

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
École Nationale Polytechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique



L G M D

Département de Génie Mécanique
Laboratory of Green and Mechanical Development

Mémoire de projet de fin d'études
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Mécanique

**Aménagement du puits de l'ENP : contribution à l'étude
technico-économique d'une installation solaire hybride pour le
pompage de l'eau potable**

Présenté et soutenu publiquement le (05/10/2022) par :

Fouad Bachir MESBAH

Composition du jury :

Président	M. Mohamed BENBRAIKA	MA-A	ENP
Promoteur	M. Arezki SMAILI	Professeur	ENP
Co-promoteur	M. Abdelhamid BOUHELAL	MC-B	ENP
Examinatrice	Mme. Chahinez TCHEKIKEN	MC-B	ENP
Invité	M. Smail SEMAOUI	MR-A	CDER

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
École Nationale Polytechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique



L G M D

Département de Génie Mécanique
Laboratory of Green and Mechanical Development

Mémoire de projet de fin d'études
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Mécanique

**Aménagement du puits de l'ENP : contribution à l'étude
technico-économique d'une installation solaire hybride pour le
pompage de l'eau potable**

Présenté et soutenu publiquement le (05/10/2022) par :

Fouad Bachir MESBAH

Composition du jury :

Président	M. Mohamed BENBRAIKA	MA-A	ENP
Promoteur	M. Arezki SMAILI	Professeur	ENP
Co-promoteur	M. Abdelhamid BOUHELAL	MC-B	ENP
Examinatrice	Mme. Chahinez TCHEKIKEN	MC-B	ENP
Invité	M. Smail SEMAOUI	MR-A	CDER

ملخص

يهدف هذا المشروع إلى دراسة الجدوى الفنية والاقتصادية لمحطة الضخ الكهروضوئي الهجين لتوفير المياه لمختلف أجنحة المدرسة. للقيام بذلك، تم إجراء مقارنة بين نظامين مختلفين. يكمن الاختلاف في مولد الكهرباء، حيث يحتوي أحد النظامين على مولد كهروضوئي فقط (مستقل)، والآخر به مولد كهروضوئي و متصل أيضًا بالشبكة الكهربائية (هجين). يتم إجراء مقارنة من أجل تحديد الأكثر فعالية من حيث المدود والتكلفة. خُص في النهاية إلى أن النظام الهجين واعد أكثر.

الكلمات المفتاحية – الضخ الشمسي، الطاقة الشمسية، بئر، دائرة هيدروليكية، محاكاة عددية

Abstract

This project aims to study the techno-economic feasibility of a hybrid photovoltaic (PV) pumping installation for the supply of potable water to the ENP's various pavilions. To do so, a comparison between two different systems was carried out. The difference lies in the electricity generator, where one system has only a PV generator (stand-alone), and the other has a PV generator and is also connected to the electrical grid (hybrid). The comparison was made to determine which system is more efficient and cost-effective. The final conclusion was that a hybrid is more promising.

Keywords — PV pumping, solar energy, water well, hydraulic circuit, numerical simulation

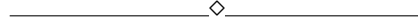
Résumé

Ce projet a pour but d'étudier la faisabilité technico-économique d'une installation de pompage photovoltaïque (PV) hybride pour l'alimentation en eau potable des différents pavillons de l'ENP. Pour ce faire, une comparaison entre deux différents systèmes a été effectuée. La différence réside dans le générateur d'électricité, où l'un des systèmes comporte uniquement un générateur PV (autonome), et l'autre comporte un générateur PV et est en plus connecté au réseau électrique (hybride). La comparaison a été effectuée afin de déterminer le système le plus efficace et le plus rentable. Il a été conclu au final qu'un système hybride est plus prometteur.

Mots-clés — Pompage PV, énergie solaire, puits, circuit hydraulique, simulation numérique



Dédicace



Je dédie ce travail :

À mes très chers parents

Pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur soutien et leurs prières permanents

À ma précieuse tante

Qui a été et sera toujours comme une mère pour moi

À mes adorables frère et sœur

Et enfin, à tous les membres de ma famille à qui je tiens et qui ont contribué de près ou de loin à cette réussite

Remerciements



Je remercie tout d'abord les promoteurs Professeur SMAILI et Docteur Bouhelal pour la proposition d'un superbe sujet, très intéressant dans le contexte énergétique actuel, et pour leur très très grande contribution à ce travail à travers leurs conseils, orientations, etc.

Je remercie également Docteur SEMAOUI pour le stage au sein du CDER, et tous ceux qui m'ont apporté leur aide, sur les connaissances pratiques des modules PV et les systèmes de pompage PV. Je le remercie également d'avoir accepté notre invitation de faire partie du jury.

Enfin, je remercie M. BENBRAIKA de nous avoir fait l'honneur de présider le jury, et également Docteur TCHEKIKEN de nous avoir fait l'honneur d'examiner le mémoire.

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Nomenclature

Introduction	12
Chapitre 1 Généralités sur les systèmes de pompage solaire	13
1.1 Principaux composants d'une installation de pompage solaire	14
1.2 Différentes configurations des systèmes de pompage solaire	23
1.3 Composants supplémentaires d'une installation de pompage solaire	29
Chapitre 2 Dimensionnement d'un système de pompage solaire	31
2.1 Identification des caractéristiques du puits	32
2.2 Détermination de la demande en eau journalière	32
2.3 Détermination du volume du réservoir et de sa hauteur par rapport au sol	33
2.4 Détermination de la HMT	33
2.5 Détermination des ressources solaires disponibles	34
2.6 Détermination du débit de référence	36
2.7 Sélection d'une pompe adaptée au point de fonctionnement	36
2.8 Détermination de l'énergie électrique que doit absorber le moteur durant une journée	36
2.9 Détermination de l'énergie électrique que doit fournir le générateur PV durant une journée	37
2.10 Détermination de la puissance crête du générateur PV	43
2.11 Sélection des modules PV et détermination de leur nombre	43
2.12 Détermination de la configuration des modules PV	43
Chapitre 3 Dimensionnement d'un système de pompage solaire pour le puits de l'ENP	47
3.1 Identification des caractéristiques du puits	48
3.2 Dimensionnement d'un système solaire autonome	53
3.3 Dimensionnement d'un système solaire hybride	63

Chapitre 4	Analyse technico-économique	67
4.1	Simulation sur PVSYST	68
4.2	Analyse économique	71
Conclusion		79
Bibliographie		80

Liste des tableaux

Tableau 1.1	Caractéristiques des différents types de panneaux PV	17
Tableau 3.1	Productivité des aquifères	49
Tableau 3.2	Caractéristiques de l'aquifère	49
Tableau 3.3	Caractéristiques du puits	53
Tableau 4.1	Coûts d'investissement du système de pompage PV autonome . .	73
Tableau 4.2	ACCV du système de pompage PV autonome	74
Tableau 4.3	Coûts d'investissement du système de pompage PV hybride	76
Tableau 4.4	ACCV du système de pompage PV hybride	77

Liste des figures

Figure 1.1	Description d'une cellule PV	14
Figure 1.2	Panneau PV composé de 36 cellules en série	15
Figure 1.3	Assemblage des différents éléments PV	15
Figure 1.4	Classification des différents types de matériaux de cellules PV	16
Figure 1.5	Différents types de panneaux PV	17
Figure 1.6	Caractéristiques d'une pompe volumétrique	20
Figure 1.7	Caractéristiques d'une pompe centrifuge	21
Figure 1.8	Installation solaire autonome	23
Figure 1.9	Installation solaire hybride	24
Figure 1.10	Installation avec distribution directe	27
Figure 1.11	Installation avec stockage dans un réservoir surélevé	28
Figure 1.12	Installation avec stockage dans un réservoir sous pression	28
Figure 2.1	Caractéristiques d'un puits	32
Figure 2.2	Schéma du calcul de la HMT	34
Figure 2.3	Courbe d'ensoleillement journalier	35
Figure 2.4	Courbe I-V et courbe de puissance types d'un module PV cristallin	44
Figure 2.5	Courbe I-V selon la variation de l'éclairement et de la température	44
Figure 2.6	Schéma du dimensionnement de l'installation de pompage PV.	46
Figure 3.1	Carte hydrogéologique de l'Algérie	48
Figure 3.2	Courbe d'ensoleillement entre 2005 et 2020.	56
Figure 3.3	Courbe de performance de la pompe choisie	57
Figure 3.4	Température ambiante moyenne durant le mois de décembre.	58
Figure 3.5	Éclairement moyen durant le mois de décembre.	59
Figure 3.6	Courbe de performance de la pompe choisie	64

Nomenclature

Abréviations

ACCV	analyse du coût du cycle de vie
CA	courant alternatif
CC	courant continu
CP	coefficient de performance
HMT	hauteur manométrique totale
LCB	booster de courant linéaire
MPP	point de puissance maximale
MPPT	poursuite du point de puissance maximale
NOCT	température nominale de fonctionnement des cellules
PSH	heures de soleil maximum
PV	photovoltaïque
STC	conditions normales d'essai

Symboles

$\Delta P_{câbles}$	pertes de puissance, W
η_{conv}	rendement de conversion
η_{moteur}	rendement du moteur
$\eta_{motopompe}$	rendement du groupe motopompe
η_{pompe}	rendement de la pompe
ρ	résistivité du conducteur, $\Omega mm^2/m$
ρ_{eau}	masse volumique de l'eau, kg/m^3
C_T	coefficient de température, $1/^\circ C$

E	éclairage solaire, W/m^2
E_{elec}	énergie électrique, kWh
$E_{hydraulique}$	énergie hydraulique, kWh
E_{PV}	énergie photovoltaïque, kWh
$E_{solaire}$	ensoleillement journalier, kWh/m^2
F_a	facteur d'autonomie
g	accélération de la gravité, m/s^2
G_{opt}	ensoleillement reçu pour une orientation et une inclinaison optimales, kWh/m^2
$G_{ori+incl}$	ensoleillement reçu pour une orientation et une inclinaison données, kWh/m^2
$H_{élévation}$	hauteur entre la surface du forage/tête de puits et l'entrée du réservoir, m
$H_{friction}$	pertes de charge, mCE
H_{ND}	niveau dynamique, m
$H_{résiduelle}$	pression supplémentaire requise au point de refoulement, mCE
I	intensité du courant, A
$L_{câbles}$	pertes dues aux chutes de tension
$l_{câble}$	longueur totale du câble, m
L_{conv}	pertes dues à la conversion
L_{des}	pertes dues à la désadaptation
L_{DIL}	pertes dues à la dégradation induite par la lumière
L_{enc}	pertes dues à l'encrassement
L_{eq}	longueur équivalente, m
L_{ER}	pertes dues à l'éclairage réduit
L_{omb}	pertes dues à l'ombrage
$L_{ori+incl}$	pertes dues à une inclinaison et une orientation incorrectes
$L_{réseau}$	pertes dues au couplage au réseau
L_{ref}	pertes dues à la réflectance angulaire et spectrale
L_{temp}	pertes dues à la température des cellules PV

L_{tuyau}	longueur du tuyau, m
n_{module}	nombre de modules
$n_{série}$	nombre de modules en série
$P_{c_{générateur}}$	puissance crête du générateur, W_c
$P_{c_{module}}$	puissance crête du module, W_c
P_c	puissance crête, W_c
Q	débit de pompage, m^3/s
$Q_{critique}$	débit critique du puits, m^3/h
Q_{pompe}	débit fourni par la pompe, m^3/h
r	distance de l'axe du forage, m
$R_{câble}$	résistance du câble, Ω
S	coefficient d'emmagasinement
s	rabattement, m
$S_{câble}$	section du câble, mm^2
T	transmissivité de l'aquifère, m^2/s
t	temps de pompage, s
T_{amb}	température ambiante, $^{\circ}C$
T_{cell}	température des cellules, $^{\circ}C$
$V_{journalier}$	volume journalier, m^3
$V_{max_entrée}$	tension d'entrée maximale, V
V_{min_MPPT}	tension d'entrée minimale permettant la MPPT, V
V_{mp}	tension de crête maximale, V
V_{oc}	tension en circuit ouvert, V

INTRODUCTION

La production d'électricité en Algérie s'effectue à plus de 99 % à partir de combustibles fossiles, le gaz naturel étant le plus utilisé. En 2017, un rapport de l'agence internationale de l'énergie (AIE) a indiqué que l'utilisation de combustibles fossiles pour la production d'électricité en Algérie représentait 99,2 % du total des sources d'énergie utilisées, dont 98,7 % du gaz naturel.

Dans un pays riche en ressources solaires (un potentiel de 13,9 TWh par an selon EcoMENA), et où les ressources en gaz naturel s'amenuisent inévitablement avec le temps, il convient d'exploiter l'énergie solaire afin d'en faire la principale source de production d'électricité en Algérie.

Ainsi, dans le but d'aménager le puits de l'École Nationale Polytechnique dont la finalité est d'approvisionner tous les pavillons de l'école en eau potable, on projette d'utiliser un système de pompage fonctionnant avec l'énergie solaire photovoltaïque.

Dans ce mémoire, nous concevrons un système de pompage solaire qui devra répondre aux divers besoins quotidiens au sein de l'école tout en respectant les différentes contraintes.

Afin de traiter le sujet, nous mènerons des calculs de dimensionnement de tous les éléments que comprend l'installation, et nous procéderons ensuite à une simulation du système pour mettre en évidence sa viabilité pratique.

Nous effectuerons dans un premier temps une revue bibliographique sur les différentes installations de pompage solaire (chapitre 1), ce n'est qu'après cela que la conception du système pourra débiter avec tout d'abord une présentation générale des différentes étapes du dimensionnement (chapitre 2) afin de dimensionner par la suite les composants de notre installation (chapitre 3), avant de finalement réaliser une analyse technico-économique (chapitre 4).

CHAPITRE

1

GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTÈMES DE
POMPAGE SOLAIRE

1.1 PRINCIPAUX COMPOSANTS D'UNE INSTALLATION DE POMPAGE SOLAIRE

1.1.1 Panneau PV

Le composant élémentaire d'un panneau PV, aussi connu par module PV, est la cellule PV. Celle-ci transforme l'énergie solaire en énergie électrique grâce à l'effet photovoltaïque, qui a lieu lorsque les photons provenant de la lumière du soleil, avec une énergie assez élevée, heurtent la cellule, ce qui amène les électrons à s'exciter et à passer à un niveau d'énergie supérieur, devenant ainsi libres. Ainsi, du fait de la présence de contacts électriques au sein de la cellule, ces électrons circulent à travers eux, ce qui se traduit par la création d'un courant électrique. Plus le rayonnement solaire incident est intense, plus le courant le sera. L'inverse est vrai.

Les cellules PV qu'on utilise aujourd'hui sont composées de matériaux semi-conducteurs, notamment le silicium. Le silicium pur est un très mauvais conducteur d'électricité à température ambiante, c'est pourquoi on doit lui ajouter des "impuretés" afin de créer une jonction positif-négatif (jonction p-n), on dit alors qu'il est "dopé". Ce dopage consiste à ajouter deux matériaux qui ont, respectivement, un excédent de trous (type p) et un excédent d'électrons (type n) afin d'accroître la conductivité du matériau semi-conducteur, permettant ainsi de produire une différence de potentiel et un courant électrique continu. Les éléments les plus utilisés à ces fins sont le bore (type p) et le phosphore (type n), mais des éléments comme le gallium (type p) et l'arsenic (type n) sont aussi considérés.

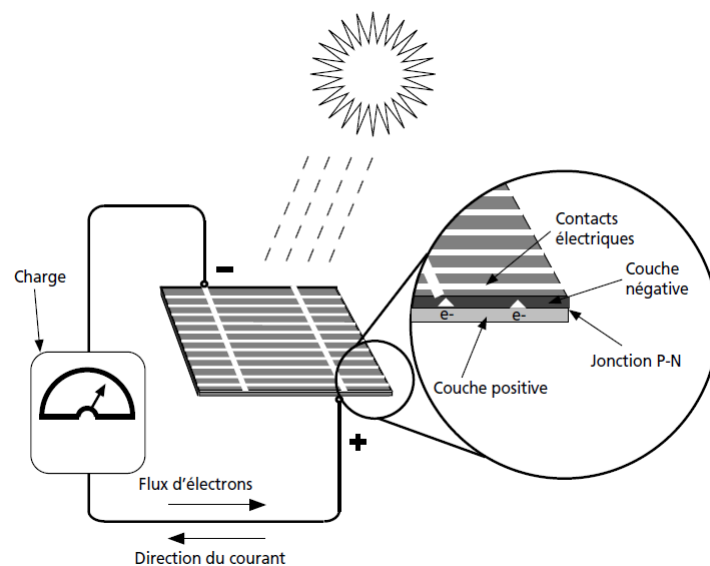


FIGURE 1.1 – Description d'une cellule PV [17].

Toutefois, la puissance produite par une seule cellule est insuffisante pour la grande majorité des applications. Il est dès lors nécessaire d'assembler plusieurs cellules en série et/ou en parallèle. L'assemblage, généralement en série, de plusieurs cellules forme un panneau PV capable de fournir de plus grandes puissances. Ce dernier peut être constitué

de 12, 24, 36, 60, 72 ou 96 cellules, cela varie selon les différentes applications. Bien entendu, la puissance nominale du panneau PV est proportionnelle au nombre de cellules dont il est composé.

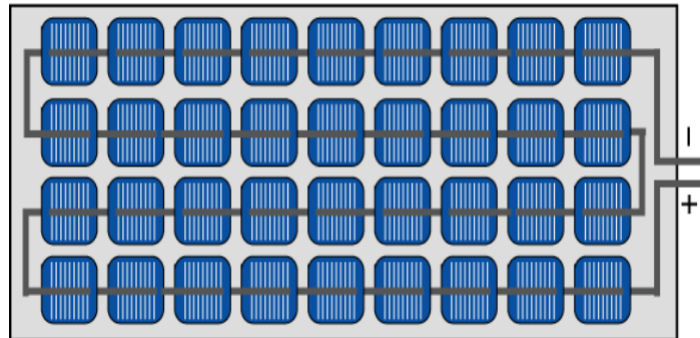


FIGURE 1.2 – Panneau PV composé de 36 cellules en série [15].

Suivant le même raisonnement, il se peut qu'un panneau PV ne fournisse pas la puissance requise pour certaines applications, ce qui conduit à les assembler à leur tour. L'assemblage en série de plusieurs panneaux sera donc nécessaire pour former un groupe PV.

Et enfin, pour les mêmes raisons, l'assemblage de plusieurs groupes PV en parallèle forme un générateur PV.

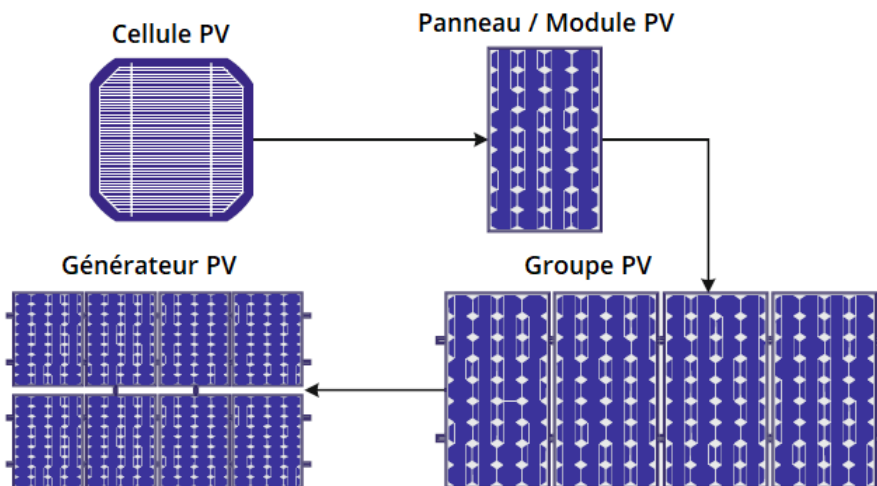


FIGURE 1.3 – Assemblage des différents éléments PV [1].

De nos jours, on exploite des dizaines de matériaux pour le développement des performances des cellules PV comme le montre la figure 1.4.

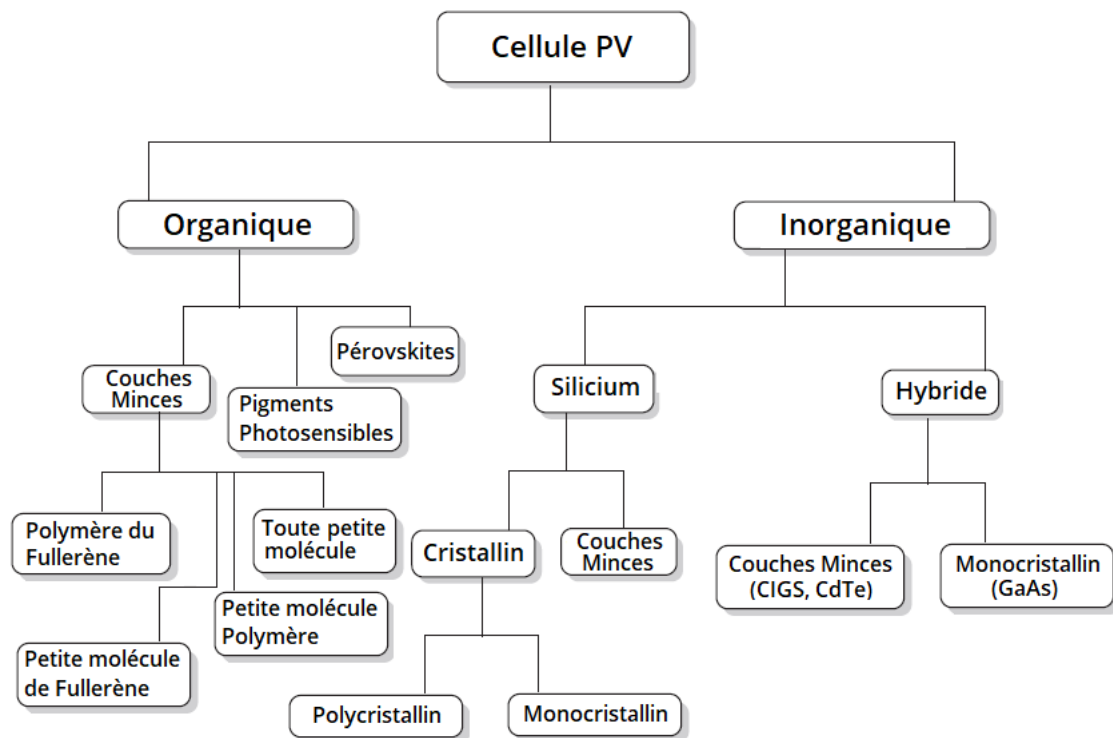


FIGURE 1.4 – Classification des différents types de matériaux de cellules PV [9].

Le rendement des panneaux PV s’est constamment accru au fil du temps. Actuellement, on peut trouver sur le marché des modules dont le rendement atteint les 22 %, et dans les laboratoires de recherche on développe des cellules dont le rendement dépasse même les 40 %. Cependant, quatre grands types de matériaux sont actuellement utilisés dans la fabrication de cellules PV :

- Silicium monocristallin (mono-Si)
- Silicium polycristallin (poly-Si)
- Silicium amorphe (a-Si)
- Couches minces de tellure de cadmium (CdTe) ou de cuivre, d’indium, de gallium et de sélénium (CIGS ou CIS)

TABLEAU 1.1 – Caractéristiques des différents types de panneaux PV

Type de panneau PV	Propriétés du matériau	Rendement	Garantie
Mono-Si	Doté d'une pureté supérieure, il comporte une structure cristalline unique et continue	(15 - 20 %)	25 ans
Poly-Si	Constitué de plusieurs cristaux formés à partir d'un lingot, il est plus simple à fabriquer	(13 - 18 %)	20 ans
A-Si	Ne possède pas de structure cellulaire géométrique	(5 - 10 %)	10 ans
Couches minces	Quel que soit le matériau utilisé, la couche mince appliquée sur un substrat (en verre, plastique, métal ou céramique) permet de former des modules plus légers, plus souples et portables	(10 - 18 %)	20 - 25 ans



FIGURE 1.5 – Différents types de panneaux PV [13].

En termes d'avantages et d'inconvénients par rapport au pompage solaire, à l'exception des panneaux PV mono-Si et poly-Si, les autres types sont déconseillés. Outre le fait que leur rendement moyen soit inférieur à celui des panneaux PV mono-Si et poly-Si, ils sont

déconseillés car ils peuvent causer des problèmes environnementaux liés aux sols en cas d'absence de recyclage, chose qui est difficile à effectuer. D'autre part, leur rareté fait que c'est un choix risqué car cela rend un éventuel remplacement difficile.

Concernant les deux types restants (mono-Si et poly-Si), ils sont très semblables et leurs différences sont complémentaires. Le mono-Si est légèrement plus cher que le poly-Si car il possède un rendement plus élevé. Donc pour une même puissance, la surface des panneaux PV mono-Si sera inférieure à celle des panneaux PV poly-Si.

Il existe toutefois des différences telles que l'influence de la température sur leur fonctionnement. Les modules mono-Si subissent une baisse de rendement à température élevée tandis que les modules poly-Si ne sont pas très sensibles aux variations de température.

1.1.2 Groupe motopompe

Les groupes motopompes utilisés dans le pompage solaire peuvent être classés selon trois catégories : le type d'alimentation du moteur (courant continu -CC- ou courant alternatif -CA-), le type de la pompe (centrifuge ou volumétrique) et la configuration de la pompe (immergée ou de surface).

1.1.2.1 Moteur

Divers types de moteurs électriques (CC et CA) peuvent être utilisés dans un système de pompage solaire. Les plus communs sont les moteurs à aimants permanents (à balais et sans balais) pour les moteurs CC. Quant aux moteurs CA, les moteurs asynchrones à cage d'écureuil sont privilégiés.

1.1.2.1.1 Moteurs CC

Dans les moteurs à balais, la transmission du courant électrique aux bobinages s'effectue par les balais à travers les contacts du commutateur.

L'avantage de ces moteurs est que leur coût d'achat est relativement bas et leur installation n'est pas complexe.

L'inconvénient de ce type de moteur est principalement le fait de devoir changer les balais et le commutateur à l'usure (chaque 2000 - 4000 h), ce qui nécessite un coût supplémentaire et peut provoquer une certaine difficulté à exécuter ces changements si la pompe utilisée est immergée. D'autre part, un rendement qui est inférieur à celui des autres moteurs (75 - 80 %) et la présence d'interférences électriques constituent des inconvénients non négligeables.

Dans les moteurs sans balais, la transmission du courant s'effectue à l'aide d'un circuit électronique intégré.

L'avantage de ces moteurs réside dans leur rendement supérieur (85 - 90 %), leur durée de vie qui est plus longue et un coût de maintenance relativement faible.

Cependant, le prix d'achat est plus élevé et il faut prévoir un coût supplémentaire d'un codeur et d'un contrôleur électronique. De plus, le circuit électronique peut causer des problèmes s'il n'est pas conçu pour fonctionner dans un environnement difficile.

1.1.2.1.2 Moteurs CA

En ce qui concerne les moteurs asynchrones, le faible coût, la robustesse, la fiabilité, la longévité et l'entretien minimal de ces moteurs sont de sérieux avantages.

Le seul inconvénient est le besoin d'un onduleur dont le rendement est de (90 - 95 %). Par contre, le coût additionnel de l'onduleur est moins significatif, et le choix d'une pompe dont le moteur est du type asynchrone est hautement rentable à long terme.

Dans tous les cas, la sélection du type du moteur dépend de plusieurs paramètres. En plus du rendement, de la disponibilité et du prix, le principal facteur à considérer est la puissance requise pour le pompage qui peut être calculée à travers le dimensionnement du système. Généralement, on opte pour les moteurs CC à aimants permanents pour des puissances atteignant les 3 ch. Bien qu'ils soient moins utilisés que les autres, les moteurs à bobinage électromagnétique sont employés pour des puissances allant de 3 ch jusqu'à 10 ch. Enfin, les moteurs asynchrones sont utilisés lorsque la puissance nécessaire au pompage dépasse les 10 ch.

1.1.2.2 Pompe

Les pompes utilisées pour le pompage solaire peuvent être classées principalement en deux types : volumétrique et centrifuge.

1.1.2.2.1 Pompes volumétriques

Les pompes volumétriques, également appelées pompes à déplacement positif, augmentent l'énergie d'un fluide en lui appliquant une force au moyen d'un dispositif mécanique. Elles opèrent suivant le principe de la variation du volume contenant le liquide pour forcer celui-ci à se refouler. Les pompes volumétriques sont réparties en deux catégories : les pompes alternatives et les pompes rotatives.

Les pompes alternatives, telles que les pompes à pistons et à membrane (ou à diaphragme), fonctionnent par translation rectiligne ce qui provoque le déplacement du liquide. Elles sont utilisées dans les puits dont la profondeur dépasse 100 m.

Les pompes rotatives, telles que les pompes à palette et les pompes à vis hélicoïdale, fonctionnent suivant le même principe sauf que le déplacement du liquide est causé par un mouvement de rotation.

Dans tous les cas, le débit de l'eau pompée est directement proportionnel à la vitesse de rotation du moteur d'entraînement, contrairement au couple qui dépend principalement de la hauteur manométrique totale (HMT) et très faiblement de la vitesse du moteur. Cela implique que le couple de démarrage dépend uniquement de la HMT et est quasiment indépendant du débit de pompage. On peut également en déduire que le débit est pratiquement indépendant de la HMT, il en va de même pour le rendement de la pompe.

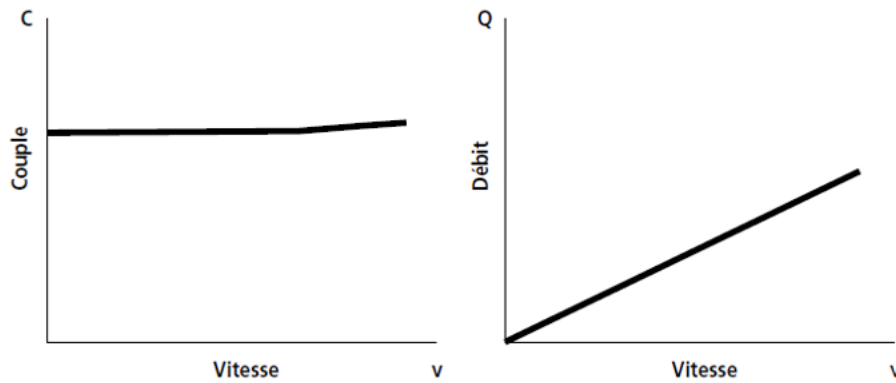


FIGURE 1.6 – Caractéristiques d'une pompe volumétrique [17].

En règle générale, on utilise les pompes volumétriques pour des besoins journaliers en eau ne dépassant pas 15 m^3 et des HMT entre 30 et 150 m.

1.1.2.2 Pompes centrifuges

Les pompes centrifuges transmettent l'énergie cinétique du moteur au liquide par un mouvement de rotation de roues à aubes. Pour augmenter la pression du liquide, plusieurs étages peuvent être empilés afin que le liquide entrant au centre de la pompe soit poussé d'un étage à l'autre en raison de la force centrifuge provoquée par la rotation de la pompe.

Une pompe centrifuge est conçue pour une HMT relativement fixe. La vitesse de rotation du moteur influe, par ordre d'importance croissant, sur le débit fourni par la pompe, son couple et la hauteur de refoulement.

Quant au démarrage d'une pompe centrifuge, il est important qu'elle ait une vitesse de rotation minimale suffisante pour obtenir un débit initial car son couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle.

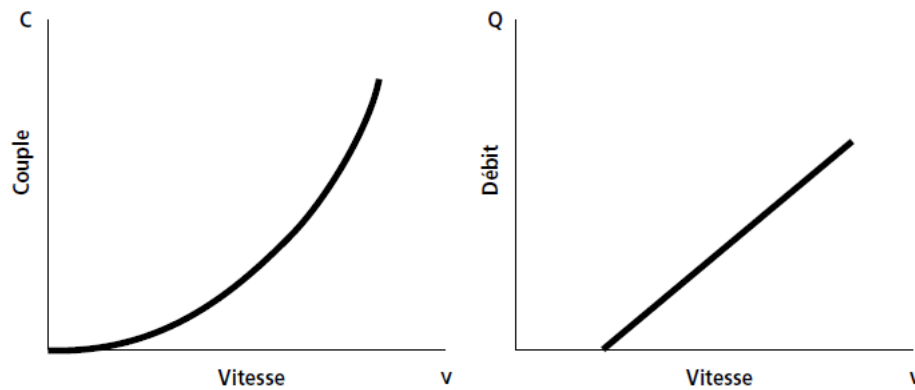


FIGURE 1.7 – Caractéristiques d’une pompe centrifuge [17].

Le rendement d’une pompe centrifuge, qui dépend du débit, est optimal à une certaine HMT et une vitesse de rotation prédéterminée lors de sa conception. Un fonctionnement dont la HMT et le débit sont différents de leur valeur optimale se résulte en une chute du rendement de la pompe.

En règle générale, on utilise les pompes centrifuges, particulièrement dont la configuration est immergée, pour des grands débits (25 - 100 m³/jour) et des HMT relativement moyennes (10 - 30 m).

1.1.2.2.3 Configuration de la pompe

Les pompes immergées, comme leur nom l’indique, sont installées directement dans l’eau. Utilisées particulièrement dans les puits profonds, elles sont munies d’un moteur à refroidissement à eau ou à huile et ne doivent en aucun cas fonctionner sans eau, ce qui risquerait de causer une surchauffe et l’endommager par la suite.

Quant aux pompes de surface, celles-ci sont installées à l’extérieur du point d’eau et ne peuvent pas être immergées. Contrairement aux pompes immergées, le moteur doit se trouver dans une zone bien aérée pour assurer un bon refroidissement à air. Elles sont conçues pour pomper de l’eau pour des hauteurs d’aspiration allant de 3 à 7 m.

Il est possible d’avoir les deux configurations sur les deux types de pompes (centrifuge et volumétrique). Cependant, les pompes de surface sont plus efficaces pour les gros débits de pompage et moins coûteuses que les pompes immergées, mais plus complexes à installer et à utiliser.

1.1.3 Contrôleur

Un contrôleur de puissance sert à améliorer la qualité de l’énergie fournie par le générateur PV afin d’assurer le bon fonctionnement du groupe motopompe en fournissant une tension avec des caractéristiques appropriées. Une autre fonction tout aussi importante est d’assurer un démarrage progressif du moteur et d’ajuster sa vitesse dépendamment de

la charge de pompage et de la puissance dont dispose le générateur PV. En fonction du type d'alimentation du moteur, les contrôleurs se divisent principalement en deux types : contrôleurs CC et contrôleurs CA (onduleurs).

1.1.3.1 Contrôleurs CC

Selon le type du moteur CC alimentant la pompe, on peut distinguer entre deux formes de contrôleurs CC.

N'ayant pas besoin d'un dispositif de commande complexe, les moteurs à balais peuvent être raccordés directement au générateur PV à l'aide d'un simple interrupteur. Cependant, suivant le type de la pompe, on peut choisir d'utiliser ou non un contrôleur CC. Par exemple, une pompe à vis hélicoïdale (volumétrique) entraînée par un moteur à balais sera équipée d'un booster de courant linéaire (LCB) dont la fonction est de réduire la tension du générateur PV tout en augmentant l'intensité du courant. Cela a pour but de faire démarrer le moteur dans de bonnes conditions et d'éviter un calage par temps de faible luminosité. En revanche, grâce à leur capacité à démarrer aisément, les pompes centrifuges entraînées par un moteur à balais sont dans la plupart des cas fournies sans LCB.

Contrairement aux moteurs à balais, les moteurs sans balais doivent être raccordés à un dispositif de commande externe afin de contrôler la tension et l'intensité du courant appliquées au moteur, d'assurer la fonction LCB et d'adapter la vitesse du moteur à la puissance disponible. En variant sa propre fréquence, le contrôleur module la vitesse du moteur. Une pompe entraînée par un moteur CC sans balais est généralement vendue avec un contrôleur conçu spécifiquement pour elle. Ces contrôleurs peuvent être externes ou intégrés au moteur, mais l'inconvénient de ces derniers est qu'en cas de problème électronique dans le moteur, le remplacement complet du groupe moteur sera nécessaire. À l'inverse, les contrôleurs externes sont polyvalents et plus faciles d'accès pour les réparations et la maintenance. En termes de puissance, les contrôleurs CC peuvent atteindre 4 kW.

1.1.3.2 Contrôleurs CA

Un onduleur solaire a pour fonction de convertir le courant continu produit par le générateur PV en courant alternatif destiné à être absorbé par un moteur CA. Une autre fonction de l'onduleur est de produire une fréquence variable dans le but de permettre au moteur de fonctionner à vitesse variable et à la pompe de fournir un débit variable en fonction de l'énergie solaire disponible. De plus, il permet de lisser l'onde sinusoïdale du courant alternatif ainsi que de maintenir une tension constante indépendamment des fluctuations de la charge. En termes de puissance, les onduleurs peuvent atteindre 150 kW.

1.2 DIFFÉRENTES CONFIGURATIONS DES SYSTÈMES DE POMPAGE SOLAIRE

1.2.1 Configuration selon le générateur

1.2.1.1 Générateur solaire autonome

Il s'agit d'une installation solaire où l'énergie électrique destinée au moteur provient uniquement du générateur PV.

Une telle configuration offre les avantages suivants : source d'énergie renouvelable et gratuite, aucune consommation de carburant, maintenance réduite, installation facile et une durée de vie très longue.

En revanche, le coût d'investissement très élevé et l'absence d'énergie solaire durant la nuit et dans des conditions météorologiques inappropriées, surtout si aucun moyen de stockage d'eau n'est utilisé, sont des inconvénients non négligeables. Un autre inconvénient par rapport à l'énergie solaire est le fait que celle-ci n'est disponible à son maximum qu'aux alentours de midi. L'utilisation d'un suiveur solaire (ou traqueur solaire) peut aider à surmonter cet inconvénient, mais il ajoutera un coût considérable à l'installation et n'est utilisé qu'en cas de réelle nécessité.

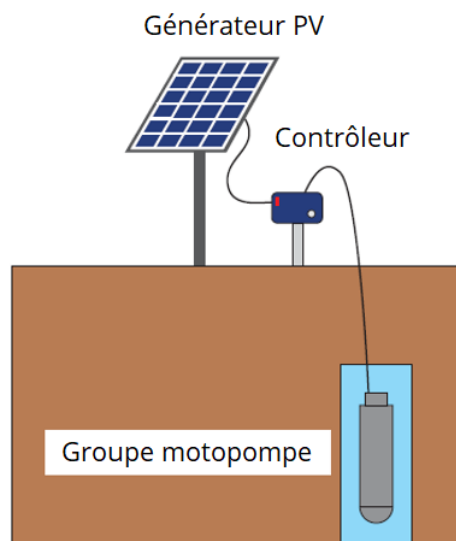


FIGURE 1.8 – Installation solaire autonome [13].

1.2.1.2 Générateur solaire hybride

1.2.1.2.1 Générateur hybride solaire/réseau

Il s'agit d'une installation solaire où l'énergie électrique destinée au moteur provient du générateur PV et du réseau électrique.

Lorsque l'énergie solaire est suffisamment élevée, le générateur PV est chargé de produire de l'électricité pour le moteur, et si elle n'est pas suffisante pour que celui-ci produise assez d'électricité, ou durant la nuit, c'est le réseau électrique qui prend en charge cette

responsabilité. Le "cerveau" de cette installation est le contrôleur hybride qui doit contenir deux entrées, une pour chaque source d'électricité, et qui est programmé pour décider et sélectionner sur quelle source doit fonctionner l'installation. Notons que le contrôleur hybride peut être remplacé par une combinaison convertisseur-commutateur-contrôleur comme le montre la figure 1.9 avec une combinaison onduleur-commutateur-contrôleur CA.

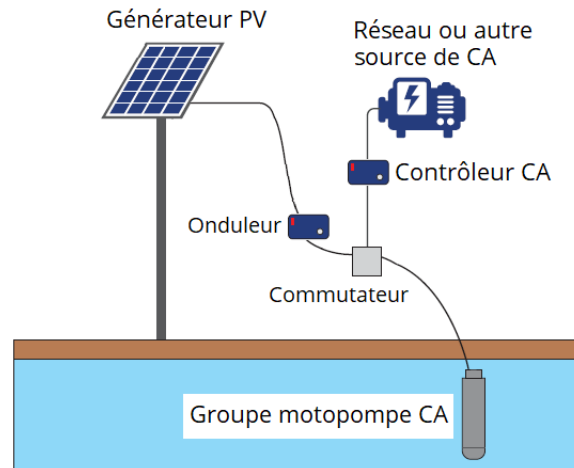


FIGURE 1.9 – Installation solaire hybride [13].

En plus des avantages que présente un générateur solaire autonome, cette configuration procure une meilleure disponibilité d'énergie électrique. Cependant, hormis les coûts d'investissement et de maintenance, il faut considérer un coût supplémentaire car la production de cette énergie ne devient plus entièrement gratuite.

1.2.1.2.2 Générateur hybride solaire/groupe électrogène

Il s'agit d'une installation solaire où l'énergie électrique destinée au moteur provient du générateur PV et d'un groupe électrogène. Ce dernier est constitué d'un moteur à combustion interne, dans la plupart des cas il s'agit d'un moteur diesel.

Le principe de fonctionnement est exactement le même que celui du générateur hybride solaire/réseau, la seule différence est que la source d'électricité secondaire provient d'un groupe électrogène et non du réseau.

Bien que les avantages de cette configuration soient similaires à ceux où le générateur PV est couplé au réseau, les inconvénients sont beaucoup plus nombreux. En effet, le coût d'investissement, de maintenance et du carburant alloué au groupe électrogène, ainsi que le bruit et la pollution que génère ce dernier peuvent poser de sérieux problèmes. Cette configuration ne devrait être utilisée que dans les endroits où le réseau électrique n'est pas accessible.

1.2.1.2.3 Générateur hybride solaire/éolien

Il s'agit d'une installation solaire où l'énergie électrique destinée au moteur provient du générateur PV et d'un générateur éolien.

Comme les deux sources d'énergie sont renouvelables, le système peut fonctionner sous l'un ou l'autre générateur comme étant le générateur principal par l'intermédiaire d'un contrôleur qui déterminera la source la plus adéquate à un instant donné.

L'avantage principal de cette configuration est une meilleure disponibilité d'électricité par rapport au générateur solaire autonome, et ce, en utilisant uniquement des sources d'énergie renouvelables.

Cela dit, en plus des coûts supplémentaires associés à l'aérogénérateur, le point faible de cette configuration est que les deux sources d'énergie sont intermittentes. Il est donc préférable de coupler cette configuration au réseau ou à un groupe électrogène, ce qui augmentera la fiabilité du système mais également son coût total.

1.2.1.3 Générateur solaire couplé à une ou plusieurs batteries

1.2.1.3.1 Générateur solaire autonome

Il s'agit d'une installation solaire où l'énergie électrique destinée au moteur provient du générateur PV et d'une ou plusieurs batteries.

Lorsque le générateur PV n'alimente pas le moteur pour une raison donnée alors que l'énergie solaire est disponible (pas de demande en eau, réservoir plein, etc.), il alimente une batterie à la place dans le but de stocker l'énergie électrique qui pourra être utilisée plus tard lorsque le générateur PV ne sera pas en capacité de produire cette énergie (faible luminosité, nuit, etc.). Outre la disponibilité supplémentaire d'électricité, les batteries sont parfois utilisées pour fournir une tension stable qui permet de faire fonctionner les pompes volumétriques. On les utilise également pour permettre au groupe motopompe de fonctionner à haut rendement, ou quand la pompe doit fournir un débit élevé pendant une courte durée, en établissant des conditions de fonctionnement stables.

Il est à noter qu'en plus du contrôleur de la pompe, la présence d'un régulateur de charge est primordiale car il a pour fonction de contrôler la charge de la batterie et de limiter sa décharge.

Cependant, en plus d'un coût d'investissement très élevé et d'une durée de vie relativement courte, les batteries sont beaucoup moins fiables et ne garantissent pas une production d'électricité pour une longue durée comme c'est le cas pour le réseau électrique.

1.2.1.3.2 *Générateur solaire hybride*

Il s'agit d'une installation solaire où l'énergie électrique destinée au moteur provient du générateur PV, du réseau électrique ou un groupe électrogène, et d'une ou plusieurs batteries.

La source principale d'énergie électrique est le générateur PV, et comme vu précédemment, s'il n'alimente pas le moteur, il chargera la batterie. Lorsque l'énergie solaire est insuffisante ou qu'on veuille utiliser la pompe dans la nuit, c'est la batterie qui alimente le moteur. Ce n'est qu'en dernier recours que l'électricité du réseau est utilisée, que ce soit pour charger la batterie ou pour alimenter directement le moteur.

L'avantage de cette configuration se résume à une meilleure disponibilité d'électricité, c'est la configuration la plus fiable à ce niveau.

Cependant, le coût d'investissement global sera extrêmement élevé et une telle configuration n'est pas nécessaire sauf si le pompage doit être possible à tout moment.

1.2.2 **Configuration selon le circuit de refoulement**

1.2.2.1 *Distribution sans stockage intermédiaire*

Il s'agit d'une installation où le circuit de refoulement mène directement aux points de distribution.

Lorsque l'eau est demandée aux points de distribution, par exemple à l'ouverture d'un robinet, le groupe motopompe se met en marche pour pomper de l'eau, et une fois le robinet fermé, le moteur s'arrête. Le tout est conditionné par un pressostat et un clapet anti-retour. Pour une meilleure explication, dès le premier pompage, alors que la borne de distribution est fermée, l'eau est refoulée mais ne peut être distribuée, ce qui provoque une augmentation de pression dans le circuit de refoulement. Une fois que la pression de consigne maximale est atteinte et détectée par le pressostat, celui-ci coupe le courant venant du contrôleur ne le laissant pas circuler jusqu'au moteur, ce qui met fin au pompage. En ce qui concerne l'eau qui a été refoulée, celle-ci reste "emprisonnée" par le clapet anti-retour. Une fois le robinet ouvert, l'eau emprisonnée est délivrée ce qui fait baisser la pression dans le circuit jusqu'à une certaine valeur minimale qui, lorsqu'elle est détectée par le pressostat, permet au groupe motopompe de se mettre en marche à nouveau. On peut éventuellement installer un manomètre pour avoir l'information sur la pression de l'eau.

L'avantage d'une telle configuration est que l'eau est fournie à la demande. Cependant, faire fonctionner le groupe motopompe à la demande est risqué car plusieurs cycles de démarrage-arrêt de ce dernier réduisent considérablement sa durée de vie. De plus, cela

risque d'endommager le circuit de refoulement à cause de la surpression qui pourrait être créée lors de la fermeture du robinet. Cela est connu par le phénomène du "coup de bélier". Par conséquent, un dispositif de stockage est fortement recommandé.

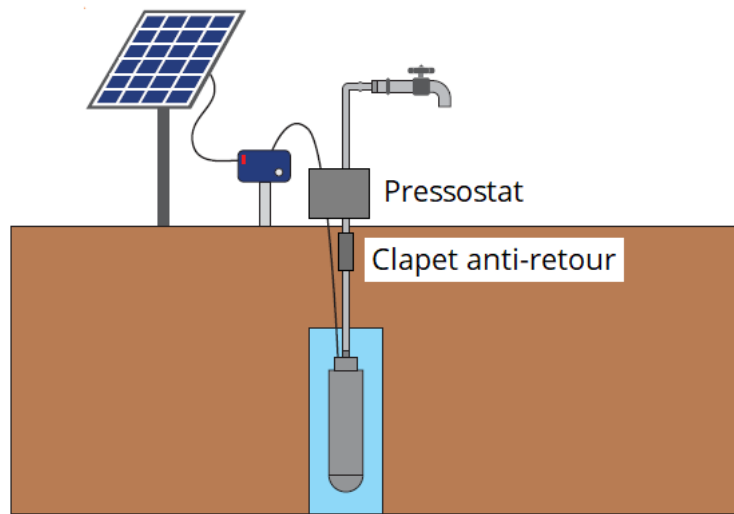


FIGURE 1.10 – Installation avec distribution directe [13].

1.2.2.2 Distribution avec stockage intermédiaire

1.2.2.2.1 Stockage dans un réservoir surélevé

Il s'agit d'une installation où le circuit de refoulement mène vers un réservoir de stockage placé en hauteur.

L'eau pompée est refoulée et stockée dans un réservoir surélevé, puis ce dernier alimentera par gravité les différents points de distribution. Avec cette configuration, le rôle de la pompe sera uniquement de remplir le réservoir.

Des sondes de niveau sont utilisées et connectées au contrôleur. Elles transmettent les données sur le niveau de l'eau au sein du réservoir, permettant ainsi au contrôleur de mettre en marche ou en arrêt le moteur automatiquement. Un capteur est utilisé pour détecter quand le réservoir est presque vide ce qui permettra au contrôleur de mettre en marche le moteur, et un autre pour détecter quand le réservoir est rempli ce qui permettra au contrôleur d'arrêter le moteur. Une solution alternative est d'utiliser un seul dispositif au lieu de deux, la sonde à flotteur. Elle permet de faire arrêter le moteur lorsque le réservoir est plein et de le faire redémarrer lorsque le niveau de l'eau descend à un niveau prédéfini.

Il convient de souligner que peu importe la configuration, une sonde de puits est également utilisée pour détecter le niveau de l'eau dans le puits afin d'éviter le fonctionnement à sec de la pompe.

Avec cette configuration, les cycles démarrage-arrêt du groupe motopompe sont beaucoup moins fréquents, augmentant ainsi sa durée de vie. Le risque de surpression dans le circuit de refoulement est également amoindri.

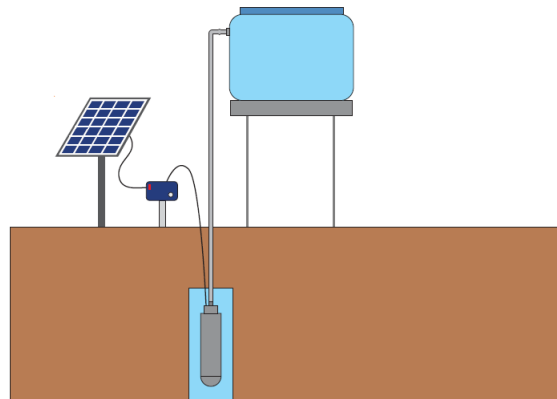


FIGURE 1.11 – Installation avec stockage dans un réservoir surélevé [13].

1.2.2.2.2 Installation avec stockage dans un réservoir sous pression

Il s'agit d'une installation où le circuit de refoulement mène vers un réservoir sous pression. Le principe de fonctionnement de cette configuration est pratiquement le même que celui du réservoir surélevé sauf que le réservoir à vessie n'a pas besoin d'être placé en hauteur pour fournir de l'eau par gravité car il est déjà sous pression. Le démarrage et l'arrêt du moteur sont contrôlés par un pressostat tel que la pression au sein du réservoir doit être comprise entre deux valeurs bien déterminées.

Cette configuration présente les mêmes avantages que la précédente et le choix entre les deux est vraiment délicat et dépend du coût, de la disponibilité et surtout du volume et de l'espace.

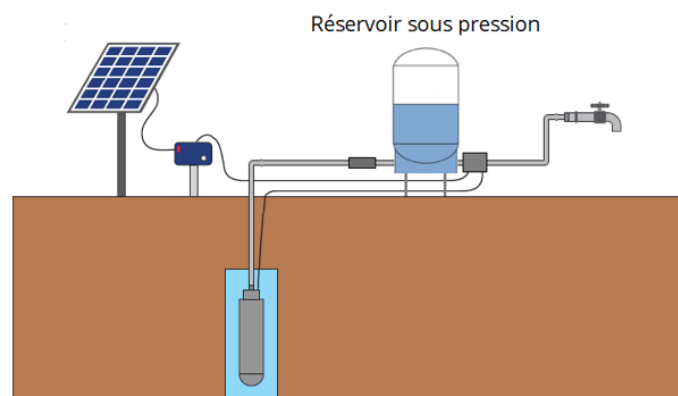


FIGURE 1.12 – Installation avec stockage dans un réservoir sous pression [13].

1.3 COMPOSANTS SUPPLÉMENTAIRES D'UNE INSTALLATION DE POMPAGE SOLAIRE

Au-delà du générateur PV, du contrôleur et du groupe motopompe, d'autres composants sont nécessaires au bon fonctionnement du système de pompage solaire.

1.3.1 Structure de fixation (support) des panneaux PV

Afin de garantir la sécurité des panneaux PV, plusieurs configurations de structure existent : montage au sol, sur mât, sur toit et sur pieux vissés. Quel que soit le type de la structure, celle-ci doit être conçue pour supporter le poids des panneaux PV et pour résister au vent, à la neige, aux tempêtes, aux séismes, etc., dépendamment des conditions locales. Généralement fabriquée en acier inoxydable, en acier doux galvanisé ou en aluminium, la structure doit reposer sur une semelle en béton armé conçue en fonction du type de sol, avec un contreventement adéquat pour éviter les oscillations.

1.3.2 Interrupteurs de déconnexion (isolation) CC

Les panneaux PV produisent un courant électrique et une tension de valeurs assez dangereuses pour leur manipulation, l'électricité doit donc être isolée avant d'entreprendre quelconque opération. Installé entre le générateur PV et le contrôleur, l'interrupteur de déconnexion CC assure cette isolation.

1.3.3 Parasurtenseur (limiteur de surtension)

Le parasurtenseur a pour fonction de protéger le contrôleur contre les surtensions électriques. Ces dernières peuvent résulter par exemple d'un coup de foudre indirect. Toutefois, pour assurer une bonne protection, le parasurtenseur requiert une mise à la terre fiable. Il est généralement installé près du contrôleur.

1.3.4 Câbles

Les câbles électriques qui transportent l'électricité jusqu'au moteur doivent être en mesure de lui apporter une puissance suffisante afin que le bon fonctionnement et la sécurité du système de pompage soient garantis.

1.3.5 Filtre sinusoïdal

Installé entre l'onduleur et le groupe motopompe quand c'est nécessaire, le filtre sinusoïdal a pour but de réduire les contraintes de tension sur les enroulements du moteur et sur son système d'isolement, ainsi que de diminuer le bruit acoustique du moteur car lors de l'ajustement de la tension d'entrée des moteurs CA par un contrôleur CA ou un

onduleur, leur onde sinusoïdale est modifiée entraînant une diminution de la durée de vie et une augmentation du bruit. Il permet également d'augmenter la longueur des câbles électriques.

1.3.6 Capteur de lumière

Le capteur de lumière est parfois utilisé pour faire arrêter le moteur lorsque l'énergie solaire baisse sous un niveau prédéfini, il empêche ainsi la pompe de tourner sans puiser de l'eau (fonctionnement à sec) ce qui provoquerait une panne due au manque de lubrification interne.

1.3.7 Doseur de chlore

Dans certains cas, on utilise cet appareil qui injecte une quantité adéquate de chlore dans la ligne de distribution d'eau afin de l'assainir.

Outre les composants susmentionnés, d'autres dispositifs de contrôle avancé peuvent être ajoutés pour le suivi à distance de certains paramètres comme le débit, le niveau et la pression de l'eau.

CHAPITRE

2

DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTÈME
DE POMPAGE SOLAIRE

2.1 IDENTIFICATION DES CARACTÉRISTIQUES DU PUIITS

Avant d'entamer la phase de conception du système de pompage solaire, il faut avoir les données nécessaires et elles doivent être très précises car elles sont la base d'une bonne conception et donc d'un bon fonctionnement de l'installation.

Au tout début, il faudra déterminer les besoins journaliers en eau et les caractéristiques du réservoir si le système en comporte. Vient ensuite la phase de dimensionnement de la pompe, au cours de laquelle deux paramètres sont à déterminer : le débit de référence et la HMT de la pompe.

Les caractéristiques du puits ont une influence directe sur ces deux paramètres. La HMT doit être déterminée à partir de plusieurs autres paramètres : la hauteur du réservoir, les pertes de charge dans la tuyauterie, ainsi que le niveau statique, le niveau dynamique et le rabattement maximal de la nappe phréatique (caractéristiques du puits définies ci-dessous). Concernant le débit de la pompe, il est limité par le débit critique du puits.

- Niveau statique : c'est la profondeur de l'eau dans le puits en l'absence de pompage ;
- Niveau dynamique : c'est la profondeur de l'eau dans le puits au cours du pompage ;
- Rabattement : c'est la différence entre le niveau dynamique et le niveau statique ;
- Débit critique : c'est le débit de recharge du puits.

Ces caractéristiques sont déterminées à partir d'un essai de pompage réalisé par des hydrogéologues.

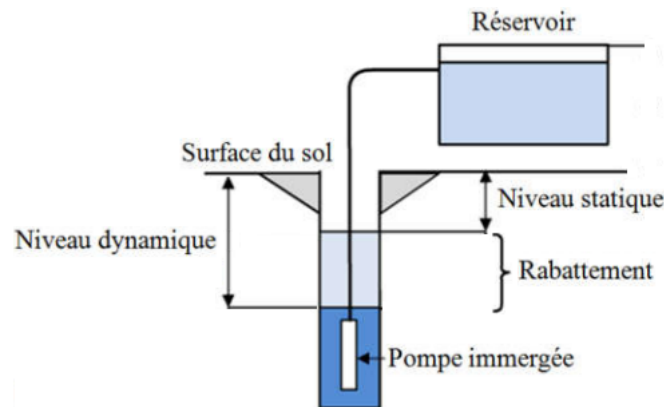


FIGURE 2.1 – Caractéristiques d'un puits [7].

2.2 DÉTERMINATION DE LA DEMANDE EN EAU JOURNALIÈRE

La première étape dans tout projet de dimensionnement d'un système de pompage est de déterminer les besoins en eau journaliers.

2.3 DÉTERMINATION DU VOLUME DU RÉSERVOIR ET DE SA HAUTEUR PAR RAPPORT AU SOL

Pour ce faire, il faut se baser sur plusieurs paramètres :

- L'autonomie désirée : afin de déterminer le volume du réservoir, on doit définir le nombre de jours pendant lesquels le réservoir doit garantir l'approvisionnement en eau, dans le cas où le pompage ne serait pas disponible ;
- Caractéristiques du réseau de distribution : afin de déterminer la hauteur du réservoir par rapport au sol, on doit déterminer les pertes de charge dans la tuyauterie et définir la pression aux points de distribution.

2.4 DÉTERMINATION DE LA HMT

Pour les forages, elle est calculée comme suit :

$$HMT = H_{ND} + H_{élévation} + H_{friction} + H_{résiduelle} \quad (2.1)$$

Où :

H_{ND} : niveau dynamique ;

$H_{élévation}$: hauteur entre la surface du forage/tête de puits et l'entrée du réservoir ;

$H_{friction}$: pertes de charge en mCE (mètres de colonne d'eau) ;

$H_{résiduelle}$: pression supplémentaire (en mCE) requise au point de refoulement. Pour le pompage de l'eau dans un réservoir, cette valeur se situe entre 0 et 10 m.

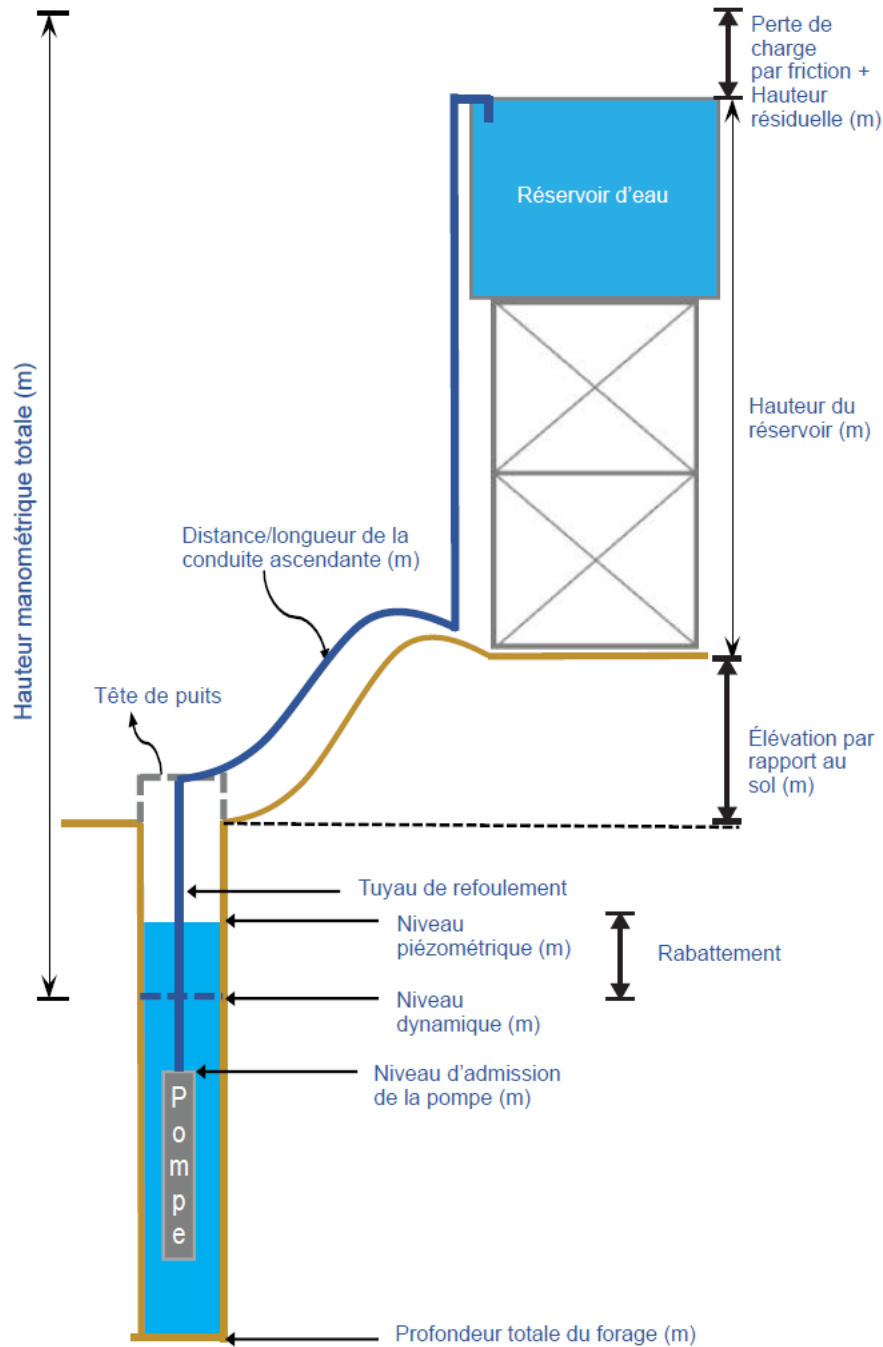


FIGURE 2.2 – Schéma du calcul de la HMT [13].

2.5 DÉTERMINATION DES RESSOURCES SOLAIRES DISPONIBLES

L'ensoleillement est la mesure de l'éclairement solaire cumulé sur une surface donnée au cours d'une période de temps donnée, exprimée en kWh/m². Il est habituellement représenté par l'aire sous la courbe d'éclairement en fonction de données horaires, journalières, mensuelles ou annuelles.

L'ensoleillement est également exprimé en heures de soleil maximum, ou PSH pour *Peak Sun Hours*, c'est-à-dire le nombre d'heures de la journée durant lesquelles l'éclairement moyen est de 1000 W/m^2 . Par exemple, pour un ensoleillement journalier de 5 kWh/m^2 , on obtient cinq heures de soleil maximum en divisant par 1 kW/m^2 .

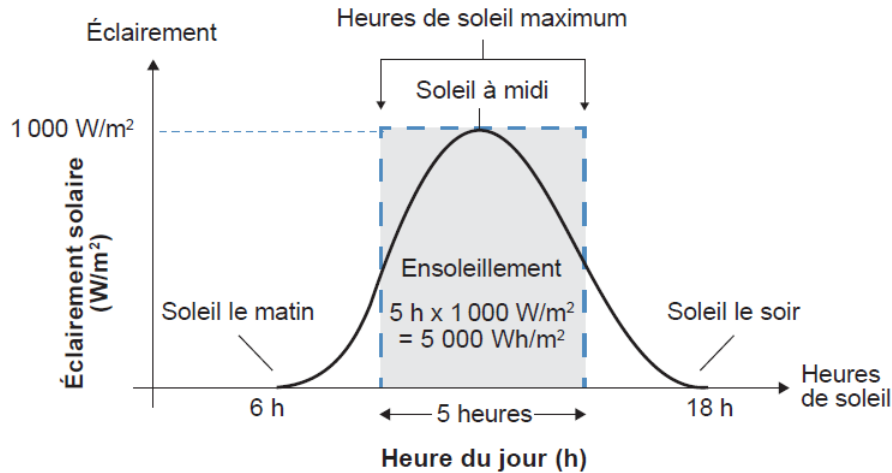


FIGURE 2.3 – Courbe d'ensoleillement journalier [13].

Dans cette étape du dimensionnement, il faudra déterminer les heures de soleil maximum dans le mois le moins productif de l'année, car la conception du système de pompage solaire s'effectue par rapport aux conditions les plus défavorables.

Pour cela, on utilise PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) qui est un site web qui fournit des données sur l'énergie solaire dans le monde.

En premier lieu, les coordonnées de l'emplacement de l'installation doivent être insérées. Après cela, on peut obtenir les données sur l'ensoleillement mensuel ($\text{kWh/m}^2/\text{mois}$) entre 2005 et 2020. Ces données servent à déterminer le mois le moins productif de l'année et ensuite à calculer l'ensoleillement moyen pour ce mois entre 2005 et 2020. Le résultat trouvé sera divisé par le nombre de jours de ce mois afin de calculer l'ensoleillement journalier moyen ($\text{kWh/m}^2/\text{jour}$). Et enfin, le PSH aura la même valeur que l'ensoleillement journalier calculé, mais en unité de temps (heures), car :

$$E_{\text{solaires}} (\text{kWh/m}^2) = 1 (\text{kW/m}^2) \cdot PSH (h) \quad (2.2)$$

Ensuite, il faut déterminer les données horaires sur l'éclairement solaire durant ce mois, car cela permettra d'évaluer le débit lors de l'étape suivante.

Il convient de préciser que pour obtenir toutes ces données, l'angle d'inclinaison des panneaux PV doit être précisé. Ce point sera abordé ultérieurement.

2.6 DÉTERMINATION DU DÉBIT DE RÉFÉRENCE

Il s'agit du débit de pompage au point de fonctionnement désiré. Il est choisi à partir de deux conditions :

- La première condition est que le fonctionnement avec ce débit pendant le nombre d'heures minimal possible (déterminé à partir des données obtenues dans l'étape précédente) doit satisfaire les besoins journaliers en eau. Il est à noter que lorsqu'on cherche à remplir un réservoir pour avoir une autonomie de plus d'une journée, on multiplie le volume journalier par le nombre de jours qu'on souhaite couvrir.
- La seconde condition est que le débit de pompage ne doit pas excéder 60 % du débit critique, pour être certain de ne pas le dépasser.

La détermination du débit de référence se résume donc à :

$$\frac{F_a \cdot V_{journalier}}{Durée\ minimale\ de\ fonctionnement} \leq Q_{pompe} (m^3/h) < 0,6 \cdot Q_{critique} \quad (2.3)$$

Où F_a est le facteur d'autonomie.

2.7 SÉLECTION D'UNE POMPE ADAPTÉE AU POINT DE FONCTIONNEMENT

Une fois la HMT et le débit de référence calculés, il faut chercher une pompe dont le rendement au point de fonctionnement de référence est assez élevé. Si la pompe sélectionnée est fournie avec un moteur, ce qui est généralement le cas, on aura dans ce cas en main toutes les caractéristiques du moteur et de la pompe, notamment leur rendement respectif qui seront nécessaires pour la suite des calculs.

2.8 DÉTERMINATION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE QUE DOIT ABSORBER LE MOTEUR DURANT UNE JOURNÉE

Cette énergie est évaluée comme suit :

$$E_{elec} = \frac{E_{hydraulique}}{\eta_{motopompe}} = \frac{\rho_{eau} g V_{journalier} HMT}{\eta_{moteur} \eta_{pompe}} \quad (2.4)$$

Où :

ρ_{eau} : masse volumique de l'eau ($998,2\ kg/m^3$);

g : accélération de la pesanteur ($9,81\ m/s^2$);

$\eta_{motopompe}$: rendement du groupe motopompe.

2.9 DÉTERMINATION DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE QUE DOIT FOURNIR LE GÉNÉRATEUR PV DURANT UNE JOURNÉE

Cette énergie est évaluée comme suit :

$$E_{PV} = \frac{E_{elec}}{CP} \quad (2.5)$$

Où CP est le coefficient de performance (ou coefficient de perte). Il exprime la réduction de l'énergie photovoltaïque produite due à diverses pertes dans le système.

2.9.1 Estimation des différentes pertes

Les pertes dans le système ont de multiples origines, et leur estimation n'est pas facile car elles sont très difficiles à quantifier.

2.9.1.1 Pertes dues à la température des cellules PV

Les fabricants des modules PV testent, calibrent et évaluent les caractéristiques d'un module sous certaines conditions :

- Rayonnement solaire de 1000 W/m^2 (généralement à midi par temps dégagé) ;
- Température des cellules (et non pas la température ambiante) à $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

On les appelle les conditions normales d'essai (ou STC pour *Standard Test Conditions*). Une troisième condition concernant la masse d'air est aussi considérée mais elle ne concerne pas cette section.

Comme la conception des modules PV est basée sur une température de cellule de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, l'augmentation de celle-ci induit une perte énergétique dans le système. Plus elle augmente, plus il y a de pertes. Une baisse dans la température de la cellule n'induit aucun changement, au contraire, elle favorise le bon fonctionnement du module.

Les pertes d'énergie dues à la température peuvent être déterminées approximativement avec l'expression suivante :

$$L_{temp} = C_T(T_{cell} - 25) \quad (2.6)$$

Où :

L_{temp} : pertes dues à la température ;

C_T ($1/^\circ\text{C}$) : coefficient de température ;

T_{cell} ($^\circ\text{C}$) : température de la cellule.

Le coefficient de température est fourni par le fabricant, il exprime la dépendance de la puissance de sortie du module à la température des cellules.

La température d'une cellule peut être estimée, pour une température ambiante connue et pour un éclairage solaire connu, à l'aide de l'expression suivante :

$$T_{cell} = T_{amb} + (NOCT - 20) \cdot \frac{E}{800} \quad (2.7)$$

Où :

T_{amb} ($^{\circ}C$) : température ambiante ;

E (W/m^2) : éclairage solaire ;

$NOCT$ ($^{\circ}C$) : température nominale de fonctionnement des cellules. Elle désigne la température atteinte par les cellules lorsque le module est soumis à un éclairage de $800 W/m^2$ avec une température ambiante de $20^{\circ}C$ et une vitesse du vent de $1 m/s$.

Comme la température ambiante et l'éclairage sont variables au cours de la journée et au cours de l'année, les pertes sont calculées par rapport à la température moyenne maximale et l'éclairage moyen maximal sur la période considérée. Ces données sont également obtenues à partir de l'outil en ligne PVGIS.

Le seul problème est que des paramètres tels que le coefficient de température C_T et la température nominale de fonctionnement des cellules $NOCT$ sont fournis par le fabricant du module, et la sélection de ce dernier s'effectue normalement au cours de la dixième étape. Cela implique que pour poursuivre le dimensionnement, deux méthodes s'offrent au concepteur :

– La première méthode consiste à attribuer une valeur initiale à ces paramètres. Pour ce faire, on dispose de leurs valeurs habituelles. Typiquement, les modules mono-Si et poly-Si ont une température nominale de fonctionnement de $41 (\pm 3)^{\circ}C$ et un coefficient de température de $-0,37$ et $-0,38 \%/K$ respectivement. Une fois le module PV choisi (étape 10), on refait les calculs afin d'obtenir les bons résultats. Naturellement, la correction des différents paramètres implique que les résultats en fin de dimensionnement sont différents, notamment le nombre de modules que doit comporter le système. Cependant, la différence est généralement très petite et ne modifie pas ce nombre. Dans le cas où ce nombre est modifié, on vérifie d'abord si le nouveau résultat est acceptable et qu'il respecte certaines conditions (étape 11), sinon, la sélection d'un autre module devra être effectuée ;

– La seconde méthode consiste à sélectionner un module lors de cette étape. Cela est possible si l'on dispose d'une certaine expérience ou d'un tout autre élément qui permet d'effectuer ce choix initial. Une fois arrivé à l'étape 10 ou l'étape 11, on vérifie si le module choisi est acceptable, sinon, la sélection d'un autre module devra être effectuée.

Généralement, on estime les pertes dues à la température des cellules à $8 - 15 \%$ de l'énergie photovoltaïque produite.

2.9.1.2 Pertes dues à la tolérance de puissance

Les fabricants des modules PV garantissent la puissance spécifiée dans la fiche technique avec une marge de tolérance déterminée. Cette dernière varie selon le fabricant, mais elle est généralement égale à : $\pm 3\%$, $\pm 5\%$, de 0 à 3 %, de -3 à 5 %, etc.

Les pertes dues à la tolérance de puissance correspondent à la tolérance minimale indiquée sur la fiche technique du module PV.

2.9.1.3 Pertes dues à la désadaptation

Ces pertes se produisent lorsqu'il y a de légères différences entre les caractéristiques des modules utilisées. Cela arrive également si ces derniers sont du même type.

Généralement, on estime ces pertes à 2 % lors de la conception des installations PV composées de modules cristallins.

2.9.1.4 Pertes dues à la dégradation induite par la lumière

La dégradation induite par la lumière affecte les panneaux PV dès la première semaine, occasionnant des pertes allant de 2 à 4 %. Au fil des années, elle peut atteindre 20 % quand les panneaux atteignent leur durée de vie.

2.9.1.5 Pertes dues à l'éclairement réduit

C'est la perte de rendement des modules PV quand l'éclairement solaire est faible. Certains fabricants de modules cristallins indiquent dans leurs fiches techniques une réduction de 4,5 % du rendement du module pour un éclairement de 200 W/m².

2.9.1.6 Pertes dues à l'encrassement

Ce sont les pertes dues à l'accumulation de saleté, de poussière, etc., il faut donc s'assurer de bien nettoyer les panneaux régulièrement, entre une fois par mois et plusieurs fois par semaine, selon le niveau d'encrassement et la fréquence de pluie.

Ces pertes sont généralement estimées à 2 %, mais en cas d'absence de nettoyage régulier, elles peuvent atteindre 15 %.

2.9.1.7 Pertes dues à l'ombrage

Ce sont les pertes dues aux ombres qui peuvent être projetées sur les modules PV. Ces ombres peuvent provenir de diverses sources : végétation, arbres, bâtiments, poteaux, rampes, antennes, lignes électriques, ou même les ombres entre les rangées de modules. Ces pertes sont extrêmement complexes à quantifier, mais elles peuvent être très dangereuses car il suffit qu'une seule cellule soit atteinte pour que tout le générateur PV soit atteint, infligeant par la même occasion une baisse considérable de puissance.

Ces pertes sont généralement estimées à 0 - 2 %, à condition que les modules ne soient pas souvent à l'ombre.

2.9.1.8 Pertes dues à la réflectance angulaire et spectrale

Les caractéristiques électriques des modules PV sont déterminées par le fabricant au moyen d'un test d'exposition sous une lumière perpendiculaire au plan du module. Cependant, le soleil se déplace relativement d'est en ouest en raison de la rotation de la Terre et l'angle d'incidence de la lumière sur le module varie donc au cours de la journée pour les systèmes PV à inclinaison fixe. Les pertes dues à la réflectance angulaire et spectrale expriment donc la différence entre ces deux conditions de fonctionnement. Elles sont généralement estimées à 2 - 6 %.

2.9.1.9 Pertes dues à une orientation ou à un angle d'inclinaison incorrect des panneaux PV

Généralement, lors de l'installation des panneaux PV, on doit spécifier l'angle d'inclinaison par rapport au plan horizontal et l'orientation (angle azimutal) de manière que l'énergie produite annuellement soit maximale.

Les panneaux sont inclinés perpendiculairement aux rayons solaires, mais cette position ne peut être gardée que pour une durée limitée dans la journée. C'est pourquoi les panneaux sont généralement inclinés de sorte que l'énergie produite annuellement soit maximale. Dans ce cas, l'angle d'inclinaison correspond à la latitude du lieu où les panneaux sont installés.

Cependant, si la demande en eau est destinée à être utilisée pour une saison particulière, l'inclinaison peut être ajustée afin de maximiser l'énergie produite durant cette saison, mais le bilan annuel sera inférieur par rapport à l'inclinaison optimale (latitude du lieu de l'installation).

Concernant l'orientation, celle-ci est choisie principalement en fonction des besoins. Par exemple, si l'électricité produite est désirée en début de journée (matin), les panneaux PV seront orientés vers la direction du lever du soleil, donc vers l'est. Si elle est désirée pendant l'après-midi ou en début de soirée, les panneaux seront orientés vers la direction du coucher du soleil, donc vers l'ouest.

Dans le cas général, on désire produire de l'électricité pendant toute la journée, auquel cas il faut orienter les panneaux PV vers le sud (hémisphère nord) ou vers nord (hémisphère sud).

Dans la plupart des cas, il n'y a aucun problème à positionner correctement les panneaux, sauf dans des cas particuliers, comme lorsque les panneaux sont installés sur un toit, auquel cas on ne peut pas modifier l'angle d'inclinaison ou l'orientation des panneaux.

Ces pertes sont estimées au moyen de l'expression suivante :

$$L_{ori+incl} = 1 - \frac{G_{ori+incl}}{G_{opt}} \quad (2.8)$$

Où :

$L_{ori+incl}$: pertes dues à une inclinaison et une orientation incorrectes ;

$G_{ori+incl}$ (kWh/m^2) : ensoleillement reçu pour une orientation et une inclinaison données durant une année ;

G_{opt} (kWh/m^2) : ensoleillement reçu pour une orientation et une inclinaison optimales durant une année.

2.9.1.10 Pertes dues à la conversion

Pendant le fonctionnement des contrôleurs, des pertes se produisent dans les semi-conducteurs qui assurent la commutation des tensions et des courants élevés. Le rendement de conversion varie selon les caractéristiques du moteur et de la source d'alimentation. Ces pertes sont généralement estimées à 1 - 5 %.

Les pertes dues à la conversion sont évaluées comme suit :

$$L_{conv} = 1 - \eta_{conv} \quad (2.9)$$

Où :

L_{conv} : pertes dues à la conversion ;

η_{conv} : rendement du contrôleur.

2.9.1.11 Pertes dues aux chutes de tension dans le câblage

Le courant électrique produit par les panneaux PV provoque une chute de tension entre les bornes des câbles en raison de leur résistance. Cette chute de tension entraîne une perte de puissance dans l'ensemble des câbles et une surchauffe du conducteur. Les pertes dans le câblage sont évaluées comme suit :

$$L_{câbles} = \frac{\Delta P_{câbles}}{P_c} \quad (2.10)$$

Où :

$L_{câbles}$: pertes dues aux chutes de tension ;

$\Delta P_{câbles}$ (W) : pertes de puissance ;

P_c (W_c) : puissance crête du générateur PV (la définition de ce terme se trouve dans la section suivante).

Quant aux pertes de puissance, elles sont évaluées comme suit :

$$\Delta P_{\text{câble}} = R_{\text{câble}} I^2 = \rho \frac{l_{\text{câble}}}{S_{\text{câble}}} I^2 \quad (2.11)$$

Où :

$R_{\text{câble}}$ (Ω) : résistance du câble ;

I (A) : intensité du courant traversant le câble ;

ρ ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$) : résistivité du conducteur ;

$l_{\text{câble}}$ (m) : longueur totale du câble (égale à deux fois la longueur du câble pour les câbles CC) ;

$S_{\text{câble}}$ (mm^2) : section du câble.

La valeur de la résistivité dépend de la température du câble. Il est recommandé dans un premier temps de considérer une température de câble de 40 °C pour tout conducteur dans un système PV.

Pour le calcul de ces pertes, on considère l'intensité du courant maximale pouvant traverser les câbles. Elles sont généralement estimées à 1 - 3 %.

2.9.1.12 Pertes dues au couplage au réseau

Les pertes présentées ci-dessous ne sont prises en compte que si le système est couplé au réseau.

Premièrement, il y a les pertes dues au manque de disponibilité de l'électricité du réseau. Elles sont estimées à 1 - 3 %.

Dans certains systèmes connectés au réseau, un transformateur est essentiel pour ajuster les niveaux de tension CA entre l'onduleur et le réseau électrique. Les pertes qui se produisent dans le transformateur dépendent de la qualité des matériaux utilisés dans sa fabrication. Elles sont estimées à 1 - 5 %, voire plus dans les transformateurs de mauvaise qualité.

2.9.1.13 Autres sources de pertes

Divers appareils électriques sont couramment utilisés dans les installations PV pour leur protection (éléments de sécurité) ou pour la connexion électrique : fusibles de branche, dispositif de protection contre la surintensité, disjoncteurs automatiques, interrupteurs et autres. Les pertes dues à ces éléments sont difficilement calculables et ne sont habituellement pas prises en compte pour estimer l'énergie produite par un système photovoltaïque.

2.9.2 Estimation du coefficient de performance CP

Une fois toutes les pertes estimées, il sera possible de calculer le coefficient de performance de l'installation :

$$CP = \prod_{i=1}^n (1 - L_i) \quad (2.12)$$

2.10 DÉTERMINATION DE LA PUISSANCE CRÊTE DU GÉNÉRATEUR PV

La puissance crête est définie comme étant la puissance utile produite par un panneau PV dans les conditions STC. Son unité de mesure est le watt-crête (W_c).

Lorsqu'un module fonctionne hors STC, ce qui est souvent le cas en pratique, la puissance varie en fonction des conditions de rayonnement et de température. Par exemple, un module d'une puissance nominale de $200 W_c$ ne produira ces $200 W$ qu'avec un rayonnement solaire de $1000 W/m^2$ et une température de cellule de $25 ^\circ C$. Lorsque le rayonnement est en dessous de $1000 W/m^2$ et/ou que la température de la cellule est supérieure à $25 ^\circ C$, la puissance utile du module diminue proportionnellement. À l'inverse, ce module peut produire plus de $200 W$ lorsque le rayonnement dépasse $1000 W/m^2$ et/ou que la température de la cellule est inférieure à $25 ^\circ C$, dans les tolérances fixées par le fabricant.

La puissance crête que doit développer le générateur PV est déterminée comme suit :

$$P_c = \frac{E_{PV}}{PSH} \quad (2.13)$$

2.11 SÉLECTION DES MODULES PV ET DÉTERMINATION DE LEUR NOMBRE

Une fois la puissance crête du générateur PV calculée, et si ceci n'a pas été le cas lors de l'étape 8.1.1, on doit sélectionner un module PV qui correspond au mieux à ce résultat.

Après cela, on doit déterminer le nombre de modules nécessaire pour atteindre la puissance minimale requise. Il est calculé comme suit :

$$n_{module} \geq \frac{P_{c_{générateur}}}{P_{c_{module}}} \quad (2.14)$$

Le résultat trouvé doit respecter d'autres contraintes telles que l'espace disponible pour les panneaux.

2.12 DÉTERMINATION DE LA CONFIGURATION DES MODULES PV

L'une des étapes les plus importantes est de déterminer la configuration série/parallèle des modules. Avant cela, on doit tout d'abord définir quelques caractéristiques.

On peut définir les caractéristiques électriques d'un module PV grâce à la relation entre l'intensité du courant et la tension tracée sur une courbe (comme pour les caractéristiques hydrauliques d'une pompe à eau qui sont définies au moyen de la relation entre la charge hydraulique et le débit tracée sur une courbe). Les valeurs d'intensité du courant et de tension sont comprises entre zéro et le maximum et sont obtenues en exposant le module à un rayonnement et une température constants, en modulant la résistance de la charge de zéro à l'infini et en mesurant l'intensité et la tension. Ces valeurs sont par la suite tracées respectivement sur les axes horizontal et vertical d'une courbe I-V.

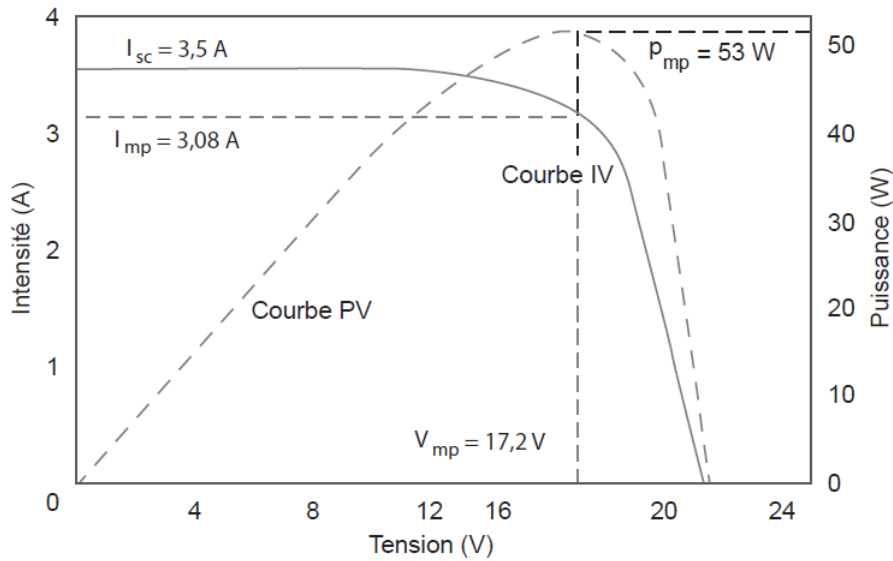


FIGURE 2.4 – Courbe I-V et courbe de puissance types d'un module PV cristallin [13].

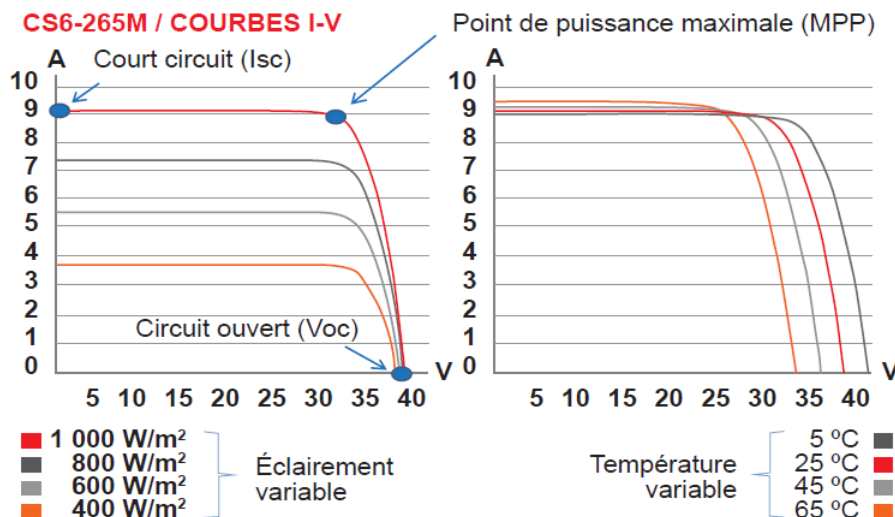


FIGURE 2.5 – Courbe I-V selon la variation de l'éclairement et de la température [13].

La tension en circuit ouvert (V_{oc}) est la tension maximale mesurée, qui est obtenue lorsqu'aucune charge n'est connectée au module (circuit ouvert), ce qui veut dire qu'il y a une différence de potentiel mais pas de flux d'électrons.

Le courant de court-circuit (I_{sc}) est l'intensité maximale mesurée, qui est obtenue en cas de court-circuit, ce qui signifie qu'il y a un flux d'électrons mais la différence de potentiel est nulle.

Dans la pratique, il est impossible que ces deux valeurs soient atteintes en charge. Autrement dit, aucune puissance n'est produite à un courant de court-circuit avec une tension nulle et à une tension de circuit ouvert avec un courant nul. De ce fait, la puissance maximale est atteinte au point de la courbe où le produit de la tension et de l'intensité est au maximum. Cela se produit au point d'inflexion de la courbe qu'on appelle point de puissance maximale (ou MPP pour *Maximal Power Point*), il s'agit de la puissance de sortie la plus élevée que peut produire un module PV, c'est-à-dire le rendement maximal de la conversion du rayonnement solaire en électricité. La tension de crête maximale (V_{mp}) et le courant de crête maximal (I_{mp}) sont les caractéristiques obtenues en ce point. Tout fonctionnement en dehors de ce point réduit l'énergie électrique produite.

Dans des conditions réelles, l'éclairement solaire et la température varient au cours de la journée, par conséquent, le MPP se déplace selon ces variations (figure 3.4). De faibles éclaircissements font diminuer l'intensité du courant mais leur influence sur la tension est négligeable. En ce qui concerne la température, plus elle est élevée, plus la tension diminue, mais leur impact sur le courant est négligeable.

Étant donné que la puissance est le produit de l'intensité du courant et de la tension, la diminution de l'éclairement et la hausse de la température se traduisent par une baisse de la puissance de sortie. La technologie de poursuite du point de puissance maximale (ou MPPT pour *Maximal Power Point Tracking*) intégrée dans les contrôleurs solaires permet de faire varier la résistance de la charge afin de s'assurer que le module fonctionne toujours à son point de puissance maximale lorsque l'intensité du courant et la tension sont variables. Ainsi, les contrôleurs de pompes solaires sont dotés d'une fonctionnalité MPPT qui exploite la puissance du module à sa valeur optimale en ajustant la charge, ce qui permet donc d'éviter de perdre de l'énergie inutilement.

Pour déterminer le nombre de modules PV qui doivent être connectés en série, on tient compte du fait que la tension de crête maximale produite par le générateur PV, qui dépend du nombre de modules en série, doit être supérieure à la tension minimale permettant la MPPT indiquée sur la fiche technique des contrôleurs.

De la même manière, la tension maximale produite par le générateur PV (tension en circuit ouvert) ne doit pas dépasser la tension maximale admissible au contrôleur qui est également indiquée sur sa fiche technique.

Ainsi, le nombre de modules en série est déterminé selon les limites suivantes :

$$\frac{V_{min_MPPT} (contrôleur)}{V_{mp} (module)} < n_{série} < \frac{V_{max_entrée} (contrôleur)}{V_{oc} (module)} \quad (2.15)$$

Ce nombre doit être le plus grand possible, c'est-à-dire le plus proche possible de la limite supérieure, afin de fournir la tension maximale possible.

Enfin, on détermine le nombre de rangées (groupes) en divisant le nombre de modules par le nombre de modules en série. Si le module choisi au départ ne concorde pas avec les caractéristiques du contrôleur, il faudra en choisir un autre et refaire les calculs.

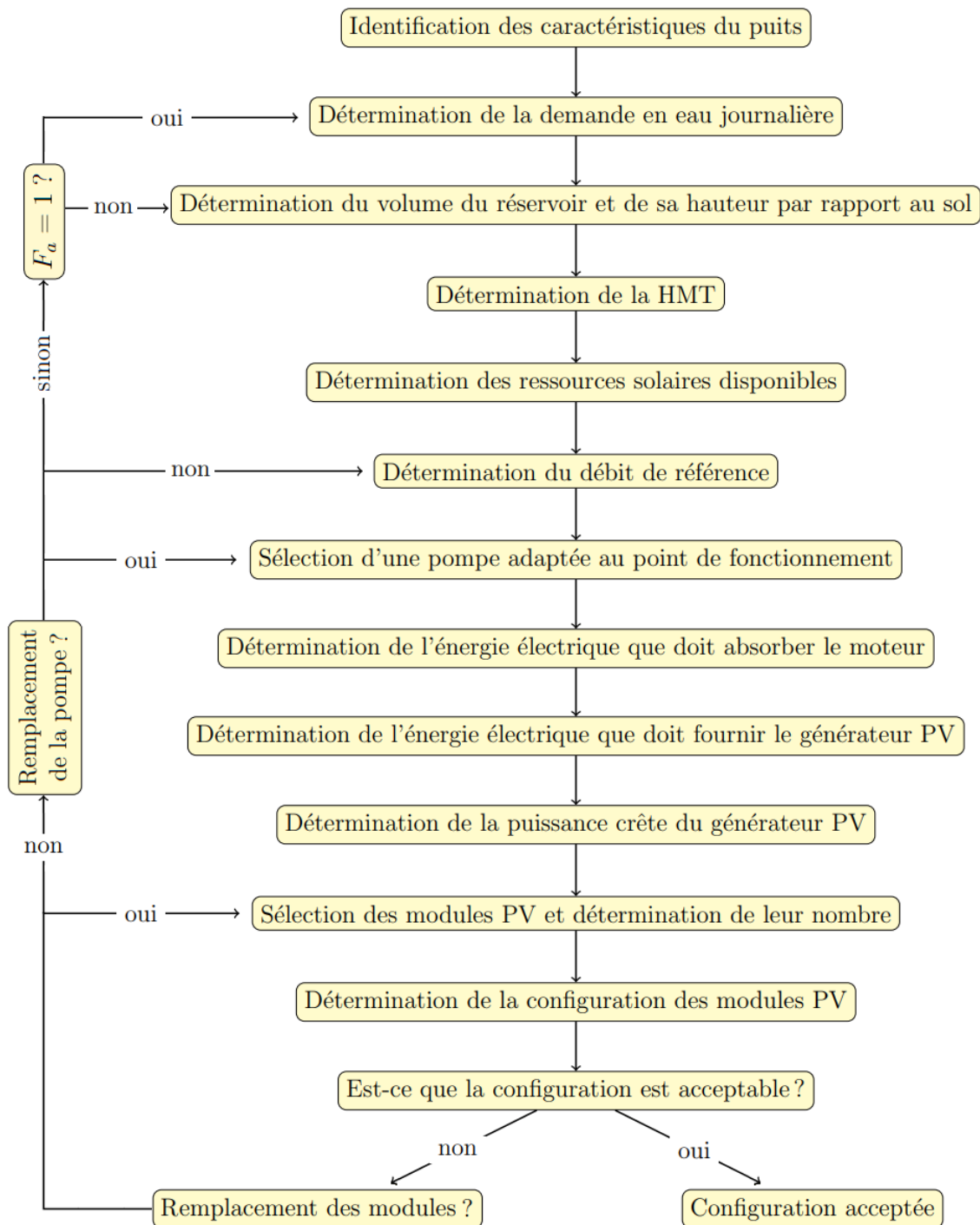


FIGURE 2.6 – Schéma du dimensionnement de l'installation de pompage PV.

CHAPITRE

3

DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTÈME
DE POMPAGE SOLAIRE POUR LE
PUITS DE L'ENP

3.1 IDENTIFICATION DES CARACTÉRISTIQUES DU PUIITS

Pour ce qui est du puits de l'ENP, aucun essai de pompage n'a été effectué jusqu'à présent, ce sera donc impossible d'obtenir des données exactes.

Cela dit, il existe plusieurs ressources en ligne qui peuvent fournir des données fiables sur les ressources hydrauliques en Algérie, notamment le *Africa Groundwater Atlas* établi par l'Institut d'études géologiques britannique (*British Geological Survey*) qui est un organisme qui se consacre aux sciences de la terre.

3.1.1 Débit critique

L'une des données les plus intéressantes mises à disposition par le site web est la carte hydrogéologique de plus de 50 pays africains dont l'Algérie. Cette carte est téléchargeable depuis le site. Toutefois, la lecture d'une telle carte nécessite un logiciel spécialisé. En l'occurrence, on a utilisé le logiciel ArcGIS.

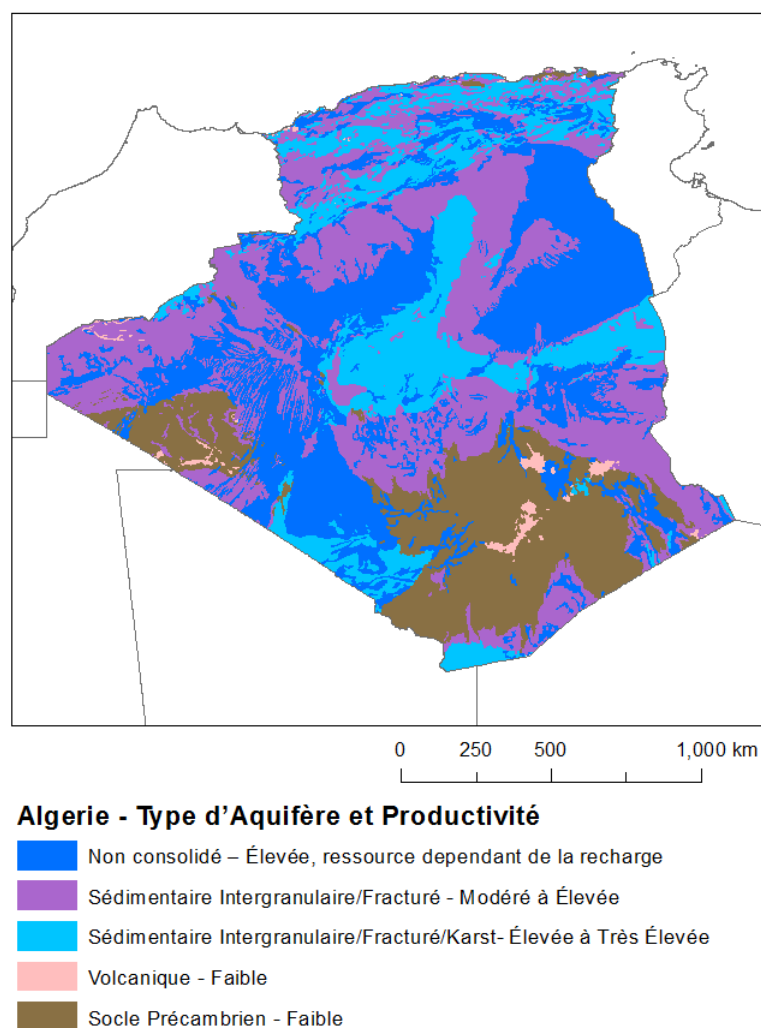


FIGURE 3.1 – Carte hydrogéologique de l'Algérie [4].

Les différentes couleurs indiquent le type d'aquifère et sa productivité. Dans un document que le site en ligne fournit avec la carte, il est possible de trouver une estimation de la productivité de ces aquifères.

TABLEAU 3.1 – Productivité des aquifères

Productivité	Débit critique (L/s)
Très élevée	> 20
Élevée	5 - 20
Modérée	2 - 5
Faible à modérée	0,5 - 2
Faible	0,1 - 0,5
Très faible	< 0,1

Il n'est évidemment pas possible de se référer directement à la figure 2.2 pour connaître le type d'aquifère en lien avec le puits de l'ENP, mais le logiciel ArcGIS permet à l'utilisateur d'insérer les coordonnées géographiques du lieu en question afin d'obtenir les données sur le puits. Ce faisant, il est constaté que l'aquifère lié à l'ENP est de type non consolidé et donc le débit critique du puits est entre 5 et 20 L/s.

3.1.2 Niveau statique, niveau dynamique et rabattement

En plus du niveau statique de l'eau, d'autres paramètres hydrodynamiques sont également fournis sur ces aquifères en fonction de leur type :

- La perméabilité : c'est l'aptitude de la roche à se laisser traverser par l'eau ;
- La transmissivité : c'est la capacité d'un aquifère à mobiliser l'eau qu'il contient ;
- L'emmagasinement : c'est la quantité d'eau libérée sous l'effet d'une baisse du niveau d'eau.

Dans notre cas, les données obtenues sont les suivantes :

TABLEAU 3.2 – Caractéristiques de l'aquifère [4]

Paramètre	Valeur
Perméabilité (m/s)	10^{-8} - 10^{-4}
Transmissivité (m^2/s)	10^{-3} - 10^{-2}
Emmagasinement (%)	≈ 10
Niveau statique (m)	1 - 10

Les trois premières caractéristiques sont très utiles car elles permettent de calculer par la suite le rabattement de la nappe à l'aide des formules d'hydrogéologie établies par Charles Vernon Theis et simplifiées par la suite par la méthode de Jacob et Cooper.

L'une des expressions proposées par Theis (1935) est la suivante :

$$s = \frac{Q}{4\pi T} \int_u^\infty \frac{e^{-u}}{u} du = \frac{Q}{4\pi T} W(u) \quad (3.1)$$

$W(u)$ est appelée fonction de puits, où :

$$u = \frac{r^2 S}{4Tt} \quad (3.2)$$

Avec :

s : rabattement mesuré à une distance r de l'axe du forage (m) ;

Q : débit de pompage (m^3/s) ;

T : transmissivité de l'aquifère (m^2/s) ;

S : coefficient d'emmagasinement ;

t : temps de pompage (s).

Lorsque u est inférieur à 0,02, Cooper & Jacob (1946) ont montré que la fonction de puits $W(u)$ peut être approximée par $-0,5772 - \ln(u)$. Après des réarrangements mathématiques, le rabattement s'exprime comme suit :

$$s = \frac{2,3 Q}{4\pi T} \log \left(\frac{2,25 T t}{r^2 S} \right) \quad (3.3)$$

Un critère plus pratique, pour lequel l'erreur relative avec l'équation de Theis est de 5,4 %, est que u soit inférieur à 0,1.

Cependant, ces expressions ont été établies en ayant tout d'abord émis plusieurs hypothèses. Celles-ci ne seront pas citées car elles relèvent du domaine de l'hydrogéologie avancée, à l'exception de quelques-unes sur lesquelles on reviendra plus loin.

3.1.2.1 Estimation du rabattement maximal

Afin d'estimer le rabattement maximal, on doit tout d'abord évaluer les paramètres dont dépend u .

3.1.2.1.1 Distance de l'axe du forage

Cette distance est égale au rayon extérieur du tube de protection du puits car c'est à cette distance que l'abaissement du niveau d'eau atteint son maximum durant le pompage. Cependant, ces tubes sont disponibles en plusieurs diamètres, en général ça peut aller de 6 cm pour les plus petits jusqu'à dépasser 50 cm pour les plus grands.

Le choix du diamètre d'un tube de protection repose essentiellement de la quantité d'eau à pomper. On indique également sur la fiche technique des différentes pompes immergées le diamètre minimal qu'il doit avoir.

Dans notre cas, le diamètre extérieur du tube choisi est de 30 cm, ce qui donne un rayon extérieur de 15 cm.

3.1.2.1.2 Transmissivité de l'aquifère

À partir des caractéristiques de l'aquifère indiquées sur le tableau 2.2, il est assumé que :

$$T = 5,5 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$$

3.1.2.1.3 Temps de pompage

Il a été mentionné plus haut que le développement des différentes équations reposait sur de nombreuses hypothèses. L'une d'entre elles est que le débit de pompage doit être constant. Pour déterminer le temps de pompage, on doit tout d'abord définir le volume d'eau à pomper et le débit de pompage.

Afin d'estimer le volume d'eau qui devra être pompé quotidiennement, le nombre de personnes présentes au sein de l'école (étudiants, enseignants, etc.) a été pris comme référence. Ce nombre est estimé à 1600 personnes.

Maintenant, pour estimer la quantité d'eau requise par personne, la norme relative à la quantité minimale admissible (10 L/jour) a été sélectionnée. Par rapport à notre contexte (alimentation de l'école), deux faits font que cela concorde bien :

- Il est extrêmement rare, voire impossible, que toutes ces personnes soient à l'école en même temps ;
- Les besoins en eau des personnes au sein de l'école sont minimes par rapport à ceux dans un domicile.

Cela permet d'établir un équilibre entre les besoins d'une personne et d'autres utilisations comme le ménage, l'utilisation dans les laboratoires, etc.

Concernant le débit, on a trouvé que le débit critique du puits de l'ENP se situerait entre 5 et 20 L/s. Pour s'assurer de bien couvrir les besoins, il est assumé que le débit critique du puits est égal à 5 L/s.

3.1.2.1.4 Calcul du rabattement

Pour obtenir la valeur maximale du rabattement, on l'exprime tout d'abord en fonction du débit :

$$s(Q) = \frac{2,3 Q}{4 \pi T} \log \left(\frac{2,25 T V_{\text{journalier}}}{r^2 S Q} \right) \quad (3.4)$$

On rappelle que pour utiliser cette expression il faut que u soit inférieur à 0,02. On peut désormais le vérifier sans pour autant obtenir sa valeur exacte car il est inversement proportionnel au temps de pompage qui a une valeur minimale et une valeur maximale dépendamment du débit :

$$t = \frac{V_{journalier}}{Q} \quad (3.5)$$

$$\begin{cases} t_{min} = \frac{V_{journalier}}{Q_{max}} = \frac{1600 \times 10}{5} = 3200 \text{ s} \\ t_{max} = \frac{V_{journalier}}{Q_{min}} \rightarrow \infty \end{cases}$$

Cela implique que quelle que soit la durée de pompage, la valeur de u sera toujours inférieure à 0,02 car :

$$u_{max} = \frac{r^2 S}{4 T t_{min}} = \frac{0,15^2 \times 0,1}{4 \times 0,0055 \times 3200} = 3,2 \cdot 10^{-5}$$

La fonction $s(Q)$ obtenue est strictement croissante entre 0 et 5 L/s. Par conséquent, le rabattement maximal est atteint lorsque le débit de pompage est égal au débit critique de l'aquifère. Le temps de pompage correspondant est égal à 3200 s.

Avec toutes les données en main, le rabattement maximal peut désormais être évalué :

$$s = \frac{2,3 Q}{4 \pi T} \log \left(\frac{2,25 T t}{r^2 S} \right)$$

$$s_{max} = \frac{2,3 \times 5 \times 10^{-3}}{4 \pi \times 5,5 \times 10^{-3}} \log \left(\frac{2,25 \times 5,5 \times 10^{-3} \times 3200}{0,15^2 \times 0,1} \right) = 0,7064 \text{ m}$$

Il est à noter que les équations utilisées s'appliquent aux aquifères à nappe captive. Toutefois, les résultats qu'elles produisent sont également valables pour les aquifères à nappe libre si la valeur du rabattement trouvée est inférieure au dixième de l'épaisseur mouillée de l'aquifère au repos. Il est possible de le vérifier grâce à la relation entre l'épaisseur, la transmissivité et la perméabilité de l'aquifère :

$$\text{épaisseur} = \frac{\text{Transmissivité}}{\text{Perméabilité}} \quad (3.6)$$

À partir du tableau 2.2, la valeur maximale que peut prendre la perméabilité est de 10^{-4} m/s, il s'ensuit que la valeur minimale que peut prendre l'épaisseur dans notre cas est de :

$$\text{épaisseur} = \frac{5,5 \times 10^{-3}}{10^{-4}} = 55 \text{ m}$$

La valeur du rabattement maximal est valide car elle est inférieure à 5,5 m.

Si ce n'était pas le cas, une équation supplémentaire aurait été utilisée. Celle-ci permet de calculer le rabattement corrigé.

3.1.2.2 Conclusion

Bien que l'estimation des différentes caractéristiques ait été effectuée à partir de données très vagues, c'est tout de même un bon début car cela permet d'entamer la conception du système de pompage solaire. De plus, ces données sont variables et très difficiles à obtenir sans un essai de pompage réalisé par des experts.

Les caractéristiques du puits qui seront utilisées par la suite sont résumées dans le tableau suivant :

TABLEAU 3.3 – Caractéristiques du puits

Paramètre	Valeur
Débit critique (L/s)	5
Niveau statique (m)	10
Rabattement maximal (m)	0,7064
Niveau dynamique maximal (m)	10,7064

La conception du système s'effectue en suivant plusieurs étapes, et comme indiqué au chapitre 1, il faut d'abord préciser les configurations souhaitées.

Pour le générateur d'électricité, une étude comparative entre un système solaire autonome et un système solaire hybride (connecté au réseau) sera menée afin de sélectionner le plus efficace et le plus rentable. Ce choix ne peut être fait qu'à la fin du chapitre 4 où une analyse technico-économique sera réalisée.

Concernant le côté hydraulique de l'installation, puisque celle-ci a pour but d'approvisionner en eau toute l'école, un réservoir en hauteur a été choisi en raison de sa longue durée de vie et de son prix moins élevé par rapport aux réservoirs sous pression, d'autant plus qu'il en aurait fallu plusieurs pour accomplir cette fonction.

3.2 DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTÈME SOLAIRE AUTONOME

3.2.1 Détermination de la demande en eau journalière

Étant donné que ce sujet devait être abordé auparavant, les besoins journaliers en eau ont déjà été estimés :

$$V_{journalier} = 16 m^3$$

Cependant, comme c'est un système autonome, on doit prévoir un volume supplémentaire afin de couvrir les besoins pendant les jours qui suivent, au cas où l'éclairage solaire ne serait pas suffisant. Généralement, on prévoit une autonomie de trois à cinq jours. Dans notre cas, il faut que l'eau soit disponible au moins pour une semaine de travail au sein de l'école, et compte tenu des conditions météorologiques locales, une autonomie de quatre jours devrait suffire. Le volume d'eau à pomper est donc de 64 m^3 .

3.2.2 Détermination du volume du réservoir et de sa hauteur par rapport au sol

Comme il est prévu de garantir quatre jours d'autonomie, le réservoir doit contenir un volume d'au moins 64 m^3 .

Quant à sa hauteur par rapport au sol, elle est très difficile à quantifier explicitement mais il est possible d'avoir une bonne estimation.

Tout d'abord, il est à noter que l'eau dans les domiciles est fournie avec une pression entre 1 et 3 bar, ce qui équivaut à 10 et 30 mCE. On assume que l'eau sera distribuée avec une pression de 20 mCE.

Deuxièmement, il faut prendre en considération que pour alimenter toute l'école, le réservoir doit être placé au-dessus de tout autre bâtiment au sein de l'école avec une dénivellation d'au moins 20 m. On assume que le point de distribution le plus élevé au sein de l'école a une hauteur de 10 m.

Enfin, on estime les pertes de charge entre le réservoir et le point de distribution le plus loin à 10 mCE.

La hauteur du point le plus bas du réservoir par rapport au sol est donc estimée à 40 m.

3.2.3 Détermination de la HMT

Avant de pouvoir calculer la HMT, il faut d'abord évaluer les pertes de charge dans le tuyau entre la pompe et le réservoir.

Premièrement, on doit évaluer la longueur du tuyau entre la pompe et le haut du réservoir. En général, et dépendamment du type, un réservoir de 64 m^3 a une hauteur de 4 m, la hauteur totale du réservoir par rapport au sol sera donc de 44 m.

Deuxièmement, on doit évaluer la distance entre l'emplacement du réservoir et l'emplacement du puits. Au sein de l'école, un potentiel emplacement du réservoir est situé à 15 m du puits.

Enfin, on doit évaluer la profondeur à laquelle la pompe est immergée. Comme l'épaisseur de l'aquifère est estimée à 55 m et que le niveau statique est estimé à 10 m, la profondeur totale du puits est estimée à 65 m. Généralement, on immerge la pompe tout au fond du puits en laissant juste quelques mètres afin que les débris (silt, sable, etc.) soient déposés sous la pompe. Ainsi, on assume que la pompe est placée à une profondeur de 60 m.

En ajoutant quelques mètres afin de permettre une bonne manipulation et d'éviter un effet de traction (5 m), la longueur totale du tuyau est de :

$$L_{tuyau} = 44 + 15 + 60 + 5 = 124 \text{ m}$$

Afin de choisir le type et le diamètre du tuyau, le critère généralement utilisé est que les pertes de charge exprimées en mCE sont petites ($< 5\%$) par rapport à la hauteur géométrique totale, c'est-à-dire :

$$H_{friction} < 0,05 \cdot (H_{ND} + H_{élévation}) = 0,05 \times (10,7 + 44) = 2,735 \text{ m}$$

On opte pour un tuyau de type CPVC car il est très lisse, robuste, assure la distribution de l'eau froide et chaude, et surtout, si on décide de chlorer le puits afin d'éliminer les bactéries, cela n'affectera pas le tuyau car il n'est pas affecté par le chlore.

On utilise des tables qui, pour un débit et un diamètre donnés, fournissent les pertes de charge pour une longueur de 100 m d'un type de tuyau donné. On trouve que le diamètre du tuyau approprié est de 2,5", où les pertes de charge sont de 1,6 mCE/100 m.

Cela dit, pour calculer les pertes de charge totales, il faut inclure les différents accessoires du circuit de refoulement. On prévoit l'utilisation de deux coudes, un raccord en té (on prend en compte que les raccords qui provoquent un changement de direction), un clapet anti-retour, un robinet-vanne et un compteur d'eau. À l'exception de ce dernier, pour inclure les autres accessoires dans le calcul des pertes de charge, on calcule leur longueur équivalente pour un tuyau de 2,5" de diamètre, puis on les ajoute à la longueur totale du tuyau calculée précédemment.

$$L_{eq_{totale}} = 2 L_{eq_{coude}} + L_{eq_{té}} + L_{eq_{clapet}} + L_{eq_{RV}} = 2 \times 1,5 + 3,7 + 6,1 + 0,6 = 13,4 \text{ m}$$

Les pertes de charge totales sont égales à :

$$H_{friction} = \frac{1,6}{100} (L_{tuyau} + L_{eq_{totale}}) + H_{compteur}$$

$$H_{friction} = \frac{1,6}{100} \times (124 + 13,4) + 0,52 = 2,7184 \approx 2,72 \text{ m}$$

La hauteur manométrique totale résultante est de :

$$HMT = 10,7 + 44 + 2,72 + 9,58 = 67 \text{ m}$$

3.2.4 Détermination des ressources solaires disponibles

Sur l'outil en ligne PVGIS, on obtient tout d'abord les données sur l'ensoleillement afin de déterminer le mois le moins productif de l'année. Concernant l'angle d'inclinaison, on choisit d'incliner les modules PV de sorte que l'énergie solaire récoltée en hiver soit maximale.

La raison derrière ce choix est que l'hiver est la saison la moins productive de l'année sur le lieu de l'installation, de plus, c'est l'inclinaison qui permet de minimiser l'énergie récoltée durant l'été, la saison durant laquelle l'école n'est pas occupée. Pour cela, les modules doivent être inclinés de 18 à 20° de plus que la latitude de l'emplacement de l'installation. On prend un angle d'inclinaison égal à 55°.

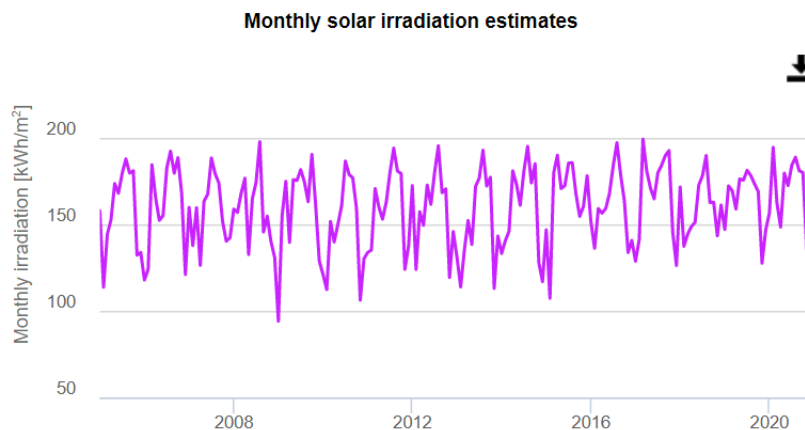


FIGURE 3.2 – Courbe d'ensoleillement entre 2005 et 2020.

Sur la figure ci-dessus, on ne peut pas déterminer avec précision le mois le moins productif de l'année, d'autant plus que ce dernier varie d'une année à l'autre. Cela dit, on peut obtenir ces données sous forme numérique car l'outil PVGIS propose de télécharger leurs données afin de les lire sur EXCEL.

En faisant cela, on constate qu'il y a eu quatre différents mois qui ont été les moins productifs entre 2005 et 2020 : novembre, décembre, janvier et février. Il convient de rappeler que la comparaison entre les différents mois est effectuée par rapport à l'ensoleillement journalier moyen car ils n'ont pas le même nombre de jours dans le mois.

La méthode employée était donc de calculer la moyenne de l'ensoleillement journalier sur toutes ces années et de déterminer celle qui a la valeur minimale. L'ensoleillement journalier minimal a été enregistré au mois de décembre avec une valeur de 4,456 kWh/m², cela équivaut donc à un PSH égal à 4,456 h.

Enfin, l'éclairage solaire n'est disponible que pour une durée maximale de dix heures par jour.

3.2.5 Détermination du débit de référence

$$\frac{F_a \cdot V_{journalier}}{Durée\ maximale\ de\ fonctionnement} \leq Q_{pompe} (m^3/h) < 0,6 \cdot Q_{critique}$$

$$\frac{4 \times 16}{10} \leq Q_{pompe} (m^3/h) < 0,6 \times 18$$

$$6,4 \leq Q_{pompe} (m^3/h) < 10,8$$

On prend un débit de référence égal à 7 m³/h.

3.2.6 Sélection d'une pompe adaptée au point de fonctionnement

La pompe sélectionnée provient du fabricant allemand LORENTZ, elle est du type PS2-4000 C-SJ8-15.

Graphique de la pompe

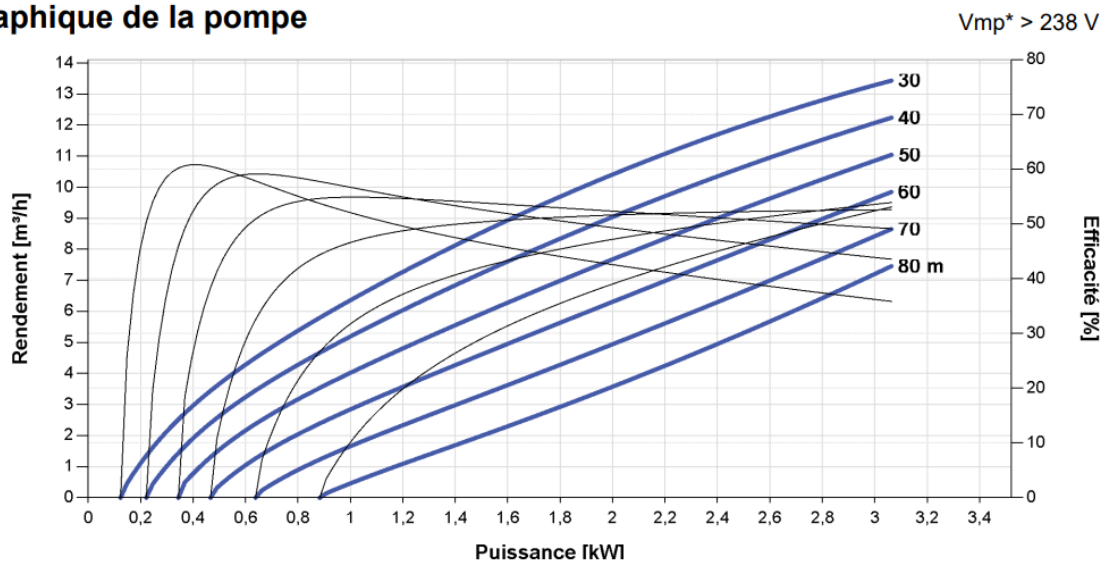


FIGURE 3.3 – Courbe de performance de la pompe choisie. Reproduite à partir de la fiche technique de la pompe concernée. <https://lorentzpumps.co.za/wp-content/uploads/2017/10/PS2-4000-C-SJ8-15.pdf>

Le rendement de la pompe est de 51,11 % au point de fonctionnement désiré.

3.2.7 Détermination de l'énergie électrique que doit absorber le moteur durant une journée

Comme la puissance que fournit la pompe au point de fonctionnement est de 2,45 kW, le moteur devra alimenter une charge de 61,25 % de sa puissance nominale qui est de 4 kW. Le rendement du moteur sera donc de 92 %. Dans la plupart des cas, on peut déterminer cela à partir de la fiche technique du moteur.

L'énergie électrique que doit absorber le moteur est donc :

$$E_{elec} = \frac{E_{hydraulique}}{\eta_{motopompe}} = \frac{\rho_{eau} g F_a V_{journalier} HMT}{\eta_{moteur} \eta_{pompe}}$$
$$E_{elec} = \frac{998,2 \times 9,81 \times 4 \times 16 \times 67}{0,92 \times 0,5111} \times \frac{1}{3600 \times 10^3} = 24,81 \text{ kWh}$$

3.2.8 Détermination de l'énergie électrique que doit fournir le générateur PV durant une journée

3.2.8.1 Estimation des pertes d'énergie

3.2.8.1.1 pertes dues à la température des cellules

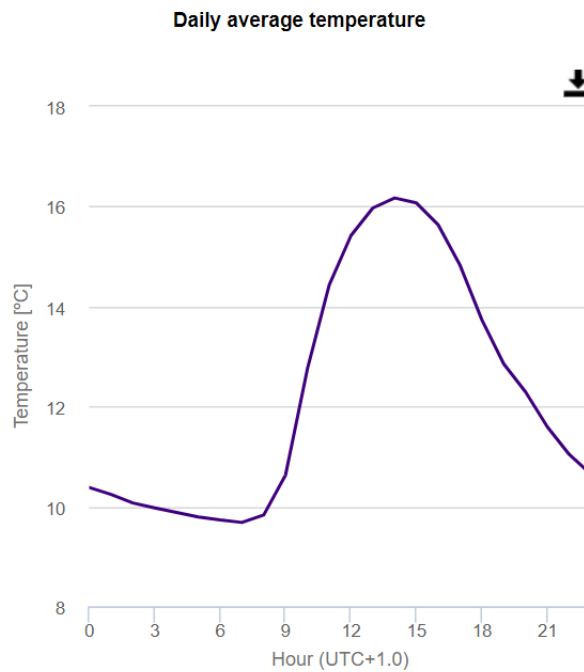


FIGURE 3.4 – Température ambiante moyenne durant le mois de décembre.

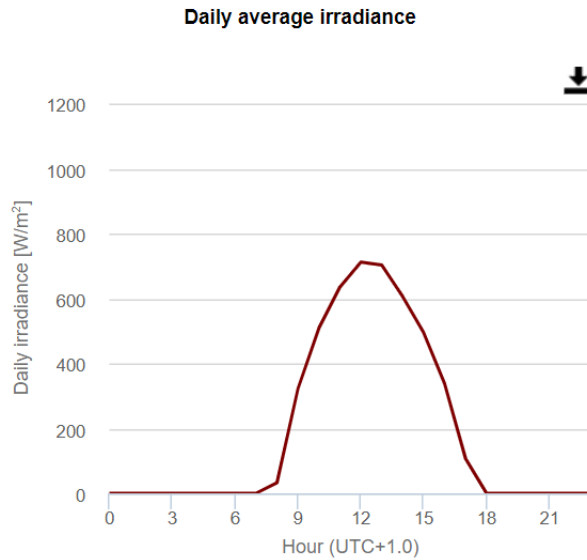


FIGURE 3.5 – Éclairement moyen durant le mois de décembre.

En ce qui concerne les modules PV, on opte pour des modules de la compagnie algérienne MILLTECH, et les données sur leurs fiches techniques indiquent que le NOCT est de 45 °C et le coefficient de température est de -0,39 %/°C pour les modules mono-Si et -0,406 %/°C pour les modules poly-Si, dans la plage de puissances prévue. On utilise la seconde valeur jusqu'à la sélection définitive d'un module.

Concernant la valeur de la température ambiante et celle de l'éclairement solaire qui doivent être injectées dans l'expression des pertes dues à la température des cellules, le choix instinctif de prendre les valeurs maximales ne fonctionne pas toujours car il faut d'abord choisir l'heure durant laquelle ces pertes sont calculées, et les valeurs maximales peuvent ne pas être atteintes lors d'une même heure dans la journée, ce qui est le cas pour nous comme il peut être constaté sur les figures ci-dessus.

Dans ce cas, on doit prendre l'heure durant laquelle le couple température ambiante/éclairement solaire maximisera les pertes. Dans notre cas, c'est à 13 h. On obtient donc :

$$T_{cell} = T_{amb} + (NOCT - 20) \cdot \frac{E}{800} = 15,97 + (45 - 20) \times \frac{702,69}{800} = 37,93 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$L_{temp} = C_T(T_{cell} - 25) = \frac{0,406}{100} \times (37,93 - 25) = 5,25 \text{ } \%$$

3.2.8.1.2 Pertes dues à la tolérance de puissance

Sur la fiche technique du module PV, on indique une tolérance de 0 à 3 %. Il n'y aura donc aucune perte due à la tolérance de puissance.

3.2.8.1.3 Pertes dues à la désadaptation

$$L_{des} = 2 \%$$

3.2.8.1.4 Pertes dues à la dégradation induite par la lumière

$$L_{DIL} = 4 \%$$

3.2.8.1.5 Pertes dues à l'éclairement réduit

$$L_{ER} = 2 \%$$

3.2.8.1.6 Pertes dues à l'encrassement

On assume que les modules PV seront nettoyés régulièrement :

$$L_{enc} = 2 \%$$

3.2.8.1.7 Pertes dues à l'ombrage

$$L_{omb} = 2 \%$$

3.2.8.1.8 Pertes dues à la réflectance angulaire et spectrale

$$L_{ref} = 3 \%$$

3.2.8.1.9 Pertes dues à une orientation ou à un angle d'inclinaison incorrect des panneaux PV

Les modules seront installés suivant un angle d'inclinaison optimal par rapport à l'hiver, il y aura donc une perte par rapport à l'inclinaison optimale annuelle :

$$L_{ori+incl} = 1 - \frac{G_{ori+incl}}{G_{opt}}$$
$$L_{ori+incl} = 1 - \frac{1920}{2050,51} = 6,365 \%$$

3.2.8.1.10 Pertes dues à la conversion

La fiche technique du contrôleur solaire indique que son rendement est de 98 %.

$$L_{conv} = 2 \%$$

3.2.8.1.11 Pertes dues aux chutes de tension dans le câblage

Les câbles électriques sont dimensionnés de sorte que les pertes par chute de tension ne dépassent pas 3 %. La variable dans ce cas est la section des câbles.

Comme ces pertes dépendent de la puissance crête du module PV, la section des câbles ne peut pas être évaluée pour le moment, il faut par conséquent effectuer des itérations.

On trouve au final une perte de 2,1 %, telle que la section des câbles en amont du contrôleur, notamment ceux qui relient les différents modules, est de 4 mm² et la section des câbles en aval du contrôleur est de 16 mm².

3.2.8.2 Estimation du coefficient de performance

$$CP = \prod_{i=1}^n (1 - L_i)$$

$$CP = 0,9475 \times 0,98 \times 0,96 \times 0,98 \times 0,98 \times 0,98 \times 0,97 \times 0,93635 \times 0,98 \times 0,979$$

$$CP = 73,11 \%$$

3.2.8.3 Calcul de l'énergie que doit fournir le générateur PV

$$E_{PV} = \frac{E_{elec}}{CP}$$

$$E_{PV} = \frac{24,81}{0,7311} = 33,93 \text{ kWh}$$

3.2.9 Détermination de la puissance crête du générateur PV

$$P_c = \frac{E_{PV}}{PSH}$$

$$P_c = \frac{33,93 \times 10^3}{4,456} = 7614,24 \text{ W}_c$$

3.2.10 Sélection des modules PV et détermination de leur nombre

On choisit de composer le générateur PV avec des modules poly-Si dont la puissance crête est de 330 W_c. Le nombre de modules minimal est donc :

$$n_{module} \geq \frac{7614,24}{330} = 23,07$$

3.2.11 Détermination de la configuration des modules PV

$$\frac{V_{min_MPPT} (contrôleur)}{V_{mp} (module)} < n_{série} < \frac{V_{max_entrée} (contrôleur)}{V_{oc} (module)}$$

$$\frac{238}{39} < n_{série} < \frac{375}{45,8}$$

$$6,1 < n_{série} < 8,19$$

On constate ainsi que le module PV sélectionné concorde parfaitement avec les caractéristiques électriques du contrôleur, à condition que le nombre de modules en série soit égal à 7 ou 8. Pour avoir une tension d'entrée maximale au sein du contrôleur, on prend le nombre de modules en série égal à 8. On aura donc trois branches en parallèle dont chacune comporte huit modules PV, d'où un nombre total de modules égal à 24.

3.3 DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTÈME SOLAIRE HYBRIDE

3.3.1 Détermination de la demande en eau journalière

$$V_{journalier} = 16 \text{ m}^3$$

3.3.2 Détermination du volume du réservoir et de sa hauteur par rapport au sol

Comme c'est un système connecté au réseau, on aura accès au pompage à n'importe quel moment de la journée et indépendamment des conditions météorologiques. On prévoit donc une autonomie d'une journée. Il s'ensuit que le réservoir doit contenir un volume d'au moins 16 m^3 .

Quant à sa hauteur par rapport au sol, on l'estime également à 40 m.

3.3.3 Détermination de la HMT

On reprend le même raisonnement suivi lors du dimensionnement d'un système autonome, sauf que la hauteur d'un réservoir de 16 m^3 est en général de 3 m.

Le résultat est :

$$HMT = 67 \text{ m}$$

3.3.4 Détermination des ressources solaires disponibles

Il n'y a aucune différence dans cette étape par rapport au système autonome.

3.3.5 Détermination du débit de référence

$$\frac{F_a \cdot V_{journalier}}{\text{Durée maximale de fonctionnement}} \leq Q_{pompe} (\text{m}^3/\text{h}) < 0,6 \cdot Q_{critique}$$

$$\frac{1 \times 16}{10} \leq Q_{pompe} (\text{m}^3/\text{h}) < 0,6 \times 18$$

$$1,6 \leq Q_{pompe} (\text{m}^3/\text{h}) < 10,8$$

On prend un débit de référence égal à $3 \text{ m}^3/\text{h}$.

3.3.6 Sélection d'une pompe adaptée au point de fonctionnement

La pompe sélectionnée provient du fabricant allemand LORENTZ, elle est du type PS2-1800 HR-23.

Graphique de la pompe

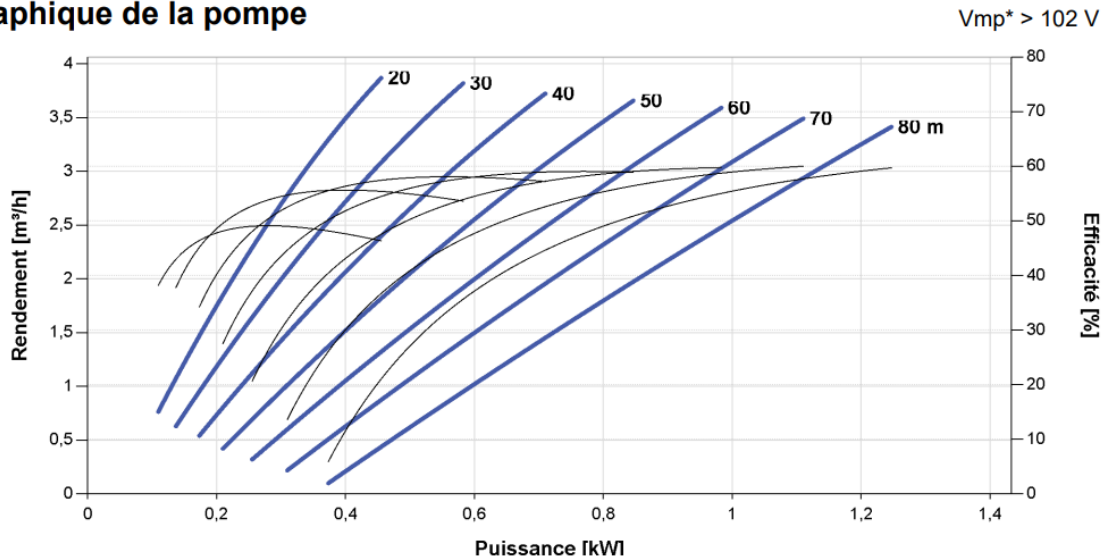


FIGURE 3.6 – Courbe de performance de la pompe choisie. Reproduite à partir de la fiche technique de la pompe concernée. <https://lorentzpumps.co.za/wp-content/uploads/2017/10/PS2-1800-HR-23.pdf>

Le rendement de la pompe est de 58,2 % au point de fonctionnement désiré.

3.3.7 Détermination de l'énergie électrique que doit absorber le moteur durant une journée

Comme la puissance que fournit la pompe au point de fonctionnement est de 920 W, le moteur devra alimenter une charge de 54,1 % de sa puissance nominale qui est de 1,7 kW. Le rendement du moteur sera donc de 88 %.

L'énergie électrique que doit absorber le moteur est donc :

$$E_{elec} = \frac{E_{hydraulique}}{\eta_{motopompe}} = \frac{\rho_{eau} g F_a V_{journalier} HMT}{\eta_{moteur} \eta_{pompe}}$$

$$E_{elec} = \frac{998,2 \times 9,81 \times 1 \times 16 \times 67}{0,88 \times 0,582} \times \frac{1}{3600 \times 10^3} = 5,69 \text{ kWh}$$

3.3.8 Détermination de l'énergie électrique que doit fournir le générateur PV durant une journée

3.3.8.1 Estimation des pertes d'énergie

Mis à part les pertes évaluées ci-dessous, toutes les autres pertes ont la même valeur que celles qu'on a estimées dans la conception d'un système solaire autonome.

3.3.8.1.1 Pertes dues au couplage au réseau

$$L_{réseau} = 2 \%$$

3.3.8.1.2 Pertes dues à la conversion

La fiche technique du contrôleur utilisé indique également un rendement de 98 %.

Cela dit, en plus du contrôleur, on aura besoin d'un dispositif qui permet de transformer le courant alternatif provenant du réseau en courant continu. Le fabricant LORENTZ propose ce type de dispositif (LORENTZ PP2000 AC PowerPack). Cependant, son rendement n'est pas indiqué sur sa fiche technique, on prend donc une valeur typique de 98 %.

$$L_{conv} = 0,2 \times 0,2 = 4 \%$$

3.3.8.1.3 Pertes dues aux chutes de tension dans le câblage

L'estimation de ces pertes est effectuée selon la même méthode utilisée dans la conception du système autonome. On trouve une perte de 2,8 %, telle que la section des câbles en amont du contrôleur est de 4 mm² et celle en aval du contrôleur est de 25 mm².

3.3.8.2 Estimation du coefficient de performance

$$CP = \prod_{i=1}^n (1 - L_i)$$

$$CP = 69,71 \%$$

3.3.8.3 Calcul de l'énergie que doit fournir le générateur PV

$$E_{PV} = \frac{E_{elec}}{CP}$$

$$E_{PV} = \frac{5,69}{0,6971} = 8,17 \text{ kWh}$$

3.3.9 Détermination de la puissance crête du générateur PV

$$P_c = \frac{E_{PV}}{PSH}$$

$$P_c = \frac{8,17 \times 10^3}{4,456} = 1832,82 \text{ W}_c$$

3.3.10 Sélection des modules PV et détermination de leur nombre

On choisit de composer le générateur PV avec des modules poly-Si dont la puissance crête est de 330 W_c. Le nombre de modules minimal est donc :

$$n_{module} \geq \frac{1832,82}{330} = 5,55$$

3.3.11 Détermination de la configuration des modules PV

$$\frac{V_{min_MPPT} (contrôleur)}{V_{mp} (module)} < n_{série} < \frac{V_{max_entrée} (contrôleur)}{V_{oc} (module)}$$

$$\frac{102}{39} < n_{série} < \frac{200}{45,8}$$

$$2,6 < n_{série} < 4,4$$

Pour avoir une tension d'entrée maximale au sein du contrôleur, on prend le nombre de modules en série égal à 4. On aura donc deux branches en parallèle dont chacune comporte quatre modules PV, d'où un nombre total de modules égal à 8.

Il peut sembler que l'utilisation de huit modules est trop importante par rapport au nombre qui devrait suffire (six), mais, en plus des caractéristiques électriques qui doivent être respectées, tout autre module PV disponible sur le marché essayé a donné des résultats moins bons, et ceux qui ont donné de bons résultats étaient moins rentables que le module utilisé.

Il convient de souligner que l'alternance entre les deux sources d'électricité doit être effectuée manuellement. En effet, tous les contrôleurs hybrides qui accomplissent cette tâche automatiquement sont utilisés lorsque les besoins en eau et la HMT sont très élevés, ils sont donc utilisés avec des pompes de très grandes puissances. Cela implique également que la tension d'entrée minimale au sein du contrôleur est très élevée, d'où la nécessité d'un très grand nombre de modules PV en série.

CHAPITRE

— 4 —

ANALYSE TECHNICO-ÉCONOMIQUE

4.1 SIMULATION SUR PVSYST

4.1.1 Présentation du logiciel

PVSYST est un logiciel dédié aux applications photovoltaïques, tels que le pompage solaire, les systèmes connectés au réseau et les systèmes isolés avec des batteries, il permet de réaliser des simulations de ces différents systèmes et contribue largement à la conception des installations PV.

4.1.2 Simulation d'un système de pompage PV

Dans la fenêtre principale du logiciel, on peut sélectionner plusieurs types de systèmes à simuler, dont le pompage PV.

Une fois le pompage PV sélectionné, une nouvelle fenêtre s'ouvre où on doit introduire toutes les données nécessaires à la simulation du système.

Tout d'abord, il faut indiquer le lieu de l'installation. Cela peut se faire de plusieurs façons : introduction du nom du lieu, introduction des coordonnées géographiques ou sélection à partir d'une carte interactive.

Ensuite, les données météorologiques doivent être importées à partir de différentes sources qui sont déjà intégrées dans le logiciel, y compris PVGIS.

À ce stade, la phase d'introduction des données sur le lieu de l'installation est terminée, laissant place à la phase d'introduction des données sur le système PV.

En premier lieu, il faut introduire l'angle d'inclinaison et l'orientation des modules.

Par la suite, on introduit les données sur le système hydraulique (caractéristiques du puits, de la tuyauterie et du réservoir) et sur les besoins en eau.

Enfin, on doit désigner la pompe, le contrôleur, et le module PV utilisés s'ils sont déjà disponibles dans le logiciel, sinon, on les introduit en précisant leurs différentes caractéristiques. C'est également lors de cette étape qu'on indique le nombre de modules utilisés et leur configuration.

À ce stade de la manipulation, la simulation peut être lancée, mais on peut également ajuster les données concernant les différentes pertes.

4.1.3 Résultats de la simulation



Projet: Aménagement du puits de l'ENP

Variante: Système autonome

PVsyst V7.2.16

VC0, Simulé le :
04/08/22 08:27
avec v7.2.16

Résultats principaux

Production du système

Eau

Eau pompée	5851 m ³
Spécifique	109 m ³ /kWh/bar
Besoins d'eau	5840 m ³
Eau manquante	-0.2 %

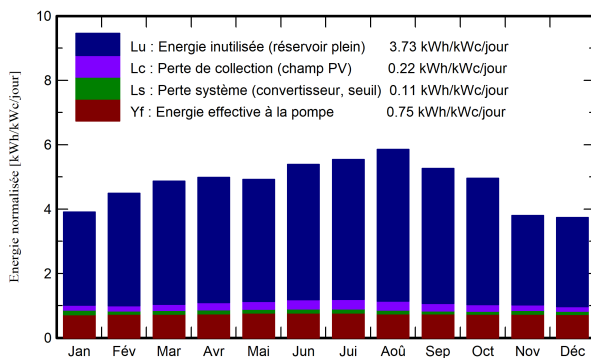
Énergie

Energie à la pompe	2210 kWh
Spécifique	0.38 kWh/m ³
Inutilisé (réservoir plein)	
Energie PV inutilisée	6785 kWh
Fraction inutilisée	61.3 %

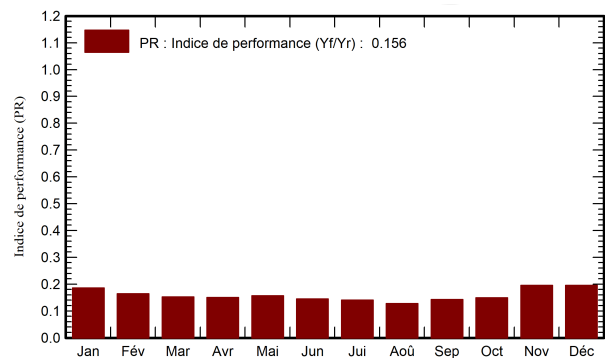
Efficacités

Efficacité système	20.0 %
Efficacité de la pompe	49.1 %

Productions normalisées (par kWp installé)



Indice de performance (PR)



Bilans et résultats principaux

	GlobEff	EArrMPP	E_PmpOp	ETkFull	H_Pump	WPumped	W_Used	W_Miss
	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	mCE	m ³	m ³	m ³
Janvier	115.8	806	181.8	433.4	67.85	507.0	496.0	0.000
Février	119.9	829	166.9	471.3	67.67	449.0	448.0	0.000
Mars	143.1	970	185.6	564.9	67.64	496.0	496.0	0.000
Avril	140.2	947	181.9	589.2	67.60	480.0	480.0	0.000
Mai	142.2	952	193.7	617.2	67.52	496.0	496.0	0.000
Juin	150.0	985	188.9	659.6	67.52	480.0	480.0	0.000
Juillet	160.0	1031	194.6	689.6	67.52	496.0	496.0	0.000
Août	170.2	1088	187.2	712.0	67.63	496.0	496.0	0.000
Septembre	148.9	971	181.7	621.0	67.61	480.0	480.0	0.000
Octobre	146.0	965	185.1	582.1	67.65	495.3	496.0	0.000
Novembre	108.7	747	179.7	411.5	67.65	480.0	480.0	0.000
Décembre	110.6	774	182.9	433.2	67.69	496.0	496.0	0.000
Année	1655.6	11065	2209.9	6785.0	67.62	5851.3	5840.0	0.000

Légendes

GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages	WPumped	Volume d'eau pompée
EArrMPP	Energie champ, virtuelle au MPP	W_Used	Eau consommée
E_PmpOp	Energie de fonctionnement pompe	W_Miss	Eau manquante
ETkFull	Energie inutilisée (réservoir plein)		
H_Pump	Pression totale moyenne à la pompe		



Projet: Aménagement du puits de l'ENP

Variante: Système hybride

PVsyst V7.2.16

VC0, Simulé le :
19/08/22 22:03
avec v7.2.16

Résultats principaux

Production du système

Eau

Eau pompée	5813 m ³
Spécifique	334 m ³ /kWh/bar
Besoins d'eau	5840 m ³
Eau manquante	0.5 %

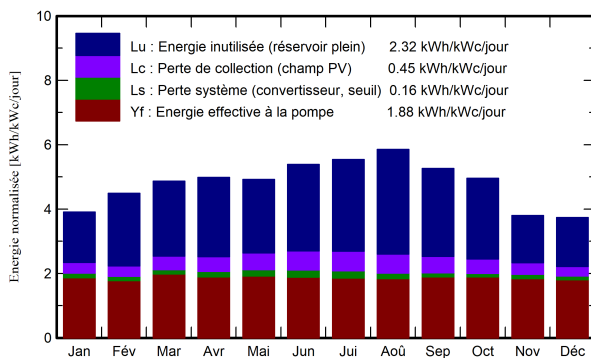
Énergie

Energie à la pompe	1807 kWh
Spécifique	0.31 kWh/m ³
Inutilisé (réservoir plein)	
Energie PV inutilisée	1675 kWh
Fraction inutilisée	45.0 %

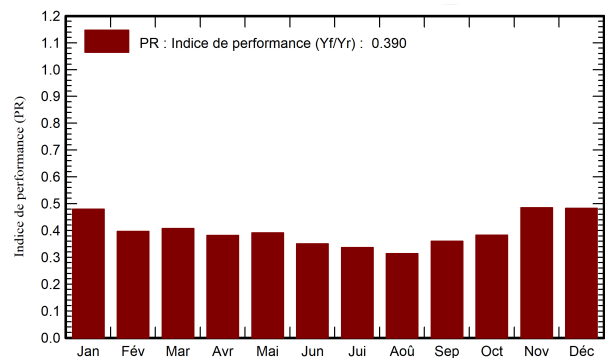
Efficacités

Efficacité système	48.5 %
Efficacité de la pompe	59.1 %

Productions normalisées (par kWp installé)



Indice de performance (PR)



Bilans et résultats principaux

	GlobEff kWh/m ²	EArrMPP kWh	E_PmpOp kWh	ETkFull kWh	H_Pump mCE	WPumped m ³	W_Used m ³	W_Miss m ³
Janvier	115.8	270.7	153.3	96.3	67.34	503.6	496.0	0.00
Février	119.9	278.5	131.7	125.5	67.30	422.2	443.1	4.87
Mars	143.1	325.8	162.5	140.3	67.29	518.7	493.4	2.65
Avril	140.2	318.6	150.6	147.7	67.28	480.0	480.0	0.00
Mai	142.2	320.5	157.8	142.5	67.26	495.4	496.0	0.00
Juin	150.0	331.8	149.6	159.9	67.29	480.6	480.0	0.00
Juillet	160.0	347.4	152.5	172.2	67.30	496.0	496.0	0.00
Août	170.2	366.6	150.6	195.8	67.33	496.0	496.0	0.00
Septembre	148.9	327.1	150.0	160.2	67.28	480.0	480.0	0.00
Octobre	146.0	324.7	155.1	151.6	67.29	495.3	496.0	0.00
Novembre	108.7	251.0	145.9	87.3	67.29	467.3	467.3	12.66
Décembre	110.6	260.2	147.7	95.6	67.31	477.6	490.8	5.23
Année	1655.6	3722.9	1807.3	1674.8	67.30	5812.8	5814.6	25.40

Légendes

GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages	WPumped	Volume d'eau pompée
EArrMPP	Energie champ, virtuelle au MPP	W_Used	Eau consommée
E_PmpOp	Energie de fonctionnement pompe	W_Miss	Eau manquante
ETkFull	Energie inutilisée (réservoir plein)		
H_Pump	Pression totale moyenne à la pompe		

Comme on peut le constater, le système autonome provoque une énorme perte d'énergie lorsque les conditions météorologiques sont favorables, car une fois le réservoir rempli, la pompe doit s'arrêter et l'énergie photovoltaïque produite par la suite ne sera plus utilisée.

En dimensionnant le système par rapport aux conditions les plus défavorables, la disponibilité de l'eau est garantie pendant quatre jours. Cependant, si les conditions météorologiques sont bonnes dès le deuxième jour de pompage, le système gaspillera beaucoup d'énergie car il ne pompera plus un volume de 64 m^3 mais un volume journalier de 16 m^3 .

La solution à ce problème est de trouver une potentielle utilisation de cette énergie. Par exemple, réaliser un système hybride solaire/réseau afin d'alimenter le reste de l'école en électricité.

En ce qui concerne le système de pompage hybride, le logiciel n'a pas encore cette fonctionnalité, mais on peut visualiser les résultats que produit le générateur PV afin d'en déduire la contribution du réseau.

On constate que l'efficacité de ce système est meilleure que celle du système autonome car il a été dimensionné pour pomper un volume journalier de 16 m^3 .

Cependant, cette efficacité aurait pu être encore meilleure si on n'avait pas été contraint d'utiliser huit modules PV de 330 W_c .

On constate également que les besoins ne sont pas toujours satisfaits, en particulier aux alentours de l'hiver. Dans ces cas, le volume d'eau qui ne peut pas être pompé par le système PV sera pompé en utilisant l'électricité du réseau.

4.2 ANALYSE ÉCONOMIQUE

4.2.1 Analyse du coût du cycle de vie

La méthode d'analyse économique la plus complète pour comparer les différents systèmes de pompage PV est l'analyse du coût du cycle de vie (ACCV). Il s'agit d'une méthode qui permet de calculer tous les coûts et bénéfices futurs en valeur monétaire courante. Cependant, le calcul doit tenir compte des années à venir, les fluctuations de la valeur de l'argent dans le temps doivent être prises en considération. Par conséquent, il faut convertir les différents coûts en valeur de l'argent à un moment donné, généralement au moment présent.

Le résultat du calcul des différents coûts et bénéfices enregistrés en valeur monétaire courante est appelé valeur actuelle.

Pour un paiement d'une valeur donnée Cr (DA) à effectuer dans le futur, la valeur actuelle (VA) est obtenue en multipliant le paiement Cr par un facteur Pr :

$$VA = Cr \cdot Pr \quad (4.1)$$

Où $Pr = (1 + A)^{-n}$

La durée du paiement (n , en années) et le taux d'actualisation (A) sont les principales variables.

La valeur actuelle totale sera donc :

$$VA_{totale} = I + \sum_{n=1}^n Cr \cdot (1 + A)^{-n} \quad (4.2)$$

Où I représente le coût d'investissement et Cr représente tous les autres coûts supportés au fil du temps (maintenance, remplacement d'un élément, etc.).

La période d'évaluation correspond à la durée de vie la plus longue parmi les différents éléments, elle est donc de 25 ans (durée de vie des modules PV).

Pour calculer la valeur actuelle totale, on doit tenir compte de plusieurs taux d'actualisation. Cependant, si on ne connaît pas l'évolution des prix dans le temps des différents éléments (ce qui est souvent le cas), on déterminera un taux d'actualisation pour le pays et on l'appliquera à tous les coûts.

4.2.2 Types de coûts à prendre en compte

Pour chaque système de pompage assujetti à une ACCV en valeur actuelle, tous les coûts associés doivent être identifiés préalablement (investissement initial, opérations et maintenance, réfection, remplacement d'équipements, etc.).

Étant donné que l'ACCV a pour but de comparer les différentes technologies, il est possible d'exclure de l'analyse les éléments de coût qui sont communs aux différents systèmes de pompage afin de la simplifier, mais on tiendra compte de tous les composants dans notre analyse afin de connaître le coût total.

Une fois l'ACCV réalisée pour les différents systèmes, une décision devra être prise quant au système qui sera retenu. Il est à noter que la solution la moins coûteuse n'est pas nécessairement retenue parce que d'autres facteurs comme la fiabilité et l'efficacité peuvent être des critères décisifs, auquel cas on peut accepter d'ajouter un coût supplémentaire pour répondre à ces critères.

4.2.3 ACCV des deux systèmes de pompage

4.2.3.1 Système solaire autonome

TABLEAU 4.1 – Coûts d'investissement du système de pompage PV autonome

Composant	Unité	Quantité	Prix unitaire (DA)	Prix total (DA)
Structure de fixation des modules PV	W	7920	10,2	80 812
Module PV SIRAJ 5BB POLY	W _c	7920	48	380 160
LORENTZ Coffret de sectionnement PV 440V / 40A (3 entrées)	V	440	67,5	29 701
LORENTZ pompe PS2-4000 C-SJ8-15 + contrôleur PS2-4000	W	4000	132,5	530 000
LORENTZ sonde d'ensoleillement	W	60	599,23	35 954
LORENTZ sonde de puits	m	15	928,45	13 927
Rallonge de la sonde de puits	m	60	445,28	26 717
LORENTZ flotteur d'arrêt	m	10	682,13	6821
Rallonge du flotteur d'arrêt	m	45	445,28	20 038
Tête de puits	"	12	1634,27	19 611
Tubage de puits	m	65	781,61	50 804
Tuyauterie + accessoires hydrauliques	m	124	296,19	86 518
Compteur d'eau	m ³ /h	25	2048,43	51 211
Réservoir	m ³	64	13500,45	864 029
Câble électrique 4G 16 mm ²	m	70	2385,79	167 005
Fil électrique 4 mm ²	m	2×4	201,27	1610
<i>Sous-total</i>				2 364 917
Frais d'installation 10 %				236 492
Total				2 601 409

En ce qui concerne les coûts futurs, mis à part les coûts dédiés à la maintenance, seul le contrôleur devra être remplacé chaque 7 ans. Pour le groupe motopompe, sa durée de vie varie grandement selon l'utilisation. Avec 5 à 8 heures d'utilisation quotidienne, plus les composants qui le protègent contre le mauvais fonctionnement (sonde d'ensoleillement, sonde de puits, etc.), le groupe motopompe peut atteindre 20 ans de durée de vie, voire plus. Par conséquent, on considère que le même groupe motopompe est utilisé tout au long de la période d'analyse.

Quant au reste des composants, notamment les composants secondaires, mis à part l'information que la durée de vie de ces composants dépend de plusieurs paramètres, on n'a pas pu obtenir des données concrètes. De ce fait, on considère que ces composants ne seront pas remplacés au cours de la période d'analyse.

TABLEAU 4.2 – ACCV du système de pompage PV autonome

Année (n)	Coût d'investissement (DA)	Entretien préventif, petit entretien et nettoyage (DA)	Coût de remplacement du contrôleur (DA)	$Pr =$ $1,046^{-n}$	Coûts totaux en valeur actuelle (DA)
0	2 601 409	212 010		1,000	2 813 419
1		212 010		0,956	202 686
2		212 010		0,914	193 773
3		212 010		0,874	185 251
4		212 010		0,835	177 105
5		212 010		0,799	169 316
6		212 010		0,764	161 870
7		212 010	249 530	0,730	336 890
8		212 010		0,698	147 946
9		212 010		0,667	141 440
10		212 010		0,638	135 220
11		212 010		0,610	129 273
12		212 010		0,583	123 588

13		212 010		0,557	118 153
14		212 010	249 530	0,533	245 904
15		212 010		0,509	107 989
16		212 010		0,487	103 240
17		212 010		0,466	98 700
18		212 010		0,445	94 360
19		212 010		0,425	90 210
20		212 010		0,407	86 243
21		212 010	249 530	0,389	179 492
22		212 010		0,372	78 824
23		212 010		0,355	75 358
24		212 010		0,340	72 044
Total					6 268 291

4.2.3.2 Système solaire hybride

TABLEAU 4.3 – Coûts d'investissement du système de pompage PV hybride

Composant	Unité	Quantité	Prix unitaire (DA)	Prix total (DA)
Structure de fixation des modules PV	W	2640	10,2	26 937
Module PV SIRAJ 5BB POLY	W _c	2640	48	126 720
LORENTZ Coffret de sectionnement PV 440V / 40A (3 entrées)	V	440	67,5	29 701
LORENTZ PP2000 AC PowerPack	V	200	869,71	173 943
LORENTZ pompe PS2-1800 HR-23 + contrôleur PS2-1800	W	1700	200	340 000
LORENTZ sonde d'ensoleillement	W	60	599,23	35 954
LORENTZ sonde de puits	m	15	928,45	13 927
Rallonge de la sonde de puits	m	60	445,28	26 717
LORENTZ flotteur d'arrêt	m	10	682,13	6821
Rallonge du flotteur d'arrêt	m	45	445,28	20 038
Tête de puits	"	12	1634,27	13 074
Tubage de puits	m	65	781,61	50 804
Tuyauterie + accessoires hydrauliques	m	123	296,19	86 221
Compteur d'eau	m ³ /h	6.3	3383,64	21 317
Réservoir	m ³	16	13500,45	216 007
Câble électrique 4G 25 mm ²	m	70	3742,05	261 944
Fil électrique 4 mm ²	m	2×4	201,27	1610
<i>Sous-total</i>				1 458 272
Frais d'installation 10 %				145 827
Total				1 604 099

Avant d'effectuer le tableau final de l'ACCV du système de pompage hybride, le coût de l'électricité à payer chaque année a d'abord été déterminé. À cet effet, et d'après les résultats de la simulation, on considère que le pourcentage d'eau manquante augmente de 0,5 % par an en raison du vieillissement des modules PV qui induit une baisse du coefficient de performance du système. Ainsi, chaque année le réseau doit fournir davantage d'électricité que l'année précédente.

TABLEAU 4.4 – ACCV du système de pompage PV hybride

Année (n)	Coût d'investissement + électricité du réseau (DA)	Entretien préventif, petit entretien et nettoyage (DA)	Coût de remplacement du contrôleur (DA)	$Pr =$ $1,046^{-n}$	Coûts totaux en valeur actuelle (DA)
0	1 604 099 + 47	212 010		1,000	1 816 155
1	92,93	212 010		0,956	202 775
2	139,39	212 010		0,914	193 900
3	185,85	212 010		0,874	185 414
4	232,31	212 010		0,835	177 299
5	278,78	212 010		0,799	169 539
6	325,24	212 010		0,764	162 118
7	371,70	212 010	146 337	0,730	261 838
8	418,16	212 010		0,698	148 238
9	464,63	212 010		0,667	141 750
10	511,09	212 010		0,638	135 546
11	557,55	212 010		0,610	129 613
12	604,01	212 010		0,583	123 940
13	650,48	212 010		0,557	118 515
14	696,94	212 010	146 337	0,533	191 295
15	743,4	212 010		0,509	108 368

16	789,86	212 010		0,487	103 625
17	836,33	212 010		0,466	99 089
18	882,79	212 010		0,445	94 752
19	929,25	212 010		0,425	90 605
20	975,72	212 010		0,407	86 640
21	1022,18	212 010	146 337	0,389	139 758
22	1068,64	212 010		0,372	79 221
23	1115,10	212 010		0,355	75 754
24	1161,57	212 010		0,340	72 438
Total					5 108 186

La conclusion de l'ACCV des deux systèmes de pompage est que le système de pompage hybride est le plus rentable. Ce dernier est également plus efficace d'après la simulation effectuée et plus fiable dans notre cas.

Remarque importante :

Les composants sélectionnés pour les deux systèmes ne sont pas tous disponibles sur le marché algérien, en particulier le dispositif qui permet de coupler les deux sources d'électricité (LORENTZ PowerPack). Certains de ces composants devraient être disponibles car ils fonctionnent de pair avec la pompe et le contrôleur qui sont disponibles, mais aucun de ces composants n'a été trouvé. Concernant leur coût, quelques prix ont été convertis d'une monnaie donnée (€ ou \$) en DA. Ce fut également le cas pour le prix de certains composants disponibles sur le marché algérien parce qu'il n'était pas toujours affiché. Quant au coût consacré à l'entretien, il s'agit d'un coût indicatif.

CONCLUSION

Le but de ce mémoire est de concevoir un système de pompage solaire destiné à être installé dans le futur dans le cadre du projet de l'aménagement du puits de l'ENP.

Il a fallu dans un premier temps présenter les différentes installations de pompage solaire utilisées de nos jours, d'identifier les caractéristiques du puits de l'ENP et de présenter les étapes de dimensionnement du système. Dans un second temps, il a fallu comparer deux systèmes différents en comparant leur générateur d'électricité afin de sélectionner le meilleur en termes d'efficacité et de rentabilité. Nous avons conclu que le système hybride (solaire/réseau) devance le système autonome sur ces deux critères. Bien qu'une amélioration du système autonome en implémentant un système qui permet d'avoir une utilité pour l'énergie restante soit encore possible, le système hybride demeurera le moins coûteux.

Cela dit, nous devons également penser au futur lointain où le gaz naturel ne serait potentiellement plus disponible, auquel cas le système autonome deviendra la seule option. C'est pour cette raison que nous avons exclu le système de pompage alimenté uniquement par le réseau, bien qu'il soit beaucoup moins coûteux et beaucoup plus efficace.

Pour le moment, le meilleur système pour approvisionner l'école en eau est le système hybride, mais à l'avenir, un système autonome amélioré sera encore meilleur. Celui-ci consiste à alimenter l'école en eau et en électricité afin de ne pas gaspiller l'énergie restante.

Bien évidemment, ce type de système n'est pas sans faille car des facteurs tels que les conditions météorologiques et le gaspillage d'un éventuel surplus d'énergie poseront toujours problème.

Dans ce cas-là, on entrera dans une toute autre dimension où l'énergie provenant du gaz naturel ne fera plus partie de l'équation, et où on devra trouver une solution qui permettra d'exploiter l'énergie solaire d'une manière optimale et intelligente.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] ABOU JIEB, Y. et EKRAM, H. : *Photovoltaic Systems : Fundamentals and Applications*. Springer Publishing, 2022.
- [2] BAKRI, M. : *Le pompage solaire photovoltaïque : manuel de cours*. CDER, 2005.
- [3] BENMARCE, K. : *Hydrodynamique souterraine 2 -Cours-*. IAST-UFAS.
- [4] British Geological Survey : *Hydrogeology of Algeria*. earthwise.bgs.ac.uk/index.php/Hydrogeology_of_Algeria.
- [5] CHANDEL, S. S., NAIK, M. N. et CHANDEL R. : Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 49:1084–1099, 2015.
- [6] EVAÏN, C., LAPÈGUE, J. et BEUVIN, C. : *Pompage solaire : Conception et réalisation de la partie électrique du pompage*. Action contre la faim, 2020.
- [7] HADIDI, A. et YAICHI, M. : Solar system design for water pumping. *E3S web of Conferences*, 37(06001):5, 2018.
- [8] HÉNOU, B. : *Les moyens d'exhaure pour puits et forages d'eau*. Bureau de Recherches Géologiques et Minières, 1983.
- [9] INAMUDDIN, AHAMED, M. I., BODDULA, R. et REZAKAZEMI, M. : *Fundamentals of Solar Cell Design*. Wiley-Scrivener Publishing, 2021.

- [10] KENNA, J. et GILLETT, B. : *Solar water pumping : a handbook*. Intermediate Technology, 1985.
- [11] KHATIB, T. et MUHSEN, D. : *Photovoltaic Water Pumping Systems : Concept, Design, and Methods of Optimization*. Academic Press, 2020.
- [12] KINKAID, C. : *Solar PV Water Pumping : How to Build Solar PV Powered Water Pumping Systems for Deep Wells, Ponds, Creeks, Lakes, and Streams*. CreateSpace Independent Publishing Platform, 2014.
- [13] KIPRONO, A. W. et LLARIO, A. I. : *Le pompage solaire pour l’approvisionnement en eau. Exploiter l’énergie solaire dans le contexte de l’action humanitaire et du développement*. Practical Action Publishing, 2021.
- [14] Lorentz : *PSk Hybrid Power*. lorentz.de/products-and-technology/technology/lorentz-psk-hybrid-power/.
- [15] MURAD, A., OTTO, A. et AL-ZAMIL, H. : *Design and implementation of solar tracking system for photovoltaic cells*. Mémoire : Génie électrique. Qassim University, 2014, 77p.
- [16] Renewable World : *Solar multi-use water system (solarmus)*. renewable-world.org/our-approach-to-renewable-energy/technologies/solar-multi-use-water-system-solarmus/, 2020.
- [17] ROYER, J., DJIAKO, T., SCHILLER, E. et SY, B. S. : *Le pompage photovoltaïque : Manuel de cours à l’intention des ingénieurs et des techniciens*. MultiMondes, 1998.
- [18] *Solar (Photovoltaic) Water Pumping*. Practical Action Publishing, 2010.
- [19] *Solar Water Pumping*. Sustainable Energy Development Authority, 2002.
- [20] Solaris : *Principe de fonctionnement d’une pompe solaire*. solaris-store.com/content/50-principe-de-fonctionnement-d-une-pompe-solaire.
- [21] SONTAKE, V. C. et KALAMKAR, V. R. : Solar photovoltaic water pumping system - A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59:1038–1067, 2016.
- [22] STEWART, M. : *Surface Production Operations (Volume IV) : Pumps and Compressors*. Gulf Professional Publishing, 2018.

- [23] Sunedison : *What is a Hybrid Solar Power System?* sunedisoninfra.com/blog/what-is-a-hybrid-solar-power-system/, 2021.
- [24] *Well Owner's Handbook A Consumer's Guide to Water Wells in Minnesota*. Minnesota Department of Health, 2014.
- [25] ZAMRSKY, D., OUDE ESSINK, G. H. P. et BIERKENS, M. F. P. : Estimating the thickness of unconsolidated coastal aquifers along the global coastline. *Earth System Science Data*, 10(3):1591–1603, 2018.