



Université Mohamed Khider Biskra  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département de Génie Electrique  
Filière : Electrotechnique  
Option : Réseaux électriques

Réf:.....

Mémoire de Fin d'Etudes  
En vue de l'obtention du diplôme:

**MASTER**

*Thème*

*Etude et dimensionnement  
d'un système PV/ diesel non autonome  
pour le pompage de l'eau*

Présenté par :  
**GHRIB SADAM**  
Soutenu le : 29 Mai 2016

Devant le jury composé de :

Mr . DERGHAL Hamid

M.A.A

Président

Mr . BENMEDDOUR Mostefa

M.C.B

Encadreur

Mr . GUEDIDI Salim

M.C.B

Examineur

Année universitaire : 2015 / 2016

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



Université Mohamed Khider Biskra  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département de Génie Electrique  
Filière : Electrotechnique  
Option : Réseaux électriques

Mémoire de Fin d'Etudes  
En vue de l'obtention du diplôme:

**MASTER**

*Thème*

*Etude et dimensionnement d'un système PV/ diesel  
non autonome pour le pompage de l'eau*

**Présenté par :**

*GHRIEB Sadam*

**Avis favorable de l'encadreur :**

*Mr. BENMEDDOUR Mostefa*

**Avis favorable du Président du Jury**

*Mr. DERGHAL Hamid*

**Cachet et signature**

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



Université Mohamed Khider Biskra  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département de Génie Electrique  
Filière : Electrotechnique  
Option : Réseaux électriques

## *Thème :*

# *Etude et dimensionnement d'un système PV/ diesel non autonome pour le pompage de l'eau*

**Proposé et dirigé par : Mr. BENMEDDOUR Mostefa**

## **Résumé**

Dans ce travail, nous nous intéressons à l'étude analytique, le dimensionnement et la simulation d'un système de pompage photovoltaïque comme source d'énergie principale du système de pompage de l'eau d'un forage relié au réseau de distribution dans le sud du pays ( région de Doucen ). Après l'étude analytique on simulera le système sous le logiciel PVSYST V5.74 qui nous permet de concevoir le système par une étude des performances journalières et mensuelles du système. Après simulation, un rapport détaillé est présenté avec les différents graphes et une étude économique estimative du projet.

**Mots clés :** Dimensionnement, système de pompage photovoltaïque, simulation.

# *Dédicace*

*Parce qu'il a des choses plus faciles à écrire qu'à dire, je dédie ce*

*Modeste travail de fin d'étude :*

*A mes symboles d'affection et de tendresse*

*Ma chère maman et mon cher père*

*A mes frère et chacun de son nom pour leur soutien moral*

*et leurs sacrifices au long de ma formation.*

*A ma grande famille*

*A tous qui m'ont encouragé et aidé dans la réalisation de ce projet*

*A tous mes amis chacun de son nom*

*A tous mes collègues de promotion 2016*

*A tous les enseignants de ma période d'étude*

*A tous ceux que j'aime et m'aiment.*

*Sadam.*

# Remerciements

*Je remercie et louons Dieu qui nous a donné la force, La patience et la volonté tout au long des années de nos études, et nous ont honoré de sa science pour la réalisation de ce travail de recherche.*

*Je tiens au terme de ce travail à exprimer notre plus grand remerciement à Monsieur : B ENMEDDOUR Mostefa qui a suivi et dirigé notre travail avec patience et beaucoup d'intérêt, nous lui exprimons vivement notre grand respect.*

*Mon remerciement s'adresse également aux membres de jury pour avoir accepté de critiquer notre travail, sans oublier les professeurs du département de Génie Electrique pour leurs efforts et leurs sincérités.*

*Sadam.*

---

## *Liste des Tableaux*

---

### Liste des tableaux

Titre	Page
<b>Tableau I.1:</b> performance des différent technologies des cellules photovoltaïque...	13
<b>Tableau III.1:</b> Caractéristique géographiques du site de Doucen .....	30
<b>Tableau III.2:</b> Irradiations et températures mensuelles du site .....	31
<b>Tableau III.3:</b> données du forage choisi à Doucen .....	31
<b>Tableau III.4:</b> Paramètres de sélection d'un système de pompage .....	32
<b>Tableau III.5:</b> résumé des avantages et des inconvénients des moteurs.....	34
<b>Tableau III.6 :</b> Caractéristiques de la pompe immergées multi-étages.....	34
<b>Tableau III.7:</b> Caractéristiques de la tuyauterie .....	35
<b>Tableau III.8:</b> Tableau H (Q) de la pompe centrifuge et la caractéristique de la point de fonctionnement .....	36
<b>Tableau III.9:</b> Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques .....	41
<b>Tableau III.10:</b> Caractéristiques du module PV .....	41
<b>Tableau III.11:</b> Caractéristiques de groupe électrogène .....	47

## Liste des Figures

### Liste des figures

Titre	Page
<b>Figure I.1</b> : Principe d'une jonction PN .....	5
<b>Figure I.2</b> : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque .....	6
<b>Figure I.3</b> : Caractéristique I-V d'un cellule photovoltaïque .....	7
<b>Figure I.4</b> : Caractéristique P-V d'un cellule photovoltaïque .....	8
<b>Figure I.5</b> : Différentes zones de la caractéristique I(V) .....	9
<b>Figure I.6</b> : Caractéristiques P(V) d'un module solaire .....	9
<b>Figure I.7</b> : Caractéristiques I (V) d'un module solaire .....	9
<b>Figure I.8</b> : Influence de la température la Caractéristique P(V) .....	10
<b>Figure I.9</b> : Influence de la température sur la Caractéristique I(V) .....	10
<b>Figure I.10</b> : Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour .....	11
<b>Figure I.11</b> : Caractéristique d'un groupement en série de ns cellules identiques .....	12
<b>Figure I.12</b> : Caractéristique d'un groupement constitué de np cellules identiques en parallèle .....	12
<b>Figure I.13</b> :Types de rayonnement solaire reçus au sol .....	15
<b>Figure II.1</b> : Schéma de principe d'un système de pompage solaire .....	17
<b>Figure II.2</b> : Pompage au fil du soleil pendant une journée .....	19
<b>Figure II.3</b> : Système de petite puissance .....	20
<b>Figure II.4</b> : Système de moyenne puissance .....	21
<b>Figure II.5</b> : Configuration des différentes variétés en onduleurs .....	22
<b>Figure II.6</b> : Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV .....	23
<b>Figure II.7</b> : Exemple de variations de tension sur un réseau BT en fonction de la présence de production PV .....	24
<b>Figure II.8</b> : Schéma synoptique d'un système hybride .....	25
<b>Figure II.9</b> groupe électrogène .....	26
<b>Figure III.1</b> : Schéma du système de pompage PV .....	29
<b>Figure III.2</b> : Situation géographique de la commune de Doucen - wilaya de Biskra.....	30

## **Liste des Figures**

---

<b>Figure III.3</b> : Sélection du type de pompe .....	33
<b>Figure III.4</b> : point de fonctionnement de la pompe .....	37
<b>Figure IV.2</b> : l'interface du programme PVSYST .....	49
<b>Figure IV.2</b> : conception du projet (systèmes de pompage) .....	50
<b>Figure IV.3</b> : Paramètres du site géographique .....	51
<b>Figure IV.4</b> : Orientation du plan par PVSYST .....	52
<b>Figure IV.5</b> : Trajectoire du soleil à Doucen .....	52
<b>Figure IV.6</b> : Paramètres du circuit hydraulique de système de pompage .....	54
<b>Figure IV.7</b> : Détermination du besoin d'eau .....	54
<b>Figure IV.8</b> : Détermination de la puissance du GPV et de la pompe du système de pompage .....	55
<b>Figure IV.9</b> : Schéma d'installation de systèmes PV-Pompe par PVSYSTV5.74 ....	57
<b>Figure IV.10</b> : Vérification des calculs de la section des conducteurs .....	57
<b>Figure IV.11</b> : Schéma de câblage de l'installation du systèmes .....	56
<b>Figure IV.12</b> : Vision synthétique des résultats dans la fenêtre principale .....	58
<b>Figure IV.13</b> : Paramètres généraux de simulation .....	59
<b>Figure IV.14</b> : Paramètres généraux de simulation .....	60
<b>Figure IV.15</b> : Résultats principaux .....	61
<b>Figure IV.16</b> : Diagramme des pertes .....	62
<b>Figure IV.17</b> : les couts estimatifs globaux du système .....	63
<b>Figure IV.18</b> : distribution annuelle de l'énergie journalière à la sortie du champ.....	64
<b>Figure IV.19</b> : distribution annuelle de l'irradiance incidente .....	65
<b>Figure IV.20</b> : Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV .....	65
<b>Figure IV.21</b> : Variations de l'énergie de fonctionnement de la pompe et de l'irradiation .....	66
<b>Figure IV.22</b> : Résultats principaux (l'Orientation ) .....	67
<b>Figure IV.23</b> : Diagramme des pertes (Orientation ) .....	67

## Liste Des abréviation Et Symboles

---

### Liste des abréviation et symboles

PV	Photovoltaïque
$I_{ph}$	photo courant, ou courant généré par l'éclairement [A]
$I_{0d}$	courant de saturation de la diode [A]
$R_s$	résistance série [ $\Omega$ ]
$R_{sh}$	résistance shunt [ $\Omega$ ]
T	température de la cellule [ $^{\circ}K$ ]
q	charge de l'électron ( $q = 1,602.10^{-19}$ C)
k	constante de Boltzmann ( $k = 1,38.10^{-23}$ J/ $^{\circ}K$ )
$V_{oc}$	Tension de circuit ouvert de la cellule photovoltaïque [V]
$I_{cc}$	Courant de court circuit de la cellule photovoltaïque [A]
$\eta(\%)$	Rendement énergétique de la cellule photovoltaïque [%]
A	section de la cellule [ $mm^2$ ]
ff	Facteur de forme
$R_D$	Le rayonnement diffusion
$R_d$	Le rayonnement réfléchi
$R_G$	Le rayonnement global
MSAP	Le Moteur Synchrone à Aimant Permanent
$\Delta V_l$	la chute de tension dans une ligne [V]
$R_l$	la résistance totale de la ligne [ $\Omega$ ]
$P_G$	le puissance active fournies par PV. [W]
$P_L$	le puissances active de consommation [W]
$X_l$	la réactance totale de la ligne [ $\Omega$ ]
$Q_G$	le puissance réactive fournies par PV [VAR]
$Q_L$	le puissance réactive de consommation [VAR]
$Q_C$	la puissance réactive du dispositif de compensation [VAR]
$U_n$	le tension dans une ligne [V]
BT	le réseau de distribution Base tension
D	Diamètre de la tuyauterie [m]
Q	Débit crête de la pompe [ $m^3/s$ ]
K	Coefficient qui varie de 0,75 à 1,40
$\eta_m(\%)$	rendement de la pompe

## Liste Des abréviation Et Symboles

---

$\Delta h$	pertes de charges [m]
Hg	Hauteur géométrique [m]
HMT	Hauteur Manométrique Totale [m]
$L_t$	longueur de la tuyauterie [m]
H	La pression [mCE]
J	Coefficient de pertes de charges [m/ml]
$K_H$	la constante hydraulique
$E_{elect}$	L'énergie électrique [Wh]
$E_{hy}$	L'énergie hydraulique [Wh]
$E_i$	énergie consommée par jour [Wh/j]
$P_i$	la puissance consommée [W]
$t_i$	temps d'utilisation par jour [h]
$P_c$	puissance crête en Watt crête [Wc]
$E_p$	Énergie produite par jour [Wh/j]
$I_{rr}$	Irradiation sur un plan horizontal [Wh/m <sup>2</sup> /jour]
$N_s$	Nombre de panneaux en série
$N_p$	Nombre de panneaux en parallèle
SurT	Surface unitaire d'un panneau [m <sup>2</sup> ]
S	Section de conducteur [mm <sup>2</sup> ]
$k_{ul}$	Coefficient d'utilisation maximale
$k_{sl}$	Coefficient de simultanéité
$k_{ex}$	Coefficient d'extension
$K_1$	Facteur de correction de Influence du mode pose
$K_2$	Facteur de correction de Influence du nombre de circuits
$K_3$	Facteur de correction de Influence de la température
$\rho_{cu}$	la résistivité du cuivre
X	réactance linéique d'un conducteur en [ $\Omega/m$ ]
$\varphi$	déphasage du courant sur la tension dans le circuit considéré
$I_B$	Courant d'utilisation en [A]
$I_z$	Courant admissible en [A]
$\varepsilon_{adm}$ (%)	La chute de tension relative admissible [V]
$P_{ds}$	La pression dynamique spécifique [m/m <sup>3</sup> /h]

**Résumé :**

Dans ce travail, nous nous intéressons à l'étude analytique, le dimensionnement et la simulation d'un système de pompage photovoltaïque comme source d'énergie principale du système de pompage de l'eau d'un forage relié au réseau de distribution dans le sud du pays ( région de Doucen ). Après l'étude analytique on simulera le système sous le logiciel PVSYST V5.74 qui nous permet de concevoir le système par une étude des performances journalières et mensuelles du système. Après simulation, un rapport détaillé est présenté avec les différents graphes et une étude économique estimative du projet.

**Mots clés :** dimensionnement, système de pompage photovoltaïque, simulation.

**ملخص :**

في هذا العمل، ركزنا على الدراسة التحليلية، لتصميم ومحاكاة نظام الضخ الكهرو و وئي كمصدر للطاقة الرئيسي لنظام بخ المياه من بئر متصل بشبكة التوزيع الكهربائية بجنوب البلاد ( ناحية الدوسن). بعد الدراسة التحليلية نقوم بمحاكاة النظام باستعمال برنامج PVSYST V5.74 الذي يسمح لنا بتصميم النظام مع دراسة الأداء اليومي والشهري للنظام. بعد المحاكاة، نقدم تقريرا مفصلا مع الرسوم البيانية المختلفة مع دراسة اقتصادية تقديرية للمشروع.

**كلمات مفتاحية :** تصميم ، نظام الضخ الكهرو و وئي ، المحاكاة.

# Sommaire

---

## Sommaire

<b>Titre</b>	<b>Page</b>
Dédicace .....	I
Remerciement .....	II
Liste des tableaux .....	III
Liste des figures .....	IV
Liste des symboles et abréviations .....	VI
Résumé .....	VII
Table des matières .....	IX
Introduction générale .....	2
<b>Chapitre I : Généralités sur le système photovoltaïque</b>	
Introduction .....	5
I.1 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque .....	5
I.1.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque .....	6
I.2 Caractéristique d'une cellule photovoltaïque .....	7
I.2.1 Caractéristique Courant-Tension .....	7
I.2.1.1 La caractéristique puissance-tension P-V .....	8
I.2.1.2 Zone de fonctionnement du module solaire .....	8
I.2.2 Influence de l'Éclairement .....	9
I.2.3 Influence de la Température .....	10
I.3 Protections classiques d'un générateur photovoltaïque .....	11
I.3.1 Mise en parallèle / série .....	12
I.4 Technologies des cellules photovoltaïques .....	13
I.4.1 Rendement de conversion .....	13
I.5 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque .....	14
I.6 Rayonnement solaire .....	15
Conclusion .....	15
<b>Chapitre II : Types de systèmes de pompage PV</b>	
Introduction .....	17
II.1 Architecture d'un système de pompage solaire .....	17
II.1.1 Principes du pompage solaire .....	18
II.2 Configuration typique d'un système de pompage photovoltaïque .....	19
II.2.1 Systèmes de petite puissance (50-400W) .....	19

## **Sommaire**

---

II.2.2 Les systèmes de moyenne puissance (400-1500 W) .....	20
II.3 Convertisseurs DC/AC couplés au réseau .....	21
II.4 Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau .....	23
II.4.1 Elévation locale du niveau de tension .....	23
II.5 Classification des pompes .....	24
II.5.1 La pompe volumétrique .....	24
II.5.2 Pompes centrifuges .....	24
II.6 Systèmes hybrides .....	25
II.7 Groupe électrogène .....	26
Conclusion .....	26

### **Chapitre III : Dimensionnement du système de pompage PV**

Introduction .....	28
III.1 Dimensionnement du système de pompage PV .....	28
III.2. Méthode de dimensionnement .....	29
III.2.1 Identification du site : commune de Doucen .....	29
III.2.2 Evaluation des besoins en eau .....	31
III.2.3 Choix et dimensionnement de la pompe .....	32
III.2.3.1 Choix de la pompe .....	32
III.2.3.2 Fonctionnement d'une pompe centrifuge .....	36
III.2.4 Calcul de l'énergie hydraulique .....	37
III.2.4.1 Calcul de l'énergie consommée par la pompe .....	39
III.2.5 Choix de l'onduleur .....	39
III.2.5.1 Calcul de l'énergie à produire pour l'alimentation électrique .....	39
III.2.5.2 L'énergie produit journalière .....	39
III.2.6 Caractéristique des modules photovoltaïque .....	40
III.2.6.1 Calcul de la puissance crête $P_c$ du générateur photovoltaïque ....	40
III.2.6.3 Tension de fonctionnement .....	40
III.2.6.3.1 Tension nominale du système photovoltaïque .....	40
III.2.6.4 Le module du système photovoltaïque .....	40
III.2.6.4.1 Calcul du nombre de panneaux photovoltaïque .....	41
III.2.6.4.2 Calcul de la surface occupée par les panneaux .....	42
III.2.7 Choix des câbles .....	42
III.2.7.1 Coté DC .....	43

## **Sommaire**

---

III.2.7.1.1 Détermination de la section des conducteurs entre la boîte de connexion des panneaux et l'onduleur .....	43
III.2.7.1.2 Détermination de la section des conducteurs entre les panneaux et la boîte de connexion de chaînes des panneaux .....	43
III.2.7.2 Coté AC .....	44
III.2.7.2.1 Détermination de la section minimale des conducteurs.....	44
III.2.7.2.1.1 Calcul du courant nominal $I_{nom}$ et d'utilisation $I_B$ du moteur .....	44
III.2.7.2.1.2 Déterminons l'intensité assignée $I_n$ du dispositif de protection avec .....	45
III.2.7.2.1.2.1 Choix du courant admissible $I_{z1}$ en fonction du dispositif de protection .....	45
III.2.7.2.1.2.2 Déterminons le courant admissible équivalent	45
III.3 Choix du groupe électrogène .....	47
Conclusion .....	47
<b>Chapitre IV : Simulation par PVSYST</b>	
Introduction .....	49
IV.1 Conception du projet .....	50
IV.1.1 La fenêtre des paramètres du site .....	51
IV.1.2 Orientation .....	51
IV.1.3 Horizon .....	52
IV.1.4 Ombrages .....	53
IV.1.5 Conception/dimensionnement du systèmes .....	53
IV.1.5.1 Schéma d'installation du système PV-Pompe .....	56
IV.1.6 Vérification des calculs de la section des conducteurs .....	57
IV.1.7 Simulation et résultats .....	58
IV.2 Résultats du simulation .....	59
IV.3 Influence de l'orientation .....	67
Conclusion .....	68
Conclusion générale .....	70
Référence bibliographique .....	72
Annexe .....	75



**INTRODUCTION  
GENERALE**

## **Introduction Générale**

---

### **Introduction générale**

L'Algérie, de par sa situation géographique, bénéficie des conditions favorables à l'utilisation de l'énergie solaire d'origine photovoltaïque et l'introduction de ces nouvelles énergies pourrait être aisément envisagée sur de nombreux sites. L'Algérie dispose également d'un important potentiel en énergie solaire qui n'attend qu'une bonne exploitation rationnelle.

Le grand sud algérien, notamment la willaya de Biskra, est caractérisée par de très forts apports solaires avec un gradient de température diurne-nocturne très important.

Le déficit en eau potable et pour l'irrigation est une réalité dans les zones rurales des pays en voies de développement telle que l'Algérie. L'accès à l'eau potable et à des systèmes d'approvisionnement font parties des axes stratégiques majeures parmi ceux identifiés pour le développement de la vie humaine.

Les systèmes de production d'énergie photovoltaïque connectés à un réseau sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation. Un système connecté à un réseau produit sa propre électricité et achemine son excédent d'énergie vers le réseau, auprès duquel il s'approvisionne au besoin; ces transferts éliminent le besoin d'acheter et d'entretenir une batterie d'accumulateurs.

L'électricité « solaire » constitue une alternative bon marché aux groupes électrogènes au diesel, à l'électricité du secteur et même aux piles. La technologie s'est rapidement développée à la fois dans des applications autonomes (non raccordées) et dans des applications raccordées aux réseaux.

Le pompage solaire est une exception, il est en effet relativement facile de stocker l'énergie potentielle de l'eau dans un réservoir surélevé, alternative largement moins onéreuse et plus fiable qu'un stockage par accumulateurs électriques, car les batteries ont une durée de vie limitée et nécessitent un entretien rigoureux. Le pompage solaire photovoltaïque est l'une des technologies utilisées pour pomper de l'eau. Fonctionnant au "**fil du soleil**", le pompage est sans doute l'une des plus utilisations de l'énergie solaire photovoltaïque. Les systèmes PV peuvent être destinés à pomper de petits ou de grands volumes d'eau provenant de sources situées à des profondeurs et à des distances de plusieurs centaines de mètres.

## **Introduction Générale**

---

Lorsque les besoins à couvrir sont faibles où l'absence d'une maintenance lourde (diesel) constitue un avantage évident - les systèmes photovoltaïques trouvent leur pleine justification, en comparaison du service rendu.

L'étude et le dimensionnement de systèmes de pompage propose des solutions appropriées pour la production d'énergie électrique photovoltaïque. Notre travail consiste à faire l'étude et le dimensionnement d'une installation photovoltaïque reliée au réseau pour le pompage de l'eau avec un groupe diesel de secours comme alternative à un système de pompage existant. Pour faire une telle étude deux paramètres sont nécessaires l'eau et le soleil.

L'objectif de ce travail est l'étude et à l'élaboration de cahiers des charges « photovoltaïque » type en vue de la conception d'un pompage photovoltaïque. Dans ce travail on propose l'étude du dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour alimenter un système de pompage, existant, reliée au réseau de distribution avec un groupe diesel de secours implanté au sud de l'Algérie – commune de Doucen – willaya de Biskra.

Les données géographiques du projet sont:

**latitude 34° 37' 17" Nord , longitude 5°6'18" Est et Altitude 177m.**

Les caractéristiques du forage choisi pour notre étude sont :

**le débit et la profondeur du forage (Q, H) (104 l/s, 180 m).**

Deux méthodes de dimensionnement sont applicables: la méthode graphique et la méthode analytique qui sera l'objet de notre étude. Elle prendra en compte l'évaluation des besoins d'eau, le calcul de l'énergie hydraulique nécessaire, la détermination de l'énergie solaire disponible et le choix des composants.

La méthode analytique ou simple de dimensionnement d'une installation à pompage tient compte de certains paramètres comme par exemple l'évaluation des besoins en eau, le calcul de l'énergie hydraulique nécessaire, la détermination de l'énergie solaire disponible et le choix des composants. Cependant, elle exclut d'autres comme la configuration du générateur.

La première partie du rapport est consacrés à une étude théorique des systèmes de pompage photovoltaïques utilisés. Ensuite, la deuxième partie explicite le processus analytique de dimensionnement du système de pompage solaire photovoltaïque. Enfin, la dernière partie détaille la simulation de l'installation en utilisant le logiciel PVSYST.

# Chapitre I

Généralités sur le système photovoltaïque

## Introduction

L'utilisation des cellules solaires comme source d'énergie électrique a fait apparaître le besoin d'étudier ces systèmes afin de les exploiter mieux.

Dans ce chapitre, nous allons donner l'essentiel sur la constitution et les caractéristiques électriques des systèmes photovoltaïques.

### I.1 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules photovoltaïques permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production de charges électriques positives et négatives dans un matériau semi-conducteur sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction PN a été formée.[1]

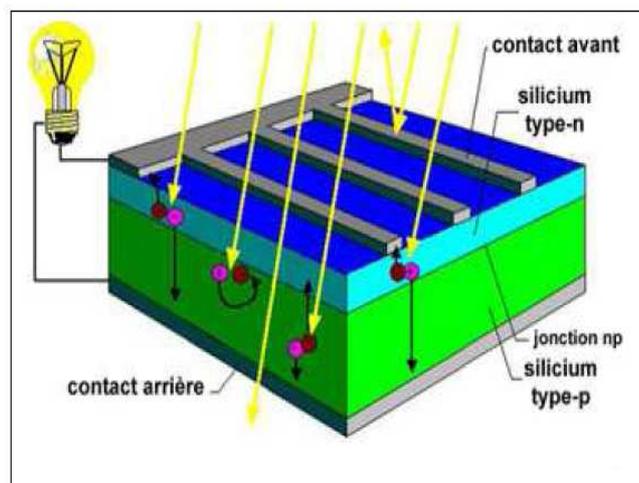


Figure I.1 : Principe d'une jonction PN

### I.1.1 Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Le modèle mathématique associé à une cellule se déduit à partir de celui d'une jonction PN. On y ajoute le courant  $I_{ph}$ , proportionnel à l'éclairement, ainsi qu'un terme modélisant les phénomènes internes. Le courant  $I$  issu de la cellule s'écrit alors :[1]

$$I = I_{ph} - I_{0d} \left( e^{\frac{q(V+R_s I)}{kT}} - 1 \right) - \frac{V+R_s I}{R_{sh}} \quad (I.1)$$

Où :

$I_{ph}$  : photo courant, ou courant généré par l'éclairement [A]

$I_{0d}$  : courant de saturation de la diode [A]

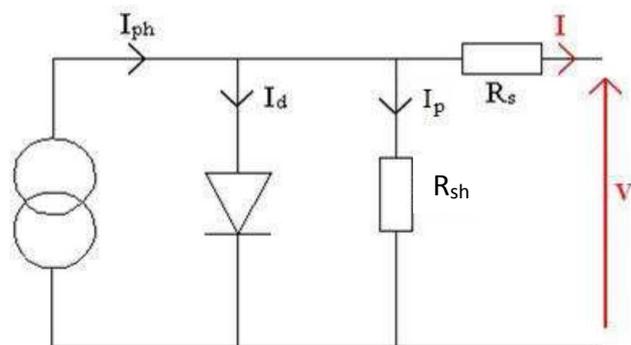
$R_s$  : résistance série [ $\Omega$ ]

$R_{sh}$  : résistance shunt [ $\Omega$ ]

$k$  : constante de Boltzmann ( $k = 1,38.10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$ )

$q$  : charge de l'électron ( $q = 1,602.10^{-19} \text{ C}$ )

$T$  : température de la cellule [ $^\circ\text{K}$ ]



**Figure I.2:**Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

La diode modélise le comportement de la cellule dans l'obscurité. Le générateur de courant modélise le courant  $I_{ph}$  généré par un éclairage. Enfin, les deux résistances modélisent les pertes internes :[1]

- Résistance série  $R_s$  : modélise les pertes ohmiques du matériau.
- Résistance shunt  $R_{sh}$  : modélise les courants parasites qui traversent la cellule.

Idéalement, on peut négliger  $R_s$ . I devant V, puis travailler avec un modèle simplifié :

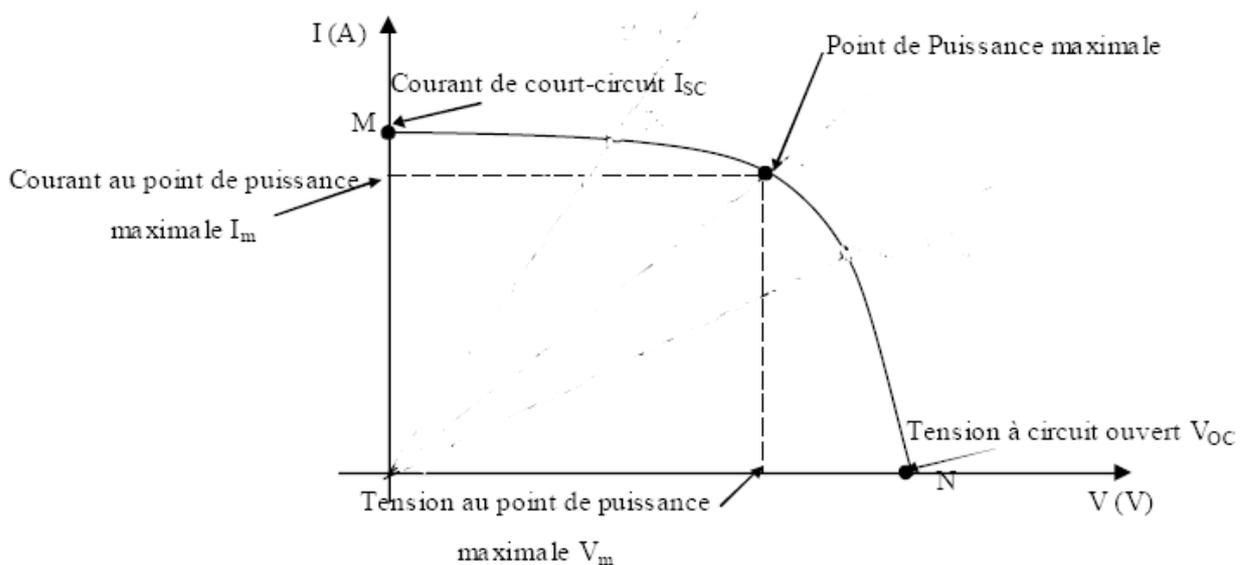
$$I = I_{ph} - I_{0d} \left( e^{\frac{q(V+R_s I)}{kT}} - 1 \right) - \frac{V}{R_{sh}} \quad (I.2)$$

Où  $\frac{kT}{q} = V_t$  représente le potentiel thermique (25 mV à 25 °C).

## I.2 Caractéristique d'une cellule photovoltaïque

### I.2.1 Caractéristique Courant-Tension

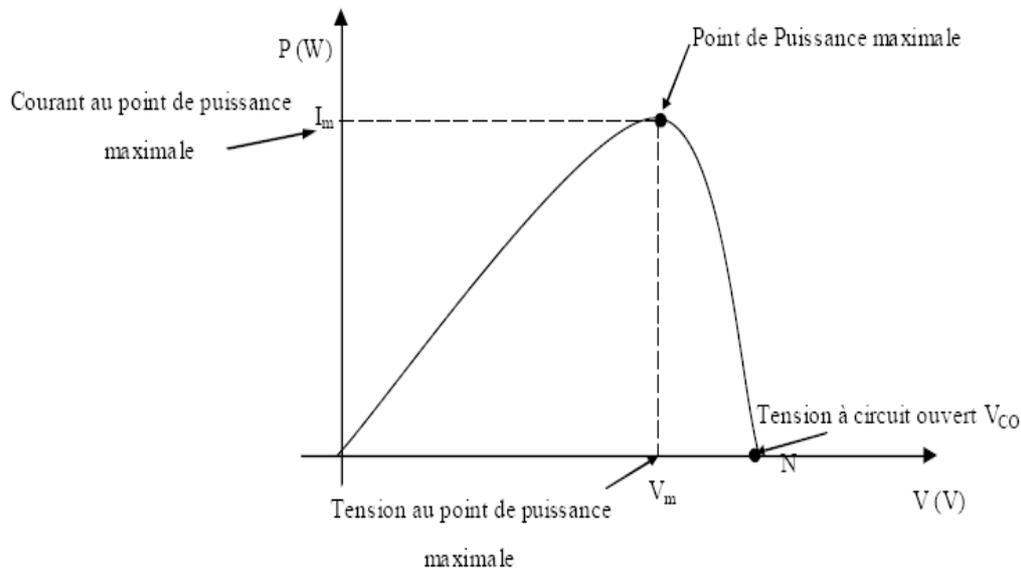
Eclairée par le rayonnement solaire, une cellule photovoltaïque est décrite par sa courbe caractéristique qui retrace le courant qu'elle débite en fonction de la tension à ses bornes.[2]



**Figure I.3 :** Caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque

### I.2.1.1 La caractéristique puissance-tension P-V

La caractéristique puissance-tension P-V d'une cellule photovoltaïque est obtenue à partir de sa caractéristique courant tension I-V comme le montre la figure I.4.[2]



**Figure I.4 :** Caractéristique P-V d'une cellule photovoltaïque

### I.2.1.2 Zone de fonctionnement du module solaire

En déplaçant le point de fonctionnement sur la caractéristique ( $I$ - $V$ ), trois zones peuvent être distinguées. La figure (I-5) représente les trois zones essentielles:

- ✓ La zone (I): Le courant reste constant quelle que soit la tension. Le générateur photovoltaïque fonctionne alors, comme un générateur de courant.
- ✓ La zone (II): Elle correspond au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.
- ✓ La zone (III): Elle se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.[3]

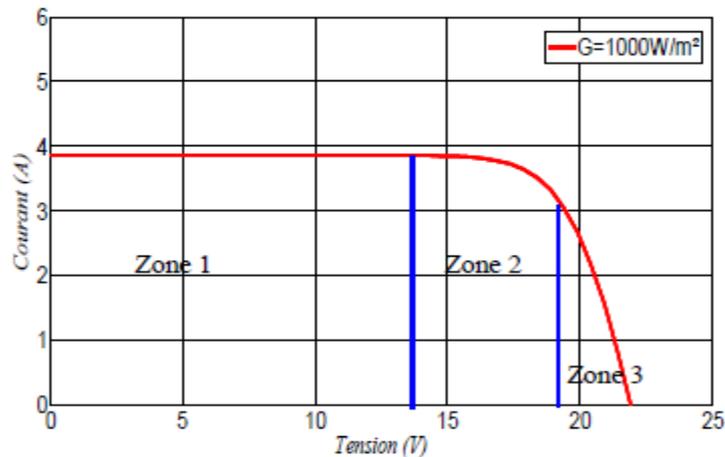


Figure I.5 : Différentes zones de la caractéristique  $I(V)$ ,  $T=25^\circ\text{C}$

### I.2.2 Influence de l'Éclairement

Les figures suivantes I.6, I.7 présentent un exemple des courbes pour différents niveaux de rayonnement :[4]

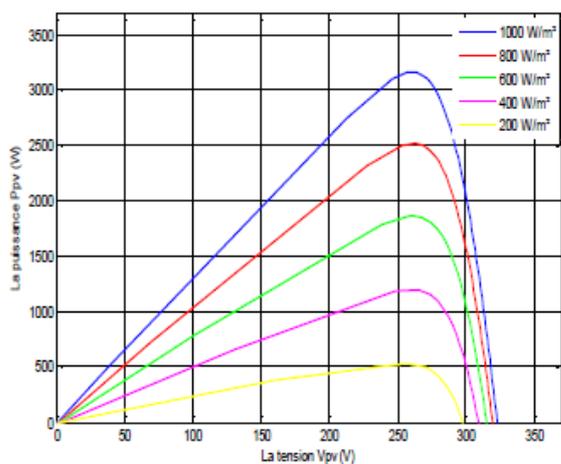


Figure I.6 : Caractéristiques  $P(V)$  d'un module solaire.

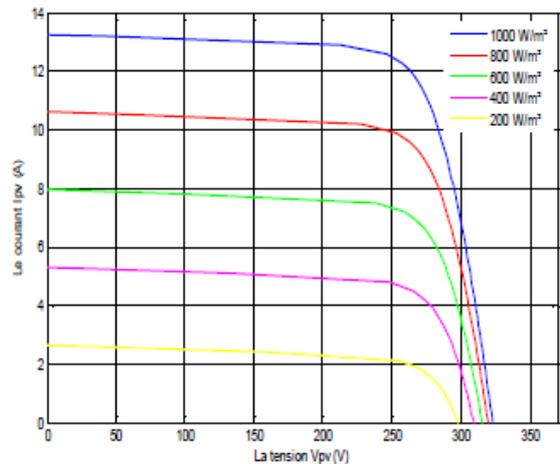


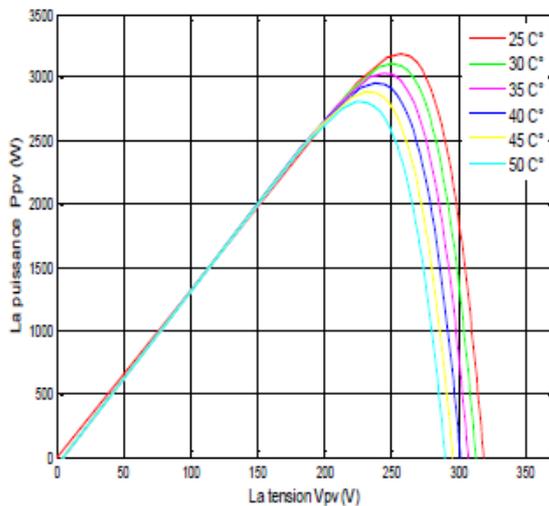
Figure I.7: Caractéristiques  $I(V)$  d'un module solaire.

On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

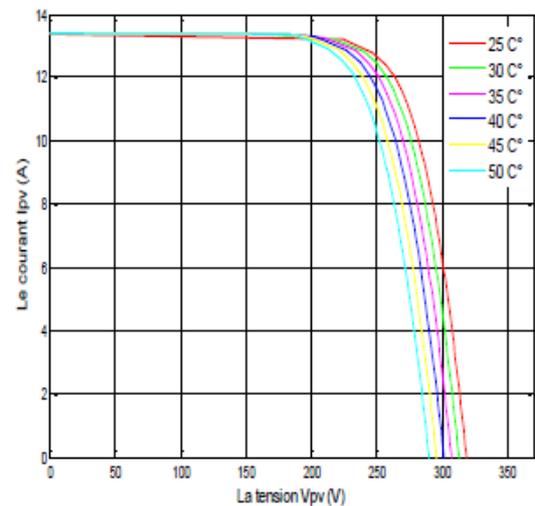
L'irradiation standard, internationalement acceptée, pour mesurer la réponse des panneaux photovoltaïques est une intensité rayonnante de  $1000\text{W/m}^2$  et une température de  $25^\circ\text{C}$ .

### I.2.3 Influence de la Température

Les figures I.8 et I.9 présentent, respectivement, les caractéristiques  $I = f(V)$  et  $P = f(V)$  pour différentes températures de fonctionnement de la cellule PV:[4]



**Figure I.8 :** Influence de la température sur la Caractéristique P(V).



**Figure I.9 :** Influence de la température sur la Caractéristique I(V).

On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte.

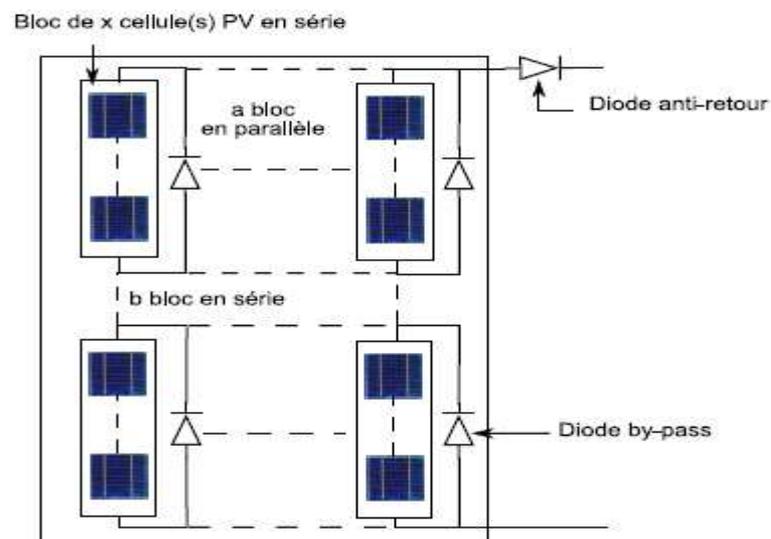
Il est important de savoir que la puissance du panneau diminue environ de 0,5% par chaque degré d'augmentation de la température de la cellule au dessus de 25 °C. [4]

### I.3 Protections classiques d'un générateur photovoltaïque

Lorsque nous concevons une installation photovoltaïque, nous devons assurer la protection électrique de cette installation afin d'augmenter sa durée de vie en évitant notamment des pannes destructrices liées à l'association des cellules et de leur fonctionnement en cas d'ombrage.

Pour cela, deux types de protections sont classiquement utilisés dans les installations actuelles:

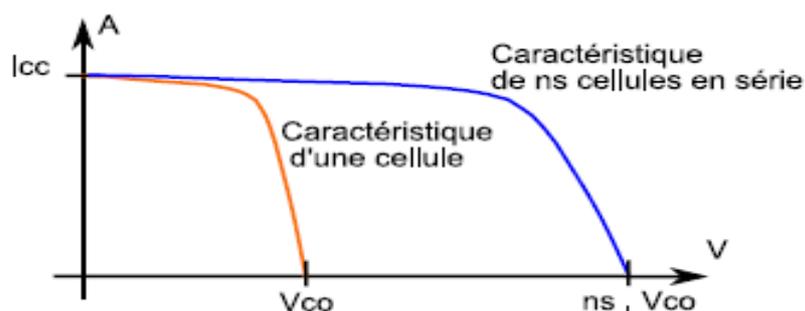
- la protection en cas de connexion en parallèle de modules PV pour éviter les courants négatifs dans les GPV (diode anti-retour).
- la protection lors de la mise en série de modules PV permettant de ne pas perdre la totalité de la chaîne (diode by-pass) et éviter les points chauds. [5]



**Figure I.10:** Schématisation d'un GPV élémentaire avec diodes by-pass et diode anti-retour

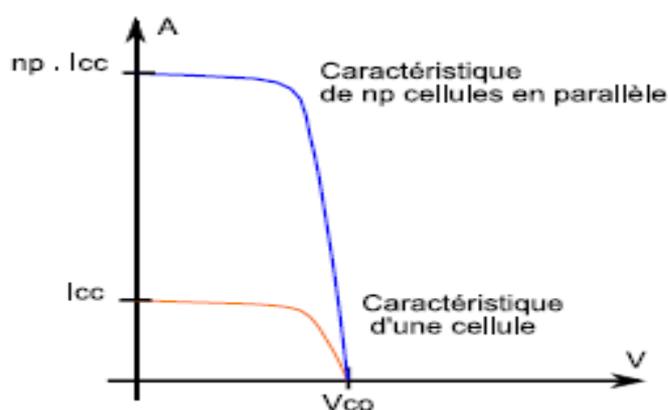
### I.3.1 Mise en parallèle / série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. La caractéristique d'un groupement de  $n_s$  cellules PV identiques est présentée sur la Figure I.11.[6]



**Figure I.11 :**Caractéristique d'un groupement en série de  $n_s$  cellules identiques

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. La caractéristique résultant d'une mise en parallèle de  $n_p$  cellule PV identiques en série est présentée sur la Figure I.12 .[6]



**Figure I.12 :**Caractéristique d'un groupement constitué de  $n_p$  cellules identiques en parallèle

En résumé, pour tracer la caractéristique équivalente d'un groupement de cellules PV :[6]

- En parallèle, il faut se placer à tension donnée et sommer les courants de chaque cellule. Il faut renouveler cette opération pour toutes les tensions entre  $V_o$  et  $V_{co}$
- En série, il faut cette fois-ci se placer à courant donné et sommer les tensions des différentes cellules à ce courant.

### I.4 Technologies des cellules photovoltaïques

On distingue trois générations des cellules photovoltaïques en fonction des développements technologiques. [7]

**Tableau 1.1** Performance des différentes technologies des cellules photovoltaïques. [7]

Type de cellule	Rendement	Avantage	Inconvénient	Image
Silicium monocristallin	13-17%	Bon rendement pour une cellule	Cout de fabrication élevé, perte de matière en cours de fabrication	
Silicium poly-cristallin	11-15%	Bon rendement pour un module	Cout de fabrication élevé, perte de matière en cours de fabrication	
Silicium amorphe	5-9%	Facile à fabriquer	Mauvais rendement	
CdTe	7-11%	Absorbe 90% des photons incidents	Cadmium très polluant	
CIGS	20%	Energie de gap ajustable, 99% des photons absorbés	Manque de matière première	
Cellules organiques	≤ 5%	Faible cout de fabrication, flexible	Rendement encore trop bas	

#### I.4.1 Rendement de conversion

Le rendement,  $h$  (efficacité) des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente  $P_{in}$ . [8]

$$\eta(\%) = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{ff \times V_{oc} \times I_{cc}}{P_{in}} \quad (I.3)$$

$P$  : Puissance incidente =  $P$  solaire =  $100 \text{ W/cm}^2$

La densité de puissance incidente égale à  $\frac{P_{in}}{A}$

$A$  : section de la cellule,  $ff$  : Facteur de forme

**I.5 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque****🚦 Avantages[9]**

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages :

- D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milli watt au Méga Watt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

**🚦 Inconvénients[9]**

Le système photovoltaïque présente toutefois des inconvénients :

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%. Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

**I.6 Rayonnement solaire****🚦 Le rayonnement direct**

C'est le rayonnement reçu directement du Soleil. Il peut être mesuré par un Pyhéliomètre. [10]

### ✚ Le rayonnement diffus $R_D$

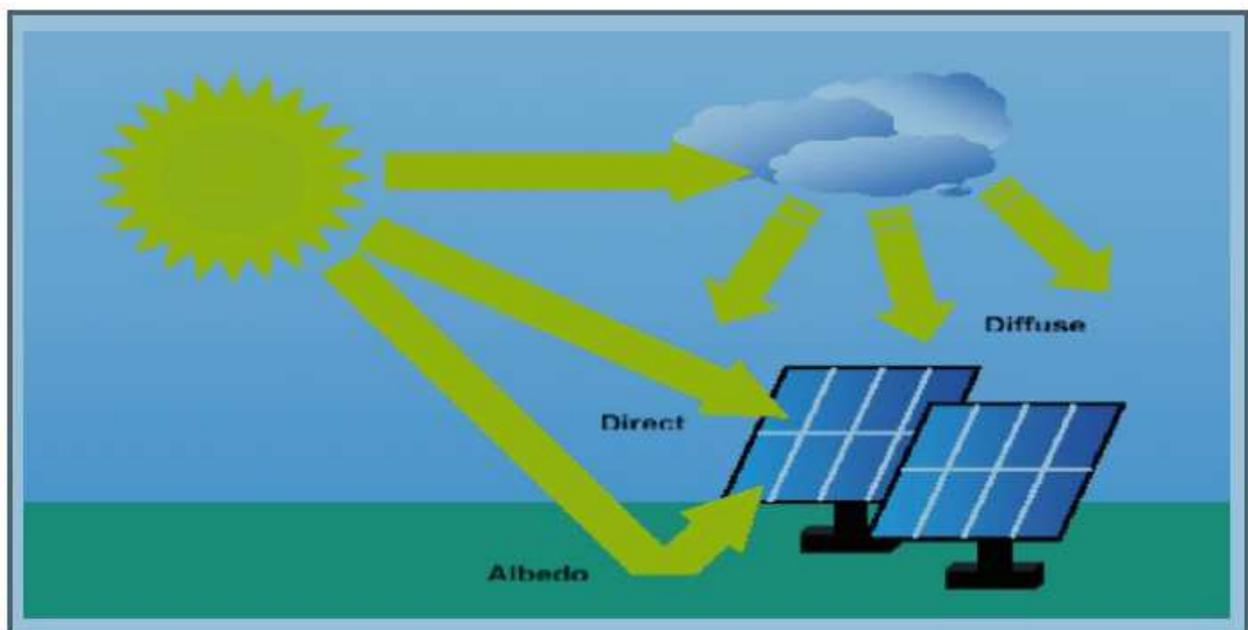
C'est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire global par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages et les aérosols.[5]

### ✚ Le rayonnement réfléchi ou l'albédo du sol $R_a$

C'est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige, etc...).[5]

### ✚ Le rayonnement global $R_G$

Le rayonnement global est subdivisé en rayonnements directs, diffus et reflété par le sol). Dans la figure ci-dessous figure (I.13) est schématisé l'ensemble des rayonnements solaires reçu sur une surface terrestre. [5]



**Figure I.13 :**Types de rayonnement solaire reçus au sol.

## Conclusion

Dans ce chapitre nous avons rappelé quelques notions théoriques sur le rayonnement solaire, et son application dans le domaine photovoltaïque et présenté : le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque, ainsi les différentes cellules photovoltaïques, en fonction de l'éclairement et de la température.

# Chapitre II

Types de systèmes de pompage PV

## Introduction

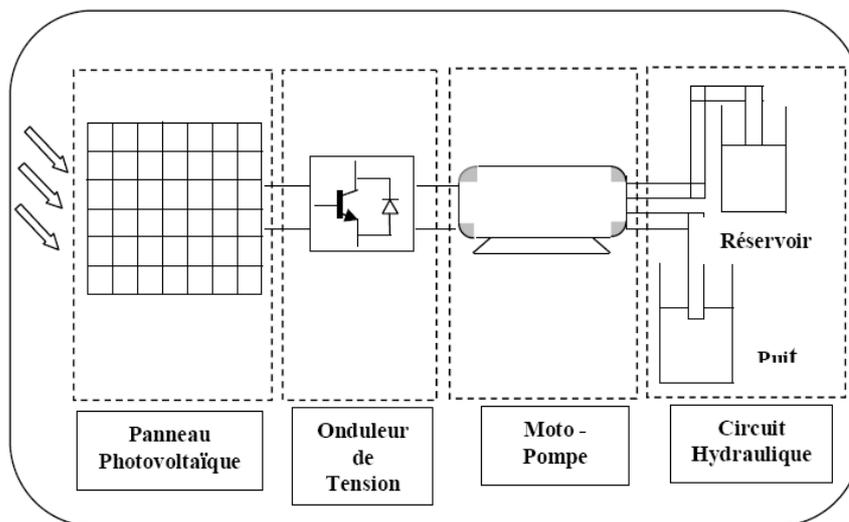
Le déficit en quantités d'eau est une réalité dans les zones rurales des pays en voies de développement. Cela est encore plus accentué dans les zones désertiques et semi-désertiques où les populations vivent au quotidien le manque d'eau potable et pour l'irrigation. La recherche de solutions pour l'amélioration des conditions de vie dans ces zones est importante. Pour cela le pompage solaire photovoltaïque (PV) apparaît comme une solution idéale pour remédier à ce problème particulièrement où le réseau électrique est absent ou son extension est très coûteuse.

Dans ce chapitre on présentera les différentes topologies de pompage photovoltaïques, leurs compositions et leurs applications.

### II.1 Architecture d'un système de pompage solaire

Le pompage de l'eau est l'une des applications les plus courantes utilisant l'énergie solaire pour l'irrigation ou l'alimentation en eau potable ; ses performances dépendent des caractéristiques du site (ensoleillement, température ambiante, obstacles géographiques), du rendement des modules mais aussi des caractéristiques des autres équipements (onduleur, moteur, pompe, forage ...etc.). [11]

Le schéma général d'un système de pompage photovoltaïque est le suivant :



**Figure II.1** : schéma de principe d'un système de pompage solaire

Le générateur photovoltaïque représente la source de l'énergie électrique actionnant le moteur pompe. Il est constitué d'un ensemble de modules rangés sous forme de panneaux avec des caractéristiques spécifiques. La structure topologique du générateur est composée d'un nombre de modules séries et d'un nombre de modules parallèles. En fonction de la puissance

désirée, les panneaux eux-mêmes peuvent être assemblés pour constituer le champ (générateur) photovoltaïque.

Le choix du type du moteur dépend de plusieurs facteurs tels que fiabilité, support technique, prix,...etc. [11]

- Un moteur à courant continu est généralement plus efficace est plus facile à utiliser avec un système photovoltaïque (pas besoin d'onduleurs), par contre il est plus cher et plus difficile à trouver sur le marché.
- Un moteur à courant alternatif est moins cher et plus facile à trouver sur le marché, mais Il exige l'utilisation d'un onduleur pour fonctionner avec une alimentation photovoltaïque.

Le Moteur Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) est couplé avec une pompe centrifuge car ce type de pompe offre une adaptation convenable aux systèmes PV. et qui sont actuellement les plus utilisées pour les problèmes d'élévation d'eau. [11]

Dans un système de pompage le niveau d'eau à l'intérieur du puits ne reste pas constant, il change selon la quantité d'eau pompée. La différence entre le niveau d'eau statique est le niveau d'eau instantanée affecté par le pompage (niveau dynamique) s'appelle la hauteur dynamique. Le système hydraulique est constitué d'un puits, de canalisations et d'un réservoir.

On distingue deux types de système de pompage solaire :

1. Pompage avec stockage électrique (stockage dans les batteries)
2. Pompage au fil du soleil (stockage de l'eau dans un réservoir)

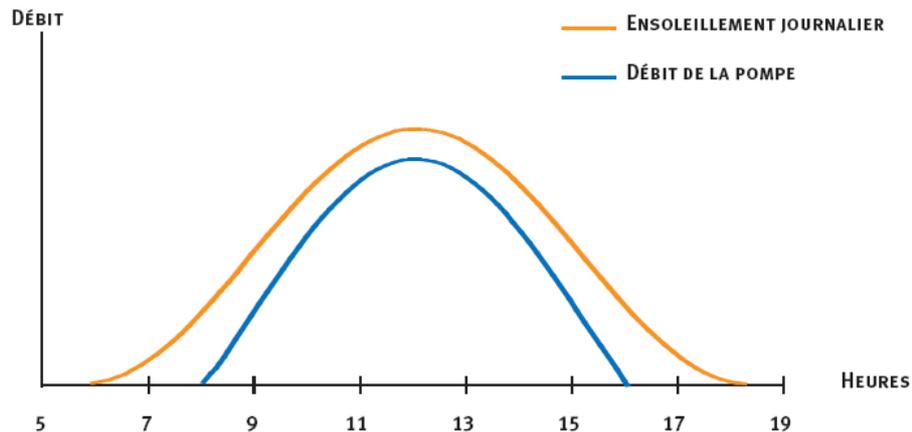
### **II.1.1 Principes du pompage solaire**

La caractéristique de l'énergie solaire est d'être périodique (jour/nuit), continuellement variable en fonction de l'ensoleillement au cours d'une journée. Aussi faut-il en général un stockage tampon afin de pouvoir utiliser des récepteurs, consommateurs d'électricité, quel que soit le moment souhaité. Le pompage solaire est une exception, il est en effet relativement facile de stocker l'énergie potentielle de l'eau dans un réservoir surélevé, alternative largement moins onéreuse et plus fiable qu'un stockage par accumulateurs électriques, car les batteries ont une durée de vie limitée et nécessitent un entretien périodique.[28]

Par la variation de vitesse, et donc du débit, le pompage permet d'utiliser directement une puissance continuellement variable, celle issue des modules photovoltaïques. Le débit de pompage va évoluer avec l'intensité de l'ensoleillement : c'est ce que l'on appelle le pompage "au fil du soleil" (Figure II.2 suivante). Le débit maximum de la pompe, exprimé en  $m^3/h$ ,

obtenu généralement à midi est environ le sixième du débit journalier. Pour une pompe volumétrique, le couple est constant : la puissance absorbée sera proportionnelle à la vitesse de rotation (Puissance = couple\*vitesse).[28]

Il existe des situations où cet atout ne peut être mis à profit. Elles nécessitent un stockage par banc de batteries. Tel est le cas par exemple des petites unités de pompage à usage domestique.



**Figure II.2 :** Pompage au fil du soleil pendant une journée.

## II.2 Configuration typique d'un système de pompage photovoltaïque

La configuration d'un système de pompage PV est déterminée par la définition du type de générateur photovoltaïque, le type de pompe et le type de moteur; ainsi que le type de conditionnement de puissance. On peut distinguer les types de systèmes de pompage photovoltaïques suivants:

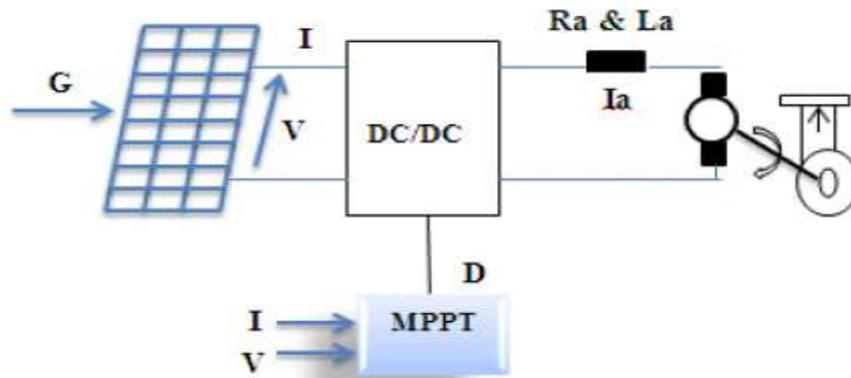
### II.2.1 Systèmes de petite puissance (50-400W)

Dans ce type de systèmes, il est utilisé principalement un moteur à courant continu entraînant une pompe centrifuge ou à déplacement positif. Entre le générateur PV et le moteur/pompe on intercale un convertisseur DC/DC pour améliorer son adaptation. Les applications de cette configuration est généralement destinée au pompage des volumes d'eau pouvant atteindre jusqu'à 150 m<sup>3</sup>/Jour. [7]

Les principaux constituants de ces systèmes sont (figure II.3 suivante):

- ☑ Le Générateur photovoltaïque
- ☑ le convertisseur DC/DC (facultatif)

- ☒ Moteur à courant continu
- ☒ Pompe
- ☒ Entrepôt de stockage (facultatif)



**Figure II.3 :** Système de petite puissance.

La figure II.3 montre le schéma simplifié d'un système de pompage utilisant le moteur à courant continu. Le couplage est direct (sans stockage électrique) avec optimisation du générateur par un hacheur adaptateur de puissance commandé par son rapport cyclique. L'installation ainsi définie nécessite une électronique relativement simple mais présente l'inconvénient du moteur à courant continu: un entretien régulier.

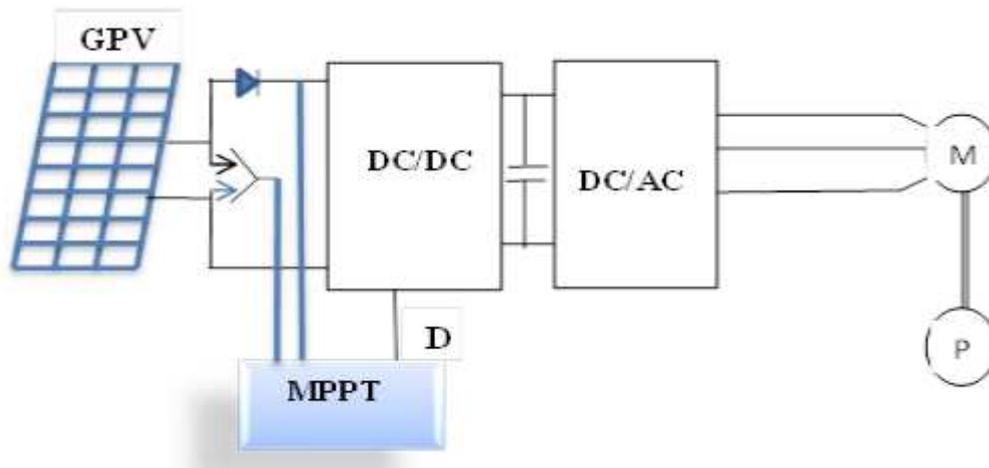
### II.2.2 Les systèmes de moyenne puissance (400-1500 W)

Composé essentiellement d'une pompe, type immergée centrifuge, entraînée par un moteur à induction à courant alternatif via un convertisseur DC/AC triphasé travaillant à fréquence variable, comme le montre la figure ci-dessous. Un convertisseur DC/DC est généralement intercalé entre le générateur PV et le convertisseur DC/AC pour l'adaptation d'impédance et la recherche du point de puissance maximale (MPPT). Ces types de systèmes sont caractérisés par leur haute fiabilité ainsi que de leur large utilisation depuis les premières installations de pompage photovoltaïque. Les volumes d'eau pouvant être pompés varie entre 150 jusqu'à 1500 m<sup>3</sup>/Jour. [7]

Les éléments clés de ces types de systèmes sont (figure II.4 suivante):

- ☒ Générateur photovoltaïque
- ☒ Le convertisseur DC/DC (MPPT)
- ☒ Le convertisseur DC/ AC
- ☒ Moteur AC

- ☒ Pompe immergée
- ☒ Entrepôt de stockage (facultatif)



**Figure II.4** : Système de moyenne puissance.

Les petites installations solaires photovoltaïques autonomes diffèrent des installations raccordées ou avec groupes électrogènes en ce sens que :

- le courant généré est un courant continu très basse tension et non un courant alternatif basse tension à 230 volts,
- l'électricité est généralement stockée dans des batteries,
- l'électricité est produite sur place au moyen de modules photovoltaïques,
- leur rentabilité n'est garantie qu'au prix d'une utilisation efficace de l'électricité produite.

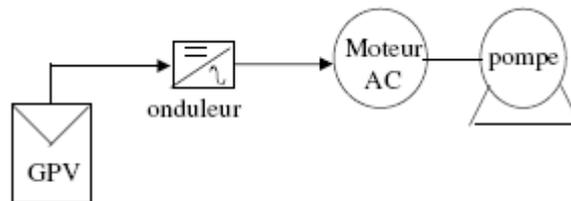
### II.3 Convertisseurs DC/AC couplés au réseau

L'alimentation du convertisseur est la puissance DC du générateur photovoltaïque ou la batterie. A la sortie on récupère la puissance AC qui sera utilisée pour les charges alternatives ou injectée dans le réseau. L'efficacité des onduleurs dépend du courant de charge pour que la puissance de sortie devienne maximale. elle peut être élevée à 95% mais peut être plus basse que (75-80%) si l'onduleur fonctionne sous la partie de charge. La majorité des onduleurs, pour les applications photovoltaïques, peuvent être classifiés en trois catégories :[12]

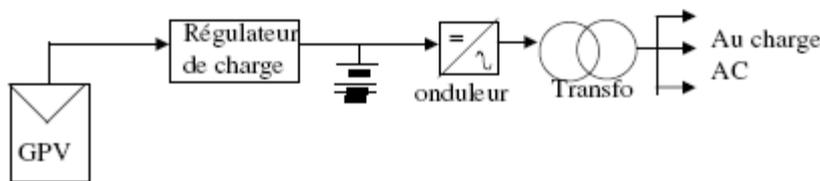
- Onduleurs à fréquence variable : qui sont utilisés pour les systèmes autonomes surtout dans les systèmes photovoltaïques de pompage. Les deux suivants types sont convenables pour les systèmes connectés aux réseaux :
- Onduleurs auto- commutatif à fréquence fixe.

- onduleurs à fréquence fixe (redresseurs qui fonctionnent en régime onduleurs). La figure II.5) représente les différentes configurations possibles pour l'utilisation des onduleurs

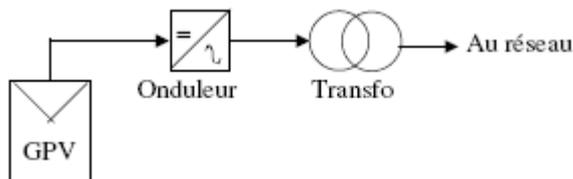
L'onduleur assume une fonction de liaison directe avec le réseau électrique et il est susceptible de causer de graves dommages : il doit donc répondre à des impératifs concernant la qualité du courant (tension, fréquence, déphasage), la sécurité (risque de production sur le réseau lorsque ce dernier est coupé) et de fiabilité (les performances ne doivent pas diminuer dans le temps).[12]



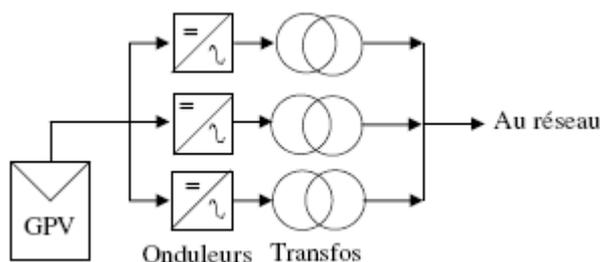
a) Système à onduleur à fréquence variable sans batterie



b) Système à onduleur auto-commuté à fréquence fixe avec batterie



c) Système PV (redresseur qui fonctionne en régime onduleur).



d) Système multi-onduleurs

Figure II.5 : Configuration des différentes variétés en onduleurs

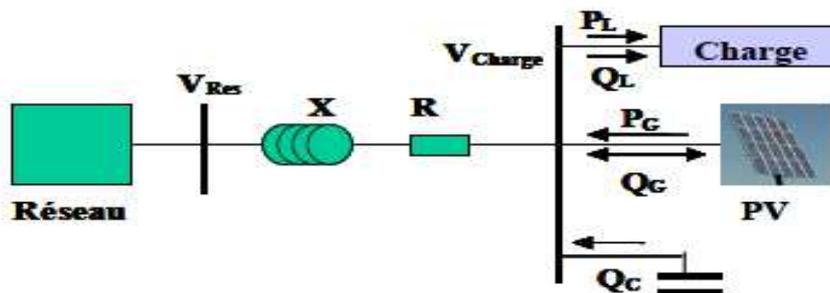
## II.4 Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau

Les problèmes concernant l'interconnexion du système photovoltaïque au réseau sont : [10]

- ✓ Le débrogage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'islanding).
- ✓ La protection contre la foudre.
- ✓ La qualité de puissance fournie au réseau.
- ✓ Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré.
- ✓ Le dosage fiable des flux de puissance.
- ✓ Risques techniques et financiers.

### II.4.1 Elévation locale du niveau de tension

Les variations de tension d'un réseau électrique dépendent des caractéristiques de ce réseau ainsi que du nombre et de la nature des installations électriques raccordés à ce réseau (Figure II.6). Les installations consommatrices d'énergie auront tendance à provoquer des baisses de tension alors que les installations de production auront tendance à générer des hausses de tension. Ces élévations de tension seront d'autant plus notables qu'il y aura beaucoup de PV et peu de charges. [13]



**Figure II.6 :** Détermination de la chute de tension dans une ligne en présence de PV

Sur un réseau de distribution en présence d'installations PV, la chute de tension  $\Delta V$  entre le réseau amont et le point de raccordement d'une installation PV via une ligne est déterminée par la formule:

$$\Delta V_l = \frac{R_l (P_G - P_L) + X_l (Q_G - Q_L - Q_C)}{U_n} \quad (\text{II.1})$$

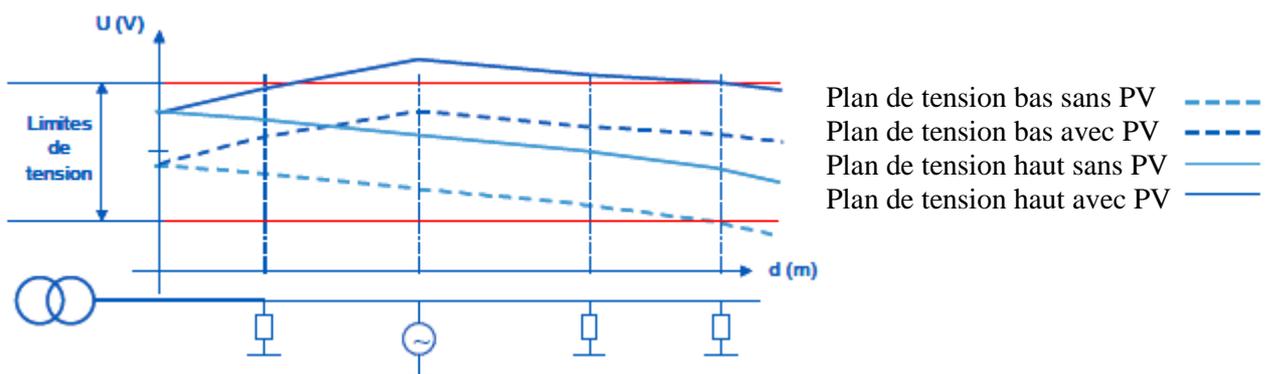
Où :  $R_l$ ,  $X_l$  sont la résistance et la réactance totale de la ligne.

$P_G$ ,  $Q_G$  sont les puissances active et réactive fournies par PV.

$P_L$ ,  $Q_L$  sont les puissances active et réactive de consommation.

$Q_C$  est la puissance réactive du dispositif de compensation.

Dans le réseau de distribution, la puissance active injectée par un système PV joue un rôle important dans la variation de la tension car la résistance linéique est plus importante que la réactance linéique  $R \gg X$ . [13]



**Figure II.7 :** Exemple de variations de tension sur un réseau BT en fonction de la présence de production PV.

## II.5 Classification des pompes

### II.5.1 La pompe volumétrique

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à la l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement.

Les pompes volumétriques incluent les pompes à vis, les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à diaphragme .Les deux derniers types sont utilisés dans les puits ou les forages profonds (plus de 100mètres).L'entraînement est habituellement assuré par un arbre de transmission très long, à partir d'un moteur électrique monté en surface. [15]

### II.5.2 Pompes centrifuges

Le mouvement du liquide est rigoureusement normal à l'axe, car il pénètre au centre de la roue et est projeté vers l'extérieur par l'action combinée de la force centrifuge et des aubes du rotor. La volute du corps transforme la vitesse acquise par le liquide en pression.

Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante. [15]

## II.6 Systèmes hybrides

Les systèmes hybrides consistent en l'association de deux ou plusieurs technologies complémentaires de manière à accroître la fourniture d'énergie.

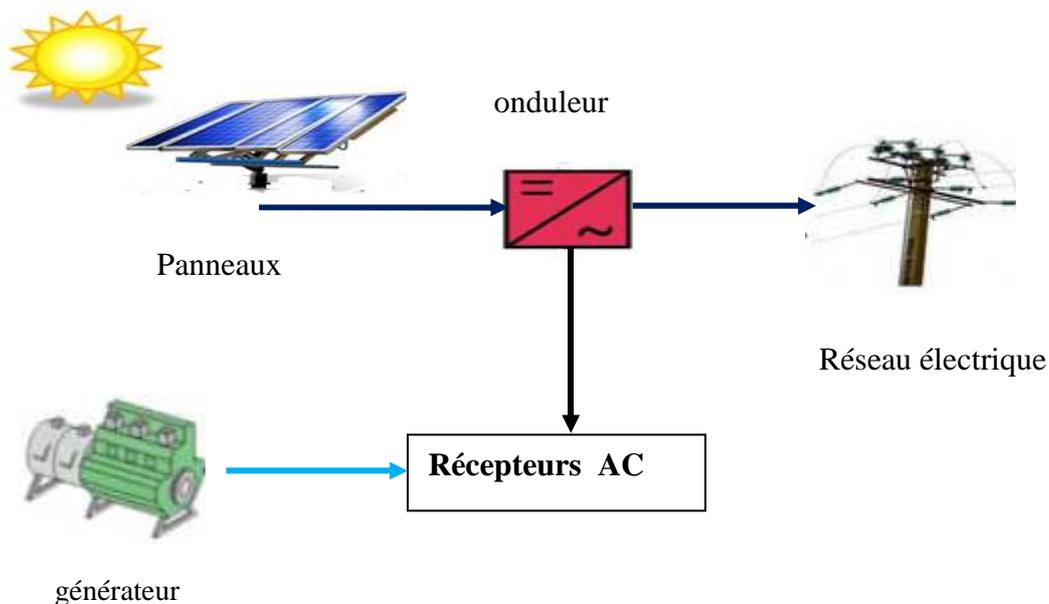
La source d'énergie comme le soleil peut permettre de parvenir à une production électrique plus continue dans le temps.

Les systèmes hybrides fonctionnent tels que, la charge est alimentée par les panneaux solaires (le jour) et elle peut être alimentée directement par le réseau électrique ou le générateur diesel.

Lorsque les panneaux solaires ne fonctionnent pas, on utilise dans ce cas le réseau électrique.

Les systèmes autonomes contiennent souvent des batteries mais elles sont trop chères, c'est pour cela qu'on utilise le groupe électrogène dans le système PV parce qu'il joue un rôle important du point de vue économique.

La figure (II.8) illustre le principe d'un système photovoltaïque hybride.



**Figure II.8 :** Schéma synoptique d'un système hybride

## II.7 Groupe électrogène

Un groupe électrogène est une machine composée d'un moteur diesel à combustion interne qui transforme, à l'aide d'un alternateur, l'énergie mécanique en énergie électrique par le biais d'un courant alternatif. Autrement dit, un groupe électrogène est un générateur d'énergie électrique.

Un élément essentiel des groupes électrogènes est leur tableau électrique, qui regroupe les systèmes de contrôle et de protection et joue le rôle d'unité intelligente de la machine : elle en gère le fonctionnement et nous fournit des renseignements sur le moteur, l'alternateur, le réseau et la charge. [14]

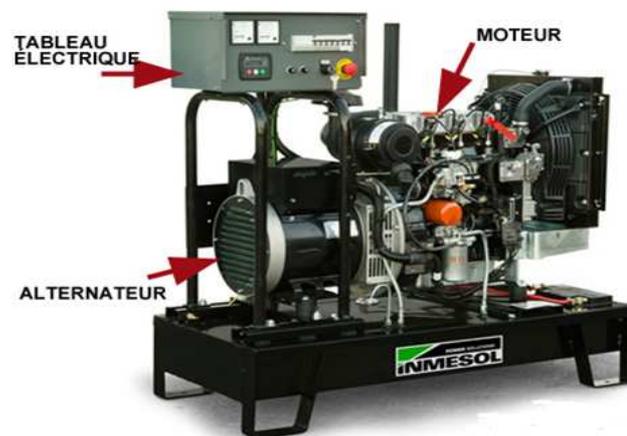


Figure II.9 groupe électrogène

### Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les différentes topologies utilisées pour les systèmes de pompage solaire avec stockage et leurs composants onduleur pompe et groupe électrogène. On a présenté aussi les problèmes de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau.

# Chapitre III

Dimensionnement du système de pompage PV

**Introduction**

Dans ce chapitre, nous présenterons une méthode analytique de dimensionnement des systèmes de pompage photovoltaïque basée sur les modèles présentés précédemment.

Deux méthodes de dimensionnement sont applicables: la méthode graphique et la méthode analytique qui sera l'objet de notre étude. Elle prendra en compte l'évaluation des besoins d'eau, le calcul de l'énergie hydraulique nécessaire, la détermination de l'énergie solaire disponible et le choix des composants.

**III.1 Dimensionnement du système de pompage PV**

Le dimensionnement des systèmes PV est une tâche très importante et en même temps très compliquée dans l'alimentation des consommateurs en énergie électrique solaire. Le dimensionnement consiste en la détermination de la taille des différents éléments constituant la chaîne photovoltaïque. La détermination de la taille du système PV nécessite une connaissance très poussée du gisement solaire du site en question et un choix convenable des équipements à utiliser pour satisfaire la demande des consommateurs.

Le dimensionnement d'une installation reliée au réseau public est un problème qui dépend essentiellement du coût de l'installation.

Les systèmes de pompage PV sont en général des systèmes PV au fil du soleil. Ces systèmes peuvent être en courant continu pour les faibles puissances et en courant alternatif pour les fortes puissances. Les éléments principaux d'un tel système sont (figure.III.1) :

Le générateur PV, le moteur, la pompe, l'onduleur (pour les applications en courant alternatif) et le réservoir.[9]

Le fonctionnement de ces systèmes est lié à la présence de l'ensoleillement. Le stockage est réalisé à l'aide des réservoirs qu'on utilise durant les périodes non ensoleillées. [9]

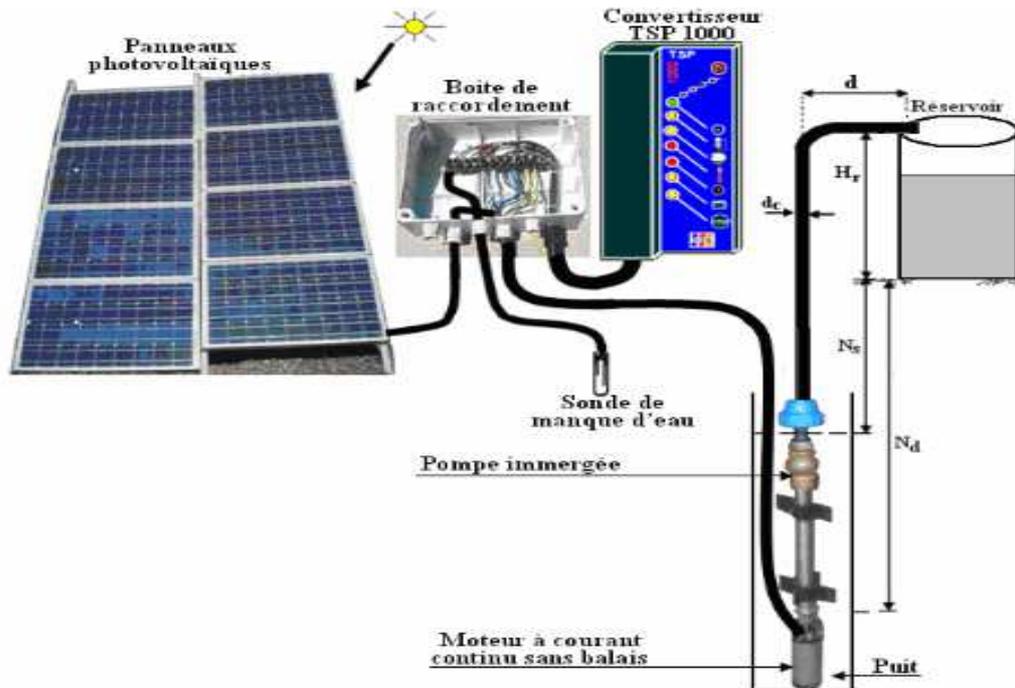


Figure III.1 : Schéma du système de pompage PV

## III.2. Méthode de dimensionnement

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage sont :

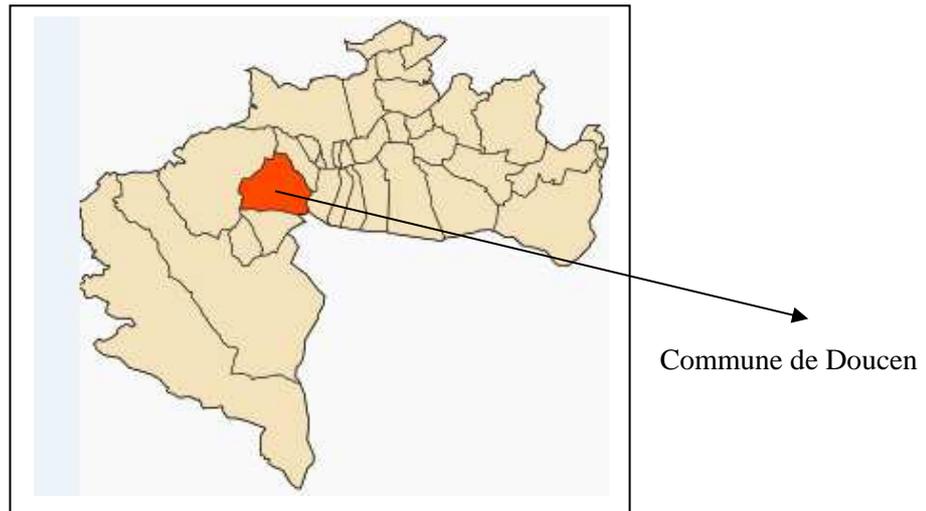
- .1- Identification du site de l'application ; lieu , données météorologiques...
- .2- Evaluation des besoins en eau.
- .3- Choix et dimensionnement de la pompe.
- .4- Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire.
- .5- Détermination de l'énergie solaire disponible.
- .6- Choix de l'onduleur.
- .7- Plan de câblage: détermination des accessoires de câblage et des Sections de câbles.

En suivant ces étapes, nous allons essayer de caractériser les différents composants du système.

### III.2.1 Identification du site : commune de Doucen

.a **Commune de Doucen** : Doucen est une ville située à 480 km d'Alger au Sud-est du pays. Elle contient 44 000 habitants. Sa superficie est de 629,43 km<sup>2</sup>.

La figure suivante montre la situation géographique de l'application : site Doucen.



**Figure III.2 :** Situation géographique de la commune de Doucen - wilaya de Biskra

Le tableau suivant présente les données géographiques du site de Doucen.

**Tableau III.1 :** Caractéristique géographiques du site de Doucen

<b>Nom du site</b>	Doucen
<b>Latitude</b>	34°37'17" Nord
<b>Longitude</b>	5°6'18" Est
<b>Altitude</b>	177m
<b>Albédo</b>	0,2

L'angle d'inclinaison optimale est de : 33 degrés.

L'angle d'irradiation(horizontal): 0.0 degrés

Les bases de données des radiations solaires employées:

Extraites du logiciel PVGIS-CMSAF

**.b- Donnée météorologiques**

Les données météorologiques du site d'application, sont indiquées ci-dessous.

**Tableau III.2** : Irradiation set températures mensuelles du site [16]

Mois	Irradiation Global $I_{rr}$ (Wh/m <sup>2</sup> .j)	Temperature T [°C]
Janvier	3.21	12,13
Février	4.25	10,80
Mars	5.83	17,06
Avril	6.52	21
Mai	7.41	26,29
Juin	7.99	33,77
Juillet	7.96	35,87
Aout	7.18	35,48
Septembre	5.62	29,23
Octobre	4.7	24,25
Novembre	3.52	18
Décembre	2.88	12,87
Année	5.6	20

**III.2.2 Evaluation des besoins en eau**

La détermination des besoins en eau pour une utilisation donnée dépendes essentiellement de son mode de vie.

- **Données du forage** : Le forage choisi pour notre étude présente les caractéristiques suivantes :

**Tableau III.3:**données du forage choisi à Doucen[17]

<b>Profondeur du forage</b>	180 m
<b>Débit de la nappe phréatique</b>	104 l/s
<b>Niveau statique</b>	65 m
<b>Niveau Dynamique</b>	75 m
<b>Diamètre</b>	40 cm

Les besoins en eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, des facteurs météorologiques comme la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, la saison de l'année considérée et de la méthode de l'irrigation. Cependant, il est important de se baser sur la pratique et l'expérience locale.

La capacité du réservoir sera déterminée selon les besoins en eau journalières et l'autonomie requise du système.

**III.2.3 Choix et dimensionnement de la pompe**

**III.2.3.1 Choix de la pompe**

Le dimensionnement d'un système de pompage doit être fait avec grande attention. Il faut tenir compte des différents paramètres énumérés sur le tableau III.4.

**Tableau III.4** : paramètres de sélection d'un système de pompage [11]

1	Est-ce qu'il s'agit d'un forage, d'un cours d'eau,.....
2	S'il s'agit d'un forage, quel est son diamètre
3	Profondeur du forage ou puits en mètre (m)
4	Niveau statique du forage en mètre(m)
5	Niveau dynamique du forage en mètre(m)
6	Débit horaire du forage ou puits à rabattement en m <sup>3</sup> / h
7	Rabattement en mètre (m)
8	Longueur horizontale
9	Diamètre intérieur de la canalisation horizontale en mètre ( si existante )
10	Débit minimum désiré en m <sup>3</sup> par jour pendant la période la plus ensoleillée
11	Débit minimum désiré en m <sup>3</sup> par jour pendant la période la moins ensoleillée
12	Période d'utilisation

La classification des pompes peut se faire selon différents critères

-  **Conception** : Centrifuge ou déplacement positif
-  **Position dans le système** : De surface ou Immersée
-  **Type de moteur d'entraînement** : à courant continu ou à courant alternatif

Les pompes centrifuges sont généralement utilisées pour les puits profonds et les débits importants. Alors que les pompes à déplacement positif sont par contre utilisées pour les débits faibles.

Quand au moteur, le CC est généralement plus efficace et plus facile à utiliser pour un système PV, mais malheureusement moins accessible financièrement que le CA. Ce dernier nécessite ce pendant l'utilisation d'un onduleur pour fonctionner avec les systèmes PV.

- **Choix de la pompe selon la HMT et le débit demandés**

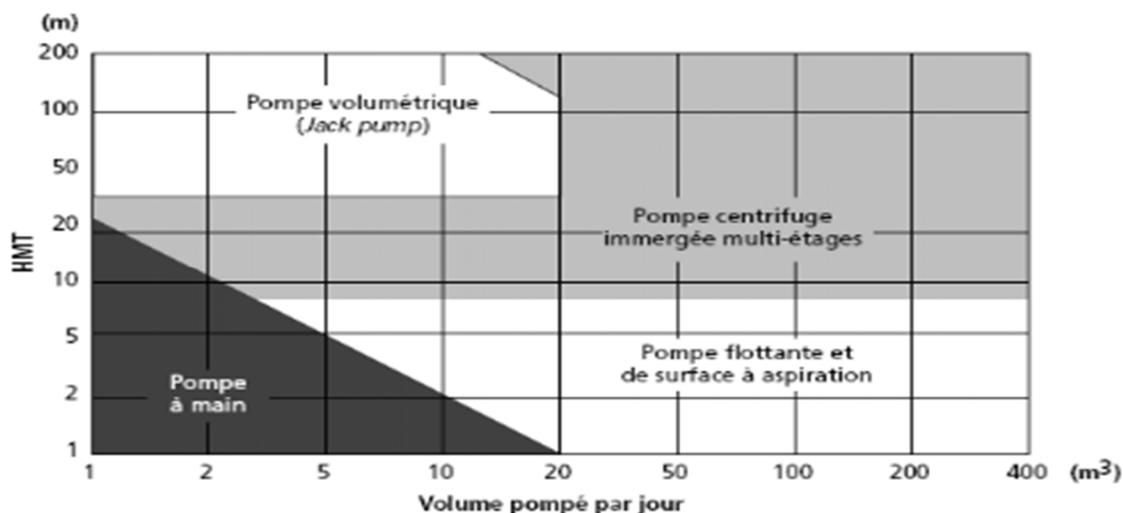
Pour de petites HMT et de faibles débits journaliers ( $HMT \cdot Q < 25 \text{ m}^3/\text{j}$ ), les pompes à main peuvent s'avérer plus intéressantes. On utilisera alors un seau pour pomper l'eau. L'utilisation de pompes mécaniques sur cette plage d'utilisation se limitera principalement aux pompes volumétriques de faible puissance.

Pour les hauteurs de moins de 7 mètres, l'emploi de pompes à aspiration sera préféré. Cette pompe est généralement de type centrifuge à ailettes. Pour de faibles débits et une puissance disponible variable (par exemple, couplage éolien), l'emploi d'une pompe à cavité (volumétrique) permet un débit plus constant.

Pour une HMT moyenne, comprise entre 10 et 50 mètres, la pompe immergée centrifuge est généralement la plus efficace. Mais son rendement est très étroitement lié à la HMT et son dimensionnement est critique.

Pour les HMT supérieures à 35 mètres et de faibles débits journaliers ( $< 20 \text{ m}^3$ ), la pompe volumétrique sera la plus utilisée, surtout si une forte variation du rabattement de la nappe (donc de la HMT) est constatée.

Pour des débits plus élevés, l'emploi d'une pompe centrifuge est souvent le seul choix possible.[18]



**Figure III.3** :Sélection du type de pompe

- **types de moteur d’entraînement**

Le moteur d’un groupe motopompe convertit l’énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. Dans ce dernier cas, un convertisseur électronique ou un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu provenant d’un générateur photovoltaïque en courant alternatif. Pour cette raison, le choix d’un moteur à courant continu peut sembler, de prime abord, plus intéressant, mais nous allons voir que l’évolution de convertisseurs électroniques efficaces permet également de choisir des moteurs alternatifs efficaces et, surtout, moins coûteux.

Le tableau III.5 présente quelques avantages et inconvénients des moteurs électriques [7]

**Tableau III.5** : résumé des avantages et des inconvénients des moteurs.

Type de moteur	Les avantages	Les inconvénients
<b>Moteur à courant continu</b>	-Simple et efficace pour les faibles charges. -Ne nécessitant pas un circuit de commande compliqué	Les balais doivent être Remplacé Périodiquement -
<b>Moteur à courant alternative</b>	- De larges gammes disponibles pour de larges gammes de charge -Moins cher que le moteur à courant continu	-Moins efficace que le moteur à courant continu -Nécessités un onduleur -

- **Caractéristiques de la pompe centrifuge**

La pompe utilisée pour notre étude présente les caractéristiques suivantes :

**Tableau III.6** : Caractéristiques de la pompe immergées multi-étages

Modèle	AIGLE 6SPC30-12
<b>Puissance nominale</b>	11 KW
<b>Tension</b>	400 V
<b>Courant</b>	25 A
<b>Débit nominale</b>	6.6 l/s
<b>Rendement</b>	62 %
<b>cos (<math>\varphi</math>)</b>	0.7

- Dimensionnement des tuyauteries

Le diamètre des tuyauteries peut être estimé en utilisant des tableaux ou des graphes qui expriment les pertes par frottements en fonction du débit pour chaque diamètre de la tuyauterie.

En pratique, il se présente le problème de fixer la hauteur dynamique Hd pour des considérations économiques. En effet, si nous augmentons le diamètre D de la tuyauterie, hd diminue. Economiquement parlant, une augmentation de D suppose une augmentation des dépenses d'installation, mais en même temps une diminution des pertes d'énergie. Le diamètre le plus économique sera celui qui réduit au minimum la somme des coûts de la tuyauterie et de l'énergie perdue par frottements . Il est possible d'obtenir analytiquement les diamètres des tuyauteries de pompage qui s'approximent à ceux qui minimisent les coûts des installations par la formule de Bresse. [11],[19]

$$D = K \sqrt{Q} \tag{III.1}$$

D : diamètre de la tuyauterie (m)                      K : coefficient qui varie de 0,75 à 1,40

Q : débit crête de la pompe (m<sup>3</sup>/s)

Calcul diamètre de la tuyauterie

$$D = 1,35 \sqrt{0,0066} = 0,11 \text{ m}$$

$$= 11 \text{ cm}$$

D : diamètre de la tuyauterie (m)                      K : coefficient qui varie de 0,75 à 1,40

Q : débit crête de la pompe (m<sup>3</sup>/s)

**Tableau III.7** :Caractéristiques de la tuyauterie

<b>Matière</b>	<b>PEHD</b>
<b>Diamètre</b>	11 cm
<b>Longueur</b>	95 m

### III.2.3.2 Fonctionnement d'une pompe centrifuge

#### - Point de fonctionnement

Le point de fonctionnement de la pompe est le couple HMT/Débit correspondant au fonctionnement de la pompe compte tenu des pertes de charge dans le circuit hydraulique. Lors de l'installation de la pompe un point de fonctionnement sera trouvé, débit et HMT vont s'équilibrer.

Si l'on veut connaître à l'avance ce point de fonctionnement il faut réaliser un graphe représentant la courbe caractéristique du circuit hydraulique. Ce graphe est tracé en calculant les pertes de charge pour différents débits fictifs dans le circuit hydraulique.

Le point d'intersection de cette courbe avec la courbe caractéristique de la pompe donne le point de fonctionnement de la pompe sur ce circuit hydraulique. [18]

Calcul des pertes de charges (Annexe A) : [20]

$$\Delta h = J \times L_t \quad (\text{III.2})$$

**Tableau III.8 :** Tableau H(Q) de la pompe centrifuge et la caractéristique du point de fonctionnement

Q (l/s)	$L_t$ (m)	J(m/ml)	$\Delta h$ (m)	Hg(m)	HMT(m)	H (mCE)	$\eta$ (%)
0	95	0	0	85	85	115	0
3,3	95	0,0025	0,24	85	85,24	113	47
5	95	0,0054	0,51	85	85,51	105	58
6,6	95	0,0085	0,81	85	85,81	95	62
8,3	95	0,0123	1,17	85	86,17	80	68
10	95	0,177	1,68	85	86,68	60	69

$\eta_m$  (%): rendement de la pompe

$\Delta h$  : pertes de charges(m)

Hg : Hauteur géométrique (m)

HMT : Hauteur Manométrique Totale (m)

Q :Débit de la pompe (l/s)

$L_t$  : longueur de la tuyauterie (m)

H : La pression (mCE)

J : coefficient de pertes de charges (m/ml)

La figure (III.3) illustre le tracé du faisceau de courbes H(Q) et la caractéristique HMT(Q), et la caractéristique  $\eta$  (%) (Q).

L'intersection entre les deux caractéristiques **HMT** et Q représente le point de fonctionnement de la pompe.

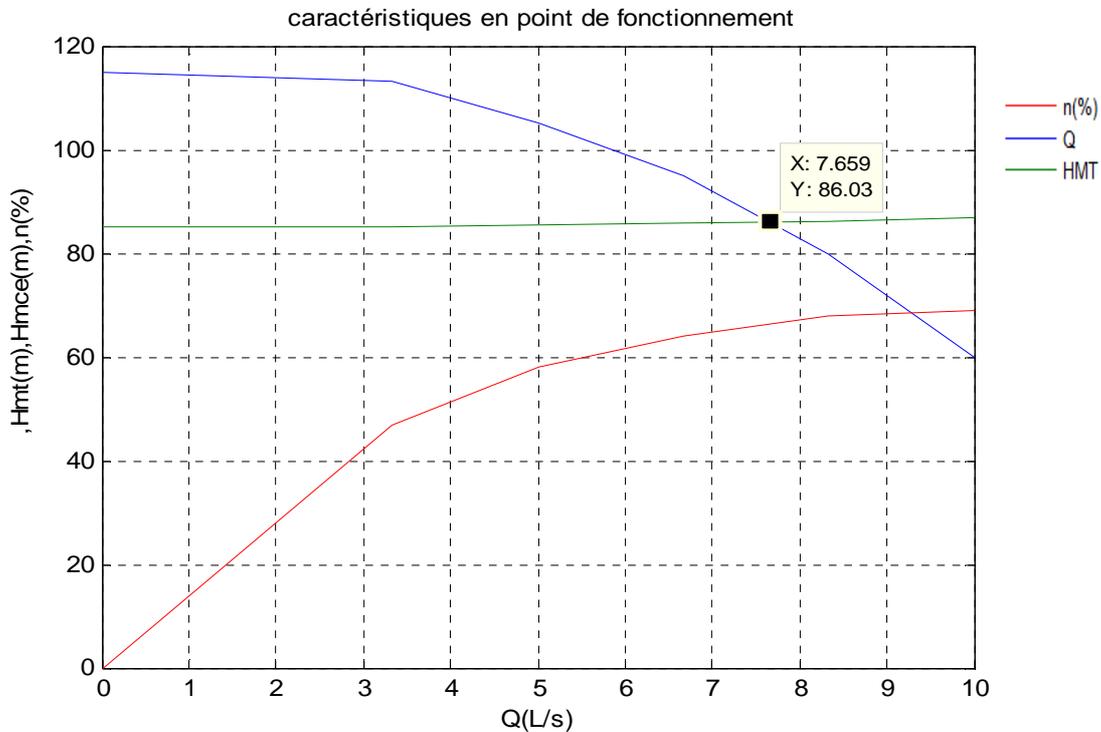


Figure III.4 : Point de fonctionnement de la pompe

D'après cette figure on détermine le point de fonctionnement de la pompe :

M(Q, HMT) avec Q = 7,6l/s et HMT = 86m.

### III.2.4 Calcul de l'énergie hydraulique

L'énergie hydraulique quotidienne requise en Wh est donnée par l'équation suivante:[9]

$$E_{hy} = K_H * Q_j * HMT \tag{III.3}$$

Où

**Qj** : débit (m<sup>3</sup> /h)

**HMT**: hauteur manométrique totale

**K<sub>H</sub>**: est la constante hydraulique, donnée par:

$$K_H = \rho * g = \frac{9,81[m.s^{-2}] * 1000 [kg/m^3]}{3600 [s/h]} = 2,725 kg.s.h/m^2 \tag{III.4}$$

Avec

$\rho$ : est la densité de l'eau ( $1000\text{kg/m}^3$ ) et

$g$ : la constante de la gravité ( $\text{m/s}^2$ ).

L'énergie électrique  $E_{\text{elect}}$  en Wh est donnée par l'équation suivante:

$$E_{\text{elect}} = E_{\text{hy}} / \eta_m \quad (\text{III.5})$$

Où

$\eta_m$ : rendement de la pompe

- **Détermination de la hauteur manométrique**

La hauteur manométrique totale est donnée par:

$$\text{HMT} = H_g + \Delta h \quad (\text{III.6})$$

Où

$H_g$ : est la hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation.

$$H_g = H_s + R_m \quad (\text{III.7})$$

avec

$H_s$ : est le niveau statique du puits (distance du sol à la surface de l'eau avant pompage)

$R_m$ : Le rabattement c'est la différence entre le niveau dynamique et le niveau statique

$\Delta h$ : Les pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites ; elles sont fonction de la distance des conduites, de leur diamètre et du débit de la pompe. Le diamètre est calculé afin que ces pertes de charges ne dépassent pas 10% de la hauteur géométrique totale.[9]

L'énergie hydraulique quotidienne requise en kWh est donnée par l'équation suivante:

$$E_{\text{hy}} = 2,725 * Q_j * \text{HMT} = 2,725 * 27.36 * 86 = 6,4118 \text{ kWh}$$

$$E_{\text{elect}} = E_{\text{hy}} / \eta_m = \frac{6,4118}{0.64} = 10,01 \text{ kWh}$$

### III.2.4.1 Calcul de l'énergie consommée par la pompe (en kWh/j)

Le besoin journalier en énergie est donc égal au produit de la puissance consommée par l'application, par le temps d'utilisation par jour.[21]

Pour calculer le besoin journalier en énergie d'une application, on utilise la formule suivante :

$$E_i = P_i \times t_i \quad (\text{III.8})$$

Avec :

$E_i$  : énergie consommée par jour (Wh/j)

$P_i$  : la puissance consommée(W)

$t_i$  : temps d'utilisation par jour(h)

application:

$$E_i = 10,01 \times 10 = 100,1 \text{ kWh/j}$$

### III.2.5 Choix de l'onduleur

Pour le choix de l'onduleur on se base sur les données du matériel photovoltaïques inclus dans la base des données du logiciel PVSYST 5.74.

En tenant compte des caractéristiques et des conditions de l'utilisation de l'onduleur on utilise l'onduleur :

**Onduleur:** STECA 400V-11000W

#### III.2.5.1 Calcul de l'énergie à produire pour l'alimentation électrique

L'efficacité de l'onduleur est donnée entre 80 % et 95 %. Pour nos calculs nous avons choisi une efficacité de 90%. Il faut rajustez cette valeur au besoin, lorsque on choisit le modèle de l'onduleur.[22]

#### III.2.5.2 L'énergie produit journalière

$$E_p (\text{Energie produite}) = \frac{\text{consommation journalière}}{\text{efficacité de l'onduleur}} \text{Wh/j} = \frac{E_i}{0.9} \quad (\text{III.9})$$

$$E_p = \frac{100,1}{0,9} = 111,22 \text{ kWh/j}$$

### III.2.6 Caractéristique des modules photovoltaïque

#### III.2.6.1 Calcul de la puissance crête $P_c$ du générateur photovoltaïque

La puissance crête  $P_c$  de modules (en W) est donnée par la formule suivante: [23]

$$P_c = \frac{\text{Énergie produite}}{K_c \cdot I_{rr}} \quad (\text{III.10})$$

**$P_c$**  : puissance crête en Watt crête (Wc)

**$E_p$** : Énergie produite par jour ( Wh/j)

**$I_{rr}$**  :Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m<sup>2</sup>/jour).

Pour la région de Biskra  $I_{rr} = 5,6$  Wh/m<sup>2</sup>/jour

$K_c$ : Coefficient correcteur ; il tient compte de toutes les pertes dans le système.

Généralement entre 0,5 et 0,77.

$$P_c = \frac{111,22}{0,77 \cdot 5,6} = 25,79 \text{ kW}$$

#### III.2.6.3 Tension de fonctionnement

##### III.2.6.3.1 Tension nominale du système photovoltaïque

La tension du champ photovoltaïque à retenir dépend :[21]

- ✚ du type d'application.
- ✚ de la puissance photovoltaïque du système.
- ✚ de la disponibilité des matériels (modules et récepteurs).
- ✚ de l'extension géographique du système.

#### III.2.6.4 Le module du système photovoltaïque

Selon le choix de la puissance de la pompe et pour avoir la quantité d'eau pompée pour un éclairage et une température donnée, on peut dimensionner le générateur photovoltaïque par le choix de la meilleure combinaison entre les types et les nombres des modules.

On choisit les panneaux de puissance  $P = 1088 \text{ W}$ .

La tension des modules est choisie par rapport à la puissance des panneaux considérés :

**Tableau III.9** : Tension recommandée pour les systèmes photovoltaïques.[20]

<b>Puissance du champ photovoltaïques</b>	0-500 W c	500 W c -2 kW c	2-10 kW c	>10 kW c
<b>Tension recommander</b>	12 VDC	24 VDC	48 VDC	>48VDC

On utilise des tensions plus élevées en fonction de la grandeur de la puissance crête et des charges.

Les caractéristiques des modules PV choisi sont données dans le tableau suivant :

**Tableau III.10** : Caractéristiques du module PV.

<b>Modèle</b>	<b>SI 1088T2 / SIT</b>
Poids	90 kg
Puissance nominale	1088 W
Tension en circuit ouvert	370 V
Courant de court-circuit	5,1 A
Tension à Puissance max	264 V
Courant à Puissance max	4.13 A
Nombre de cellules par module	176 cellules
Dimensions du module	11836 × 2000 mm
Nombre de diode by-pass	176

#### **III.2.6.4.1 Calcul du nombre de panneaux photovoltaïque**

A partir de la puissance crête du panneau on peut déterminer le nombre des panneaux nécessaires pour l'installation: [23]

**.1- Nombre de panneaux total pour l'application:**

$$N_m = \frac{P_c}{P_{\text{mod}}} \quad (\text{III.11})$$

Avec :

**P<sub>c</sub>** : puissance du champ PV

**P<sub>mod</sub>** : puissance du module

$$N_m = \frac{25,79}{1088} = 23,7 \quad \text{donc} \quad N_m = 24 \text{ panneaux}$$

**.2- Nombre de panneaux en série:**

$$N_s = \frac{U_c}{U_{\text{mod}}} \quad (\text{III.12})$$

Avec :

**U<sub>c</sub>** : Tension aux bornes de la charge

**U<sub>mod</sub>** : Tension aux bornes d'un module

$$N_s = \frac{400}{222} = 2 \quad \text{donc} \quad N_s = 2$$

**.3- Nombre de panneaux en parallèle:**

$$N_p = \frac{N_m}{N_s} \quad (\text{III.13})$$

$$N_p = \frac{24}{2} = 12 \quad \text{donc} \quad N_p = 12$$

**III.2.6.4.2 Calcul de la surface occupée par les panneaux**

La surface totale des panneaux photovoltaïques se calcule par :

$$\text{SurT} = \text{SurU} \cdot N \quad (\text{III.14})$$

Avec :

SurU : surface unitaire d'un panneau, et N le nombre de panneaux.

$$\text{SurT} = 11,836 \times 2 \times 12 = 284,064 \text{ m}^2$$

Donc il faut une surface minimale de **284 m<sup>2</sup>** pour le champ photovoltaïque.

**III.2.7 Choix des câbles**

C'est dans la partie courant continu de l'installation que les intensités sont les plus importantes. C'est donc dans cette partie que se pose le problème des pertes par effet joules et des chutes de tensions dans les câbles.

Alors on doit déterminer les sections des câbles entraînant le moins de chute de tension possible entre les panneaux et l'onduleur, entre les panneaux du champ.[22]

### Données complémentaires:

Selon la norme, la chute de tension maximale entre panneaux et onduleur doit être de :

$$\Delta u\% = 1 \%$$

#### III.2.7.1 Coté DC

##### III.2.7.1.1 Détermination de la section des conducteurs entre la boîte de connexion des panneaux et l'onduleur

Le courant maximal circulant entre la boîte de connexion des panneaux et l'onduleur

$$I = \frac{P}{U} \quad (\text{III.15})$$

$$I = \frac{11000}{400} = 27.5 \text{ A}$$

La chute de tension entre la boîte de connexion des panneaux et l'onduleur  $\Delta U$  est :

$$\Delta U = U \times \Delta u(\%) = 400 \times 0,01 = 4 \text{ V}$$

Alors R maximale de la ligne sera

$$R = \frac{V}{I} \quad (\text{III.16})$$

$$R = \frac{4}{27.5} = 0,1454 \Omega$$

Donc la section du conducteur est: pour une longueur de 10 m

$$S = \frac{\rho_{\text{cu}} 2 L}{R} \quad (\text{III.17})$$

**Avec :**  $\rho_{\text{cu}}$  : est la résistivité du cuivre et  $L$  la longueur du fil de l'installation.

$$S = \frac{22.5 \times 10^{-9} \times 2 \times 10}{0.1454} = 3,10 \times 10^{-6} \text{ m}^2 = 3,10 \text{ mm}^2$$

Soit un conducteur d'une section minimale normalisée de 4 mm<sup>2</sup>

##### III.2.7.1.2 Détermination de la section des conducteurs entre les panneaux et la boîte de connexion des chaînes des panneaux

Le courant maximum circulant entre les panneaux et la boîte de connexion des panneaux

$$I = \frac{2176}{400} = 5,44 \text{ A}$$

La chute de tension entre les panneaux et la boîte de connexion des panneaux  $\Delta U$  est calculée par :

$$\Delta U = U \times \Delta u(\%) = 400 \times 0,01 = 4 \text{ V}$$

Alors R maximale de la ligne sera

$$R = \frac{4}{5,44} = 0,73 \Omega$$

Donc la section du conducteur est: pour une longueur de 16 m

$$S = \frac{22,5 \times 10^{-9} \times 2 \times 16}{0,73} = 0,98 \times 10^{-6} \text{ m}^2 = 1 \text{ mm}^2$$

Soit un conducteur d'une section normalisée de **1,5 mm<sup>2</sup>**

### III.2.7.2 Coté AC

#### III.2.7.2.1 Détermination de la section minimale des conducteurs

**ph, N et PE (moteur : 3ph, Y) :**

##### III.2.7.2.1.1 Calcul du courant nominal $I_{nom}$ et d'utilisation $I_{B1}$ du moteur

On utilise, suivant le schéma, un câble multiconducteurs « 3ph+N+PE » avec : [24]

Mode de pose : fixé en apparent ; pour  $\Theta_{max} = +40^\circ\text{C}$

Matière conductrice (Cu) ; et matière isolante (PVC)

#### a) Détermination des coefficients correspondants

-Utilisation maximale	$k_{ul}$ (donné)	$k_{ul} = 0,8$
- Simultanéité	$k_{sl}$ (un seul circuit)	$k_{sl} = 1$
- Coefficient d'extension	$k_{ex}$ (Réserve)	$k_{ex} = 1$

#### b) Courant nominal

$$I_{nom} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\varphi)} = 22,68 \text{ A} \quad (\text{III.18})$$

#### c) Courant d'utilisation

$$I_B = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \eta_m \cdot \cos(\varphi)} \cdot k_{ex} \cdot k_{sl} \cdot k_{el} = 29,26 \text{ A} \quad (\text{III.19})$$

III.2.7.2.1.2 Déterminons l'intensité assignée  $I_{n1}$  du dispositif de protection avec :

$I_n \geq I_B$  On a une protection par disjoncteur

Dans la série des valeurs normalisées du courant on choisira la valeur de  $I_n$  juste supérieure à

$I_B : I_n > I_B = 29.26 \text{ A}$  alors :  $I_n = 32 \text{ A}$

III.2.7.2.1.2.1 Choix du courant admissible  $I_z$  en fonction du dispositif de protection

On a une protection par disjoncteur donc on choisit le courant admissible égale au courant assignée :  $I_{z1} = I_{n1}$  alors :  $I_{z1} = 32$

III.2.7.2.1.2.2 Déterminons le courant admissible équivalent ( $I^\circ_{z1}$ ) :

a. Déterminons la lettre de sélection LS

Mode de pose (M dP) : " fixé en apparent " →  $LS = E$

b. Déterminons les facteurs de correction  $k_1$   $k_2$  et  $k_3$

(on ne tien pas compte du neutre chargé ou non et de la symétrie :  $k_n = k_s = 1$ )

L'installation doit être interne non enterrée (NE) et le facteur de correction est :

$k_{NE} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3$

Les facteurs de correction  $k_1$  sont donnés dans les tableaux correspondants en fonction des paramètres correspondants (Annexe B):[24]

- Influence du mode pose  $k_1$  (LS = E ; Mdp : autres cas)  $k_1 = 1$
- Influence du nombre de circuits  $k_2$  (LS = E ; un seul circuit)  $k_2 = 1$
- Influence de la température  $k_3$  (isolant : PVC ;  $\Theta_{max} = 40^\circ\text{C}$ )  $k_3 = 0.87$

Donc :  $k_{NE} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3$   $k_{NE} = 1 \times 1 \times 0.87$   $k_{NE} = 0.87$

c. Déterminons les courants admissibles équivalents

On a :

$$I^\circ_B = \frac{I_B}{K_{NE}} \quad (\text{III.20})$$

$$I^\circ_z = \frac{I_z}{K_{NE}} \quad (\text{III.21})$$

$I^\circ_B = 33,63 \text{ A}$  et  $I^\circ_z = 36,78 \text{ A}$

**d. Déterminons les sections minimales des conducteurs : ph, N et PE**

La section minimale de phase  $S_{ph1.min}$  sera déterminée en fonction de (  $LS = E$  ; isolant (PCV3) et matière (Cu) avec condition :[25][24]

$$I_{B \min} < I_B \leq I_{B \max} \quad \text{et} \quad I_{z \min} < I_z \leq I_{z \max}$$

Dans le tableau de choix des sections on choisira la valeur immédiatement supérieure à  $I_B = 33,63 \text{ A}$  et à  $I_z = 36,78 \text{ A}$  ) soit  $S_{ph} (E, PVC3, Cu)$  :

$$25 \text{ A} < 33,63 \text{ A} \leq 43 \text{ A} \quad I_{B \max} = I_{z \max} = 43 \text{ A} \rightarrow S_{ph.min} = 6 \text{ mm}^2$$

Donc :  $25 \text{ A} < 36,78 \text{ A} \leq 43 \text{ A}$

On a - section phase :  $S_{ph.min} = 6 \text{ mm}^2$

-Section du neutre SN :  $S_{N \min} = 6 \text{ mm}^2$

-Section du fil de protection SPE :

$$S_{ph.min} \leq 16 \text{ mm}^2 \quad \text{donc :} \quad S_{PE.min} = S_{ph.min} \quad S_{PE.min} = 6 \text{ mm}^2$$

On utilisera donc : - un câble multiconducteurs 3ph de  $6 \text{ mm}^2/\text{ph}$  .

- un conducteur neutre de  $6 \text{ mm}^2$  et

- un conducteur de protection PE de  $6 \text{ mm}^2$

**e. Calcul et vérification de la chute de tension relative**

La chute de tension relative admissible ( $\epsilon_{adm}\%$ ) est en fonction du type d'alimentation :[25]

- On a une alimentation à partir du transfo BTB/ BTA : cas f. é.m  $\epsilon_{adm} \leq 8\%$

La chute de tension est donnée en fonction de la tension d'alimentation (3ph) :

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (L_c \cdot I_B) \cdot \left( \frac{\rho_{cu}}{S_{ph.min}} \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \sin(\varphi) \right) \tag{III.22}$$

$$\Delta U = 12,22 \text{ v} \quad \text{Unités : } \rho (\Omega \cdot \text{m}^2/\text{m}) ; X(\Omega/\text{m}), L_c (\text{m})$$

$$\rho_{cu} = 22,5 \times 10^{-9} \Omega \cdot \text{m}^2/\text{m} \quad X = 0,08 \times 10^{-3} (\Omega/\text{m}) \quad S_{ph1.min} = 6 \times 10^{-6} (\text{m}^2)$$

$$\epsilon_{cal} = \frac{\Delta U}{U_n} \times 100 = 3,05\% \tag{III.23}$$

$$\epsilon_{cal} \leq \epsilon_{adm} = 8\% \quad \text{donc} \quad S_{ph1.min} = 6 \text{ mm}^2 \quad \text{est acceptable}$$

### II.3 Choix du groupe électrogène

Pour choisir le groupe électrogène, on va suivre les étapes suivantes :

- Le premier terme, déterminer la consommation des appareils électriques. On fait extraire les paramètres des appareils.
- Le deuxième terme, définition de la puissance du groupe électrogène, choisir par la quantité de courant continu ou alternatif.
- Ainsi, c'est l'alternateur qui définit que le groupe électrogène est monophasé en 220 V ou s'il délivre du 380 V pour le groupe électrogène triphasé.
- La dernière étape; selon ces critères, le moteur du groupe électrogène sera choisi en fonction de l'énergie nécessaire à son fonctionnement : groupe électrogène diesel ou groupe électrogène essence.

#### -Caractéristique technique d'un groupe électrogène

Le groupe électrogène choisi pour notre étude et du type d'une puissance 12,8 kW. il présente les caractéristiques suivantes :

**Tableau III.11** : Caractéristiques de groupe électrogène

<b>Modèle</b>	<b>XP-T16K-ALIZÉ®(4)</b>
<b>Tension</b>	3-PH 400 V 50HZ
<b>Puissance</b>	12.8 kW 16 kVA
<b>Courant</b>	25 A $\cos(\varphi)= 0.8$

### Conclusion

Dans ce chapitre on a présenté en premier lieu, un dimensionnement optimisé de l'installation photovoltaïque de secours et d'appoint destine a l'alimentation électrique du système pompage photovoltaïque.

nous avons choisir le montage des différents composants photovoltaïques selon les normes et les conseils d'installation.

# Chapitre IV

Simulation par PVSYST

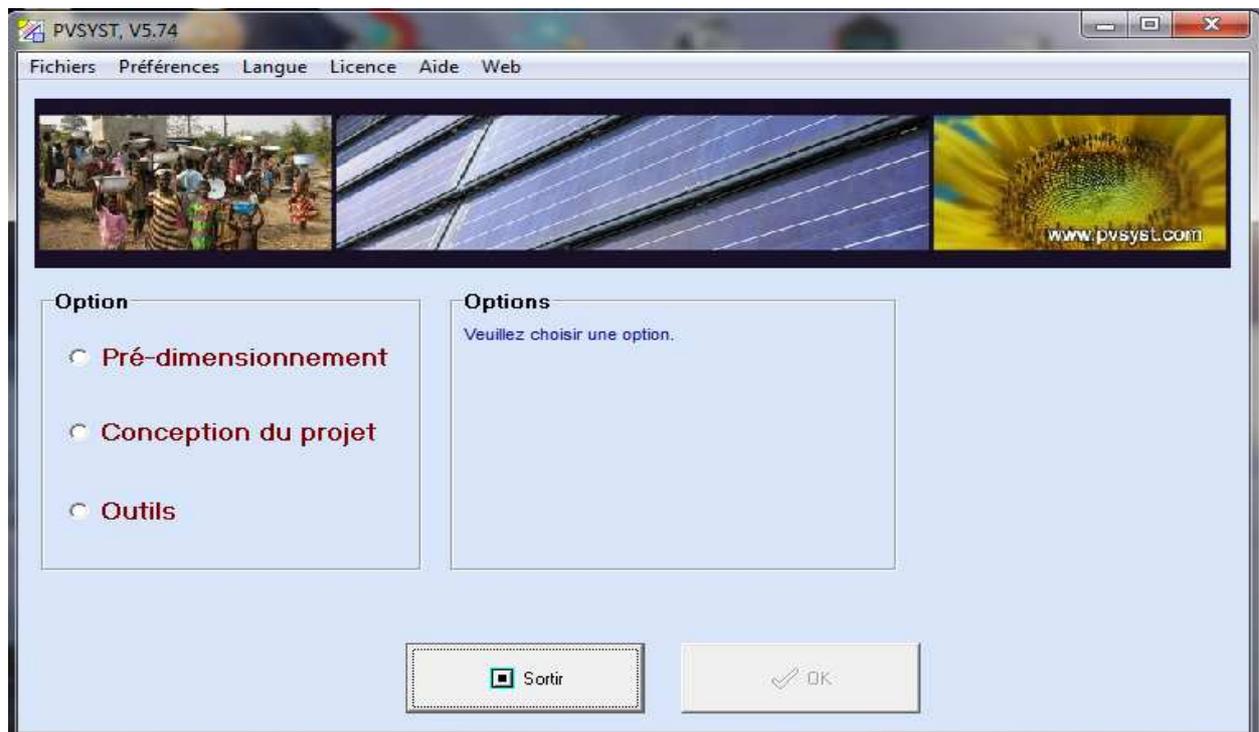
## Introduction

Dans ce chapitre on va simuler le système en utilisant le logiciel PVSYST V5.74. pour déterminer toutes les caractéristiques visées.

nous présentons les résultats de simulation du système de pompage PV obtenus.

Le logiciel PV SYST est un logiciel de dimensionnement permettant d'obtenir diverses informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire et la production annuelle d'énergie. Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète.

Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement. Le premier est une application de pré dimensionnement assez simple à prendre en main et accessible au néophyte. Le deuxième permet une étude beaucoup plus approfondie et prend en compte beaucoup plus de paramètres. De plus il se base sur du matériel concret pour ses calculs, contrairement au premier mode qui effectue ses calculs pour un cas très général.[26]



**Figure IV.1** : l'interface du programme PVSYST

### IV.1 Conception du projet

Pour réaliser ce projet, on va suivre les étapes suivantes :

- ✚ saisir les données du site du projet. (lieu géographique et météo),
- ✚ choisir l'orientation des panneaux
- ✚ définir l'horizon s'il existe
- ✚ placer l'ombrage proche des panneaux ;
- ✚ choisir les démentions du système
- ✚ choisir les section des conducteurs
- ✚ Simulation et résultats du système

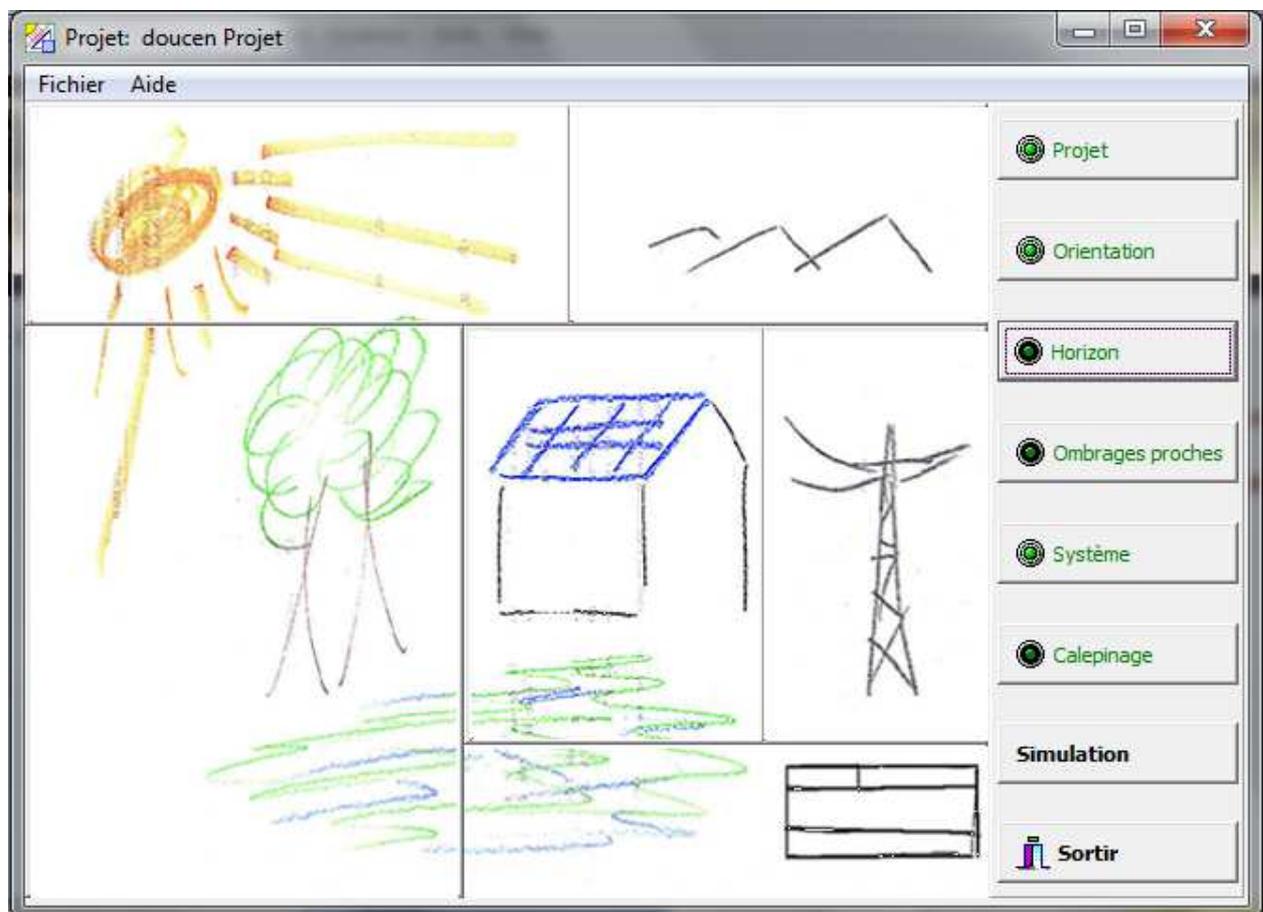


Figure IV.2 : conception du projet (systèmes de pompage)

### IV.1.1 La fenêtre des paramètres du site

Lorsque l'utilisateur lance la simulation de système étudié, la fenêtre suivante sera affichée (Figure IV.3). Pour un site donné de la base 'utilisateur doit introduire les paramètres du site géographique., la figure (voir chap. III tableau.3) donne la météo mensuelle.

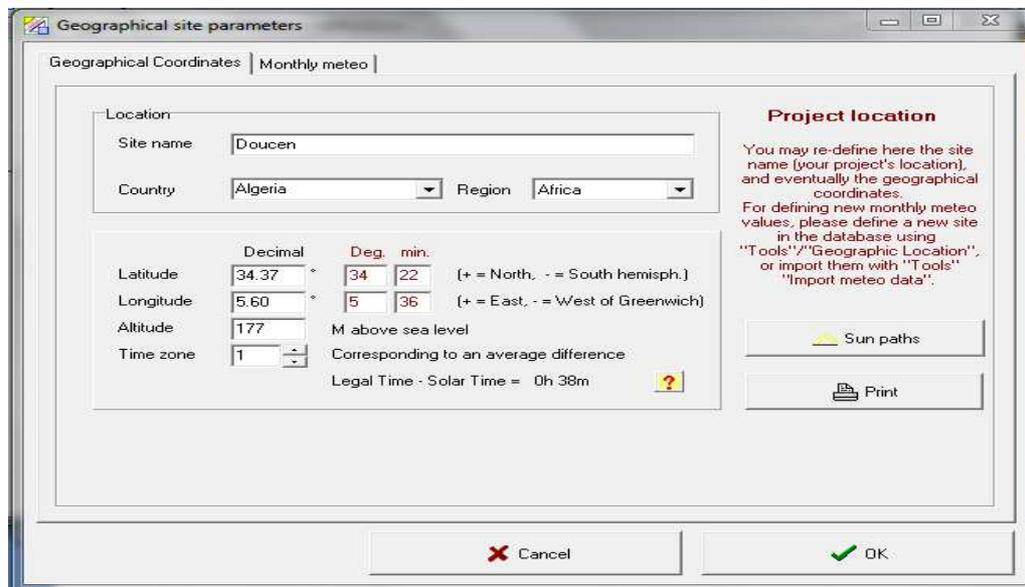


Figure IV.3 : Paramètres du site géographique.

### IV.1.2 Orientation

Tout comme dans la section préliminaire design, on choisira ici l'orientation (inclinaison et azimuth du panneau). Néanmoins ici on pourra choisir entre différents types d'ajustement en plus de ceux déjà vus : [26]

- ✚ Un panneau fixe,
- ✚ Un panneau possédant deux inclinaisons : une pour l'hiver et une pour l'été,
- ✚ Un panneau suivant le soleil sur les deux axes, il faudra alors déterminer les butées,
- ✚ Un panneau qui change seulement son azimuth sur un axe incliné, on réglerait aussi les butées,
- ✚ Un panneau qui change seulement son inclinaison, on choisirait l'azimut et les butées,
- ✚ Deux panneaux avec des positions et des tailles différentes, ou plusieurs panneaux posés sur le sol ou contre un mur.

On choisit le type de champ avec un plan incliné fixe .c'est l'inclinaison optimale donnée par le logiciel PVSYS. En dehors de cette dernière le rendement diminue.

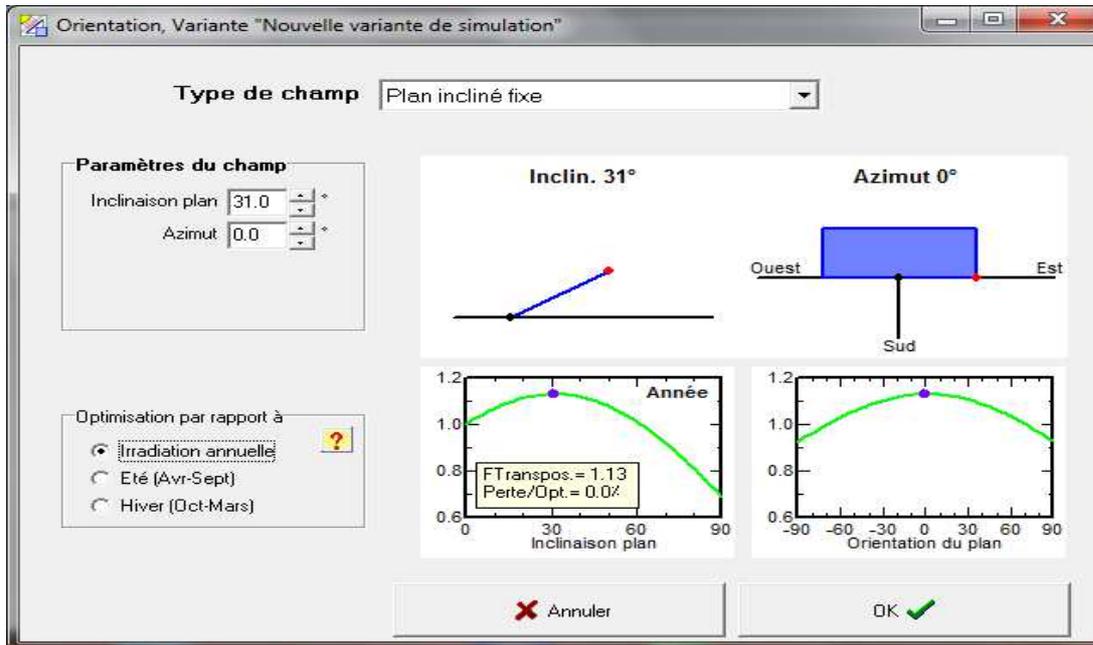


Figure IV.4 : Orientation du plan par PVSYS

### IV.1.3 Horizon

La fenêtre suivante sera affichée ce qui donne la ligne d'horizon à Doucen.

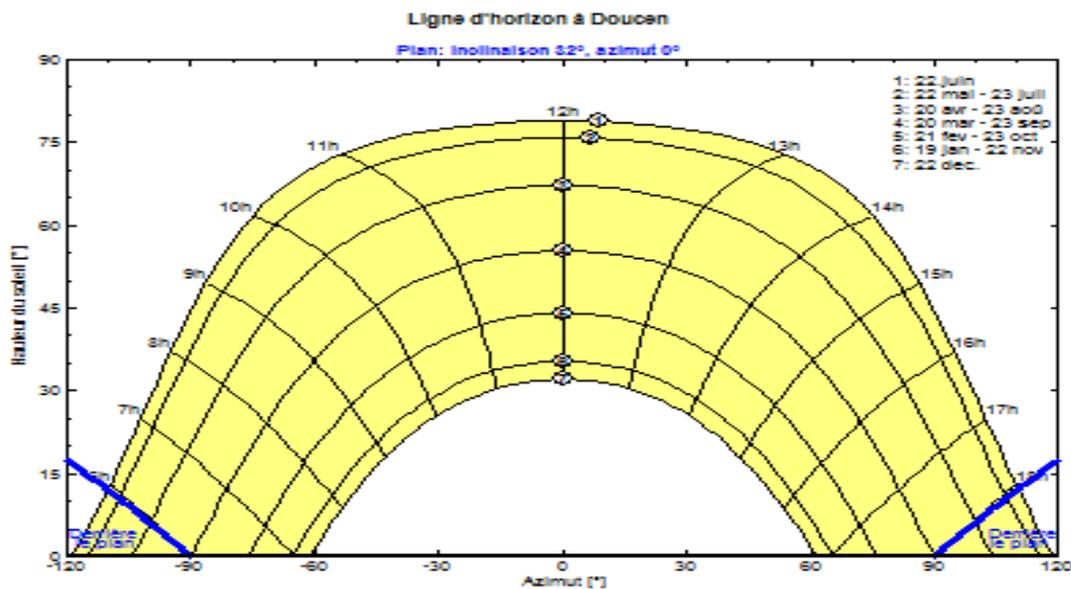


Figure IV.5 : Trajectoire du soleil à Doucen

On peut ici modifier l'horizon directement sur la courbe d'ensoleillement. Cette étape est facultative.

#### IV.1.4 Ombrages

Cette étape est assez complexe mais facultative. On pourra choisir un calcul avec des ombres linéaire ou bien avec des ombres qui prendrons en compte la partie des cellules connectés qui est ombragé et qui à une répercutions sur toutes les cellules. Cette deuxième solution s'approche beaucoup plus de la réalité.

Pour déterminer les ombres on utilisera une sorte de programme dans le programme, qui est en fait un petit programme de CAO. [26]

#### IV.1.5 Conception/dimensionnement du systèmes

Pour dimensionner le système il faut choisir le types de systèmes de pompage dans PVSYST :

Type de pompage :

-  Puits
-  Lac ou rivière
-  Pressurisation pour distribution

Notre cas est le type : puits.

On fait remplir les paramètres dans cette situation

-  les paramètres du puits
-  Définir les longueurs et diamètres des tuyaux
-  Volume du réservoir de stockage éventuel
-  La pression dynamique spécifique est une caractéristique du puits [mCE/m<sup>3</sup>/h]

La pression dynamique spécifique est donnée par l'équation suivante: [27]

$$\mathbf{Pds = Hd / Q} \quad \text{(IV.1)}$$

**Hd** : le niveau dynamique du puits en m

**Q** : Débit du puits en m<sup>3</sup>/ h

Avec les données du projet on aura :

$$\mathbf{Pds = \frac{75}{375} = 0.2 \text{ [m/m}^3\text{/h]}}$$

En introduisant toutes les données on aura la fenêtre suivante :

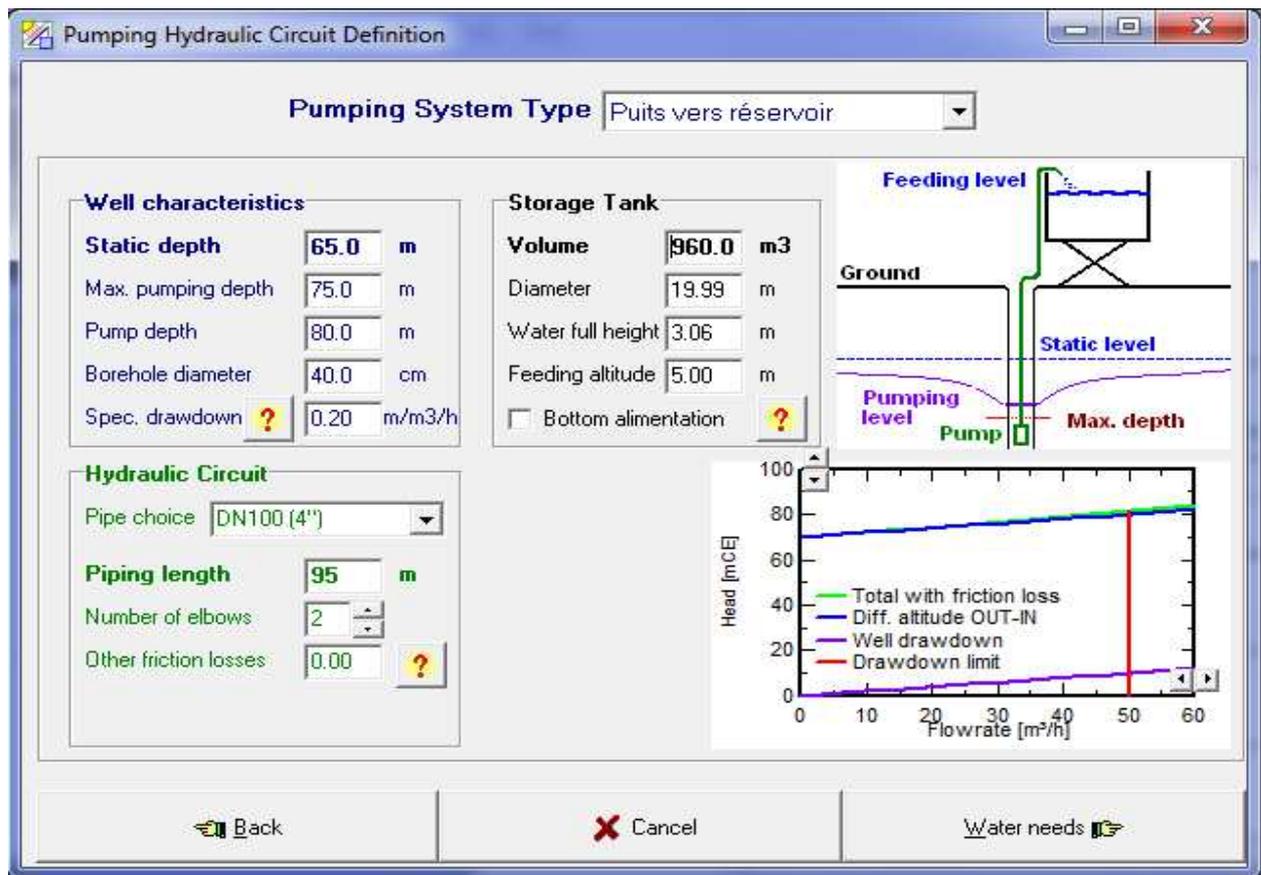


Figure IV.6 : Paramètres du circuit hydraulique de système de pompage

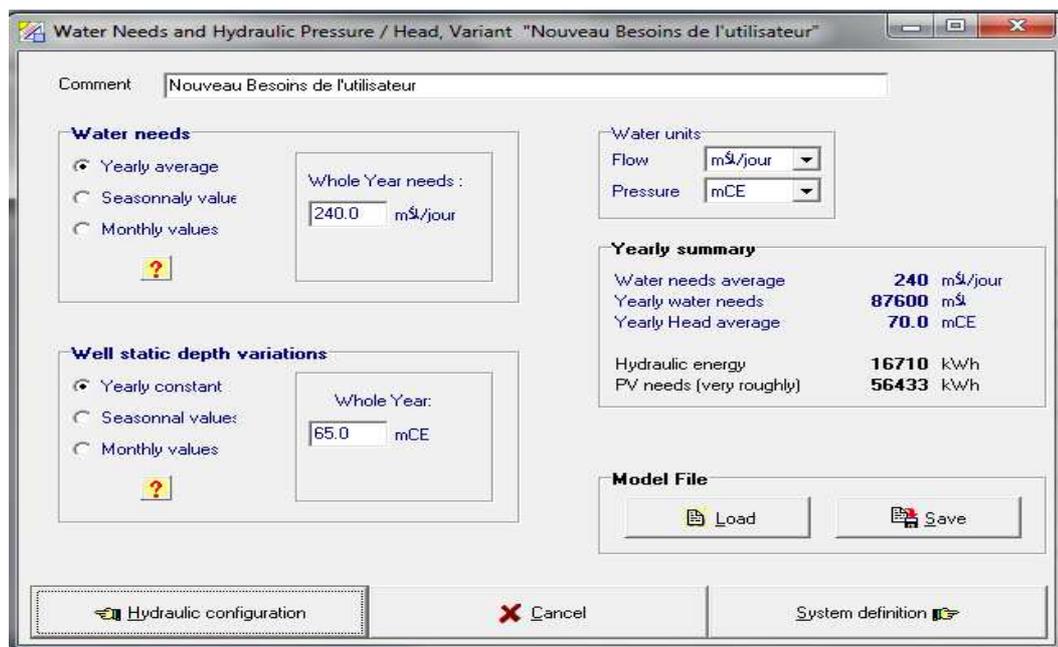


Figure IV.7 : Détermination du besoin d'eau

On poursuit avec le bouton « Next » pour définir les composants de la topologie :

- Type, nombre et mode de liaison des onduleurs
- Type, nombre et mode de liaison des panneaux (voire figure III.7 page suivant),

Pour cela on introduit :

- le nombre de jours d'autonomie.  $N_a = 4j$  : dans la case « Requested autonomy »
- la probabilité que les besoin ne soient pas couverts par l'installation dans la case « Accepted missing » : On choisit 5 % .
- Choisir le type de pompe dans la base des données. Dans ce cas on a choisit une pompe de 11000W / 400V. Le choix de l'onduleur est fait avec le choix de la pompe
- Choisir le type des modules PV dans la base des données (toutes les caractéristiques) : **on a choisit : 1088 W, 222V**
- Choisir la configuration de couplage de la pompe. On a choisit le convertisseur à tension fixe.

Toutes ces étapes sont affichées dans la figure suivante.

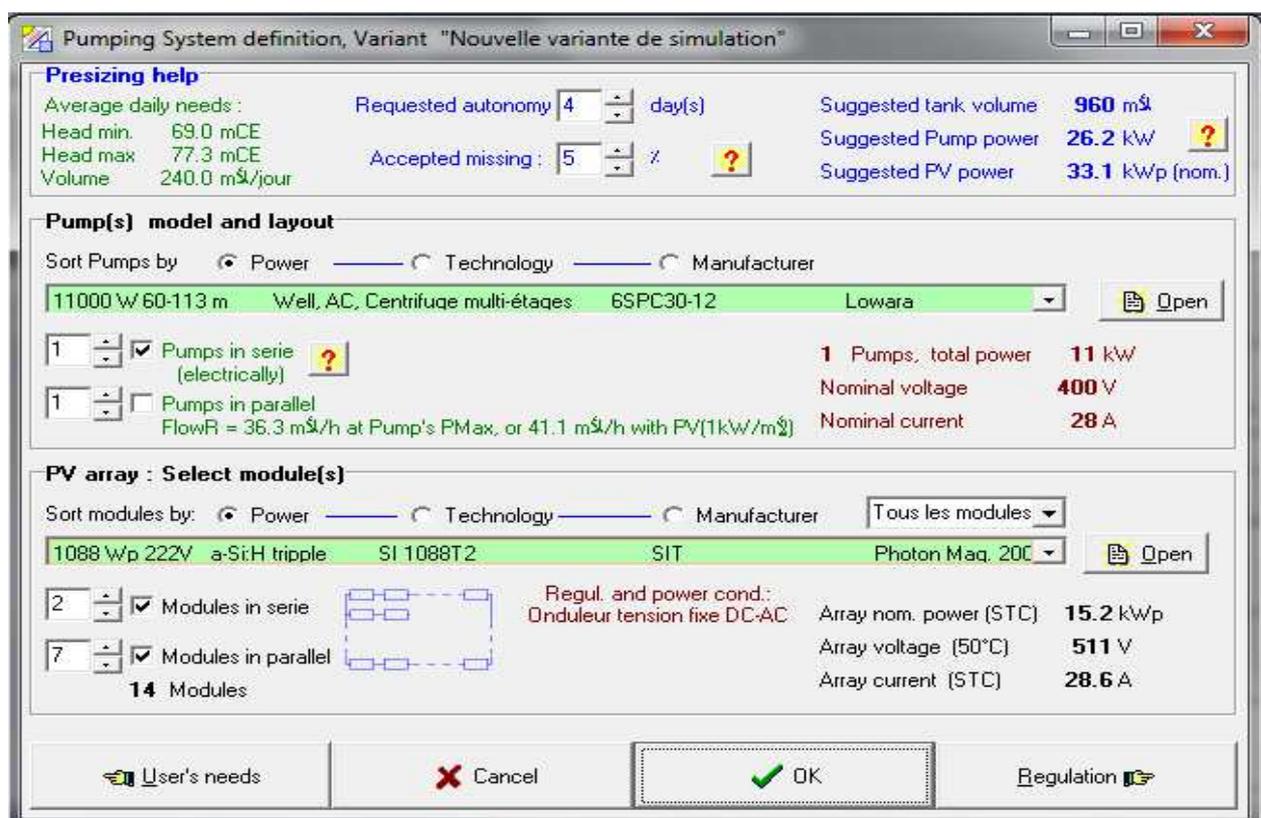


Figure IV.8 : Détermination de la puissance du GPV et de la pompe du système de pompage

IV.1.5.1 Schéma d'installation du système PV-Pompe

La représentation finale de notre système photovoltaïque-pompage, est représentée par la figure suivante

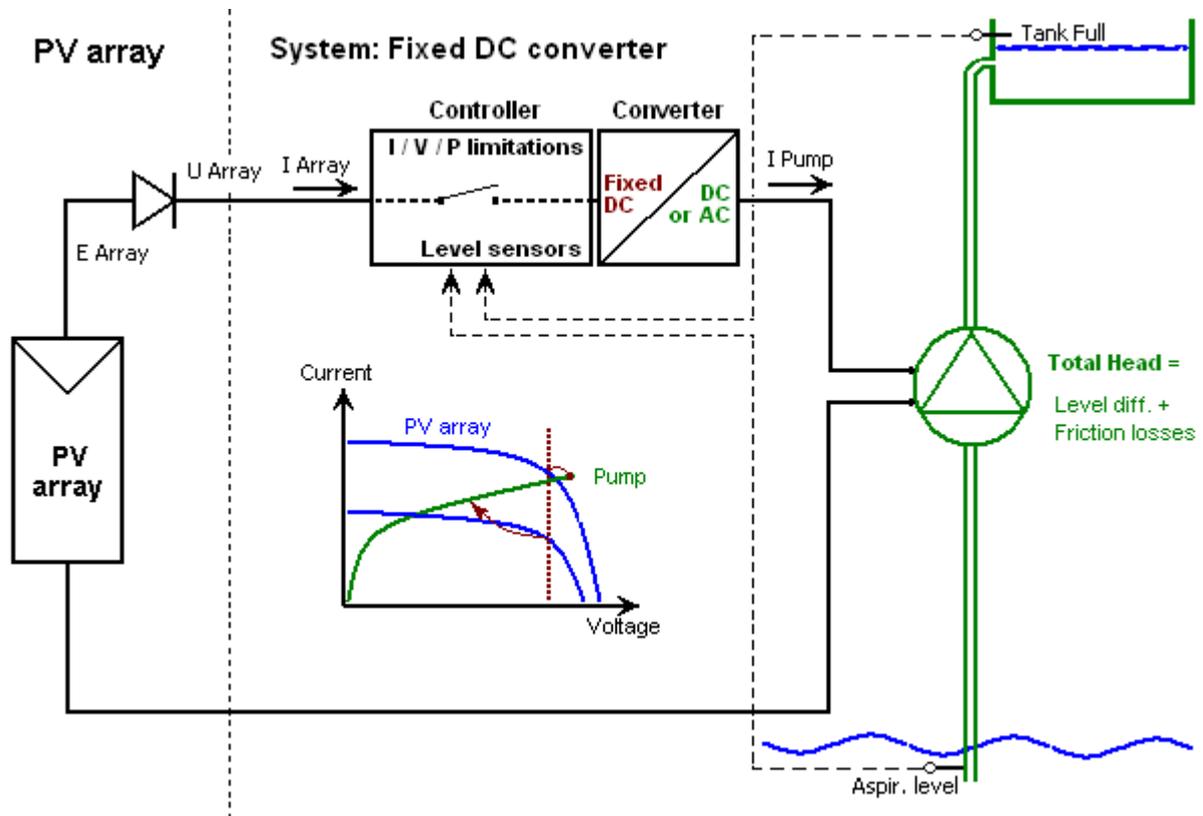


Figure IV.9 : Schéma d'installation de systèmes PV-Pompe par PVSYSTV5 .74

IV.1.6 Vérification des calculs de la section des conducteurs

Pour vérifier les calculs on introduit la section des conducteurs calculée avec les longueurs des conducteurs de l'installation et on aura le courant par circuit, la résistance des conducteurs la résistance globale. La figure suivante montre les détails.

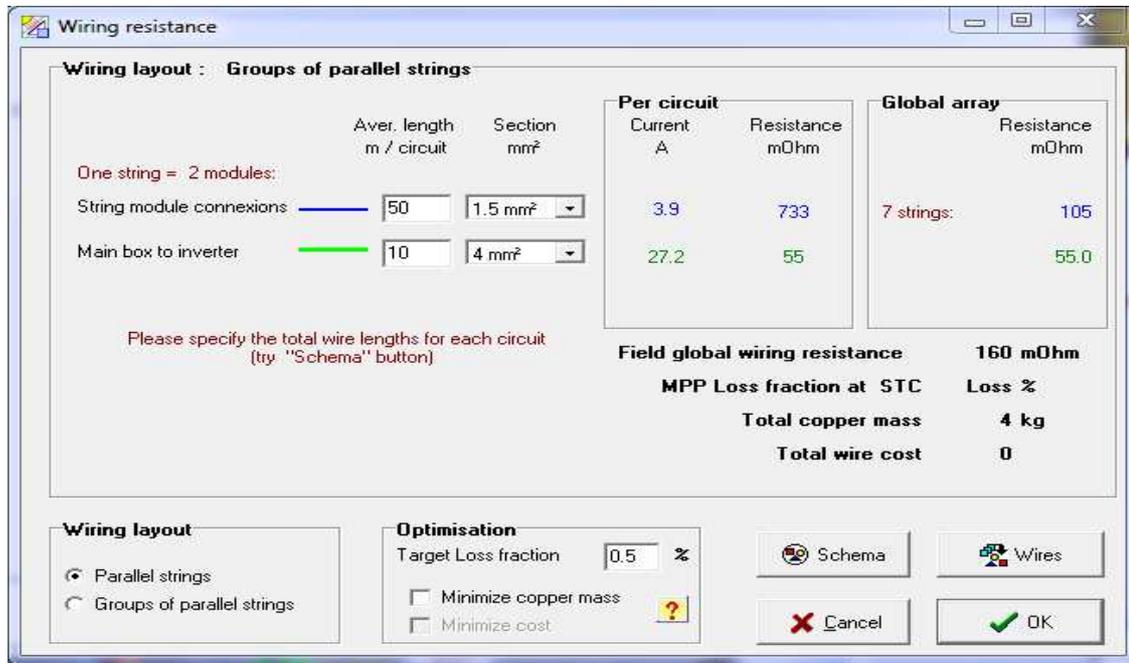


Figure IV.10 : Vérification des calculs de la section des conducteurs

On aura une proposition du schémas de câblage comme le montre la figure suivante.

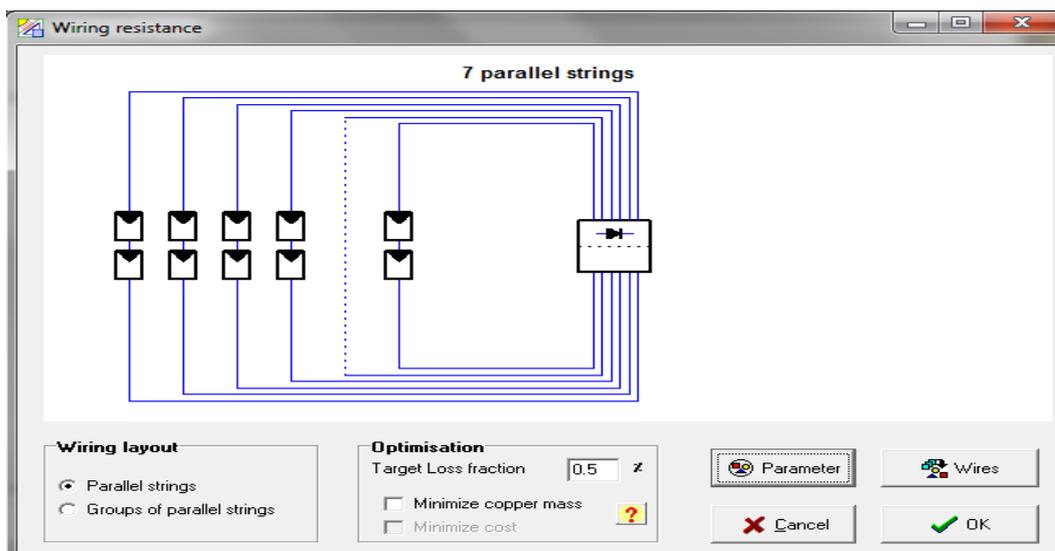


Figure IV.11 : Schéma de câblage de l'installation du systèmes.

IV.1.7 Simulation et résultats

Le bouton de simulation est activé une fois toutes les données introduites. PVSYST simule ainsi le système heure par heure et la fenêtre des résultats présente sous une forme synthétique les résultats principaux issus de la simulation. Les résultats détaillés sont disponibles sous forme de tables exportables en fichiers texte, lisibles avec les tableurs courants, ainsi que sous forme graphique.

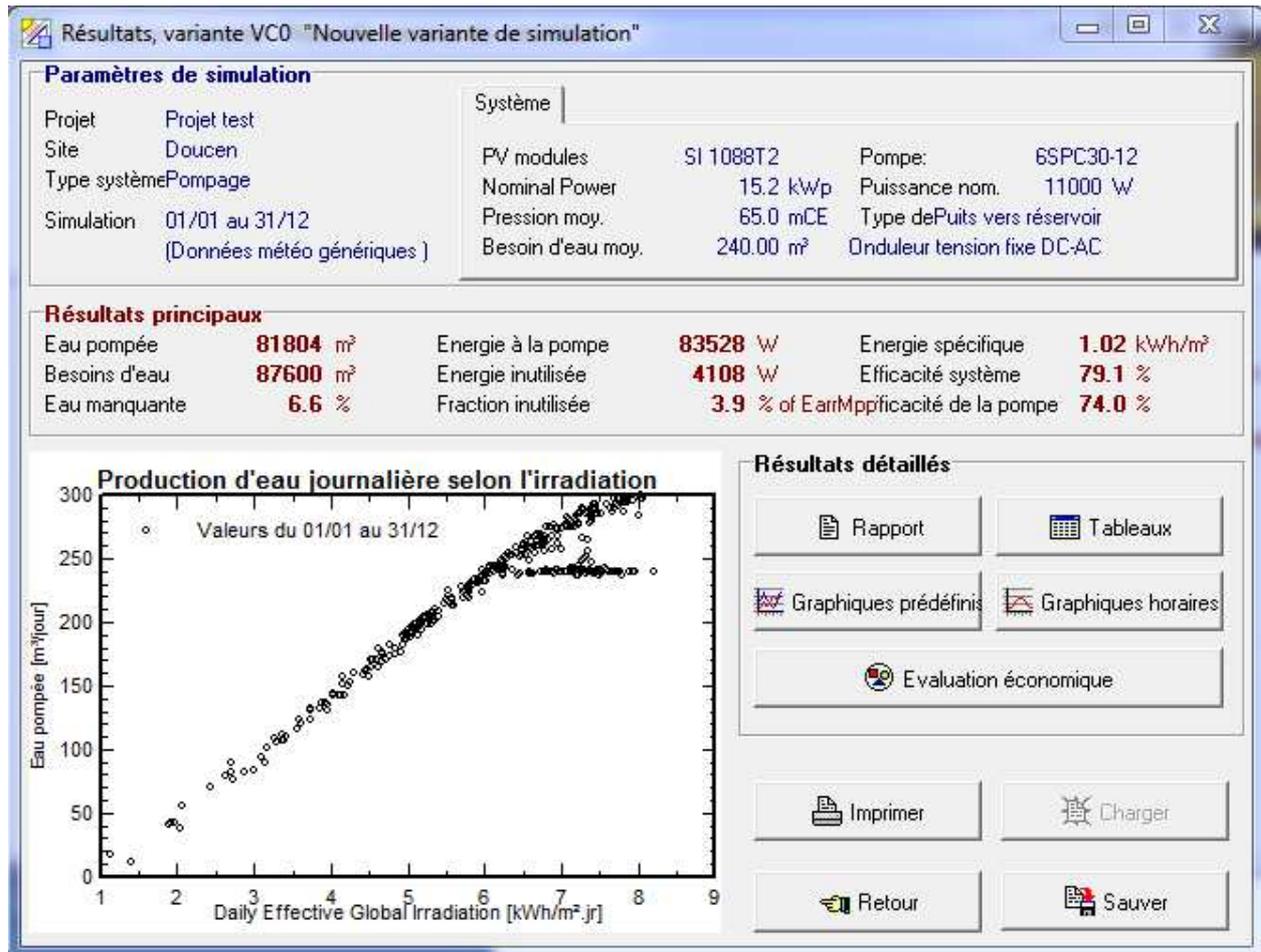


Figure IV.12 : Vision synthétique des résultats dans la fenêtre principale

IV.2 Résultats du simulation

Un rapport qui résume les résultats globaux, issus du fonctionnement en normal, est représenté ci-dessous :

PVSYST V5.74		18/05/16	Page 1/5
<b>Système de pompage PV: Paramètres de simulation de base</b>			
<b>Projet :</b>	<b>Projet test</b>		
<b>Site géographique</b>	<b>Doucen</b>	<b>Pays</b>	<b>Algeria</b>
<b>Situation</b>	Latitude 34.4°N	Longitude	5.6°E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	177 m
	Albédo 0.20		
<b>Données météo :</b>	Doucen, Données horaires synthétiques		
<b>Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation</b>			
	Date de la simulation	18/05/16 à 14h32	
<b>Paramètres de simulation</b>			
<b>Paramètres système de pompage</b>		<b>Puits vers réservoir</b>	
Caractér. du puits (Diamètre 40 cm)	Prof. du niveau statique	65 m	Baisse de niveau spéc. 0.20 m / m³/h
	Prof. de la pompe	80 m	Prof. maxi de pompage 75 m
Réservoir	Volume	960.0 m³	Diamètre 20.0 m
Alimentation par le haut	Altitude d'injection	5.0 m	Hauteur (niveau plein) 3.1 m
Circuit hydraulique	Longueur de tuyaux	95 m	Tuyaux DN100 (4") Dint = 105 mm
	Nombre de coudes	2	
<b>Besoins d'eau</b>	Constant sur l'année:	240.00 m³/jour	
<b>Pompe</b>		<b>6SPC30-12</b>	
	Modèle	AIGLE	
Technologie de la pompe	Centrifuge multi-étages	Pompe immergée (puits)	Moteur Moteur AC asynchrone,
Convertisseur associé ou intégré	Type	Tension CC Fixe	Tension fonct. 400 V
<b>Conditions de fonctionnement</b>		<b>Pression min.</b>	<b>Pression nom.</b> <b>Pression max.</b>
		60.0	95.0 113.0 mWater
Débit maximum correspondant		44.24	27.50 21.36 m³
Puissance requise		11000	11000 W
<b>Orientation plan capteurs</b>	Inclinaison	31°	Azimut 0°
<b>Caractéristiques du champ de capteurs</b>			
<b>Module PV</b>	a-Si:H tripple	Modèle	<b>SI 1088T2</b>
		Fabricant	SIT
Nombre de modules PV		En série	2 modules
		En parallèle	7 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	Puissance unitaire	1088 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	Aux cond. de fonct.	14.62 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	I mpp	29 A
Surface totale	Surface modules	Surface cellule	210 m²
<b>Appareil de contrôle</b>	Modèle	Appareil générique (optimisé selon ce système)	
	Configuration du système	<b>Onduleur tension fixe DC-AC</b>	

Figure IV.13 : Paramètres généraux de simulation

PVSYST V5.74		18/05/16	Page 2/5
<b>Système de pompage PV: Paramètres de simulation détaillés</b>			
<b>Projet :</b>		<b>Projet test</b>	
<b>Variante de simulation :</b>		<b>Nouvelle variante de simulation</b>	
<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Puits vers réservoir</b>	
Besoins du système	Pression de base	70.0 mCE	Besoins d'eau 240.0 m³/jour
Pompe	Modèle / Fabricant	6SPC30-12 / AIGLE	
Champ PV	Modèle / Fabricant	SI 1088T2 / SIT	
	Nombre de modules	2 S x 7 P	Puissance du champ 15232 Wc
Configuration du système	Stratégie de régulation	<b>Onduleur tension fixe DC-AC</b>	
<b>Contrôle de fonctionnement du système</b>		(Appareil générique, param. ajustés selon le système)	
<b>Convertisseur de puissance</b>		Onduleur DC(Ufixe) - AC	
Conditions de fonctionnement	Tension d'entrée fixe	400 V	puissance nominale 10560 W
			Puissance seuil 106 W
	Tension champ max.	380 V	Efficacité maxi 96.0 %
	Courant d'entrée maxi	27.5 A	Efficacité EURO 94.0 %
<b>Facteurs de perte du champ PV</b>			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s
=> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m², Tamb=20°C, Vent=1m/s.)			NOCT 56 °C
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	160 mOhm	Frac. pertes 0.8 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes 2.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 1.5 % (tension fixée)
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Paramètre bo 0.05

Figure IV.14 : Paramètres généraux de simulation

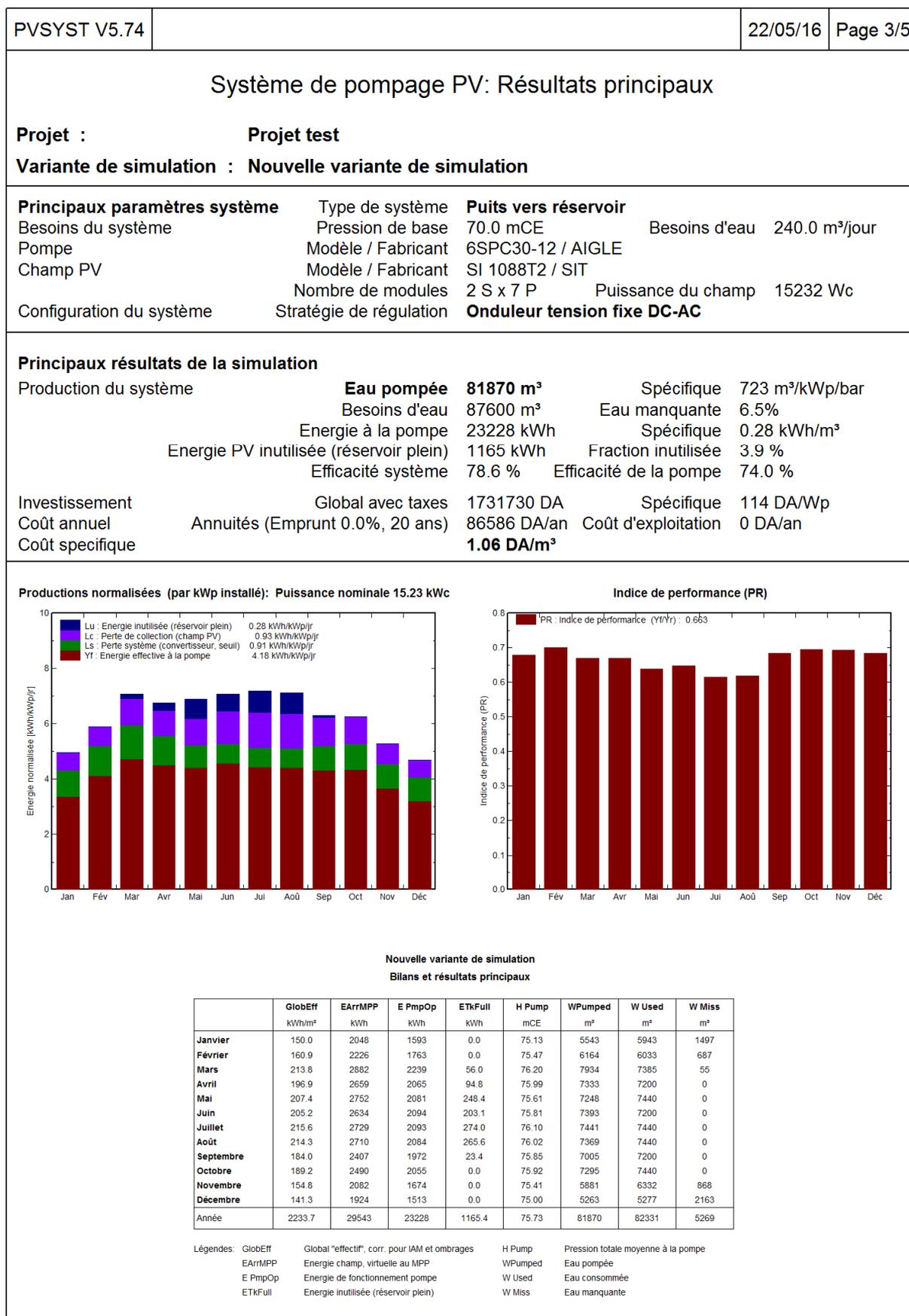


Figure IV.15 : Résultats principaux



La figure. IV.17 représente les couts estimatifs globaux du système.

PVSYST V5.74		22/05/16	Page 5/5
<b>Système de pompage PV: Evaluation économique</b>			
<b>Projet :</b>		<b>Projet test</b>	
<b>Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation</b>			
<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Puits vers réservoir</b>	
Besoins du système	Pression de base	70.0 mCE	Besoins d'eau 240.0 m³/jour
Pompe	Modèle / Fabricant	6SPC30-12 / AIGLE	
Champ PV	Modèle / Fabricant	SI 1088T2 / SIT	
	Nombre de modules	2 S x 7 P	Puissance du champ 15232 Wc
Configuration du système	Stratégie de régulation	<b>Onduleur tension fixe DC-AC</b>	
<b>Investissement</b>			
Modules PV (Pnom = 1088 Wc)	14 unités	100000 DA / unité	1400000 DA
Supports et intégration		1429 DA / module	20000 DA
Pompe (Pnom = *00 W)	1 unités	120000 DA / unité	120000 DA
Contrôleur, Onduleur			140000 DA
Construction, câblage, ...			50000 DA
Moins-value substitution			-0 DA
<b>Investissement brut (sans taxes)</b>			<b>1730000 DA</b>
<b>Financement</b>			
Investissement brut (sans taxes)			1730000 DA
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 0.1 %		1730 DA
Investissement brut (TTC)			1731730 DA
Subventions			-0 DA
<b>Investissement net (TTC)</b>			<b>1731730 DA</b>
Annuités	( Emprunt 0.0 % sur 20 ans)		86586 DA/an
Entretien			0 DA/an
assurance, taxes annuelles			0 DA/an
Provision remplacement pompe	(durée de vie 5.0 ans)		0 ECU/year
Provision remplacement batteries	(durée de vie 1.0 ans)		0 DA/an
<b>Coût annuel total</b>			<b>86586 DA/an</b>
<b>Coût de l'eau et de l'énergie</b>			
Energie utilisée pour le pompage			23.2 MWh / an
Energie en excès (réservoir plein)			1.2 MWh / an
Coût de l'énergie utilisée			0.00 DA / kWh
Eau pompée			81870 m³
<b>Coût de l'eau pompée</b>			<b>1.06 DA / m³</b>

Figure IV.17 : les couts estimatifs globaux du système

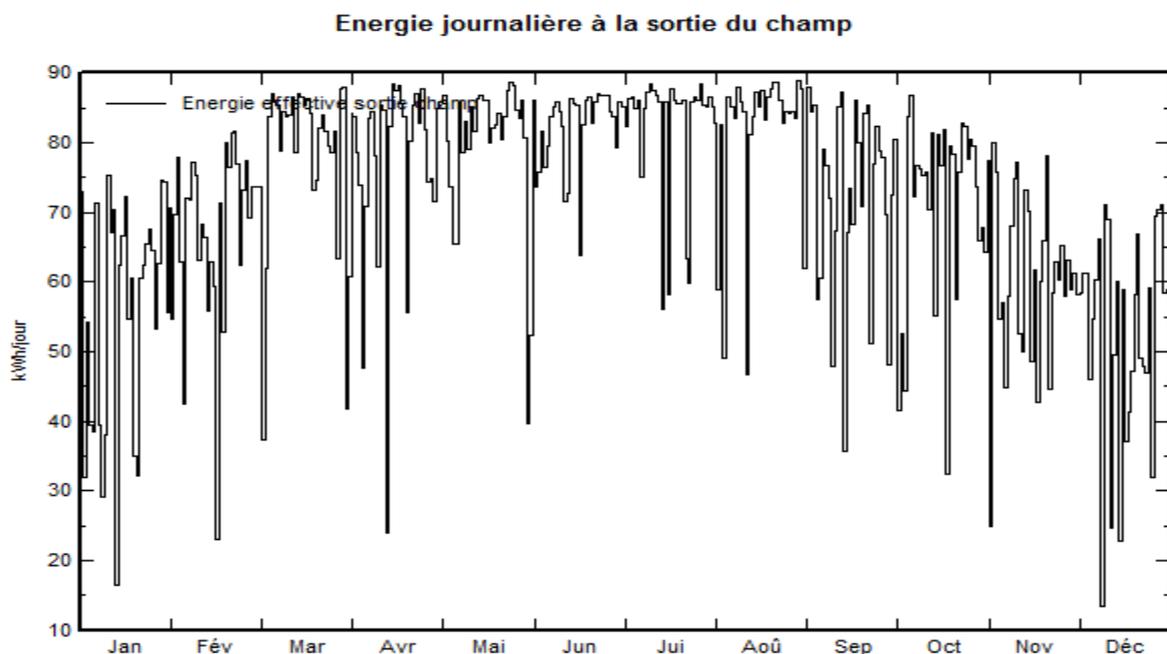
### Interprétation des résultats

La production du système (énergie effective à la pompe :  $Y_f$ ) est représentée sur la figure IV.15. Les pertes de collection ( $L_c$ ) et du convertisseur ( $L_s$ ) et Energie Inutilisée (réservoir plein)  $L_u$  sont les pertes correspondantes au champ PV.

L'indice de performance PR qui est défini par le rapport de la production du système ( $Y_f$ ) par l'énergie incidente de référence ( $Y_Y$ ) tel que :  $PR = Y_f / Y_Y$ , représente l'efficacité globale du système par rapport à ce qu'on pourrait en attendre selon la puissance installée.

Suivant le diagramme des pertes de la figure IV.16 on remarque que le système photovoltaïque produit une énergie électrique de 35007 kWh une partie de cette énergie est réparties dans des pertes à travers les panneaux, l'onduleur, le câblage et la pompe hydraulique, on obtient finalement l'énergie électrique annuelle consommée par la pompe de 17196 kWh.

On donne cette énergie effective en sortie des modules, par la figure. IV.20



**Figure IV.18** : distribution annuelle de l'énergie journalière à la sortie du champ

Cette courbe donne la variation annuelle de l'énergie journalière. On a une variation mensuelle presque constante.

La figure IV.21 représente la distribution annuelle de l'irradiance incidente

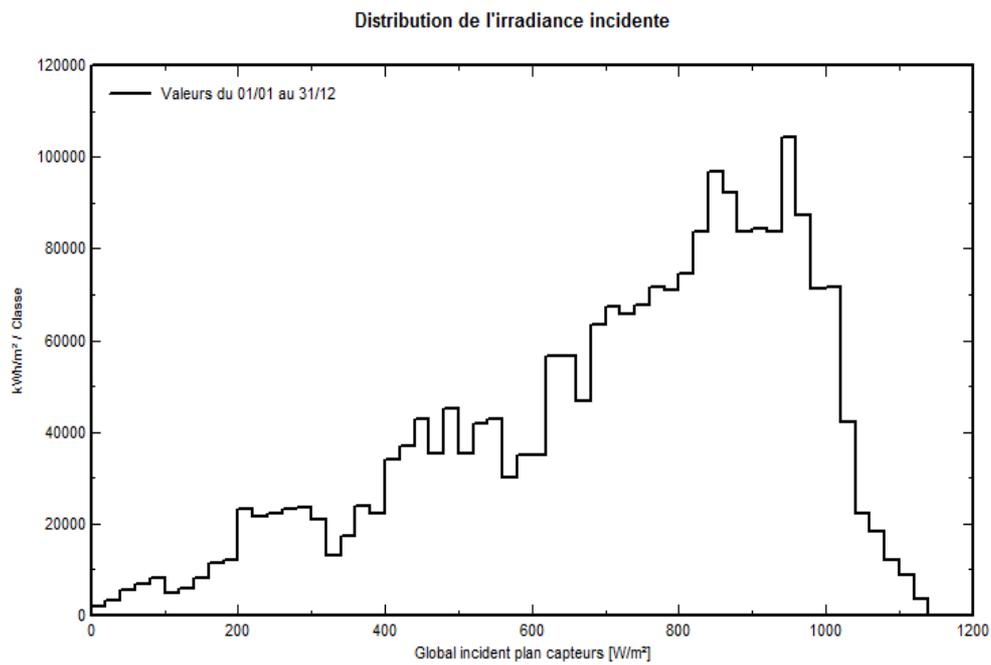


Figure IV.19 : distribution annuelle de l'irradiance incidente

La figure IV.22 représente la distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV

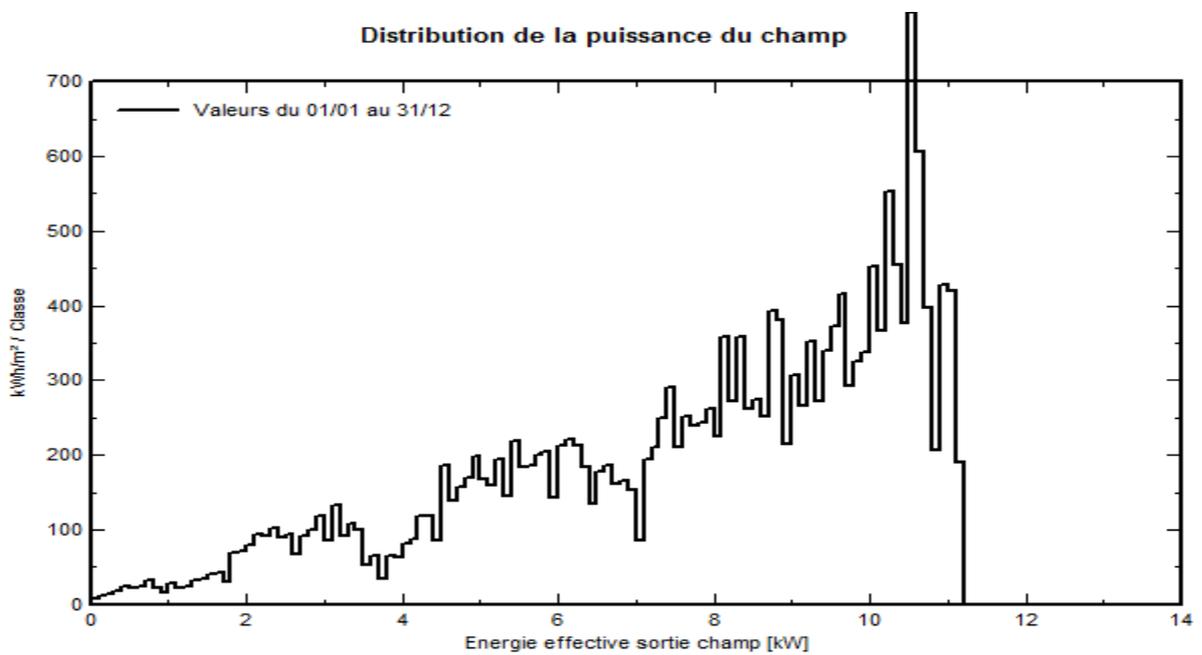
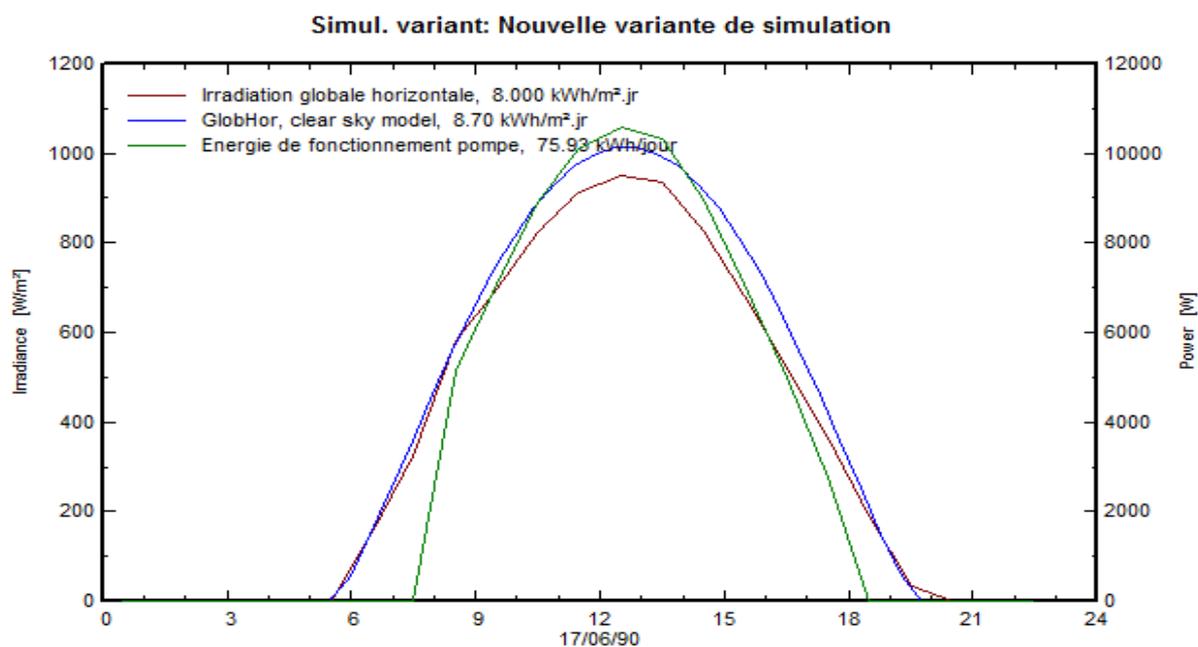


Figure IV.20 : Distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV

la distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV et la distribution annuelle de l'irradiance incidente augmentent graduellement pendant les huit premiers mois, mais pendant les autres mois ils augmentent rapidement. Les deux courbes des figures sont évoluées au même temps, à une échelle différente.

La figure IV.22 représente la variations de l'énergie de fonctionnement de la pompe et l'irradiation



**Figure IV.21 :** variations de l'énergie de fonctionnement de la pompe et de l'irradiation

Pendant les périodes de 0 à 7h30 et de 18h30 à 24h on a une énergie de fonctionnement de la pompe nulle qui dépend de l'irradiation avec le temps.

Pendant la deuxième période, de 7h30 à 18h30, l'énergie de fonctionnement de la pompe varie avec l'irradiation.

IV.3 Influence de l'orientation

Le résumé des conditions ainsi des résultats issus de l'utilisation d'un panneau suivant le soleil sur les deux axes, est représenté ci-dessous :

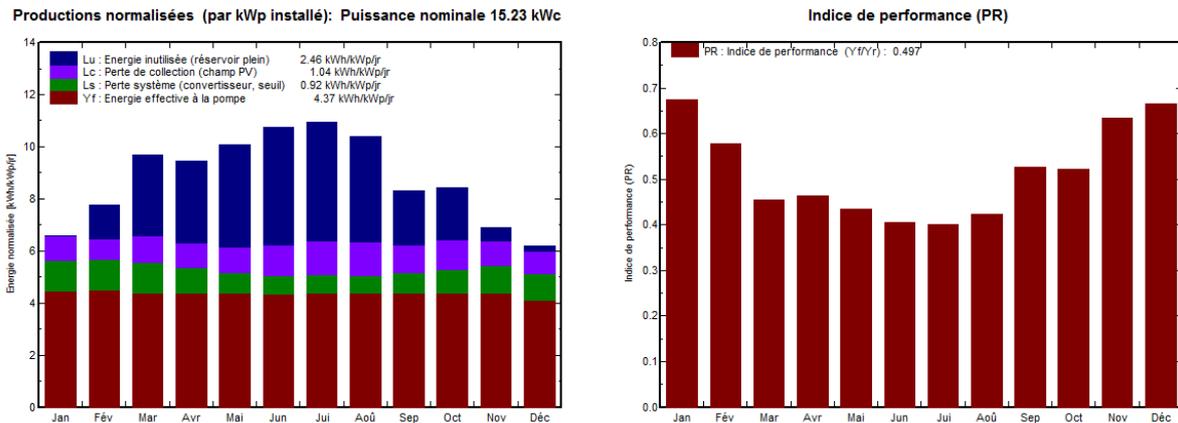


Figure IV.22 : Résultats principaux (l'Orientation )

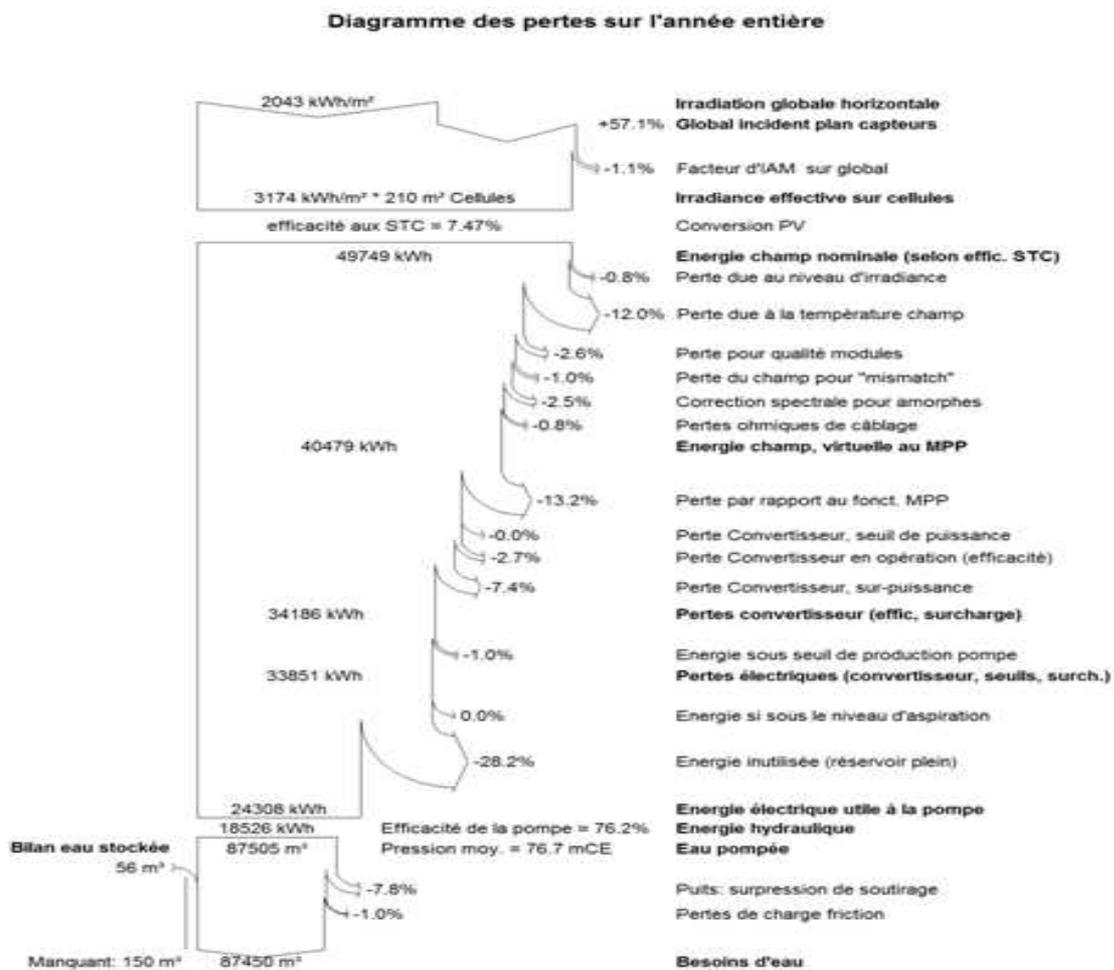


Figure IV.23 : Diagramme des pertes (Orientation )

**Interprétation des résultats**

On constate d'après ces résultats que :

Si on utilise un système de panneaux fixes on aura un besoin annuel de  $460\text{m}^3$  avec un rendement du système faible.

Si on utilise un système avec suiveur de soleil deux axes le besoin en eau complémentaire annuelle diminue à  $56\text{ m}^3$  et le rendement augmente.

**Conclusion**

Ce chapitre a été consacré pour la description d'une méthode simple de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque, nous avons présenté les valeurs de l'ensoleillement de Doucen pour un angle d'inclinaison ( $31^\circ$ ) du générateur à l'aide du logiciel PVGIS.

Nous avons utilisé le logiciel PVSYST V.5.74 pour la simulation du système de pompage PV qui nous a permis d'étudier les performances mensuelles du système.

# **CONCLUSION GENERALE**

## ***Conclusion générale***

---

### **Conclusion générale**

Ce travail est une contribution à l'étude de la conception d'un système hybride (solaire/diesel) pour alimenter un système de pompage de puissance (11kW) interconnecté au réseau de distribution électrique basse tension.

Notre travail a porté sur l'étude et la simulation d'un système de pompage photovoltaïque. Ce système présente une solution idéale pour l'alimentation en eau pour différentes utilisations.

Dans ce travail on a utilisé la méthode analytique pour dimensionner les différents composants du système. Ensuite on a simulé le système sous le logiciel PVSYST.

Les résultats obtenus après simulation diffèrent de ceux obtenus par l'étude théorique à cause du facteur de correction qui tient compte des différentes pertes.

Les performances des systèmes de pompage photovoltaïque présentent des meilleurs rendements avec le moteur à courant alternatif. A cet effet nous disons que l'énergie solaire est une énergie propre et disponible, qui peut être utilisée localement ou injectée sur le réseau.

# **BIBLIOGRAPHIE**

### Référence bibliographiques

- [1] Benaouadj mahdi « contrôle d'une source hybride Batteries/Supercondensateurs, rechargée par l'énergie photovoltaïque pour traction électrique véhicule hybride » Mémoire de Magister en Electrotechnique, l'Université de Biskra, 2012
- [2] Yahia Baakelli « Etude et dimensionnement d'un convertisseur statique pour la connexion photovoltaïque au Réseau » Mémoire de Magister en automatisation des Procédés Industriel université de Boumeres, 2005
- [3] Arif Ali « Amélioration des performances d'un véhicule électrique alimenté par une source photovoltaïque » Mémoire de docteur en Electrotechnique, l'Université de Biskra, 2013
- [4] Hafian Hicham « Etude et conception d'un émulateur d'énergie solaire piloté par dSPACE1103 » Mémoire de magister en électrotechnique, l'Université de Batna , 2013
- [5] M.Slama fateh « Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique » Mémoire de Magister en électrotechnique, université Sétif
- [6] Stéphane vighetti « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion » Mémoire de docteur en Electrotechnique Electronique Automatique, l'université de Grenoble, 2010
- [7] Aoufi saliha « modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque » magister en commande électrique, université Ferhat Abbas — setif-1, 2014
- [8] Bendjellouli Zakaria « contribution à la modélisation d'une cellule solaire » Mémoire de Magistère Micro-électronique, l'Université de Bechar, 2009
- [9] Regouta Mohammed seghir « Dimensionnement des Systèmes de Pompage PV de la zone Oued-souf » Mémoire de magister en électrotechnique, l'Université Hadj Lakhdar Batna, 2013
- [10] Mechalikh med nadjib, hamada charaf eddine « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau » Mémoire de master en électrotechnique, l'Université kasdi merbah –Ouargla, 2013
- [11] Messaoudi Moussa « Dimensionnement des Systèmes de Pompage PV » Mémoire de master en électrotechnique, l'Université Biskra, 2015
- [12] Tkouti nacira « Optimisation des système photovoltaïques connectés au réseau par la logique floue » Mémoire de magister en électrotechnique, l'Université Biskra, 2004
- [13] H. Colin, C. Duvauchell G. Moine « Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension » EDF, Avril 2010

## Référence bibliographiques

- [14] [www.docfoc.com](http://www.docfoc.com) Ecrit par Exapro « Fonctionnement des machines », 2008
- [15] Soualmia Adel « Intégration de la Production Décentralisée dans un Système de Pompage Photovoltaïque » Mémoire de magister en électronique, l'Université Constantine1, 2014
- [16] [www-wunderground-com](http://www-wunderground-com)
- [17] مديرية المياه بسكرة
- [18] Jimmy Royer -Thomas Djiako -Eric Schiller -Bocar Sada Sy ; « Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens « LE POMPAGE PHOTOVOLTAIQUE »
- [19] A.Hadj Arab, M.Benghanem « Dimensionnement de Systèmes de Pompage Photovoltaïque » Mémoire de magister en Energies Renouvelables, l'Université Alger, 2005
- [20] Dr. BEDJAOUI ALI « cour hydraulique » Master1 , l'Université Biskra, 2016
- [21] Djenidi Karim « Etude d'un système photovoltaïque autonome » Mémoire de master en électrotechnique, l'Université Biskra, 2013
- [22] [www.fichier-pdf.fr](http://www.fichier-pdf.fr) « Chapitre-v-calcul-de-dimensionnement-installation-PV-du laboratoire-lmse » l'université de Bordj Bou Arreridj, 2014
- [23] Bendaoud bencherki «Etude des performances d'une électrification rurale basée sur des systèmes mini réseaux hybrides de production d'électricité » Mémoire de magister en Energies Renouvelables, l'Université Alger, 2011
- [24] Dr. Benmeddou Mostefa « Cours : Appareillage et Schémas Electriques » Master 1, l'Université Biskra, 2015
- [25] [www.scheaider-electric.fr](http://www.scheaider-electric.fr)
- [26] Damien MAZILLE Vincent BOITIER « Documentation pour l'utilisation du logiciel PVSystV5.74 » Vidéos\demo\_PVSYST\_near\_shading.avi
- [27] Michel Viloz «Pompage Solaire Modélisation » [michel.villoz@dynamtex.ch](mailto:michel.villoz@dynamtex.ch)
- [28] [www.energies-renouvelables.org](http://www.energies-renouvelables.org) « Technologies européennes du pompage solaire photovoltaïque » l'Université – 75007 Paris – France, décembre 2004

# **ANNEXE**

## Annexes

**A.1 Tables perte de charge unitaire J pour les conduit en PEHD Elaborées BEDJAOUI  
ALI 2015**

DN=75mm $\varepsilon=0.02\text{mm}$			DN=90mm $\varepsilon=0.02\text{mm}$			DN=110mm $\varepsilon=0.02\text{mm}$		
Q(l/s)	V(m/s)	J(m /ml)	Q(l/s)	V(m/s)	J(m /ml)	Q(l/s)	V(m/s)	J(m /ml)
0,7	0,219072	0,00110842	1,6	0,324938	0,001699137	2,5	0,339875	0,0014351
0,85	0,266016	0,00156102	1,9	0,385863	0,002308368	2,8	0,38066	0,001757393
1	0,31296	0,00208147	2,2	0,446789	0,003000731	3,1	0,421445	0,00210897
1,15	0,359904	0,00266805	2,5	0,507715	0,003774574	3,4	0,46223	0,002489428
1,3	0,406848	0,00331941	2,8	0,568641	0,004628564	3,7	0,503015	0,002898415
1,45	0,453792	0,00403442	3,1	0,629567	0,005561591	4	0,543801	0,003335627
1,6	0,500736	0,00481214	3,4	0,690492	0,006572726	4,3	0,584586	0,003800794
1,75	0,54768	0,00565178	3,7	0,751418	0,00766117	4,6	0,625371	0,004293678
1,9	0,594624	0,00655265	4	0,812344	0,008826235	4,9	0,666156	0,004814063
2,05	0,641568	0,00751414	4,3	0,87327	0,010067319	5,2	0,706941	0,005361758
2,2	0,688512	0,00853573	4,6	0,934196	0,011383892	5,5	0,747726	0,005936587
2,35	0,735456	0,009 61695	4,9	0,995121	0,012775484	5,8	0,788511	0,006538392
2,5	0,7824	0,01075737	5,2	1,056047	0,014241677	6,1	0,829296	0,007167028
2,65	0,829344	0,01195662	5,5	1,116973	0,015782092	6,4	0,870081	0,007822361
2,8	0,876288	0,01321436	5,8	1,177899	0,017396392	6,7	0,910866	0,00850427
2,95	0,923232	0,01453029	6,1	1,238825	0,019084268	7	0,951651	0,009212641
3,1	0,970176	0,01590411	6,4	1,29975	0,02084544	7,3	0,992436	0,009947369
3,25	1,01712	0,01733557	6,7	1,360676	0,022679654	7,6	1,033221	0,010708358
3,4	1,064064	0,01882443	7	1,421602	0,024586675	7,9	1,074006	0,011495516
3,55	1,111008	0,02037048	7,3	1,482528	0,026566289	8,2	1,114791	0,012308761
3,7	1,157952	0,02197351	7,6	1,543454	0,028618298	8,5	1,155576	0,013148013
3,85	1,204896	0,02363334	7,9	1,604379	0,030742518	8,8	1,196361	0,014013197
4	1,25184	0,02534979	8,2	1,665305	0,032938782	9,1	1,237146	0,014904246
4,15	1,298784	0,02712271	8,5	1,726231	0,035206931	9,4	1,277931	0,015821094
4,3	1,345728	0,02895193	8,8	1,787157	0,03754682	9,7	1,318716	0,01676368
4,45	1,392672	0,03083734	9,1	1,848083	0,039958314	10	1,359501	0,017731947
4,6	1,439617	0,03277878	9,4	1,909008	0,042441285	10,3	1,400286	0,018725839
4,75	1,486561	0,03477614	9,7	1,969934	0,044995614	10,6	1,441071	0,019745306
4,9	1,533505	0,0368293	10	2,03086	0,047621192	10,9	1,481856	0,020790298
5,05	1,580449	0,03893816	10,3	2,091786	0,050317913	11,2	1,522641	0,021860771
5,2	1,627393	0,04110261				11,5	1,563427	0,022956679
5,35	1,674337	0,04332255				11,8	1,604212	0,024077982
5,5	1,721281	0,0455979				12,1	1,644997	0,02522464
5,65	1,768225	0,04792856				12,4	1,685782	0,026396615
5,8	1,815169	0,05031446				12,7	1,726567	0,027593873
5,95	1,862113	0,05275553				13	1,767352	0,028816378
6,1	1,909057	0,05525167				13,3	1,808137	0,030064098
6,25	1,956001	0,05780284				13,6	1,848922	0,031337003
6,4	2,002945	0,06040895				13,9	1,889707	0,032635063
6,55	2,049889	0,06306996				14,2	1,930492	0,033958248
6,7	2,096833	0,06578579				14,5	1,971277	0,035306533
						14,8	2,012062	0,036679892
						15,1	2,052847	0,038078298
						15,4	2,093632	0,03950173

## B.2 Détermination de la section minimale des conducteurs

### B.2.1 Lettre de sélection

type d'éléments conducteurs	mode de pose	lettre de sélection
conducteurs et câbles multiconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>● sous conduit, profilé ou goulotte, en apparent ou encastré</li> <li>● sous vide de construction, faux plafond</li> <li>● sous caniveau, moulures, plinthes, chambranles</li> </ul>	<b>B</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>● en apparent contre mur ou plafond</li> <li>● sur chemin de câbles ou tablettes non perforées</li> </ul>	<b>C</b>
câbles multiconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>● sur échelles, corbeaux, chemin de câbles perforé</li> <li>● fixés en apparent, espacés de la paroi</li> <li>● câbles suspendus</li> </ul>	<b>E</b>
câbles monoconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>● sur échelles, corbeaux, chemin de câbles perforé</li> <li>● fixés en apparent, espacés de la paroi</li> <li>● câbles suspendus</li> </ul>	<b>F</b>

### B.2.2 Facteurs de correction K1( influence du mode de pose)

lettre de sélection	cas d'installation	K1
<b>B</b>	● câbles dans des produits encastrés directement dans des matériaux thermiquement isolants	<b>0,70</b>
	● conduits encastrés dans des matériaux thermiquement isolants	<b>0,77</b>
	● câbles multiconducteurs	<b>0,90</b>
	● vides de construction et caniveaux	<b>0,95</b>
<b>C</b>	● pose sous plafond	<b>0,95</b>
<b>B, C, E, F</b>	● autres cas	<b>1</b>

### B.2.3 Facteurs de correction K2( influence mutuelle des circuits)

lettre de sélection	disposition des câbles jointifs	facteur de correction K2											
		nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
<b>B, C, F</b>	encastrés ou noyés dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
<b>C</b>	simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles.		
	simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64			
<b>E, F</b>	simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou sur tablettes verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
	simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			

**B.2.4 Facteurs de correction K3 ( influence de la température)**

températures ambiantes (°C)	isolation		
	élastomère (caoutchouc)	polychlorure de vinyle (PVC)	polyéthylène réticulé (PR) butyle, éthylène, propylène (EPR)
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,06	1,04
30	1,00	1,00	1,00
35	0,93	0,94	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55	-	0,61	0,76
60	-	0,50	0,71

**B.2.5 Détermination de la section minimale d'un canalisation non enterrée**

lettre de sélection	isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)									
	caoutchouc ou PVC					butyle ou PR ou éthylène PR				
	B	PVC3	PVC2		PR3		PR2			
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2		
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2	
	F				PVC3		PVC2	PR3		PR2
section cuivre (mm²)	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
	4	28	32	34	36	40	42	45	49	
	6	36	41	43	48	51	54	58	63	
	10	50	57	60	63	70	75	80	86	
	16	68	76	80	85	94	100	107	115	
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
	70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
	95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
	120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
	150		299	319	344	371	395	441	473	504
	185		341	364	392	424	450	506	542	575
	240		403	430	461	500	538	599	641	679
	300		464	497	530	576	621	693	741	783
400					656	754	825		940	
500					749	868	946		1 083	
630					855	1 005	1 088		1 254	
section aluminium (mm²)	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28	
	4	22	25	26	28	31	33	35	38	
	6	28	32	33	36	39	43	45	49	
	10	39	44	46	49	54	58	62	67	
	16	53	59	61	66	73	77	84	91	
	25	70	73	78	83	90	97	101	108	121
	35	86	90	96	103	112	120	126	135	150
	50	104	110	117	125	136	146	154	164	184
	70	133	140	150	160	174	187	198	211	237
	95	161	170	183	195	211	227	241	257	289
	120	186	197	212	226	245	263	280	300	337
	150		227	245	261	283	304	324	346	389
	185		259	280	298	323	347	371	397	447
	240		305	330	352	382	409	439	470	530
	300		351	381	406	440	471	508	543	613
	400					526	600	663		740
500					610	694	770		856	
630					711	808	899		996	