

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

Badji-Mokhtar Annaba University  
Université Badji-Mokhtar Annaba

جامعة باجي مختار عنابة



Faculté: Sciences de l'ingéniorat  
Département: Electrotechnique

Année : 2019/2020

## THÈSE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de Doctorat 3ème Cycle

### Intitulé

**Gestion des synergies d'une alimentation électrique  
autonome multi-sources à base d'énergies renouvelables**

Option : Gestion des Énergies Multi-Sources

**Par : DJELAILIA Okba**

Directrice de Thèse: KELAIAIA Mounia Samira Professeur Université Badji-Mokhtar Annaba

Co-directeur de Thèse: LABAR Hocine Professeur Université Badji-Mokhtar Annaba

Devant le Jury :

Président: OUARI Ahmed Professeur Université Badji-Mokhtar Annaba

Examineurs: LABAR Hocine Professeur Université Badji-Mokhtar Annaba

Mesbah Tarek MCA Université Badji-Mokhtar Annaba

DIB Djalel Professeur Université Larbi Tébessi Tébessa

SOUFI Youcef Professeur Université Larbi Tébessi Tébessa

## ملخص

توجهت العديد من الاستثمارات الزراعية إلى المناطق صحراوية بشكل ملحوظ ، و في هذه المناطق يحتاجون إلى الكهرباء التي توفرها أنظمة مولدات الديزل غالبًا. اما عن عملية التزود بالوقود فهي تمثل تحديًا اقتصاديًا حقيقيًا نظرًا لمسافة المنطقة النائية جدًا التي تجعلها باهظة الثمن. للتغلب على هذه المشكلة يتم بدء عملية تهجين الأنظمة القديمة باستخدام الطاقة الشمسية المتجددة المحلية. الطاقة الشمسية الكهروضوئية من حين الى اخر تصدر اما فائض أو نقص في الطاقة و هذا يعتبر احد عوائق استعمال الطاقة الشمسية ؛ لمواجهة هذه الطاقة غير المنضبطة اضافة نظام تخزين الطاقة امر إلزامي. هذا العمل خاص بنظام تخزين المضخات الكهرومائية PHS وهو مناسب بسبب الجوانب البيئية والتقنية. في الواقع تعتمد نسبة استهلاك وقود مولدات الديزل على طاقتها المنتجة ، فبالنسبة للطاقة المنتجة أقل من 50٪ من الطاقة المقدره في هذه الحالة تنخفض كفاءة استخدام طاقة مولدات الديزل بشكل كبير. للحد من مشاكل الأنظمة الهجينة يجب وضع استراتيجية للتحكم في كل مصادر الطاقة في النظام المستخدم. الإستراتيجية المقترحة تأخذ بعين الاعتبار التباين الزمني الشمسي إلى جانب وقت جدولة الضخ وتحسين استهلاك الوقود في الوقت الفعلي. هذا الأخير ، يثبت الوظيفة المزدوجة للأداء نظام التخزين PHS في كل من الري واستعادة الطاقة المخزنة ؛ كما أنه يقلل من انبعاثات الغاز ويوفر وقود مولدات الديزل. بقدر ما يتعلق الأمر بهذه الدراسة ، يتم فحص السيطرة المقترحة بنجاح من خلال استراتيجية التحكم بالمقارنة مع الأنظمة القديمة المستعملة لتوفير الطاقة الكهربائية في المناطق الصحراوية. وبالتالي ، يمكن أن تكون هذه الدراسة مفيدة لدراسات مستقبلية مماثلة. لأنه يربط بين كفاءة مولدات الديزل والتغير في الطاقة الشمسية واستهلاك المنطقة المعزولة للطاقة تحت قيود الحجم الأمثل لقوة مولد الديزل و سطح الألواح الكهروضوئية وخصائص نظام تخزين الطاقة PHS.

# Abstract

Many agriculture investments are oriented to the sahara zone. Noticeably, they need electricity which is often provided by the diesel generator units. The refuelling process to the Sahara zone is a real economic challenge due to the very remote area distance which makes it very expensive. To overcome this issue, a hybrid system is initiated with the local renewable solar PV energy. The solar PV source marks sometimes an excess of power and in other times marks a shortage of power; to cope this uncontrolled output power production an energy storage system is compulsory subject. This work is specific to the pumped hydroelectric storage PHS system which is favourable to be used due to its ecological aspects and the subject matter. In fact the diesel generator fuel consumption ratio depends on its produced power. For the produced power under 50% of the rated capacity, the DG energy efficiency decrease drastically. The proposed management takes into account the solar temporal variation combined to the pumping scheduling time and the fuel consumption optimization. This last, proves the PHS's performance dual function in both the irrigation and power restitution; it also reduces the DG CO<sub>2</sub> gas emission and saves fuel. As far as this study is concerned, the suggested control online fuel consumption (per kWh) is successfully examined through the management strategy in comparison to that of the literature. Consequently, this study could be helpful for similar future studies. Because, it links the DG efficiency, the solar irradiation variation, and the dynamic load demands under the constraints of the DG optimal sizing, the solar PV array surface, and the PHS properties.

# Résumé

De nombreux investissements agricoles sont dirigés vers des zones remarquablement désertiques et, dans ces zones, ils ont besoin de l'électricité que les générateurs diesel fournissent souvent. Quant au processus de ravitaillement, il représente un réel défi économique du fait de l'éloignement de la zone très reculée, ce qui le rend très coûteux. Pour surmonter ce problème, un processus d'hybridation des systèmes existants utilisant l'énergie solaire renouvelable locale est lancée. L'énergie solaire photovoltaïque est de temps en temps un surplus ou une pénurie d'énergie, et cela est considéré comme l'un des obstacles à l'utilisation de l'énergie solaire; Pour faire face à cette énergie incontrôlée, l'ajout d'un système de stockage d'énergie est obligatoire. Cette fonction est pour le système de stockage de pompe hydroélectrique PHS et convient en raison des aspects environnementaux et techniques. En fait, le pourcentage de consommation de carburant du générateur diesel dépend de l'énergie produite, car l'énergie produite est inférieure à 50% de la puissance nominale dans ce cas, l'efficacité énergétique des générateurs diesel est fortement réduite. Pour réduire les problèmes des systèmes hybrides, une stratégie doit être conçue pour contrôler toutes les sources d'énergie dans le système utilisé. La stratégie proposée prend en compte la variance temporelle solaire ainsi que le temps de planification des pompes et l'optimisation de la consommation de carburant en temps réel. Cette dernière, la double fonction de performance prouve le système de stockage PHS à la fois en irrigation et en restauration de l'énergie stockée; Il réduit également les émissions de gaz et économise le carburant diesel du générateur. En ce qui concerne cette étude, le contrôle proposé est examiné avec succès à travers la stratégie de contrôle en comparaison avec les anciens systèmes utilisés pour fournir de l'énergie électrique dans les zones désertiques. Par conséquent, cette étude pourrait être utile pour des études prospectives similaires. Parce qu'il lie l'efficacité des générateurs diesel avec l'évolution de l'énergie solaire et la consommation d'énergie de la zone isolée sous les contraintes de la puissance optimale du générateur diesel, de la surface des panneaux PV et des caractéristiques du PHS.

## *Remerciements*

Je tiens à exprimer mes profonds remerciements à ma directrice de recherche, professeur à l'Université Badji-Mokhtar Annaba, Madame **KELAIAIA Mounia Samira** et à mon co-directeur de recherche, professeur à l'Université Badji-Mokhtar Annaba, Monsieur **LABAR Hocine** pour l'aide qu'ils m'ont apportée pour leur patience et leurs encouragements. Je remercie tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail **OUARI Ahmed** professeur à l'Université Badji-Mokhtar Annaba pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse, **MESBAH Tarek** MCA à l'Université Badji-Mokhtar Annaba, **DIB Djalel**, professeur à l'Université Larbi Tébessi Tébessa, **et Youcef soufi** professeur à l'Université Larbi Tébessi Tébessa pour avoir accepté d'être les examinateurs de la thèse, pour l'intérêt qu'ils y ont porté, et pour les différentes remarques constructives dont ils ont fait preuve dans leur rapport.

Je voudrais également remercier tout le personnel de département d'électrotechnique, les enseignants, le personnel administratif mes collègues sans exception.

En particulier mes collègues **NECAIBIA Salah** et **MERAD Faycel** pour leurs suggestions utiles.

Enfin, un merci spécial à mes **Parents** du fond de mon cœur. Ils ont été une source inestimable de force et de soutien. Je voudrais aussi adresser mes derniers mots de gratitude à ma famille qui m'a toujours aidé à atteindre mes objectifs.

# Table des matières

<b>Liste des tableaux .....</b>	<b>12</b>
<b>Liste des symboles .....</b>	<b>13</b>
<b>Introduction Générale.....</b>	<b>2</b>
<b>Introduction Aux Sources Energétiques .....</b>	<b>5</b>
1.1 Introduction .....	6
1.2 Les Sources conventionnelles: charbon, gaz et nucléaire.....	7
1.3 Les Sources renouvelable .....	8
1.3.1 Énergie hydroélectrique .....	8
1.3.2 Énergie éolienne .....	9
1.3.3 La biomasse .....	11
1.3.4 Électricité solaire PV et thermique .....	12
1.3.4.1 La technologie de la conversion .....	13
1.3.4.2 Systèmes photovoltaïques.....	13
1.3.4.3 Systèmes solaires thermiques électriques.....	15
1.4 La conversion des formes d'énergie.....	17
1.5 L'impact environnemental de la consommation d'énergie.....	18
1.6 Utilisation efficace de l'énergie.....	19
1.7 Solutions possibles et durabilité.....	19
1.8 Conclusion .....	20
<b>Les Systèmes Photovoltaïques .....</b>	<b>21</b>
2.1 Introduction .....	22
2.2 Définitions du photovoltaïque .....	23
2.2.1 Irradiation et rayonnement solaire .....	23
2.2.2 Technologies des cellules photovoltaïques .....	24
2.2.3 Cellules photovoltaïques et modules photovoltaïques .....	25
2.3 Modélisation du module PV .....	28
2.4 Courbes caractéristiques des cellules solaires .....	29
2.5 Introduction aux systèmes PV .....	32
2.5.1 Systèmes PV autonomes à couplage direct .....	33
2.5.2 Système PV autonome avec stockage sur batterie alimentant des charges CC et CA .....	33
2.6 Analyse d'un convertisseur élévateur de tension .....	34
2.7 Algorithmes de poursuite des points de puissance maximale .....	36

2.7.1	Technique de perturbation et d'observation.....	37
2.7.2	Technique de conductance incrémentale .....	40
2.7.3	Efficacité d'un algorithme MPPT .....	43
2.8	Résultats de simulation.....	43
2.9	Conclusion .....	47
<b>Les systèmes hybrides autonomes .....</b>		<b>48</b>
3.1	Introduction .....	49
3.2	Générateurs diesel dans les pays en développement .....	49
3.3	Structure de base et applications des générateurs diesel .....	50
3.3.1	Utilisation de génératrices diesel comme micro-réseaux électriques dans les régions éloignées .....	50
3.3.2	Utilisation de groupes électrogènes diesel pour les projets agricoles .....	51
3.3.3	Génératrices diesel sur barge (DB) .....	51
3.4	Fonctionnement d'un générateur électrique .....	51
3.4.1	Moteur diesel.....	53
3.4.2	Alternateur .....	53
3.4.3	Régulateur de tension .....	54
3.5	Coûts d'exploitation .....	55
3.6	Le profil de charge du site sélectionné.....	55
3.7	Résultats de la simulation d'un système GD .....	56
3.8	Système à moteur diesel seul (mono ou multi-diesel) .....	57
3.8.1	Avantages .....	57
3.8.2	Inconvénients .....	58
3.9	Système PV/DG .....	58
3.9.1	Données météorologiques de la zone étudiée .....	58
3.9.2	Gestion de l'énergie .....	59
3.10	Composants du système.....	59
3.10.1	Le générateur diesel.....	59
3.10.2	Modules PV.....	61
3.10.3	Onduleur .....	61
3.10.4	Analyse économique.....	62
3.11	Résultats de Simulation du système hybride PV/GD.....	62
3.12	Système énergétique hybride.....	65
3.12.1	Les avantages .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
3.12.2	Les inconvénients.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
3.13	Périphériques de stockage .....	66

3.13.1 Les technologies classiques comprennent :	66
3.13.2 Les technologies moins conventionnelles comprennent :	66
3.14 Conclusions	68
<b>Le système hybride Photovoltaïque/Groupe Diesel /Stockage hydraulique</b>	<b>69</b>
4.1 Introduction	70
4.2 Configuration de l'accumulation hydroélectrique de la pompe	71
4.3. Le système d'accumulation hydraulique par pompage	72
4.3.1. Unité pompe/moteur	73
4.3.2. Groupe turbo-alternateur	73
4.3.3. Réservoir supérieur (RS)	73
4.4 Méthodologie	74
4.5 Description du modèle	75
4.5.1 La source solaire PV	76
4.5.2 Générateur diesel	76
4.5.3 La gestion de l'énergie	78
4.6 Le site sélectionné	81
4.7 Résultats de la simulation	82
4.7.1 Résultats du PV et discussion	82
4.7.2 Résultats du system PHS et discussion	83
4.7.3 Résultats de la DG et discussion	85
4.7.4 Résultats du stratégie EMC et discussion	87
4.7.5 Les résultats de la charge et la discussion	88
4.7.6 analyses des coûts	91
4.8 Conclusion	92
<b>Conclusion Générale</b>	<b>93</b>
<b>Perspectives</b>	Erreur ! Signet non défini.
<b>Revue Internationale</b>	<b>95</b>
<b>Communications Internationales</b>	<b>96</b>
<b>Bibliographie</b>	<b>97</b>



# Liste des figures

Figure N°		Page
Fig 1.1	La vitesse du vent mesurée à 30m au-dessus d'un terrain (0-15 m/s). (La station météorologique d'Adrar-Algérie)	10
Fig 1.2	Un exemple de la caractéristique I-V	13
Fig 1.3	L'impact du rayonnement et de la température sur la courbe I-V	14
Fig 1.4	La variation temporelle du rayonnement pendant une journée d'été (30 aout) Adrar-Algérie.	14
Fig 1.5	Centrale à auge parabolique de 50 MW avec stockage thermique à Andasol. Espagne. (Reproduit de Concentrating Solar Power - de la recherche à la mise en œuvre. C Communautés européennes. 2007)	16
Fig 1.6	Vue aérienne de la tour solaire PS10 de 100MW à Saniticar la Mayor. Espagne. (Reproduit de Concentrating Solar Power - de la recherche à la mise en œuvre. C. Communautés européennes)	16
Fig 1.7	La conversion d'une variété de formes d'énergie en électricité	17
Fig 1.8	La répartition des économies d'émissions par technologie. (reportage tiré du rapport stern, copyright cambridge university press)	18
Fig 2.1	Rayonnement solaire et insolation	23
Fig 2.2	Cellule silicium monocristallin	23
Fig 2.3	Modèle de circuit équivalent d'une cellule PV	27
Fig 2.4	Effet d'éclairement sur la caractéristique électrique	29
Fig 2.5	L'effet de température sur la caractéristique électrique	30
Fig 2.6	Système PV a couplage direct	32
Fig 2.7	Diagramme d'un système PV autonome typique alimentant des charges CC et CA	33
Fig 2.8	Circuits équivalents du convertisseur DC/DC Boost pour les deux états de commutation. (a) Interrupteur ON $s=1$ . (b) Interrupteur OFF $s=0$	34
Fig 2.9	Schéma fonctionnel de l'installation PV avec régulateur MPPT	35

---

Fig 2.10	Variation du point de fonctionnement par rapport à la ligne de charge (Req)	35
Fig 2.11	Organigramme de l'algorithme P&O MPPT conventionnel	37
Fig 2.12	Variation de la pente (dp/dv) et le fonctionnement de P&O MPPT en régime permanent	38
Fig 2.13	L'analyse de P&O MPPT classique avec glissement	39
Fig 2.14	Point de fonctionnement selon le signe de $\frac{dP}{dV}$ Sur la caractéristique de puissance	40
Fig 2.15	Organigramme de l'algorithme INC MPPT	41
Fig 2.16	Profil du rayonnement solaire	43
Fig 2.17	Résultats de simulation de l'algorithme P&O MPPT conventionnel	44
Fig 2.18	Résultats de simulation de l'algorithme INC MPPT conventionnel	45
Fig 3.1	Le générateur diesel	51
Fig 3.2	Blocs fonctionnels principaux et leur schéma fonctionnel 'interconnexion du module générateur diesel	51
Fig 3.3	Le profil de la charge	55
Fig 3.4	La puissance (kw), le FC (Litre/h) et l'émission de CO <sub>2</sub> (kg/L) de la production décentralisée pendant la journée choisie	56
Fig 3.5	Le coût (€L) de la FC par DG au cours de la journée choisie	56
Fig 3.6	L'irradiation solaire pendant le jour sélectionné	57
Fig 3.7	La stratégie utilisée pour le système énergétique PV/GD	58
Fig 3.8	Puissance, tension et courant de sortie PV pendant les 24 heures de la journée choisie	62
Fig 3.9	Tension de sortie DC du convertisseur DC-DC boost	62
Fig 3.10	La demande restante qui n'est pas satisfaite par le générateur PV	63
Fig 3.11	La puissance (kw), FC (Litre/h), émission de CO <sub>2</sub> (kg/L) de la production décentralisée pendant la journée choisie	64
Fig 3.12	Le coût (€L) de la FC par GD au cours de la journée choisie	64
Fig 4.1	Système conceptuel d'accumulation hydroélectrique par pompage	71

---

(PHS) à base d'énergie solaire photovoltaïque		
Fig 4.2	Vue schématique d'un système hybride PV/DG/PHS	74
Fig 4.3	Prix des panneaux PV (€) par rapport à la puissance PV (W)	75
Fig 4.4	Le FC par rapport à la puissance des GDs	77
Fig 4.5	Système de gestion de l'énergie	78
Fig 4.6	L'organigramme de la stratégie EMC utilisée	80
Fig 4.7	Les trois jours sélectionnés pour les données d'irradiation solaire	81
Fig 4.8	Puissance de sortie PV des trois jours sélectionnés pendant 24 heures	81
Fig 4.9	(a) Caractéristiques de vitesse (rad/s), (b) de couple et (c) de courant du système PHS	83
Fig 4.10	La puissance de charge et de décharge du système PHS	84
Fig 4.11	La puissance de sortie produite par le DG pendant les jours sélectionnés	84
Fig 4.12	FC de GD (L/h) pendant les jours sélectionnés	85
Fig 4.13	Émissions de CO <sub>2</sub> de GD (kg/L) pendant les jours sélectionnés	85
Fig 4.14	Le coût du FC (€/L) pendant les jours sélectionnés	85
Fig 4.15	Commande de la porte du signal PV	86
Fig 4.16	Commande de la porte de signal PHS	86
Fig 4.17	Commande de la porte de signal de GD	87
Fig 4.18	(a) Le courant et (b) la tension de la charge pendant les 24 heures de la journée sélectionnée	88
Fig 4.19	Puissance totale produite par l'HMGES pour différents profils d'irradiations solaires	88
Fig 4.20	Tension efficace au niveau de la charge	89
Fig 4.21	Courant efficace au niveau de la charge	89
Fig 4.22	La tension THD au niveau de la charge	89
Fig 4.23	Le courant THD au niveau de la charge	90

# Liste des tableaux

Tableau N°		Page
Tab 1.1	Ratio énergétique de plusieurs corps d'armée	11
Tab 2.1	paramètres du module PV MSX-60	42
Tab 2.2	la comparaison entre les deux algorithmes (P&O) et (INC)	45
Tab 4.1	Comparaison entre la méthode proposée et la méthode conventionnelle de calcul du CF pour différentes GD ayant des puissances nominales différentes	76
Tab 4.2	Résumé des résultats pour les différents trois profils d'irradiation solaire	90

# Liste des symboles

$E_{ph}$	L'énergie des photons
$\lambda$	La longueur d'onde
$h$	La constante de Plank
$c$	La vitesse de la lumière
$I_{pv}$	Le courant du module PV
$V_{pv}$	La tension du module PV
$P_{pv}$	La puissance du module PV
$V_{OC}$	La tension en circuit ouvert
$I_{sc}$	Le courant de court-circuit
$P_{MPP}$	Puissance au point de puissance maximale
$V_{MPP}$	La tension au point de puissance maximale
$I_{MPP}$	Le courant au point de puissance maximale
$\partial P_{pv}$	La dérivée de la puissance PV
$\partial V_{pv}$	La dérivée de la tension PV
$A_{pv}$	La surface du module solaire
$G$	G l'irradiation (W/m <sup>2</sup> )
$G_{STD}$	Rayonnement solaire à l'état standard
$T_{STD}$	Température standard de la jonction p-n
$K$	Constante de Boltzmann $1.38 \times 10^{-23}$
$\eta_{pv}$	L'efficacité réelle du panneau PV
$\eta_1$	Le rendement du panneau PV
$\eta_2$	L'augmentation de la température de jonction ( $0,8 < \eta_2 < 0,9$ ).
$\eta_3$	Pertes de puissance par effet Joule dans les câbles. $\eta_3=0,98$
$\eta_4$	Pertes dans l'onduleur $\eta_4=0,95$
$\eta_5$	Les pertes du convertisseur $\eta_5=0.98$
$I_d$	Le courant de la diode
$I_{sh}$	Le courant passe à travers la résistance parallèle
$q$	Constante de la charge électronique ( $1.60217646 \times 10^{-19} C$ ),
$K_I$	Coefficients de courant de court-circuit
$K_V$	Coefficients de tension en circuit ouvert
$\gamma$	Constante de l'idéalité de diode
$R_s$	La résistance en série
$R_p$	La résistance parasite
$N_s$	Nombre de cellules connectées en série
$N_p$	Nombre de cellules connectées en parallèle
$D$	Le rapport cyclique
$P$	Le nombre de pôles magnétiques

$f$	La fréquence du générateur
$N$	Le nombre de tours par minute du moteur
$A$	Coefficients d'interception 0,246 L/kwh
$B$	Coefficients de pente de carburant 0,08145 L/kwh.
$Cout_{A\_C}$	Le coût annuel du carburant du générateur diesel
$P_{C(t)}$	Prix de la consommation de carburant
$C_p$	Le prix du carburant
$IC_{ond}$	Coût d'investissement de l'onduleur
$EMC_{ond}$	Coût annuel d'exploitation et de maintenance
$q_p$	Le débit d'eau aspiré du réservoir inférieur par la pompe
$P_p$	La puissance de charge du générateur PV à la pompe (W)
$h$	La hauteur manométrique (m)
$\rho$	Densité de l'eau (1000 kg/m <sup>3</sup> )
$g$	Est l'accélération due à la gravité (9,8 m/s <sup>2</sup> )
$\eta_p$	Rendement global du pompage
$C_p$	Coefficient de pompage de l'eau (m <sup>3</sup> /kwh)
$P_t$	La puissance générée par le groupe turbine/alternateur
$q_{t(t)}$	Le débit volumétrique d'entrée d'eau dans la turbine (m <sup>3</sup> /s)
$C_t$	Le coefficient générateur de turbine (kwh/m <sup>3</sup> ).
$E_c$	La capacité de stockage d'énergie d'un réservoir d'eau (kwh)
$V$	La capacité de stockage du réservoir d'eau (m <sup>3</sup> ).
$\eta_t$	Le rendement global
$P_{DG}$	La puissance générée par le groupe diesel
$e_1$	Erreur de méthode conventionnelle
$e_2$	Erreur de méthode proposée
$Ar_C$	Relative atomic mass of the carbon
$Ar_{CO_2}$	Relative atomic mass of the CO <sub>2</sub>
$M_{CO_2}$	Mass of CO <sub>2</sub> emission per litter of diesel 2.654 (kg/l)
$\rho_D$	Density of the diesel (kg=m <sup>3</sup> )
$P_{erc}$	Percentage of Carbone by mass for diesel
$V_w$	Le volume de l'eau dans le réservoir

# Liste des acronymes

<i>DG</i>	Générateur diesel
<i>FC</i>	Consommation de carburant
<i>PV</i>	Photovoltaïque
<i>ESS</i>	Système de stockage d'énergie
<i>PHS</i>	Pompe de stockage hydroélectrique
<i>SOC</i>	État de charge
<i>EMC</i>	Contrôle de la gestion de l'énergie
<i>HMGES</i>	Système d'énergie hybride micro-réseau

# Introduction Générale

Aujourd'hui, la demande d'énergie augmente considérablement en corrélation avec la croissance de la population humaine. Le pétrole, le gaz naturel et le charbon répondent à 75 % des besoins énergétiques. Ces anciennes méthodes peuvent entraîner des problèmes à l'avenir, car elles sont limitées et s'épuisent rapidement. De plus, ils causent des dommages à l'environnement tels que les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), le réchauffement climatique et les pluies acides. Pour ces raisons particulières, une nouvelle forme d'énergie doit être développée comme source d'énergie alternative pour éliminer ces problèmes[1].

Dans les zones éloignées, les besoins en énergie sont principalement couverts par les groupes électrogènes diesel (GD). Les inconvénients de la DG surmontent ses avantages. Pour illustrer ce point, il est très difficile d'approvisionner les sites éloignés en cas de demande de charge indéterminée, en particulier en raison du coût élevé du ravitaillement en carburant en raison de la distance à parcourir. Par la suite, le coût de l'électricité est jusqu'à dix fois plus élevé que dans les zones urbaines. Pour surmonter ces problèmes, il faut des sources d'électricité plus fiables, crédibles et bien gérées dans les régions éloignées afin de réduire les coûts de consommation de carburant ( $FC_{cost}$ ), la consommation de carburant (FC) et les émissions de CO<sub>2</sub>. Par conséquent, un système éligible d'énergie renouvelable (ER) est proposé comme solution pour répondre aux besoins énergétiques de la charge ainsi que pour réduire les problèmes environnementaux découlant de la combustion du combustible de la production décentralisée GD[2].

En ce qui concerne cette étude, l'énergie solaire est la plus favorable car elle fournit une énergie propre et durable. Cependant, il a une relation corrélative avec les



conditions météorologiques variables, ce qui signifie qu'il ne peut pas être utilisé comme seule source d'énergie pour les systèmes autonomes. Par conséquent, le système d'énergie hybride micro-réseau (HMGES) et l'énergie solaire (RE) améliorent avec précision la fiabilité de l'énergie dans les régions éloignées. Elle assure la cohésion et la continuité des services d'approvisionnement en énergie en termes de rentabilité de la maintenance et de l'exploitation. De plus, c'est le mélange entre la source conventionnelle de GD et la source solaire photovoltaïque (PV) reliée à un système de stockage d'énergie (ESS). Par conséquent, il minimise non seulement les émissions de soufre ( $SO_x$ ), de carbone ( $CO_x$ ) et d'azote ( $NO_x$ ), mais offre également une maintenance et un fonctionnement rentables en comparaison avec le système diesel[3][4][5].

Le HMGES ne dépend pas seulement de la source d'énergie conventionnelle du GD et de la source d'énergie solaire PV pour répondre aux besoins en énergie, mais il utilise également un système ESS qui est un système hydroélectrique à accumulation par pompage (PHS). Pour plus de durabilité, le système a besoin d'un dimensionnement optimal pour réduire les inconvénients des sources d'énergie d'une manière contrôlable. Par exemple, le GD est coûteux, nécessite un entretien continu et les barrières géographiques des régions éloignées en matière de transport de carburant. De même, l'ER n'est pas toujours fiable car il dépend des différentes conditions naturelles[6][7].

L'énergie intermittente fournie par la source solaire PV nécessite un ESS pour fournir une puissance de sortie stable. L'ESS joue un rôle crucial dans les régions éloignées parce qu'il répond aux besoins en énergie. Elle se caractérise par son faible coût, sa longue durée de vie (40+), sa flexibilité (ON/OFF), sa disponibilité des matériaux, son faible coût de maintenance et son efficacité qui varie entre (70%, 80%). Les prééminences de la source PV et du système PHS assurent la continuité de l'alimentation en énergie de la charge dans les zones éloignées par rapport au système de stockage sur batterie. Ce dernier est moins pratique que le PHS, car sa durée de vie est de 15 ans au maximum, il résiste aux pertes de puissance aux états de charge, et le rendement de la batterie diminue avec le temps. Par conséquent, l'intégration de PHS dans le HMGES au lieu du système de stockage sur batterie s'avère être plus compétente économiquement et écologiquement[8][9] [10][7][11].

Dans de nombreux travaux, le sujet de HMGES est controversé. Des nombreuses études et recherches critiques ont porté sur le dimensionnement des différents éléments obtenus en prenant en compte l'excès de puissance PV comme paramètre principal du dimensionnement des systèmes de stockage. La plupart des recherches précédentes ont pour contraintes l'électrification, le micro-réseau intelligent, le pompage de l'eau et la gestion basée sur le concept d'équilibre de puissance entre les différents éléments. Cependant, d'autres ont étudié le contrôle des différentes gestions énergétiques, étant donné la grande importance et les prééminences du système hybride[12][13][8]. Le but de cette thèse est d'établir un lien entre les coûts de production décentralisée et sa puissance nominale, la puissance PV et sa surface, et le système PHS et son SOC. Le tout sous les contraintes d'équilibre de puissance, ajoutant non seulement des paramètres économiques mais aussi des paramètres écologiques qui sont le volume d'eau à l'intérieur du réservoir et le optimal FC en ligne de GD.

# **Chapitre I**

Introduction Aux Sources Energétiques

## **1.1 Introduction**

Le but de ce chapitre est de décrire les caractéristiques essentielles des différentes centrales de production d'électricité, afin de mieux comprendre le rôle des sources d'énergie renouvelables et leur intégration possible dans le système de distribution d'électricité. Les principales caractéristiques des sources conventionnelles sont traitées de manière moins détaillée. De telles sources fournissent la très grande quantité d'énergie dans les systèmes électriques dans lesquels les énergies renouvelables sont maintenant intégrées et sont elles-mêmes l'objectif de cette thèse. Ces systèmes électriques resteront longtemps en place et, dans la transition vers un système d'approvisionnement durable, elle devra compléter la proportion croissante générée à partir de sources renouvelables. Il est donc essentiel que le lecteur ait une compréhension de base des sources conventionnelles et de leurs caractéristiques. Chacune des sources d'énergie renouvelables est traitée séparément afin de refléter leurs caractéristiques plutôt diverses.

Tout d'abord, il convient de rappeler qu'en raison de la conservation de l'énergie, la demande énergétique des consommateurs, qui varie dans le temps, doit être continuellement compensée par la puissance générée. Dans cette situation, on dit que la génération suit la charge. Les sources conventionnelles, prises ici pour inclure à la fois la production à partir de combustibles fossiles et la production nucléaire, produisent en général un rendement donné lorsque l'exploitant le souhaite et peuvent donc être acheminées, alors que la plupart des sources renouvelables génèrent en fonction de la force variable de la source d'énergie renouvelable. Ces variations temporelles sont particulièrement perceptibles dans le cas des énergies éolienne, solaire, houlomotrice (wave power) et marémotrice (tidal power), même si elles diffèrent dans la mesure dans laquelle elles peuvent être prédites, facteur qui se révélera déterminant pour le bon fonctionnement du système énergétique. La génération conventionnelle en elle-même n'est ni instantanément transmissible ni totalement flexible; il faut du temps pour préparer les grandes centrales thermiques à une charge maximale et ces centrales ne sont pas autorisées à fonctionner à une charge trop faible. Les centrales nucléaires en particulier offrent une capacité très limitée de suivre les changements de charge[14][15][16].

La suite de ce chapitre explore en détail les caractéristiques des différentes sources de production, notamment en ce qui concerne leur contribution à la satisfaction des exigences d'un grand système électrique. Les énergies renouvelables les plus connues sont traitées sauf la géothermie, qui est très limitée géographiquement, et où elle existe, elle peut être traitée de la même manière que la thermo-énergie [17][18].

## **1.2 Les Sources conventionnelles: charbon, gaz et nucléaire**

Les diverses caractéristiques des générateurs fonctionnant à partir de différentes sources de combustibles fossiles définissent leur fonction dans un système d'alimentation intégré. Les centrales nucléaires sont généralement inflexibles et conçues pour fonctionner à puissance constante. Ce mode de fonctionnement est appelé charge de base car il contribue à la fraction de la charge que l'on peut considérer comme toujours présente. L'efficacité des centrales à charbon conventionnelles est comprise entre 30 et 40% et dépend de la manière dont elle est exploitée. Les rendements les plus élevés correspondraient à la meilleure installation en mode de charge de base; l'augmentation du cycle et le fonctionnement à faible charge de l'installation réduisent considérablement l'efficacité opérationnelle. Les pics de charge des systèmes ne surviennent généralement que pendant de courtes périodes et il est apparu que de telles charges sont mieux prises en charge par une installation de faible coût en capital; les coûts opérationnels élevés associés à la production généralement à faible rendement de cette installation de pointe sont acceptables, car la durée totale de fonctionnement a tendance à être limitée[19][20][21].

La conversion thermique a été considérablement améliorée au cours des deux dernières décennies grâce au développement de turbines à gaz à cycle combiné (TGCC). Dans cet agencement, le gaz, généralement du gaz naturel, est brûlé à des températures d'environ 1000°C pour entraîner une turbine, puis les gaz d'échappement servent à produire de la vapeur pour une turbine à vapeur traditionnelle. Les deux turbines entraînent des générateurs distincts alimentant le réseau en électricité. En augmentant la température à laquelle le combustible est brûlé, il est actuellement possible d'atteindre des rendements optimaux, l'efficacité des centrales atteignant 60% prévue pour la génération suivante. Une telle installation est actuellement très contrôlable, mais en raison de leur rendement élevé, ils sont contraints par des contrats d'approvisionnement en carburant qui déterminent en cours d'exécution de la

charge élevée. La plupart des centrales au gaz fonctionnent à puissance constante et donc contribuent également à la charge de base, Il convient toutefois de noter que les récentes augmentations des prix du gaz en Europe ont récemment modifié la situation pour la ramener à la situation actuelle, du moins pour le moment. Économiquement préférable d'exploiter des centrales au charbon à la charge de base au lieu d'une centrale TGCC[22][23][24].

## **1.3 Les Sources renouvelable**

### **1.3.1 Énergie hydroélectrique**

La production hydroélectrique est une forme indirecte d'énergie solaire. Le rayonnement solaire incident évapore l'eau de mer et, dans une moindre mesure, l'eau des zones terrestres, et la vapeur d'eau réchauffée monte; au fur et à mesure qu'il monte, il se dilate et se refroidit, pour finalement se condenser sous forme de nuages. Une partie de la pluie qui en résulte tombe sur les hauteurs. Cette eau a donc gagné de l'énergie potentielle grâce à l'apport solaire. L'énergie hydraulique est le résultat de l'extraction d'une partie de cette énergie lorsque l'eau retourne vers la mer. L'hydroélectricité à grande échelle utilise de grands réservoirs, généralement créés par la construction de barrages sur les rivières. L'eau peut s'écouler du réservoir de façon contrôlée, ce qui permet de faire tourner les turbines qui entraînent le générateur électrique[25][26].

Le stockage de l'eau dans le réservoir permet de synchroniser la génération en fonction de la demande du système électrique. La capacité de stockage de l'énergie est limitée, de sorte que l'objectif est généralement de produire en période de forte charge et de maximiser ainsi les revenus générés. Comme la disponibilité de l'eau est limitée et saisonnière, des algorithmes complexes faisant appel à la prévision des précipitations sont utilisés pour optimiser le fonctionnement des centrales hydroélectriques. Certains pays ont des ressources hydroélectriques et, par conséquent, il arrive que l'électricité soit si bon marché qu'elle est presque gratuite. Cela a encouragé le développement d'industries qui ont besoin d'une électricité abondante et bon marché. C'est précisément pour cette raison que les procédés énergivores tels que la fusion de l'aluminium et la production de silicium sont souvent implantés dans des pays disposant de ressources hydrauliques abondantes[27].

Les barrages sont attrayants parce qu'ils peuvent fournir une grande hauteur de chute (égale à la hauteur de chute de l'eau) mais leur construction dépend de la topographie locale. Les cours d'eau sont le moyen naturel par lequel l'eau perd de l'énergie potentielle et il est possible d'en extraire une partie au moyen de ce que l'on appelle des schémas à faible hauteur de chute qui sont généralement à petite échelle. Il est également possible de placer des turbines dans un cours d'eau directement sans barrage ni conduite forcée, n'extrayant qu'une très petite quantité de l'énergie cinétique prédominante au fil de l'eau. Ces turbines fonctionnent effectivement à hauteur de chute nulle et les installations sont connues sous le nom d'aménagements au fil de l'eau[28][29].

### **1.3.2 Énergie éolienne**

Le vent résulte des mouvements à grande échelle des masses d'air dans l'atmosphère. Ces mouvements d'air sont créés à l'échelle mondiale principalement par le réchauffement solaire différentiel de l'atmosphère terrestre. Par conséquent, l'énergie éolienne, comme l'hydroélectricité, est aussi une forme indirecte d'énergie solaire. L'air dans les régions équatoriales est chauffé plus fortement qu'aux autres latitudes, ce qui le rend plus léger et moins dense. Cet air chaud monte à haute altitude et s'écoule ensuite vers le nord et le sud en direction des pôles où l'air près de la surface est plus frais. Ce mouvement s'arrête à environ 30° N et 30° S, où l'air commence à se refroidir et à couler et un retour de cet air plus frais a lieu dans les couches inférieures de l'atmosphère[20][30][31].

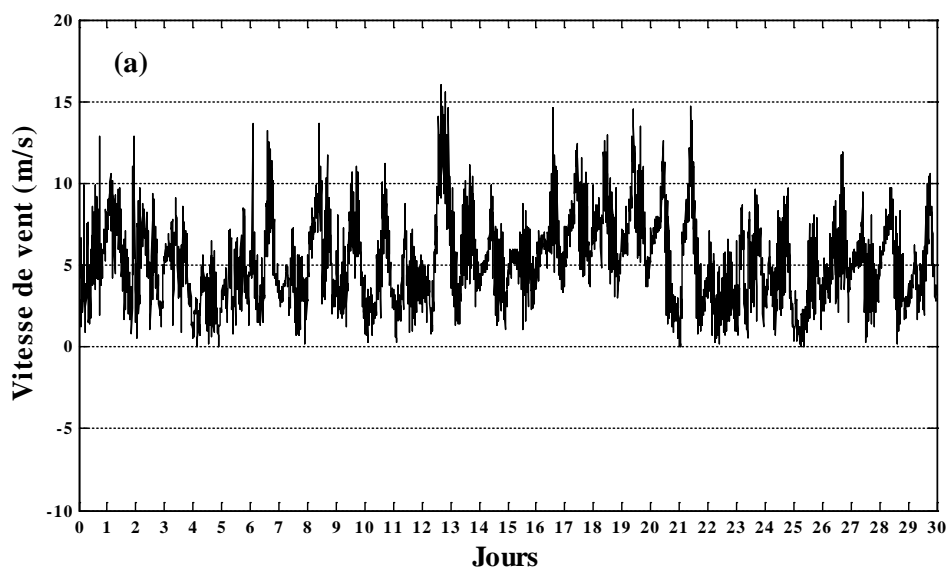
La couche limite se réfère à la partie inférieure de l'atmosphère où la vitesse du vent est retardée par les forces de frottement à la surface de la terre. En conséquence, la vitesse du vent augmente avec l'altitude ; ceci est vrai jusqu'à la hauteur de la couche limite, qui est d'environ 1000 mètres, mais dépend des conditions atmosphériques. Le changement de la vitesse du vent en fonction de la hauteur est appelé cisaillement du vent. Il en ressort clairement que la ressource disponible dépend de la hauteur du moyeu de la turbine. Cette tendance s'est accentuée au cours des dernières années, reflétant l'extension de la technologie des éoliennes, les hauteurs de moyeu des machines à plusieurs mégawatts dépassant désormais les 100 m [31][32][33].

De là l'énergie éolienne renouvelable s'est bien développée. Sur les sites très venteux, les parcs éoliens peuvent produire de l'énergie à des coûts comparables à ceux des

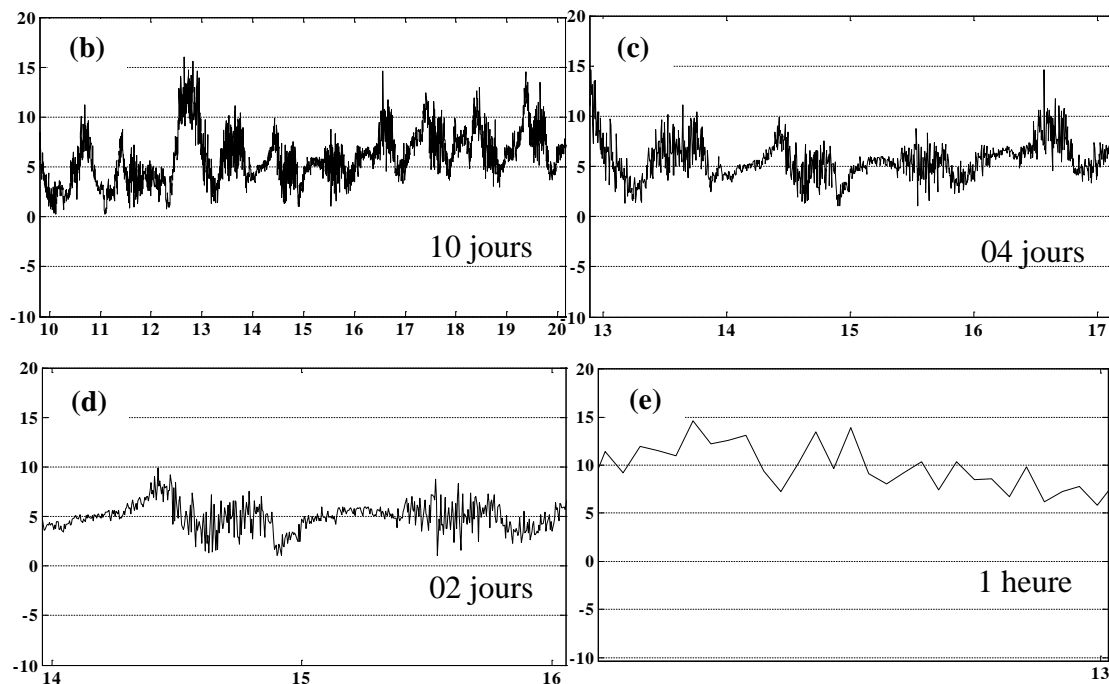
générateurs traditionnels les plus économiques. Grâce aux progrès technologiques, aux économies d'échelle, à la production de masse et à l'expérience accumulée, l'énergie éolienne est la forme d'énergie renouvelable susceptible de contribuer le plus à la production d'électricité au cours de la prochaine décennie[31][34].

La vitesse du vent à un endroit donné varie continuellement. La vitesse moyenne annuelle du vent varie d'une année à l'autre ("annuelle") selon la saison ("saisonnière"), selon les systèmes météorologiques de passage ("synoptique"), sur une base quotidienne ("diurne") et de seconde en seconde ("turbulence"). Tous ces changements, à des échelles de temps différentes, peuvent poser des problèmes pour prévoir le captage global d'énergie d'un site (annuel et saisonnier), et pour s'assurer que la variabilité de la production d'énergie n'affecte pas le réseau électrique local auquel l'éolienne est connectée.

Dans la figure 1.1, chaque graphique montre la vitesse du vent sur les périodes indiquées. La vitesse du vent mesurée en continu sur 30 jours est indiquée sur le premier graphique suivi de graphiques qui zooment en séquence sur des fenêtres de plus en plus petites de la série. Il est facile de voir la variabilité relative beaucoup plus grande dans les séries chronologiques plus longues (synoptique) que dans les séries chronologiques couvrant des heures ou moins (diurnes, turbulences).







**Figure 1.1** Vitesse du vent mesurée à 30 m au-dessus d'un terrain (0-15 m/s). (La station météorologique d'Adrar-Algerie)

### 1.3.3 La biomasse

La biomasse est devenue moins importante à mesure que les pays se sont industrialisés et représente maintenant moins de 3 % de l'énergie dans le monde développé. En revanche, les pays en développement restent très dépendants du bois et d'autres biomasses naturelles, plus de 30 % de leurs besoins énergétiques étant couverts par ces sources. Bien sûr, avec l'augmentation de la population, cet approvisionnement n'est pas durable. Ironiquement, les pays industrialisés doivent utiliser davantage la biomasse, et les régions les moins développées limitent leur utilisation de cette ressource à un niveau durable[35][36].

L'une des principales caractéristiques de la biomasse est que l'énergie dépensée pour la cultiver, c'est-à-dire la plantation, l'arrosage, l'utilisation de produits chimiques et de pesticides pour améliorer le rendement, la récolte, le séchage, etc. n'est pas négligeable. Pour la production d'éthanol utilisé comme carburant pour le transport, les raffineries elles-mêmes sont alimentées par des combustibles fossiles pour fermenter la culture et purifier l'éthanol du produit de la fermentation[35][37].

Si la biomasse est utilisée pour produire de l'électricité, en particulier dans les centrales de cogénération des petites centrales électriques décentralisées. Les

avantages sont aggravés si les cultures sont cultivées biologiquement, si possible, et utilisées localement. Le choix de la culture est également vital pour l'efficacité de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Le tableau 1.1 compare le rapport entre la consommation d'énergie et la consommation d'énergie pour un certain nombre de cultures. Le miscanthus et le saule sont les cultures préférées sous les latitudes européennes et autres latitudes similaires. Actuellement, le miscanthus est principalement utilisé pour la Co-combustion avec le charbon dans les centrales électriques existantes[20][36].

Tableau 1.1 Le rapport énergétique de plusieurs corps d'armée

<b>Le produit agricole</b>	<b>Rapport</b>
Miscanthus	32.5
Saule	30.0
chanvre (paille)	8.5
blé (grain)	8.8
colza oléagineux	3.8

La production de biocarburants à grande échelle est non seulement énergivore, mais elle pourrait aussi avoir un impact environnemental et social négatif. Un tel développement nécessite des ressources en eau considérables, de sorte que les nappes phréatiques dans les zones de culture intensive ont été abaissées à des niveaux inacceptables. L'expansion des cultures de biocarburants pourrait également accélérer la déforestation tropicale, ce qui réduirait l'absorption de CO<sub>2</sub> et menacerait l'extinction de milliers d'espèces animales et végétales. Si ces cultures sont encouragées par le biais de subventions, des pénuries alimentaires peuvent survenir si des terres précédemment utilisées pour produire de la nourriture sont perdues. On pourrait conclure que le cheminement de la biomasse, s'il n'est pas utilisé judicieusement, peut avoir de graves répercussions sur l'environnement[37][38].

#### **1.3.4 Électricité solaire PV et thermique**

L'intensité moyenne de la lumière en dehors de l'atmosphère (appelée constante solaire) est proche de 1353 W/m<sup>2</sup>.L'atténuation par l'atmosphère se traduit par une intensité maximale au niveau de la mer d'environ 1 kW/m<sup>2</sup>, soit une moyenne annuelle sur 24 heures de 0,2 kW/m<sup>2</sup> sur la surface de la planète. Comme cette densité énergétique globale est relativement faible, de grandes surfaces seront nécessaires pour une production énergétique importante. Par exemple, pour produire un giga watt

de puissance, il faudrait une surface de près de 5 km<sup>2</sup> (en supposant un rendement de conversion de 20 %). Toutefois, dans les pays à faible éclairage énergétique et forte densité de population), la surface de toiture existante et appropriée est suffisante pour produire suffisamment d'électricité pour couvrir une part importante de la consommation électrique[39][40][41].

L'irradiation varie d'une région à l'autre, selon les saisons, et d'une heure à l'autre, selon les variations quotidiennes de l'élévation du soleil. Beaucoup d'endroits ne bénéficient pas d'un ensoleillement ininterrompu. La couverture nuageuse peut réduire considérablement le rayonnement net et causer des variations d'intensité relativement rapides, dans certains cas des variations importantes d'une minute à l'autre ou même en quelques secondes. Les variations saisonnières à la surface de la Terre sont illustrées ici en comparant deux sites différents. L'ampleur variera évidemment d'un site à l'autre, mais les principes de base sont les mêmes. Les sites de latitudes similaires devraient, avoir une ressource solaire similaire [42][43][44].

#### **1.3.4.1 La technologie de la conversion**

Il existe deux technologies principales pour la conversion de la lumière du soleil en électricité. Les cellules photovoltaïques (PV) dépendent de l'utilisation de dispositifs semi-conducteurs pour la conversion directe du rayonnement solaire en énergie électrique. L'efficacité des cellules PV cristallines commerciales typiques est de l'ordre de 12 à 18 %, bien que des cellules expérimentales capables de plus de 30 % aient été construites [45][46]. En revanche, les installations solaires thermiques dépendent de la transformation intermédiaire de l'énergie solaire en énergie thermique sous forme de vapeur, qui est à son tour utilisée pour alimenter un turbogénérateur. Pour obtenir des températures élevées, les systèmes thermiques utilisent invariablement des concentrateurs sous forme d'auge parabolique ou de tours thermiques. à l'heure actuelle, la production d'électricité par l'une ou l'autre technologie est nettement plus coûteuse que les moyens traditionnels[47][48].

#### **1.3.4.2 Systèmes photovoltaïques**

Au cœur d'un système PV se trouve le module PV. Les modules PV produisent un rendement déterminé principalement par le niveau de rayonnement incident. Ils sont caractérisés, pour des conditions extérieures données, par une courbe I-V illustré dans la figure 1.2. La puissance du module PV dépend du point de fonctionnement et est

maximisée pour un fonctionnement près du genou de la caractéristique P-V, connue sous le nom de point de puissance maximale (PPM). L'électronique de puissance est utilisée pour convertir la sortie CC (courant continu) des modules PV en CA (courant alternatif) pour injection dans le réseau (plus d'informations à ce sujet au chapitre 2). La qualité d'une cellule peut être jugée par l'équerrage de la caractéristique I-V. Elle est quantifiée en fonction du rapport de la tension en circuit ouvert (c'est-à-dire là où la courbe I-V rencontre l'axe de tension) multiplié par le courant en circuit fermé (c'est-à-dire là où la courbe I-V rencontre l'axe de courant), divisé par la puissance au PPM. Ce rapport est connu sous le nom de facteur de remplissage[46].

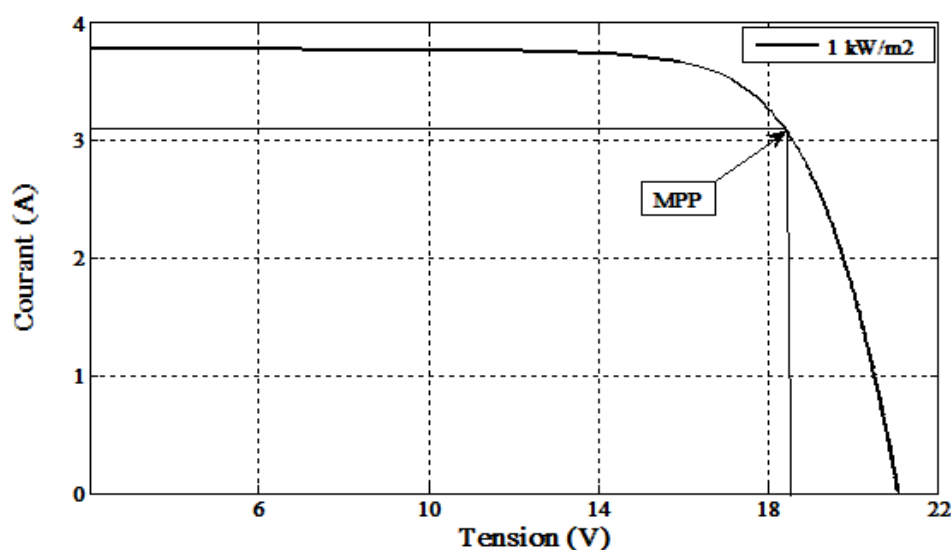


Figure 1.2 la caractéristique électrique (I-V) du module PV

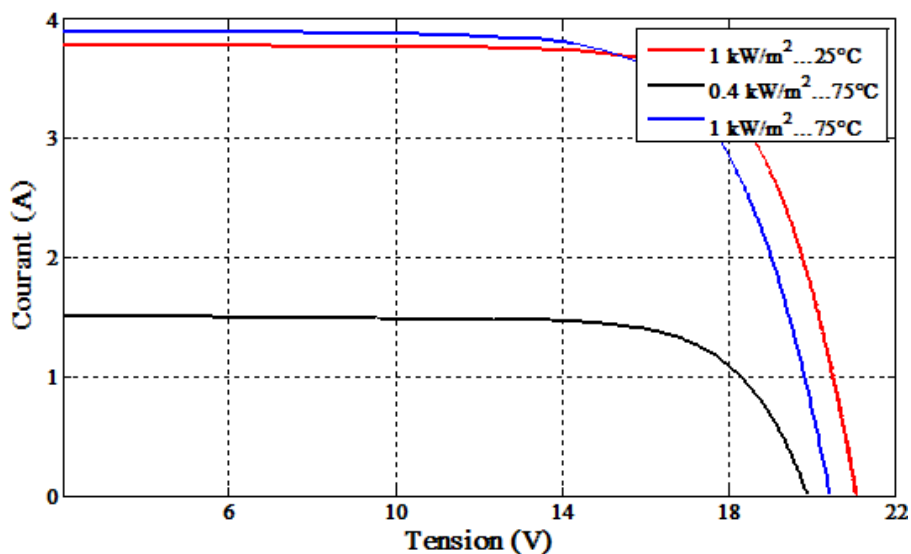
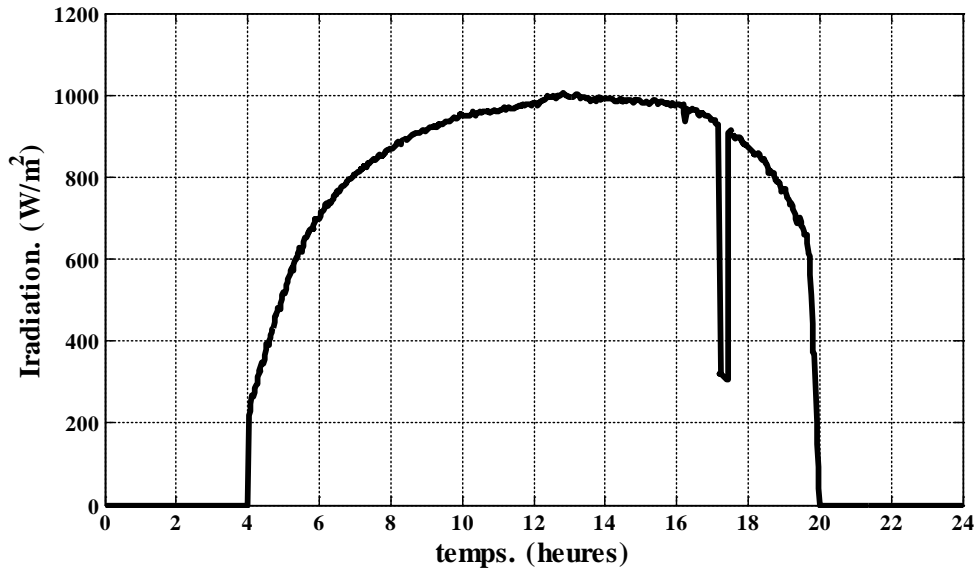


Figure 1.3 L'impact du rayonnement et de la température sur la courbe I-V



**Figure 1.4** La variation temporelle du rayonnement pendant une journée d'été (30 aout 2010) Adrar-Algérie.

Comme le montre la figure 1.3, le rayonnement et la température influent sur la forme de la courbe I-V et sur la tension à laquelle se produit la PPM. Le convertisseur de puissance est également utilisé pour contrôler la tension de fonctionnement aussi près que possible du PPM et la suivre au fur et à mesure qu'elle change avec le niveau de rayonnement et, dans une moindre mesure, avec la température du module. Ces deux fonctions de l'électronique de puissance sont généralement combinées dans les onduleurs utilisés pour le raccordement au réseau. Les modules PV ont une capacité de stockage d'énergie négligeable et, en ce qui concerne le système électrique, leur puissance varie instantanément en fonction des variations du rayonnement. Par conséquent, un nuage passager, comme le montre la figure 1.4, juste avant 18h00, entraînera l'effondrement soudain du rendement d'un système PV. Comme pour les éoliennes, une répartition géographique des systèmes PV atténuera considérablement ces effets à court terme[45].

### 1.3.4.3 Systèmes solaires thermiques électriques

Les systèmes de production d'électricité solaire thermique utilisent le plus souvent des concentrateurs solaires pour produire des températures élevées qui peuvent alimenter les moteurs thermiques avec une efficacité de conversion acceptable. Deux principaux types de générateurs adaptés à la production à grande échelle ont été démontrés jusqu'à présent, tous deux nécessitant un rayonnement direct ou par faisceau. Les

climats nuageux ou couverts, où la majeure partie du rayonnement est diffuse, ne sont donc pas adaptés à cette technologie.

De grandes collections (ou parcs solaires) de réflecteurs paraboliques à auge, figure 1.5, concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur en ligne contenant un fluide caloporteur canalisé. Le fluide peut être une huile thermique, capable de résister à des températures élevées, ou bien de l'eau sous pression. Cette vapeur est recueillie et passe à travers un échangeur de chaleur/chaudière où la vapeur est soulevée pour alimenter les turbines. Les températures de fonctionnement varient entre 350 et 400°C et des installations d'une puissance allant jusqu'à 80 MW ont été construites. Pour augmenter la température de fonctionnement de la turbine à vapeur, et donc son efficacité, la vapeur du système solaire peut être chauffée davantage à l'aide de combustibles conventionnels[49][50].



**Figure 1.5** Centrale à auge parabolique de 50 MW avec stockage thermique à Andasol. Espagne [49]

Dans les tours solaires, un récepteur central est monté au sommet d'une tour qui est entourée d'un champ de miroirs concentrateurs (héliostats) qui suivent le soleil. Les héliostats réfléchissent et concentrent la lumière sur un récepteur où l'énergie est absorbée par le fluide caloporteur, qui peut être de l'eau, un sel fondu ou toute autre liquide caloporteur haute température appropriée. Des températures allant jusqu'à 1000°C peuvent être atteintes. Des systèmes d'une puissance allant jusqu'à 200 MW ont été envisagés, mais jusqu'à présent, les plus grands systèmes construits sont considérablement moins nombreux. La figure 1.6 montre l'un des plus grands systèmes actuellement en service, la tour solaire PS10 et PS20 de 100 MW à Sanlúcar la Mayor, en Espagne. On s'attend à ce que les pylônes solaires soient plus

économiques que les parcs solaires pour les centrales de plus grande taille, de plus de 300 MW[20][51].



**Figure 1.6.** Vue aérienne de la tour solaire PS10 de 100MW à Sanitcar la Mayor. Espagne [50]

#### 1.4 La conversion des formes d'énergie

La figure 1.7 montre comment divers types d'énergie peuvent être convertis en électricité. À l'heure actuelle, le chemin qui mène à la production de la majeure partie de l'électricité dans le monde est illustré par les lignes en gras qui mènent de la combustion chimique à la combustion thermique, de la thermique à la mécanique et finalement à la conversion électrique. Le goulot d'étranglement de cette voie est le rendement thermodynamique limité déterminé par le cycle de Carnot. Les centrales thermiques plus anciennes ont des rendements compris entre 35 et 40 %, bien qu'au cours des deux dernières décennies, la conversion ait été considérablement améliorée, passant à plus de 50 % grâce au développement des turbines à gaz à cycle combiné (TGCC). Il s'ensuit que lorsque le charbon, le pétrole ou le gaz est utilisé, seulement 35 à 50% de l'énergie primaire est convertie avec succès, le reste étant rejeté dans l'environnement sous forme de chaleur résiduelle [20][52].

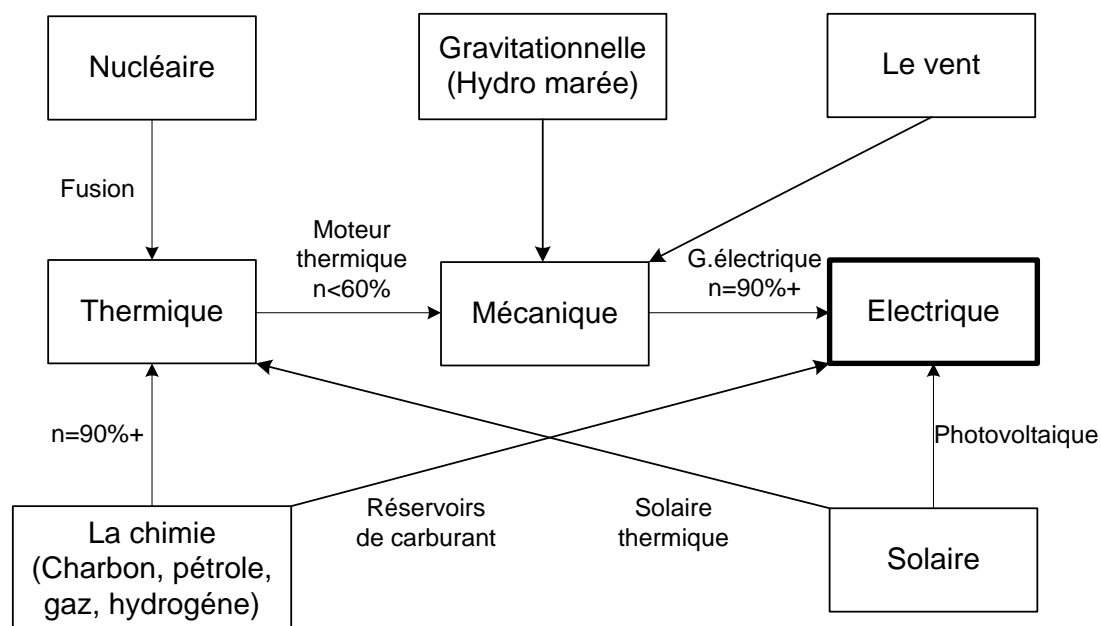


Figure 1.7 La conversion d'une variété de formes d'énergie en électricité

## 1.5 L'impact environnemental de la consommation d'énergie

Les combustibles fossiles ont une chose en commun ils produisent tous du dioxyde de carbone lorsqu'ils sont brûlés. Ils constituent un élément clé du cycle du carbone à long terme de la Terre, car ils ont été établis pendant des périodes géologiques où le climat était tropical dans la majeure partie de la planète et les concentrations atmosphériques de CO<sub>2</sub> étaient très élevées. Ce stockage du carbone par la croissance de la matière végétale et sa conversion subséquente en charbon, en pétrole, en tourbe et en gaz a réduit considérablement les niveaux de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère et a joué un rôle important dans le refroidissement de la planète à des températures qui pouvaient soutenir des formes de vie avancées. La préoccupation actuelle est qu'en débloquant ce stock de carbone, le changement climatique est poussé dans l'autre sens, le réchauffement de la planète étant la conséquence directe d'un effet de serre excessif.

Le CO<sub>2</sub> n'est pas le seul polluant créé par la production d'énergie fossile : la combustion dans l'air contenant 78 % d'azote en volume produit inévitablement des oxydes d'azote, du NO, du NO<sub>2</sub> et du N<sub>2</sub>O, collectivement appelés NO<sub>x</sub> ; et toute teneur en soufre du combustible entraîne des émissions de SO<sub>x</sub>. Ensemble, les NO<sub>x</sub> et les SO<sub>x</sub> contribuent aux pluies acides et, par conséquent, il est maintenant courant de réduire les émissions de SO<sub>x</sub> des centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles par la désulfuration des gaz de combustion. L'inconvénient est la réduction du



rendement thermodynamique et l'augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> qui en résulte[20][53].

## 1.6 Utilisation efficace de l'énergie

La figure 1.8 souligne que les mesures d'efficacité devraient apporter la plus grande contribution à l'atténuation du changement climatique. Il est donc surprenant que la question importante de l'utilisation rationnelle et efficace de l'énergie soit rarement abordée avec vigueur dans les plans nationaux ou supranationaux, en dépit du fait que de nombreuses études ont montré que cette voie constitue le moyen le plus économique d'atteindre les objectifs de durabilité[20].

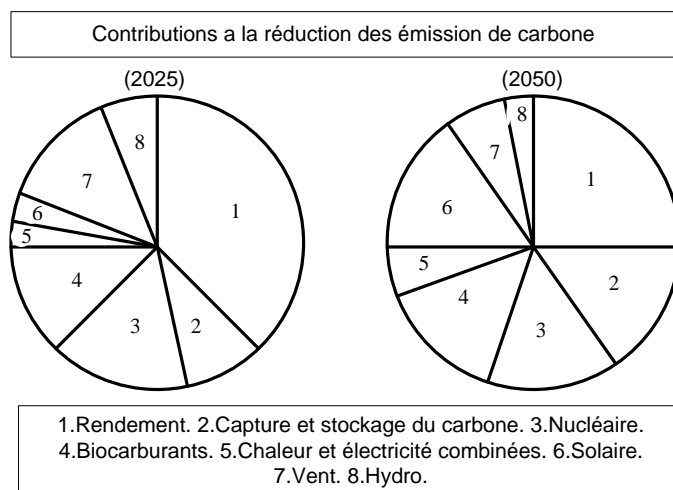


Figure 1.8 la répartition des économies d'émissions par technologie [20]

## 1.7 Solutions possibles et durabilité

Les réserves de combustibles fossiles et de minéraux de la planète sont bien sûr limitées et l'exploitation du charbon, du pétrole, du gaz et de l'uranium n'est donc pas durable à long terme. Heureusement, l'énergie renouvelable (ER), dérivée des flux énergétiques naturels, est inépuisable et n'a pas d'effet néfaste à long terme sur l'environnement. En tant que tel, il deviendra à terme la base du système d'approvisionnement en énergie, et probablement le seul moyen de produire de l'électricité.

Il existe un certain nombre de sources potentiellement neutres en carbone : il s'agit notamment de la fission nucléaire et de toutes les sources qui dérivent directement ou indirectement du soleil, à savoir la biomasse, l'énergie éolienne, solaire (thermique et photovoltaïque), hydroélectrique et marine. La géothermie et l'énergie marémotrice

sont également neutres en carbone et souvent considérées comme renouvelables au motif que les sources sont si vastes qu'elles sont pratiquement inépuisables [20][54].

## **1.8 Conclusion**

À l'heure actuelle, de nombreux réseaux électriques utilisent des sources d'énergie renouvelables, le plus souvent l'hydroélectricité, éolienne et l'énergie solaire. Pour l'instant, il suffit de noter que, comme mentionné précédemment, la diversité géographique de ces ressources facilite l'intégration. La diversité géographique s'applique également aux autres ressources renouvelables et est importante pour leur intégration dans les systèmes conventionnelle d'électrification. La relation entre les différentes sources renouvelables, dans l'espace et dans le temps, est également directement lié à la question de l'intégration. La vitesse des courants de marée n'est pas corrélée à la vitesse du vent, et l'énergie des vagues, bien qu'elle soit une forme intégrée d'énergie éolienne, n'est pas fortement corrélée à la vitesse du vent sur dix minutes ou même sur une heure. L'énergie solaire à son propre modèle unique de variation et la biomasse est flexible. La façon dont les sources de production renouvelables peuvent être combinées pour répondre à la demande de charge est une question cruciale qui sera abordée dans les chapitres suivants.

# Chapitre II

## Les Systèmes Photovoltaïques

## 2.1 Introduction

Récemment, au cours des dernières décennies, la demande en ressources naturelles a augmenté rapidement en raison de l'épuisement rapide du charbon et du pétrole, sans parler de la pression qu'il exerce sur l'approvisionnement en électricité, ce qui entraînerait une menace inévitable de crise énergétique mondiale. Pour cela, il faut exploiter et développer de nouvelles formes de sources d'énergie très fiables. Les sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse, le biogaz, l'énergie océanique, les marées, et la chaleur géothermique sont toujours considérées comme les formes alternatives d'énergie traditionnelle qui permettraient d'assurer l'approvisionnement énergétique dans le futur[55][56].

Parmi les nombreuses sources d'énergie renouvelables disponibles, l'énergie solaire photovoltaïque est considérée comme la plus prometteuse, car elle présente l'avantage non seulement d'être propre, abondante, flexible, sans émission, fiable, silencieuse, inépuisable, à faible coût de maintenance, facilement convertible en énergie électrique, mais aussi d'être économique. Comme l'énergie traditionnelle a ses propres inconvénients, il en va de même pour l'énergie photovoltaïque qui ne peut pas être utilisée en permanence en raison des variations climatiques, sans parler des coûts de fabrication élevés et de la faible efficacité énergétique [57].

Les différentes variations des conditions météorologiques (irradiation solaire et température) sont fixées comme objectifs clés de la performance de l'alimentation en énergie PV. Il est convenu que la variation des conditions météorologiques entraîne une variation de la PPM du module PV, il est donc fortement recommandé d'extraire la PPM de la source PV dans la mesure du possible. L'algorithme MPPT est le système le plus désiré, requis et nécessaire, pour le fait qu'il extrait le MPP pour améliorer l'efficacité des modules PV. sans parler des différentes MPPT méthodes développées; ces dernières varient en précision, complexité, vitesse et oscillation au MPP. Les algorithmes MPPT "Incremental Conductance" et "Perturb and Observe" (P&O) (INC) sont les plus utilisés en raison de leur simplicité dans les structures de mise en œuvre et de contrôle [58][59]

## 2.2 Définitions du photovoltaïque

Le photovoltaïque est la conversion directe de la lumière en électricité. Il utilise des matériaux qui absorbent les photons des lumières et libèrent des charges d'électrons. Il peut être utilisé pour la fabrication de générateurs électriques. L'élément de base de ces générateurs est appelé cellule PV [60].

### 2.2.1 Irradiation et rayonnement solaire

L'irradiation est une quantité instantanée décrivant le flux de rayonnement solaire incident sur une surface ( $\text{kW/m}^2$ ). La densité du rayonnement solaire dans l'atmosphère extérieure est de  $1,373 \text{ kW/m}^2$  [61], mais seule une densité maximale de  $1 \text{ kW/m}^2$  est la lumière solaire incidente finale à la surface de la Terre. L'irradiation mesure l'énergie de rayonnement solaire reçue sur une surface donnée dans un temps donné. C'est l'intégrale du temps de l'irradiation. Par exemple, l'irradiation quotidienne peut être exprimée en  $\text{kWh/m}^2$  par jour. L'isolation est un autre nom pour l'irradiation. Pour une irradiation standard de  $1000 \text{ W/m}^2$ , l'ensoleillement est généralement donné en heures [39][41]. La figure 2.1 donne la relation entre l'irradiation et l'insolation.

Le rayonnement solaire est constitué de photons portant l'énergie  $E_{ph}$  qui est donnée par l'équation suivante :

$$E_{ph} = h \frac{c}{\lambda} \quad (2.1)$$

Où  $\lambda$  est la longueur d'onde,  $h$  la constante de Plank et  $c$  la vitesse de la lumière.

Le rayonnement global comprend trois composantes :

- le rayonnement solaire direct : Le rayonnement solaire reçu directement du soleil.
- rayonnement diffus diffusé par l'atmosphère et les nuages.
- le rayonnement réfléchi par le sol.

Les mesures du rayonnement solaire sont effectuées à l'aide d'un pyranomètre pour le rayonnement global ou d'un pyrhéliomètre pour le rayonnement direct. L'intégrale de l'irradiation solaire sur une période de temps est l'irradiation solaire[61][62].

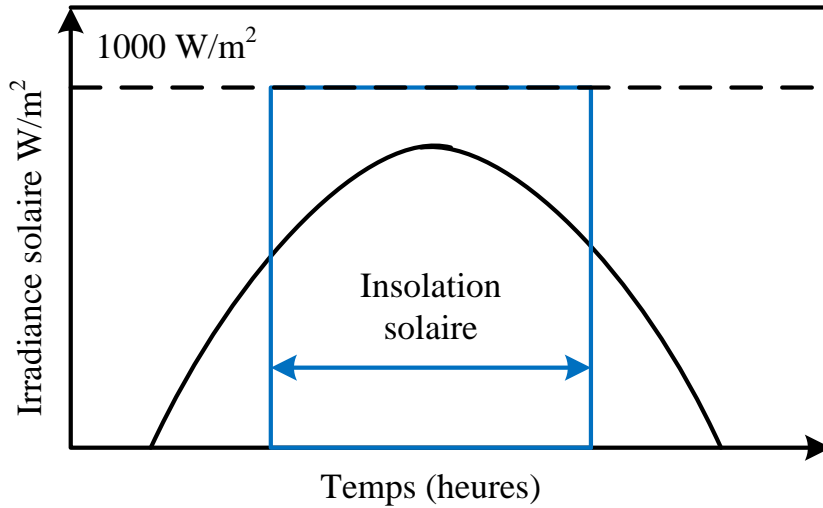


Figure 2.1 Rayonnement solaire et insolation

### 2.2.2 Technologies des cellules photovoltaïques

L'élément de base d'un système photovoltaïque (PV) est la cellule solaire qui convertit directement l'énergie solaire en courant continu. Une cellule solaire typique se compose d'une jonction PN formée dans un matériau semi-conducteur similaire à une diode. Le matériau semi-conducteur le plus largement utilisé dans les cellules solaires est le silicium. Chaque matériau donne une efficacité différente et a un coût différent[61]. Il existe plusieurs types de cellules solaires:

#### - silicium monocristallin (c-Si)

C'est le matériel cellulaire largement disponible. Fig 2.2

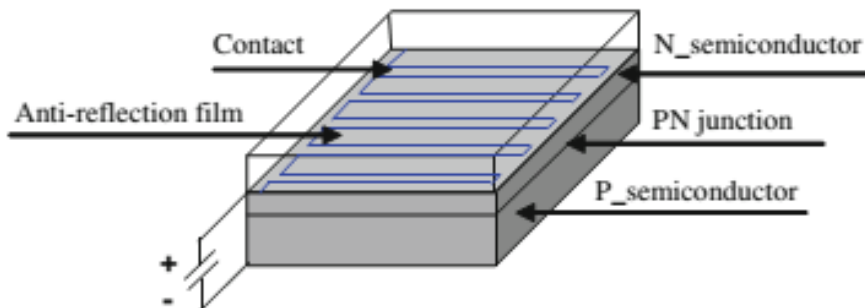


Figure 2.2 cellule silicium monocristallin

Son efficacité est limitée par plusieurs facteurs. Le rendement le plus élevé de la cellule solaire au silicium est d'environ 23%, par certains autres matériaux semi-

conducteurs jusqu'à 30%, ce qui dépend de la longueur d'onde et le matériau semi-conducteur.

### **- cellules poly-cristallines**

On l'appelle aussi poly-silicium. Dans ce cas, le silicium fondu est coulé en lingots. Puis il forme de multiples cristaux. Ces cellules ont un rendement de conversion légèrement inférieur à celui des cellules monocristallines. Les modules en silicium monocristallin et poly-cristallin sont très fiables pour les applications de puissance en extérieur.

### **- Couche mince**

La cellule solaire à couche mince (TFSC), aussi appelée cellule photovoltaïque à couche mince (TFPV), est une cellule solaire constituée de matériaux à couche mince de quelques mm ou moins d'épaisseur. Les cellules solaires à couche mince habituellement utilisées sont:

1. Silicium amorphe (a-Si) et autre silicium à couche mince (TF-Si). Le rendement des cellules solaires amorphes se situe généralement entre 10 et 13 %. Leur durée de vie est plus courte que celle des cellules cristallines.
2. Le tellure de cadmium (CTe) est un composé cristallin formé à partir du cadmium et du tellure et son efficacité est d'environ 15 %.
3. Le sélénure de cuivre, d'indium et de gallium (CIS ou CIGS) est composé de cuivre, d'indium, de gallium et de sélénium. Son rendement est d'environ 16,71%. [61]

## **2.2.3 Cellules photovoltaïques et modules photovoltaïques**

### **2.2.3.1 Cellules et panneaux**

Pour obtenir une puissance élevée, de nombreuses cellules sont connectées en série et en parallèle. Le module photovoltaïque est composé de plusieurs cellules photovoltaïques individuelles connectées et encapsulées en usine. Un panneau est constitué d'un ou plusieurs modules regroupés sur une structure porteuse commune.

L'orientation et l'inclinaison de ces panneaux sont des paramètres de conception importants, de même que l'ombrage des obstacles environnants. En ajoutant des cellules ou des modules identiques en série, le courant est le même mais la tension

augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série. En ajoutant des modules identiques en parallèle, la tension est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente avec le nombre de modules en parallèle [63][64].

### 2.2.3.2 Courant par rapport à la tension Caractéristique

Toutes les autres grandeurs étant constantes, le courant  $I_{PV}$  fourni par une cellule photovoltaïque dépend de la tension  $V_{PV}$  à ses bornes. Le courant diminue à mesure que la tension augmente et la concavité de la courbe est dirigée vers le bas.

La tension en circuit ouvert et le courant de court-circuit sont deux paramètres largement utilisés pour décrire les performances électriques de la cellule. Le courant de court-circuit  $I_{sc}$  est mesuré en court-circuitant les bornes de sortie. C'est le courant à tension nulle ( $V_{pv}=0$ ). La tension en circuit ouvert est la tension à courant nul ( $I_{pv}=0$ ).

Les valeurs de  $I_{sc}$  et  $V_{oc}$  obtenues dans des conditions standard sont appelées  $I_{sc-ref}$  et  $V_{oc-ref}$ . Ces valeurs sont données dans la fiche technique de la cellule ou du module [65][66].

### 2.2.3.3 Point de puissance maximale

La puissance fournie par un générateur photovoltaïque est de

$$P_{pv} = V_{pv} \cdot I_{pv} \quad (2.2)$$

Cette puissance est positive pour la partie de la courbe  $I_{PV}$ - $V_{PV}$  comprise entre le point d'ouverture et le point de court-circuit, donc pour les valeurs de  $V_{PV}$  satisfaisant la condition

$$0 < V_{PV} < V_{OC} \quad (2.3)$$

En dehors de l'intervalle défini par l'équation 2.3, la puissance  $P_{pv}$  est négative : l'appareil PV reçoit la puissance du circuit électrique externe.

La puissance  $P_{PV}$  est nulle lorsque  $V_{PV}=0$  (point de court-circuit) par Eq 2.2. De même, la puissance  $P_{pv}$  est nulle lorsque  $V_{pv}=V_{oc}$  (point de circuit ouvert) depuis, alors  $I_{pv}=0$  et donc, par Eq 2.2,  $P_{pv}$  est aussi nulle. Ensuite, dans l'intervalle défini par l'équation 2.3,  $P_{PV}$  atteint une valeur maximale. Ceci arrive à un point appelé Maximum Power Point (MPP). Les valeurs correspondantes de  $V_{pv}$  et  $I_{pv}$  sont



appelées respectivement  $V_{MPP}$  et  $I_{MPP}$ . A ce point  $P(V_{MPP}, I_{MPP})$ , la puissance  $P_{pv}$  fournie par le générateur photovoltaïque est maximale et dénommée  $P_{MPP}$ .

$$P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} \quad (2.4)$$

Dans la condition standard, les  $P_{MPP}$ ,  $V_{MPP}$  et  $I_{MPP}$  prennent respectivement les valeurs  $P_{MPP-ref}$ ,  $I_{MPP-ref}$  et  $V_{MPP-ref}$ .

Le PPM est atteint lorsque

$$0 = \frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} \quad (2.5)$$

$$0 = \frac{\partial (V_{pv} \cdot I_{pv})}{\partial V_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{\partial I_{pv}}{\partial V_{pv}} \quad (2.6)$$

$$- \frac{\partial V_{pv}}{\partial I_{pv}} = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (2.7)$$

L'élément de gauche de l'équation 2.7 est la résistance interne incrémentale du générateur PV (le signe moins est dû au choix pour cet appareil des directions de référence du générateur). Le bon élément est la résistance apparente de la charge. Ainsi, on peut considérer Eq 2.7 comme l'équation définissant l'adaptation de résistance de la charge à la résistance interne du générateur PV [67].

#### 2.2.3.4 Efficacité

Le rendement de conversion d'un module PV est la proportion d'énergie solaire reçue que le module convertit en énergie électrique. Il est défini comme le rapport entre la puissance du module solaire et la puissance de la lumière incidente.

$$\eta_1 = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{pv} \cdot I_{pv} \cdot I_{pv}}{A_{pv} \cdot G} \quad (2.8)$$

où  $A_{pv}$  est la surface du module solaire et  $G$  l'irradiation. En fait, l'efficacité réelle du panneau PV est donnée par :

$$\eta_{pv} = \eta_1 \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4 \cdot \eta_5 \quad (2.9)$$

où  $\eta_1$  est le rendement du panneau PV ci-dessus calculé (Eq 2.8),

$\eta_2$  est dû à l'augmentation de la température de jonction puisqu'une partie du flux solaire reçu n'est pas convertie en énergie électrique mais dissipée en chaleur à

l'intérieur du module. L'augmentation de température est plus élevée en cas de mauvaise ventilation des modules photovoltaïques ( $0,8 < \eta_2 < 0,9$ ).

$\eta_3$  est due aux pertes de puissance par effet Joule dans les câbles. Afin de réduire ces pertes, la section de câble est dimensionnée par rapport à une chute de tension dans les câbles  $\eta_3=0,98$

$\eta_4$  est dû aux pertes dans l'onduleur  $\eta_4=0,95$

$\eta_5$  est lié au suivi du point de puissance maximum. Si l'on inclut les pertes du convertisseur qui porte ce tracking, alors  $\eta_5$  ne prend en compte que les imperfections du tracking du point de puissance maximum ( $\eta_5=0,98$ ).  $\eta_5$  est inférieur si l'on tient également compte des pertes du convertisseur tracking ( $\eta_5=0,95$ ). Enfin, s'il n'y a pas de suivi de point de puissance maximale,  $\eta_5$  prend en compte la conséquence de cette absence ( $\eta_5=0,8$ ). [68]

### 2.2.3.5 Facteur de remplissage

Il décrit à quel point la courbe  $I_{pv}-V_{pv}$  est carrée. Le facteur de remplissage est défini comme suit

$$FF = \frac{P_{MPP}}{(V_{oc} \cdot I_{sc})} = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.10)$$

## 2.3 Modélisation du module PV

Le module PV pratique illustré à la figure 2.3, connu sous le nom de modèle à diode unique, est constitué d'une source de courant  $I_{pv}$ , qui dépend des conditions naturelles variables comme l'irradiation et la température, cette source étant connectée à une diode parallèle, des résistances en série et parallèles  $R_s$ ,  $R_{sh}$ .

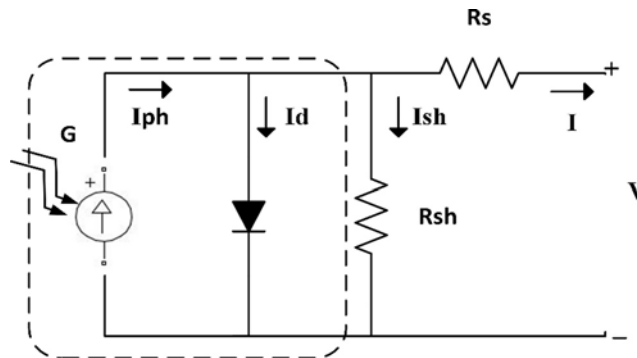


Figure 2.3 Modèle de circuit équivalent d'une cellule PV

En utilisant la loi de Kirchhoff dans un modèle de circuit équivalent de la figure 2.3 de cellule PV, il peut extraire le courant (I) par l'équation 2.11. Où (I) est le courant de sortie du module PV, ( $I_{pv}$ ) est le courant de la cellule PV qui, en fonction du rayonnement solaire, ( $I_d$ ), ( $I_{sh}$ ) est le courant de la diode et le courant passe à travers la résistance parallèle.

$$I = Np \left( I_{pv} - I_0 \left[ e^{\left( \frac{V+R_s I}{N_s k T} \right) \frac{1}{\gamma}} - 1 \right] \right) - \frac{V+R_s I}{R_p} \quad (2.11)$$

Le courant IPV tiré du système peut s'écrire comme suit Eq 2.12

$$I_{pv} = \left( \frac{G}{G_{STD}} \right) \left( I_{pv,STD} + K(T - T_{STD}) \right) \quad (2.12)$$

Où G est le rayonnement solaire ( $W/m^2$ ),  $G_{STD}$  est le rayonnement solaire à l'état standard ( $W/m^2$ ),  $I_{pv,STD}$  le courant du PV au  $G_{STD}$  et à la température standard de la jonction p-n  $T_{STD}$ , K est la constante de Boltzmann ( $1.38 \times 10^{-23}$ ) et T est la température p-n de jonction en Kelvin[8][10][11]. Il peut écrire  $I_0$  le courant de diode par l'équation suivante 2.13

$$I_0 = \frac{I_{pv,STD} + K_i(T - T_{STD})}{e^{\left( \frac{qV_{oc} + K_i(T - T_{STD})}{\gamma V_t} - 1 \right)}} \quad (2.13)$$

Où q est la constante de la charge électronique ( $1.60217646 \times 10^{-19} C$ ),  $V_{oc}$  et  $V_t$  est le circuit ouvert et la tension thermique du module PV,  $K_I$  et  $K_V$  est les coefficients de courant de court-circuit et tension en circuit ouvert et  $\gamma$  est la constante de l'idéalité de diode. V est la tension de sortie du module PV,  $R_s$  est la résistance en série due au contact métallique reliant les cellules PV,  $R_p$  est la résistance parasite due au courant de fuite de jonction p-n,  $N_s$  et  $N_p$  est le nombre de cellules connectées en série et en parallèle [66].

## 2.4 Courbes caractéristiques des cellules solaires

La caractéristique électrique de la cellule PV est généralement représentée par la courbe courant versus tension ( $I_{pv}$ - $V_{pv}$ ) et puissance versus tension ( $P_{pv}$ - $I_{pv}$ ) pour différentes conditions.

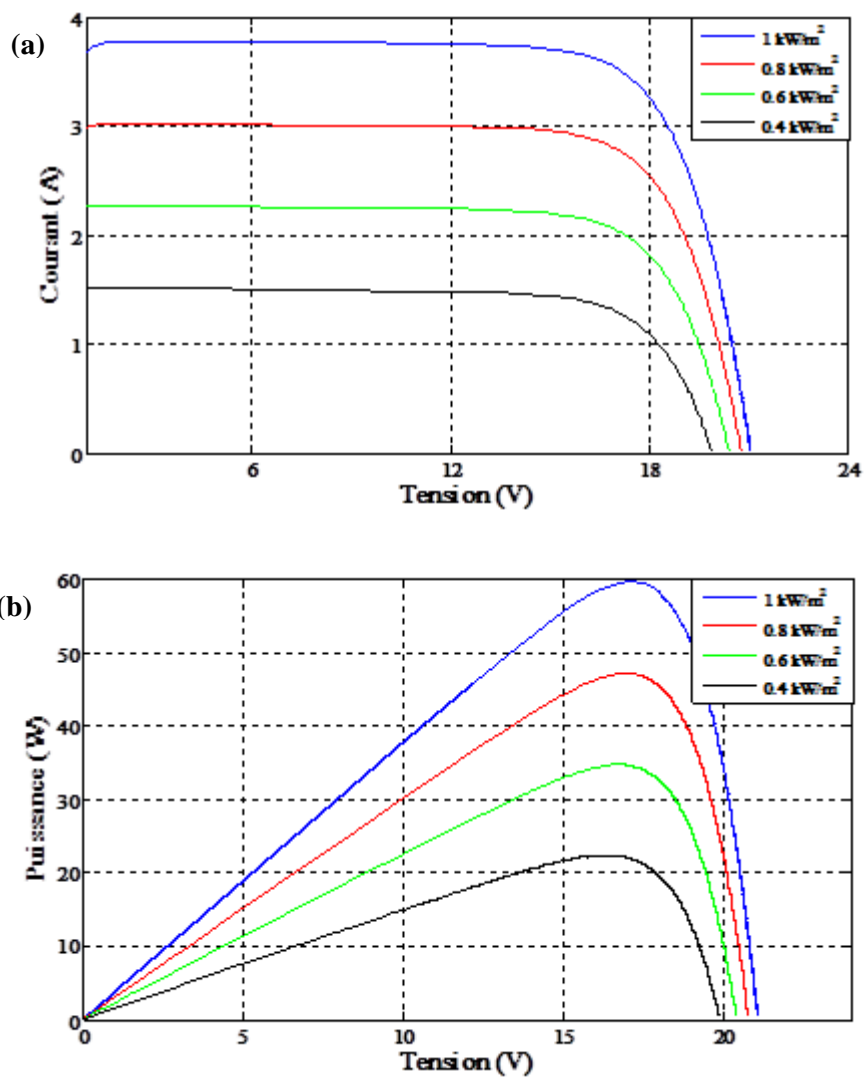
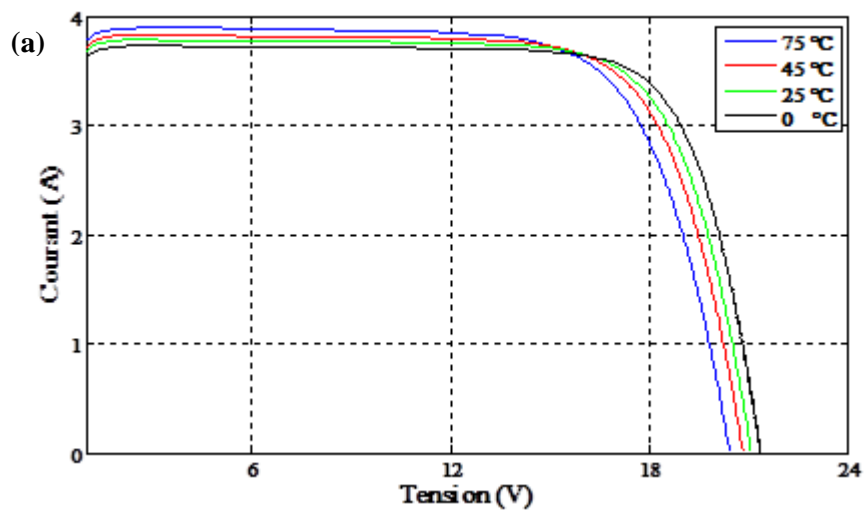


Figure 2.4 effet d'éclairement sur les caractéristiques électrique



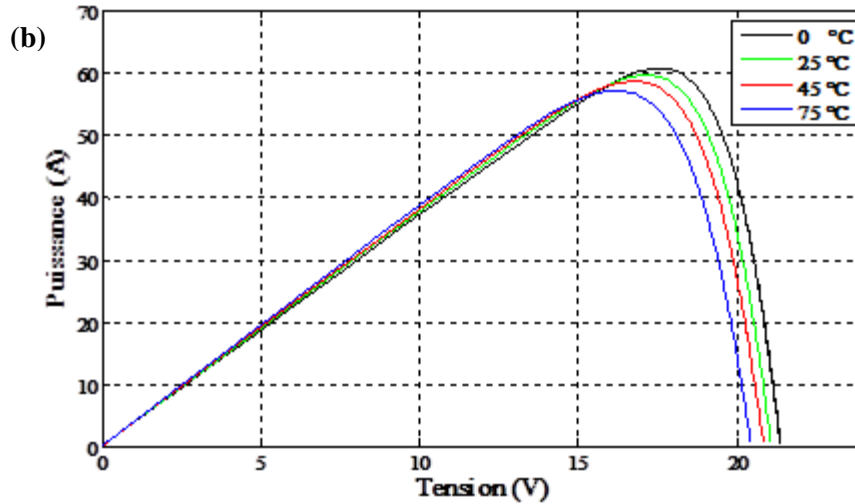


Figure 2.5 L'effet de température sur les caractéristiques électrique

### a) Effet d'irradiation

La figure 2.4 montre les caractéristiques courant - tension  $I_{pv}-V_{pv}$  et puissance - tension  $P_{pv}-V_{pv}$  de la cellule PV pour différents niveaux de rayonnement. On constate que le courant  $I_{sc}$  augmente de façon quasi linéaire avec l'irradiation et que la tension  $V_{oc}$  augmente légèrement. Ensuite, la puissance électrique maximale PMPP augmente plus rapidement que l'éclairement énergétique, c'est-à-dire que l'efficacité est meilleure pour un éclairement énergétique élevé.

Les conditions de référence sont généralement choisies avec un éclairement énergétique de  $1.000 \text{ W/m}^2$ . Dans la pratique, l'éclairement énergétique sur PV sans concentration lumineuse est inférieur, et donc le rendement est inférieur à sa valeur nominale [69][70].

### b) Effet de la température

Lorsque la température interne  $T_j$  augmente, le courant de court-circuit  $I_{sc}$  augmente légèrement en raison d'une meilleure absorption de la lumière (sous l'effet de la diminution de l'énergie de l'entrefer avec la température) mais la tension en circuit ouvert diminue fortement avec la température. La puissance électrique maximale diminue également fortement avec la température (Fig 2.5).

Les conditions standard sont généralement choisies pour une valeur de température interne  $T_j$  égale à  $25^\circ\text{C}$ . Sous le soleil, la température interne est souvent plus élevée et donc l'efficacité plus faible.

Le courant de court-circuit  $I_{sc}$  peut être calculé à une température  $T_j$  donnée, pour de faibles variations de température, par :

$$\Delta T = T_j - T_{jref} \quad (2.13)$$

$$I_{sc} = I_{sc-T_{jref}} [1 + \alpha_{sc} \cdot \Delta T] \quad (2.14)$$

Où  $\alpha_{sc}$  est le coefficient de température relatif du courant de court-circuit (/K) tel que trouvé dans la fiche technique,  $T_{jref}$  est la température de référence de la cellule PV (K),  $I_{sc-T_{jref}}$  est le courant de court-circuit à la température de référence.

De même, la tension à vide, pour de faibles variations de température, peut également être exprimée en :

$$V_{oc} = V_{oc-T_{jref}} [1 + \beta_{oc} \cdot \Delta T] \quad (2.15)$$

Où  $V_{oc-T_{jref}}$  est la tension à vide à la température de référence et  $\beta_{oc}$  est le coefficient de température relative de cette tension (/K) tel que trouvé dans la fiche technique.

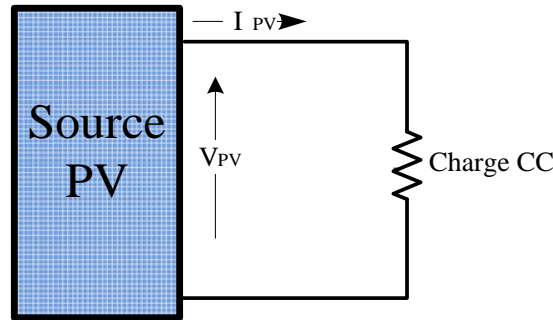
Souvent, la fiche technique donne aussi le coefficient de température du  $P_{MPP}$  :

$$P_{MPP} = P_{MPP-T_{jref}} [1 + \gamma_{MPP} \cdot \Delta T] \quad (2.16)$$

où  $P_{MPP-T_{jref}}$  est la puissance maximale à la température de référence,  $\gamma_{MPP}$  est le coefficient de température de puissance maximale relative (/K) tel que trouvé dans la fiche technique [70].

## 2.5 Introduction aux systèmes PV

Un système PV convertit la lumière du soleil en électricité. Un système PV contient différents composants, y compris des cellules, des connexions électriques, un montage mécanique et un moyen de convertir la puissance électrique. L'électricité produite peut être conservée dans un système autonome, stockée dans des batteries ou peut alimenter un plus grand réseau électrique. Il est intéressant d'inclure l'équipement de conditionnement électrique. Celui-ci permet au système PV de fonctionner dans des conditions optimales. Dans ce cas, nous utilisons des équipements spéciaux pour suivre la puissance maximale du réseau. Cet équipement est connu sous le nom de suivi de point de puissance maximale [71].



**Figure 2.6** Système PV a couplage direct

### 2.5.1 Systèmes PV autonomes à couplage direct

Les systèmes PV autonomes sont conçus pour fonctionner indépendamment du réseau électrique et sont généralement conçus et dimensionnés pour alimenter certaines charges électriques CC et/ou CA. Le type le plus simple de système PV autonome est un système à couplage direct, où la sortie CC d'un module PV est directement connectée à une charge CC (Fig 2.6).

Dans les systèmes à couplage direct, la charge ne fonctionne que pendant les heures d'ensoleillement. Les applications courantes de ce système sont les ventilateurs de ventilation, les pompes à eau et les petites pompes de circulation pour les systèmes de chauffage solaire thermique de l'eau [70].

### 2.5.2 Système PV autonome avec stockage sur batterie alimentant des charges CC et CA

Dans les applications PV autonomes, l'alimentation électrique est requise du système pendant la nuit ou les heures d'obscurité. Le stockage doit donc être ajouté au système. Généralement, les batteries sont utilisées pour le stockage de l'énergie. Plusieurs types de batteries peuvent être utilisés tels que les batteries plomb-acide, nickel-cadmium, bromure de lithium zinc, chlorure de zinc, soufre de sodium, nickel-hydrogène, redox et vanadium. Différents facteurs sont pris en compte dans le choix des batteries pour les applications PV. Le variateur utilise un générateur de fréquence interne pour obtenir la fréquence de sortie correcte.

Un régulateur de charge doit maintenir la batterie dans l'état le plus élevé possible tout en la protégeant de la surcharge du générateur photovoltaïque et de la décharge excessive des charges. Il existe plusieurs types de régulateurs de charge.

- Contrôleur Shunt : la fonction est de réguler la charge de la batterie. Ce contrôleur est fondamentalement connecté en parallèle avec le réseau et la batterie.
- Contrôleur série : ce contrôleur est couramment utilisé dans les petits systèmes PV et connecté en série entre le générateur PV et la batterie.
- Contrôleur de suivi de piste : Ce contrôleur surveille le point de puissance maximum du générateur PV[63][70].

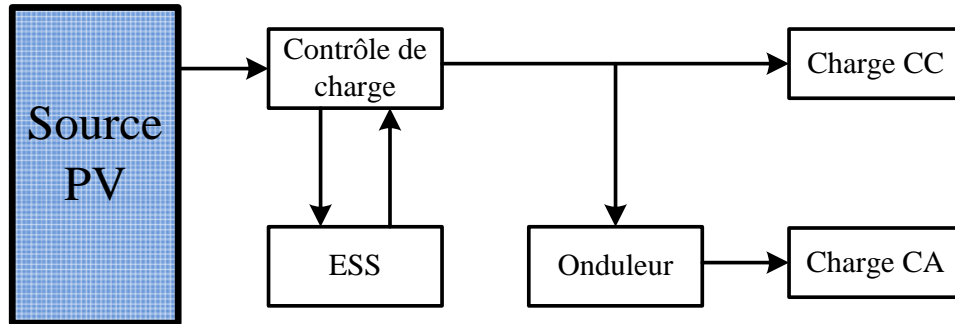


Figure 2.7 Diagramme d'un système PV autonome typique alimentant des charges CC et CA

## 2.6 Analyse d'un convertisseur élévateur de tension

Parmi les nombreux convertisseurs DC-DC utilisés dans les systèmes PV, un convertisseur boost est le plus largement utilisé en raison de la simplicité de sa structure, de sa construction, de sa compétence et de son efficacité accrue. On peut diviser le convertisseur boost en deux modes, lorsque le MOSFET est allumé/éteint. Avec le temps de commutation, on a contrôlé la puissance d'écoulement des systèmes PV et écrire les expressions mathématiques du convertisseur boost par l'équation 2.17 [72].

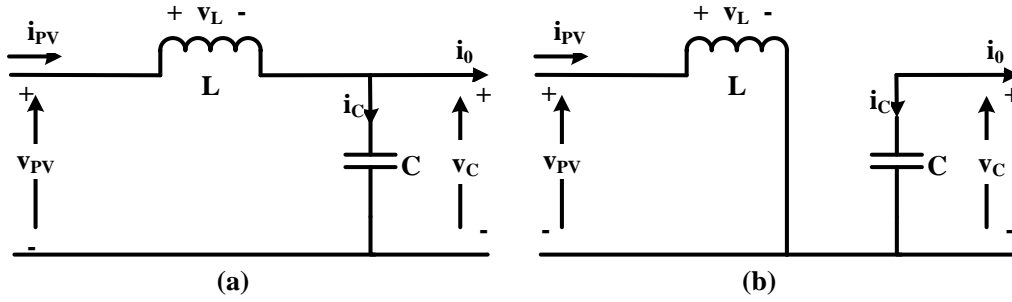
$$V_c = \frac{V_{PV}}{1-D} \quad (2.17)$$

$$\text{Où, } D = \frac{T_{on}}{T} \quad (2.18)$$

D est le rapport cyclique,  $V_0$ ,  $V_{PV}$  est la tension du convertisseur élévateur et la tension de sortie, T est le temps de la période du cycle,  $T_{ON}$  est le temps de la mise sous tension. La mise en marche/arrêt dépend de la commande de modulation de largeur d'impulsion (PWM).

Les modes de commutation MOSFET ON et OFF du convertisseur DC/DC Boost sont représentés dans les circuits équivalents Figure 2.8.





**Figure 2.8** circuits équivalents du convertisseur DC/DC Boost pour les deux états de commutation. (a) Interrupteur ON  $s=1$ . (b) Interrupteur OFF  $s=0$

Comme on le sait, les équations du convertisseur élévateur de tension lorsque le MOSFET est allumé, la tension d'entrée est à travers (L) l'inductance, peut être exprimée par Eq 2.19 et Eq 2.20

$$\frac{di_{PV}}{dt} = -\frac{1}{L}i_{PV} + \frac{1}{L}v_{PV} \quad (2.19)$$

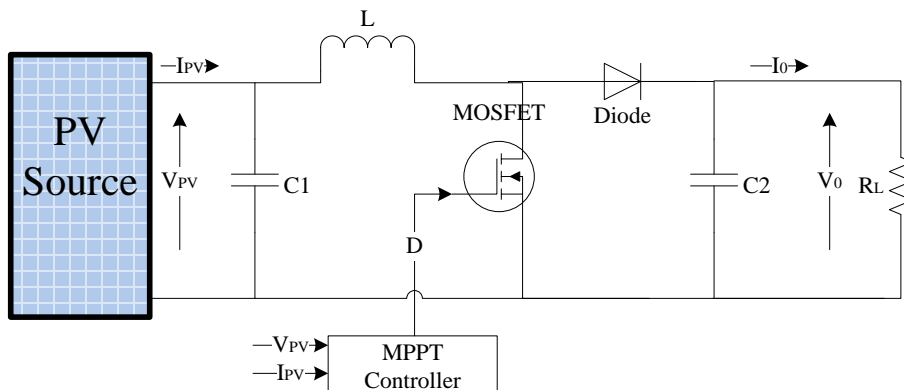
$$\frac{dv_C}{dt} = -\frac{1}{C}i_{PV} + \frac{1}{RC}v_C \quad (2.20)$$

Et lorsque le MOSFET est éteint, les équations peuvent être exprimées par Eq 2.21 et Eq 2.22

$$\frac{di_{PV}}{dt} = \frac{1}{L}v_{PV} \quad (2.21)$$

$$\frac{dv_C}{dt} = -\frac{1}{RC}v_C \quad (2.22)$$

La mise en œuvre du convertisseur DC-DC boost permet d'extraire la puissance générée par les modules PV au MPP, qui alimentent la charge, en utilisant l'algorithme MPPT pour modifier le rapport cyclique D, comme indiqué sur la figure 2.9 [72][73].



**Figure 2.9** Schéma fonctionnel de l'installation PV avec régulateur MPPT

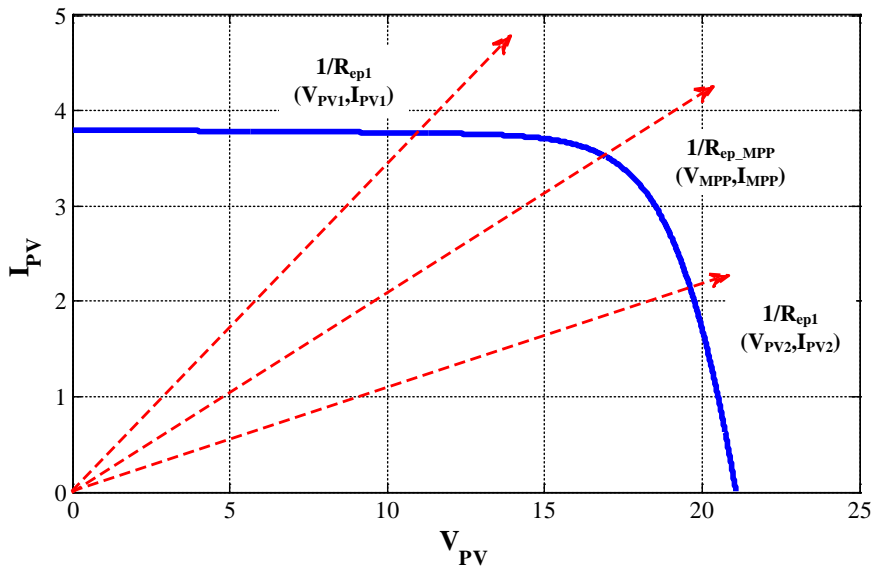
L'efficacité du convertisseur boost peut être écrite par Eq 2.23

$$\eta = \frac{V_0 I_0}{V_{PV} I_{PV}} = \frac{V_0 I_0}{V_{PV}^2 / R_{eq}} = \left( \frac{V_0}{V_{PV}} \right)^2 \frac{R_{eq}}{R_L} = \left( \frac{D}{1-D} \right)^2 \frac{R_{eq}}{R_L} \quad (2.23)$$

Où,  $I_{PV}$  et  $V_{PV}$  sont respectivement le courant et la tension du module PV.  $R_{eq}$  est la résistance équivalente du convertisseur, extraite d'Eq 2.23

$$R_{eq} = \eta \left( \frac{1-D}{D} \right)^2 R_L \quad (2.24)$$

À partir d'Eq 2.24 et comme le montre la figure 2.10, la variation du rapport cyclique fait varier le point de fonctionnement lorsque la résistance équivalente change [74]



**Figure 2.10** Variation du point de fonctionnement par rapport à la ligne de charge ( $R_{eq}$ )

## 2.7 Algorithmes de poursuite des points de puissance maximale

Un contrôle MPPT (Maximum Power Point Tracking) combiné à un convertisseur DC/DC permet à un générateur photovoltaïque de produire la puissance continue maximale, quelles que soient les conditions météorologiques (irradiation, température).

Cette commande place le système au point de fonctionnement maximum ( $V_{opt}$ ,  $I_{opt}$ ). Le premier système avec MPPT a été introduit en 1968 pour un système spatial. Au fil des ans, plusieurs algorithmes MPPT ont été développés et largement adaptés pour déterminer le point de puissance maximale. La technique de contrôle la plus utilisée consiste à agir sur le duty cycle automatiquement pour placer le générateur à sa valeur optimale quelles que soient les variations des conditions météorologiques ou les

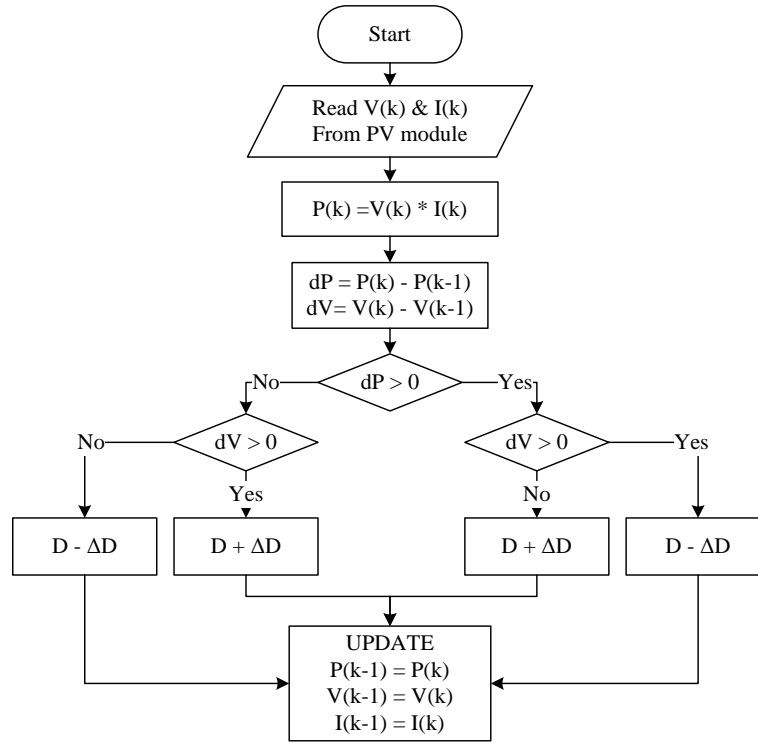
changements soudains des charges qui peuvent survenir à tout moment. Les principaux composants du circuit MPPT sont son étage de puissance et le contrôleur.

Dans la Fig 2.9, la tension d'entrée de l'étage de puissance  $V_{pv}$  et le courant  $I_{pv}$  sont utilisés par le contrôleur pour le suivi MPP. Dans ce cas, le paramètre de contrôle de l'étage de puissance alpha est continuellement tourné jusqu'à ce que le générateur PV soit chargé à son MPP [70].

### 2.7.1 Technique de perturbation et d'observation

L'algorithme Perturb & Observe (P&O), également connu sous le nom de méthode de "hill climbing", est très populaire et le plus utilisé dans la pratique en raison de sa structure simple et des quelques paramètres mesurés qui sont nécessaires [5]. L'algorithme (P&O) est basé sur la mesure constante du courant et de la tension PV et le calcul de sa puissance de sortie lorsque le point de fonctionnement se déplace afin d'atteindre la puissance maximale.

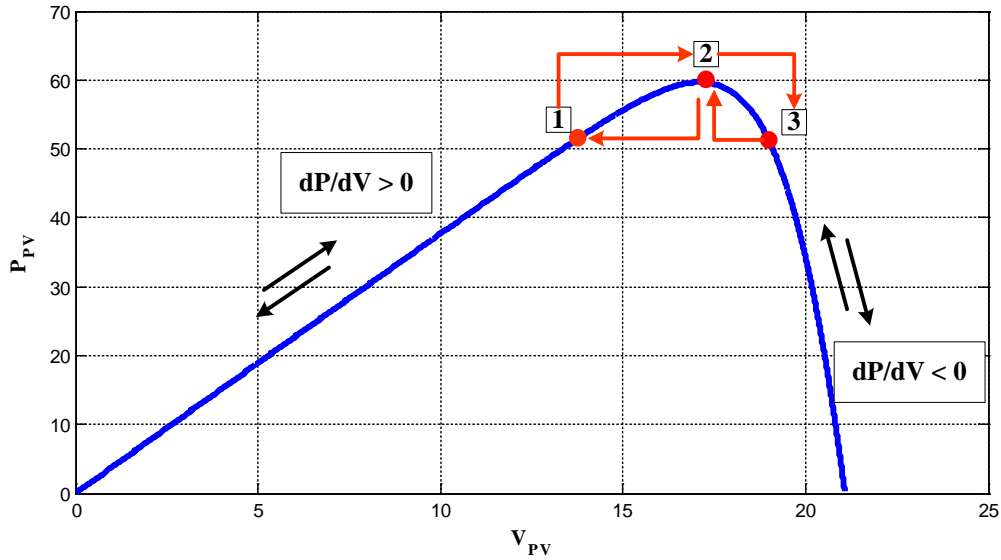
C'est la méthode la plus utilisée. Une boucle de rétroaction et peu de mesures sont nécessaires. La tension du panneau est délibérément perturbée (augmentée ou diminuée) puis la puissance est comparée à la puissance obtenue avant la perturbation. Plus précisément, si le panneau de puissance est augmenté en raison de la perturbation, la perturbation suivante se produira dans le même sens. Et si la puissance diminue, la nouvelle perturbation se fait dans la direction opposée. Un organigramme de cette méthode est présenté à la figure 2.11.



**Figure 2.11** Organigramme de l'algorithme P&O MPPT conventionnel

Les avantages de cette méthode peuvent être résumés comme suit : la connaissance des caractéristiques du générateur photovoltaïque n'est pas nécessaire, elle est relativement simple. Néanmoins, en régime permanent, le point de fonctionnement oscille autour de la MPP, ce qui provoque des pertes d'énergie. Le MPPT est nécessaire pour tirer le maximum de puissance du module PV [75].

Cela signifie que lorsque le signal croissant devient négatif, il change de direction et continue d'osciller dans ce champ avec une pas fixe, ce qui a conduit à un problème d'ondulations à l'état stationnaire montré dans la figure 2.12, supposons que le point de fonctionnement (1) passe au point (2), et a été décidé dans (2), comme  $dP = (P_2 - P_1) > 0$  et  $dV = (V_2 - V_1) > 0$ , le point de fonctionnement passe à (3) par diminution du cycle. Et à (3) comme  $dP = (P_3 - P_2) < 0$  et  $dV = (V_3 - V_2) > 0$ , le point de fonctionnement revient à (2) en augmentant le rapport cyclique. A (2) comme  $dP = (P_2 - P_3) > 0$  et  $dV = (V_2 - V_3) < 0$  le point de fonctionnement passe à (1) en augmentant le rapport cyclique. A (1) comme  $dP = (P_1 - P_2) < 0$  et  $dV = (V_1 - V_2) < 0$ , le point de fonctionnement se déplace vers (2) en diminuant le rapport cyclique. Dans ce schéma, le P&O conventionnel fait osciller le point de fonctionnement entre ces trois points.



**Figure 2.12** Variation de la pente ( $dP/dV$ ) et le fonctionnement de P&O MPPT en régime permanent

L'autre inconvénient est que le P&O conventionnel n'est pas en mesure de suivre la MPP dans des conditions climatiques en évolution rapide, ce qui signifie que le P&O conventionnel ne peut être validé qu'en cas de variations uniformes ou lentes du rayonnement. Supposons que pendant que le fonctionnement à (1) il y a une augmentation de l'irradiation, alors le point de fonctionnement va à un nouveau point (4) dans la nouvelle courbe Fig 2.13 comme  $dP = P_4(kTa) - P_2((k - 1)Ta) > 0$  et  $dV = V_4(kTa) - V_2((k - 1)Ta) > 0$  le rapport cyclique sera réduit de sorte que le point de fonctionnement se déplace à l'écart du MPP pour (5), qui a appelé le glissement ou le dérive [76][77].

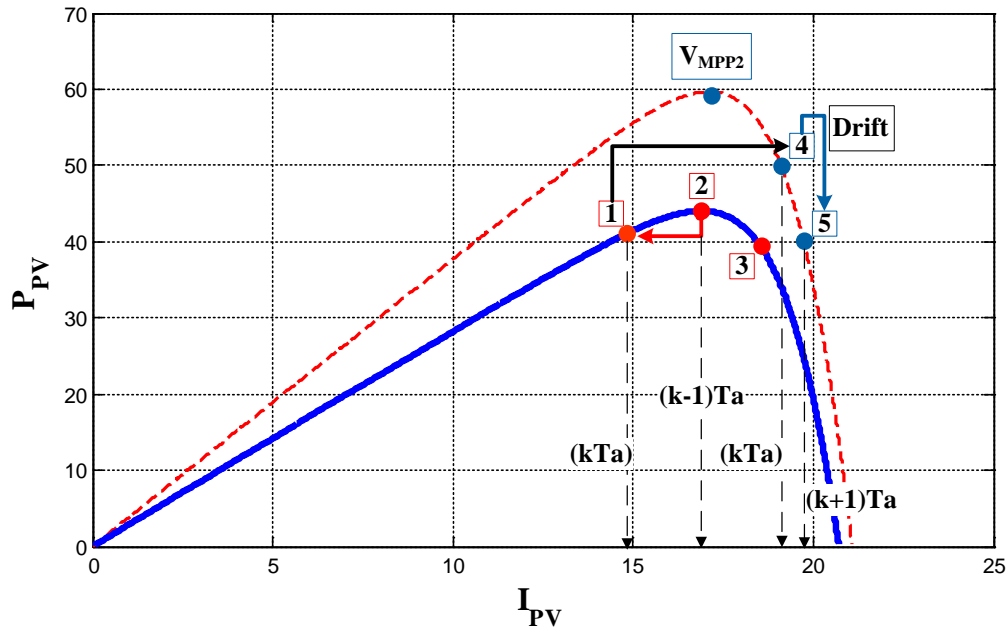
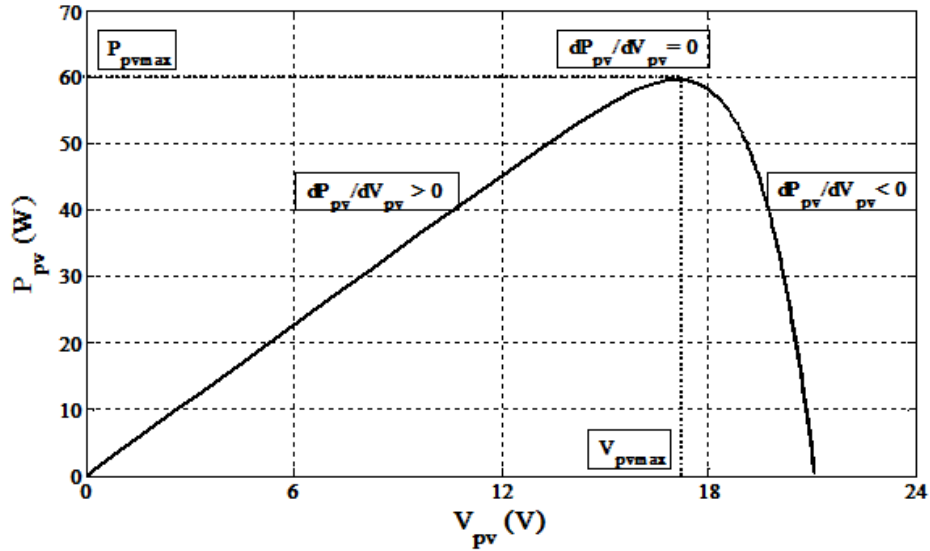


Figure 2.13 L'analyse de P&O MPPT classique avec glissement

### 2.7.2 Technique de conductance incrémentale

L'inconvénient de l'algorithme Perturb & Observe lors du suivi de la puissance de crête dans des conditions atmosphériques variant rapidement est surmonté par l'algorithme de conductance incrémentale. La méthode incrémentielle (IncCond) est basée sur le fait que la pente  $dP/dv$  de la courbe (tension- puissance) du panneau PV est positive sur le côté gauche de la MPP, nulle sur la MPP et négative sur le côté droit de la MPP comme indiqué dans la figure 2.14 [58][78].

Cette méthode se concentre directement sur les variations de puissance. Le courant et la tension de sortie du panneau photovoltaïque sont utilisés pour calculer la conductance et la conductance incrémentale. Son principe est de comparer la conductance ( $GG = I_{pv}/V_{pv}$ ) et la conductance incrémentale ( $DGG = dI_{pv}/dV_{pv}$ ) et de décider quand augmenter ou diminuer la tension PV pour atteindre le MPP où la dérivée de puissance est égale à zéro ( $dP_{pv}/dV_{pv} = 0$ ). La méthode de conductance incrémentale est souvent considérée comme efficace pour rechercher efficacement le point de puissance maximum[66, 86]. Cependant, l'algorithme à mettre en œuvre est souvent complexe et nécessite une capacité de calcul élevée, ce qui augmente la période de contrôle du système. La puissance de sortie du générateur PV peut être donnée sous la forme :



**Figure 2.14** Point de fonctionnement selon le signe de  $\frac{dP}{dV}$  sur la caractéristique de puissance

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv} \cdot V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad (2.25)$$

$$\frac{1}{V_{pv}} \cdot \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \cdot \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$$

En définissant la conductance PV et la conductance incrémentale

$$GG = \frac{I_{pv}}{V_{pv}}$$

$$\Delta GG = -\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (2.26)$$

$$\frac{1}{V_{pv}} \cdot \frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = GG - \Delta GG \quad (2.27)$$

L'équation 2.27 explique que la tension de fonctionnement est inférieure à la tension au point de puissance maximale si la conductance est supérieure à la conductance incrémentale, et vice versa. Ainsi, la tâche de cet algorithme est de suivre le point de fonctionnement de la tension auquel la conductance est égale à la conductance incrémentale. Par conséquent, les équations 2.29 et 2.30 sont utilisées pour déterminer la direction dans laquelle une perturbation doit se produire pour déplacer le point de fonctionnement vers la MPP, et la perturbation est répétée jusqu'à ce que l'équation 2.28 soit atteinte. Une fois le MPP atteint, le MPPT continue de fonctionner à ce point

jusqu'à ce qu'un changement de courant soit mesuré, ce qui correspondra à un changement d'irradiation sur le réseau Fig 2.14 [58][78].

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad \frac{I_{pv}}{V_{pv}} = -\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad GG = \Delta GG \quad (2.28)$$

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \quad \frac{I_{pv}}{V_{pv}} > -\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad GG > \Delta GG \quad (2.29)$$

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \quad \frac{I_{pv}}{V_{pv}} < -\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad GG < \Delta GG \quad (2.30)$$

La figure 2.15 présente l'organigramme de cette méthode.

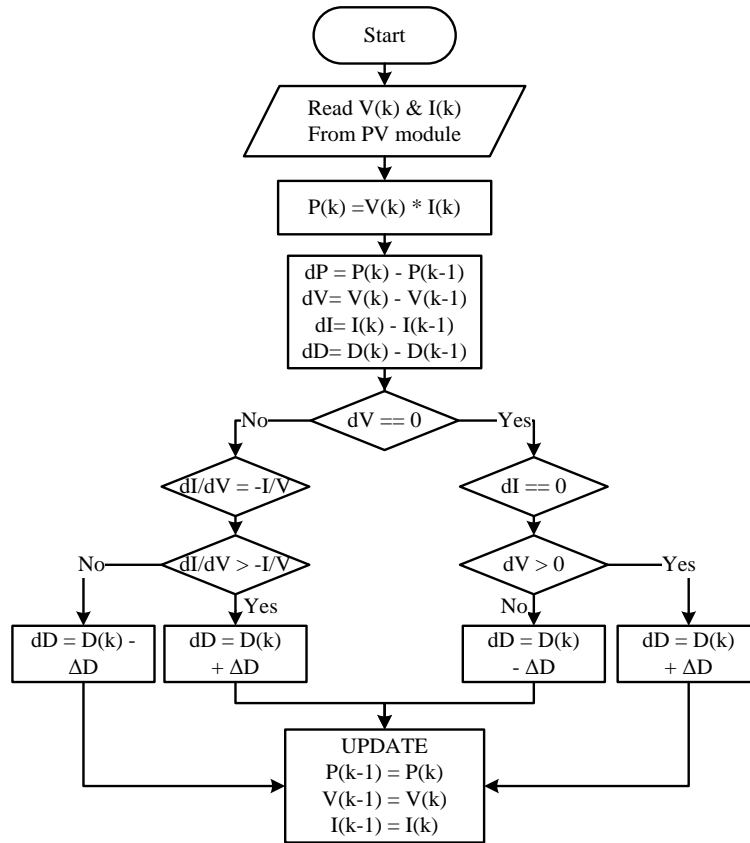


Figure 2.15 Organigramme de l'algorithme INC MPPT

Le système implémenté dans Matlab/Simulink consiste en un module PV avec un convertisseur DC-DC Boost connecté à la charge de résistance. Le modèle à diode unique basé sur un module MSX-60. Les paramètres du module PV indiqués dans le tableau 2.1 le convertisseur DC-DC Boost est composé de  $C_{IN} = 2200e-6$  (F),  $C_{OUT} = 2200e-6$  (F),  $L_I = 330e-6$  (H),  $R = 35$  ( $\Omega$ ), et  $f_{SW} = 10$  (KHz).



Tableau (2.1) paramètres du module PV MSX-60

Paramètres Module PV du MSX-60 à	1000 W/m <sup>2</sup> /25 °C
Puissance maximale (P <sub>MPP</sub> )	60 W
Tension au PMPP (V <sub>MPP</sub> )	17.1 V
Courant au PMPP (I <sub>MPP</sub> )	3.5 A
Courant de court-circuit (I <sub>SC</sub> )	3.8 A
Tension à vide (V <sub>OC</sub> )	21.1 V

### 2.7.3 Efficacité d'un algorithme MPPT

L'efficacité MPPT des algorithmes est le paramètre le plus important d'un algorithme MPPT. Cette valeur est calculée à l'aide de l'équation suivante[4].

$$\eta = \frac{P_{MPP(t)}}{P_{MPP^*(t)}} \times 100 \quad (2.31)$$

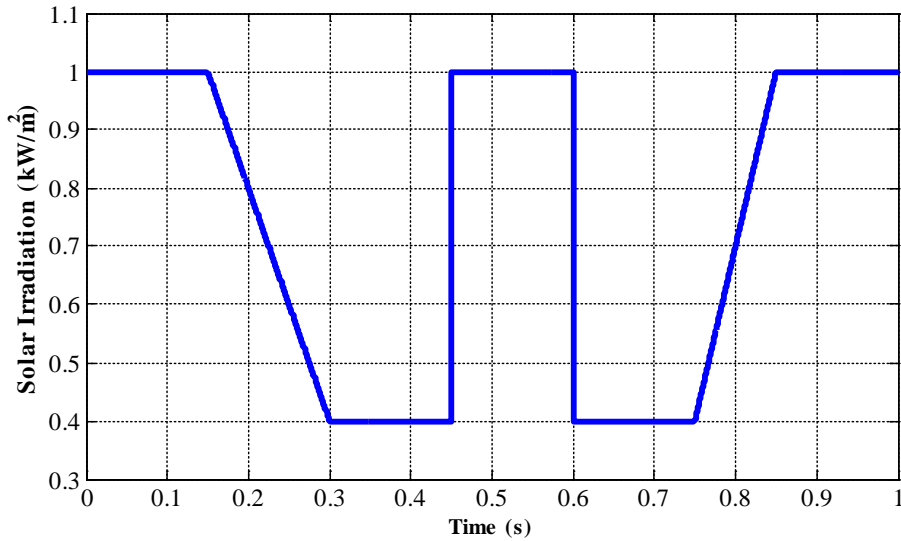
Et il peut calculer l'efficacité moyenne MPPT avec l'équation démontré comme suit[4].

$$\eta_{MPPT(avg)} = \frac{\int P_{MPP(t)} dt}{\int P_{MPP^*(t)} dt} \times 100 \quad (2.32)$$

Où, P<sub>MPP\*</sub> est le MPP théorique, c'est la cible de l'algorithme, et P<sub>MPP</sub> est la puissance réelle extraite en utilisant l'algorithme MPPT, cela dépend de la performance du suivi [58][78].

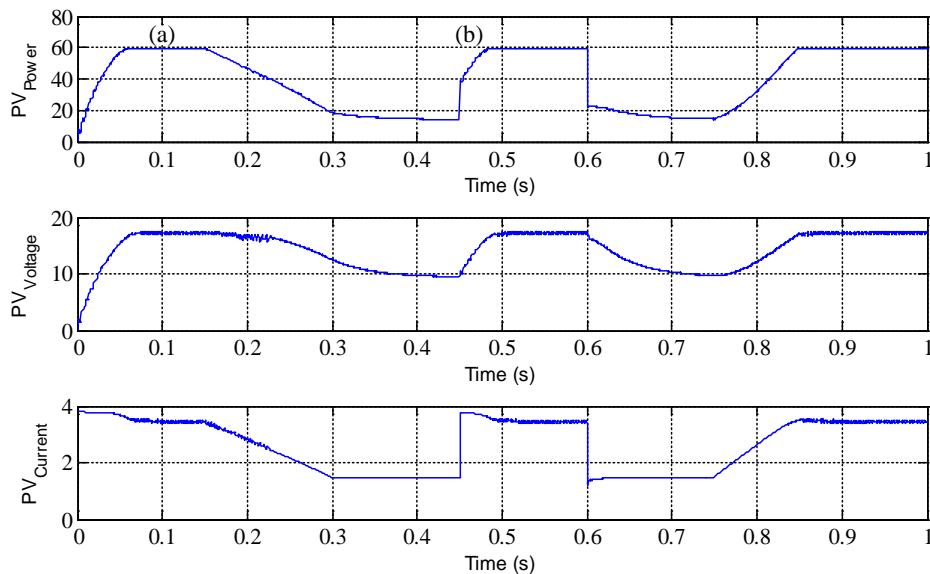
## 2.8 Résultats de simulation

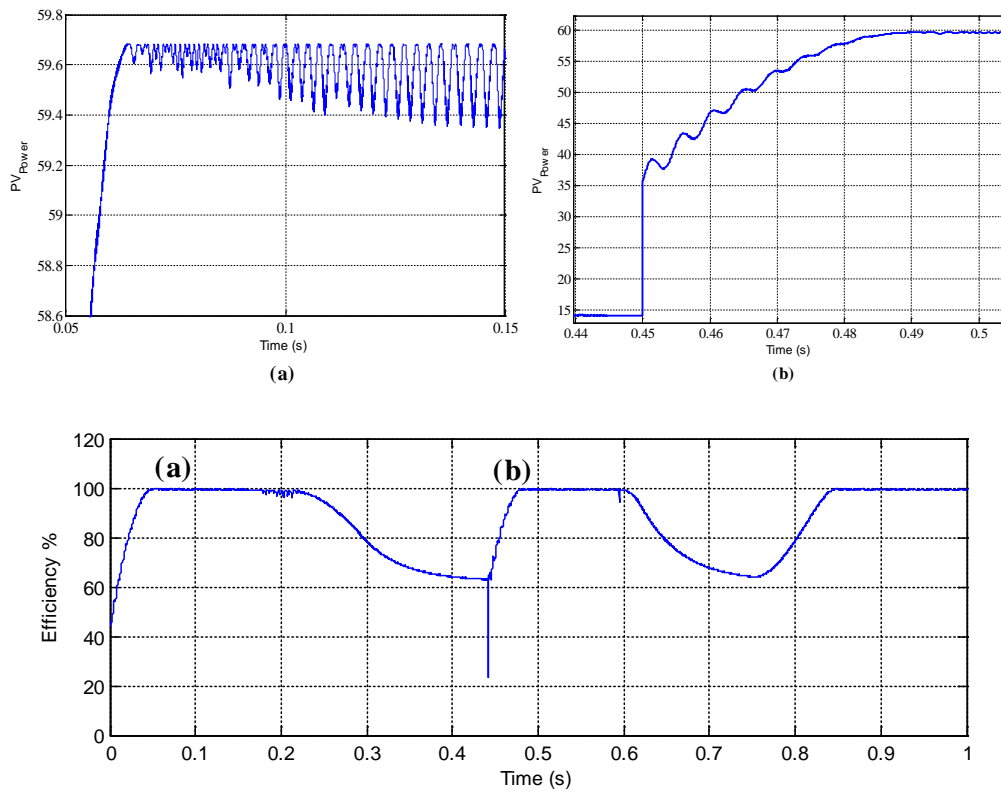
La simulation réalisée pour montrer les résultats des différents algorithmes lorsque le profil du rayonnement solaire est variable comme indiqué ci-dessous sur la figure 2.16



**Figure 2.16** profil du rayonnement solaire

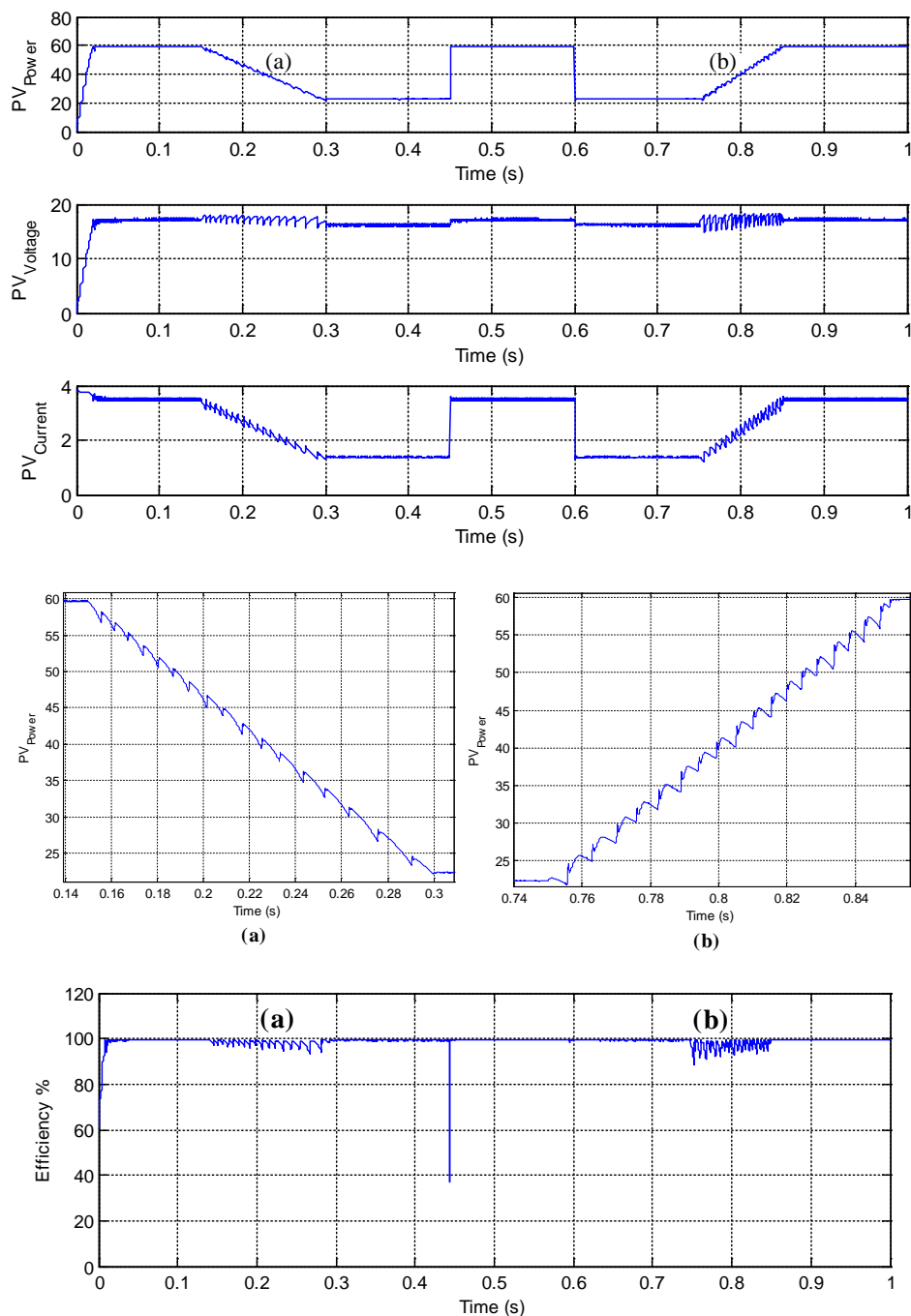
La figure 2.17 montre les résultats de simulation de l'algorithme P&O MPPT conventionnel, cette technique permet d'atteindre le MPP à  $t = 0,065$  (s). Comme indiqué dans la figure (2.17.a), lorsque l'éclairement solaire  $G$  est égal à  $1 \text{ kW/m}^2$ , l'oscillation de puissance est comprise entre (59,36 - 59,6845 W).  $t = 0,3 \text{ s}$ , l'ensoleillement diminue lentement jusqu'à  $0,4 \text{ kW/m}^2$ , la puissance PV diminue également, mais l'algorithme a échoué et n'a pas suivi la PPM avec précision.  $t = 0,45 \text{ s}$ , l'ensoleillement augmente brusquement à  $1 \text{ kW/m}^2$ , la puissance PV augmente brusquement aussi, et l'oscillation du flotteur (59,3365-59,6844 W) mais l'algorithme montre des réponses imprécises et atteint le MPP à  $t = 0,49 \text{ s}$  comme démontré sur la figure (2.17,b). Après la diminution de l'insolation à  $0,4 \text{ kW/m}^2$ , elle augmente lentement à  $t = 0,75 \text{ s}$ , la puissance PV augmente avec un suivi de piste imprécis.





**Figure 2.17** Résultats de simulation de l'algorithme P&O MPPT conventionnel

Les résultats de l'algorithme INC MPPT conventionnel sont présentés à la figure 2.18 avec le même profil de rayonnement solaire. La puissance PV atteint la MPP à  $t = 0,013s$ . L'oscillation de la puissance PV est comprise entre (59,5998 - 59,6845 W). Avec  $t = 0,3s$  et  $t = 0,75s$ , le rayonnement solaire diminue lentement et augmente rapidement respectivement, le contrôleur suit l'énergie maximale qui présente une grande fluctuation comme le montrent les figures (2.18,a) et (2.18,b), mais en cas de changement soudain du rayonnement, le contrôleur peut atteindre la puissance maximale.



**Figure 2.18** Résultats de simulation de l'algorithme INC MPPT conventionnel

Tableau 2.2 la comparaison entre les deux algorithmes (P&O) et (INC)

Algorithme MPPT	Le temps de réponse	L'oscillation de puissance en régime permanent	Le rendement
P&O Conventionnel	0.065s	0.3245 (W)	97.30%
INC Conventionnel	0.013s	0.0847 (W)	98.1 %

La comparaison détaillée des techniques (P&O) et (INC) est présentée dans le tableau 2.2, qui met l'accent sur le temps de réponse, l'oscillation de puissance en régime permanent et le rendement, pour différents niveaux de rayonnement solaire.

## **2.9 Conclusion**

La modélisation numérique des modules PV basée sur le modèle à une diode a été décrite dans ce chapitre. L'algorithme de modélisation est implémenté avec succès dans MATLAB/Simulink et est suffisamment précis pour être utilisé pour les simulations des grands systèmes PV. La courbe caractéristique I-V du module PV n'est pas linéaire et la quantité de puissance extraite varie considérablement en fonction des différentes conditions climatiques, ce qui signifie que la puissance produite par le panneau PV est directement proportionnelle au rayonnement et inversement proportionnelle à la température. Ainsi, pour chaque valeur de rayonnement et de température, nous avons un point de fonctionnement maximal. Le convertisseur DC-DC avec l'algorithme MPPT est un processus important pour le système PV afin d'obtenir le transfert de puissance maximum entre la source et la charge, et aussi pour améliorer l'efficacité du système.

# Chapitre III

Les systèmes hybrides autonomes

### 3.1 Introduction

Les moteurs diesel trouvent actuellement des applications dans la plupart des groupes générateurs mobiles à charge lourde et dans de nombreux groupes électrogènes fixes, en raison de leur couple élevé, flexibilité, durabilité et de leur rendement énergétique. En fait, dans les collectivités éloignées, l'application la plus exigeante pour les moteurs diesel est lorsqu'ils sont couplés à une machine synchrone fonctionnant en parallèle avec des sources d'énergie renouvelable utilisées pour l'alimentation électrique et fournissant des services d'éclairage et d'énergie à ces endroits [79].

Les sites éloignés tirent leur énergie des systèmes de générateurs diesel (GD) qui ont leurs avantages et leurs inconvénients. Les systèmes de GD posent un problème dans les endroits isolés, non seulement parce que les coûts de ravitaillement en carburant sont dix fois plus élevés dans certains endroits que le prix normal en raison de la distance de transport du carburant, mais aussi parce qu'ils entraînent des coûts élevés en électricité [55].

Comme solution pour réduire les coûts et les inconvénients environnementaux, une source d'énergie gérable, fiable et flexible sera introduite. Par conséquent, un système crédible avec une source d'énergie renouvelable (ER) est proposé pour les sites isolés afin de répondre à la demande énergétique avec moins de problèmes.

### 3.2 Générateurs diesel dans les pays en développement

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la demande mondiale d'énergie augmentera d'environ 60 % d'ici 2030. Au cours des 25 dernières années, plus d'un milliard de personnes dans les pays en développement ont eu accès aux combustibles énergétiques modernes comme le charbon, l'électricité, le kérosène, le gaz de pétrole liquéfié (GPL) et le gaz naturel. Cependant, entre 1,6 et plus de 2 milliards de personnes dans le monde n'ont toujours pas accès à l'électricité ou à des services énergétiques modernes. Ce chiffre représente près d'un tiers de la population mondiale. Chaque année, le nombre de personnes sans accès à des services énergétiques modernes augmente de 30 millions. Aujourd'hui, on estime que 56 % de la population rurale mondiale n'a pas accès aux services énergétiques [80].

### **3.3 Structure de base et applications des générateurs diesel**

La structure de base du groupe électrogène diesel est composée d'un moteur diesel et d'un générateur. Le moteur diesel est utilisé comme source d'énergie pour entraîner la génératrice afin de produire de l'électricité. De nos jours, le générateur diesel est largement utilisé dans de nombreux domaines, tels que les mines, les chemins de fer, les chantiers, l'entretien du trafic routier, les usines, les entreprises et les hôpitaux, etc. Le moteur diesel est un moteur à allumage par compression avec du carburant diesel. Il est largement utilisé comme moteur d'entraînement pour les groupes électrogènes de 20 KW à 5000 KW.

En tant qu'alimentation électrique autonome et alimentation de secours, le groupe électrogène diesel a été largement utilisé dans les stations de base de communication pour garantir la stabilité et la fiabilité du système d'alimentation électrique. Alimentation électrique autonome, elle est préparée comme alimentation de secours en cas de panne du système d'alimentation électrique. En cas d'interruption de l'alimentation électrique, l'alimentation électrique autonome est immédiatement mise en service dans le système. Il s'applique à la scène qui nécessite moins d'énergie. Alimentation de secours, elle est également connue sous le nom d'alimentation de réserve, une telle alimentation s'applique à la scène où les exigences de sécurité de l'alimentation électrique sont relativement élevées. Source d'énergie de pointe, elle est principalement utilisée pour pallier la pénurie d'électricité. Il s'applique à la scène des coupures de courant. Source d'énergie portable, elle est généralement conçue comme la forme d'un véhicule électrique. Et il est principalement utilisé pour le travail mobile. Certaines sources d'énergie portatives partagent également la nature de l'alimentation électrique d'urgence. [80][81].

#### **3.3.1 Utilisation de génératrices diesel comme micro-réseaux électriques dans les régions éloignées**

Pour la plupart des pays en développement, l'approvisionnement en électricité des zones rurales éloignées à partir du réseau national principal n'est pas une solution économiquement viable. La mise en valeur des sites éloignés doit répondre à des contraintes budgétaires tout en maximisant les avantages techniques, sociaux et économiques. Cela n'est généralement pas pratique dans les pays où l'infrastructure



du réseau est très limitée, car il n'y a souvent pas de sous-stations ou de lignes de transport et de distribution étendue pour la faire passer.

Dans ces situations, l'installation de générateurs diesel est une solution idéale pour répondre aux besoins domestiques et aussi aux besoins énergétiques élevés dans les zones rurales. Les générateurs diesel sont faciles à installer et peuvent être utilisés comme systèmes autonomes ou comme éléments de systèmes hybrides en combinaison avec d'autres sources comme l'énergie solaire. Le principal avantage d'un tel système est l'approvisionnement en électricité par l'option la moins coûteuse selon l'environnement d'exploitation [80][82].

### **3.3.2 Utilisation de groupes électrogènes diesel pour les projets agricoles**

Dans les pays en développement, les générateurs diesel se sont imposés comme des sources polyvalentes et durables de production d'électricité pour l'éclairage, le pompage de l'irrigation, les industries artisanales et les installations de transformation rurales [63][80].

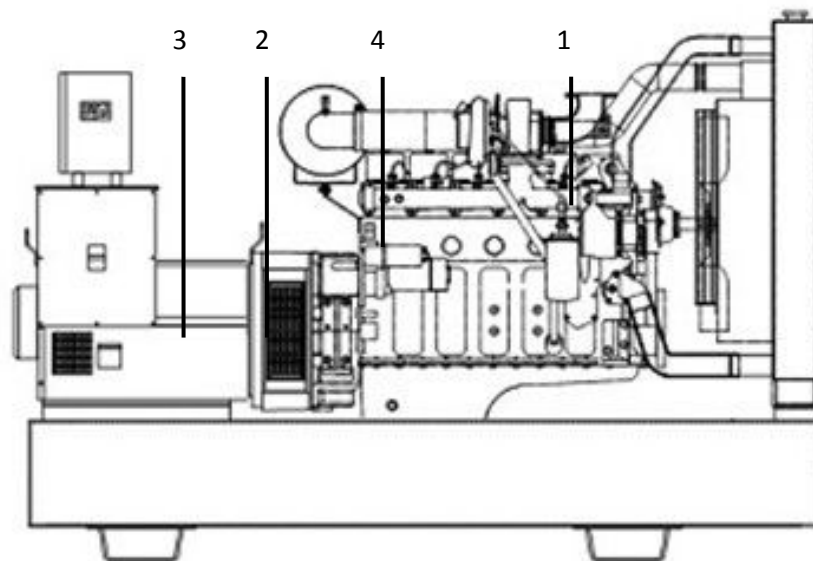
### **3.3.3 Génératrices diesel sur barge (DB)**

Les DB sont de simples moteurs et générateurs diesel qui sont montés sur des barges off-shore. Ces unités sont disponibles dans une gamme de capacités allant de 5 MW à 50 MW et plusieurs unités peuvent être couplées ensemble sur une seule barge pour fournir plus de 100 MW de puissance. Ces unités peuvent être reliées au réseau électrique par l'intermédiaire d'une sous-station basée sur la rive. Contrairement aux centrales électriques terrestres, les DB peuvent être déplacées pour être exploitées sur différents sites selon les besoins. La portabilité des DB en fait des solutions de rechange attrayantes aux centrales électriques fixes terrestres dans les projets d'exploitation minière et de forage en mer [83][84].

## **3.4 Fonctionnement d'un générateur électrique**

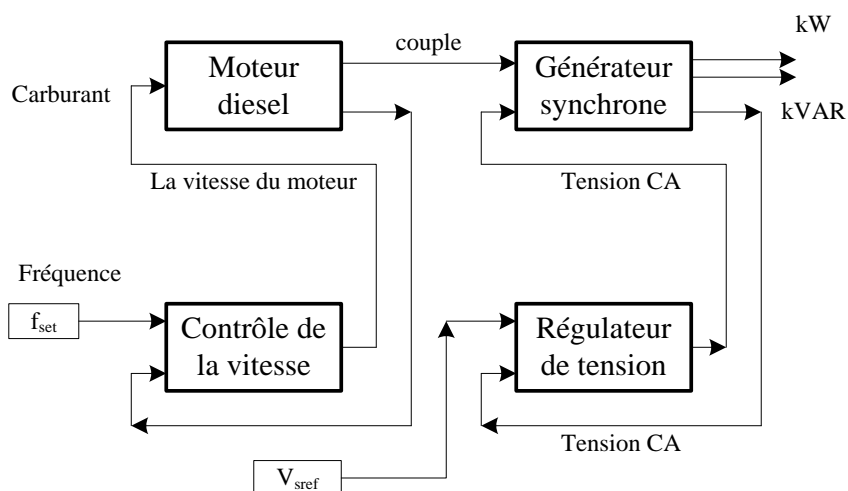
Un générateur électrique est un dispositif qui convertit l'énergie mécanique obtenue d'une source externe en énergie électrique. Le générateur moderne fonctionne selon le principe de l'induction électromagnétique découvert par Michael Faraday en 1831-32. Faraday a découvert que le flux de charges électriques pouvait être induit en déplaçant un conducteur électrique, tel qu'un fil qui contient des charges électriques, dans un champ magnétique. Ce mouvement crée une différence de tension entre les deux

extrémités du fil ou du conducteur électrique, qui à son tour fait circuler les charges électriques, générant ainsi du courant électrique.



**Figure 3.1** Le générateur diesel

Un ensemble de GD (une unité de moteur diesel et de régulateur) est un dispositif qui convertit l'énergie du carburant (gazole) en énergie mécanique dans un moteur diesel et convertit ensuite l'énergie mécanique en énergie électrique dans un régulateur. Un régulateur peut être défini comme un dispositif mécanique ou électromécanique permettant de contrôler automatiquement la vitesse d'un moteur en reliant l'admission de carburant. Le contrôleur du moteur est un simple régulateur de vitesse qui maintient la turbine à la vitesse prévue. La sortie du régulateur de vitesse est un signal d'accélérateur qui contrôle le carburant entrant dans le moteur [83][84].



**Figure 3.2** Blocs fonctionnels principaux et leur schéma fonctionnel 'interconnexion du module générateur diesel

Les génératrices actuelles consistent en un moteur directement relié à un alternateur pour produire de l'électricité. L'une des façons les plus courantes de modifier la fréquence de sortie d'un générateur est de modifier la vitesse de rotation du moteur. La fréquence de sortie d'un générateur est l'un des paramètres importants qui déterminent la puissance nominale du générateur. La puissance électrique du générateur doit être maintenue à une fréquence fixe, 50 Hz ou 60 Hz, pour correspondre à la puissance d'un réseau électrique standard ou à la fréquence nominale de vos appareils. Les deux facteurs sont liés selon la formule (3.1) suivante

$$P = 60 \frac{f}{N} \quad (3.1)$$

Où,  $f$  est la fréquence du générateur,  $N$  est le nombre de tours par minute du moteur, et  $P$  est le nombre de pôles magnétiques.

Les principaux composants d'un générateur électrique peuvent être classés comme suit :

(1) Moteur; (2) Alternateur; (3) Système d'alimentation en carburant; (4) Régulateur de tension; Une description des principaux composants d'un générateur électrique est donnée ci-dessous.

### 3.4.1 Moteur diesel

Le moteur est la source de l'énergie mécanique d'entrée du générateur. La taille du moteur est directement proportionnelle à la puissance maximale que le générateur peut fournir. Il y a plusieurs facteurs qui doivent être pris en compte lors de l'évaluation du moteur de la génératrice. Le fabricant du moteur doit être consulté pour obtenir les spécifications complètes de fonctionnement et les calendriers d'entretien du moteur[85][86][87].

### 3.4.2 Alternateur

L'alternateur, aussi connu sous le nom de tête de groupe, est la partie du générateur qui produit la puissance électrique à partir de l'entrée mécanique fournie par le moteur. Il contient un ensemble de pièces fixes et mobiles logées dans un boîtier. Les composants travaillent ensemble pour provoquer un mouvement relatif entre le champ magnétique et le champ électrique, qui à son tour produit de l'électricité.

- Le stator est l'élément stationnaire. Il contient un ensemble de conducteurs électriques enroulés en bobines sur un noyau de fer.

- Le rotor ou l'induit est l'élément mobile qui produit un champ magnétique rotatif de l'une des trois façons suivantes :

1. Par induction, ces alternateurs sont connus sous le nom d'alternateurs sans balais et sont généralement utilisés dans les gros générateurs.

2. Par des aimants permanents, cela est courant dans les petits groupes alternateurs.

3. En utilisant un exciteur. Un exciteur est une petite source de courant continu (CC) qui alimente le rotor par un ensemble de bagues collectrices et de balais conducteurs.

Le rotor génère un champ magnétique en mouvement autour du stator, qui induit une différence de tension entre les enroulements du stator. Ceci produit le courant alternatif (AC) de sortie du générateur[85][86].

### **3.4.3 Régulateur de tension**

Comme son nom l'indique, ce composant régule la tension de sortie du générateur. Le mécanisme est décrit ci-dessous pour chaque composant qui joue un rôle dans le processus cyclique de régulation de tension.

(1) Le régulateur de tension absorbe une petite partie de la tension alternative produite par le générateur et la convertit en courant continu. Le régulateur de tension envoie ensuite ce courant continu à un ensemble d'enroulements secondaires dans le stator, appelés enroulements d'excitation.

(2) Les enroulements de l'excitateur fonctionnent maintenant de la même façon que les enroulements du stator primaire et génèrent un petit courant alternatif. Les enroulements de l'excitateur sont reliés à des unités appelées redresseurs rotatifs.

(3) Les redresseurs rotatifs rectifient le courant alternatif généré par les enroulements de l'excitateur et le convertissent en courant continu. Ce courant continu est envoyé au rotor (armature) pour créer un champ électromagnétique en plus du champ magnétique rotatif du rotor.

(4) Le rotor (armature) induit maintenant une plus grande tension alternative à travers les enroulements du stator, que le générateur produit maintenant comme une plus grande tension alternative de sortie.

Ce cycle se poursuit jusqu'à ce que le générateur commence à produire une tension de sortie équivalente à sa pleine capacité de fonctionnement. Au fur et à mesure que la puissance du générateur augmente, le régulateur de tension produit moins de courant continu. Une fois que la génératrice atteint sa pleine capacité de fonctionnement, le régulateur de tension atteint un état d'équilibre et produit juste assez de courant continu pour maintenir la production de la génératrice à son niveau de fonctionnement maximal.

Lorsque vous ajoutez une charge à un générateur, sa tension de sortie diminue légèrement. Ceci incite le régulateur de tension à agir et le cycle ci-dessus commence. Le cycle se poursuit jusqu'à ce que la puissance du générateur atteigne sa pleine capacité de fonctionnement d'origine[85][86].

### **3.5 Coûts d'exploitation**

Les coûts d'exploitation des générateurs diesel comprennent les coûts d'exploitation et d'entretien, et bien sûr le carburant diesel. Ces coûts sont principalement basés sur le prix du carburant, la qualité du groupe électrogène et l'entretien approprié des unités. Les systèmes de générateur diesel peuvent être utilisés efficacement pour fournir de l'électricité aux régions éloignées et rurales qui ne peuvent être raccordées au réseau électrique national de façon économiquement viable. Bien que les génératrices diesel puissent résoudre le problème de la pénurie d'électricité dans les régions éloignées, la faisabilité d'une telle solution dépend de la facilité et de la disponibilité économique du carburant diesel pour faire fonctionner les unités et de la disponibilité de la main-d'œuvre qui peut les faire fonctionner et les entretenir adéquatement pour assurer leur durabilité et leur bon fonctionnement.

### **3.6 Le profil de charge du site sélectionné**

L'étude et la détermination du profil de charge est la première étape de la conception de tout système électrique. Le comportement des consommateurs et le fonctionnement des différents appareils électriques sont les paramètres qui déterminent la courbe de profil de charge. Le profil de charge pris en compte concerne une petite zone isolée

typique située dans la région de l'Adrar, située au sud-ouest de l'Algérie (27°88'N, 0°28'E, 263 m) qui n'a pas de connexion au réseau et la seule source d'énergie est le GD.

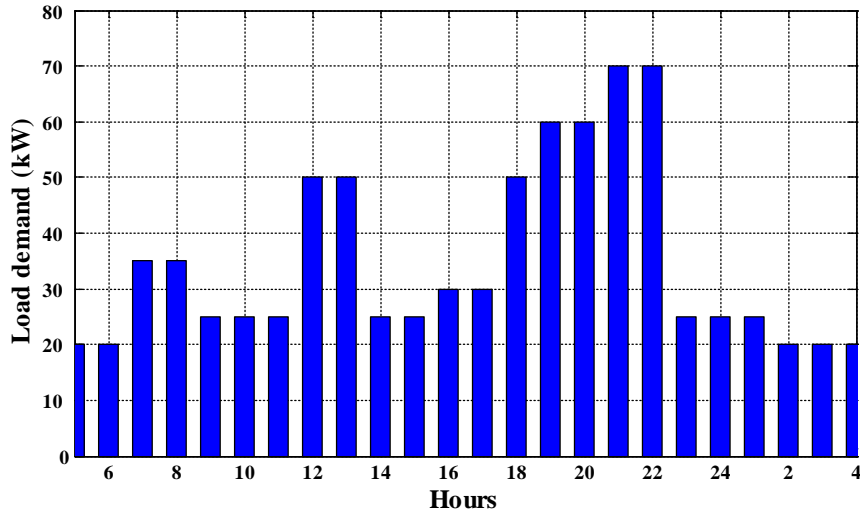


Figure 3.3 Le profil de la charge

Une petite collectivité de 50 ménages est considérée lorsque la demande de charge quotidienne est de 350 kWh avec une demande de pointe de 70 kW. Dans la simulation entreprise, la demande de pointe en été (juillet) est prise en compte pour la zone étudiée. Les habitants du site choisi passent la majeure partie de la journée à l'extérieur du domicile. L'après-midi, la demande de charge augmente parce qu'ils rentrent chez eux pour le déjeuner et d'autres activités. De plus, la demande de charge atteint son maximum lorsque tous les résidents sont à la maison. Le profil de la demande d'énergie de la figure (3.3) ne comprend pas seulement la charge intérieure, mais aussi les besoins de l'agriculture.

### 3.7 Résultats de la simulation d'un système GD

Dans ce cas, le GD est la seule source d'énergie ; il fonctionne 24 heures sur 24 pour répondre à la demande d'énergie de la charge. De plus, sa puissance varie entre (20-70) kW. La figure (3.4) montre comment la puissance générée par le GD répond aux demandes de charge, même pendant la pointe de charge, avec une réponse dynamique de (0,0083 heure). Cependant, le FC augmente, ce qui signifie un coût FC élevé, ainsi que les émissions de CO<sub>2</sub>. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont utilisées pour mesurer l'influence de la pollution dans l'environnement ; tout cela est étroitement lié à la

consommation de carburant, au coût du carburant et à la puissance produite, comme le montre la figure (3.5).

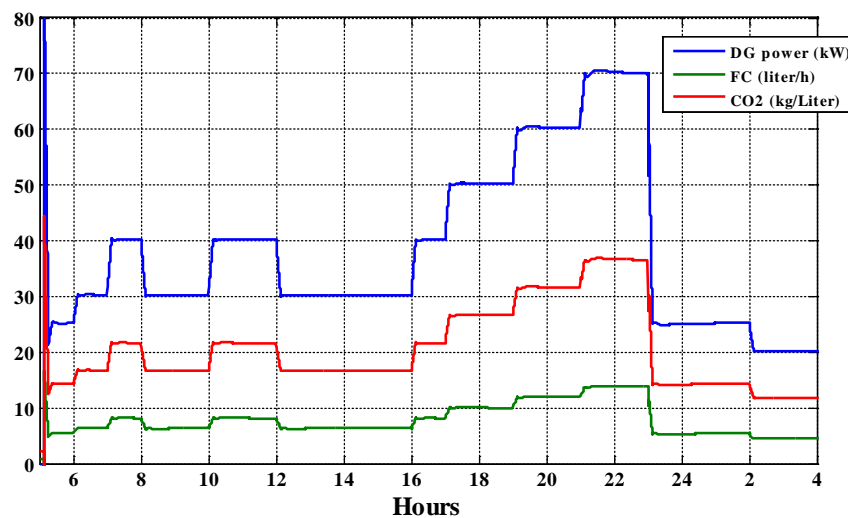


Figure 3.4 la puissance (kW), le FC (Litre/h) et l'émission de CO2 (kg/L) de la production décentralisée pendant la journée choisie

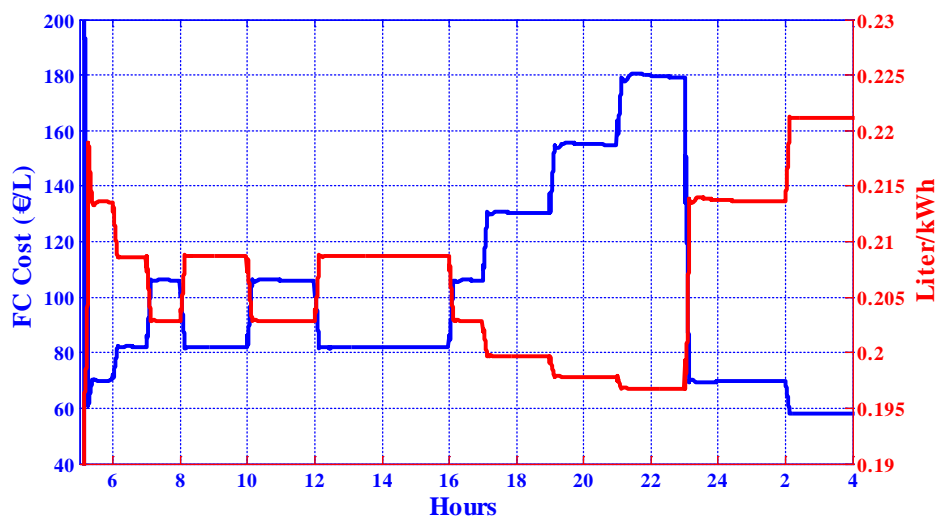


Figure 3.5 le coût (€/L) de la FC par DG au cours de la journée choisie

### 3.8 Système à moteur diesel seul (mono ou multi-diesel)

#### 3.8.1 Avantages

Simplicité de conception et d'utilisation du système. Une technologie éprouvée et familière. Économique pour les systèmes où le carburant est disponible à un coût faible à moyen. Fiable s'il est entretenu par des opérateurs formés.

### 3.8.2 Inconvénients

Dépendance à l'égard des prix moyens du carburant. Coûts d'entretien élevés pour le fonctionnement en courant continu. Faible rendement et usure accrue à charge partielle. Durée de vie limitée des CC. Pollution par des vapeurs toxiques, du bruit ou des déversements de carburant. Flexibilité limitée pour répondre à l'évolution de la demande de charge et des conditions d'exploitation.

### 3.9 Système PV/DG

Les systèmes énergétiques hybrides ont suscité beaucoup d'intérêt pour répondre aux besoins en énergie des zones autonomes. Parmi les différentes configurations, les systèmes de production d'énergie photovoltaïque-diesel (PV/GD) sont parmi les plus prometteurs pour leur bonne performance. En raison de la complexité du système hybride PV/GD, l'équilibre optimal entre ces deux sources nécessite une attention particulière pour trouver une bonne solution technique.

#### 3.9.1 Données météorologiques de la zone étudiée

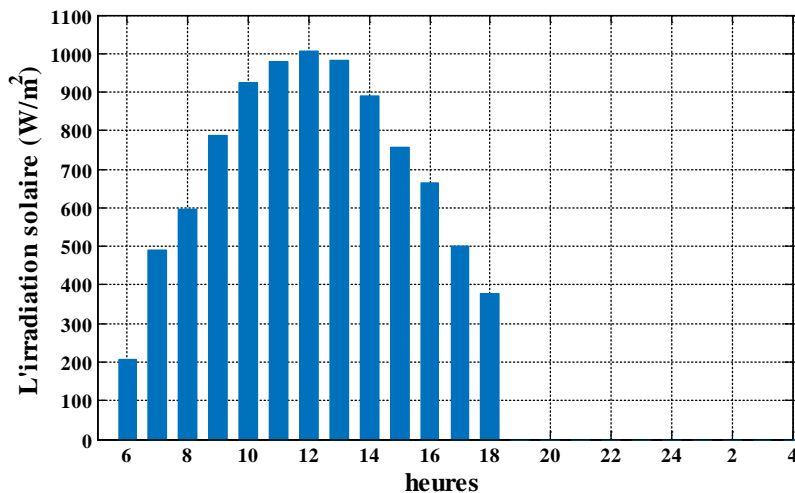


Figure 3.6 L'irradiation solaire pendant le jour sélectionné

L'efficacité de la source PV est directement corrélée aux conditions météorologiques que sont le rayonnement solaire ( $W/m^2$ ) et la température ( $^{\circ}C$ ). Les données climatiques de la figure (3.6) sont extraites du système d'acquisition de la station météorologique de l'Unité de recherche sur les énergies renouvelables - milieu saharien (URER-MS).



### 3.9.2 Gestion de l'énergie

Pour le système énergétique PV/GD, une stratégie de gestion des flux d'énergie est nécessaire. Le programme de simulation est développé selon cette stratégie, où il utilise le générateur pour répondre à la demande de charge seulement lorsque le générateur PV renouvelable est insuffisant pour répondre à la demande requise, en effectuant des calculs de bilan énergétique pour chaque heure de la journée. L'hypothèse est qu'il n'y a pas d'interruption de l'alimentation électrique et que la fiabilité du système est de 100%. Cette approche augmente la contribution des énergies renouvelables, ce qui se traduit par une réduction des émissions d'origine opérationnelle. La stratégie de gestion de l'énergie utilisée dans le système PV/GD est conforme à l'organigramme de la figure (3.7)

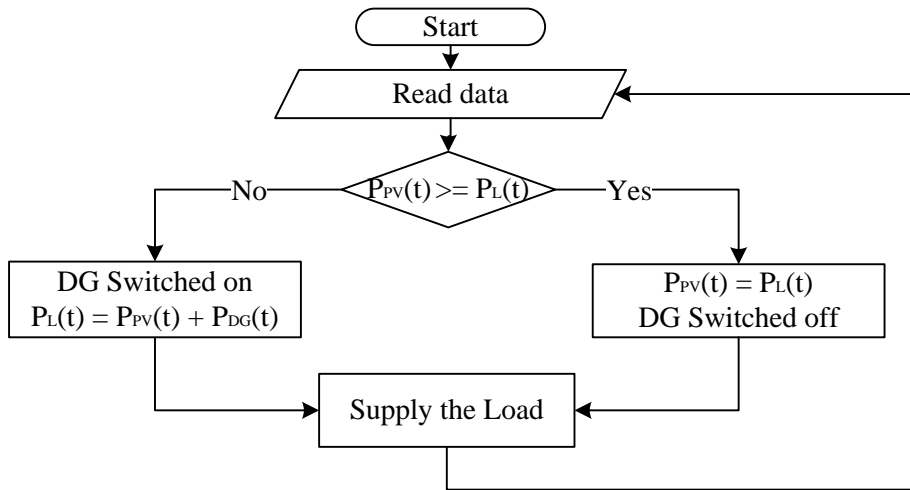


Figure 3.7 La stratégie utilisé pour le système énergétique PV/GD

### 3.10 Composants du système

Les éléments du système hybride se composent d'un générateur diesel, des modules PV et des onduleurs. Une durée de vie est spécifiée pour tout projet qui est analysé économiquement en fonction du composant qui a la durée de vie maximale, dans ce cas, 25 ans pour les panneaux PV. Le nombre d'heures de fonctionnement du générateur diesel spécifie sa durée de vie et dépend du fabricant.

#### 3.10.1 Le générateur diesel

Si les exigences de charge ne sont pas satisfaites par le système d'énergie renouvelable PV, alors les exigences de charge sont satisfaites par le fonctionnement

du générateur diesel. Le choix du générateur diesel dépend du type et de la nature de la charge. Dans ce cas, le générateur diesel est directement raccordé à la charge, la capacité nominale du générateur doit être au moins égale à la charge maximale.

Un générateur diesel est nécessaire pour que le système hybride puisse servir de source d'alimentation de secours. Il commence à fonctionner lorsque la puissance PV ne peut pas répondre aux exigences de charge, et la valeur de sa puissance nominale doit être au moins égale à la charge maximale de pointe dans la courbe de charge quotidienne. La consommation de carburant du générateur diesel dépend de la puissance nominale du générateur et de la puissance de sortie réelle fournie par celui-ci.

Dans cette étude, un générateur diesel de 100 kVA est envisagé, alimentée au diesel avec un pouvoir calorifique inférieur a 43200 kJ/kg et une densité de 820 kg/m<sup>3</sup>. La capacité du groupe électrogène diesel est choisie sur la base de la charge maximale moyenne journalière de 70 kW (en août). La performance d'un générateur diesel se caractérise par sa consommation de carburant à chaque intervalle de temps. L'utilisation de la courbe de consommation de carburant fournie par le constructeur est la méthode connue pour calculer la consommation de carburant à toute charge fournie par le générateur diesel. Les constructeurs donnent généralement la valeur de la consommation de carburant à la puissance nominale et n'incluent pas la courbe de consommation de carburant, en particulier pour les générateurs de faible puissance, de sorte que l'équation (3.2) est utilisée pour calculer la consommation de carburant du générateur diesel en (l/h), les valeurs A et B étant reprises de la fiche technique du constructeur. Les coefficients d'interception et de pente de carburant sont respectivement de 0,246 L/kWh et 0,08145 L/kWh.

$$F_{c(t)} = A P_{gdn} + B P_{gd(t)} \quad (3.2)$$

Eq(3.2) est utilisé lorsque le générateur diesel est en marche. Lorsque le générateur diesel ne fonctionne pas, le taux de consommation de carburant est nul. Aux heures de fonctionnement, le prix de la consommation ( $P_{C(t)}$ ) de carburant est calculé par le prix du carburant ( $C_p$ ) comme suit

$$P_{C(t)} = C_p C_{c(t)} \quad (3.3)$$

Le coût annuel du carburant du générateur diesel peut être obtenu par :

$$Cout_{A_C} = \sum_{i=1}^{8760} P_{C(t)} \quad (3.4)$$

Le coût en capital, le coût de remplacement et les coûts d'exploitation et d'entretien de générateur diesel sont de 370 \$/kW, 296 \$/kW et 0,05 \$/h, respectivement [31]. La durée de vie du générateur diesel dépend des heures de fonctionnement. Dans cette étude, un fonctionnement de 15 ans considéré en association avec la littérature [21].

### 3.10.2 Modules PV

Dans cette étude, les modules photovoltaïques résidentiels monocristallins de la série E de SunPower (SPR-305-WHT) sont considérés. Les caractéristiques de module PV sont la puissance nominale de 327 W, le rendement moyen de 20,4 %, la tension nominale de 54,7 V, le courant nominal de 5,58 A, la tension en circuit ouvert de 64,2 V, le courant de court-circuit de 5,96 A et le coefficient de puissance de 0,35%/C. L'étude tient compte d'un facteur de déclassement de 90 % pour chaque panneau en raison de l'accumulation de poussière sur le panneau. Toutefois, ce système ne tient compte d'aucun système de suivi. La durée de vie d'un module PV est de 25 ans. Le coût en capital par kW est de 1 300 \$, alors qu'aucun remplacement n'est nécessaire pendant la durée de vie du projet (25 ans). Cependant, les modules ont besoin de peu d'attention pour le maintenir et donc 10\$/kW/an est pris dans cette étude [88][89].

La puissance de sortie générée par un système PV est obtenue par le rayonnement solaire ( $R$ ), la surface PV ( $A_{PV}$ ), le rendement du convertisseur ( $\eta_{con}$ ) et le rendement PV ( $\eta_{pv}$ ). A chaque intervalle ( $t$ ), la puissance PV est obtenue comme suit

$$P_{PV(t)} = R_{(t)} \eta_{PV} \eta_{con} A_{PV} \quad (3.5)$$

### 3.10.3 Onduleur

Dans cette étude, un onduleur monodirectionnel est connecté entre les bus CA et CC. Ceci agit dans les deux sens pour convertir la tension continue du PV en CA. Le rendement de conversion et la durée de vie de l'onduleur sont respectivement de 95% et 20 ans [34]. Le coût en capital est de 800 \$/kW, le coût de remplacement est de 750 \$/kW et le coût de E&M est de 20 \$/kW/an.

La taille de l'onduleur est généralement égale ou inférieure à la taille du système PV. Dans ce document, la taille de l'onduleur est choisie en fonction de la puissance maximale générée par le système PV. La valeur du coût actuel net ( $C_{A_N}$ ) de

l'onduleur est calculée sur la base du coût d'investissement ( $IC_{ond}$ ) et du coût annuel d'exploitation et de maintenance ( $EMC_{ond}$ ) comme suit :

$$C_{A\_N} = IC_{ond} + EMC_{ond} \quad (3.6)$$

Comme la durée de vie de l'onduleur est égale à celle du projet, son coût de remplacement a été négligé [90][91].

### 3.10.4 Analyse économique

La stratégie énergétique détermine les solutions optimales en fonction du coût inférieur de l'énergie et du coût actuel net. cet égard, le coût de l'énergie peut être calculé à l'aide de l'équation (3.7), où  $C_{A\_cap}$  est le coût en capital annualisé,  $C_{A\_rep}$  est le coût de remplacement annualisé,  $C_{A\_E\&M}$  est le coût d'exploitation et de maintenance annualisé des composants du système et  $E_c$  est l'énergie consommée en un an [61][92].

$$C_{Eng} = \frac{C_{A\_cap} + C_{A\_rep} + C_{A\_E\&M}}{E_c} \quad (3.7)$$

## 3.11 Résultats de Simulation du système hybride PV/GD

Dans ce cas, une source PV est reliée à l'unité GD pour satisfaire les demandes de charge. Le GD ne passe en mode actif que lorsque la source PV n'est pas en mesure de répondre à la demande de charge. Par la suite, la DG couvre les demandes manquantes et réduit les fluctuations de puissance PV affecte qui garantit la flexibilité et le support. La source PV sera capable de générer (puissance, tension, courant) tant que l'irradiation solaire est disponible comme illustré à la figure (3.8).

Malgré la variation continue du rayonnement solaire et de la demande d'énergie de la charge, le convertisseur DC/DC est capable de maintenir la tension continue de sortie instable du système comme illustré à la figure (3.9).

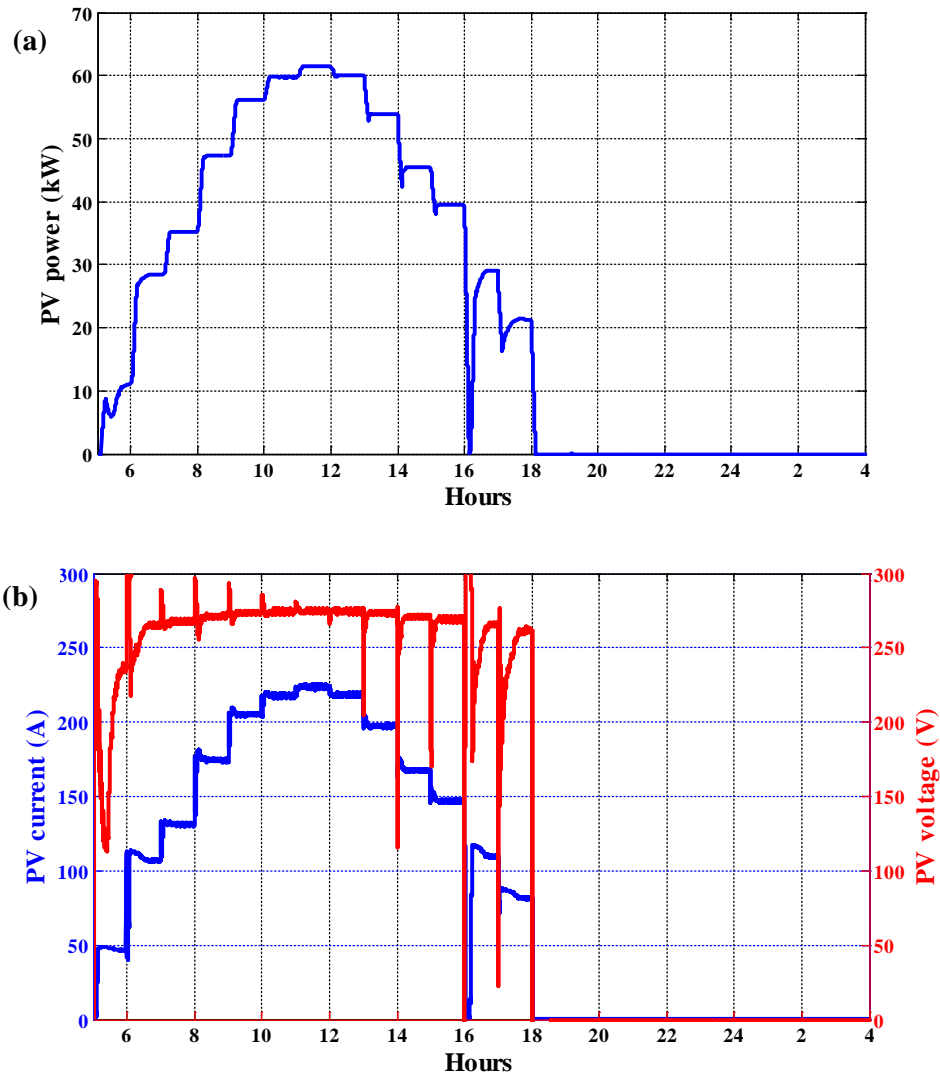


Figure 3.8 Puissance (a), tension et courant (b) de sortie PV pendant les 24 heures de la journée choisie

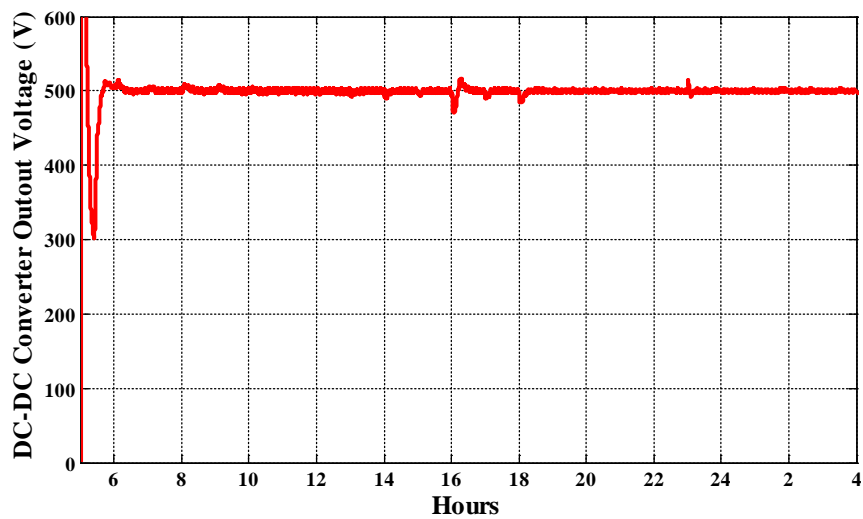


Figure 3.9 Tension de sortie DC du convertisseur DC-DC boost

D'après les résultats, nous pouvons noter que le système solaire peut fournir de l'énergie à la charge pendant la journée (5h00-18h00) en raison de la disponibilité d'une forte densité d'irradiation solaire dans le site éloigné. En outre, la comparaison entre la demande d'énergie et la puissance générée par la source PV permet de faire la distinction entre les demandes préliminaires et les demandes restantes (demandes manquantes de la source PV) comme la figure (3.10) montre.

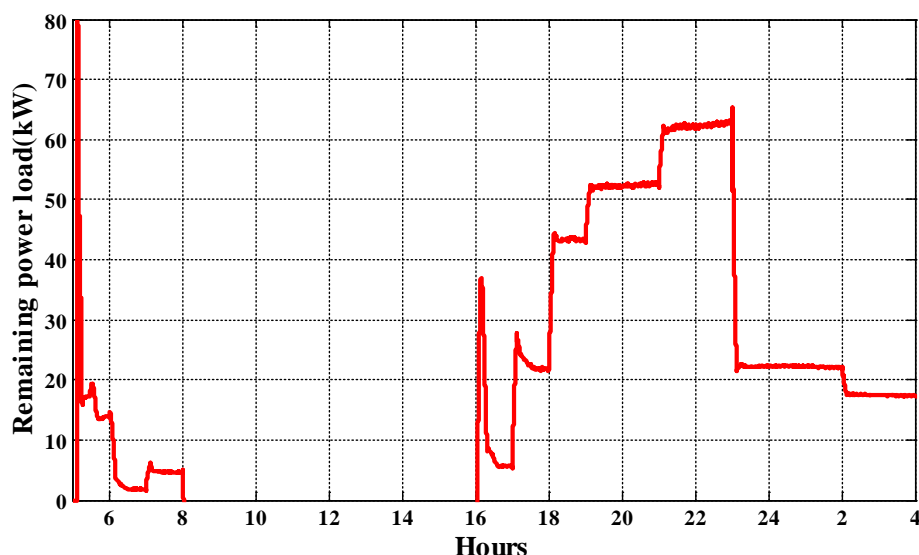


Figure 3.10 la demande restante qui n'est pas satisfaite par le générateur PV

Simultanément, le GD sera en mode actif au coucher du soleil pour alimenter la charge jusqu'au lever du soleil. Par la suite, le PV sera en mode actif et générera de l'énergie. En conséquence, la durée de fonctionnement du générateur dépend de la puissance PV disponible, telle qu'elle est représentée à la figure (3.11). Ainsi, la pénétration de la source solaire photovoltaïque réduit le temps de fonctionnement et les émissions de gaz à effet de serre ( $\text{CO}_2$ ) ainsi que le coût du composant combustible comme indiqué à la figure (3.12). Parce qu'il permet d'économiser le combustible, ainsi que le coût du combustible diminuera, ce qui signifie que la demande de charge est satisfaite.

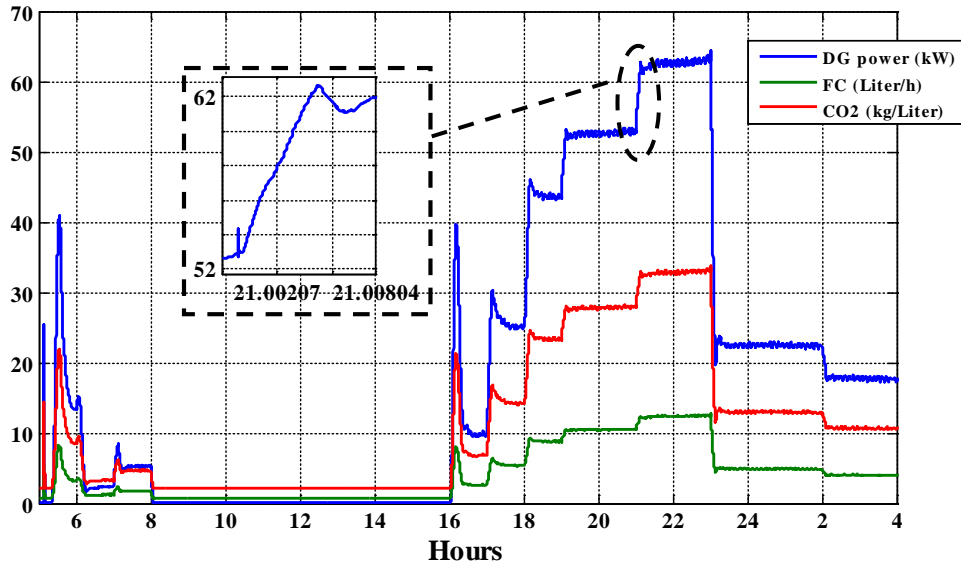


Figure 3.11 la puissance (kW), FC (Litre/h), émission de CO2 (kg/L) de la production décentralisée pendant la journée choisie

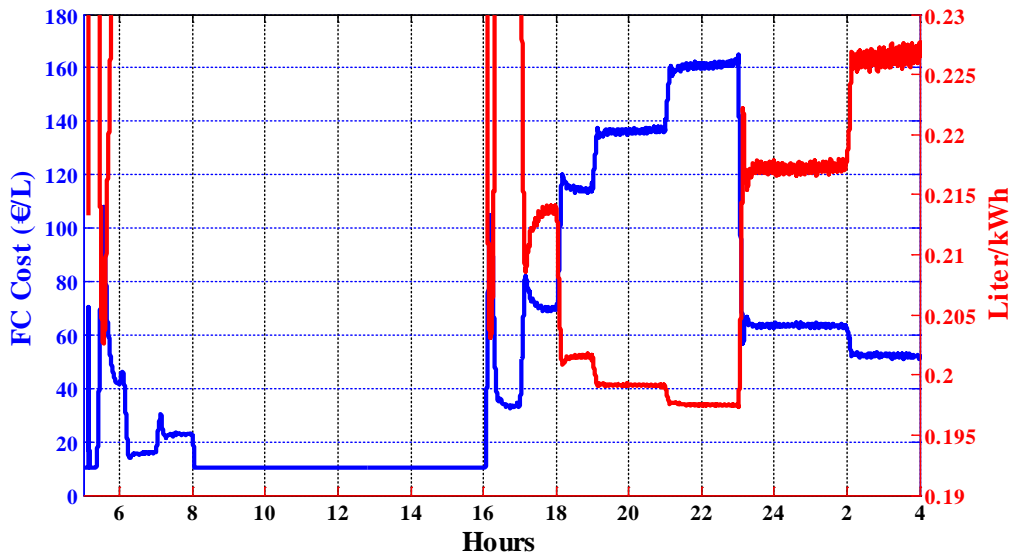


Figure 3.12 Le coût (€/L) de la FC par GD au cours de la journée choisie

### 3.12 Les avantages et les inconvénients d'un système énergétique hybride

Réduction des besoins d'entretien du système en courant continu. Réduction de la consommation de carburant grâce à des sources d'énergie renouvelables supplémentaires. La modularité inhérente aux sources d'énergie renouvelables permet des mises à niveau pratiques des systèmes. Réduction de l'impact sur l'environnement.

Flexibilité pour répondre aux fluctuations de charge à court et à long terme. Une alimentation potentiellement plus fiable que l'extension du réseau si elle est bien

conçue et entretenue. Coûts d'investissement supplémentaires et complexité pour les sources d'énergie renouvelables. Expérience limitée des clients et des autorités d'approvisionnement en matière de systèmes d'énergie renouvelable. Système de gestion automatique de l'énergie nécessaire pour assurer le fonctionnement efficace du système. Manque potentiel de soutien technique ou financier. La configuration du système doit être basée sur l'analyse des coûts du cycle de vie, ce qui nécessite des simulations détaillées du système [61][93][94].

### **3.13 Périphéries de stockage**

Les systèmes de stockage d'énergie utilisés pour la production d'électricité sont généralement classés en fonction de leur forme de stockage d'énergie. Les technologies de stockage en fonction de leurs caractéristiques peuvent faciliter l'intégration des énergies renouvelables, et elles pourraient faciliter l'exploitation/contrôle d'un système électrique sur toute une série de périodes [95].

#### **3.13.1 Les technologies classiques comprennent :**

1. La grande centrale hydroélectrique est une " vieille " centrale renouvelable, mais, lorsqu'elle est disponible, elle pourrait faciliter l'utilisation de sources renouvelables variables par un moment approprié pour la libération de l'eau.
2. Le stockage de l'air comprimé fait l'objet de discussions depuis un certain temps et implique le stockage de l'air comprimé dans des cavités souterraines désaffectées, par exemple les mines de sel épuisées. À l'heure actuelle, il n'est pas certain que cette technologie soit économiquement et technologiquement viable.
3. L'hydroélectricité pompée est une excellente technique de stockage de l'énergie en ce qui concerne la maturité de la technologie, mais il existe peu de sites attrayants et les coûts initiaux en capital sont très élevés [96].

#### **3.13.2 Les technologies moins conventionnelles comprennent :**

4. L'hydrogène peut être produit par électrolyse de l'eau à partir d'une ressource renouvelable. Il peut ensuite être " brûlé " comme combustible pour produire de l'électricité. Il peut aussi être acheminé sous forme de gaz ou de liquide vers les consommateurs pour être utilisé localement en fournissant à la fois de l'électricité et du chauffage dans le cadre d'un système énergétique total, ou il peut être utilisé pour



le transport. La combustion de l'hydrogène produit de l'énergie et de l'eau pure sans émissions ou sous-produits nocifs. C'est pourquoi l'utilisation de l'hydrogène dans les transports suscite beaucoup d'intérêt, mais cela dépend de l'amélioration des systèmes de stockage à bord.

5. Batteries. L'accumulateur au plomb est l'une des technologies d'accumulateurs les plus développées. Il s'agit d'un choix de stockage d'énergie électrique peu coûteux et populaire, mais qui présente des inconvénients en termes de densité énergétique par unité de poids, de durée de vie réduite et de dépendance de l'énergie fournie par rapport au taux de décharge.

En conséquence, une grande variété d'autres batteries ont fait l'objet d'un développement intensif pour offrir un rendement aller-retour élevé, un faible coût de cycle de vie, une grande fiabilité, une capacité de décharge profonde et un grand nombre de cycles de charge - décharge, un faible entretien, une forte densité énergétique par unité de poids et un faible coût en capital. Bien qu'elles soient généralement perçues comme étant trop coûteuses pour être incluses dans les grands réseaux électriques, les batteries à haute température comme la pile Zebra, présentent un intérêt commercial croissant au niveau des sous-stations.

6. Volants d'inertie. Un certain nombre de projets ont été réalisés pour stocker l'énergie dans des volants d'inertie à rotation très rapide. Les principaux problèmes à surmonter étaient les problèmes d'entretien et les pertes liées aux roulements, la faible résistance spécifique des matériaux standards tels que l'acier et les graves problèmes de gestion des défaillances associés à des vitesses élevées.

7. Les super condensateurs, alternativement connus sous le nom d'ultra-condensateurs, se composent d'une paire d'électrodes à feuille métallique, chacune d'entre elles ayant un matériau de charbon actif déposé sur un côté. Les côtés en charbon actif sont séparés par une membrane en papier, puis enroulés dans un emballage. Le fonctionnement des condensateurs ultra-condensateurs repose sur un effet électrostatique par lequel la charge et la décharge s'effectuent avec le mouvement purement physique (non chimique) et réversible des ions. En conséquence, il existe des différences fondamentales de propriétés entre les ultra-condensateurs et les technologies de batteries, y compris une longue durée de vie et de

fonctionnement ainsi que des cycles de charge-décharge importants pouvant atteindre 500 000 [97][98][99].

### **3.14 Conclusions**

Le système hybride photovoltaïque/diesel est l'un des systèmes de production d'électricité prometteurs pour l'électrification des zones éloignées hors réseau. Dans le système PV/GD, le générateur diesel est utilisé pour produire de l'électricité lorsque la lumière du soleil n'est pas accessible. Comparé à un système uniquement diesel, le système PV/diesel diminue non seulement les polluants atmosphériques des émissions de CO<sub>2</sub>, mais aussi les coûts de production d'électricité.

# Chapitre IV

Le système hybride Photovoltaïque /Groupe  
Diesel /Stockage hydraulique

## 4.1 Introduction

Les dispositifs de stockage d'énergie pouvant être rechargés pendant les périodes de faible demande et déchargés pendant les périodes de forte demande contribueraient énormément aux problèmes d'approvisionnement. Les dispositifs de stockage, s'ils sont suffisamment économiques et efficaces, pourraient être utiles à l'intégration de la pénétration de niveaux élevés de sources d'énergie renouvelable, bien que, s'ils étaient présents dans un système d'alimentation, ils présenteraient également un avantage opérationnel pour les sources d'énergie traditionnelles.

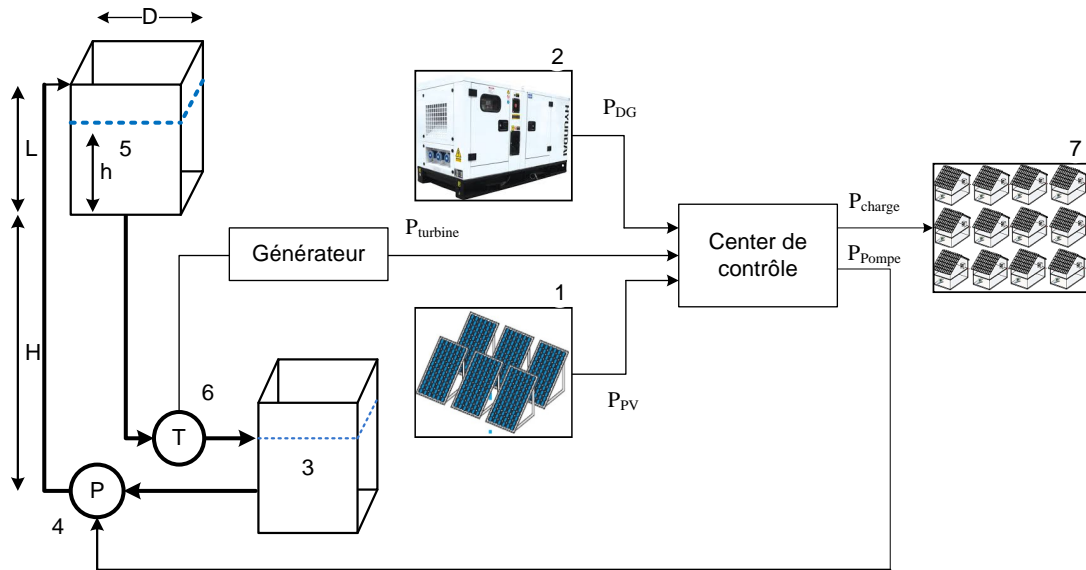
On peut tirer un revenu d'un accumulateur d'énergie en le chargeant lorsque la valeur locale de l'électricité est faible et en le déchargeant lorsque la valeur est élevée, mais le niveau de revenu dépend essentiellement de l'efficacité de la SOC et de la façon dont celle-ci se compare à l'écart de coût de l'électricité. Si, à l'occasion, la charge ne peut absorber la totalité de la production de la source d'énergie renouvelable, un dispositif de stockage local pourrait empêcher la réduction de la capacité. La viabilité économique de cette stratégie dépend du coût d'investissement, de l'efficacité du SOC et les coûts d'exploitation et de maintenance de l'appareil.

Les caractéristiques intermittentes d'un système de production d'énergie PV/DG empêchent le système d'énergie autonome d'être plus fiable sans capacité de stockage d'énergie appropriée. Dans ce chapitre, nous présentons la technologie d'accumulation la plus traditionnelle et la plus mature, l'accumulation par pompage (PHS), pour soutenir le système PV-DG hybride micro-réseau autonome. Ce chapitre explore une nouvelle solution pour relever le défi du stockage de l'énergie. Dans ce chapitre, un PHS est utilisé comme stockage d'énergie et alimentation de secours pour le système PV/DG hybride autonome. Le système d'énergie HMG est démontré dans une centrale photovoltaïque (60 kW), un micro accumulateur hydraulique pompé (80 kW) et une unité de production décentralisée (70 kW). Ce système est exploité efficacement et avec succès en fournissant une alimentation électrique durable et en améliorant les conditions de vie des résidents locaux, l'irrigation et la restitution de l'énergie électrique dans une zone isolée à différents profils de rayonnement solaire.

## 4.2 Configuration de l'accumulation hydroélectrique de la pompe

Le système PHS devrait être considéré comme la technologie de stockage d'énergie la plus mature. Dans un système PHS, le surplus d'énergie apparaissant en période de faible demande, qu'il provienne du réseau électrique ou d'une unité de production donnée (telle qu'une installation PV), est exploité pour pomper l'eau dans un réservoir de stockage élevé (supérieur). Pendant les périodes de pointe, l'eau est libérée du réservoir supérieur et les turbines hydrauliques fonctionnent pour " alimenter " un générateur électrique raccordé. Par conséquent, le système est en mesure de couvrir un déficit d'énergie en utilisant la quantité appropriée d'énergie stockée précédemment. Dans une autre version, les turbines hydrauliques peuvent être remplacées par des machines hydrauliques réversibles fonctionnant dans les deux sens (en mode pompage et turbine), souvent supportées par une pompe indépendante. L'exploitation de deux conduites d'eau est, dans de nombreux cas, considérée comme inutile ; néanmoins, le fonctionnement en parallèle (avec stockage et production simultanés) est également une option [100].

L'efficacité du cycle d'un PHS typique se situe entre 65 % et 77 %, tandis que le principal inconvénient de ces systèmes est leur coût d'investissement élevé, directement lié à la nécessité de construire au moins deux réservoirs, de préférence à proximité de la consommation. Si l'on utilise plutôt des réservoirs naturels, la faisabilité du projet est garantie dans la plupart des cas, alors que les projets à grande échelle sont généralement plus attrayants. L'absence de sites appropriés, en revanche, impose de sérieuses restrictions. Dans cette optique, les cavernes en pleine mer et souterraines peuvent tout aussi bien servir que les réservoirs inférieurs. Ces systèmes sont capables de prendre la charge en quelques minutes et sont déterminés par un taux élevé d'énergie extraite, tandis que les PHS en général conviennent aux applications de gestion de l'énergie et de réserve de filage. Par conséquent, l'hydroélectricité pompée est considérée comme essentielle pour le soutien des panneaux photovoltaïques fonctionnant dans les réseaux en mode îlot où les réductions d'énergie PV sont considérables [101].



**Figure 4.1** Système conceptuel d'accumulation hydroélectrique par pompage (PHS) à base d'énergie solaire photovoltaïque

1. Champ photovoltaïque; 2. Unité DG; 3. Réservoir inférieur; 4. Système de pompage (moteur de pompage); 5. Réservoir supérieur; 6. Machines hydroélectriques réversibles (turbogénérateur); 7. La consommation d'électricité

L'accumulation d'énergie hydroélectrique pompée (PHES) se compose de deux réservoirs d'eau avec une différence de hauteur significative entre le réservoir inférieur et le réservoir supérieur. Lorsque l'approvisionnement en électricité dépasse la demande, des pompes sont utilisées pour déplacer (pomper) l'eau du réservoir inférieur vers le réservoir supérieur, augmentant ainsi l'énergie potentielle de l'eau. Lorsque la demande d'électricité dépasse l'offre, le processus est inversé. Ensuite, l'énergie potentielle est libérée de l'eau du réservoir supérieur en lui permettant de retourner dans le réservoir inférieur. L'eau est ensuite acheminée à travers des turbines qui produisent de l'électricité, laquelle est renvoyée aux clients (charge) comme le montre la figure 4.1.

### 4.3. Le système d'accumulation hydraulique par pompage

L'accumulation hydroélectrique par pompage est le principal système de stockage de l'énergie dans cette étude. Le système PHS se compose d'une unité pompe/moteur séparée et d'une unité turbine/génératrice. Le coefficient de pompage de l'eau (m<sup>3</sup>/kWh) et le coefficient de génération de turbine (kWh/m<sup>3</sup>) sont deux paramètres clés du système PHS.

#### 4.3.1. Unité pompe/moteur

Le débit d'eau aspiré du réservoir inférieur par les pompes est exprimé en Eq 4.1. La source d'énergie est directement alimentée par le générateur d'énergie renouvelable.

$$q_p = \left( \frac{\eta_p P_{p(t)}}{\rho g h} \right) = C_p P_{p(t)} \quad (4.1)$$

Où  $P_{p(t)}$  est la puissance de charge du générateur PV à la pompe (W) ;  $h$  est la hauteur manométrique (m) ;  $g$  est l'accélération due à la gravité ( $9,8 \text{ m/s}^2$ ) ;  $\rho$  la densité de l'eau ( $1000 \text{ kg/m}^3$ ) ;  $\eta_p$  est le rendement global du pompage ; et  $C_p$  est le coefficient de pompage de l'eau de l'unité pompe/moteur ( $\text{m}^3/\text{kWh}$ ) [88].

#### 4.3.2. Groupe turbo-alternateur

En cas de déficit énergétique, l'eau est puisée dans le réservoir supérieur pour faire fonctionner les turbines hydrauliques. La puissance libérée par le groupe turbine/alternateur est donnée par l'équation 4.2.

$$P_{t(t)} = \eta_t \rho g h q_{t(t)} = C_t q_{t(t)} \quad (4.2)$$

Où  $\eta_t$  est le rendement global de l'unité turbine/génératrice ;  $q_{t(t)}$  est le débit volumétrique d'entrée d'eau dans la turbine ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) ;  $C_t$  est le coefficient générateur de turbine ( $\text{kWh}/\text{m}^3$ ). [88].

#### 4.3.3. Réservoir supérieur (RS)

Les variables les plus importantes dans la conception des systèmes hydroélectriques pompés sont le volume du réservoir supérieur et la différence de hauteur entre les réservoirs supérieur et inférieur. Dans la présente étude, la différence de hauteur a été fixée à 30 m. Un puits d'eau alimentait le réservoir inférieur. Seul le volume du réservoir supérieur a donc dû être déterminé au départ.

La quantité d'eau stockée dans le RS devrait être suffisante pour répondre à la demande de pointe de l'île. Le niveau d'eau dans le RS peut être considéré comme l'état de charge (SOC) du système de stockage d'énergie. L'énergie potentielle gravitationnelle stockée dans le RS devrait être :

$$E_c = \frac{\eta_t \rho g h V}{3.6 \times 10^6} \quad (4.3)$$

Où  $E_c$  est la capacité de stockage d'énergie d'un réservoir d'eau (kWh) ;  $V$  est le volume ou la capacité de stockage du réservoir d'eau ( $m^3$ ). Par conséquent, il est possible d'obtenir le volume requis de le RS. La quantité totale d'eau stockée dans le RS à tout moment  $t$  est déterminée par l'équation 4.4.

$$Q_{UR(t)} = Q_{UR}(t - 1)(t - \alpha) + q_{p(t)} - q_{t(t)} \quad (4.4)$$

Où  $\alpha$  est l'évaporation et la perte par fuite. Par souci de simplification, la présente étude n'a pas tenu compte de ces pertes dans les équations ci-dessus. De plus, la quantité d'eau du réservoir supérieur est soumise aux contraintes suivantes :

$$Q_{UR_{min}} \leq Q_{UR} \leq Q_{UR_{max}} = V \quad (4.5)$$

Où,  $Q_{UR_{min}}$  est le stockage minimum. Une limite inférieure de la quantité d'eau a été conservée pour maintenir la pression de la pompe, pour préserver l'efficacité et pour soutenir la réserve d'eau d'urgence.

Par conséquent, le rendement global du système de stockage d'énergie est de 60 %, et donc le coefficient de pompage de l'eau correspondant et le coefficient de génération de la turbine sont respectivement de  $3,06 \text{ m}^3/\text{kWh}$  et  $0,106 \text{ kWh}/\text{m}^3$ . Le moteur de pompe à vitesse variable et le générateur permettent l'exploitation de petites quantités d'énergie excédentaire produites par les panneaux photovoltaïques et permettent également de couvrir une petite charge nette par une petite quantité d'eau, pour améliorer l'efficacité énergétique globale du système [88][102]

#### 4.4 Méthodologie

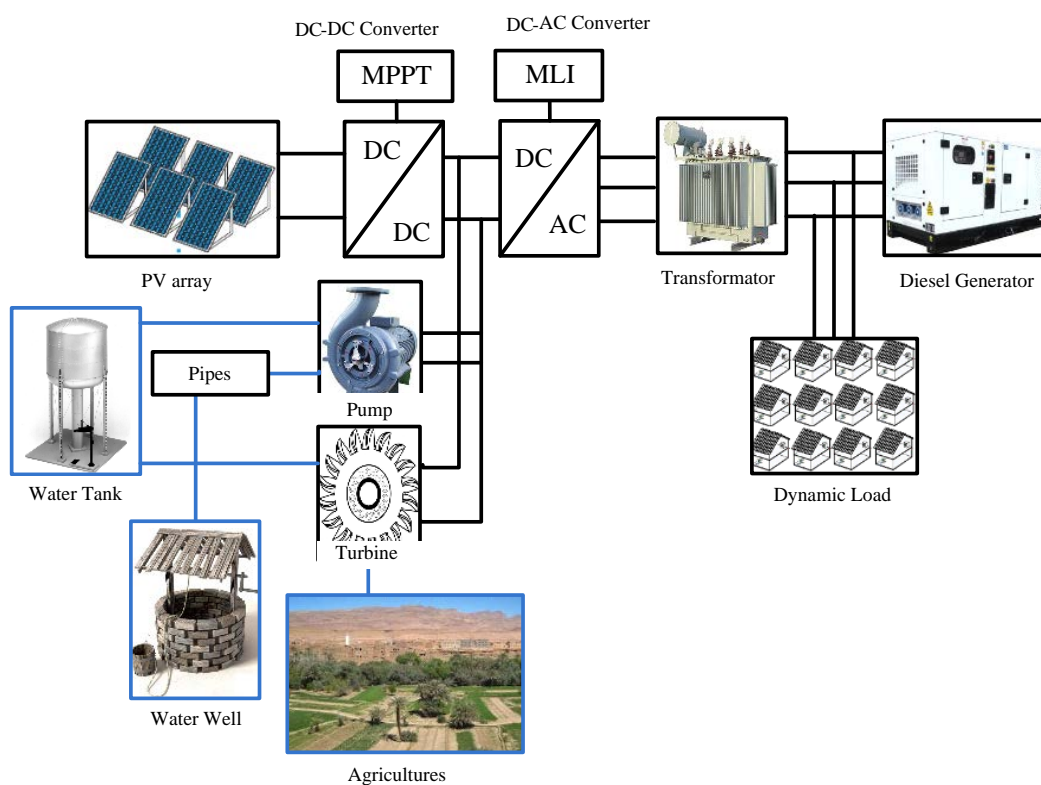
La durabilité du projet dépend de la satisfaction des aspects financiers et techniques. De plus, l'exploitation et l'investissement des sources d'énergie sont largement liés aux exigences de la charge. Les éléments influencés sont les consommateurs (charge), et les différentes sources d'énergie (SER, conventionnelles), cette dernière dépendant à la fois de la disponibilité énergétique capital et de l'exploitation régionale. L'équation (4.6) représente l'objectif principal des sources hybrides de production décentralisée et PV qui sont connectées au système PHS. Cette HMGES permet aux sources de passer de l'une à l'autre pour répondre à la demande d'énergie.

$$P_{LOAD(t)} = P_{DG(t)} + P_{PV(t)} + P_{PHS(t)} \quad (4.6)$$



## 4.5 Description du modèle

Le système hybride d'énergie PV-DG-PHS illustré à la figure 4.2 se compose des composants suivants : Le système solaire PV renouvelable qui se compose de panneaux PV, d'un convertisseur cc.-cc avec le système de poursuite MPPT, et d'un onduleur cc-ca avec un centre de contrôle. Le système PHS stocke mécaniquement l'énergie électrique supplémentaire produite par la section PV à partir de la lumière du soleil en pompant l'eau dans le réservoir supérieur et libère l'eau pour qu'elle passe à travers l'unité turbine-génératrice pour produire de l'électricité quand on le désire. Troisièmement, la production décentralisée conventionnelle GD qui fonctionne comme un système de secours lorsque les systèmes PV et PHS ne peuvent répondre aux besoins énergétiques.



**Figure 4.2** Vue schématique d'un système hybride PV/DG/PHS

L'EMC est utilisée pour la communication entre les sources et la charge, de sorte que l'échange de données assure à la fois le flux de puissance optimal et les besoins énergétiques de la zone choisie. Cette stratégie contrôle les sources pour acquérir les mérites de l'énergie PV renouvelable et du système PHS pour réduire les effets environnementaux de la source de production décentralisée GD. Pour plus de détails, les composants HMGES sont décrites comme suit

#### 4.5.1 La source solaire PV

Le panneau PV se compose de nombreuses cellules connectées en série. De plus, les panneaux sont associés en série et en parallèle pour encadrer une installation PV. Elle est considérée comme une source non linéaire qui convertit le rayonnement solaire en électricité. Cette étude utilise le panneau PV de type SunPower SPR-305-WHT.

Le modèle empirique proposé est basé sur le prix de fabrication et le développement technologique par rapport à l'année. La figure 4.3 montre les prix des différentes puissances de sortie des panneaux PV (€). L'Eq (4.7) est obtenu par l'utilisation de la commande (Curve Fitting in Matlab), en plus des fluctuations choisies qui décrivent le modèle.

$$Prix = a(\sin(P_{PV})) + b(P_{PV}) + c \quad (4.7)$$

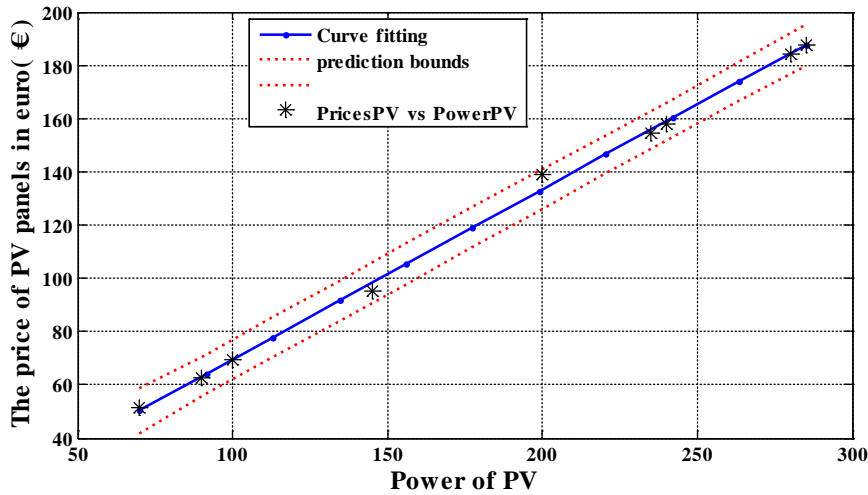


Figure 4.3 Prix des panneaux PV (€) par rapport à la puissance PV (W)

#### 4.5.2 Générateur diesel

Le DG fonctionne comme un outil de secours pour le HMGES uniquement lorsque le PV et le PHS ne sont pas en mesure de répondre aux besoins énergétiques. Il maintient la fiabilité ultime du système. Afin de choisir une unité de production distribuée qui peut assurer l'approvisionnement et minimiser la puissance supplémentaire. Divers facteurs doivent être pris en considération tels que la pointe de la charge, les coûts de transport et la consommation de carburant en ligne (FC(t)). Le GD est caractérisé et identifié par son efficacité et la quantité de FC nécessaire pour générer les besoins en énergie [103].

L'Eq (4.8) et l'Eq (4.9) représentent la méthode conventionnelle et la méthode proposée pour calculer le  $FC_{(t)}$  de DG (L/h), qui utilise la commande (curve fitting/Matlab) qui dépend de la puissance nominale du DG ( $P_{DGn}$ ) et de la puissance de sortie du DG ( $P_{DG(t)}$ ). Eq(4.10) concerne le Taux de puissance en pourcentage de sa puissance nominale.

$$FC_{1(t)} = A(P_{DGn}) + B(P_{DG(t)}) \quad (4.8)$$

$$FC_{2(t)} = a(e^{(bP_{DG(t)})}) + c(e^{(dP_{DG(t)})}) \quad (4.9)$$

$$Prc_{(t)} = \frac{P_{DG(t)}}{P_{DGn}} \quad (4.10)$$

Avec,  $a = -23.4$ ,  $b = -2.202e - 6$ ,  $c = 24.52$ ,  $d = 4.525e - 6$

La comparaison entre les différentes méthodes de calcul du FC est illustrée dans le tableau 4.1.  $e_1$  (erreur de méthode conventionnelle) et  $e_2$  (erreur de méthode proposée) sont représentées respectivement dans Eq(4.11) et Eq(4.12) comme le montre la figure 4.4.

$$e_1 = \frac{|FC_1 - C_{DG}|}{C_{DG}} \times 100 \quad (4.11)$$

$$e_2 = \frac{|FC_2 - C_{DG}|}{C_{DG}} \times 100 \quad (4.12)$$

**Tableau 4.1** Comparaison entre la méthode proposée et la méthode conventionnelle de calcul du CF pour différentes DG ayant des puissances nominales différentes

$P_{DG}$ (kw)	10	15	25	35	40	50	70	85	100
$C_{DG}$ (L/h)	3	3.5	5	7	8	10	14	16	20
$FC_1$ (L/h)	3.27	4.91	98.1	11.46	113.	16.37	22.92	27.83	532.7
$FC_2$ (L/h)	2.61	3.51	55.3	97.1	28.1	99.9	813.7	16.66	19.58
$e_1$ (%)	9.15	40.34	63.73	63.73	63.73	63.73	63.73	73.96	63.73
$e_2$ (%)	12.97	0.52	6.91	2.71	1.48	0.13	1.61	4.13	2.08

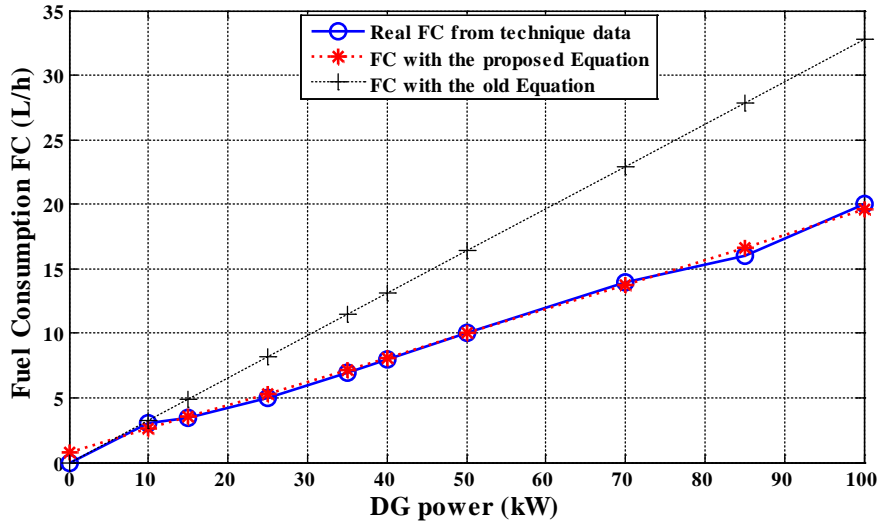


Figure 4.4 Le FC par rapport au puissance des DGs

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont liées à la combustion du carburant. Eq(4.13) mesure le montant des effets environnementaux négatifs.

$$M_{CO_2} = \rho_D P_{erC} \left( \frac{Ar_{CO_2}}{Ar_C} \right) = 2.654 (kg / l) \quad (4.13)$$

### 4.5.3 La gestion de l'énergie

Une stratégie de gestion dans un système hybride est un algorithme de commande qui commute les générateurs si la production d'énergie renouvelable est insuffisante pour la consommation. L'optimisation peut être réalisée à l'aide de différentes stratégies opérationnelles, chacune ayant ses avantages et ses inconvénients. Pour faciliter cette analyse, trois grands types de stratégies de répartition, comme le suivi de la charge (LF), la charge cyclique (CC) et la répartition combinée (CD), sont envisagés pour un système hybride autonome. Dans la LF stratégie la production décentralisée GD est utilisée pour répondre à la demande de charge uniquement lorsque le générateur photovoltaïque renouvelable et l'ESS sont insuffisants pour répondre à la demande requise. Cette approche augmente la contribution des énergies renouvelables, ce qui se traduit par une réduction des émissions d'origine opérationnelle. D'autre part, dans le cadre de la stratégie de CC, la production décentralisée DG est exploitée à pleine capacité pour répondre à la demande de charge et la source PV charge l'ESS pendant la matinée, qui est déchargée aux heures de pointe de la demande de charge. Cependant, la stratégie CD est la combinaison de la LF et de la CC qui est utilisée pour trouver la décision économique et écologique a chaque intervalle de temps. Cette

stratégie d'exploitation décide si le système suivra la LF ou la CC en fonction de la disponibilité de l'énergie PV, du SOC de l'ESS et du coût de la FC par DG [104] [106].

La EMC est nécessaire pour le HMGES, afin de collecter les informations du système et de détecter la solution économique. Ensuite, il décide de la stratégie d'exploitation précise en fonction de la disponibilité de l'énergie photovoltaïque. En termes plus généraux, la stratégie EMC consiste à utiliser les énergies PV et PHS en premier pour répondre à la demande d'énergie. Par conséquent, la fiabilité du système est de répondre aux demandes d'énergie sous les trois différents profils de rayonnement solaire.

La stratégie EMC joue un rôle crucial dans l'opération de HMGES pour atteindre la qualité d'énergie à des prix prédestinés. Ainsi, il ne maximise pas seulement l'efficacité et la performance de l'HMGES, mais minimise également les coûts du FC et les émissions de CO<sub>2</sub> de GD.

La figure 4.5 montre que la stratégie EMC comprend des données d'entrée et de sortie, telles que l'énergie requise de la charge, le rayonnement solaire, le volume d'eau dans le réservoir et le FC de DG dans chaque intervalle de temps. En plus l'énergie disponible de la turbine, le pompage, le GD et le PV. L'EMC stratégie est décrite ci-dessous

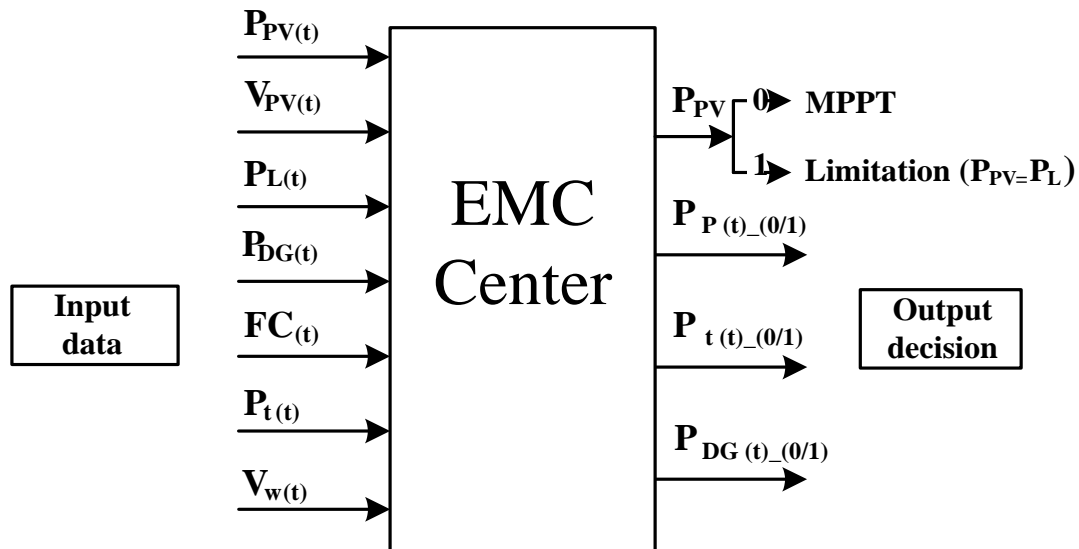


Figure 4.5 Système de gestion de l'énergie

- La puissance PV de sortie disponible, le FC du GD et le volume d'eau à l'intérieur du réservoir sont mis à jour et calculés à chaque intervalle de temps.
- La puissance PV de sortie utilisée directement pour répondre aux demandes dans le cas où l'alimentation est suffisante, tandis que la puissance PV supplémentaire est stockée en pompant l'eau dans le réservoir autant que possible ( $dP = P_{PV} - P_L = P_p$ ). La pompe est contrainte de fonctionner dans une plage de puissance admissible. Lorsque la puissance PV supplémentaire est inférieure à 50% de la puissance nominale de la pompe ( $dP < P_{pn} \cdot 50\%$ ), elle sera en mode inactif (arrêt). Une limitation de la puissance PV de sortie est nécessaire  $P_{PV} = P_{Load}$ . De plus, lorsque la puissance PV supplémentaire est supérieure à la puissance nominale de la pompe ( $dP > 100\% P_{pn}$ ), la pompe fonctionne avec la puissance maximale admissible ( $P_p = P_{pn} \cdot 120\%$ ).
- Par conséquent, lorsque la puissance PV n'est pas suffisante pour l'alimentation de la charge, la turbine passe en mode actif, assurant ainsi l'énergie restante que la source PV n'était pas en mesure de fournir. Le débit maximal et minimal admissible de la puissance de la turbine devrait se situer entre ( $P_{tn} \cdot 30\% < P_t < P_{tn} \cdot 120\%$ ). De plus, la turbine fonctionnera à  $P_{tn} \cdot 60\%$  lorsque la puissance minimale admissible sera supérieure au déficit.
- Par conséquent, lorsque le PV et la turbine ne répondent pas à la demande, le GD passe en mode actif et prend l'initiative de l'approvisionnement pour assurer la demande manquante.

Cette stratégie dépend du fait que la priorité pour alimenter la charge provient de l'énergie produite par la source PV et le système PHS. Lorsque cette énergie n'est pas suffisante, le GD complétera la demande de la charge nécessaire. La décision de faire fonctionner le GD, de charger ou de décharger l'ESS a été prise à chaque intervalle de temps sur le bilan énergétique pendant la journée. L'organigramme opérationnel de l'EMC stratégie susmentionnée est résumé à la figure 4.6.

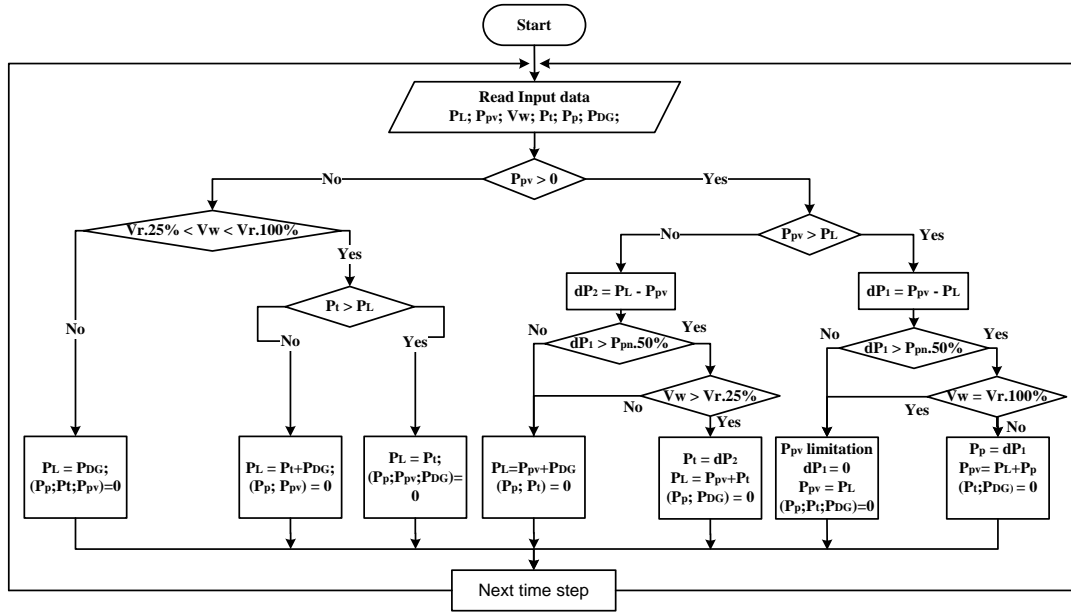


Figure 4.6 l'organigramme de la stratégie EMC utilisée

## 4.6 Le site sélectionné

Cette recherche a pour objet l'étude d'un site éloigné situé dans la région de l'Adrar, dans la zone saharienne du sud de l'Algérie. Les coordonnées géographiques de ce site sont (27°88'N, 0°28'E, 263 m). Ce site n'a pas de connexion au réseau pour l'approvisionnement en énergie. La seule source principale dans cette zone est les unités de DG. Pour cette raison, un HMGES avec la stratégie EMC est proposé pour assurer les besoins énergétiques de ce site. Elle minimise les coûts économiques et les effets négatifs sur l'environnement.

### Données météorologiques du site

La source solaire PV est liée aux différentes conditions météorologiques (les irradiances solaires (W/m<sup>2</sup>) et la température (°C) du site). La figure 4.7 montre différents profils d'irradiances solaires provenant du site. Le choix des trois jours n'est pas arbitraire. Afin de tester l'efficacité précise de system, trois types d'irradiances solaires sont sélectionnés sur la base suivante. Le premier jour a la densité d'irradiances solaires la plus élevée (riche), le deuxième jour a une irradiation solaire régulière (normale), et le troisième jour a la plus faible densité d'irradiances solaires (pauvre). Les données sont obtenues à partir du système d'acquisition en énergie renouvelable de la station météorologique de l'Unité de Recherche-Médium Saharien (URER-MS).

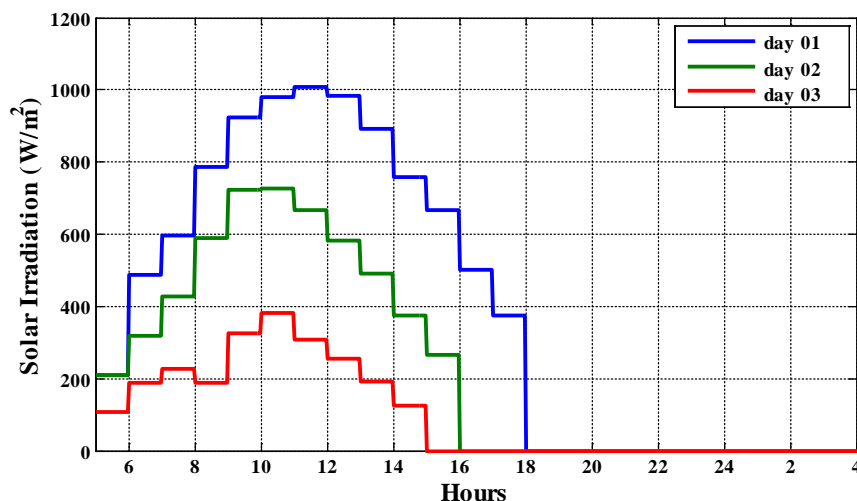


Figure 4.7 Les trois jours sélectionnés pour les données d'irradiation solaire

## 4.7 Résultats de la simulation

### 4.7.1 Résultats du PV et discussion

Pour que le HMGES puisse répondre à la demande d'énergie pendant les 24 heures, un schéma développé est appliqué. La disponibilité de la puissance PV de sortie ne pourra fournir et pomper l'eau que lorsque l'énergie PV est supérieure à la demande de la charge. Alors que, dans le cas où l'énergie PV est inférieure à la demande de charge, la turbine PHS et la DG sont réglées pour répondre à la demande d'énergie d'une manière plus flexible et efficace. Pendant les trois jours sélectionnés, la puissance PV de sortie est captée par les rayonnements solaires disponibles, comme le montre la figure 4.8.

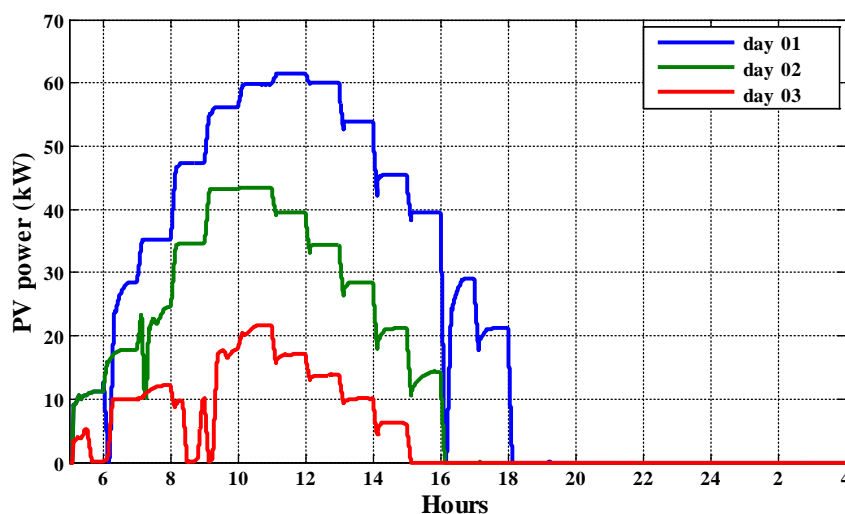


Figure 4.8 Puissance de sortie PV des trois jours sélectionnés pendant 24 heures



#### 4.7.2 Résultats du system PHS et discussion

La comparaison entre la demande de charge et l'énergie PV générée détermine la quantité de demandes manquantes. De plus, la turbine PHS et le GD couvrent les besoins manquants de la source PV. Afin de surmonter les inconvénients susmentionnés, la stratégie EMC est utilisée pour une distribution optimale de l'énergie.

Généralement, le matin, le système PHS passe en mode de charge, ce qui signifie que la pompe est en marche et que la turbine est à l'arrêt. Le soir, lorsque la puissance PV ne peut pas répondre à la demande, ou lorsqu'aucune puissance PV n'est disponible, le PHS passe en mode décharge pour répondre à la demande.

Le système PHS, en tant qu'ESS, fonctionne pendant la journée en mode charge et décharge. Il est ajouté aux sources disponibles (PV-DG) afin d'obtenir une production plus flexible. Les résultats indiquent que la source PV n'est pas suffisante avant le lever et après le coucher du soleil. Dans ce cas, la turbine PHS passe en mode actif. Remarquablement, à partir de la puissance de sortie de PHS (Fig. 4.10) et de la puissance de sortie de DG (Fig. 4.11) lorsque le PHS fournit l'alimentation (mode décharge) ce qui signifie que le DG est dans le mode inactif. Si le PHS ne peut pas fournir l'approvisionnement, le DG s'allume pour couvrir les demandes manquantes. L'ensemble du processus est conçu de manière à minimiser les inconvénients de DG. La figure 4.9 montre les caractéristiques du PHS dans les modes de charge et de décharge. La figure 4.9(a) représente la diminution et l'augmentation de la vitesse du PHS ( $S$ ) dans les deux modes de pompage et de production respectivement, pendant les 24 heures des trois jours choisis et la figure 4.9(b) représente respectivement les phases positive et négative du couple du PHS ( $T_e$ ) dans les deux modes de pompage et de production. Le système PHS comme l'ESS suit parfaitement la charge et l'accès des énergies impliquées.

Dans cette étude, la pompe de system PHS ne passe en mode actif que lorsque la puissance PV de sortie est supérieure à la charge requise. Cela signifie simplement que le système PHS ne charge que par la puissance PV. Cette procédure garantit la pleine utilisation de l'énergie PV de sortie. La courbe de la puissance de charge et de décharge de RS présentée à la figure 4.10 montre que la puissance excédentaire maximale du générateur d'énergie PV disponible pour la charge est de 30 kW. Par

conséquent, une seule pompe à vitesse variable d'au moins 40 kW devrait être utilisée pour le système proposé. D'autre part, le déficit de puissance maximum est de 70 kW, et une seule turbine à vitesse variable de 70 kW devrait donc être utilisée pour couvrir la charge nette.

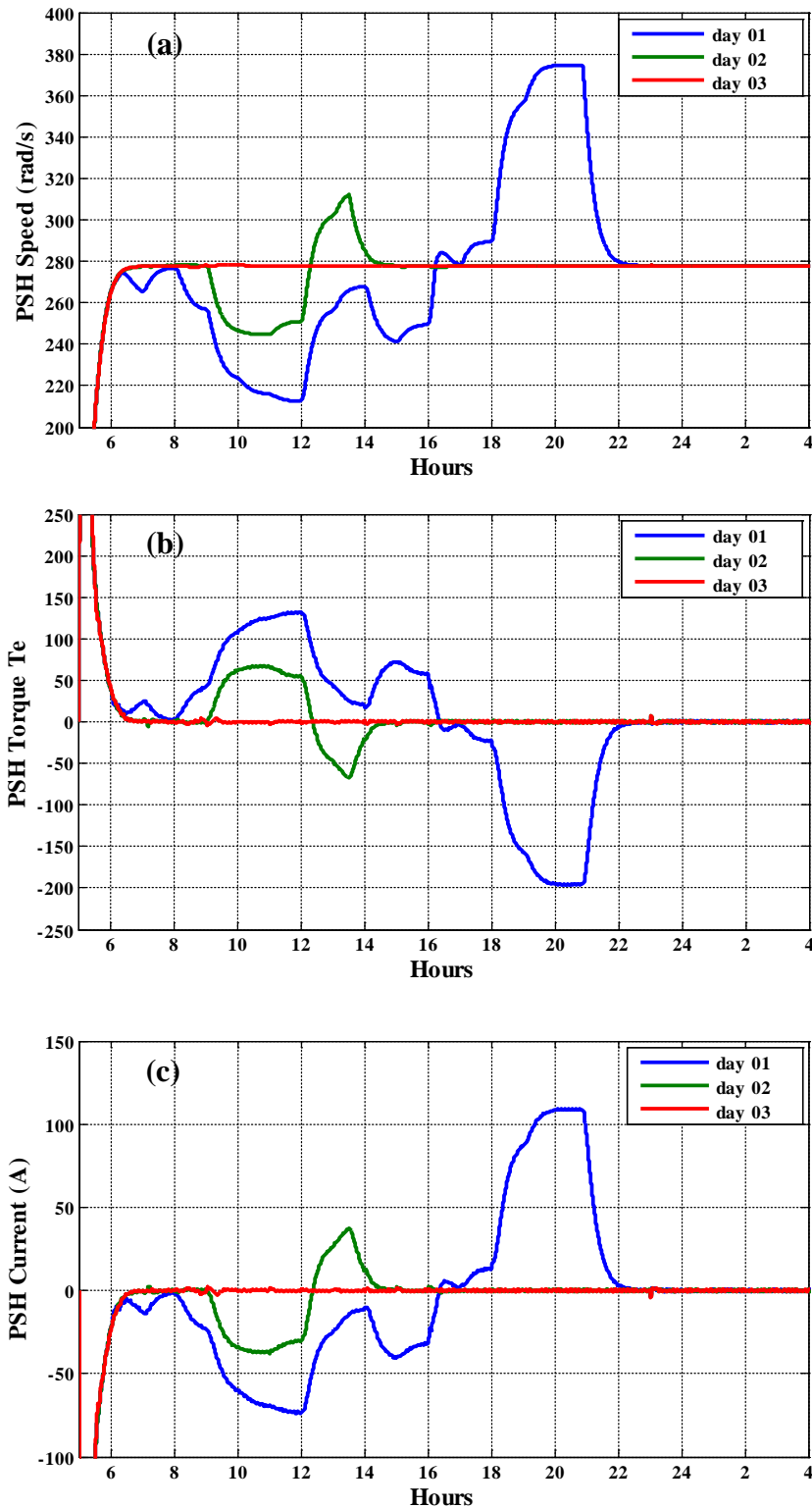


Figure 4.9 (a) Caractéristiques de vitesse (rad/s), (b) de couple et (c) de courant du système PHS

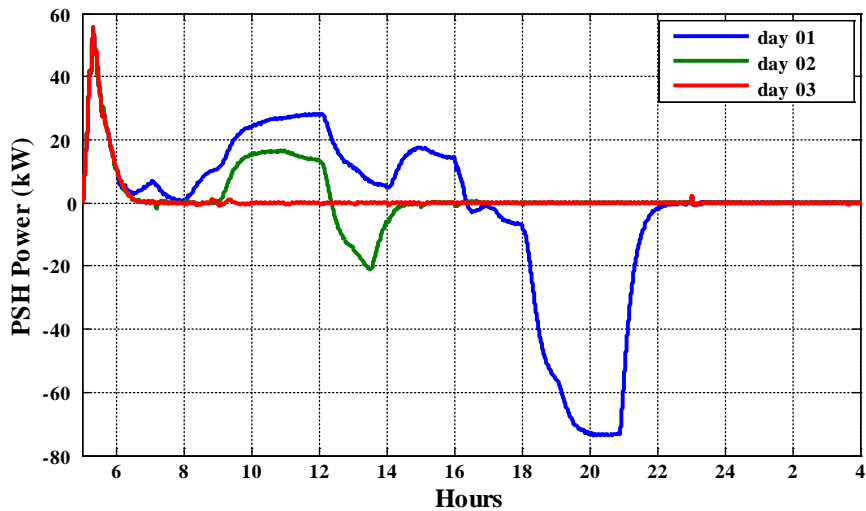


Figure 4.10 La puissance de charge et de décharge du système PHS

#### 4.7.3 Résultats de la DG et discussion

Le GD reste en mode OFF jusqu'à ce que le système PV et la turbine PHS soient incapables de produire suffisamment d'énergie pour l'alimentation. Par la suite, le GD s'allume pour alimenter la charge pendant les dernières heures et les premières heures de la journée. En d'autres termes, la puissance de sortie de GD et sa durée de fonctionnement sont non seulement proportionnelles à la disponibilité de la puissance PV, mais aussi proportionnelles au SOC du système PHS.

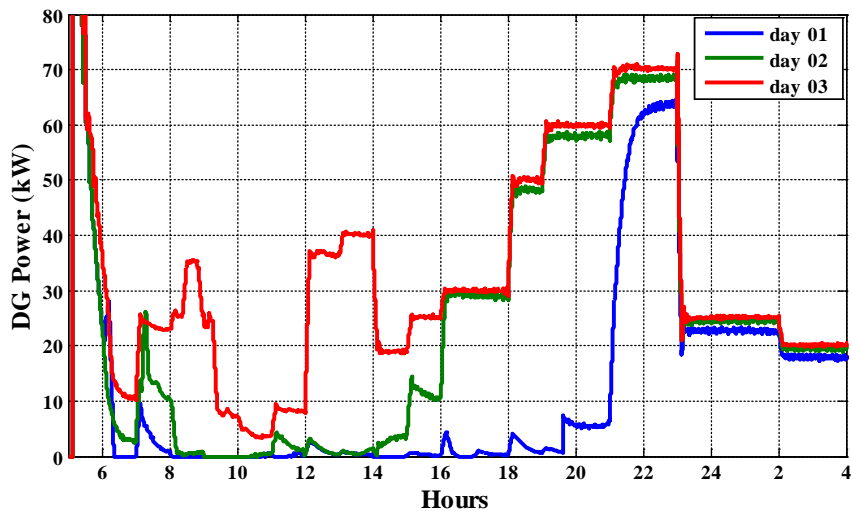


Figure 4.11 La puissance de sortie produite par le DG pendant les jours sélectionnés

L'émission de CO<sub>2</sub> (Fig. 4.13) est proportionnelle à l'énergie de sortie du GD, à sa durée de fonctionnement et à son FC (Fig. 4.12). De cette façon, la puissance de sortie de la production et le FC de GD dépendent de la pénétration solaire du site, SOC du

système PHS et de l'efficacité de la stratégie EMC. Ainsi, ce dernier ne minimise pas seulement les émissions de CO<sub>2</sub>, mais diminue également les coûts de FC (Fig. 4.14).

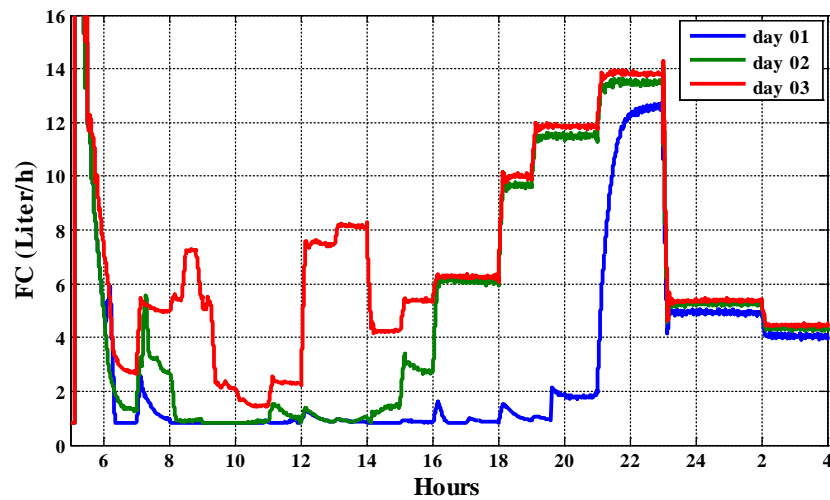


Figure 4.12 FC de GD (L/h) pendant les jours sélectionnés

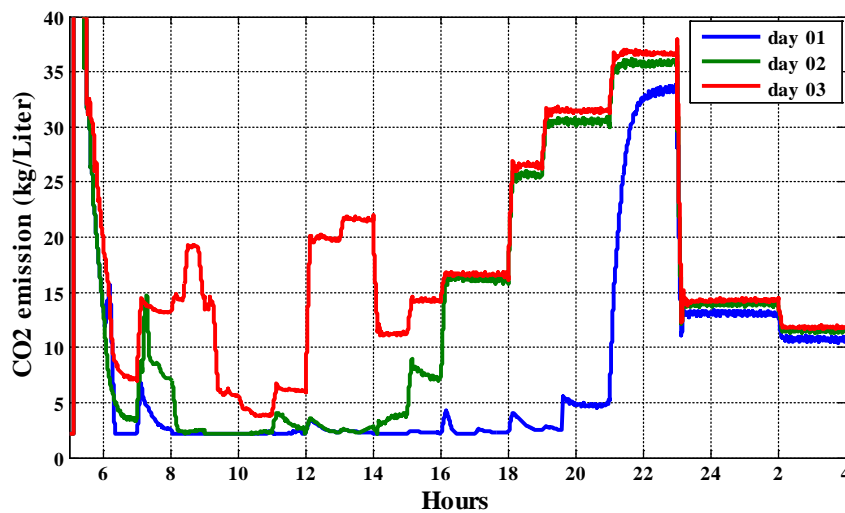


Figure 4.13 Émissions de CO<sub>2</sub> de GD (kg/L) pendant les jours sélectionnés

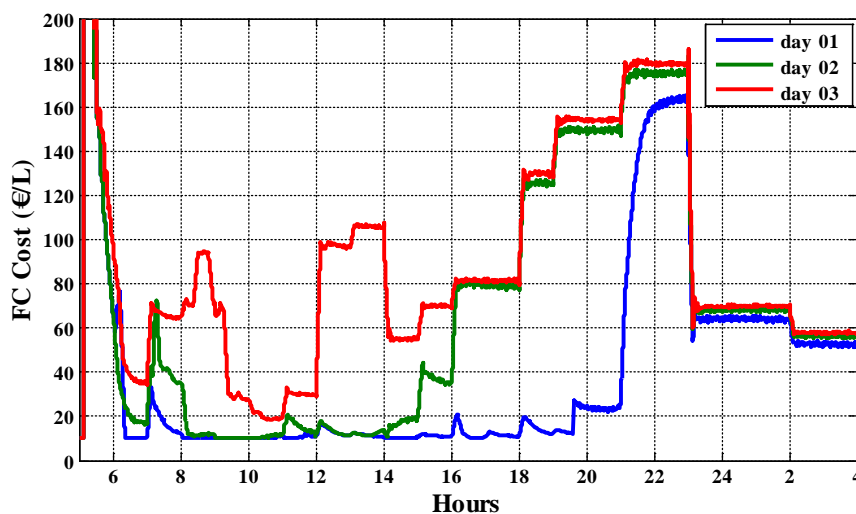


Figure 4.14 Le coût du FC (€/L) pendant les jours sélectionnés

#### 4.7.4 Résultats du stratégie EMC et discussion

Les fonctions du microcontrôleur avec la stratégie EMC susmentionnée génèrent des signaux différents pour toutes les sources concernées. Ces signaux sont générés par l'EMC vers les portes de transistors de tous les appareils. Les Fig. 4.15, Fig. 4.16 et Fig. 4.17 représentent respectivement le contrôle des portes de signaux PV, PHS et DG pendant les 24 heures des jours choisis.

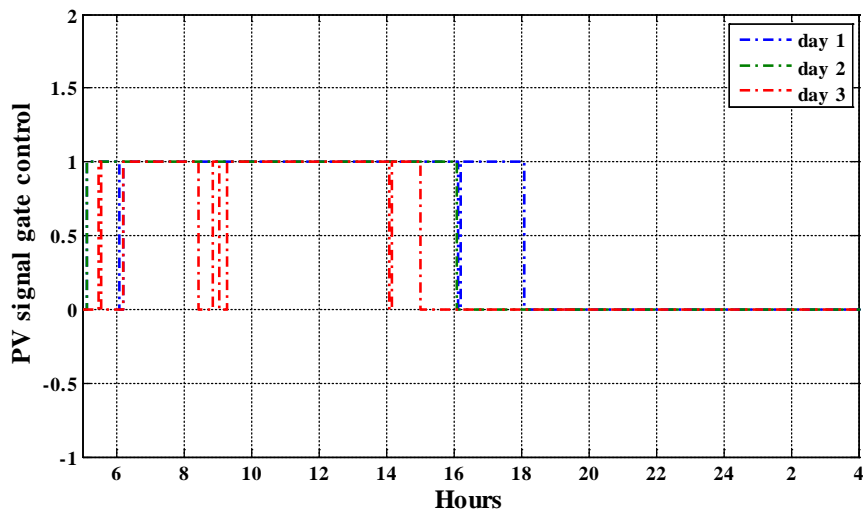


Figure 4.15 Signal de commande pour le PV

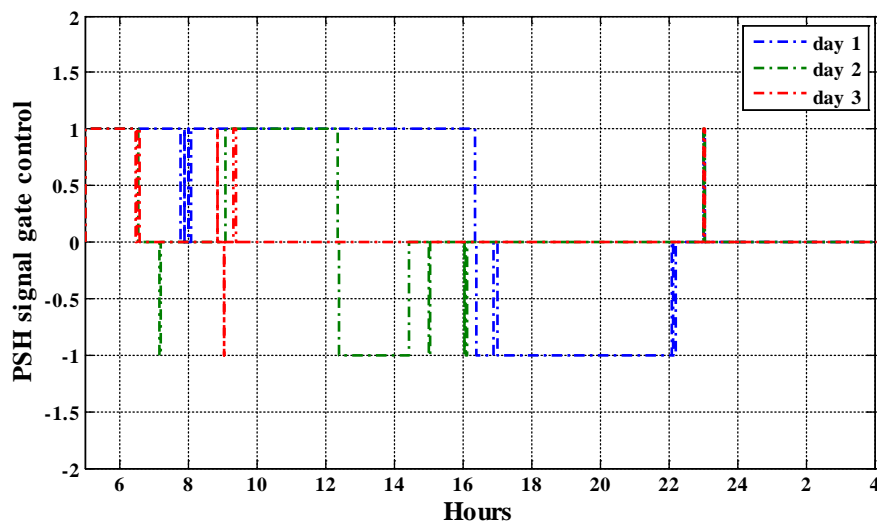


Figure 4.16 Signal de commande pour le PHS

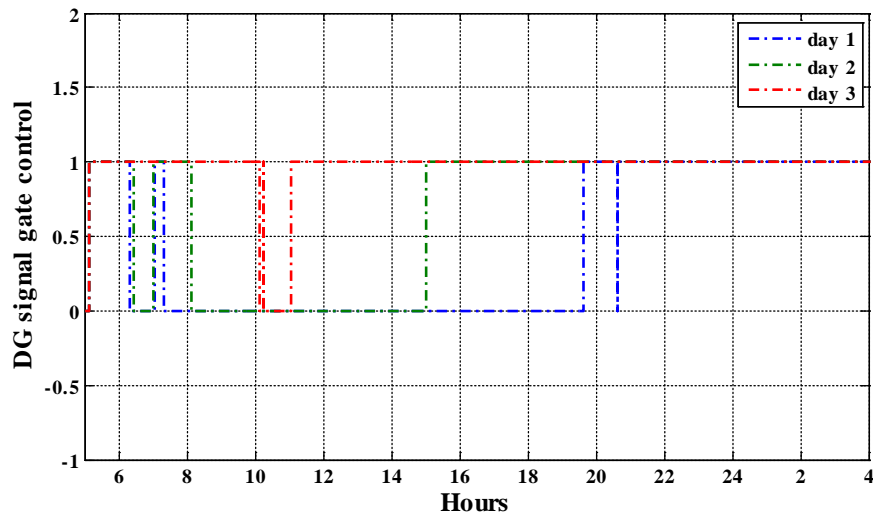
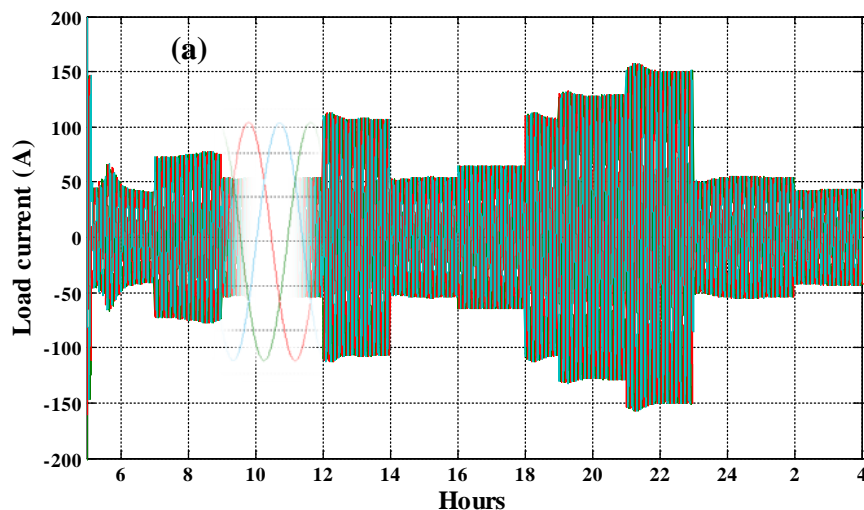


Figure 4.17 Signal de commande pour le GD

#### 4.7.5 Les résultats de la charge et la discussion

Le courant électrique et la tension des demandes de charge pendant 24 heures du profil de jours sélectionné sont représentés respectivement à la figure 4.18 (a) et à la figure 4.18 (b). La puissance optimale générée par le HMGES pendant les 24 heures à différents profils d'irradiations solaires est représentée à la figure 4.19. Le générateur photovoltaïque prend la tête de l'approvisionnement du lever au coucher du soleil. Afin de minimiser le FC de GD et les émissions de CO<sub>2</sub>, le système de turbine PHS couvre les besoins. Pendant ce temps, la DG prendra l'initiative d'assurer l'approvisionnement de nuit.



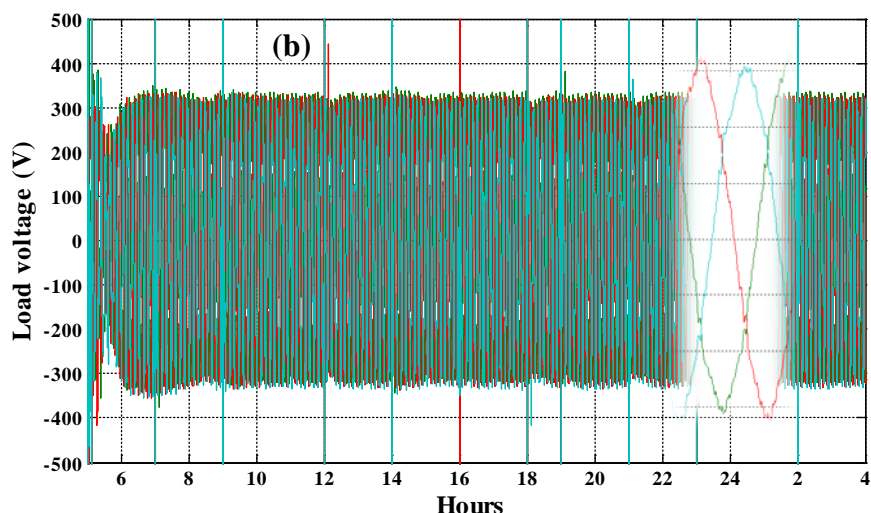


Figure 4.18 (a) Le courant et (b) la tension de la charge pendant les 24 heures de la journée sélectionnée

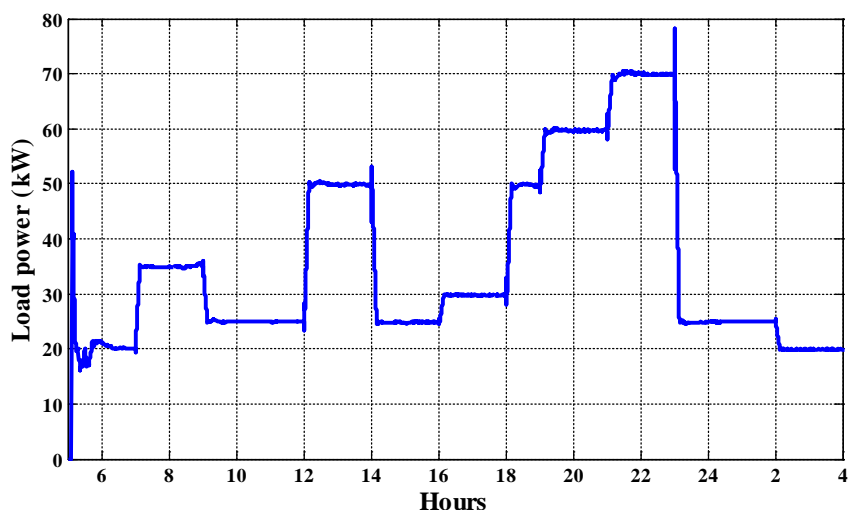


Figure 4.19 Puissance totale produite par l'HMGES pour différents profils d'irradiations solaires

La qualité de l'énergie fournie est analysée par la tension efficace, le courant efficace et la distorsion harmonique totale (THD) de la tension et du courant. La tension efficace de la figure 4.20 est mesurée au niveau du jeu de barres de charge. Les variations dans les trois cas testés sont presque lisses. Et le courant de charge efficace suit les variations de la charge comme illustré à la figure 4.21. De plus, le THD à la densité d'irradiation solaire la plus faible, comme le montrent les figures 4.22 et 4.23, présente une distorsion moins harmonique à la fois dans la tension et dans le courant. Dans ce cas, les convertisseurs (DC-DC/DC-AC) sont partiellement impliqués. Dans ce type d'hybridation, ils sont les principaux générateurs d'harmoniques.

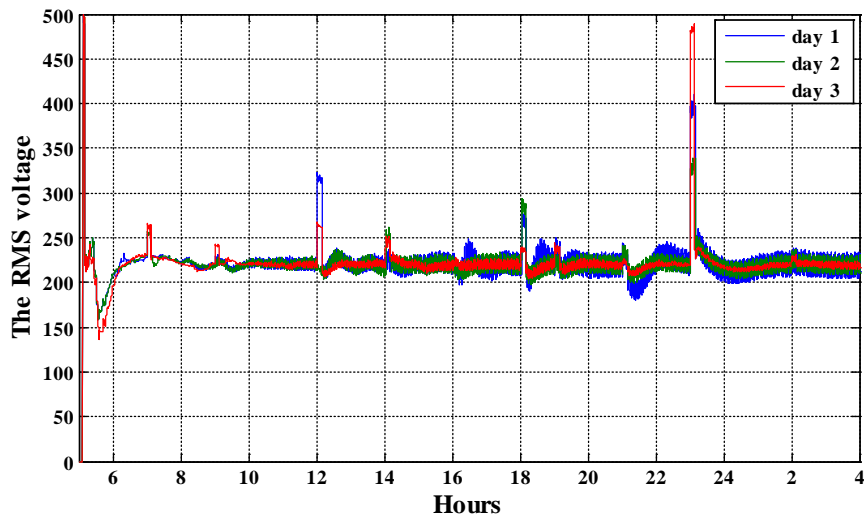


Figure 4.20 Tension efficace au niveau de la charge

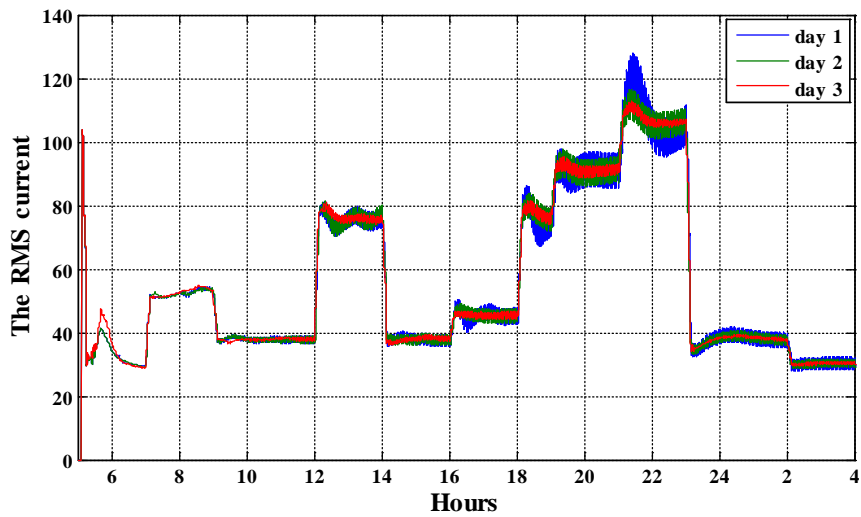


Figure 4.21 Courant efficace au niveau de la charge

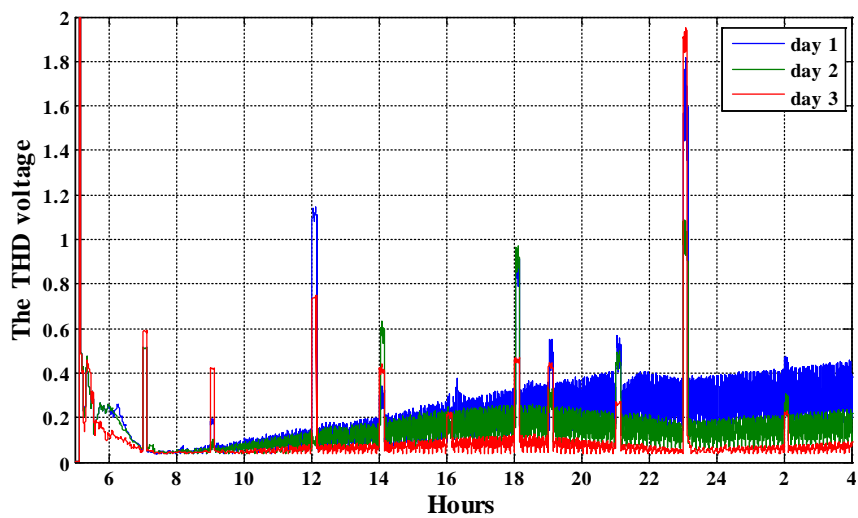
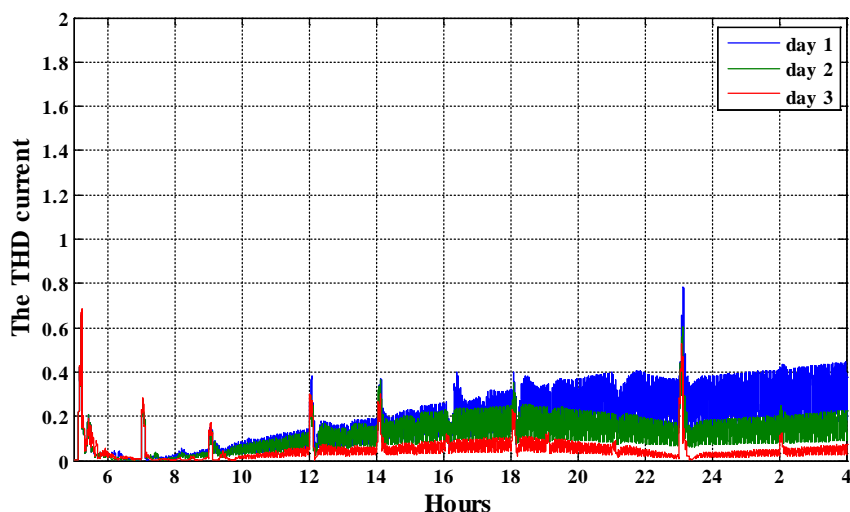


Figure 4.22 La tension THD au niveau de la charge





**Figure 4.23** Le courant THD au niveau de la charge

Les résultats de cette étude sont résumés dans le tableau 4.2. Ils prouvent l'efficacité et l'efficience de HMGES pour le jour sélectionné sous les différents profils d'irradiation solaire. L'exploitation de la stratégie EMC permet un contrôle précis et une gestion optimale des sources d'énergie dans les différentes conditions.

**Tableau 4.2** Résumé des résultats pour les différents trois profils d'irradiation solaire

Jours	1 <sup>er</sup> jour	2 <sup>ème</sup> jour	3 <sup>ème</sup> jour
$E_{DG}$ (kwh)	322.1916	593.6757	790.8433
$E_{PV}$ (kwh)	532.2232	305.2402	107.8859
$F_{C_{moy}}$ (L/h)	003.2699	005.3481	006.8495
$F_{C_{tot}}$ (L/h)	078.4768	128.3541	164.3885
$F_{C_{cost}}$ (€)	1020.200	1668.600	2137.100
$CO_2$ (kg/L)	208.2774	340.6517	436.2870

Dans la mesure où cette étude est élaborée, l'évolution de la HMGES avec la stratégie EMC utilisée est de résoudre les problèmes d'hybridation entre les ER et les producteurs d'électricité conventionnels. Les équations sont développées pour être utilisées dans le dimensionnement d'ER limité et dans le dimensionnement combiné. L'organigramme d'EMC est élaboré pour aider tout utilisateur à appliquer ce type de stratégie de gestion qui repose sur une optimisation continue pour chaque intervalle de temps.

#### 4.7.6 analyses des coûts

Un calcul approximatif de l'installation globale a été effectué. Ainsi, d'autres aspects économiques pourraient être utiles pour prendre la bonne décision. Les éléments de l'installation sont définis comme suit.

- (60kW), prix du panneau solaire par unité 380€ pour les 150 panneaux requis, soit un montant total de 57000€

- (70kW) Groupe électrogène diesel, il a nécessité un montant de 6500€

- (40kW / 80kW) (moteur de pompage / turbine-générateur), il fallait un montant de (3750€/ 7330€).

- La maintenance du système photovoltaïque, d'un montant total de 600€/an, et le prix requis pour le nettoyage des panneaux photovoltaïques afin d'éviter l'accumulation de poussière est de 8000€ pour toute la durée de vie du produit.

L'analyse économique a été estimée afin que le site isolé proposé soit transformé en un site écologique autonome. En ce qui concerne cette installation, l'investissement initial est d'environ 74580 € alors que le coût annuel du service énergétique est d'environ 21705 €, soit un taux de rendement de 31% par rapport au système GD traditionnel.

## 4.8 Conclusion

Certes, avec ce qui a été étudié et conjointement avec ce que produit cette étude, on pourrait soutenir que le système HMG est un système digne de confiance pour les électrifications dans les régions éloignées. Dans ce chapitre, le HMGES ainsi que la stratégie EMC sont discutés et le principe de fonctionnement est présenté. Le système PV-DG-PHS est basé sur l'interdépendance de la consommation de carburant optimale en ligne par kWh, de la puissance PV non contrôlée et du volume d'eau du réservoir. Le système hybride proposé est testé dans trois profils d'irradiation solaire différents pour alimenter un site éloigné en Adrar-Algérie, et sa faisabilité technique est ensuite examinée. Les résultats de la simulation indiquent que la nature intermittente de l'énergie PV renouvelable peut être compensée par l'introduction de la technologie PHS. Par conséquent, en termes de restitution d'énergie fiable et respectueuse de l'environnement, le contrôle spécifique proposé prouve l'efficacité du système PHS tant pour l'irrigation que pour l'électrification. En fin de compte, les résultats démontrent que le HMGES ne fonctionne pas seulement d'une manière économique (moins de FC), mais est aussi considéré comme un système écologique (moins d'émissions de CO<sub>2</sub>). C'est donc une solution idéale pour atteindre une autonomie énergétique dans les communautés éloignées.

# Conclusion Générale et Perspectives

L'évolution de la technologie HMGES délivre soigneusement le concept du système hybride d'une manière contrôlée pour résoudre les problèmes d'énergie avec à la fois la conception optimale et la stratégie de gestion. Cette dernière, non seulement acquière le mérite des sources régionales, mais aussi atténue le transport de l'énergie de manière bien qualifiée. En outre, elle préserve et garantit la qualité et la fiabilité des services énergétiques. De plus, la fusion du (EMC) dans le système HMG permet d'améliorer et de maximiser à la fois l'énergie solaire PV et les sources du stockage (ESS). La stratégie de bon fonctionnement est essentielle à la stabilité du système, qui offre une plus grande efficacité ; en revanche, les systèmes conventionnels fonctionnent avec moins d'efficacité. La relation homologue entre le système HMG et la stratégie EMC permet au système agrégé de fonctionner de manière intelligente ; il gère également la performance des différentes sources d'énergie avec un plan opérationnel optimal sur 24 heures. De plus, il fonctionne aussi bien dans les conditions climatiques que dans la demande de charge dynamique, ce qui garantit un flux d'approvisionnement énergétique régulier.

Le dimensionnement optimal d'un HMGES joue un rôle crucial pour l'électrification dans les zones isolées. L'objectif est de mettre en place une énergie renouvelable rentable, efficace et digne de confiance. L'implication du système hybride PV-DG-PHS et de la stratégie EMC repose sur l'interdépendance de la consommation optimale de carburant en ligne par kWh, de la puissance PV non régulée et du volume d'eau du réservoir. Grâce à la nouvelle formule proposée, la stratégie EMC garantit le calcul précis de la FC en ligne par kWh par rapport à la formule classique. En termes de restitution de puissance, ce contrôle spécifique prouve l'efficacité du

système PHS tant dans l'irrigation que dans l'électrification. Par conséquent, le HMGES fonctionne avec moins de carburant et moins d'émissions de CO<sub>2</sub>.

En conséquence, cette thèse établit une comparaison entre les HMGES évolués associés à la stratégie EMC, et les systèmes autonomes conventionnels, DG seul, et le PV plus le DG. Le système est approprié aux applications dans les régions éloignées, qui vise à acquérir les mérites de la source solaire photovoltaïque avec le coût le plus bas, tout en restant respectueux de l'environnement.

Les perspectives de ce travail sont très prometteuses et pourrait donner lieu à des études complémentaires :

Le micro-réseau inclut différents types de sources d'énergie telles que le PV, les petites éoliennes et le GD avec un système de stockage hybride (PHS/Batterie). Le système de gestion d'énergie doit inclure un modèle d'optimisation basé sur les techniques avancées respectant un certain nombre de contraintes pour parvenir à une solution appropriée.

## Revue Internationale

**O. Djelailia**, M. S. Kelaiaia, H. Labar, S. Necaibia, F. Merad,” Energy hybridization photovoltaic/diesel generator/pump storage hydroelectric management based on online optimal fuel consumption per kWh,” Sustainable Cities and Society, vol. 44, pp. 1-15, 2019.

S. Necaibia, M. S. Kelaiaia, H. Labar, **O. Djelailia**, F. Merad,” Practical Implementation of a Proposed MPPT Control Strategy to Mitigate Inaccurate Responses for Photovoltaic Systems,” International Journal on Electrical Engineering and Informatics - Volume 10, Number 4, Desember 2018

F. Merad, H. Labar, M. S. Kelaiaia, S. Necaibia, and **O. Djelailia**, “A maximum power control based on flexible collector applied to concentrator solar power,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 110, , pp. 315-331, 2019.

**O. Djelailia**, M. S. Kelaiaia, H. Labar, S. Necaibia, F. Merad,” Hybrid Energy System with an Energy Management Control Strategy Based on the Online Fuel Consumption,” Electric Power Components and Systems, vol. 1, pp. 1-14, 2020.

# Communications Internationales

**Okba Djelailia**, Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, Salah Necaibia, and Faycel Merad, “Micro Grid Solar-Diesel Hybrid System Integration in the South of Algeria,” The 3<sup>rd</sup> International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA 2017) **Djelfa, Algeria.**

Salah Necaibia, Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, Ammar Necaibia and **Okba Djelailia**, “A Novel Improved MPPT Control to Mitigate Inaccurate Responses under Non-Uniform Insolation Conditions,” The 3<sup>rd</sup> International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA 2017) **Djelfa, Algeria.**

Faycel Merad, Hocine Labar, Mounia Samira Kelaiaia, Salah Necaibia, and **Okba Djelailia**, “Proposed Model of Parabolic Trough Systems for Concentrator Solar Power,” The 3<sup>rd</sup> International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA 2017) **Djelfa, Algeria.**

**Okba Djelailia**, Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, Salah Necaibia, and Faycel Merad, “ Photovoltaic-Hydroelectric Power Storage-Diesel Hybridization Integrated in South Algeria” Second International Conference on Electrical Engineering (ICEEB’2018) **Biskra, Algeria.**

**Okba Djelailia**, Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, Salah Necaibia, and Faycel Merad, “ Hybrid Microgrid Energy System with an Energy Management Control Strategy Inegerted in South Algeria” International Conference on Communications and Elecrical Engineering (ICCEE’2018) El **Oued, Algeria.**

**Okba Djelailia**, Mounia Samira Kelaiaia, Hocine Labar, Salah Necaibia, and Faycel Merad, Hichem Chouial “Optimal Fuel Consumption Planning and Energy Management Strategy for a Hybrid Energy System with Pumped Storage” International Conference on Renewable Energy and Energy Conversion (ICREEC’2019) **Oran, Algeria.**

# Bibliographie

- [1] S. Dardouri and J. Sghaier, "Modeling atmospheric emissions during olive husk drying and study of meteorological factors effect in the vicinity of urban areas," *J. King Saud Univ. - Sci.*, no. xxxx, pp. 0–6, 2019.
- [2] Kouton Jeffrey, "Information Communication Technology development and energy demand in African countries," *Energy*, vol. 189, p. 116192, 2019.
- [3] A. M. de Morais, S. de Morais Hanriot, A. de Oliveira, M. A. M. Justino, O. S. Valente, and J. R. Sodré, "An assessment of fuel consumption and emissions from a diesel power generator converted to operate with ethanol," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 35, no. June, pp. 291–297, 2019.
- [4] M. U. Hassan, M. Humayun, R. Ullah, B. Liu, and Z. Fang, "Control strategy of hybrid energy storage system in diesel generator based isolated AC micro-grids," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, pp. 1–14, 2016.
- [5] M. Gharibi and A. Askarzadeh, "Size and power exchange optimization of a grid-connected diesel generator-photovoltaic-fuel cell hybrid energy system considering reliability, cost and renewability," *Int. J. Hydrogen Energy*, no. xxxx, 2019.
- [6] A. Kaabeche and R. Ibtouen, "Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery generation in a stand-alone power system," *Sol. Energy*, vol. 103, pp. 171–182, 2014.
- [7] S. Bhattacharjee and P. K. Nayak, "PV-pumped energy storage option for convalescing performance of hydroelectric station under declining precipitation trend," *Renew. Energy*, vol. 135, pp. 288–302, 2019.
- [8] A. Bhatt, M. P. Sharma, and R. P. Saini, "Feasibility and sensitivity analysis of an off-grid micro hydro-photovoltaic-biomass and biogas-diesel-battery hybrid energy system for a remote area in Uttarakhand state, India," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 61, pp. 53–69, 2016.
- [9] G. Yan, D. Liu, J. Li, and G. Mu, "A cost accounting method of the Li-ion battery energy storage system for frequency regulation considering the effect of life degradation," *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 3, no. 1, pp. 1–9, 2018.
- [10] L. Olatomiwa, S. Mekhilef, M. S. Ismail, and M. Moghavvemi, "Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 821–835, 2016.

- [11] K. A. Mohammed Guezgouz, Jurasz Jakub, Benaissa Bekkouche, Ma Tao, Javed Muhammad, "Optimal hybrid pumped hydro-battery storage scheme for off-grid renewable energy systems," *Energy Convers. Manag.*, vol. 199, no. September, p. 112046, 2019.
- [12] K. Kusakana, "Hybrid DG-PV with groundwater pumped hydro storage for sustainable energy supply in arid areas," *J. Energy Storage*, vol. 18, no. February, pp. 84–89, 2018.
- [13] A. Rathore and N. P. Patidar, "Reliability assessment using probabilistic modelling of pumped storage hydro plant with PV-Wind based standalone microgrid," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 106, no. September 2018, pp. 17–32, 2019.
- [14] N. Pearre, K. Adye, and L. Swan, "Proportioning wind, solar, and in-stream tidal electricity generating capacity to co-optimize multiple grid integration metrics," *Appl. Energy*, vol. 242, no. March, pp. 69–77, 2019.
- [15] P. B. L. Neto, O. R. Saavedra, and D. Q. Oliveira, "The effect of complementarity between solar, wind and tidal energy in isolated hybrid microgrids," *Renew. Energy*, vol. 147, pp. 339–355, 2020.
- [16] J. Widén *et al.*, "Variability assessment and forecasting of renewables: A review for solar, wind, wave and tidal resources," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 356–375, 2015.
- [17] H. Rahmanifard and T. Plaksina, "Hybrid compressed air energy storage, wind and geothermal energy systems in Alberta: Feasibility simulation and economic assessment," *Renew. Energy*, vol. 143, pp. 453–470, 2019.
- [18] B. M. Adams, T. H. Kuehn, J. M. Bielicki, J. B. Randolph, and M. O. Saar, "A comparison of electric power output of CO<sub>2</sub> Plume Geothermal (CPG) and brine geothermal systems for varying reservoir conditions," *Appl. Energy*, vol. 140, pp. 365–377, 2015.
- [19] X. Zhang *et al.*, "Conventional and energy level based exergoeconomic analysis of biomass and natural gas fired polygeneration system integrated with ground source heat pump and PEM electrolyzer," *Energy Convers. Manag.*, vol. 195, no. December 2018, pp. 313–327, 2019.
- [20] L. Freris and I. David, *Renewable Energy in Power Systems*, vol. 53, no. 95. 2008.
- [21] L. Ju, Q. Tan, R. Zhao, S. Gu, Jiaoyang, and W. Wang, "Multi-objective electro-thermal coupling scheduling model for a hybrid energy system comprising wind power plant, conventional gas turbine, and regenerative electric boiler, considering uncertainty and demand response," *J. Clean. Prod.*, vol. 237, p. 117774, 2019.
- [22] D. Li, Y. Hu, D. Li, and J. Wang, "Combined-cycle gas turbine power plant integration with cascaded latent heat thermal storage for fast dynamic responses," *Energy Convers. Manag.*, vol. 183, no. December 2018, pp. 1–13, 2019.
- [23] J. D. Wojcik and J. Wang, "Feasibility study of Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) power plant integration with Adiabatic Compressed Air Energy Storage (ACAES)," *Appl. Energy*, vol. 221, no. March, pp. 477–489, 2018.



- [24] M. Maheshwari and O. Singh, “Comparative evaluation of different combined cycle configurations having simple gas turbine, steam turbine and ammonia water turbine,” *Energy*, pp. 1217–1236, 2019.
- [25] T. Shahriar, M. A. Habib, M. Hasanuzzaman, and M. Shahrear-bin-zaman, “Modelling and optimization of Searaser wave energy converter based hydroelectric power generation for Saint Martin ’ s Island in Bangladesh,” *Ocean Eng.*, no. August, p. 106289, 2019.
- [26] V. Ruffato-Ferreira *et al.*, “A foundation for the strategic long-term planning of the renewable energy sector in Brazil: Hydroelectricity and wind energy in the face of climate change scenarios,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. July, pp. 1124–1137, 2017.
- [27] M. Melikoglu, “Pumped hydroelectric energy storage: Analysing global development and assessing potential applications in Turkey based on Vision 2023 hydroelectricity wind and solar energy targets,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. March 2016, pp. 146–153, 2017.
- [28] S. Zhang, P. Andrews-Speed, and P. Perera, “The evolving policy regime for pumped storage hydroelectricity in China: A key support for low-carbon energy,” *Appl. Energy*, vol. 150, no. 2, pp. 15–24, 2015.
- [29] M. Bongio, F. Avanzi, and C. De Michele, “Hydroelectric power generation in an Alpine basin: Future water-energy scenarios in a run-of-the-river plant,” *Adv. Water Resour.*, vol. 94, pp. 318–331, 2016.
- [30] A. Ulazia, J. Sáenz, G. Ibarra-Berastegi, S. J. González-Rojí, and S. Carreno-Madinabeitia, “Global estimations of wind energy potential considering seasonal air density changes,” *Energy*, vol. 187, p. 115938, 2019.
- [31] J. K. Kaldellis, *Stand-alone and hybrid wind energy systems: Technology, energy storage and applications*. 2010.
- [32] E. Kabalci, R. Bayindir, and E. Hossain, “Hybrid Microgrid Testbed Involving Wind / Solar / Fuel Cell Plants,” no. dc, pp. 880–885, 2014.
- [33] J. Feng, L. Feng, J. Wang, and C. W. King, “Resources , Conservation & Recycling Evaluation of the onshore wind energy potential in mainland China — Based on GIS modeling and EROI analysis,” *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 152, no. 18, p. 104484, 2020.
- [34] C. Emeksiz and T. Cetin, “In case study: Investigation of tower shadow disturbance and wind shear variations effects on energy production, wind speed and power characteristics,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 35, no. June, pp. 148–159, 2019.
- [35] H. Wu, Q. Liu, Z. Bai, G. Xie, J. Zheng, and B. Su, “Thermodynamics analysis of a novel steam/air biomass gasification combined cooling, heating and power system with solar energy,” *Appl. Therm. Eng.*, p. 114494, 2019.
- [36] F. Cotana *et al.*, “Pollutant emissions of a biomass gasifier inside a multifuel energy plant,” *Atmos. Pollut. Res.*, no. September, pp. 0–1, 2019.

- [37] M. Aydin, “The effect of biomass energy consumption on economic growth in BRICS countries: A country-specific panel data analysis,” *Renew. Energy*, pp. 620–627, 2019.
- [38] S. Bezerra, M. Don, J. Kerller, B. De Andrade, and C. Rog, “Influence of physical and chemical compositions on the properties and energy use of lignocellulosic biomass pellets in Brazil,” vol. 147, pp. 1870–1879, 2020.
- [39] K. Bouchouicha, M. A. Hassan, N. Bailek, and N. Aoun, “Estimating the global solar irradiation and optimizing the error estimates under Algerian desert climate,” *Renew. Energy*, pp. 844–858, 2019.
- [40] A. Takilalte, S. Harrouni, M. R. Yaiche, and L. Mora-López, “New approach to estimate 5-min global solar irradiation data on tilted planes from horizontal measurement,” *Renew. Energy*, vol. 145, pp. 2477–2488, 2020.
- [41] M. Marzouq, Z. Bounoua, H. El Fadili, A. Mechaqrane, K. Zenkouar, and Z. Lakhliai, “New daily global solar irradiation estimation model based on automatic selection of input parameters using evolutionary artificial neural networks,” *J. Clean. Prod.*, vol. 209, pp. 1105–1118, 2019.
- [42] D. Kumar, “Hyper-temporal variability analysis of solar insolation with respect to local seasons,” *Remote Sens. Appl. Soc. Environ.*, vol. 15, no. June, p. 100241, 2019.
- [43] D. W. van der Meer, J. Munkhammar, and J. Widén, “Probabilistic forecasting of solar power, electricity consumption and net load: Investigating the effect of seasons, aggregation and penetration on prediction intervals,” *Sol. Energy*, vol. 171, no. March, pp. 397–413, 2018.
- [44] Z. Liu, Z. Zhang, R. Zhuo, and X. Wang, “Optimal operation of independent regional power grid with multiple wind-solar-hydro-battery power,” *Appl. Energy*, vol. 235, no. November 2018, pp. 1541–1550, 2019.
- [45] G. Sahin, F. I. Barro, M. Sané, P. A. A. Honadia, A. Kocyigit, and G. Kerimli, “Performance of conversion efficiency of a bifacial silicon solar cell with particle irradiation,” *Chinese J. Phys.*, vol. 55, no. 1, pp. 203–210, 2017.
- [46] Y. Hubenova and M. Mitov, “Conversion of solar energy into electricity by using duckweed in Direct Photosynthetic Plant Fuel Cell,” *Bioelectrochemistry*, vol. 87, pp. 185–191, 2012.
- [47] A. Calisan, C. G. Ogulgonen, A. Yilmaz, D. Uner, and S. Kincal, “Steam methane reforming over structured reactors under concentrated solar irradiation,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 34, pp. 18682–18693, 2019.
- [48] M. Gambini and M. Vellini, “Hybrid thermal power plants: Solar-electricity and fuel-electricity productions,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 195, no. May, pp. 682–689, 2019.
- [49] Y. Huang, X. Ma, C. Rao, X. Liu, and R. He, “An annular compound parabolic concentrator used in tower solar thermal power generation system,” *Sol. Energy*, vol. 188, no. January, pp. 1256–1263, 2019.
- [50] O. Ogunmodimu and E. C. Okoroigwe, “Concentrating solar power technologies for

- solar thermal grid electricity in Nigeria: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, no. May 2016, pp. 104–119, 2018.
- [51] S. Bell, T. Steinberg, and G. Will, “Corrosion mechanisms in molten salt thermal energy storage for concentrating solar power,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 114, no. August, p. 109328, 2019.
- [52] B. Sørensen and B. Sørensen, “The energy conversion processes,” *Renew. Energy*, pp. 357–567, Jan. 2017.
- [53] B. Atilgan and A. Azapagic, “Life cycle environmental impacts of electricity from fossil fuels in Turkey,” *J. Clean. Prod.*, vol. 106, pp. 555–564, Nov. 2015.
- [54] J. Jung and M. Villaran, “Optimal planning and design of hybrid renewable energy systems for microgrids,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, no. August 2015, pp. 180–191, 2017.
- [55] S. Yilmaz and F. Dincer, “Optimal design of hybrid PV-Diesel-Battery systems for isolated lands: A case study for Kilis, Turkey,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, no. May 2016, pp. 344–352, 2017.
- [56] T. Kousksou *et al.*, “Renewable energy potential and national policy directions for sustainable development in Morocco,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 47, pp. 46–57, Jul. 2015.
- [57] M. Usman, M. T. Khan, A. S. Rana, and S. Ali, “Techno-economic analysis of hybrid solar-diesel-grid connected power generation system,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, pp. 1–10, 2017.
- [58] S. Necaibia, M. Samira, H. Labar, A. Necaibia, and E. D. Castronuovo, “Enhanced auto-scaling incremental conductance MPPT method , implemented on low-cost microcontroller and SEPIC converter,” *Sol. Energy*, vol. 180, no. January, pp. 152–168, 2019.
- [59] S. Necaibia, M. S. Kelaiaia, H. Labar, and A. Necaibia, “Efficient Design and simulation of solar power system with MPPT-based soft switching SEPIC converter at different load levels,” *Environ. Prog. Sustain. Energy*, vol. 0, no. 0, pp. 1–8, 2017.
- [60] C. Yin, H. Wu, F. Locment, and M. Sechilariu, “Energy management of DC microgrid based on photovoltaic combined with diesel generator and supercapacitor,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 132, pp. 14–27, 2017.
- [61] D. Rekioua, “Energy Management for PV Installations,” *Adv. Renew. Energies Power Technol.*, pp. 349–369, Jan. 2018.
- [62] S. Necaibia, M. S. Kelaiaia, H. Labar, A. Necaibia, O. Djelailia, and F. Merad, “Practical implementation of a proposed MPPT control strategy to mitigate inaccurate responses for photovoltaic systems,” *Int. J. Electr. Eng. Informatics*, vol. 10, no. 4, 2018.
- [63] S. Krauter, *Solar Electric Power Generation Photovoltaic Energy Systems*. 2007.
- [64] X. Ju, C. Xu, Y. Hu, X. Han, G. Wei, and X. Du, “Solar Energy Materials & Solar Cells A review on the development of photovoltaic / concentrated solar power ( PV-

- CSP ) hybrid systems,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 161, no. November 2016, pp. 305–327, 2017.
- [65] J. Yang, W. Yuan, Y. Sun, H. Han, X. Hou, and J. M. Guerrero, “A novel quasi-master-slave control frame for PV-storage independent microgrid,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 97, no. October 2017, pp. 262–274, 2018.
- [66] S. Benlebna, N. Manoj, and A. Tahri, “Realtime monitoring on the HIT photovoltaic module characteristic parameters at STC , high and low irradiance conditions in Algeria,” *Procedia Comput. Sci.*, vol. 132, no. Iccids, pp. 1238–1242, 2018.
- [67] M. Akbaba, “Optimum matching parameters of an MPPT unit used for a PVG-powered water pumping system for maximum power transfer,” no. February, pp. 395–409, 2006.
- [68] S. Necaibia, M. S. Kelaiaia, H. Labar, and A. Necaibia, “Practical Implementation of a Proposed MPPT Control Strategy to Mitigate Inaccurate Responses for Photovoltaic Systems,” vol. 10, no. 4, pp. 765–782, 2018.
- [69] S. Li, H. Liao, H. Yuan, Q. Ai, and K. Chen, “A MPPT strategy with variable weather parameters through analyzing the effect of the DC / DC converter to the MPP of PV system,” *Sol. Energy*, vol. 144, pp. 175–184, 2017.
- [70] M. C. Di Piazza and G. Vitale, *Photovoltaic Sources Modeling and Emulation*, vol. 53, 2013.
- [71] K. S. Tey and S. Mekhilef, “Modified incremental conductance MPPT algorithm to mitigate inaccurate responses under fast-changing solar irradiation level,” *Sol. Energy*, vol. 101, pp. 333–342, 2014.
- [72] R. Cakmak, I. H. Altas, and A. M. Sharaf, “Modeling of FLC-incremental based MPPT using DC-DC boost converter for standalone PV system,” *INISTA 2012 - Int. Symp. Innov. Intell. Syst. Appl.*, no. 1, 2012.
- [73] S. Necaibia, “Implementation of an Improved Incremental Conductance MPPT Control Based Boost Converter in Photovoltaic Applications,” pp. 1–19, 2017.
- [74] R. Ayop and C. W. Tan, “Design of boost converter based on maximum power point resistance for photovoltaic applications,” *Sol. Energy*, vol. 160, no. November 2017, pp. 322–335, 2018.
- [75] M. Quamruzzaman and K. M. Rahman, “A modified Perturb and observe maximum power point tracking technique for single-stage grid-connected photovoltaic inverter,” *WSEAS Trans. Power Syst.*, vol. 9, pp. 111–118, 2014.
- [76] E. Bianconi *et al.*, “Perturb and Observe MPPT algorithm with a current controller based on the sliding mode,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 346–356, 2013.
- [77] I. Engineering, “Modified Perturb and Observe Algorithm for Drift Avoidance in PV System Using Neural,” pp. 1546–1553, 2016.
- [78] M. Al-Dhaifallah, A. M. Nassef, H. Rezk, and K. S. Nisar, “Optimal parameter design of fractional order control based INC-MPPT for PV system,” *Sol. Energy*, vol. 159,

- no. June 2017, pp. 650–664, 2018.
- [79] Z. Roumila, D. Rekioua, and T. Rekioua, “ScienceDirect Energy management based fuzzy logic controller of hybrid system wind / photovoltaic / diesel with storage battery Fuzzy logic Control,” *Int. J. Hydrogen Energy*, pp. 1–11, 2017.
- [80] V. Friedel, “Modeling and Simulation of a Hybrid Wind-Diesel Microgrid,” *Technology*, no. June, 2009.
- [81] K. Storm and K. Storm, “Diesel power plant,” *Ind. Process Plant Constr. Estim. Man-Hour Anal.*, pp. 113–133, Jan. 2019.
- [82] M. U. Hassan, M. Humayun, R. Ullah, B. Liu, and Z. Fang, “Control strategy of hybrid energy storage system in diesel generator based isolated AC micro-grids,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 5, no. 3, pp. 964–976, 2018.
- [83] G. Loois, T. C. J. van der Weiden, and K. J. Hoekstra, “Technical set-up and use of PV diesel systems for houseboats and barges,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 35, pp. 487–496, Sep. 1994.
- [84] R. D. Geertsma, R. R. Negenborn, K. Visser, and J. J. Hopman, “Design and control of hybrid power and propulsion systems for smart ships: A review of developments,” *Appl. Energy*, vol. 194, pp. 30–54, 2017.
- [85] S. Benhamed *et al.*, “Dynamic modeling of diesel generator based on electrical and mechanical aspects,” *2016 IEEE Electr. Power Energy Conf. EPEC 2016*, 2016.
- [86] L. Avenues, “Impact of diesel generator operating modes on standalone DC microgrid and control strategies implying supercapacitor,” 2018.
- [87] C. Ghenai, M. Bettayeb, B. Brdjanin, and A. K. Hamid, “Hybrid solar PV/PEM fuel Cell/Diesel Generator power system for cruise ship: A case study in Stockholm, Sweden,” *Case Stud. Therm. Eng.*, vol. 14, p. 100497, Sep. 2019.
- [88] M. Shabani and J. Mahmoudimehr, “Techno-economic role of PV tracking technology in a hybrid PV-hydroelectric standalone power system,” *Appl. Energy*, vol. 212, no. September 2017, pp. 84–108, 2018.
- [89] M. A. E. Soberanis, T. Mithrush, A. Bassam, T. Mithrush, and A. Bassam, “A sensitivity analysis to determine technical and economic feasibility of energy storage systems implementation: a flow battery case study,” 2017.
- [90] Ankit, S. K. Sahoo, S. Sukchai, and F. F. Yanine, “Review and comparative study of single-stage inverters for a PV system,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, pp. 962–986, Aug. 2018.
- [91] E. M. S. Brito, A. F. Cupertino, P. D. Reigosa, Y. Yang, V. F. Mendes, and H. A. Pereira, “Impact of meteorological variations on the lifetime of grid-connected PV inverters,” *Microelectron. Reliab.*, vol. 88–90, pp. 1019–1024, Sep. 2018.
- [92] D. B. Carvalho, E. C. Guardia, and J. W. Marangon Lima, “Technical-economic analysis of the insertion of PV power into a wind-solar hybrid system,” *Sol. Energy*, vol. 191, pp. 530–539, Oct. 2019.

- [93] T. Kushida and R. Abe, "Optimal design of a grid connected PV-diesel hybrid system," pp. 2–5, 2016.
- [94] M. S. Ismail, M. Moghavvemi, and T. M. I. Mahlia, "Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate," *Energy Convers. Manag.*, vol. 69, pp. 163–173, 2013.
- [95] A. H. Fathima and K. Palanisamy, "Renewable systems and energy storages for hybrid systems," *Hybrid-Renewable Energy Syst. Microgrids*, pp. 147–164, Jan. 2018.
- [96] P. Breeze and P. Breeze, "Storage technologies," *Power Gener. Technol.*, pp. 134–152, Jan. 2005.
- [97] "Technologies of energy storage systems," *Grid-scale Energy Storage Syst. Appl.*, pp. 17–56, Jan. 2019.
- [98] O. S. Burheim and O. S. Burheim, "Mechanical Energy Storage," *Eng. Energy Storage*, pp. 29–46, Jan. 2017.
- [99] "Storage Systems – Principles, Technologies and Implementation," *Power Electron. Appl. to Ind. Syst. Transp.*, pp. 129–221, Jan. 2016.
- [100] T. Ma, H. Yang, L. Lu, and J. Peng, "Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong," *Renew. Energy*, vol. 69, pp. 7–15, 2014.
- [101] L. M. Al-hadhrami and M. Alam, "Pumped hydro energy storage system: A technological review," vol. 44, pp. 586–598, 2015.
- [102] T. Ma, H. Yang, L. Lu, and J. Peng, "Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: Modeling and techno-economic optimization," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 649–659, 2015.
- [103] B. K. Das and F. Zaman, "Performance analysis of a PV / Diesel hybrid system for a remote area in Bangladesh: Effects of dispatch strategies, batteries, and generator selection," *Energy*, vol. 169, pp. 263–276, 2019.
- [104] A. Khiareddine, C. Ben Salah, D. Rekioua, and M. F. Mimouni, "Sizing methodology for hybrid photovoltaic /wind/ hydrogen/battery integrated to energy management strategy for pumping system," *Energy*, vol. 153, pp. 743–762, Jun. 2018.
- [105] Z. Roumila, D. Rekioua, and T. Rekioua, "Energy management based fuzzy logic controller of hybrid system wind/photovoltaic/diesel with storage battery," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 30, pp. 19525–19535, Jul. 2017.
- [106] P. J. Corral-Vega, L. M. Fernández-Ramírez, and P. García-Triviño, "Hybrid powertrain, energy management system and techno-economic assessment of rubber tyre gantry crane powered by diesel-electric generator and supercapacitor energy storage system," *J. Power Sources*, vol. 412, pp. 311–320, Feb. 2019.