

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE MOHAMED SEDDIK BENYAHIA JIJEL

Faculté des sciences et de la technologie

Département d'Électrotechnique

MEMOIRE DE MASTER

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE:Électromécanique

SPECIALITE : Électromécanique

Thème

Optimisation du point de fonctionnement des pompes centrifuges
appliquées dans les systèmes de pompage photovoltaïque

Présenté Par : MECHID Kamel

Encadré Par : BOUKHENAF Massoud

BOUDRA Abderraouf

Date de soutenance : 30/06/2024

Jury de Soutenance

Président : HADEF Mounir

Grade MCA

Univ MSB jijel

Encadreur : BOUKHENAF Massoud

Grade MCB

Univ MSB jijel

Examineur : BOUSBA Issam

Grade MCB

Univ MSB jijel

Promotion : 2023 /2024

Remerciement

« Je tiens tout d'abord à exprimer ma profonde gratitude à mon directeur de mémoire, Monsieur Massoud BOUKHENAF, pour sa patience et sa confiance tout au long de ce travail de recherche. Ses précieux conseils, son expertise et son soutien inébranlable ont été d'une aide inestimable et ont grandement contribué à l'aboutissement de ce projet.

- ❖ Mes remerciements vont également à l'ensemble des professeurs du département d'électrotechnique de l'Université Mohamed Seddik Benyahia, pour leur enseignement de qualité et les connaissances qu'ils m'ont transmises durant mes années d'études. Leur passion et leur dévouement pour la recherche m'ont inspiré et motivé à poursuivre mes propres questionnements scientifiques.
- ❖ Merci également aux membres du jury pour avoir accepté de faire partie du jury.
- ❖ Un merci spécial à mes camarades de classe et amis, pour leurs encouragements, leurs échanges intellectuels stimulants et pour tous les moments partagés.
- ❖ Je ne saurais oublier ma famille, Ma Mère, mon Père, mes frères et à ma sœur, pour leur soutien indéfectible et pour avoir toujours cru en moi. Leurs encouragements ont été
- ❖
- ❖ mon refuge et ma motivation durant tout le parcours académique.

الحمد لله رب العالمين

2024-06

Dédicace

Je dédie ce travail à la mémoire de ma chère tante.

*À ma famille : "Ma mère, source de tendresse", à mon
Père, à mes frères, et à ma sœur.*

*À mes oncles, tantes, et tous les membres de ma famille
Sans exception.*

*À mes amis proches. À tous ceux qui m'ont soutenu et
Sont restés à mes côtés jusqu'à présent.*

Un grand merci à vous tous.

M. KAMEL
2024-06

Dédicace

*À ma famille : "Ma mère, source de tendresse", à mon
Père, à mes frères, et à ma sœur.*

*À mes oncles, tantes, et tous les membres de ma famille
Sans exception.*

*À mes amis proches. À tous ceux qui m'ont soutenu et
Sont restés à mes côtés jusqu'à présent.*

Un grand merci à vous tous.

B. RAOUF

2024-06

Table des matières

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

Chapitre I : Généralités sur le système photovoltaïque

Introduction.....	4
I.1. Historique de l'énergie photovoltaïque.....	4
I.2. Energie solaire photovoltaïque	5
I.3. Générateur photovoltaïque	5
I.4. Cellule photovoltaïque	6
I.4.1. Définition.....	6
I.4.2. Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque	6
I.4.3. Types de cellules photovoltaïques	7
I.4.3.1. Cellules amorphes	7
I.4.3.2. Cellules monocristallines.....	8
I.4.3.3. Cellules poly-cristallines	8
I.4.4. Modélisation électrique de la source PV	8
I.4.4.1. Modèle à une diode	8
I.4.5. Caractéristiques électriques de la cellule Photovoltaïque	9
I.4.5.1. Caractéristique Courant - Tension (I-V)	9
I.4.5.2. Caractéristique Puissance - Tension (P-V)	9
I.4.6. Paramètres d'une Cellule Photovoltaïque.....	10
I.4.6.1. Courant de Court- Circuit (I_{cc})	10
I.4.6.2. Tension de Circuit-Ouvert (V_{co})	11
I.4.6.3. Puissance Optimale	11
I.4.6.4. Facteur de Forme	11
I.4.6.5. Rendement énergétique	12
I.5. Influence de l'éclairement et de la température	12
I.5.1. Influence de la température sur la caractéristique « $I=f(V)$ et $P=f(V)$ ».....	12
I.5.2. Influence de l'éclairement sur la caractéristique « $I=f(V)$ et $P=f(V)$ »	13
I.6. Association des cellules photovoltaïque	13
I.6.1. Association en série	13
I.6.2. Association en parallèle	14
I.6.3. Association (série-parallèle)	15

I.7. Commande MPPT	15
I.7.1. Type de méthode MPPT	15
Conclusion.....	17

Chapitre II : Pompage photovoltaïque à couplage direct

Introduction.....	18
II.1. Pompes hydrauliques	19
II.1.1. Principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge	19
II.1.2. Classification des pompes centrifuges	19
II.1.3. Principaux organes constituant d'une pompe centrifuge	20
II.1.4. L'inclinaison des pales	20
II.1.5. Courbe caractéristique théorique d'une pompe centrifuge	21
II.1.6. Courbe caractéristique réel d'une pompe centrifuge	22
II.1.7. Caractéristique du réseau extérieur de la pompe (canalisation)	22
II.2. Modélisation des pompes centrifuges	24
II.2.1. Méthode des moindres carrés	25
II.3. Régulation de débit Q par variation de vitesse (N) ou de fréquence (f)	27
II.4. Configuration et modélisation d'une chaîne de système de pompage photovoltaïque (PVPS)	31
II.4.1. Puissance théorique générée par le générateur PV	31
II.4.2. Rendement de l'installation	32
II.4.3. Puissance électrique absorbée par le moteur	32
II.4.4. Puissance d'entrée de la pompe	32
II.4.5. Rendement du PCS (η_{PCS})	32
II.4.6. Rendement du moteur électrique	33
II.4.7. Caractéristique du moteur électrique asynchrone	33
Conclusion	35

Chapitre III : Méthode de calcul du point optimal de rendement solaire SBEP

Introduction	36
III.1. Calculs de système de pompage d'eau photovoltaïque (PV)	36
III.1.1. Besoin en eau	36
III.1.2. Hauteur manométrique totale	36
III.1.3. Le choix de la pompe	38

III.1.4. Le choix de variateur de vitesse (onduleur)	39
III.1.5. Détermination du régime réel de fonctionnement de la pompe	39
III.1.5.1. Caractéristique du réseau extérieur.....	39
III.1.5.2. Régime de fonctionnement de la pompe.....	40
III.1.6. Détermination de la puissance de moteur électrique	40
III.1.7. Puissance crête du panneau	40
III.1.8. Nombre de panneaux photovoltaïques	40
III.2. Méthode de calcul du point optimal de rendement solaire SBEP	41
III.2.1. Profil moyen d'irradiation et de température	41
III.2.2. Procédure de sélection des pompes centrifuges pour PVPS	43
III.2.3. Organigramme pour déterminer le SBEP d'une PVPS	45
III.3. Interprétation des résultats finals obtenus par la méthode (SBEP)	47
III.3.1. Puissance théorique de sortie du générateur PV	47
III.3.2. Puissance d'entrée mécanique motopompe (0) et (1)	48
III.3.3. Hauteur (BEP) et (SBEP) déterminée	50
III.3.4. Efficacité quotidienne d'installation	51
III.3.5. Débit et puissance mécanique délivrée par les pompes	52
III.3.5.1. Débit et puissance mécanique délivrée au point de travail (HP1)	52
III.3.5.2. Débit et puissance mécanique délivrée au point optimal (H_{SBEP}).....	53
Conclusion	54
Conclusion générale et perspective.....	55
Références bibliographiques	
Annexes	

Liste des Abréviations

BEP	Best Efficient Point
SBEP	Solar Best Efficiency Point
CS	Convertisseur Statique
DC	Direct current
EPC	Equipements De Protection Collective
FC	Frequency Converter
HMT	Hauteur Manométrique Totale
ISST	Institut Supérieur Des Etudes Technologiques
LPSP	Loss of Power Supply Probability
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PCS	Power Control System
PV	Photovoltaic
PVG	Photovoltaic Generator
PVPS	Photovoltaic Solar Pumping
Wc	Watts Crête

Liste des symboles

<i>Symboles</i>	<i>Significations</i>	<i>Unité</i>
I	<i>Courant de la cellule PV</i>	$[A]$
V	<i>Tension de la cellule PV</i>	$[V]$
I_L	<i>Courant généré par la lumière</i>	$[A]$
I_D, I_{sh}	<i>Courant traversant la diode et courant dans la résistance shunt</i>	$[A]$
I_s	<i>Courant de saturation de la diode</i>	$[A]$
q	<i>Charge d'un électron</i>	$[C]$
n	<i>Facteur d'idéalité de la diode</i>	
k	<i>Constant de Boltzmann</i>	
T_c	<i>Température de la cellule</i>	$[^{\circ}C]$
P_{max}	<i>Puissance maximale aux bornes de la cellule PV</i>	$[W]$
V_{co}	<i>Tension a circuit ouvert</i>	$[V]$
I_{cc}	<i>Courant de court-circuit</i>	$[A]$
N_s	<i>Nombre des cellules reliées en série</i>	
Q	<i>Débit volumique</i>	$[m^3/h]$
Δh_f	<i>Somme des pertes (Aspiration et refoulement)</i>	$[m]$
f_N	<i>Fréquence nominale</i>	$[Hz]$
f	<i>Fréquence de fonctionnement (opérationnel)</i>	$[Hz]$
$P_{MP,n}$	<i>Puissance nominale du générateur PV</i>	$[W_p]$
G	<i>L'irradiation incidente sur le plan du générateur PV</i>	$[W/m^2]$
γ_{MP}	<i>Le coefficient thermique pour le déclassement de la puissance</i>	$[\%/^{\circ}C]$
"n"	<i>Les données dans des conditions d'essai standard</i>	
Q_d	<i>Débit demandé pour l'installation de pompage</i>	$[m^3/h]$
Q_j	<i>Débit journalière</i>	$[m^3/J]$
h_e	<i>La hauteur géométrique</i>	$[m]$

Liste des symboles

H_{asp}, H_{ref}	<i>La hauteur d'aspiration et de refoulement</i>	<i>[m]</i>
L_{asp}, L_{ref}	<i>La longueur de la conduite d'aspiration et de refoulement</i>	<i>[m]</i>
H_s	<i>La hauteur statique</i>	<i>[m]</i>
L	<i>La longueur de la conduite d'installation</i>	<i>[m]</i>
D_{ref}	<i>Diamètre de la conduite de refoulement</i>	<i>[mm]</i>
λ	<i>Coefficient des pertes de charge linéaire</i>	
ξ	<i>pertes de charges locales</i>	
H_c	<i>La hauteur manométrique nécessaire</i>	<i>[m]</i>
ρ	<i>La densité d'eau</i>	<i>[kg/m³]</i>
E_p	<i>L'énergie produit</i>	<i>[Wh]</i>
E_{elec}	<i>L'énergie électrique</i>	<i>[Wh]</i>

Liste des figures

Chapitre I : Généralités sur le système photovoltaïque

Figure I-1 : Présentation d'une cellule, d'un panneau et d'un champ PV.	5
Figure I-2 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.	6
Figure I-3 : Types de cellules photovoltaïques.	7
Figure I-4 : Circuit équivalent à une seule diode d'une cellule PV.	8
Figure I-5 : Caractéristique courant - tension (I-V) et puissance - tension (P-V).	10
Figure I-6 : Caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV pour différentes températures avec un éclairement constant ($E = 1 \text{ kW/m}^2$).	12
Figure I-7 : Caractéristiques I-V et P-V du générateur PV pour différentes valeurs de L'éclairement (avec $T = 25 \text{ }^\circ \text{C}$).	13
Figure I-8 : Caractéristique résultante d'un groupement de ns cellules en série.	14
Figure I-9 : Caractéristique résultante d'un groupement de np cellules en parallèle.	14
Figure I-10 : Principe de la technique 'Perturb & Observ'.	16
Figure I-11 : L'organigramme de l'algorithme MPPT P&O.	16

Chapitre II : Pompage photovoltaïque à couplage direct

Figure II-1 : Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil.	18
Figure II-2 : Installation hydraulique typique (pompe surface).	19
Figure II-3 : Installation hydraulique typique (pompe immergée).	20
Figure II-4 : Principaux éléments d'une pompe centrifuge.	20
Figure II-5 : Roues à aubes.	21
Figure II-6 : Les différentes hauteurs théoriques d'une pompe centrifuge idéale.	21
Figure II-7 : Courbe réel d'une pompe centrifuge.	22
Figure II-8 : Point de fonctionnement entre la courbe du réseau et celle de la pompe.	23
Figure II-9 : La courbe $H(Q)$ et $\eta_p(Q)$, de la pompe schneider sub15 (multicellulaire).	24
Figure II-10 : Fonctionnement d'une pompe régulée avec variation $H(f)$ et puissance absorbée.	27

Figure II-11 : Fonctionnement d'une pompe régulée avec variation du débit.....	28
Figure II-12 : Influence de la fréquence sur la caractéristique $H(Q)$ et $\eta_p(Q)$	29
Figure II-13 : Influence de la fréquence sur les caractéristiques de la pompe centrifuge.....	30
Figure II-14 : Configuration typique d'un PVPS à couplage direct.	31
Figure II-15 : Courbe de rendement typique d'un moteur (en fonction du pourcentage de pleine charge).....	33

Chapitre III: Méthode de calcul du point optimal de rendement solaire SBEP

Figure III-1 : Charte de couverture typique de pompes centrifuges de même modèle	38
Figure III-2 : Régime de fonctionnement de la pompe choisie.....	39
Figure III-3 : Profil moyen d'irradiation et de température au fil du temps.	41
Figure III-4 : Les pompes sélectionnées par l'outil "Caprari PumpTutoNG".....	43
Figure III-5 : Organigramme pour déterminer le SBEP d'une PVPS.....	46
Figure III-6 : Profil de puissance théorique de sortie du générateur PV.....	47
Figure III-7 : La puissance d'entrée mécanique motopompe (0) et (1) en fonction de la puissance théorique de sortie du générateur PV.	48
Figure III-8 : La hauteur BEP et SBEP déterminée pour chaque caractéristique $H(Q)$ des deux pompes.	50
Figure III-9 : Efficacité d'installation quotidienne en fonction de la hauteur d'eau équivalente pour les deux pompes.	51
Figure III-10 : La variation de débit volumique Q et la puissance mécanique correspondants au point H_1 pour les deux pompes durant le temps.....	52
Figure III-11 : La variation de débit volumique Q et la puissance mécanique correspondants au point H_{SBEP} pour les deux pompes durant le temps.....	53

Liste des tableaux

Tableau III.1 : Donnée de départ de l'installation de pompage.	37
Tableau III.2 : Variation du débit en fonction de l'installation de pompage..	39
Tableau III.3 : Spécifications du fabricant du module photovoltaïque S55P.....	42
Tableau III.4 : Pompes présélectionnées par l'outil "Caprari PumpTutoNG" pour le point de travail "P1"	45
Tableau III.5 : Paramètres obtenus par interpolation des pompes et des moteurs électriques	45
Tableau III.6 : Les résultats de la méthode SBEP pour les deux pompes.....	49

Introduction

Générale



Introduction et revue de la littérature

La production agricole a augmenté au cours des dernières décennies pour répondre à la demande alimentaire croissante entraînée à la fois par la croissance démographique et les changements dans les régimes alimentaires. L'eau et l'énergie sont les principaux moteurs de la production agricole, tandis que le monde est confronté à une grave crise de l'énergie.

Dans plusieurs endroits du monde, malgré l'abondance des ressources en eau, une partie considérable de sa population manque d'eau fiable. Par exemple, les populations riveraines de l'Amazonie consacrent une partie importante de leur temps au transport de l'eau pour la consommation et l'usage domestique. Bien que souvent entourées d'eau, ces populations ont un accès limité aux sources d'énergie nécessaires au pompage de l'eau. La technologie de pompage d'eau photovoltaïque est également reconnue comme une solution durable et respectueuse de l'environnement pour fournir de l'eau à la fois pour un usage agricole et domestique.

Le schéma structurel d'un pompage solaire photovoltaïque (PVPS) comporte trois composants principaux : un générateur photovoltaïque (PVG), un système de contrôle de puissance (PCS) et un système dynamique composé d'un moteur et d'une pompe. Des composants de stockage peuvent également être utilisés, tels que des batteries pour le stockage de charges électriques ou un réservoir pour le stockage d'eau.

L'utilisation d'un convertisseur de fréquence (FC) à usage industriel standard, également appelé variateur de vitesse, en tant que PCS dans les applications PVPS a fait l'objet de nombreuses études comme alternative à l'entraînement d'une motopompe centrifuge conventionnelle sans besoin de stockage d'énergie électrique. Ce système est également connu sous le nom de systèmes de pompage photovoltaïque à couplage direct, ce qui implique un réservoir d'eau de taille appropriée pour répondre à la demande en eau lorsque le rayonnement solaire est insuffisant.

Dans un système de pompage conventionnel, la motopompe centrifuge est alimentée par le réseau électrique ou les générateurs diesels, ce qui la fait fonctionner à une fréquence constante (50 ou 60 Hz) et à un débit constant. L'intersection de la courbe $H(Q)$ du système avec la courbe $H(Q)$ de la pompe définit le point de fonctionnement. Ces courbes illustrent le comportement du système hydraulique (tuyauterie et accessoires) et de la pompe en ce qui concerne la hauteur équivalente (H) et le débit (Q).

Chaque pompe est conçue pour fonctionner à un point de rendement maximum appelé : Best Efficient Point (BEP). Il est particulièrement important d'évaluer si le point de fonctionnement de

la pompe est proche du BEP pour améliorer le rendement du système de pompage. À ce stade, la conversion de l'énergie mécanique du moteur électrique en énergie hydraulique par la pompe est optimale. Cependant, les variations de la fréquence moteur-pompe provoquent des changements dans les courbes de la pompe et par conséquent des changements dans le (BEP)

Dans un (PVPS), la motopompe centrifuge conventionnelle fonctionne à différentes vitesses et débit d'eau en fonction de la hauteur opérationnelle et de la puissance fournie par le PVG. Par conséquent, le choix du point de fonctionnement qui correspond à un rendement maximal doit envisager toute la plage de fonctionnement du (PVPS). [1] identifient les lacunes de la méthode de conception conventionnelle basée sur le concept du meilleur point de rendement (BEP) applicable aux pompes à fréquence et tension fixes. Ainsi, une approche détaillée reste nécessaire pour dimensionner et optimiser un (PVPS), afin de prendre en compte toutes les particularités que requiert l'application.

Les effets de la hauteur manométrique (HMT) par rapport au point d'opération sur la performance des (PVPS) ont fait l'objet de plusieurs études. Des analyses expérimentales approfondies du rendement énergétique d'un (PVPS) basées sur le rayonnement solaire, la température des cellules et les hauteurs opérationnelles ont été utilisées pour améliorer le processus de dimensionnement.

Comme on peut le constater, le défi du dimensionnement des (PVPS) implique plusieurs variables, parmi lesquelles se distinguent : le rayonnement solaire incident sur le (PVG), la température de la cellule PV, la hauteur manométrique opérationnelle, le décalage des caractéristiques de la pompe et les caractéristiques du système hydraulique. Pour faciliter le processus de dimensionnement et de spécification d'un PVPS, le principe de base utilisé est que le point de fonctionnement (point de service) doit être positionné à droite du (BEP) [2].

Notre travail consiste à optimiser le point de fonctionnement des pompes centrifuge appliquées dans les systèmes des pompages photovoltaïques, en calculant le point de rendement solaire optimal.

Avant toute étude, il est nécessaire de mener une recherche bibliographique permettant d'examiner la théorie des éléments constitutifs du système étudié. C'est le sujet du premier chapitre, où nous avons abordé tous les aspects théoriques liés au système photovoltaïque.

Le deuxième chapitre est dédié à la présentation de la pompe centrifuge, ses caractéristiques et les équations permettant de calculer et de déterminer le point de rendement optimal de la pompe,

ainsi que les éléments associés qui forment ce que l'on appelle le (PVPS) avec modélisation. Avant toute modélisation, il est nécessaire de passer par les formulations mathématiques qui régissent les phénomènes physiques survenant pendant le fonctionnement des pompes centrifuges, ce qui sera détaillé dans ce chapitre.

Le troisième chapitre de ce document est consacré à optimisation des pompes solaires, accompagnée d'un dimensionnement de l'installation et l'interprétation des résultats obtenus.

Nous terminons ce mémoire par une conclusion portant sur les travaux effectués et par une présentation des perspectives de recherche pouvant être envisagées.

Chapitre I
*Généralités sur le système
photovoltaïque*



Introduction

Le besoin en énergie pour les sites isolés (régions désertiques, régions montagneuses) où le raccordement au réseau électrique public est très coûteux, l'énergie solaire photovoltaïque (PV) constitue la solution la plus avantageuse. Pour ces raisons, cette source d'énergie convient particulièrement bien pour les utilisations en milieu rural. Où les populations sont réparties dans de petites communautés et la demande énergétique est relativement faible.

Dans nos jours, la demande d'eau est plus en plus importante. Le problème se multiplie en particulier dans les zones rurales et les sites isolés où l'accès à l'énergie classique est difficile [3]. Ce phénomène a fait qu'un intérêt grandissant est porté sur l'utilisation des générateurs PV comme source d'électricité. La réalisation d'un système de pompage PV autonome, fiable et à bon rendement, constitue une solution pratique et économique au problème du manque d'eau, en particulier dans les régions désertiques et montagneuses. En effet, un système PV devient intéressant lorsqu'il est facile à installer avec une autonomie acceptable et une excellente fiabilité de service.

I.1 Historique de l'Energie photovoltaïque :

Quelques dates importantes dans l'histoire du photovoltaïque :

- ✓ 1839 : Le physicien français Edmond Becquerel découvre le processus de l'utilisation de l'ensoleillement pour produire du courant électrique dans un matériau solide. C'est l'effet photovoltaïque.
- ✓ 1875 : Werner Von Siemens expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la seconde guerre mondiale, le phénomène reste encore une curiosité de laboratoire.
- ✓ 1954 : Trois chercheurs américains, Chapin, Pearson et Prince, mettent au point une cellule photovoltaïque à haut rendement au moment où l'industrie spatiale naissante cherche des solutions nouvelles pour alimenter ses satellites.
- ✓ 1958 : Une cellule avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.
- ✓ 1973 : La première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Delaware.
- ✓ 1983 : La première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 km en Australie.

La première cellule photovoltaïque (ou photopile) a été développée aux Etats-Unis en 1954 par les chercheurs des laboratoires Bell, qui ont découvert que la photosensibilité du silicium pouvait être augmentée en ajoutant des "impuretés". C'est une technique appelée le "dopage" qui est utilisée pour tous les semi-conducteurs. Mais en dépit de l'intérêt des scientifiques au cours des années, ce n'est que lors de la course vers l'espace que les cellules ont quitté les laboratoires. En effet, les photopiles représentent la solution idéale pour satisfaire les besoins en électricité à bord des satellites, ainsi que dans tout site isolé [4].

I.2 Energie solaire photovoltaïque :

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière.

I.3 Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque (PVG) est l'assemblage des cellules PV, des connexions, des pièces de protection et des supports etc... Ainsi, n'importe quel dispositif PV (cellules solaires, modules, panneaux...) peut être désigné par le terme "générateur PV". Pratiquement, la cellule solaire PV ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de 0.5 à 1.5 V selon les technologies utilisées [5].

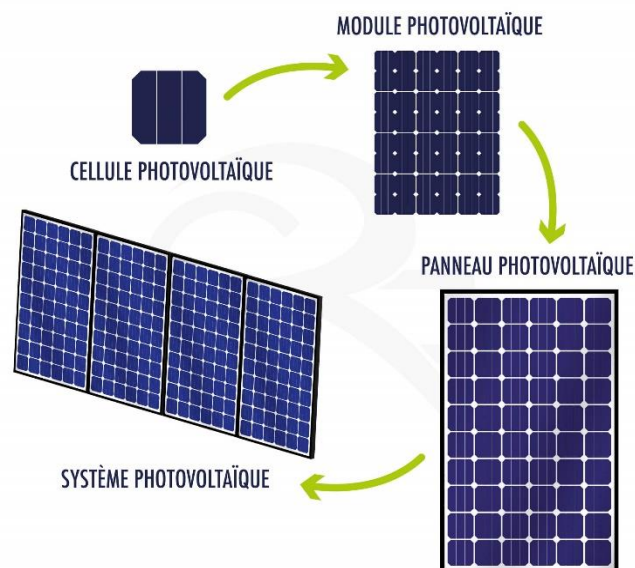


Figure I-1 : Présentation d'une cellule, d'un panneau et d'un champ PV

Pour obtenir une puissance plus élevée, généralement, on assemble les cellules PV en série encapsulées sous verre pour former un module. Les modules sont connectés en série et/ou en parallèle pour former un panneau. Plusieurs panneaux regroupés sur un même site forment un champ PV (Figure I-1) [6].

I.4 Cellule photovoltaïque

I.4.1 Définition

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé : effet photovoltaïque, a été découvert par Alexandre Edmond Becquerel en 1839. Elles sont réalisées à l'aide des matériaux semi-conducteurs [7].

I.4.2 Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p.

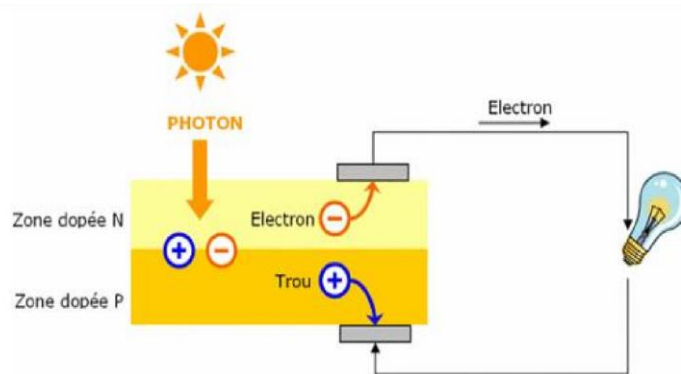


Figure I-2 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p.

La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les

électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée [8]. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue.

Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi un pair électron - trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel le courant électrique circule [9].

I.4.3 Types de cellules photovoltaïques

Il existe différents types de cellules solaires, qui sont réalisées à base de silicium (c'est principalement le semi-conducteur employé dans la fabrication [10]). Les cellules sont différenciables par leurs rendements et leurs coûts.

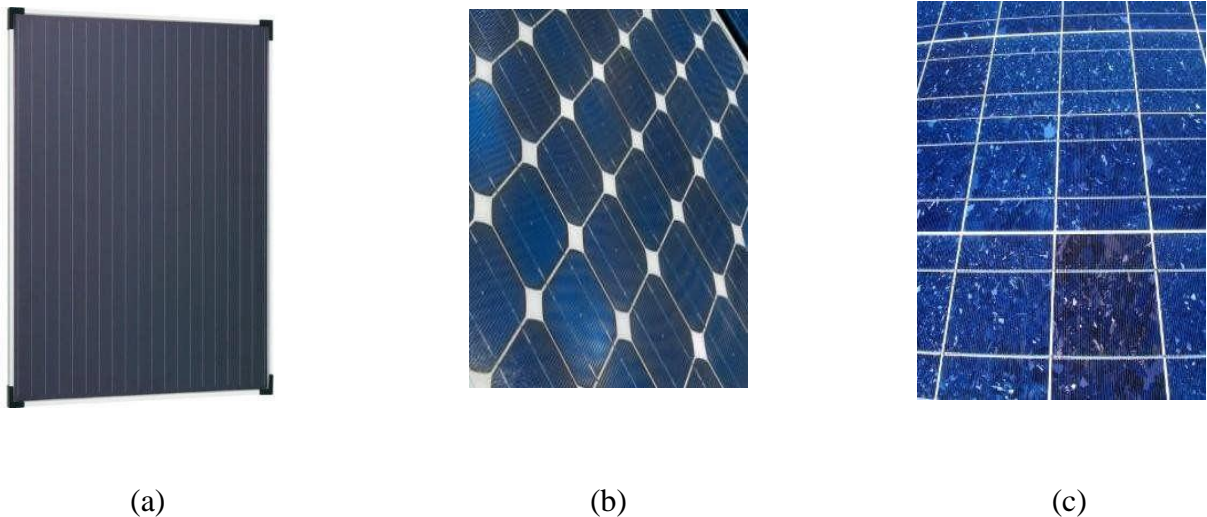


Figure I-3 : Types de cellules photovoltaïques : ((a) : amorphes, (b) : monocristalline, (c) : polycristalline)

I.4.3.1 Cellules amorphes :

Les cellules amorphes ne possèdent pas de structure cristalline. La fabrication et l'efficacité sont inférieures par rapport aux autres types, cependant leur rendement est faible. Elles sont utilisées dans des petits produits de consommation (les calculatrices solaires).

I.4.3.2 Cellules monocristallines :

Les cellules aux siliciums monocristallines, qui représentent le type avec le plus haut pouvoir de conversion, elles sont considérées parmi les cellules ayant le meilleur rendement.

I.4.3.3 Cellules poly-cristallines :

Des cellules aux siliciums poly-cristallins. La conception étant plus facile. Les composants des cristaux de silicium sont bien visibles, le cout de fabrication est moins important cependant leur rendement est plus faible [10].

I.4.4 Modélisation électrique de la source PV

I.4.4.1 Modèle à une diode

Ce modèle a été proposé par Bishop en 1988, c'est le plus simple et le plus utilisé, car il offre un bon compromis entre la simplicité et la précision [11]. La caractéristique I-V d'une cellule solaire a une caractéristique exponentielle similaire à celle d'une diode. Ce modèle est composé d'une source de courant parallèle, d'une diode et d'une résistance parallèle (shunt) exprimant le courant de fuite au niveau de la jonction, en plus d'une résistance série décrivant une résistance à la circulation du courant qui dépend principalement de la résistance du semi-conducteur et de la résistance des grilles collectrices et de leurs contacts [12].

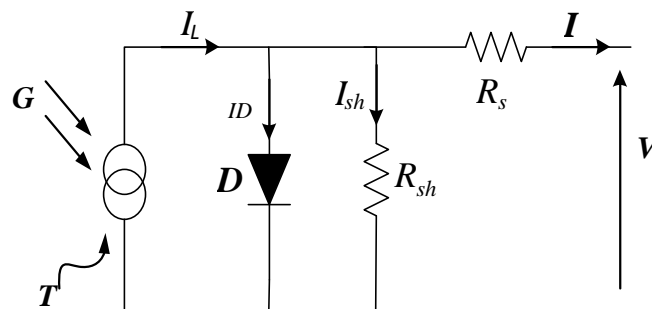


Figure I-4 : Circuit équivalent à une seule diode d'une cellule PV

La Figure (I-4) montre le circuit équivalent à une seule diode de la cellule PV, le modèle idéal est obtenu avec les conditions suivantes : $R_s = 0, R_{sh} = \infty$

Le courant de sortie fourni par la source solaire est obtenu en appliquant la loi de Kirchhoff, dans le circuit équivalent ci-dessus, ce qui donne :

$$I = I_L - I_D - I_{sh} \quad (I.1)$$

$$I_{sh}R_{sh} - IR_s - V = 0 \Rightarrow I_{sh} = \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (I.2)$$

$$I_D = I_s \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT_c} - 1\right) \right] \quad (I.3)$$

L'équation caractéristique courant-tension (I-V) d'une cellule solaire est donnée par l'expression suivante :

$$I = I_L - I_s \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT_c} - 1\right) \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (I.4)$$

I.4.5 Caractéristiques électriques de la cellule Photovoltaïque

I.4.5.1 Caractéristique Courant - Tension (I-V)

Les caractéristique courant-tension (I-V) représenté dans la Figure (I-5 (a)), Sur ces caractéristiques trois zones de fonctionnement sont distinguées :

- ✓ Zone 1 : elle est assimilable à un générateur de courant proportionnel à l'irradiation. Le fonctionnement dans cette zone donne des puissances faibles, des courants élevés et des tensions faibles.
- ✓ Zone 2 : elle correspond au coude de cette caractéristique, où le fonctionnement du générateur dans cette zone donne des puissances élevées à valeurs de courant et tension modérées. Un point optimum de puissance «PPM» (maximum power point) peut être identifié au point (V_{op}), permettant d'exploiter au mieux le gisement solaire.
- ✓ Zone 3 : elle est assimilable à un générateur de tension, où le fonctionnement dans cette zone donne des puissances faibles, des courants faibles et des tensions élevées [13].

I.4.5.2 Caractéristique Puissance - Tension (P-V)

La Figure (I-5 (b)) représente la caractéristique puissance-tension (P-V) d'une cellule PV qu'il est obtenu à partir de sa caractéristique courant-tension (I-V) représenter dans la figure précédente.

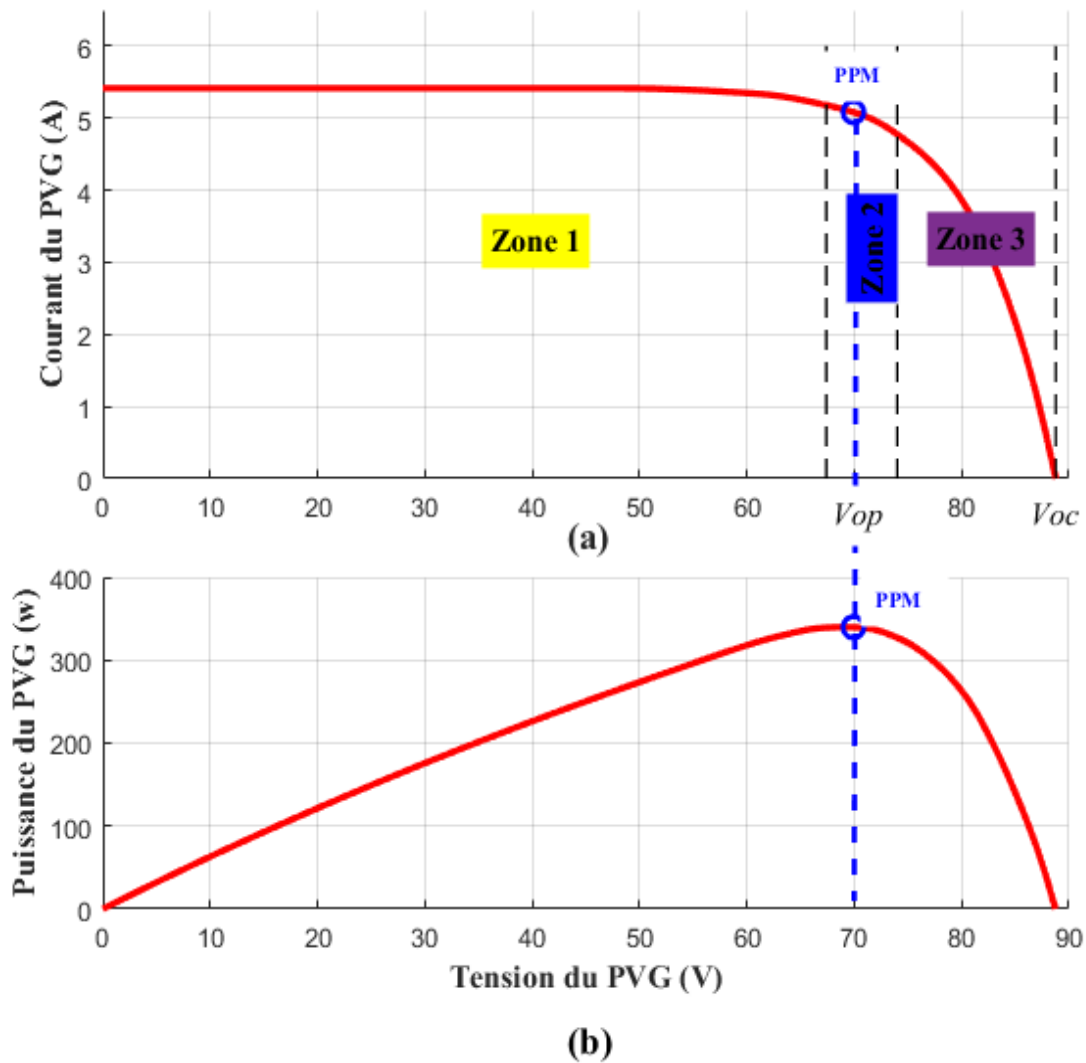


Figure I-5 : Caractéristiques courant- tension (I-V) et puissance - tension (P-V)

I.4.6 Paramètres d'une Cellule Photovoltaïque

I.4.6.1 Courant de Court- Circuit (I_{cc})

Si l'on place une cellule en court-circuit, elle va débiter un courant maximal à tension nulle. Ce courant est dit courant de court-circuit I_{cc} [14].

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0 * \left(\exp\left(\frac{R_s * I_{cc}}{V_t}\right) - \frac{R_s * I_{pv}}{R_p} \right) \quad (I.5)$$

Pour la plupart des modules PV (dont la résistance est faible), et sous éclairement normal, on peut négliger le terme :

$$I_0 * \left(\exp \left(\frac{R_s * I_{cc}}{V_t} \right) - 1 \right) \quad (I.6)$$

Devant I_{ph} l'expression approchée du courant de court-circuit est alors :

$$I_{cc} = I_{ph} - \frac{R_s * I_{cc}}{R_p} \quad (I.7)$$

I.4.6.2 Tension de Circuit-Ouvert (V_{co})

C'est la tension maximale d'un générateur PV et pour laquelle le courant débité par le générateur PV est nul. De ce fait la tension en circuit ouvert s'écrira :

$$V_{co} = V_T \ln \left(I_{ph} - \frac{V_{co}}{R_p} \right) \frac{1}{I_0} \quad (I.8)$$

I.4.6.3 Puissance Optimale

La puissance maximale utile $P_{opt} = V_{opt} * I_{opt}$, s'obtient en annulant la dérivée de la puissance. Pour l'éclairage considéré, le point de puissance maximale *MPPT* représente le point où la puissance de la cellule est maximale. Ce point, est associé à une tension maximale V_{opt} et à une intensité maximale I_{opt} .

C'est cette puissance qui sera toujours recherchée par des régulateurs de charge afin d'optimiser la charge de la batterie et le fonctionnement du générateur.

Par ailleurs, lorsqu'il est question de puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement, on parle alors de puissance crête, mesurée en (Wc) [14].

I.4.6.4 Facteur de Forme

On appelle facteur de forme « F » le rapport entre la puissance maximale fournie par la cellule, P_{max} (W) dans des conditions d'éclairage, de température et de vitesse de circulation de l'air ambiant donnés, et le produit du courant de court-circuit I_{cc} par la tension de circuit ouvert V_{co} (c'est à dire la puissance maximale d'une cellule idéale) [15].

$$F = \frac{P_{max}}{V_{co} * I_{cc}} \quad (I.9)$$

I.4.6.5 Rendement énergétique

Défini comme étant le rapport entre la puissance maximale produite « P_m » et la puissance du rayonnement solaire parvenant au module.

Soit « S » la surface du module et « E » l'éclairement, ce rendement a pour expression [14] :

$$\mu = \frac{P_m}{E * S} = \frac{V_{opt} * I_{opt}}{E * S} \quad (I.10)$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert.

I.5 Influence de l'éclairement et de la température

I.5.1 Influence de la température sur la caractéristique « $I=f(V)$ et $P=f(V)$ »

La figure (I-6) illustre les allures des caractéristiques électriques $I-V$ et $P-V$ respectivement du générateur PV pour différentes températures avec un éclairement constant de 1 kW/m^2 . Nous pouvons remarquer une légère variation du courant de court-circuit par contre une influence considérable sur la tension en circuit ouvert, qui diminue avec l'augmentation de la température et vice versa, ce qui engendre une diminution de la puissance maximale générée [16].

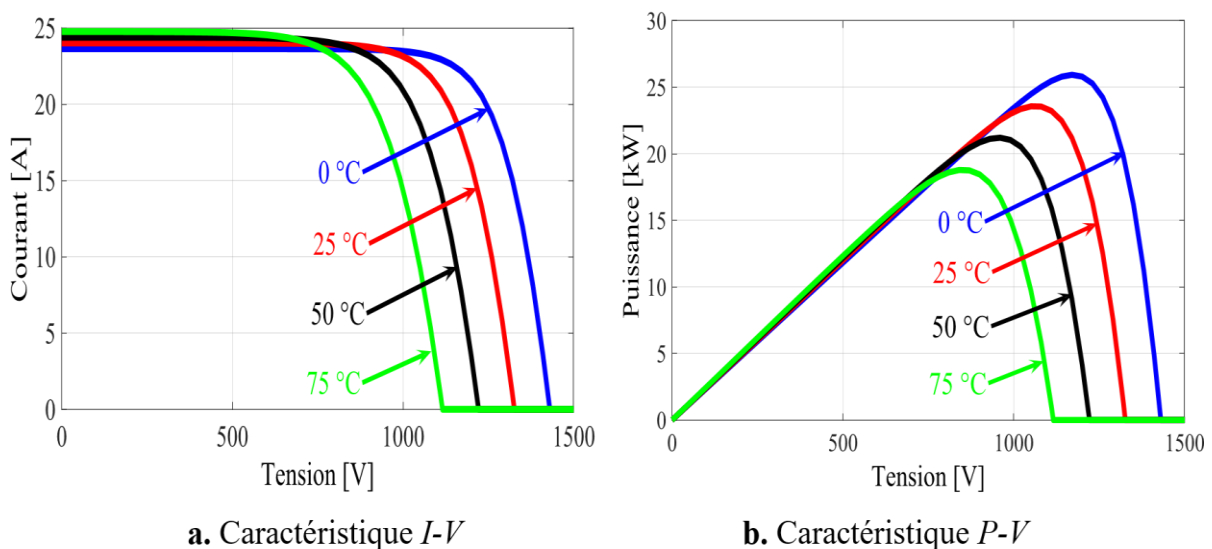


Figure I-6 : caractéristiques I-V et P-V d'un générateur PV pour différentes températures avec un éclairement constant ($E = 1 \text{ kW/m}^2$)

I.5.2 Influence de l'éclairement sur la caractéristique « $I=f(V)$ et $P=f(V)$ »

Les caractéristiques $I-V$ et $P-V$ du générateur PV obtenues pour différentes valeurs de l'éclairement sous une température et une vitesse de circulation d'air ambiant constante, sont représentées à la figure (I-7). Ces allures montrent que la puissance de sortie des panneaux solaires est directement proportionnelle à l'éclairement énergétique ; une irradiation plus faible se traduit par une puissance de sortie réduite du générateur PV. Cependant, seul le courant de sortie est considérablement affecté par l'irradiation tandis que la tension V_{co} ne varie que très peu et le changement est considéré comme négligeable, car en vertu du principe de fonctionnement de la cellule solaire, le courant est proportionnel au flux de photons [16], [17].

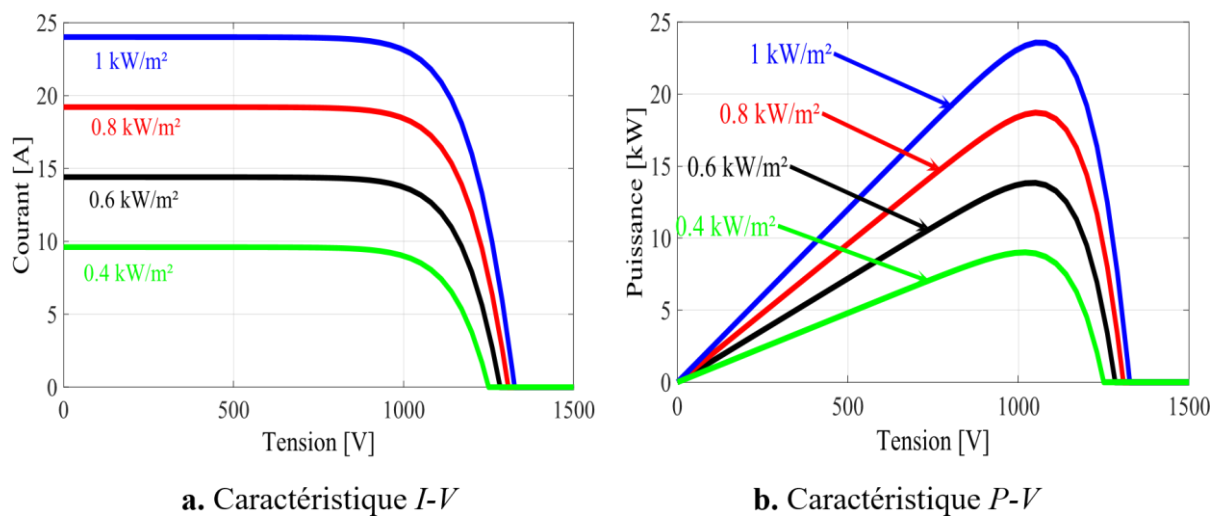


Figure I-7 : Caractéristiques I-V et P-V du générateur PV pour différentes valeurs de l'éclairement (avec $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$)

I.6 Association des cellules photovoltaïque

I.6.1 Association en série

Une association de (N_s) cellule en série, figure (I-8) permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenues par addition des tensions élémentaires de chaque cellule. L'équation résume les caractéristique électriques d'une association série de (N_s) cellules.

L'équation (I.11) résume les caractéristiques électriques d'une association série de n_s cellules :

$$V_{oc_{n_s}} = n_s * V_{oc} \quad (\text{I.11})$$

$$I_{cc} = I_{cc_{ns}} \tag{I.12}$$

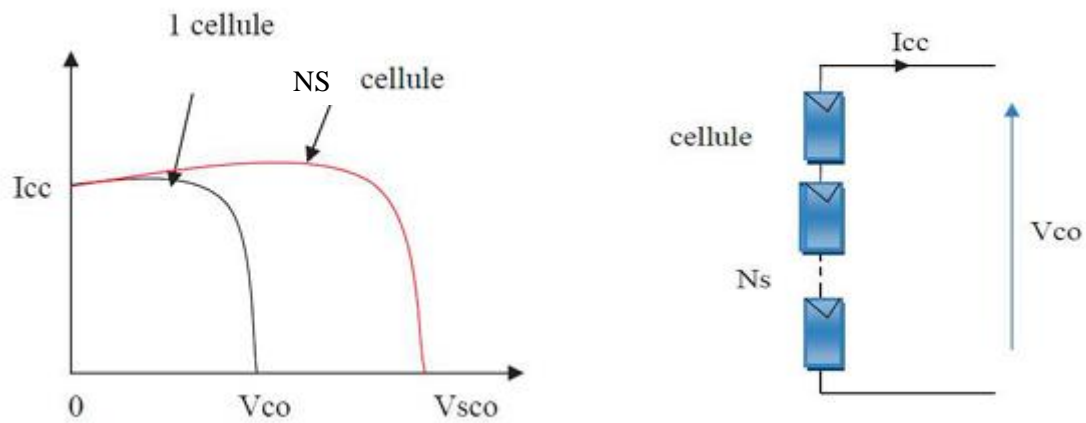


Figure I-8 : Caractéristique résultante d'un groupement de ns cellules en série.

I.6.2 Association en parallèle :

Une association parallèle de (NP) cellule, figure (I-9) est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants.

L'équation (I.13) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de np cellules :

$$I_{sc_{np}} = np * I_{sc} \tag{I.13}$$

$$V_{oc_{np}} = V_{oc} \tag{I.14}$$

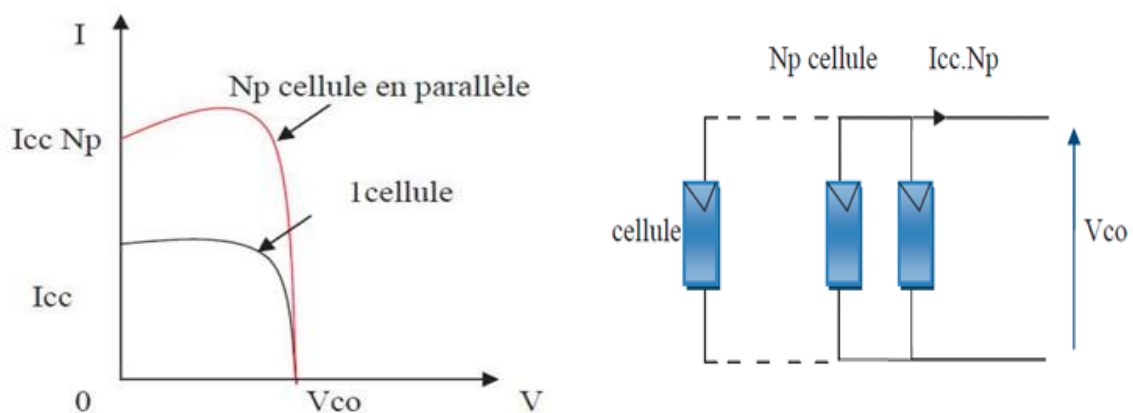


Figure I-9 : Caractéristique résultante d'un groupement de np cellules en parallèle.

I.6.3 Association (série-parallèle)

On utilise généralement ce type d'association pour en tirer une tension importante puisque l'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires est représentée ci-dessous, ce qui peut être généralisé sur une gamme de N_s modules solaires en série. Ce genre de groupement augmente le courant.

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque [18].

I.7 Commande MPPT

Par définition une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un PVG de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quel que soit les conditions météorologiques (température et irradiation), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum [19].

Un panneau solaire typique ne convertit que « 30% à 40% » de l'irradiation solaire incidente en énergie électrique. Donc il faut extraire le plus d'énergie possible des panneaux photovoltaïques. La technique de suivi du point de puissance maximale est utilisée pour améliorer l'efficacité du panneau solaire. On utilise le convertisseur de type DC/DC dans la partie Contrôle du système photovoltaïque car il est facile à contrôler par leurs rapports cycliques.

I.7.1 Type de méthode MPPT

Il existe différentes techniques pour suivre le point de puissance maximale. Les plus populaires de ces techniques sont :

- ✓ Perturbe et Observe (méthode d'escalade).
- ✓ Incrément de la conductance.
- ✓ Courant de court-circuit fractionné.
- ✓ Tension de circuit ouvert fractionnaire.
- ✓ La logique floue.

Le choix de l'algorithme dépend de la complexité temporelle de l'algorithme pour suivre le point de puissance maximale. La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du CS de telle sorte que la puissance fournie par le PVG soit maximale à ses bornes.

En général, il est basé sur la variation du rapport cyclique du CS jusqu'à se placer sur le PPM en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du CS ($I(PV)$ et $V(PV)$) [19].

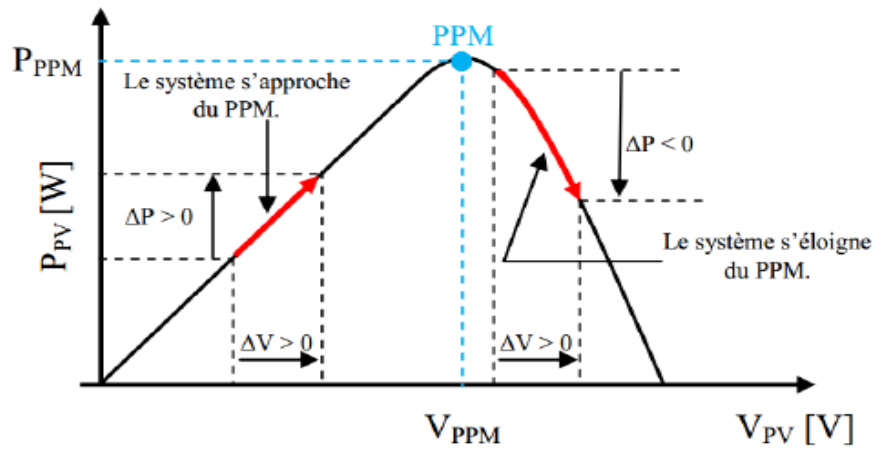


Figure I-10 : Principe de la technique 'Perturb & Observ'

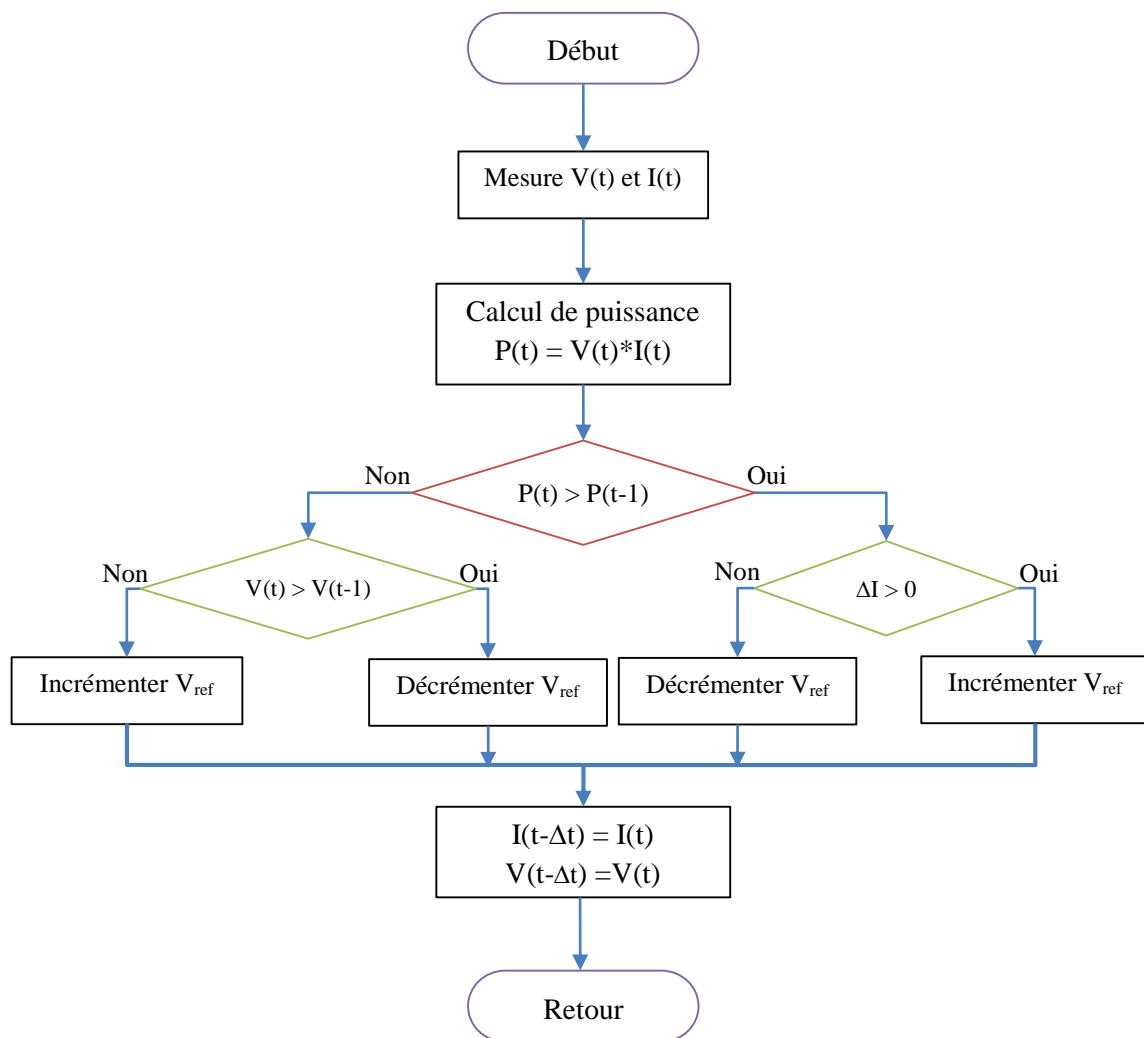


Figure I-11 : L'organigramme de l'algorithme MPPT P&O

Généralement pour l'implémentation de l'algorithme figure (I.11), deux capteurs sont habituellement requis pour mesurer la tension et le courant du générateur PV nécessaires au calcul de la puissance [20], [21].

L'un des inconvénients de cet algorithme, c'est lors d'un changement rapide des Conditions atmosphériques, il peut ne pas avoir la possibilité de voir l'erreur de trajectoire lié au changement de caractéristique, le signe de la perturbation ne change pas et le système S'éloigne momentanément du PPM [20]. Au mieux, ceci occasionne une non-optimisation de la puissance momentanée et peut échouer l'attraction du PPM. Cependant, dans le pire des cas, le système de recherche peut se perdre et se retrouver soit en circuit ouvert soit en court-circuit entraînant une perte définitive du PPM.

Conclusion

L'objectif de ce chapitre consiste tout d'abord à décrire le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque, ensuite présenter les modèles mathématiques existants des sources photovoltaïques et leurs principales caractéristiques. Nous avons aussi analysé l'effet des paramètres climatiques à savoir l'irradiation solaire et la température ambiante sur les caractéristiques de fonctionnement du module PV.

Chapitre II
*Pompage photovoltaïque
à couplage direct*



Introduction

Une pompe photovoltaïque se présente fondamentalement de deux façons selon qu'elle fonctionne avec ou sans batterie. Alors que cette première utilise une batterie pour stocker l'électricité produite par les modules, la pompe sans batterie, plus communément appelée « pompe au fil du soleil », utilise un réservoir pour stocker l'eau jusqu'au moment de son utilisation.

La pompe avec batterie permet de s'affranchir des aléas du soleil et des problèmes d'adaptation entre générateur photovoltaïque et motopompe. Le débit de pompage peut se faire à la demande, lorsque les utilisateurs en ont besoin, ou permettre un pompage régulier durant toute la journée. Dans ce dernier cas, l'utilisation d'un réservoir de stockage pour l'eau sera nécessaire afin de pouvoir fournir à la demande d'eau.

Toutefois, l'utilisation de batteries comporte davantage de composants qui influent sur la fiabilité et le coût global du système. Les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments qui auront besoin d'être changés. Elles nécessitent en outre un entretien constant et un contrôle rigoureux de leur charge et décharge. Les contrôleurs utilisés pour régulariser la charge et la décharge des batteries vieillissent rapidement et peuvent s'avérer non fiables. Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20% à 30 % de la production d'énergie.

Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système avec batterie. Le stockage se fait de manière hydraulique, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin. Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours [22].

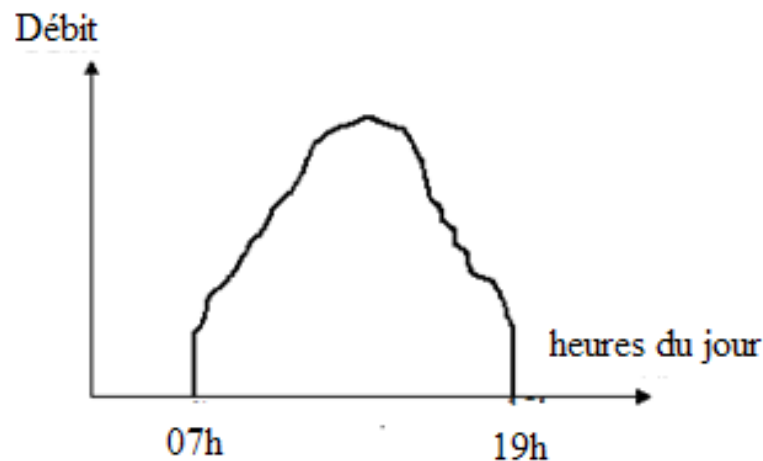


Figure II-1: Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil

II.1 Pompes hydrauliques

On appelle pompe du nom italien « pompa » toutes machines hydrauliques qui servent à déplacer les liquides d'une région de basse pression vers une région à grande pression. Son fonctionnement consiste à produire une différence de pression entre la région d'aspiration et la région de refoulement au moyen de l'organe actif (roue, ...etc.) de la pompe [23]. Du point de vue physique, la pompe transforme l'énergie mécanique en énergie hydraulique.

II.1.1 Principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge

On peut décomposer le fonctionnement en trois étapes :

- ✓ L'aspiration : Le liquide est aspiré au centre du rotor par une ouverture appelée distributeur dont le rôle est de conduire le fluide depuis la conduite d'aspiration jusqu'à la section d'entrée du rotor. La pompe étant amorcée, c'est-à-dire pleine de liquide, la vitesse du fluide qui entre dans la roue augmente et par conséquent la pression dans l'ouïe diminue et engendre ainsi une aspiration et maintient l'amorçage.
- ✓ L'accélération : Le rotor transforme l'énergie mécanique appliquée à l'arbre de la machine en énergie cinétique. A la sortie du rotor, le fluide se trouve projeté dans la volute dont le but est de collecter le fluide et de le ramener dans la section de sortie.
- ✓ Le refoulement : Dans l'élargissement en sortie, qui se comporte comme un divergent, le liquide perd de la vitesse au profit de l'accroissement de pression : l'énergie cinétique est convertie en énergie de pression au niveau de diffuseur [24].

II.1.2 Classification des pompes centrifuges

On classe les pompes centrifuges d'après le principe de fonctionnement.

a) Disposition de l'axe

- ✓ les pompes à axe horizontale (surface)

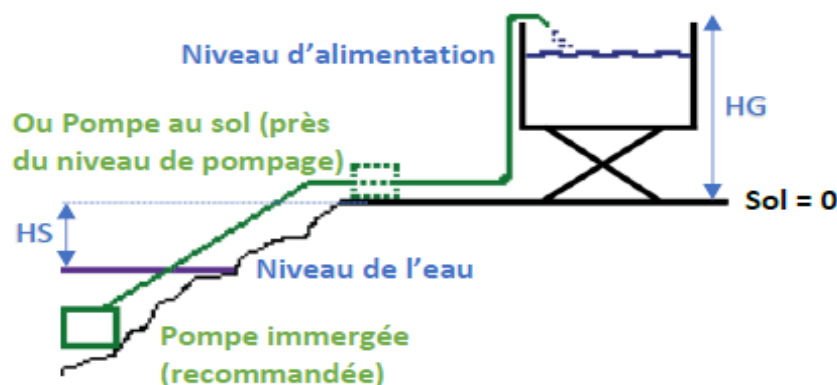


Figure II-2 : Installation hydraulique typique (pompe surface)

- ✓ les pompes à axe vertical (pompes immergées)

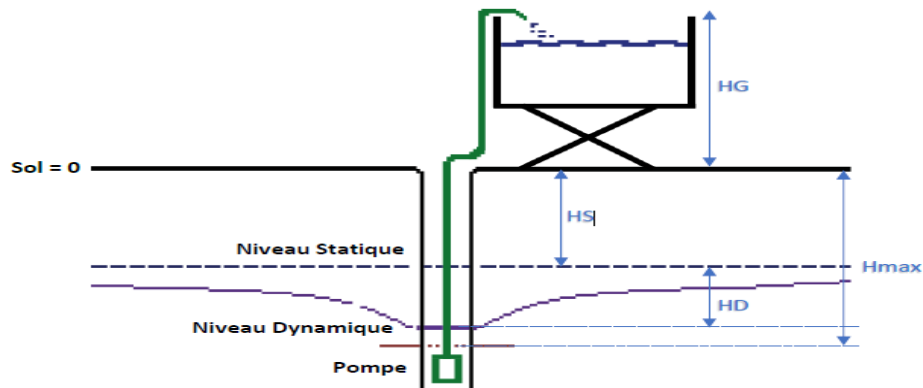


Figure II-3 : Installation hydraulique typique (pompe immergée)

b) La forme de la roue :

- ✓ simple aspiration
- ✓ double aspiration

c) Nombres des roue : le nombre des roues correspondant au nombre d'étages

- ✓ monocellulaire
- ✓ multicellulaire ou multi-étages

II.1.3 Principaux organes constituants d'une pompe centrifuge

Les principaux éléments constituant la pompe centrifuge sont (Fig. II-4) : - Le distributeur (tube d'aspiration) - La roue à d'aubes - La volute (V) comportant l'ouïe d'aspiration

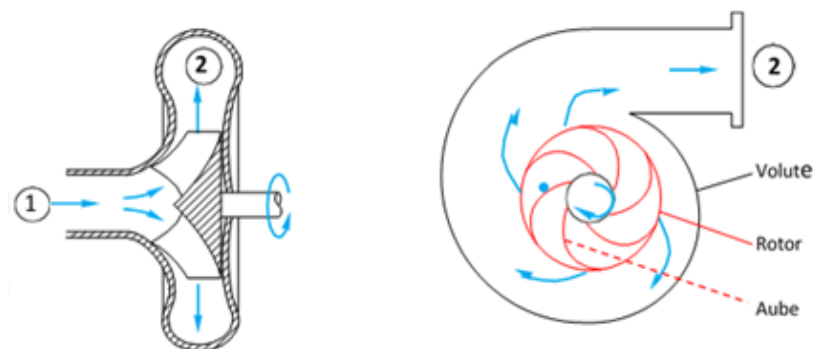


Figure II-4 : Principaux éléments d'une pompe centrifuge [24]

II.1.4 L'inclinaison des pales

Le comportement d'une pompe centrifuge est nettement affecté par l'angle physique (ou de construction) β_2 à la sortie des aubes.

- ✓ Courbés en arrière ($\beta_{2g} < 90^\circ$ ou $\beta_2 > 0^\circ$) ; fournissent les meilleurs rendements.
- ✓ Radiales ($\beta_{2g} = 90^\circ$ ou $\beta_2 = 0^\circ$) ; idéales du point de vue de la résistance mécanique.
- ✓ Courbées en avant ($\beta_{2g} > 90^\circ$ ou $\beta_2 < 0^\circ$) ; employés pour des grands débits.

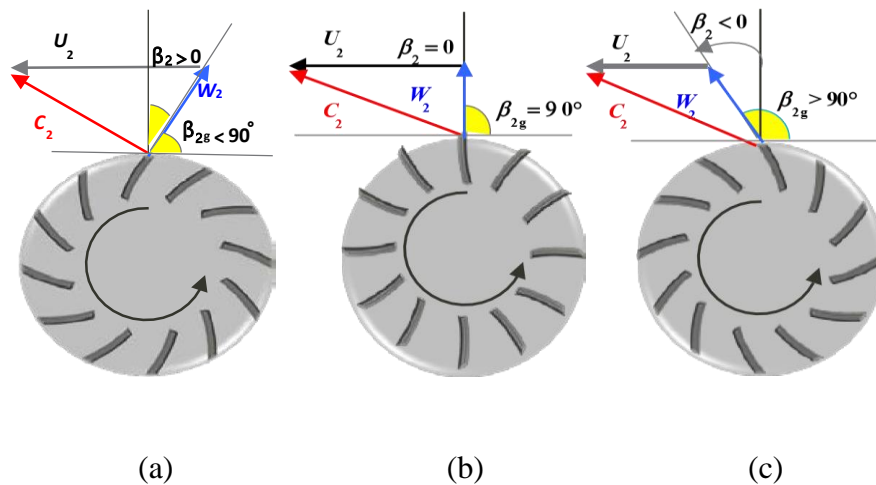


Figure II-5 : Roues à aubes : ((a) : Courbées en arrière, (b) : Radiales, (c) : Courbées en avant)

II.1.5 Courbe caractéristique théorique d'une pompe centrifuge

Ces droites représentent la caractéristique de la hauteur théorique d'une pompe centrifuge idéale, dans les trois cas de construction précités.

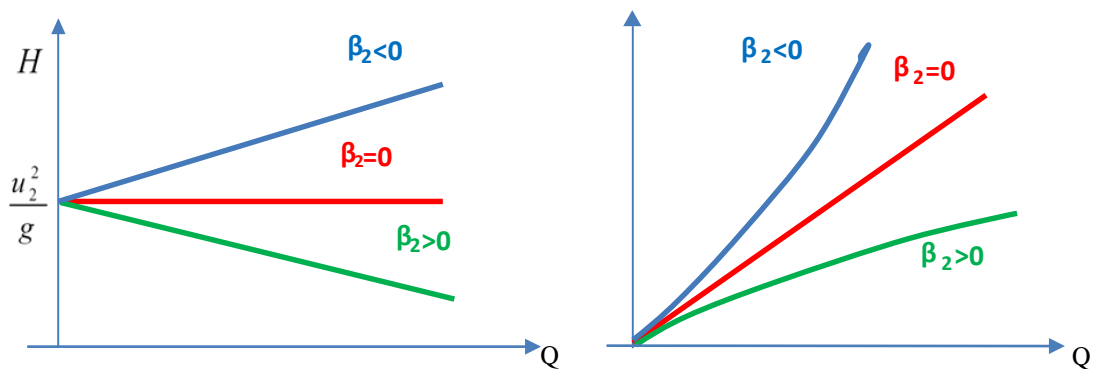


Figure II-6 : Les différentes hauteurs théoriques d'une pompe centrifuge idéale

L'analyse des courbes représentant ces caractéristiques théoriques montre qu'on a les meilleurs résultats pour des roues à aubes couchées vers l'avant $\beta_2 > 0$ (la hauteur et la puissance théoriques augmentant avec le débit), mais dans la pratique le rendement est faible dans ce cas. Les roues à aubes couchées vers l'arrière $\beta_2 < 0$ sont les plus utilisées, car elles permettent un fonctionnement optimal.

Les courbes représentées jusqu'ici sont des courbes qui ne tiennent pas en compte les différentes pertes qui ont lieu dans une pompe.

Ces pertes peuvent être classées en trois catégories :

- ✓ h_{frot} : Les pertes Hydrauliques appelées communément pertes de charges, $\eta_{hyd} = 1 - \frac{h_{frot}}{h_{pompe}}$
- ✓ q_L : Les pertes par fuites appelées aussi pertes volumétriques, $\eta_{vol} = \frac{Q}{(Q + q_L)}$
- ✓ h_{mec} : Les pertes mécaniques rendement mécanique, $\eta_{mec} = 1 - \frac{h_{mec}}{M_w}$
- ✓ Le rendement total : $\eta = \eta_{hyd} \cdot \eta_{vol} \cdot \eta_{mec}$ ou bien : $\eta = \frac{\rho g H Q}{M_w}$ pour une pompe [3].

II.1.6 Courbe caractéristique réel d'une pompe centrifuge

La tenue en compte de ces différentes pertes, permettra de tracer les courbes caractéristiques réelles des pompes et de trouver les points de fonctionnement optimums.

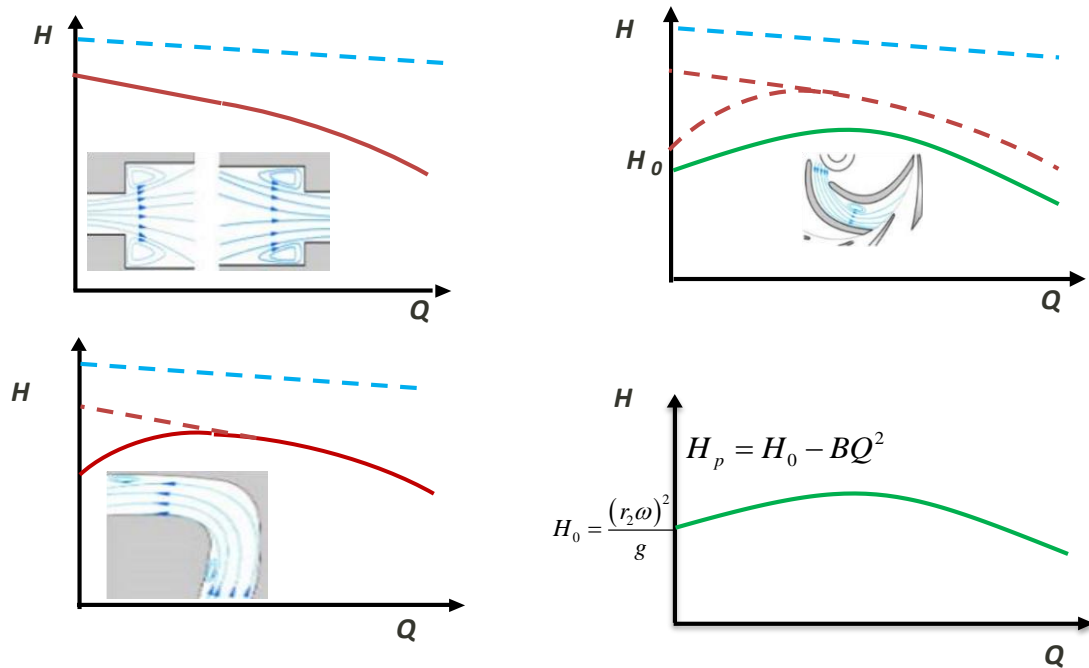


Figure II-7 : Courbe réel d'une pompe centrifuge [24]

II.1.7 Caractéristiques du réseau extérieur de la pompe (canalisation)

L'équation de Bernoulli généralisé est appliquée à la sortie de la pompe et la surface libre du réservoir de refoulement aboutit à :

$$H_{sys} - \Delta h_{frot} = \left(\frac{p}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} + z \right)_2 - \left(\frac{p}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} + z \right)_1 \quad (II.1)$$

$$H_{sys} = \frac{p_2 - p_1}{\rho g} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g} + (z_2 - z_1) + \left(\sum_i \lambda \frac{L_i}{D_i} + \sum_j \xi_j \right) \frac{v_{ref}^2}{2g} \quad (II.2)$$

$$p_2 = p_1 = p_{atm} \quad , \quad v_1 = 0, \quad v_2 = v_{ref} \approx 0.9m/s \quad (\text{Pompe solaire})$$

$$H_{sys} = (z_2 - z_1) + \left(\sum_i \lambda \frac{L_i}{D_i} + \sum_j \xi_j + 1 \right) \frac{v_{ref}^2}{2g} \quad (II.3)$$

$$v_{ref} = \left(4Q / \pi D^2 \right) \quad (II.4)$$

$$H_{sys} = \underbrace{(z_2 - z_1)}_{he} + \underbrace{\left(\sum_i \lambda \frac{L_i}{D_i} + \sum_j \xi_j + 1 \right)}_c \frac{8}{\pi^2 D^4 g} Q^2 \quad (II.5)$$

$$H_{sys} = he + cQ^2 \quad (II.6)$$

c : est une constante pour un circuit donné (perte de charge totale)

Le point de fonctionnement est l'intersection de la courbe caractéristique du circuit de canalisation avec la courbe caractéristique de la pompe $H_p = f(Q)$ [24].

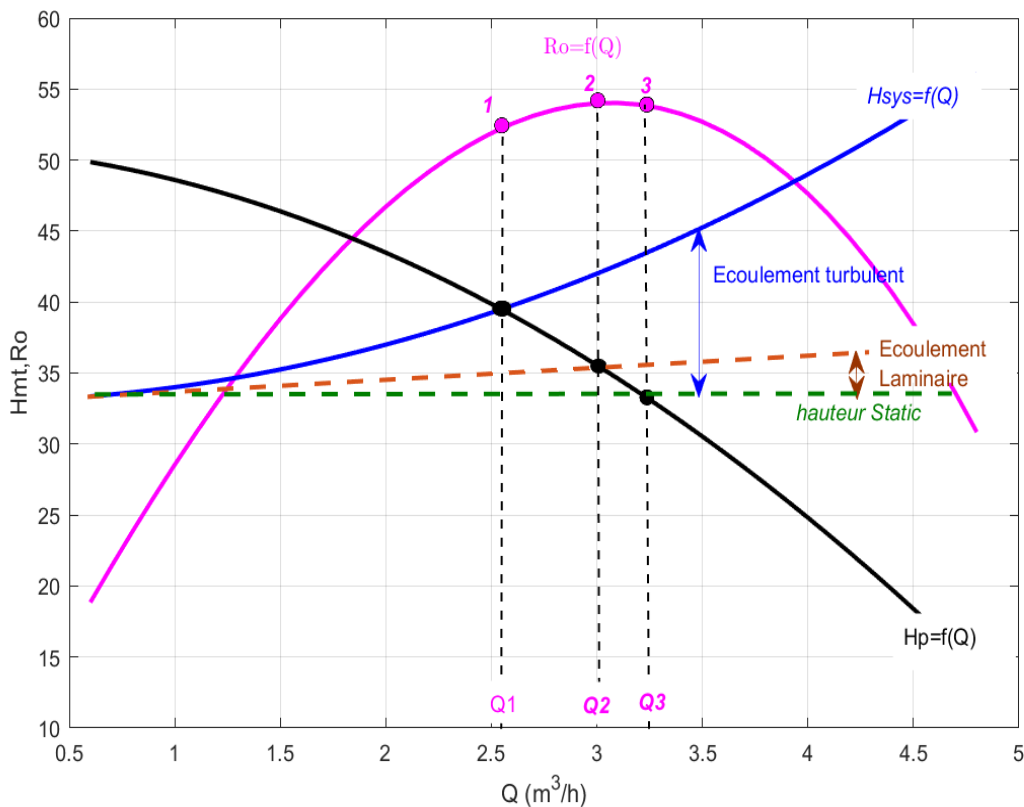


Figure II-8 : Point de fonctionnement entre la courbe du réseau et celle de la pompe

L'équation (II.6) représente la courbe $H(Q)$ du système, telle qu'elle est donnée par plusieurs ouvrages de la littérature [25], [26], [27]

Selon l'équation (II.6), la perte de frottement totale dans un système hydraulique (en tenant compte des pertes dans le pipeline, les coudes, les vannes, etc.) est proportionnelle au carré du débit. Les pertes par frottement sont généralement insignifiantes par rapport à la hauteur totale. Il est courant de considérer une perte par frottement standard de 2 à 5 % pour un système de distribution bien conçu [28]. Dans les systèmes de pompage d'eau alimentés par PV, il est recommandé d'utiliser une tuyauterie plus grande que celle qui serait utilisée dans un système d'eau conventionnel pour maintenir les pertes par frottement aussi faibles que possible [29].

Dans les systèmes avec des pertes par frottement insignifiantes, les effets du débit d'eau ont tendance à être minimisés. Ainsi, la courbe $H(Q)$ peut être approximée par l'équation (II.7) :

$$H_{sys} \approx h_e \quad (\text{II.7})$$

II.2 Modélisation des pompes centrifuges

Les courbes de performances des pompes centrifuges sont ; La courbe caractéristique $H(Q)$ et de rendement $\eta_P(Q)$, qui sont représenté sur la figure suivante.

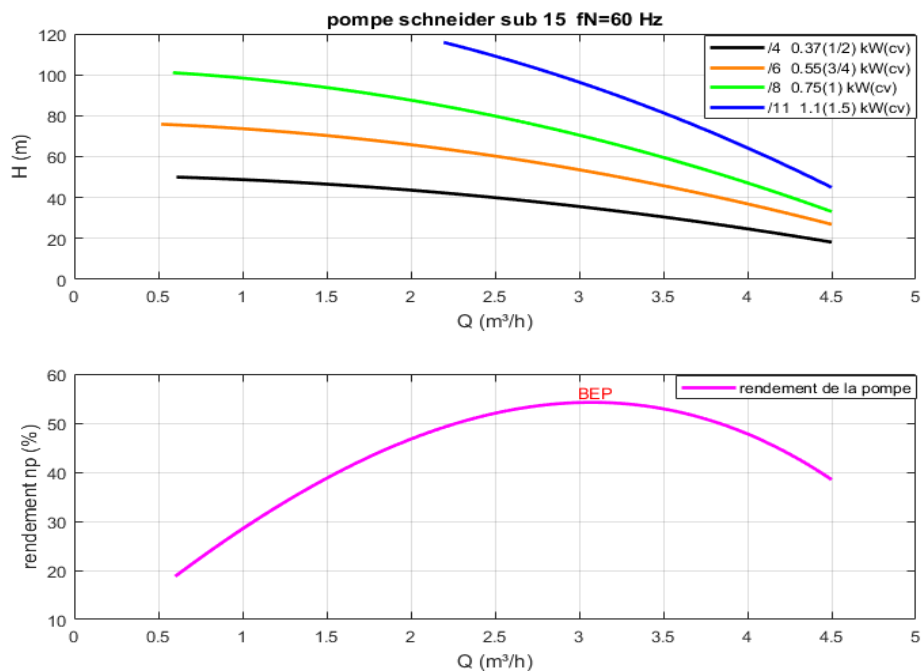


Figure II-9: La courbe $H(Q)$ et $\eta_p(Q)$, de la pompe schneider sub15 (multicellulaire)

La fiche technique du fabricant fournit ces courbes à la vitesse nominale de la pompe. Cependant, dans le PVPS, la pompe centrifuge fonctionne à des vitesses différentes en fonction de la ressource solaire disponible. Un tel fonctionnement à vitesse variable obéit aux lois de similitude de la puissance mécanique d'entrée de la pompe (P_p), le débit (Q), la hauteur manométrique total (H_{sys}) et la vitesse de rotation de la pompe (N) [30].

Figure (II-9), montre les courbes caractéristiques $H(Q)$ et $\eta_p(Q)$ de la pompe Schneider (SUB 15–0,5cv) à vitesse nominale ($f_N = 60$ Hz).

Le BEP est donné à $Q = 3$ m³/h. Dans ces conditions, le rendement maximum est proche de 54%.

La hauteur manométrique totale et le rendement de la pompe peuvent être exprimés en fonction du débit d'eau, c'est-à-dire $H = f(Q)$ et $\eta_p = f(Q)$, comme le montre l'équation (II.8) [31], [32], l'équation (II.9), [33], [34].

$$H(Q) = a_1 \cdot Q^2 + b_1 \cdot Q + c_1 \quad (\text{II.8})$$

$$\eta_p(Q) = a_2 \cdot Q^3 + b_2 \cdot Q^2 + c_2 \cdot Q + d_2 \quad (\text{II.9})$$

Les coefficients a_1 , b_1 , c_1 , et a_2 , b_2 , c_2 , d_2 peuvent être obtenus par interpolation des données fournies par le fabricant [35], Parmi les méthodes d'interpolations, il est possible d'appliquer la méthode des moindres carrés.

II.2.1 Méthode des moindres carrés

Les donnée du constructeur et nous cherchons la courbe qui soit "le mieux ajustée" aux données par :

✓ Ajustement parabolique : $H(Q) = aQ^2 + bQ + c$ (II.10)

✓ Ajustement cubique : $\eta(Q) = aQ^3 + bQ^2 + cQ + d$ (II.11)

Pour trouver ces constantes a , b , c , d , nous devons appliquer une technique qui minimise l'erreur, c'est-à-dire que tous les points des donnés sont très proches de la courbe que nous allons trouver. La technique que nous utilisons ici c'est la méthode des moindres carrés.

Ajustement parabolique :

Pour trouver la parabole $H(Q) = a_1Q^2 + b_1Q + c_1$ qui s'ajuste le mieux aux données en utilisant la méthode des moindres carrés, nous devons résoudre le système 3x3.

$$\begin{bmatrix} n & \Sigma Q & \Sigma Q^2 \\ \Sigma Q & \Sigma Q^2 & \Sigma Q^3 \\ \Sigma Q^2 & \Sigma Q^3 & \Sigma Q^4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_1 \\ b_1 \\ a_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Sigma H \\ \Sigma QH \\ \Sigma Q^2H \end{bmatrix}$$

✓ En résolvant ce système, nous obtenons : a_1, b_1, c_1

Ajustement cubique :

Pour trouver l'équation cubique $\eta_p(Q) = a_2.Q^3 + b_2.Q^2 + c_2.Q + d_2$ qui s'ajuste le mieux aux données, nous devons résoudre un système 4x4.

$$\begin{bmatrix} n & \Sigma Q & \Sigma Q^2 & \Sigma Q^3 \\ \Sigma Q & \Sigma Q^2 & \Sigma Q^3 & \Sigma Q^4 \\ \Sigma Q^2 & \Sigma Q^3 & \Sigma Q^4 & \Sigma Q^5 \\ \Sigma Q^3 & \Sigma Q^4 & \Sigma Q^5 & \Sigma Q^6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_2 \\ c_2 \\ b_2 \\ a_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Sigma \eta_p \\ \Sigma Q\eta_p \\ \Sigma Q^2\eta_p \\ \Sigma Q^3\eta_p \end{bmatrix}$$

✓ En résolvant ce système, nous obtenons : a_2, b_2, c_2, d_2

Pour l'ajustement parabolique :

$$\begin{cases} n.c_1 + \Sigma Q.b_1 + \Sigma Q^2.a_1 = \Sigma H \\ \Sigma Q.c_1 + \Sigma Q^2.b_1 + \Sigma Q^3.a_1 = \Sigma QH \\ \Sigma Q^2.c_1 + \Sigma Q^3.b_1 + \Sigma Q^4.a_1 = \Sigma Q^2H \end{cases}$$

Pour l'ajustement cubique :

$$\begin{cases} n.d_2 + \Sigma Q.c_2 + \Sigma Q^2.b_2 + \Sigma Q^3.a_2 = \Sigma \eta_p \\ \Sigma Q.d_2 + \Sigma Q^2.c_2 + \Sigma Q^3.b_2 + \Sigma Q^4.a_2 = \Sigma Q\eta_p \\ \Sigma Q^2.d_2 + \Sigma Q^3.c_2 + \Sigma Q^4.b_2 + \Sigma Q^5.a_2 = \Sigma Q^2\eta_p \\ \Sigma Q^3.d_2 + \Sigma Q^4.c_2 + \Sigma Q^5.b_2 + \Sigma Q^6.a_2 = \Sigma Q^3\eta_p \end{cases}$$

A la fin, nous substituons les coefficients obtenus à partir de la méthode dans les deux équations.

II.3 Régulation de débit Q par variation de vitesse (N) ou de fréquence (f)

Considérons une pompe tournant à la vitesse N_1 , à un point de fonctionnement (H_1, Q_1) . Un nouveau point de fonctionnement (H_2, Q_2) peut être atteint en modifiant la vitesse de la pompe à une nouvelle valeur N_2 .

Les lois de similitudes permettent de déduire les formules suivantes pour les pompes centrifuges :

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{N_1}{N_2} \tag{II.12}$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \tag{II.13}$$

$$\frac{P_{P1}}{P_{P2}} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^3 \tag{II.14}$$

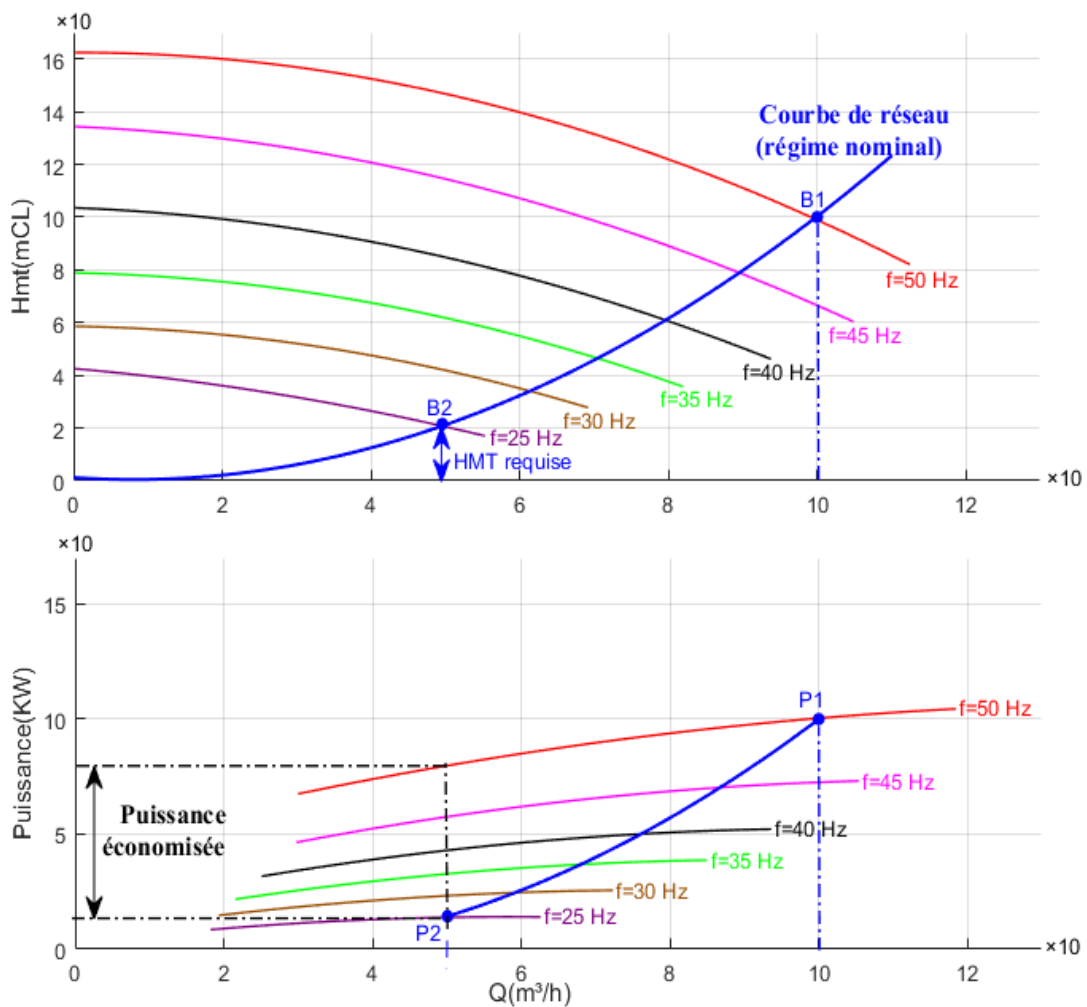


Figure II-10 : Fonctionnement d'une pompe régulée avec variation H (f) et puissance absorbée

[36]

Les équations (II.12) et (II.13) peuvent être réarrangées en fonction de la fréquence nominale (f_N) et de la fréquence de fonctionnement (f), étant donné que $f = 1/N$, d'où :

$$Q = \left(\frac{f_N}{f} \right) Q_f \tag{II.15}$$

$$H = \left(\frac{f_N}{f} \right)^2 H_f \tag{II.16}$$

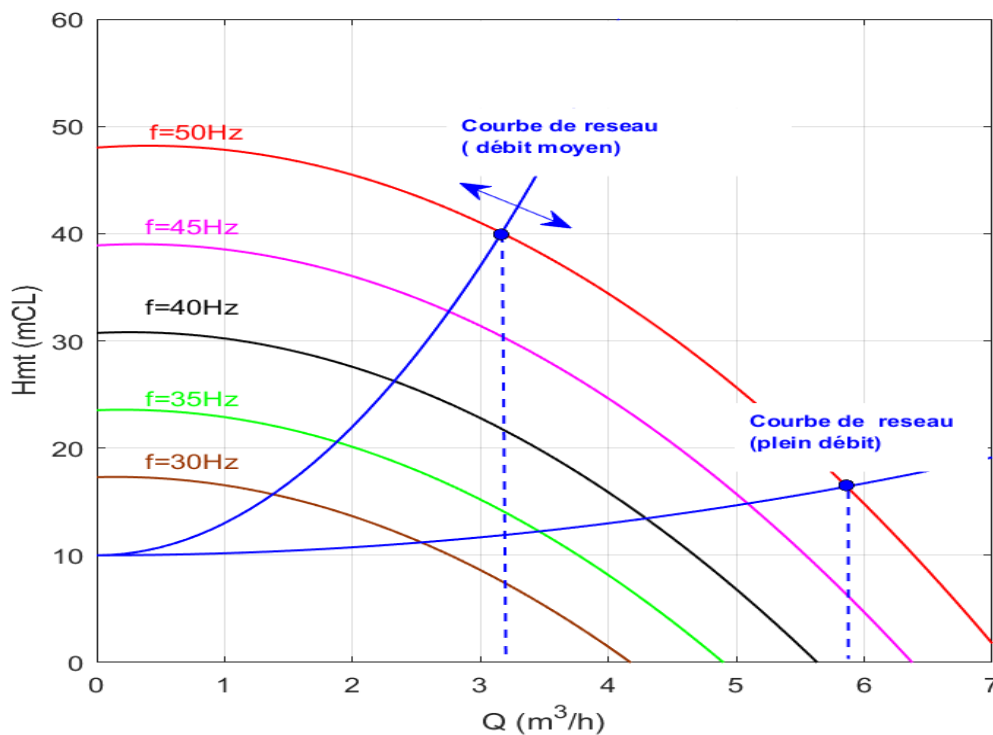


Figure II-11 : Fonctionnement d'une pompe régulée avec variation du débit.

En substituant les valeurs de Q et H, données par les équations (II.15) et (II.16), dans l'équation

$H_p = H(Q)$, on obtient l'équation (II.17) :

$$\left(\frac{f_N}{f} \right)^2 H = H \left(\left(\frac{f_N}{f} \right) Q_f \right) \tag{II.17}$$

Le côté droit de l'équation (II.17) peut être calculé en substituant la valeur de Q, donnée par l'équation (II.15), dans l'équation (II.8) :

$$H \left(\left(\frac{f_N}{f} \right) Q_f \right) = a_1 \left(\left(\frac{f_N}{f} \right) Q_f \right)^2 + b_1 \left(\left(\frac{f_N}{f} \right) Q_f \right) + c_1 \tag{II.18}$$

En substituant la valeur $H\left(\left(\frac{f_N}{f}\right)Q_f\right)^2$, donnée par l'équation (II.18), dans l'équation (II.17) et en résolvant pour H_f on obtient :

$$H_f = a_1 Q_f^2 + b_1 \left(\frac{f}{f_N}\right) Q_f + c_1 \left(\frac{f}{f_N}\right)^2 \quad (\text{II.19})$$

Le rendement peut être obtenu par un processus similaire :

$$\eta_p = a_2 \left(\frac{f_N}{f}\right)^3 Q_f^3 + b_2 \left(\frac{f_N}{f}\right)^2 Q_f^2 + c_2 \left(\frac{f_N}{f}\right) Q_f + d_2 \quad (\text{II.20})$$

Les équations (II.19) et (II.20) peuvent être généralisées pour toute combinaison de Q et f, comme indiqué par (II.21) et (II.22) :

$$H(Q, f) = a_1 Q^2 + b_1 \left(\frac{f}{f_N}\right) Q + c_1 \left(\frac{f}{f_N}\right)^2 \quad (\text{II.21})$$

$$\eta_p(Q, f) = a_2 \left(\frac{f_N}{f}\right)^3 Q^3 + b_2 \left(\frac{f_N}{f}\right)^2 Q^2 + c_2 \left(\frac{f_N}{f}\right) Q + d_2 \quad (\text{II.22})$$

L'effet de la fréquence sur la caractéristique $H(Q)$ et $\eta_p(Q)$ apparaît plus clairement à travers la figure (II-12). La courbe d'efficacité se déplace vers la gauche au fur et à mesure que la fréquence diminue, tandis que la courbe de la hauteur manométrique diminue.

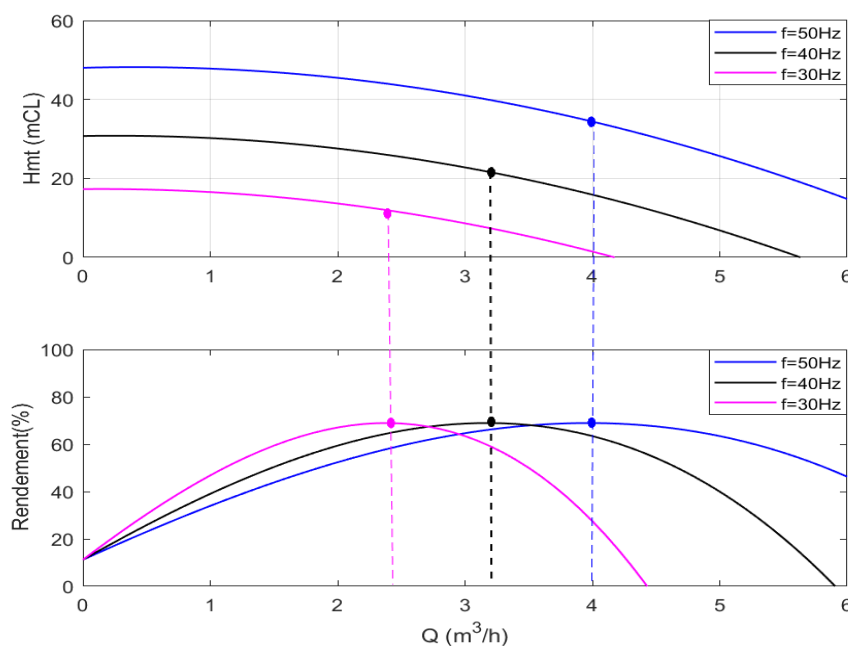


Figure II-12 : Influence de la fréquence sur la caractéristique $H(Q)$ et $\eta_p(Q)$

La figure (II-13) représente l'influence de la fréquence sur les autres performances de la pompe centrifuge telle que : NPSH (m), la puissance P (kW),...

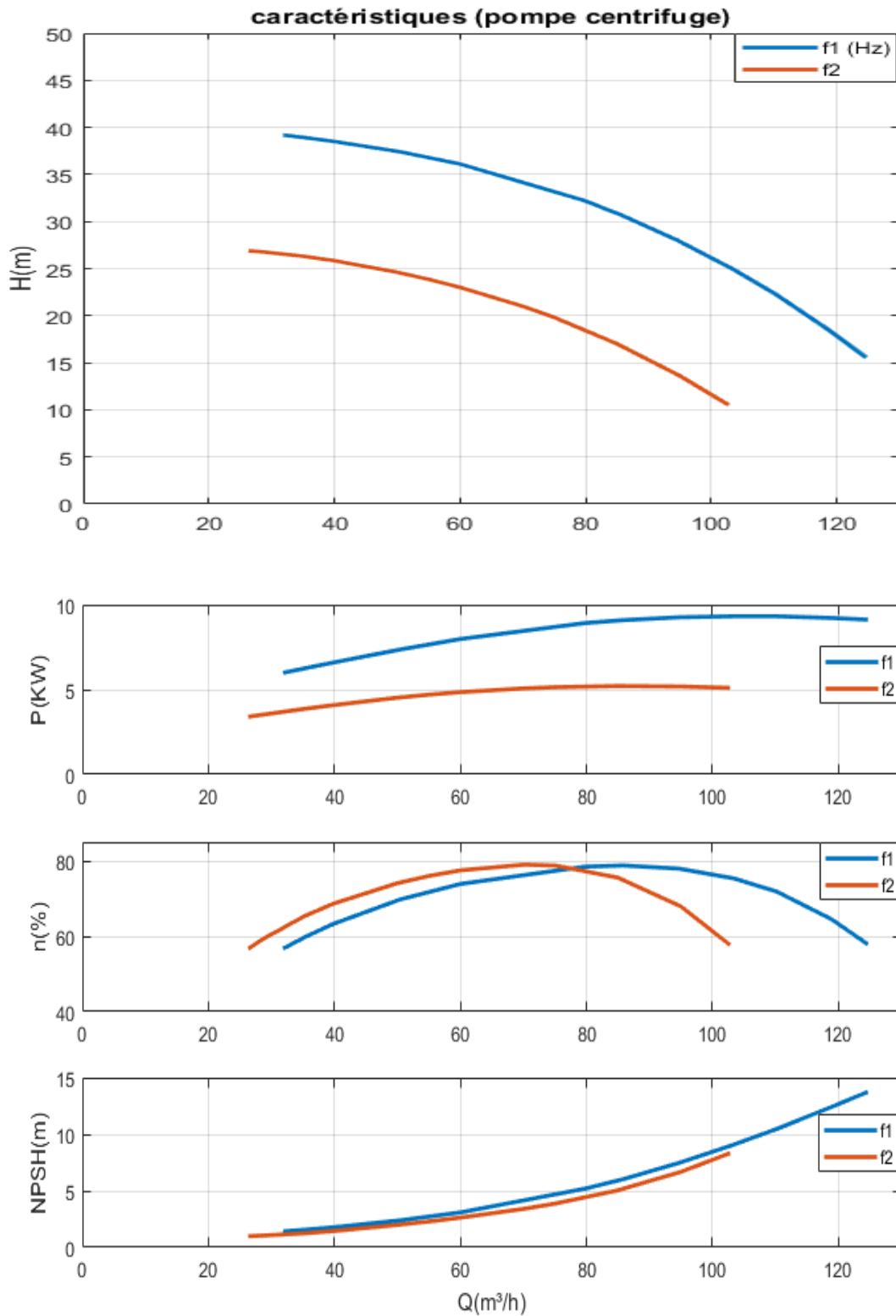


Figure II-13 : Influence de la fréquence sur les caractéristiques de la pompe centrifuge

II.4 Configuration et modélisation d'une chaîne de système de pompage photovoltaïque (PVPS)

La figure (II-14) montre la configuration du PVPS modélisé. Le système, qui représente la configuration la plus courante dans les applications de pompage photovoltaïque à couplage direct, est composé d'un générateur photovoltaïque, d'un PCS, d'un moteur à induction et d'une pompe centrifuge.

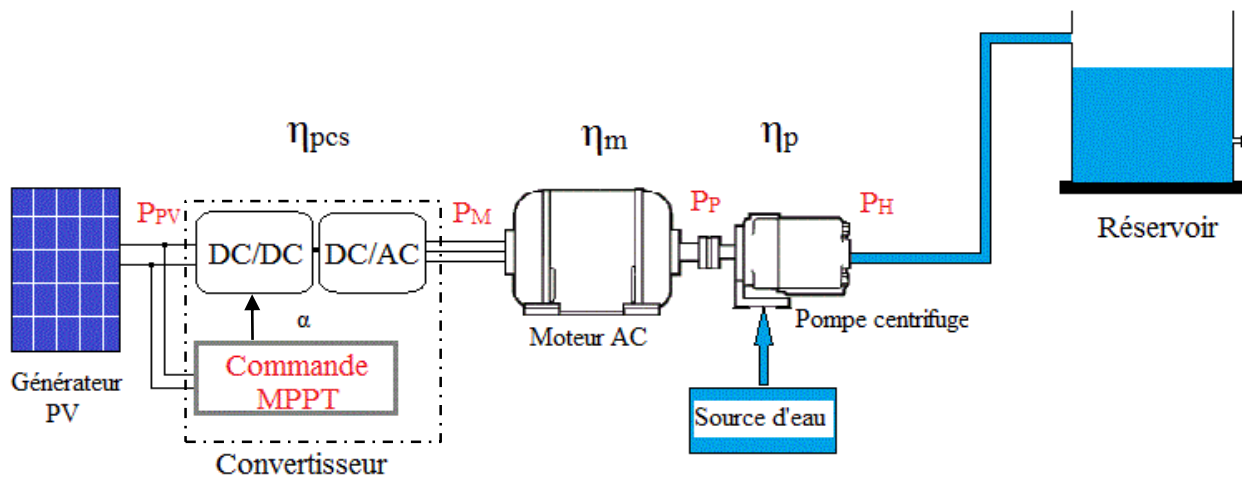


Figure II-14 : Configuration typique d'un PVPS à couplage direct.

II.4.1 Puissance théorique générée par le générateur PV

La puissance maximale disponible (P_{PV} , en watts) est égale à la puissance PV maximale disponible (P_{MP} , en watts) pour une irradiation et une température données. En d'autres termes, la puissance maximale (PMP) disponible aux bornes du PVG peut être calculée par une seule équation empirique basée sur les caractéristiques du module dans les conditions de rayonnement et de température considérées. [37] décrit le modèle de générateur PV utilisé dans ce travail, donné par l'équation (II.23) :

$$P_{PV} = P_{MP} = P_{MP,n} \frac{G}{G_n} [1 - \gamma_{MP} (T_c - T_n)] \quad (II.23)$$

Il convient de noter que pour que l'équation (II.23) soit valable, on suppose que le PCS est équipé d'un algorithme de suivi du point de puissance maximale (MPPT) qui garantit que le PVG fonctionnera toujours à sa puissance maximale pour une condition opérationnelle donnée et que d'autres conditions non idéales sont ignorées, telles que la saleté et l'ombrage.

II.4.2 Rendement de l'installation

Le rapport entre la puissance de sortie hydraulique totale et la puissance d'entrée PV totale définit le rendement de l'ensemble PCS + moteur-pompe (η_s). Ces quantités varient dans le temps en fonction du profil d'irradiation. L'équation (II.24) est donc utilisée pour calculer le rendement de l'installation :

$$\eta_s = \frac{\rho g \sum_{j=1}^n H_j Q_j}{\sum_{j=1}^n P_{PVj}} \quad (\text{II.24})$$

Où n est le nombre total d'échantillons donnés dans l'intervalle de mesure, P_{PV} est la puissance PV, qui est considérée comme fonctionnant au point de puissance maximale (P_{MP}), donnée par l'équation (II.23). ρ et g sont la densité de l'eau et l'accélération de la gravité, respectivement. Le rendement de la pompe (η_p) est défini comme le rapport entre la puissance de sortie hydraulique (P_H) et la puissance d'entrée mécanique (P_P), comme indiqué dans l'équation (II.25), [30].

$$\eta_p = \frac{P_H}{P_P} = \frac{\rho g H Q}{P_P} \quad (\text{II.25})$$

II.4.3 Puissance électrique absorbée par le moteur

La puissance électrique absorbée par le moteur peut être obtenue à partir du rendement du moteur (η_M) et de la puissance mécanique absorbée par la pompe [30].

$$P_M = \frac{P_P}{\eta_M} \quad (\text{II.26})$$

II.4.4 Puissance d'entrée de la pompe

L'équation (II.27) relie la puissance d'entrée de la pompe à la puissance générée par le PV :

$$P_P = \eta_{PCS} \eta_M P_{PV} \quad (\text{II.27})$$

II.4.5 Rendement du PCS (η_{PCS})

Peut-être modélisé en fonction de sa charge, dans laquelle des valeurs plus élevées sont généralement trouvées lorsque le PCS fonctionne à plus de 20% de sa puissance nominale. A partir de la courbe de rendement d'un PCS donné, η_{PCS} peut être calculé à l'aide de modèles de régression

linéaire. Cependant, dans une PVPS, la pompe ne fonctionne qu'à partir d'un certain seuil de puissance d'entrée PV, qui est généralement supérieur à 20 % de la puissance nominale du PCS. Dans ces conditions, on peut considérer que η_{PCS} peut être considéré comme constant tout au long de la période de fonctionnement de la PVPS. Par conséquent, dans ce travail, le rendement du PCS est considérée comme constant et égale à 95 (%) [31], [38], [39].

Donc :

$$P_p = 0.95\eta_M P_{PV} \quad (\text{II.28})$$

II.4.6 Rendement du moteur électrique

Peut-être modélisé selon l'équation (II.31) [2], [40].

$$\eta_M = \frac{p}{p + k_0 + k_1 p + k_2 p^2} = \frac{p}{k_2 p^2 + (k_1 + 1)p + k_0} \quad (\text{II.29})$$

Où p est le rapport entre la puissance mécanique de sortie du moteur (P_P) et la puissance mécanique de sortie nominale du moteur (P_{NOM}), donné par l'équation (II.30).

$$p = \frac{P_P}{P_{NOM}} \quad (\text{II.30})$$

II.4.7 Caractéristique du moteur électrique asynchrone

À partir de la courbe de rendement du moteur fournie par le fabricant comme le montre la figure (II-15), il est possible de calculer les paramètres k_0 , k_1 et k_2 en utilisant des méthodes d'interpolation des données [40]. Voir annexe A

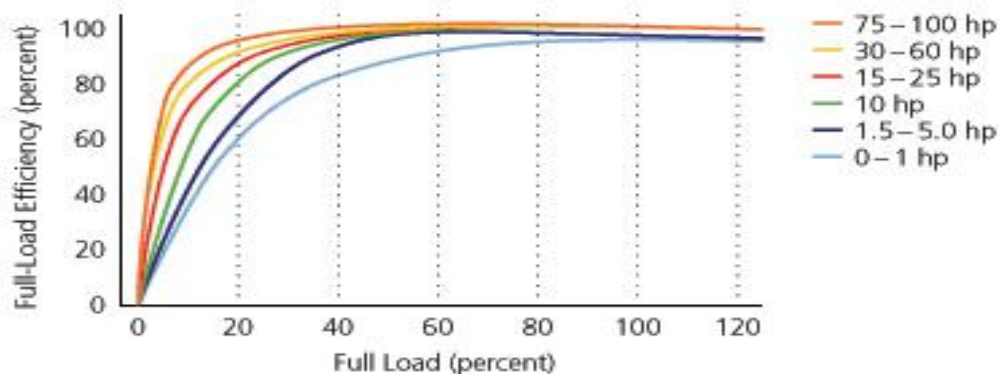


Figure II-15 : Courbe de rendement typique d'un moteur (en fonction du pourcentage de pleine charge). [41]

Avec : $I (hp) = 745.7 (w)$

A vitesse de rotation constante, le rendement du moteur est en fonction de sa charge. Dans la plupart des moteurs électriques, les meilleures valeurs de rendement sont atteintes entre 50 % et 100 % de sa charge nominale [2].

La figure (II-15) montre que plus la puissance nominale du moteur est élevée, plus la plage de puissance dans laquelle il fonctionnera avec un rendement élevé. Les équations (II.28) et (II.29) permettent d'obtenir :

$$\frac{P}{p + k_0 + k_1 p + k_2 p^2} = \frac{P_p}{0.95 P_{PV}} \quad (\text{II.31})$$

En substituant l'équation (II.30) :

$$\frac{\frac{P_p}{P_{NOM}}}{p + k_0 + k_1 p + k_2 p^2} = \frac{P_p}{0.95 P_{PV}}$$

Et en réarrangeant pour trouver p :

$$k_2 p^2 + (k_1 + 1)p + k_0 - \frac{0.95 P_{PV}}{P_{NOM}} = 0 \quad (\text{II.32})$$

Compte tenu de p obtenu à partir de l'équation (II.32), il est possible de trouver la puissance de la pompe à partir de l'équation (II.30). En substituant les équations (II.6) et (II.22) dans (II.25) et l'équation (II.6) dans (II.21) :

$$\rho g (h_e + kQ^2)Q = \left(a_2 \left(\frac{f_N}{f} \right)^3 Q^3 + b_2 \left(\frac{f_N}{f} \right)^2 Q^2 + c_2 \left(\frac{f_N}{f} \right) Q + d_2 \right) P_p \quad (\text{II.33})$$

$$h_e + kQ^2 = a_1 Q^2 + b_1 \left(\frac{f}{f_N} \right) Q + c_1 \left(\frac{f}{f_N} \right)^2 \quad (\text{II.34})$$

Il est possible de réarranger et de former un système d'équations non linéaires pour résoudre Q et f :

$$\left(P_p a_2 \left(\frac{f_N}{f} \right)^3 - \rho g k \right) Q^3 + P_p b_2 \left(\frac{f_N}{f} \right)^2 Q^2 + \left(P_p c_2 \left(\frac{f_N}{f} \right) - \rho g h_e \right) Q + P_p d_2 = 0 \quad (\text{II.35})$$

$$(a_1 - k)Q^2 + b_1 \left(\frac{f}{f_N} \right) Q + c_1 \left(\frac{f}{f_N} \right)^2 - h_e = 0 \quad (\text{II.36})$$

Dans les systèmes hydrauliques où les pertes par frottement peuvent être négligées (c'est-à-dire qui peuvent être représentées par l'équation (II.7)), le système d'équations non linéaires peut être réduit à :

$$P_p a_2 \left(\frac{f_N}{f} \right)^3 Q^3 + P_p b_2 \left(\frac{f_N}{f} \right)^2 Q^2 + \left(P_p c_2 \left(\frac{f_N}{f} \right) - \rho g h_e \right) Q + P_p d_2 = 0 \quad (\text{II.37})$$

$$a_1 Q^2 + b_1 \left(\frac{f}{f_N} \right) Q + c_1 \left(\frac{f}{f_N} \right)^2 - h_e = 0 \quad (\text{II.38})$$

L'équation (II.32) et le système d'équations donné dans (II.37) et (II.38) sont la base de l'algorithme développé pour calculer le SBEP de la pompe dans le chapitre suivant.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié une pompe centrifuge équipée d'un moteur à courant alternatif (AC), devant être précédée d'un convertisseur DC/AC fonctionnant à l'énergie solaire à partir d'un panneau solaire avec des spécifications précises. Ces éléments constituent le système de pompage photovoltaïque (PVPS) à couplage direct et sans batterie (fonctionnant à partir du soleil), où le moteur a été modélisé et exprimé à travers une équation de rendement mécanique. Pour le convertisseur, son efficacité est de 95%. Il sert à transférer l'énergie du générateur PVG vers le moteur électrique.

La pompe centrifuge a été étudiée en détail car elle représente le point faible pour plusieurs raisons, notamment les pertes de pression et de débit (longueur du tuyau, diamètre, coudes...) ainsi que des variables externes telles que la température, l'environnement et l'emplacement où elle est installée. La nature du moteur qui l'entraîne et son efficacité jouent également un rôle crucial. En termes d'énergie, l'efficacité de la pompe est directement influencée par le rayonnement solaire.

Par conséquent, il est nécessaire d'intégrer la pompe et de la connecter aux autres composants pour réaliser une analyse précise des performances globales du système, sans se limiter à évaluer uniquement la pompe seule. Cela permet de choisir les éléments adéquats et d'optimiser la hauteur de pompage de manière appropriée et optimale.

Chapitre III

*Méthode de calcul du point
optimal de rendement
solaire SBEP*

Introduction

Dans un (PVPS) à couplage direct et qui comporte les trois composants principaux : (PVG, PCS, et un système dynamique composé d'un moteur AC et d'une pompe centrifuge), Il est nécessaire de dimensionner ce système pour plusieurs raisons afin d'assurer une performance optimale et une efficacité élevée (répondre aux besoins hydrauliques, choix de l'énergie solaire, utilisation efficace de l'énergie, coût et maintenance...etc.).

Pour augmenter l'efficacité quotidienne du système et puisque la pompe centrifuge conventionnelle fonctionne à différentes vitesses en fonction de la disponibilité de l'irradiation solaire et donc le concept BEP n'offre pas les meilleures performances en termes d'efficacité, une méthode pour déterminer le point de fonctionnement qui fournit une efficacité maximale pour un (PVPS). Donc comment appliquer cette méthode et quels sont les résultats obtenus ?

III.1 Calculs de système de pompage d'eau photovoltaïque (PV)

Pour étudier et dimensionner l'installation PV, nous spécifions ce qui suit :

- ✓ Le besoin total en eau par jour (comme indiqué dans le problème $Q = 20 \text{ m}^3/\text{jour}$), définir les heures de travail, puis estimer le débit requis pour chaque heure.
- ✓ La hauteur manométrique totale (HMT)
- ✓ Le choix de la pompe : en fonction du débit et de la hauteur manométrique totale calculés précédemment, nous sélectionnons la série de pompe appropriée. Et donc l'onduleur
- ✓ Le régime de fonctionnement de la pompe et ensuite ; l'énergie hydraulique requise par jour (l'énergie hydraulique nécessaire pour pomper de l'eau) et l'énergie électrique nécessaire pour entraîner la pompe.
- ✓ La puissance crête du panneau à choisir ; le rapport entre l'énergie produit par le panneau (dépend de la pompe) et l'irradiation solaire dans la région de travail.
- ✓ Le nombre de panneaux photovoltaïques.

III.1.1 Besoin en eau

Le besoin d'eau journalière $Q_j = 20 \text{ m}^3/j$, le besoin en eau par heure $Q_d = 3,1 \text{ m}^3/h$

III.1.2 Hauteur manométrique totale

- **Donnée de départ :**

Tableau III-1 : Donnée de départ de l'installation de pompage.

Q_d (m ³ /h)	he (m)	H_{asp} (m)	L_{ref} (m)	L_{asp} (m)
3.1	33	0	50	0

D'après ces données de départ on détermine les paramètres qui constituent l'installation de pompage ainsi que le type de pompe.

➤ **La hauteur géométrique.**

$$he = H_a + H_m + H_s + H_D \quad (III.1)$$

Avec : $H_a = 0m$; $H_s = 3m$; $H_m = 30m$

$$he = 0 + 30 + 3 = 33m$$

➤ **La longueur de la conduite d'installation.**

$$L = L_{asp} + L_{ref} \quad (III.2)$$

Avec : $L_{asp} = 0m$; $L_{ref} = 50m$

$$L = 0 + 50 = 50m$$

➤ **La vitesse d'écoulement dans la conduite de refoulement**

La vitesse d'écoulement dans la conduite de refoulement est déterminée par l'indice technico-économique, mais dans la pratique on peut utiliser la formule suivante :

$$V_{op} = 0,54 \sqrt[4]{Q_d} \text{ m/s} \quad (III.3)$$

$$V_{op} = 0,54 \sqrt[4]{3.1} = 0,71 \text{ m/s}$$

➤ **Le diamètre de la conduite de refoulement**

$$D_{ref} = \sqrt{\frac{Q_d}{900\pi V_{opt}}} \quad (III.4)$$

D'après le diamètre standardiser on adopte le diamètre

$$D_{ref} = \sqrt{\frac{3.1}{900(3,14)(0,71)}} = 0,04m = 40mm$$

➤ **La hauteur manométrique nécessaire :**

$$H_{sys} = he + \left(\lambda \frac{L}{D_{ref}} + \sum \xi + 1 \right) \frac{v_{ref}^2}{2g} \quad (III.5)$$

$$h_e = 33m; L = 50m; D_{ref} = 40mm$$

$$\lambda = \frac{0,0195}{\sqrt[3]{D_{ref}}} = \frac{0,0195}{\sqrt[3]{0,04}} = \frac{0,0195}{0,342} = 0,057$$

$\Sigma\xi$ Somme des Coefficient des pertes de charges locales : 3coude+cripine

$$\Sigma\xi = 3,0,8 + 0,091 = 2,5$$

➤ **La vitesse réelle d'écoulement d'eau**

$$V_{réel} = \frac{Q_d}{900\pi D_{ref}^2} = \frac{3,1}{900(3,14)(0,04)^2} = 0,9m/s \quad (III.6)$$

$$H_{sys} = 33 + \underbrace{\left(0,057 \frac{50}{0,04} + 2,5 + 1\right)}_{74,75} \frac{(0,9)^2}{2 \cdot 9,81} = 36m$$

III.1.3 Le choix de la pompe

Une charte de couverture (voir la figure III-1) aide à faire une sélection préliminaire en permettant de comparer plusieurs pompes d'un même modèle mais de grosseurs différentes à la même vitesse. Cette charte aide à cerner le choix des pompes qui satisferont les besoins du système. En fixe les coordonnées calculer $H_{sys} = 36m$ et $Q_d = 3,1 \frac{m^3}{h}$ sur le champ des pompes de constructeur **Caprari**. Le point d'intersection nous indique le type de la pompe convenable : E4XED30/8.

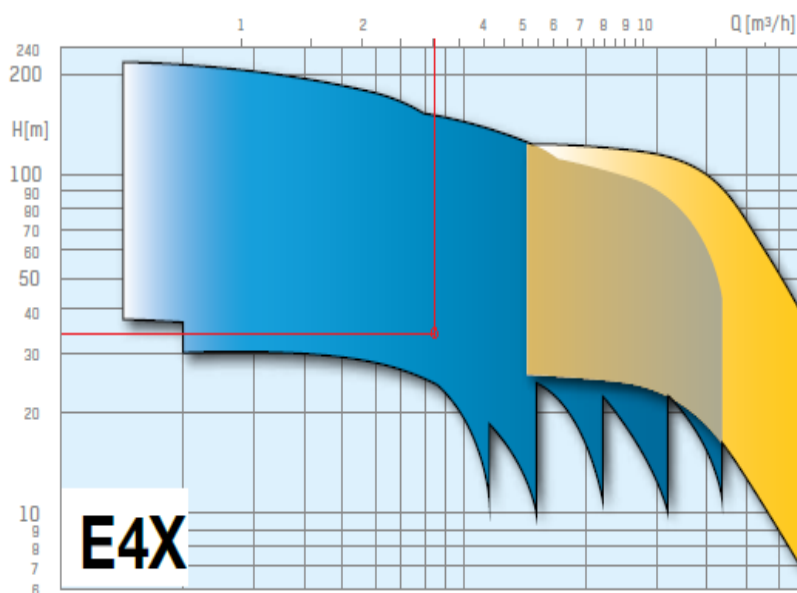


Figure III-1 : Charte de couverture typique de pompes centrifuges de même modèle.

III.1.4 Le choix de variateur de vitesse (onduleur)

Directement, la puissance de l'onduleur est la même que celle de la pompe ; $P_{pcs} = 0.6 \text{ kW}$ (doit être supérieure ou égale à celle de la pompe pour pouvoir la sélectionner)

III.1.5 Détermination du régime réel de fonctionnement de la pompe

III.1.5.1 Caractéristique du réseau extérieur

$$H_c = h_e + cQ^2 \quad c = \left(\lambda \frac{L}{D_{ref}} + \sum \xi + 1 \right) \frac{8}{g \pi^2 D_{ref}^4}$$

$$c = \underbrace{\left(0,057 \frac{50}{0,04} + 2,5 + 1 \right)}_{74,75} \frac{8}{9,81(3,14)^2 (0,04)^4} = 2415185,78 \text{ s}^2/\text{m}^5$$

$$H_{sys} = 33 + 2415185,78 Q^2 = 33 + \frac{2415185,78}{3600^2} Q^2 = 33 + 0,1864 Q^2$$

Pour tracer la caractéristique du réseau extérieur $H_{sys} = f(Q)$ en fait varier le débit de 0 jusqu'à 5.8 de la manière suivante :

Tableau III-2 : variation du débit en fonction de l'installation de pompage.

$Q \text{ (m}^3/\text{h)}$	0	1.1	1.4	1.8	2.2	2.5	2.9	3.2	3.6	4.3	5	5.8
$H_c \text{ (m)}$	33	33.2	33.4	33.6	33.9	34.1	34.5	34.9	35.4	36.4	37.6	39.2

Le point d'intersection nous indique le type de la pompe convenable : **E4XED30/8**

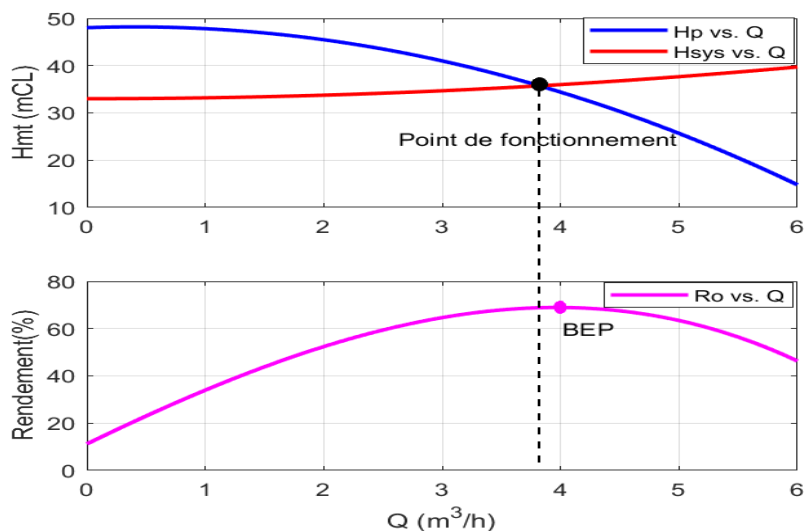


Figure III-2 : régime de fonctionnement de la pompe choisie

III.1.5.2 Régime de fonctionnement de la pompe :

Le régime de fonctionnement de la pompe choisie est :

$$Q_r = 3,8 \text{ m}^3/\text{h} \quad H_r = 35,69\text{m} \quad \eta_r = 68,81\% \quad n = 2815\text{tr} / \text{min} \quad f = 50\text{Hz}$$

III.1.6 Détermination de la puissance de moteur électrique

$$P_{mot} = \frac{Q_r \cdot H_r \cdot \rho_m \cdot g}{\eta_r \cdot 3,6 \cdot 10^6} = \frac{3,8 \times 35,69 \times 1020 \times 9,81}{0,68 \times 3,6 \times 10^6} = 0,55 \text{KW} \quad (\text{III.7})$$

D'après la puissance et la vitesse de rotation du moteur en choisie le moteur du type

MC4075-8V

- ✓ La puissance nominal0,55kw
- ✓ La vitesse de rotation2815tr /min
- ✓ Le rendement.... 64 %
- ✓ Le facteur de puissance0,74

III.1.7 Puissance crête du panneau

$$P_c = \frac{E_p}{I_r} * 1000 \quad (\text{III.8})$$

$$\underline{On a}; \quad E_p = E_{elec} = P_{mot} * 6h40 \text{ min}$$

L'irradiation solaire à Belém, Brésil est d'environ : 3780 Wh/m²

$$P_c = \frac{550 * 6,4}{3780} * 1000 = 931 \text{ W}_c$$

III.1.8 Nombre de panneaux photovoltaïques

Pour un panneau de 55 Wc (Module PV S55P SunWise),

$$N_p = \frac{931}{55} = 16,9 \approx 17 \text{ Modules}$$

$$P_{nom,tot} = 17 \times 55 = 935 \text{ W}_c$$

III.2 Méthode de calcul du point optimal de rendement solaire SBEP

III.2.1 Profil moyen d'irradiation et de température

- ✓ La détermination du point de fonctionnement optimal d'une pompe centrifuge dans un PVPS peut s'appuyer sur :
 - ✓ Un ensemble H de hauteur de charges d'eau de fonctionnement possibles $H = \{h_{min}, \dots, h_{ei}, \dots, h_{max}\}$, il est possible de trouver le point de fonctionnement $h_{ei} \in H$ qui correspond à le rendement maximale (η_s) de l'ensemble PCS + motopompe.
 - ✓ Les données sur les ressources solaires pour un endroit spécifique (profil moyen d'irradiation et de température) d'un des cellules PV au fil du temps, Comme illustré par le graphique ci-dessous et qui montre l'irradiation (mesurée par un capteur ISET avec une incertitude de $\pm 4\%$) et la température des cellules photovoltaïques (mesurée par un capteur PT1000 avec une incertitude de $\pm 0,45 \text{ }^\circ\text{C}$) pour une journée dans la ville de Belém, Brésil, en Octobre 2019 :

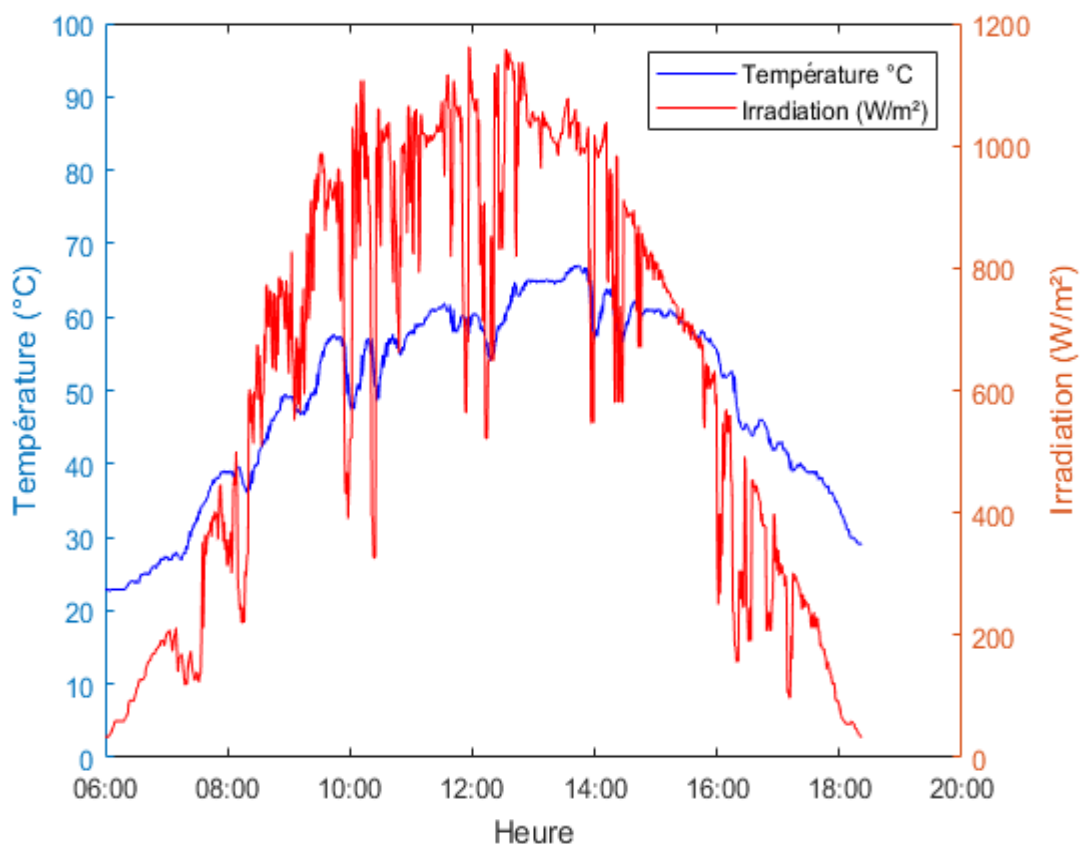


Figure III-3 : Profil moyen d'irradiation et de température au fil du temps

Le profil, l'irradiation, la température et ensemble H de hauteur de charges d'eau ne suffisent pas pour calculer le point optimal de rendement solaire (η_s), Cela nécessite de déterminer les caractéristiques de chacun des éléments suivants : (générateur PV / groupe PCS + motopompe)

Le tableau (III-1) présente les spécifications du fabricant pour le module PV S55P (SunWise, 2011) qui est utilisé dans ce travail : [42]

Tableau III-3 : Spécifications du fabricant du module photovoltaïque S55P.

Caractéristiques	valeurs	unité
Puissance Nominal max. Puissance (Pmax)	55	W
Puissance PV nominale totale ($P_{NOM,tot}$)	935	Wp
Nombre de cellules PV	36	unité
Irradiation G en (STC)	1000	W/m ²
Température T en (STC)	25	°C
Nombre de modules PV connectés en série	17	unité
Tension de fonctionnement opt. (Vmp)	18.20	V
Courant de fonctionnement opt. (Imp)	3.04	A
Tension de circuit ouvert (Voc)	21.85	V
Courant de court-circuit (Isc)	3.24	A
Coefficient de température (Pmax)	-0.5	%/°C
Coefficient de température (Voc)	-0.34	%/°C
Coefficient de température (Isc)	+0.05	%/°C
Température nominale de fonctionnement du module	47 +/-2	°C

La figure (III.3) représente la courbe expérimentale des variations du rayonnement solaire (G) et de la température (T) du panneau solaire (S55P/ 17 module/935 W) de 6h à 18h.

La température augmente progressivement avec des valeurs faibles au lever du jour en raison du faible rayonnement solaire. Elle atteint un pic important vers midi (environ de $T = 65$ °C) en raison de l'augmentation de la température ambiante et des rayonnements solaires reçus par les cellules photovoltaïques.

En ce qui concerne le rayonnement solaire, une augmentation significative est observée depuis le lever du soleil jusqu'à environ midi [12 :00H et 14:00H] (environ de $G= 1200 \text{ w/m}^2$). Les rayonnements présentent des pics.

III.2.2 Procédure de sélection des pompes centrifuges pour PVPS

La méthode proposée dans cette étude permet de sélectionner la pompe la plus adaptée aux exigences d'un système de pompage photovoltaïque (PVPS) spécifique. Pour illustrer son application, on commence par l'utilisation de la méthode traditionnelle de sélection des pompes par l'outil "Caprari PumpTutoNG" voir la figure (III-4), afin de constituer un ensemble initial d'options de pompes potentielles. Ensuite, la performance de chaque pompe présélectionnée est analysée en appliquant la méthodologie proposée pour obtenir le SBEP.

Pour une demande quotidienne en eau d'environ $V=20 \text{ m}^3$ à pomper avec un débit de $Q1 = 3.1 \text{ m}^3/\text{h}$ dans un système avec une hauteur totale $H1 = 35 \text{ m}$, la pompe doit fonctionner pendant environ 6 heures et 40 minutes à la fréquence nominale pour fournir le volume requis.

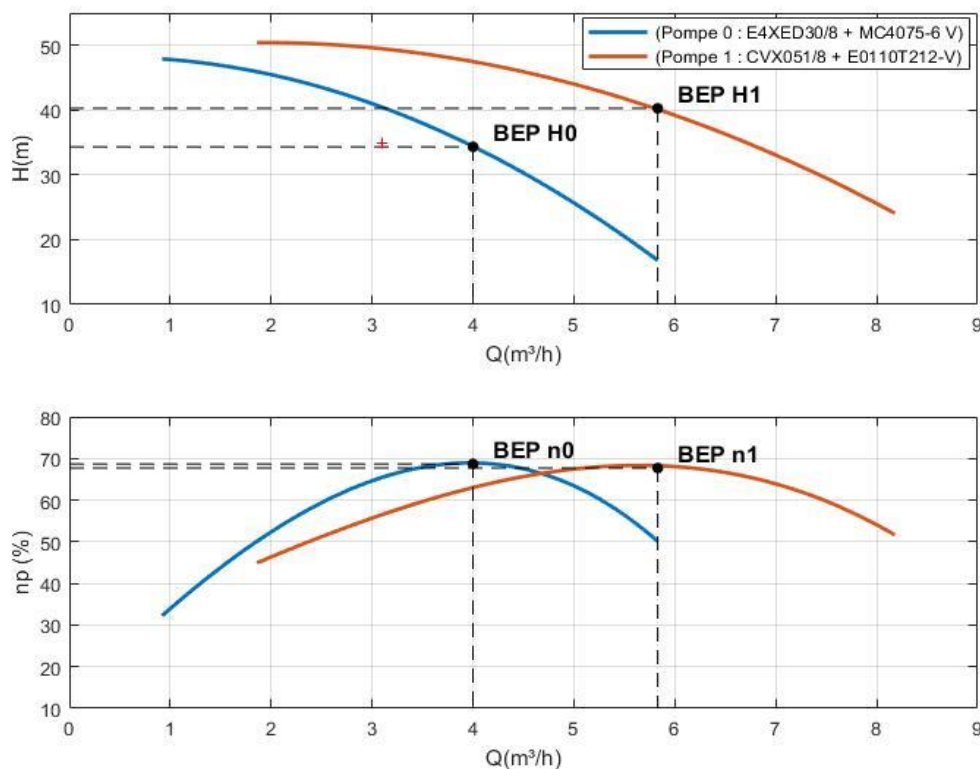


Figure III-4 : Les pompes sélectionnées par l'outil "Caprari PumpTutoNG"

La figure (III.4) elle représente les caractéristiques $H(Q)$ et $\eta_p(Q)$ pour les deux pompes sélectionnées par l'outil "Caprari PumpTutoNG" (Pompe 0 : E4XED30/8 + MC4075-6 V) et

(pompe 1 : CVX051/8 + E0110T212-V). Pour un débit de $Q_1 = 3.1 \text{ m}^3/\text{h}$ et une hauteur totale $h_1 = 35 \text{ m}$, pour obtenir un volume d'eau d'environ $V=20\text{m}^3$.

La courbe $H(Q)$: représente la pression (ou bien la force) que la pompe peut générer pour vaincre la résistance du système dans laquelle la pompe elle est installée, Une diminution de H s'accompagne d'une augmentation de Q , ou inversement, une diminution du débit d'eau Q s'accompagne d'une augmentation de la hauteur H .

Cette courbe caractérisée par le point (BEP) (point de fonctionnement où la pompe atteinte son point de rendement maximale), pour certain débit la pompe utilise l'énergie de manière optimale et la puissance hydraulique est maximale.

-Pour la pompe (0) la BEP est donnée à $h_0 = 34.34 \text{ m}$, $Q_0 = 4 \text{ m}^3 /\text{h}$. Dans ces conditions, le rendement maximum est proche de 68.7%.

-Pour la pompe (1) la BEP est donnée à $h_1 = 40.28 \text{ m}$, $Q_1 = 5.9 \text{ m}^3 /\text{h}$. Dans ces conditions, le rendement maximum est proche de 67.7%.

Nous observons qu'il y a deux zones de limitation de débit dans la caractéristique $H(Q)$: la zone de faible débit (régime instable) et la zone de débit max (zone de cavitation)

Comme indiqué dans le chapitre précédent, la hauteur manométrique totale (HMT) et le rendement de la pompe peuvent être exprimés en fonction du débit d'eau, c'est-à-dire $H = H(Q)$ et $\eta_p = \eta_p(Q)$

$$H(Q) = a_1 \cdot Q^2 + b_1 \cdot Q + c_1 \quad (\text{III.9})$$

$$\eta_p(Q) = a_2 \cdot Q^3 + b_2 \cdot Q^2 + c_2 \cdot Q + d_2 \quad (\text{III.10})$$

Les coefficients a_1 , b_1 , c_1 , et a_2 , b_2 , c_2 , d_2 obtenus par interpolation des données fournies par le fabricant selon la méthode des moindres carrés et celles qui ont été présentées précédemment.

Les équations (III.11) et (III.12) montrent les paramètres obtenus pour le moteur-pompe (0) et (1) respectivement. Dans ces équations, H est donné en (mCL), Q en (m^3 /h), et η_p en pourcentage (%).

Pompe (0)

$$\begin{aligned} H(Q) &= -1,0660Q^2 + 0,86051Q + 48,0206 \\ \eta_p(Q) &= -0,3044Q^3 - 1,2495Q^2 + 24,3011Q + 11,2077 \end{aligned} \quad (\text{III.11})$$

Pompe (1)

$$\begin{aligned}
 H(Q) &= -0,6684Q^2 + 2,5416Q + 48,2473 \\
 \eta_p(Q) &= -0,1537Q^3 + 0,3905Q^2 + 10,2919Q + 25,4428
 \end{aligned}
 \tag{III.12}$$

Les caractéristiques obtenues par l'outil "Caprari PumpTutoNG" avec l'interpolation des données ont été intégrées dans les deux tableaux ci-dessous pour les deux pompes spécifiées.

Tableau III-4 : Pompes présélectionnées par l'outil "Caprari PumpTutoNG" pour le point de travail "P1"

Type de pompe	Model de la pompe	Vitesse (tr/min)	F (Hz)	$\eta_P(\%)$	$P_p(kW)$
Pompe0 (Immergée)	E4XED30/8+MC4075-6 V	2815	50	64,3	0,6
Pompe 1 (surface)	CVX051/8+E0110T212-V	2885	50	56,4	1,0

Tableau III-5 : Paramètres obtenus par interpolation des pompes et des moteurs électriques

Model de la Pompe	$H(Q) = a_1Q^2 + b_1Q + c_1$	$\eta_p(Q) = a_2Q^3 + b_2Q^2 + c_2Q + d_2$	$\eta_m(p) = \frac{P}{p + k_0 + k_1 \cdot p + k_2 \cdot p^2}$
Pompe 0 E4XED30/8+MC4075-6 V	a1 = -1.0660 b1 = 0.8605 c1 = 48.0206	a2 = -0.3044 b2 = -1.2495 c2 = 24.3011 d2 = 11.2077	k0 = 0.331202 k1 = -0.16555 k2 = 0.396851 $\eta_M=64\%$ $P_{nom}=550W$
Pompe 1 CVX051/8 + E0110T212-V	a1 = -0.6684 b1 = 2.5416 c1 = 48.2473	a2 = -0.1537 b2 = 0.3905 c2 = 10.2919 d2 = 25.4428	k0 = 0.157292 k1 = -0.23588 k2 = 0.281973 $\eta_M=82,7\%$ $P_{nom}=1100W$

III.2.3 Organigramme pour déterminer le SBEP d'une PVPS [2]

La figure (III-5) représente un résumé global sous forme d'organigramme des équations et des relations mathématiques précédentes, permettant, à partir des profils d'irradiation et de température, et des caractéristiques motopompes, de déterminer la "SBEP" d'une PVPS.

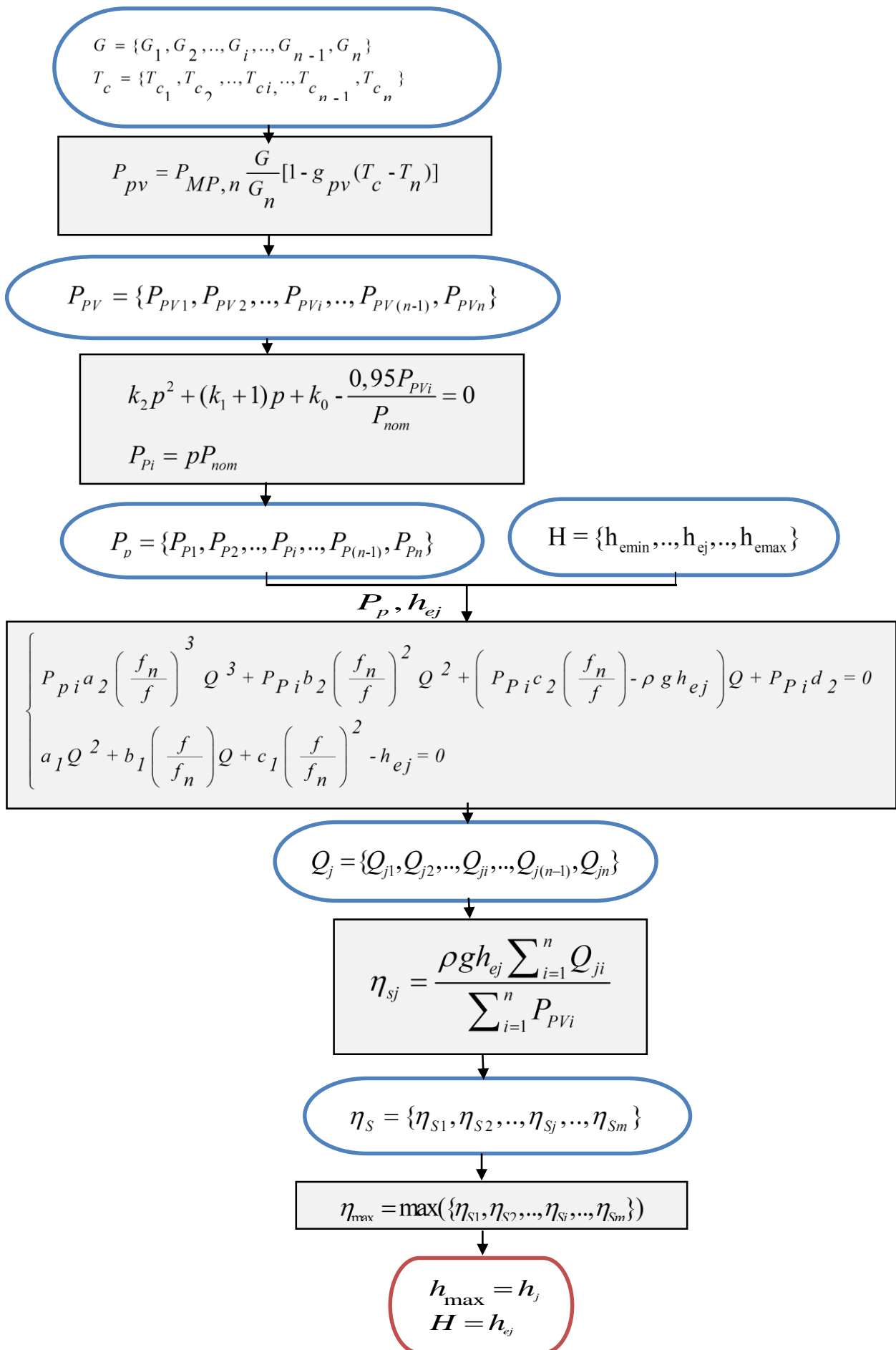


Figure III-5 : Organigramme pour déterminer le SBEP d'une PVPS.

III.3 Interprétation des résultats finals obtenus par la méthode (SBEP)

III.3.1 Puissance théorique de sortie du générateur PV

La figure (III-6) représente la puissance PV théorique générée en fonction du temps, calculée à l'aide de l'équation (II.23) et à partir des profils d'irradiation et de température, ainsi les caractéristiques du panneau solaire utilisé.

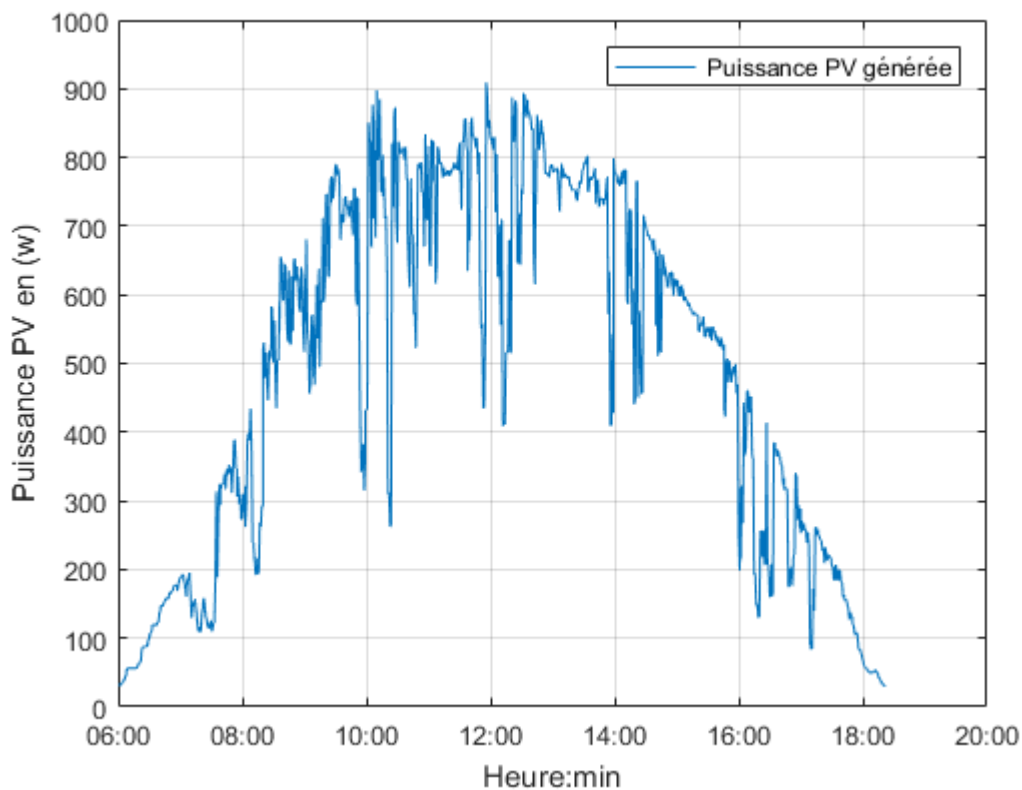


Figure III-6 : Profil de puissance théorique de sortie du générateur PV

La variation (l'évolution) de la puissance photovoltaïque (P_{pv} en (w)) délivrée au (PCS), de 6h à 18h. A été obtenu à partir de la relation (II.23) par laquelle on calcul la puissance photovoltaïque du panneau solaire en utilisant ses caractéristiques, les sources de rayonnement et la température également.

Il est clairement démontré l'impact de la température et du rayonnement solaire sur sa performance à travers les valeurs obtenues, où l'on observe que l'intensité du rayonnement solaire contrôle de manière significative la quantité d'énergie que le générateur peut fournir.

Le PCS permet, grâce à la technologie MPPT, de suivre le point de puissance maximale du panneau solaire, augmentant ainsi l'efficacité de conversion de l'énergie et extrayant le meilleur

point possible en fonction de l'intensité du rayonnement solaire. Ainsi, plus le rayonnement est élevé, plus la performance de PCS est augmentée. En conséquence, cette technologie ajuste parfaitement la tension de travail du panneau solaire pour générer la quantité maximale d'énergie électrique dans des conditions variables de rayonnement solaire.

Il est facile de déterminer la valeur de la puissance maximale du générateur PVG, qui varie entre 900 et 908 w. Ainsi, la puissance totale de ce générateur atteint environ 0,97% de sa puissance nominale (935 watts pour 55 watts * 17 modules connectés en série). Quant à la valeur moyenne, elle est d'environ 500 w.

L'interpolation sur les caractéristiques $H(Q)$ et $\eta(Q)$ pour les deux pompes figure (III-4), ainsi que la courbe de rendement du moteur fournie par le fabricant figure (II-16), nous a permis de trouver les coefficients (k_0 , k_1 et k_2) pour le groupe motopompe, et ainsi la possibilité d'appliquer les deux équations (II.30) et (II.32)

III.3.2 Puissance mécanique d'entrée motopompe (0) et (1)

La figure (III-7) a été obtenue à partir des équations (II.30) et (II.32). La courbe représente la variation de l'énergie mécanique fournie par les moteurs (0) et (1) aux pompes (0) et (1) respectivement.

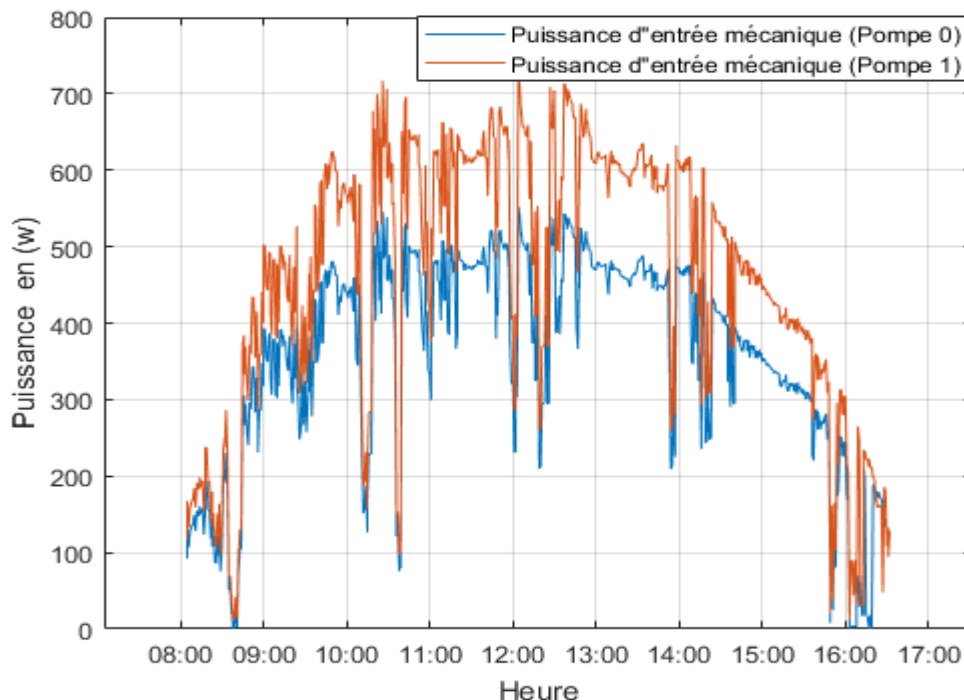


Figure III-7 : La puissance d'entrée mécanique motopompe (0) et (1) en fonction de la puissance théorique de sortie du générateur PV

Nous observons clairement que le comportement des deux moteurs correspond parfaitement à celui du générateur PVG (pics de puissance), Les chute de la puissance mécanique Cela est dû à la relation qui lie l'énergie électrique entrant dans les moteurs avec (P_{pv}), exprimée par la relation (II.28), où $n_{PCS} = 95\%$, Par conséquent, on peut considérer que la relation entre (P_{pv}) et (P_m) est linéaire, ce qui explique la similitude de comportement.

Une comparaison entre la puissance mécanique fournie par le moteur (0) et le moteur (1) nous montre clairement que le moteur (1) fournit une énergie plus élevée que le moteur (0) et c'est normal en raison de l'efficacité des deux. [$n_{m0} = 64\%$ et $n_{m1} = 82.7\%$], Comme dans le cas de la puissance nominale pour les deux [$P_{0nom} = 550W$ et $P_{1nom} = 1100W$].

-La puissance mécanique maximale du moteur (0) atteint environ 540 W ($0.98 P_{0nom}$) tandis que la puissance du moteur (1) atteint 710 W ($0.65 P_{1nom}$) aux moments où la (P_{pv}) est maximale.

Nous remarquons que les deux moteurs fonctionnent de 8h du matin jusqu'à environ 4h de l'après-midi. Pendant le reste du temps, l'énergie mécanique est nulle pour les deux moteurs. Par conséquent, les moments où les moteurs sont arrêtés correspondent aux moments où la puissance des panneaux solaires est faible. Ainsi, la diminution de (P_{pv}) entraîne une chute de la tension, rendant le moteur incapable de tourner et donc, il s'arrête, si le moteur arrête de tourner, la pompe s'arrête (Il n'y a pas de transmission de mouvement à travers l'arbre vers la pompe)

Le calcul de la puissance théorique du générateur photovoltaïque (PV) et de la puissance mécanique des deux pompes (P_p) nous permet de résoudre les équations (II.37) et (II.38) pour Q et f, en appliquant une plage de hauteur d'eau, par exemple de 18 à 36m, où la hauteur du point de fonctionnement (H_{p1}) et la hauteur du point de rendement maximal des deux pompes (H_{BEP}) se situent dans cette plage. Le but final est de déterminer la hauteur optimale ($H = h_{ej}$) qui offre la valeur de rendement la plus élevée ($\eta_{MAX} = \eta_j$).

Tableau III-6 : Les résultats de la méthode SBEP pour les deux pompes

Model pompe centrifuge	H (m)		Rendement (%)			Volume (m ³ /j)		
	BEP	SBEP	BEP	SBEP	H = 35 m	BEP	SBEP	H =35 m
0- E4XED30/8 + MC4075-6 V	34.34	26	31.26	33.54	30.84	18.6	26.35	18
1- CVX051/8 + E0110T212-V	40.28	26	35.57	42.25	38.62	16.51	33.18	22.53

Le tableau (III-4) c'est un résumé des résultats obtenus, y compris les H_{BEP} et H_{SBEP} calculés pour chaque pompe présélectionnée. Le PVPS avec la pompe (1) est le meilleur rendement à H_1 ($\eta_s, H_1 = 38,62\%$) par rapport à (0) ($\eta_s, H_1 = 30,84\%$)

III.3.3 Hauteur (BEP) et (SBEP) déterminée

Les résultats obtenus à partir du tableau peuvent être représentés par les courbes $H(Q)$ et $H-\eta_s$ correspondant respectivement aux figures (III-8) et (III-8).

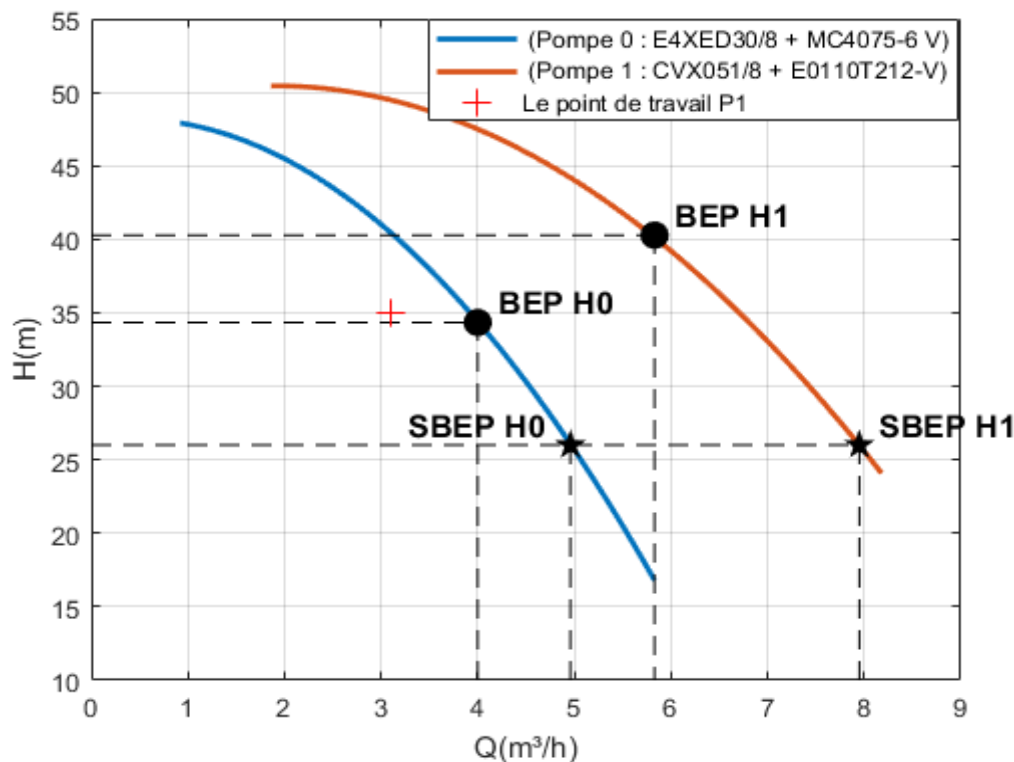


Figure III-8 : La hauteur BEP et SBEP déterminée pour chaque caractéristique $H(Q)$ des deux pompes

La figure (III-8) c'est une représentation de la hauteur H_{BEP} , H_{SBEP} et le point de travail P1 déterminées (tableau III-4) sur la caractéristique $H(Q)$.

Les deux pompes ont un S_{BEP} quelque peu éloigné du point de fonctionnement P1. Par conséquent, la différence entre $\eta_{s,1}$ et $\eta_{s,SBEP}$ peut être quelque peu significative au niveau de la pompe (1) par rapport à la pompe (0)

-Pompe (0) : $\eta_{s,1} - \eta_{s,SBEP} = 33,54 - 30,84 = 2,7\%$

-Pompe (1) : $\eta_{s,1} - \eta_{s,SBEP} = 42,25 - 38,62 = 3,63\%$

III.3.4 Efficacité quotidienne d'installation

L'équation (II.24) permet de calculer le rendement de l'installation η_s pour les différentes hauteurs disponible, comme montrer dans la figure (III-9) :

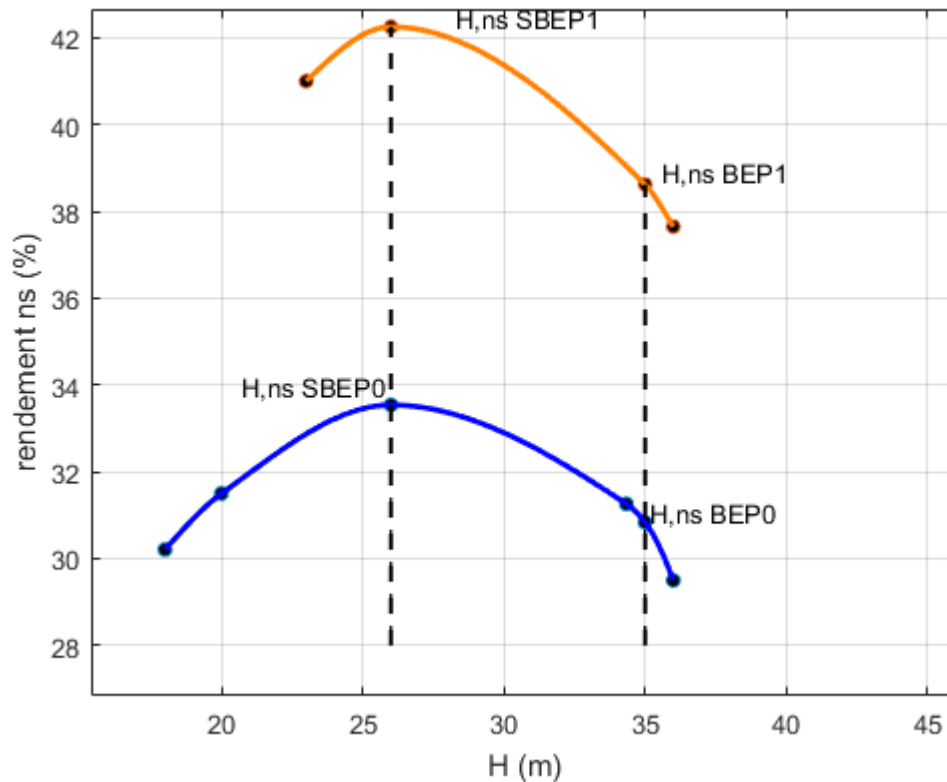


Figure III-9 : Efficacité d'installation quotidienne en fonction de la hauteur d'eau équivalente pour les deux pompes

La courbe représente le profil d'efficacité (η_s) en fonction de la hauteur d'élévation équivalente pour les deux pompes présélectionnées.

Les points η_s pour une certaine valeur de H expriment le rapport entre la puissance hydraulique totale fournie par la pompe pour pomper l'eau et la puissance électrique totale fournie par le générateur pour alimenter le moteur électrique.

-Dans un PVPS, la pente de la courbe de la pompe $H(Q)$ a une influence directe sur l'efficacité journalière moyenne (η_s)

En se basant sur les solutions de l'équation (II.37) pour une valeur de H fixe et qui permet de tracer Q en fonction du temps et ensuite de déduire l'énergie hydraulique pour chaque pompe, Comme indiqué ci-dessous par les deux figures (III-10) et (III-11).

III.3.5 Débit et puissance mécanique délivrée par les pompes

III.3.5.1 Débit et puissance mécanique délivrée au point de travail (H_{P1})

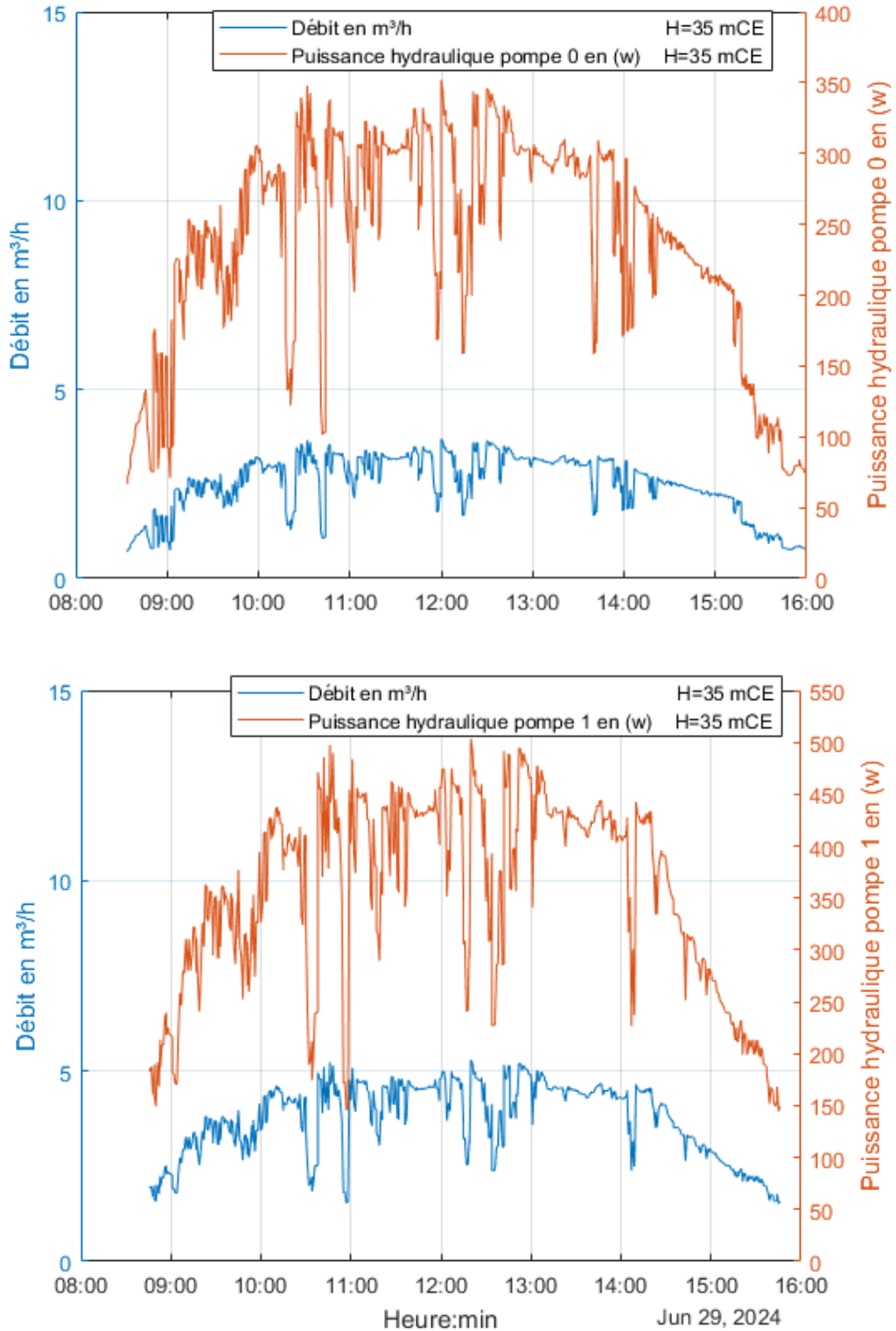


Figure III-10 : La variation de débit volumique Q et la puissance mécanique correspondants au point H_1 pour les deux pompes durant le temps

III.3.5.2 Débit et puissance mécanique délivrée au point optimal (HSBEP)

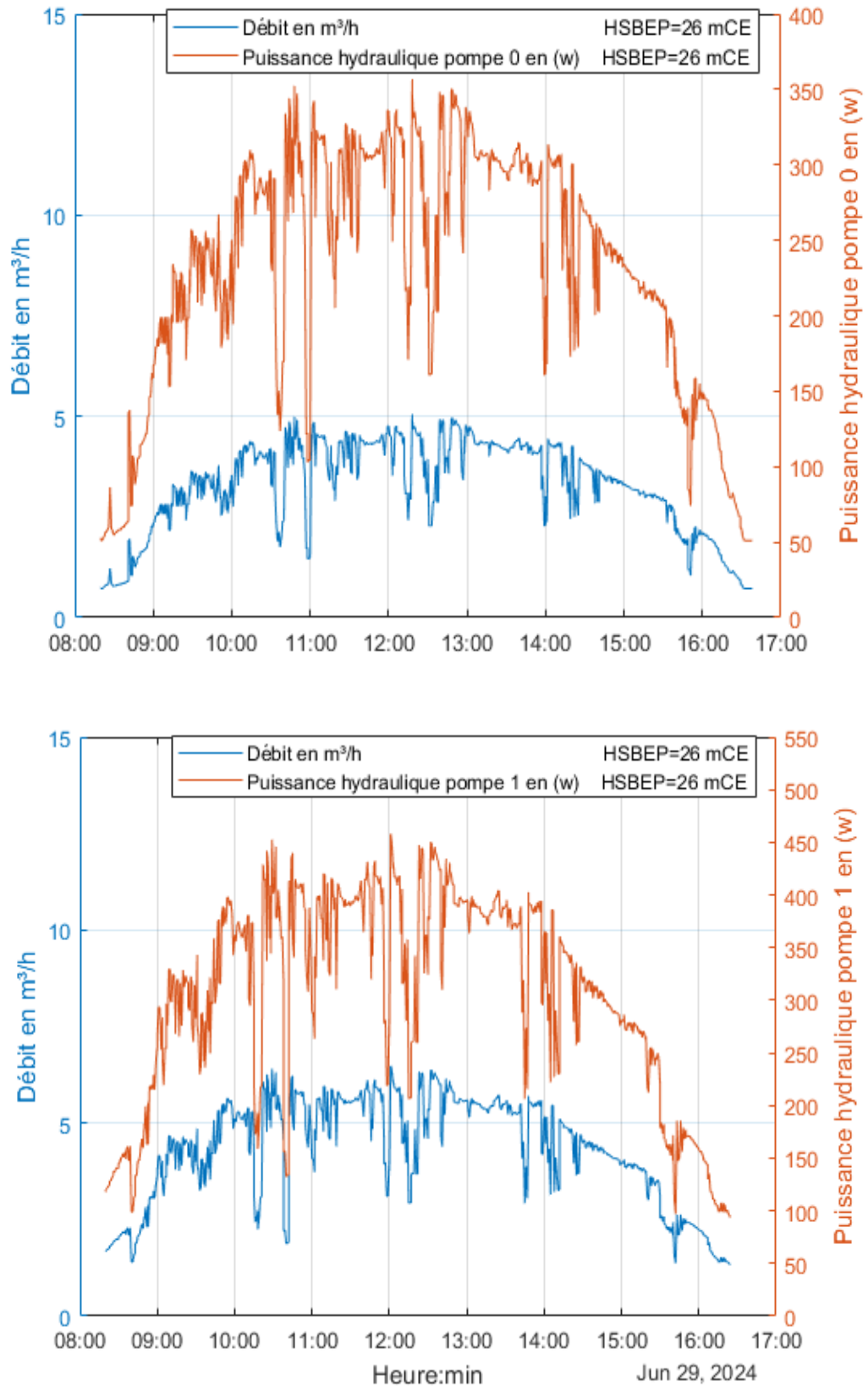


Figure III-11 : La variation de débit volumique Q et la puissance mécanique correspondants au point H_{SBEP} pour les deux pompes durant le temps

Les figures (III.10) et (III.11) représente la variation de débit volumique (Q) et la puissance hydraulique correspondants aux points $H_{SBEP}=26$ m et $H_{P1}=35$ m pour la pompe (0) et (1) Pendant le temps.

Le débit "Q" représente les solutions de l'équation (II.37) pour différentes valeurs de (Pp) et pour un (H) donné. Le débit a été prélevé aux deux points plus importants : le point de fonctionnement P_1 et le point d'efficacité maximale SBEP. Le même phénomène se produit ici en termes de débit, où il peut parfois être nul, indiquant que la pompe est hors service. La variation des valeurs entre le maximum et le minimum sont une interprétation de l'augmentation ou de la diminution de la puissance mécanique.

La variation de (Pp) entraîne également une variation de la fréquence selon la vitesse requise par la pompe. Ainsi, chaque débit correspond à une fréquence spécifique.

La puissance hydraulique égale à $H.Q$ multiplie par la densité d'eau et la gravité, Ainsi, pour une valeur de (H) fixe, le changement de P_{hyd} dépend du changement de (Q) dans une relation directe.

Conclusion

L'utilisation de la pompe (1) correspond au meilleur rendement du réglage même si elle fonctionne la plupart du temps à des fréquences inférieures par rapport à l'autre pompe, car elle fonctionne en dessous de sa capacité en raison du PVG sous-dimensionné. Le système utilisant la pompe (1) répond à la demande journalière en eau de $V=20$ m³ au point de travail de $H = 35$ m, c'est donc la pompe qu'il faut sélectionner.

Conclusion et perspectives



Conclusion générale et perspective

Dans ce travail, une méthode a été développée pour déterminer le point de fonctionnement optimal d'un système de pompage photovoltaïque, permettant ainsi d'évaluer sa performance en fonction des caractéristiques des pompes centrifuges conventionnelles et des données climatiques locales. La méthodologie présentée précédemment dans les deux chapitres permet d'analyser la performance du système photovoltaïque avec l'ensemble PCS + moteur-pompe pour différentes hauteurs manométriques, ainsi que d'évaluer son rendement pour un profil spécifique d'irradiation solaire et de température des cellules photovoltaïques. Cette méthode aussi elle permet de trouver plus précisément le meilleur point de fonctionnement, en tenant compte de la performance du système de pompage photovoltaïque, tout en quantifiant le volume d'eau pompé. , il est possible d'évaluer l'efficacité du système photovoltaïque de pompage solaire à différentes têtes et sur l'ensemble de la plage de fréquence de pompage. Les résultats soutiennent l'information selon laquelle, pour un ensemble donné de moteurs présentant des caractéristiques d'efficacité similaires, les pompes avec des courbes $H(Q)$ plus raides devraient être privilégiées, car elles permettent le pompage sur une plage plus large de fréquences tout en assurant un changement d'efficacité moins significatif avec les variations de tête.

Ces résultats obtenus montrent que la qualité du moteur dans la configuration du (PVPS) influence grandement la performance globale du système. Ainsi, la sélection du moteur-pompe ne peut pas être basée uniquement sur la performance de la pompe.

Les résultats montrent que le fonctionnement du système au (SBEP), comparé au fonctionnement au (BEP), peut augmenter l'efficacité quotidienne du (PVPS), selon la pompe centrifuge utilisée. Dans cette nouvelle approche théorique, pour maximiser l'efficacité du système, la sélection du point de fonctionnement devrait être aussi proche que possible du SBEP. Cependant, le point de fonctionnement optimal peut ne pas être une solution réalisable pour une exigence de pompage donnée.

Le point de fonctionnement correspond à une hauteur manométrique de 35 mètres et la demande quotidienne en eau est de $V=20$ m³. Ainsi, la pompe qui a présenté la plus haute efficacité et a satisfait à la demande en eau requise à ce point de fonctionnement était la pompe (1) :CVX051/8 + E0110T212-V. Par conséquent, le choix approprié de la pompe doit prendre en compte non seulement le (SBEP), mais également les exigences de pompage (par exemple, la demande quotidienne en eau).

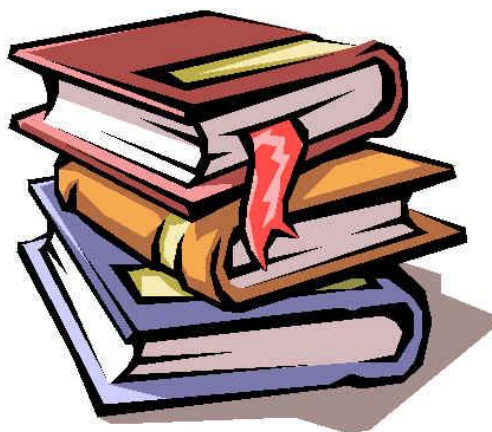
Lorsque la pompe est sélectionnée en fonction de la hauteur totale et du volume d'eau pompé requis, de manière à fonctionner aussi près que possible du SBEP, une information supplémentaire importante est nécessaire pour soutenir la sélection de la pompe. Selon les résultats, faire fonctionner le système au SBEP, par rapport au fonctionnement au BEP, peut augmenter l'efficacité quotidienne du PVPS tout en réduisant significativement la tête manométrique.

En conclusion, on peut dire que le système de pompage photovoltaïque représente une avancée significative dans l'utilisation des énergies renouvelables pour les systèmes de pompage.

En utilisant des méthodologies avancées telles que celles présentées dans cette étude, il est possible d'améliorer considérablement l'efficacité du système et d'atteindre des performances optimales tout au long de la journée. Cette approche permet d'optimiser la sélection et l'utilisation des pompes centrifuges de manière plus précise, contribuant à réduire la consommation d'énergie et à améliorer l'efficacité globale du système. De plus, cela souligne l'importance de déterminer le point de fonctionnement optimal et d'assurer une compatibilité efficace entre les différents composants du système afin de tirer pleinement parti de l'énergie solaire disponible.

Comme perspective, nous pouvons proposer la commande d'une chaîne de pompage solaire, qui représente un processus complexe impliquant la gestion de plusieurs composants, tels que les panneaux solaires, le convertisseur, la pompe et le système de stockage. Le but est d'optimiser le fonctionnement de la pompe en fonction de la quantité d'énergie solaire disponible.

Références bibliographiques



Références bibliographiques

- [1] K. Yadav, A. Kumar, O. Sastry, R. Wandhare, “Solar photovoltaic pumps operating head selection for the optimum efficiency”, *Renewable Energy*, v. 134, pp. 169-177, 2019/04/01, 2019. ISSN 0960-1481.
- [2] W. S. D Santos, P. F. Torres, A. U. Brito, A. R. A. Manito, G. F. P. Filho, W. L. Monteiro and W. N. Macêdo, (2021), “A novel method to determine the optimal operating point for centrifugal pumps applied in photovoltaic pumping systems”, *Solar Energy*, 221, 46-59. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.04.005>
- [3] L. Degla, B. Ben Ahmed, “Dimensionnement d’un Système de Pompage Photovoltaïque”, *Mémoire de master professionnel*, Université Kasdi Merbah Ourgla, (2017).
- [4] S. Labeled, “Le pompage photovoltaïque et le développement des régions sahariennes”, *Colloque International sur les Ressources en Eau Souterraines dans le Sahara (CIRESS) Ouargla - 12 et 13 décembre 2005*. Pompage Photovoltaïque, *Rev. Energ. Ren.* Vol. 8 (2005) 19-26.
- [5] F. Demmouche, M. Bouhadjla, “Simulation et commande d’une liaison photovoltaïque en régime du défaut”, *Mémoire de master*, Université-Ain-Temouchent- Belhadj Bouchaib, (2022).
- [6] J. Royer, T. Djaiko, E. Shiller, B. Sada SY, “Le Pompage Photovoltaïque”, *Manuel de cours à l’intention des ingénieurs et des techniciens*, Université D’OTTAWA /EIER/CREPA, (1998).
- [7] A. Meflah, T. Allaoui, “Commande d’une chaîne de pompage photovoltaïque au fil du soleil ”, *Unité de recherche matériaux et énergies renouvelables*, Université Abou Bakr Belkaïd– Tlemcen, Algérie, B.P. 119, *Rev. Energ. Ren.* Vol. 15 N°3 (2012) 489-499.
- [8] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N. C. Voulgaris, “Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system ”, *IEEE Transaction on Power Electronics*, 16(1): 46-54, 2001.
- [9] F. Bendjoudi, F. Lakhdari, “Etude et Conception D’un Système de Pompage Photovoltaïque Avec Stockage Electrochimique”, *Mémoire de master*, Université Abderrahmane Mira De Bejaïa, (2014).

- [10] I. Ben djamaa, “Modélisation et commande d’un système de stockage photovoltaïque ”, *Mémoire de magister*, Université Abou-Bakr Belkaid –Tlemcen, (2012).
- [11] <http://micro.magnet.fsu.edu/primer/java/solarcell/>
- [12] M. Petkov, D. Markova, and S. Platikanov, “Modelling of electrical characteristics of Photovoltaic power supply sources”, *Contemporary Materials*, vol. 2, no. 2, pp. 171-177, Dec. (2011).
- [13] A. Menadi, “Commande Par Les Techniques Intelligentes D’un Système Photovoltaïque Connecté Au Réseau”, *Thèse de doctorat*, Université Mohamed Khider – Biskra, (2016).
- [14] A. Zerougui, N. Gherabi, “Modélisation et simulation d’un système photovoltaïque connecté au réseau électrique”, *Mémoire de master académique*, Université Mohamed Boudiaf - M’sila, (2019).
- [15] D. Hammoudi, “Adaptation d’un système d’entraînement d’un pivot d’irrigation alimenté par énergie PV”, *Mémoire de magister en électrotechnique*, Université Mohamed Khider – Biskra, Département Génie électrique (2016).
- [16] S. A. Touil, N. Boudjerda, A. Boubakir, and A. Boudouda, “Sliding mode control of a grid-connected photovoltaic via three-phase inverter using incremental conductance MPPT,” *Proc. 5th IEEE Int. Conf. Elect. Eng.*, Vol. 18, No. 6, pp. 1–6 (2017).
- [17] P. Chen, Y. Liu, J. Chen, Y. Luo, “A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic generation systems operating under fast changing environments,” *Solar Energy*. 119, 261-276 (2015).
- [18] N. Zehri, “Modélisation et Simulation d’un Système Photovoltaïque”, *Mémoire de master en automatique*, Ecole Nationale Polytechnique, (2015).
- [19] M. Amarouyache, A. Bouzidi, “Contribution à l’optimisation d’une chaîne de conversion d’énergie photovoltaïque”, *Thèse de doctorat en sciences*, Université Constantine 1, Département d’Electrotechnique (2017).
- [20] C. Cabal, “ Optimisation énergétique de l’étage d’adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque,” *PhD. dissertation*, Université Toulouse III-Paul Sabatier, (2008).

- [21] N. Fernia, G. Petrone, et al., “Optimizing Duty-Cycle Perturbation of P&O MPPT Technique”, *IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference*, 3:1939-1944, June (2004).
- [22] J. Royer, T. Djaiko, E. Shiller, B.Sada SY, “Le Pompage Photovoltaïque”, *Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens*, Université D'OTTAWA /EIER/CREPA, (1998).
- [23] Z. Boudjemaa, “Etude des différentes techniques de commande des onduleurs à MLI associés à une machine asynchrone”, *Mémoire de magister*, Université Badji Mokhtar – Annaba, (2006)
- [24] M. Boukhenaf, “Cours Machines hydrauliques et pneumatiques ”, Département d'Electrotechnique, Université de Jijel.
- [25] T. Ahonen, J. Tamminen, J. Ahola, and J. Kestila, “Frequency-Converter-Based Hybrid Estimation Method for the Centrifugal Pump Operational State”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 59, n. 12, pp. 4803-4809, 2012. ISSN 0278-0046.
- [26] A. Betka, A. Moussi, “Performance optimization of a photovoltaic induction motor pumping system”, *Renewable Energy*, v. 29, n. 14, pp. 2167-2181, 2004/11/01, 2004. ISSN 0960-1481.
- [27] B. Nesbitt, “Handbook of Pumps and Pumping”, *Oxford: Elsevier Science Ltd*, 2006. pp. 155-174. ISBN 978-1-85617-476-3.
- [28] R. Foster, M. Ghassemi, A. Cota, 2009, *solar energy: renewable energy and the environment*. CRC Press.
- [29] A. Ghoneim, “Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems”, *Energy Conversion and Management*, v. 47, n. 11, pp. 1449-1463, 2006/07/01, 2006. ISSN0196-8904.
- [30] M. Alonso-Abella, E. Lorenzo, F. Chenlo, “PV water pumping systems based on standard frequency converters”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 11, n. 3, pp. 179-191, 2003. ISSN 1099-159X.

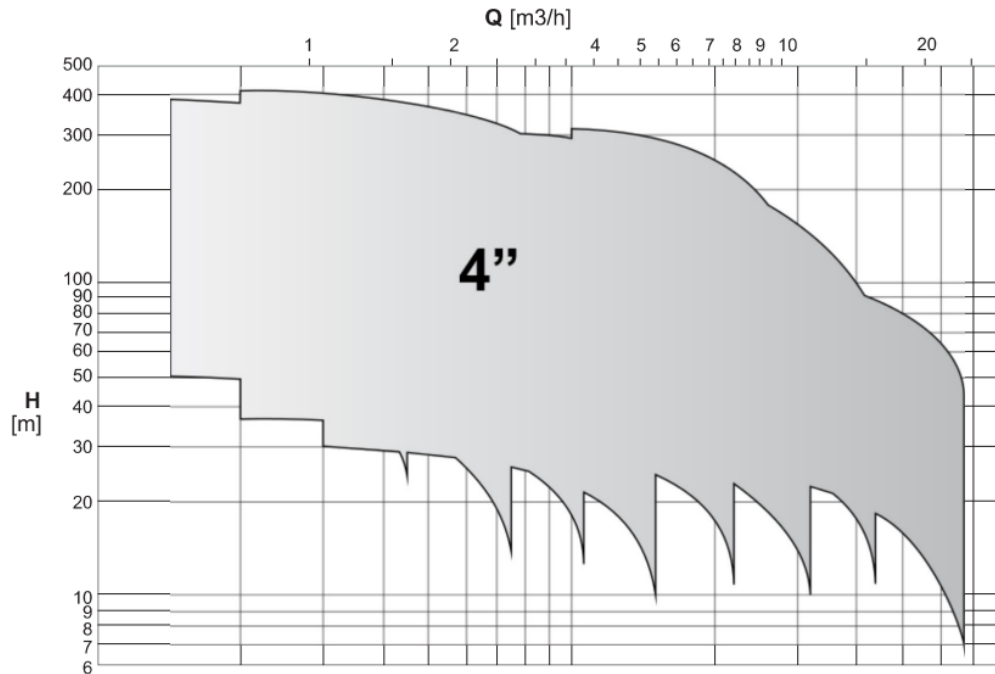
- [31] R. Carlson, “The correct method of calculating energy savings to justify adjustable-frequency drives on pumps”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 36, n. 6, pp. 1725-1733, 2000. ISSN 1939-9367.
- [32] A. Anton, A. Aldea, “Pumping Stations: Solving Algorithm with Inverse Functions”, *Procedia Engineering*, v. 70, pp. 67-74, 2014/01/01, 2014.
- [33] T. Walski, D. Chase, D. Savic, W. Grayman, S. Beckwith, “Advanced water distribution modeling and management”, *First Edition, Haestad Methods*, 2003.
- [34] B. Ulanicki, J. Kahler, B. Coulbeck, 2008, “Modeling the Efficiency and Power Characteristics of a Pump Group”, *Journal of Water Resources Planning and Management* 134 (1), 88–93.
- [35] SCHNEIDER. Schneider motobombas Curvas-SUB-15. Manufacturer Catalog.
- [36] Z. Marouf, “Régulation de pompes à l'aide d'un variateur de vitesse ”, *Mémoire de master en Hydraulique*, Ecole Nationale Polytechnique, (2017)
- [37] B. Marion, “Comparison of predictive models for photovoltaic module performance”, *33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2008, 11-16 May 2008. pp.1-6.
- [38] C. Burt, X. Piao, F. Gaudi, B. Busch, and N. Taufik, 2008, “Electric Motor Efficiency under Variable Frequencies and Loads”, *Journal of Irrigation and Drainage Engineering* 134 (2), 129–136.
- [39] R. López-Luque, J. Reza, J. Martínez, “Optimal design of a standalone direct pumping photovoltaic system for deficit irrigation of olive orchards”, *Applied Energy*, v. 149, pp. 13-23, 2015/07/01, 2015.
- [40] J. Muñoz, J. Carrillo, F. Martinez-Moreno, L. Carrasco, L. Fernandez, “Modeling and simulation of large PV pumping systems”, *Proceedings of the 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 2933-2936, Hamburg, 2015.
- [41] NATURAL RESOURCES CANADA. Office of Energy Efficiency technical fact sheet- Premium-efficiency motors. Catalog No. M144–21/2003E, *Office of Energy Efficiency, Energy Innovators Initiative*, Ottawa, 2004.
- [42] SunWise. SW-S55P Solar Module Datasheet. Available in: <https://s3.amazonaws.com/ecodirect_docs/SUNWIZE/SW-S55P.pdf>. Accessed in March 20th, 2021.

Annexes

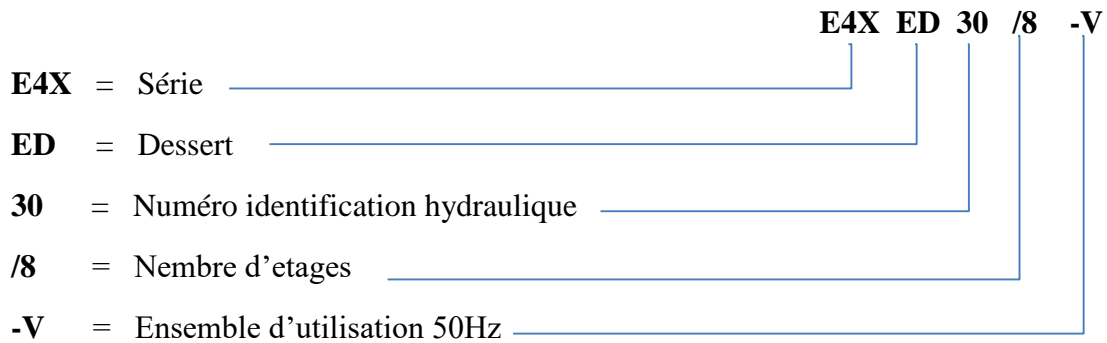
Les pompes présélectionnées

Annexe A. électropompes multiétages immergée. *E4XED30/8+MC4075 /8V*

A.1 Champs de performances E4XED30/8-V

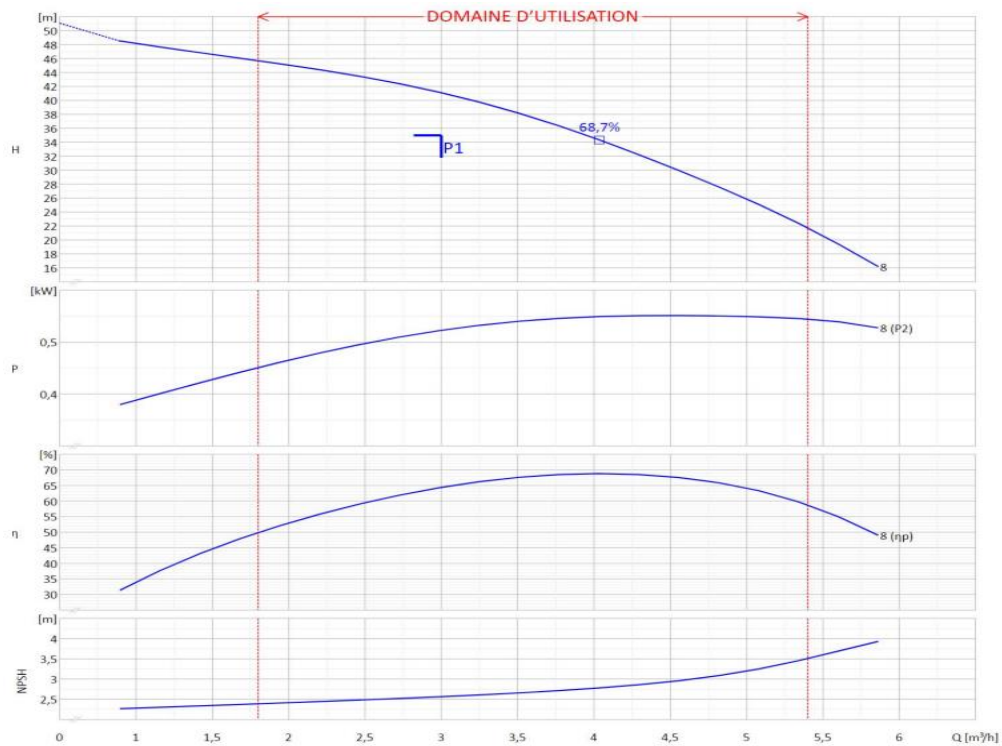


A.2 Identification du sigle des partie hydraulique : E4XED30/8-V



A.3 courbes de performances **E4XED30/8**

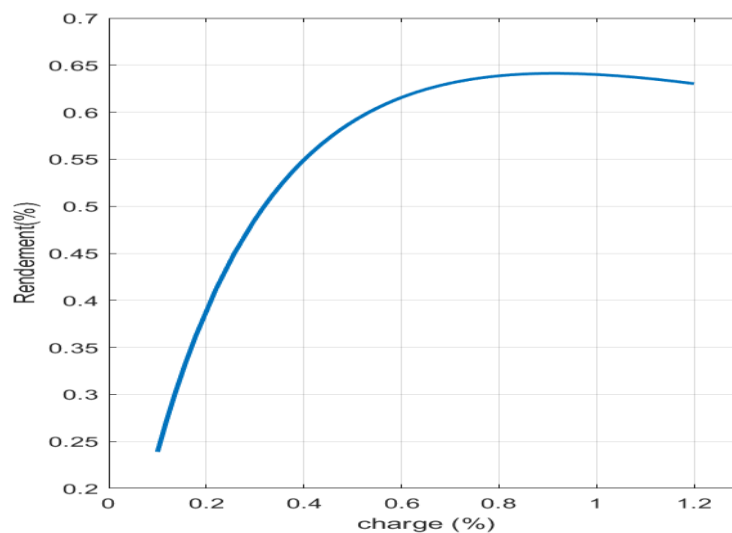
Q (m ³)	0	1,1	1,4	1,8	2,2	2,5	2,9	3,2	3,6	4,3	5	5,8
H (mCL)	51	47,5	47	46	44,5	43,5	42,5	39,5	38	32	25	19,5
NPSH(m)	-	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,8	3,1	3,7



A.4 Caractéristiques du moteur asynchrone à cage model : MC4075 /8V

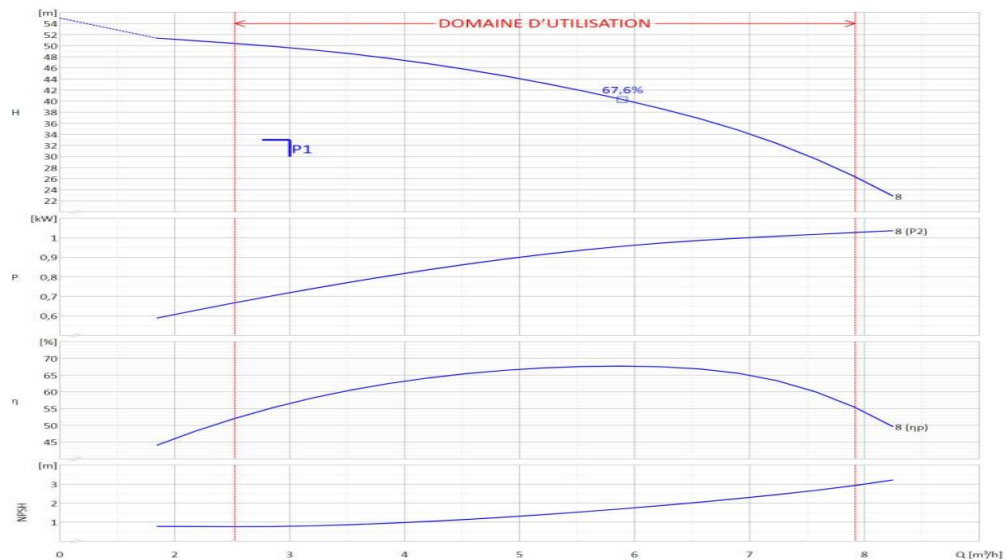
Puissance nominale		0,55	kW	
Fréquence Nominale		50	Hz	
Tension nominale		400	V	
Courant nominal		1,7	A	
Nbre pôles	Vitesse nominale	2	2815	tr/min
Classe d'isolement	Degré de protection	F	IP68	

A.5 Rendement en fonction de la charge (MC4075 /8V)



Annexe B. électropompes multiétages verticales (surface) : CVX051/8+E30110T212-V

B.1 Courbe de performances CVX051/8

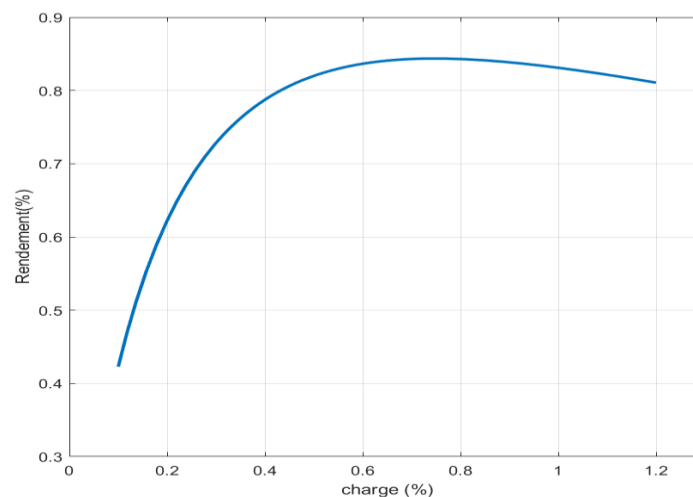


Q(m ³ /h)	0	2,2	2,9	3,6	4,3	5	5,8	6,5	7,2
H(mCL)	55	51	50	48.5	46.5	44	41	37.5	32.5
NPSH(m)	-	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,6	2,0	2,4

B.2 Caractéristiques du moteur asynchrone à cage model : E30110T212-V

Puissance nominale		1,1	kW
Fréquence Nominale		50	Hz
Tension nominale		400	V
Courant nominal		2, 3	A
Nbre pôles	Vitesse nominale	2	2820 tr/min
Classe d'isolement	Degré de protection	F	IP55

B.3 Rendement en fonction de la charge (E30110T212-V)



Résumé

Chaque pompe centrifuge a un point de service d'efficacité optimale, appelé Best Efficient Point (BEP), qui est généralement spécifié par le fabricant. Dans les systèmes de pompage conventionnels, la pompe centrifuge doit fonctionner à la vitesse nominale et aussi près que possible du BEP pour des performances optimales. Cette approche de conception, basée sur le concept BEP, convient uniquement lorsque la pompe centrifuge est alimentée par des sources capables de maintenir le fonctionnement de la pompe à la fréquence nominale (50 Hz ou 60 Hz) et à la tension (220 V ou 380 V). Dans les systèmes de pompage photovoltaïques, la pompe centrifuge conventionnelle fonctionne à différentes vitesses en fonction de la disponibilité de l'irradiation solaire. Le concept BEP n'offre donc pas les meilleures performances en termes d'efficacité. Ce travail présente une méthode pour déterminer le point de fonctionnement qui fournit une efficacité maximale pour un système de pompage photovoltaïque donné composé d'une pompe centrifuge conventionnelle entraînée par un système de contrôle de puissance. Ce point, appelé Solar Best Efficiency Point (SBEP), est calculé en considérant toute la plage de fonctionnement de la pompe pour un profil d'irradiation et de température de cellule photovoltaïque donné. Selon les résultats, le fonctionnement SBEP, par rapport au fonctionnement BEP, peut augmenter l'efficacité quotidienne du système de pompage photovoltaïque jusqu'à 6,7%, en fonction de la pompe centrifuge utilisée. De plus, l'approche théorique développée dans cet article montre que la sélection du groupe motopompe ne peut pas être basée uniquement sur les caractéristiques de la pompe, car la qualité du moteur influence de manière significative les performances du système.

Mots clés : Systèmes de pompage photovoltaïques ; Sélection du point de fonctionnement ; Méthode de dimensionnement des pompes ; Point de fonctionnement solaire

Abstract

Every centrifugal pump has an optimum efficiency duty point, known as Best Efficient Point (BEP), which is usually specified by the manufacturer. In conventional pumping systems, the centrifugal pump must operate at the rated speed and as close as possible to the BEP for optimal performance. This design approach, based on the BEP concept, is suitable only when the centrifugal pump is supplied by sources that can maintain the pump's operation at the rated frequency (50 Hz or 60 Hz) and voltage (220 V or 380 V). In photovoltaic pumping systems, the conventional centrifugal pump works at different speeds according to the availability of solar irradiance. Therefore, the BEP concept does not offer the best performance in terms of efficiency. This work presents a method to determine the operating point that provides maximum efficiency for a given photovoltaic pumping system composed of a conventional centrifugal pump driven by a power control system. This point, referred to as Solar Best Efficiency Point (SBEP), is calculated considering the entire operating range of the pump for a given irradiance and photovoltaic cell temperature profile. According to the results, the SBEP operation, compared to the BEP operation, can increase the daily efficiency of the photovoltaic pumping system by up to 6.7%, depending on the centrifugal pump used. Furthermore, the theoretical approach developed in this paper shows that the selection of the motor-pump set cannot be based solely on the pump's characteristics, as the motor quality significantly influences system performance.

Keywords : Photovoltaic pumping systems, Duty point selection, Pump sizing method, Solar operating duty point.

ملخص

تتمتع كل مضخة طرد مركزي بنقطة تشغيل الكفاءة المثلى، والمعروفة باسم نقطة الكفاءة الأفضل (BEP)، والتي يتم تحديدها عادة من قبل الشركة المصنعة. في أنظمة الضخ التقليدية، يجب أن تعمل مضخة الطرد المركزي بالسرعة المقدر وأقرب ما يمكن من نقطة الكفاءة الأفضل للحصول على الأداء الأمثل. يعد نهج التصميم هذا، والذي يستند إلى مفهوم نقطة الكفاءة الأفضل، مناسباً فقط عندما يتم توفير مضخة الطرد المركزي من مصادر يمكنها الحفاظ على تشغيل المضخة عند التردد المقدر (50 هرتز أو 60 هرتز) والجهد (220 فولت أو 380 فولت). في أنظمة الضخ الكهروضوئية، تعمل مضخة الطرد المركزي التقليدية بسرعات مختلفة حسب توفر الإشعاع الشمسي، فإن مفهوم نقطة الكفاءة الأفضل لا يقدم أفضل أداء من حيث الكفاءة. يقدم هذا العمل طريقة لتحديد نقطة التشغيل التي توفر أقصى قدر من الكفاءة لنظام ضخ كهروضوئي معين يتكون من مضخة طرد مركزي تقليدية مقادة عبر نظام التحكم بالطاقة. يتم حساب هذه النقطة، التي يشار إليها باسم نقطة الكفاءة الأفضل للطاقة الشمسية (SBEP)، مع الأخذ في الاعتبار نطاق التشغيل الكامل للمضخة لإشعاع معين ودرجة حرارة الخلية الكهروضوئية. وفقاً للنتائج، فإن عملية SBEP، مقارنة بعملية BEP، يمكن أن تزيد من الكفاءة اليومية لنظام الضخ الكهروضوئي بنسبة تصل إلى 6.7%، اعتماداً على مضخة الطرد المركزي المستخدمة. علاوة على ذلك، يوضح النهج النظري الذي تم تطويره في هذه الورقة أن اختيار مجموعة مضخة-محرك لا يمكن أن يعتمد فقط على خصائص المضخة، حيث تؤثر جودة المحرك بشكل كبير على أداء النظام.

الكلمات المفتاحية : أنظمة الضخ الكهروضوئية، اختيار نقطة العمل، طريقة تحجيم المضخة، نقطة الخدمة الشمسية