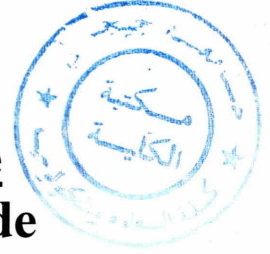
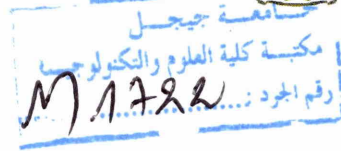


الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique

Université de Jijel
Faculté des Sciences et Technologie
Département d'Electronique



جامعة جيجل
كلية العلوم والتكنولوجيا
قسم الإلكترونيك



Mémoire de fin d'étude
pour obtenir le diplôme de
Master en *Electronique*
Option : *Energies renouvelables*

***Prédiction du débit d'eau d'un système de pompage photovoltaïque
par les réseaux de neurones artificiels.***

Elaboré et présenté par :

*LEFZA Abdel Djalil
*DOUFAR Fouad

Encadré par :

Mr. HADDAD Sofiane

Année universitaire : 2013/2014

Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I : Modélisation d'un système photovoltaïque.

1.1. Introduction.....	4
1.2. Energie solaire.....	4
1.2.1 Le rayonnement solaire.....	4
1.3. Cellule photovoltaïque	5
1.3.1. L'effet photoélectrique	6
1.3.2. Principe de fonctionnement de la cellule Photovoltaïque	8
1.3.3. Production de l'électricité	9
1.3.4. Les différents types de cellules photovoltaïques	10
1.4. Modélisation d'une cellule photovoltaïque	11
1.4.1. Générateur photovoltaïque « réel ».....	15
1.4.2. Modèle à deux diodes	16
1.5. Module photovoltaïque.....	16
1.5.1. Caractéristique I-V.P-V.....	16
1.5.2. Influence des différents paramètres sur la caractéristique (I-V).....	17
a) Influence de l'éclairement	17
b) Influence de la température	18
1.6. Conclusion	19

Chapitre II : Système de pompage photovoltaïque	20
II.1. Introduction	20
II.2. Définition d'un système de pompage photovoltaïque	20
II.3. Description d'un système de pompage PV	21
II.3.1. Générateur PV	21
II.3.2. La salle de contrôle	22
II.3.3. Un débitmètre	23
II.3.4. Un groupe motopompe	23
II.3.4.1. Les pompes	23
II.3.4.2. Les moteurs électriques	25
II.3.5. La partie de stockage	27
II.4. Les pompes de surface et les pompes immergées	28
II.4.1. Caractéristique de la pompe centrifuge immergée	29
II.5. Image descriptive du système de pompage d'eau réel	30
II.6. Caractéristiques de la pompe centrifuge	30
a. Caractéristique débit-vitesse	30
b. Caractéristique débit-hauteur	31
II.7. Modélisation de la pompe centrifuge	32
II.7.1. Pertes de charge linéaire	32
II.7.2. Pertes de charge singulières	33
II.7.3. Calcul de la puissance	33
II.7.4. Calcul du rendement	34
II.8. Conclusion	34

Chapitre III : La prédiction du débit d'eau par les réseaux de neurones artificiels	35
III.1. Présentation	35
III.2. Description du système et base de données	35
III.2.1. Description du système	35
III.2.2. Base de données	37
III.3. Modèles NARX, NAR et GRNN	39
III.3.1. Le modèle autorégressif non-linéaire avec des entées exogènes	40
III.3.2. Le modèle neuronal non linéaire autorégressive	41
III.3.3. Le modèle neuronal à régression généralisée	42
III.4. Résultats et discussions	45
III.5. Conclusion et Perspectives	52
Conclusion générale et perspectives	54

Remerciements

DOUFARFouad

Au nom **d'Allah** le plus grand merci lui revient de m'avoir guidé vers le droit chemin de m'avoir aidé tout au long de mes années d'étude.

Je veux exprimer mes remerciements et ma gratitude à **toutes les personnes** qui m'a apporté l'aide de l'assistance nécessaire à l'élaboration de ce modeste travail.

J'exprime toute ma gratitude à mon encadreur **Mr. HADDAD Sofiane** pour les conseils prodigués, sa disponibilité et surtout ses encouragements le long de la réalisation de ce travail.

J'adresse également mes remerciements, à **tous mes enseignants**, qui m'ont donné les bases de la science.

Je remercie les **membres de jury** d'avoir bien voulu accepter de faire partie de la commission d'examineurs.

Je n'oublie pas de remercier mes amis et mes collègues, qui m'ont bien accompagnée durant cette période.

Mes sincères grâtes s'adressent à ma famille ; sans leurs encouragements permanents et leur soutien moral je ne serais parvenue là où je suis.

Merci

Remerciements

Lefza Abdel Djalil

Au nom **d'Allah** le plus grand merci lui revient de m'avoir guidé vers le droit chemin de m'avoir aidé tout au long de mes années d'étude.

Je veux exprimer mes remerciements et ma gratitude à **toutes les personnes** qui m'a apporté l'aide de l'assistance nécessaire à l'élaboration de ce modeste travail.

J'exprime toute ma gratitude à mon encadreur **Mr. HADDAD Sofiane** pour les conseils prodigués, sa disponibilité et surtout ses encouragements le long de la réalisation de ce travail.

J'adresse également mes remerciements, à **tous mes enseignants**, qui m'ont donné les bases de la science.

Je remercie les **membres de jury** d'avoir bien voulu accepter de faire partie de la commission d'examineurs.

Je n'oublie pas de remercier mes amis et mes collègues, qui m'ont bien accompagnée durant cette période.

Mes sincères grâtes s'adressent à ma famille ; sans leurs encouragements permanents et leur soutien moral je ne serais parvenue là où je suis.

Merci

Dédicaces

De tout mon cœur, je dédie ce travail :

Mes parents : **Ma mère Naima** symbole de l'affection qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

Mon père Ahmed qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie. Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi.

A tous mes frères qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

Toute ma famille

A tous mes collègues

A tous mes amis

A tous ceux que j'aime, A tous ceux qui m'aiment.

Merci, Fouad

Dédicaces

De tout mon cœur, je dédie ce travail :

Mes parents : **Ma mère Fatima** symbole de l'affection qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

Mon père Mahfoud qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie. Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi.

A mes frères (**Rami, Nassim, Mohamed Réda**) qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

Toute ma famille

A tous mes collègues

A tous mes amis surtout

Khaled, Amine, Mouaadh, Amer, Fouad, Abdellah, Youcef
, Nassim, Lopez, Yacine.

A tous ceux que j'aime, A tous ceux qui m'aiment.

Merci, jabil(ganso)

Liste des abréviations - Symboles

I_s	Courant de saturation de la diode.
λ	Le facteur de qualité de la jonction.
q	La charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19}$ C).
T	La température effective de la cellule en Kelvin [K].
I_{ph}	Courant fourni par la cellule [A].
V_{pv}	Tension aux bornes de la cellule [V]
K	Constante de Boltzmann [$8,65 \cdot 10^{-5}$ eV/K = $1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K].
n	Facteur d'idéalité de la jonction.
I_{cc}	Courant de court-circuit (obtenu pour $V=0$).
V_{co}	Tension en circuit ouvert (obtenu pour $I=0$).
I_m	Courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque (A).
V_m	Tension à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque (V).
η	Rendement de conversion.
FF	Facteur de forme.
P_i	Puissance d'éclairement reçue par unité de surface ($\frac{W}{m^2}$).
S	Surface de la cellule photovoltaïque (m^2).
R_s	La résistance série (ohm).

Rp	La résistance parallèle (ohm).
K_0, K_1, K_2	Les constants propres de la pompe donnée par le constructeur.
W	La vitesse (rad/sec).
HMT	La hauteur (mètre).
H	La hauteur totale du pompage.
Hs	La hauteur statique
Hd	La somme des pertes linéaires et singulières.
λ	Coefficient de pertes de charges linéaires.
D	Diamètre de la tuyauterie (m).
L	Longueur de la tuyauterie (m).
g	Accélération de la pesanteur (m/s^2).
v	Vitesse moyenne du fluide (m/s).
Q	Débit (m^3/s).
ϵ	Coefficient de pertes de charges locales.
η_p	Le rendement de la pompe.
η_{mp}	Le rendement du groupe moto-pompe.
ρ	La masse volumique de l'eau ($1000 \text{ kg au } m^3$).
NAR	Le modèle autorégressif non linéaire.
NARX	Le modèle autorégressif non linéaire avec des entrées exogènes.
NARMAX	Le modèle autorégressif non linéaire mobile moyenne avec entrée exogène.
GRNN	Le modèle neuronale à régression généralisée.
ϕ	La fonction de transfert sigmoïde.
$\beta_i, \omega_{ij}, \omega_{ik}, \omega_{il}$	Les poids.
β_0, ω_{i0}	Les biais.
X	Le vecteur d'entrée à 'n' dimensions.
Y	La valeur prédite.
E(Y X)	La valeur attendue du signal de sortie Y
σ	La propagation de la fonction gaussienne ou aussi appelée facteur de lissage.



D_i	La distance euclidienne entre l'échantillon d'apprentissage X et le point de prédiction X_i .
P_i	La fonction gaussienne de motif.
S_s	La somme arithmétique des sorties de la couche de motif.
S_w	La somme pondérée des sorties de la couche de motif.
w_i	Le poids du motif neurone i connecté à la couche de sommation.
Q	Débit.
RNA	Réseau de neurone artificiel.
R	Coefficient de corrélation.
MSE	L'erreur quadratique moyenne.
RMSE	La racine de l'erreur quadratique moyenne.
MAE	L'erreur moyenne absolue.
RPE	L'erreur relative en pourcentage.
N	Le nombre des données.
SPPV	Système de pompage photovoltaïque.
K fr	Constante de la canalisation.
η_P	Le rendement de la pompe
ρ	La masse volumique de l'eau (1000 kg au m^3).

Liste des figures

Figure I.1 : Répartition spectrale du rayonnement solaire.....	5
Figure I.2 : Exemple de cellule et de module photovoltaïque en silicium.....	6
Figure I.3 : Transitions électroniques pour un gap direct et un gap indirect.....	7
Figure I.4 : Collision entre un photon et un atome	8
Figure I.5 : Cellule photovoltaïque.....	9
Figure I.6 : Principe de la conversion photon-électron dans un système à deux niveaux d'énergie.....	9
Figure I.7 : Différents techniques de cellules photovoltaïques.....	10
Figure I.8 : Caractéristique courant-tension sous obscurité et sous éclairage d'une photodiode	11
Figure I.9 : Schéma équivalent le plus simple de la cellule PV à jonction PN	12
Figure I.10 : Caractéristique $I = f(V)$ sous obscurité et sous éclairage d'une cellule photovoltaïque	14
Figure I.11 : Modèle de la cellule PV avec prise en compte de perte en tension et courant de fuite.....	15
Figure I.12 : Schéma équivalent à deux diode	16
Figure I.13 : Caractéristiques $P(V)$ et $I(V)$ d'un module PV.....	17
Figure I.14 : Influence de l'éclairage sur les caractéristiques d'un module PV.....	18
Figure I.15 : Influence de la température sur les caractéristiques d'un module PV.....	19
Figure II.1 : Schéma synoptique simplifié de pompage PV	21
Figure II.2 : Un générateur photovoltaïque	21
Figure II.3 : La salle de contrôle.....	22

Figure II.4 : Un débit mètre.....	23
Figure II.5 : La pompe centrifuge.....	23
Figure II.6 : Les deux types des pompes volumétriques.....	25
Figure II.7 : Diagramme du pompage PV par motopompe à CC.....	26
Figure II.8 : Diagramme du pompage PV par motopompe à AC.....	27
Figure II.9 : Illustration de la variété des réservoirs surélevés en termes de forme, taille et hauteur.....	28
Figure II.10 : Schéma d'une installation photovoltaïque sur forage.....	29
Figure II.11 : Site réel de l'installation du pompage d'eau.....	30
Figure II.12 : Caractéristiques débit-vitesse d'une pompe centrifuge.....	30
Figure II.13 : Caractéristiques de la pompe HMT(Q) et de la canalisation.....	31
Figure III.1 : Le système de pompage photovoltaïque réel.....	36
Figure III.2 : Les caractéristiques I-V observées lors de la configuration PV (8S ×3P).....	37
Figure III.3 : La température de l'air mesurée, 348 heures (29 jours-mois de juin) période d'entraînement (solide), 68 heures (06 jours-mois de juillet) période de validation (point-mois de juillet) et 94 heures (07 jours) période de test (tiret).....	38
Figure III.4 : L'irradiation mesurée, 348 heures (29 jours-mois de juin) période d'entraînement (solide), 68 heures (06 jours-mois de juillet) période de validation (point-mois de juillet) et 94 heures (07 jours) période de test (tiret).....	38
Figure III.5 : Le débit mesurée, 348 heures (29 jours-mois de juin) période d'entraînement (solide), 68 heures (06 jours-mois de juillet) période de validation (point-mois de juillet) et 94 heures (07 jours) période de test (tiret).....	39
Figure III.6 : L'architecture de la méthode GRNN.....	40
Figure III.7 : L'architecture de la méthode NAR.....	41
Figure III.8 : L'architecture de la méthode NARX.....	43

Figure III.9 : L'organigramme de la méthodologie des modèles développés.....	46
Figure III.10 : Débit horaire d'eau expérimental et estime avec la modèle (NARX).....	48
Figure III.11 : Débit horaire d'eau expérimental et estime avec la modèle (NAR).....	48
Figure III.12 : Débit horaire d'eau expérimental et estime avec la modèle (GRNN).....	49
Figure III.13 : Nuage de points y compris la droite de meilleur ajustement, modèle (NARX)	50
Figure III.14 : Nuage de points y compris la droite de meilleur ajustement, modèle (NAR)...	51
Figure III.15 : Nuage de points y compris la droite de meilleur ajustement, modèle (GRNN)	51

Liste des tables

Tableau I.1 : Classification de différents types de cellules photovoltaïque au silicium.....	11
Tableau I.2 : Caractéristiques électriques du module	16
Tableau II.1 : avantages et inconvénients du groupe électropompe immergé.....	29
Tableau III.1 : Les performances des paramètres pour les modèles NARX,NAR et GRNN..	50

Abstract

Prediction of water flow rate in a photovoltaic water pumping system (PVWPS) is of high importance for investors who wish to achieve an efficient management of water demand in remote and desert areas. In this work, different prediction methods based on Artificial Neural Networks (ANNs) have been investigated and compared. Data used to predict and estimate the hourly water flow rate have been acquired from an experimental PVWPS installed at Madinah site (Saudi Arabia). Results show that developed models can predict accurately the hourly flow rate based on measured hourly air temperature and solar irradiation, as input parameters. They can be used: first to control the PVWPS by making a comparison between measured and predicted hourly flow rate, second to investigate the economic feasibility of the system to supply water in desert areas or isolated sites that have no access to an electric grid depending on water demand and finally fault detection based on the unexpectedly changing of delivered water amount.

Keywords: photovoltaic water pumping system, flow rate, modelling, prediction, neural networks

Résumé

La prédiction du débit d'eau dans un système de pompage d'eau photovoltaïque (SPEPV) est d'une grande importance pour les investisseurs qui souhaitent obtenir une gestion efficace de la demande en eau dans les régions éloignées et désertiques. Dans ce travail, les différentes méthodes de prédiction basée sur les réseaux de neurones artificiels (RNA) ont été étudiées et comparées. Les données utilisées pour prédire et estimer le débit d'eau horaire ont été acquies auprès d'un SPEPV expérimental installé à Médine (Arabie Saoudite). Les résultats montrent que les modèles développés peuvent prédire avec précision le débit horaire en fonction de la température horaire de l'air mesurée et le rayonnement solaire, en tant que paramètres d'entrée. Ils peuvent être utilisés: d'abord pour contrôler les SPEPV s en faisant une comparaison entre le débit horaire d'eau mesuré et prévu, deuxièmement pour étudier la faisabilité économique du système d'approvisionnement en eau dans les zones désertiques ou les sites isolés qui n'ont pas accès à un réseau électrique en fonction de la demande en eau, et enfin la détection des défauts en se basant sur le changement de façon inattendue de la quantité de l'eau fournie.

Mots-clés: système de pompage de l'eau photovoltaïque, débit, modélisation, prédiction, les réseaux de neurones artificiels

ملخص

التنبؤ بمعدل تدفق المياه في نظام لضخ المياه بالطاقة الكهروضوئية (PVWPS) له أهمية كبيرة بالنسبة للمستثمرين الذين يرغبون في تحقيق إدارة فعالة للطلب على المياه في المناطق النائية والصحراوية. في هذا العمل، تم دراسة ومقارنة طرق التنبؤ المختلفة و المتمثلة أساسا في الشبكات العصبية الاصطناعية (RNA). وقد تم الحصول على البيانات المستخدمة للتنبؤ وتقدير معدل تدفق المياه كل ساعة عن طريق نظام لضخ المياه بالطاقة الكهروضوئية (PVWPS) بمزرعة نخيل في المدينة المنورة (المملكة العربية السعودية). تظهر النتائج أن النماذج المستعملة يمكنها التنبؤ بدقة بمعدل التدفق الساعي بناء على قياس درجة حرارة الهواء والإشعاع الشمسي، ويمكن استخدام هذه النماذج: أولا لمراقبة علنظام ضخ المياه بالطاقة الكهروضوئية (PVWPS) بعمل مقارنة بين قياس وتوقع معدل التدفق الساعي، وثانيا للتحقيق الجدوى الاقتصادية لنظام التزود بالمياه في المناطق الصحراوية أو المواقع المعزولة التي ليس لها ربط بالشبكة الكهربائية اعتمادا على كمية الماء المطلوب، أخيرا اكتشاف الخلل في النظام بناءا على تغير غير متوقع في كمية المياه المزودة.

الكلمات الرئيسية نظام ضخ المياه بالطاقة الكهروضوئية، معدل التدفق، النمذجة، التنبؤ، الشبكات العصبية



Introduction générale

L'utilisation des énergies renouvelables connaît une croissance significative dans le monde. Devant la demande croissante d'énergie électrique essentiellement pour les besoins des régions éloignées, désertes et montagneuses; les systèmes photovoltaïques, en particulier les systèmes de pompage d'eau, commencent à trouver de grandes applications.

Le pompage photovoltaïque est l'une des applications prometteuses de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque. Il est généralement composé d'un générateur PV, d'un convertisseur d'énergie, d'un moteur et d'une pompe.

L'utilisation de l'énergie photovoltaïque pour le pompage de l'eau est bien adaptée pour la plus part des régions arides et semi-arides en raison de l'existence dans ces régions d'un potentiel hydraulique souterrain peu profond. Une autre coïncidence très importante favorise l'utilisation de ce type d'énergie pour le pompage d'eau est que la demande d'eau, surtout dans l'agriculture, atteint son maximum par temps chaud et sec où c'est justement le moment où l'on a accès au maximum d'énergie solaire [3]. Il existe plusieurs études théoriques et expérimentales sur les systèmes de pompage photovoltaïque, qui sont installés dans des régions éloignées ou désertiques au but de fournir l'eau potable et pour l'irrigation [1-4]. Comme indiqué dans [5-8], des efforts ont été faits pour la modélisation, l'optimisation et le contrôle des systèmes de pompage photovoltaïque. Un modèle pour l'optimisation d'un système de pompage photovoltaïque est développé sur la base du concept de la perte de la probabilité d'alimentation (LPSP) et les notions de coût du cycle de vie [9]. Dans [10] une méthode de contrôle intelligente pour le suivi du point de fonctionnement maximale (MPPT) d'un système de pompage photovoltaïque sans stockage d'énergie au niveau des batteries dans des conditions de température et d'ensoleillement variable a été proposée pour augmenter le rendement de conversion d'énergie. Bouzidi [11] a montré que la taille du réservoir de stockage a une influence sur la fiabilité et le dimensionnement du système, de sorte qu'il doit être traité avec une attention particulière; méthode numérique basée sur la LPSP est utilisée à la taille du système de pompage pour une fiabilité donnée au moindre coût. Récemment plus de cent articles publiés liés aux systèmes de pompage de l'eau sur la base des sources d'énergies renouvelables sont brièvement passés en revue par Gopal et al. [12]. Ils ont conclu que les sources d'énergie renouvelables jouent un rôle vital dans la réduction de la consommation des sources d'énergies conventionnelles et de ses impacts sur l'environnement pour les

applications de pompage d'eau. Les auteurs ont également mentionné l'importance de la faisabilité technico-économique et l'utilisation de l'intelligence artificielle basée sur la modélisation des systèmes de pompage. Martire et al. [13], ont présenté un modèle basé sur des considérations énergétiques pour la prédiction du débit de l'eau toutes les heures. Les auteurs ont conclu que le procédé mis au point peut être utilisé comme un outil d'optimisation pour la conception d'un nouveau système de pompage

Principalement, le débit d'eau peut être contrôlé par un modèle mathématique. Le débit d'écoulement (Q) dans les systèmes de PPV est principalement influencé par les conditions climatiques, en particulier des variations du rayonnement solaire (G) et de la température d'air (T), ainsi la relation entre Q, T et G peut être exprimée par $Q = f(T, G)$. Il est cependant difficile de trouver un modèle analytique simple et précis en raison de l'influence des facteurs environnementaux (variation aléatoire de G et T). Par conséquent, le développement d'un modèle numérique précis pour prédire le débit réel d'un système de pompage photovoltaïque basé sur la mesure expérimentale du rayonnement solaire et la température de l'air est très important. Il peut être utilisé pour contrôler la performance du système, les erreurs éventuelles dans le système et de prendre une décision économique.

Les Réseaux de neurones artificiels (RNA) ont été appliqués avec succès à des nombreuses applications de la prédiction et de la modélisation dans un certain nombre de domaines comme l'hydrologie [14,15] , le finance [16,17] , les systèmes d'alimentation [18,19] , l'économie [22] etc.. Les RNA sont devenus des méthodes alternatives aux techniques classiques et ils sont utilisés dans de nombreuses applications de l'énergie solaire [21-23] .Dans plusieurs pays comme l'Algérie et l'Arabie Saoudite, la température et le rayonnement solaire dans les régions du Sahara sont des facteurs dominants et peuvent être utilisés pour modéliser le débit d'eau horaire dans un système de pompage photovoltaïque. Les RNA peuvent être utilisés pour trouver la relation entre ces paramètres et leurs comportements en fonction du temps.

L'objectif principal de ce travail est de développer des modèles appropriés pour estimer le débit d'eau horaire pour un système de pompage photovoltaïque expérimental installé à Médine (Arabie Saoudite) [24] qui est utilisé pour l'irrigation. Trois modèles ont été étudiés dans manuscrit: le modèle non-linéaire autorégressif avec des entrées exogènes (NARX), un modèle autorégressif non linéaire (NAR) et le réseau de neurone à régression généralisée (GRNN). Une base des données expérimentales (le rayonnement solaire, la température de

l'air et le débit d'eau) a été utilisée pour développer et vérifier les modèles numériques développés.

Le présent mémoire est une application des réseaux de neurones artificiels pour la prédiction du débit d'eau dans un système de pompage photovoltaïque installé par Benganem et al dans la région de Médine (Arabie saoudite), elle est classée comme zone semi-aride et elle a un grand potentiel de rayonnement solaire, avec un rendement journalier moyen annuel varie de 4,5 kWh/m²/jour jusqu'à 8,5 kWh/m²/jour, reçu sur la surface photovoltaïque inclinée.

Le document est rédigé en trois chapitres principaux qui se résument dans ce qui suit:

Le premier chapitre est consacré à l'étude des cellules photovoltaïques, à la mise au point d'un modèle mathématique du panneau photovoltaïque permettant de déterminer les caractéristique courant- tension et puissance-tension.

Le deuxième chapitre donne une présentation et une description détaillée des composants du système de pompage photovoltaïque (générateur PV, la salle de contrôle, un débitmètre, un groupe motopompe, les réservoirs d'eau) .Ensuite, on définit brièvement les deux types des pompes les plus utilisées dans les applications de pompage PV (la pompe volumétrique et la pompe centrifuge).A la fin de ce chapitre, on cite les différentes caractéristiques des pompes utilisées dans le pompage PV (la puissance, le rendement, les pertes de charge).

Le chapitre 3 présente les trois méthodes utilisées dans ce présent mémoire (GRNN, NARX et NAR), aussi leurs modélisations, leurs architectures, leurs fonctions de transferts. Ensuite, une comparaison entre les 3 modèles en calculant leurs critères de performance tel que, le coefficient de corrélation (R), l'erreur quadratique moyenne (MSE), la racine de l'erreur quadratique moyenne (RMSE), l'erreur absolue moyenne (MAE) et l'erreur relative en pourcentage (RPE) permet de prendre une conclusion sur le meilleur modèle parmi les trois.

Enfin, une conclusion générale résumera tous les résultats obtenus dans ce présent mémoire.

CHAPITRE

1

Modélisation d'un système photovoltaïque

I.1. Introduction

L'énergie photovoltaïque résulte de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique aux moyens des cellules généralement à base de silicium cristallin qui reste la filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel, en effet le silicium est l'un des éléments les plus abondants sur terre sous forme de silice non toxique.

En effet le mot "photovoltaïque" vient du grec "photo" qui signifie lumière et le mot "voltaïque" qui tire son origine du nom d'un physicien italien Alessandro Volta (1754 -1827) qui a beaucoup contribué à la découverte de l'électricité, alors le photovoltaïque signifie littérairement la «lumière électricité» [25].

L'électricité photovoltaïque a dans un premier temps été développée pour des applications autonomes sans connexion à un réseau électrique pour par exemple des satellites de télécommunication ou pour des habitations isolées. On la trouve maintenant dans des applications de diverses puissances comme les calculatrices, les montres et d'autres objets d'utilisation courante [26].

I.2. Energie solaire

La distance de la terre au soleil est environ 150 million de kilomètres et la vitesse de la lumière est d'un peu plus de 300000 km/h, les rayons du soleil mettent donc environ 8 minutes à nous parvenir. La constante solaire est la densité d'énergie solaire qui atteint la frontière externe de l'atmosphère faisant face au soleil. Sa valeur est communément prise égale à 1360 W/m^2 . Au niveau du sol, la densité d'énergie solaire est réduite à 1000 W/m^2 à cause de l'absorption dans l'atmosphère [27].

I.2.1 Le rayonnement solaire

L'énergie du rayonnement solaire est du type électromagnétique avec des longueurs d'onde s'étalant de l'ultraviolet à l'infrarouge. Avant d'atteindre le sol le rayonnement solaire est atténué par l'atmosphère terrestre (nuages, aérosols, vapeur d'eau et polluant divers) [2].

I.2.2. Spectre du rayonnement

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 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 de AM0. Sa distribution en énergie est répartie en [29] :

Ultraviolet UV $0.20 < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$ 6.4%, Visible $0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$ 48.0% et Infrarouge IR $0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$ 45.6%

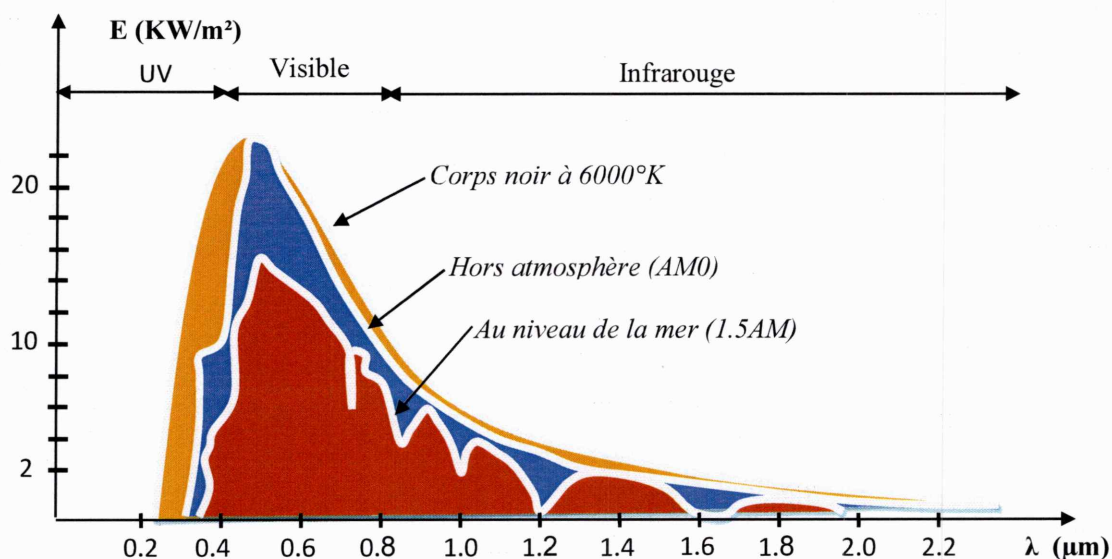


Figure I.1 : Répartition spectrale du rayonnement solaire.

I.3. cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque (PV) fonctionne selon le phénomène physique appelé «Effet photovoltaïque» établissant une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut alors varier entre (0,3 V) et (0,7 V) en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule. Figure I.2 illustre un exemple de cellule PV en silicium.

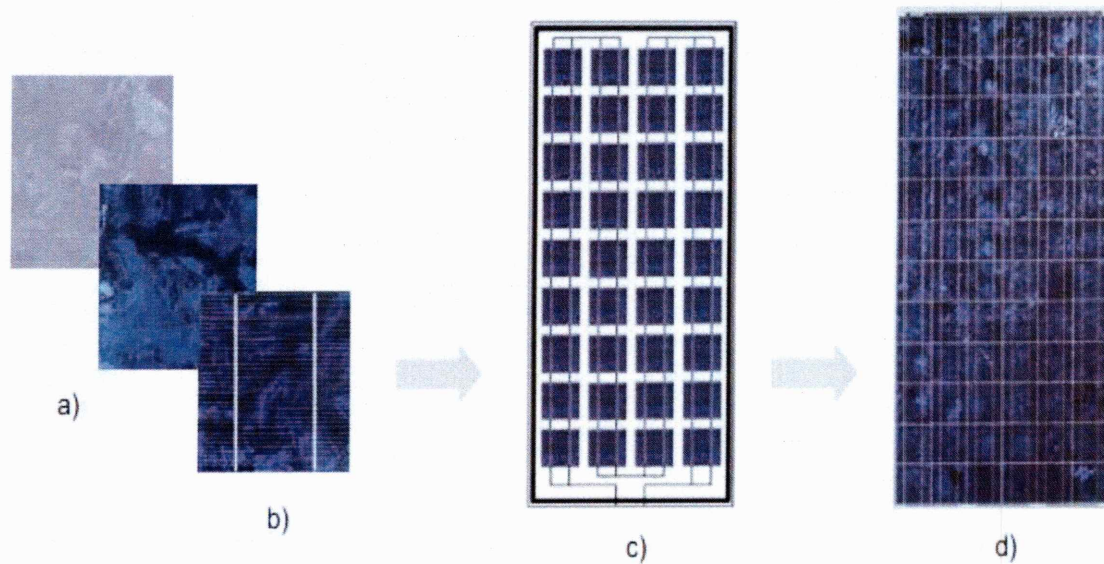


Figure I.2 : Exemple de cellule et de module photovoltaïque en silicium.

- a) Plaquettes sans connectique, b) Cellule PV élémentaire, c) Générateur photovoltaïque, d) Photo d'un générateur PV poly-cristallin commercial.

Si une cellule (sous éclairage) n'est pas connectée à un circuit extérieur elle présente une tension nommée tension de circuit ouvert (V_{CO}) fortement dépendante de la température. D'autre part, le courant maximal PV est atteint lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées. On parle alors de courant de court-circuit noté (I_{CC}) dépendant fortement du niveau d'éclairage noté E [30].

I.3.1. L'effet photoélectrique

Découvert par Becquerel en 1839, puis expliqué par Einstein au début du XX^e siècle, l'effet photoélectrique (ou photovoltaïque) provoque, sur certains matériaux, l'émission d'une petite quantité d'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Pour cela, il faut d'abord que l'énergie des photons incidents soit transmise à des porteurs de charge (électrons ou trous) dans le matériau. L'absorption des photons dans un matériau conducteur ou semi-conducteur permet en effet la libération d'une certaine quantité de porteurs libres. Ce mécanisme de photo-génération peut être représenté à l'aide des états énergétiques des bandes de valence et de conduction, séparées par un gap d'énergies interdites (E_G).

Dans les matériaux conducteurs, les charges libérées se recombinent quasi-instantanément et peuvent difficilement être collectées.

L'usage de certains matériaux semi-conducteurs permet la réduction de ces recombinaisons et l'application de l'effet photovoltaïque à la production d'électricité.

Un matériau semi-conducteur se caractérise par son énergie de gap (E_G) entre la bande de valence (BV) et la bande de conduction (BC). A l'équilibre, les électrons possèdent une énergie correspondant à des états situés dans la (BV) et sont dits « liés ». Un photon incident, dont l'énergie ($h\nu$) est supérieure à l'énergie de gap (E_G) du matériau, peut permettre le passage d'un électron de la bande de valence à la bande de conduction. On considère alors que l'électron ayant rejoint la bande de conduction est excité, et qu'il laisse un trou (équivalent à une charge positive) dans la bande de valence. La paire électron/trou (e/h) créée forme un exciton. Le transfert d'énergie entre le photon incident et l'électron de la BV respecte les lois de conservation de l'énergie et de la quantité de mouvement. Le vecteur d'onde k des photons a cependant une valeur beaucoup plus faible que celui des électrons. Les transitions énergétiques de ceux-ci se font alors sans changement de vecteur d'onde mais verticalement dans l'espace des k (Figure I.3).

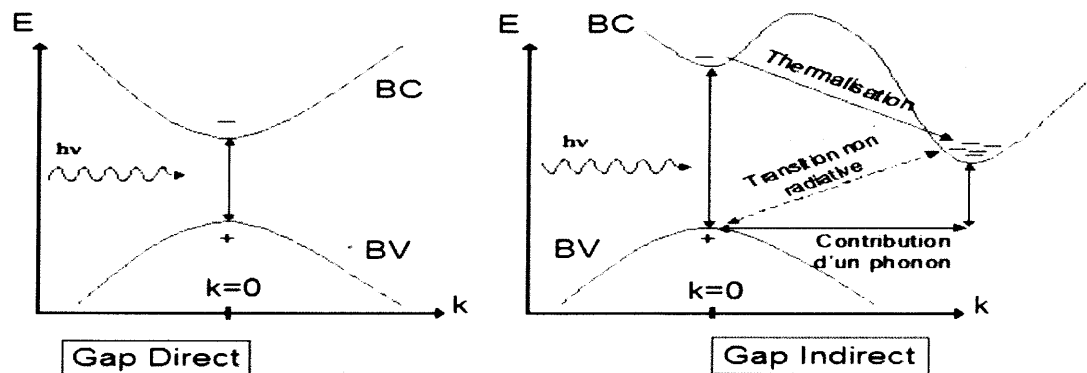


Figure I.3 : Transitions électroniques pour un gap direct et un gap indirect.

Lorsque dans l'espace des k , le minimum de la bande de conduction correspond au maximum de la bande de valence, on parle de gap direct. Dans le cas du silicium cristallin (c-Si) les photons très énergétiques ($E \geq 1.8\text{eV}$) voient un gap direct. Pour des énergies plus faibles, le gap est indirect car les transitions radiatives entre les extrema des bandes ne peuvent se faire qu'avec la participation d'un phonon. Les phonons sont des vibrations du réseau apportant ou absorbant la quantité de mouvement nécessaire. Les transitions faisant appel aux phonons (gap indirect) sont donc moins probables que dans le cas d'un gap direct.

L'effet photoélectrique est donc plus ou moins important en fonction du matériau semi-conducteur utilisé. De plus, pour extraire véritablement l'énergie transmise du rayonnement à la matière, un dispositif de collecte des charges photo générées est nécessaire [31].

I.3.2. Principe de Fonctionnement de la Cellule Photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque (PV), aussi appelée photopile, est la juxtaposition de deux semi-conducteurs, l'un dopé P et l'autre dopé N. À la jonction des deux couches se forme un champ électrique (résultant du phénomène décrit précédemment). Ce champ électrique existe même si la cellule est dans l'obscurité. Sous un ensoleillement plus ou moins important, les photons ou grains de lumière, venant avec une énergie suffisante entrent en collision avec les atomes du Crystal (figure I.4). Ils parviennent à faire passer les électrons de la bande de valence à la bande de conduction du matériau semi-conducteur, créant ainsi des paires d'électrons-trous. Ceux-ci, sous l'effet de la barrière de potentiel, vont s'accumuler sur chacune des faces extérieures des zones P et N.

Ainsi, une différence de potentiel entre les deux faces de la cellule est créée. Les grilles métalliques à l'avant et à l'arrière de la cellule PV collectent les électrons et les trous qui vont donc fournir à un circuit extérieur (1^{er}) courant électrique produit. Si le photon est très énergétique, il ne peut tout de même extraire qu'un seul électron. L'énergie excédentaire est perdue en chaleur.

La zone N est couverte par une grille métallique qui sert de cathode, tandis qu'une plaque métallique (contact arrière) recouvre l'autre face du cristal et joue le rôle d'anode. L'épaisseur totale du cristal est de l'ordre du millimètre [32].

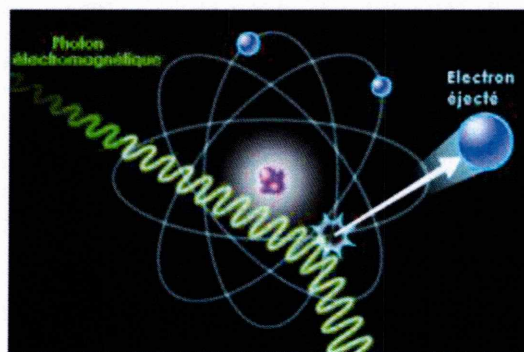


Figure I.4 : Collision entre un photon et un atome.

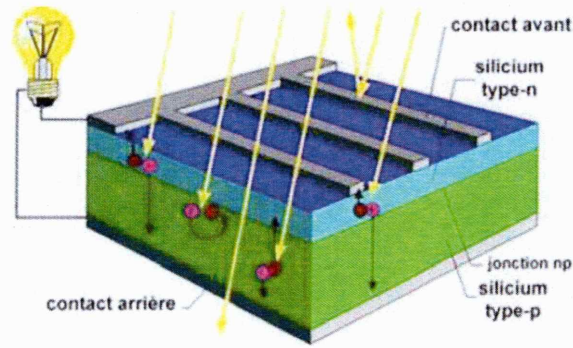


Figure I.5 : Cellule photovoltaïque.

I.3.3. Production d'électricité

La cellule solaire est le lieu où la conversion d'énergie lumineuse en énergie électrique se produit. La puissance électrique résultant de cette conversion dépend du flux et de la répartition spectrale de l'énergie spectrale.

Dans une cellule photovoltaïque basée sur une jonction (PN) une excitation lumineuse est créée aux alentours de la jonction, des paires électron-trou qui se déplacent sous l'influence du champ électrique de la jonction [33].

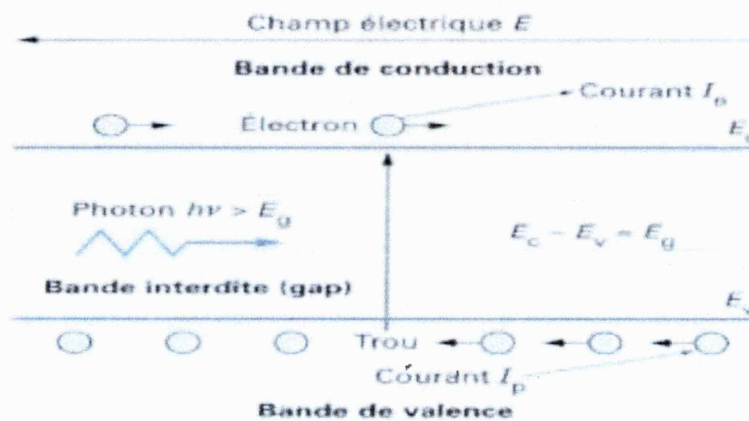


Figure I.6 : Principe de la conversion photon-électron dans un système à deux niveaux d'énergie.

I.3.4. Les Différents Types de Cellules Photovoltaïques

Il existe des différentes technologies constituant les cellules photovoltaïques illustrées par la figure I.7.

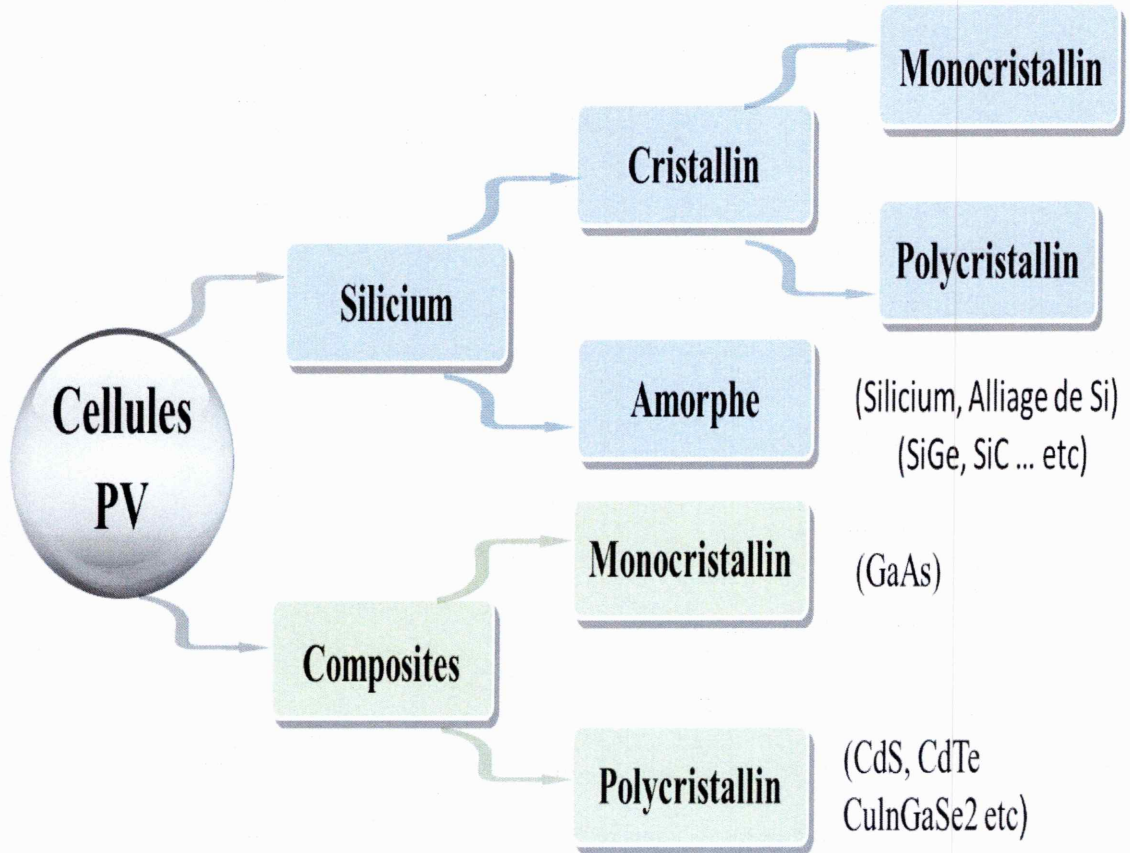


Figure I.7: Différentes technologies de cellules photovoltaïques.

Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium à cause de sa disponibilité et son faible coût de production, elle son obtenu à partir de la silice (quartz ou sable) par transformations chimiques et métallurgiques. Les cellules PV au silicium cristallin (mono ou multi) représentent la majorité de la production mondiale (respectivement 29 % et 51% de la production mondiale).

On distingue les trois catégories principales qui se disputent le marché. Ils ont des caractéristiques, des durées de vie, et des sensibilités différentes tableau I.1 [33].

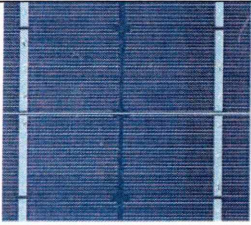
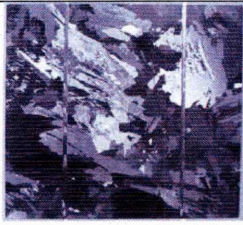
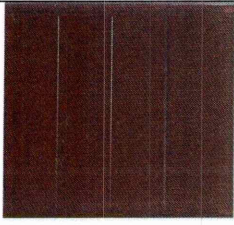
Types	Silicium monocristallin	Silicium polycristallin	Silicium amorphe
			
Rendement	De 15% à 19%		7% à 10%
Durée de vie	35 ans	35 ans	< 10 ans
Avantage	- Bon rendement en soleil direct	-Bon rendement en soleil direct (moins que le monocristallin mais plus que l'amorphe)	- Souplesse -Prix moins élevé que les cristallins -Bon rendement
Inconvénient	-Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux ...) -Prix élevé.	-Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux ...) -Prix élevé.	-Mauvais rendement en plein soleil.

Tableau I.1 : Classification de différents types de cellules photovoltaïques au silicium.

I.4. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

L'élément fondamental dans un système photovoltaïque est la cellule photovoltaïque qui convertit l'énergie reçue par rayonnement solaire en énergie électrique. Une cellule photovoltaïque peut donc être assimilée à une photodiode en convention générateur dont les caractéristiques sont illustrées par la figure I.8.

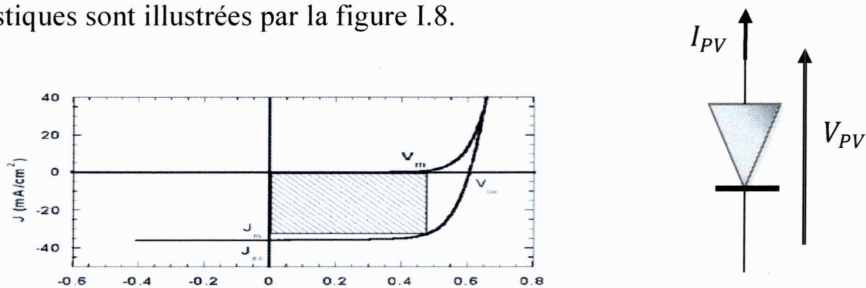


Figure I.8 : Caractéristique courant-tension sous obscurité et sous éclaircissement d'une photodiode.

Une cellule photovoltaïque idéale peut être représentée par le circuit électrique équivalent illustré sur la figure I.9. Ce circuit est constitué d'une diode qui représente la jonction (P-N) de la cellule, et d'une source de courant constant dont l'amplitude du courant dépend de l'intensité du rayonnement. Une résistance ajustable est connectée à la cellule en guise de charge [29].

L'utilisation du circuit électrique équivalent permet de modéliser les caractéristiques ou le comportement de la cellule PV.

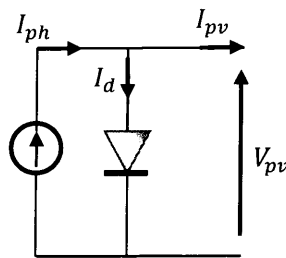


Figure I.9 : Schéma équivalent le plus simple de la cellule PV à jonction PN.

Ce comportement statique peut être décrit par l'équation électrique suivante :

$$I_D = I_S \left(\exp \left(\frac{qV}{\lambda kT} \right) - 1 \right) \quad (1.1)$$

I_S : Courant de saturation de la diode.

λ : Le facteur de qualité de la jonction.

K : Constant de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$).

q : La charge de l'électron ($1,6 \cdot 10^{-19} \text{C}$).

T : La température effective de la cellule en Kelvin

Le modèle mathématique d'une cellule PV idéale illuminée est donné par (Loi de Kirchoff)

$$I = I_{Ph} - I_D \quad (1.2)$$

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode :

$$V = V_D \quad (1.3)$$

Le courant débité équivaut à :

$$I(V) = I_{Ph} - I_D = I_{ph} - I_S \left(\exp \left(\frac{qV_{pv}}{nkT} \right) - 1 \right) \quad (1.4)$$

I_{ph} : Courant fourni par la cellule [A].

I_S : Courant de saturation de la jonction non éclairée [A].

q : Charge électrique élémentaire [$1.6 \cdot 10^{-19}$ As].

V_{pv} : Tension aux bornes de la cellule [V]

K : Constante de Boltzmann [$8.65 \cdot 10^{-5}$ eV/K = $1.381 \cdot 10^{-23}$ J/K].

T : Température absolue de la cellule [K].

n : Facteur d'idéalité de la jonction.

Ainsi, dans une cellule photovoltaïque, deux courants s'opposent: le courant d'éclairement et un courant de diode appelé courant d'obscurité qui résulte de la polarisation du composant. La caractéristique d'une cellule sous obscurité est identique à celle d'une diode. Sous éclairage, la caractéristique a l'allure présentée sur la figure I.10 [34].

A partir de la caractéristique $I(V)$ de la cellule photovoltaïque, on déduit les paramètres électriques suivants :

I_{CC} : Courant de court-circuit (obtenu pour $V=0$).

V_{CO} : Tension en circuit ouvert (obtenu pour $I=0$).

I_m : Courant à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque.

V_m : Tension à la puissance maximale de fonctionnement de la cellule PV.

η : Rendement de conversion.

FF : Facteur de forme.

$\eta = (\text{Puissance électrique maximale fournie}) / (\text{Puissance solaire incidente})$:

$$\eta = \frac{V_m I_m}{P_{iS}} \quad (1.5)$$

Avec P_i : Puissance d'éclairement reçue par unité de surface.

S : Surface de la cellule photovoltaïque.

$FF = (\text{Puissance maximale délivrée sur la charge}) / (V_{co} * I_{cc}) :$

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{co} I_{cc}} \quad (1.6)$$

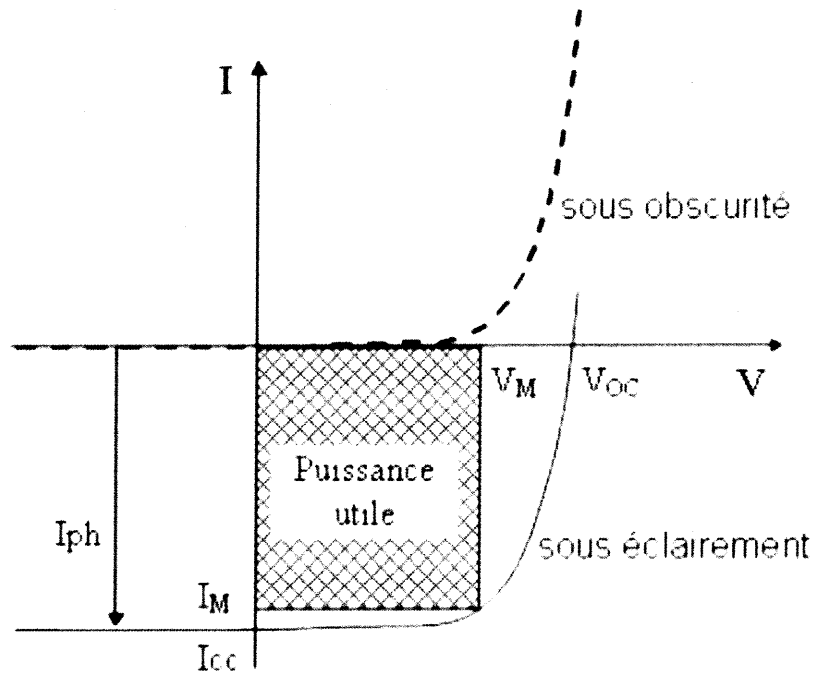


Figure I-10 : Caractéristiques $I = f(V)$ sous obscurité et sous éclairage d'une cellule photovoltaïque.

Ce modèle reste théorique et ne rend pas compte du comportement d'une cellule photovoltaïque dans des conditions réelles. Toutefois, il reste valable sous certaines hypothèses (non prise en compte de perte de tension, courant de fuite). Il existe d'autres modèles, certes théoriques, mais qui rendent plus fidèlement compte du comportement de la cellule photovoltaïque.

I.4.2. Générateur photovoltaïque 'réel'

Le modèle photovoltaïque précédent ne rendait pas compte de tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série (R_S) et les courants de fuite par une résistance en parallèle (R_P) [33].

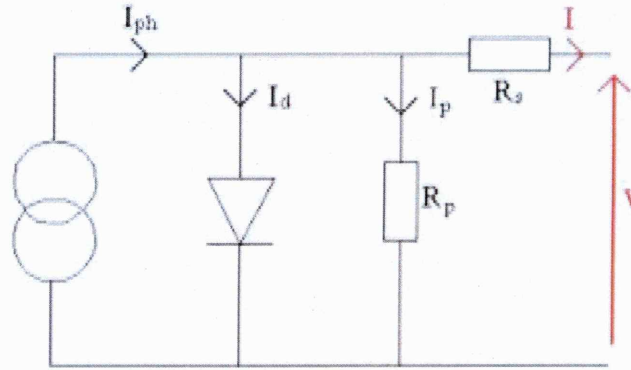


Figure I.11 : Modèle de la cellule PV avec prise en compte de perte en tension et courant de fuite.

On a:

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \tag{1.7}$$

$$I_p = \frac{V_D}{R_p} = \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \tag{1.8}$$

$$I(V) = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{nKT}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{R_p} \tag{1.9}$$

R_s : La résistance série représentant les diverses résistances de contact et la résistance du semi-conducteur.

R_p : La résistance parallèle (shunt) rend compte des effets, tels que le courant de fuite par les bords de la cellule. Elle est réduite du fait de la pénétration des impuretés métalliques dans la jonction (surtout si cette pénétration est profonde) [35].

En pratique, la résistance parallèle R_p est très importante (de l'ordre du méga Ohm) et la résistance série R_s est très faible (de l'ordre de quelques milli-Ohms).

I.4.3. Modèle à deux diodes

D'après la figure I.12 le modèle mathématique pour la caractéristique courant- tension est donné par l'expression suivante:

$$I(V) = I_{ph} - I_{S1} \left(\exp\left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{n_1KT}\right) - 1 \right) - I_{S2} \left(\exp\left(\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{n_2KT}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{R_p} \tag{1.10}$$

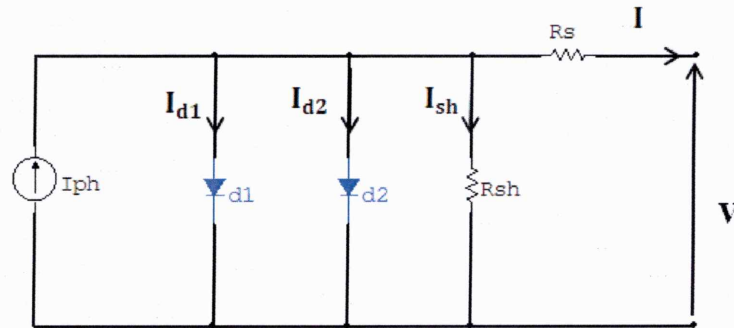


Figure I.12: Schéma équivalent à deux diodes.

1.5. Module photovoltaïque

Nous avons choisi un module KS075 composé de 36 cellules en silicium multicristallin connectées en série ayant une puissance maximale de (75 W) est considéré dans les conditions standards $G=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$. nous avons utilisé MATLAB comme outil de tests et de simulation. Pour réaliser la modélisation de ce module.

1.5.1. Caractéristique I-V, P-V

Grandeurs	Valeurs
-Eclairement standard, E.	1000 W/m^2
-Température standard, T.	25° C
-Puissance crête maximale (P_m).	75 W
-Tension maximale (V_m).	17.5 V
-Courant maximale (I_m).	4.29 A
-Tension de circuit ouvert (V_{co}).	21.5 V
-Courant de court-circuit (I_{cc})	4.72 A

Tableau I.2 : Caractéristiques électriques du module.

La figure I.13 représente les caractéristiques (I-V) et (P-V) dans les conditions standards à partir de programme (voir l'annexe A).

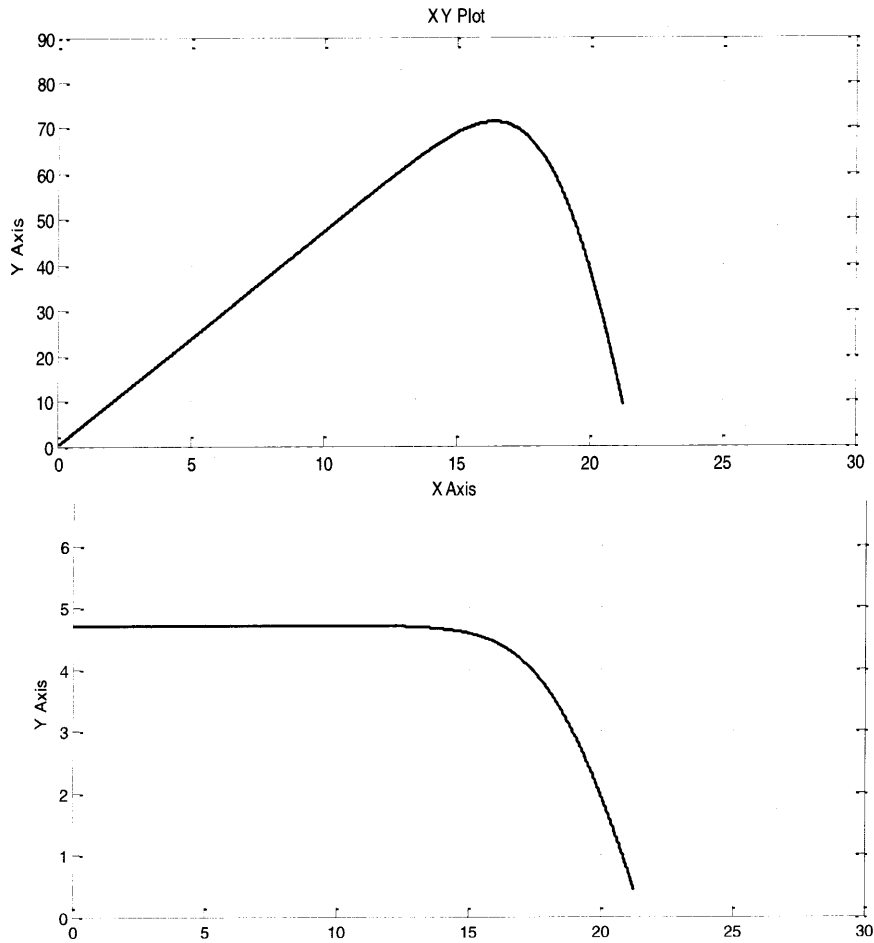


Figure. I. 13 : Caractéristiques P(V) et I(V) d'une module PV.

I.5.2. Influence des différents paramètres sur la caractéristique (I-V)

a) Influence de l'éclairement

En faisant varier l'éclairement entre 200 w/m^2 et 1000 w/m^2 avec un pas de 200, la caractéristique ($I_{pv} = f(V_{pv})$) est donnée par la Figure I.14. On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

L'irradiation standard, internationalement acceptée, pour mesurer la réponse des panneaux photovoltaïques est une intensité rayonnante de 1000 W/m^2 et une température de 25 °C [35].

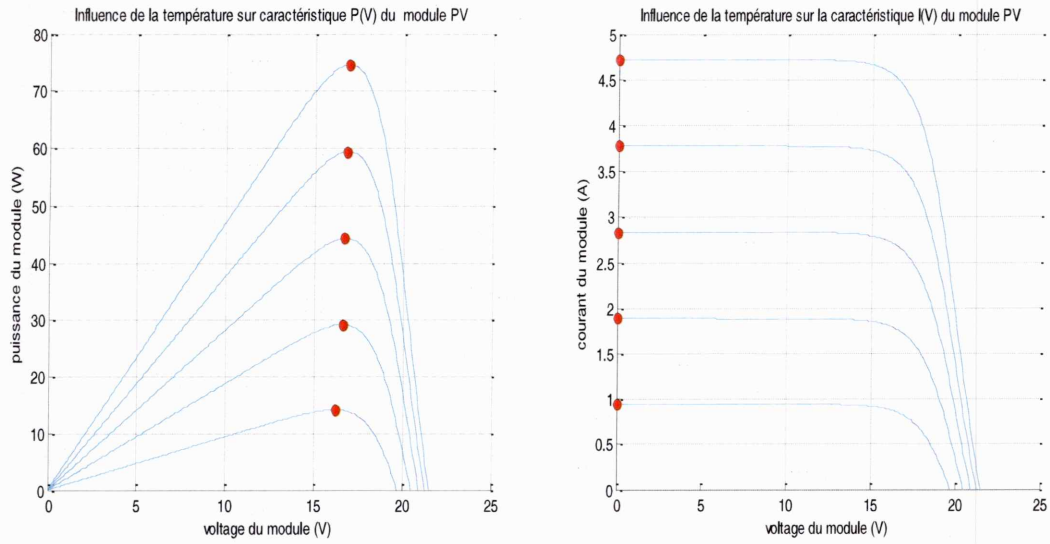


Figure. I. 14 : Influence de l'éclairement sur les caractéristiques d'un module PV.

b) Influence de la température

La température est un paramètre significatif intervenant dans le comportement des cellules. La figure I.15 montre que l'augmentation de la température entraîne une diminution nette de la tension de circuit ouvert, ainsi qu'une diminution de la puissance maximale [29].

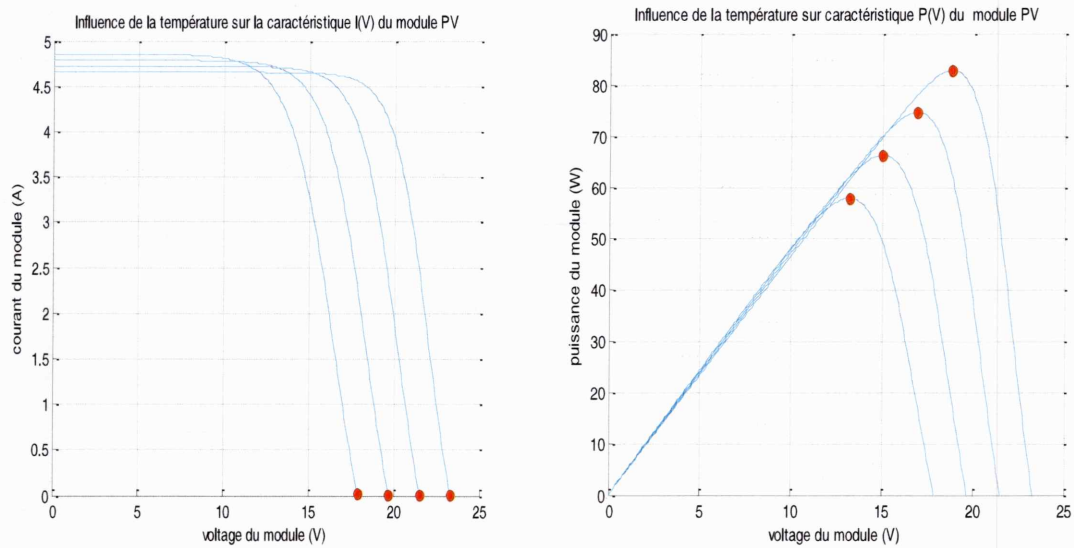


Figure. I. 15 : Influence de la température sur les caractéristiques d'un module PV.

I.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque au silicium. Ensuite, nous avons défini les différents types des cellules existants. Pour la modélisation mathématique de la cellule, nous sommes basés sur le modèle électrique équivalent. Nous avons aussi vu l'effet des changements climatiques sur l'énergie produite par la cellule à travers des graphiques représentatifs.

Enfin Pour la simulation du comportement de la cellule photovoltaïque, nous avons fait appel au logiciel Matlab de Mathworks.

CHAPITRE

2**Système de pompage photovoltaïque****II.1. Introduction**

Dans nos jours, il nous semble que personne ne peut s'en douter sur l'importance de l'eau et de l'énergie pour les besoins humains. Avec les avancées technologiques, le besoin en énergie ne cesse d'augmenter. Ce problème d'énergie est encore plus sensible dans les sites isolés où l'utilisation des ressources classiques s'avère souvent très coûteuse. En effet, plusieurs contraintes, comme le transport du combustible et les entretiens périodiques des moteurs diesels incitent donc à utiliser des systèmes de pompage entièrement photovoltaïques. Cependant, l'énergie solaire étant difficile à capter en quantité importante, il y a tout intérêt à ce que le système soit, dans son ensemble, d'une grande efficacité énergétique [36].

Le pompage de l'eau est l'une des applications les plus courantes utilisant l'énergie solaire pour l'irrigation ou l'alimentation en eau potable ; ses performances dépendent des caractéristiques du site (ensoleillement, température ambiante, obstacles géographiques), du rendement des modules mais aussi des caractéristiques des autres équipements (onduleur, moteur, pompe,...) [37].

II.2. Définition d'un Système de pompage photovoltaïque

Le système de pompage PV est composé des panneaux solaires photovoltaïques qui produisent l'énergie électrique sous forme d'un courant continu qui est converti à travers d'un convertisseur statique pour alimenter un groupe moto-pompe (la pompe soit immergée ou flottante).

Le groupe moto-pompe est composé d'un moteur à courant alternatif monophasé, biphasé ou triphasé ou à courant continu à commutation électronique qui est couplé à une pompe centrifuge à étages multiples ou à une pompe volumétrique ou autre suivant le débit recherché.

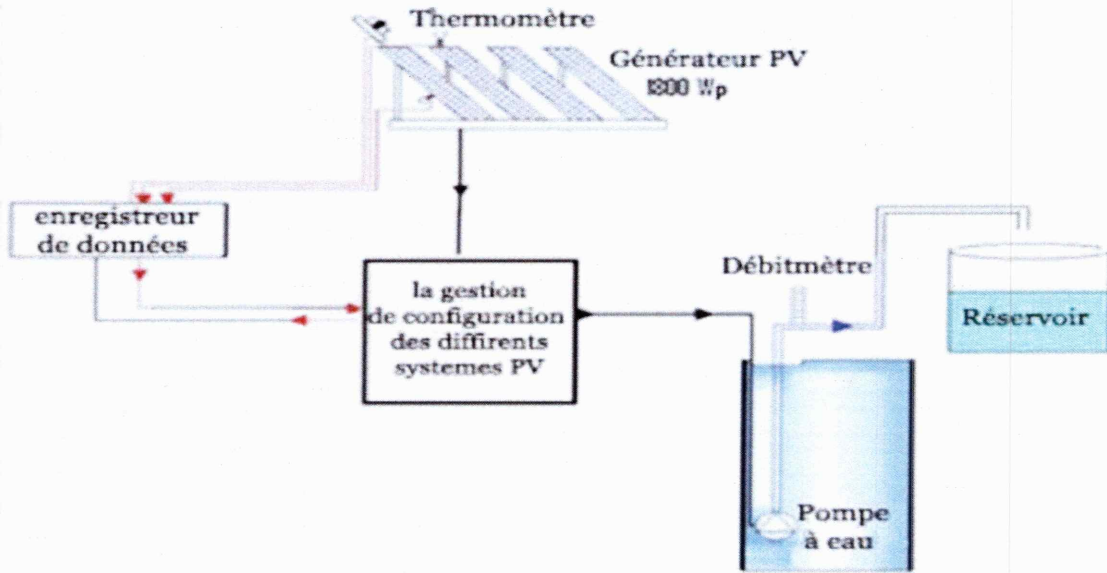


Figure II.1 : Schéma synoptique simplifié de Pompage PV.

II.3. Description d'un Système de pompage PV

II.3.1. Générateur PV

La conception du générateur photovoltaïque proposé se compose de 24 panneaux solaires, sur la base du silicium multi-cristallin (75 W/20 V), l'angle d'inclinaison est égal à la latitude du site ($24,46^\circ$) et face à la direction sud. La meilleure configuration du générateur photovoltaïque choisi est: (8S 3P) ce qui signifie que les 24 modules sont connectés en trois rangées parallèles avec la seule rangée contient 8 modules en série [38].

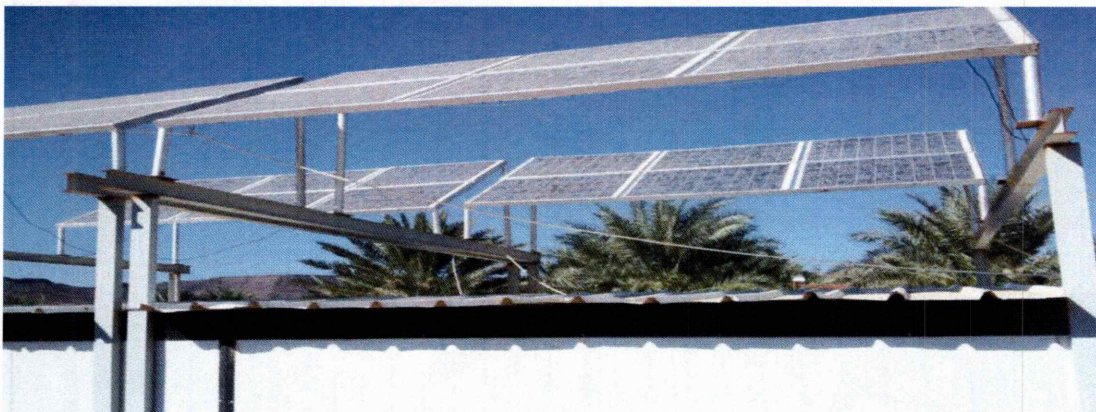


Figure II.2 : Un générateur photovoltaïque.

II.3.2. La salle de contrôle

La mesure du courant photovoltaïque est réalisée en mesurant la tension aux bornes de la résistance shunt. L'acquisition de la tension photovoltaïque est donnée par la mesure de la tension de sortie du générateur photovoltaïque. La mesure de la température est dédiée à un détecteur basé sur un thermocouple de type K. Toutes les données de la sortie instantanée de puissance de la pompe P (W), le débit Q (m³/h), le courant photovoltaïque (A), la tension Photovoltaïque V (V) et l'intensité du rayonnement solaire global (W /m²) ont été stockés dans l'enregistreur de données Agilent 34970A. Les données obtenues ont été traitées pour étudier l'effet de la profondeur de pompage sur la performance du système de pompage PV [38].

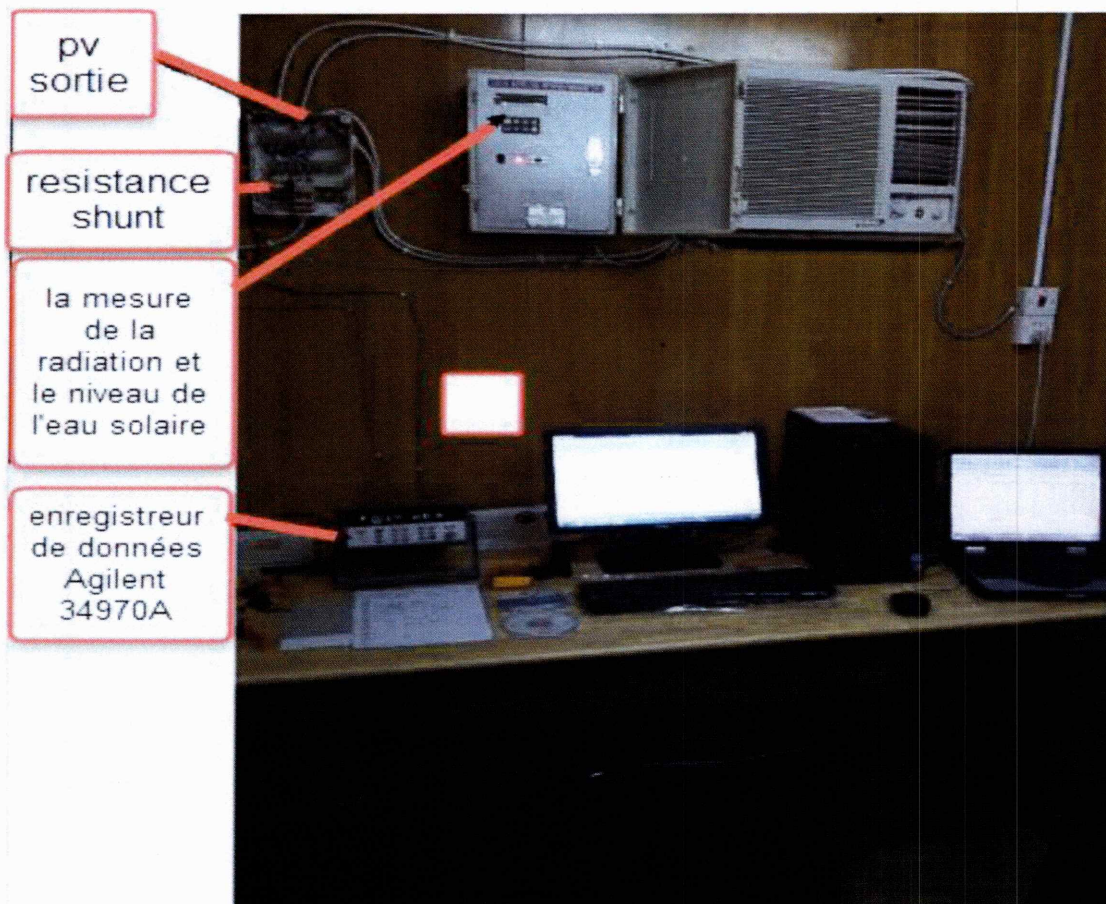


Figure II.3 : La salle de contrôle.



II.3.3. Un débitmètre

Un débitmètre est un appareil destiné à mesurer le débit d'un (fluide, liquide ou un gaz).

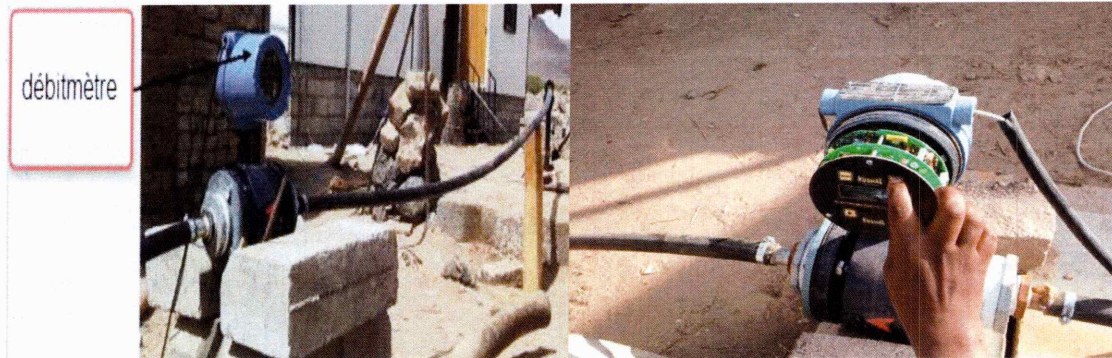


Figure II.4 : Un débit mètre.

II.3.4. Un groupe motopompe

II.3.4.1 : Les pompes

Une pompe est un dispositif permettant d'aspirer et de refouler un fluide. Il existe deux grands types de pompes : les pompes centrifuges et les pompes volumétriques. Ces dernières conviennent pour élever des faibles débits d'eau à des pressions élevées [39].

a. La pompe centrifuge

La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou à ailettes. L'eau qui rentre au centre de la pompe sera poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages.

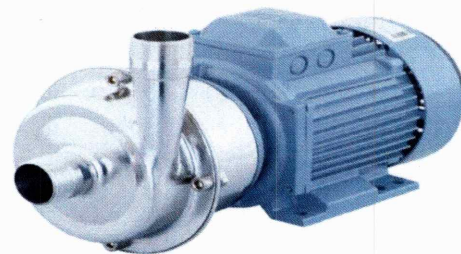
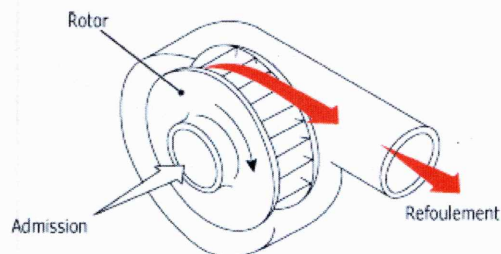


Figure II.5 : La pompe centrifuge.



a.1. Principe du fonctionnement d'une Pompe centrifuge

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge est basé sur le principe suivant:

Lorsque la pompe est pleine d'eau, sous l'effet de la rotation de la turbine entraînée par le moteur, l'eau qui arrive dans la région axiale est projetée à la périphérie et de ce fait, engendre une dépression. Cela provoque un appel des tranches suivantes et par suite, un écoulement continu de la veine liquide. Cette dernière est recueillie par la volute ou par le diffuseur et dirigée dans la conduite de refoulement.

a.2. Caractéristiques d'une pompe centrifuge

- Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage.
- La pompe tourne par très faibles ensoleillement, le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante
- Utiliser pour des débits importants.

b. La pompe volumétrique

Les pompes volumétriques encore appelées pompes à cavité progressive utilisent les variations de volume du fluide pompé pour obtenir un accroissement de pression. Le fluide est d'abord aspiré par l'accroissement d'un volume puis refoulé par diminution de ce même volume. Les pompes volumétriques utilisées le plus couramment sont les pompes à pistons, à palettes et à engrenages.

b.1. Pompes à piston

Son principe est d'utiliser les variations de volume occasionné par le déplacement (Mouvement de va-et-vient) d'un piston dans un cylindre. Ces déplacements alternativement dans un sens ou dans l'autre produisent des phases d'aspiration et de refoulement.

Quand le piston se déplace dans un sens le liquide est comprimé: il y a fermeture du clapet d'admission et ouverture du clapet de refoulement. Le fonctionnement est l'inverse lors de l'aspiration du liquide dans la pompe.

b.2. Pompes à membrane

Dans la pompe à membrane, le mouvement alternatif est transmis à une membrane qui comprime un liquide contenu entre la membrane et le corps, muni lui aussi de clapets d'aspiration et de refoulement. L'intérêt de ce type de pompe est de permettre l'isolement total du liquide à pomper [31].

Leurs principales caractéristiques sont les suivantes : - Elles sont destinées aux faibles débits (inférieur à 5 m³/h) et aux grandes hauteurs et elles ont des bons rendements.

Le couple de démarrage d'une pompe volumétrique (de 3 à 5 fois le couple nominal) et la caractéristique $I = f(V)$ de ce type de pompe font que son fonctionnement direct sur un panneau photovoltaïque n'est pas économiquement viable. Pour pallier au problème de surdimensionnement du générateur résultant de cette inadaptation, un adaptateur d'impédance est utilisé pour permettre un rendement aussi élevé que possible de l'ensemble du système. Les deux types des pompes volumétriques sont illustrés dans la (figure II.6) ci dessous : (On a à droite de la figure la pompe à membrane et à gauche la pompe à piston) [40].

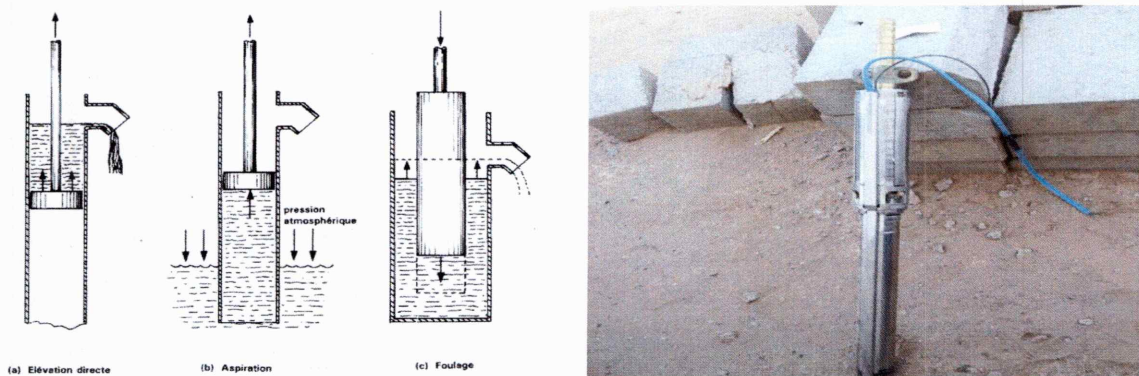


figure II.6 : Les deux types des pompes volumétriques.

II.3.4.2 : Les moteurs électriques

Un moteur électrique est un dispositif électromécanique permettant la conversion d'énergie électrique en énergie mécanique. La plupart des machines électriques fonctionnent grâce au magnétisme, il existe deux types de moteurs : à courant continu et alternatif [41].

Moteur à courant continu avec balais : les moteurs à courant continu utilisés pour des applications de pompage solaire sont les moteurs série, avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un Courant variable. Le couplage est direct ou avec optimisation du générateur par un hacheur adaptateur de puissance commandé par son rapport cyclique (Figure II.7). L'installation ainsi définie nécessite une électronique relativement simple mais présente l'inconvénient du moteur à courant continu qui demande un entretien régulier. Les 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. Il est utilisé particulièrement pour le pompage dans les puits ouverts.

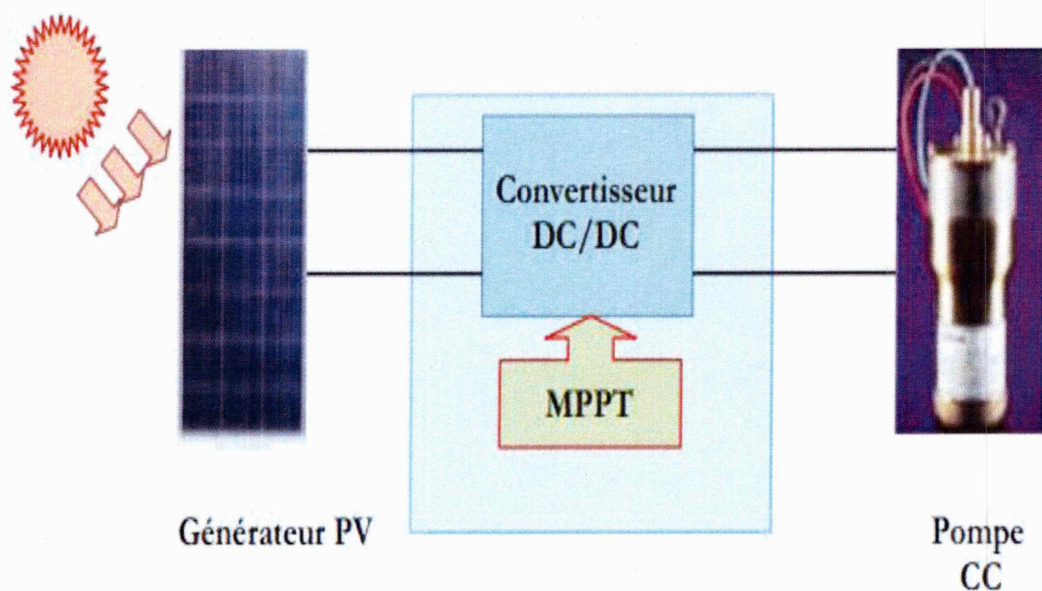


Figure II.7 : Diagramme du pompage PV par motopompe à CC

a. Moteur à courant continu, sans balais (Brushless)

Ce type de moteur électrique comporte non seulement les avantages des moteurs à courant continu mais également ceux des moteurs à courant alternatif : fort couple au démarrage et durée de vie élevée (due à l'absence des paliers et des balais) mais leur utilisation reste limitée à des faibles puissances.

b. Moteur à courant alternatif

Les moteurs alternatifs asynchrones (rotor à cage) sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. Par exemple, les pompes sur réseau utilisent depuis longtemps ce type de moteur. Il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. L'arrivée d'onduleurs efficaces a permis

l'utilisation de ce type de moteurs dans les applications de pompage solaire. L'utilisation d'un moteur asynchrone (à courant alternatif triphasé) plus robuste et moins cher (aussi faible besoin de maintenance) devient une solution plus économique et plus pratique. L'utilisation d'un moteur asynchrone augmente ainsi l'autonomie et la fiabilité de l'installation. Le moteur est alimenté par un onduleur (convertisseur DC/AC) qui assure l'optimisation du générateur PV voir (figure II.8).

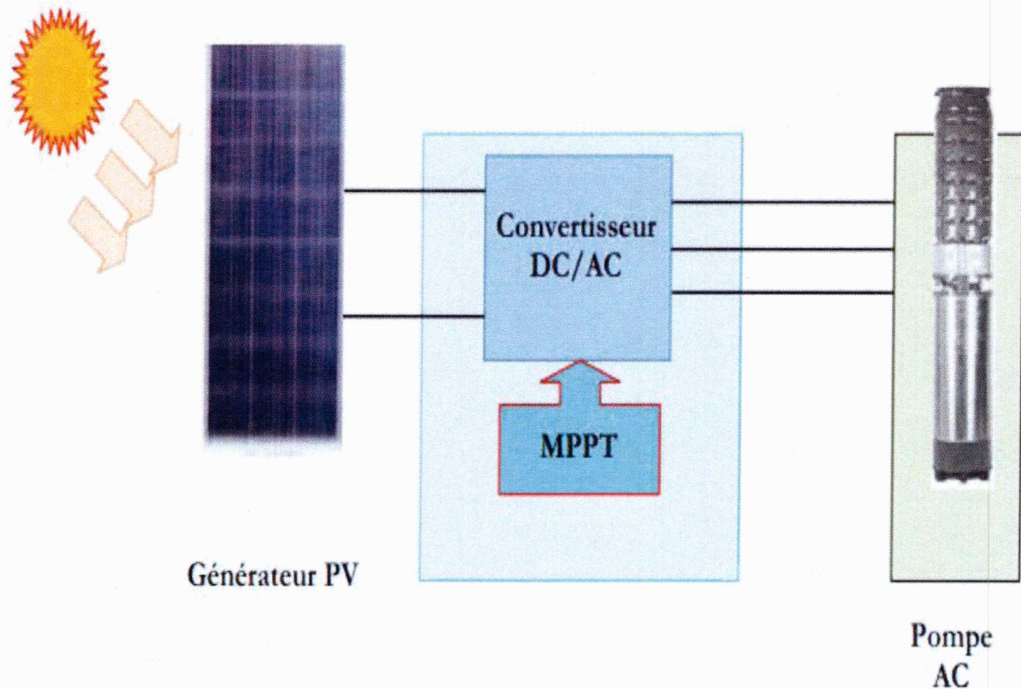
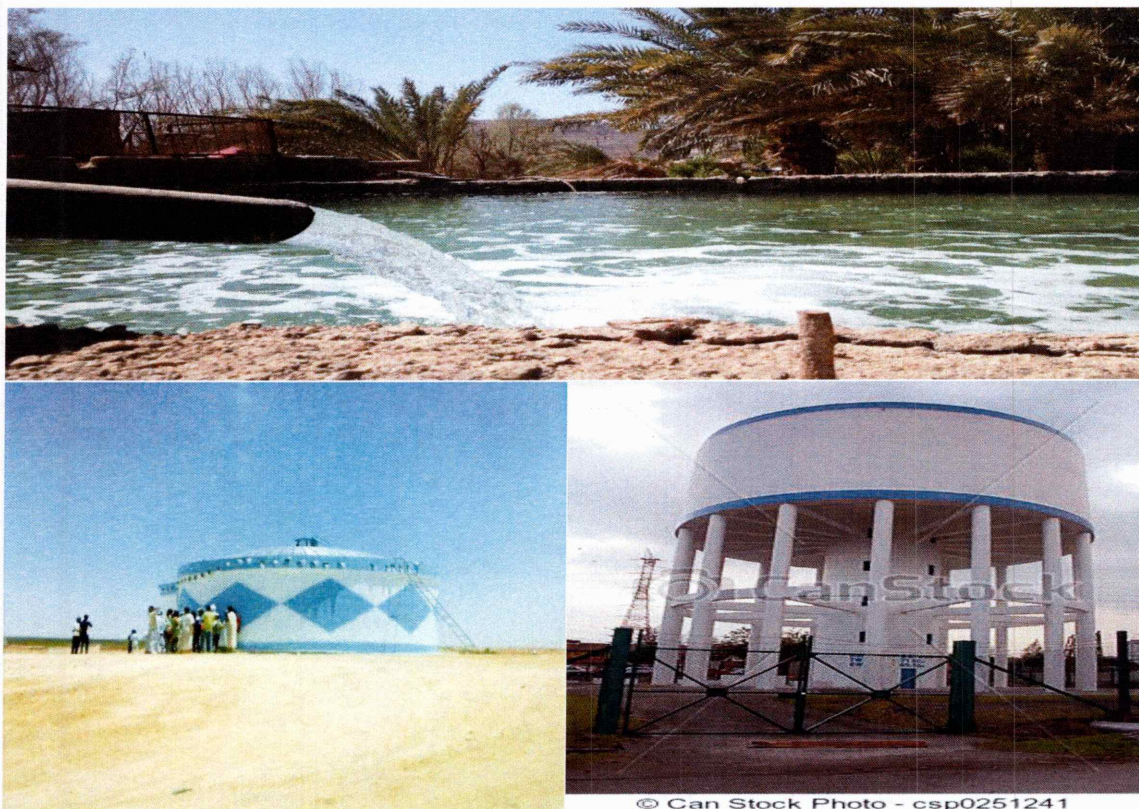


Figure II.8 : Diagramme du pompage PV par motopompe à AC.

II.3.5 : la partie de stockage

Le stockage d'énergie peut se faire de deux façons : stockage d'énergie électrique ou stockage d'eau. Cette dernière méthode est souvent adoptée car il est plus pratique de stocker l'énergie sous forme d'eau dans des réservoirs que de stocker l'énergie dans des accumulateurs électriques lourds, coûteux et fragiles. Le réservoir peut souvent être construit localement et il ne requiert pas un entretien complexe [36].



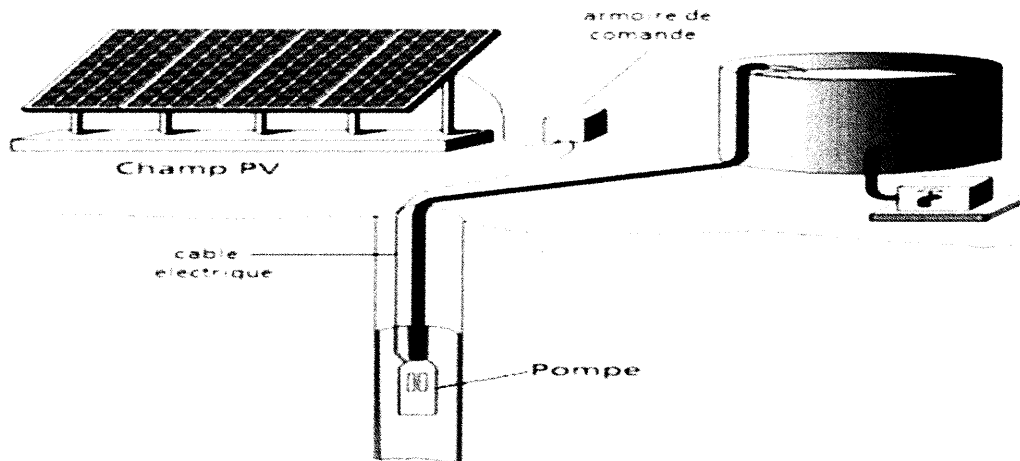
figureII.9 : Illustration de la variété des réservoirs surélevés en termes de forme, taille et hauteur.

II.4 : Les pompes de surface et les pompes immergées

Le choix d'une pompe se fera en fonction des caractéristiques hydrauliques de l'installation envisagée (débit, hauteur manométrique totale.....etc.) mais également en fonction des conditions particulières d'utilisation (puits, forage, pompage de rivière.....etc.). Une pompe à pistons placée en surface ne pourra pas relever l'eau au-delà d'un maximum théorique de 10,33 mètres. Au-delà de cette hauteur, il faut s'orienter vers une solution de pompage immergé. Cependant, on peut utiliser des pompes centrifuges avec une pression absolue à l'aspiration inférieure à 1 MPA. Les pompes immergées peuvent extraire de l'eau à plusieurs centaines de mètres. Les pompes centrifuges qui ont une forme adaptée aux puits et qui peuvent débiter à forte pression sont souvent utilisées [40].

II.4.1. Caractéristiques de la pompe centrifuge immergée

Ce sont des systèmes généralement utilisés pour des hauteurs manométriques totales inférieurs à 100 mètres [42].

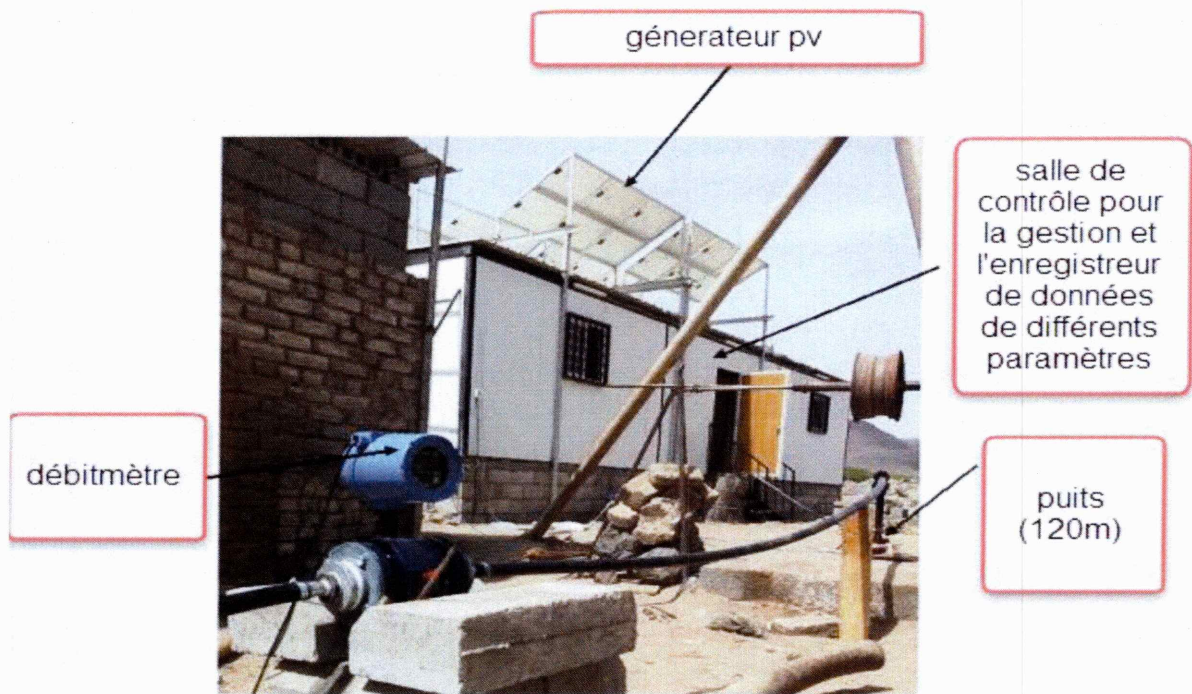


figureII.10 : Schéma d'une installation photovoltaïque sur forage.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> -Modularité -Fiabilité -Peu de pièce d'usure -Prix peu élevé. -Encombrement réduit -Entretien en général peu coûteux 	<ul style="list-style-type: none"> -Mauvaise exploitation des forages -Manque de souplesse d'utilisation -Faible rendement global -Présence d'équipement électronique

Tableau II.1 : Avantages et inconvénients du groupe électropompe immergé.

**II.5. Image descriptive du système de pompage d'eau réel
(Médine /ARABIE SAOUDITE)**



figureII.11 : Site réel de l'installation du pompage d'eau.

II.6. Caractéristiques de la pompe centrifuge

a. Caractéristique débit-vitesse

Le débit de cette pompe est proportionnel à la vitesse de rotation du moteur. Toutefois il faut une vitesse minimale à une hauteur donnée pour obtenir un débit [31].

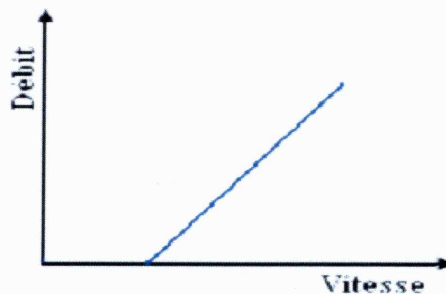


Figure II.12: Caractéristiques débit-vitesse d'une pompe centrifuge.



b. Caractéristique débit–hauteur

La courbe débit-hauteur, exprime les variations des différentes hauteurs de relèvement en fonction de débit.

Les constructeurs sont en mesure de fournir au client les courbes Q(HMT) maximale et minimale correspondant aux diamètres maximaux et minimaux possibles de la roue.

Si la charge de moteur est une pompe émergée monocellulaire à roue radiale. Elle est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale HMT en fonction du débit Q.

En prenant comme paramètre la vitesse de rotation du moteur, le modèle utilisé est identifié par l’expression de « PELEIDER-PETERMAN ».

$$HMT = K_0 \cdot W^2 - K_1 \cdot WQ - K_2 \cdot Q^2 \tag{2.1}$$

K_0, K_1, K_2 : Les constants propres de la pompe donnée par le constructeur.

W : La vitesse (rad/sec).

HMT: La hauteur (mètre).

Q : Débit (l/min).

La courbe HMT(Q) comme indiquée sur la (figure II.4), est une parabole. Le point de rencontre de la courbe HMT(Q) avec l’axe des ordonnées est le point à débit nul. C’est le point à vanne fermée ou encore point de barbotage [43].

Le point de fonctionnement de la pompe est le point d’intersection des deux courbes :

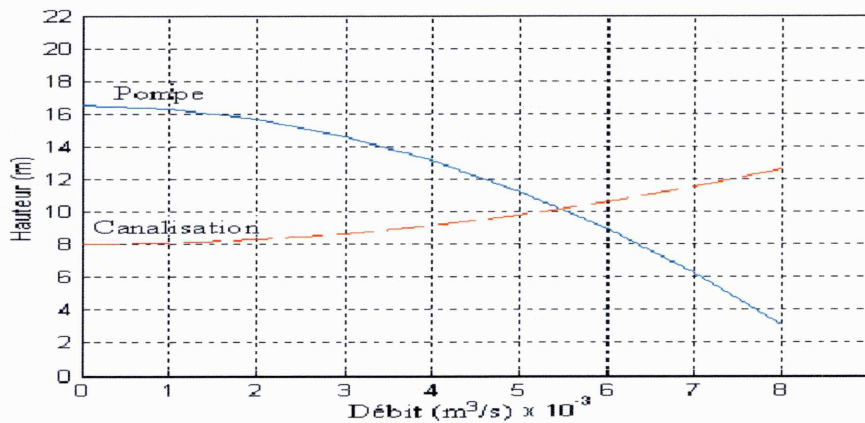


Figure II.13 : Caractéristiques de la pompe HMT(Q) et de la canalisation.

II.7 : Modélisation de la pompe centrifuge

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge met en jeu 3 paramètres, la hauteur, le débit et la vitesse ayant pour équation [41] :

$$f(H, Q, W) = 0 \quad (2.2)$$

Pour résoudre ce système d'équation, on considère l'un des trois paramètres constant, on générale c'est la vitesse qui est constante. La hauteur totale du pompage est la somme de la hauteur statique et la hauteur dynamique.

$$H = H_s + H_d \quad (2.3)$$

H: La hauteur totale du pompage.

H_s: La hauteur statique qui est la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puits jusqu'au le point le plus élevé auquel on doit pomper l'eau.

H_d: La somme des pertes linéaires et singulières, ces pertes sont :

II.7.1 : Pertes de charge linéaire

Ce sont des pertes d'eau dans la tuyauterie, elles sont données par la formule suivante [44] :

$$\Delta H_l = \lambda * \frac{L v^2}{D * 2 * g} \quad (2.4)$$

λ : Coefficient de pertes de charges linéaires.

D: Diamètre de la tuyauterie (m).

L : Longueur de la tuyauterie (m).

g : Accélération de la pesanteur (m/s²).

v : Vitesse moyenne du fluide (m/s) qui est donné par : $v = \frac{4 * Q}{\pi * D^2}$

Q: Débit (m³/s).

$$\Delta H_l = \lambda * \left(\frac{8}{\pi^2} \frac{Q^2}{D^4 * g} \right) \quad (2.5)$$

On remarque que les pertes de charges sont proportionnelles à la longueur de la canalisation, ces pertes diminuent quand augmente le diamètre de la canalisation.

II.7.2 : Pertes de charges singulières

Sont dues essentiellement aux divers changements de section, elles sont désignées par l'expression suivante [13] :

$$\Delta H_2 = \varepsilon \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = \varepsilon \cdot \frac{8}{\pi^2} \frac{Q^2}{D^4 \cdot g} \quad (2.5)$$

ε : Coefficient de pertes de charges locales.

La hauteur dynamique est la somme des deux pertes :

$$H_d = \Delta H_1 + \Delta H_2 \quad (2.6)$$

$$H_d = \left(\lambda \cdot \frac{L}{D} + \varepsilon \right) \left(\frac{8}{\pi^2} \frac{Q^2}{D^4 \cdot g} \right) = K_{fr} \cdot Q^2 \quad (2.7)$$

K_{fr} : Constante de la canalisation.

La hauteur totale du pompage est :

$$H = H_s + K_{fr} \cdot Q^2 \quad (2.8)$$

II.7.3. calcul de la puissance

Une pompe est une machine qui fournit de l'énergie à un fluide en vue de son déplacement d'un point à un autre. L'expression générale de la puissance hydraulique est donnée comme suit :

$$P_h = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \quad (w) \quad (2.9)$$

L'autre expression à considérer est celle de la puissance absorbée par une pompe, c'est-à-dire la puissance nécessaire pour son entraînement mécanique, qui est exprimé par la relation suivante :

$$P_a = \frac{9.81 \cdot \rho \cdot Q \cdot H}{\eta_p} \quad (2.10)$$

Où : η_p : Le rendement de la pompe.

ρ : La masse volumique de l'eau (1000 kg au m^3).

II.7.4 : calcul du rendement

Pour les groupes électropompes (pompe + moteur), les fabricants donnent généralement la courbe du rendement globale [22].

$$\eta_{mp} = \frac{P_H}{P_a} \quad (2.11)$$

II.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents composants d'un système de pompage photovoltaïque (générateur PV, la salle de contrôle, un débitmètre, le groupe motopompe et les différents types des réservoirs d'eau).

En plus, On a cité les deux types des pompes qui sont utilisées dans ce genre de pompage (la pompe volumétrique et la pompe centrifuge).

À la fin de ce chapitre nous avons fait une modélisation de la pompe centrifuge (la hauteur totale du pompage, calcule des pertes de charges linéaires et singulières, calcule de la puissance).

CHAPITRE

3

La prédiction du débit d'eau par
les réseaux de neurones artificiels**III.1. Présentation**

Les Systèmes de pompage photovoltaïque deviennent très importants dans les domaines des énergies renouvelables et vertes, au cours des dernières années, en particulier dans les zones rurales où plus de trois milliards de personnes y vivent [23]. Dans ces endroits, une quantité considérable de rayonnement solaire est disponible, mais n'ont pas accès aux réseaux électrique [24]. En plus, on a besoin de ces systèmes d'énergie pour remplacer ceux qui dépendent des combustibles à base de pétrole, du bois et aussi le charbon du bois des forêts qui polluent l'environnement. L'utilisation optimale de l'eau et des ressources énergétiques est devenue un enjeu essentiel, surtout dans les zones qui a un potentiel solaire élevé.

Généralement, l'augmentation de la demande en eau est liée à l'augmentation de l'insolation, donc la mise en œuvre d'un système photovoltaïque servant le concept de pompage de l'eau se révèle être une solution d'alimentation idéale. L'avantage principale de ce type de système est que le stockage d'énergie ne se fait pas au niveau des batteries, plutôt, l'eau pompé est stocké dans les réservoirs.

III.2 .Description du système et base de données**III.2.1. Description du système**

La région de Médine, en Arabie Saoudite est classée comme zone semi-aride et elle a un grand potentiel de rayonnement solaire. Le rendement moyen journalier annuel varie de 4,5 kWh/m²/jour à 8,5 kWh/m²/jour reçu sur la surface photovoltaïque inclinée. Un Système de pompage d'eau photovoltaïque est mis en place dans un puits réel de 120 m de profondeur. Le système de pompage d'eau photovoltaïque comprend: un générateur photovoltaïque de 1,8 KW, une pompe submersible hélicoïdal (SQF.5 -2), un débitmètre électromagnétique et un système d'enregistreur des données connecté à un ordinateur pour l'acquisition et le traitement des données [Agilent] (voir Figure III.1) . Le générateur photovoltaïque est



composé de 24 modules de silicium multi- cristallin (75W/20V). L'angle d'inclinaison est égale à la latitude du site (25°) face au sud. Le système de pompage de l'eau photovoltaïque expérimental est représenté sur la (Figure III.1).

M. Benganem et al./Energy Conversion and Management 77 (2014) 334-339

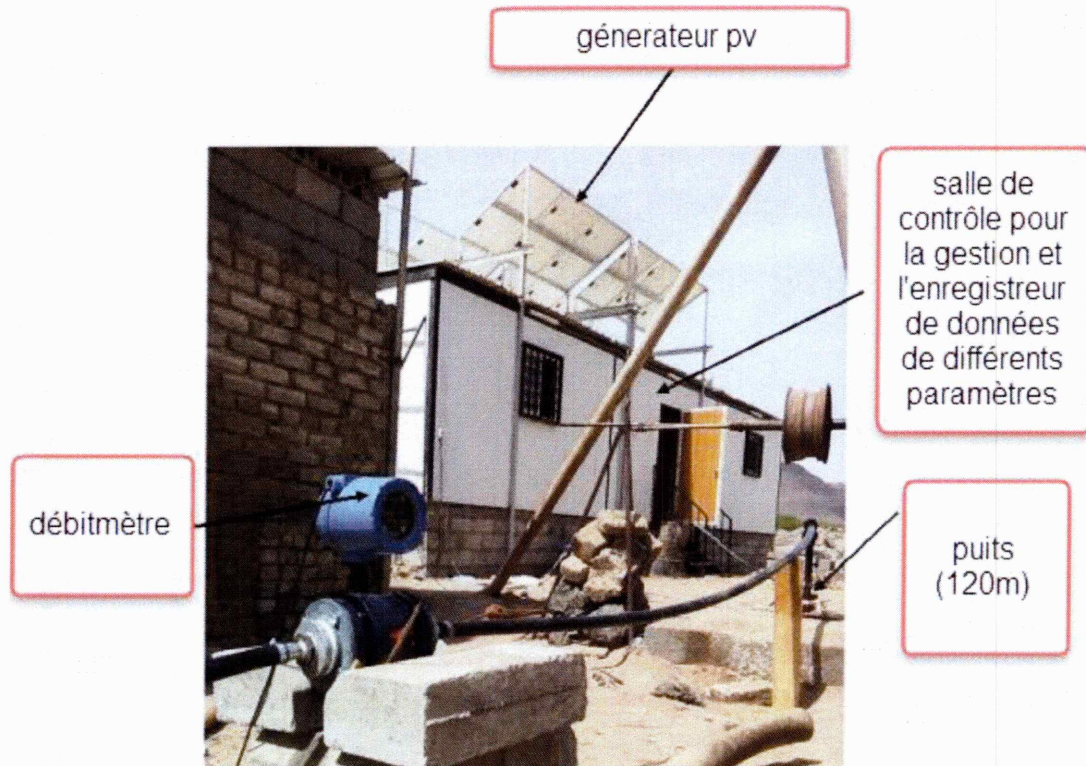


Figure III.1 : le système de pompage photovoltaïque réel.

La meilleure configuration du générateur photovoltaïque choisi [25] est (8S x 3P) ce qui signifie 24 modules connectés en trois chaînes parallèles avec 8 modules photovoltaïques en série dans chacune des chaînes. Le système (MPPT) est intégré dans la pompe hélicoïdale utilisée. Les caractéristiques des courbes I(V) et P(V) du générateur photovoltaïque sont montrées dans la (Figure III.2).

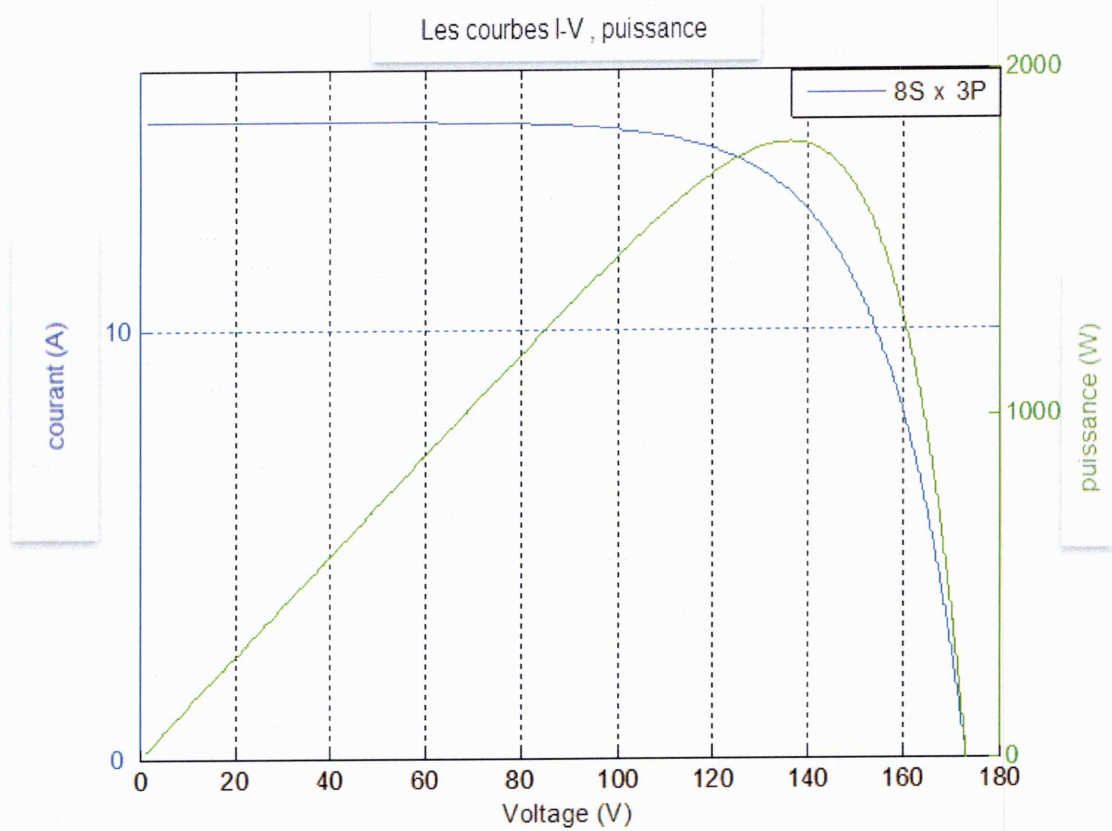


Figure III.2 : les caractéristiques I-V observées lors de la configuration PV (8S x 3p).

III.2.2. Base de données

Les systèmes de pompage PV expérimentaux installés sur le site de Médine est opérationnel à partir de mai 2012 jusqu'à maintenant. Les principaux paramètres mesurés sont : la tension PV (V), le courant PV (A), la température de l'air (°C), l'irradiation solaire globale (Wh/m²), débit (m³/jour) et le niveau de l'eau (m). Le système de pompage PV est dédié à une ferme de palme comme indiqué dans [25]. Figures (III.3, III.4, III.5) montrent la température mesurée de l'air, le rayonnement solaire et le débit d'eau horaire pour une période du 1er Juin au 12th Juillet 2012.



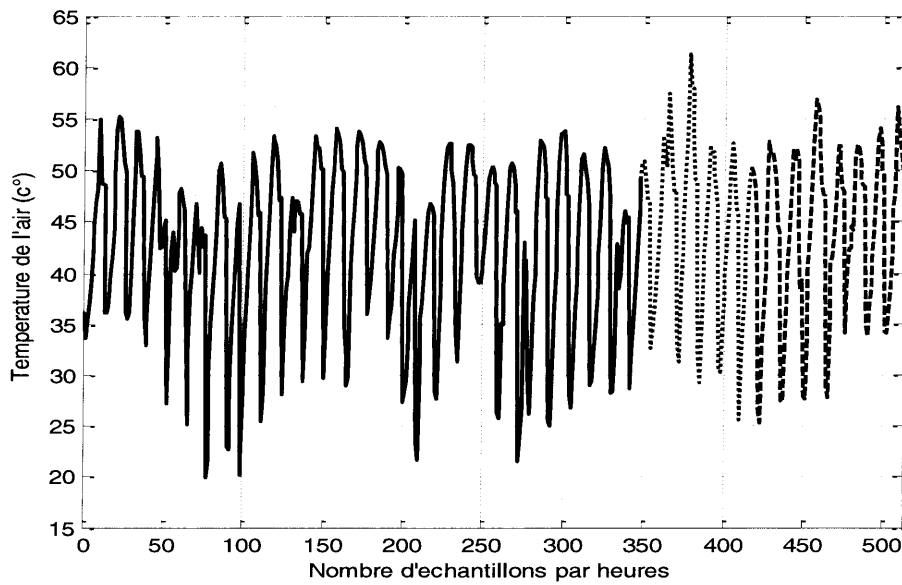


Figure III.3 : La température de l'air mesurée, 348 heures (29 jours-mois de juin) période d'entraînement (solide), 68 heures (06 jours- mois de juillet) période de validation (point-mois de juillet) et 94 heures (07 jours) période de test (tiret).

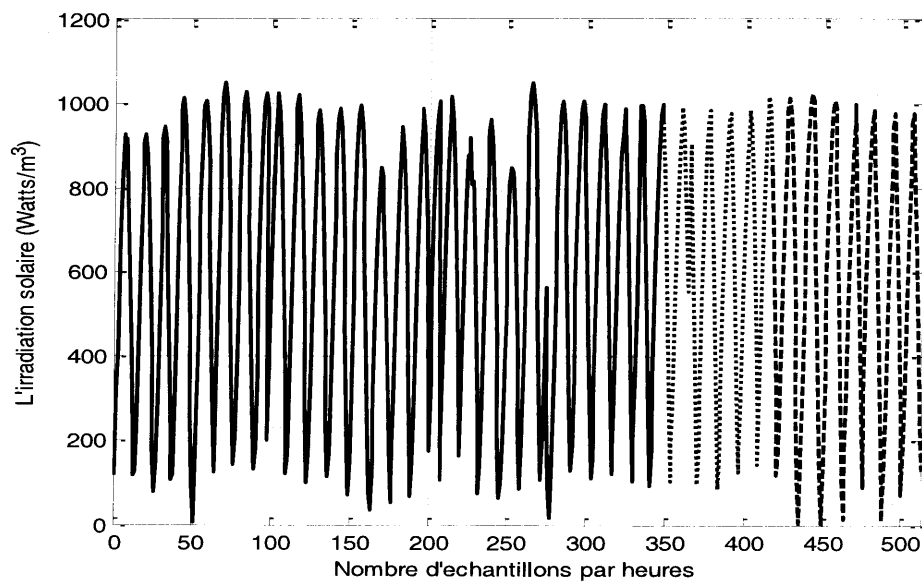


Figure III.4 : L'irradiation mesurée, 348 heures (29 jours) période d'entraînement (solide-mois de juin), 68 heures (06 jours- mois de juillet) période de validation (point) et 94 heures (07 jours) période de test (tiret- mois de juillet).

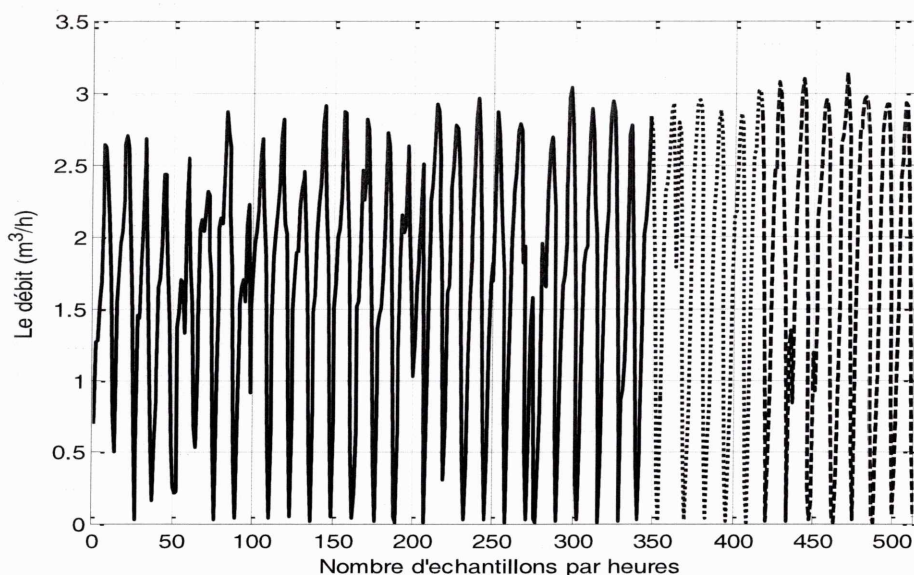


Figure III.5 : Le débit mesuré, 348 heures (29 jours-mois de juin) période d'entraînement (solide-mois de juillet), 68 heures (06 jours) période de validation (point) et 94 heures (07 jours) période de test (tiret- mois de juillet).

III.3. Modèles NARX, NAR et GRNN

Il y a eu plusieurs exemples d'applications des modèles autorégressifs comme autorégressif non linéaire (NAR), autorégressif non linéaire avec des entrées exogènes (NARX) ou autorégressif non linéaire mobile moyenne avec entrée exogène (NARMAX) pour prédire les données des séries chronologiques. Les chercheurs ont démontré qu'un modèle de réseau NARX est bien adapté à la modélisation des systèmes non linéaires [26 à 30]. Le GRNN a été introduit par Nadaraya [31], puis redécouvert par Specht [32] pour effectuer les régressions générales (linéaires ou non linéaires) ; il a été appliqué pour résoudre une variété des problèmes tels que la prévision, le contrôle, la modélisation des processus de l'usine ou des problèmes généraux de cartographie [33,34]. Dans [35], les auteurs ont utilisé GRNN pour le suivi et contrôle du point de puissance maximale (MPPT) et ils ont conclu qu'il peut rapidement et avec précision le suivi de la puissance maximale pour le système d'alimentation hybride.

III.3.1. Le modèle Autorégressif non - linéaire avec des entrées exogènes

Le réseau NARX est un RNA dynamique récurrente comme la montre la (Figure III.6).

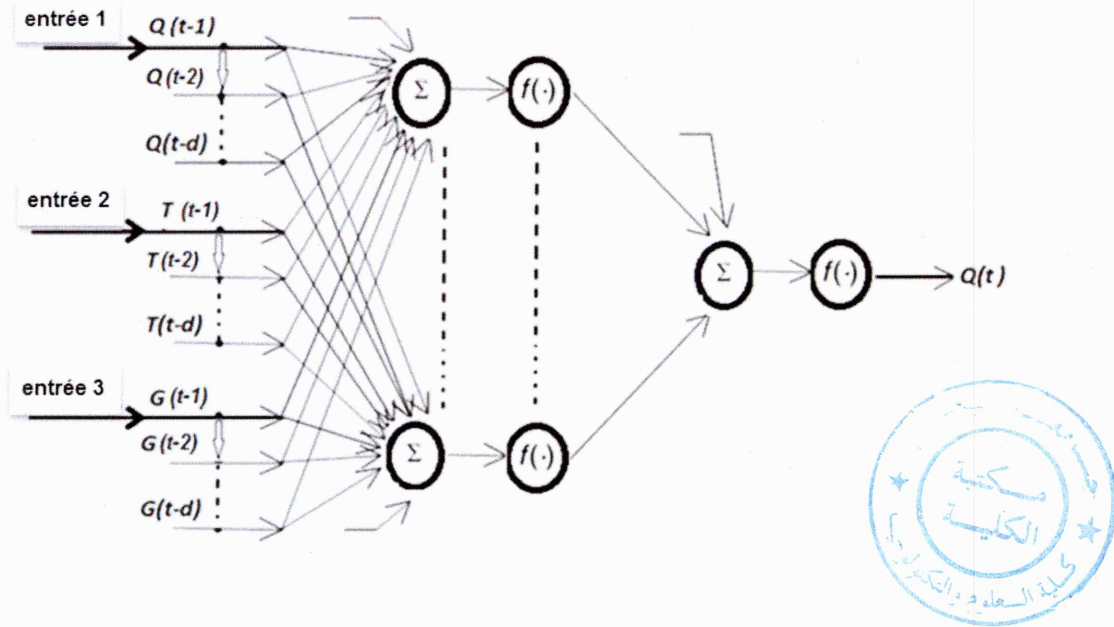


Figure III.6 : Le modèle NARX.

Le modèle NARX utilisé ici est un réseau feed-forward à deux couches, avec une fonction de transfert sigmoïde dans la couche cachée et une fonction de transfert linéaire dans la couche de sortie. Ce modèle emploie les lignes à retard tapées (d) pour stocker des valeurs précédentes de la série d'entrée et de rendement. D'abord, on charge les données de l'entraînement et on utilise les lignes à retard avec quatre retards pour l'entrée et la sortie à la fois, donc les essais commencent par le cinquième point des données. Il Ya trois entrées à l'architecture de réseau série-parallèle, la température de l'air T, l'irradiation solaire G (entrées exogènes) et le débit d'eau horaire Q. Notez que le débit d'eau horaire Q est une donnée mesurée précédemment. Le modèle NARX est une classe importante des systèmes non linéaires discrets dans le temps qui peuvent être représentés mathématiquement comme suit :

$$Q(t) = f(T(t-1), T(t-2), \dots, T(t-d), G(t-1), G(t-2), \dots, G(t-d), Q(t-1), Q(t-2), \dots, Q(t-d)) \tag{1}$$

Quand f est une fonction non linéaire qui décrit le comportement du système, $T(t)$, $G(t)$ et $Q(t)$ représentent l'entrée et la sortie du réseau à instant (t), et (d) est l'ordre d'entrée et

de la

sortie. Ici, la température de l'air T et le rayonnement solaire G sont les entrées exogènes.

Le modèle NARX peut également être exprimé mathématiquement comme:

$$Q(t) = \sum_{i=1}^n \beta_i \cdot \phi \left(\omega_{i0} + \sum_{j=1}^d \omega_{ij} \cdot Q(t-j) + \sum_{k=1}^d \omega_{ik} \cdot T(t-k) + \sum_{l=1}^d \omega_{il} \cdot G(t-l) \right) + \beta_0 \quad (1)$$

Où : ϕ est la fonction de transfert sigmoïde, les paramètres $\beta_i, \omega_{ij}, \omega_{ik}, \omega_{il}$ (les poids), et β_0, ω_{i0} (biais).

III.3.2. Le modèle neuronal non linéaire autorégressif

Le modèle du réseau du neurone Non-linéaire autorégressif (NAR) comprend: un ensemble d'entrées D des termes décalés, une couche cachée avec une fonction d'activation sigmoïde et n neurones, et une couche de sortie avec une fonction d'activation linéaire d'un seul neurone comme représenté sur la (Figure III.7).

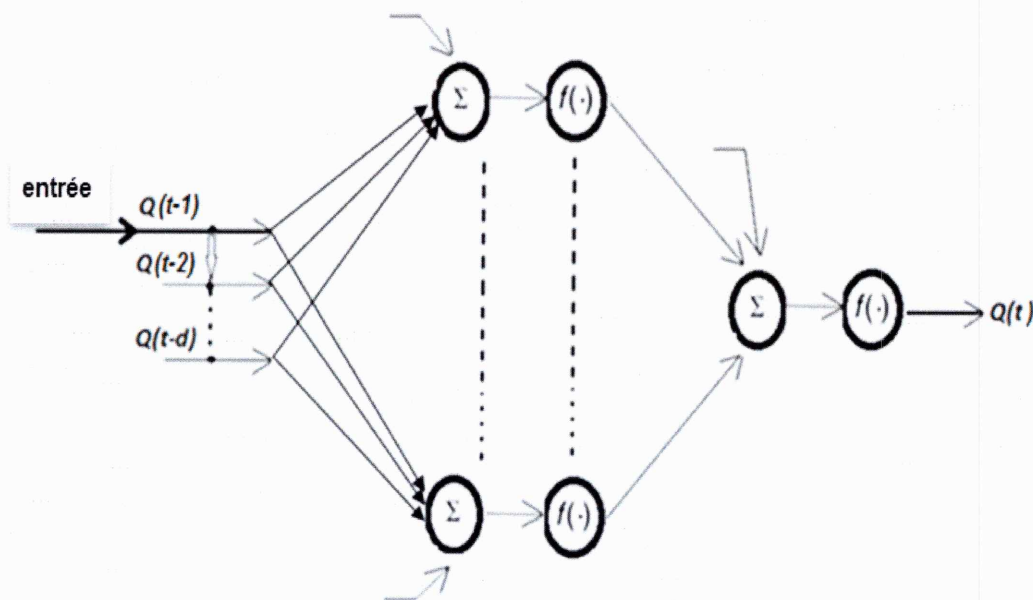


Figure III.7: Le modèle NAR.



Le modèle NAR peut être exprimé mathématiquement comme suit :

$$Q(t) = \sum_{i=1}^n \beta_i \cdot \phi \left(\omega_{i0} + \sum_{j=1}^d \omega_{ij} \cdot Q(t-j) \right) + \beta_0 \quad (2)$$

Où : ϕ est la fonction de transfert sigmoïde, les paramètres sont (les poids), et (biais). Les conditions initiales sont ($Q(0)$, $Q(1)$, ..., $Q(d)$), et l'état du système à l'instant t est ($Q(t)$, $Q(t+1)$, ..., $Q(t+d)$) (3)

Le NARX et NAR ont été formés en utilisant la boîte à outils réseau neuronal de Matlab2013a. Les poids ont été identifiés par l'algorithme de Levenberg -Marquardt (LM).

La procédure complète trie les données disponibles en trois ensembles pour l'entraînement, pour les validations et pour les tests finals. L'ensemble de l'entraînement est utilisé pour ajuster les modèles du poids de NARX et de NAR, l'ensemble de validation est utilisé pour sélectionner la variante de modèle qui procure le meilleur niveau de généralisation, et l'ensemble de test est utilisé pour évaluer le modèle choisi par rapport aux données inconnues. Dans ce travail, les données de 508 heures (42 jours) du débit d'eau horaire ont été divisées en 342 heures (29 jours) pour l'entraînement, 68 heures (06 jours) pour la validation et 94 heures (07 jours) pour le test final.

III.3.3 Le modèle neuronal à régression généralisée GRNN

Le GRNN est une variation des réseaux radiaux à base de neurones (de RBFNs), qui est basé sur les réseaux à régression de Kernel. Un GRNN ne nécessite pas une procédure itérative d'entraînement en tant que réseaux de propagation arrière. Il se rapproche de toute fonction arbitraire entre les vecteurs d'entrées et de sorties, en tirant l'estimation de la fonction directement à partir des données d'apprentissage. Il est par conséquent que la taille de l'ensemble d'apprentissage devienne importante, l'erreur de prédiction se rapproche de zéro, avec seulement des restrictions douces sur la fonction [36]. En règle générale, le but de l'entraînement est de faire des prédictions pour les cas futurs, dans lequel seules les entrées sur le réseau sont connues. Le résultat de l'entraînement du réseau classique est un ensemble unique des poids qui peut être utilisé pour faire de telles prédictions. Le GRNN est l'un des plus simples réseaux neuronaux dans l'architecture du réseau et l'algorithme d'apprentissage. L'avantage est que l'apprentissage est instantané. Le GRNN est basé sur un seul passage de



l'algorithme d'apprentissage; il s'agit d'un réseau hautement parallèle de base radiale. Le model qui représente le GRNN est comme suit :

$$E\langle Y|X \rangle = \frac{\int_{-\infty}^{+\infty} Yf(Y, X)dX}{\int_{-\infty}^{+\infty} f(Y, X)dX} \quad (4)$$

Où : X est un vecteur d'entrée à 'n' dimensions (ici deux dimensions : température de l'air et de l'irradiation solaire, T et G), Y est la valeur prédite du modèle GRNN (débit d'eau Q), E (Y | X) est la valeur attendue du signal de sortie Y, étant donné le vecteur d'entrée X , f (Y, X) est la fonction de densité de probabilité conjointe de X et Y.

Le GRNN est organisé au moyen de quatre couches: couche d'entrée, la couche de motif, la couche de sommation, et la couche de sortie. L'architecture de GRNN est représentée sur la (Figure III.8).

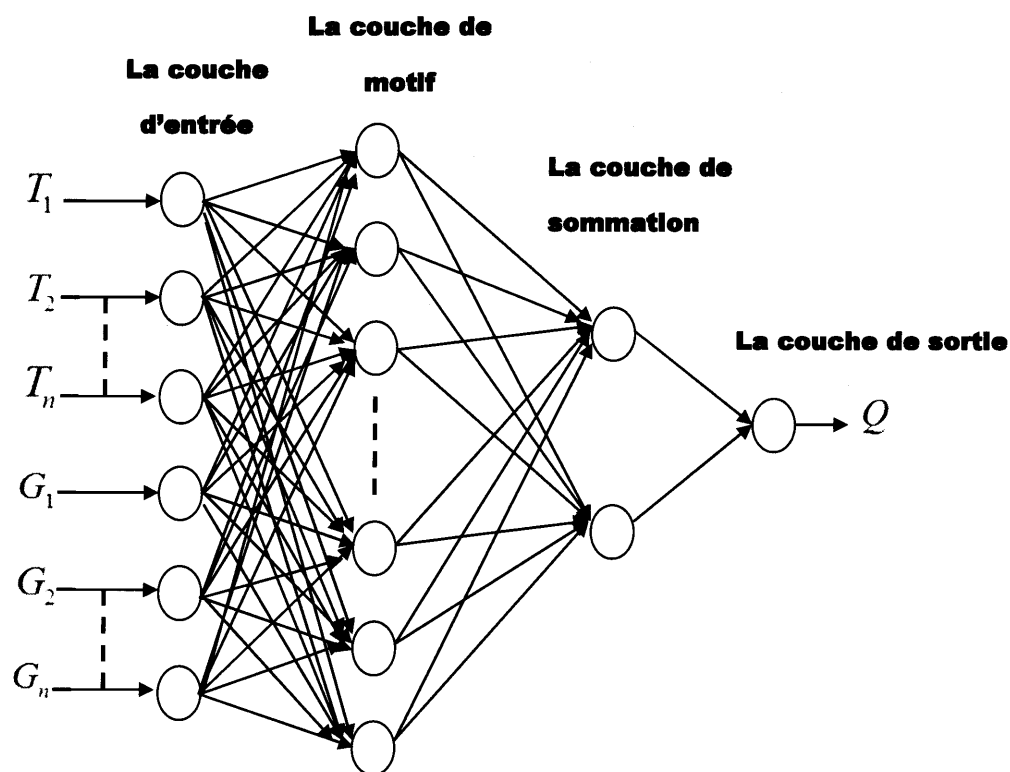


Figure III.8 : Le modèle GRNN.

La couche d'entrée reçoit et stocke des informations d'un vecteur d'entrée X , dont le nombre de neurones est égal à la dimension du vecteur d'entrée. Ensuite, les neurones d'entrées de la couche d'entrée envoient les données à la couche de motif. La couche de motif possède une transformation non linéaire à partir de l'entrée jusqu'à l'espace de motif. Les neurones de la couche à motif sont capable de mémoriser la relation entre le neurone d'entrée et la réponse appropriée de la couche de motif, et le nombre des neurones est égal au nombre des variables d'entrées. La distance euclidienne est utilisée comme une fonction de distance entre l'échantillon d'apprentissage X et le point de la prédiction X_i .

$$D_i = \sqrt{\sum_{i=1}^n (X - X_i)^2} \quad (5)$$

La fonction gaussienne de motif est le choix commun pour les neurones à base radiale et elle est donnée par:

$$p_i = e^{-D_i^2/2\sigma^2} \quad (6)$$

Où : σ est la propagation de la fonction gaussienne ou aussi appelée facteur de lissage.

Le facteur de lissage joue un rôle important dans la fonction approximative. Un facteur de lissage plus petit va conduire à une plus forte fonction de base radiale, de sorte que le neurone avec le vecteur de poids le plus proche du vecteur d'entrée fournira beaucoup plus des sorties que les autres neurones.

Avec une augmentation du facteur de lissage, la pente de la fonction de base radiale devienne plus lisse et plus de neurones peut répondre à un vecteur d'entrée. Cependant, un facteur de lissage plus grand fera également la fonction de réseau moins sélective. Par conséquent, il est nécessaire de déterminer les facteurs de lissages optimaux pour GRNN. Dans cette étude, les facteurs de lissages optimaux ont été déterminés en comparant les distances entre la prédiction et le débit horaire expérimental dans l'ensemble d'apprentissage. La somme arithmétique des sorties de la couche de motif (le poids de l'interconnexion est égal à 1) déterminée en tant que

$$S_s = \sum_{i=1}^n p_i \quad (7)$$

La somme pondérée des sorties de la couche de motif (le poids de l'interconnexion est égal à w) est déterminé comme suit:

$$S_w = \sum_{i=1}^n w_i p_i \quad (8)$$

Où : w_i est le poids du motif neurone i connecté à la couche de sommation.

La valeur prédite de la variable cible peut être obtenu en effectuant la somme pondérée par la somme des poids des n points observés:

$$Y = \frac{S_w}{S_s} \quad (9)$$

Le modèle de prédiction prend la forme suivante:

$$Q = f([T, G], W) + \varepsilon \quad (10)$$

Où : Q est le vecteur des sorties du modèle (le débit) ; $[T , G]$ est le vecteur des entrées du modèle (température de l'air et le rayonnement solaire) ; W est le vecteur des paramètres du modèle (poids de connexion) , $f (\cdot)$ sont la relation fonctionnelle entre les sorties des modèles , les entrées et les paramètres , et ε est le vecteur des erreurs de modèle .

III.4. Résultats et discussions

Cette section vise à évaluer la performance de prédiction des propositions des réseaux de neurones artificiels (RNA) des modèles relatifs aux différents modèles des séries chronologiques (NAR , NARX et GRNN) . L'organigramme de la méthodologie des modèles développés est résumé dans la (Figure III.9).

Le débit d'eau horaire sur Juin et les 12 premiers jours de Juillet est représenté sur la (Figure III.5). Il a été mesuré à l'aide du système de pompage photovoltaïque décrit dans la Section 2. Le système commence à pomper le matin et s'arrête l'après-midi sans aucune intervention extérieure et fonctionne avec une bonne adaptation avec le rayonnement solaire disponible.

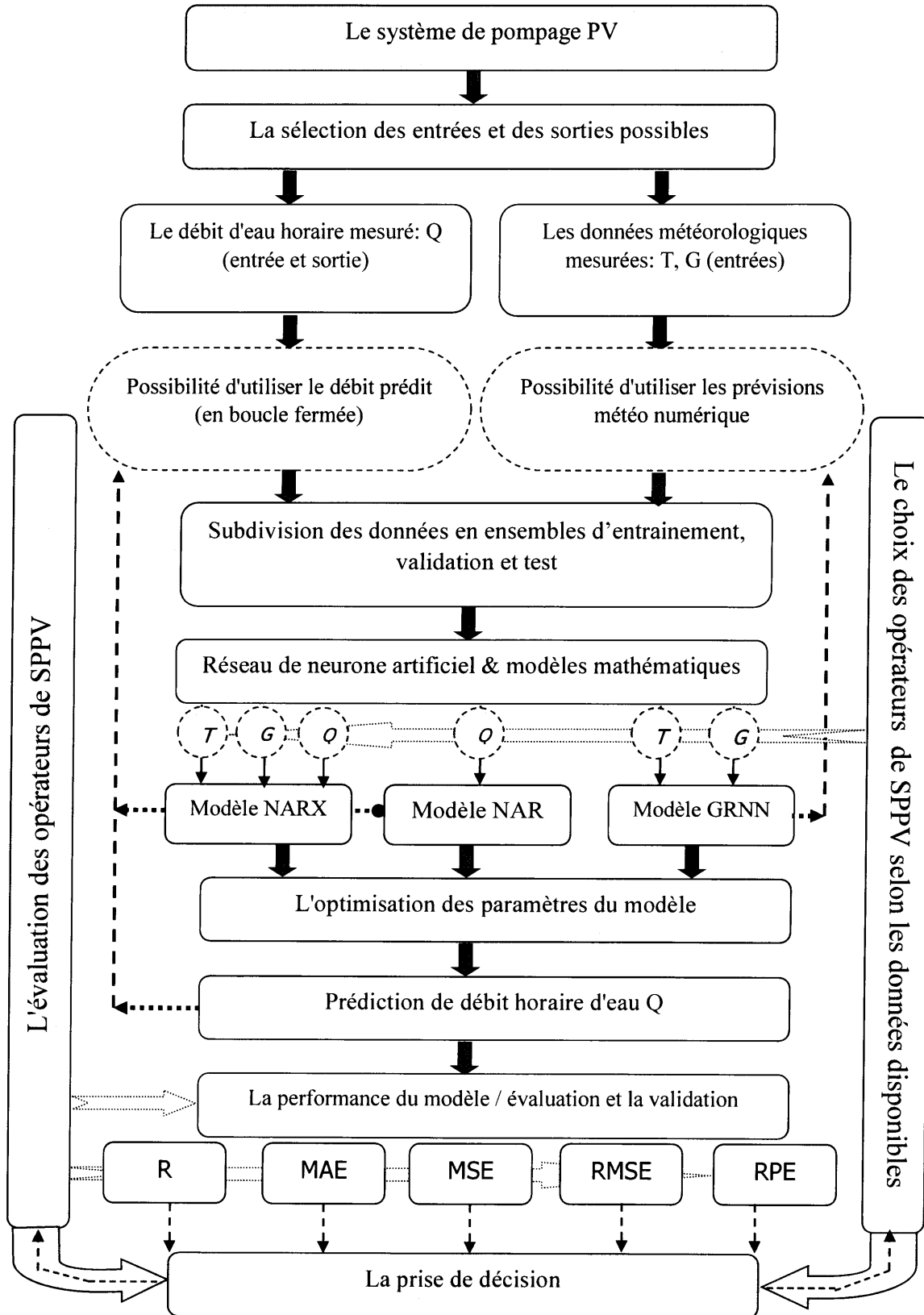


Figure III.9 : L'organigramme de la méthodologie des modèles développés.

Tout d'abord, 29 jours du mois de Juin ont été utilisés pour former le modèle NARX - (348 échantillons), tandis que le dernier jour de Juin (30) et les 05 premiers jours de Juillet (1re à 5e) ont été utilisées pour valider les performances du modèle NARX - (68 échantillons) et les 07 prochains jours de Juillet (6 au 13) ont été utilisés pour tester les performances du modèle conçu (94 échantillons). L'entraînement a été réalisée avec le logiciel MATLAB2013a (Neural Networks Toolbox).

En utilisant le même ensemble des données, nous avons développé un modèle NAR comme décrit dans la sous-section 3.2. L'objectif est de comparer les résultats obtenus par le modèle NARX et confirmer sa capacité de généralisation et de prédiction. Puis, de comparer les résultats de la modélisation des réseaux de neurones NARX et NAR avec ceux du modèle GRNN ; la même base des données a été utilisé pour l'entraînement, la validation et les tests.

Les valeurs mesurées par rapport aux valeurs prédites du débit d'eau (modèles NARX, NAR et GRNN) toutes les heures pendant 7 jours ont été tracées dans les Figures (III.10, III.11, III.12) respectivement. Comme on le voit, les valeurs prédites sont proches de ceux expérimentaux, mais qui n'exclut pas la nécessité des plusieurs critères de performance afin de valider l'efficacité des modèles conçus.

Les performances des trois modèles ont été comparées par rapport à la détermination du coefficient de corrélation (R), l'erreur quadratique moyenne (MSE), la racine de l'erreur quadratique moyenne (RMSE), l'erreur moyenne absolue (MAE) et l'erreur relative en pourcentage (RPE). Ces mesures de rendement sont présentées en annexe.

On a été montré que le coefficient de corrélation n'est pas suffisant pour la précision d'une prédiction d'un modèle. Parce que si on déclare toutes les valeurs de sortie d'un modèle, La valeur de R ne changera pas. L'efficacité de prédiction prend en compte les changements dans R, MAE, MSE, RMSE et RPE dans son ensemble. Des valeurs élevées de R et bas MAE, RMSE et l'EPR indiquent un modèle plus précis.

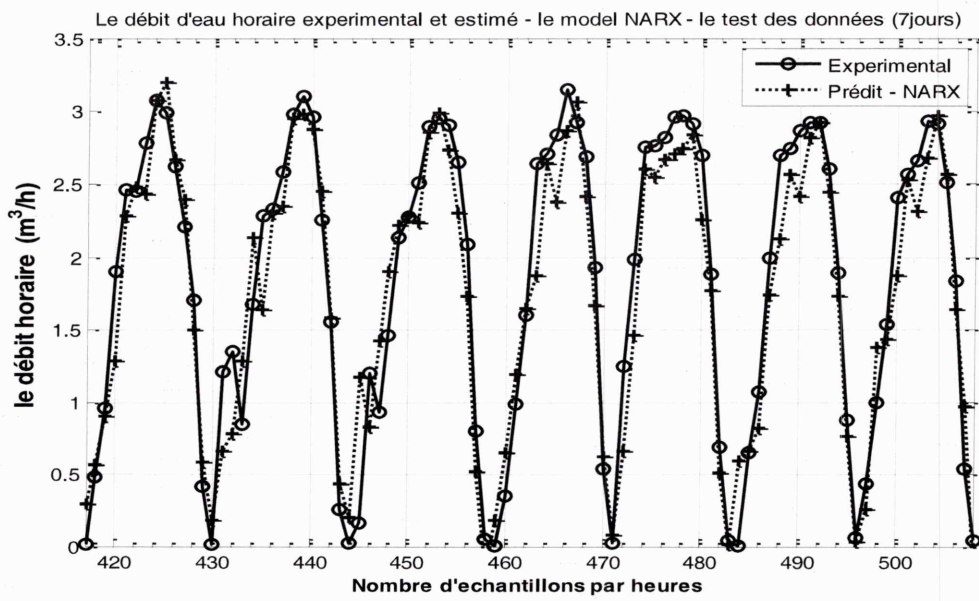


Figure III.10: Débit horaire d'eau expérimental et estimé avec le modèle (NARX).

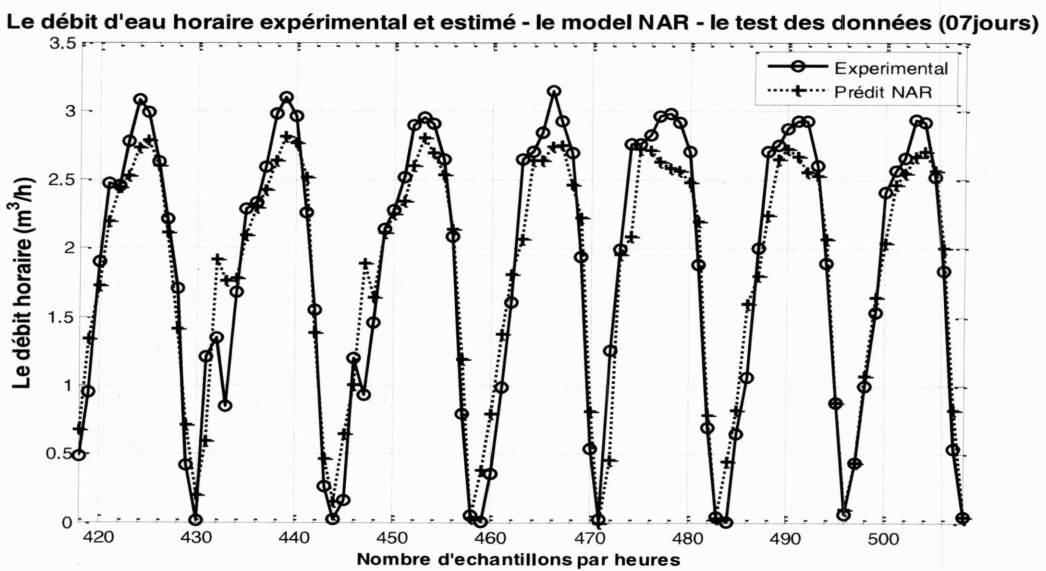


Figure III.11 : Débit horaire d'eau expérimental et estimé avec le modèle (NAR).

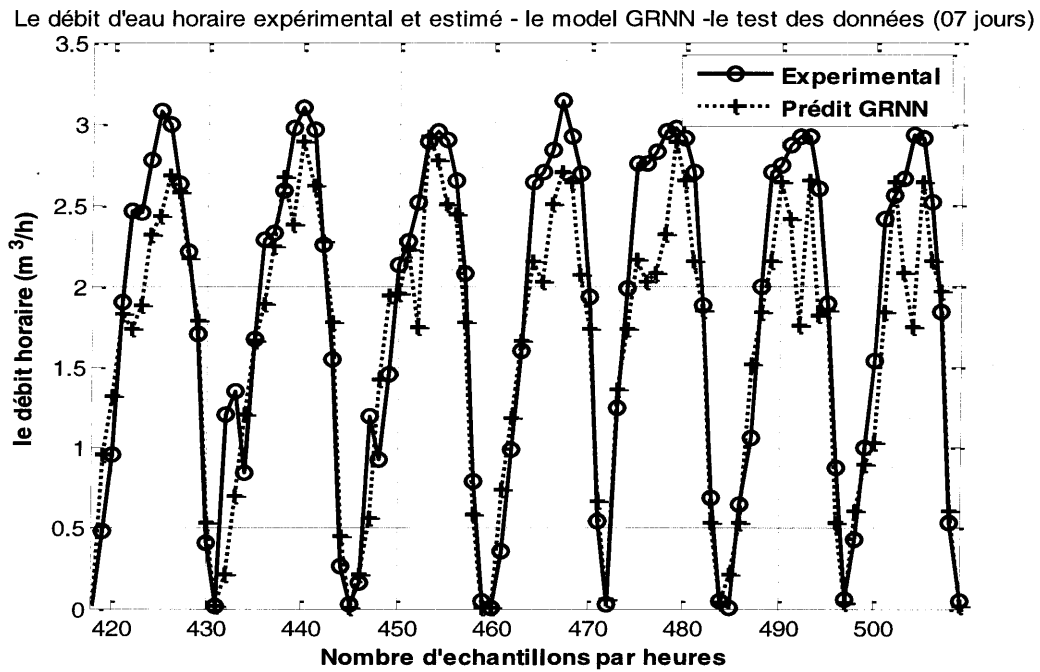


Figure III.12: Débit horaire d'eau expérimental et estimé avec le modèle (GRNN).

L'estimation des paramètres de performance NARX, NAR et GRNN sont rapportés dans le Tableau III.1. Les coefficients de corrélation pour les modèles NARX et NAR sont trouvés 96% et pour le modèle GRNN 94% avec les tests des données. Ce qui concerne les autres paramètres de performance numériques (RMSE, MSE, MAE et RPE), il est facile d'observer que la précision de ces techniques pour prédire le débit d'eau horaire directement à partir des données météorologiques (température de l'air et le rayonnement solaire). Dans ce cas, le modèle NARX est plus précis en terme d'efficacité de prédiction.

La méthode	NARX		NAR		GRNN	
	Validation	Test	Validation	Test	Validation	Test
Coefficient de Correlation (R) %	94%	96%	94%	96%	95%	94%
l'erreur moyenne absolue (MAE)	0.2041	0.2388	0.2155	0.2417	0.2296	0.3139
l'erreur quadratique moyenne (MSE)	0.1111	0.0942	0.1159	0.0961	0.0887	0.1717
la racine de l'erreur quadratique moyenne (RMSE)	0.3332	0.3069	0.3405	0.3100	0.2978	0.4144
l'erreur relative en pourcentage (RPE) %	0.81%	0.01 %	1.6%	1.47%	1.6 %	11.24 %

Tableau III.1 : les performances des paramètres pour les modèles NARX, NAR et GRNN.

Les Figures (III.13, III.14, III.15) montrent un tracé de droite diffusé avec le meilleur ajustement de débit horaire expérimental contre l'autre débit prédit. Le diagramme de dispersion des données expérimentales par rapport à la prédiction NARX fournit un bon aperçu légèrement.

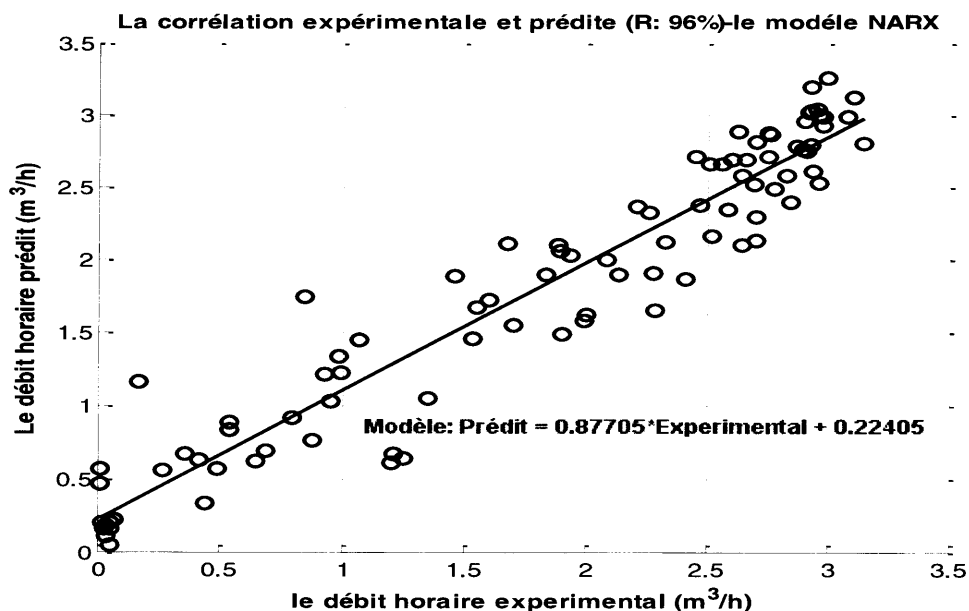


Figure III.13 : Nuage de points y compris la droite de meilleur ajustement, modèle (NARX).

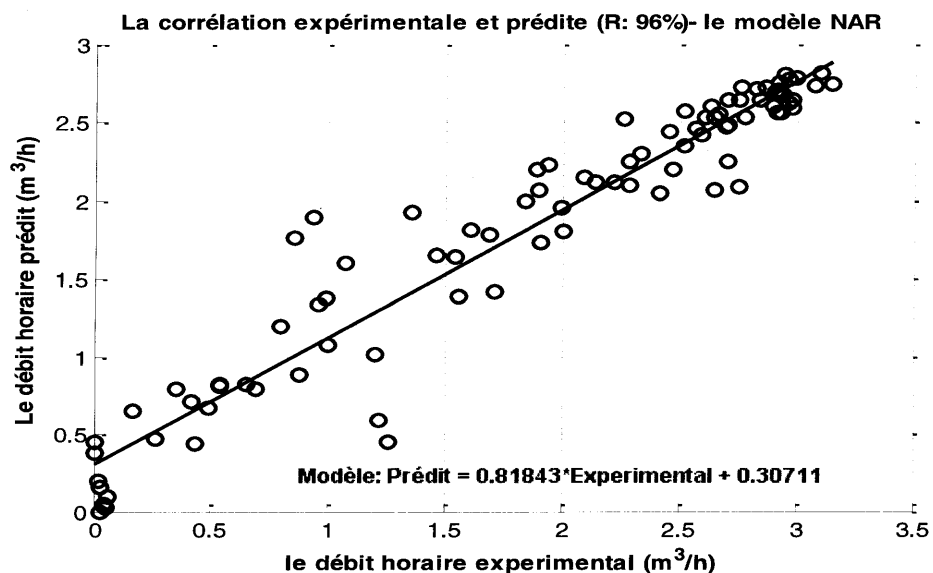


Figure III.14 : Nuage de points y compris la droite de meilleur ajustement, modèle (NAR).

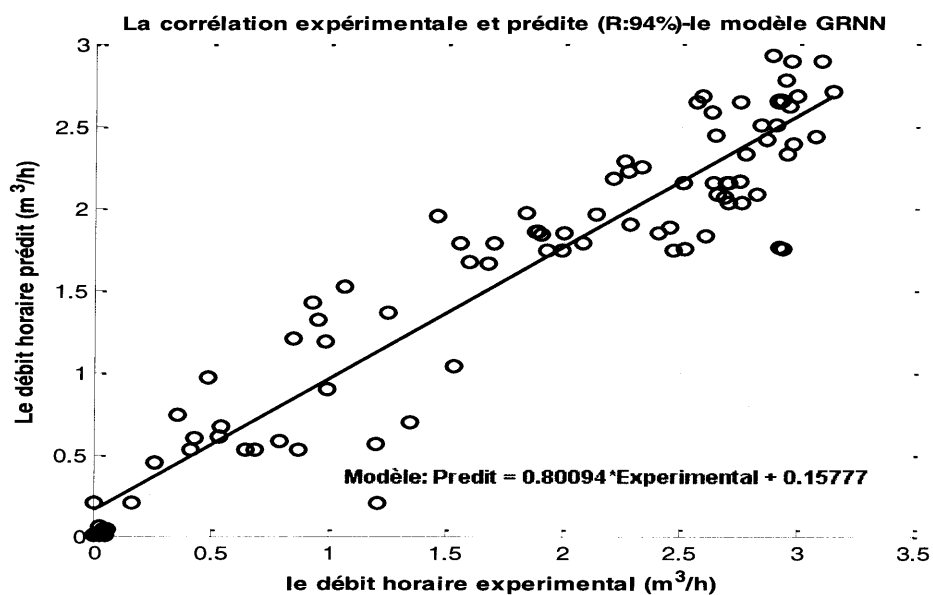


Figure III.15 : Nuage de points y compris la droite de meilleur ajustement, modèle (GRNN).

En ce qui concerne les résultats ci-dessus, nous pouvons conclure que les principaux avantages de ces techniques ne nécessitent pas d'informations supplémentaires sur le système de PVWP, seulement un ensemble des données d'entrées (du rayonnement solaire et de la température d'air) et les sorties (débit) du système est nécessaire. Il a été également observé que 348 échantillons sont suffisants pour entraîner le réseau neuronal et à prédire le débit. Les modèles démontrés par simulation sur ordinateur MATLAB pourraient être adoptés par d'autres systèmes de pompage d'eau photovoltaïques quand le débit, la température de l'air et

des données de rayonnement solaire sont disponibles .Il a été démontré que le modèle NARX offre des performances légèrement meilleures que les autres structures RNA dans cette étude. On a conclu que les modèles proposés ont une bonne précision dans la prévision horaire de débit d'eau.

Les principaux avantages du modèle NARX par rapport à d'autres modèles de réseaux de neurones (NAR et GRNN) sont la généralisation et la capacité du réseau à mémoriser des informations qui sont stockées pendant une longue période de temps, mais le modèle a besoin des plusieurs paramètres comme les entrées exogènes. Malgré les bons résultats de la prédiction du débit d'eau horaire avec le modèle NARX, la prédiction en utilisant NAR et GRNN est également un autre choix. L'avantage des réseaux NAR est que l'opérateur de SPPV a besoin de prendre la décision, seulement l'ensemble des données de débit d'eau pour former et évaluer le modèle .GRNN a aussi l'avantage d'être non paramétrique et l'opérateur pourrait utiliser les prévisions météorologiques numériques, dans le cas où les données météorologiques mesurées ne sont pas disponibles puis donner l'évaluation future de SPPV.

III.5. Conclusion et perspectives

Le but de ce travail était: premièrement présenter la façon dont nous pouvons simplement utiliser la température de l'air et le rayonnement solaire pour prédire le débit d'eau horaire dans un système de pompage photovoltaïque , ensuite, montrer une comparaison entre les trois méthodes pour une simulation de modèle dynamique basé sur les réseaux de neurones artificiels (NARX, NAR et GRNN). Une base des données expérimentales de la température de l'air, du rayonnement solaire et les valeurs de débit a été utilisé pour développer et tester les modèles (NARX, NAR et GRNN) .Les modèles proposés ont montré une bonne prédiction, par conséquent, on peut conclure que l'utilisation de ces techniques pour l'estimation du débit horaire sur la base de la température de l'air et les données de radiation solaire est très prometteuse pour réduire sensiblement l'effort de calcul.

Il a été démontré que les modèles développés sont un outil puissant de calcul pour estimer efficacement le taux d'écoulement dans un tel système de pompage de l'eau. Cependant, les résultats numériques indiquent que la capacité de généralisation du modèle NARX est légèrement meilleure que les modèles NAR et GRNN. Il convient de noter que les modèles proposés n'ont pas besoin d'autres paramètres supplémentaires et ils peuvent être facilement utilisés. En outre, les modèles développés peuvent être utilisés pour prévoir le

débit en fonction des données météorologiques prévues (rayonnement solaire et la température de l'air) fournie, par exemple, prévision numérique du temps (PNT).

Une perspective de ce travail est d'améliorer et utiliser ces techniques dans un autre SPPV, afin que nous puissions profiter de la méthodologie développée. Pour l'avenir, un aspect qui mérite d'être poursuivie est l'incorporation de plusieurs paramètres de modélisation. Ceux-ci peuvent inclure, par exemple, de l'humidité et de la profondeur du puits pour optimiser la précision de la prédiction.



CONCLUSION GENERALE

Dans ce travail nous avons appliqué les méthodes des réseaux de neurones artificiels pour la prédiction du débit d'eau dans un système de pompage PV. Les résultats obtenus sont interprétés et comparés.

Nous avons commencé tout d'abord, dans la première partie, par donner les concepts de base indispensables pour la compréhension et la maîtrise des principes de la conversion photovoltaïque ainsi qu'un aperçu général sur les différents éléments de système PV. La programmation MATLAB est utilisée pour la simulation des différentes conditions climatiques variables (température, rayonnement) sur le fonctionnement du GPV.

Dans la deuxième partie, on a fait une présentation et une description détaillée des composants du système de pompage photovoltaïque (générateur PV, la salle de contrôle, un débitmètre, un groupe motopompe, les réservoirs d'eau) .Ensuite, on a défini brièvement les deux types des pompes les plus utilisées dans les applications de pompage PV (la pompe volumétrique et la pompe centrifuge).

A la fin de la deuxième partie, on a cité les différentes caractéristiques des pompes utilisées dans le pompage PV (la puissance, le rendement, les pertes de charge),

Dans la troisième partie de ce présent travail, nous avons déjà présenté les notions de base nécessaires pour les trois types des réseaux de neurones (GRNN, NAR, NARX), et on a conclu que les principaux avantages de la méthodologie choisie dans ce travail ne nécessite pas d'informations supplémentaires sur le système de PPV, seulement une base des données d'entrées (du rayonnement solaire et de la température d'air) et des sorties (débit) du système est nécessaire. Il a été également observé que 348 échantillons sont suffisants pour entraîner le réseau neuronal et faire la prédiction du débit .Les modèles démontrés par simulation sur ordinateur MATLAB pourraient être adoptés par d'autres systèmes de pompage d'eau photovoltaïques quand le débit, la température de l'air et des données de rayonnement solaire sont disponibles .Il a été démontré que le modèle NARX offre des performances légèrement meilleures que les autres modèles RNA dans cette étude. On a conclu que les modèles proposés ont une bonne précision dans la prévision horaire de débit d'eau.

Références

- [1] Benghanem M, Hadj Arab A, Mukadam K. Data acquisition system for photovoltaic water pumps, *Renew Energy* 1999; 17:385–396.
- [2] Hadj Arab A, Chenlo F, Benghanem M. Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems, *Solar Energy* 2004; 76:713–723.
- [3] Benghanem M, Hadj Arab A. Photovoltaic water pumping systems for Algeria, *Desalination* 2007; 209:50–57.
- [4] Belgacem B.G. Performance of submersible PV water pumping systems in Tunisia, *Energy for Sustainable Development* 2012; 16:415–420.
- [5] Mezghanni D, Andoulsi R, Mami A, Dauphin-Tanguy G. Bond graph modelling of a photovoltaic system feeding an induction motor-pump, *Simul. Model. Pract. Theory* 2007; 15:1224–1238.
- [6] Badoud AE, Khemliche M, Ould Bouamama B, Bacha S, Lavado Villa LF. Bond graph modeling and optimization of photovoltaic pumping system: Simulation and experimental results. *Simul. Model. Pract. Theory* 2013; 36:84–103.
- [7] Ghoneim AA. Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems, *Energy Convers. Manage.* 2006; 47:1449–1463.
- [8] Boutelhig A, Bakelli Y, Hadj Mohammed I, Hadj Arab A. Performances study of different PV powered DC pump configurations for an optimum energy rating at different heads under the outdoor conditions of a desert area, *Energy* 2012; 39:33–39.
- [9] Bakelli Y, Hadj Arab A, Azoui B. Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept, *Solar Energy* 2011; 85:288–294.
- [10] Algazar M.M, AL-monier H, Abd EL-halim H, El Kotb Salem M. E. Maximum power point tracking using fuzzy logic control. *Int J Elect Power Energy Syst* 2012; 39:21–28
- [11] Bouzidi B. New sizing method of PV water pumping systems, *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 2013; 4:1–10.
- [12] Gopal C, Mohanraj M, Chandramohan P, Chandrasekar P. Renewable energy source water pumping systems — A literature review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013; 25:351–370.
- [13] Martire T, Glaize C, Joubert C, Rouvière B. A simplified but accurate prevision method for along the sun PV pumping systems, *Solar Energy* 2008; 82:1009–1020.

- [14] López-Lineros M, Estévez J, Giráldez J.V, Madueño A. A new quality control procedure based on non-linear autoregressive neural network for validating raw river stage data *Journal of Hydrology* 2014; 510:103–109.
- [15] Valipour M, Banihabib M. E, Behbahani S-M. R. Comparison of the ARMA, ARIMA, and the autoregressive artificial neural network models in forecasting the monthly inflow of Dez dam reservoir. *Journal of Hydrology* 2013; 476:433–441
- [16] Ouyang Y, Yin H. A neural gas mixture autoregressive network for modelling and forecasting FX time series, *Neurocomputing* 2014, <http://dx.doi.org/10.1016/j.neucom.2013.12.037>
- [17] Chaâbane N. A hybrid ARFIMA and neural network model for electricity price prediction. *Int J Elect Power Energy Syst* 2014; 55:187–194
- [18] Shakouri H, Radmanesh H, R. Identification of a continuous time nonlinear state space model for the external power system dynamic equivalent by neural networks. *Int J Elect Power Energy Syst* 2009; 31:334–344
- [19] Karami A. Power system transient stability margin estimation using neural networks. *Int J Elect Power Energy Syst* 2011; 33:983–991
- [20] Claveria O, Torra S. Forecasting tourism demand to Catalonia: Neural networks vs. time series models, *Economic Modelling* 2014; 36:220–228
- [21] Kalogirou SA. Artificial neural networks in renewable energy systems: A review, *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2001; 5:373–401.
- [22] Mellit A, Kalogirou SA. Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications: A review, *Progress in Energy and Combustion Science* 2008; 34:574–632.
- [23] Kassem A. M. MPPT control design and performance improvements of a PV generator powered DC motor-pump system based on artificial neural networks. *Int J Elect Power Energy Syst* 2012; 43:90–98.
- [24] Benghanem M, Daffallah K.O, Joraid A.A, Alamri S.N, Jaber A. Performances of solar water pumping system using helical pump for a deep well: A case study for Madinah, Saudi Arabia, *Energy Convers. Manage.* 2013; 65:50–56.
- [25] Boukhers Djamil, “*Optimisation d’un système d’énergie photovoltaïque : application au pompage*”, Thèse de Magister, université Constantine, 2007
- [26] 6HELALI KAMELIA, “*Modélisation D’une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative*” “Thèse de Magister, Université tizi-ouzou, 2012

[27] Sofiane abada, “ étude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur sepic“, thèse de Maître ès Sciences (M. Sc.), Université Laval, 2011

[28] Boulkamh mourad, “contribution a l'étude, la simulation et l'analyse des pompes a chaleur assistees par l'energie solaire“,Thèse de Magister, université Constantine, 2008

[29] Boutas adil, “modélisation, simulation et controle mppt hybride d'un générateur Photovoltaïque“, Thèse de Master II, Université de Jijel, 2013

[30] REYNAUD Jean-François, “Recherches d'optimums d'énergies pour charge/décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques “, Thèse de doctorat, l'Université Toulouse III, 2011

[31] Feltane Rahma, Harrouche Wahiba, 'simulation d'un système de pompage ph.v sous Matlab', mémoire master 2, université de Jijel, 2013.

[32] Boukli-Hacene Omar, 'Conception et Réalisation d'un Générateur Photovoltaïque Muni D'un convertisseur MPPT pour une Meilleure Gestion Energétique', Thèse de Magister, université Tlemcen, 2011

[33] Akassewa Tchapo SINGO, 'Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome', Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.

[34] Nichiporuk Oleksiy, 'Simulation, fabrication et analyse de cellules photovoltaïques à contacts arrières interdigités', Thèse de doctorat, L'institut national des sciences appliquées de Lyon, 2005.

[35] M. SLAMA Fateh, 'Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique ',Mémoire de Magister, universite ferhat abbas ,setif.

[36] Mohamed lakhdar louazene 'Etude technico-économique d'un système de pompage ph.v sur le site de Ouargla', thèse de Magister, 2008.

[37] Boukhers Djamil, 'Optimisation d'un système d'énergie ph.v application au pompage', Mémoire de pompage, Constantine, 2007.

- [38] M.Benghanem,K.O.Daffalah,S.N.Alamri,A.A.Joraid,'Effect of pumping head on solar water pumping system', energy conversion and management 2013; 77:334-339.
- [39] B.MOLE 'les stations de pompage individuelles pour l'irrigation', juin 1996.
- [40] M.kythierry S.Maurice,' système photovoltaïque : Dimensionnement pour pompage d'eau, pour une irrigation goutte-à-goutte', Mémoire en DEA en physique appliquée, 17 février 2007.
- [41] B.Multon,H.B.Ahmed,N.Brenard, 'Les moteurs électriques pour applications de grande série', pierre-Emmanuel cavaREC Antenne de Bretagne de cachan,Revue 3 El juin 2000.
- [42] Abdessadek Biouh et Fayssal Kharbouch, 'Pompage photovoltaïque', projet de fin d'étude, université ibn zohr,quarzazate,maroc 2011/2012.
- [43] B.Abdelmalek 'Analyse optimisée de système de pompage ph.v',Mémoire de Magister,université de constantine,2008.
- [44] - A. Betka « Optimisation d'un Système de Pompage Photovoltaïque au Fil du Soleil », Thèse de Magistère, Université de Biskra.1997.
- [45] Mahmoud S, Lotfi A, Langensiepen C. Behavioural pattern identification and prediction in intelligent environments, Applied Soft Computing 2013; 13:1813–1822.
- [46] Pisoni E, Farina M, Carnevale C, Piroddi L. Forecasting peak air pollution levels using NARX models, Engineering Applications of Artificial Intelligence 2009; 22:593–602.
- [47] Rich H. Inman, Hugo T.C. Pedro, Carlos F.M. Coimbra, Solar forecasting methods for renewable energy integration, Progress in Energy and Combustion Science 2013; 39:535–576.
- [48] Marquez R, Coimbra CFM. Proposed metric for evaluation of solar forecasting models. ASME Journal of Solar Energy Engineering 2013; 135: 0110161– 0110169.
- [49] Nadaraya E. A. On estimating regression, Theory of Probab. Applicat. 1964; 9:141–142.
- [50] Specht D. F. A general regression neural network. IEEE Trans. on Neural Networks 1991 2:568–576.
- [51] Rutkowski L. Generalized Regression Neural Networks in Time-Varying Environment, IEEE Trans. on Neural Networks 2004; 15:576–596.
- [52] Hong C.-M, Cheng F-S, Chen C.-H. Optimal control for variable-speed wind generation systems using General Regression Neural Network. Int J Elect Power Energy Syst 2014; 60:14–23.

[53] Hong C.-M, Chen C.-H. Intelligent control of a grid-connected wind-photovoltaic hybrid power systems. *Int J Elect Power Energy Syst* 2014; 55:554–561.

[54] Firat M, Gungor M. Generalized Regression Neural Networks and Feed Forward Neural Networks, *Advances in Engineering Software* 2009; 40:731–737.

ANNEXE (A)

Les caractéristiques du module photovoltaïque

SURYODAYA ENERGIES 75W SOLAR PANEL

MULTI CRYSTALLINE SOLAR PHOTOVOLTAIC MODULE

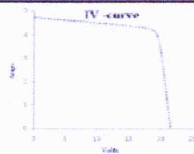
Electrical Specifications

Model	KS075
Peak Power (Pmax)	75Wp
Rated Voltage (Vmp)	17.50 V
Rated Current (Imp)	4.29 A
Open Circuit Voltage (Voc)	21.50 V
Short Circuit Current (Isc)	4.72 A
Tolerance (%)	±3 %
Maximum System Voltage (V DC)	1000

Mechanical Specifications

Solar Cell Type	Multi Crystalline
No of Cells / Module	36 (9x4)
Length(L)xWidth(W)xThickness(T)	1195x530x34±2 mm
Weight	5.95Kgs
Glass Type	Tempered & Low Iron
Glass Thickness	3.2 mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	3-rail Junction Box

Module IV Curve



Thermal Parameters

Operating Temperature range	-40°C to +85°C
Storage Temperature	-40°C to +85°C
Nominal Operating Cell Temperature(NOCT)	47 ± 2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.47 % / °C
Temperature Coefficient of Voc	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient of Isc	0.056 % / °C

Warranty

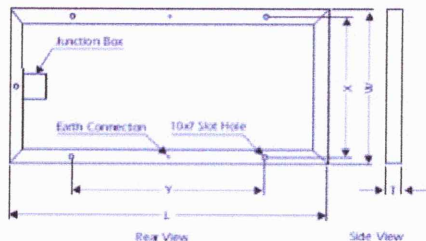
5 Years Warranty on Material and Workmanship
 25 Years Warranty on Power Output. 90% of the rated Power is guaranteed for a period of 12 Years and 80% of the rated Power is guaranteed over a period of 25 Years.

Certifications



Note: - Electrical Specifications are effective at Standard Test Conditions, irradiance 1000W/m², Module Temperature 25°C, Spectrum AM 1.5

Mounting Details



Mounting Holes Pitch(X) (mm)	486mm
Mounting Holes Pitch(Y) (mm)	900mm

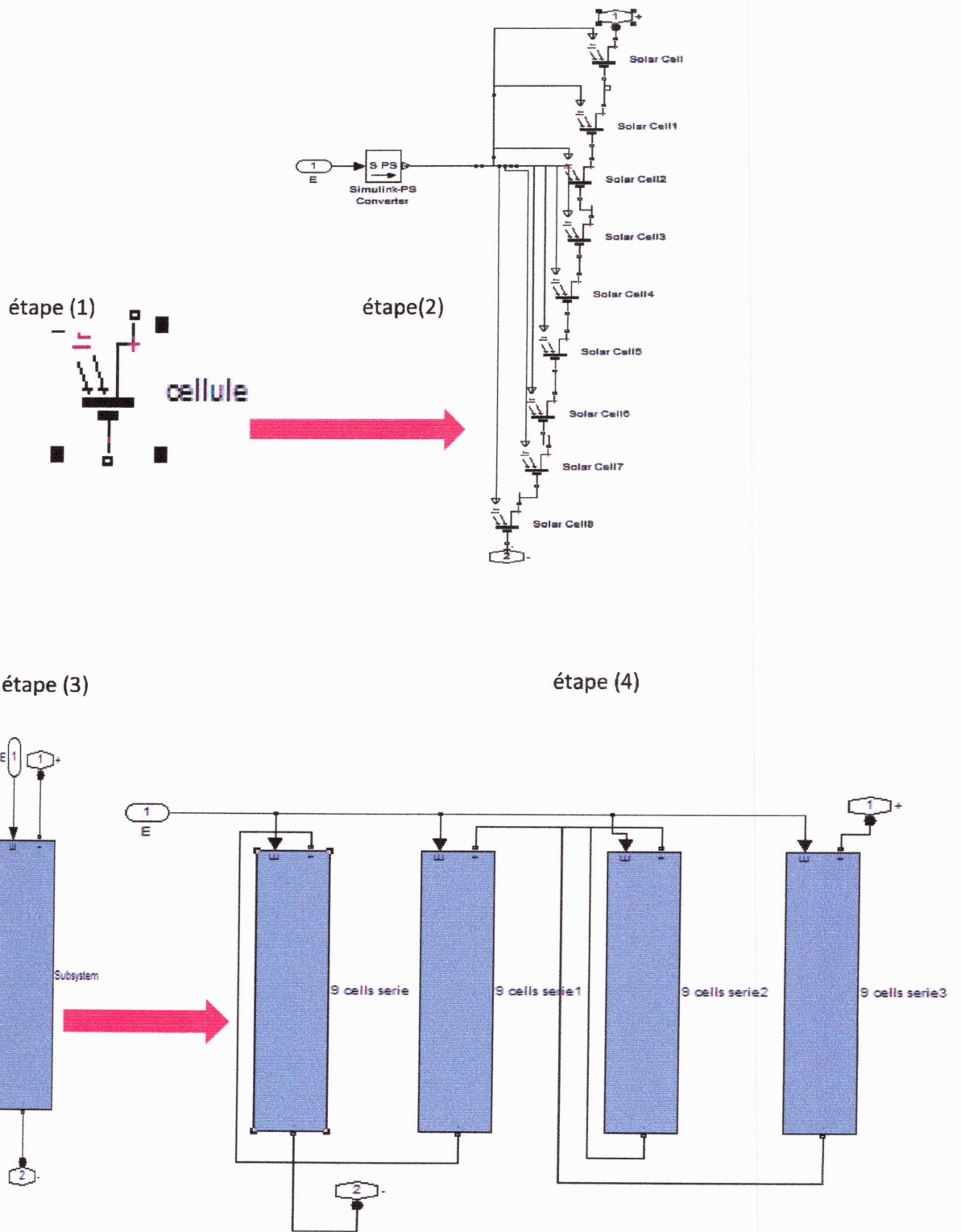
a. L'influence de la température sur les caractéristiques I(V), P(V) du module

```
%.influence de la temperature sur les caracteristiques I(V), P(V) du module
clear all;
clc;
V=0:0.1:25;
E=1000;
for Tamb=0:25:75;
    [I,P]= PV(E,Tamb,V);
    [imin,in]=min(abs(I));
    [pmax,ind]=max(P);
    .....
    figure(2)
    title('Influence de la temperature sur caracteristique P(V) du module PV')
    xlabel('voltage du module (V)')
    ylabel('puissance du module (W)')
    grid on
    axis([0 25 0 90])
    hold on
    plot(V,P,V(ind),pmax,'ko','markerfacecolor','r');
    .....
    figure(1)
    title('Influence de la temperature sur la caracteristique I(V) du module PV')
    xlabel('voltage du module (V)')
    ylabel('courant du module (A)')
    grid on
    axis([0 25 0 5])
    hold on
    plot(V,I);
    plot(V,I,V(in),imin,'ko','markerfacecolor','r');
end
```

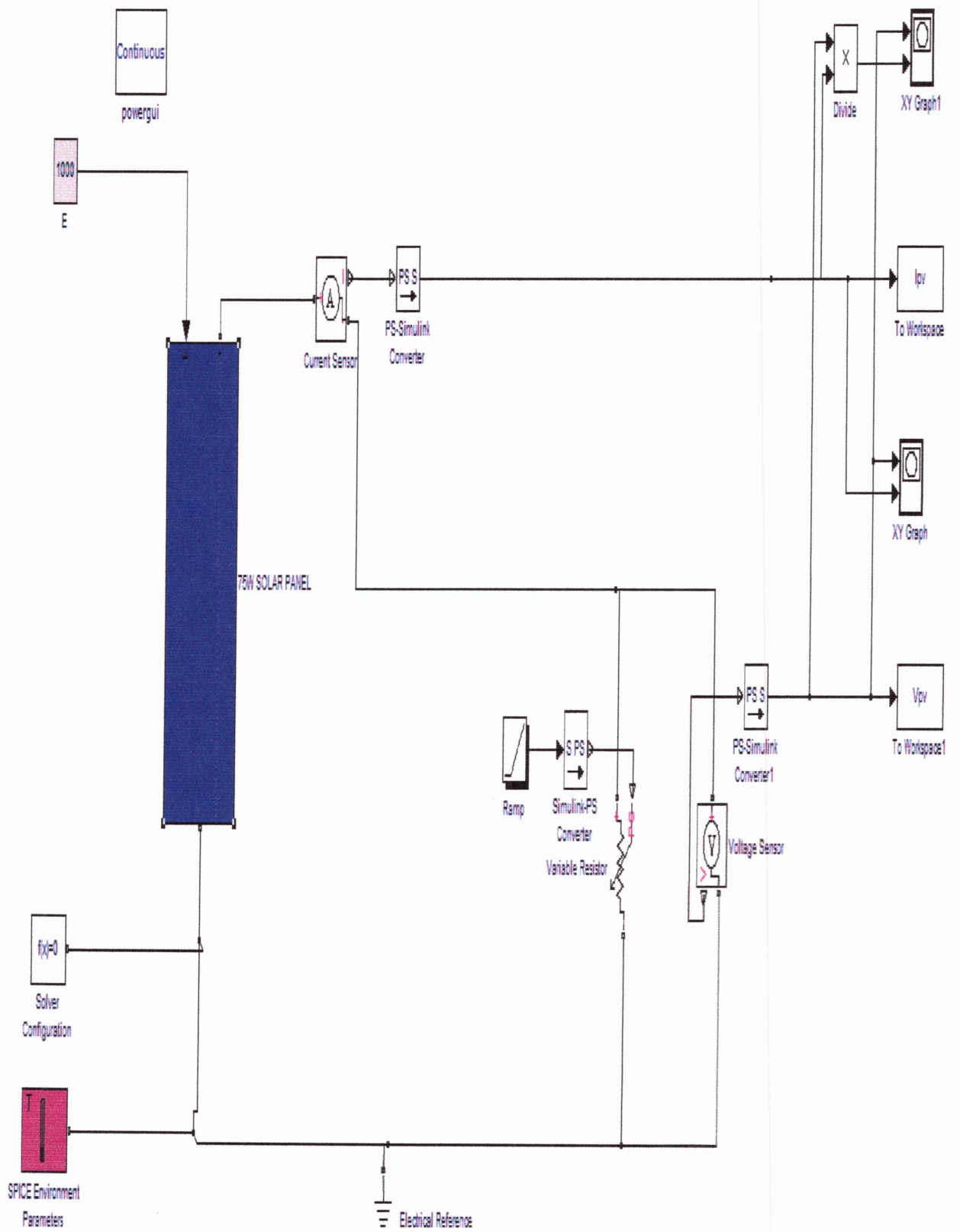
b. influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V), P(V) du module

```
%..influence de l'éclairement sur les caractéristiques I(V), PV du module
clear all;
clc;
V=0:0.1:25;
Tamb=25;
for E=200:200:1000;
    [I,P]= PV(E,Tamb,V);
    [imax,in]=max(I);
    [pmax,ind]=max(P);
%.....
figure(2)
title('Influence de la température sur caractéristique P(V) du module PV')
xlabel('voltage du module (V)')
ylabel('puissance du module (W)')
grid on
axis([0 25 0 80])
hold on
plot(V,P,V(ind),P(ind),'ko','markerfacecolor','r');
%.....
figure(1)
title('Influence de la température sur la caractéristique I(V) du module PV')
xlabel('voltage du module (V)')
ylabel('courant du module (A)')
grid on
axis([0 25 0 5])
hold on
plot(V,I,V(in),I(in),'ko','markerfacecolor','r');
end
```

ANNEXE (C)



étape (5)



ANNEXE (D) Les caractéristiques des pompes

SQ Flex

Renewable energy based Water supply systems

SQ flex system is especially suitable for water supply systems in remote locations, using Solar, Battery backup and Wind Turbine.

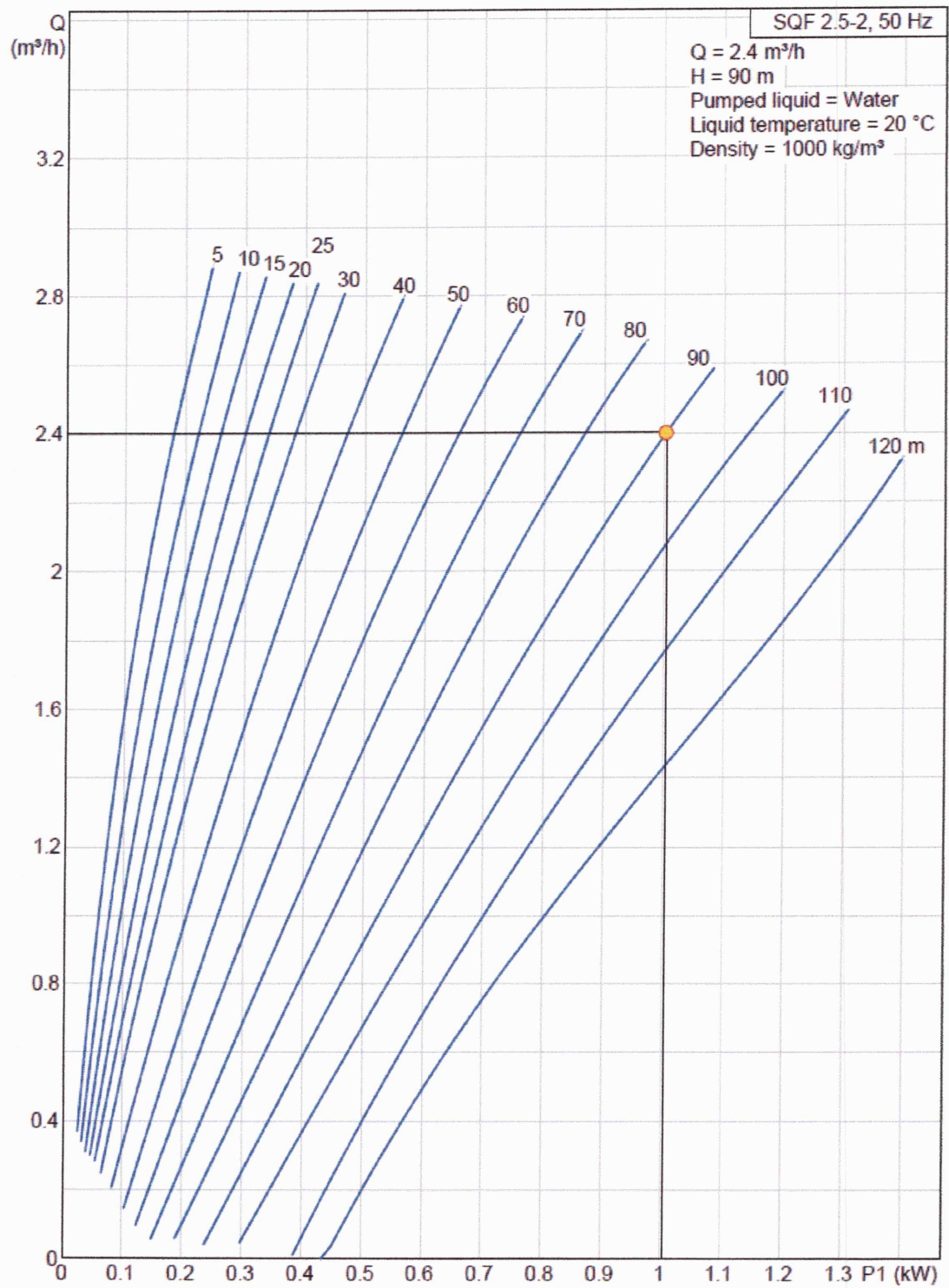
Technical Details

Helical Rotor Pump - 3" diameter	High head and Small flow Models : SQF 0.6, SQF 1.2, SQF 2.5
Centrifugal Pump - 4" diameter	Low head and high flow Models : SQF 3A, SQF 5A, SQF 8A & SQF 11A
Sand Content	50 g / m3 (the higher sand content will reduce the life of the pump)
pH value	5-9
Liquid temperature	< 40 Deg. C
SQF Version	AISI 304 - Standard product for drinking water
SQF N Version	AISI 316 - More resistant to water with a moderate content of salt, called blackish water
Borehole diameter	Minimum 76 mm for helical pumps and 104 mm for centrifugal pumps
Motor Speed	500 - 3600 rpm depending on the power input and load
Maximum power input - Helical rotor pumps	900 watts
Maximum power input - Centrifugal pumps	1400 watts
Voltage	1*30-300 VDC PE or 1*90-240 VAC - 10% / +6%., 50/60 Hz
Power factor	1
Maximum Current	8.4 A
Net weight range	7.6 kgs to 10.9 kgs
No. of start / stops	No limitation to the no. of start/stop per hour
Enclosure class	IP 68

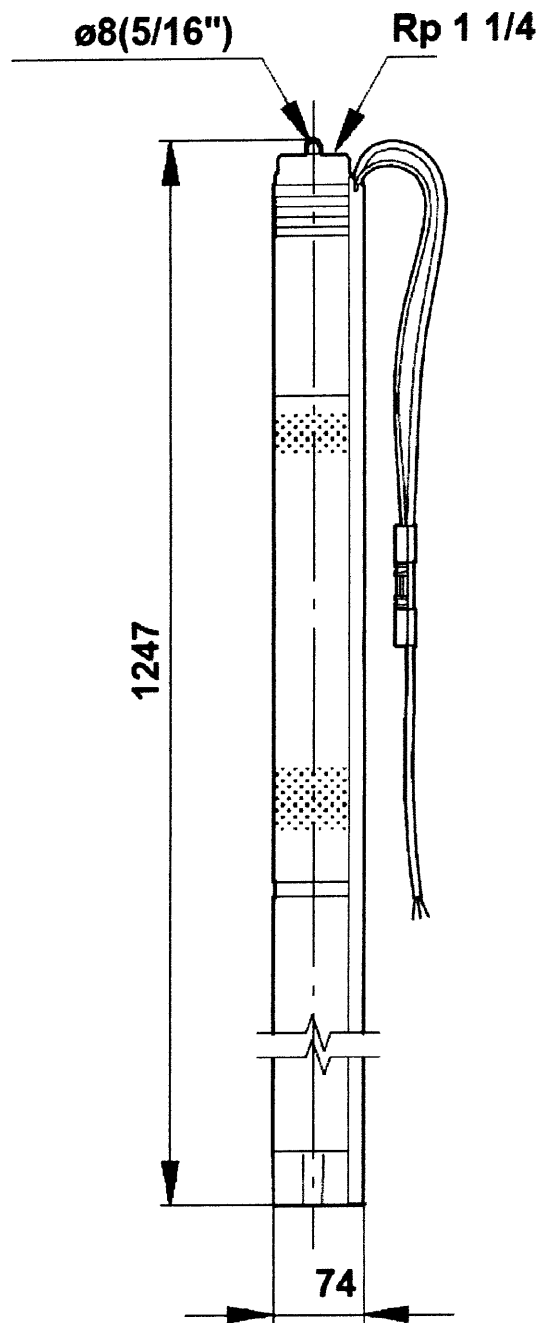
Position	Qty.	Description
1	SQF 2.5-2	<div data-bbox="443 344 815 757" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="820 730 1347 757">Note! Product picture may differ from actual product</p> <p data-bbox="443 786 1145 842">Product No.: 95027330 The 3" SQF pump with helical rotor is for high heads and low flows.</p> <p data-bbox="443 875 1002 1066">Features and benefits: -Dry-running protection -High efficiency permanent-magnet motor (PM motor) -Over- and undervoltage protection -Overload protection -Maximum Power Point Tracking (MPPT) -Wide voltage range</p> <p data-bbox="443 1099 852 1178">Liquid: Maximum liquid temperature: 40 °C Liquid temp: 20 °C</p> <p data-bbox="443 1211 826 1267">Technical: Approvals on motor nameplate: CE</p> <p data-bbox="443 1301 986 1435">Materials: Pump: Stainless steel DIN W.-Nr. 1.4301 AISI 304 Impeller: DIN W.-Nr. 1.4301</p> <p data-bbox="443 1469 879 1570">Installation: Maximum ambient pressure: 15 bar Pump outlet: Rp 1 1/4 Minimum borehole diameter: 76 mm</p> <p data-bbox="443 1603 935 1935">Electrical data: Motor type: MSF3 Power input - P1: 1.4 kW Rated voltage ac: 1 x 90-240 V Rated voltage dc: 30-300 V Start. method: direct-on-line Rated current: 8.4 A Power factor: 1,0 Rated speed: 500-3600 rpm Enclosure class (IEC 34-5): 68 Insulation class (IEC 85): F Length of cable: 2 m</p>

Position	Qty.	Description
		<p data-bbox="438 347 526 369">Others:</p> <p data-bbox="438 376 861 403">Net weight: 8.2 kg</p> <p data-bbox="438 405 861 432">Gross weight: 10 kg</p> <p data-bbox="438 434 893 461">Shipping volume: 0.024 m3</p>

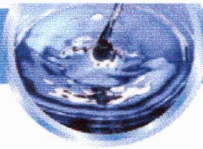
95027330 SQF 2.5-2 50 Hz



95027330 SQF 2.5-2 50 Hz



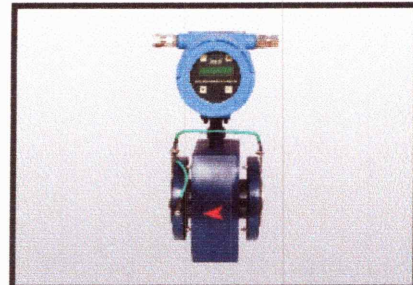
Note! All units are in [mm] unless others are stated.
Disclaimer: This simplified dimensional drawing does not show all details.



ELECTROMAGNETIC FLOW METER

SALIENT FEATURES

- Indication through LED / LCD.
- Full Bore type.
- Microprocessor based.
- Simple & cost effective construction.
- Provides wide flow ranges.
- Outstanding accuracy.
- Operates over wide ranges of temperature & pressure.
- Easy maintenance as no moving parts.
- Pulsed DC coil excitation.
- Flame-proof, IP-65, IIA, IIB CMRI certified housing.

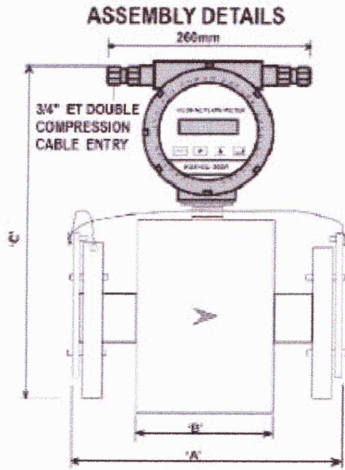


DESCRIPTION

KUSHAL-200M are micro-controller based full bore type electromagnetic flow meter specially used for various industrial applications. These flow transmitters accurately measures the flow rate of conductive liquids & slurries in closed pipes. Due to simple & rigid design the flow transmitter is an obstruction less & maintenance free instrument in place of conventional mechanical flow measuring device. The use of 'Pulsed DC' technology offers highest ability & better measuring accuracy in the form of electrical signal 4 - 20 mA DC linearly proportional to volumetric flow. The instrument is based on Faraday's law of electro-magnetic induction. A magnetic field is generated by the instrument in the flow tube. The fluid flowing through this magnetic field generates a voltage that is proportional to the flow velocity. Corresponding electrical output is provided with respect to measuring voltage.

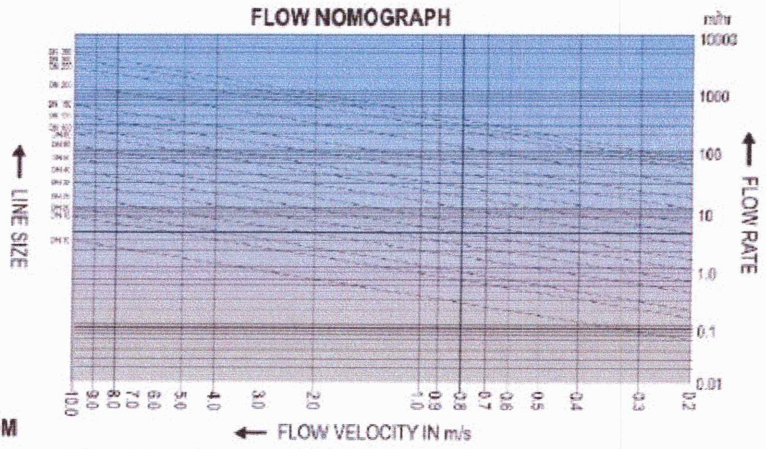
TECHNICAL SPECIFICATIONS

Media	:	Liquids (Clear)
Viscosity	:	200 cp max
Line Size	:	15 NB to 300 NB
Excitation	:	Pulsed DC coil
Display	:	1) 16 x 2 LCD 2) 4 digit, 0.3" Red LED for Flow Rate Indication & 8 digit, 0.3" Red LED for Totalised Flow Indication
Type of Output	:	4 to 20 mA DC, Isolated
Calibration Range	:	As per requirement (Factory Calibrated)
Accuracy	:	+/- 0.5% F. S.
Linearity	:	+/- 0.5%
Repeatability	:	+/- 1%
Process Temperature	:	150 °C max
Process Pressure	:	10 kg/cm ² max
Material of construction	:	Lining - Neoprene / Rubber / PTFE (Teflon) Flange - MS / SS Electrode - SS 316 Wetted Parts - SS 316 Body - MS
Power Supply	:	1) 230 V AC, 50 Hz +/- 10% 2) 24 V DC, External
Power Consumption	:	< 10 VA
Response Time	:	< 100 mSec
Isolation	:	1.4 KV between Input, Output & Power Supply
Temperature Coefficient	:	+/- 0.1% per °C
Transmitter Enclosure	:	Flame-proof, IP-65, IIA, IIB CMRI certified
Dimensions	:	As per chart on rear
Process Connections	:	ASA B 16.5, Flanged
Mounting	:	In-Line (Horizontal OR Vertical)
Operating Conditions	:	Temperature 0 to 55 °C / Humidity 5 to 95% non condensing



LINE SIZE SELECTOR CHART WITH RESPECT TO FLOW RANGE

Line Size (mm)	A (mm)	B (mm)	C (mm)	Liquid Flow Range (m ³ /hr)	
				Velocity 2 m/s min	Velocity 6 m/s max
15	152	140	290	0 to 1.5	0 to 4.2
20	152	140	290	0 to 2.25	0 to 6.0
25	202	166	316	0 to 3.5	0 to 11
50	202	166	316	0 to 15	0 to 44
65	332	362	233	0 to 30	0 to 70
100	332	362	233	0 to 57	0 to 175
125	450	336	486	0 to 130	0 to 400
200	450	336	486	0 to 200	0 to 625
250	450	433	583	0 to 350	0 to 1000
300	480	511	661	0 to 490	0 to 1500



CODIFICATION OF KUSHAL-200M

- | | |
|-------------|------------------------|
| CODE | TYPE OF DISPLAY |
| 01 : | LCD |
| 02 : | LED |
| CODE | LINING MATERIAL |
| 01 : | Neoprene |
| 02 : | Rubber |
| 03 : | PTFE |
| CODE | FLANGE MATERIAL |
| 01 : | MS |
| 02 : | SS |
| CODE | POWER SUPPLY |
| 01 : | 230 V AC |
| 02 : | 24 V DC |
| CODE | MOUNTING |
| 01 : | Horizontal |
| 02 : | Vertical |

KUSHAL-200M - 01 - 02 - 01 - 01 - 01

ANNEXE (E)

Une journée d'une base des données

Time	T	G	Q
01/07/2012 06:11	33,241	52	0,744417461
01/07/2012 07:11	28,212	269	0,049248693
01/07/2012 08:11	30,663	491	1,652647461
01/07/2012 09:11	34,533	686	1,771861922
01/07/2012 10:11	36,314	844	2,130768525
01/07/2012 11:11	40,874	918	2,371550107
01/07/2012 12:11	43,341	983	3,037368204
01/07/2012 13:11	49,712	979	3,001314093
01/07/2012 14:11	51,463	888	3,23883573
01/07/2012 15:11	52,217	742	2,599106265
01/07/2012 16:11	51,674	559	1,884009331
01/07/2012 17:11	47,923	346	0,84406318
01/07/2012 18:11	46,727	130	0,02334082

Annexe (F)

$$R = \frac{\sum_{i=1}^N (Q_i - \overline{Q_i})(\hat{Q}_i - \overline{\hat{Q}_i})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (Q_i - \overline{Q_i})^2 \sum_{i=1}^N (\hat{Q}_i - \overline{\hat{Q}_i})^2}}$$

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |Q_i - \hat{Q}_i|$$

$$RPE = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N (Q_i - \hat{Q}_i)^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^N Q_i^2}} \times 100$$

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Q_i - \hat{Q}_i)^2$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Q_i - \hat{Q}_i)^2}$$

Où Q_i est le débit d'eau expérimental, \hat{Q}_i est le premier prédit par les modèles. $\overline{Q_i}$, $\overline{\hat{Q}_i}$ sont les valeurs moyennes de Q_i et \hat{Q}_i respectivement.

N : est le nombre des données.