

Université Mohamed Khider – Biskra
Faculté des Sciences et de la technologie
Département : Génie Civil et Hydraulique
Ref :.....



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم والتكنولوجيا
قسم: الهندسة المدنية والري
المرجع:.....

Thèse présentée en vue de l'obtention
Du diplôme de
Doctorat en sciences en : Hydraulique

Spécialité : Hydraulique

**Modélisation énergétique et optimisation économique
d'un système hybride dédié au pompage**

Présentée par :
Ammar Hachemi

Soutenue publiquement le 18 février 2017

Devant le jury composé de :

Mr. REMINI Boualem	Professeur	Président	Université de Blida
Mr. BOUZIAN Mohamed Tewfik	Professeur	Rapporteur	Université de Biskra
Mr. SAAD HAMOUDI Abdelamir	Professeur	Examineur	Université de Chlef
Mr. BRIMA Abdelhafid	Professeur	Examineur	Université de Biskra

ملخص

إن أنظمة الضخ المستمدة من الطاقة المتجددة تحتل مكانا هاما وخاصة في المواقع النائية والمعزولة، بحيث تسمح باستخراج المياه من الآبار وعلى أعماق كبيرة والتي تتطلب طاقة كبيرة. هذه الأنظمة تحتاج إلى دراسات تقنية واقتصادية معمقة. عملنا في هذه الأطروحة يتمثل في مراجعة شاملة لمختلف تقنيات الضخ القديمة منها والحديثة، وضع نماذج طاقوية واقتصادية لمختلف الأنظمة الفرعية وكذا النظام ككل. تطوير نماذج لتحديد الحجم والتسيير الأمثل للطاقة وكذا أداء تحليلات تقنية واقتصادية لمختلف تكوينات وأشكال أنظمة الطاقة المتجددة المعتمدة لضخ المياه.

نتائج الدراسة المتحصل عليها من الناحية التقنية تثبت مرونة النظام المقترح مع الطلب المتغير للطاقة خلال العام وما يصحبه من تغير الشعاع الشمسي الوارد. أما من الناحية الاقتصادية والبيئية فالنتائج تثبت تفوق النظام الهجين بالمقارنة مع نظام الضخ بالديزل خاصة من حيث التكلفة والفعالية.

الكلمات المفتاحية: ضخ المياه، الأنظمة الهجينة، الموثوقية، الأمثل، تحليل تقني اقتصادي

ABSTRACT

Pumping systems from renewable energy occupy an important place, especially in isolated sites. They can extract water from wells and boreholes at great depths, which demands a great power. These systems require thorough technical and economic studies. Our study in this thesis, is a comprehensive review of the various techniques of water pumping including antique and modern one; establish energy and economic models of subsystems and the whole system too; developing models for sizing and optimal energy management and perform technical and economic analyses of different configurations and variations of such power systems for renewable energy adopted for pumping water.

The Results of this study from a technical perspective show the flexibility of the proposed system with variable energy demand during the year and with the variation of the solar irradiation. From economic and environmental perspective, the results demonstrate superiority of hybrid system compared to the diesel pumping system, notably in terms of cost and effectiveness of the system.

Keywords: Water pumping, hybrid system, reliability, optimum, techno-economic analysis

RÉSUMÉ

Les systèmes de pompage à énergie renouvelable occupent une place importante en particulier dans les sites isolés. Ils permettent d'extraire l'eau des puits ou de forage à de grandes profondeurs, ce qui exige beaucoup d'énergie. Ces systèmes nécessitent des études technico-économiques approfondies. Il s'agit d'une revue complète sur les techniques de pompage de l'eau traditionnels et modernes ; d'établir des modèles énergétiques et économiques des sous-systèmes et système global ; développer des modèles de dimensionnement et de gestion optimal de l'énergie et d'effectuer des analyses technico-économiques de différentes configurations et de variantes de tels systèmes de production électrique à énergie renouvelable adopté pour le pompage de l'eau.

Les résultats de cette l'étude démontrent de point de vue technique la souplesse et la flexibilité du système proposé avec la demande variable de l'énergie au cours de l'année, ainsi qu'avec la variation de l'irradiation solaire. De point de vue économique et environnementale, les résultats démontrent la supériorité du système hybride par rapport au système de pompage diesel notamment en matière de coût et d'efficacité.

Mots clé : Pompage d'eau, système hybride, fiabilité, optimum, analyse technico-économique

Remerciements

En préambule à cette thèse, je souhaite adresser ici tous mes remerciements aux personnes qui m'ont apporté leur aide et qui ont ainsi contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Je tiens tout d'abord à remercier le directeur de cette thèse, le professeur **BOUZIAN Mohamed Tewfik**, pour m'avoir guidé, orienté encouragé et pour le temps qu'il a bien voulu me consacrer et sans qui cette thèse n'aurait jamais vu le jour.

Je tiens à remercier sincèrement les membres du jury :

- Monsieur le professeur **REMINE Boualem** enseignant chercheur à l'université de Blida qui m'a fait l'honneur de présider ce jury.
- Monsieur le professeur **SAAD HAMOUDI Abdelamir** enseignant chercheur à l'université de Chlef qui m'a fait l'honneur de bien vouloir juger ce travail.
- Monsieur le professeur **BRIMA Abdelhafid** enseignant chercheur à l'université de Biskra qui m'a fait l'honneur d'évaluer ce travail.

Enfin, mes derniers remerciements mais non les moindres s'adressent à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réussite de ma formation.

Dédicaces

Avec ma profonde gratitude et grand amour, je dédie ce travail en signe de reconnaissance et de respect :

- À la mémoire de mon cher père **AMMAR SAID** avec lequel je n'aurais pas le plaisir de partager cet événement, mais qui est et qui demeurera dans mon cœur et à jamais. J'espère que je saurai à la hauteur des valeurs que tu as semées en nous. Que Dieu le tout-puissant lui accorde sa miséricorde.*
- À ma très chère mère **BAOUIA FATIHA** qui a consacré sa vie à bâtir la mienne, pour ces sacrifices qu'elle est endurés pour faire de moi ce que je suis aujourd'hui, Je leur serai éternellement reconnaissant.*
- À mon épouse qui a toujours été à mes côtés et qui n'a jamais cessé de me soutenir et de m'encourager pour que je puisse finir et réussir mes études.*
- À mes frangins et frangines.*
- À tous mes collègues de travail à **URÆR** avec lesquels j'ai débuté ma vie professionnelle.*
- À tous mes amis de l'**ENSH** et de l'**ENP** sans exception.*

A toute ma famille ainsi qu'à mes amis.

SOMMAIRE

	Page
Résumé en langue arabe.....	I
Résumé en langue anglaise.....	I
Résumé en langue française.....	II
Remerciements.....	III
Dédicaces.....	VI
Sommaire	V
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	XI
Nomenclature.....	XII
INTRODUCTION GENERALE.....	1

CHAPITRE 1 : LES SYSTEMES DE POMPAGE DE L'EAU

I.1. Introduction	04
I.2. Ressources en eaux de l'Algérie.....	05
I.2.1. Les potentialités globales en eau.....	05
I.2.2. Capacités de mobilisation.....	05
I.3. Pompes et systèmes de pompage.....	09
I.3.1. Les pompes volumétriques.....	10
I.3.2. Les Pompes roto-dynamiques.....	10
I.3.3. Les pompes centrifuges.....	12
I.3.4. Principe de fonctionnement du système de pompage.....	13
I.3.5. Vitesse et diamètre spécifique d'une pompe.....	18
I.3.6. Systèmes de transmission.....	20
I.3.7. Les moteurs électriques destinés aux pompes.....	24
I.4. Le pompage de l'eau dans les régions arides.....	29
I.4.1. Le Pompages manuel.....	29
I.4.2. Le Pompage d'eau par groupe électrogène au diesel.....	31
I.4.3. Pompage d'eau par le réseau.....	32
I.4.4. Le pompage éolien.....	33
I.4.5. Le pompage par énergie solaire photovoltaïque.....	35
I.5 Conclusion.....	36

CHAPITRE 2 : ETAT DE L'ART DES SYSTEMES D'ENERGIES RENOUVELABLES

II.1. Introduction	38
II.2. La production d'électricité par les énergies renouvelables.....	38
II.2.1. L'énergie hydroélectrique.....	38
II.2.2. L'énergie éolienne.....	41
II.2.3. L'énergie solaire photovoltaïque	44
II.2.4. L'électricité géothermique.....	50
II.3. La production de chaleur par les sources renouvelables.....	53
II.3.1. Le solaire thermique	53
II.3.2. La chaleur d'origine géothermique.....	57
II.4 La biomasse.....	58
II.4.1. Technologies de conversion de la biomasse.....	59
II.4.2. Les biocarburants.....	59
II.4.3. Types de biocarburants.....	60
II.4.4 Possibilité de remplacement des énergies fossiles.....	60
II.5. L'énergie dans le monde et en Algérie.....	60
II.5.1. Consommation énergétique mondiale.....	60
II.5.2. Consommation et production de l'énergie en Algérie.....	62
II.5.3. Le programme national de développement des énergies renouvelables adopté.....	64
II.5.4. Répartition de la Puissance installée par Application.....	67
II.5.5. Répartition de la Puissance installée ressource.....	68
II.6. Potentiels énergétiques en Algérie.....	68
II.6.1. Potentiel solaire de l'Algérie	68
II.6.2 Potentiel éolien de l'Algérie.....	71
II.6.3. Potentiel Géothermique de l'Algérie.....	72
II.6.4 Potentiel de l'Hydroélectricité de l'Algérie.....	74
II.6.5 Le Potentiel de la Biomasse.....	75
II.7. Conclusion.....	77

CHAPITRE 3 : MODELISATION DES ELEMENTS DE GESTION DE L'ENERGIE ET DU SYSTEME COMPLET

III.1. Introduction.....	79
III.2. Applications des systèmes à énergie renouvelable au pompage de l'eau.....	79
III.2.1. Systèmes de pompage photovoltaïque autonome.....	79
III.2.2. Le pompage éolien autonome.....	81
III.2.3 Pompage autonome hybride.....	82
III.3. Le système de pompage adopté.....	84
III.4. Modélisation du système de pompage hybride globale.....	85
III.4.1. Modélisation de l'Irradiation Solaire.....	85
III.4.2. Modélisation du générateur photovoltaïque.....	92
III.4.3. Modélisation du système de stockage chimique (batteries)	104
III.4.4. Modélisation du générateur diesel.....	109
III.4.5. Modélisation de l'onduleur triphasé.....	114
III.4.6. Modélisation l'ensemble moteur- pompe centrifuge.....	116
III.4.7. Modélisation du système de pompage hybride global.....	122
III.5. Conclusion.....	127

CHAPITRE 4 : DIMENSIONNEMENT ET OPTIMISATION ENERGETIQUE ET TECHNICO-ECONOMIQUE

IV.1. Introduction	129
IV.2 Dimensionnement du Système d'énergie hybride.....	129
IV.2.1. Présentation de HOMER.....	129
IV.2.2. Construire le schéma de conception du système hybride.....	130
IV.2.3. Caractéristiques de la région d'étude.....	131
IV.2.4. Besoins en eau des cultures.....	133
IV.2.5. Profils de charge du système de pompage.....	134
IV.2.6. Les coûts.....	135
IV.2.7. Caractéristiques techniques des composants utilisés.....	135
IV.3. Résultats et discussions.....	137
IV.3.1. Résultats d'optimisation.....	137
IV.4. Conclusion.....	147
CONCLUSION GENERALE.....	148
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	
PRODUCTIONS SCIENTIFIQUES	

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure I.1 : Bassins hydrographiques de l'Algérie.....	5
Figure I.2 : Classification des pompes hydrauliques.....	11
Figure I.3 : Pompe centrifuge - construction de base.....	13
Figure I.4 : Schéma d'une pompe centrifuge.....	14
Figure I.5 : Triangle des vitesses.....	15
Figure I.6 : Classification des turbopompes en fonction de la vitesse spécifique.....	19
Figure I.7 : Moteur électrique accouplé directement à une pompe centrifuge.....	21
Figure I.8 : Pompe directement accouplée à un moteur diesel.....	22
Figure I.9 : Pompe à piston entraînée par une courroie et actionnée par un moteur électrique.....	22
Figure I.10 : Réducteur de vitesse à double étage utilisé pour l'accouplement d'un moteur électrique à une pompe à chapelet et à disque	23
Figure I.11 : Pompe éjecteur de forage.....	24
Figure I.12 : Moteur à courant continu avec balais.....	25
Figure I.13 : Caractéristiques du couple en fonction de la vitesse et de la vitesse en fonction du courant d'un moteur shunt et d'un moteur série.....	27
Figure I.14 : Courbe du couple en fonction de la vitesse du moteur asynchrone bipolaire	28
Figure I.15 : Pompe à main alternatif	30
Figure I.16 : Pompe à main semi-rotative.....	30
Figure 1.17 : Moteur diesel à entraînement par courroie, accouplé à une pompe centrifuge.....	32
Figure I.18 : Pompage éolien mécanique.....	34
Figure 1.19 : Systèmes éoliens mécanique et électrique de pompage de l'eau.....	35
Figure I.20 : Système de pompage solaire photovoltaïque.....	36
Figure II.1 : Aménagement par dérivation.....	39
Figure II.2 : Aménagement par retenue.....	40
Figure II.3 : Centrale d'accumulation par pompage.....	41
Figure II.4 : Pompe éolienne agricole en acier dite "moulin américain".....	42
Figure II.5 : L'utilisation énergie éolienne par l'homme est ancienne. Moulins dans la région de La Mancha, Espagne.....	43
Figure II.6 : Evolution des puissances éoliennes installées dans le monde en MW.....	44
Figure II.7 : Éolienne contemporaine dans la prairie de Mongolie-Intérieure.....	44
Figure II.8 : Ressources renouvelables annuelles sur la Terre.....	45
Figure II.9 : Spectre solaire hors atmosphère.....	46
Figure II.10 : Principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque..	47
Figure II.11 : Cellules monocristallines.....	49
Figure II.12 : Cellules polycristallines.....	49
Figure II.13 : Cellules amorphes.....	49
Figure II.14 : Schéma descriptif d'une centrale géothermique conventionnelle à vaporisation directe.....	51
Figure II.15 : Schéma descriptif d'une centrale géothermique conventionnelle à vaporisation éclair.....	52
Figure II.16 : Schéma descriptif d'une centrale géothermique à cycle.....	53
Figure II.17 : Capteur plan	54
Figure II.18 : Concentrateur cylindro-parabolique.....	55
Figure II.19 : Concentrateur parabolique	56
Figure II.20 : Système de centrale à tour.....	56
Figure II.21 : Circuit géothermale d'une centrale pour la production de chaleur.....	57
Figure II.22 : Les systèmes de pompes à chaleur géothermiques à boucle fermée et à boucle ouverte.....	58
Figure II.23 : Répartition de l'énergie primaire consommée par type d'énergie en 2013.....	61
Figure II.24 : Consommation mondiale annuelle de l'énergie primaire.....	61
Figure II.25 : Consommation énergétique mondiale d'origine renouvelable.....	62
Figure II.26 : Consommation énergétique global le annuelle en Algérie.....	63

Figure II.27 :	Répartition de l'énergie primaire consommée en Algérie par type d'énergie en 2013.....	63
Figure II.28 :	Evolution de la production d'électricité en Algérie.....	64
Figure II.29 :	Pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale en TWh.....	65
Figure II.30 :	Structure du parc de la production nationale en MW.....	66
Figure II.31 :	Répartition de la Puissance installée par Application.....	68
Figure II.32 :	Potentiel solaire en Algérie.....	69
Figure II.33 :	Irradiation globale journalière au mois de Juillet sur les plans : a- horizontal et b- normal.....	69
Figure II.34 :	Irradiation globale journalière au mois de Décembre sur les plans : a- horizontal et b-normal.....	69
Figure II.35 :	Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol.....	71
Figure II.36 :	Carte représentant les nappes du Continental Intercalaire et du Complexe Terminal.....	73
Figure II.37 :	Carte des températures des eaux de la nappe du Continental Intercalaire.....	74
Figure III.1 :	Système de pompage au fils du soleil.....	80
Figure III.2 :	System de pompage photovoltaïque autonome avec batterie.....	81
Figure III.3 :	System de pompage éolien autonome	82
Figure III.4 :	System de pompage hybride éolien-photovoltaïque.....	83
Figure III.5 :	System de pompage hybride photovoltaïque /diesel	84
Figure III.6 :	Mouvement de la terre autour du soleil.....	85
Figure III.7 :	Repère équatorial.....	86
Figure III.8 :	Repère horizontal.....	87
Figure III.9 :	Eclairage direct, diffus et globale sur un plan incliné.....	91
Figure III.10 :	Schéma équivalent d'une cellule solaire.....	92
Figure III.11 :	Schéma équivalent à une diode sans résistance shunt.....	94
Figure III.12 :	Schéma équivalent à deux diodes.....	94
Figure III.13 :	Schéma équivalent à deux diodes sans résistance shunt.....	95
Figure III.14 :	Influence de l'ensoleillement sur les courbes I-V et P-V(module Isofoton110w)	96
Figure III.15 :	Influence de la température sur les courbes I-V et P-V. (module Isofoton110w)	97
Figure III.16 :	Schéma bloc du générateur photovoltaïque.....	98
Figure III.17 :	Bloc de la cellule solaire sous Simulink.....	98
Figure III.18 :	Model du générateur photovoltaïque sous PSIM.....	99
Figure III.19 :	Caractéristique I(V) et P(V) du module photovoltaïque utilisé T=25°C et Eclairage 1000W/m ² sous PSIM.....	100
Figure III.20 :	Caractéristique I(V) d'un générateur PV (12panneaux) pour T=25°C et Eclairage 1000 w/m ²	101
Figure III.21 :	Convertisseur MPPT.....	101
Figure III.22 :	Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation (P and O).....	102
Figure III.23 :	Modèle de la méthode P& O MPPT sous PSIM.....	103
Figure III.24 :	Résultats de la simulation par méthode P& O MPPT sous PSIM (Pmax and Po, (b) Vcell, (c) Vload Icell).....	103
Figure III.25 :	Cellule électrochimique de base.....	104
Figure III.26 :	Evolution de la tension avec le temps, durant la charge et la décharge.....	106
Figure III.27 :	Modèle électrique simplifié.....	107
Figure III.28 :	Hacheur réversible en courant.....	108
Figure III.29 :	Modèle PSIM d'un Hacheur réversible.....	108
Figure III.30 :	Synoptique du système de stockage couplé avec la générateur PV.....	109
Figure III.31 :	Configuration du générateur diesel.....	109
Figure III.32 :	Bloc-diagramme d'un moteur diesel simplifié et du régulateur de vitesse.....	110
Figure III.33 :	Modèle équivalent d'un enroulement.....	112
Figure III.34 :	Modèle de la génératrice synchrone sous PSIM.....	113
Figure III.35 :	Simulation de la génératrice synchrone (I1, I2, I3, V, Tarb, Tm)	113
Figure III.36 :	Schéma électrique de l'onduleur triphasé.....	114
Figure III.37 :	Schéma équivalent de l'onduleur triphasé en valeurs moyennes.....	115
Figure III.38 :	Model de simulation de l'onduleur triphasé sous PSIM.....	115
Figure III.39 :	Simulation de l'onduleur triphasé sous PSIM.....	116
Figure III.40 :	Choix d'une pompe selon la hauteur et le débit demandés.....	117

Figure III.41 :	Représentation schématique d'une machine asynchrone triphasée.	118
Figure III.42 :	Model du moteur asynchrone sous PSIM.....	119
Figure III.43 :	Caractéristiques d'une pompe centrifuge a) et b)	120
Figure III.44 :	Courbes H(Q) de la pompe solaire(GrundfosSQF5A).....	122
Figure III.45 :	Schéma synoptique du système hybride global.....	123
Figure III.46 :	Stratégie de command du system hybride adopté.....	124
Figure III.47 :	Résultat de simulation d'une pompe centrifuge associer à un moteur asynchrone sous PSIM (I_a, I_b, I_c, couple_charge, vitesse, couple moteur)	125
Figure III.48 :	Schéma synoptique du système hybride global avec PSIM.....	126
Figure III.49 :	Résultat de simulation d'une pompe sous PSIM (débit et hauteur)	127
Figure IV.1 :	Model conceptuel de HOMER.....	130
Figure IV.2 :	Architecture du SEH.....	131
Figure IV.3 :	Évolution de l'ensoleillement mensuelle.....	132
Figure IV.4 :	Besoin eau des cultures moyennes mensuelles.....	133
Figure IV.5 :	Consommation moyenne mensuelle du système de pompage.....	134
Figure IV.6 :	Profil de charge mensuel du système de pompage.....	135
Figure IV.7 :	Résultats optimums de la simulation par HOMER.....	138
Figure IV.8 :	Les coûts du système hybride (PV/diesel avec batterie)	139
Figure IV.9 :	La production de la moyenne mensuelle d'électricité du système hybride.....	140
Figure IV.10 :	Relation entre les différents coûts et la capacité multiple du générateur photovoltaïque.....	143
Figure IV.11 :	Relation entre les différents coûts et le prix du diesel.....	143
Figure IV.12 :	Relation entre la fraction des énergies renouvelables et la capacité multiple du générateur photovoltaïque.....	144
Figure IV.13 :	Relation entre la fraction des énergies renouvelables et le prix du diesel.....	144
Figure IV.14 :	Relation entre l'émission du CO2 et la capacité multiple du générateur photovoltaïque.....	145
Figure IV.15 :	Relation entre l'émission du CO2 et le prix du diesel.....	145
Figure IV.16 :	Relation entre le dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes et la capacité multiple du générateur photovoltaïque.....	146
Figure IV.17 :	Relation entre le dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes et le prix du diesel.....	146
Figure IV.18 :	Graphe du système le plus optimum.....	147

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau II.1 : Puissance installées par application.....	67
Tableau II.2 : Puissance installées par ressource.....	68
Tableau II.3 : Répartition du potentiel solaire en Algérie.....	70
Tableau II.4 : Caractéristiques de quelques sources thermales du Nord de l'Algérie.....	73
Tableau II.5 : Potentiel hydroélectrique Algérien.....	75
Tableau II.6 : Configuration de la palmeraie algérienne entre 1983 et 2003.....	76
Tableau II.7 : Estimation quantitative des sous-produits du palmier dattier par rapport à l'année 2005.....	76
Tableau III.1 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque panneau ISO FOTON110W dans les conditions standards.....	99
Tableau IV.1 : Caractéristiques géographiques la région de Ghardaïa.....	131
Tableau IV.2 : Données météorologiques de la région de Ghardaïa.....	132
Tableau IV.3 : Paramètres techniques et coûts du générateur photovoltaïque.....	136
Tableau IV.4 : Paramètres techniques et coûts du convertisseur bidirectionnel.....	136
Tableau IV.5 : Paramètres techniques et coûts du groupe diesel	137
Tableau IV.6 : Paramètres techniques et coûts des batteries de stockage	137
Tableau IV.7 : Comparaison des coûts entre hybride PV/diesel avec batterie et un système autonome diesel avec batterie de stockage.....	139
Tableau IV.8 : Comparaison des polluants émet entre un système hybride (PV/diesel) et un système autonome diesel.....	141

Nomenclature

Symbole	Désignation	Unité
A	Facteur d'idéalité de la jonction $1 < A < 3$.	-
α	Angle d'attaque	(°)
α	Azimute du soleil	(°)
β	Angle d'entrée	(°)
β	Inclinaison solaire	(°)
C	Constante des pertes de charge	-
Cr	Couple résistant	(N.m)
Cs	Couple statique	(N.m)
D	Diamètre de la pompe	(m)
D	Eclairement diffus	(w/m ²)
d	Diamètre de la canalisation	(mm)
δ	Déclinaison solaire	(°)
ΔH	Perte de charge	(m)
ΔH_c	Perte de charge de la canalisation	(m)
E	Eclairement standard	(w/m ²)
E	Force électromotrice	(N)
ξ	Coefficient des pertes de charge singulières	-
eg	f.é.m. à vide	(V)
f	Fréquence des courants alternatifs	(Hz)
Φ	Débit de carburant	(l/h)
Φ	flux maximum à travers un enroulement	(Wb)
g	Gravité	(m ² /s)
G	Eclairement global	(w/m ²)
Ω_d	Vitesse de rotation	(tr/min)
Ω_s	Vitesse de rotation	(rad/s)
γ	Poids volumique	(kg/m.s)
H	HMT nominale	(m)
H	Angle horaire du soleil	(°)
h ₀	Altitude du soleil	(°)

Hg	Hauteur géométrique	(m)
Hp	Hauteur de pompage	(m)
Hth	Hauteur théorique	(m)
i	Angle d'incidence	(°)
I	Courant fourni par le GPV	(A)
Id	Courant de la diode	(A)
Iph	Photo courant créé par la cellule	(A)
I ₀	Courant de diode	(A)
I _{sc}	Courant de court-circuit	(A)
I _{cell}	Courant du cellule PV	(A)
I _{bat}	Courant de la batterie	(A)
I _n	Eclairement direct normal	(W/m ²)
J _{ds}	Inertie totale de l'ensemble moteur diesel générateur synchrone.	(Kg.m ²)
K	Constant de Boltzmann (1,38.10 ⁻²³).	(J/K)
K	Coefficient de Kapp.	-
K'	Constante globale (caractéristique de la machine)	-
M	Couple de torsion	(N.m)
L _g	Inductance synchrone	(H)
l	Longueur de la canalisation	(m)
λ	Coefficient des pertes de charge.	-
m	Masse	(kg)
m _A	Masse atmosphérique	(kg)
N	Vitesse de la pompe	(tr/min)
N	Nombre de conducteurs d'une phase de la machine.	(U)
η	Rendement (%).	(%)
nc	Nombre de cylindres.	(U)
ns	Vitesse de rotation	(rpm)
P	Pression	(N/m ²)
P	Puissance	(W)
P(v)	Puissance fournie par le générateur	(W)
Pa	Puissance absorbée	(Kw)
Pu	Puissance utile	(Kw)
P _{max}	P _{max} : puissance maximale	(W)

Q	Débit nominale	(m ³ /s)
q	Charge de l'électron =>1,602.10-19	-
R _s	Résistance série	(ohm)
R _{sh}	Résistance shunt	(ohm)
R _g	Résistance de l'enroulement	(ohm)
R	Rayon de la roue	(m)
T ₀	Trouble dû à l'absorption gazeuse.	-
TSV	Temps solaire vrais	(H)
T	Température de la cellule	(°K)
T	Température standard=25°c.	(°C)
T _d	Couple produit par le moteur diesel	(N.m)
T _d	Couple mécanique sur l'arbre	(N.m)
T _{em_g}	Couple électromagnétique	(N.m)
T _{arb}	Couple de l'arbre	(N.m)
T _m	Couple mécanique	(N.m)
V	Vitesse	(m/s)
V	Tension aux bornes du GPV	(V)
V _{oc}	Tension à circuit ouvert	(V)
V _{opt}	Tension à P _{max} ou tension optimale	(V)
V _{cell}	Tension fournie par la cellule PV	(V)
V _{load}	Tension fournie à la charge	(V)
V _{bat}	Tension aux bornes des batteries	(V)
ω	Vitesse angulaire	(rad/s)
ω _g	Pulsation du champ magnétique	(rad/s)
Z	Altitude de lieu	(km)

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

La consommation d'énergie mondiale et dans notre pays ne cesse d'augmenter. La grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, etc.) dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace s'est manifestée principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre.

Les énergies renouvelables offrent la possibilité de produire de l'électricité propre et surtout dans une moindre dépendance des ressources, à condition d'accepter leurs fluctuations naturelles et parfois aléatoires.

L'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque comme source d'énergie pour le pompage d'eau est considérée comme l'une des solutions les plus prometteuses d'application de l'énergie solaire photovoltaïque.

Les systèmes photovoltaïques de pompage d'eau exigent seulement qu'il y ait suffisamment de soleil et une source de l'eau, le besoin d'une utilisation fiable et continue de cette énergie pour le pompage de l'eau devient une nécessité durant la dernière décennie et au futur. Le cout du système de pompage photovoltaïque (générateur photovoltaïque), le rendement du système qui dépend de l'ensoleillement (système à couplage direct surtout) et le caractère aléatoire de la charge font que le pompage photovoltaïque n'est pas le système le plus économique en Algérie.

Les modèles énergétiques prospectifs suscitent de plus en plus d'intérêt. Ils constituent une aide précieuse d'aide à la décision concernant les règlementations énergétiques. Il faut noter que ces modèles ne font pas de prédictions mais permettent notamment d'évaluer sur le long terme plusieurs scénarios possibles d'évolution du système énergétique, d'anticiper les évolutions et les impacts des prix de l'énergie à moyen et long terme et d'estimer les émissions de polluants.

Le problème de la puissance variable et non garantie produite par les sources d'énergies renouvelables peut être résolu par un couplage des sources d'approvisionnement et la formation d'un système dit hybride. Le système hybride à sources d'énergies renouvelables est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie, parmi lesquelles une au moins est renouvelable.

Dans la recherche de solutions à la maîtrise de l'énergie applicable au pompage, il nous paraît intéressant de connaître les bénéfices d'une nouvelle technique de pompage basée sur la complémentarité de deux sources d'énergies renouvelables.

Pour résoudre cette problématique, nous avons divisé cette thèse en quatre chapitres. Dans le chapitre 1, nous présentons une étude détaillée sur les systèmes de pompage de l'eau de l'archaïque jusqu'au moderne, aux différents types de pompe et aux ressources en eau que dispose l'Algérie.

Un état de l'art des énergies renouvelables est présenté dans le deuxième chapitre. Quelques chiffres montrent l'importance et l'évolution dans le temps de la consommation énergétique dans le monde et en Algérie. Cette étude est consolidée avec un aperçu sur les gisements et le potentiel énergétique de l'Algérie.

Dans le troisième chapitre nous avons choisi le système hybride adéquat pour le pompage autonome dans la région d'étude où nous avons modélisé et simulé chaque sous-système à part, ce qui a conduit à la simulation du système global.

Sur la base du système hybride étudié dans le précédent chapitre, une étude technico-économique et approfondie est réalisée dans le quatrième chapitre pour différentes configurations et variantes du système moyennant le logiciel HOMER.

Le système optimum ainsi déterminé servira d'outil de dimensionnement performant de gestion optimale adaptée pour le pompage de l'eau dans la région d'étude.

CHAPITRE 1 : LES SYSTEMES DE POMPAGE DE L'EAU

CHAPITRE 1 : LES SYSTEMES DE POMPAGE DE L'EAU

SOMMAIRE

- I.1. Introduction
- I.2. Ressources en eaux de l'Algérie
 - I.2.1. Les potentialités globales en eau
 - I.2.2. Capacités de mobilisation
- I.3. Pompes et systèmes de pompage
 - I.3.1. Les pompes volumétriques
 - I.3.2. Les Pompes roto-dynamiques
 - I.3.3. Les pompes centrifuges
 - I.3.4. Principe de fonctionnement du système de pompage
 - I.3.5. Vitesse et diamètre spécifique d'une pompe
 - I.3.6. Systèmes de transmission
 - I.3.7. Les moteurs électriques destinés aux pompes
- I.4. Le pompage de l'eau dans les régions arides
 - I.4.1. Le Pompages manuel
 - I.4.2. Le Pompage d'eau par groupe électrogène au diesel
 - I.4.3. Pompage d'eau par le réseau
 - I.4.4. Le pompage éolien
 - I.4.5. Le pompage par énergie solaire photovoltaïque
- I.5 conclusion

I.1. Introduction

L'accès durable aux ressources en eau est une préoccupation majeure qui concerne l'Algérie et tous les pays qui souffrent du stress hydrique. L'Algérie se situe dans la catégorie des pays pauvres en ressources en eau selon la dotation en eau fixée par le Programme des Nations-Unies pour le Développement (PNUD) ou celui de la Banque mondiale à 1000 m^3 /an / habitant. Cette dotation en eau est estimée actuellement à 500 m^3 et ne sera que de 430 m^3 en 2020, d'après des projections faites par l'ONU [1].

Avec la croissance urbaine et démographique, la baisse de la pluviométrie et le changement climatique, le problème de l'eau est aggravé ces dernières années par une sécheresse qui a touché l'ensemble du territoire national algérien, et qui a montré combien il était nécessaire d'accorder la plus grande attention à cette précieuse ressource.

Grâce aux différents programmes de développement menés dès le début des années 2000 une percée considérable a été obtenue en matière de réalisation d'ouvrages de mobilisation. L'Algérie compte aujourd'hui 74 barrages en exploitation, 10 en cours de réalisation pour une capacité globale à terme de 8,4 milliards de m^3 , 9 stations de dessalement d'eau de mer en service et 4 autres en cours de réalisation pour une capacité globale de 2,3 millions de m^3 par jour. En outre, le parc algérien compte 140 stations d'épuration des eaux usées nous permet la récupération de quelque 800 millions de m^3 par jour d'eaux usées épurées. Malgré ses efforts, l'Algérie enregistrera un déficit en eau de 1 milliard de m^3 d'ici l'an 2025[1] [2].

L'approvisionnement en eau domestique (AEP), pour l'industrie et pour l'irrigation augmentent en fonction de la croissance de la population. Avec la rareté des ressources des eaux de surface, les eaux souterraines emmagasinées dans les nappes aquifères semblent être la seule alternative pour l'approvisionnement en eau. D'ailleurs l'Algérie a lancé en 2008 pour l'approvisionnement en eau potable de la ville de Tamanrasset un mégaprojet de transfert des eaux souterraines (nappe de l'albien) de la région de In Salah.

Quel que soit le système d'approvisionnement en eau déployé, le pompage d'eau est un élément essentiel pour véhiculer de l'eau (transfert) ou pour soulever l'eau à des conditions d'exploitation favorables l'utilisation domestique, agricole ou industrielle.

I.2. Ressources en eaux de l'Algérie

Les ressources en eau deviennent de plus en plus limitées. L'Algérie est découpée en cinq bassins hydrographiques regroupant les 17 bassins versants où les ressources en eau ne sont pas réparties équitablement, que ce soit au niveau de leur répartition géographique, de leur quantité ou de leur nature (eaux de surface ou souterraine) [3].

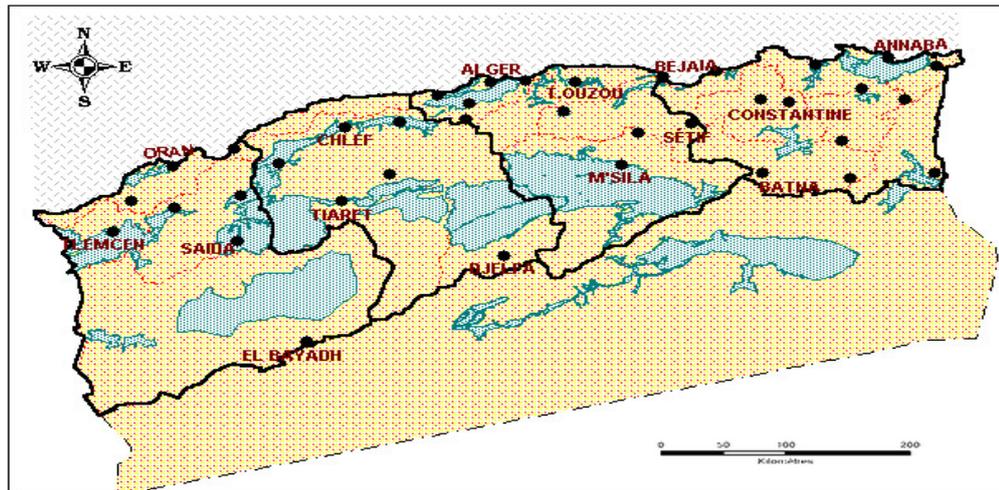


Figure I.1 : Bassins hydrographiques de l'Algérie [3]

I.2.1. Les potentialités globales en eau

Les potentialités globales en eau sont évaluées à 19,4 milliards de m³/an. Les ressources en eau souterraine contenues dans les nappes du Nord du pays (ressources renouvelables) sont estimées à près de 2 milliards de m³/an. Les ressources superficielles y sont estimées à 12 milliards de m³/an.

Le Sud du pays se caractérise par l'existence de ressources en eau souterraine considérables provenant des nappes du Continental Intercalaire et du Complexe Terminal. Les réserves d'eau y sont très importantes et sont de l'ordre de 60 000 milliards de m³ dont 40 000 milliards sont situés en Algérie. La particularité de cette ressource est qu'elle n'est pas renouvelable [3].

I.2.2. Capacités de mobilisation

Les ressources potentiellement mobilisables en Algérie sont estimées à 18 milliards de m³, dont 10 milliards de ressources superficielles, 2,5 milliards de m³ de ressources souterraines dans le Nord et 5,5 milliards de m³ (superficielles et souterraines) dans le Sud.

Ces ressources sont principalement mobilisées par :

a) Les barrages et transferts

En 1962, il n'existait en Algérie que treize barrages permettant de stocker 450 millions de m³ d'eau destinée essentiellement à l'irrigation des plaines agricoles de l'Ouest du pays. Actuellement l'Algérie dispose d'un parc de grands ouvrages de mobilisation de la ressource, composé de 70 barrages pour une capacité globale de mobilisation de 7,40 milliards de m³, à la fin des réalisations du programme en cours, ils sont à 74 en 2016, pour une capacité de stockage évaluée à 8,4 milliards de m³ [3].

Afin de pallier les disparités géographiques, un programme de transferts régionaux qui vise à assurer une meilleure équité entre les territoires pour l'accès à l'eau a été progressivement mis en œuvre. Les six systèmes de transfert considérés comme « grands projets structurants » sont, d'Est en Ouest [1] :

- Le système Béni Haroun- Hautes plaines constantinoises (540 hm³/an) : aménagement complexe refoulant les eaux de l'oued Kébir-Rhumel au profit de plusieurs centres urbains (Constantine, Batna, Khenchela...) et de l'irrigation (40 000 ha) ;
- Le complexe hydraulique Sétif-Hodna commandé par les deux anciens barrages hydroélectriques de Petite Kabylie (Ighil Emda et Erraguène), destinés aujourd'hui à alimenter deux systèmes parallèles :
- System Ouest de Ighil-Emda–Mahouane (122 hm³/an) : 31 hm³ pour l'AEP de la ville de Sétif et des agglomérations avoisinantes et 91 hm³ pour l'irrigation de 13 000 ha dans les Hautes Plaines sétifiennes ;
- System Est de Erraguène–Tabellout–Draa Diss (191 hm³/an) : 38 hm³ pour l'AEP de la ville d'El Eulma et des agglomérations avoisinantes et 153 hm³ pour l'irrigation de 30 000 ha ;
- Le transfere Tichy Haf-Bejaia (150 hm³/an) desservant les villes de la vallée de la Soummam (Akbou, Bejaia), les périmètres d'irrigation du Sahel et de la Basse Soummam, ainsi que la plaine d'El Esnam (alimentée à partir du barrage de Tilesdit) ;
- Le transfert Taksebt-Alger (180 hm³/an) : le système de production d'eau Taksebt-Souk Tleta répond à un programme d'urgence d'AEP de la région d'Alger-Tizi Ouzou-Boumerdès ;

- Le transfert Koudiat Acerdoune-Hauts Plateaux (178 hm³/an) : en plus de son rôle d'appoint pour le barrage de Keddara (organe du système SPIK qui alimente Alger), ce projet couvrira les besoins d'AEP de 300 000 habitants (Bouira, Tizi Ouzou, M'sila et Médéa) ainsi que l'irrigation de 190 000 ha (Issers et Mitidja) ;
- Le système Mostaganem-Arzew-Oran M.A.O (155 hm³/an) l'aménagement du système de production d'eau Cheliff- Kerrada assurea l'AEP du couloir « Mostaganem-Arzew-Oran » pour un volume de 155 hm³/an.

Au sud le grand transfert d'IN SALAH-TAMANRASSET pour l'amélioration de l'alimentation en eau potable de la ville de Tamanrasset qui nécessite la mobilisation et le transfert des eaux souterraines (nappe de l'Albien) de la région de In Salah, sur une distance de plus de 700 km, et avec une capacité nominale de 100 000 m³/jour [1].

b) Les eaux souterraines

Les ressources souterraines du Nord algérien sont considérables où les volumes exploités avoisinent 80 % des ressources potentielles renouvelables ; le reliquat concerne le potentiel des réservoirs karstiques du Constantinois ainsi que celui du Chott Chergui (Hautes plaines de l'Ouest) aux ressources limitées mais sûres [1].

Les réserves des nappes du Sahara sont énormes mais les apports d'eau à partir de l'Atlas saharien ne contribuent à leur renouvellement que dans une faible proportion. Le caractère « non renouvelable » de cette ressource et les contraintes physiques et géologiques qui caractérisent ces systèmes, en font un patrimoine fragile, nécessitant une gestion rationnelle pour sa durabilité [1].

Les prélèvements représentent le 1/3 des ressources renouvelables, estimées à 5 hm³ (4 hm³ dans le continental intercalaire et 1 hm³ dans le complexe terminal). Les nouvelles simulations réalisées dans le cadre du SASS (Système Aquifère du Sahara Septentrional), ont permis de préciser les débits additionnels susceptibles d'être prélevés dans les zones actuellement en exploitation ou nouvellement identifiées, soit au total un volume exploitable de 6,11 hm³ par an [1].

c) Le dessalement de l'eau de mer

Le recours aux unités de dessalement permet également de réserver une partie plus importante des eaux de barrages à l'agriculture. L'Algérie compte en 2013 neuf grandes stations de dessalement en exploitation à même de produire jusqu'à 1,4 million de m³ d'eau dessalée par jour. En moyenne, ces stations ont une capacité de production qui se situe entre 100 000 et 200 000 m³ par jour tel que [1] :

- La station du Hamma à Alger : avec 200 000 m³/jour couplée avec la centrale électrique du Hamma et entrée en production en 2008 ;
- La station de CAP DJINET /BOUMERDES d'une capacité de 100 000 m³/jour en exploitation depuis 2012 ;
- La station de FOUKA / TIPAZA d'une capacité de 120 000 m³/jour en exploitation depuis 2011 ;
- La station d'Arzew près d'Oran : avec 90 000 m³/jour, et production d'électricité (318 Mégawatts) ;
- La station de SOUK TLETA /TLEMCEN d'une capacité de 200 000 m³/jour en exploitation depuis 2011 ;
- La station de HONAINNE / TLEMCEN d'une capacité de 200 000 m³/jour en exploitation depuis 2012 ;
- La station de MOSTAGANEM d'une capacité de 200 000 m³/jour en exploitation depuis 2011 ;
- La station de SIDI DJELLOUL/AIN TEMOUCHENT d'une capacité de 200 000 m³/jour en exploitation depuis 2009 ;
- La station de Skikda avec 100 000 m³/jour, et production d'électricité de 800 mégawatts ;
- La station d'El-Mactaa, proche d'Oran, dont l'entrée en exploitation est prévue fin 2014 disposera d'une capacité de 500 000 m³/j., soit l'une des plus grandes unités de dessalement par osmose inverse, permettant la couverture à long terme des besoins de cinq millions de personnes en eau potable ;
- La mise en exploitation de deux autres stations portera la capacité de production totale à 2,1 millions de m³/jour.

d) La réutilisation des eaux usées épurées

Etant donné la situation de stress hydrique, les pouvoirs publics ont vu dans cette opportunité un moyen de réduire ou du moins de préserver les ressources en eaux traditionnelles tout en accroissant la production agricole.

L'objectif déclaré des autorités est de comptabiliser 239 stations d'épuration des eaux usées (STEP) en 2014 correspondant à une capacité de 1,2 milliard de m³ par an d'eaux épurées. Le recours croissant à cette ressource d'eau non conventionnelle constitue une incitation supplémentaire pour améliorer les capacités d'épuration des eaux usées et augmenter le taux de raccordement des particuliers au réseau d'assainissement [3].

e) La déminéralisation

Dans la perspective d'améliorer et de renforcer la mobilisation des eaux destinées à la consommation humaine, il a été prévu la déminéralisation des eaux saumâtres dans les hauts plateaux et le sud par ordre prioritaire depuis 1999. Le volume des eaux saumâtre mobilisé est estimé à 153,5 Hm³/an. Le volume global des eaux saumâtre mobilisé à partir des 15 SDES en exploitation est de 71 597 m³/j soit 26,1 Hm³/an.

Un programme ambitieux de développement d'infrastructures de mobilisation et de déminéralisation des eaux saumâtres est en voie de réalisation afin d'améliorer la qualité de l'eau potable mise à la disposition des populations du sud. Quatorze (14) stations de déminéralisation sont en cours de réalisation. À terme, un volume global journalier de l'ordre de 205 560 m³/j (75 Hm³/an) sera mis à disposition de ces populations pour subvenir à leurs besoins.

Ce programme centralisé délégué à l'ADE est réparti comme suit [1] :

- Ouargla : neuf (09) stations à : 70 500 m³/j, volume mobilisé : 78414 m³/j ;
- Touggourt (Ouargla) : 34 560 m³/j, volume mobilisé : 29 636 m³/j ;
- El Oued : 30 000 m³/j, volume mobilisé : 40 000 m³/j ;
- Tamanrasset (projet de transfert In Salah/Tamanrasset) : 50 000 m³/j ;
- Tindouf : 10 500 m³/j, volume mobilisé : 13 219 m³/j ;
- Illizi : 10 000 m³/j.

I.3. Pompes et systèmes de pompage

Les pompes sont des machines qui servent à transmettre l'énergie d'une source extérieure au fluide dans le but de déplacer le fluide en question d'un endroit à un autre par l'augmentation de l'énergie de celui-ci toute en vainquant la gravité.

Les caractéristiques hydrauliques du système de pompage ainsi que les caractéristiques physiques et chimiques du fluide sont-elles qui déterminer quels types de pompes sont les plus adéquats pour l'application choisie.

Les mécanismes de transfert d'énergie entre la pompe et le fluide sont différents, alors qu'il est impossible d'utiliser une seule théorie pour décrire ce procédé. C'est pour cette raison les pompes sont divisées selon leur principe de fonctionnement en deux principales grandes catégories :

- Les pompes volumétriques
- Les pompes roto-dynamiques

1.3.1. Les pompes volumétriques

Dans ces machines volumétriques (à déplacement positif), un certain volume de fluide est, dans une première étape, forcé dans un espace fini où il est enfermé sous pression par un moyen mécanique. Il est ensuite, dans une seconde étape, relâché ou forcé en dehors de cet espace, et le cycle reprend de nouveau. Donc, dans ce type de machine, l'écoulement du fluide est intermittent et le débit dépend des dimensions de l'espace qui reçoit le fluide et de la fréquence avec laquelle il est rempli et vidé.

1.3.2. Les Pompes roto-dynamiques

Dans ces machines, le fluide trouve un passage libre entre l'entrée et la sortie de la machine. Toutes les pompes roto-dynamiques possèdent un organe tournant, appelé roue, impulseur, ou rotor, capable de tourner librement et de façon continue au sein du fluide et permettre en même temps au fluide de traverser de manière régulière. Ainsi le transfert d'énergie entre le rotor et le fluide, transfert directement lié au taux de variation du moment cinétique, a lieu lui aussi de manière continue.

La figure 1.2 illustre en détail la classification des pompes hydrauliques :

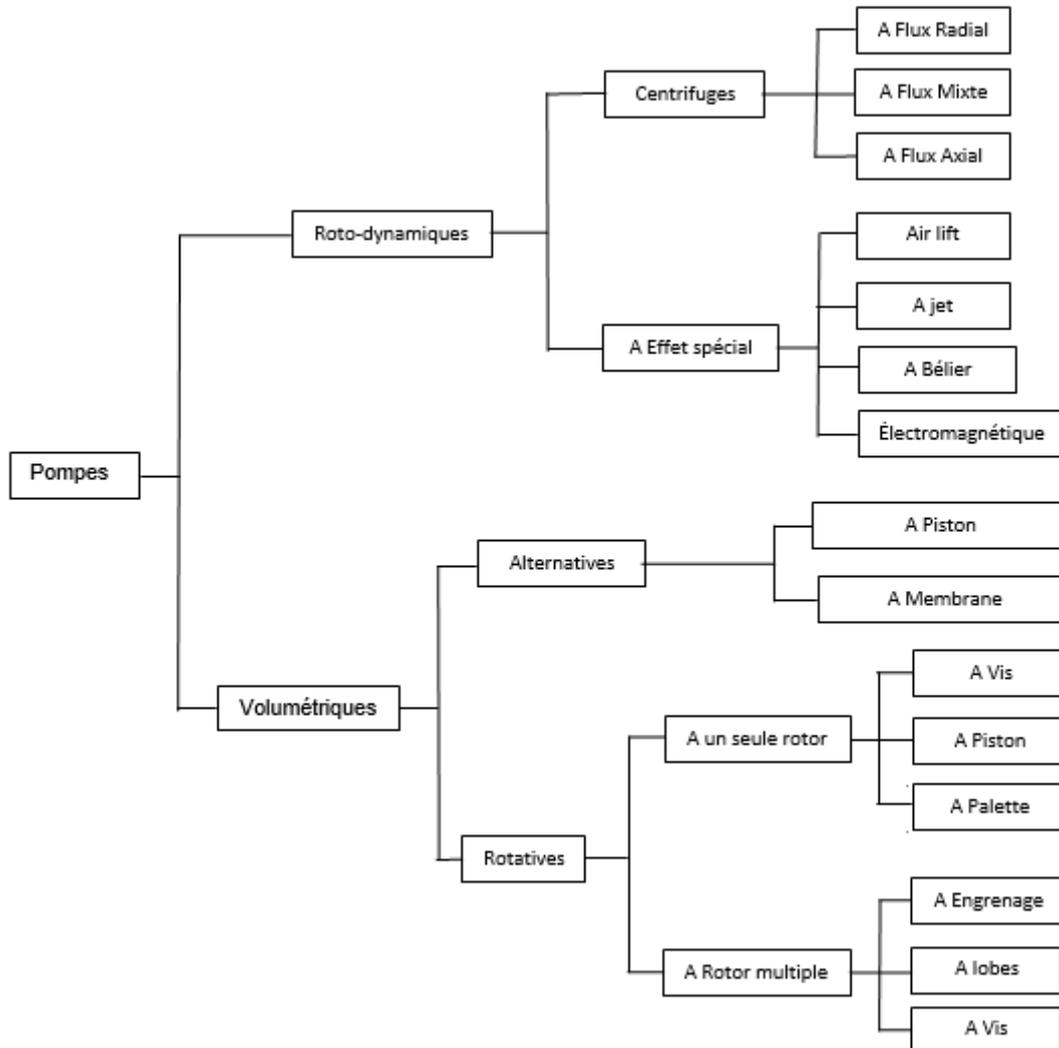


Figure I.2 : Classification des pompes hydrauliques [4]

En plus de la classification illustrée dans la figure ci-dessus, les pompes peuvent également être classées en fonction du type de fluide pompé, nombre d'étages, la géométrie de la volute et ainsi de suite. Voici les bases les plus courantes pour les classifications supplémentaires des pompes :

- Forme de la volute de la pompe : simple volute, double volute
- Géométrie d'aspiration : seule aspiration, double aspiration, entrée axiale, entrée latérale, etc.
- Disposition de l'arbre : l'arbre de pompe peut être horizontal, vertical ou incliné.
- Pression de refoulement ou de la consommation d'énergie : les pompes sont parfois classées comme basse pression, haute pression ou haute énergie.

- Nombre d'étages : dans les cas de radiale et des pompes centrifuges mixtes débit, ils peuvent être classés comme une seule étape, à double étage ou plusieurs étages.
- Type de moteur principal : dans la plupart des cas, les pompes sont entraînées par des moteurs électriques, mais dans certains cas, ils peuvent être entraînés par des moteurs diesel ou à vapeur ou des turbines à gaz.
- Condition de fonctionnement : comme la pompe submersible, pompe à moteur humide, pompe de secours, et la pompe auxiliaire.

I.3.3. Les pompes centrifuges

a) Définition d'une pompe centrifuge

Les pompes centrifuges sont des machines utilisées pour transporter des liquides par l'augmentation d'un débit spécifique à une certaine pression. Les performances de la pompe à une vitesse donnée du rotor sont décrites par le débit délivré, la pression atteinte, la puissance absorbée au niveau du couplage, le rendement et le NPSH. Selon l'application, une large variété de types de pompes est offerte sur le marché. Tous présentent au moins une roue à aubes, et un collecteur où la majeure partie de l'énergie cinétique à la sortie de la pompe est transformée en énergie statique de pression [5].

Différentes formes de roues à aubes, diffuseurs, volutes et tubulure d'aspiration sont disponibles pour construire des pompes radiales, semi-axiales et axiales ou des pompes à un ou plusieurs étages. Des pompes peuvent être montées en position horizontale ou verticale plus appropriée pour l'application spécifique.

b) Construction d'une pompe centrifuge

La pompe centrifuge a une construction simple (figure 1.3), comprenant essentiellement une volute (1) et une roue (2). La roue est montée sur un arbre (5), qui est supporté par des paliers (7) montés dans un boîtier de palier (6). Un accouplement d'entraînement est monté sur l'extrémité libre de l'arbre. Le moteur principal, qui est généralement un moteur électrique, turbine à vapeur, ou un moteur à combustion interne, transmet le couple à travers l'accouplement.

La vitesse normale de fonctionnement des pompes est de 1500 tr/min, 1800, 3000 et 3600 tr/min. Toutefois, il existe certains modèles de pompes qui peuvent fonctionner à des vitesses de l'ordre de 5000-25 000 tr/min [6].

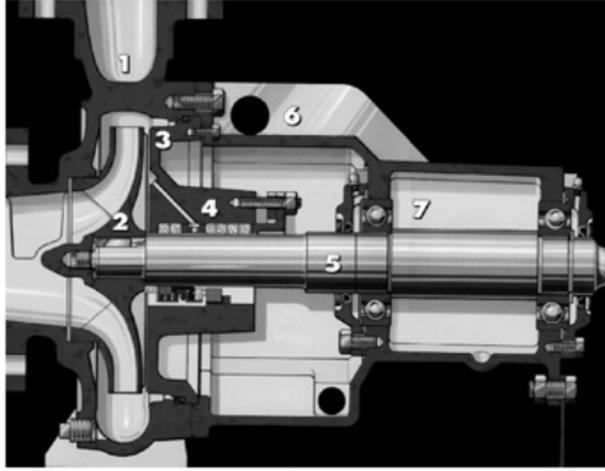


Figure I.3 : Pompe centrifuge - construction de base [6]

I.3.4. Principe de fonctionnement du système de pompage

a) Théorie des pompes centrifuges

Au point de vue physique, le fonctionnement d'une pompe consiste en ce qu'elle transforme l'énergie mécanique de son moteur d'entraînement en énergie hydraulique, c'est-à-dire qu'elle transmet au courant liquide qui la traverse une certaine puissance. La réserve d'énergie reçue par le liquide à l'intérieur de la pompe permet au courant de surmonter les pertes de charge et de s'élever jusqu'à une certaine hauteur.

L'énergie qu'acquiert à l'intérieur de la pompe chaque kilogramme de liquide, c'est-à-dire l'augmentation de son énergie spécifique a une dimension linéaire, c'est la hauteur qui est créée par la pompe :

$$H_p = \left(\frac{p_2}{\gamma} + \alpha_2 \frac{v_2^2}{2g} \right) - \left(\frac{p_1}{\gamma} + \alpha_1 \frac{v_1^2}{2g} \right) \text{ c'est-à-dire } H_p = \frac{p_2 - p_1}{\gamma} + \frac{\alpha_2 v_2^2 - \alpha_1 v_1^2}{2g}$$

Ainsi, en général, la hauteur créée par une pompe se compose de l'augmentation de la hauteur piézométrique (hauteur statique) et de l'augmentation de l'énergie cinétique spécifique (hauteur dynamique) du liquide.

$$H_p = \frac{p_2 - p_1}{\gamma} = \frac{P_p}{\gamma}$$

On appelle puissance utile ou bien puissance fournie par une pompe, l'énergie qui est transmise en une seconde au liquide par cette pompe. Il en résulte que cette puissance est :

$$P_U = \gamma Q H_p$$

Comme toute machine entraînée, une pompe consomme une puissance supérieure à celle qu'elle fournit. Le rapport des puissances fournies et consommées (absorbées) est appelé rendement de la pompe :

$$\eta = \frac{P_U}{P_a}$$

Il en résulte que la puissance consommée par une pompe est :

$$P_a = \frac{\gamma Q H_p}{\eta} \quad \text{ou bien} \quad P_a = \frac{P_u}{\eta}$$

Le rendement total d'une pompe tient compte de trois genres de perte de charge qui ont lieu dans cette pompe :

- Les pertes hydrauliques c'est-à-dire les pertes dues au frottement et à la formation de tourbillons.
- Les pertes volumétriques qui sont causées par les fuites du liquide à travers les jeux de la pompe
- Les pertes mécaniques, c'est-à-dire les pertes dues au frottement mécanique dans les paliers ; les presse-étoupes ... etc.

b) Equation fondamentale des pompes centrifuges

Le principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge est le suivant. L'élément actif principal de la pompe ; la roue ou rotor à aube qui tourne à une grande vitesse, transmet au liquide un surplus de pression et le rejette à une vitesse supérieure à sa vitesse initiale dans une bêche spirale. Entre les aubes de la roue et le courant liquide se produit une interaction qui a pour résultat de provoquer la transformation l'énergie mécanique en énergie hydraulique.

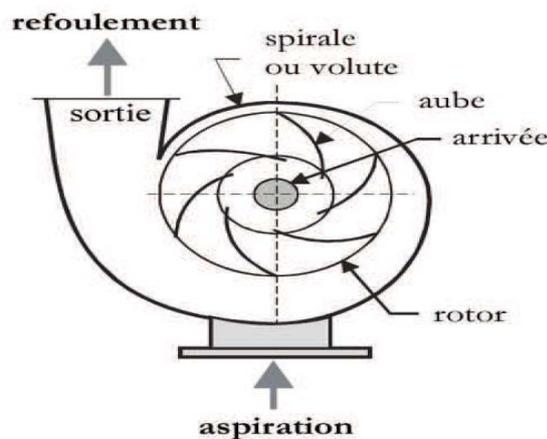


Figure I.4 : Schéma d'une pompe centrifuge [7]

La bêche spirale est destinée à recevoir le liquide qui sort du rotor et à transformer en partie l'énergie cinétique du courant en énergie de pression. Le liquide arrive au rotor de la pompe parallèlement à son axe de rotation et, ensuite, se dirige vers les canaux formés par les aubes. Après avoir parcouru ces canaux, le liquide sort de la roue par la fente formée par les disques de rotor.

Le mouvement du liquide à l'intérieur des canaux d'un rotor qui tourne peut-être considéré comme étant le résultat de l'addition de deux mouvements distingués : d'entraînement (rotation du rotor) et relatif (déplacement du liquide par rapport au rotor). De ce fait, le vecteur-vitesse absolue du liquide à l'intérieur du rotor v peut-être trouvé par addition des vecteurs vitesses d'entraînement u et vitesses relatives w . en considérant une particule liquide qui glisse le long de la surface d'une aube, on peut construire le triangle des vitesses de cette particule à l'entrée et à la sortie du rotor figure ci-dessous :

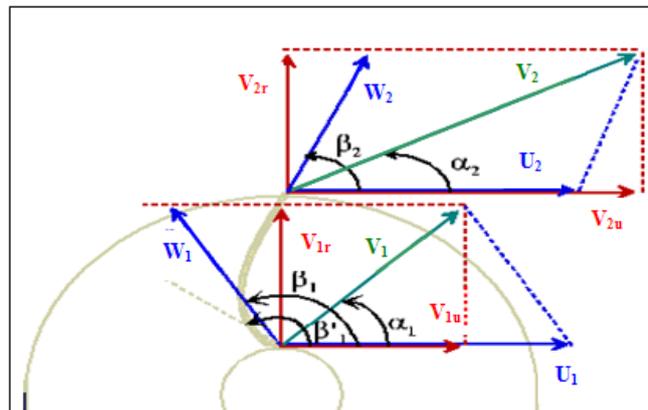


Figure I.5 : Triangle des vitesses [8]

Dans ce cas nous supposons que la vitesse relative w est tangente à l'aube tandis que la vitesse d'entraînement u est tangente à la circonférence correspondante. Convenant de désigner par l'index 1 toutes les grandeurs qui se rapportent à l'entrée et par l'index 2 toutes celles qui se rapportent à la sortie du rotor.

Désignant l'angle formé par les vecteurs vitesses d'entraînement et absolue α , et l'angle constitué par les tangentes à l'aube et à la circonférence correspondante du rotor, cette dernière tangente étant tracée dans le sens opposé à celui de rotation par β , en accompagnant ces symboles à l'index correspondant. En général, l'angle α varie avec le régime de fonctionnement de la pompe, c'est-à-dire avec la vitesse de rotation n (la vitesse u) et le débit Q (la vitesse w). L'angle β détermine l'inclinaison des aubes en chacun leurs points et ; par conséquent, ne dépend pas du régime de fonctionnement de la pompe.

Dans le but d'établir l'équation générale des pompes centrifuges admettons ce qui suit :

- La pompe possède un nombre infini d'aubes identique ($z=\infty$)
- L'épaisseur de ces aubes est nulle ($\delta=0$)
- Le rendement de la pompe est égal à l'unité

Etablissons deux équations : l'équation des puissances et celles des moments. La première équation exprime le fait que la puissance appliquée à l'arbre du rotor est égale à l'énergie reçue en une seconde par le courant liquide qui traverse la pompe, c'est-à-dire que :

$$M \omega = \gamma Q H_{th\infty}$$

- M : le couple de torsion sur l'arbre de la pompe
- ω : la vitesse angulaire du rotor
- $H_{th\infty}$: hauteur créée par une pompe idéale

La seconde équation exprime le fait suivant : le couple de torsion sur l'arbre de la pompe est égal à l'augmentation par seconde du moment de quantité de mouvement du liquide dans le rotor. En désignant par r_1 le rayon d'entrée des aubes et par r_2 le rayon de la circonférence extérieure du rotor. Le moment des forces extérieures par rapport à l'axe de la pompe n'est autre que le couple moteur M . on peut alors écrire, selon le théorème ci-dessus, le couple étant exprimé en Nm :

$$M = \frac{dm}{dt} (v_2 r_2 \cos \alpha_2 - v_1 r_1 \cos \alpha_1)$$

$$\text{Autrement nous avons } M = \frac{Q\gamma}{g} (v_2 r_2 \cos \alpha_2 - v_1 r_1 \cos \alpha_1)$$

D'après les équations obtenues, déterminons la hauteur créée par une pompe idéale :

$$H_{th\infty} = \frac{\omega}{g} (v_2 r_2 \cos \alpha_2 - v_1 r_1 \cos \alpha_1) \quad (I.1)$$

Cette équation est l'équation fondamentale non seulement des pompes centrifuges, mais encore de toutes les autres machines à aubes : ventilateurs, compresseur, turbines.

En général, le liquide arrive à la pompe sans rotation préliminaire et, à l'entrée du rotor ; son mouvement est radial. Cela signifiait que le vecteur v_1 est dirigé suivant le rayon et que l'angle $\alpha_1 = 90^\circ$.

Par conséquent, le second terme de l'équation I.1 devient nul et cette équation prend la forme suivante :

$$H_{th\infty} = \frac{\omega}{g} v_2 r_2 \cos \alpha_2 = \frac{u_2 v_{2u}}{g} \quad (I.2)$$

- $U_2 = \omega r_2$: est la vitesse circonférentielle à la sortie du rotor
- V_{2u} : La projection de la vitesse absolue à la sortie du rotor sur la direction de la vitesse circonférentielle, c'est-à-dire la composante tangentielle de la vitesse V_2 .

La formule ci-dessus montre que pour obtenir des hauteurs élevées à l'aide d'une pompe centrifuge, il faut créer une vitesse circonférentielle élevée du rotor et une valeur assez élevée du vecteur V_{2u} , c'est-à-dire qu'il faut que la rotation du courant dans le rotor soit assez importante. La première condition peut être réalisée par création d'une vitesse élevée et la seconde, par l'installation d'un assez grand nombre d'aubes convenablement profilées.

Il n'est pas commode d'utiliser l'équation I.2 dans les calculs ; car il n'y entre pas le débit Q . c'est pourquoi nous allons transformons cette équation de telle façon que la hauteur $H_{th\infty}$ y soit exprimée en fonction du débit Q et des dimensions du rotor. Le triangle de vitesse à la sortie du rotor nous donne :

$$v_{2u} = u_2 - v_{2r} \operatorname{ctg} \beta_2$$

v_{2r} : est la projection de la vitesse absolue de sortie sur le rayon c'est-à-dire la composante radiale du vecteur V_2

Le débit liquide qui traverse le rotor peut être exprimé de la manière suivante :

$$Q = 2\pi r_2 b_2 v_{2r}$$

b_2 : est la largeur de la fente à la sortie du rotor

$v_{2r} = \frac{Q}{2\pi r_2 b_2}$ Par conséquent $v_{2u} = u_2 - \frac{Q}{2\pi r_2 b_2} \operatorname{ctg} \beta_2$, l'équation I.2 devient :

$$H_{th\infty} = \frac{u_2}{g} \left(u_2 - \frac{Q \operatorname{ctg} \beta_2}{2\pi r_2 b_2} \right) \quad (I.3)$$

Cette équation permet de tracer la caractéristique d'une pompe centrifuge idéale, c'est-à-dire la courbe de variation de la hauteur créée par la pompe en fonction du débit pour une vitesse de rotation constante du rotor.

I.3.5. Vitesse et diamètre spécifique d'une pompe

La classification la plus répandue des pompes roto-dynamiques, dépend directement de forme du rotor, en référant à la définition du diamètre spécifique et de la vitesse spécifique, deux nombres adimensionnels issus de la similitude des turbomachines :

a) Notion de la vitesse spécifique

La vitesse spécifique (N_s) est un indice de conception principalement utilisé par les concepteurs de la pompe. Il est un indice adimensionnel utilisé pour décrire la géométrie des roues de pompes et de les classer en fonction de leur type. Il faut de noter que la vitesse spécifique est définie uniquement au point de rendement maximal. Une bonne compréhension de la façon de calculer et d'interpréter la vitesse spécifique pour une pompe particulière fournit un meilleur aperçu des raisons pour lesquelles les roues de pompes sont façonnées de manière différente, pourquoi différentes pompes ont une forme différente des courbes de performance [9].

La formule pour la vitesse spécifique de la pompe N_s , en unités SI, est :

$$N_s = \frac{N \sqrt{Q}}{H^{\frac{3}{4}}} \quad (I.4)$$

Où :

- N = vitesse de la pompe, tr/min
- Q = débit nominal, plein diamètre, m³/s
- H = HMT nominale, plein diamètre, m

La vitesse spécifique d'une pompe particulière peut être calculée à partir de la courbe de la pompe ; tout en choisissant N , Q et H sur la courbe à plein diamètre, le meilleur point de rendement ; et l'application de l'équation I.4. Une fois N_s pour une pompe particulière a été calculée, sa valeur ne changera pas, même si la pompe fonctionne à une vitesse différente. De toute évidence, si la pompe fonctionne à une vitesse différente, la charge totale de la pompe (HTM) et le débit changent mais la vitesse spécifique ne change pas, car elle est définie par l'équation I.4. En effet, il est le fait que la vitesse spécifique ne changera pas car elle est la base pour le calcul des lois des similitudes qui permettent de prédire les performances de la pompe à des variations de vitesses de la pompe ou du diamètre de la roue [9].

b) Notion du diamètre spécifique

On peut associer à la vitesse spécifique N_s un diamètre spécifique. Pour une pompe de diamètre D dont le fonctionnement est défini par (Q, H, N) , le diamètre spécifique est le diamètre de la machine du même type qui, tournant à la vitesse N , fournit en similitude un débit unitaire de $1 \text{ m}^3/\text{s}$ sous une hauteur unitaire de 1 m . En désignant par D_s le diamètre spécifique d'une pompe, on obtient [10] :

$$D_s = \frac{DH^{\frac{1}{4}}}{\sqrt{Q}} \quad (\text{I.5})$$

Où :

D = diamètre de la pompe, m

Q = débit nominal, plein diamètre, m^3/s

H = HMT nominale, plein diamètre, m

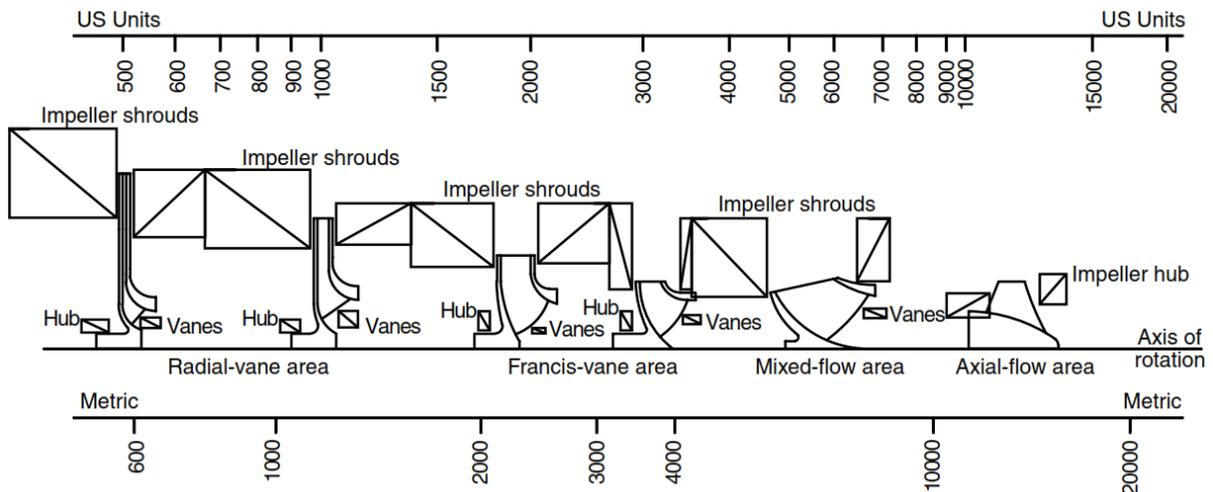


Figure I.6 : Classification des turbopompes en fonction de la vitesse spécifique [9]

c) Lois de similitude

Les lois de similitude d'une pompe centrifuge sont des règles qui régissent les performances de la pompe lorsque la vitesse ou le diamètre de la roue change. La base pour le calcul des lois d'affinité est qu'une vitesse spécifique de la pompe, une fois calculée, ne change pas. Si les performances d'une pompe à une vitesse donnée et le diamètre de la roue sont connus, il est possible de prédire la performance de la pompe même si la vitesse de la pompe et le diamètre de la roue et sont changés [9].

Il existe deux ensembles de lois d'affinité :

Avec le diamètre de la roue, D , maintenue constante, le premier ensemble de lois est la suivante :

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (\text{I.6})$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 \quad (\text{I.7})$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^3 \quad (\text{I.8})$$

Avec la vitesse, N , maintenue constante, la deuxième série de lois est :

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{D_1}{D_2} \quad (\text{I.9})$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^2 \quad (\text{I.10})$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^2 \quad (\text{I.11})$$

Où :

- Q = débit
- H = hauteur totale
- P = puissance
- N = vitesse de la pompe
- D = diamètre extérieur de la roue

Le fabricant ou l'utilisateur fait usage de la deuxième série de lois d'affinité ci-dessus pour calculer le rognage exact de la roue de la pompe. Si les performances de la pompe à un diamètre spécifique de la roue sont connues, les performances de la pompe à d'autres diamètres de la roue peuvent être déterminées.

I.3.6. Systèmes de transmission

Il arrive souvent que les éléments d'une installation ne soient pas judicieusement adaptés, c'est-à-dire que leurs vitesses de fonctionnement optimales soient différentes. Dans ces conditions, il est généralement essentiel d'installer un système de transmission à

multiplication/démultiplication de vitesse. Entre autres, dans plusieurs cas, il est difficile d'installer la machine motrice tout près de la pompe, et il faut par conséquent trouver un moyen de transmission de l'énergie fournie horizontalement ou verticalement au dispositif élévateur d'eau.

Il y a plusieurs façons de transmettre l'énergie fournie par une machine motrice à la pompe. La méthode plus courante consiste à utiliser un accouplement mécanique rotatif (arbres, courroies ou engrenages) ou alternatif (bielles de pompe ou leviers). S'il faut transporter l'énergie motrice à une certaine distance, il est possible d'utiliser l'électricité, la poussée hydraulique ou l'air comprimé. Presque dans tous les cas, le choix d'un système de transmission est le résultat d'un compromis entre la force ou le couple transmis par le système (ce qui exige une certaine robustesse) et la vitesse de fonctionnement [11].

a) Transmission mécanique

Les systèmes de transmission mécanique à mouvement rotatif ou alternatif lent requièrent des forces plus importantes pour transmettre une puissance donnée. D'où la nécessité d'utiliser des dents d'engrenages, de courroies ou de bielles de pompes de plus grandes dimensions.

Un système de transmission mécanique est pour la plupart du temps utilisé par l'accouplement d'un moteur thermique ou électrique à une pompe. En règle générale, les machines motrices de ce genre sont associées à des pompes centrifuges ou roto-dynamiques qui ont la même vitesse de rotation que le moteur. Dans ces conditions la machine motrice et la pompe sont directement accouplées ou au moyen d'une simple courroie d'entraînement souple (figures 1.7, 1.8 et 1.9) [11].

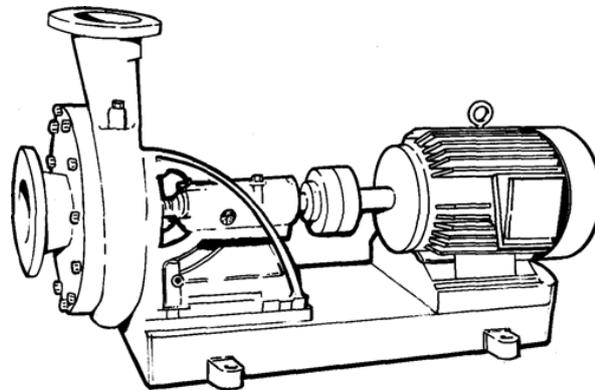


Figure I.7 : Moteur électrique accouplé directement à une pompe centrifuge [11]

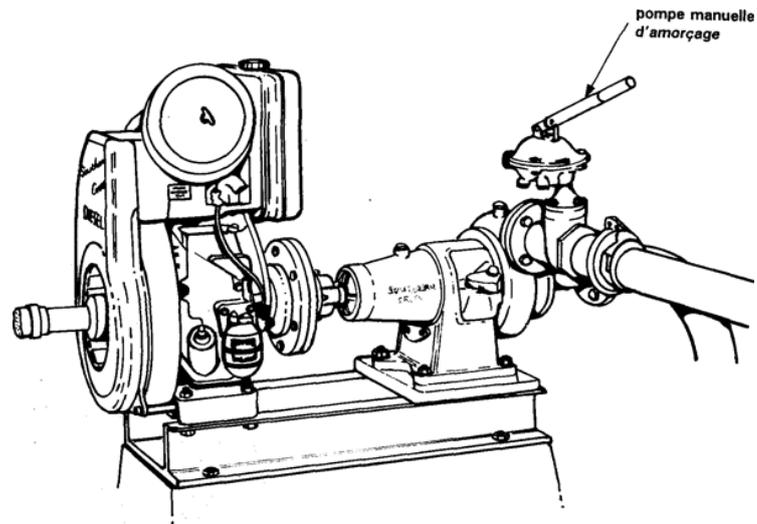


Figure 1.8 : Pompe directement accouplée à un moteur diesel [11]

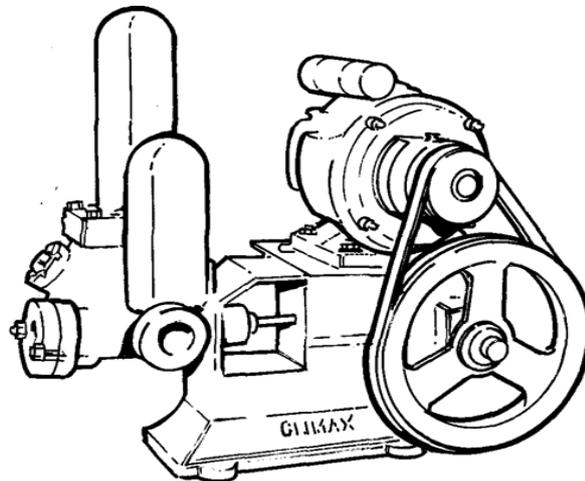


Figure 1.9 : Pompe à piston entraînée par une courroie et actionnée par un moteur électrique [11]

La figure 1.10 représente un système d'entraînement par double courroie en V dans lequel chaque étage permet de démultiplier la vitesse dans le rapport 4:1. Un nouveau système plus moderne et plus pratique consiste à utiliser des courroies dites poly courroies en V, que l'on peut assimiler à toute une série de courroies en V montées côte à côte. Pour avoir une transmission par courroie efficace il faut que la distance entre les poulies soit relativement grande par rapport à leurs diamètres sinon l'usure sera excessive [11].

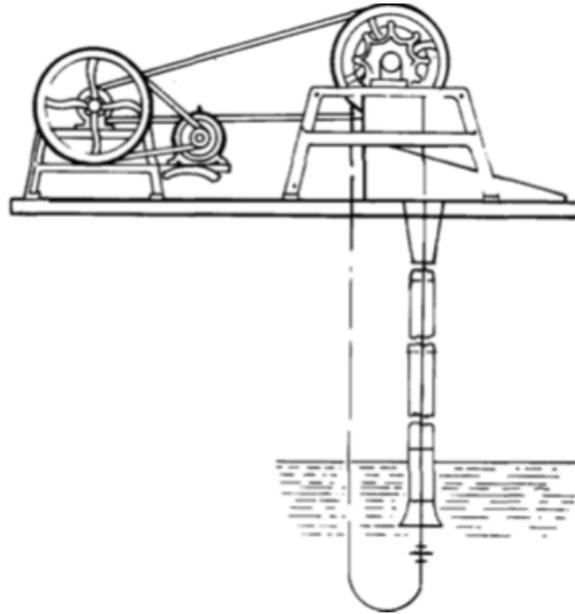


Figure I.10 : Réducteur de vitesse à double étage utilisé pour l'accouplement d'un moteur électrique à une pompe à chapelet et à disque [11]

La méthode de transmission de la puissance mécanique à n'importe, quelle distance consiste à utiliser un arbre tournant à grande vitesse. Il faut alors maintenir le bon alignement de l'arbre par des paliers de faible équidistance pour éviter le flambage qui pourrait provoquer des vibrations intenses et la destruction de la pièce, les arbres verticaux installés dans les forages à des profondeurs pouvant atteindre 100 m et tournant à 1500 tr/mn et même plus, sont toujours utilisés et fonctionnent d'une manière satisfaisante. Cependant les groupes motopompes électriques multicellulaires immergés sont de plus en plus courants [11].

b) Systèmes de transmission électrique, hydraulique ou pneumatique

L'emploi d'un groupe moteur, diesel (ou d'une génératrice à éolienne ou à pile solaire électrique ou hydroélectrique) comme force motrice, garantit une souplesse de transmission (au sens propre) considérable. En effet, il suffit alors d'avoir un câble électrique pour relier la force motrice au groupe motopompe, où il serait alors possible de l'immerger au fond d'un puits ou d'un forage.

Parmi les autres options qui sont techniquement réalisables, mais rarement utilisées, on peut citer les transmissions hydrauliques ou pneumatiques qui agissent par le pompage d'un liquide (de l'eau, de l'huile) ou de l'air dans les canalisations afin de mettre en marche la pompe comme la pompe éjecteur représentée dans la figure 1.11. Toutefois, les transmissions

hydrauliques et pneumatiques n'ont pas généralement un rendement satisfaisant, ce qui pourrait entraîner la majoration des coûts d'exploitation d'un système de ce type [11].

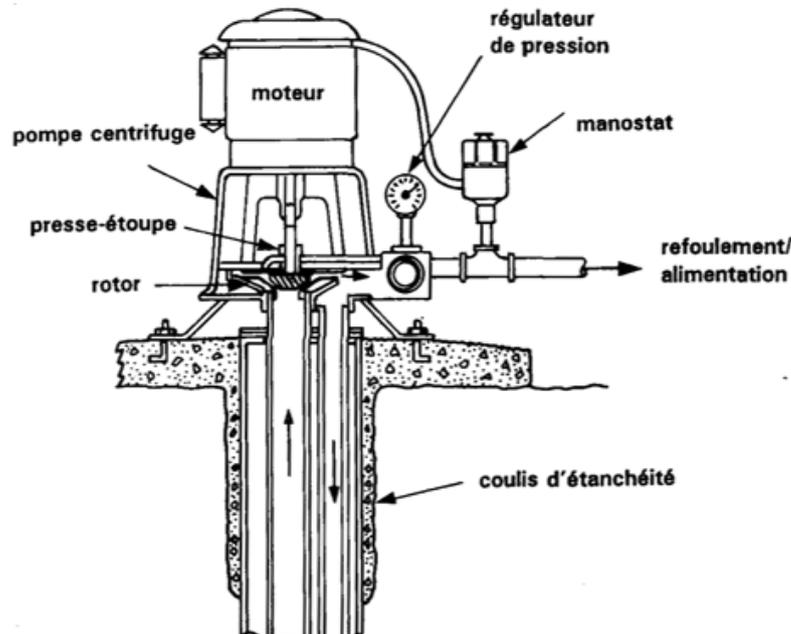


Figure I.11 : Pompe éjecteur de forage [11]

I.3.7. Les moteur électrique destinés aux pompes

Le moteur électrique convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. Dans ce dernier cas, un convertisseur électronique (onduleur) est nécessaire pour convertir le courant continu provenant d'une source de courant continue (générateur photovoltaïque) en courant alternatif. Il y a des années, le moteur à courant continu était présent dans nombreuses applications, il est la principale solution pour une vitesse variable du fait de la simplicité de sa commande. Aujourd'hui et avec l'évolution de convertisseurs électroniques efficaces permet également de choisir des moteurs alternatifs efficaces et, surtout, moins coûteux [12] [13].

a) Moteur à courant continu

Un moteur à courant continu est une machine destinée à transformer l'énergie électrique disponible sous forme de tension et de courant continus, ou tout au moins unidirectionnels, en énergie mécanique. Comme toute machine tournante, le moteur à courant continu comporte une partie fixe, le stator et une partie mobile, le rotor, séparé par un entrefer. Le stator porte des aimants qui sont chargés de créer le champ magnétique dans l'entrefer.

L'énergie électrique appliquée à un moteur, est transformée en énergie mécanique en variant le sens du courant circulant dans un induit (habituellement le rotor) soumis à un champ magnétique produit par un inducteur (habituellement le stator). La commutation du courant dans le rotor d'un moteur à courant continu est effectuée à l'aide de balais composés de charbon et de graphite ou par commutation électronique.

- **Les moteurs à balais :**

Sont les plus communs, mais leurs balais doivent être changés périodiquement. Ceci est particulièrement problématique dans le cas des pompes à moteur immergé où la pompe doit être retirée du forage pour changer les balais. De plus, l'isolation du moteur ne doit pas être compromise afin de ne pas la fragiliser aux infiltrations d'eau, ce qui n'est pas évident sur le site. Certains fabricants offrent des moteurs à balais de longue durée, réduisant cet entretien à toutes les 5 000 heures de fonctionnement.

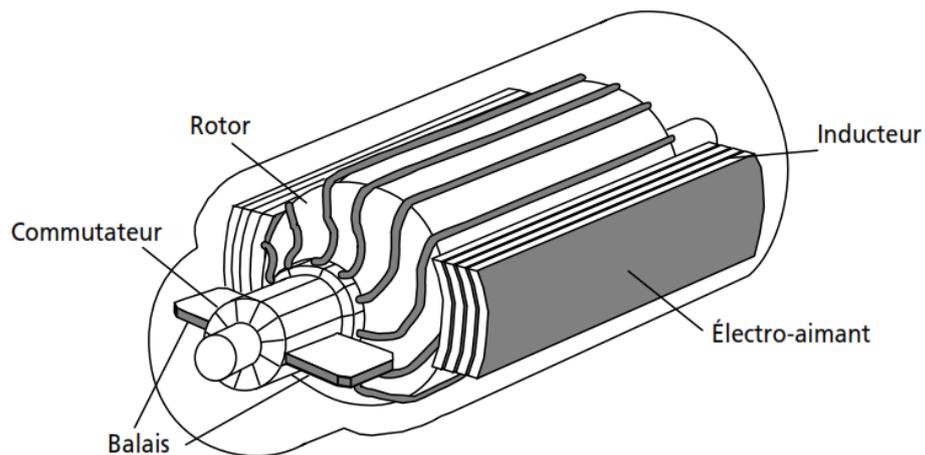


Figure I.12 : Moteur à courant continu avec balais [12]

- **Les moteurs à commutation électronique (sans balais) :**

Les moteurs à balais présentent de gros inconvénients liés à la présence du contact mobile entre balais et collecteur, la solution est de les remplacer par des machines qui utilisent un commutateur électronique à la place du commutateur mécanique : ce sont les moteurs à courant continu sans balais. Ces moteurs ne requièrent pas autant de maintenance, mais le circuit électronique peut être une cause de problèmes et doit être conçu pour un environnement difficile.

Le champ magnétique de l'inducteur dans un moteur à courant continu est produit soit par un bobinage électromagnétique, soit par des aimants permanents. Dans le cas d'inducteur à bobinage, les moteurs peuvent être de type série, parallèle (moteur shunt) ou de type à excitation composée (moteur compound) selon la manière dont l'induit et l'inducteur sont alimentés.

- **Le moteur série**

Dans ce moteur à bobinage électromagnétique, l'inducteur est connecté en série avec l'induit et, en conséquence, il doit porter le plein courant du moteur. Le couple moteur est relativement grand à faible vitesse et décroît à mesure que la vitesse augmente. Réciproquement, le moteur ralentit lorsque le couple résistant augmente. Ainsi, un moteur série ne peut fonctionner à vide car il peut s'emballer. Lorsque le courant décroît rapidement, la vitesse augmente et peut prendre des valeurs dangereuses. D'autre part, la puissance demandée croît moins vite que le couple résistant, ce qui limite l'importance des variations du courant lorsque le couple résistant varie.

Le moteur série s'adapte particulièrement à la traction électrique parce que sa vitesse varie en fonction de la tension et son couple moteur est bien adapté au service demandé. Ainsi, en régime de démarrage, à faible vitesse, le couple moteur est important et permet de fournir l'énergie cinétique suffisante pour la mise en route d'un équipement présentant une grande inertie. À vitesse normale, le couple décroît, mais le moteur n'a plus qu'à vaincre les divers frottements. Ce type de moteur est donc bien adapté à un pompage variable **au fil du soleil**.

- **Le moteur shunt,**

Dans ce type de moteur, les enroulements induits et les inducteurs sont alimentés, en dérivation, par la même source, sous tension constante. La vitesse d'un moteur shunt est relativement constante, même pour des charges variables. Par ailleurs, à excitation constante, le couple moteur est proportionnel au courant absorbé I ; la puissance demandée sera donc proportionnelle au couple résistant.

Le moteur shunt est utilisé surtout dans les machines-outils pour lesquelles il est nécessaire que la vitesse varie peu, quelle que soit la charge. Ce type de moteur est peu adapté au pompage surtout celui **au fils du soleil** où le couple de démarrage est important.

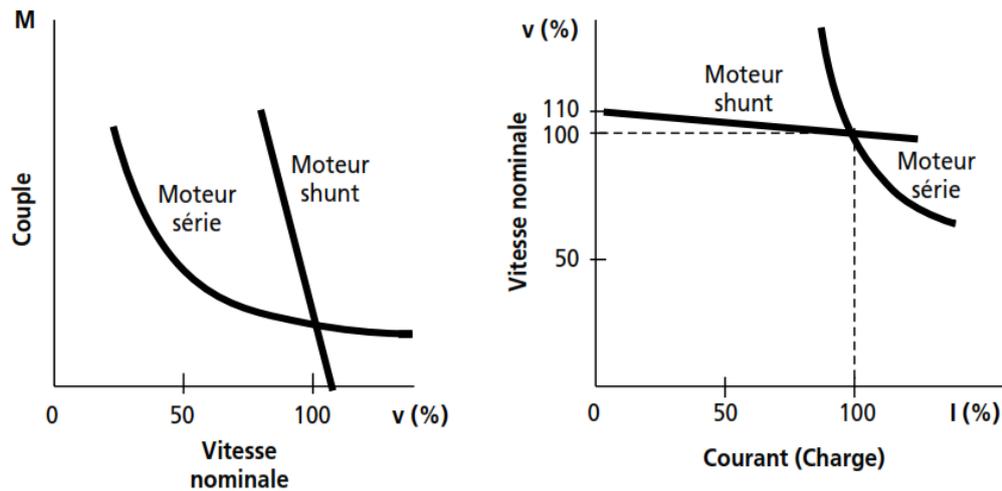


Figure I.13 : Caractéristiques du couple en fonction de la vitesse et de la vitesse en fonction du courant d'un moteur shunt et d'un moteur série [12]

- **Le moteur à excitation composée (compound) :**

Il comporte un inducteur série et un inducteur shunt. Ce moteur possède des propriétés intermédiaires entre celles des deux types déjà étudiés. Il ressemble à l'un plus qu'à l'autre suivant l'importance relative des enroulements. L'enroulement dérivation limite la vitesse à vide et les variations de vitesse avec la charge. L'enroulement série permet de vaincre un couple résistant très variable en absorbant un courant peu variable.

Ce type de moteur convient particulièrement à l'entraînement des appareils présentant un couple résistant croissant avec la vitesse, tels les ventilateurs et les pompes.

Parmi les moteurs à courant continu, seuls les moteurs à aimants permanents et les moteurs série sont utilisés pour des applications de **pompage solaire**. Eux seuls arrivent à avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable. De par sa fabrication, le rendement moyen d'un moteur à courant continu série est élevé, de l'ordre de 80% à 85%, et ce sur une plage de fonctionnement important.

b) Moteur à courant alternatif

Le moteur à courant alternatif est utilisé de plus en plus pour les systèmes de pompage. Le coût peu élevé du moteur, son faible besoin de maintenance et l'efficacité accrue des onduleurs solaires le rendent particulièrement attrayant pour les systèmes de pompage plus importants où le coût additionnel de l'onduleur est moins significatif [12].

Les moteurs alternatifs asynchrones sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. De dimension compacte, il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. Depuis quelques années, l'arrivée d'onduleurs efficaces permettant un contrôle de la vitesse de ces moteurs a permis leur utilisation pour des applications de pompage solaire.

Le moteur alternatif pour le pompage est habituellement de type asynchrone, triphasé et a rotor en court-circuit (rotor à cage). Celui-ci tourne autour de deux paliers lubrifiés par le liquide de refroidissement dont est rempli le moteur. Le stator est noyé dans une résine, qui lui assure une bonne tenue mécanique, une bonne dispersion calorifique et une étanchéité parfaite. Ces moteurs sont conçus pour être immergés et utilisés dans une eau d'une température maximale d'environ 35°C.

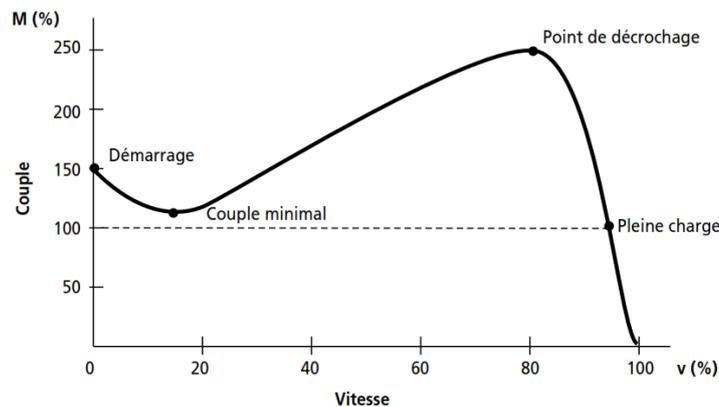


Figure I.14 : Courbe du couple en fonction de la vitesse du moteur asynchrone bipolaire [12]

Au démarrage, le moteur développe un couple d'environ 150% du couple nominal. En pleine charge, la vitesse du moteur reste relativement constante pour une grande variation du couple. Si la charge mécanique excède 250%, le moteur s'arrêtera (point de décrochage). Les moteurs de petite puissance (<10kW) atteignent leur couple maximal (point de décrochage) à environ 80 % de la vitesse synchrone. La vitesse nominale est d'environ 4% de la vitesse synchrone (glissement de 4%).

Le rendement moyen d'un moteur asynchrone est de 85 %. À ceci il faut ajouter le rendement de l'onduleur qui est de 90%-95% sur une plage de fonctionnement importante. Le rendement moyen du moteur/onduleur sera donc de 80 % sur une plage de fonctionnement relativement important.

I.4. Le pompage de l'eau dans les régions arides

Dans les régions arides et sahariennes, il arrive que certains villages soient situés de telle façon que leur approvisionnement en eau se fasse entièrement par gravité, à partir des sources ou de systèmes de galeries et puits souterrains (foggara). Mais dans certains villages et certaines fermes isolées il est indispensable d'utiliser des pompes pour extraire l'eau des puits, des forages, des réservoirs ou pour assurer sa circulation dans les conduites de distribution et l'irrigation des terres.

A ce jour, nous distinguons plusieurs techniques de pompage d'eau à savoir :

- Le Pompage manuel ;
- Le Pompage d'eau par groupe électrogène au diesel ;
- Pompage d'eau par le réseau (électropompes) ;
- Le pompage éolien ;
- Le pompage solaire photovoltaïque ;
- Le pompage hybride ;

I.4.1. Le Pompages manuel

a) Les pompes à main alternative

La plus courante des pompes de ce type est la pompe à main alternative ; l'eau est muée par la poussée directe d'un piston, d'un plongeur ou d'une cuvette se déplaçant dans un cylindre vertical ou horizontal fermé. Par un jeu de soupapes, le mouvement alternatif du piston produit un courant d'eau plus ou moins régulier, à sens unique. Dans le type le plus simple, le piston, dans un sens, pousse l'eau du cylindre vers une conduite de refoulement, pendant que derrière lui le cylindre se remplit d'eau arrivant par le tuyau d'aspiration ; le retour du piston en sens contraire fait passer vers le côté de refoulement l'eau qui se trouvait du côté de l'aspiration par rapport au piston.

La pompe à main (figure 1.15) est utilisable sur des puits de toutes profondeurs. Si le niveau statique de l'eau souterraine est à moins de 5 m au-dessous de la surface du sol, le corps de pompe est, en général, placé à la surface ; s'il est à plus de 5 m le corps de pompe est fixé à un tuyau de descente et placé dans le puits. [14]

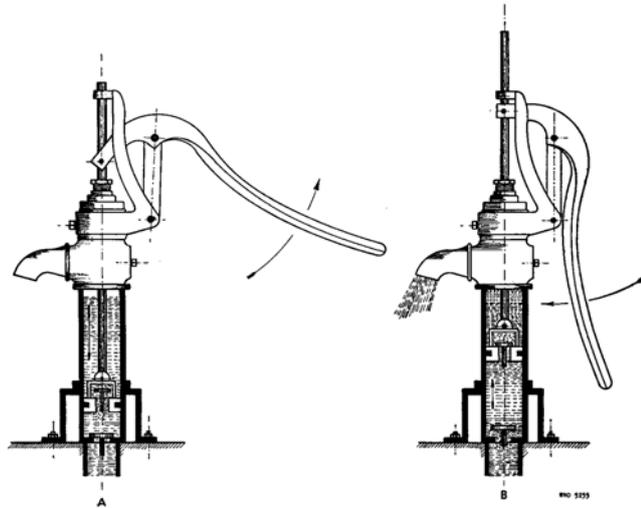


Figure I.15 : Pompe à main alternatif [15]

Le débit des pompes à main alternatives est limité par la puissance que peuvent développer un ou deux hommes. En conséquence, plus bas est le niveau auquel on doit puiser l'eau, moins le débit est élevé.

b) Les pompes à main semi-rotatives

La pompe semi-rotative, à double ou à quadruple effet, est souvent employée dans les installations particulières des régions rurales n'exigeant qu'une faible élévation de l'eau provenant de puits, de citernes et de réservoirs souterrains jusqu'à des réservoirs en charge. La figure ci-dessous montre le fonctionnement d'une pompe semi-rotative à double effet. Dépourvues de clapet de pied, ces pompes ne conviennent que pour des colonnes d'aspiration très courtes. L'adaptation d'un clapet de pied et d'une crépine à l'extrémité du tuyau d'aspiration permet de pomper l'eau à 6 m de profondeur. Le débit dépend du nombre de balancements par minute.

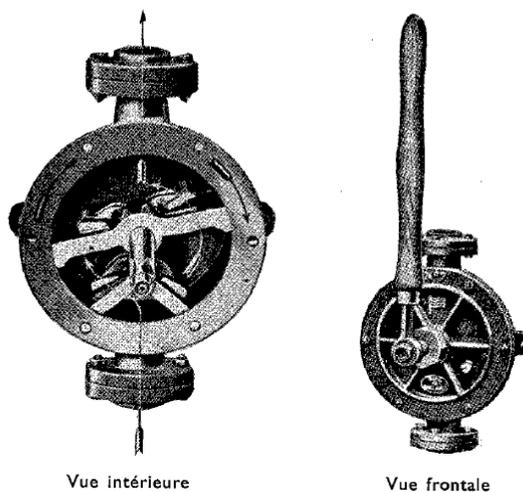


Figure I.16 : pompe à main semi-rotative [15]

Parmi les autres catégories, moins importantes, de pompes figurent la pompe à élévateur à chaîne et godets et tous autres dispositifs de godets et de treuil ou de godets et de contrepoids, où l'eau est muée par la poussée directe d'un récipient mobile ou d'un propulseur actionné à la main ou par des animaux et servent à surélever un peu l'eau de citernes ou de puits creusés, utilisée pour l'irrigation et les besoins domestiques.

La pompe alternative à piston est probablement la machine élévatrice la plus largement répandue dans le monde, elle est utilisée surtout dans des installations disposant de force motrice ; elle l'est presque exclusivement dans les installations à moteur éolien, animal ou humain.

1.4.2. Le Pompage d'eau par groupe électrogène au diesel

Dans les régions où il n'y a pas encore une alimentation en énergie électrique, la source principale d'énergie est le moteur à combustion interne sous ses deux types, le moteur à essence à allumage par étincelle, et le moteur diesel à allumage par compression [11].

Les moteurs à essence sont principalement utilisés pour les applications portables, qui peuvent être malmenées et montées sur une remorque. La vitesse de rotation est réglée et sa gamme utile disponible dépend de la caractéristique de couple de la pompe. Les petits moteurs peuvent fonctionner jusqu'à 5000/6000 tr/min, les gros moteurs à 3000 tr/min. Une grande variété de taille est disponible, jusqu'à 150 kW [16].

Les moteurs diesel sont utilisés pour les installations fixes ainsi que des machines portables. Ils sont utilisés sur des sites où de l'électricité ne sont pas disponibles ou ne sont pas capables de supporter la charge de la pompe. La vitesse disponible à partir de moteurs diesel est plus faible ; petits moteurs environ 3000 tr/min, les grands moteurs vers le bas à 600 tr/min. Les petits moteurs diesel de 5 kW sont disponibles, les grandes installations fixes utilisent des moteurs jusqu'à 5 MW [16] [17].

Dans certains cas, on peut être amené à installer des pompes directement actionnées par un moteur thermique (essence ou diesel) (figure 1.17).

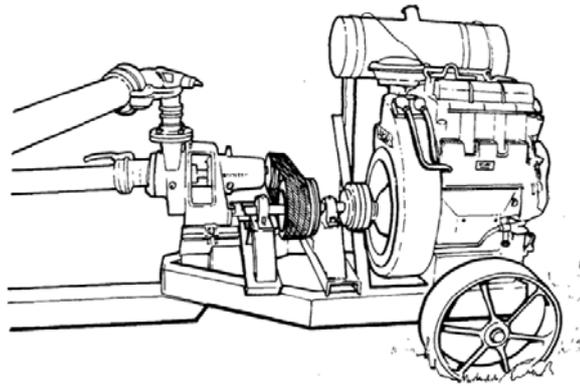


Figure 1.17 : Moteur diesel à entraînement par courroie, accouplé à une pompe centrifuge [11]

I.4.3. Pompage d'eau par le réseau

La puissance du réseau est une source d'énergie centralisée qui peut être générée à partir de l'hydro-électricité, générateur nucléaire, géothermique, diesel, charbon, gaz, biomasse, et d'autres sources d'énergies renouvelables. Le charbon, l'hydro-électricité, le géothermique, le gaz et l'énergie nucléaire sont généralement les plus utilisés. Un obstacle majeur pour les sources d'énergie centralisées du réseau dans beaucoup de pays en voie de développement est le manque d'infrastructure. Le coût d'extension du réseau est très élevé 5 000\$-10 000\$/km [17].

Il y a deux principaux avantages à utiliser les sources d'énergie du réseau pour pomper l'eau : il n'y a aucun besoin de batteries d'accumulateurs, et l'alimentation d'énergie peut être fiable à moins qu'il y ait des problèmes de production de coupure ou de fluctuation. Les coûts de maintenance sont habituellement très faibles tant que le système est conçu correctement. Le moteur et la pompe devraient être correctement adaptés et un contrôleur pour réguler parfaitement les fluctuations de la tension. Un système de contrôle intégré de niveau d'eau doit être installé pour commander le fonctionnement à sec de la pompe. Les charges d'investissement de tels systèmes dépendent du coût d'extension du réseau et de la taille du transformateur utilisé. Habituellement la puissance des lignes de transport d'énergie à haute tension du réseau n'est pas utilisée pour de petits systèmes de pompage parce que le transformateur abaisseur est cher. Les frais d'exploitation dépendent principalement des tarifs de l'électricité contribuant aux coûts de pompage. Un autre avantage à l'utilisation de l'énergie du réseau pour des applications de pompage de l'eau est qu'il n'y a pas besoin d'espace supplémentaire autre qu'une petite chambre pour le boîtier de commande [17].

1.4.4. Le pompage éolien

L'énergie éolienne est utilisée pour le pompage de l'eau depuis plusieurs siècles. En réalité, c'est la principale technique appliquée pour l'assèchement des zones étendues des Pays-Bas depuis le XIII^{ème} siècle (figure 1.18) [18].

Les éoliennes de pompage sont employées à travers le monde dans nombreux usages tels que :

- l'alimentation du bétail ;
- l'irrigation des cultures maraîchères ;
- la lutte contre les incendies (alimentation de réserves en eau) ;
- le drainage et l'assèchement de zones humides ;
- le pompage d'eau de mer pour les marais salants.

Il faut profiter autant que possible de l'énergie dispensée par vent, en Algérie l'énergie éolienne peut être exploitée dans les régions vantées particulièrement dans les hauts plateaux et les régions du sud-ouest.

a) Pompage éolien mécanique

Le principe de fonctionnement est le suivant : un rotor éolien d'une vingtaine de pales entraîne, par un système de bielle-manivelle, une pompe à pistons plongée au fond du puits (figure 1.18). C'est un système qui convient assez bien pour les zones peu ventées, avec des besoins en eau journaliers n'excédant pas les 20 m³ et des profondeurs de puits ne dépassant pas les 50 m. Avec des puits plus profonds, les quantités d'eaux pompées sont faibles et les risques de rupture de la tringlerie de pompage sont accrus compte tenu des efforts mécaniques [18].

Pour assurer un fonctionnement satisfaisant, les conditions suivantes doivent être remplies :

- vents de plus de 8 km/h pendant au moins 60 % du temps ;
- disponibilité du matériel voulu ;
- puits exploitable quotidiennement pendant de nombreuses heures ;
- capacité de stockage des réserves pour trois jours d'autonomie
- libre accès du vent jusqu'à l'éolienne.

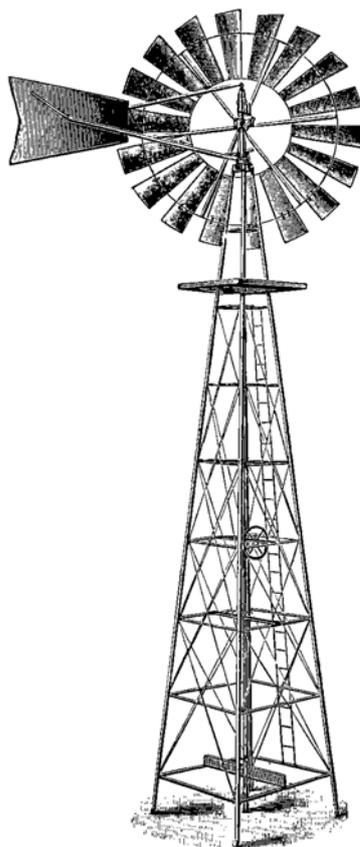


Figure I.18 : Pompage éolien mécanique [11]

b) Pompage éolien électrique

Plusieurs systèmes de pompage éoliens électriques existent, mais le plus courant est sans conteste, celui dont la configuration est la suivante (figure 1.19) : un rotor éolien muni de deux à trois pâles est couplé à une génératrice à aimant permanent qui alimente directement un moteur à induction triphasé qui à son tour est couplé à une pompe, qu'elle soit de surface ou submersible. Pour un site isolé et assez bien venté, l'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau peut s'avérer indispensable et très compétitive par rapport à d'autres sources d'énergie. Des deux systèmes éoliens de pompage décrits plus haut, on peut conclure que le pompage éolien électrique est nettement plus performant que le pompage éolien mécanique. Pour le cas des puits profonds et des grands débits, l'alternatif pompage éolien électrique reste l'unique solution [18].

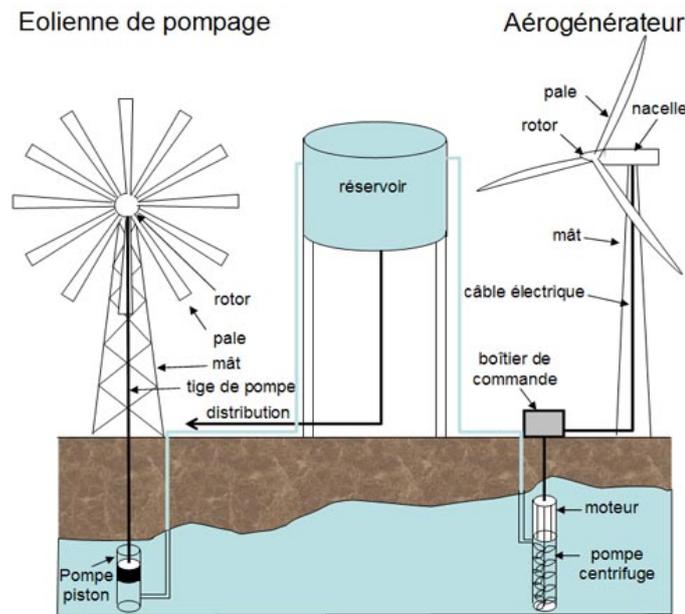


Figure 1.19 : Systèmes éoliens mécanique et électrique de pompage de l'eau [19]

I.4.5. Le pompage par énergie solaire photovoltaïque

La conversion de l'énergie solaire par voie photovoltaïque est l'une des meilleures façons de récolter l'énergie solaire. Un système de pompage est composé de panneaux photovoltaïques, pompe et moteur (figure 1.20). En fonction du système adopté, des batteries de stockages, un contrôleur de charge peut être envisagé. Si le moteur de la pompe choisie marche avec un courant alternatif, il est recommandé d'installer un convertisseur (DC-AC) du courant continu vers le courant alternatif.

Les systèmes de pompage photovoltaïques sans batterie de stockage ont l'avantage d'être moins coûteux ce qui nécessite moins d'entretien par rapport aux systèmes avec batterie. Cependant, les batteries de stockage ont l'avantage de fournir une performance constante pendant les heures hors ensoleillement. L'ajout d'un réservoir de stockage d'eau dans les systèmes de pompage photovoltaïques est plus économique que les systèmes avec batterie.

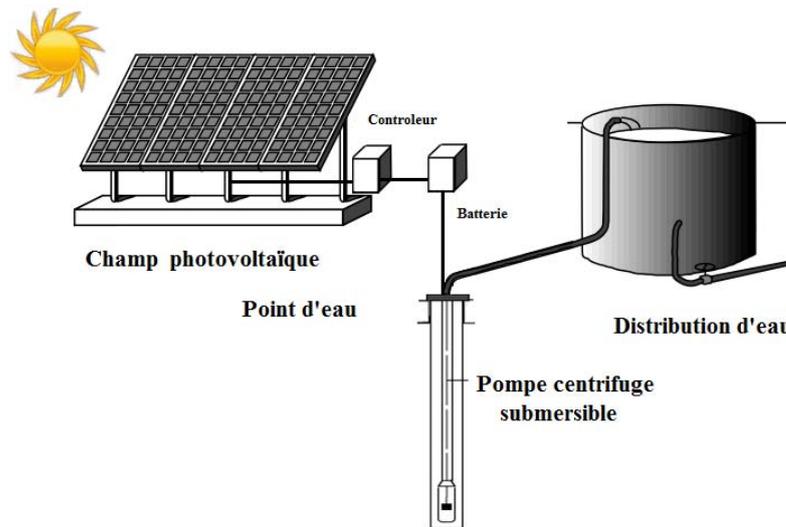


Figure I.20 : système de pompage solaire photovoltaïque

I.5.Conclusion

Le pompage de l'eau est un élément primordial dans le cycle de l'eau (l'AEP, irrigation, industrie). Différents systèmes de pompage de l'eau de l'archaïque au moderne sont présentés dans ce chapitre. Ces systèmes peuvent être applicables surtout dans les zones arides et semi-arides.

Cependant d'autres systèmes nouveaux à énergies renouvelables sont apparus ces dernières décennies (photovoltaïques, éoliennes, hybrides). Ces systèmes présentent l'avantage d'être aussi applicables dans les zones en question et d'être respectueux vis-à-vis de l'environnement.

Le choix de tels systèmes (conventionnelle, à énergie renouvelable ou hybride) est tributaire de plusieurs facteurs dont notamment, la puissance électrique requise pour l'exhaure et la distribution de l'eau potable projetée, le coût d'investissement et les contraintes d'accès au site du projet.

Les systèmes de pompage à énergie renouvelable seront étudiés en détail et modélisés dans les chapitres à venir, ces systèmes nécessitent des études d'optimisation approfondies pour répondre aux larges besoins d'hydraulique, pour qu'elle soit concurrentielle aux systèmes conventionnels existants et pour que les systèmes choisis soient adaptés aux zones concernées.

CHAPITRE 2 : ETAT DE L'ART DES SYSTEMES D'ENERGIES RENOUVELABLES

CHAPITRE 2 : ETAT DE L'ART DES SYSTEMES D'ENERGIES RENOUVELABLES

SOMMAIRE

- II.1. Introduction
- II.2. La production d'électricité par les énergies renouvelables
 - II.2.1. L'énergie hydroélectrique
 - II.2.2. L'énergie éolienne
 - II.2.3. L'énergie solaire photovoltaïque
 - II.2.4. L'électricité géothermique
- II.3. La production de chaleur par les sources renouvelables
 - II.3.1. Le solaire thermique
 - II.3.2. La chaleur d'origine géothermique
- II.4. La biomasse
 - II.4.1. Technologies de conversion de la biomasse
 - II.4.2. Les biocarburants
 - II.4.3. Types de biocarburants
 - II.4.4 Possibilité de remplacement des énergies fossiles
- II.5. L'énergie dans le monde et en Algérie
 - II.5.1. Consommation énergétique mondiale
 - II.5.2. Consommation et production de l'énergie en Algérie
 - II.5.3. Le programme national de développement des énergies renouvelables adopté
 - II.5.4. Répartition de la Puissance installée par Application
 - II.5.5. Répartition de la Puissance installée ressource
- II.6. Potentiels énergétiques en Algérie
 - II.6.1. Potentiel solaire de l'Algérie
 - II.6.2. Potentiel éolien de l'Algérie
 - II.6.3. Potentiel Géothermique de l'Algérie
 - II.6.4 Potentiel de l'Hydroélectricité de l'Algérie
 - II.6.5 Le Potentiel de la Biomasse
- II.7. Conclusion

II.1. Introduction

Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables ont connu une croissance phénoménale ces dernières années. D'ici 20-30 ans, tout système énergétique sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources conventionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Les sources d'énergies renouvelables s'imposent progressivement comme une des alternatives les plus sûres, à long terme, aux sources traditionnelles d'énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel, uranium), excepté celles que pourrait procurer la fusion nucléaire lorsqu'elle sera maîtrisée, on peut considérer que nos ressources énergétiques sont limitées. Celles non renouvelables (charbon, pétrole, gaz naturel, uranium...) s'épuisent rapidement. Au rythme actuel, leur durée de vie est de l'ordre du siècle. Celles renouvelables sont abondantes et exploitables à un niveau apte à satisfaire nos différents besoins.

La production d'électricité décentralisée à partir d'énergies renouvelables offre une plus grande malléabilité et sûreté d'approvisionnement en énergie tout en respectant l'environnement. Cependant, le caractère aléatoire des sources impose des règles particulières de dimensionnement et d'exploitation des systèmes de production d'énergie [20].

II.2. La production d'électricité par les énergies renouvelables

L'énergie électrique doit son succès à sa grande souplesse d'utilisation ainsi qu'à la propreté de son utilisation finale. Sa pénétration progresse dans presque tous les secteurs énergétiques. Mais, comme elle n'est pas toujours produite proprement, elle contribue largement aux rejets de CO₂. L'énergie électrique va donc continuer à progresser en tant que vecteur propre et d'une très grande contrôlabilité mais elle devra être produite plus proprement. Bien qu'elle représente un vecteur exceptionnel de l'énergie, elle ne doit pas être utilisée inconsidérément.

II.2.1. L'énergie hydroélectrique

Usuellement, les centrales hydroélectriques sont classées en fonction de la hauteur de chute brute. Nous distinguerons ainsi :

- les usines de montagne établies sur des torrents et des rivières à forte pente, utilisant des hauteurs de chute moyennes ou élevées (de quelques dizaines de mètres jusqu'à plus de mille mètres dans les cas extrêmes) et des débits faibles ou modérés (de quelques m³/s à quelques dizaines de m³/s) ;

- les usines de plaine établies sur des rivières navigables ou flottables à pente douce ou très douce, utilisant des hauteurs de chute faibles (de quelques mètres à quelques dizaines de mètres) et des débits qui peuvent être considérables (plusieurs centaines de m³/s).

De même les schémas d'aménagements hydroélectriques réalisés dépendent essentiellement des circonstances locales et sont d'une extrême diversité. Tous cependant peuvent être ramenés à deux types fondamentaux dont ils sont des variantes ou des combinaisons : l'aménagement par dérivation et l'aménagement par retenue.

II.2.1.1. Aménagement par dérivation

Considérons un torrent dont on désire récupérer l'énergie hydraulique brute. On interrompt le cours naturel de l'eau en construisant au travers du torrent un barrage de dérivation et on oblige ainsi le torrent à s'engager dans un canal de dérivation ou canal d'amenée par une prise d'eau située immédiatement en amont du barrage. Le canal de dérivation est faible pente, soit environ un mètre par kilomètre. Il suit donc à peu de chose près la ligne de niveau correspondant à l'altitude de la prise d'eau et aboutit ainsi à une chambre de mise en charge en un point de la montagne dominant l'usine hydroélectrique [21].

Entre la chambre de mise en charge et l'usine, une conduite forcée en acier soudé, frettée ou auto frettée pour la hauteur, suivent la ligne de plus grandes pentes. Les turbines hydrauliques situées dans l'usine sont alimentées, à partir de la conduite forcée (figure II.1).

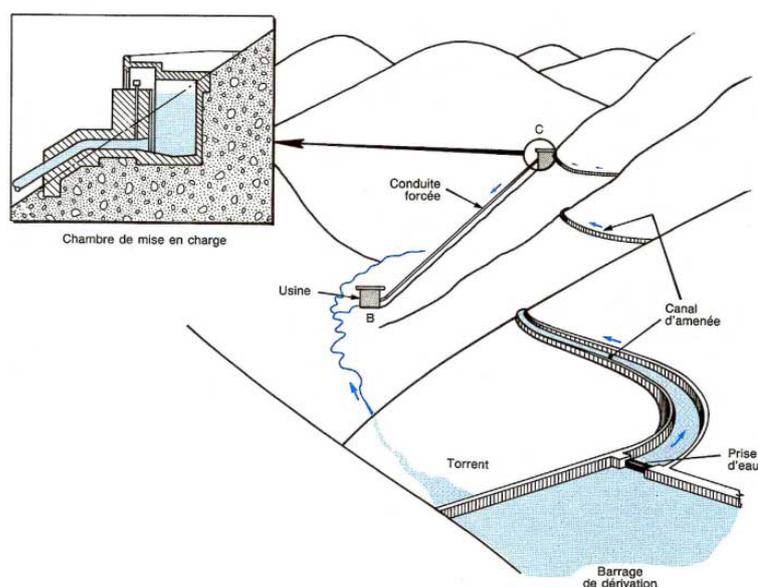


Figure II.1 : Aménagement par dérivation [21]

II.2.1.2. Aménagement par retenue

Contrairement aux aménagements par dérivation, dans les aménagements par retenue, le cours d'eau est maintenu dans son lit. On établit au travers de ce lit un barrage appelé barrage d'exhaussement et on crée de ce fait une réserve d'eau retenue entre les flancs de la vallée. On supprime ainsi l'écoulement sur le fond irrégulier du cours d'eau et l'on donne à ce dernier une section transversale plus grande [21].

La figure II.2 illustre le principe de l'aménagement par retenue. En C, l'eau pénètre dans des tours de prise d'eau adossées au barrage et dont la section est le plus souvent semi-circulaire. À la base de l'ouvrage, l'eau traverse le corps du barrage par un ou plusieurs conduits alimentant l'usine disposée au pied en aval, dite usine de pied de barrage. La restitution des eaux se fait directement à la rivière qui reprend son cours.

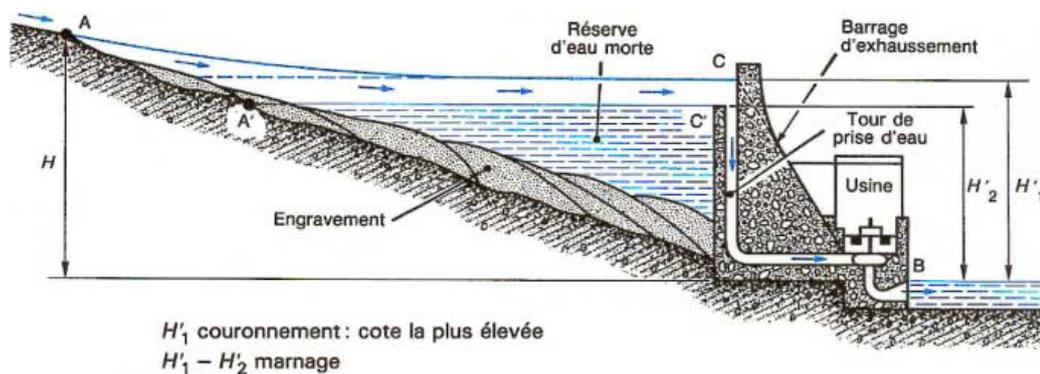


Figure II.2 : Aménagement par retenue [21]

II.2.1.3. Exploitation de l'énergie des marées

On sait que la marée est un phénomène complexe qui fait intervenir non seulement l'influence conjuguée de la Lune et du Soleil, selon les lois de l'attraction universelle, mais aussi la rotation de la Terre et le mouvement des masses océaniques.

Le principe de l'utilisation des marées consiste en la création d'un bassin, isolé de la mer par un barrage-usine équipé de turbines et de vannes, et en la réalisation, à l'aide de cet équipement, de remplissages et de vidages successifs de ce bassin, au rythme de l'onde de marée.

II.2.1.4. Centrales d'accumulation par pompage

Une centrale hydroélectrique de pompage a pour fonction de fournir de l'énergie de pointe au réseau auquel elle est interconnectée. Elle travaille entre deux réservoirs, créés artificiellement à des niveaux différents, selon les modalités suivantes :

- en période creuse de consommation d'énergie électrique, la capacité excédentaire du réseau est utilisée pour remplir par pompage le réservoir supérieur ; de l'énergie est ainsi mise en réserve par accumulation hydraulique ;
- en période de pointe, de l'énergie électrique est fournie au réseau par turbinage de l'eau accumulée, qui est restituée au réservoir inférieur.

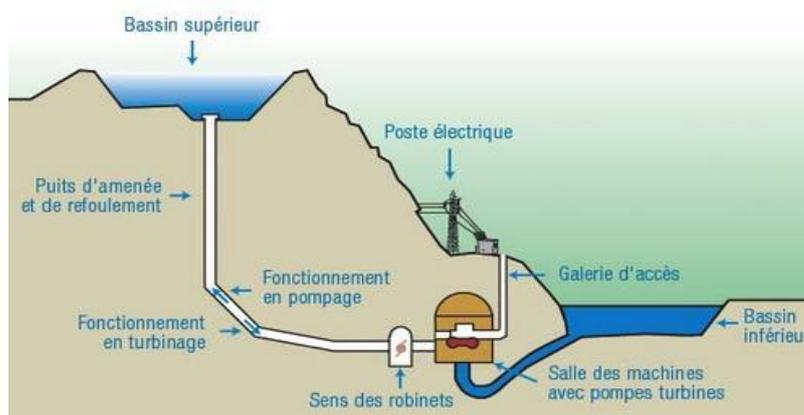


Figure II.3 : Centrale d'accumulation par pompage [22]

II.2.2. L'énergie éolienne

L'énergie éolienne est l'énergie du vent et plus spécifiquement, l'énergie tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur (ad hoc) comme une éolienne ou un moulin à vent. L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, elle tire son nom d'Éole (en grec ancien Αἴολος, Aiolos), le nom donné au dieu du vent dans la Grèce antique.

L'énergie éolienne peut être utilisée de deux manières :

- conservation de l'énergie mécanique : le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (Navire à voiles ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éolien de pompage pour irriguer ou abreuver le bétail,) ou pour faire tourner la meule d'un moulin.
- transformation en énergie électrique : l'éolienne est couplée à un générateur électrique pour fabriquer du courant continu ou alternatif. Le générateur est relié à un réseau électrique ou bien fonctionne de manière autonome avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) et/ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie.

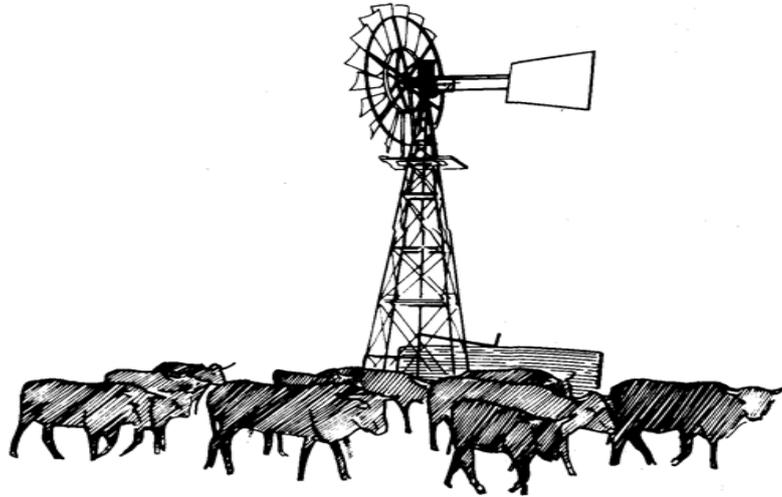


Figure II.4 : Pompe éolienne agricole en acier dite "moulin américain" [11]

Toutefois, la principale pompe éolienne utilisée jusqu'à présent est la pompe éolienne agricole dite américaine (figure II.4). Elle comporte normalement un rotor en acier à plusieurs pales, et elle entraîne généralement une pompe à mouvement alternatif normalement au moyen d'une boîte de démultiplication directement montée sur une pompe à pistons installée dans le forage se trouvant juste au-dessous. Les pompes éoliennes sont ainsi devenues rapidement la principale source d'énergie employée à usage agricole et domestique.

II.2.2.1. Historique

L'utilisation de la force du vent pour remplacer l'énergie humaine ou animale n'est pas nouvelle. On peut ainsi trouver la trace d'ancêtres des éoliennes modernes jusque dans la Perse ancienne. Certains pays ont, depuis le moyen Âge, largement fait usage de ce type d'énergie par le biais des moulins à vent (moulins hollandais) pour moudre le grain, ou des éoliennes pour le pompage de l'eau.

Par la suite, pendant plusieurs décennies, l'énergie éolienne a servi à produire de l'énergie électrique dans des endroits reculés et donc non connectés à un réseau électrique. Des installations sans stockage d'énergie impliquaient que le besoin en énergie et la présence d'énergies éoliennes soient simultanés. La maîtrise du stockage d'énergie par batteries a permis de stocker cette énergie et ainsi de l'utiliser sans présence de vents, ce type d'installation ne concernant que des besoins domestiques, non appliqués à l'industrie.

Depuis les années 1990, l'amélioration de la technologie des éoliennes a permis de construire des aérogénérateurs de plus de 1 MW. Ces unités se sont démocratisées et on en retrouve aujourd'hui dans plusieurs pays. Ces éoliennes servent aujourd'hui à produire du courant alternatif pour les réseaux électriques, au même titre qu'un réacteur nucléaire, un barrage hydro-électrique ou une centrale thermique au charbon. Cependant, les puissances générées et les impacts sur l'environnement ne sont pas les mêmes.



Figure II.5 : L'utilisation énergie éolienne par l'homme est ancienne. Moulins dans la région de La Mancha, Espagne [23]

II.2.2.2. Développement de l'énergie éolienne

La demande croissante en énergie électrique dans le monde, le problème du réchauffement climatique et les émissions de gaz à effet de serre sont des facteurs qui ont fait de l'énergie éolienne une source d'énergie alternative et durable, la comparant avec d'autres sources d'énergie, l'énergie éolienne est renouvelable et produite une énergie propre, elle est devenue un moyen trop important dans la production de l'énergie électrique dans plusieurs pays, l'électricité produite par l'énergie éolienne ces dernières années s'est considérablement développée de manière très remarquable, la capacité mondiale a atteint 159 213 MW, dont 38 312 MW ajoutés en 2009 avec un taux de croissance de 31,7%, l'ensemble des éoliennes installées fin 2009 dans le Monde produit 340 TW.h par an, l'équivalent de la demande totale en électricité de l'Italie, septième plus importante économie mondiale, est égal à 2% de la consommation électrique mondiale.

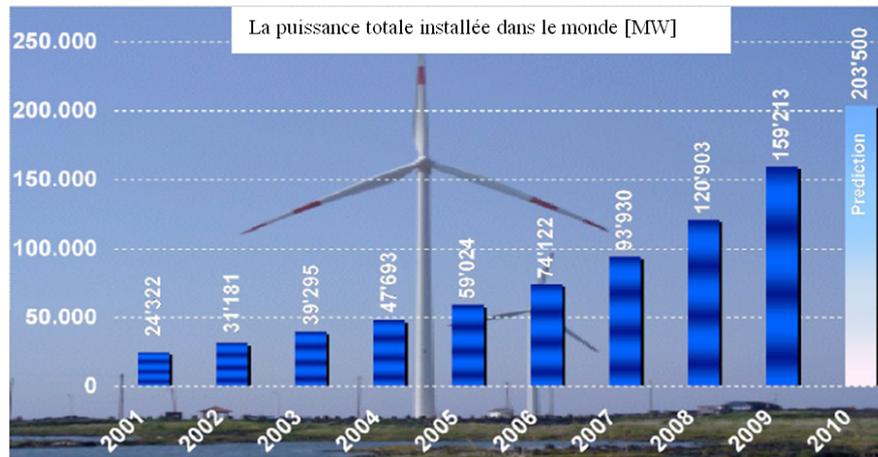


Figure II.6 : Evolution des puissances éoliennes installées dans le monde en MW [24]

II.2.2.3. Utilisation de l'énergie éolienne en site isolé

L'énergie éolienne est aussi utilisée pour fournir de l'énergie à des sites isolés, par exemple pour produire de l'électricité dans les îles, pour le pompage de l'eau dans des champs, ou encore pour alimenter en électricité des voiliers, des phares et des balises. Ces éoliennes de petite puissance sont dites appartenir au petit éolien, par opposition au grand éolien ou à l'éolien industriel quelques initiatives font penser que le petit éolien, c'est-à-dire l'éolien individuel, pourrait bientôt se développer en devenant compétitif et discret ; même en ville.



Figure II.7 : Éolienne contemporaine dans la prairie de Mongolie-Intérieure [23]

II.2.3. L'énergie solaire photovoltaïque

Notre étoile le soleil rayonne dans l'espace une quantité colossale d'énergie dont la Terre intercepte une infime partie. L'énergie reçue fluctue au rythme des journées et des saisons et même, dans une moindre mesure, des années. Pour s'affranchir de ces variations, nous considérons généralement l'énergie reçue annuellement.

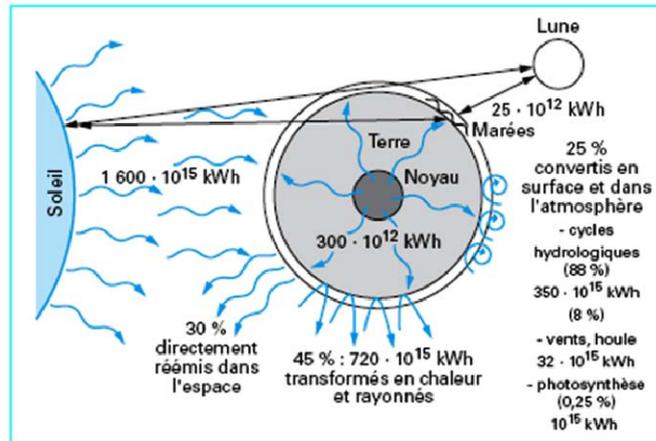


Figure II.8 Ressources renouvelables annuelles sur la Terre [25]

Hors atmosphère, l'énergie moyenne annuelle reçue par la Terre est d'environ $5,5 \text{ kWh/m}^2$ et par jour. En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes complexes d'absorption par les gaz, de diffusion par les molécules, et d'absorption et de diffusion par les poussières et les aérosols. Ainsi la couche d'ozone absorbe la majeure partie du rayonnement ultraviolet, tandis que la vapeur d'eau absorbe le rayonnement infrarouge. Le flux énergétique reçu au sol dépend ainsi de nombreux facteurs et son maximum au sol ne dépasse guère $1\,000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ avec un spectre décalé vers le rouge par rapport au spectre hors atmosphère (figure II.9) [26].

Le rayonnement électromagnétique est composé de « grains » de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ : le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5800°K . Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom d'AM0. Sa distribution en énergie est répartie en :

- Ultraviolet UV $0.20 < \lambda < 0.38 \text{ mm}$ 6.4%
- Visible $0.38 < \lambda < 0.78 \text{ mm}$ 48.0%
- Infrarouge IR $0.78 < \lambda < 10 \text{ mm}$ 45.6%

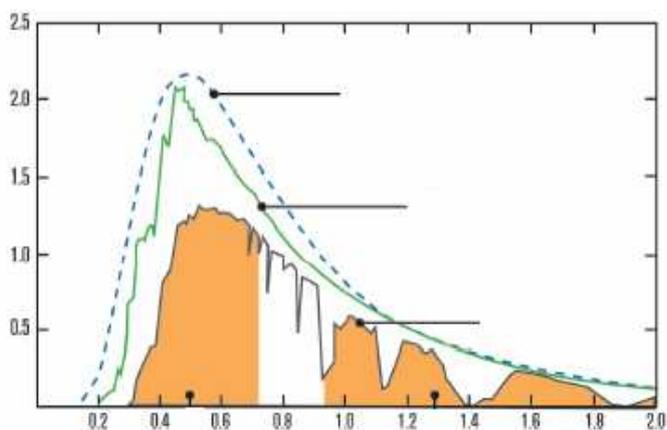


Figure II.9 : Spectre solaire hors atmosphère [27]

Le rayonnement solaire représente une ressource renouvelable d'énergie énorme, de loin la plus importante. L'énergie reçue à la surface de la terre varie, par m², de 1100 kWh à 2300 kWh/an (au total 720.105 kWh/an). Les rayons du soleil chauffent l'eau grâce à des capteurs solaires ou fournissent de l'électricité grâce à des cellules photovoltaïques ou des centrales solaires.

L'énergie solaire peut être exploitée sous deux formes principales :

L'énergie solaire photovoltaïque convertit directement les rayonnements lumineux (solaires ou autres) en électricité. Elle utilise pour ce faire des modules photovoltaïques composés de cellules solaires ou de photopiles qui réalisent cette transformation d'énergie.

L'énergie solaire thermique qui consiste en une transformation directe du rayonnement solaire en chaleur. On utilise dans ce cas des capteurs thermiques qui relèvent d'une toute autre technologie. Dans le langage courant, ce sont des « chauffe-eau solaires » ou des « capteurs à air chaud ».

Il y a aussi ce qu'on appelle l'énergie solaire thermodynamique, qui fonctionne sur un principe de concentration des rayons solaires au moyen de miroirs galbés, en un foyer placé sur une tour qui emmagasine les calories pour les restituer ensuite sous forme mécanique à l'aide d'une turbine à vapeur par exemple.

II.2.3.1. Historique de l'énergie photovoltaïque

Quelques dates importantes dans l'énergie photovoltaïque :

- 1839 : le physicien français Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque.
- 1875 : Werner Von Siemens expose devant l'académie des sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.
- 1954 : trois chercheurs américains Chapin, Peason et Prince fabriquent une cellule Photovoltaïque.
- 1958 : une cellule avec un rendement de 9 % ; les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- 1973 : la première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'université de Delaware.
- 1983 : la première voiture alimentée en énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 Km en Australie.

II.2.3.2. Principe de la conversion photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule.

La figure ci-dessous illustre une cellule PV typique.

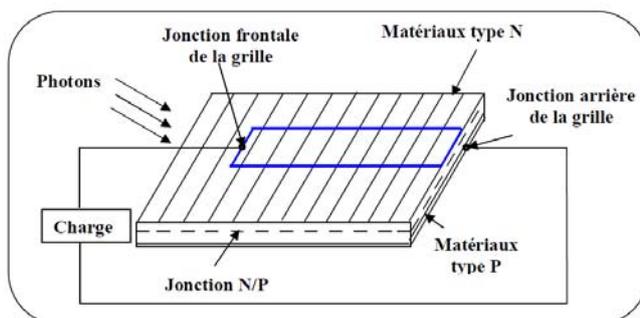


Figure II.10 : Principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque [27]

L'effet photovoltaïque permet de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. La production d'électricité par générateur photovoltaïque est liée à l'intensité, à la durée de l'ensoleillement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil. Au zénith, le soleil délivre environ 1kW/m^2 de rayonnement sur un capteur placé perpendiculairement à ses rayons, au niveau de la mer.

Malgré le fait que depuis les premières mises en œuvre, les prix ont chuté d'un facteur 100, il faut un ensoleillement important pour arriver à un coût encore insuffisamment compétitif du kWh. C'est pourquoi pour l'instant, la production photovoltaïque est plutôt réservée à l'alimentation en site isolé d'équipements et d'habitations où le coût élevé du raccordement au réseau la rend compétitive.

II.2.3.3. Les modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques sont des convertisseurs d'énergie lumineuse en électricité, le « module » photovoltaïque est par définition un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. En effet, une photopile élémentaire ne génère pas suffisamment de tension : entre 0,5 et 1,5 V selon les technologies. Il faut presque toujours plusieurs photopiles en série pour générer une tension utilisable.

De plus, cet assemblage en série doit être protégé pour rendre le module apte à un usage en extérieur. Les photopiles sont en effet des objets fragiles et sensibles à la corrosion qu'il convient de protéger mécaniquement et de mettre à l'abri des rigueurs du climat (humidité, variations de température, etc.).

On réalise donc des modules de diverses puissances selon la surface mise en œuvre (1 à 150 Wc par module), capables de générer du courant continu en basse tension lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Ces modules constituent la partie productrice d'énergie dans un générateur photovoltaïque. Donc pour constituer un générateur de puissance élevée, on réunit presque systématiquement plusieurs modules photovoltaïques, souvent de même puissance, et on les câble entre eux avant de les relier au reste du système.

II.2.3.4. Différents types de modules photovoltaïques

Il existe plusieurs modèles de cellule nous citons les trois principaux :

a) Cellules monocristallines

Sont les cellules de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Elles ont un rendement de 12 à 16%, mais la méthode de production est laborieuse. La figure II.11 montre un module au silicium monocristallin [28].

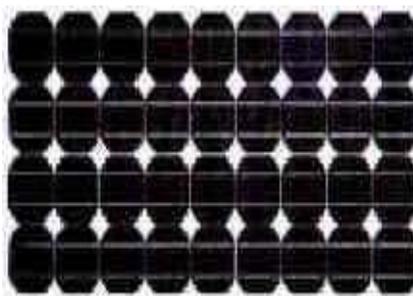


Figure II.11 : Cellules monocristallines [28]

b) Cellules polycristallines

Ces cellules sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vu de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes). Elles ont un rendement de 11 à 14%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines. La figure II.12 montre un module polycristallin [28].

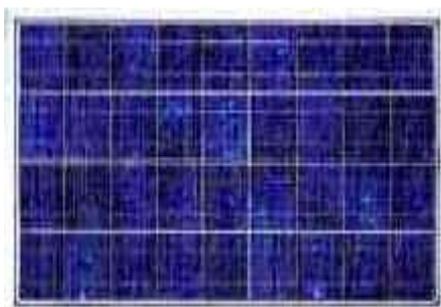


Figure II.12 : Cellules polycristallines [28]

c) Cellules amorphes

Les cellules amorphes ont un coût de production bien plus bas, mais malheureusement leur rendement n'est que 6 à 10% actuellement. Cette technologie permet d'utiliser des couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide (figure II.13) [28].



Figure II.13 : Cellules amorphes [28]

Les cellules monocristallines et polycristallines sont les plus répandues. Étant fragiles, elles sont placées entre deux plaques de verre afin de former un module qui est relativement lourd. Le matériau de base est le silicium qui est très abondant, cependant la qualité nécessaire pour réaliser les cellules doit être d'une très grande pureté et son coût intervient de façon importante dans le coût total. La pénurie de silicium de qualité, a créé une tension sur le marché et une augmentation du prix des cellules. Les produits à film mince utilisent peu de matière première. Ils servent pour des applications électriques de faible puissance, comme des montres, des calculatrices, etc. [28].

II.2.4. L'électricité géothermique

L'énergie géothermique est l'une des plus importantes sources d'énergies renouvelables dans le monde. Les utilisations de cette énergie sont multiples. Elles vont des utilisations directes telles que la pisciculture, le chauffage des serres et la balnéothérapie aux utilisations industrielles telle que la production d'électricité. L'Algérie, de par sa situation géographique (zone à forte activité tectonique) est considérée parmi les pays riches en eaux thermo minérales.

La production d'électricité d'origine géothermique consiste à utiliser le fluide géothermique contenu dans des réservoirs profonds pour actionner une turbine qui entraîne à son tour un alternateur, qui produit un courant électrique. Suivant le type de gisement géothermique, deux types de centrales sont développées, les centrales géothermiques dites conventionnelles qui utilisent un fluide géothermique à état vapeur sec ou vapeur humide dont la température est supérieure à 150°C, et les centrales géothermiques à cycle binaire qui utilisent un fluide géothermique à l'état (eau + vapeur) dont la température est inférieure à 150°C [29].

II.2.4.1. Centrales géothermiques conventionnelles

La production d'électricité la plus courante a lieu dans des centrales géothermiques dites conventionnelles, utilisant des turbines à vapeur classiques. Cela peut se faire de deux façons différentes :

a) Centrales de vapeur sèche ou à vaporisation directe (dry steam plants) :

Ce type de centrales (Figure II.14) ont été les premières réalisées. La technique à vaporisation directe consiste à canaliser directement la vapeur d'eau, typiquement à une température supérieure à 150°C, à partir des puits de vapeur sèche simplement en forant dans le sol jusqu'au réservoir et laisser échapper la vapeur sèche dans la turbine [29].

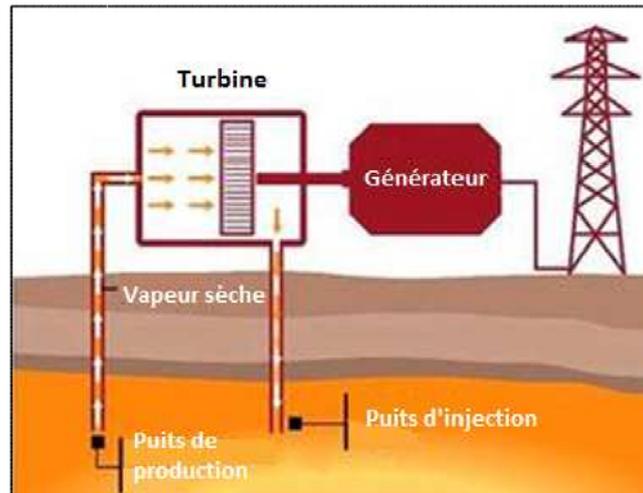


Figure II.14 : Schéma descriptif d'une centrale géothermique conventionnelle à vaporisation directe [29].

b) Centrales à vaporisation éclair (flash steam plant) :

Ce type de centrale géothermique (figure II.15) est le plus répandu dans le monde. La technique flash consiste à extraire l'eau chaude dont la température est de l'ordre de 180°C ou plus sous haute pression de la profondeur à la surface. En surface, l'eau chaude à haute pression est envoyée dans un séparateur, où la pression est réduite. Une partie de l'eau se transforme rapidement en vapeur (en un éclair), créant ce que l'on appelle la « vaporisation éclair ». Cette vapeur est ensuite utilisée pour tourner la turbine qui entraîne un générateur électrique. Après son usage, la vapeur est dirigée vers un condenseur où les conditions de vide sont maintenues par l'eau de refroidissement fournie par la tour de refroidissement (cooling tower) afin de la condenser de nouveau en eau qui sera ensuite acheminée vers le bas dans le réservoir géothermique, de sorte qu'elle puisse être réchauffée et réutilisée de nouveau. Les capacités de production de ces unités sont généralement de 20 à 110 MW [29].

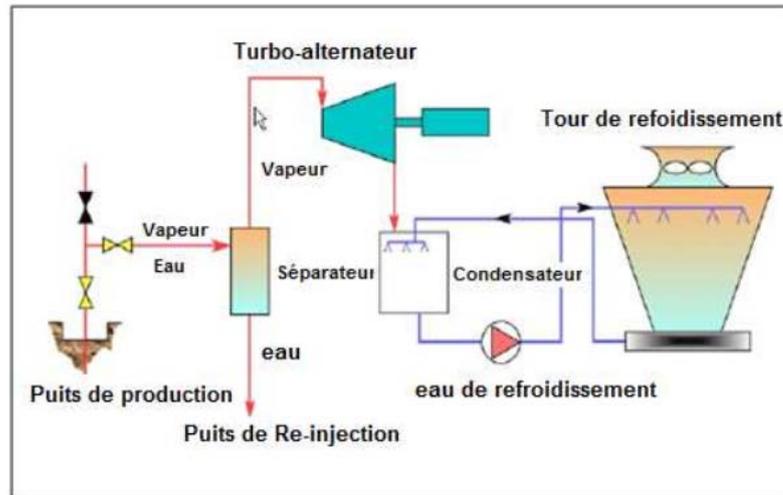


Figure II.15 : Schéma descriptif d'une centrale géothermique conventionnelle à vaporisation éclair [29]

II.2.4.2. Centrales géothermiques à cycle binaire

Dans ce cas, les réservoirs géothermiques profonds sont exploités en utilisant des centrales géothermiques à cycle binaire (Figure.II.16). Ces centrales géothermiques à cycle binaire (Organique de Rankine et Kalina) utilisent un fluide géothermique à moyenne température (85-170°C) et un fluide secondaire (appelé fluide de travail) ayant un point d'ébullition inférieur à celui de l'eau. Le fluide géothermique chaud passe à travers un échangeur de chaleur pour chauffer un fluide de travail dans une pipe, celui-ci est ensuite vaporisé et passé à travers une turbine pour la production d'électricité. Le fluide géothermique, une fois utilisé, est souvent réinjecté dans le réservoir grâce au forage d'injection. La capacité de production de ces unités est généralement à plusieurs MWe (<5 MWe).

Dans les centrales hybrides, le fonctionnement est basé sur les deux cycles. Cette technique fournit une efficacité électrique et une capacité de production relativement élevées (10 M) [29].

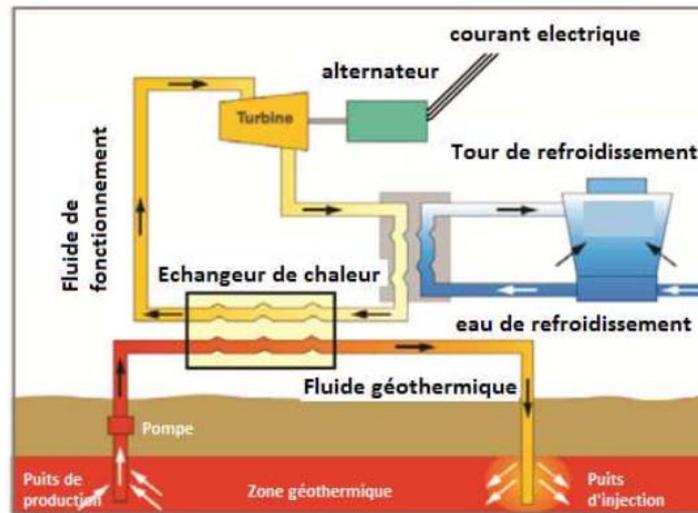


Figure II.16 : Schéma descriptif d'une centrale géothermique à cycle [29]

II.3. La production de chaleur par les sources renouvelables

La plupart des formes des énergies renouvelables sont facilement convertibles en électricité. Mais les énergies solaires, géothermiques ou provenant de la biomasse peuvent être aussi servies à fournir de la chaleur. Elles peuvent assurer tous les services prévus par les sources conventionnelles : le chauffage, la réfrigération, le transport...etc.

Il est important de noter qu'il n'est pas toujours nécessaire de convertir une énergie renouvelable en électricité. L'eau chaude solaire ou l'éolienne actionnant une pompe à eau sont des exemples de systèmes pouvant fonctionner sans circuit électrique. Cependant, pour satisfaire de plus en plus les besoins des consommateurs, les énergies renouvelables seront surtout utilisées sous forme électrique [30].

II.3.1. Le solaire thermique

L'énergie solaire thermique est la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique. Cette transformation peut être utilisée directement (pour chauffer un bâtiment par exemple) ou indirectement (comme la production de vapeur d'eau pour entraîner des turboalternateurs et ainsi obtenir de l'énergie électrique). En utilisant la chaleur transmise par rayonnement plutôt que le rayonnement lui-même, ces modes de transformation d'énergie se distinguent des autres formes d'énergie solaire comme les cellules photovoltaïques.

La conversion photothermique se fait à l'aide de collecteurs thermiques qui consistent en une transformation directe du rayonnement solaire en chaleur, comme le chauffage domestique, les cuisines solaires, la chaleur pour des processus industriels. Elle se fait selon deux manières : une captation avec concentration et sans concentration.

La radiation directe du soleil est concentrée par un collecteur sur un échangeur où elle est cédée à un fluide, soit vaporisée directement, soit transportant la chaleur à un générateur de vapeur. Tous les systèmes ont en commun un certain nombre d'organes : un collecteur qui concentre la chaleur, un liquide ou un gaz caloporteur qui la transporte jusqu'à un point d'extraction, un évaporateur, un condenseur, une turbine et un alternateur.

Plus connu sous le nom de « concentrating solar power » (CSP), le solaire thermique peut répondre à la demande en électricité de jour comme de nuit en étant couplé à des moyens de stockage thermique ou hybridé avec d'autres énergies comme le gaz.

II.3.1.1. Captation sans concentration : capteurs plans

Le rayonnement solaire peut être transformé en chaleur à basse température, par des capteurs plans utilisant conjointement l'absorbeur, surface sélective et l'effet de serre créé par le vitrage, ces capteurs ont l'avantage d'utiliser aussi bien les rayons directs du soleil que les rayons diffusés, c'est-à-dire que même par temps couvert, le liquide caloporteur de capteur parvient à s'échauffer. L'autre avantage est qu'il n'est pas nécessaire d'orienter le capteur suivant le soleil [31].

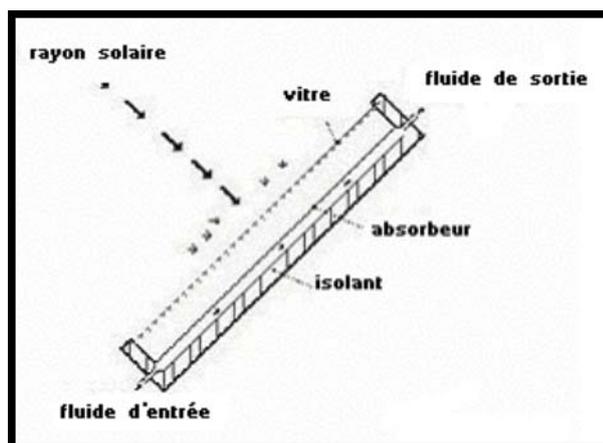


Figure II.17 : Capteur plan [31]

II.3.1.2. Captation avec concentration : capteurs à concentrations

Quand les températures plus élevées sont exigées, des capteurs solaires à concentration sont utilisés. Ils utilisent l'énergie solaire arrivant sur une grande surface réfléchissante, et réfléchi sur une plus petite surface avant qu'elle ne soit convertie en chaleur qui entraînerait de températures plus élevées. La plupart des collecteurs à concentration peuvent seulement concentrer le rayonnement solaire parallèle venant directement à partir du disque du soleil (rayonnement direct), donc ils doivent suivre le mouvement apparent du soleil. On constate de manière évidente que leur utilisation restera très limitée (entre 1500 et 1700 heures d'ensoleillement par an en moyenne) [31].

Les trois systèmes à concentration les plus importantes pour l'application à grande échelle de l'énergie solaire sont :

a) Concentrateurs cylindro-paraboliques

Les réflecteurs cylindro paraboliques sont des systèmes en forme de «U». Ils concentrent les rayons du soleil sur un tube récepteur situé le long de la ligne focale du réflecteur. Parfois un tube en verre transparent entoure le tube récepteur afin de réduire les pertes de chaleur. Ces concentrateurs utilisent souvent un système de pointeur solaire à simple axe ou à double axe. Les températures du récepteur peuvent atteindre 400°C [31].

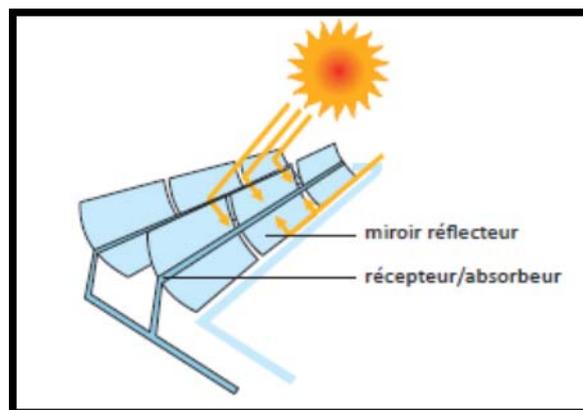


Figure II.18 : Concentrateur cylindro-parabolique [32]

b) Concentrateurs paraboliques

Ces capteurs utilisent des surfaces réfléchissantes paraboliques pour concentrer les rayons solaires dans le foyer où se trouve le récepteur (absorbeurs) qui capte la chaleur solaire ainsi concentrée. Naturellement ces concentrateurs doivent suivre le mouvement du soleil.

Les systèmes à réflecteur parabolique peuvent atteindre des températures plus élevées (jusqu'à 1500°C) sur le récepteur [31].

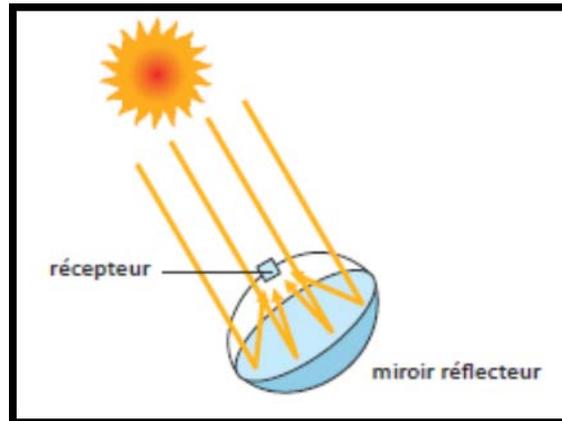


Figure II.19 : Concentrateur parabolique [32]

c) Système de centrale à tour (héliostat)

Un héliostat utilise un ensemble de pointeurs solaires à double axe qui dirige l'énergie du soleil vers un grand absorbeur situé dans une tour. Ces capteurs possèdent un ensemble de grands miroirs qui suit le mouvement du soleil. Les miroirs concentrent les rayons du soleil sur le récepteur en haut de la grande tour. Un ordinateur garde les miroirs alignés afin que les rayons du soleil, qui sont réfléchis, visent toujours le récepteur, où la température peut dépasser 1000°C [31].



Figure II.20 : Système de centrale à tour [32]

II.3.2. La chaleur d'origine géothermique

Les ressources géothermiques de hautes et de basses températures peuvent être utilisées directement dans un certain nombre d'applications de chauffage directes. Même dans les zones où la température de ces ressources est insuffisante pour la production d'énergie, elles peuvent toujours être utilisées dans les systèmes de chauffage urbain.

II.3.2.1. Centrale géothermique de production de chaleur

La production de chaleur géothermique consiste à récupérer la chaleur de l'eau thermale ou du sol afin de l'utiliser dans une grande variété d'applications résidentielles, industrielles et commerciales. Dans ce type de centrale, le circuit géothermal (Figure II.21) véhicule l'eau extraite du sous-sol jusqu'à la centrale géothermique puis à nouveau vers le sous-sol. Par la suite, le réseau de chaleur géothermique distribue la chaleur en surface après son échange. Ainsi l'élément principal d'une centrale géothermique de production de chaleur est l'échangeur de chaleur [29].

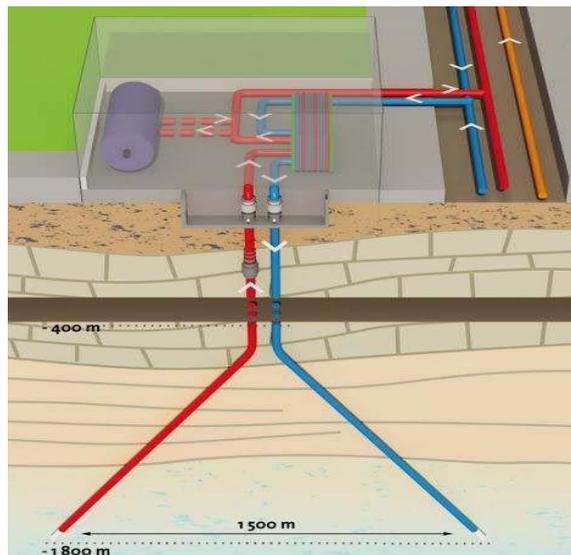


Figure II.21 : Circuit géothermal d'une centrale pour la production de chaleur [29]

Le réseau de distribution de chaleur géothermique se compose de la station géothermique, des canalisations et de sous-stations. Les canalisations permettent la distribution de l'eau chaude aux divers locaux de la région et le raccordement au réseau de chaleur.

II.3.2.2. Pompes à chaleur géothermiques

Les pompes à chaleur géothermiques sont parmi les plus rapides applications de l'énergie renouvelable en développement dans le monde aujourd'hui. Elles représentent une technologie relativement nouvelle, mais déjà bien établie, utilisant d'énormes quantités d'énergies stockées dans la terre. Cette forme d'utilisation directe de l'énergie géothermique est basée sur la température relativement constante du sol, ou des eaux souterraines, dont la gamme de températures est comprise entre 4°C et 30°C, pour fournir le chauffage et le refroidissement pour les maisons, les écoles, les usines et les bâtiments. Les systèmes de pompes à chaleur permettent de chauffer et de refroidir avec le même équipement. En effet, elles fonctionnent comme des unités de réfrigération qui peuvent être inversées. Il existe deux principaux types de pompes à chaleur géothermiques, à boucle fermée et à boucle ouverte (Figure II.22) [29].

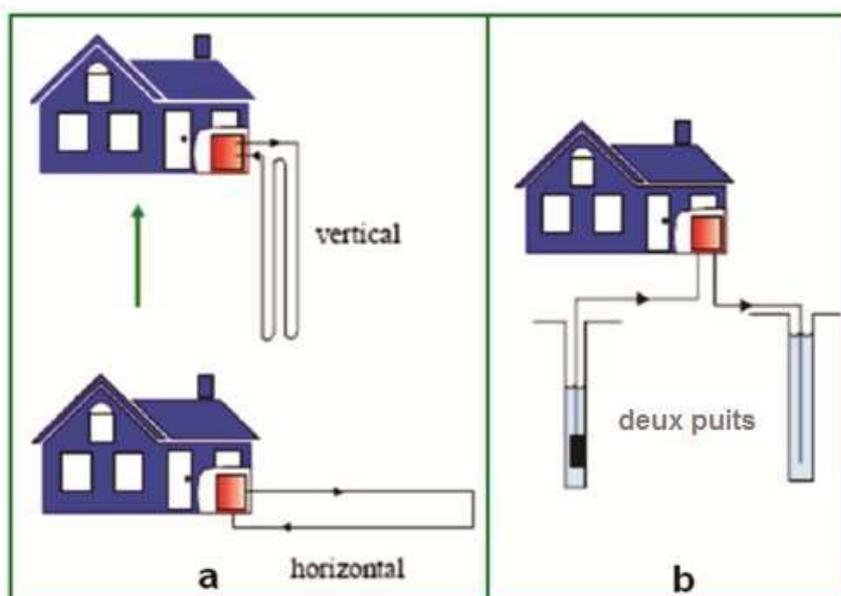


Figure II.22 : Les systèmes de pompes à chaleur géothermiques à boucle fermée et à boucle ouverte [29]

II.4La biomasse

La biomasse est l'une des sources d'énergie les plus anciennes, polyvalente, elle contribue de 12 à 14% à la consommation mondiale d'énergie, cette teneur atteindrait 90% dans les pays en voie de développement. En général, on dénomme biomasse les ressources naturelles qui disposent de bioénergie et qui peuvent être traitées pour fournir des formes bioénergétiques plus élaborées et adaptées à l'utilisation finale de la même manière que les combustibles fossiles.

Nous pourrions donc citer comme exemples de sources de bioénergie le bois et les résidus de scieries, le biogaz résultant de la décomposition anaérobie de déchets organiques et d'autres résidus de l'agriculture et de l'élevage, ainsi que les biocarburants liquides, comme le bioéthanol et le biodiesel, et la bioélectricité, produite par combustion de biomasse, tels que la bagasse et le bois.

II.4.1. Technologies de conversion de la biomasse

La biomasse peut subir différents types de traitements, elle peut générer de la chaleur par simple combustion comme elle peut être un substrat de choix pour des procédés thermochimiques plus complexes tels que la pyrolyse ou la gazéification.

Il y a trois technologies thermochimiques de base pour convertir l'énergie de la biomasse en électricité, le combustible primaire étant la biomasse à l'état solide [33] :

- par une combustion directe,
- par une gazéification,
- par une pyrolyse.

Il existe donc une multitude de solutions envisageables du point de vue technique. A l'échelle commerciale, les trois filières principales au niveau mondial sont le *bioéthanol*, le *biodiesel* et le *biogaz*, même si cette dernière reste encore à l'heure actuelle moins développée que les deux précédentes dans le domaine des transports.

II.4.2. LES BIOCARBURANTS

Un biocarburant (ou agrocaburant) est un carburant produit à partir de matériaux organiques non fossiles, provenant de la biomasse. Il existe actuellement trois filières principales [30] :

- filière huile et dérivés (biodiesel) ;
- filière alcool, à partir de jus sucré, d'amidon, de cellulose ou d'hémicelluloses hydrolysées (bioéthanol) ;
- filière gaz (le biogaz) issu de la fermentation de déchets organiques à l'abri de l'air.

D'autres formes moins développées voire simplement au stade de la recherche existent aussi : carburant gazeux (dihydrogène) ou encore les carburants solides.

II.4.3. Types de biocarburants

On distingue les biocarburants de première et de seconde génération. Cette classification peut servir à séparer les carburants issus de produits alimentaires des carburants issus de source ligno-cellulosique (bois, feuilles, paille, etc.). Une autre interprétation l'utilise pour faire la distinction entre les biocarburants produits à partir de processus techniques simples et ceux produits par des techniques avancées.

Il existe aussi une troisième génération de biocarburants qui n'est encore qu'au stade de la définition. Une des principales pistes de recherche est la production de biodiesel, de bioéthanol ou encore d'hydrogène par des micro-organismes (micro algues et certaines bactéries) sous l'effet de la lumière et d'autres contraintes chimiques [33].

II.4.4 Possibilité de remplacement des énergies fossiles

On sait que le pétrole s'épuise et que les biocarburants permettent aux pays qui les produisent de devenir moins dépendants sur le plan énergétique. À l'échelle locale, la production et l'autoconsommation d'agrocultures (huile végétale carburant par exemple) permettent une autonomie énergétique des agriculteurs.

Personne n'estime que les biocarburants peuvent, tous seuls, remplacer complètement le pétrole ni même les carburants d'origine fossiles actuellement utilisés. La question est plutôt de savoir s'ils peuvent représenter une part de la solution [33].

II.5. L'énergie dans le monde et en Algérie

II.5.1. Consommation énergétique mondiale

La consommation de l'énergie peut avoir plusieurs formes, telles que l'électricité, le combustible pour les moyens de transport, l'industrie pétrolière et le chauffage à travers le gaz et le charbon etc., cette consommation mondiale d'énergie primaire a augmenté de 2,3% en 2013, une accélération sur 2012 (+ 1,8%). La croissance en 2013 a accéléré pour le pétrole, le charbon et l'énergie nucléaire. Mais la croissance mondiale est restée en dessous de la moyenne sur 10 ans de 2,5%. Toutes les carburantes exceptions du pétrole, le nucléaire et les énergies renouvelables dans la production d'énergie ont augmenté à des taux inférieurs à la moyenne.

La croissance a été inférieure à la moyenne pour toutes les régions, sauf en Amérique du Nord. Le pétrole reste le principal carburant du monde, avec 32,9% de la consommation mondiale d'énergie, mais il a également continué à perdre des parts de marché pour la quatorzième année consécutive et sa part de marché actuelle est encore une fois le plus bas depuis commencé en 1965.

Les énergies renouvelables représentent 2 % de la totalité de l'énergie primaire consommée en 2013 (figure II.23) [34].

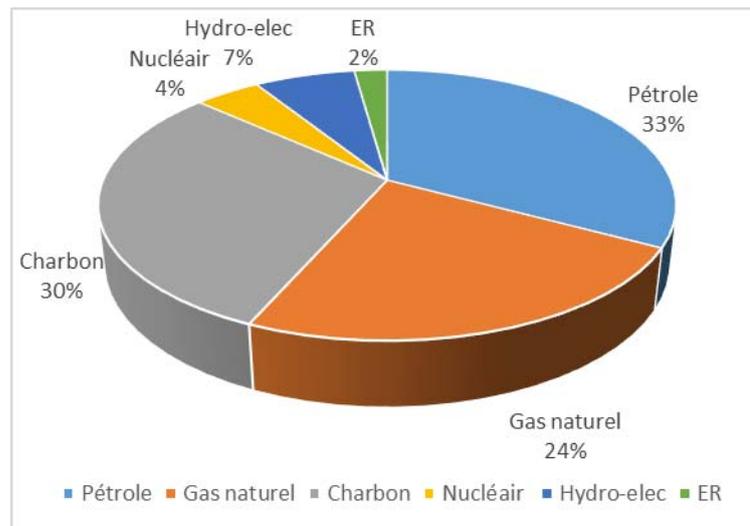


Figure II.23 : Répartition de l'énergie primaire consommée par type d'énergie en 2013[34]

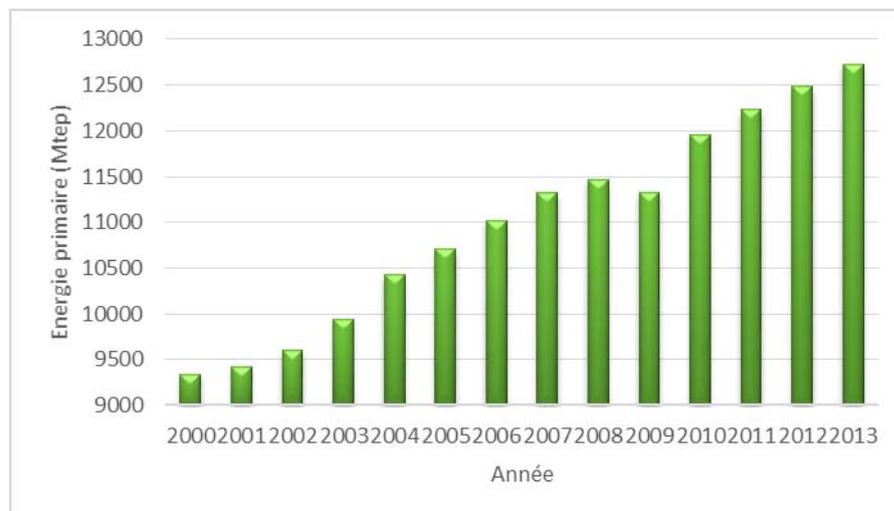


Figure II.24 : Consommation mondiale annuelle de l'énergie primaire [34]

La consommation énergétique mondiale annuelle d'origine renouvelable (Solaire, éolien, géothermie, biomasse et autres) est illustrée par la figure II.25.

En 2013 la consommation est de 1235,3 TWh, une croissance importante entre 1989 et 2013[34].

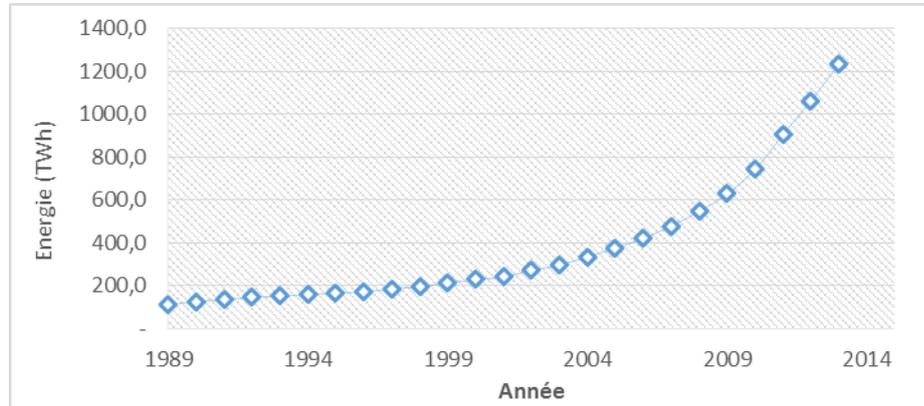


Figure II.25 : Consommation énergétique mondiale d'origine renouvelable [34].

Ce qui montre que la part des énergies renouvelables ne cesse à prendre sa place sur le marché de l'énergie. La part de l'énergie solaire est de 2 % (moyenne sur 10 ans).

II.5.2. Consommation et production de l'énergie en Algérie

Les besoins énergétiques de l'Algérie sont satisfaits presque exclusivement, par le pétrole et le gaz naturel. Ceci n'exclut pas l'intérêt des énergies renouvelables qui représente aussi beaucoup d'avantages, de ce fait le rôle qui est dévolu aux énergies renouvelables, dans le cadre de la politique énergétique nationale, est de répondre à la demande énergétique sur les sites isolés et loin des réseaux d'électricité et de gaz naturel. C'est dans l'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable [35].

a) Consommation énergétique de l'Algérie

La figure II.26 montre l'évolution de l'énergie globale consommée en Algérie, elle représente la somme des consommations finales, comme par exemple l'électricité, le gaz pour le chauffage et autres dérivés.

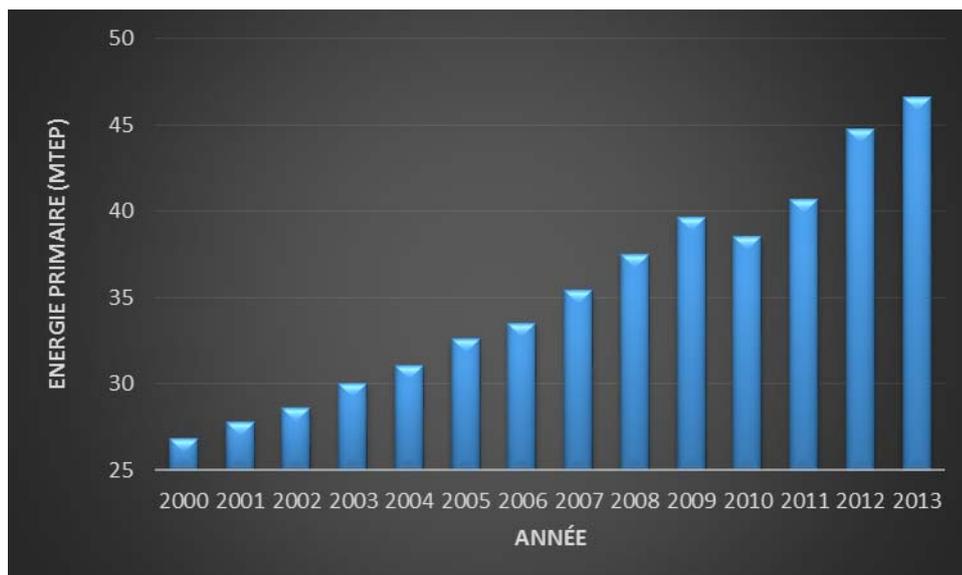


Figure II.26 : Consommation énergétique globales annuelle en Algérie [34]

La croissance de la consommation énergétique globale en Algérie a atteint son maximum en 2013 un taux de croissance de 2.9 % par rapport à 2012. La figure II.27 présente la répartition de l'énergie primaire consommée en Algérie par type d'énergie en 2013.

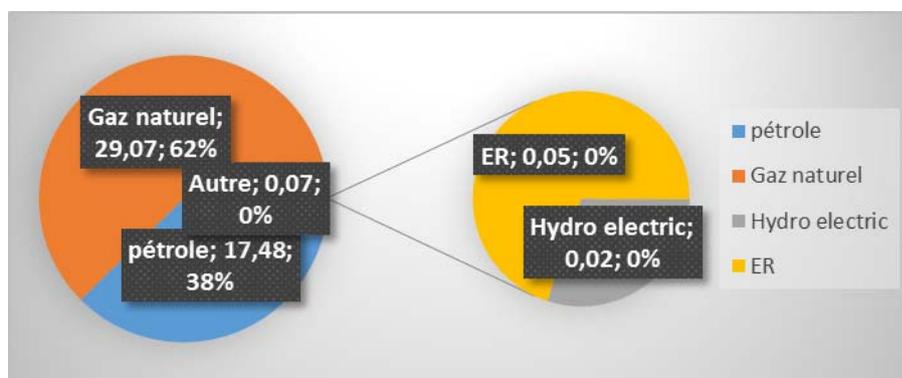


Figure II.27 : Répartition de l'énergie primaire consommée en Algérie par type d'énergie en 2013[34]

b) Production de l'électricité en Algérie

La figure II.28 montre l'évolution de la production de l'électricité en Algérie avec ses différentes filières (renouvelable et non renouvelable) entre 1985 et 2013.

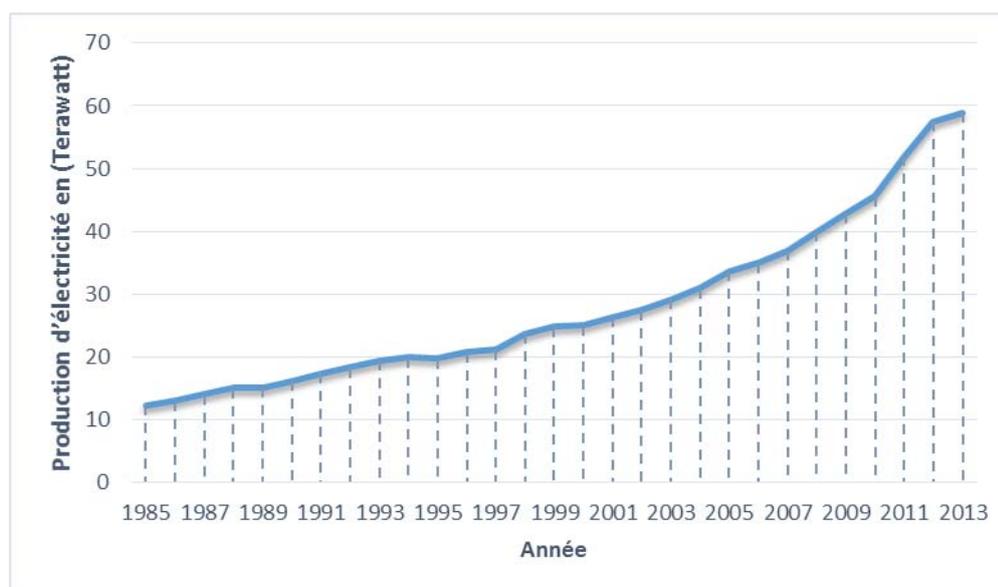


Figure II.28 : Evolution de la production d'électricité en Algérie [34]

Nous remarquons une croissance considérable de la production d'électricité en Algérie entre 2001 et 2013 pour atteindre 60 térawatts en 2013.

II.5.3. Le programme national de développement des énergies renouvelables adopté.

Le programme national de développement des énergies renouvelables dans sa version actualisée par les services du ministère de l'énergie vient d'être adopté par le gouvernement. En effet, l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique national constitue un enjeu majeur dans la perspective de préservation des ressources fossiles, de diversification des filières de production de l'électricité et de contribution au développement durable.

À la faveur du programme de développement des énergies renouvelables 2011-2030 adoptés par le gouvernement en février 2011, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétiques et économiques menés par l'Algérie. Ce programme a connu une première phase consacrée à la réalisation de projets pilotes et de tests des différentes technologies disponibles, durant laquelle des éléments pertinents concernant les évolutions technologiques des filières considérées sont apparus sur la scène énergétique et ont conduit à la révision de ce programme [35].

Parmi ces éléments nouveaux, il convient de citer :

- une meilleure connaissance du potentiel national en énergies renouvelables, notamment pour le solaire et l'éolien, suite aux études engagées ;
- la baisse des coûts des filières photovoltaïques et éoliennes qui s'affirment de plus en plus sur le marché pour constituer des filières viables à considérer ;
- les coûts encore élevés de la filière CSP (solaire thermique) induisant une croissance très lente du développement de ce marché à travers le monde ;
- le parachèvement d'une réglementation nationale cohérente et attractive en direction des investisseurs.

La révision de ce programme porte ainsi, sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de la biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie, et également sur le report, à 2021, du développement du solaire thermique (CSP).

La consistance du programme en énergie renouvelable à réaliser pour les besoins du marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020, 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10 000 MW à l'exportation [35].

À la faveur de ce programme, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétiques et économiques menés par l'Algérie. D'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable (figure II.29).

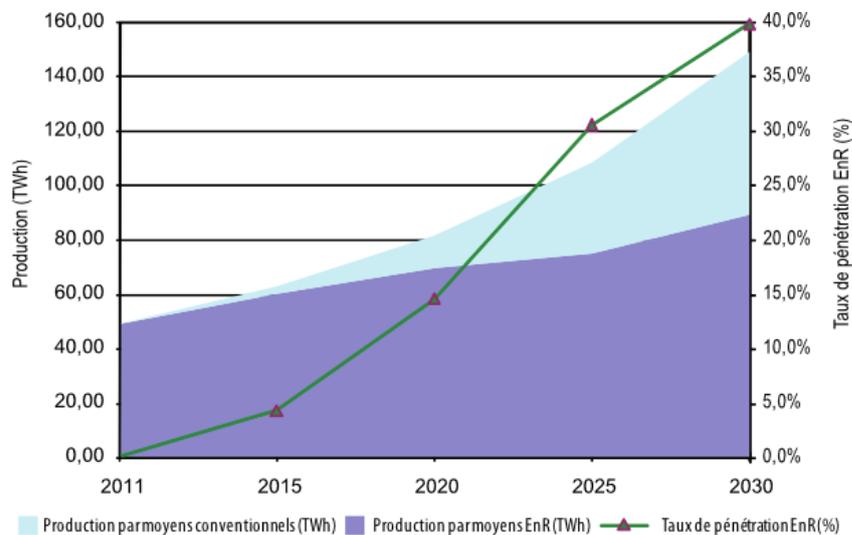


Figure. II.29 : Pénétration des énergies renouvelables dans la production nationale en TWh [35]

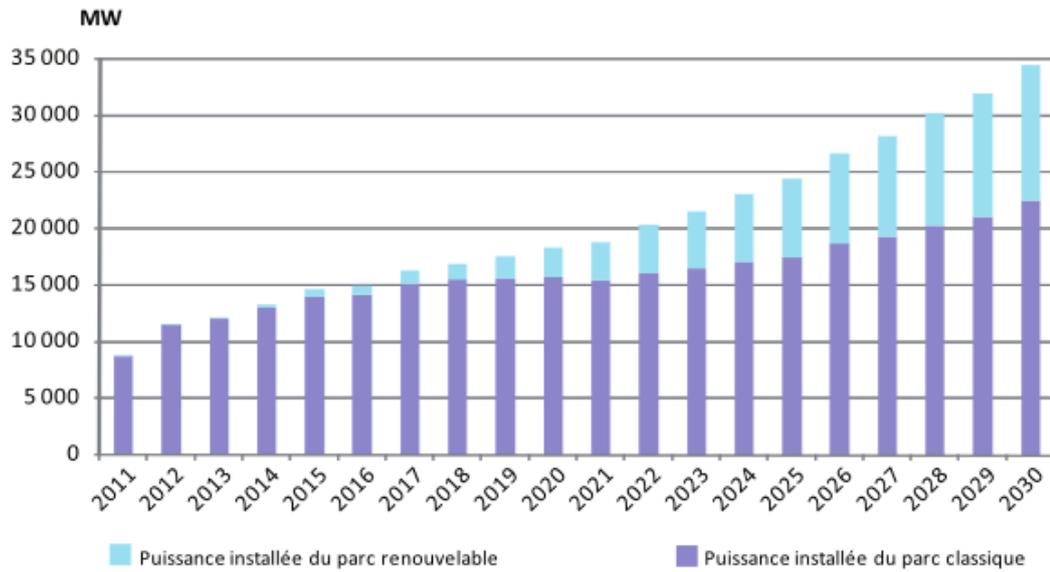


Figure II.30 : Structure du parc de la production nationale en MW [35]

En effet, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir du solaire photovoltaïque (13 575 MW) et du solaire thermique (2000 MW) qui seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030 (5010 MW). la première ferme éolienne est installée d'une puissance de 10 MW à Adrar.

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

Le programme des EnR est défini ainsi pour les différentes phases [35] :

- d'ici 2013, il est prévu l'installation d'une puissance totale de l'ordre de 110 MW ;
- à l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée ;
- d'ici 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2 600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW ;
- d'ici 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12 000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW.

La synthèse de ce programme, par filière technologique, se présente comme suit :

- Solaire photovoltaïque : 13 575 MW
- Éolien : 5010 MW
- Solaire thermique : 2000 MW
- Biomasse : 1 000 MW
- Cogénération : 400 MW
- Géothermie : 15 MW

II.5.4. Répartition de la Puissance installée par Application

Le tableau et la figure ci-dessous représentent les puissances énergétiques installées pour chaque application.

Tableau II.1 : Puissance installées par application

Applications	Puissance Installée (Watt)
Electrification	1352800
Pompage	288400
Eclairage public	48430
Télécommunication	498000
Autres	165630
TOTAL	2353260

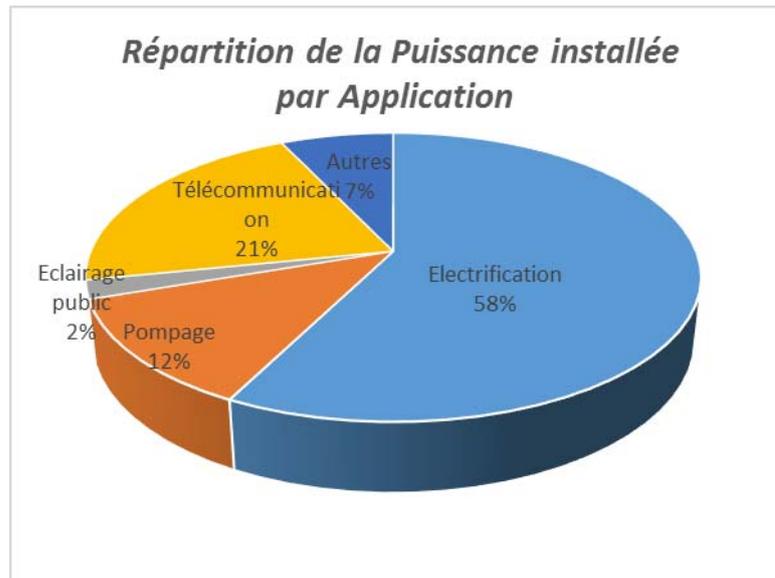


Figure II.31 : Répartition de la Puissance installée par Application [34]

II.5.5. Répartition de la Puissance installée par ressource

Le tableau représente les puissances énergétiques installées pour chaque ressource

Tableau II.2 : Puissance installées par ressource

RESSOURCE	Puissance Installée (Watt)
SOLAIRE	2279960
EOLIEN	73300
TOTAL	2353260

II.6. Potentiels énergétiques en Algérie

II.6.1. Potentiel solaire de l'Algérie

De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara).

L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de 5 Kwh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 Kwh/m^2 /an au Nord et 2263 KWh/m^2 /an au sud du pays [35].

C'est le plus important de tout le bassin méditerranéen :

- 169.440 TWh/an.
- 5.000 fois la consommation Algérienne en électricité.
- 60 fois la consommation de l'Europe des 15 (estimée à 3.000 TWh/an).

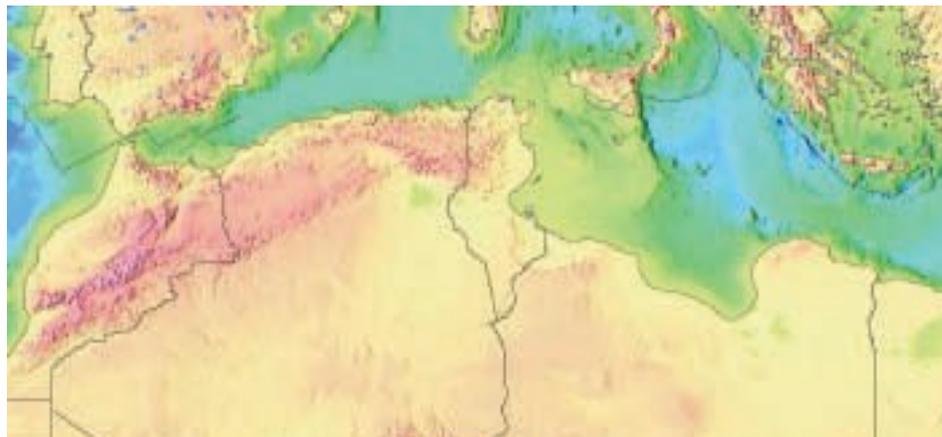


Figure II.32 : Potentiel solaire en Algérie

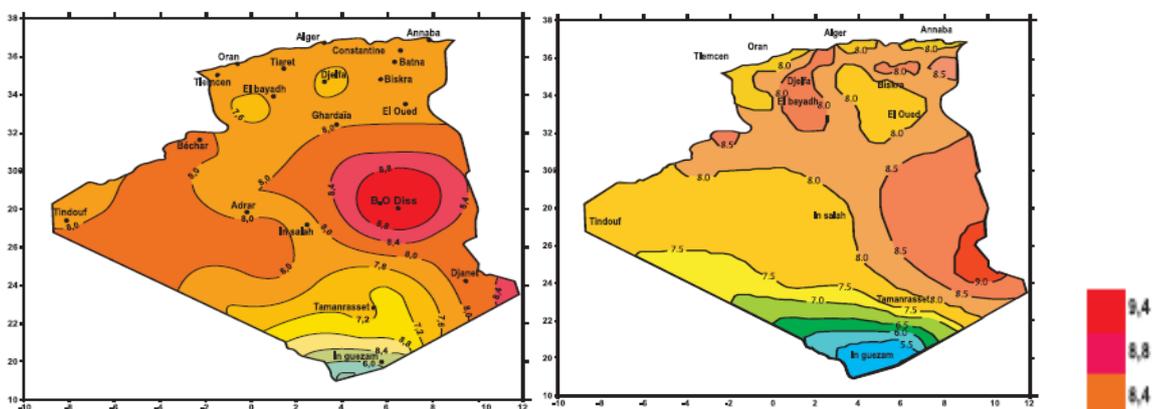


Figure II.33 : Irradiation globale journalière au mois de Juillet sur les plans :

a- horizontal et b- normal.

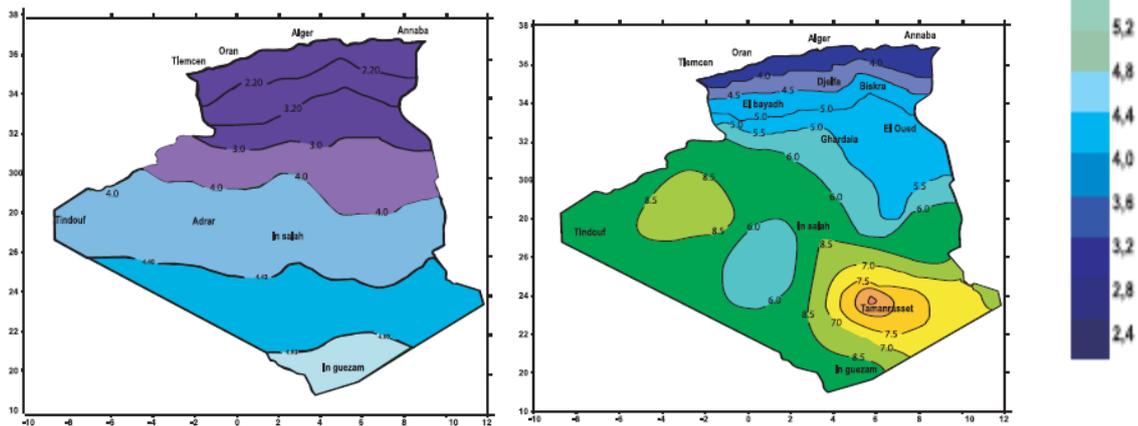


Figure II.34: Irradiation globale journalière au mois de Décembre sur les plans ($\text{kW/m}^2/\text{j}$) :

a- horizontal et b- normal.

La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est présentée dans le tableau II.3, selon l'ensoleillement reçu annuellement.

Tableau II.3 : Répartition du potentiel solaire en Algérie

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Irradiation moyenne reçue (kWh/m ² /an)	1700	1900	2263

Sur la période 2011-2013, en Algérie il est prévu d'atteindre un taux d'intégration de l'industrie algérienne de 60 %. Cet objectif ambitieux devrait être atteint grâce à la réalisation d'une usine de fabrication de modules photovoltaïques d'une capacité équivalente à 120 MWc/an par le groupe Sonelgaz à travers sa filiale Rouiba-Eclairage et dont la mise en service est prévue fin 2013. Cette période sera également marquée par des actions de renforcement de l'activité d'engineering et d'appui au développement de l'industrie photovoltaïque à travers la constitution d'une joint-venture qui regroupera les différents acteurs (Rouiba-Eclairage, Sonelgaz, CREDEG, CDER et UDTS) en partenariat avec des centres de recherche.

Sur la période 2014-2020, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration des capacités algériennes de 80%. Pour ce faire, il est prévu la construction d'une usine de fabrication de silicium. Par ailleurs, il est attendu qu'un réseau de sous-traitance nationale soit mis en place pour la fabrication des onduleurs, des batteries, des transformateurs, des câbles et autres équipements entrant dans la construction d'une centrale photovoltaïque.

L'Algérie devrait disposer également, sur la même période, de capacités de conception, de procurement et de réalisation capables d'atteindre un taux d'intégration de l'ordre de 60% par des entreprises algériennes.

Il est pareillement, prévu la réalisation d'un centre d'homologation des équipements destinés aux installations des EnR. Sur la période 2021-2030, l'objectif est d'atteindre un taux d'intégration supérieur à 80%. C'est pour quoi, la capacité de production des modules.

L'Algérie entend mettre en valeur son potentiel solaire, l'un des plus importants au monde, en lançant des projets importants en solaire thermique.

Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune seront lancés sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire.

II.6.2 Potentiel éolien de l'Algérie

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifiés.

La carte des vents de l'Algérie, estimée à 10 m du sol est présentée en figure II.35. Les vitesses moyennes annuelles obtenues varient de 2 à 6.5 m/s. On remarque qu'à l'exception de la région côtière (moins Béjaia et Oran), du Tassili et de Beni Abbés, la vitesse de vent moyenne est supérieure à 3 m/s, [36].

En fait, la région centrale de l'Algérie est caractérisée par des vitesses de vent variant de 3 à 4 m/s, et augmente au fur et à mesure que l'on descend vers le sud-ouest. Le maximum est obtenu pour la région d'Adrar avec une valeur moyenne de 6.5 m/s [36].

Cependant, nous pouvons observer l'existence de plusieurs microclimats où la vitesse excède les 5 m/s comme dans les régions de Tiaret, Tindouf et Oran.

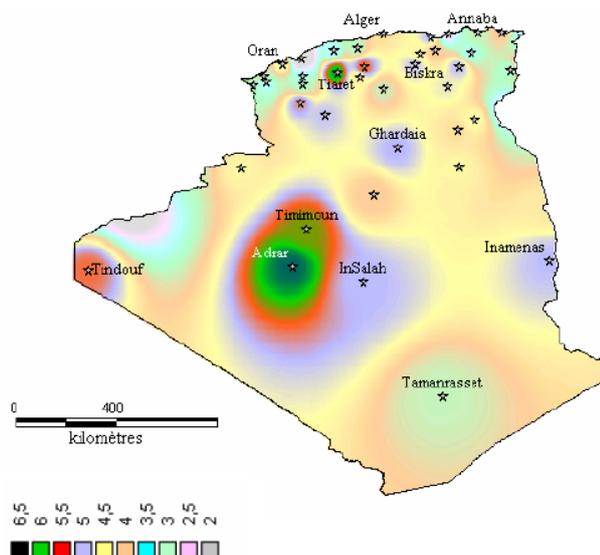


Figure II.35 : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol [36]

Bien que l'Algérie à un régime de vent modéré (2 à 6 m/s), ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau.

La ressource éolienne provient du vent, lequel est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre : une différence de pression se crée entre certaines régions de la planète, en fonction du réchauffement ou du refroidissement local, mettant ainsi des masses d'air en mouvement. Exploitée depuis l'Antiquité puis longtemps négligée, cette énergie connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers. À l'échelle mondiale, l'énergie éolienne maintient un taux de croissance de 30% par an depuis une dizaine d'années. L'Europe, principalement sous l'impulsion allemande, scandinave et espagnole, comptait environ 29000 MW pour 40000 MW de puissance installée dans le monde en 2003, en 2013 ce chiffre est multiplié par quatre, soit 121 000 et 319 000MW de puissance installée dans le monde

L'Algérie vient d'inaugurer, en juillet 2014, son premier parc éolien, situé à Kabertene dans le centre du pays, au nord de la ville d'Adrar doté de douze éoliennes, fournies par le groupe espagnol Gamesa, il dispose d'une capacité de 10 MW.

II.6.3. Potentiel Géothermique de l'Algérie

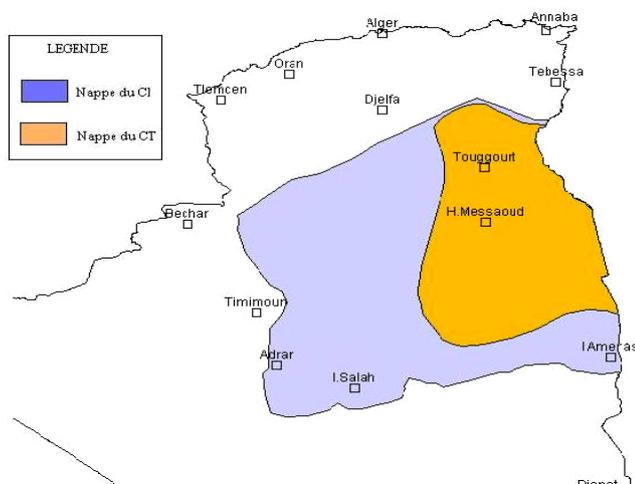
En Algérie, les études en géothermie ont été menées principalement sur le Nord algérien, ces études montrent que le Nord de l'Algérie compte un nombre important de sources thermales (Tableau II.4) [37]. Parmi les plus importantes, nous pouvons citer Hammam Meskoutine (98 °C) à Guelma, Hammam Boutaleb (52 °C) à Sétif et Hammam Bouhanifia (66 °C) à Mascara.

Trois zones à fort gradient géothermique sont mises en évidence ; au Nord-Ouest, au Nord-Est et au Centre Nord de l'Algérie, plus particulièrement dans les régions de l'Oranie, de la Kabylie et du Constantinois.

Tableau II.4 : Caractéristiques de quelques sources thermales du Nord de l'Algérie [37]

Sources thermales	Région	Faciès chimique	Résidus Secs (mg/l)	Jnhnb ,kknbnb ,jnb	Débit (l/s)
H. Chellala	Guelma	Sulfaté magnésien	1600	98	100
H. Bou Hadjar	Ain-Timouchent	Chloruré sodique	3210	66.5	-
H. Bouhanifia	Mascara	Bicarbonaté sodique	1400	66	-
H. Boutaleb	Setif	Chloruré sodique	3416	52	-
H. Essalihine	Khenchela	Chloruré sodique	2082	70	-
H. Salhine	Skikda	Sulfaté magnésien	2046	55	-
H. Sidi Bou Abdellah	Relizane	Chloruré sodique	1194	51	-
H. Delaa	M'sila	Sulfaté sodique	1980	42	-
H. Rabi	Saida	Chloruré sodique	1524	47	-
H. Sillal	Bejaia	Chloruré sodique	2221	46	-
H. Ben Haroun	Constantine	Chloruré sodique	3762	42	10

En plus des nombreuses sources thermales dans le Nord du pays, il existe dans le Sud algérien et plus exactement dans le Sahara septentrional, une importante réserve en eau thermale qui est la nappe du continental intercalaire (Figure II. 33).

**Figure II.36** : Carte représentant les nappes du Continental Intercalaire et du Complexe Terminal [29]

La température d'une eau souterraine augmente de 1°C par 30 mètres lorsque le gradient géothermique est normal. On remarque à travers la carte des températures (Figure II.37) que la température varie avec la profondeur, les eaux les plus profondes qui sont influencées par le gradient géothermique sont les plus chaudes.

Les températures sont croissantes de l'ouest vers l'est de la nappe telle que :

- dans les régions de Touggourt, Hassi Messaoud et Ouargla la température des eaux du continental intercalaire dépassent les 60°C .
- la température moyenne est de 40°C se trouve au Centre de la nappe.
- le minimum de la température se trouve à la périphérie Ouest qui correspond aux régions d'affleurements de la nappe (Adrar, Timimoune et In Salah), ou la température est en dessous de 30°C .
- la valeur maximale atteinte est de 84°C dans la région de Touggourt, la valeur minimale mesurée est de 19°C dans la région d'Adrar.

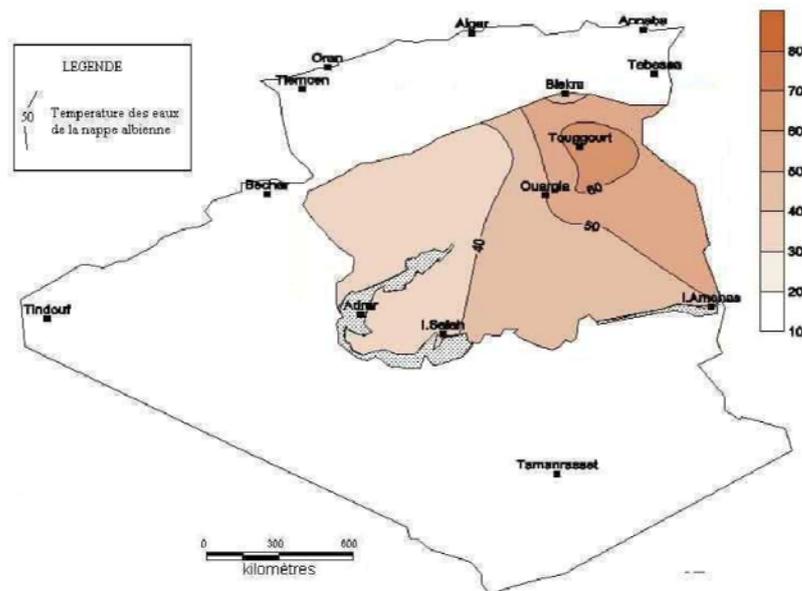


Figure II.37 : Carte des températures des eaux de la nappe du Continental Intercalaire [37]

II.6.4 Potentiel de l'Hydroélectricité de l'Algérie

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m^3 , mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer. Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud.

On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface [35]. Plus de 70 barrages sont actuellement en exploitation pour une capacité de stockage évaluée à 8,4 milliards de m³.

Le gouvernement a décidé de fermer à terme les centrales hydroélectriques du pays et de consacrer les deux barrages produisant de l'électricité, en l'occurrence le Barrage d'Ighil Emda à Kherrata (Bejaia) et celui d'Erraguen à Jijel, à l'irrigation et à l'alimentation de la population en eau potable.

Le tableau ci-dessous récapitule potentiel hydroélectrique Algérien.

Tableau II.5 : Potentiel hydroélectrique Algérien [35]

Centrale	Puissance installée MW
Darguina	71.5
Ighil Emda	24
Mansouria	100
Erraguene	16
SoukEl DJEMAA	8.085
Tizi MEDEN	4.458
IGHZERNCHEBEL	2.712
GHRIB	7.000
GOURIET	6.425
BOUHANIFIA	5.700
OUED FODDA	15.600
BENI BEHDE	3.500
TESSALA	4.228

II.6.5 Le Potentiel de la Biomasse

II.6.5.1. Potentiel de la forêt :

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 Millions de TEP (Tonnes Équivalent Pétrole). Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3,7 Millions de TEP [38]. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10% [35].

II.6.5.2. Biomasse phoenicicole en Algérie

En plus des superficies et du nombre de palmiers très intéressant, l'Algérie dispose d'une grande diversité phoenicicole. L'inventaire variétal réalisé par S. Hannachi et al. [39] révèle l'existence de 940 cultivars dans l'ensemble de la palmeraie algérienne.

La superficie phoenicicole, le nombre de palmiers et la production dattière ont connu une évolution importante après la mise en place d'un programme national de développement agricole (PNDA) à la fin des années quatre-vingt-dix. En effet, sur vingt ans (tableau II.6) la configuration de la plantation a doublé en superficie et en nombre [40].

Tableau II.6 : Configuration de la palmeraie algérienne entre 1983 et 2003[40]

	1983	1999	2003	Taux d'accroissement en 20 ans
Superficie phoenicicole (ha)	71 000	100 120	128 800	44,8
Nombre de palmiers	7 659 000	11 670 330	14 605 030	47,5
Production (tonne)	181 539	427 580	492 217	63,1

II.6.5.3. Estimation quantitative des déchets de la biomasse phoenicicole

Le calcul des quantités annuelles de sous-produits générés par palmier et à l'échelle régionale (Ghardaïa) et à l'échelle nationale (Algérie) comme le montre le tableau II.7, montrent que les sous-produits du palmier dattier sont disponibles relativement en quantités appréciables. D'autant plus que ce calcul n'inclut pas tous les déchets de la fin de saison de collecte (spathe, spadice, tronc, noyau) [40].

Tableau II.7 : Estimation quantitative des sous-produits du palmier dattier par rapport à l'année 2005[40]

		Palmes	Pédicelles	Bois (palmes+pédicelles)	Déchets de dattes
Poids/palmier (unité : kg)	Min	11,7	0,4	12,1	5,0
	Max	27,0	5,5	32,5	75,0
	Moy	14,4	0,6	15,0	8,4
poids/échelle locale : Ghardaïa (unité : tonne)	Min	13 591,9			
	Max	31 365,9			
	Moy	16 728,5	683,0	17 411,5	9 275,0
Poids/échelle nationale : Algérie (unité : tonne)	Min	170 878,9			
	Max	394 335,8			
	Moy	210 312,4	9 057,0	219 369,4	123 054,3

Le palmier dattier est la biomasse dominante dans les zones arides et semi-arides. La conduite de cette biomasse engendre une quantité considérable de déchets de différentes natures.

II.7. Conclusion

L'Algérie possède un potentiel gigantesque d'énergie renouvelable à savoir l'énergie solaire, éolienne, géothermique et biomasse. Ces ressources alternatives d'énergie peu contribuent d'une part non négligeable dans production nationale d'énergie.

Dans le domaine du pompage par énergie renouvelable nous avons un large intervalle de choix entre différentes ressources d'énergie renouvelable à savoir le pompage éolien, le pompage photovoltaïque, le pompage hybride ...etc. Le choix de tel ou tel système dépend de :

- L'endroit
- L'éloignement par rapport au réseau électrique
- La charge globale du système
- Le prix du kwh et litre du carburant

La conception et la modélisation du système choisi seront discutées en détail dans le prochain chapitre.

**CHAPITRE 3 : MODELISATION DES ELEMENTS DE
GESTION DE L'ENERGIE ET DU SYSTEME
COMPLET**

CHAPITRE 3 : MODELISATION DES ELEMENTS DE GESTION DE L'ENERGIE ET DU SYSTEME COMPLET

SOMMAIRE

III.1. Introduction

III.2. Applications des systèmes à énergie renouvelable au pompage de l'eau

III.2.1. Systèmes de pompage photovoltaïque autonome

III.2.2. Le pompage éolien autonome

III.2.3 Pompage autonomes hybrides

III.3. Le système de pompage adopté

III.4. Modélisation du système de pompage hybride globale

III.4.1. Modélisation de l'Irradiation Solaire

III.4.2. Modélisation du générateur photovoltaïque

III.4.3. Modélisation du système de stockage chimique (batteries)

III.4.4. Modélisation du générateur diesel

III.4.5. Modélisation de l'onduleur triphasé

III.4.6. Modélisation l'ensemble moteur- pompe centrifuge.

III.4.7 Modélisation du système de pompage hybride global

III.5. Conclusion

III.1. Introduction

La modélisation consiste à définir un modèle mathématique qui permet de décrire le comportement théorique d'un système quelconque et ses performances dépendent de son aptitude à le faire d'une manière la plus réaliste et la plus précise que possible. Ainsi, dans cette étude, l'objectif essentiel de la modélisation est de présenter le comportement des sous-systèmes décentralisés sous les différentes conditions météorologiques et de déterminer la puissance produite par chacun de ces systèmes ainsi que le système global. Ainsi tous les sous-systèmes sont traités de manière modulaire pour une plus grande flexibilité. Dans ce qui suit nous présentons les modèles mathématiques retenus et décrivant chacun des éléments du système.

III.2. Applications des systèmes à énergie renouvelable au pompage de l'eau

III.2.1. Systèmes de pompage photovoltaïque autonome

L'utilisation du photovoltaïque comme source d'énergie pour le pompage d'eau est considérée comme l'un des domaines les plus prometteurs pour l'application de l'énergie solaire. Les systèmes photovoltaïques de pompage d'eau exigent seulement qu'il y ait suffisamment de soleil.

Les systèmes de pompage photovoltaïques autonomes sont particulièrement appropriés à l'approvisionnement en eau dans des régions isolées où l'électricité n'est pas disponible.

III.2.1.1. Le pompage au fil du soleil

Il s'agit de pomper l'eau tant que le soleil est présent vers un réservoir, ce dernier fonctionne comme régulateur de la consommation. La pompe solaire est branchée directement sur les panneaux solaires par l'intermédiaire d'un régulateur ou d'un convertisseur. Le débit d'arrivée d'eau dans le réservoir est donc variable, directement fonction du rayonnement solaire, d'où l'expression « au fil du soleil » [41] (figure III.1). L'eau pompée peut être employée dans beaucoup d'applications telles que l'utilisation domestique et l'irrigation. Ce sont les systèmes de pompage photovoltaïques les plus économiques et les simples [42] [43].

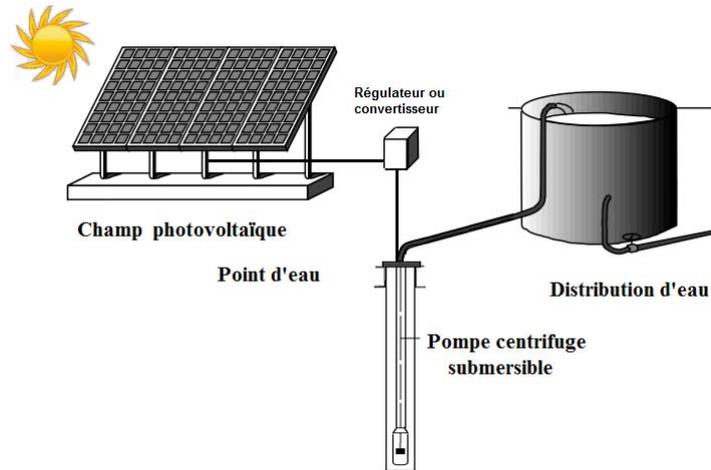


Figure III.1 : Système de pompage au fil du soleil

III.2.1.2. Le pompage photovoltaïque autonome avec batterie

Le pompage photovoltaïque autonome avec batterie est représenté dans la figure III.2. C'est la configuration la plus courante des systèmes de pompage photovoltaïques car dans ce système, une batterie est connectée aux bornes du générateur photovoltaïque et le moteur à courant continu fonctionne à une tension à peu près constante, et par conséquent, le moteur à courant continu est exploité à proximité de son point de fonctionnement optimal [44].

Ce système présente deux avantages par rapport au système au fil du soleil :

- L'eau peut être pompée jour et nuit, donc le débit d'eau est plus grand.
- Le moteur à courant continu fonctionne à son point de fonctionnement optimal, et par conséquent, l'efficacité du système est améliorée.

Un inconvénient majeur d'un tel système est le coût d'un système supplémentaire et le manque de fiabilité dû à la batterie [41].

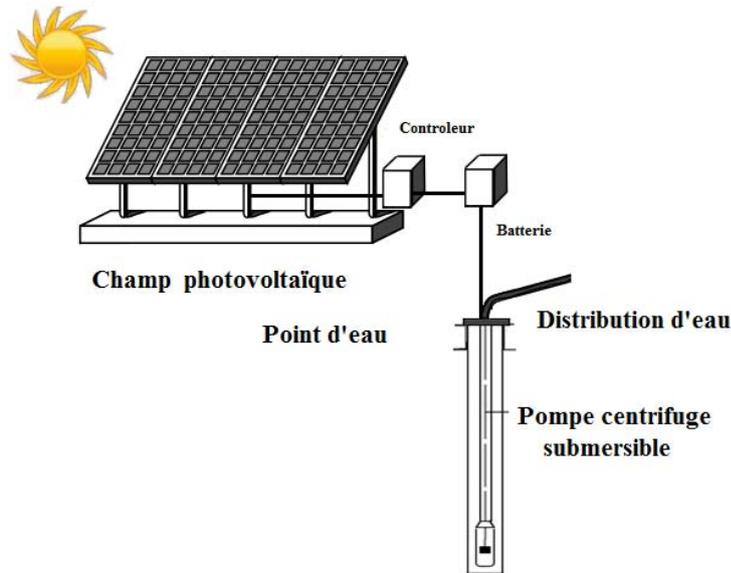


Figure III.2 : System de pompage photovoltaïque autonome avec batterie

D'autres systèmes peuvent exister en fonction de la nature du régulateur ou de convertisseur ces derniers dépendent du type de moteur utilisé :

- si le moteur utilisé est un moteur à courant continu (DC) le convertisseur sera un système avec poursuite de point maximal (MPPT) ;
- si le moteur utilisé est un moteur à courant alternatif (AC) le convertisseur sera un onduleur.

III.2.2. Le pompage éolien autonome

Plusieurs systèmes de pompage éoliens existent, mais le plus courant est celui dont la configuration est la suivante (figure III. 3) : un rotor éolien, muni de 2 à 3 pales est couplé à une génératrice alimentant un groupe motopompe. Généralement les deux machines électriques, soit de type asynchrone, alors que la pompe peut être de surface ou submersible. Pour un site isolé et assez bien venté. L'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau peut s'avérer indispensable et très compétitive par rapport à d'autres sources d'énergie. Du point de vue du taux d'accroissement des performances ainsi que la diversification des configurations des solutions électriques, le système de pompage électrique se montre plus utilisé, et surtout dans les puits profonds à grand débit [45].

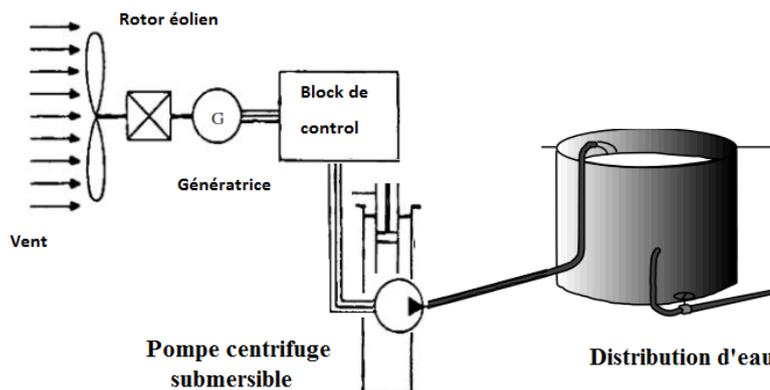


Figure III.3 : System de pompage éolien autonome

III.2.3. Pompage autonome hybride

Une des limites d'un système autonome purement photovoltaïque, est qu'il fournit une puissance donnée, variable selon la saison, mais que l'on ne peut pas dépasser, au risque de détruire la batterie par décharge profonde. Or, le profil de consommation qui dépend de l'application de pompage et pas forcément en phase avec les saisons [41].

Avoir un système hybride, c'est disposer d'une autre source d'électricité autonome qui vient compléter l'apport photovoltaïque. Les systèmes hybrides peuvent être une combinaison des technologies d'énergies renouvelables (principalement vent et solaire) et des systèmes conventionnels tels que le diesel, et les batteries d'accumulateurs.

La combinaison des systèmes renouvelables avec la puissance du réseau pour un système de pompage de l'eau n'est pas habituellement la meilleure option (excepté comme des démonstrations) parce que la puissance du réseau est habituellement fiable et l'option « meilleur marché » pour des applications de pompage de l'eau. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides de production d'électricité PV, éolien, et diesel sont utilisés pour le pompage de l'eau et deviennent plus attrayants pour des applications autonomes [17].

Pendant que les technologies éoliennes et PV avancent, les systèmes hybrides deviennent plus prometteurs et meilleur marché que les systèmes autonomes éoliens ou PV. Les systèmes hybrides peuvent ainsi fournir une source d'énergie fiable pour une communauté entière dans beaucoup de pays en voie de développement.

Les systèmes hybrides possibles pour des applications autonomes de pompage de l'eau sont :

- system de pompage hybride photovoltaïque-éolien
- system de pompage hybride photovoltaïque-diesel

III.2.3.1. System de pompage hybride photovoltaïque-éolien

Puisque les sources d'énergie (vent et solaire) sont mutuellement indépendantes, les systèmes hybrides photovoltaïques éoliens offrent une plus grande fiabilité pour un système de pompage de l'eau que l'une des technologies éoliens ou PV. Par exemple, en hiver quand l'énergie solaire est faible ou la nuit, assez d'énergie éolienne est habituellement disponible pour compenser [46]. C'est plus adéquat au site bien venté.

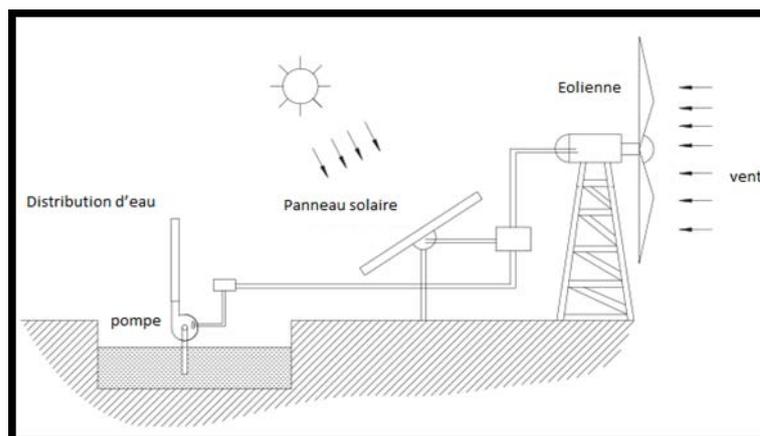


Figure III.4 : System de pompage hybride éolien-photovoltaïque [47]

III.2.3.2. System de pompage hybride photovoltaïque /diesel

Dans le cas d'un système d'énergie renouvelable, la production d'énergie électrique est réalisée en fonction des ressources (vent, soleil...) et non de la demande. Dans le cas des installations autonomes, il est donc nécessaire de recourir au stockage ou d'ajouter un ou plusieurs groupes électrogènes diesels.

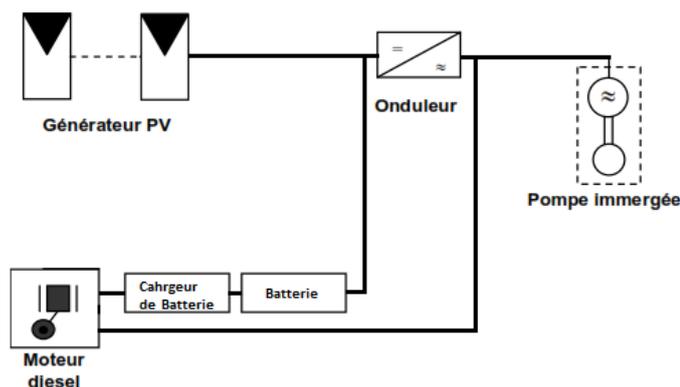


Figure III.5 : System de pompage hybride photovoltaïque /diesel

Quand l'approvisionnement en diesel est possible, le groupe électrogène est plus confortable que d'autres sources alternatives, car on y a recours à volonté. Et il permet en outre de recharger la batterie lorsqu'elle est faible.

III.3. Le système de pompage adopté

Le choix d'un système de pompage à énergie renouvelable ou hybride dépend de plusieurs paramètres à tenir en compte à savoir :

- l'emplacement ou l'endroit de l'application de pompage (zone géographique).
- disponibilité de ressources renouvelable (gisement solaire, gisement éolien) et non renouvelable (réseau électrique, diesel).
- l'éloignement par rapport aux réseaux électriques.
- nature et profile de consommation suite au pompage d'eau (AEP, irrigation).
- système de pompage existant.

Si nous relient tous ces paramètres et les appliquons à un endroit situé à Metlili à 40km du chef-lieu de Ghardaïa équipé d'un système de pompage diesel existant, le meilleur système adapté à l'application de pompage est celui : pompage hybride photovoltaïque /diesel avec batterie de stockage (figure III.5).

III.4. Modélisation du système de pompage hybride globale

III.4.1. Modélisation de l'irradiation Solaire

III.4.1.1 le mouvement de la terre

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont il est l'un des foyers. La Terre tourne également sur elle-même autour d'un axe appelé l'axe des pôles. Le plan perpendiculaire à l'axe des pôles et passant par le centre de la Terre est appelé l'équateur. (Figure III.6) [48].

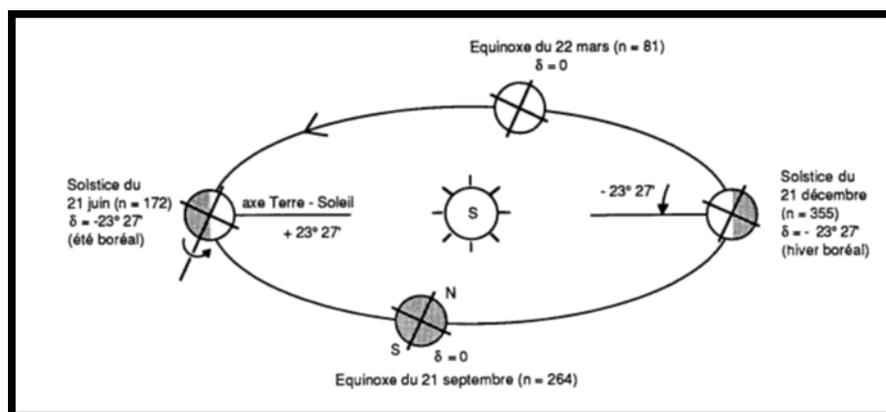


Figure III.6 : Mouvement de la terre autour du soleil [49]

III.4.1.2 Modélisation des paramètres géométriques et atmosphériques

a) Position du Soleil

La position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différentes.

b) Coordonnées équatoriales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles. (δ , H). (Figure III.7).

- **Déclinaison du soleil**

L'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial.

$$\sin(\delta) = 0.398 \times \sin \left\{ \frac{360}{365} \times (N' - 82) + 2 \times \sin \left[\frac{360}{365} \right] \times (N' - 2) \right\} \quad (\text{III.1})$$

La déclinaison varie de $-23^{\circ}27'$ au solstice d'hiver à $+23^{\circ}27'$ au solstice d'été et elle est nulle aux équinoxes [50].

- **Angle horaire du soleil**

C'est l'angle compris entre le Méridien origine passant par le sud et la projection du soleil sur le plan équatorial, il mesure la course du soleil dans le ciel.

$$H = 15(TSV - 12) \quad (\text{III.2})$$

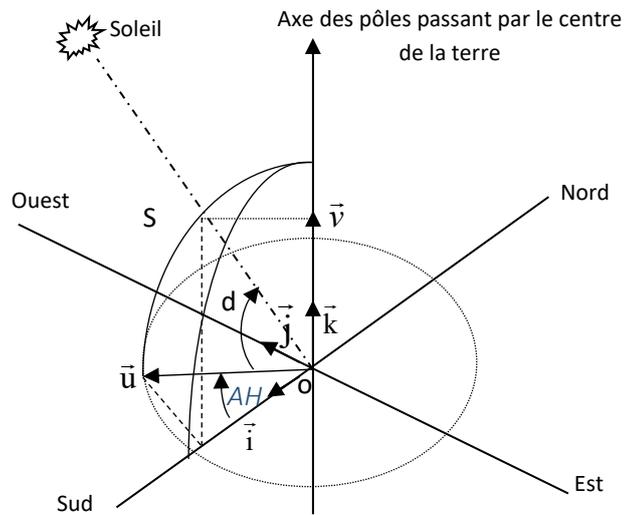


Figure III.7 : Repère équatorial [49]

c) Coordonnées horizontales

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et le vertical du lieu. Dans ce repère, les coordonnées sont la hauteur h et l'azimut a . (Figure III.8).

- **Hauteur du soleil**

C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal.

$h = 0$: correspond au lever et au coucher du soleil, la hauteur du soleil varie entre $+90^{\circ}$ et -90° . La hauteur du soleil a été adoptée par Capderou [49].

$$\sin(h) = \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(H) + \sin(\phi) \sin(\delta) \quad (\text{III.3})$$

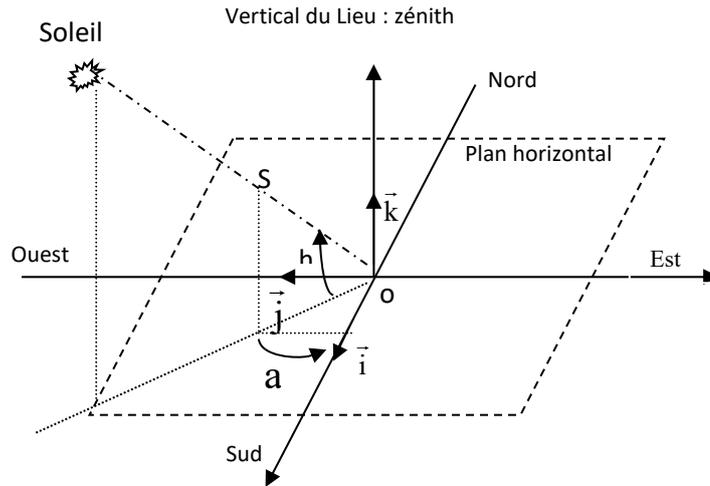


Figure III.8 : Repère horizontal [49]

• Azimut du soleil

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud. Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule (III.4) pour calculer l'azimut du soleil [51] :

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta)\sin(H)}{\cos(h)} \quad (\text{III.4})$$

L'azimut est compris entre -180 et 180° .

d) Orientation d'un Plan

Un plan quelconque est défini par deux angles. (α, γ)

γ : Hauteur du plan, c'est l'angle que fait la normale du plan et sa projection sur le plan horizontal.

α : Azimut du plan, c'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud. L'inclinaison β du plan par rapport au plan horizontal est donnée par :

$$\beta = 90 - \gamma \quad (\text{III.5})$$

e) Angle D'incidence sur un Plan

L'angle d'incidence i est l'angle entre la direction du soleil et la normale du plan. Cet angle est déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayon incident et la normale en coordonnées horizontales [50] :

$$\cos(i) = \sin(\alpha - a) \cos(\gamma) \cos(h) - \sin(\gamma) \sin(h) \quad (\text{III.6})$$

En coordonnées horaires :

$$\begin{aligned} \cos(i) = \sin(\alpha) \cos(\gamma) \sin(H) \cos(\delta) + \cos(\alpha) \cos(\gamma) (\cos(H) \cos(\delta) \sin(\phi) - \sin(\delta) \cos(\phi)) \\ + \sin(\gamma) (\cos(H) \cos(\delta) \cos(\phi) + \sin(\delta) \sin(\phi)) \end{aligned} \quad (\text{III.7})$$

f) Masse Atmosphérique

On appelle masse d'air m_A la masse d'atmosphère traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol (par ciel clair), par rapport à une traversée verticale au niveau de la mer. Plus le soleil est bas sur l'horizon, plus il va traverser une épaisseur importante d'atmosphère et plus il va subir des transformations. Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie, Capderou a utilisé la formule suivante [49] :

$$m_A = \frac{1}{\sin(h) + 9.40 \times 10^{-4} [\sin(h) + 0.0678]^{-1.253}} \quad (\text{III.8})$$

En 1989, Kasten et al [31-35] donnent une expression pour m_A qui est devenue largement utilisée. Le modèle de R.sun utilise cette formule avec une légère correction de la hauteur du soleil.

$$m_A = \frac{p/p_0}{\sin(h_0^{ref}) + 0.50572 (h_0^{ref} + 6.07995)^{-1.6364}} \quad (\text{III.9})$$

p/p_0 : est la correction de l'altitude Z (m) :

$$p/p_0 = \exp(-Z / 8434.5) \quad (\text{III.10})$$

h_0^{ref} : est l'altitude du soleil corrigée par la composante de la réfraction atmosphérique

$$h_0^{ref} = h_0 + \Delta h_0^{ref} \quad (\text{III.11})$$

$$\Delta h_0^{ref} = 0.061359 * \left(0.1594 + 1.123 * h_0 + 0.065656 * h_0^2 \right) / \left(1 + 28.9344 h_0 + 277.3971 * h_0^2 \right) \quad (\text{III.12})$$

h_0 : est l'altitude du soleil.

g) Epaisseur Optique de L'atmosphère

Kasten, en 1980 a utilisé les données spectrales publiées par Feussner .Il a proposé aussi l'expression pour δ_R connue sous le nom de "pyrhéliométrique de Kasten", dont la diffusion moléculaire et l'absorption de la couche d'ozone stratosphérique sont prises en compte.

$$\delta_R = 9.4 + (0.9 \times m_A) \quad (\text{III.13})$$

III.4.1.3. Modèle de Capderou

Le modèle de Capderou utilise le trouble atmosphérique pour calculer les composantes directe et diffuse de l'irradiation reçue sur un plan. L'absorption et la diffusion causées par les constituants de l'atmosphère peuvent être exprimées par des facteurs des troubles. A partir de ces facteurs, on peut exprimer les irradiances directe et diffuse par ciel clair [49].

a) Eclairement reçu sur un plan horizontal par ciel clair

La connaissance du facteur de trouble atmosphérique est nécessaire pour déterminer les irradiances par ciel clair. Ce facteur est le rapport entre l'extinction du rayonnement direct traversant une atmosphère de référence constituée uniquement d'air pur et sec sous la même incidence. Dans ce modèle, le facteur de trouble atmosphérique de Linke par ciel clair est donné par :

$$T_L^* = T_0 + T_1 + T_2 \quad (\text{III.14})$$

T_0 : est le trouble dû à l'absorption gazeuse tant par les constituants fixes de l'atmosphère que par l'ozone et surtout par la vapeur d'eau. Une modélisation de ce facteur en fonction des seuls paramètres géo-astronomiques a permis à Capderou de proposer l'expression suivante [45] :

$$T_0 = 2.4 - 0.9 \sin(\phi) + 0.1(2 + \sin(\phi))A_{he} - 0.2z - (1.22 + 0.14A_{he})(1 - \sin(h)) \quad (\text{III.15})$$

$$A_{he} = \sin\left(\left(\frac{360}{365}\right)(j - 121)\right) \quad (\text{III.16})$$

z : l'altitude de lieu.

T_1 : est le trouble correspondant à l'absorption par les gaz de l'atmosphère (O_2 , CO_2 , et O_3) et à la diffusion moléculaire de Rayleigh donné par l'approche :

$$T_1 = 0.89^z \quad (\text{III.17})$$

T_2 : est le trouble relatif à la diffusion par les aérosols couplés à une légère absorption (il dépend à la fois de la nature et de la quantité des aérosols). En fonction du coefficient de trouble d'Angstrom β , T_2 est donné par :

$$T_2 = (0.9 + 0.4A_{he})(0.63)^z \quad (\text{III.18})$$

L'éclairement direct par ciel clair obtenu sur un plan horizontal est donné par :

$$I = I_0 \sin(h) C_{t-s} \exp\left[-T_L^* \left(0.9 + \frac{9.4}{0.89^z} \sin(h)\right)^{-1}\right] \quad (\text{III.19})$$

L'éclairement diffus incident sur un plan horizontal

$$a = 1.1 \quad b = \log(T_L^* - T_0) - 2.8 + 1.02 (1 - \sin(h))^2 \quad (\text{III.20})$$

$$D = I_0 C_{t-s} \exp\left(-1 + 1.06 \log(\sin(h)) + a - \sqrt{a^2 + b^2}\right) \quad (\text{III.21})$$

L'éclairement global reçu sur un plan horizontal est donné par :

$$G = I + D \quad (\text{III.22})$$

b) Eclairement global reçu sur un plan incliné

L'éclairement direct est la projection de la composante normale sur un plan incliné.

$$I = I_n \cos(i) = I_0 C_{t-s} \exp\left[-T_L^* \left(0.9 + \frac{9.4}{0.89^2} \sin(h)\right)^{-1}\right] \cos(i) \quad (\text{III.23})$$

I_n : L'éclairement direct normal,

i : l'angle d'incidence

L'éclairement diffus du ciel est composé de trois parties :

La composante directe ou circumpolaire. Elle provient du voisinage du soleil dans un cône de demi-angle au sommet compris entre 3° et 15° . Elle peut être considérée aussi qu'elle provient directement du soleil.

$$b = \log(T_L^* - T_0) - 2.28 - 0.5 \log(\sin(h)) \quad a = 3.1 - 0.4b \quad (\text{III.24})$$

$$\delta_d = I_0 C_{t-s} \exp\left(-2.48 + \sin(h) + a - \sqrt{a^2 + 4b^2}\right) \quad (\text{III.25})$$

La composante isotrope qui correspond à un ciel de luminance uniforme

$$\delta_i = D - \delta_d \sin(h) \quad (\text{III.26})$$

D est le diffus sur un plan horizontal.

La composante du cercle de l'horizon provient d'une bande d'horizon d'une hauteur de 6° . Elle est associée à une accumulation d'aérosols dans les basses couches atmosphériques.

$$b = \exp\left(0.2 + 1.75 \log(\sin(h))\right) \quad (\text{III.27})$$

$$a = \log(T_L^* - T_0) - 3.1 - \log(\sin(h)) \quad (\text{III.28})$$

$$\delta_h = I_0 C_{t-s} \frac{-0.02 a}{a^2 + ab + 1.8} \exp(\sin(h)) \quad (\text{III.29})$$

Le diffus du ciel est l'éclairement diffus incident en provenance du ciel.

$$d_{ciel} = \delta_d \cos(i) + \delta_i \frac{1 + \sin(\gamma)}{2} + \delta_h \cos(\gamma) \quad (\text{III.30})$$

L'éclairement diffus du sol est caractérisé par l'albédo du sol qui indique la réflexion de la lumière incidente. Pour un plan quelconque (α, γ)

$$d_{sol} = \delta_a \frac{1 - \sin(\gamma)}{2} \quad \delta_a = \rho G \quad (III.31)$$

G est l'éclairement global horizontal. ρ : Albédo du sol.

L'éclairement diffus rétrodiffusé est celui diffusé à nouveau par le ciel vers le sol. Selon le raisonnement de Capderou, cette composante a la forme suivante :

$$\delta'_i = 0.9(\rho - 0.2) G \exp\left(-\frac{4}{\sqrt{T_L^* - T_0}}\right) \quad (III.32)$$

L'éclairement diffus incident sur un plan incliné est donné par :

$$D = d_{ciel} + d_{sol} + \delta'_i \frac{1 + \sin(\gamma)}{2} \quad (III.33)$$

D'où l'éclairement global incident, à un instant donné sur un plan (α, γ) est :

$$G = I + D \quad (III.34)$$

III.4.1.2. Simulation du rayonnement solaire

La figure III.9, représente l'irradiation solaire directe, diffuse et globale sur un plan incliné de 32.28° calculés par le modèle de Capdorou sous matlab. L'irradiation solaire augmente dès le lever du jour pour atteindre un maximum au midi solaire avant de décroître de nouveau jusqu'à s'annuler à la tombée de la nuit.

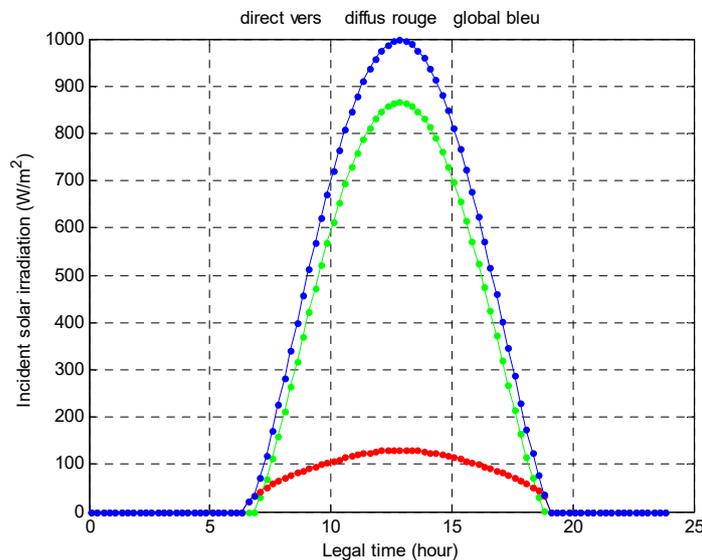


Figure III.9 : Eclairement direct, diffus et globale sur un plan incliné

III.4.2. Modélisation du générateur photovoltaïque

III.4.2.1. Modèle d'une cellule solaire réelle :

On rencontre dans la littérature plusieurs modèles de la cellule photovoltaïque qui diffèrent entre eux par le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la tension et de l'intensité de courant de sortie à savoir :

- Rauschenbach (1980) et Townsend (1981) ont prouvés que des cellules photovoltaïques peuvent être modélisées par un circuit électrique équivalent qui contient des paramètres ayant les significations liées aux phénomènes physiques de la cellule.
- Rauschenbach (1980) et Green (1981) ont passé en revue plusieurs circuits équivalents et ils ont recommandé l'utilisation de circuit d'une seule diode à quatre paramètres.
- Roger (1984), Appelbaum (1987), Ekstein (1990), Duffie et Beckmann (1991) et Alghuwainem(1992) ont employés le modèle à quatre paramètres.

Dans ce qui suit on récapitule les différents modèles électriques des cellules photovoltaïques rencontrées dans la littérature.

a) Modèle à une diode (à une seule exponentielle) :

Réellement il existe plusieurs influences des résistances parasites dans la production de l'énergie électrique [51], et la cellule photovoltaïque est représentée généralement par le schéma suivant :

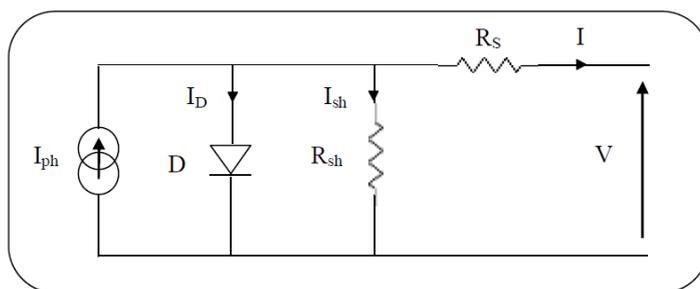


Figure III.10 : Schéma équivalent d'une cellule solaire [52]

C'est le modèle le plus classique dans la littérature, il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes physiques de polarisation et deux résistances (série et shunt) [51].

Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la photopile :

- la résistance série est la résistance interne de la cellule ; elle principalement la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles,
- la résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction ; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

La loi de Kirchhoff nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (\text{III.35})$$

Le courant de la diode est donné par :

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right) \quad (\text{III.36})$$

Le courant qui passe dans la résistance R_{sh} est donné par :

$$I_{sh} = \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{III.37})$$

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles

$$= I_{ph} - I_0 \times \left[e^{\frac{q \times (V + R_s I)}{AKT}} - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (\text{III.38})$$

Avec ;

- A : le facteur d'idéalité de la jonction $1 < A < 3$
- K : constant de Boltzmann ($1,38.10^{-23}$ J/K)
- q : charge de l'électron $\Rightarrow 1,602.10^{-19}$
- T : température de la cellule en degré kelvin
- I_d : courant de la diode
- I_{ph} : photo courant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident).
- I_0 : courant de diode, présente le courant de fuite interne à une cellule causée par la jonction P - N de la cellule.
- R_s : résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi-conducteur, ainsi les résistances ohmiques et contact au niveau des connexions des cellules.
- R_{sh} : résistance shunt représente les fuites autour de la jonction P-N dues aux impuretés et sur les coins de cellule.

b) Modèle à une diode sans résistance shunt :

Un modèle électrique empirique simple, le plus proche du générateur photovoltaïque, est actuellement le plus utilisé en raison de la qualité des résultats obtenus, c'est le modèle à une diode. La figure ci-dessous illustre le circuit électrique équivalent au modèle à une diode[51].

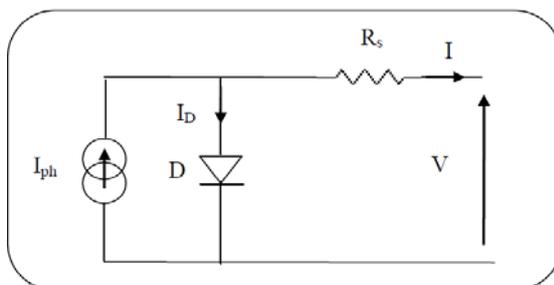


Figure III.11 : Schéma équivalent à une diode sans résistance shunt [52]

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles

$$I = I_{ph} - I_D$$

$$I = I_{PH} - I_0 \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right) \tag{III.39}$$

c) Modèle à deux diodes (à deux exponentielles) :

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique suivant (figure ci-dessous), qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, deux diodes pour la polarisation de la cellule, une résistance shunt et une résistance série [51].

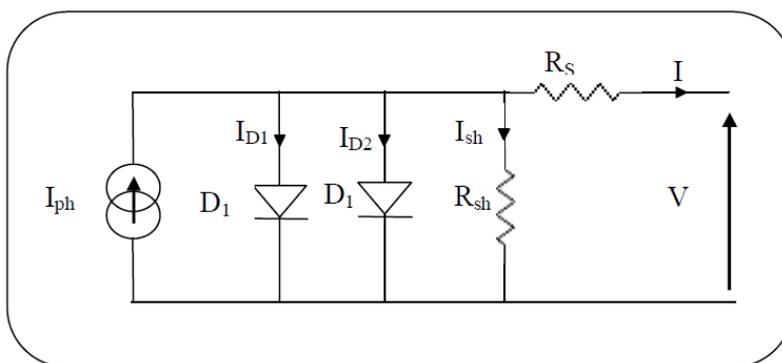


Figure III.12 : Schéma équivalent à deux diodes [52]

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles

$$I = I_{ph} - (I_{D1} + I_{D2}) - I_{sh}$$

Le courant de la diode est donné par :

$$I_{D1} = I_{01} \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right) \quad (\text{III.40})$$

$$I_{D2} = I_{02} \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right) \quad (\text{III.41})$$

Avec : I_{01} , I_{02} : courant de saturation des diodes

$$I = I_{PH} - I_{01} \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{q(V+R_s I)}{AKT}} - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (\text{III.42})$$

d) Modèle à deux diodes sans résistance shunt :

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique (figure ci-dessous), qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux (éclairage), deux diodes pour la polarisation de la cellule et une résistance série [51].

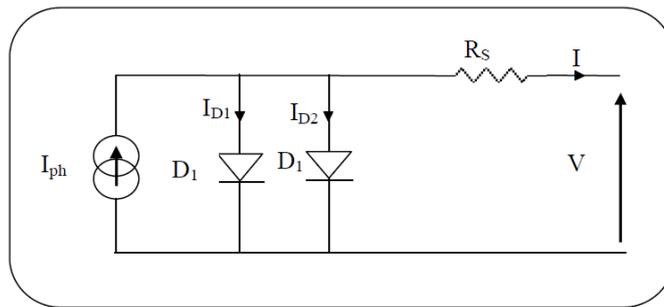


Figure III.13 : Schéma équivalent à deux diodes sans résistance shunt [52]

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles

$$I = I_{ph} - (I_{D1} + I_{D2})$$

III.4.2.2. Influence de l'ensoleillement et de la température

Le courant produit par la photopile I_{ph} est pratiquement proportionnel à l'éclairement solaire E . Par contre, la tension V aux bornes de la jonction varie peu car elle est fonction de la différence de potentiel à la jonction N-P du matériau lui-même [53]. La tension de circuit ouvert ne diminuera que légèrement avec l'éclairement. Ceci implique donc que :

- la puissance optimale de la cellule (P_m) est pratiquement proportionnelle à l'éclairement ;
- les points de puissance maximale se situent à peu près à la même tension (figure III.14).

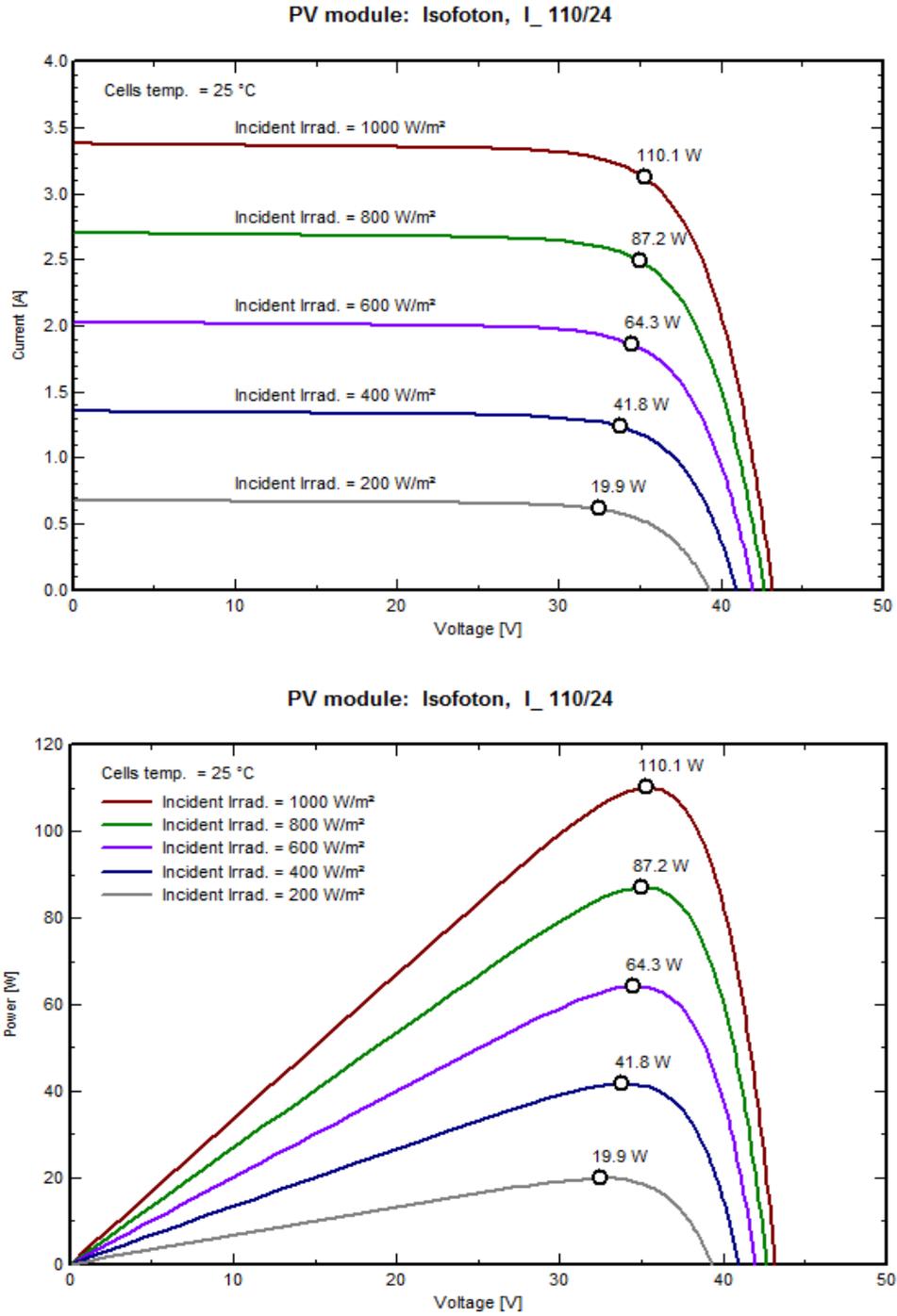


Figure III.14 : Influence de l'ensoleillement sur les courbes I-V et P-V (module Isofoton110w)

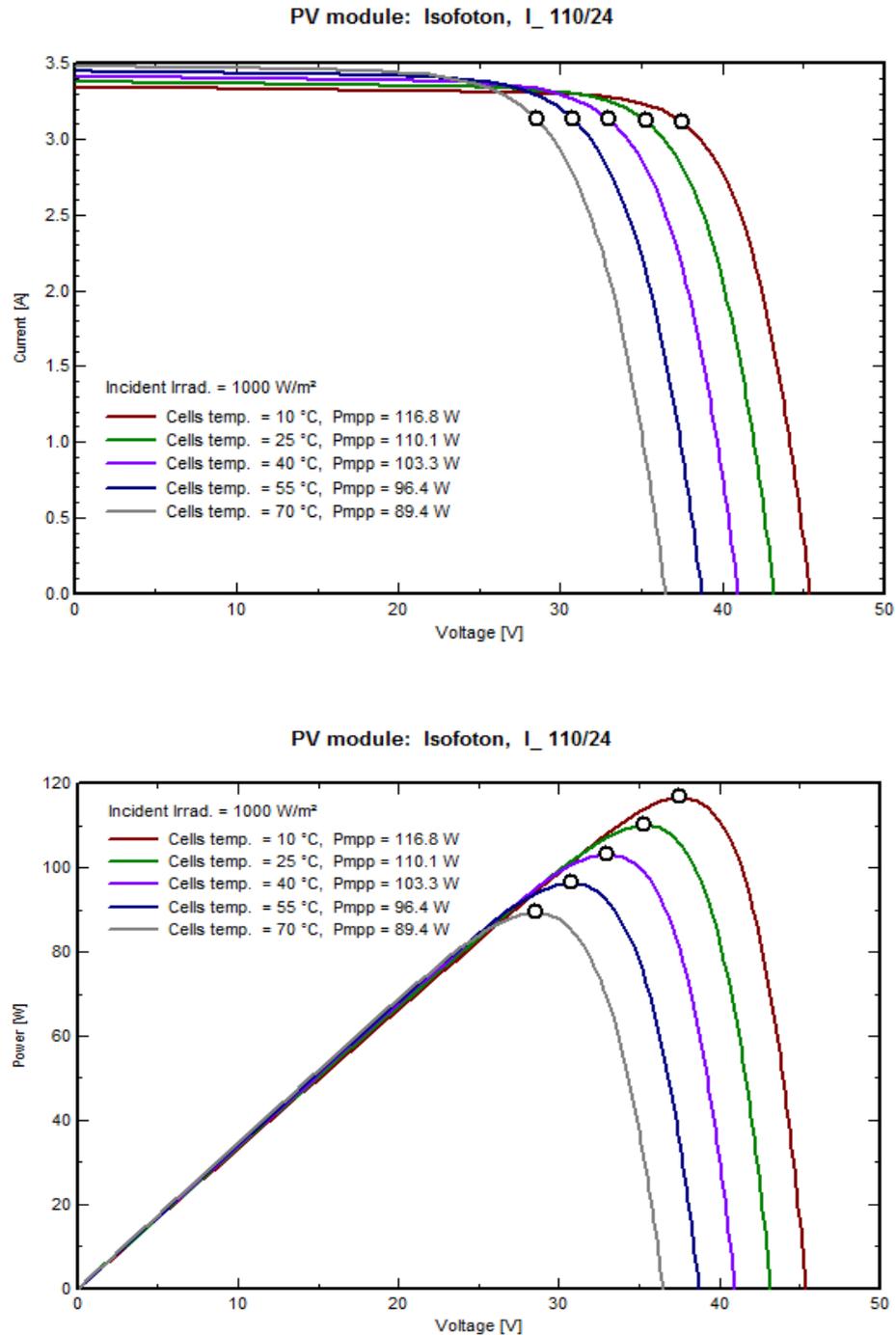


Figure III.15 : Influence de la température sur les courbes I-V et P-V (module Isifoton110w).

III.4.2.3. Simulation du générateur photovoltaïque

On peut présenter le schéma électrique équivalent du générateur photovoltaïque (GPV) par un schéma bloc Figure III.16 comportant quatre paramètres. Deux variables d'entrées qui sont :

- l'ensoleillement dans le plan des panneaux E (W/m^2),
- température de jonction des cellules T_j ($^{\circ}\text{C}$)

Ainsi que deux variables de sortie :

- Courant fourni par le GPV I (A),
- Tension aux bornes du GPV V (V).

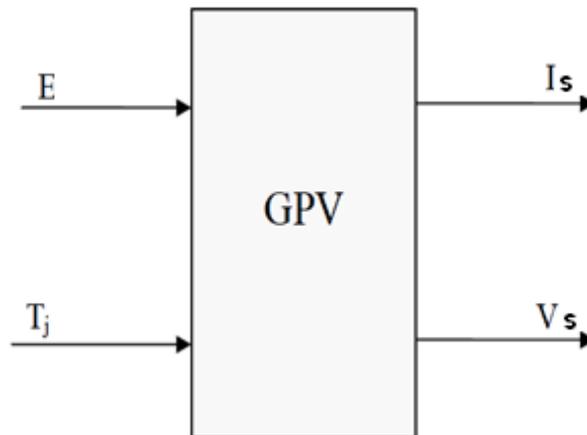


Figure III.16 : Schéma bloc du générateur photovoltaïque

Sur la base du modèle mathématique de la cellule solaire développé dans le paragraphe précédent on obtient le bloc schématique de Simulink montré sur la figure ci-dessous :

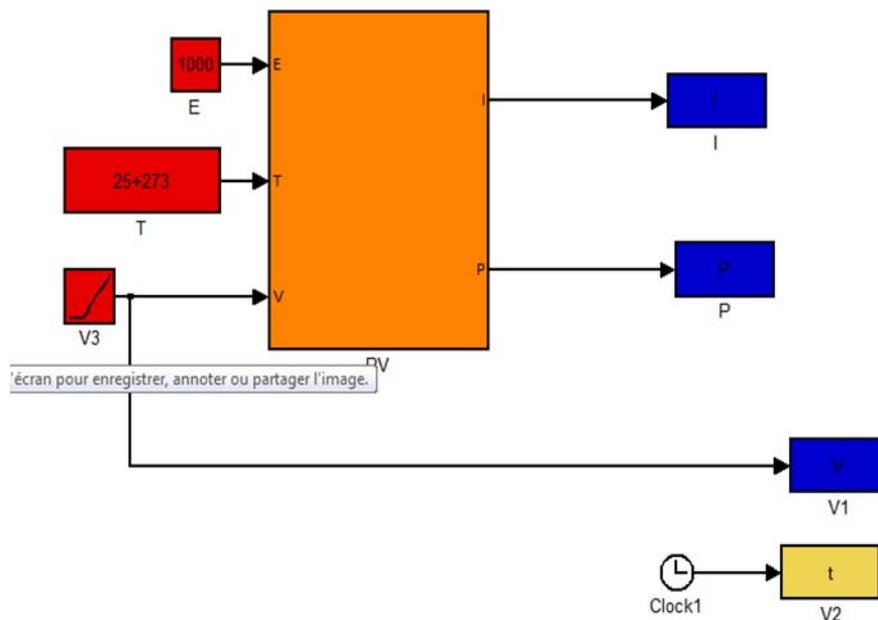


Figure III.17 : Bloc de la cellule solaire sous Simulink

La simulation du générateur photovoltaïque peut être aussi faite par PSIM software, la figure ci-dessous présente le model du générateur sous PSIM.

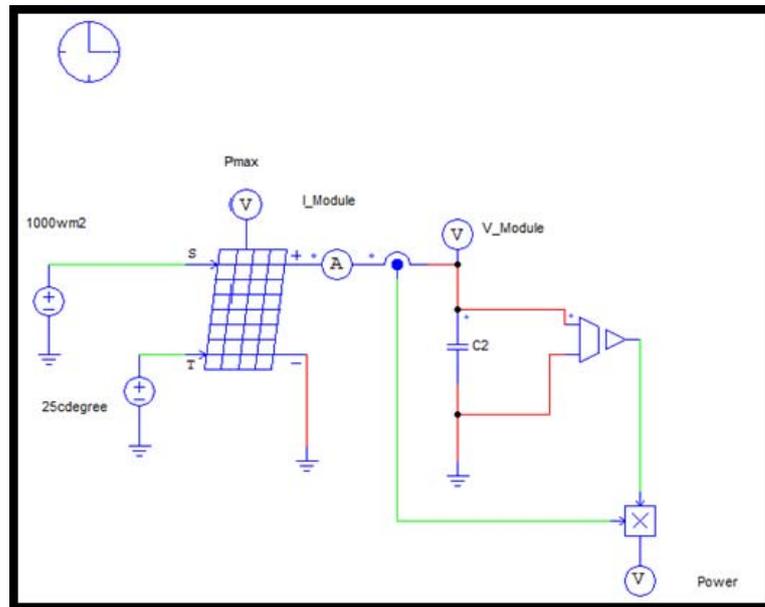


Figure III.18 : Model du générateur photovoltaïque sous PSIM

a) Caractéristique du panneau solaire utilisé

Les caractéristiques électriques de ce générateur photovoltaïque sont données dans le tableau suivant :

Tableau III.1 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque panneau ISO FOTON110W Dans les conditions standard

Element	Caractéristique
Eclairement standard, E	1000W/m ²
Température standard, T	25°C
Puissance maximale Pmax	110W
Tension à Pmax ou tension optimale (vopt)	43.2.6v
Courant à Pmax ou courant optimal (Io)	3.38A
Courant de court-circuit Isc	3.38A
Tension à circuit ouvert Voc	43.3.1v
Nombre des cellules en séries	72

b) Caractéristique courant-tension I(V)

C'est une caractéristique fondamentale, elle est identique à celle d'une jonction P-N avec un sens bloqué, mais décalé le long de l'axe du courant d'une quantité directement proportionnelle à ces trois paramètres : l'éclairement, la température et le facteur d'idéalité de la jonction. Elle se trace sous un éclairement fixe et une température constante (25°C) (figure III.14) [54].

c) Caractéristique puissance-tension P(V)

La puissance débitée par le module photovoltaïque dépend du point de fonctionnement de cette dernière ; c'est le produit de l'intensité du courant et de la tension entre ses bornes. Le point (Pmax) représente la puissance maximale débitée par le module (figure III.14) [54].

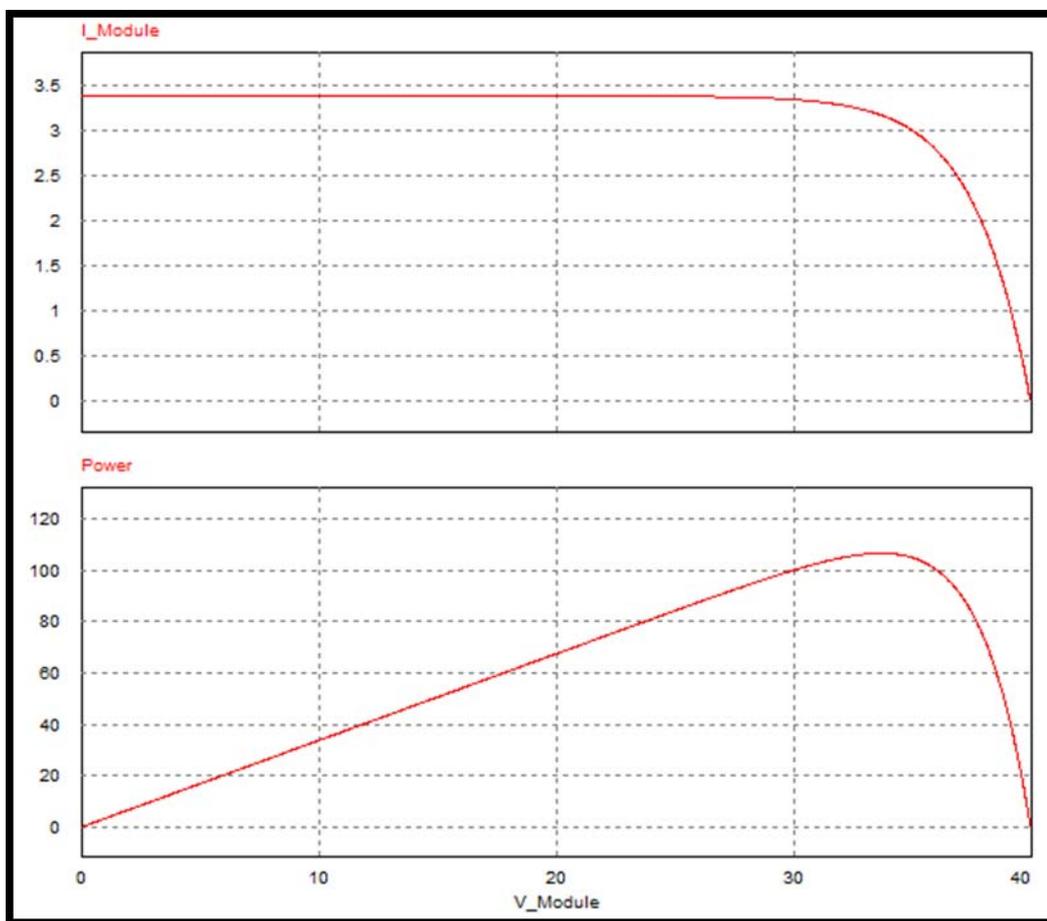


Figure III.19 : Caractéristique I(V) et P(V) du module photovoltaïque utilisé T=25°C et Eclairement 1000W/m² sous PSIM

d) Influence du nombre des panneaux PV (12 panneaux)

Chaque fois que nous avons augmenté le nombre de panneaux solaires augmente le courant, ainsi que la tension.

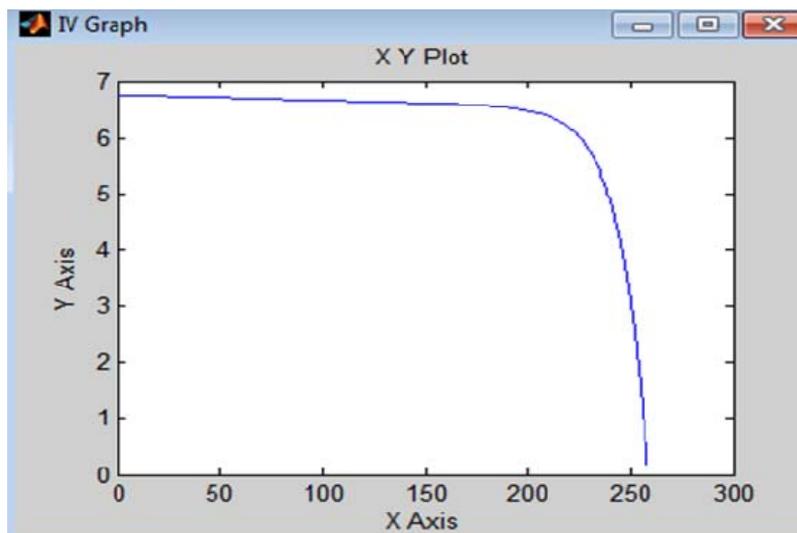


Figure III.20 : Caractéristique I(V) d'un générateur PV (12panneaux) pour $T=25^{\circ}\text{C}$ et Eclairage 1000 w/m^2

III.4.2.4. Méthode de poursuite de point maximal de puissance (MPPT)

Afin de faire la poursuite du point de puissance maximale du système photovoltaïque, il est recommandé d'utiliser un convertisseur DC-DC (figure III.21) pour réguler la tension de sortie du système photovoltaïque, le convertisseur DC/DC lui-même est contrôlé continuellement par son rapport cyclique. [55]. Il existe plusieurs méthodes (algorithme) de commande pour la poursuite MPPT. Nous citons quelque algorithme :

- méthodes MPPT à contre réaction de tension
- algorithme de l'incrément de conductance
- méthode à tension de référence fixe
- algorithme Perturbation et Observation simple (P and O simple)

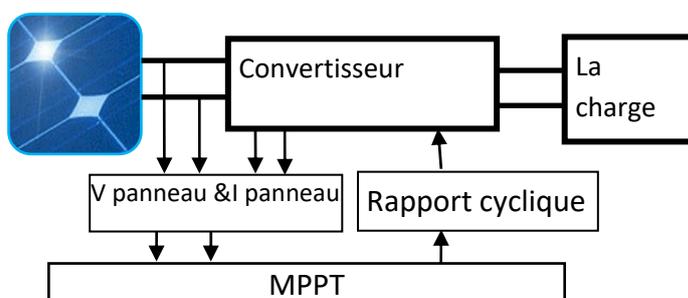


Figure III.21 : Convertisseur MPPT

a) MPPT par la méthode Perturbation et Observation

C'est l'algorithme de poursuite du PPM le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de V_{ref} où en agissant directement sur le rapport cyclique du convertisseur DC-DC, puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie du panneau. Si la valeur de la puissance actuelle $P(k)$ du panneau est supérieure à la valeur précédente $P(k-1)$ alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent. La figure III.22 présente l'organigramme de cet algorithme [55].

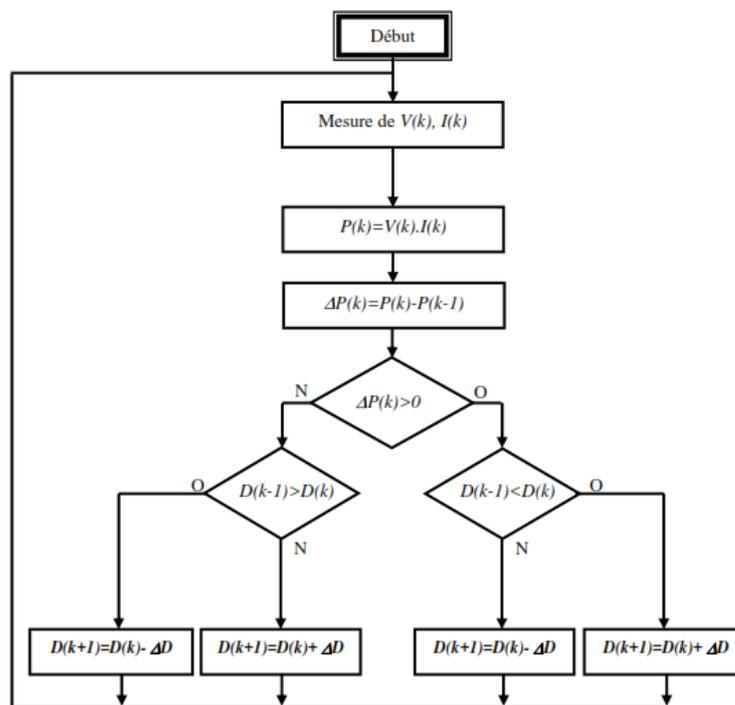


Figure III. 22 : Organigramme de l'algorithme Perturbation et Observation (P and O) [56]

La simulation du générateur photovoltaïque avec MPPT a été effectuée sous PSIM et les figures ci-dessous représentent le model PSIM du générateur PV avec MPPT et les résultats de simulation.

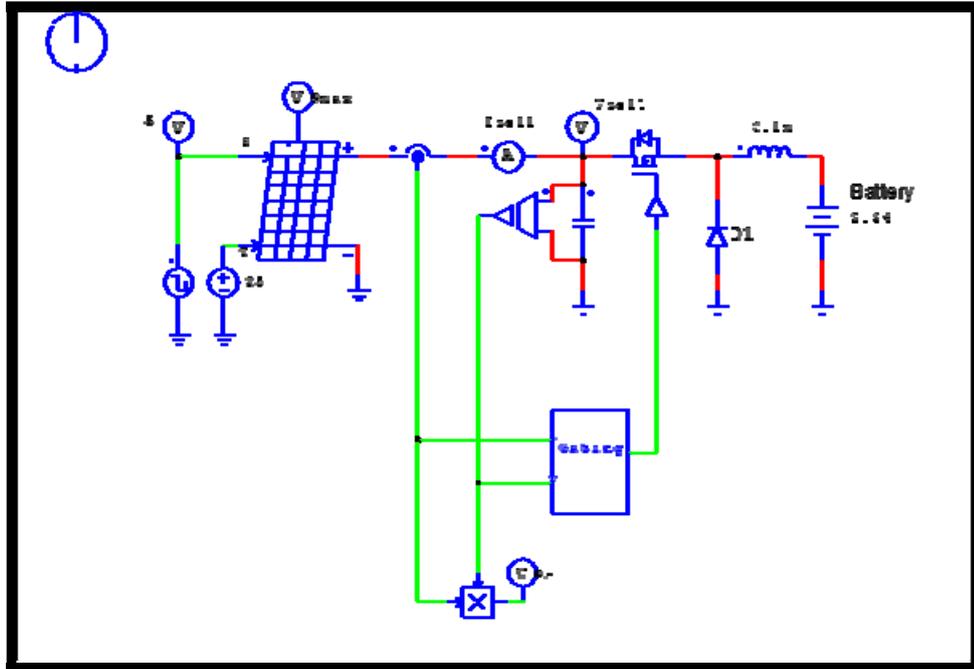


Figure III.23 : Model de la méthode P & O MPPT sous PSIM

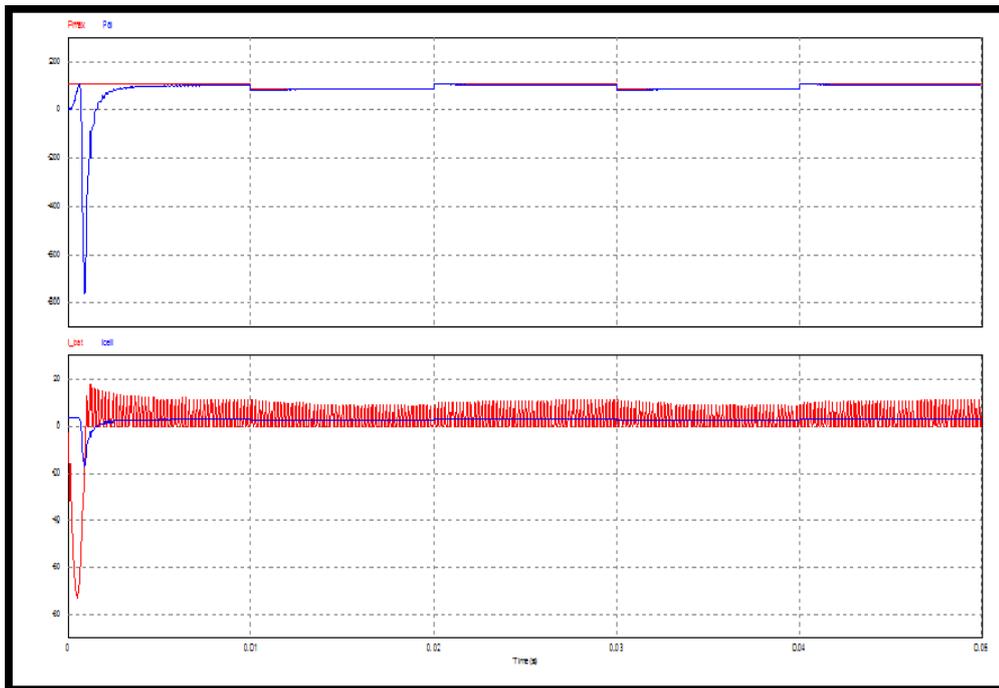


Figure III.24 : Résultats de la simulation par méthode P & O MPPT sous PSIM
(Pmax and Po, (b) Vcell, (c) Vload Icell)

III.4.3. Modélisation du système de stockage chimique (batteries)

Le stockage d'énergie dans les systèmes photovoltaïques autonomes est en général assuré par des batteries, composants utilisés dans la majorité des cas, sont souvent utilisées pour garantir l'équilibre production/consommation et pour lisser les variations de puissance elles. Seules quelques applications utilisant l'énergie au fil du soleil comme par exemple du pompage peuvent se passer d'accumuler l'énergie ; aussi, la maîtrise des batteries est un élément essentiel au succès des systèmes autonomes [41].

Les batteries utilisées dans les systèmes solaires autonomes sont en général de type plomb-acide (Pb). Les batteries cadmium-nickel (NiCd) ne sont plus que rarement utilisées car leur prix est beaucoup plus élevé et elles contiennent du cadmium (toxique). Leurs remplaçantes, les batteries nickel-métal-hydrure (NiMH) sont intéressantes car leur emploi étant plus fréquent dans les applications professionnelles haut de gamme, ou de très petite taille (< 2 Ah) [41].

III.4.3.1 Concepts du stockage chimique

Toute batterie est un ensemble de cellules électrochimiques capables de stocker de l'énergie électrique sous forme chimique, puis de la restituer partiellement par la suite, grâce à la réversibilité des réactions mises en jeu. Ces réactions consistent en des oxydations et des réductions au niveau des électrodes, le courant circulant sous forme d'ions dans l'électrolyte et sous forme d'électrons dans le circuit raccordé à la batterie (Figure III.25). La capacité énergétique de la batterie (exprimée en wattheures, Wh) dépend des quantités et de la nature des éléments chimiques compris dans la cellule [57].

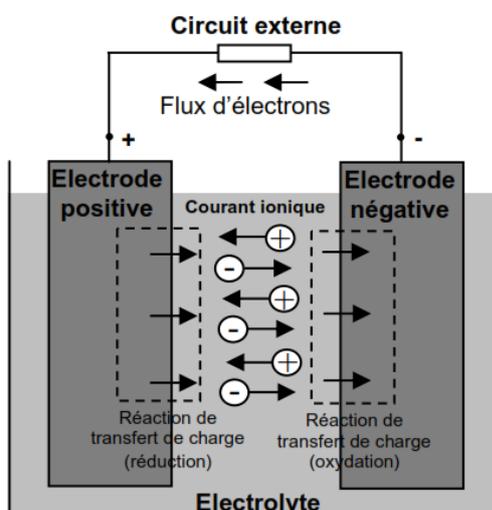


Figure III.25 : Cellule électrochimique de base [57]

L'anode est l'électrode à laquelle l'oxydation (perte d'un ou plusieurs électrons) se produit et à partir de laquelle les électrons vont alimenter le circuit extérieur (la charge). La cathode est l'électrode à laquelle se produit la réduction (gain d'un ou plusieurs électrons) ; les électrons revenant de la charge arrivent sur cette électrode. En décharge, l'anode est la borne négative de la batterie et la cathode la borne positive. Par contre, en charge, l'électrode négative est la cathode et l'électrode positive est l'anode, les électrons circulant alors dans l'autre sens [58].

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

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

III.4.3.2. Modélisation de la batterie

Il existe dans la littérature une large variété de modèles de batterie. Le plus souvent, ces modèles représentent la batterie par un circuit électrique équivalent, composé de résistances, de capacités et autres éléments de valeur fixe ou variant avec des paramètres tels que l'état de charge ou la température. Ces modèles sont utilisés pour déterminer l'état de charge ou pour prédire la durée de vie des batteries. La plupart des modèles sont constitués de deux parties, l'une décrivant le modèle de capacité et l'autre, le modèle de tension de la batterie [58].

La capacité est une des caractéristiques les plus importantes d'une batterie. Cette capacité représente la quantité de courant qui peut être extraite d'une électrode via les "masses actives", c'est-à-dire l'électrolyte et les matériaux actifs des électrodes, sur une décharge. Cette capacité s'exprime en ampères-heures, Ah (1 Ah = 3600 coulombs). En pratique, cette capacité dépend du courant, ainsi que de la température [58].

Le modèle de la tension fournit l'amplitude de la tension aux bornes de la batterie. Cette tension est influencée par la profondeur de la charge et de la décharge. Le modèle de la tension doit être capable de prévoir que la tension de la batterie baisse lentement (linéairement) pendant la première partie de décharge et rapidement à la fin, quand la batterie est presque vide (Figure III.26). Dans le cas de la recharge, la tension augmente linéairement pendant la première partie et plus rapidement vers la fin de la charge.

Les modèles de tension sont généralement basés sur des équations qui relient la tension au courant et à l'état de charge [58].

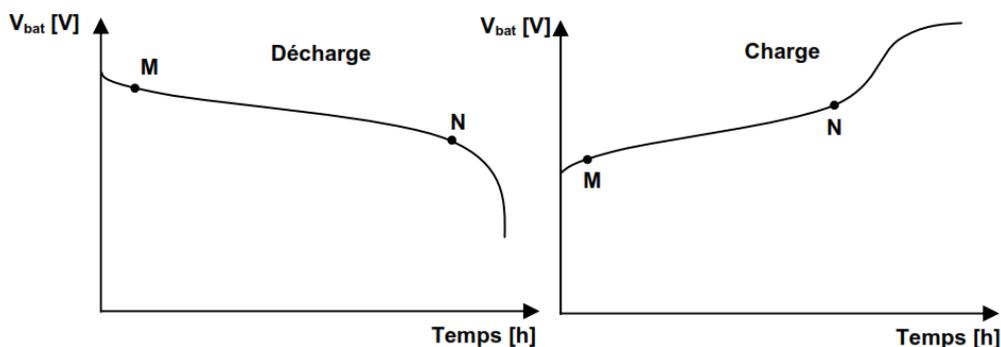


Figure III.26 : Evolution de la tension avec le temps, durant la charge et la décharge [57]

Dans cette étude il est plus approprié d'utiliser un modèle simplifié. Le schéma électrique d'un tel modèle est présenté dans la figure III.27. Il s'agit d'une source idéale de tension en série, avec une résistance et une capacité.

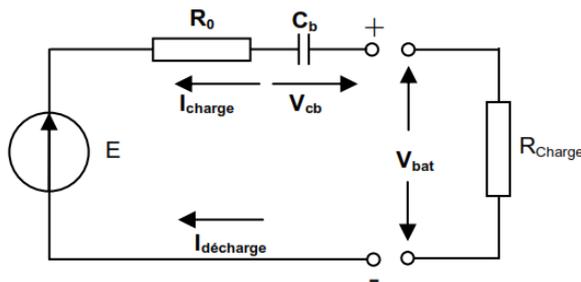


Figure III.27 : Modèle électrique simplifié [57]

Par convention, la batterie est vue comme un générateur. Le courant de charge est négatif et celui de décharge est positif. Pour ce modèle, l'influence de la température est négligée, le modèle de la capacité est approché par le condensateur C_b et le modèle de tension est obtenu en appliquant la loi des mailles :

$$V_{bat} = E - R_0 I_{bat} + V_{CB} \quad (\text{III.43})$$

La résistance R_0 , supposée constante, modélise la résistance interne de la batterie, tandis que la source idéale de tension E en série avec la capacité C_b modélise la partie linéaire sur les courbes de charge et de décharge.

Les valeurs des éléments constituant le modèle sont alors déterminées par des essais de charge et de décharge dans le but d'approcher les courbes de fonctionnement de la batterie. Plusieurs batteries sont assemblées en série lorsque l'on désire disposer d'une tension plus grande que celle d'une seule batterie, et en parallèle, lorsque le courant requis dépasse la capacité d'une seule batterie.

III.4.3.3 Hacheur réversible en courant

Dans le cas de l'Hacheur utilisé pour adapter la tension aux bornes du générateur PV, le transfert d'énergie s'effectue dans un seul sens, de la source (générateur PV) vers le bus à CC. Dans le cas de l'Hacheur utilisé par la charge/décharge des batteries, le courant électrique doit être réversible. Ainsi, pour réaliser le transfert d'énergie dans les deux sens, un hacheur survolteur et un hacheur dévolteur ont été associés comme l'indique la figure III.28 [59].

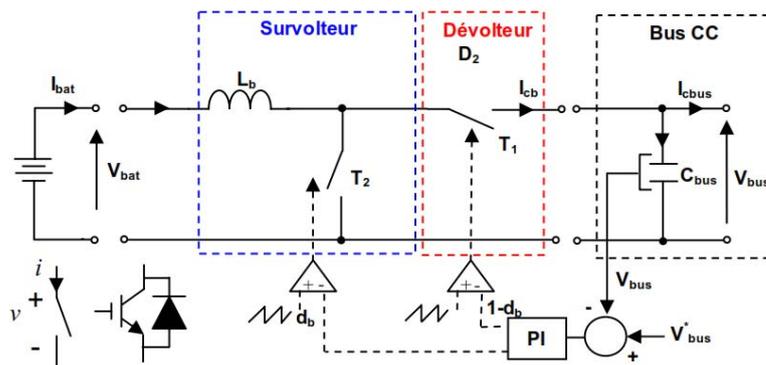


Figure III.28 : Hacheur réversible en courant [57]

Les équations différentielles définissant le fonctionnement des deux hacheurs réunis sur la structure présentée dans la figure II-26 ont été résolues en utilisant un modèle en valeurs moyennes. Sachant que la commande des interrupteurs T_1 et T_2 est simultanée avec des rapports cycliques d_b et $1-d_b$ complémentaires, le fonctionnement de l'Hacheur réversible en courant est décrit par :

$$\frac{di_{bat}}{dt} = \frac{1}{L} (d_b V_{bus} - V_{bat}) \tag{III.44}$$

En appliquant la loi de conservation de la puissance, le courant injecté ou absorbé du bus à CC s'exprime :

$$i_{cb} = d_b i_{bat}$$

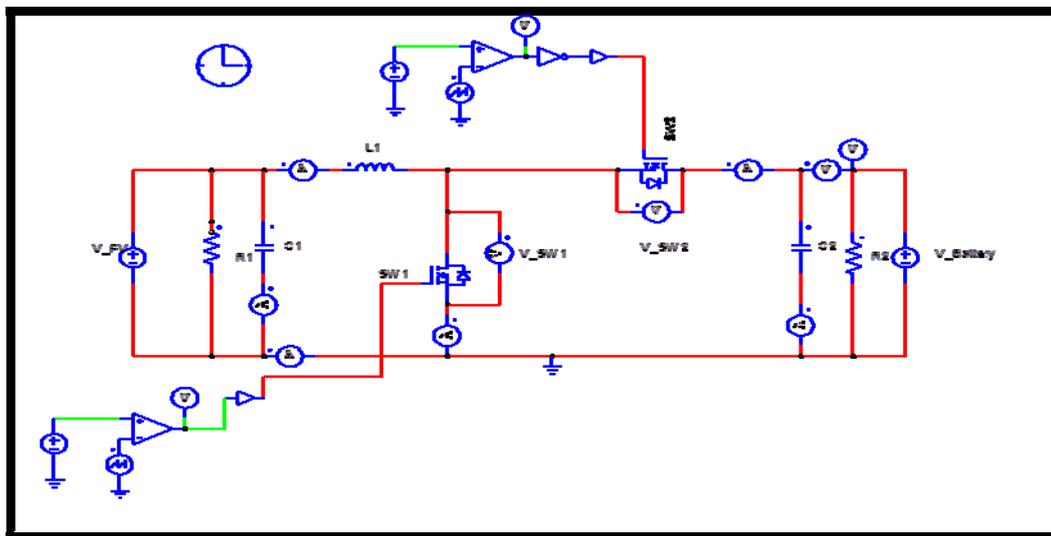


Figure III.29 : Modèle PSIM d'un Hacheur réversible

En résumant le schéma synoptique du système de stockage est résumé dans la figure III.30.

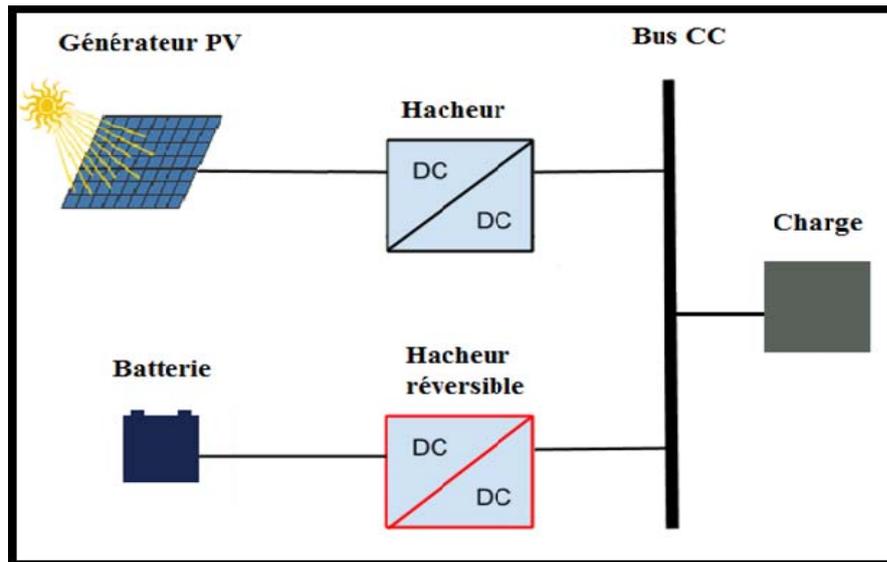


Figure III.30 : Synoptique du système de stockage couplé avec le générateur PV

III.4.4. Modélisation du générateur diesel

Le générateur diesel est en général constitué d'un moteur diesel couplé à un générateur synchrone (figure III.31). Le modèle dynamique complet du groupe électrogène diesel suppose la modélisation du moteur diesel avec la boucle de réglage de la vitesse et du générateur synchrone avec le système de réglage de la tension [57].

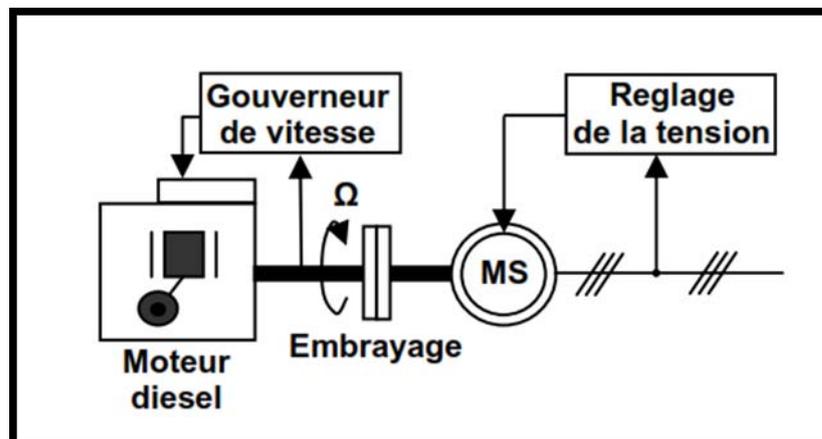


Figure III.31 : Configuration du générateur diesel [57]

III.4.4.1. Moteur diesel et régulateur de vitesse

Les moteurs diesel sont les moteurs à combustion interne les plus efficaces. La vitesse de rotation d'un tel moteur dépend de la quantité de carburant injecté et de la charge appliquée au vilebrequin du moteur. Le moteur diesel est un système non linéaire. Il présente des temps morts et des retards, ce qui rend difficile son contrôle. Les moteurs diesel sont munis d'un régulateur de vitesse : mécanique, électromécanique ou électronique celui-ci réalise le contrôle automatique de la vitesse du moteur diesel, en réglant l'injection de carburant en fonction de la charge. Il agit sur le mécanisme d'accélération, en fournissant le carburant sans variations abruptes et répond en finesse aux variations de charge. La fréquence de la sortie est directement liée à la vitesse de rotation du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré [57].

De nombreux ouvrages proposent des modèles plus ou moins complexes du moteur diesel, en fonction de la disponibilité des données du constructeur. Cependant, l'expérience et les mesures en exploitation ont montré que pour étudier la réponse du système face aux perturbations rapides de vitesse, il peut suffire d'utiliser un modèle simple. Le diagramme bloc d'un moteur diesel simplifié et celui du régulateur de vitesse respectivement sont illustrés dans la figure III.32.

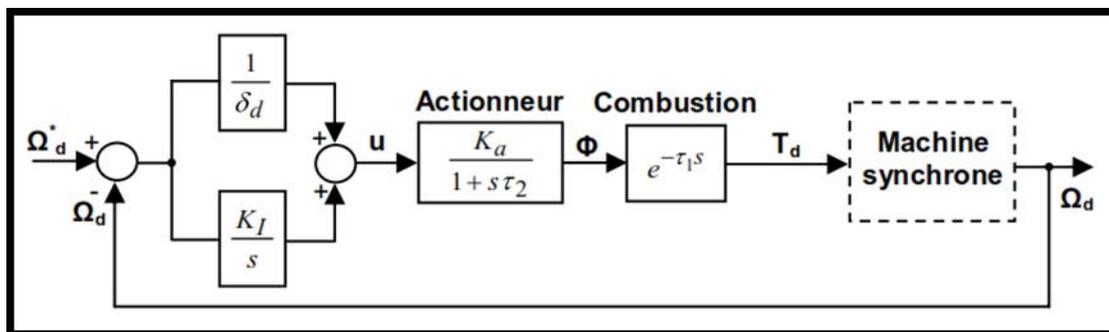


Figure III.32 : Bloc-diagramme d'un moteur diesel simplifié et du régulateur de vitesse [57]

L'entrée du régulateur de vitesse est l'erreur de vitesse de rotation et la sortie est le signal de commande de l'actionneur. Les paramètres du régulateur de vitesse sont le statisme δ_d et le facteur intégrateur K_I . L'objectif de l'intégrateur est d'éliminer l'erreur statique de la vitesse. La dynamique de fonctionnement de l'actionneur est approchée par un modèle du premier ordre avec le gain K_a , qui adapte la relation entre le couple et la consommation de carburant et une constante de temps τ_2 . Cette constante de temps dépend de la température du carburant.

Les deux paramètres, K_a et τ_2 , sont variables, mais leur variation est négligeable pour des intervalles de temps courts [57].

Le bloc combustion inclut un retard qui représente le temps nécessaire pour que le moteur diesel réponde à une demande de modification du taux d'injection de carburant. Ce temps mort τ_1 est le résultat de plusieurs cylindres qui ne sont pas tous dans la position permettant d'accepter plus de carburants à un instant donné. Le délai peut être exprimé comme étant le temps réel entre les arrivées consécutives des pistons au point d'injection plus approximativement un quart de tour du vilebrequin. Ainsi, le délai peut être approché par :

$$\tau_1 = \frac{60h}{2n_c\Omega_d} + \frac{60}{4\Omega_d} \quad (\text{III.45})$$

Où

- $h=2$ ou 4 pour des moteurs à deux ou quatre-temps
- n_c : est le nombre de cylindres
- Ω_d : la vitesse de rotation en tours par minute.
- Le couple produit par le moteur diesel, T_d , est une fonction du débit de carburant Φ .

Pour le système hybride étudié dans cette étude, la fréquence et l'amplitude de la tension sont fixées par l'onduleur, ce qui permet au groupe diesel de fonctionner à puissance constante et d'être arrêté si nécessaire. Par conséquent, le modèle du moteur diesel se réduit à une constante qui fixe la puissance de la machine synchrone.

III.4.4.2. Modèle simplifié de la machine synchrone

La puissance mécanique fournie en sortie du bloc « moteur diesel » est convertie en puissance électrique par un modèle simplifié de la machine synchrone. Les parties mécaniques et électriques de la machine sont modélisées dans le même bloc [57].

Le rotor de la machine synchrone est constitué d'un enroulement parcouru par un courant d'excitation I_e continu créant un champ magnétique $2p$ polaire. Il possède donc p paires de pôles. Le même nombre de pôles se retrouve dans le stator. Ses enroulements sont le siège de courants alternatifs triphasés. La liaison entre la pulsation ω_g du champ magnétique tournant et la vitesse de rotation est [60] :

$$\Omega_s = \frac{\omega_g}{P} \quad (\text{III.46})$$

Avec $\omega_g = 2\pi f$, où f est la fréquence des courants alternatifs en Hz.

Un enroulement de l'induit (stator) soumis au champ magnétique tournant de l'entrefer est le siège d'une force électromotrice $e(t)$ de valeur efficace E :

$$E = KN \Phi f = KN \Phi p n_s = K \Phi n_s \quad (\text{III.47})$$

Où :

- K : coefficient de Kapp (caractéristique de la machine)
- N : nombre de conducteurs d'une phase de la machine (1 spire = 2 conducteurs)
- Φ : flux maximum à travers un enroulement [Wb]
- n_s : vitesse de rotation [rpm]
- $K' = KNp$: constante globale (caractéristique de la machine)

Le modèle équivalent d'un enroulement du générateur synchrone est montré dans la figure ci-dessous :

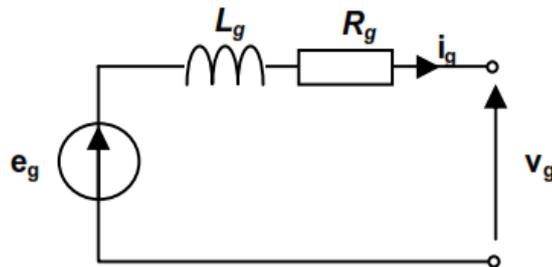


Figure III.33 : Modèle équivalent d'un enroulement [57]

- e_g : f.é.m. à vide [V]
- V : tension aux bornes d'un enroulement de la machine [V]
- R_g : résistance de l'enroulement [Ω]
- L_g : inductance synchrone [H]

La loi des mailles pour le schéma présenté dans la figure III-33 avec les grandeurs instantanées est :

$$e_g = v_g + L_g \frac{di_g}{dt} + R_g i_g \quad (\text{III.48})$$

En triphasé, le stator comporte trois enroulements et donc trois forces électromotrices $e_{g1}(t)$, $e_{g2}(t)$ et $e_{g3}(t)$ de même valeur efficace E et déphasées de $2\pi/3$. Dans le modèle simplifié de la machine synchrone, la partie mécanique sans frottement est décrite par l'équation :

$$J_{ds} \frac{d\Omega_s}{dt} = T_d - T_{em_g} \quad (\text{III.49})$$

Où :

- J_{ds} est l'inertie totale de l'ensemble moteur diesel générateur synchrone ;
- Ω_s est la vitesse de rotation ;
- T_d est le couple mécanique sur l'arbre ;
- T_{em_g} est le couple électromagnétique.

La simulation de la génératrice du groupe électrogène a été effectuée sous PSIM, la figure III.34 représente le modèle de la génératrice synchrone.

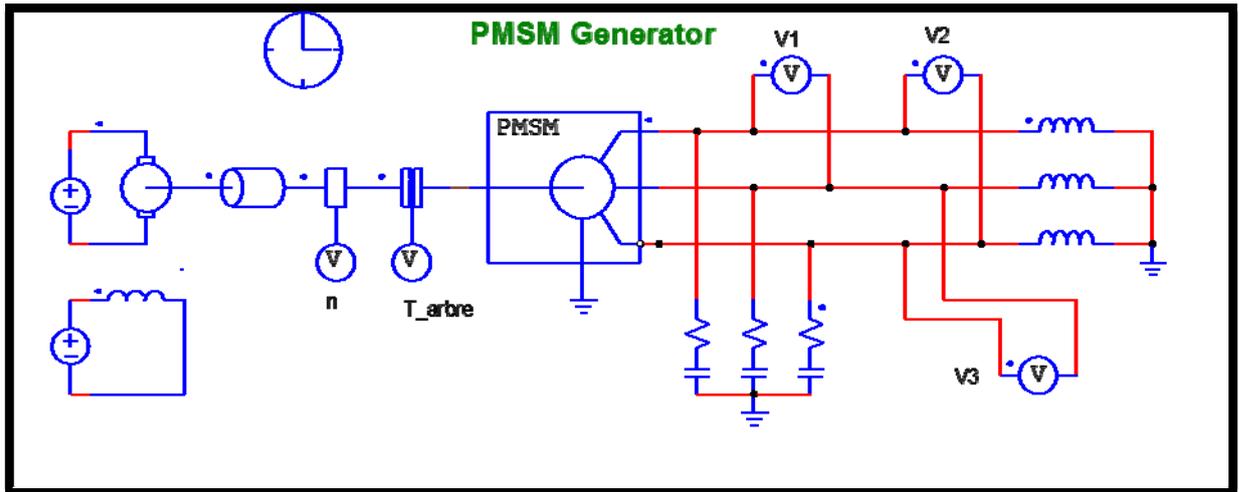


Figure III.34 : Modèle de la génératrice synchrone sous PSIM

Les résultats de la simulation de la génératrice synchrone sont présentés dans la figure ci-dessous :

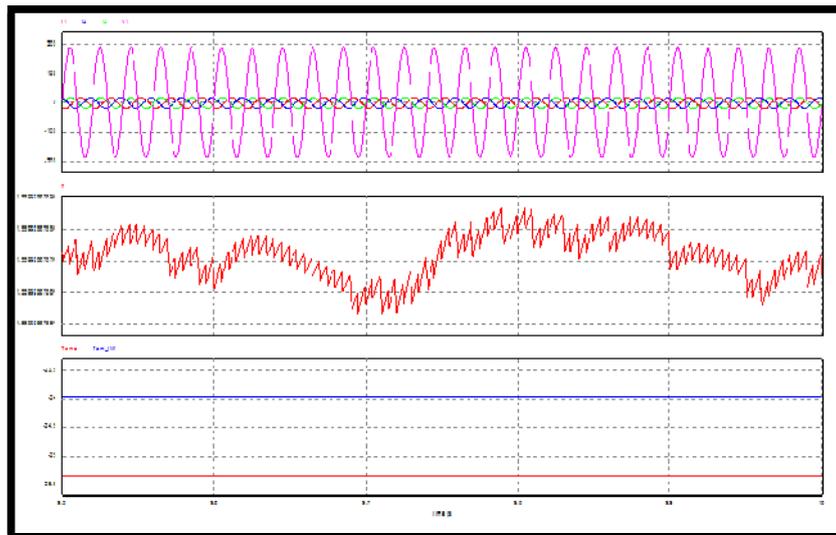


Figure III.35 : Simulation de la génératrice synchrone (I_1 , I_2 , I_3 , V , T_{arb} , T_m)

III.4.5. Modélisation de l'onduleur triphasé

La connexion entre le bus à CC et le bus à CA est réalisée à l'aide d'un onduleur triphasé bidirectionnel.

III.4.5.1. Modélisation de l'onduleur triphasé

Le schéma électrique de l'onduleur dans l'environnement système hybride est donné dans la Figure III-36. Il s'agit d'un onduleur triphasé bidirectionnel basé sur un pont de transistors IGBT.

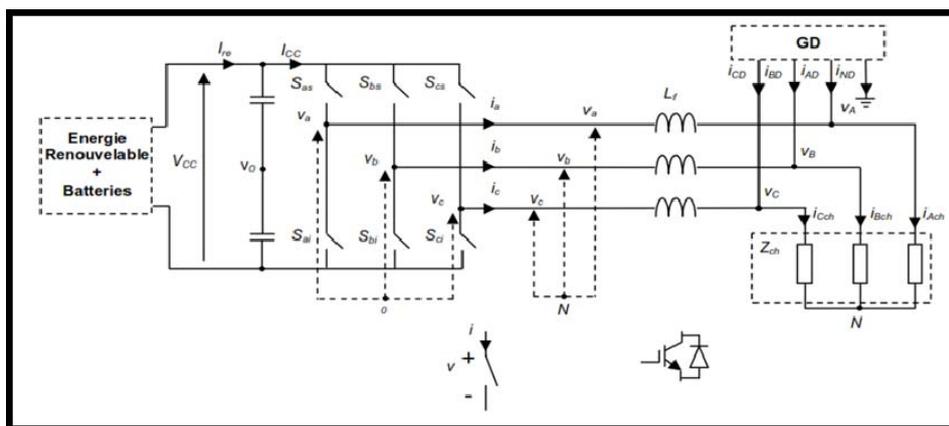


Figure III.36 : Schéma électrique de l'onduleur triphasé [57]

Pour ce type de convertisseur, les stratégies de commutation souvent utilisées sont à PWM (Pulse Width Modulation en anglais ou MLI, Modulation de Largeur d'Impulsions, en français) ou SVM (Space Vector Modulation en anglais où MVS, Modulation du Vecteur d'Espace en français). La stratégie de commutation SVM a plusieurs avantages par rapport à la stratégie de commutation PWM classique, à cause d'une meilleure utilisation du bus à CC, moins d'harmoniques sur les courants et les tensions et moins de pertes dues aux commutations [61].

Pour la modélisation du convertisseur nous considérons la charge triphasée équilibrée et le point médian 0 de la source d'alimentation comme point de référence, les tensions v_{a0} , v_{b0} ou v_{c0} prennent la valeur $V_d/2$ quand l'interrupteur supérieur d'un bras (ex. S_{as}) est en conduction et respectivement $-V_d/2$ quand l'interrupteur inférieur du même bras (S_{a1}) est en conduction. Dans la figure III-37, les interrupteurs ont été désignés par S et leur état peut être ± 1 . En appliquant le théorème des valeurs moyennes, les interrupteurs peuvent être remplacés par les rapports cycliques obtenus à la sortie de la commande de l'onduleur (Figure III-37) [57].

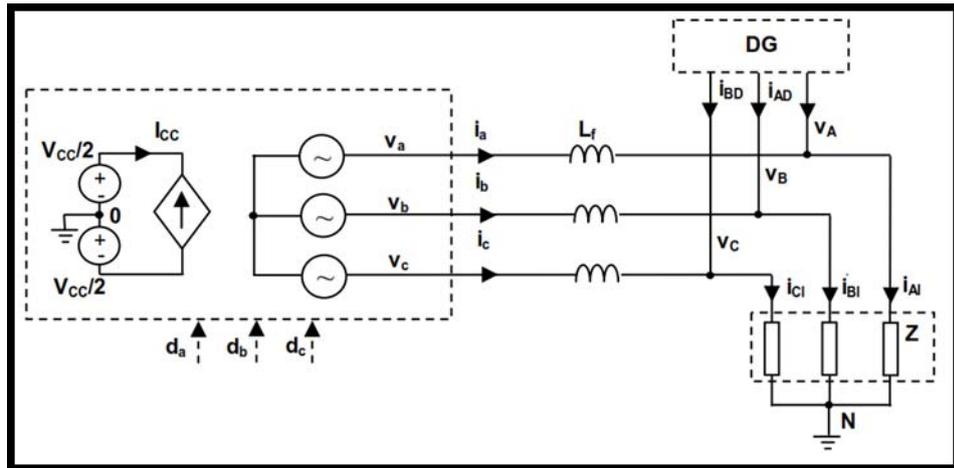


Figure III.37 : Schéma équivalent de l'onduleur triphasé en valeurs moyennes [57]

La simulation et la modélisation de l'onduleur triphasé à été faire avec PSIM et la figure ci-dessous présente le modèle de simulation.

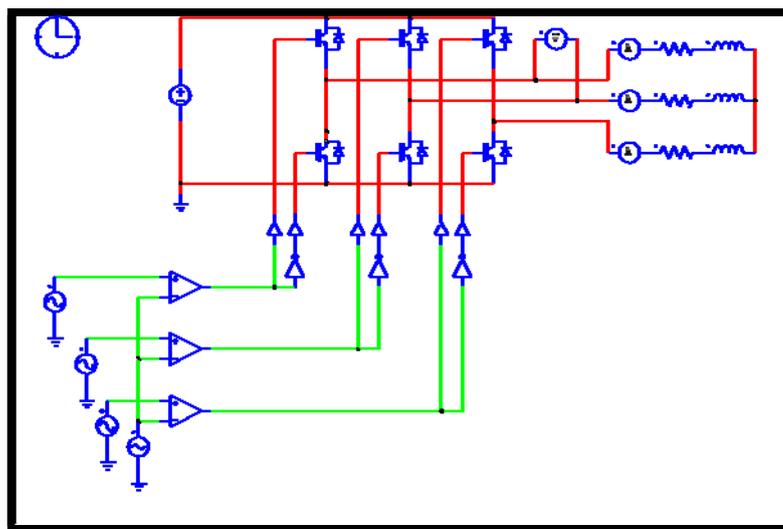


Figure III.38 : Model de simulation de l'onduleur triphasé sous PSIM

Les résultats de simulation sont présentés dans la figure ci-dessous :

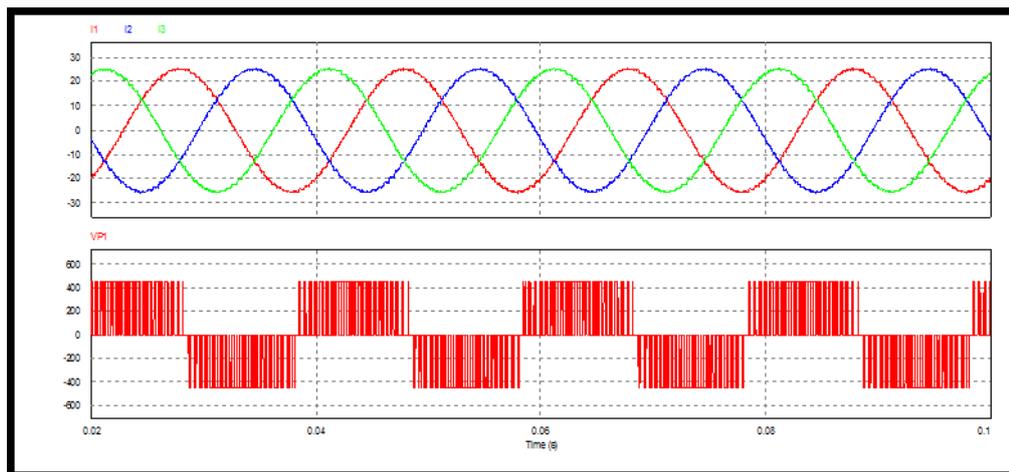


Figure III.39 : Simulation de l'onduleur triphasé sous PSIM

III.4.6. Modélisation de l'ensemble moteur- pompe centrifuge

III.4.6.1. Choix d'une pompe

Les pompes volumétriques à main peuvent s'avérer plus intéressantes pour de petites hauteurs et de faibles débits journaliers ($Q < 25 \text{ m}^3/\text{j}$). L'utilisation de pompes mécaniques sur cette plage d'utilisation se limitera principalement aux pompes volumétriques de faible puissance.

Il est conseillé d'utiliser des pompes à aspiration pour les hauteurs de moins de 7 mètres ce qui correspond généralement au type centrifuge à ailettes. Pour de faibles débits et une puissance disponible variable (par exemple, couplage éolien), l'emploi d'une pompe volumétrique permet un débit plus constant.

Pour une hauteur moyenne, comprise entre 10 et 50 mètres, la pompe immergée centrifuge est généralement la plus efficace. Mais son rendement est très étroitement lié à la hauteur et son dimensionnement est critique. Pour les hauteurs supérieures à 35 mètres et de faibles débits journaliers ($< 20 \text{ m}^3$), la pompe volumétrique sera la plus utilisée. Pour des débits plus élevés, l'emploi d'une pompe centrifuge est souvent le seul choix possible (Figure III.40).

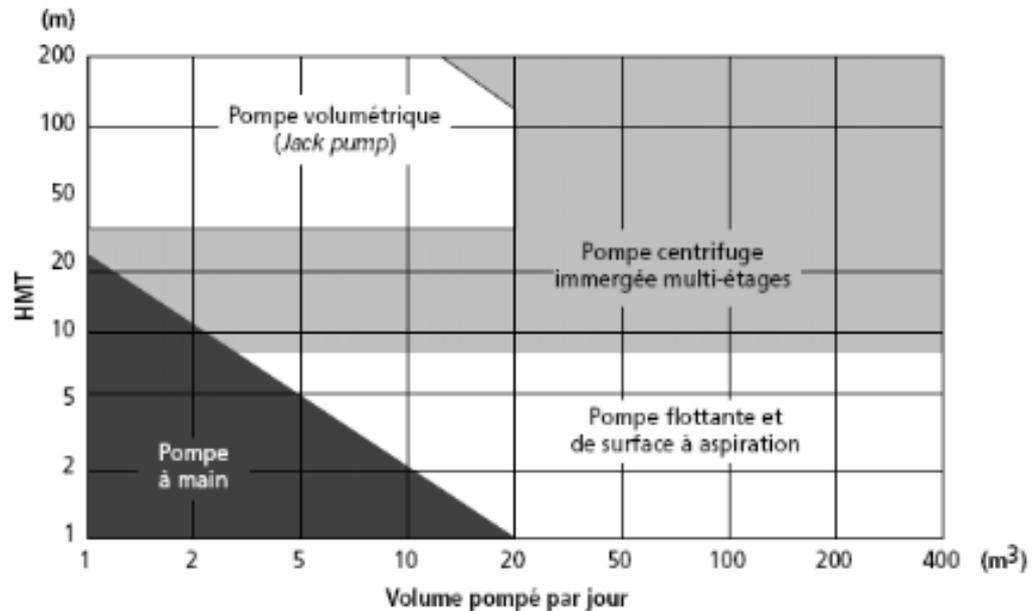


Figure III.40 : Choix d'une pompe selon la hauteur et le débit demandés [12]

III.4.6.2. Choix du moteur électrique

Le moteur électrique d'une électropompe, que ce soit en courant continu (CC) ou alternatif (CA), permet de convertir l'énergie électrique en énergie mécanique. Pour une installation de pompage solaire photovoltaïque, le choix d'un moteur CC est en premier lieu une solution économique puisque le générateur photovoltaïque fournit une puissance CC et ainsi on peut éviter le recours à l'utilisation d'un convertisseur statique. L'évolution des convertisseurs statiques efficaces permet également de choisir des moteurs efficaces, disponibles, et surtout, moins coûteux [12].

Les convertisseurs statiques peuvent être à fréquence variable afin de contrôler le transfert de puissance entre la source et la pompe. Un système de pompage utilisant un moteur ça peut aussi nécessiter des batteries de stockage électrochimique et ces dernières requièrent un entretien ce qui signifie un coût supplémentaire qui s'ajoutera au coût global et en même temps diminuera le rendement de l'installation.

Les différents types de moteur sont cités dans la section I.3.7 de cette thèse. La configuration du système global dépend de la nature du moteur choisie. L'utilisation du moteur à courant alternatif pour les applications de pompage photovoltaïques est de plus en plus croissante puisque le coût peu élevé du moteur, son faible besoin de maintenance et l'efficacité accrue des onduleurs solaires le rendent particulièrement attrayant pour ce type de

système. De dimension compacte, il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts ce qu'est le cas de notre installation de pompage photovoltaïque. De plus, l'utilisation d'onduleurs efficace permet un contrôle de la vitesse du moteur et ce dernier point est recommandé pour des applications de pompage solaire tel que la nôtre[12].

III.4.6.3. Modélisation du moteur asynchrone triphasé

L'actionneur utilisé dans le présent travail pour l'entraînement de la pompe centrifuge, est un moteur asynchrone triphasé à cage, caractérisé par :

- la présence d'un bobinage statorique équilibré alimenté par une source extérieure.
- l'enroulement rotorique est constitué par barres nues court-circuitées et collectés par des anneaux (figure III.41).

Pour simuler et commander la machine, à partir des équations dynamiques, un ensemble d'hypothèses simplificatrices sont citées :

- on ne considère que le premier harmonique d'espace de la distribution de la force magnétomotrice,
- résistance des enroulements invariables avec la température,
- circuit magnétique supposé non saturer.
- parfaite symétrie de construction,
- effet de peau négligeable,
- entrefer d'épaisseur uniforme, et effet d'encoche négligeable.

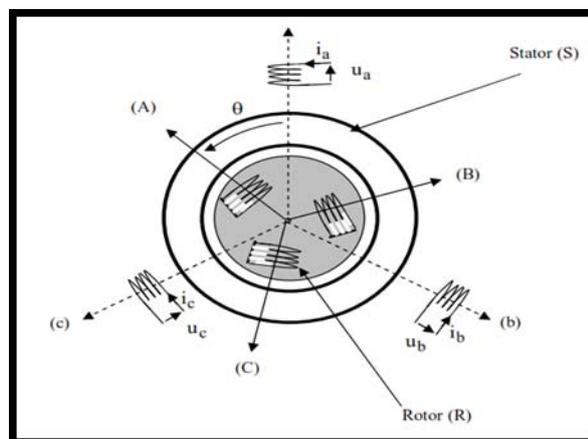


Figure III.41 : Représentation schématique d'une machine asynchrone triphasée [62]

La figure III.42 représente le model du moteur asynchrone sous PSIM.

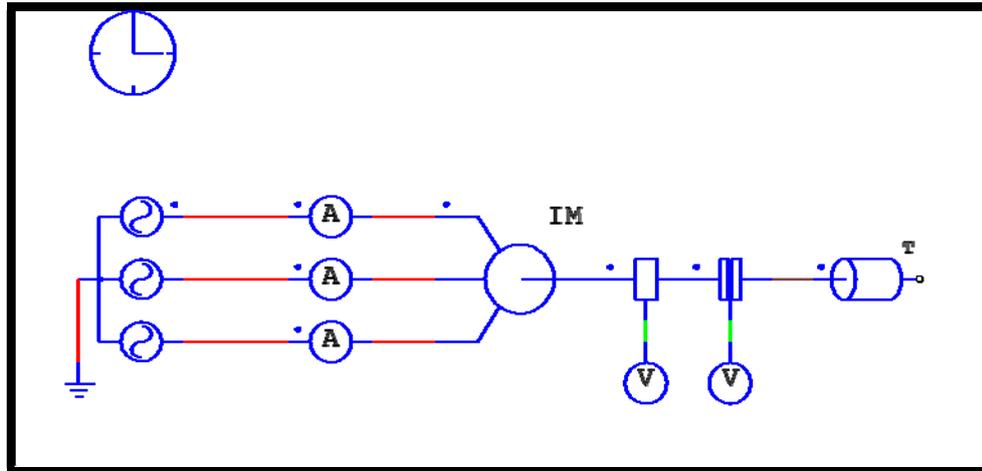


Figure III.42 : Model du moteur asynchrone sous PSIM

III.4.6.4. Modélisation de la pompe centrifuge

a) Caractéristique « Hauteur-Débit »

Les constructeurs fournissent les courbes $Q(H_{mt})$ maximale et minimale correspondant aux diamètres maximaux et minimaux possibles de la roue. Si la charge est une pompe monocellulaire à roue radiale, elle est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la charge hydraulique appliquée sur le fluide par la roue à aubes H_{tm} [mètre] en fonction du débit Q [m^3/s].

La hauteur H créée par la pompe en fonction du débit Q se déduit de la caractéristique théorique H_{Th} en lui retranchant les pertes de charge. Ces pertes ΔH se produisent par frottement contre les parois des canaux d'aspiration et de refoulement [63] :

$$H = H_{Th} - \Delta H \quad (III.50)$$

Avec :

$$H_{Th} = \frac{(\omega r_2)^2}{g} - \frac{Q \omega}{2\pi b_2 g} \cotg \beta_2 \quad (III.51)$$

$$\Delta H = CQ^2 \quad (III.52)$$

C : c'est la constante des pertes de charge.

La modification de la caractéristique $H(Q)$ pour d'autres vitesses d'entraînement s'effectue par l'utilisation des lois de similitude ci-après [64] :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{Q}{Q_n} = \frac{\omega}{\omega_n} \\ \frac{H}{H_n} = \left(\frac{\omega}{\omega_n} \right)^2 \end{array} \right. \quad (\text{III.53})$$

On obtient le modèle de PELEIDER-PETERMAN qui caractérise des courbes ayant comme paramètre la vitesse ω , et identifiées par l'expression suivante :

$$\Delta H = CQ^2 \quad (\text{III.54})$$

Les coefficients C_1 , $2 C_2$ et C_3 étant des fonctions des caractéristiques de la pompe (forme et dimensions des aubes et du diffuseur).

ω : vitesse [rad/s],

Hmt : hauteur manométrique totale [mètre].

Q : débit [l/min].

b) Caractéristique « Couple-Vitesse »

Le couple du moteur augmente très rapidement en fonction de la vitesse. La hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. Le moteur devra, donc, être très rapide pour assurer un bon débit (figure III.43a)

c) Caractéristique « Débit – Vitesse »

Le débit est proportionnel à la vitesse de rotation du moteur. Toutefois, il faut une vitesse minimale à une Hmt donnée pour obtenir un débit (figure III.43b).

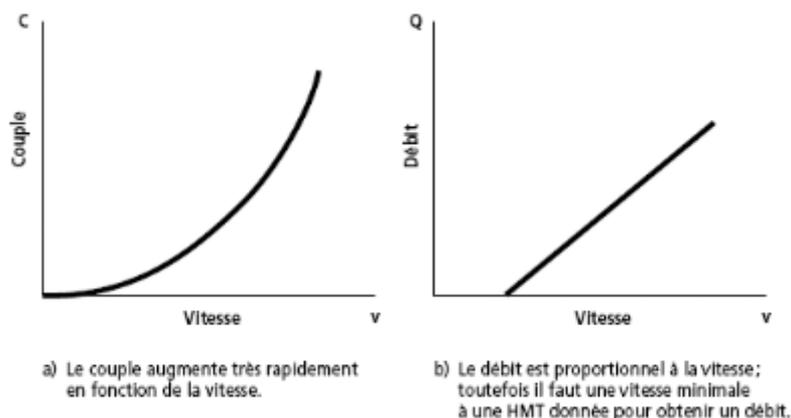


Figure III.43 : Caractéristiques d'une pompe centrifuge a) et b) [12]

Puisque, le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus importante qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une Hmt donnée, pour obtenir un débit de départ non nul.

Donc, la pompe centrifuge oppose un couple résistant C_r , avec C_s représentant le couple statique, très petit et K_r le coefficient de proportionnalité $[(Nm/rad.s^{-1})^2]$ tel que BRAUNSTEIN et KORNFELD l'ont introduit en 1981[12].

$$\left\{ \begin{array}{l} C_r = K_r \omega^2 + C_s \\ P_{mec} = K_r \omega^3 \end{array} \right\} \quad (III.55)$$

d) Modèle de la canalisation de refoulement

La caractéristique $H_c(Q)$ de la canalisation est de la forme suivante [12] :

$$H_c = H_g + \Delta H_c \quad (III.56)$$

Où :

- H_g : est la hauteur géométrique qui est la différence entre le niveau libre du liquide et le point le plus haut de la canalisation.
- ΔH_c : sont les pertes de charge de la canalisation, elles sont données par [11] :

$$\Delta H_c = \left(\frac{l}{d} + \xi \right) \frac{8Q^2}{\pi^2 d^4 g} \quad (III.57)$$

Avec :

- λ : coefficient des pertes de charge dans la canalisation, dépendant du régime d'écoulement et de la vitesse du fluide.
- l : longueur de la canalisation.
- d : diamètre de la canalisation.
- ξ : coefficient des pertes de charge locales ou singulières dans les coudes, les vannes, les débitmètres, les raccords..., de la canalisation.

Sur la figure (III.44), est illustré un tracé du faisceau de courbes $H(Q)$ d'une pompe solaire (GrundfosSQF5A) paramétré par la vitesse ω qui est à son tour en fonction de l'ensoleillement.

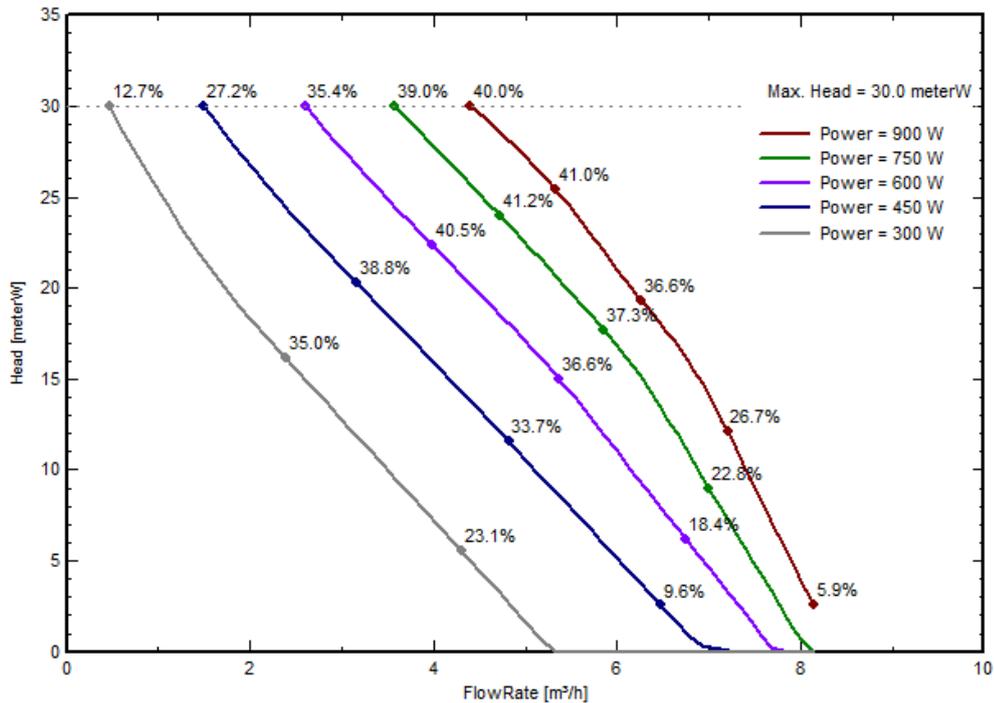


Figure. III.44 : Courbes H(Q) de la pompe solaire (GrundfosSQF5A)

III.4.7. Modélisation du système de pompage hybride global

La figure III.45 présente le schéma synoptique du système hybride global, le choix du système est basé sur la charge qui est pompe immergée avec un moteur asynchrone alternatif.

Le système comme montre la figure ci-dessous, est composé de :

- une source continue provienne du générateur photovoltaïque
- une continue proviennent des batteries de stockage
- une source alternative provienne du groupe diesel
- un hacheur couple avec le générateur photovoltaïque pour extraire le maximum de puissance
- un hacheur réversible pour la recharge et la décharge des batteries
- des convertisseurs AC-DC et DC-AC
- un switch solaire
- pompe immergée AC triphasé

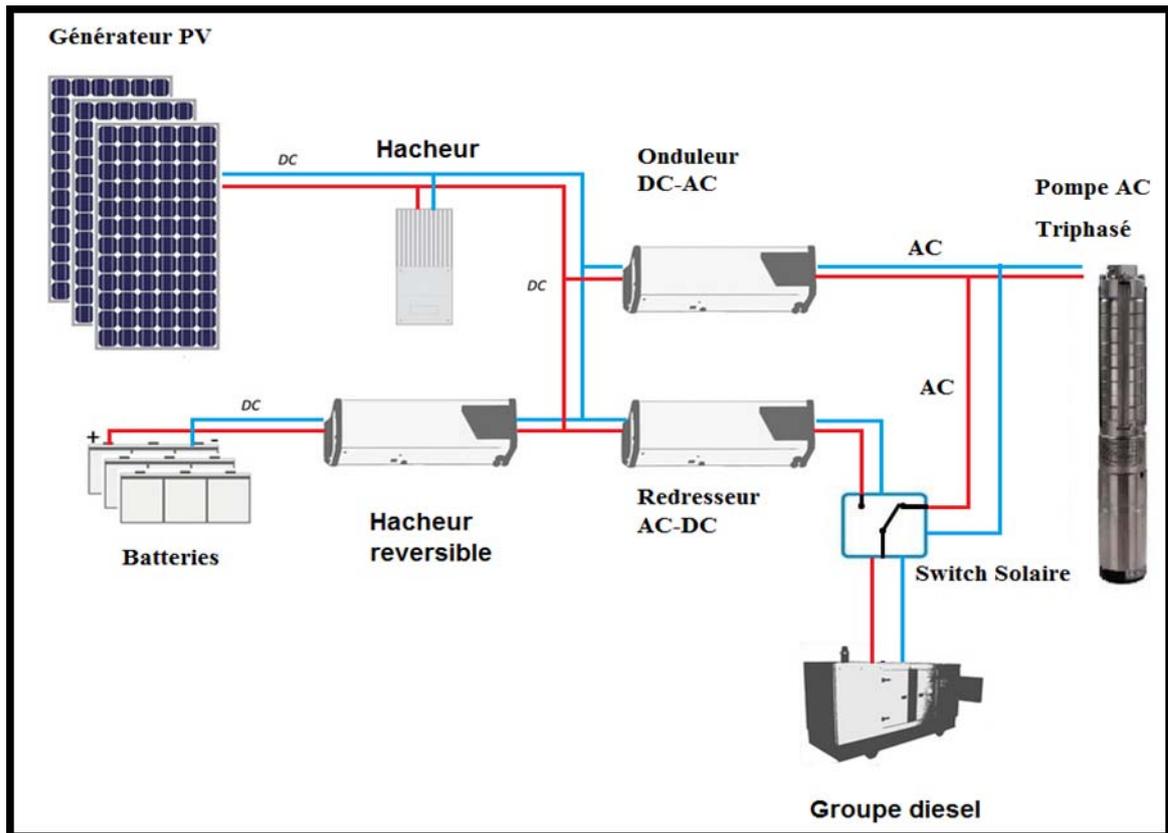


Figure III.45 : Schéma synoptique du système hybride global

III.4.7.1. Principe de fonctionnement du système adopté

Le système choisi est système autonome plus adapté à l'application de pompage dans les zones éloignées du réseau électrique ou dans les zones où le système diesel est déjà en place. L'autonomie du système est assurée par le système de batterie de stockage. Ce dernier assure aussi la stabilité et la régulation de l'énergie fournie à la charge (figure III.45).

Le système en question présente l'avantage de pouvoir pomper de l'eau à n'importe quel moment jour et nuit, cette flexibilité est due à la présence des multiples sources telles que le photovoltaïque et le diesel.

III.4.7.2. Commande du système hybride

Le système de contrôle et de surveillance d'un système d'alimentation hybride est un système de contrôle sur toute l'installation qui coordonne et supervise le fonctionnement du système tout en répartissant le contrôle de fonctionnement avec les contrôleurs et régulateurs locaux. Le contrôle distribué est réalisé en permettant aux composants du système d'utiliser leurs propres régulateurs et systèmes de contrôle pour sauvegarder le fonctionnement.

Le générateur diesel a un régulateur de vitesse et un régulateur de tension pour commander la tension. Un régulateur de tension logique floue est associé au convertisseur élévateur afin d'adapter la tension photovoltaïque et la charge.

Le contrôleur de surveillance est chargé de sélectionner le mode de fonctionnement pour éviter l'effondrement du système en cas d'une perte soudaine de la production d'énergie renouvelable ou une augmentation de la demande pour le système. Le système hybride qui sera utilisé pour expliquer la stratégie de contrôle est illustré sur la figure III.46.

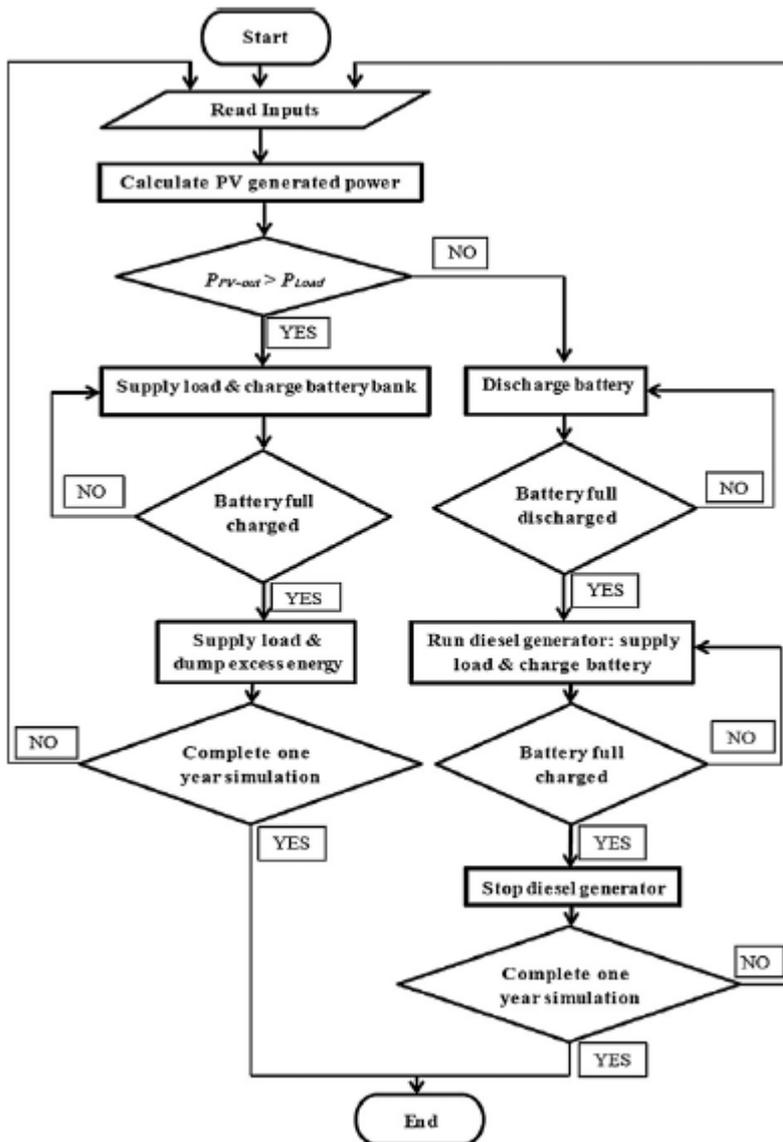


Figure III.46 : Stratégie de command du system hybride adopté [65]

III.4.7.2. Simulation du système hybride globale

La figure III.48 illustre le modèle globe du système sous PSIM, la stratégie de command appliquée est celle décrite dans la figure III.46. Les résultats de simulation sont représentés dans la figure ci-dessous :

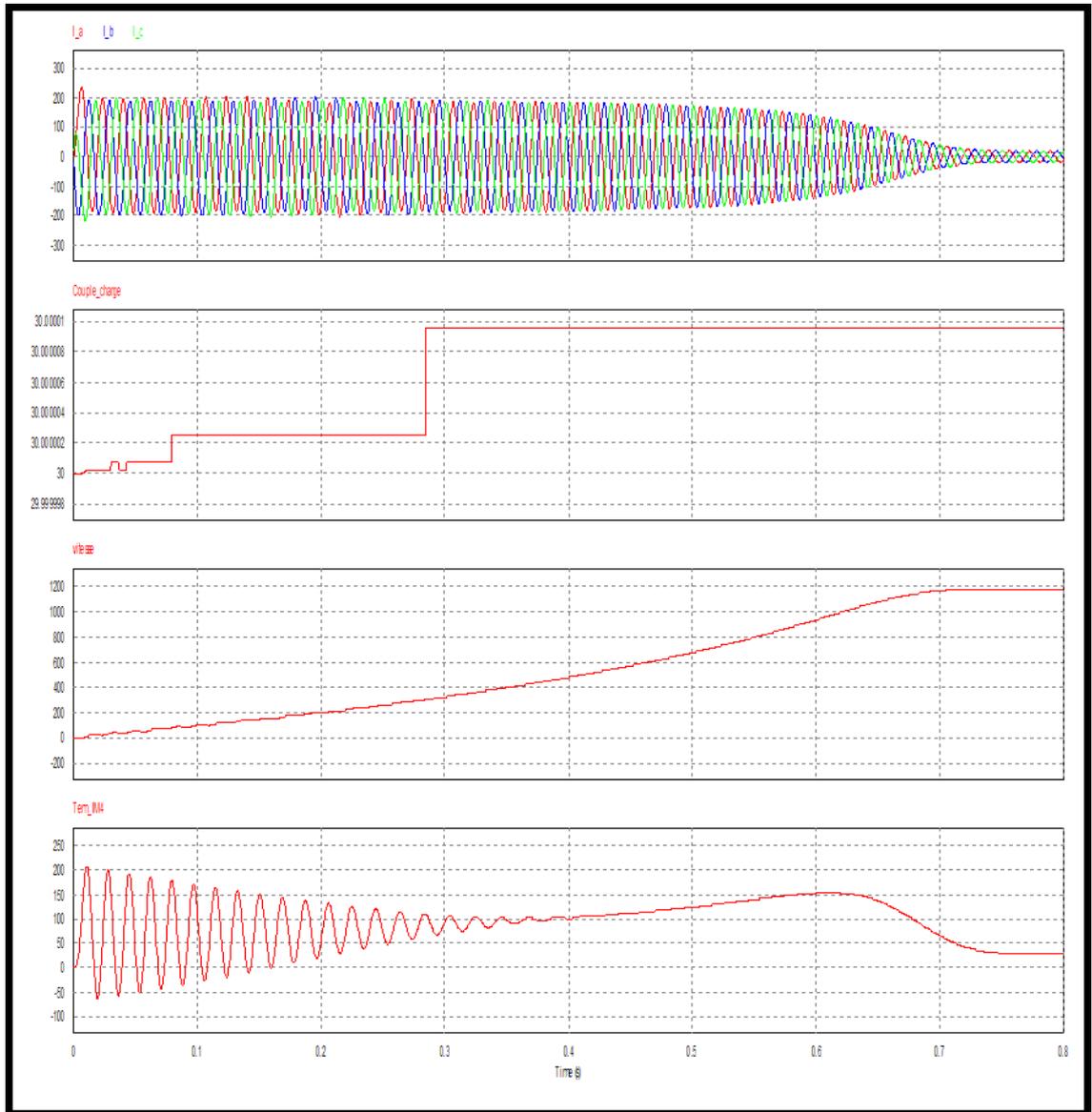


Figure III.47 : Résultat de simulation d'une pompe centrifuge associée à un moteur asynchrone sous PSIM (I_a , I_b , I_c , couple_charge, vitesse, couple moteur)

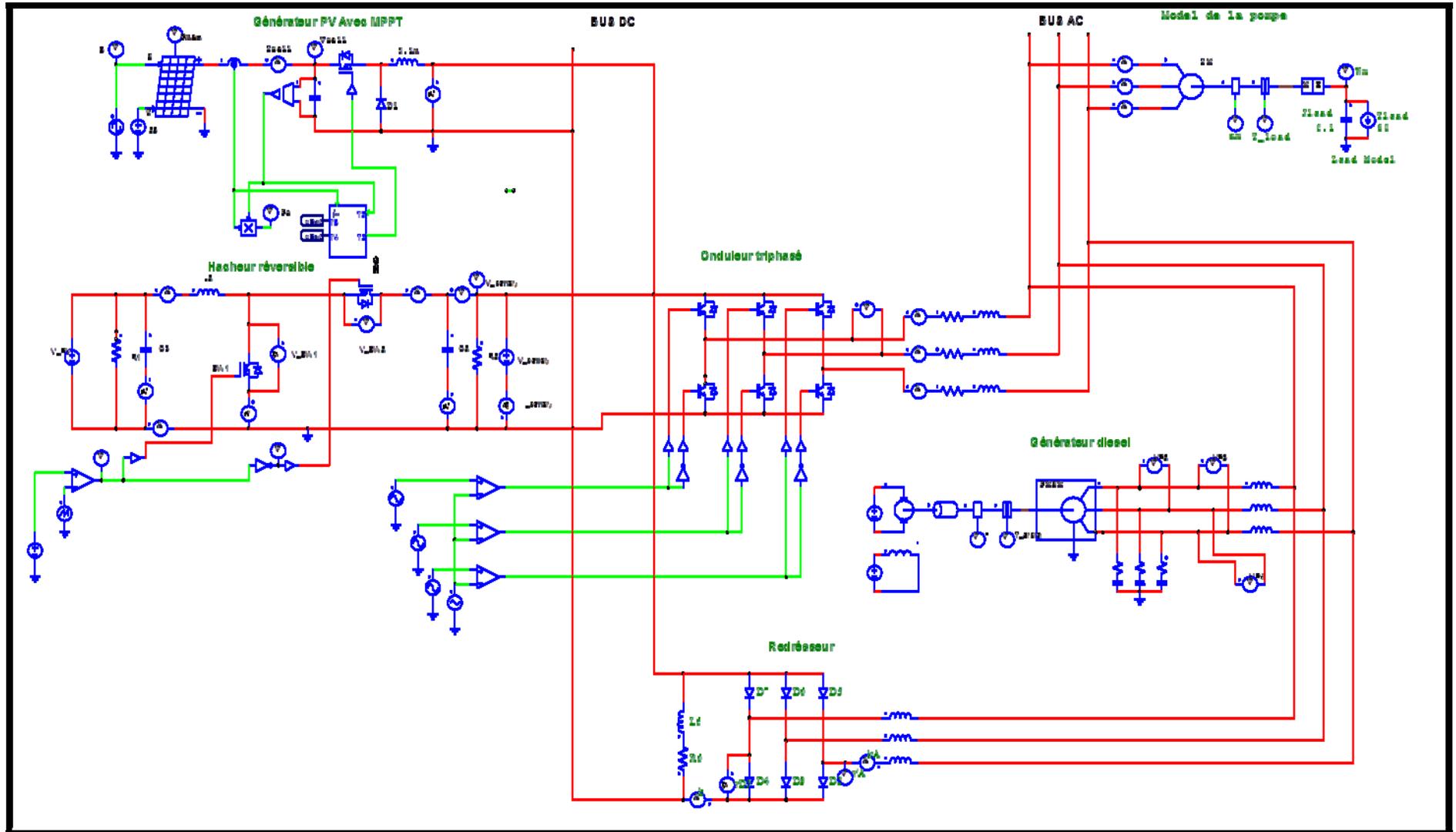


Figure III.48 : Schéma synoptique du système hybride global avec PSIM

En connaissant le couple et la vitesse de rotation de la pompe, le débit et l'HMT instantané de la pompe peuvent être déterminés en conséquence en utilisant les équations (III.53) et (III.54) de la session III.4.6.4 de ce chapitre. Les résultats instantanés du débit et HMT sont illustrés dans la figure III.49.

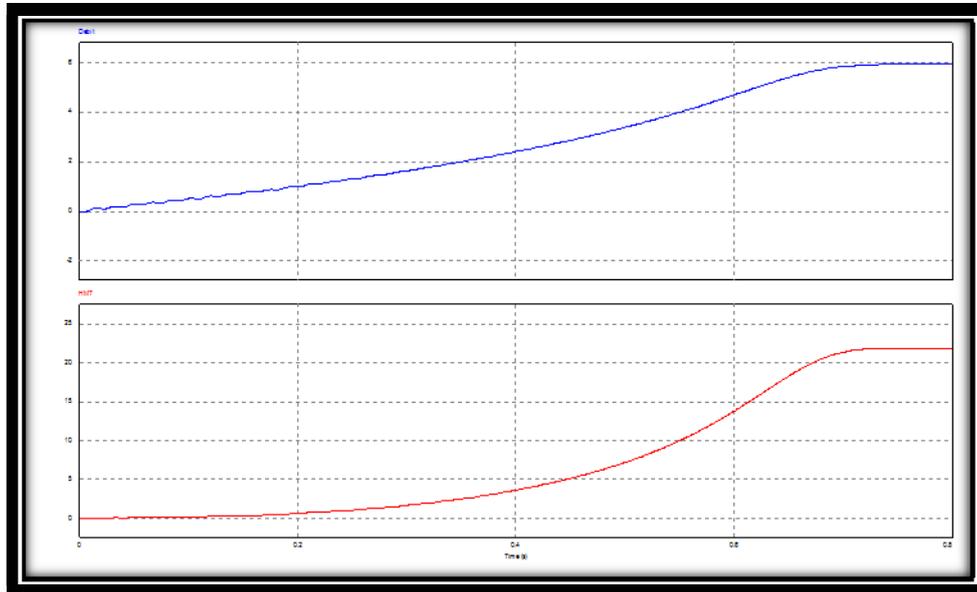


Figure III.49 : Résultat de simulation d'une pompe sous PSIM (débit et hauteur)

III.5. Conclusion

D'après le modèle établi du système hybride global et les résultats obtenus, nous constatons que le modèle en question paraît utile pour la simulation des systèmes hybrides dédiés au pompage néanmoins le système hybride nécessite ;

- un dimensionnement optimal de ce système et qui fait l'objet du chapitre prochain.
- une optimisation du prix d'énergie de ce système.
- donnée de l'irradiation et température à temps réel.
- calcul de débit pompe pendant la journée qui dépend du profil de charge qui charge d'une saison à une autre et en fonction des besoins eau des cultures qui fait aussi l'objet du prochain chapitre.

**CHAPITRE 4 : DIMENSIONNEMENT ET
OPTIMISATION ENERGETIQUE ET TECHNICO-
ECONOMIQUE**

CHAPITRE 4 : DIMENSIONNEMENT ET OPTIMISATION ENERGETIQUE ET TECHNICO- ECONOMIQUE

SOMMAIRE

IV.1. Introduction

IV.2 Dimensionnement du Système d'énergie hybride

IV.2.1. Présentation de HOMER

IV.2.2. Construire le schéma de conception du système hybride

IV.2.3. Caractéristiques de la région d'étude

IV.2.4. Besoins en eau des cultures

IV.2.5. Profils de charge du système de pompage

IV.2.6. Les coûts

IV.2.7. Caractéristiques techniques des composants utilisés

IV.3. Résultats et discussions

IV.3.1. Résultats d'optimisation

IV.4. Conclusion

IV.1. Introduction

Les systèmes d'énergies hybrides (SEH) utilisent différentes sources d'énergie comme le photovoltaïque et le générateur diesel. Ce type de système peut représenter une solution très intéressante pour les sites isolés surtout pour le pompage d'eau. L'étude du comportement dynamique du système ainsi que son optimisation serait la solution appropriée.

Le présent chapitre présente l'architecture du SEH, obtenue après une étude de dimensionnement. Cette architecture inclut des panneaux PV, un générateur diesel, un système de stockage et des convertisseurs pour interconnecter les sources. Le dimensionnement d'un tel système implique la détermination des caractéristiques nominales des sources et du système de stockage, pour des ressources énergétiques et des contraintes d'utilisation données. Nous avons développé un modèle et une stratégie de commande pour chaque source d'énergie du SEH. Tous les composants du système aussi que leurs sous-ensembles sont traités de manière modulaire pour une plus grande flexibilité. Les modèles développés doivent permettre une analyse dynamique détaillée sur des horizons allant de quelques millisecondes à plusieurs secondes.

IV.2. Dimensionnement du système d'énergie hybride

Il existe plusieurs logiciels de dimensionnement et de simulation des SEH [66] : HOMER, RETscreen, Hybrid2, INSEL...

Tous ces logiciels ont pour but d'optimiser les systèmes hybrides, mais avec des stratégies d'optimisation différentes. Pour le système hybride adopté, nous choisir le logiciel Homer pour la conception, simulation et optimisation [67].

IV.2.1. Présentation de HOMER

HOMER – c'est un outil développé par "National Renewable Energy Laboratory" (NREL), capable de dimensionner et d'optimiser un système hybride de petites puissances contenant différents composants d'énergie renouvelable ou fossile : éolienne, PV, micro – hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries [68].

Tout d'abord, HOMER permet de faire des simulations pour ensuite optimiser les systèmes et pour finalement terminer avec des analyses de sensibilité sur ces systèmes optimisés, figure IV.1 représente le modèle conceptuel de HOMER [69].

HOMER estime le coût d'installation et de fonctionnement du système et propose une liste des configurations, classée par rapport au coût de leurs cycles de vie. On peut facilement trouver le système de coût moindre en haut de la liste, ou on peut parcourir la liste pour d'autres systèmes [69].

La solution obtenue par HOMER est la solution la moins coûteuse parmi différentes combinaisons de systèmes d'énergies renouvelables. Il est donc possible de faire bon nombre d'analyses avec de nombreuses configurations différentes en moins de quelques minutes de simulation.

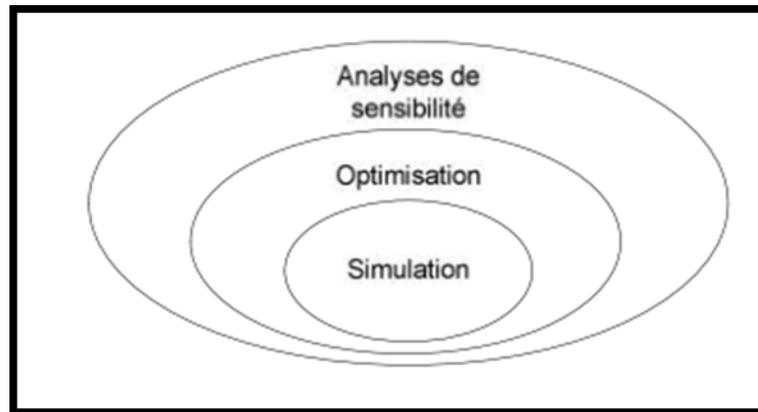


Figure IV.1 : Model conceptuel de HOMER [69]

IV.2.2. Construire le schéma de conception du système hybride

Pour simuler une installation donnée, il faut définir tous les éléments de cette dernière, d'après la bibliothèque du logiciel HOMER, on peut insérer les différents éléments de notre système hybride tel que la charge, les modules photovoltaïques, le groupe diesel, les convertisseurs et les systèmes de stockage (batterie) par la commande Add/Remove.

Nous présentons dans la figure IV.2 le diagramme relatif au programme HOMER, du système hybride.

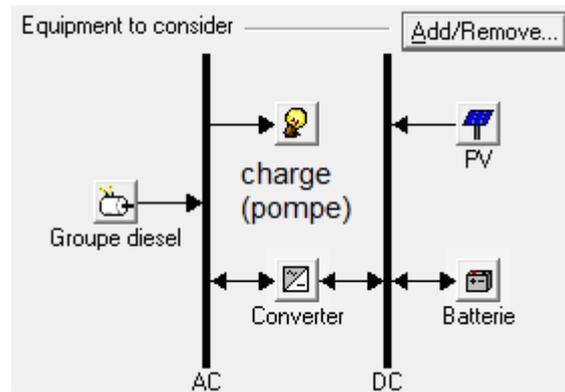


Figure IV.2 : Architecture du SEH

IV.2.3. Caractéristiques de la région d'étude

Le dimensionnement du système hybride est basé sur les données météorologiques et géographiques effectuées pour la région d'étude (Ghardaïa).

a) Données géographiques

Le tableau ci-après, représente les différentes caractéristiques géographiques de la région.

Tableau IV.1 : Caractéristiques géographiques de la région de Ghardaïa

Latitude	Longitude	Altitude
32° 23' N	3° 48' E	460m

b) Données météorologiques

• Variation mensuelle de l'irradiation

À l'aide du logiciel HOMER l'irradiation journalière moyenne pour chaque mois de l'année est déterminée. En figure (IV.3), l'évaluation mensuelle de l'irradiation (en jaune) ainsi que celle du facteur d'éclairement (en rouge) sont représentées.

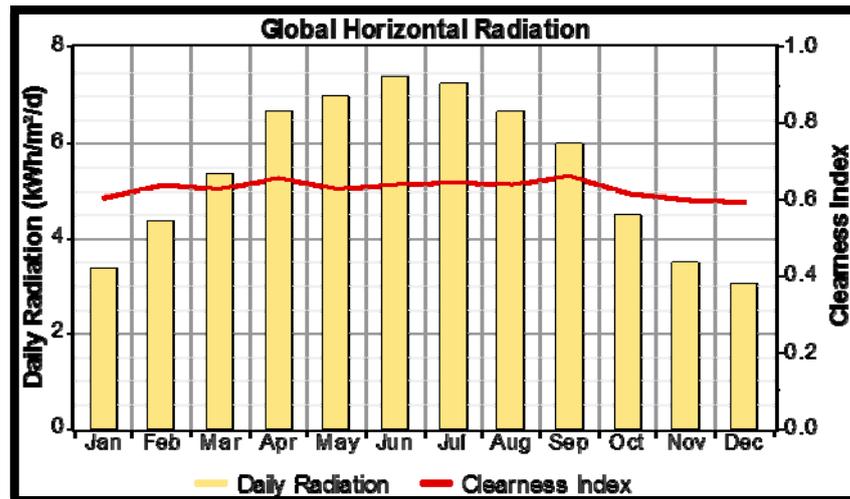


Figure IV.3 : Évolution de l'ensoleillement mensuelle

- **Température, humidité et vitesse du vent**

Les autres données météorologiques sont obtenues grâce au RETScreen logiciel, l'ensemble des données moyennes mensuelles sont reportées dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.2 : Données météorologiques de la région de Ghardaïa

Mois	Température de l'air	Humidité relative	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Vitesse du vent	Température du sol
Unité	°C	%	kWh/m²/j	m/s	°C
Janvier	10,9	54,8%	3,83	3,9	8,9
Février	13,4	47,1%	4,78	4,0	11,8
Mars	15,6	41,7%	5,92	4,3	16,4
Avril	19,5	35,6%	6,97	4,7	21,8
Mai	24,5	30,9%	7,67	4,6	27,7
Juin	30,0	27,3%	7,89	4,1	33,3
Juillet	32,7	24,2%	7,89	3,7	36,2
Août	32,5	25,3%	7,44	3,5	35,3
Septembre	28,0	35,6%	6,17	3,6	29,6
Octobre	21,6	45,2%	5,11	3,1	22,7
Novembre	15,4	54,3%	3,94	3,3	15,4
Décembre	11,6	58,8%	3,50	3,8	10,2
Annuel	21,4	40,0%	5,93	3,9	22,5

IV.2.4. Besoins en eau des cultures

La première étape du dimensionnement d'un système est l'estimation des besoins eau pour l'irrigation des cultures. Les besoins en eau pour l'irrigation dépendent de plusieurs paramètres tels que : le type des cultures, climat (température, humidité, vitesse du vent), sol, saison de l'année et la technique d'irrigation employé (irrigation localisée ou par aspersion) [70].

Les besoins en eau des cultures pour chaque stade végétatif sont généralement estimés en fonction de l'évapotranspiration. Cette dernière est subdivisée en deux, Il y a l'évapotranspiration potentielle ET_0 et l'évapotranspiration réelle, la relation entre ces deux paramètres joue un rôle important dans la détermination des besoins en eau, c'est ainsi que le k_c est défini comme [71] :

$$ET_r = K_c * ET_0 \quad \text{IV.1}$$

Dans ce travail, l'évapotranspiration potentielle ET_0 et l'évapotranspiration réelle ET_r sont calculées par la méthode Penman- Monteith en servant du CROPWAT – FAO logicielle [70].

La figure IV.4 présente les besoins eau moyenne mensuelle pour le palmier dattier sur une surface de 1 ha.

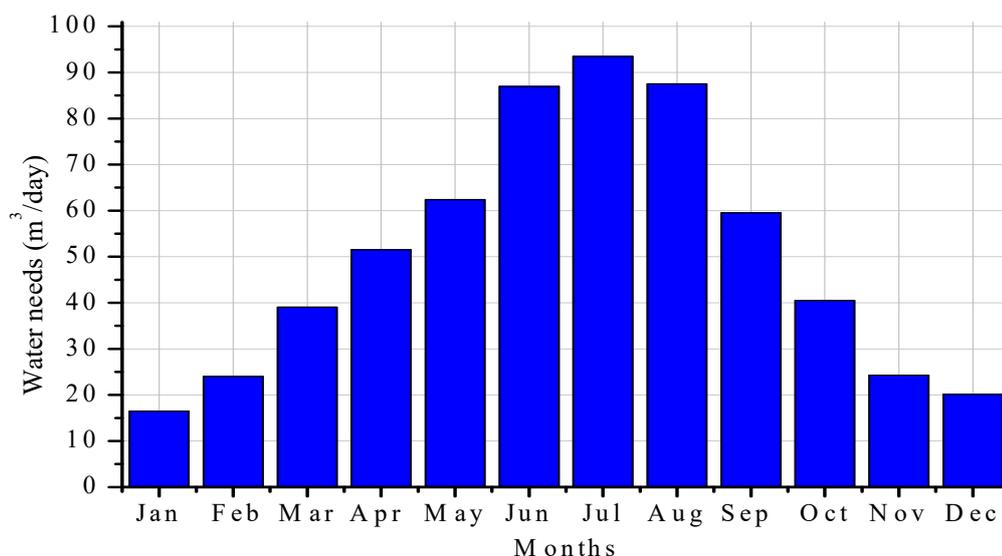


Figure IV.4 : Besoins eau des cultures moyennes mensuelles

Pour un système de pompage existant, une pompe de type GRUNDFOS 0.9 kW est défini. Elle délivre un débit de 1.1 l/s ($4\text{m}^3/\text{h}$) d'eau de puit à son HMT nominale. L'eau pompée peut être stockée dans un bassin de stockage pour une éventuelle utilisation. La capacité de stockage du bassin est déterminée en fonction des besoins en eau journalières, la capacité du bassin est de l'ordre de 50m^3 .

IV.2.5. Profils de charge du système de pompage

Le profil de la charge représente l'énergie fournie à la pompe pour fournir le volume d'eau préconisée par l'agriculteur. Nous considérons que la charge croit avec les besoins eau, elle dépend de profondeur de la pompe, durée journalière du fonctionnement de la pompe, et sa puissance nominale [70].

The figure IV.5 représente la consommation moyenne mensuelle du système de pompage à profondeur de 25m.

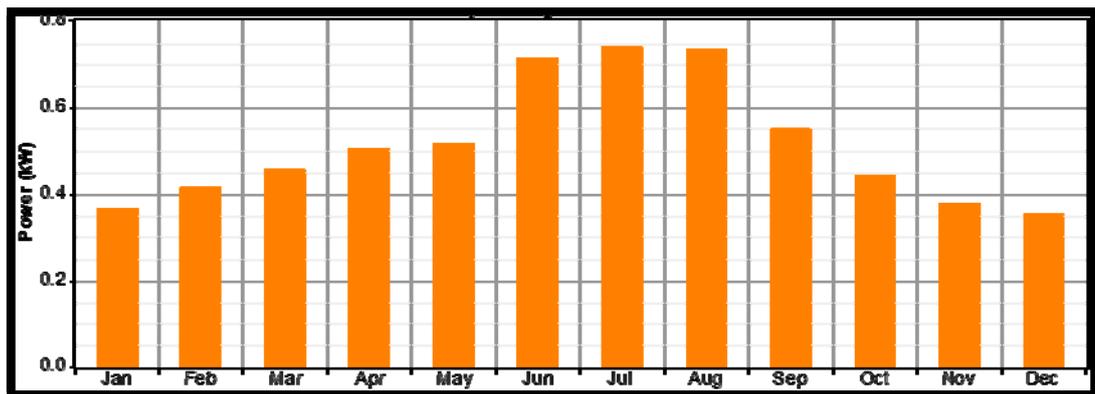


Figure IV.5 : Consommation moyenne mensuelle du système de pompage

La consommation électrique du système de pompage varie d'un mois à un autre et d'une saison à une autre. Cela est dû aux besoins en eau des cultures qui change en fonction des mois et des saisons (figure IV.6).

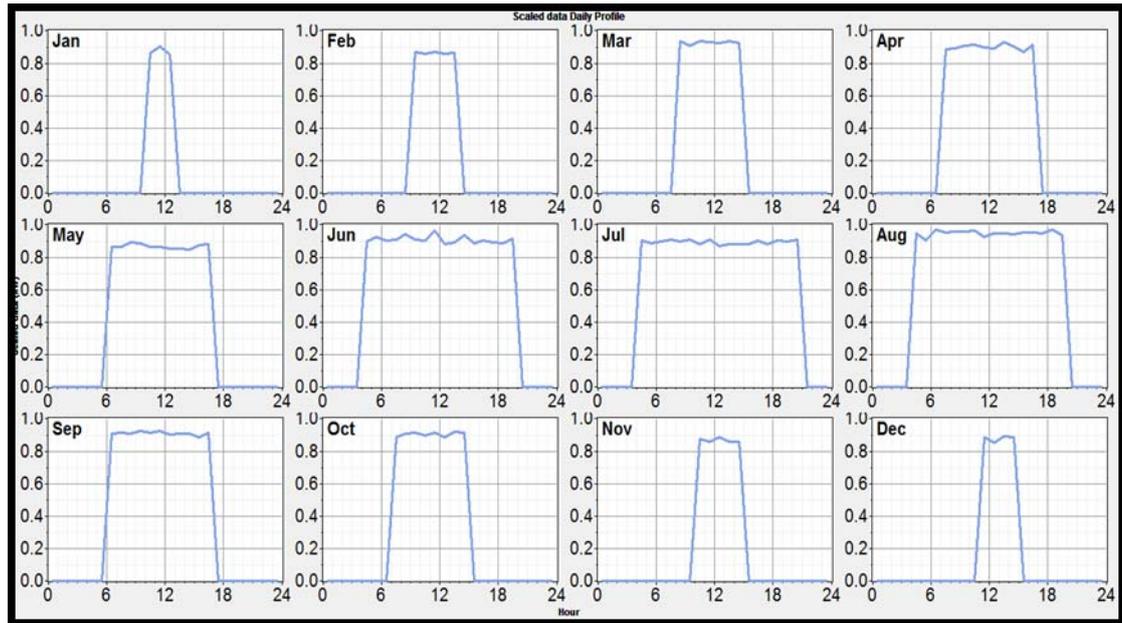


Figure IV.6 : Profil de charge mensuel du système de pompage

IV.2.6. Les coûts

Le logiciel HOMER peut simuler le coût net actuel (Net Present Cost NPC) et le coût de l'énergie (Cost Of Energy COE) d'un système d'énergie hybride. Les données d'entrée de la simulation contiennent le capital initial, le coût de remplacement, le coût de l'exploitation et de l'entretien de chaque composant d'un système hybride. NPC : est la valeur actualisée des coûts d'investissement et de fonctionnement d'un système au cours de sa vie [58] [72].

NPC est utilisé comme un indicateur économique principal de comparaison de systèmes énergétiques [58] [72]. COE (Δ/kWh) est le coût moyen du kWh de l'électricité utile produite par le système [58] [72]. Plus les valeurs de l'NPC et COE sont petites plus le paiement est moins cher, pour une même charge électrique. Donc, pour parvenir à une efficacité économique durable, il est nécessaire de minimiser ces deux types de coûts [70].

IV.2.7. Caractéristiques techniques des composants utilisés

Dans notre système hybride il y a cinq composantes principales : générateur photovoltaïque, le groupe diesel, un convertisseur bidirectionnel, la batterie de stockage, et charge qui est pompe AC (figure IV.2). Les différentes composantes du système sont insérées dans l'interface du Homer logicielle, avec leurs caractéristiques techniques et économiques (prix d'investissement, remplacement et maintenance) et cycle de vie.

Les caractéristiques techniques et économiques pour chaque composante du système hybride sont résumées dans les tableaux qui viennent.

a) Générateur photovoltaïque

Les paramètres techniques et coûts du générateur photovoltaïque sont résumés dans tableau ci-dessous :

Tableau IV.3 : Paramètres techniques et coûts du générateur photovoltaïque

<i>Spécification du générateur photovoltaïque</i>	<i>Unité</i>	Valeur
Capacité nominale	KW	1
Capital initial	Δ	1500
Coût de remplacement	Δ	1200
Coût d'exploitation et de maintenance	Δ /ans	20
<i>Durée de vie</i>	<i>Année</i>	20

b) Convertisseur bidirectionnel

Les paramètres techniques et coût du convertisseur bidirectionnel sont résumés dans tableau ci-dessous :

Tableau IV.4 : Paramètres techniques et coûts du convertisseur bidirectionnel

<i>Spécification du convertisseur</i>	<i>Unité</i>	Valeur
Capacité nominale	KW	2.5
Capital initial	Δ	1300
Coût de remplacement	Δ	1200
Coût d'exploitation et de maintenance	Δ /ans	10
<i>Durée de vie</i>	<i>Année</i>	15

c) Groupe Diesel

Les paramètres techniques et coûts du groupe diesel sont résumés dans tableau ci-dessous :

Tableau IV.5 : Paramètres techniques et coûts du groupe diesel

<i>Spécification du groupe diesel</i>	<i>Unité</i>	Valeur
Capacité nominale	KVA	4
Capital initial	Δ	1200
Coût de remplacement	Δ	1066
Coût d'exploitation et de maintenance	Δ /h	0.3
<i>Durée de vie</i>	<i>heurs</i>	<i>15000</i>

d) Batterie de stockage

Les paramètres techniques et coûts des batteries de stockage sont résumés dans tableau ci-dessous :

Tableau IV.6 : Paramètres techniques et coûts des batteries de stockage

<i>Spécification des batteries de stockage</i>	<i>Unité</i>	Valeur
Capacité nominale	KW	1.2
Capital initial	v	300
Coût de remplacement	Δ	250
Coût d'exploitation et de maintenance	Δ /ans	10
<i>Durée de vie</i>	<i>Année</i>	5

IV.3. Résultats et discussions

Le logiciel HOMER fournit des résultats en matière de systèmes optimaux et permet aussi d'établir une analyse de sensibilité. Les résultats de l'optimisation et la sensibilité seront présentés dans ce qui suit.

IV.3.1. Résultats d'optimisation

Les résultats de l'optimisation pour différentes configurations d'un système hybride autonome sont résumés dans la figure IV.7.

		PV (kW)	Diesel (kW)	Batterie	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (Δ /yr)	Total NPC	COE (Δ /kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Diesel (hrs)	Batt. Lf. (yr)
		2.0	1.0	1	1.5	Δ 4,380	346	Δ 8,804	0.222	0.68	347	1,260	5.1
			1.0	5	1.0	Δ 2,320	765	Δ 12,094	0.305	0.00	1,069	3,501	10.0

Figure IV.7 Résultats optimaux de la simulation par HOMER

Après la simulation par HOMER des différentes configurations du système. HOMER a mis à l'écart l'ensemble des résultats relatifs à toutes les configurations de systèmes irréalisables, ce sont celles qui ne correspondent pas soit à la charge, aux ressources disponibles ou aux contraintes que nous avons spécifiées. De ce fait, nous avons obtenu l'optimisation des résultats représentés sur la figure IV.7 dans laquelle sont affichées les deux configurations possibles :

- système hybride PV /diesel avec batterie de stockage
- system diesel autonome avec batterie de stockage.

À partir des résultats obtenus sur la figure IV.7 on constate le système hybride PV /diesel avec batterie de stockage semble être le plus compétitif si l'aspect économique est considéré présentant un coût net actualisé (NPC) de 8, 804 Δ et un coût moyen du kWh de l'électricité (COE) produite par le système qui s'élève à 0,222 Δ /kWh comparant au système diesel autonome avec batterie de stockage est présent un coût net actualisé (NPC) de 12, 094 Δ et un coût moyen du kWh de l'électricité (COE) produite par le système qui s'élève à 0,305 Δ /kWh.

En effet, l'étude économique comparative entre le système hybride PV /diesel avec batterie de stockage et le système diesel autonome avec batterie de stockage, a été faite et les résultats correspondants sont présentés dans le tableau IV.7. A partir de ces derniers, nous remarquons que le système (PV- diesel avec batterie de stockage) est plus économique le système diesel autonome avec batterie de stockage.

Tableau IV.7 : Comparaison des coûts entre hybride PV/diesel avec batterie et un système Autonome diesel avec battre de stockage.

Type de Coût	Système hybride (PV/diesel)	Système diesel autonome
NPC (Δ /ans)	8, 804	12, 094
COE (Δ /kWh)	0,222	0,305

Dans le cas de la configuration hybride (PV- diesel- batterie), les résultats présentés sur la figure IV.8, montre la part séparée du coût de chacun des sous-systèmes utilisés. Ainsi, à partir de ces résultats, nous constatons qu'au système hybride (PV- diesel- batterie) le sous-système PV présente la part la plus élevée du coût total avec un taux de 43,61% (9,840 Δ) contre respectivement 33,38%, 10,49% et 12,50% (2,939 Δ , 924 Δ et 1,101 Δ) que présente le système diesel, batterie et le convertisseur.

Ceci est dû au fait que le système hybride utilise comme source énergétique primaire le sous-système PV.

Contrairement au système diesel autonome ou le sous-système diesel pèsent la plupart du cout total est l'unique source énergétique.

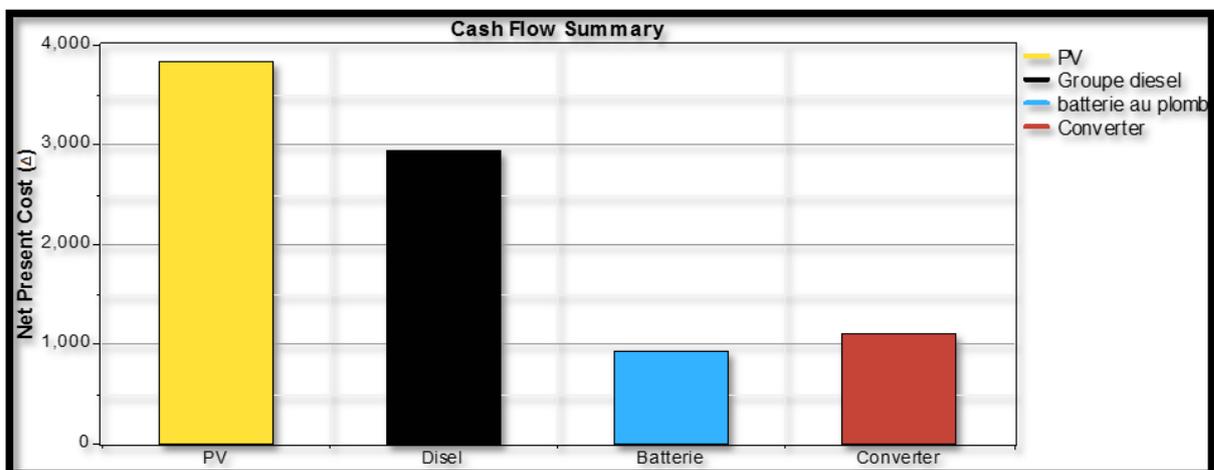


Figure IV.8 : Les coûts du système hybride (PV/diesel avec batterie)

a) Production

Sur la figure IV.9 sont présentées les quantités d'énergie électrique produite par chacun des sous-systèmes du système hybride (PV/diesel). Le générateur photovoltaïque produit 3524 *kwh/an* ce qui couvre 78% de la charge annuelle en électricité. Le générateur diesel produit à son tour 685 *kwh/an* qui constituent près de 22% en matière de couverture de la charge.

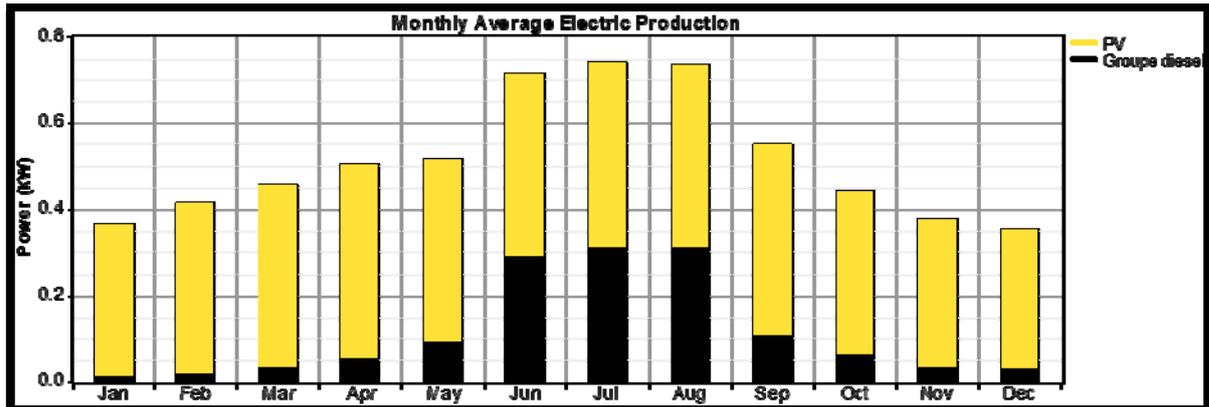


Figure IV.9 : La production de la moyenne mensuelle d'électricité du système hybride

Par contre pour le système diesel autonome la totalité de la production de la moyenne mensuelle d'électricité est couverte par le générateur diesel.

b) Environnement

Les résultats relatifs à l'effet de chacune des configurations (système hybride et système autonome diesel) sur l'environnement obtenu sont présentés sur le tableau IV.8. Sur ce tableau sont présentées les quantités des principaux gaz nocifs pour l'environnement dont le CO₂, SO₂ et NO₂.....

À partir de ces résultats, nous constatons que le système hybride (PV- diesel) présente un taux de réduction du gaz dioxyde de carbone, et le dioxyde de soufre et l'oxyde d'azote et qui s'évalue respectivement à : 32,48% et 32.56 % par rapport aux quantités produites par le système diesel autonome.

Tableau IV.8 : Comparaison des polluants émet entre un système hybride (PV/diesel) et un système autonome diesel

<i>Polluant/émission</i>	<i>Système hybride (PV/diesel)</i>	<i>Système autonome diesel</i>
<i>Carbon dioxide</i>	914	2,814
<i>Carbon monoxide</i>	2.26	6.95
<i>Unburned hydrocarbons</i>	0.25	0.769
<i>Particulate matter</i>	0.17	0.524
<i>Sulfur dioxide</i>	1.84	5.65
<i>Nitrogen oxides</i>	20.1	62

c) Résultats de la sensibilité

L'analyse de sensibilité par HOMER, nous a permis d'explorer et d'évaluer les effets de l'incertitude quand les paramètres d'entrée tels le prix du diesel (Δ/L) et le prix du générateur photovoltaïque (Δ/kw crête), dont on fait varier selon une gamme et voir le comportement de chacun des deux systèmes hybride (PV/diesel) et diesel autonome.

Cette analyse nous a permis d'une part de montrer leurs influences sur la conception optimale du système et d'autre part, elle nous a permis de mesurer les conséquences économiques et environnementales d'un changement imprévisible des paramètres importants.

À cet effet, nous avons ajouté dans les fenêtres spécifiques input de sensibilité les valeurs suivantes :

- 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5 (Δ/L) dans le tableau sensibilité par rapport au prix du diesel.
- 0.5, 1, 1.5, 2 ,2.5, 3 multiples du prix du générateur photovoltaïque (Δ/kw crête).

Ces valeurs de sensibilité sont utilisées par le logiciel HOMER qui permet de simuler chaque configuration du système selon une combinaison de (6x5) ensemble de données relatives aux deux paramètres.

Ainsi, la fraction de la charge couverte par les systèmes à énergies renouvelables, le NPC, le COE aussi bien que la quantité des gaz à effet de serre émis par ce système ont été retenus comme résultats pertinents parmi ceux obtenus par HOMER.

Ainsi, sur les figures IV.10, IV.11, IV.12, IV.13, IV.14, IV.15, IV.16 et IV.17 sont présentées respectivement :

- L'évolution du prix net actualisé du système (NPC) ainsi que le prix du kWh (COE) en fonction du prix multiple de la capacité nominale du générateur photovoltaïque.
- L'évolution du prix net actualisé du système (NPC) ainsi que le prix du kWh (COE) en fonction du prix du diesel.
- L'évolution de la fraction de la charge couverte par les énergies renouvelables en fonction du prix multiple de la capacité nominale du générateur photovoltaïque.
- L'évolution de la fraction de la charge couverte par les énergies renouvelables en fonction du prix du diesel.
- L'évolution de la quantité du CO₂ émise par le système hybride en fonction de la variation vitesse du prix multiple de la capacité nominale du générateur photovoltaïque.
- L'évolution de la quantité du CO₂ émise par le système hybride en fonction de la variation vitesse du prix du diesel.
- L'évolution de la quantité du dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes émise par le système hybride en fonction du prix multiple de la capacité nominale du générateur photovoltaïque.
- L'évolution de la quantité du dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes émise par le système hybride en fonction du prix du diesel.

À partir des résultats obtenus et d'après les figures IV.10 et IV.11, nous constatons que le NPC et le COE augmente avec le prix multiple de la capacité nominale du générateur photovoltaïque et en fonction aussi du prix du diesel.

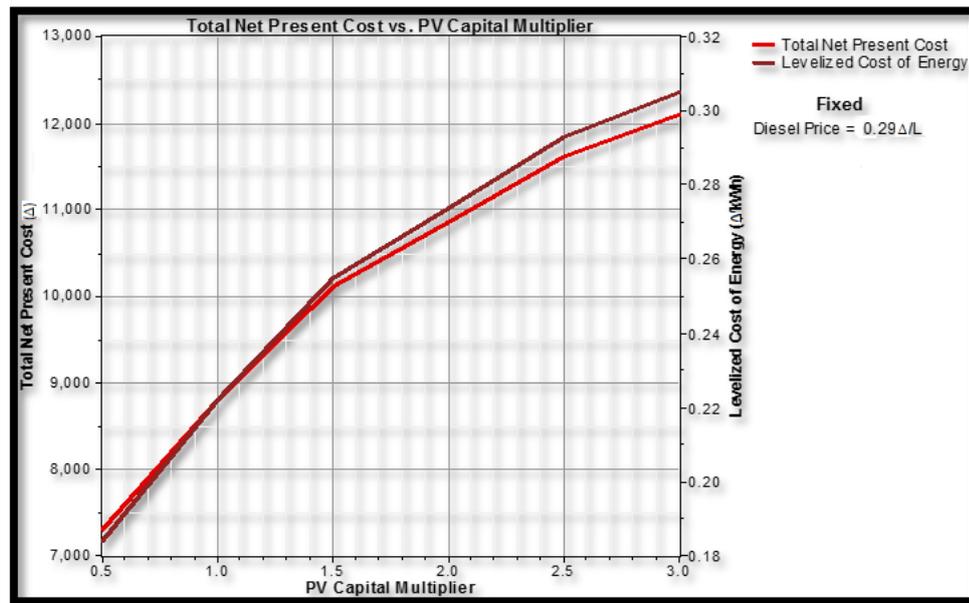


Figure IV.10 : Relation entre les différents coûts et la capacité multiple du générateur photovoltaïque

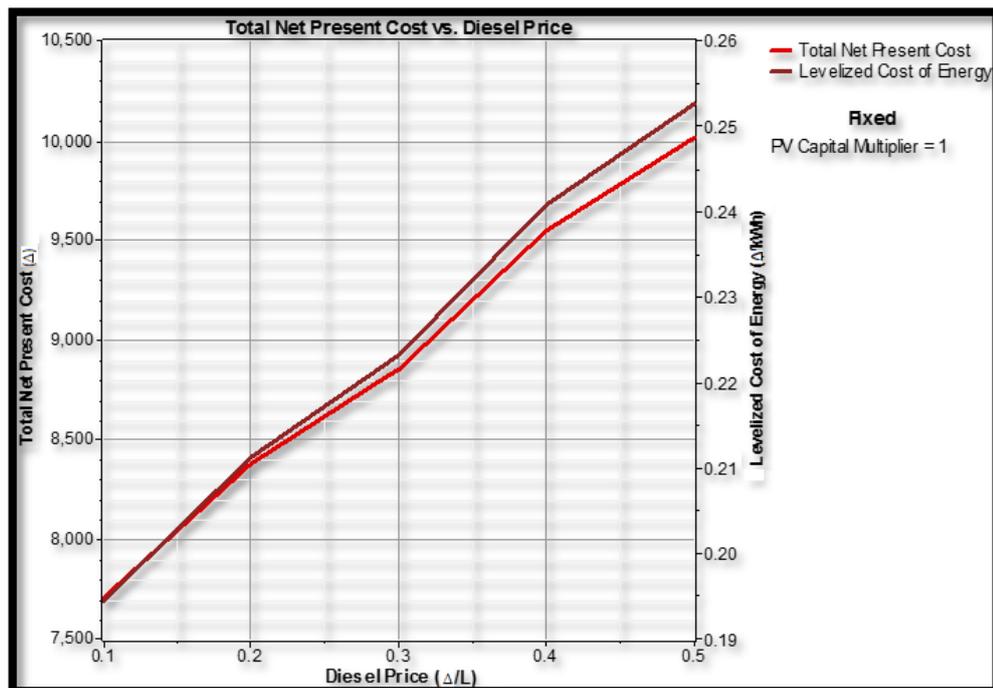


Figure IV.11 : Relation entre les différents coûts et le prix du diesel

Cependant, comme nous le voyons aussi sur la figure IV.12, la fraction de la charge couverte par les énergies renouvelables présente de 70% pour un prix de la capacité nominale de panneaux photovoltaïques en 0.1 et 1.

En outre une augmentation de 40% et 70% de la fraction d'énergie conventionnelle (diesel) pour un prix du diesel de 0.1 Δ/L à 0.2 Δ/L comme indiquait par les résultats présentés sur les figures IV.13.

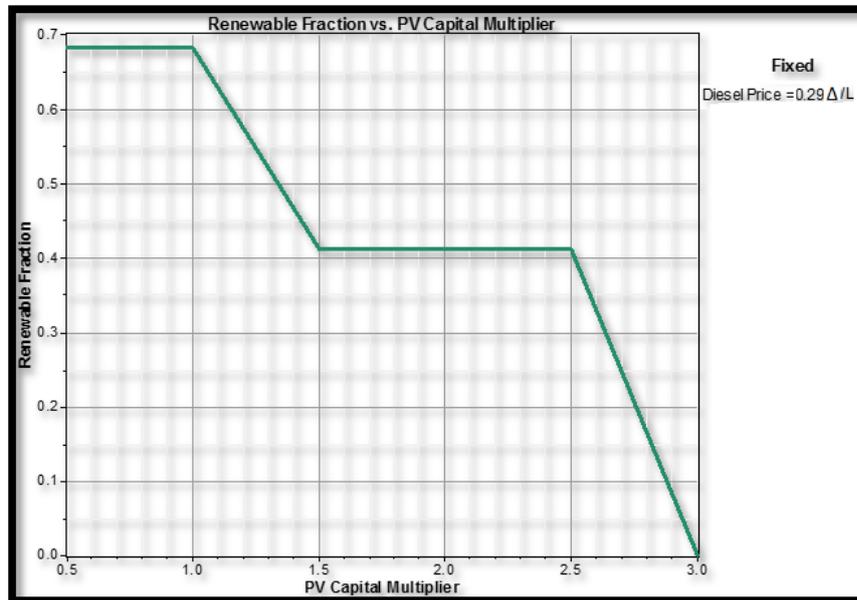


Figure IV.12 : Relation entre la fraction des énergies renouvelables et la capacité multiple du générateur photovoltaïque

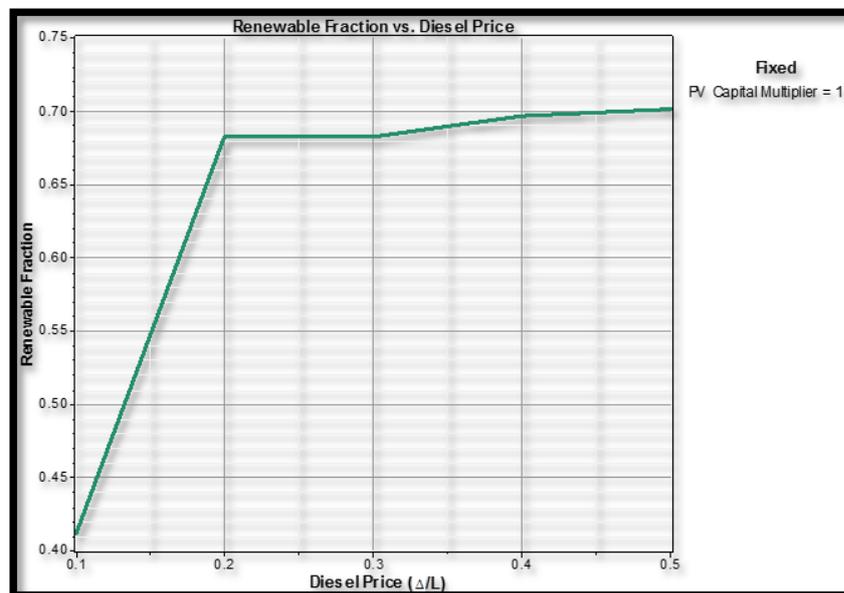


Figure IV.13 : Relation entre la fraction des énergies renouvelables et le prix du diesel

Par ailleurs et d'après les figures IV.14, IV.15 IV.16, IV.17, nous constatons que les émissions en CO₂, dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote en augmentent avec le prix multiple de la capacité nominale du générateur photovoltaïque et diminuent en fonction du prix du diesel.

Et cela indique que si le prix multiple de la capacité nominale du générateur photovoltaïque augmente plus de 2 fois, Homer dans le système hybride considère comme source primaire le groupe diesel et les émissions en conséquence augmente et vice-versa, si le prix du diesel augment plus de 0.2 Δ/L , Homer dans le système hybride considère comme source primaire le groupe diesel et les émissions en conséquence diminuent.

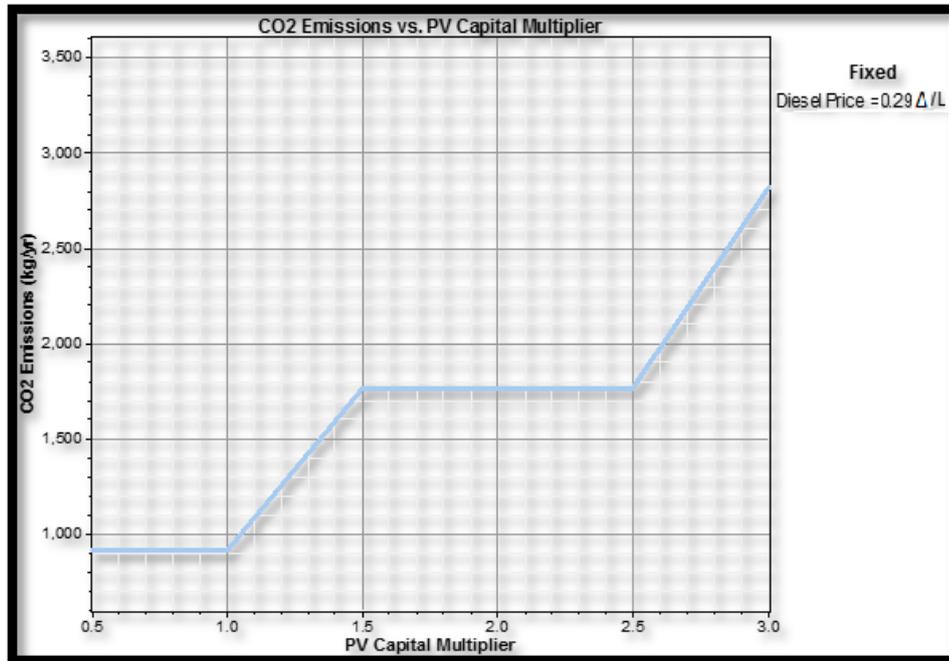


Figure IV.14 : Relation entre l'émission du CO2 et la capacité multiple du générateur photovoltaïque

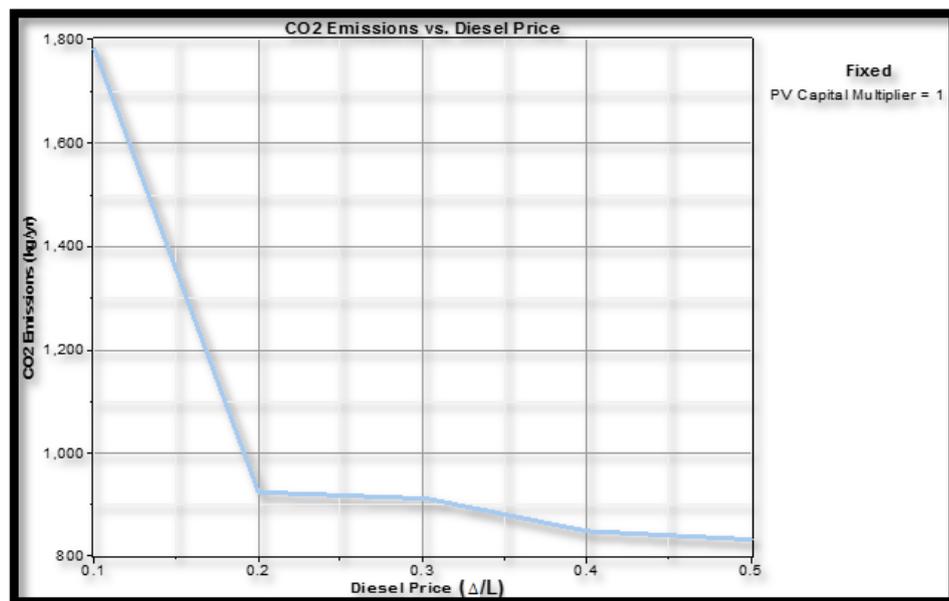


Figure IV.15 : Relation entre l'émission du CO2 et le prix du diesel

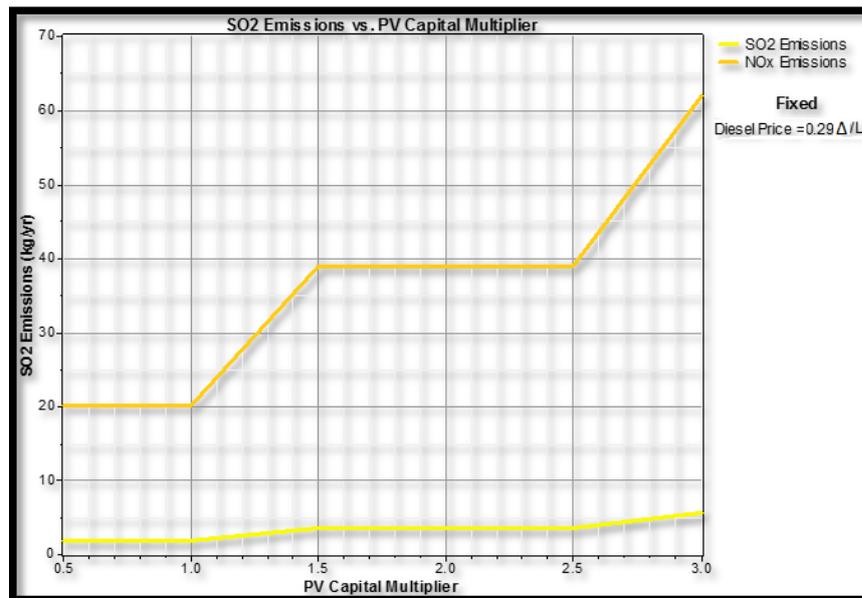


Figure IV.16 : Relation entre le dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes et la capacité multiple du générateur photovoltaïque

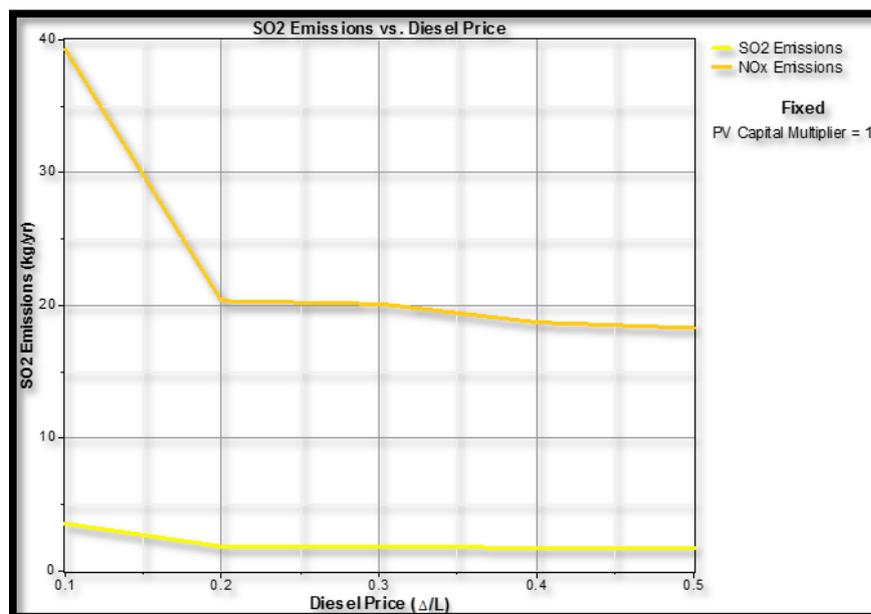


Figure IV.17 : Relation entre le dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes et le prix du diesel

En résumant, la figure IV.18, met en évidence et d'une manière plus nette le système optimal pour tous les multiples prix de la capacité nominale du générateur photovoltaïque et pour tout le prix du diesel. Le graphique montre que la conception optimale du système dépend à la fois de du prix de la capacité nominale du générateur photovoltaïque et du prix du diesel.

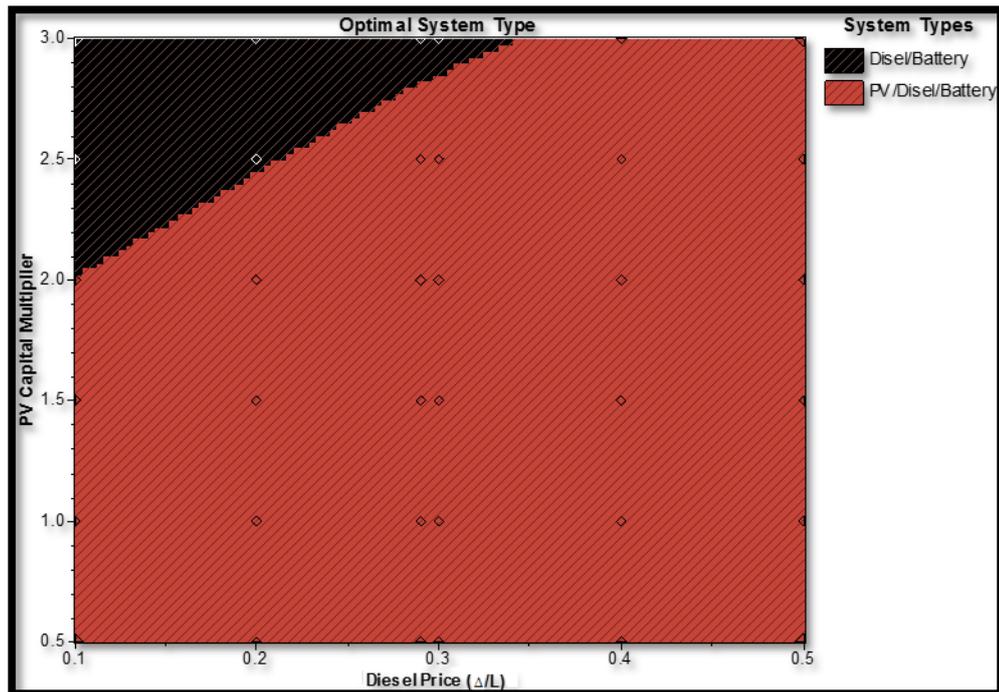


Figure IV.18 : Graphe du système le plus optimum

IV.4. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les résultats de la simulation par HOMER. Deux possibilités d'installation sont obtenues après la simulation : système hybride (PV/diesel avec batterie de stockage) et système autonome diesel. Nous déduisant de ce chapitre :

- la configuration du système hybride dépend évidemment du site considéré, des ressources énergétiques disponibles ainsi que la charge demandée.
- pour un site donné et selon la disponibilité des ressources énergétiques, les systèmes hybrides ne seront compétitifs au système diesel autonome que si le prix de 1kw/crête est abordable.
- le prix net actualisé dépend d'une part de la disponibilité du potentiel énergétique solaire et dépendra aussi de la configuration retenue.

D'autre part nous avons mis en évidence le rôle de l'utilisation des énergies renouvelables dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

La production décentralisée d'énergie n'est pas une chose nouvelle. Elle bénéficie cependant actuellement d'un essor important et trouve un écho important dans l'opinion. En plus de fournir de l'énergie dans les zones difficiles d'accès, elle permet de répondre à des besoins très divers, et couvre à ce titre une large plage de puissance.

Pour obtenir un rendement maximum dans une installation hybride, il est nécessaire de mettre en place une gestion des transferts d'énergie qui optimise le fonctionnement de chacun des composants du système tout en garantissant le respect de leur plage de fonctionnement.

Dans le présent travail, nous nous sommes intéressés à la modélisation énergétique et à l'optimisation économique d'un système hybride dédié au pompage. Nos travaux dans cette thèse ont porté sur :

- l'établissement du système hybride adéquat au pompage dans les régions isolées.
- établissement des modèles énergétiques des sous-systèmes et du système global.
- un programme de simulation sous PSIM a été mis au point pour prédire le comportement du système en entier.
- les analyses technico-économiques et environnementales moyennant le logiciel HOMER de différentes configurations du système et application à Ghardaïa où les données météorologiques (rayonnement, vitesse du vent, et la température ambiante) sont disponibles et indispensables pour quantifier la rentabilité du système afin de convaincre les décideurs et les utilisateurs potentiels.

Après une étude détaillée sur les systèmes de pompage de l'eau dans le premier chapitre, nous avons entamé dans le second chapitre une étude sur l'état de l'art des systèmes d'énergies renouvelables où nous avons illustré la consommation énergétique dans le monde et en Algérie ainsi que les différents gisements que l'Algérie possède.

Sur la base de l'étude des gisements en Algérie et sur les systèmes d'énergie renouvelable nous avons défini dans le troisième chapitre, le système hybride adéquat pour le pompage autonome dans la région de Ghardaïa qui est constitué des panneaux photovoltaïques,

un groupe diesel, un système de stockage par batterie, des convertisseurs. Dans ce chapitre nous établis une modélisation de chaque sous- système à part, ces modèles énergétiques ont été ensuite utilisés afin de modéliser le système complet.

En vue d'établir un dimensionnement optimal et de déterminer les lois de gestion optimisée, nous avons développé dans le quatrième chapitre une approche économique moyennant le logiciel HOMER. Après introductions des ressources énergétiques et les coûts de chacun des sous-systèmes, HOMER nous a donné le système le plus optimum basé essentiellement sur l'étude économique, qui est le système hybride photovoltaïque diesel avec batterie de stockage. Du point de vue environnemental, Homer a permis aussi de mettre en évidence le rôle des énergies renouvelable dans la réduction des gaz à effet de serre.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] www.mre.dz/2016.
- [2] Remini, Boualem. "*La problématique de l'eau en Algérie du Nord*." LARHYSS Journal ISSN 1112-3680 8 (2010).
- [3] "*Problématique du secteur de l'eau et impacts liés au climat en Algérie*", Rapport du programme des nations unies pour le développement, PNUD (2009).
- [4] Badr, Hassan M., and Wael H. Ahmed. "*Pumping Machinery Theory and Practice*" John Wiley & Sons, 2015
- [5] Gülich, Johann Friedrich. "*Centrifugal pumps*". Berlin: Springer, 2008.
- [6] Girdhar, Paresh, and Octo Moniz. "*Practical centrifugal pumps*". Elsevier, 2011.
- [7] Bennis, Saad. "*Hydraulique et hydrologie*". PUQ, 2007.
- [8] SABER, ALI, "*étude théorique et expérimentale pour la détermination des performances des pompes centrifuges*". Diss. Ecole Nationale Supérieure d'Hydraulique, 2005.
- [9] Volk, Michael. "*Pump characteristics and applications*." CRC Press, 2015.
- [10] Jaumotte, André L., and Gilbert RIOLLET. "*Caractéristiques et similitude des turbomachines hydrauliques*". TI, 1991.
- [11] Fraenkel, P. L. (1994) “, les machines élévatoires”, (No. 631.7 F3f v. 43). FAO.
- [12] Jimmy Royer, and Eric J.Schiller. "Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens". Québec : Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français, 1998.
- [13] Mayé, Pierre. "*Aide-mémoire Electrotechnique-2e éd*". Dunod, 2014.
- [14] T. Bossmann. "Le pompage d'eau en Afrique – Comparaison de différentes sources d'énergie". USTL Lille1, janvier 2005.
- [15] <http://sites-test.uclouvain.be/stages-hygtrop/ingestion/ingeautdm.html>
- [16] Nesbitt, Brian. "*Handbook of pumps and pumping: Pumping manual international*." Elsevier, 2006

- [17] Argaw, N., R. Foster, and A. Ellis. "*Renewable energy for water pumping applications in rural villages.*" New Mexico State, United States (2003).
- [18] "*le pompage éolien*", Bulletin des énergies renouvelables - N° 2 Décembre 2002
- [19] Bouzidi, Belkacem. "*Analyse de la faisabilité et de la rentabilité économique de systèmes de pompage d'eau par énergie solaire photovoltaïque*". Diss. Ecole nationale supérieure polytechnique, 2004.
- [20] Lopez, Miguel. "*Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée*". Diss. Université Paris Sud-Paris XI, 2008.
- [21] Jaumotte, André. "*L'aménagements hydroélectriques*". Ed. Techniques Ingénieur, 1992.
- [22] <http://bilingue.iesvegadelturia.es/affi13/pallasst.htm>.
- [23] <http://fr.academic.ru/dic.nsf/frwiki/1777721>
- [24] Observ'ER, Observatoire des énergies Renouvelables, « *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde : Collection chiffres et statistiques* », Douzième inventaire. Édition 2010.
- [25] Multon, Bernard, et al. "*Consommation d'énergie et ressources énergétiques.*" Techniques de l'ingénieur. Génie électrique 7. D3900 (2003) : D3900-1.
- [26] LAFLEUR Alexandre, "*Energie renouvelable : Les cellules photovoltaïques.*" ENSTA – Energie renouvelable.
- [27] BARKA Nour-Eddine, "*Amélioration des Performances de Contrôle D'un Système Photovoltaïque par les Méthodes Métaheuristiques*", Electrotechnique. Université d'El-oued2013.
- [28] Touafek, Khaled". "*Contribution à l'étude et à la conception d'un système énergétique utilisant des capteurs hybrides photovoltaïques thermiques*". Diss. Ecole nationale supérieure polytechnique, 2010.
- [29] Ouali, Salima". "*Contribution à l'étude de quelques réservoirs géothermiques en Algérie*". Diss. 2015.
- [30] Freris, Leon, and David Infield". "*Les énergies renouvelables pour la production d'électricité*". Dunod, 2013.
- [31] Zeghib, I. "*Etude et réalisation d'un concentrateur solaire parabolique.*" Mémoire de Magistère université Mentouri, Constantine (2005).
- [32] Agagna, Belkacem". "*Contribution à l'étude thermique et numérique d'un capteur solaire cylindro-parabolique*".Diss. Ecole nationale supérieure polytechnique, 2012.

- [33] Allouache, Amina. " *Etude de matières premières locales non alimentaires pour la production de biocarburants*". Diss. Ecole nationale supérieure polytechnique, 2012.
- [34] GLOBAL, BP. " *Statistical Review of World Energy, 2014*." 2014-07-18]. [http://www. bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy](http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy). Html
- [35] « *Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique* », Ministère de l'Energie et des Mines, mars 2011.
- [36] Merzouk, N. Kasbadji, and H. Daaou. " *Cartes saisonnières du vent en Algérie*." (2001).
- [37] OUALI, Salima". *Étude géothermique du sud de l'Algérie*". 2005.
- [38] A. Boudghene Stambouli. " *Overview and perspectives of the Algerian renewable energy*". Programme environment 2007 conference, 2007.
- [39] Hannachi S, Benkhalifa A, Khitri D et R.A.Brac de la Perière (1998) . " *Inventaire variétal de la palmeraie algérienne*". C.DA.R.S et U.R.Z.A.
- [40] Bousdira, K. " *Potentiel énergétique de la biomasse phoenicicole en Algérie : évaluation et recommandations*." CDER Ghardaïa, Algérie (2010).
- [41] Labouret, Anne, and Michel Villos. " *Energie solaire photovoltaïque*." 4ème édition. Dunod, 2009.
- [42] H. AMMAR, MT. Bouziane, Y Bakelli. " *L'influence de la variation de débit sur les performances d'une pompe solaire*." *Revue des Energies Renouvelables SIENR'12 Ghardaïa Algérie*, (2012) 23 – 28.
- [43] Louazene, Mohamed Lakhdar. " *Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla*." *Magister Thesis, The University of Batna* (2008).
- [44] Betka, Achour. " *Perspectives for the sake of photovoltaic pumping development in the south*." Diss. Université El Hadj Lakhdar de Batna, 2005.
- [45] GUETTAF, ABDERRAZAK. " *Optimisation floue-génétique d'un système de pompage éolien*." Diss. Université Mohamed Khider–Biskra, 2013.
- [46] Bouzidi, Belkacem. " *Contribution à l'amélioration du pompage d'eau par les énergies renouvelables*." Diss. Ecole nationale supérieure polytechnique, 2010.
- [47] Gopal, C., et al. " *Renewable energy source water pumping systems-A literature review*." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 25 (2013): 351-370.

- [48] Abdelmalek, Bouden. "*Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque.*" Université Mentouri Constantine (2008).
- [49] HAMDANI, Maamar. "*Étude et Effet de l'Orientation de deux Pièces d'un Habitat en Pierre Situé à Ghardaïa.*" (2011).
- [50] Chenni, R. "*Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire.*" Doctorat en Sciences en Physique Énergétique". Université Mentouri de Constantine (2007).
- [51] HELALI-Kamélia, Melle. "*Modélisation d'une cellule photovoltaïque, étude comparative*". Diss. Université Mouloud Maameri de Tizi Ouzou.
- [52] Djamil, Boukhers. "*Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque. Application au pompage.*" (2016).
- [53] Diaf, Said. "*Etude et optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque*". Diss. 2002.
- [54] Zohra, KESSAISSIA Fatma". "*Caractérisation du modules photovoltaïque de différentes technologies*". Diss. Université Hassiba Ben Bouali de Chlef, 2013.
- [55] Abada, Sofiane". "*Etude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur sepic*". Diss. Université Laval, 2011.
- [56] Amine, DAOUD. "*Contrôle de la puissance d'un générateur photovoltaïque pour le pompage solaire*". Diss. Université Mohamed Boudiaf des sciences et de la technologie d'Oran, 2013.
- [57] Vechiu, Ionel. "*Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome.*" Diss. Université du Havre, 2005.
- [58] Adouane, Mabrouk. "*Etude de la fiabilité des systèmes solaires hybrides dans le sahara*". Diss. Ecole nationale supérieure polytechnique, 2014.
- [59] Savitha, S., and Vibin C. Thomas. "*PSIM Simulation of a Buck–Boost DC-DC Converter with Wide Conversion Range.*" *International Journal of Engineering Research and Technology*. Vol. 3. No. 7 (July-2014). IJERT, 2014.
- [60] Toudja, Tahar. "*Commande non linéaire robuste d'un moteur synchrone à aimant permanent*". Diss. Ecole nationale supérieure polytechnique, 2008.
- [61] Adouane, Mabrouk. "*Etude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique*". Diss. Ecole nationale supérieure polytechnique, 2008.

- [62] GUETTAF, ABDERRAZAK. "*Optimisation floue-génétique d'un système de pompage éolien*". Diss. Université Mohamed Khider–Biskra, 2013.
- [63] Benlarbi, Keltoum. "*Optimisation floue, Neuronale et neuro-floue d'un système de pompage photovoltaïque entraîné par différentes machines électriques : Machines à induction, machines synchrones à aimants permanents et machine à courant continu*". Diss. Université El Hadj Lakhdar de Batna, 2001.
- [64] Arezki, Adjati. "*Étude des machines Asynchrones a double étoile en pompage*". Diss. Université Abderrahmane Mira de Béjaia, 2012.
- [65] Ismail, M. S., Mahmoud 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 Conversion and Management 69 (2013): 163-173.
- [66] A. Turcotte, M. Ross and F. Sheriff; "*Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tools: status and needs* ", PV Horizon: Workshop on photovoltaic hybrid systems, Montreal, 2001.
- [67] BRIHMAT, Fouzia. "*Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Eolien*". Diss. Université Mouloud Maameri de Tizi Ouzou, 2012.
- [68] Fazia, Melle BAGHDADI. "*Modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergies renouvelables*". Diss. Université Mouloud Maameri de Tizi Ouzou, 2011.
- [69] <http://www.homerenergy.com/>
- [70] Ammar, Hachemi, et al. "*Techno-economic evaluation of a hybrid PV/diesel water pumping system for different pumping heads*." 2015 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC). IEEE, 2015.
- [71] Djafour, Ahmed. "*Etude d'une station de pompage photovoltaïque dans une région saharienne*". Diss. Université Kasdi Merbah de Ouargla, 2000.
- [72] Saheb-Koussa, Dj. "*Etude technique, économique et environnementale des systèmes décentralisés connectés au réseau électrique*." Diss. Ecole nationale supérieure polytechnique, 2012.

PRODUCTIONS SCIENTIFIQUES

PRODUCTION SCIENTIFIQUES

Publications nationales et internationales

Ammar, H., M. T. Bouziane, and Y. Bakelli. "L'influence de la variation de débit sur les performances d'une pompe solaire." *Revue des Energies Renouvelables SIENR* 12 (2012): 23-28.

H. Ammar, M T. Bouziane, S. Boukebbous, N. Benbaha, A. Boutadara " *Point de fonctionnement d'une pompe solaire installée au fil du soleil au labo* "2ème conférence Internationale des énergies renouvelables CIER-2014, International Journal of Scientific Research & Engineering Technology (IJSET), Vol.3-pp.10-14, Copyright - IPCO 2015.

Ammar. Hachemi, Aicha. Melit , Mabrouk. Adouane ,Mohamed Tewfik. Bouziane. " *Techno-economic evaluation of a hybrid PV/diesel water pumping system for different pumping heads.*" 2015 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC). IEEE, 2015.

A. HACHEMI, MT BOUZIANE. " *Stand-alone PV pumping system adjustment by Valve-throttling control*", *Courrier du Savoir – N°21*, Novembre 2016, pp.129-136, Université Mohamed Khider – Biskra, Algérie, 2016.

Communications internationales

H. Ammar, M.T. Bouziane et Y. Bakelli. " L'influence de la variation de débit sur les performances d'une pompe solaire", 2ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables, Ghardaïa, 15 au 17 Octobre 2012.

H. Ammar, M T. Bouziane, " REGULATION DE DEBIT ET PERFORMANCES D'UNE POMPE INSTALLEE AU FIL DU SOLEIL ", VIth International Congress on Renewable Energy and the Environment, 19-21 March 2013, Sousse, Tunisi.

H. Ammar, M T. Bouziane, S. Boukebbous, N. Benbaha, A. Boutadara " Point de fonctionnement d'une pompe solaire installé au fil du soleil au labo ", Conférence Internationale des Energies Renouvelables 19-21 Décembre 2014 – Monastir, Tunisie.

H. Ammar, Aicha. Melit , M. Adouane, M.T. Bouziane " Techno-economic evaluation of a hybrid PV /diesel water pumping system for different pumping head" 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'15) December 10-11, 2015, Marrakech – Morocco.

H. AMMAR, MT BOUZIANE, N. Benbaha." *Direct Coupled Photovoltaic Solar Pump Adaptation*" 4th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC'16), Novembre 14-17, 2016, Marrakech – Morocco.