P_{3,1} + P_{4,1}$
V_3	I_3	$P_{5,1} + P_{6,1}$
V_4	I_4	$P_{1,2}$
V_5	I_5	$P_{2,2}$
V_6	I_6	$P_{3,2}$
V_7	I_7	$P_{4,2}$
V_8	I_8	$P_{5,2}$
V_9	I_9	$P_{6,2}$
V_{10}	I_{10}	$P_{1,3}$
V_{11}	I_{11}	$P_{2,3}$
V_{12}	I_{12}	$P_{3,3}$
V_{13}	I_{13}	$P_{4,3}$
V_{14}	I_{14}	$P_{5,3}$
V_{15}	I_{15}	$P_{6,6}$
V_{16}	I_{16}	$P_{1,4} + P_{2,4}$
V_{17}	I_{17}	$P_{3,4} + P_{4,4}$
V_{18}	I_{18}	$P_{5,4} + P_{6,4}$

Les relations de tension et du courant de chaque maille sont déterminés par la loi de Kirchhoff [30][31].

La configuration BL composé de plusieurs mailles, les lois de Kirchhoff s'écrivent :

$$V_1 - V_4 - V_5 = 0 \quad 3-44$$

$$V_2 - V_6 - V_7 = 0 \quad 3-45$$

$$V_3 - V_8 - V_9 = 0 \quad 3-46$$

$$V_4 - V_{10} = 0 \quad 3-47$$

$$V_5 + V_6 - V_{11} - V_{12} = 0 \quad 3-48$$

$$V_7 + V_8 - V_{13} - V_{14} = 0 \quad 3-49$$

$$V_9 - V_{15} = 0 \quad 3-50$$

$$V_{11} + V_{10} - V_{16} = 0 \quad 3-51$$

$$V_{13} + V_{12} - V_{17} = 0 \quad 3-52$$

$$V_{14} - V_{15} - V_{18} = 0 \quad 3-53$$

$$V_s = V_{16} + V_{17} + V_{18} \quad 3-54$$

Les relations des courants, s'écrivent à partir de 7 nœuds (1,2,3,4,5,6 et 7), comme illustre la figure 3.4-6 F.

$$I_s = I_1 + I_4 + I_{10} + I_{16} \quad 3-55$$

$$\text{Pour le nœud 1 : } I_4 - I_5 + I_{10} - I_{11} = 0 \quad 3-56$$

$$\text{Pour le nœud 2 : } I_1 - I_2 + I_5 - I_6 = 0 \quad 3-57$$

$$\text{Pour le nœud 3 : } I_{11} - I_{12} + I_{16} - I_{17} = 0 \quad 3-58$$

$$\text{Pour le nœud 4 : } I_6 - I_7 + I_{12} - I_{13} = 0 \quad 3-59$$

$$\text{Pour le nœud 5 : } I_2 - I_3 + I_7 - I_8 = 0 \quad 3-60$$

$$\text{Pour le nœud 6 : } I_{13} - I_{14} + I_{17} - I_{18} = 0 \quad 3-61$$

$$\text{Pour le nœud 7 : } I_8 - I_9 + I_{14} - I_{15} = 0 \quad 3-62$$

Les équations des nœuds 2 et 5 peuvent être écrit sous la forme 3-63, il suffit de remplacer l'indice du courant n et l'indice c, n= 1 pour c= 5 et n=2 pour c=7.

$$I_n + I_c - I_{n+1} - I_{c+1} = 0 \quad 3-63$$

Tout comme pour les nœuds de milieu 1, 4, 7, l'indice prend les valeurs 4,6 et 8 donc le courant est donné conformément à la loi de Kirchhoff comme suit ;

$$I_n + I_{n+6} - I_{n+1} - I_{n+7} = 0 \quad 3-64$$

Pour les nœuds 3 et 6, l'indice n prend 11 et 13, l'indice c prend 11 pour n=16 et 13 pour n=17.

Les lois de Kirchhoff pour les courants s'écrivent comme suit ;

$$I_n + I_c - I_{n+1} - I_{c+1} = 0 \quad 3-65$$

3.5 Simulation des différentes configurations sous l'effet de plusieurs scénarios d'ombrage

L'objectif principal de la simulation est de sélectionner la configuration la plus efficace qui fournit des meilleures performances et moins de pertes. Nous simulons les six configurations, série (S), parallèle (P), série parallèle (SP), Totale-Cross-Tied (TCT), Honey Comb (HC) et Bridge Linked (BL) sous l'effet de 19 scénarios d'ombrage, chaque configuration composée de 24 panneaux photovoltaïques. Pour éviter le phénomène de « hot-spot » dû à l'ombrage partiel, nous plaçons des diodes de contournement en parallèle à chaque panneau photovoltaïque [2].

À noter que les résultats de simulation de la configuration parallèle (P) seront donnés pour titre d'information, car elle présente un courant très élevé qui n'est pas recommandé dans les applications photovoltaïques et ne sera pas prise en considération dans la comparaison.

3.5.1 Matériel utilisé

- MATLAB Simulink
- Panneau photovoltaïque, modèle Soltech 1STH-215-P.

3.5.2 Caractéristiques des panneaux

Le tableau 3-1 fournit les caractéristiques électriques des panneaux 1STH-215-P.

Tableau 3-4 Caractéristiques électriques des panneaux 1STH-215-P.

Désignations	Valeurs
Puissance maximale (P_{max})	213.15 (W)
Tension à circuit ouvert (V_{oc})	36.3 (V)
Courant de court-circuit de référence (I_{cc})	7.84 (A)
Tension à P_{max}	29 (V)
Courant à P_{max}	7.35 A
Coefficient de température à V_{oc}	- 0.360
Coefficient de température à I_{cc}	0.102

Dans chaque simulation, nous présentons un tableau récapitulatif afin d'illustrer le scénario d'ombrage de n ligne et m colonne sera appliqué à chaque configuration, les puissances maximales, les tensions et les courants maximaux, ainsi que les pertes de puissances relatives (Δ_P) qui sont calculées par la relation 3-66. Le scénario d'ombrage ou les valeurs des irradiations sont illustrées dans le tableau sous forme d'une matrice (n.m), afin que chaque panneau reçoive sa valeur correspondante.

$$\Delta_P (\%) = \frac{P_{MAX_{STC}} - P_{MAX_{PSC}}}{P_{MAX_{STC}}} 100 \quad 3-66$$

Où ;

$P_{MAX\ STC}$: Puissance maximale aux conditions STC [W].

$P_{MAX\ PSC}$: Puissance maximale aux conditions d'ombrage partiel [W].

En premier lieu, nous présentons les résultats de simulation des différentes configurations dans les conditions STC, c'est-à-dire, tous les panneaux photovoltaïques sont soumis à une irradiation de 1000 [W/m²] et une température de 25 [°C].

Tableau 3-5 Résultats de simulation scénario STC

Scénario : STC					Résultats de simulation			
Irradiations proposées (W/m ²)					Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)
n.m	1	2	3	4				
1	1000	1000	1000	1000	P	4937,4	27,8	177
2	1000	1000	1000	1000	S	5104	695	7,34
3	1000	1000	1000	1000	SP	5086	173,4	29,33
4	1000	1000	1000	1000	TCT	5086	173,13	29,38
5	1000	1000	1000	1000	BL	5086	174,16	29,19
6	1000	1000	1000	1000	HC	5086	174,22	29,19

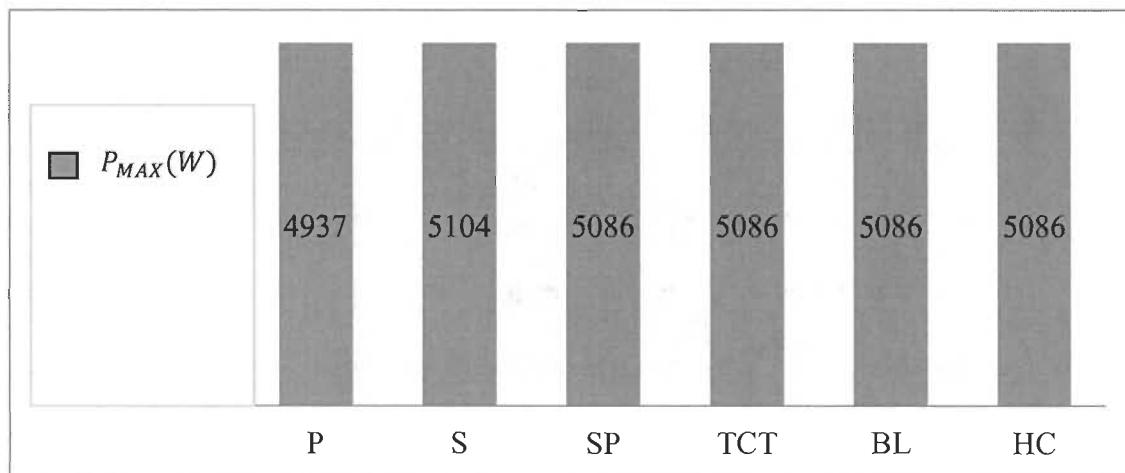


Figure 3-11 Représentation de puissance de sortie, scénario STC

Observations

Les configurations TCT, BL et HC sont inspirées de la configuration SP, la seule différence est les lignes d'interconnexion entre les panneaux. Si tous les panneaux reçoivent un éclairement identique, dans ce cas, les lignes d'interconnexion n'ont aucun rôle, à cet effet, elles fournissent la même puissance maximale. Cependant la configuration série et parallèle ont une architecture différente. Normalement les six configurations donnent les mêmes valeurs de puissance aux conditions STC, cette différence due à la tension de seuil « Forward voltage » de la diode antiretour placée à la sortie de chacune. Cette tension est importante par rapport à la tension de la configuration parallèle et négligeable par rapport à la tension des autres configurations.

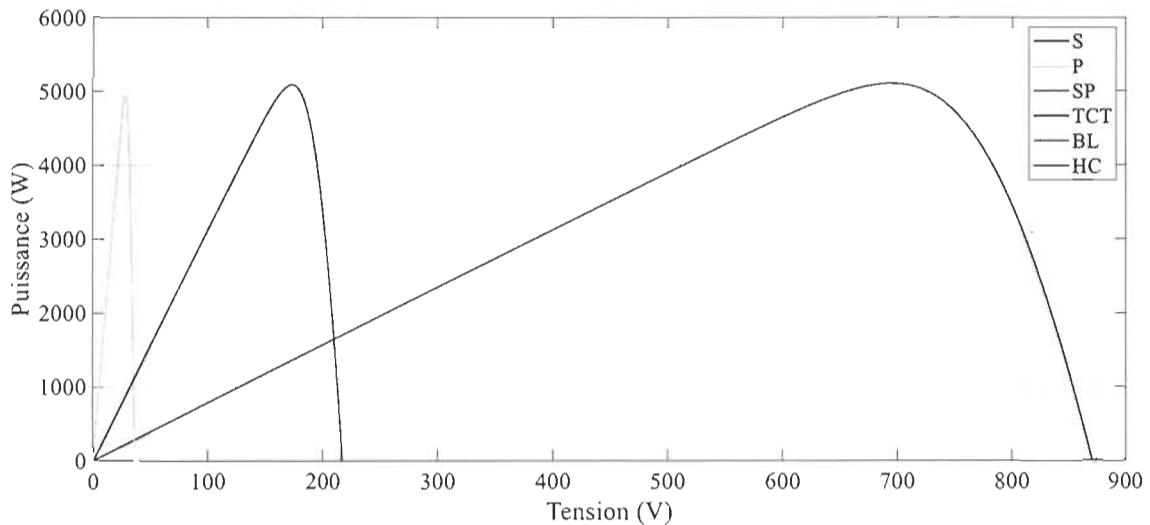


Figure 3-12 Caractéristique V-P des configurations dans les Conditions STC

On remarque que toutes les configurations ont un seul pic de puissance qui représente le point de puissance maximal global. Les courbes des configurations SP, TCT, BL et HC sont superposés.

3.5.3 Scénario PS-A, une ligne complètement est ombrée et uniformément

Tableau 3-6 Résultats de simulation scénario PS-A

Scénario : PS-A					Résultats de simulation				
n.m	Irradiations proposées (W/m ²)				Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
	1	2	3	4					
1	1000	1000	1000	1000	P	4536	27,97	162,1	8.20
2	1000	1000	1000	1000	S	4227	579.9	7.29	17.05
3	1000	1000	1000	1000	SP	4209	144,5	29,11	17,24
4	1000	1000	1000	1000	TCT	4211	143,3	29,37	17,20
5	1000	1000	1000	1000	BL	4211	143,5	29,32	17,20
6	500	500	500	500	HC	4211	143,2	29,99	17.20

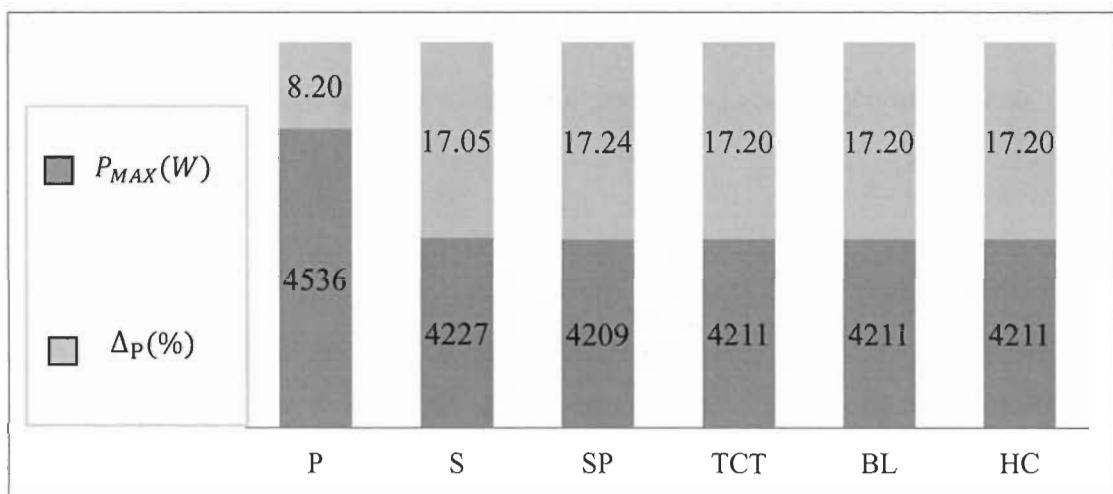


Figure 3-13 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-A

Observations

La configuration série fournit de meilleures performances, tandis que les configurations SP, TCT, BL et HC, donnent presque les mêmes valeurs de puissance maximale, parce qu'elles ont la même architecture sauf quelques modifications internes. Si on applique ce scénario d'ombrage soit en extrême haut ou en extrême bas, c'est-à-dire, sur la ligne 1 ou 6, les configurations en question fournissent presque les mêmes performances parce que

les panneaux sont branchés entre eux en extrême haut et en extrême bas. On peut dire que les lignes d'interconnexion des panneaux servent à la compensation ou l'équilibre du courant entre les panneaux photovoltaïques dans le cas d'ombrage. Si notre système est ombragé au milieu, c'est-à-dire, entre la ligne 2 et 4, les configurations ne fournissent pas les mêmes valeurs de puissance maximale. La configuration qui dispose beaucoup de ligne d'interconnexion entre les panneaux va fournir la plus grande puissance, on va confirmer ça par la suite.

3.5.4 Scénario PS-B, une ligne est complètement et inégalement ombragée

Tableau 3-7 Résultats de simulation scénario PS-B

Scénario : PS-B					Résultats de simulation				
n.m	Irradiations proposées (W/m ²)				Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
	1	2	3	4					
1	1000	1000	1000	1000	P	4536	28,13	161,2	08,13
2	1000	1000	1000	1000	S	4229	577,1	7,32	17,14
3	1000	1000	1000	1000	SP	4211	143,3	29,37	17,20
4	1000	1000	1000	1000	TCT	4211	144,1	29,20	17,20
5	1000	1000	1000	1000	BL	4211	143,7	29,29	17,20
6	300	300	700	700	HC	4211	143,5	29,34	17,20

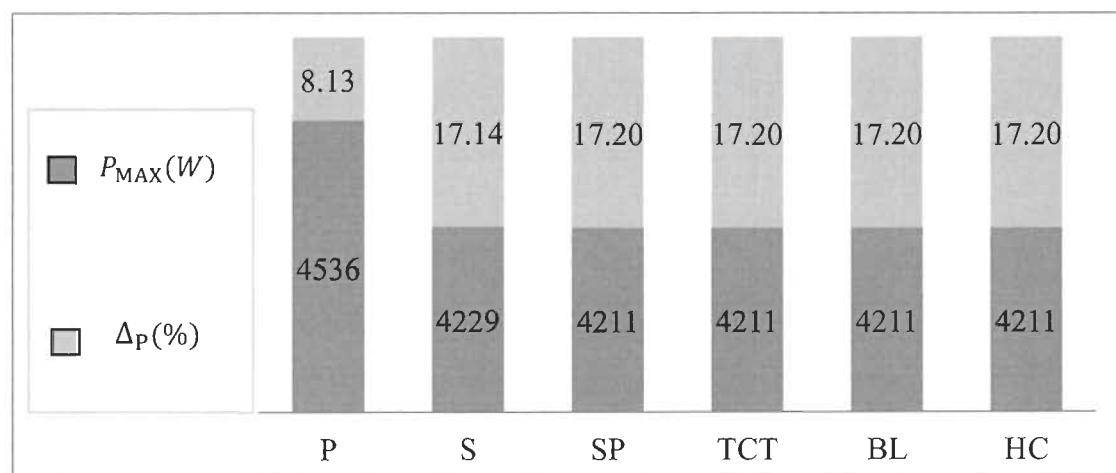


Figure 3-14 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-B

Observations

Les configurations SP, TCT, BL et HC, fournissent les mêmes valeurs de puissance maximale, parce que l'ombrage touche seulement les panneaux en extrême bas où ils sont reliés entre eux. Nous remarquons aussi que les valeurs de puissance maximale fournies par les quatre configurations en question sont identiques même avec le scénario précédent PS-A, car les irradiations appliquées sont presque pareilles, la seule différence est la ligne 6, mais la somme d'irradiations de la ligne 6 du scénario PS-A égal à la somme d'irradiation de la ligne 6 du scénario PS-B (2000 W/m^2). Cette simulation a été testée avec plusieurs valeurs, elle donne les mêmes résultats. Cette astuce ce n'est pas une règle générale pour la généraliser sur toutes les installations photovoltaïques.

3.5.5 Scénario PS-C, un string est complètement et uniformément ombragé

Tableau 3-8 Résultats de simulation scénario PS-C

Scénario : PS-C					Résultats de simulation				
Irradiations proposées (W/m^2)					Config.	$P_M(\text{W})$	$V_M(\text{V})$	$I_M(\text{A})$	$\Delta_P \%$
n.m	1	2	3	4					
1	400	1000	1000	1000	P	4210	28,23	149,1	14,73
2	400	1000	1000	1000	S	3790	513,8	7,376	25,74
3	400	1000	1000	1000	SP	4329	173,3	24,97	14,88
4	400	1000	1000	1000	TCT	4329	173,4	24,96	14,88
5	400	1000	1000	1000	BL	4329	173,3	24,98	14,88
6	400	1000	1000	1000	HC	4329	172,4	25,10	14,88

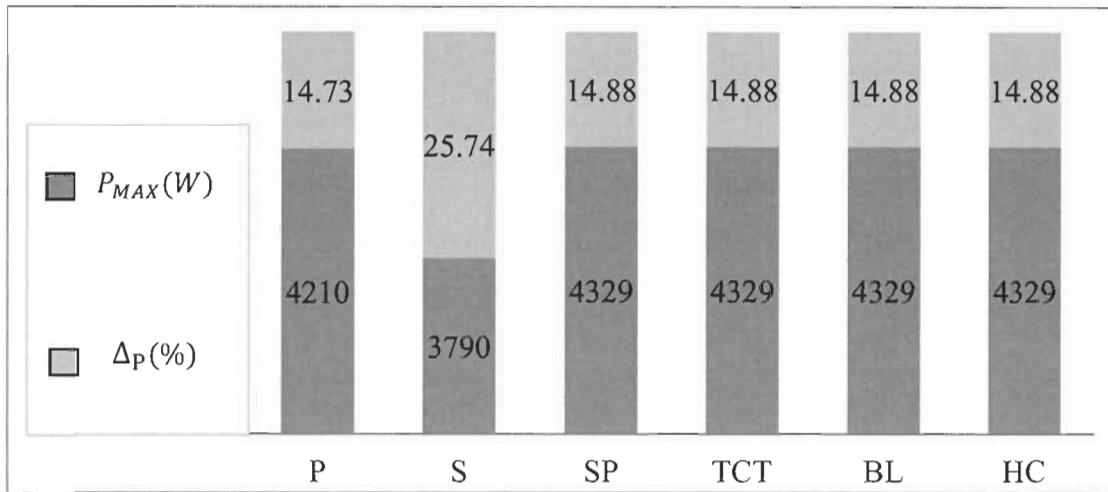


Figure 3-15 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-C

Observations

Les configurations SP, TCT BL et HC, fournissent les mêmes valeurs de puissance maximale 4329 (W), automatiquement elles présentent les mêmes pertes relatives 14.88% parce qu'elles ont les mêmes valeurs de puissance maximale aux conditions STC.

Ce scénario d'ombrage influe négativement sur la configuration série, elle fournit moins des performances, une puissance maximale de 3790 (W) avec des pertes relatives de 25.74%.

Le même scénario d'ombrage a été appliqué sur le string 4, les quatre configurations SP, TCT, BL et HC donnent les mêmes résultats.

3.5.6 Scénario PS-D, un string est complètement et inégalement ombragé

Tableau 3-9 Résultats de simulation scénario PS-D

Scénario : PS-D					Résultats de simulation				
n.m	Irradiations proposées (W/m ²)				Config.	$P_M(W)$	$V_M(V)$	$I_M(A)$	$\Delta_P \%$
	1	2	3	4					
1	300	1000	1000	1000	P	4373	27,97	156,3	11,43
2	300	1000	1000	1000	S	3794	613,7	6.182	25,67
3	500	1000	1000	1000	SP	4221	174,1	24,23	17
4	500	1000	1000	1000	TCT	4397	176,1	24,95	13,54
5	800	1000	1000	1000	BL	4363	176,2	24,75	14,21
6	800	1000	1000	1000	HC	4268	176	24,25	16,08

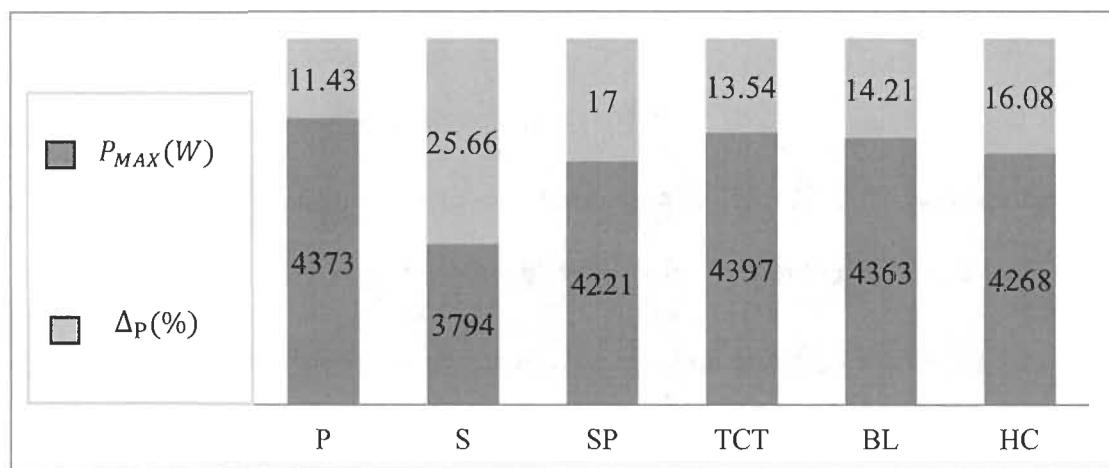


Figure 3-16 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-D

Observations

La configuration TCT fournit de bonnes performances, une puissance maximale de 4397 (W) avec des pertes relatives de 13.55%, en deuxième lieu vient la configuration BL avec une puissance maximale de 4363W.

La configuration série fournit de mauvaises performances, une puissance de sortie maximale de 3794 (W) avec des pertes relatives de 25.66%.

3.5.7 Scénario PS-E1, différents modèles d'ombrage sont répartis aléatoirement

Tableau 3-10 Résultats de simulation scénario PS-E1

Scénario : PS-E1					Résultats de simulation				
n.m	Irradiations proposées (W/m ²)				Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
	1	2	3	4					
1	140	350	300	500					
2	550	300	640	1000					
3	700	1000	1000	420					
4	600	1000	1000	500					
5	350	1000	1000	900					
6	1000	700	800	800					

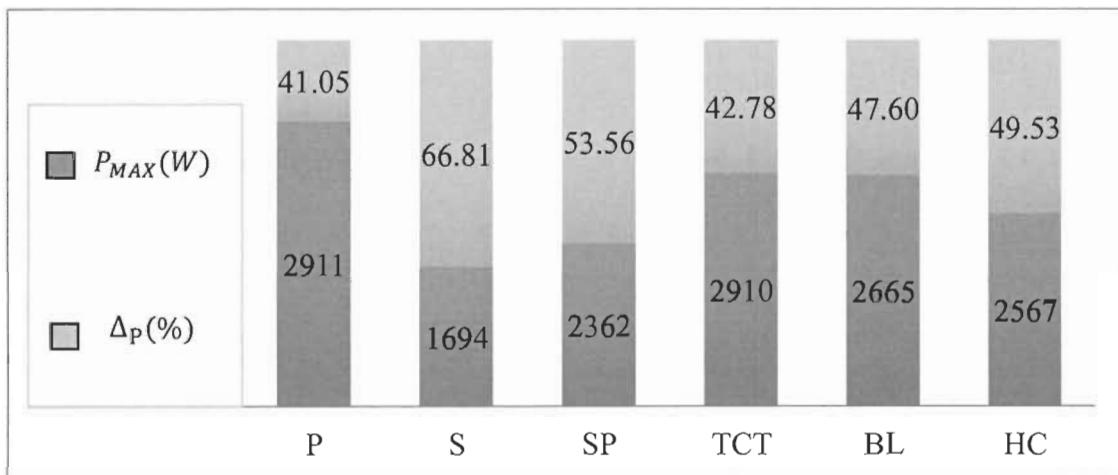


Figure 3-17 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-E1

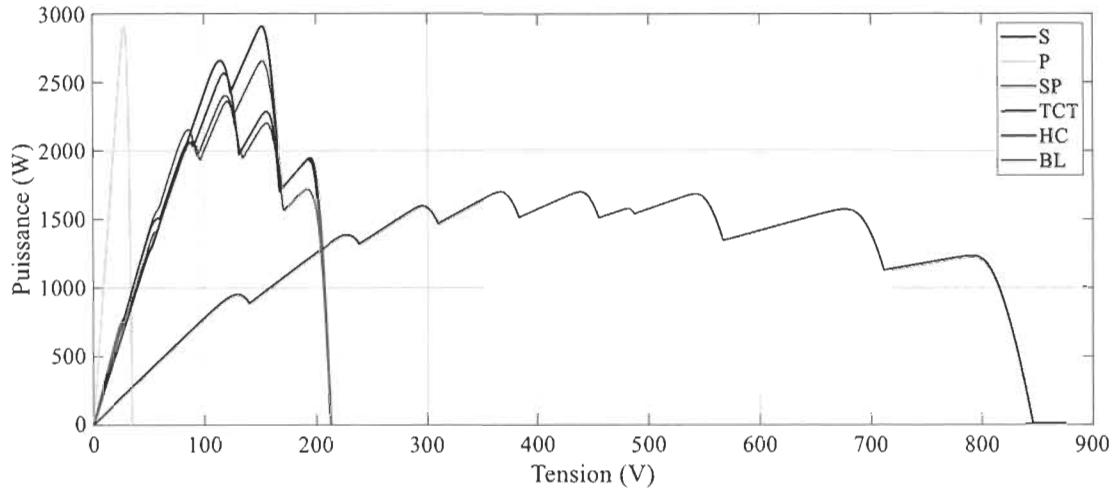


Figure 3-18 Caractéristiques V-P des configurations, scénario PS-E1

Observations

La configuration TCT fournit de meilleures performances, une puissance maximale de 2910 (W) et moins de pertes relatives 42.78%, et en second lieu vient la configuration BL présente une puissance maximale de 2665(W) et de pertes de 47,60%.

Nous remarquons l'apparition de plusieurs pics de puissance locale (LMPP) et un pic de puissance globale (GMPP) sur les courbes V-P des différentes configurations.

La courbe de la configuration série présente un nombre important des pics avec des valeurs de puissance proche, donc il est difficile de différencier entre le pic de puissance globale et les pics de puissance locale, cependant, les configurations TCT et BL présentent un nombre des pics de puissance locale réduits et un pic de puissance globale majoré.

3.5.8 PS-E2, différents modèles d'ombrage sont répartis aléatoirement

Tableau 3-11 Résultats de simulation scénario PS-E2

Scénario : PS-E2					Résultats de simulation				
n.m	Irradiations proposées (W/m ²)				Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
	1	2	3	4					
1	300	400	200	800					
2	1000	300	200	1000					
3	700	600	600	420					
4	200	500	700	500					
5	800	1000	1000	400					
6	1000	800	300	300					

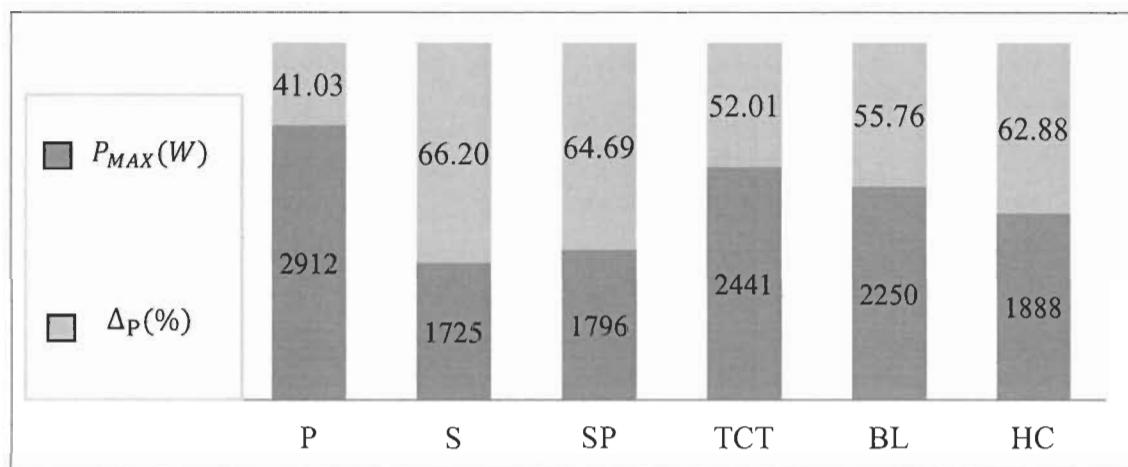


Figure 3-19 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-E1

Observations

La configuration TCT toujours fournit des meilleures performances, cette fois-ci, elle fournit une puissance maximale de 2441 (W) et moins de pertes relatives 52.01%, en second lieu vient la configuration BL présente une puissance maximale de 2250 (W) avec de pertes de 55.76%.

3.5.9 Scénario PS-F1, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas

Tableau 3-12 Résultats de simulation scénario PS-F1

Scénario : PS-F1					Résultats de simulation				
Irradiations proposées (W/m ²)					Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
n.m	1	2	3	4					
1	800	1000	1000	1000	P	4899	28,11	174,2	0,79
2	1000	1000	1000	1000	S	4885	666,1	7,33	4,29
3	1000	1000	1000	1000	SP	4902	175,5	27,93	3,62
4	1000	1000	1000	1000	TCT	5022	174,3	28,79	1,25
5	1000	1000	1000	1000	BL	4978	175,1	28,42	2,12
6	1000	1000	1000	1000	HC	5002	175,0	28,58	1,65

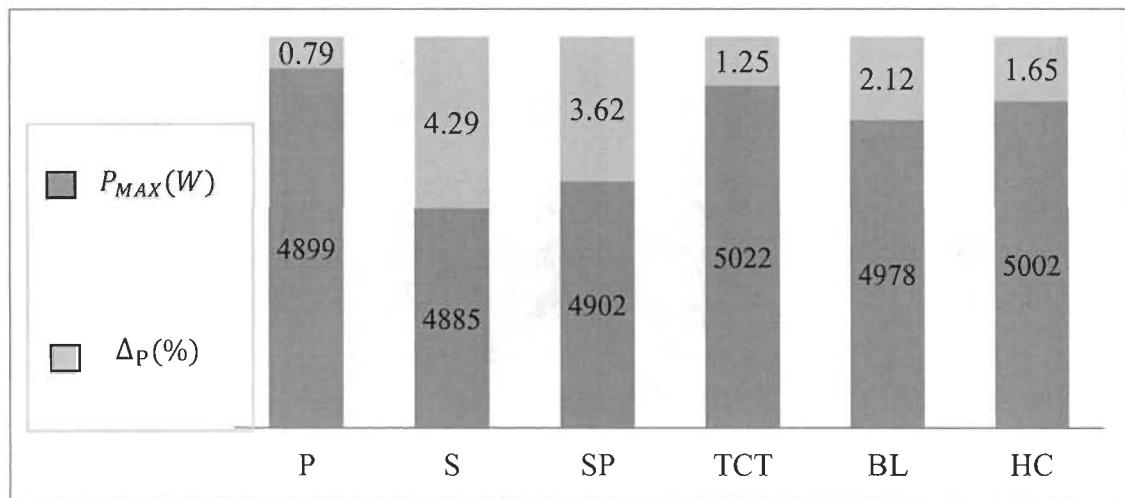


Figure 3-20 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-F1

Observations

La configuration TCT toujours fournie des meilleures performances, cette fois-ci, elle fournit une puissance maximale de 5022 (W) avec moins de pertes relatives 1.26%, en second lieu vient la configuration HC présente une puissance maximale de 5002 (W) avec des pertes de 1.65%.

3.5.10 Scénario PS-F2, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas

Tableau 3-13 Résultats de simulation scénario PS-F2

Scénario : PS-F2					Résultats de simulation				
Irradiations proposées (W/m ²)					Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
n.m	1	2	3	4					
1	800	1000	1000	1000	P	4861	27,96	173,8	1,55
2	800	1000	1000	1000	S	4663	641.8	7.265	8.64
3	1000	1000	1000	1000	SP	4896	174,9	27,98	3,74
4	1000	1000	1000	1000	TCT	4976	174,2	28,55	2,16
5	1000	1000	1000	1000	BL	4963	174,6	28,41	2,42

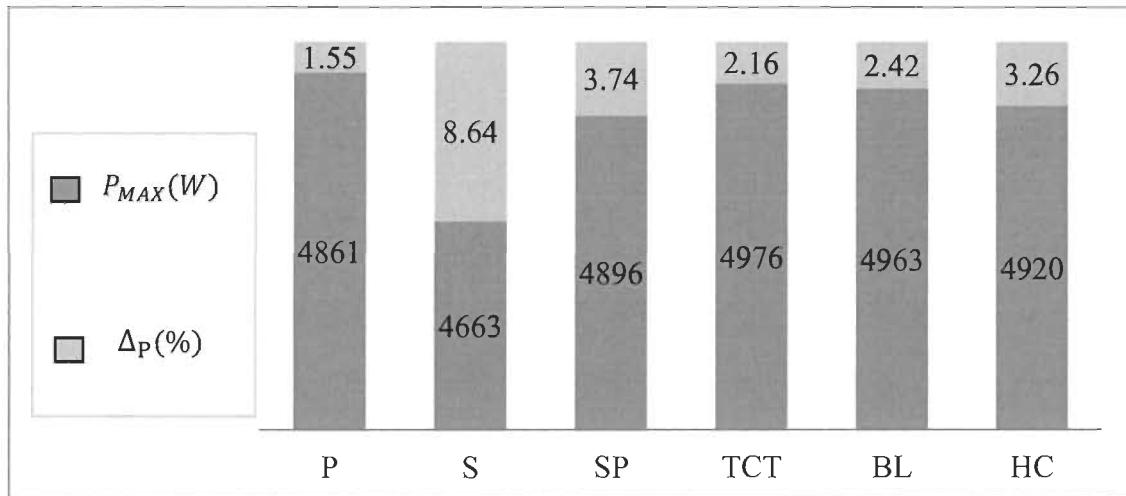


Figure 3-21 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-F2

Observations

La configuration TCT toujours donne de bonnes performances, cette fois-ci, elle fournit une puissance maximale de 4976 (W) avec moins de pertes relatives 2.16%, en second lieu vient la configuration BL présente une puissance maximale de 4963 (W) avec des pertes de 2.42%.

3.5.11 Scénario PS-F3, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas

Tableau 3-14 Résultats de simulation scénario PS-F3

Scénario : PS-F3					Résultats de simulation				
Irradiations proposées (W/m ²)					Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
n.m	1	2	3	4					
1	800	1000	1000	1000	P	4822	27,96	172,4	2,35
2	800	1000	1000	1000	S	4557	737,6	6,178	10,72
3	800	1000	1000	1000	SP	4884	174,4	27,98	3,97
4	1000	1000	1000	1000	TCT	4937	174,2	28,33	2,93
5	1000	1000	1000	1000	BL	4909	174,5	28,13	3,48
6	1000	1000	1000	1000	HC	4906	175,1	28,01	3,54

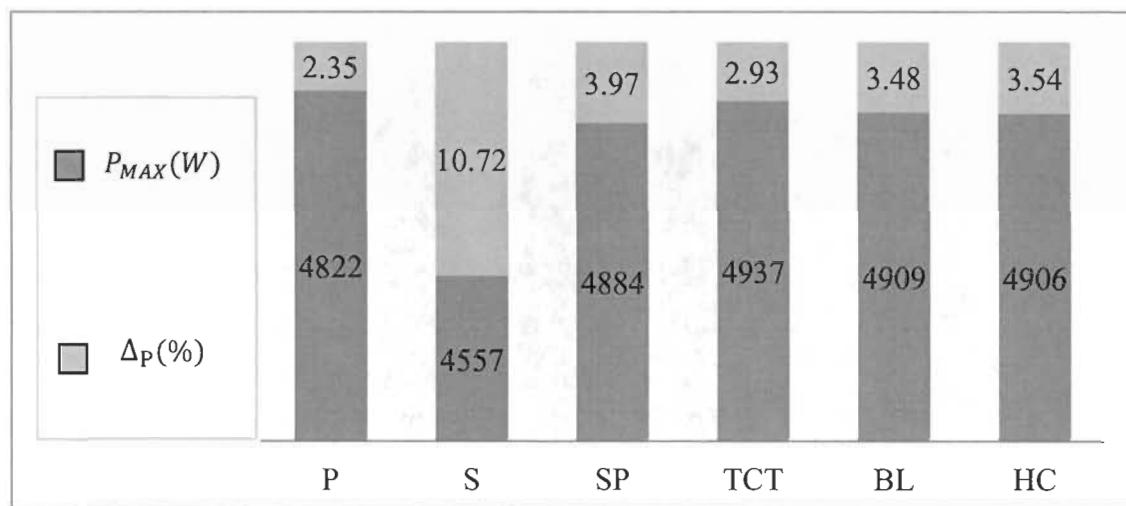


Figure 3-22 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-F3

Observations

La configuration TCT toujours donne de bonnes performances, elle fournit une puissance maximale de 4937 (W) et moins de pertes relatives 2.93%, en second lieu vient la configuration BL et HC présentent presque les mêmes performances.

3.5.12 Scénario PS-F4, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas

Tableau 3-15 Résultats de simulation scénario PS-F4

Scénario : PS-F4					Résultats de simulation				
Irradiations proposées (W/m ²)					Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
n.m	1	2	3	4					
1	800	1000	1000	1000	P	4782	27,96	171	3,16
2	800	1000	1000	1000	S	4536	743.4	6,10	11,33
3	800	1000	1000	1000	SP	4870	173,6	28,05	4,25
4	800	1000	1000	1000	TCT	4902	174,0	28,17	3,62
5	1000	1000	1000	1000	BL	4893	174,2	28,08	3,79
6	1000	1000	1000	1000	HC	4889	173,2	28,21	3,87

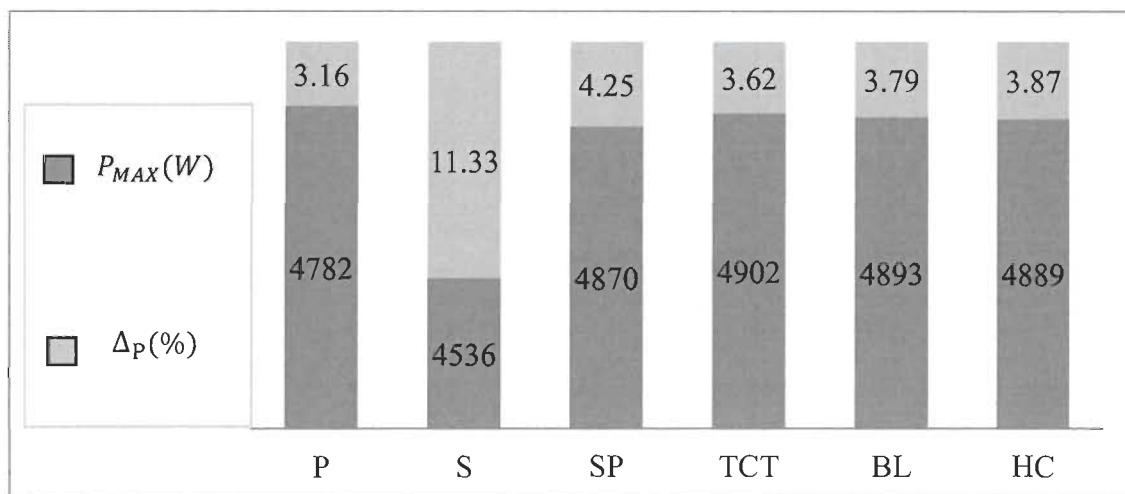


Figure 3-23 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-F4

Observations

Les résultats de simulations donnent toujours l'avantage à la configuration TCT fournit, elle fournit une puissance maximale de 4902 (W) et moins de pertes relatives 3.62%, en second lieu vient la configuration BL présente une puissance maximale de 4893 (W) avec des pertes relatives de 3.79%.

3.5.13 Scénario PS-F5, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas

Tableau 3-16 Résultats de simulation scénario PS-F5

Scénario : PS-F5					Résultats de simulation				
Irradiations proposées (W/m ²)					Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
n.m	1	2	3	4					
1	800	1000	1000	1000	P	4741	28,11	168,6	3,99
2	800	1000	1000	1000	S	4497	733,0	6,134	11,89
3	800	1000	1000	1000	SP	4855	173,7	27,94	4,54
4	800	1000	1000	1000	TCT	4870	173,6	28,04	4,25
5	800	1000	1000	1000	BL	4855	173,5	27,97	4,54
6	1000	1000	1000	1000	HC	4864	173,5	28,03	4,36

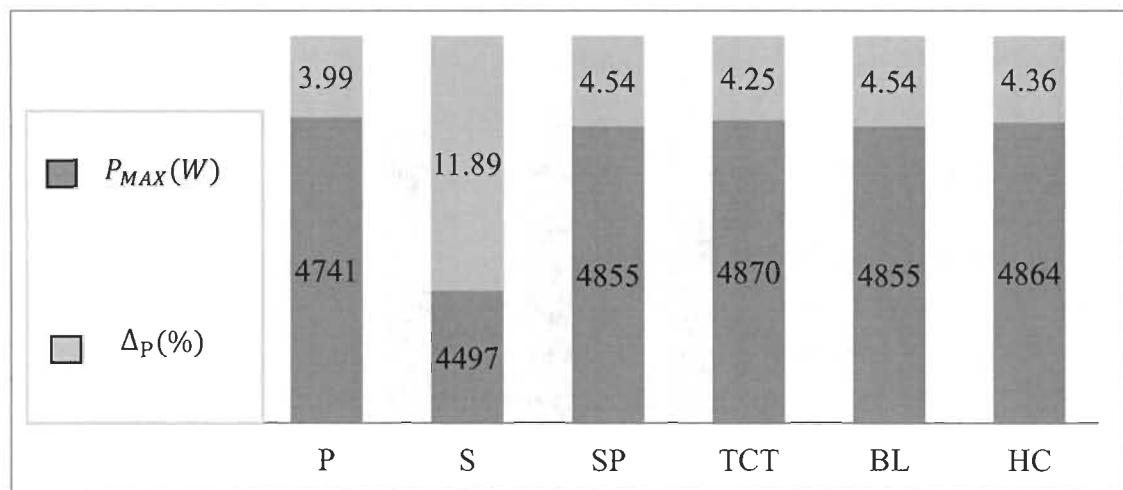


Figure 3-24 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-F5

Observations

Les configurations SP, TCT, BL et HC fournissent presque les mêmes performances, mais la configuration TCT donne toujours de meilleures performances (une puissance de sortie de 4870 (W) et de pertes relatives 4,25%).

3.5.14 Scénario PS-F6, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas

Tableau 3-17 Résultats de simulation scénario PS-F6

Scénario : PS-F6					Résultats de simulation				
Irradiations proposées (W/m ²)					Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
n.m	1	2	3	4					
1	800	1000	1000	1000	P	4703	27,96	168,1	4,76
2	800	1000	1000	1000	S	4471	724,4	6,17	12,40
3	800	1000	1000	1000	SP	4838	173,2	27,94	4,88
4	800	1000	1000	1000	TCT	4840	173,5	27,88	4,84
5	800	1000	1000	1000	BL	4839	174,2	27,76	4,86
6	800	1000	1000	1000	HC	4840	173,3	27,91	4,84

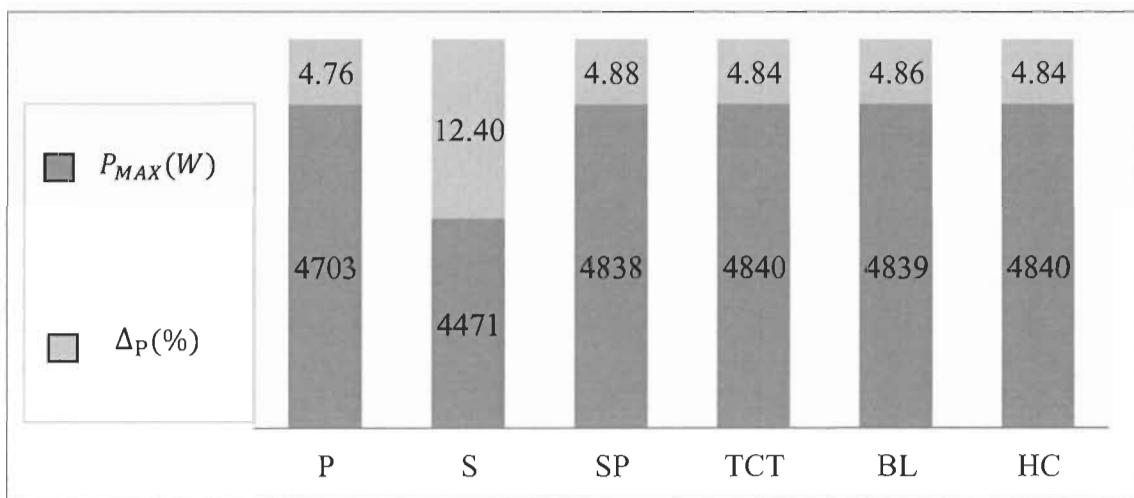


Figure 3-25 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-F6

Observations

Les configurations SP, TCT, BL et HC fournissent presque les mêmes performances. La configuration série présente de mauvaises performances, cette fois-ci, elle donne une puissance maximale de 4471 (W) et de pertes relatives de 12.40%.

3.5.15 Scénario PS-G1, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas

Tableau 3-18 Résultats de simulation scénario PS-G1

Scénario : PS-G1					Résultats de simulation				
Irradiations proposées (W/m ²)					Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
n.m	1	2	3	4					
1	900	900	1000	1000	P	4902	28,17	174	0,73
2	1000	1000	1000	1000	S	4962	715,1	6,93	2,78
3	1000	1000	1000	1000	SP	4981	175,7	28,34	2,06
4	1000	1000	1000	1000	TCT	5023	174,2	28,82	1,24
5	1000	1000	1000	1000	BL	5013	174,5	28,72	1,44
6	1000	1000	1000	1000	HC	5003	175,2	28,54	1,63

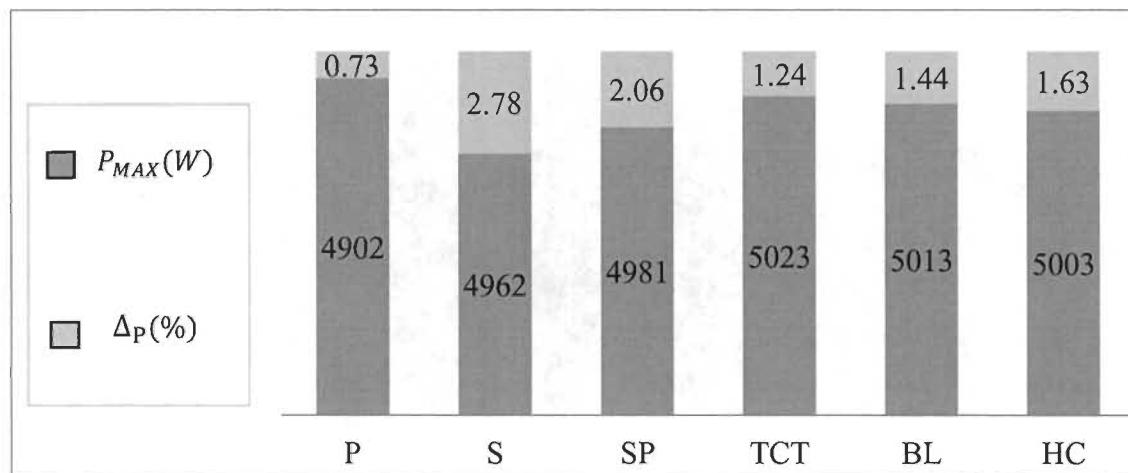


Figure 3-26 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-G1

Observations

La configuration TCT donne toujours de bonnes performances, une puissance de sortie de 5023 (W) et de pertes relatives de 1.23%, et en second lieu vient la configuration BL présente une puissance maximale de 5013 (W) et de pertes relatives de 1.43%.

3.5.16 Scénario PS-G2, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas

Tableau 3-19 Résultats de simulation scénario PS-G2

Scénario : PS-G2					Résultats de simulation				
Irradiations proposées (W/m ²)					Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
n.m	1	2	3	4					
1	900	900	1000	1000	P	4862	28,28	171,9	1,54
2	900	900	1000	1000	S	4912	712,3	6,89	3,76
3	1000	1000	1000	1000	SP	4946	174,8	28,29	2,75
4	1000	1000	1000	1000	TCT	4977	174,2	28,56	2,14
5	1000	1000	1000	1000	BL	4963	174,6	28,41	2,42
6	1000	1000	1000	1000	HC	4967	176,9	28,11	2,34

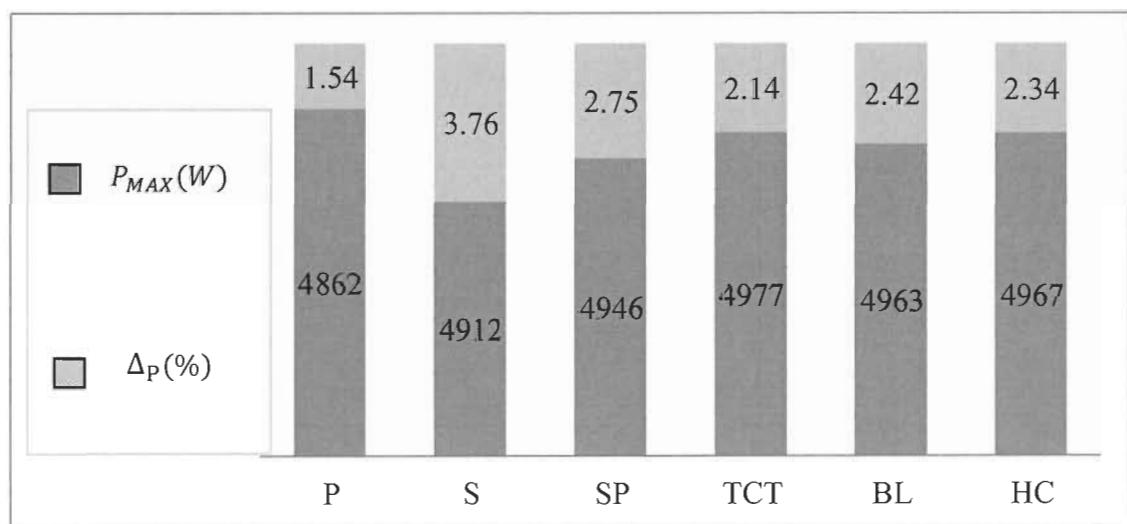


Figure 3-27 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-G2

Observations

Les configurations TCT, BL et HC donnent presque les mêmes performances.

3.5.17 Scénario PS-G3, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas

Tableau 3-20 Résultats de simulation scénario PS-G3

Scénario : PS-G3					Résultats de simulation				
Irradiations proposées (W/m ²)					Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
n.m	1	2	3	4					
1	900	900	1000	1000	P	4823	28,28	170,5	2,33
2	900	900	1000	1000	S	4870	710,4	6,85	4,58
3	900	900	1000	1000	SP	4916	174,2	28,20	3,34
4	1000	1000	1000	1000	TCT	4938	174,1	28,36	2,91
5	1000	1000	1000	1000	BL	4933	174,3	28,28	3,01
6	1000	1000	1000	1000	HC	4933	174,4	28,27	3,01

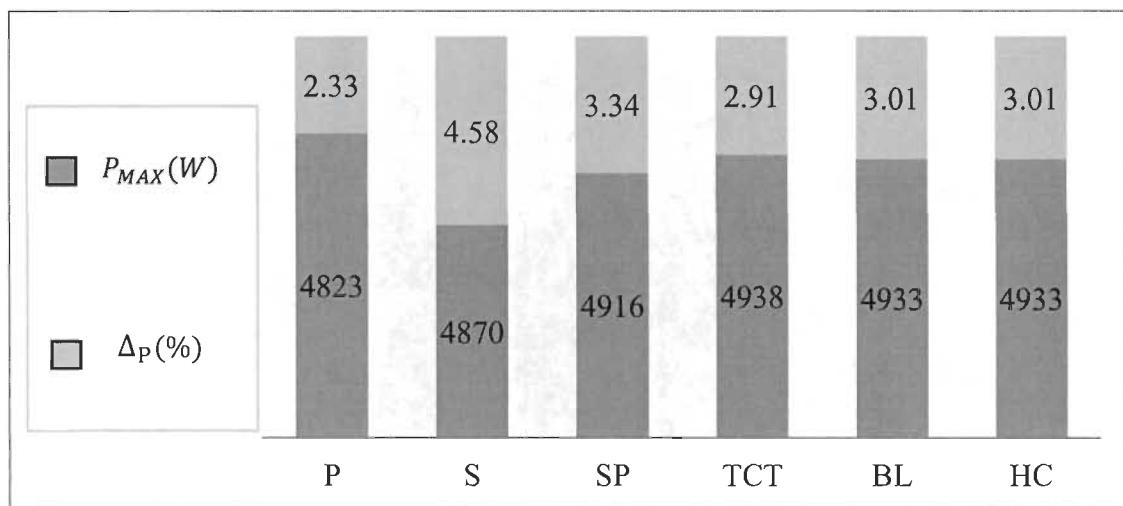


Figure 3-28 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-G3

Observations

Les configurations SP, TCT, BL et HC fournissent presque les mêmes performances, mais la configuration TCT reste toujours la meilleure avec une puissance de sortie de 4938 (W) et de pertes relatives 2.91%, en second lieu vient les configurations BL et HC présentent une puissance maximale de 4933 (W) et de pertes relatives de 3.01%, en troisième lieu,

vient la configuration SP par une puissance maximale de 4916 (W) et de pertes relatives de 3.34%.

3.5.18 Scénario PS-G4, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas

Tableau 3-21 Résultats de simulation scénario PS-G4

Scénario : PS-G4					Résultats de simulation				
Irradiations proposées (W/m ²)					Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
n.m	1	2	3	4	P	4834	710,4	6,804	3.14
1	900	900	1000	1000	S	4783	27,96	171,0	5,29
2	900	900	1000	1000	SP	4889	174,2	28,06	3,87
3	900	900	1000	1000	TCT	4904	173,9	28,2	3,57
4	900	900	1000	1000	BL	4894	174,0	28,12	3,78
5	1000	1000	1000	1000	HC	4891	176,2	28,08	3,83
6	1000	1000	1000	1000					

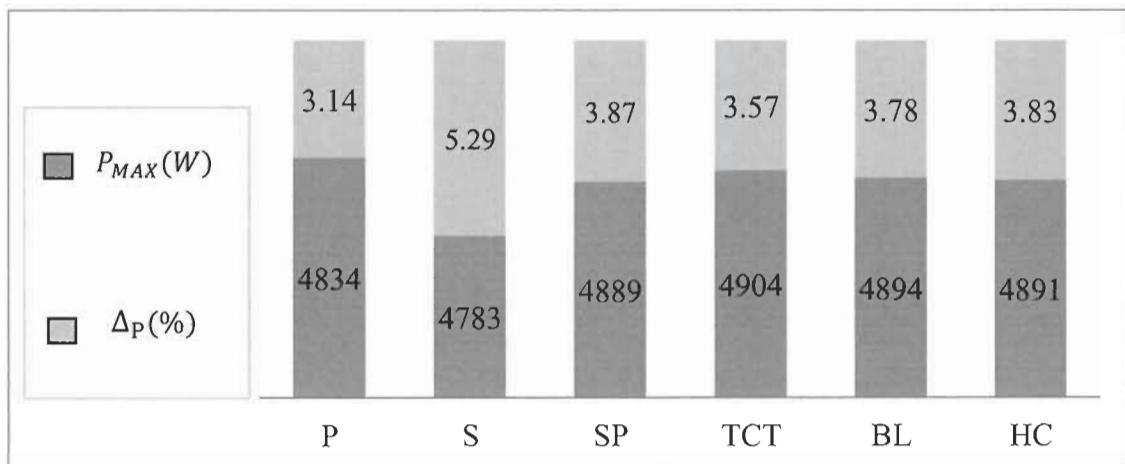


Figure 3-29 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-G4

Observations

Les configurations SP, TCT, BL et HC fournissent presque les mêmes performances, mais la configuration TCT reste toujours la meilleure avec une puissance de sortie de 4904 (W)

et de pertes relatives 3.57%, et en second lieu vient la configuration BL présente une puissance maximale de 4889 (W) avec des pertes relatives de 3.78%.

3.5.19 Scénario PS-G5, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas

Tableau 3-22 Résultats de simulation scénario PS-G5

Scénario : PS-G5					Résultats de simulation				
n.m	Irradiations proposées (W/m ²)				Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
	1	2	3	4					
1	900	900	1000	1000	P	4745	28,28	167,7	3,91
2	900	900	1000	1000	S	4799	707,3	6,785	5,98
3	900	900	1000	1000	SP	4865	174,3	27,90	4,35
4	900	900	1000	1000	TCT	4872	173,7	28,03	4,21
5	900	900	1000	1000	BL	4869	173,7	28,01	4,27
6	1000	1000	1000	1000	HC	4866	173,3	28,07	4,33

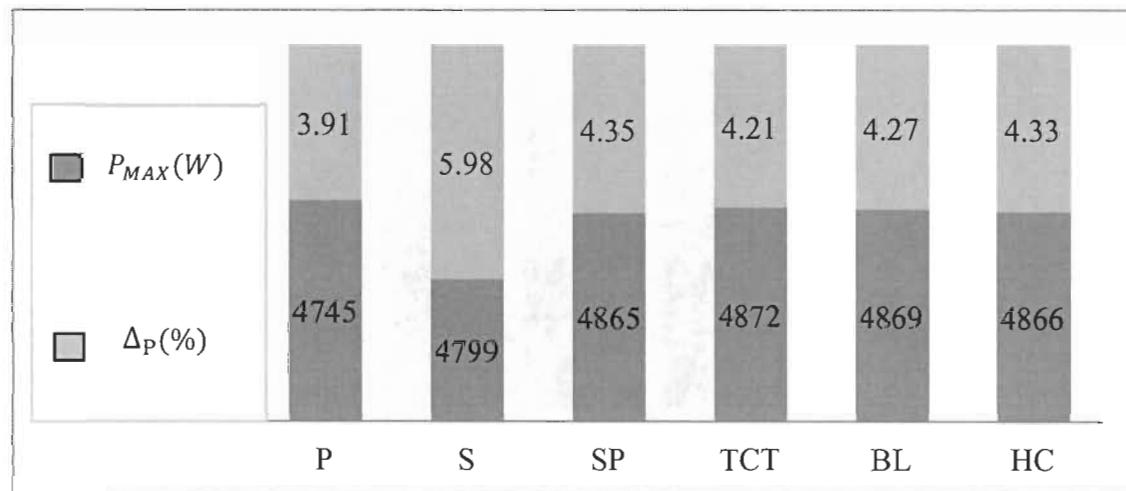


Figure 3-30 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-G5

Observations

Les configurations SP, TCT et BL fournissent presque les mêmes performances, mais la configuration TCT reste toujours la meilleure avec une puissance de sortie de 4872 (W) et de pertes relatives 4.20%, et en second lieu vient la configuration BL présente une

puissance maximale de 4869 (W) et de pertes relatives de 4.26%, en troisième lieu vient la configuration HC avec une puissance maximale de 4866 (W) et des pertes relatives de 4.33%.

3.5.20 Scénario PS-G6, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas

Tableau 3-23 Résultats de simulation scénario PS-G6

Scénario : PS-G6					Résultats de simulation				
Irradiations proposées (W/m ²)					Config.	P _M (W)	V _M (V)	I _M (A)	Δ _P %
n.m	1	2	3	4					
1	900	900	1000	1000	P	4704	27,96	168,2	4,74
2	900	900	1000	1000	S	4768	706,1	6.75	6.58
3	900	900	1000	1000	SP	4842	173,4	27,91	4,80
4	900	900	1000	1000	TCT	4842	173,5	27,90	4,79
5	900	900	1000	1000	BL	4841	172,5	28,05	4,82
6	900	900	1000	1000	HC	4841	174,4	27,75	4,82

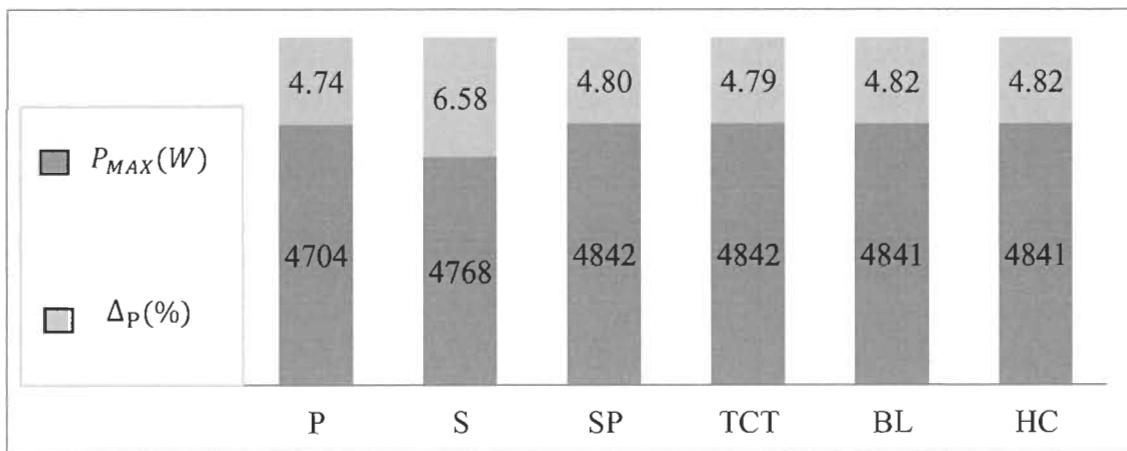


Figure 3-31 Puissances de sortie et pertes relatives, scénario PS-G6

Observations

Les configurations SP, TCT, BL et HC fournissent presque les mêmes performances, mais la configuration TCT et SP fournissent des meilleures performances, une puissance de sortie de 4842 (W) et de pertes relatives 4.80%.

3.6 Analyse des résultats

Suite aux résultats de simulations obtenus, on peut conclure que ;

Les configurations SP, TCT, BL et HC fournissent presque les mêmes performances dans les conditions STC parce que leurs architectures sont généralement semblables.

La configuration TCT, fournit de bonnes performances, et moins de pertes relatives, par rapport aux autres configurations, dans le cas de différents modèles d'ombrage sont réparties aléatoirement.

La configuration TCT, fournit de meilleures performances et moins de pertes relatives dans le cas d'une progression de l'ombrage dans le même string du scénario PS-F1 au PS-F6.

La configuration TCT, fournit de bonnes performances et moins de pertes relatives dans le cas d'une progression de l'ombrage dans les deux strings du haut en bas du scénario PS-G1 au PS-G6.

La puissance de sortie fournie et le nombre de pic apparu dépend fortement de type de configuration, l'intensité et la localisation d'ombrage.

Les scénarios d'ombrage les plus critiques provoquent plusieurs pics de puissance sur la caractéristique V-P, ce phénomène va empêcher la commande MPPT à fournir le point de puissance maximal.

La configuration TCT aide à la majoration des pics par rapport aux autres configurations.

3.7 Conclusion

Dans le présent chapitre, nous avons constaté que la puissance maximale d'un GPV est diminuée considérablement sous l'effet de l'ombrage partiel par rapport aux conditions STC. Nous avons constaté aussi que l'ombrage partiel provoque une déformation de la caractéristique V-P, qui se traduit sur la courbe par plusieurs points de puissances locales LMPP et un point de puissance globale GMPP, ce qui va compliquer le mécanisme de recherche de point de puissance maximale pour certains techniques MPPT.

Les résultats de simulation obtenus des différentes configurations sous l'effet de plusieurs scénarios d'ombrage montrent que la configuration TCT est la plus performante dans la majorité des scénarios d'ombrage. Elle a fourni le maximum de puissances de sortie et moins de pertes, conformément aux résultats de classement obtenus par ordre décroissant on va sélectionner les trois meilleures configurations TCT, BL et HC grâce à leurs efficacités dans la plupart des scénarios d'ombrage et seront l'objet de notre travail dans le chapitre suivant. Le prochain chapitre va être consacré à la comparaison de performances de la commande techniques MPPT-P&O appliquée aux trois meilleures configurations en question.

Chapitre 4- Comparaison de performances de la technique MPPT-P&O appliquée aux configurations TCT, BL et HC

4.1 Introduction

Précédemment, nous avons constaté que la puissance maximale d'un GPV dépend essentiellement de sa configuration, l'intensité et la localisation de l'ombrage. Certains scénarios d'ombrage ont provoqué plusieurs points locaux de puissance maximale sur la caractéristique V-P. Cette déformation de la courbe va empêcher le système à fournir le point global de puissance maximale (GPPM), dans ce cas, il est indispensable d'insérer un étage d'adaptation entre le GPV et la charge pour assurer un meilleur transfert d'énergie, cet étage d'adaptation possède une commande MPPT qui varie le rapport cyclique du convertisseur en permanence afin de forcer le système à fournir le maximum du point global de puissance [32].

Ce type de commande est très utilisé pour extraire le maximum de point de puissance d'un système PV, connu souvent par l'abréviation MPPT « Recherche du point de puissance maximale » ou bien « Maximum Power Point Tracking » en Anglais.

Dans ce chapitre, nous présentons la simulation de la commande MPPT-P&O appliquée aux trois meilleures configurations sélectionnées dans le chapitre précédent, à savoir TCT, BL et HC afin de comparer leurs performances dans plusieurs scénarios d'ombrage notamment les plus défavorables.

La commande MPPT-P&O a été choisi dans le but de montrer l'impact des configurations étudiées dans les précédents chapitres sur l'allure des caractéristiques tension-puissance (V-P), on a choisi d'appliquer la technique P&O, vu son échec à localiser le pic de puissance globale sous ombrage partiel, la technique est basée sur la méthode Hill-Climbing, ainsi, elle s'arrête sur le premier pic rencontré. L'utilisation de cette méthode est pour prouver la capacité de quelques configurations qui ont augmenté la puissance des pics locaux et dans des cas les éliminer. Diminuant ainsi les pertes sous ombrage partiel et augmentant la chance d'une technique MPPT classique à localiser le pic global ou à se situer sur un pic local qui possède une plus grande puissance comparée au branchement SP.

4.2 Technique de recherche de point de puissance maximale

Le principe de la technique MPPT est illustré par la figure suivante qui représente une charge à courant continu alimentée par un GPV par l'intermédiaire d'un convertisseur DC-DC doté d'une commande MPPT qui varie le rapport cyclique (D) du convertisseur en permanence jusqu'à l'obtention du point de puissance maximale (PPM) aux bornes de la charge [32].

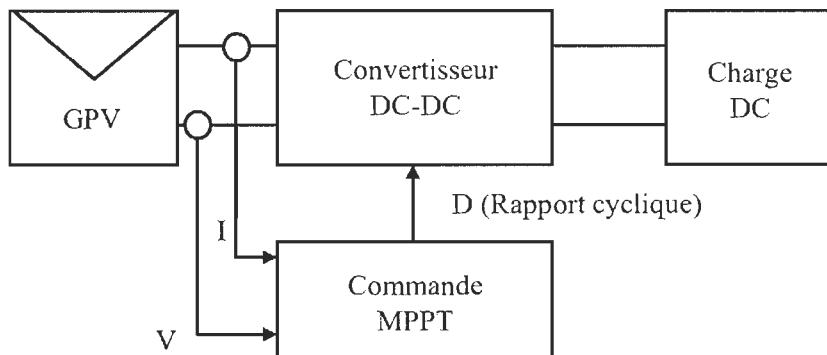


Figure 4-1 Chaine de conversion photovoltaïque contrôlée par une technique MPPT

La commande MPPT varie en permanence le rapport cyclique à base du courant (I) et la tension (V) mesurés en temps réel afin d'agir directement sur le convertisseur de telle sorte que la puissance fournie par le GPV soit maximale, quelles que soient les conditions météorologiques.

4.3 Principe de la commande P&O

La commande P&O est basée essentiellement sur un algorithme ayant pour fonction de perturber la tension de sortie du générateur V_{GPV} d'une faible valeur de Δ_V et observer la puissance du générateur P_{GPV} .

La figure 4-2 représente la caractéristique $P=f(V)$ fournie par un panneau PV.

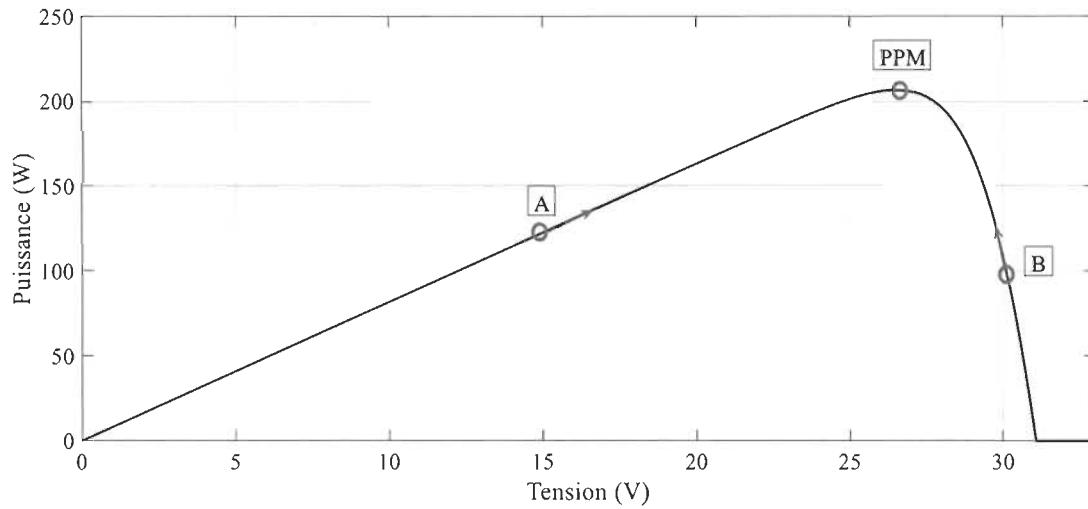


Figure 4-2 Caractéristique $P(V)$ d'un panneau PV

Si la puissance de sortie augmente ($P_{GPV\ n} > P_{GPV\ n-1}$) on s'approche du point de puissance maximal (PPM) donc la variation du rapport cyclique sera conservée dans le même sens.

Si la puissance de sortie du générateur PV diminue ($P_{GPV\ n} < P_{GPV\ n-1}$) on s'éloigne du point de puissance maximal (PPM) dans ce cas, on inverse le sens de variation du rapport cyclique pour poursuivre le point de puissance maximale. Le principe de la commande est

illustré par l'organigramme suivant. La commande P&O est facile à implémenter avec un coût réduit [32], cependant, elle présente aussi les inconvénients suivants [33] ;

- Oscillation autour du point de puissance maximal (PPM) au régime permanent.
- Confusion de trouver le point de puissance maximale lors de changement brusque des conditions météorologiques.

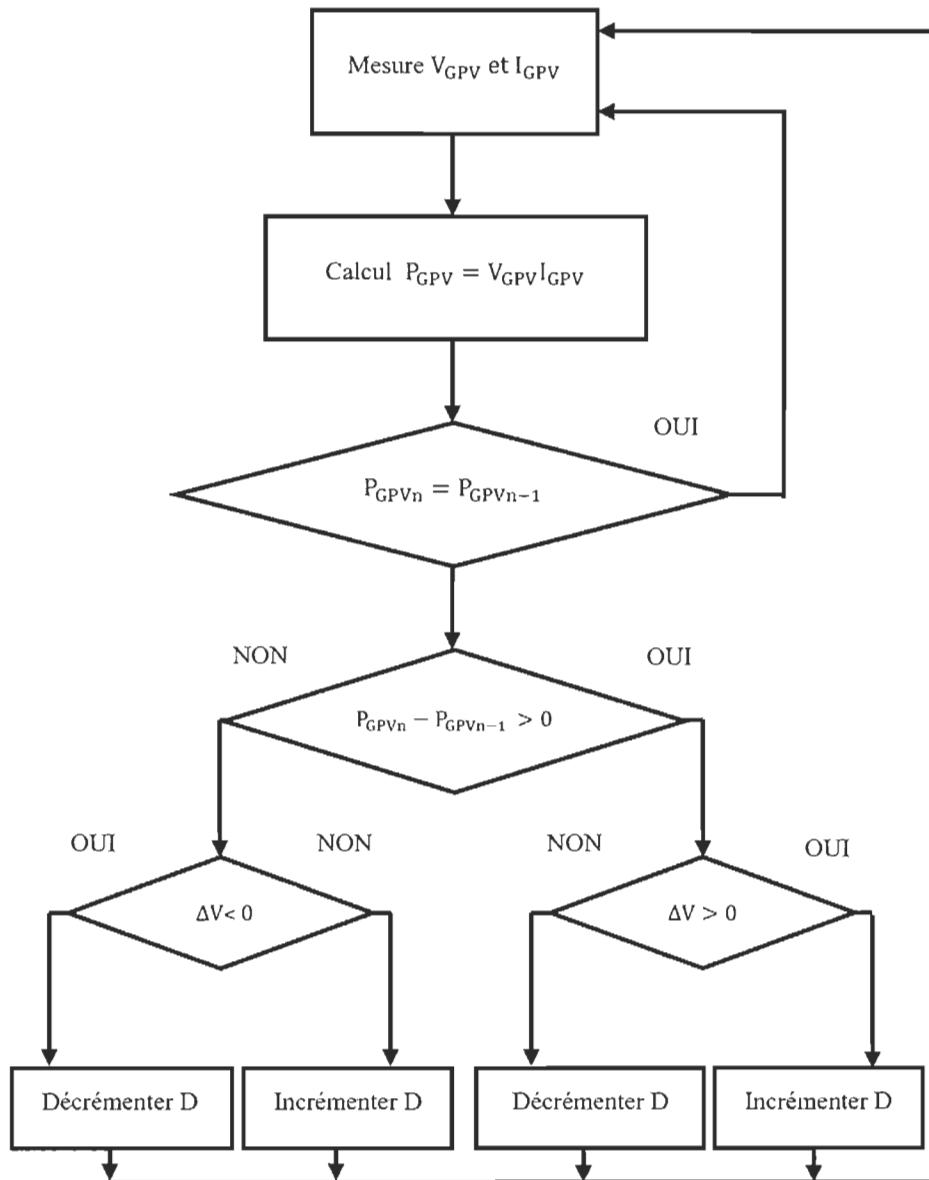


Figure 4-3 Organigramme de la commande MPPT [32]

4.4 Simulation de la commande MPPT-P&O

La simulation de la commande MPPT sera implémentée à l'aide de MATLAB Simulink. Le montage suivant est constitué d'une charge (R) alimentée par un GPV branché selon les trois meilleures configurations sélectionnées (TCT, BL et HC) et un hacheur élévateur contrôlé par une technique MPPT-P&O, comme indique la figure 4-4.

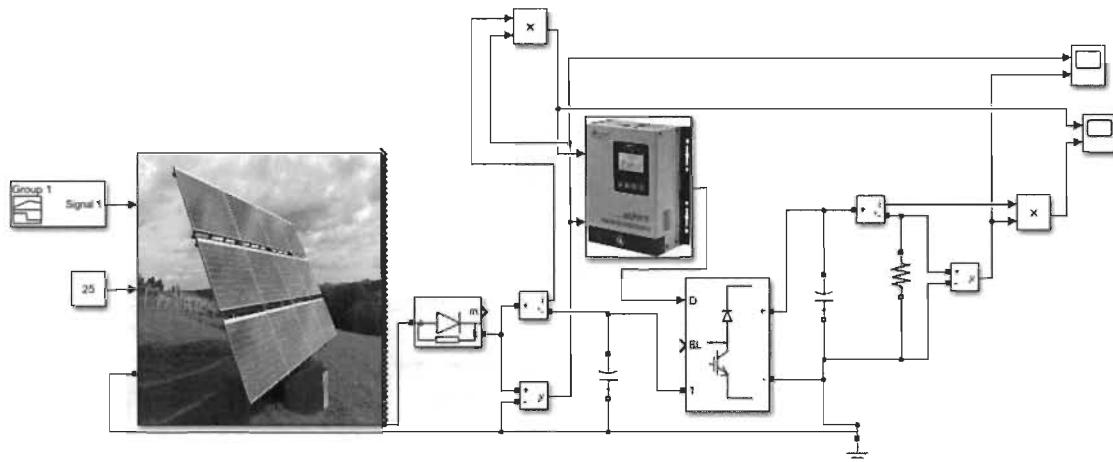


Figure 4-4 Montage de la simulation MPPT-P&O

4.4.1 Structure de commande MPPT-P&O

La structure de commande MPPT-P&O est représentée sous forme d'un système ayant des variables d'entrées qui sont la puissance (P_{GPV}) et la tension (V_{GPV}) du GPV et une sortie qui est la commande ou le rapport cyclique (D) comme le montre la figure 4-5.

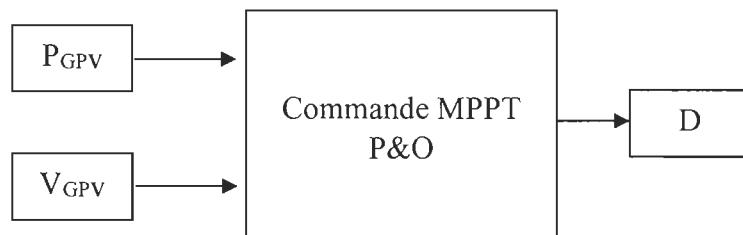


Figure 4-5 Bloc de commande MPPT- P&O

À partir de l'organigramme on peut déduire la loi de commande de la technique MPPT- P&O suivant ;

Tableau 4-1 Loi de commande de la technique MPPT- P&O

Variables d'entrées	Rapport cyclique (D)
Si $\Delta P > 0$ et $\Delta V > 0$	$D(i+1) = D(i) + \Delta D$
Si $\Delta P > 0$ et $\Delta V < 0$	$D(i+1) = D(i) - \Delta D$
Si $\Delta P < 0$ et $\Delta V > 0$	$D(i+1) = D(i) - \Delta D$
Si $\Delta P < 0$ et $\Delta V < 0$	$D(i+1) = D(i) + \Delta D$

Où ;

D : Rapport cyclique varie entre 0 et 1

$D(i+1)$: Valeur actuelle du rapport cyclique

$D(i)$: Valeur précédente du rapport cyclique

ΔD : Pas du rapport cyclique

4.4.2 Simulations aux conditions STC

Nous simulons la commande MPPT- P&O avec les configurations TCT, BL et HC aux conditions standards.

La figure 4-6 illustre les réponses temporelles des trois configurations.

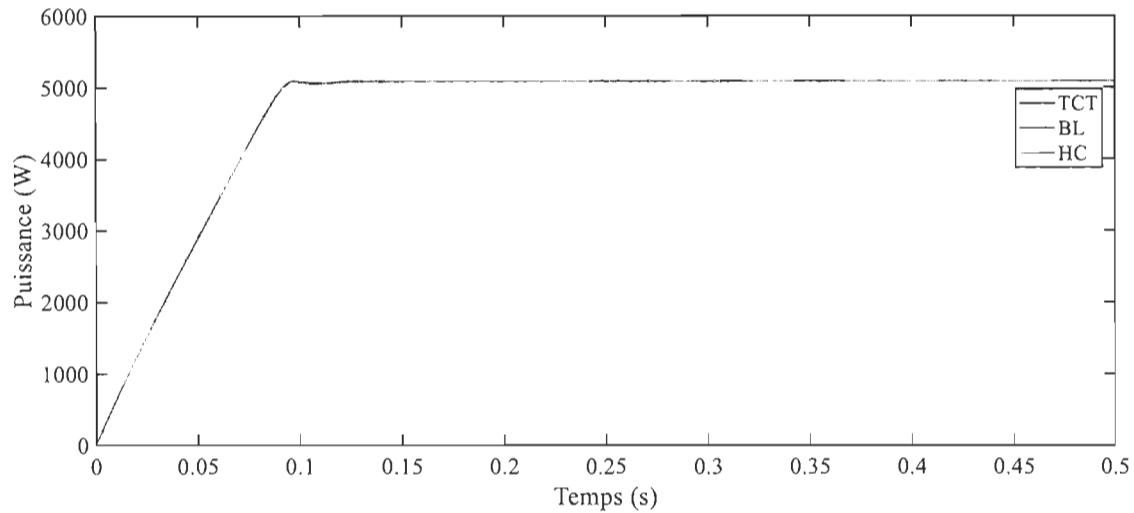


Figure 4-6 Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC, conditions STC

Tableau 4-2 Performances des configurations TCT, BL et HC, conditions STC

Configurations	Puissance max [W]	Temps de réponse[s]
TCT	5086	0,159
BL	5086	0,159
HC	5086	0,159

Observations

Les réponses temporelles des trois configurations TCT, BL et HC sont identiques où les courbes sont superposées, chacune présente deux régimes, à savoir :

Le régime transitoire qualifie la rapidité du système, il varie en fonction du pas d'incrémentation (ΔD).

Le régime permanent, c'est la durée du temps par laquelle la puissance de sortie se stabilise autour d'un point de puissance PPM de 5086W.

Dans les conditions STC, les trois configurations TCT, BL et HC fournissent les mêmes performances.

4.4.3 Simulations du scénario PS-D, un string est complètement et inégalement ombragé

Nous simulons la commande MPPT- P&O avec les configurations TCT, BL et HC sous l'effet du scénario PS-D.

La figure 4-7 illustre les réponses temporelles des trois configurations.

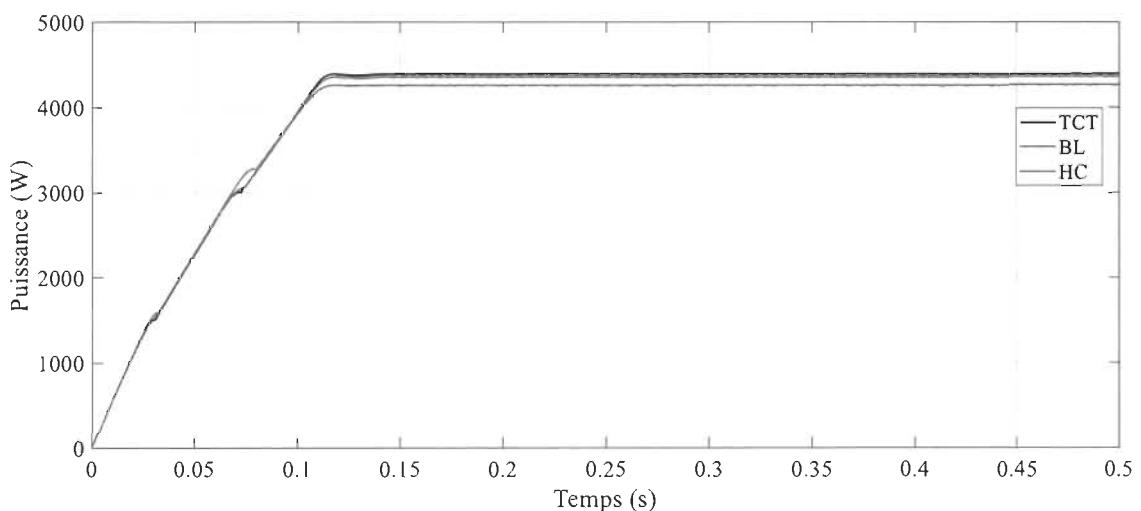


Figure 4-7 Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC

Tableau 4-3 Performances des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-D

Configurations	Puissance max [W]	Temps de réponse[s]
TCT	4397	0.145
BL	4363	0.140
HC	4268	0.144

Observations

Dans ce scénario d'ombrage, la commande MPPT-P&O force chaque configuration à converger vers son point de puissance maximale globale (GMPP).

Les trois configurations TCT, BL et HC, convergent vers les points de puissance maximale presque dans la même durée.

La figure suivante 4-8 montre les points de puissance maximale fournis par la commande MPPT-P&O.

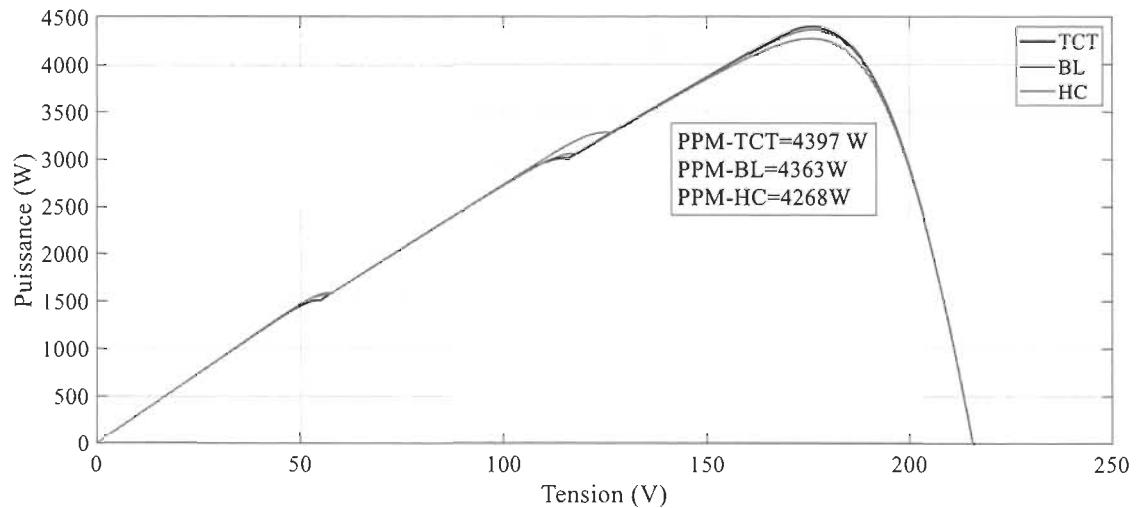


Figure 4-8 Caractéristique V-P des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-D

4.4.4 Simulation du scénario PS-E1, différents modèles d'ombrage sont répartis aléatoirement

Nous simulons la commande MPPT- P&O avec les configurations TCT, BL et HC sous l'effet du scénario PS-E1.

La figure 4-9 illustre les réponses temporelles des trois configurations.

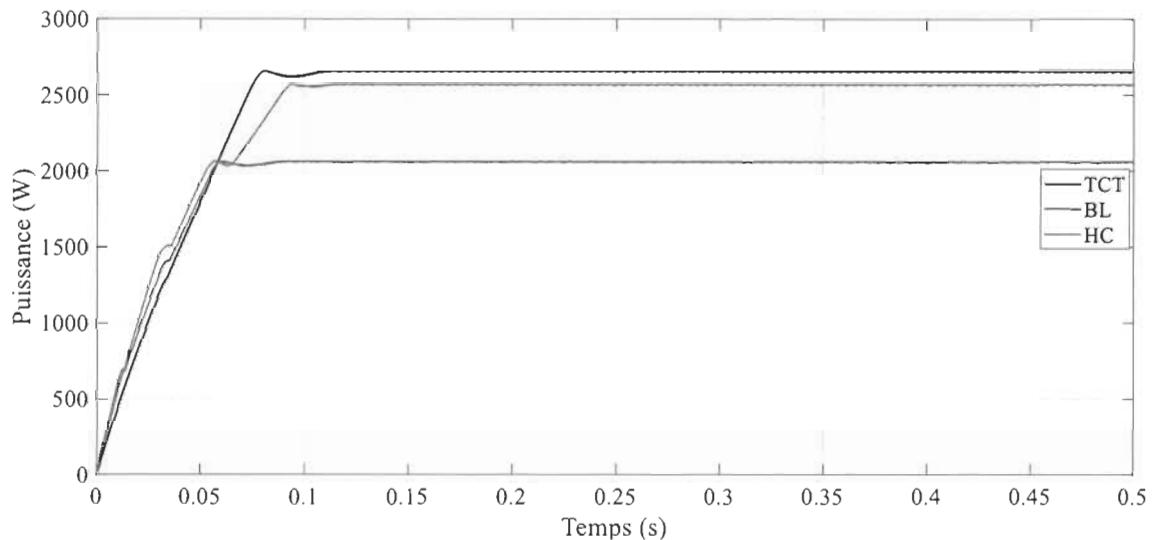


Figure 4-9 Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC scénario PS-E1

Tableau 4-4 Performances des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-E1

Configurations	Puissance max [W]	Temps de réponse[s]
TCT	2661	0.114
BL	2062	0.091
HC	2568	0.114

Observations

Dans ce scénario d'ombrage, nous remarquons que la commande MPPT-P&O n'est pas capable d'extraire les points de puissance maximale des configurations TCT et BL,

l'algorithme a été bloqué dans des points locaux, tandis que, la configuration HC a fourni son point de puissance globale.

Nous remarquons aussi que le point de puissance locale de la configuration TCT est supérieur au point de puissance globale de la configuration HC.

La figure suivante 4-10 montre les points de puissance extraits par la commande MPPT-P&O.

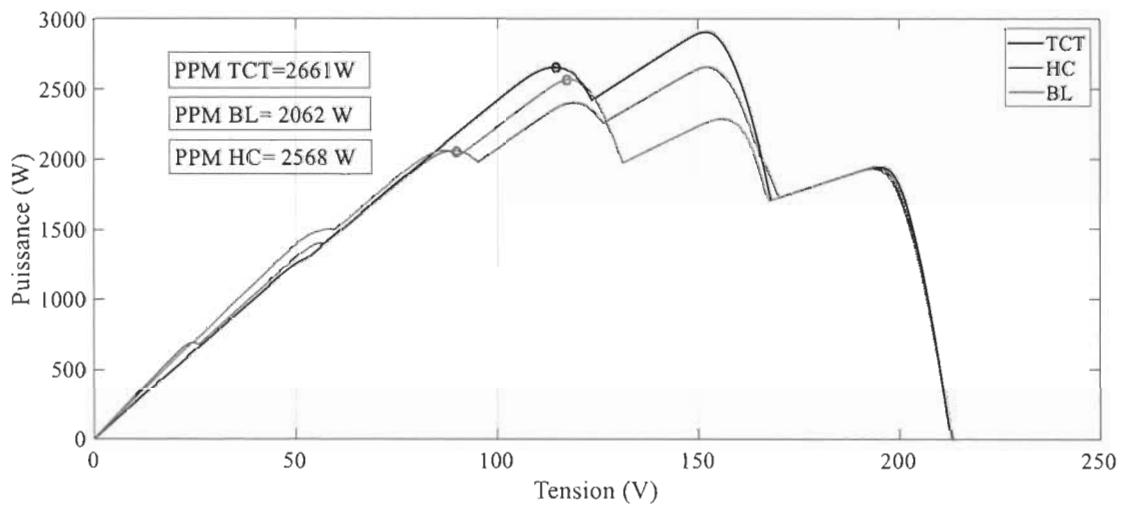


Figure 4-10 Caractéristique V-P des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-E1

4.4.5 Simulation du scénario PS-E2, différents modèles d'ombrage sont répartis aléatoirement

Nous simulons la commande MPPT- P&O avec les configurations TCT, BL et HC sous l'effet du scénario PS-E2.

La figure 4-11 illustre les réponses temporelles des trois configurations.

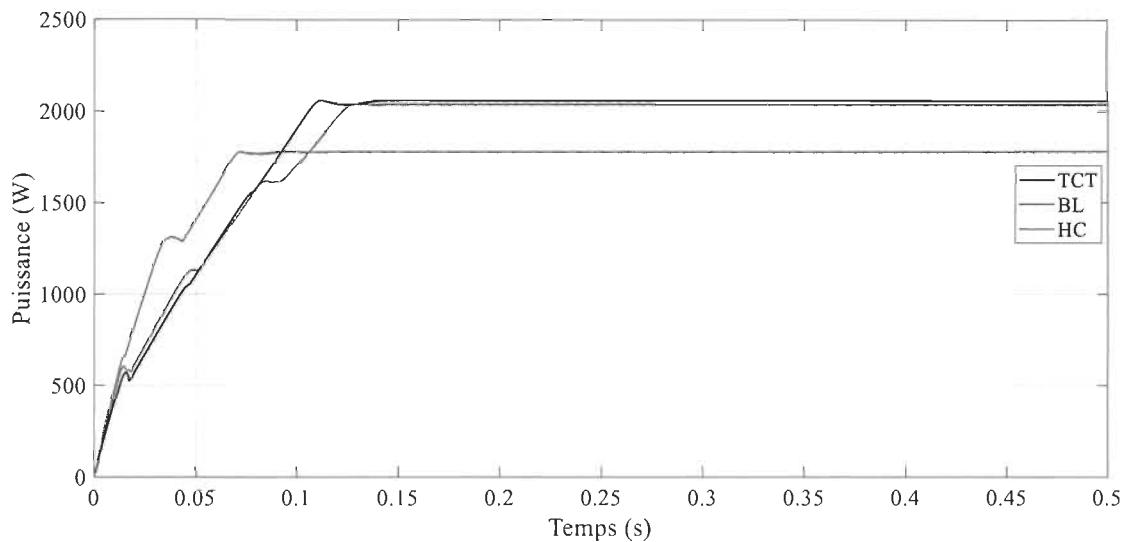


Figure 4-11 Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-E2

Tableau 4-5 Performances des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-E2

Configurations	Puissance max [W]	Temps de réponse[s]
TCT	2060	0.143
BL	2037	0.140
HC	1781	0.103

Observations

Le présent scénario d'ombrage est presque similaire au scénario précédent, la commande MPPT-P&O n'est pas capable de localiser les GMPP des trois configurations TCT, BL et HC, l'algorithme a été coincé dans des points de puissance locale, comme montrée dans la figure suivante.

La figure suivante 4-12 montre les points de puissance extraits par la commande MPPT-P&O.

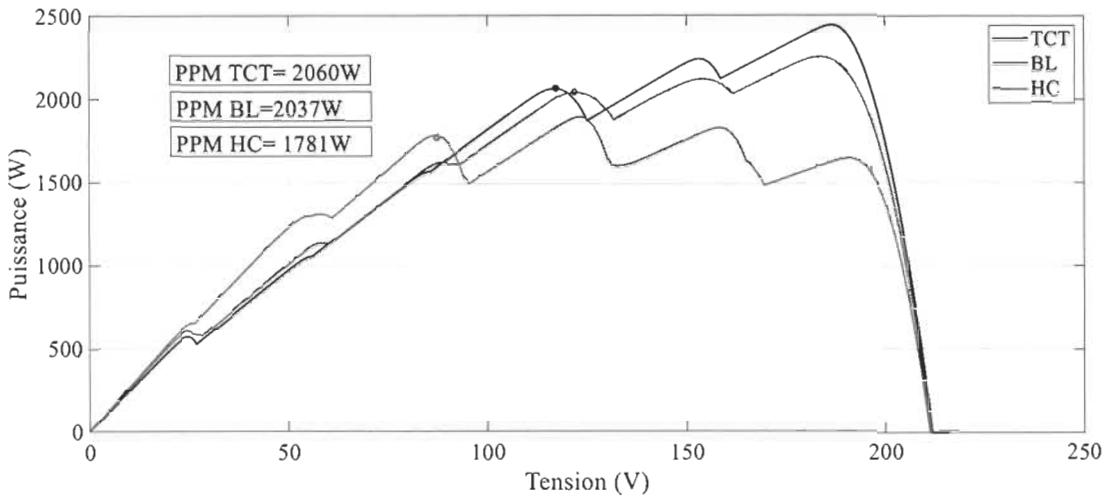


Figure 4-12 Caractéristique V-P des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-E2

4.4.6 Simulation du scénario PS-F1, propagation de l'ombrage dans le même string du haut jusqu'en bas

Nous simulons la commande MPPT- P&O avec les configurations TCT, BL et HC sous l'effet du scénario PS-F1.

La figure 4-13 illustre les réponses temporelles des trois configurations.

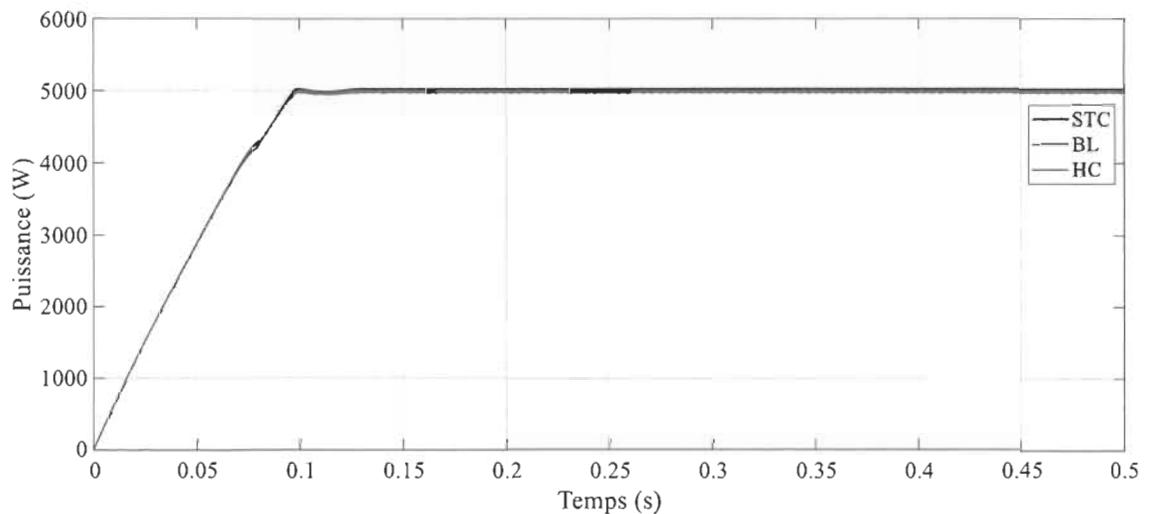


Figure 4-13 Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC scénario PS-F1

Tableau 4-6 Performances des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-F1

Configurations	Puissance max [W]	Temps de réponse[s]
TCT	5024	0.130
BL	4981	0.130
HC	5002	0.130

Observations

Nous remarquons que la commande MPPT-P&O a réussi de localiser les GMPP des trois configurations TCT, BL et HC dans la même durée.

La figure suivante 4-14 montre les points de puissance globale fournie par la commande MPPT-P&O.

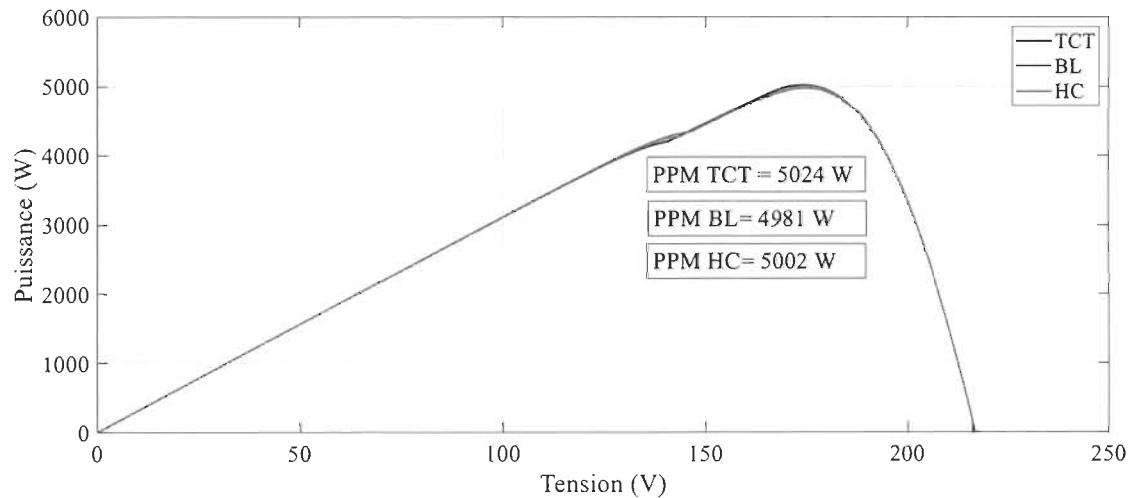


Figure 4-14 Caractéristique V-P des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-F1

4.4.7 Simulation du scénario PS-G2, propagation de l'ombrage dans les deux strings du haut jusqu'en bas

Nous simulons la commande MPPT- P&O avec les configurations TCT, BL et HC sous l'effet du scénario PS-G2.

La figure 4-15 illustre les réponses temporelles des trois configurations.

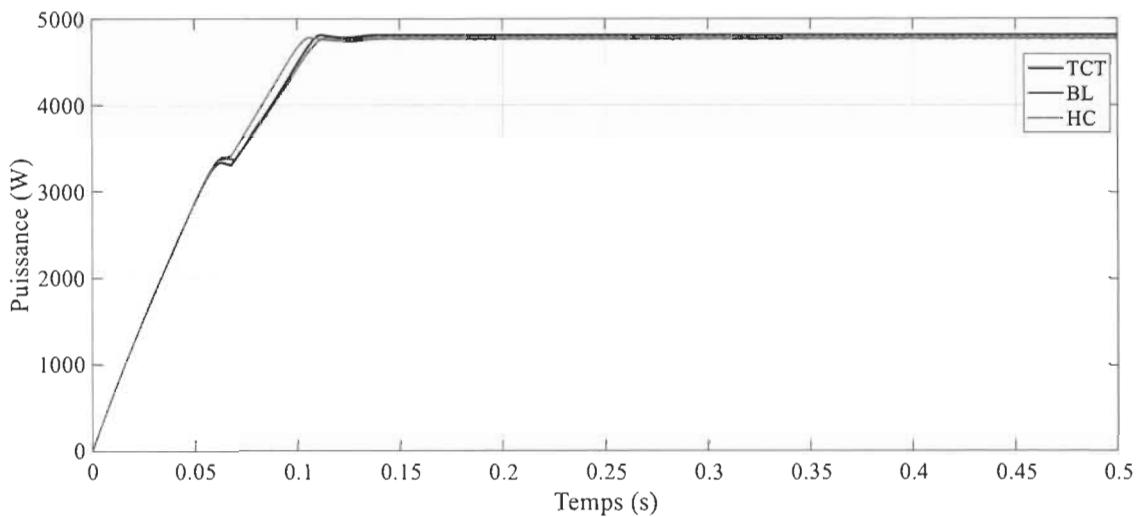


Figure 4-15 Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-G2

Tableau 4-7 Performances des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-G2

Configurations	Puissance max [W]	Temps de réponse[s]
TCT	4977	0.136
BL	4963	0.136
HC	4967	0.136

La commande MPPT-P&O force les trois configurations TCT, BL et HC à converger vers le point de puissance global (GMMP), les trois configurations ont fourni presque les mêmes performances.

La figure suivante 4-16 montre les points de puissance globale fournie par la commande MPPT-P&O.

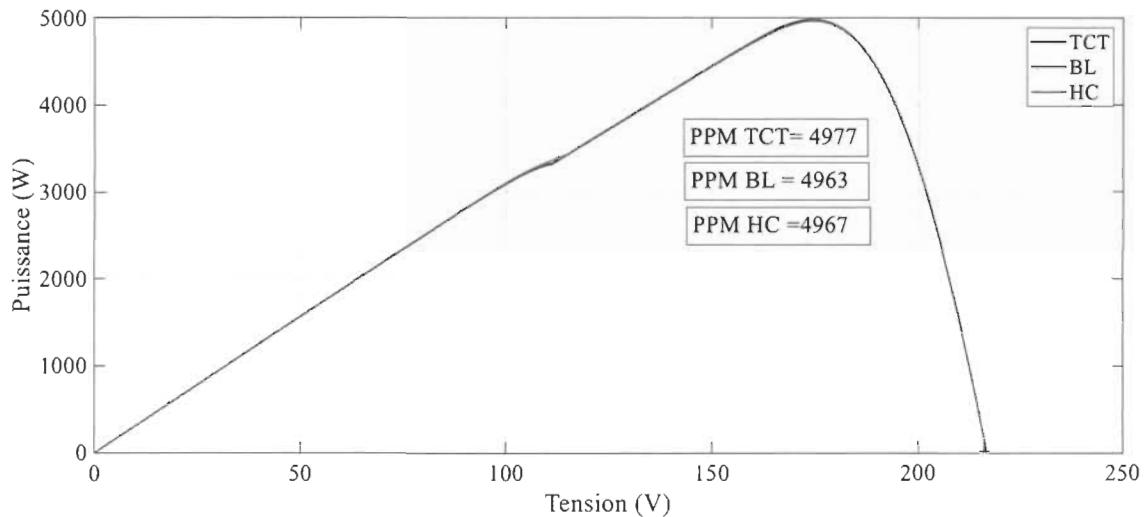


Figure 4-16 Caractéristique V-P des configurations TCT, BL et HC, scénario PS-G2

4.5 Discussion des résultats

D'après les résultats de simulation, nous avons constaté que ;

La forme des pics apparus sur la caractéristique V-P des différentes configurations est en fonction du scénario d'ombrage.

La technique MPPT-P&O est très efficace dans la majorité des scénarios d'ombrage sauf les plus critiques, notamment PS-E1 et PS-E2, (voir les figures en annexe-A).

4.6 Conclusion

La puissance d'un GPV dépend fortement du scénario d'ombrage appliqué sur les panneaux, ce qui entraîne le changement du point de puissance maximale, pour ces raisons, nous avons proposé dans ce chapitre, la méthode de maximisation de puissance

MPPT P&O pour extraire le point de puissance maximale des trois configurations TCT, BL et HC afin de tester la fiabilité de chacune dans plusieurs scénarios d'ombrage.

Les résultats de simulation montrent que la configuration TCT présente de bonnes performances, dans les scénarios proposés, cette dernière a fourni une puissance maximale de sortie, nombre de pics réduit et majoration du pic global.

Chapitre 5 - Conclusion générale

La thématique de ce travail de recherche porte généralement sur les pertes induites par l'ensemble des composants de la chaîne de conversion photovoltaïque et particulièrement sur les pertes de dispersion engendrées par l'ombrage partiel et ses effets sur le rendement de conversion, pour cela, nous avons utilisé les configurations comme une solution afin de réduire ces pertes, les résultats de simulation montrent l'efficacité de la configuration TCT dans les scénarios d'ombrage proposés où elle a fourni de meilleures performances suivies par les configurations BL et HC.

Comme le point de puissance maximale est tributaire au changement des conditions météorologiques notamment le changement et la répartition de l'éclairement sur la surface des panneaux PV, nous avons appliqué la commande MPPT-P&O aux trois meilleures configurations TCT, BL et HC pour la poursuite du point de puissance maximale de chacune afin de comparer leurs performances dans divers scénarios d'ombrage. Les résultats de simulations donnent l'avantage à la configuration TCT dans tous les scénarios d'ombrage. Nous avons constaté que la commande MPPT-P&O est réussie à 89,47 % de localiser les GMPP dans les scénarios d'ombrage proposés, sauf les deux cas les plus critiques, notamment PS-E1 et PS-E2, pour le cas de la configuration TCT malgré que l'algorithme a été bloqué dans un point de puissance locale, mais elle a fourni de meilleures performances parce que ses points de puissance locale sont proches au point de puissance globale. La commande MPPT-P&O est la méthode la plus simple à implanter

à faible coût cependant, elle provoque des oscillations au régime permanent dues au pas d'incrémentation.

Les configurations rendent la caractéristique V-P lisse et participent au rapprochement des LMPP au GMPP ce qui facilite aux techniques MPPT conventionnelles ou classiques à extraire le maximum de puissance d'un GPV.

Mes futurs travaux de recherche seront une continuité du présent sujet , on a vu que malgré l'utilisation des configurations pour faciliter le fonctionnement de la technique MPPT-P&O, mais elle reste toujours n'est pas fiable surtout dans les scénarios les plus défavorables où les configurations ne seront pas capables d'éliminer complètement les LMPP, de ce fait, mes futures recherches seront focalisées sur une étude comparative de performances de différentes techniques MPPT, telles que MPPT optimale à base de l'intelligence artificielle, la logique floue (LF) et l'algorithme d'optimisation d'essaim de particules (PSO).

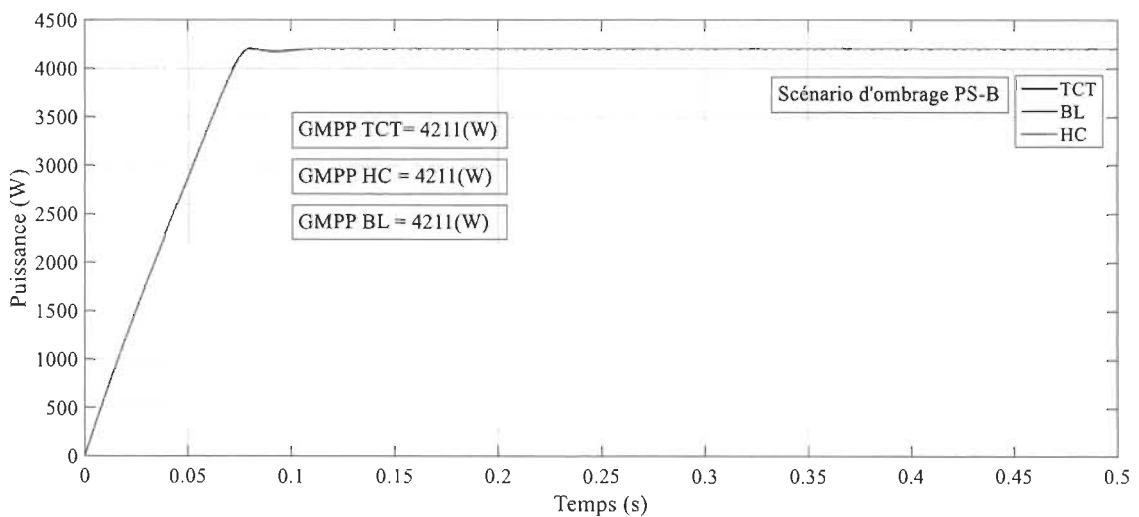
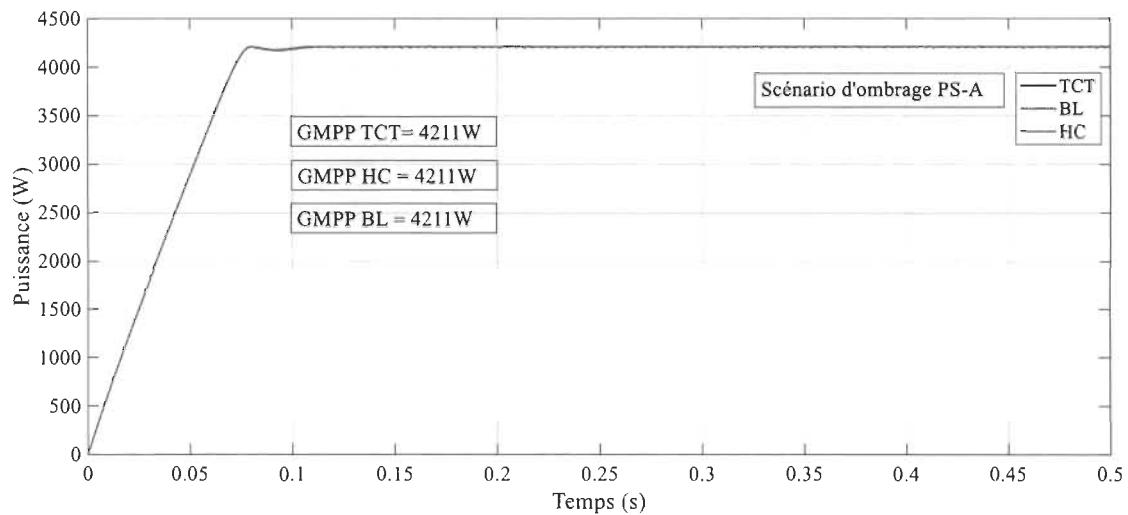
Bibliographie

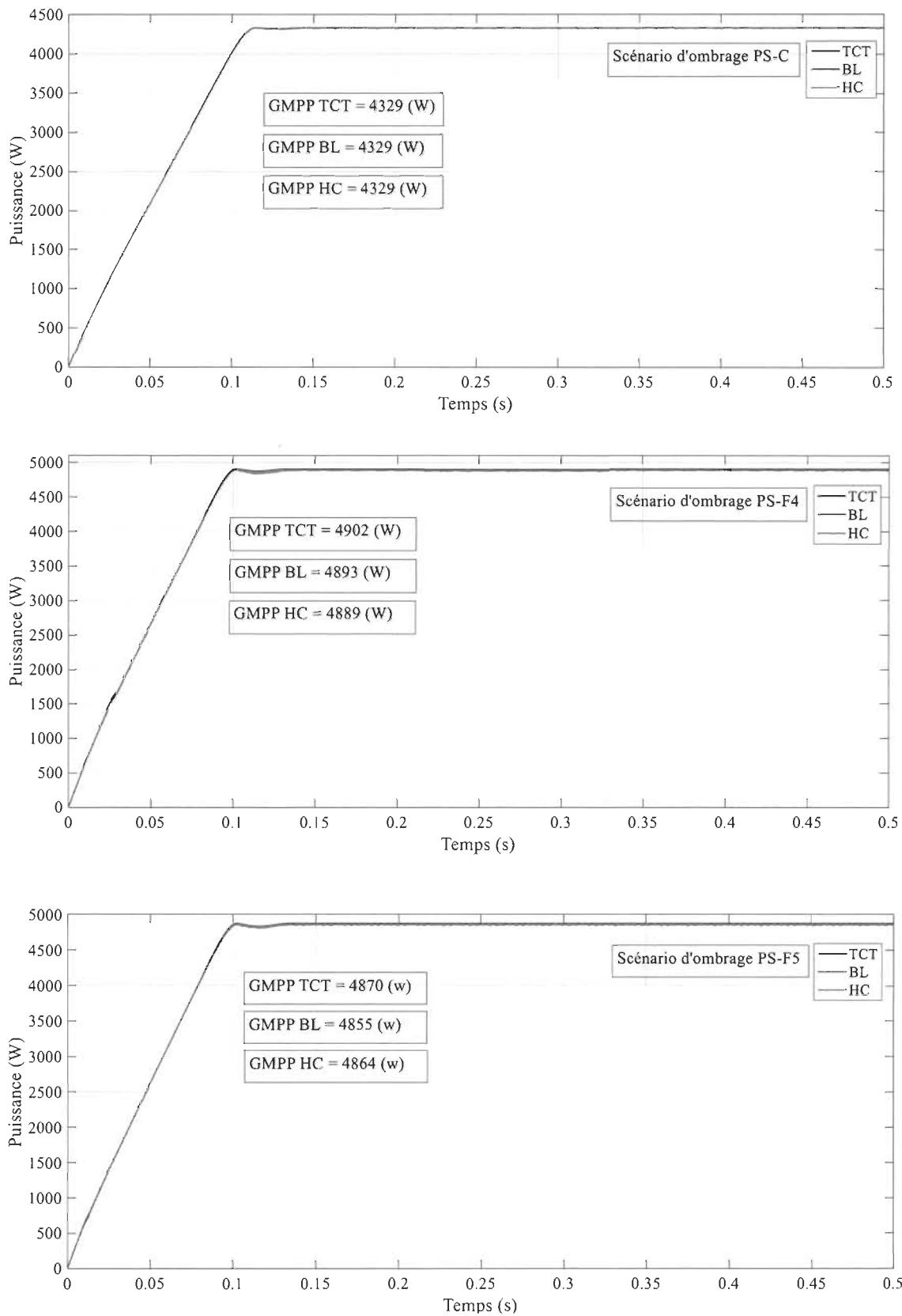
- [1] Labouret (a), (v), "Energie solaire photovoltaïque", Dunod 2eme édition, 2009].
- [2] F.Belhachat, C.Larbes "Modeling, analysis and comparison of solar photovoltaicarray configurations under partial shading conditions",Solar Energy 120 (2015) 399–418.
- [3] Jazayeri, M., Uysal, S., & Jazayeri, K. (2014, April). A comparative study on different photovoltaic array topologies under partial shading conditions. In 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition (pp. 1-5). IEEE.
- [4] <http://www.solaire-guide.fr>.
- [5] <https://www.energiedouce.com>
- [6] <https://www.actu-environnement.com/ae/news/qualite-air-polluants-particules-photovoltaïque-production-europe-22460.php4>.
- [7] Adouane, M., Haddadi, M., Benamrane, N., Touafek, K., Khelifa, A., & Tabet, I. (2014). Evaluation de l'influence de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur la production d'énergie d'un système hybride. Revue des Energies Renouvelables, pages, 87-92.
- [8] Mahfoud, O., Bahria, S., Sami, S., Hamidat, A., & Moumni, A. Contribution à l'évaluation de l'inclinaison et de l'orientation optimale d'un capteur solaire plan: région de Tébessa.
- [9] Ouled Salem, M. Analyse, Modélisation et Simulation des Pertes dans un Module Photovoltaïque à Base de Silicium Monocristallin.
- [10] Vighetti, S. (2010). Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion (Doctoral dissertation, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG).
- [11] Lobera, D. T., & Valkealahti, S. (2013, July). Mismatch losses in PV power generators caused by partial shading due to clouds. In 2013 4th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG) (pp. 1-7). IEEE.
- [12] <https://www.monsieur-vitres.fr>

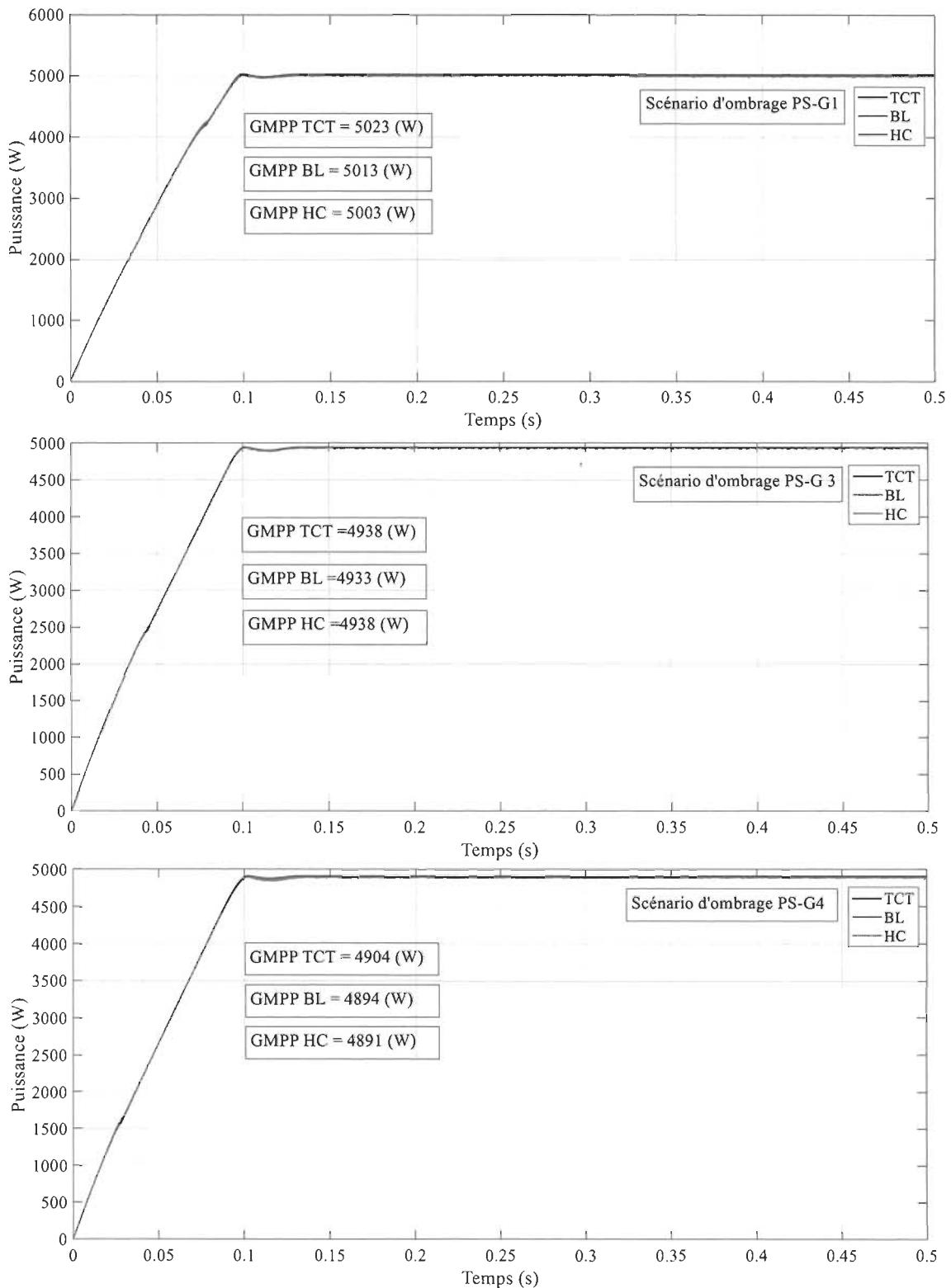
- [13] <http://www.innovatech.be/innovations/un-robot-pour-nettoyer-les-panneaux-solaires>
- [14] Mesrouk, M., & ARAB, A. H. (2014). Effet de la poussière sur le rendement des modules photovoltaïques. Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 14.
- [15] <https://onconano2.webnode.fr/ciblage/rappels-de-proprietes-physiques/conductivite-des-cristaux/>
- [16] Madani, M. (2006). "Réalisation des couches antireflets dans les cellules solaires à couches minces". Mémoire de Magister à l'Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen.
- [17] <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/series-resistance>
- [18] [khttp://www.photovoltaique.guidenr.fr/cours-photovoltaique-autonome-1/perte-echauffement-cables.php](http://www.photovoltaique.guidenr.fr/cours-photovoltaique-autonome-1/perte-echauffement-cables.php)
- [19] Lopez, M. (2008). Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée (Doctoral dissertation, Université Paris Sud-Paris XI).
- [20] <https://www.f-legrand.fr/scidoc/docimg/sciphys/electro/mosfet/mosfet.html#ref2>
- [21] Séguier, G., Delarue, P., & Labrique, F. (2015). Electronique de puissance-10e éd.: Structures, commandes, applications. Dunod.
- [22] Albert Terras "Précis de physique et l'électricité appliquée, cours et exercices corrigés".
- [23] Richard L. Sawyer "Amélioration de l'efficacité des onduleurs à forte puissance", livre blanc n°108-2006 American Power Conversion/schneider-electric".
- [24] <https://www.batteriesexpert.com/conseils-eclairs/stratification>
- [25] <https://www.batteriesexpert.com/conseils-eclairs/stratification>
- [26] <https://www.batterie-solaire.com/Conseil-ne-pas-prevenir-la-corrosion-aux-bornes-des-batteries.htm>
- [27] Bencherif Mohammed "Modélisation des paramètres d'une batterie Plomb-Acide, et son intégration dans un système photovoltaïque autonome" 'thèse 2014-2015.
- [28] Notton, G., Caluianu, I., Colda, I., & Caluianu, S. (2010). Influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin. Revue des énergies renouvelables, 13(1), 49-62.

- [29] Nguyen, X. H., & Nguyen, M. P. (2015). Mathematical modeling of photovoltaic cell/module/arrays with tags in Matlab/Simulink. *Environmental Systems Research*, 4(1), 1-13.
- [30] Wang, Y. J., & Hsu, P. C. (2011). An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells. *Energy*, 36(5), 3069-3078.
- [31] El Iysaouy, L., Lahbabi, M., & Oumnad, A. Etude et comparaison des différentes configurations de Panneaux Photovoltaïques sous l'Effet d'ombrage partiel.
- [32] Attoui, Hadjira. Contribution à la synthèse de nouvelles stratégies de commande des systèmes d'énergie renouvelable. Diss. 2018.
- [33] Nedumgatt, Jacob James, et al. "Perturb and observe MPPT algorithm for solar PV systems-modeling and simulation." 2011 Annual IEEE India Conference. IEEE, 2011

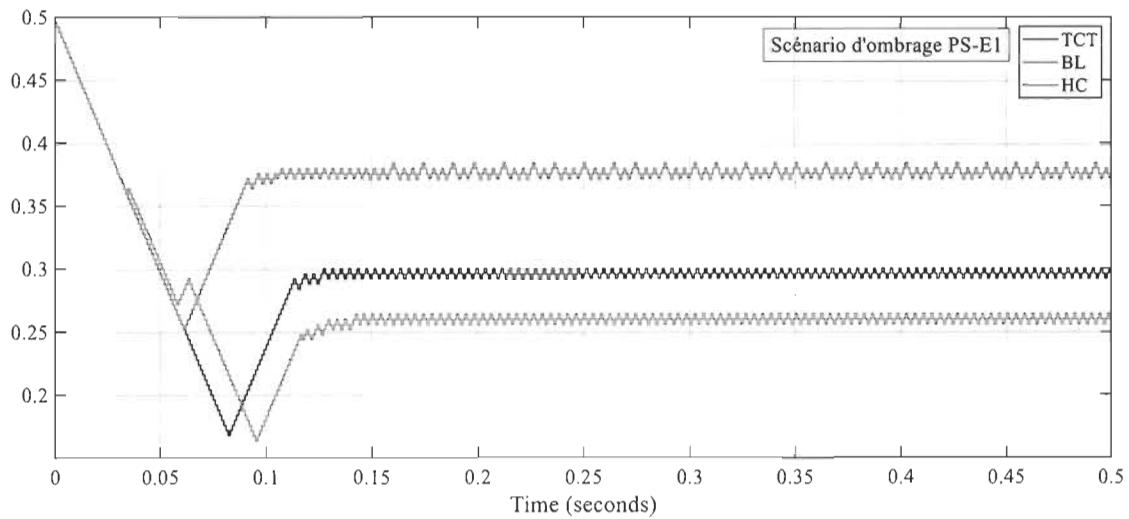
Annexe A – Réponses temporelles de puissances des configurations TCT, BL et HC avec la commande MPPT P&O







Annexe B – Réponse temporelle d'un rapport cyclique



Annexe C– Positionnement du PPM sur la caractéristique (V-P) localisé par la commande MPPT-P&O

