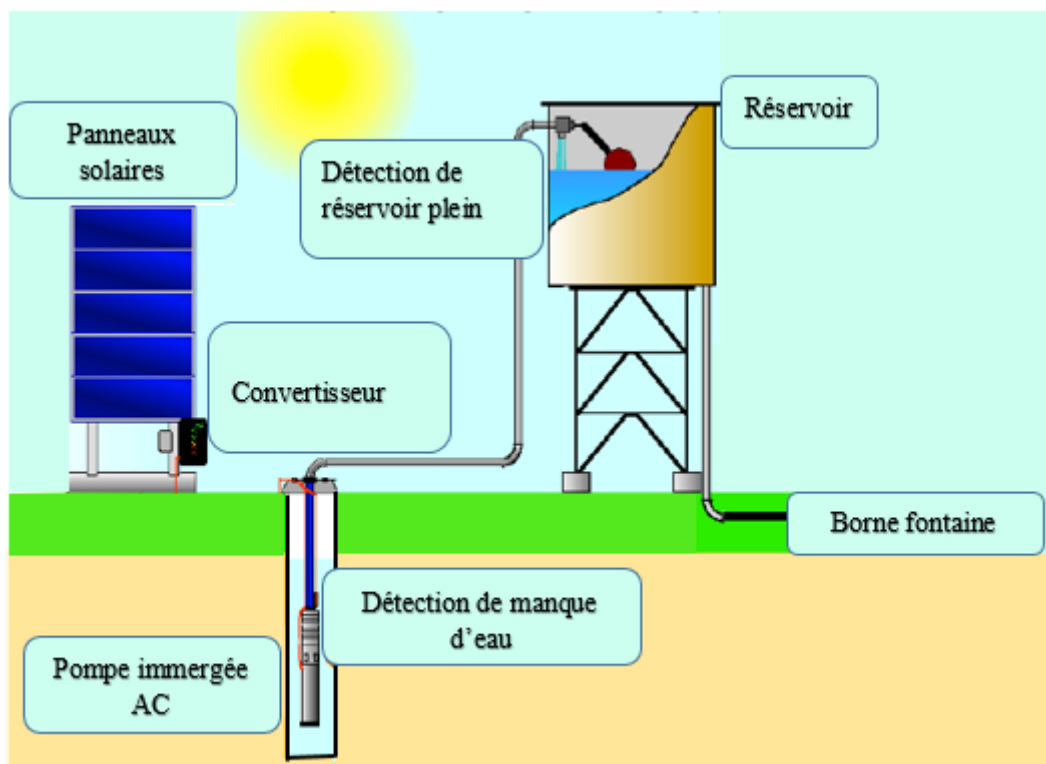


## INTRODUCTION

La demande croissante d'eau dans les zones rurales et sites isolés a fait qu'un intérêt grandissant est porté sur l'utilisation des générateurs photovoltaïques comme source d'énergie aux groupes moteur-pompes. En effet la réalisation de systèmes de pompage autonomes, fiables et à bon rendement constitue une solution pratique et économique au problème du manque d'eau dans les régions désertiques. Notre projet est un système de pompage autonome isolé non connecté au réseau électrique, c'est-à-dire, le courant électrique est créé par le système photovoltaïque autonome (Panneaux photovoltaïques) d'une pompe immergée d'un puit vers un réservoir, puis cette eau sera distribuée soit à l'irrigation, ou soit à l'alimentation domestique, ou soit pour alimenter les animaux domestiques, d'où une modélisation et simulation par un logiciel PVsyst Conçu au dimensionnement des structures alimentées par des systèmes photovoltaïques que se soient habitations, pompage et toute structure bâtie surtout dans des régions isolées.

### III.1 Présentation du projet :



**Figure III.1 :** Schéma du principe de pompage au fil du soleil

Le dimensionnement du système de pompage photovoltaïque au fil du soleil concerne essentiellement le calcul de la puissance crête du générateur photovoltaïque, le choix de la pompe et le choix du contrôleur répondants au service requis dans les conditions de référence.

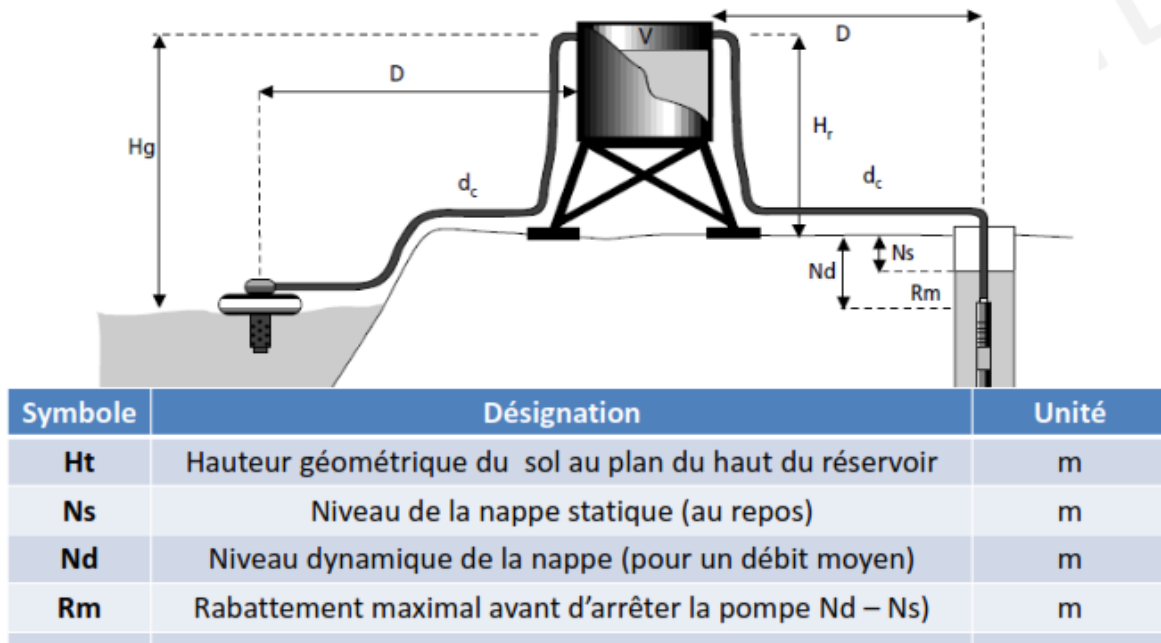


Figure III.2 : Description détaillée des différentes hauteurs.

**III.2 Pertes de charge :**

Chutes de pression produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites. Ces pertes sont fonction de la longueur des conduites (D), de leur diamètre (dc) et du débit de la pompe (Q). Elles s'expriment en mètres de colonnes d'eau (mCE). Le diamètre des conduites est calculé afin que ces pertes de charge correspondent au plus à 10 % de la hauteur manométrique (HMT)

❖ **Niveau statique**

Le niveau statique (Ns) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage.

❖ **Niveau dynamique**

Le niveau dynamique (Nd) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen. On considère que notre système travaille sans perte de charges (Pertes de charge négligeable), donc notre hauteur manométrique totale sera :

$$HMT = Nd + Ht \tag{III.1}$$

Avec : Nd : Niveau dynamique de la nappe d'eau (35m)

Hr : Hauteur géométrique du sol au plan du haut du réservoir (06m).

### III.3 Logiciel PVSYST [31]

Le logiciel PVsyst permet de :

- ✓ Pré-dimensionnement
- ✓ Estimation rapide de la production pour une première étude de vos installations
- ✓ Conception de projet
- ✓ Etude détaillée, dimensionnement et simulation horaire, résultats dans un rapport complet imprimable.
- ✓ Données météo (importation de diverses sources, génération synthétique,...).
- ✓ Base de données de composante (module PV, onduleur, batteries, pompes, etc.)
- ✓ outils didactiques, (géométrie solaire, optimisation de l'orientation, comportement électrique du champs PV avec ombrage).
- ✓ analyse de données réelles mesurées (avancé).

On lance le logiciel PVSYST, l'interface suivante s'affiche :



**Figure III.3 :** Interface de logiciel PVSYST

III.3.1 Données de localisation du site

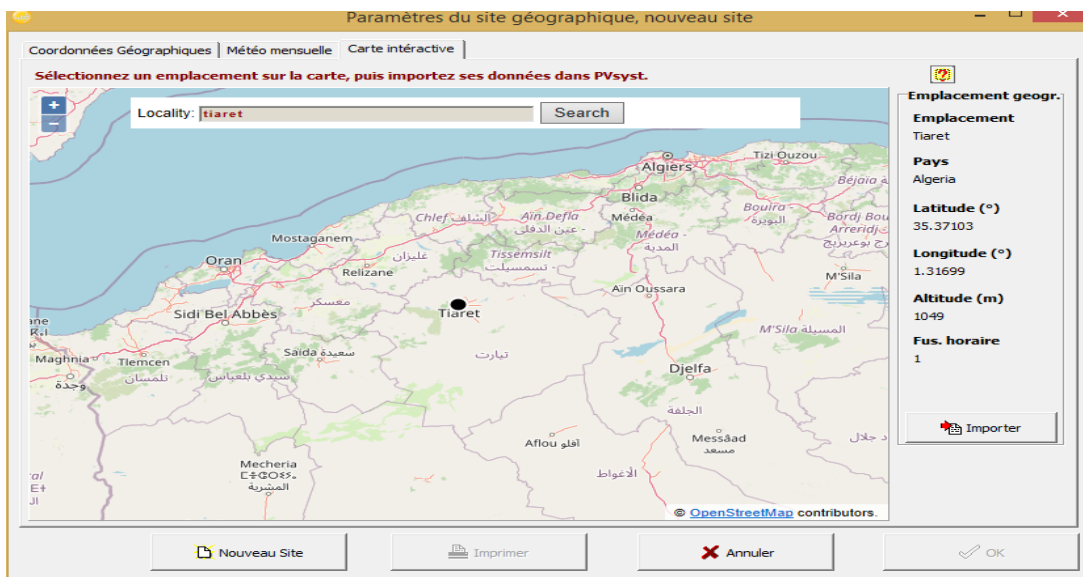


Figure III.4 : Emplacement géographique de la wilaya de Tiaret.

III.3.2. Données météorologiques du site

Après avoir localisé le site, on clique sur le bouton « importer » pour importer les données météorologiques du site dans PVSYS, ces données mensuelles représentent l’irradiation, la température, vitesse du vent, humidité ...etc.

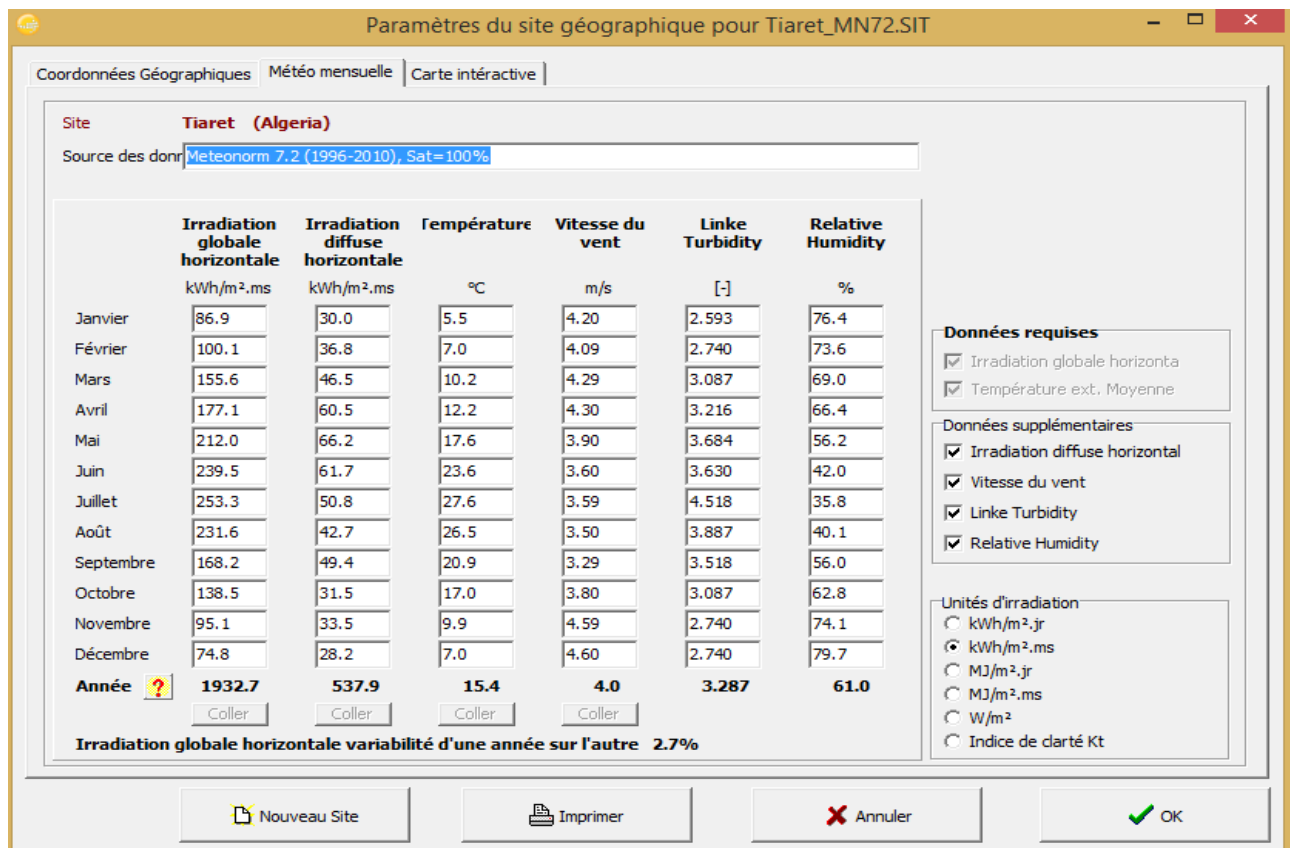
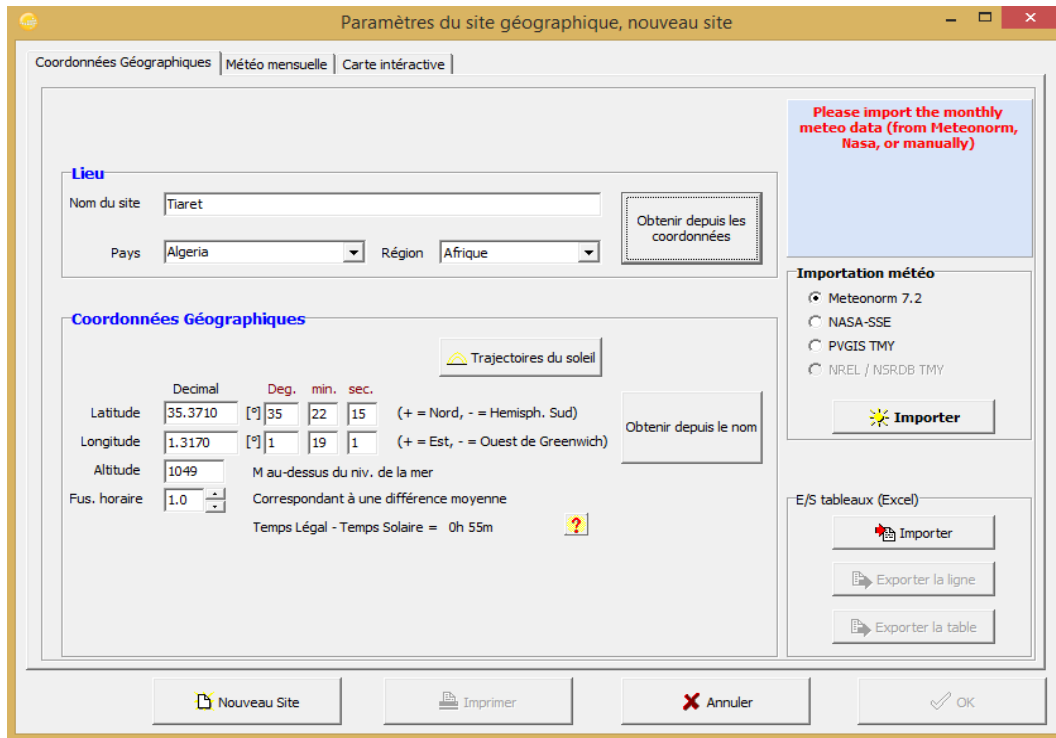


Figure III.5 : Caractéristiques climatiques du site de Tiaret

**III.3. Coordonnées Géographiques :**

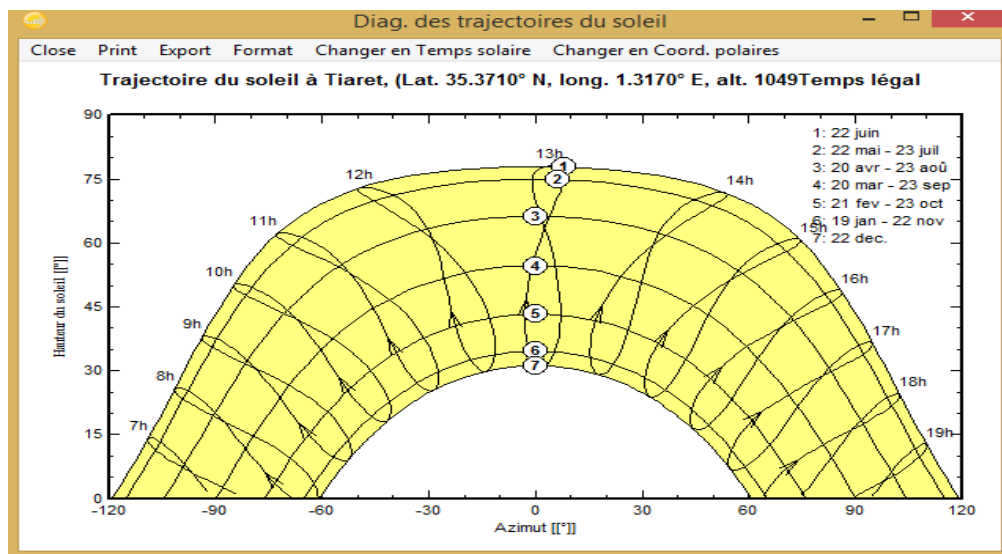
La connaissance du Coordonnées Géographique est nécessaire pour connaître Latitude, Longitude et l'Altitude de cette position de la wilaya de Tiaret.



**Figure III.6 :** Coordonnées géographiques du site de Tiaret

**III.4 Trajectoire du soleil**

La connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la sur face terrestre est nécessaire pour toute application solaire. La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur HS (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son Azimut AZ (angle avec la direction du Sud, compté négativement vers l'Est).



**Figure III.7 :** Trajectoire du soleil à Tiaret

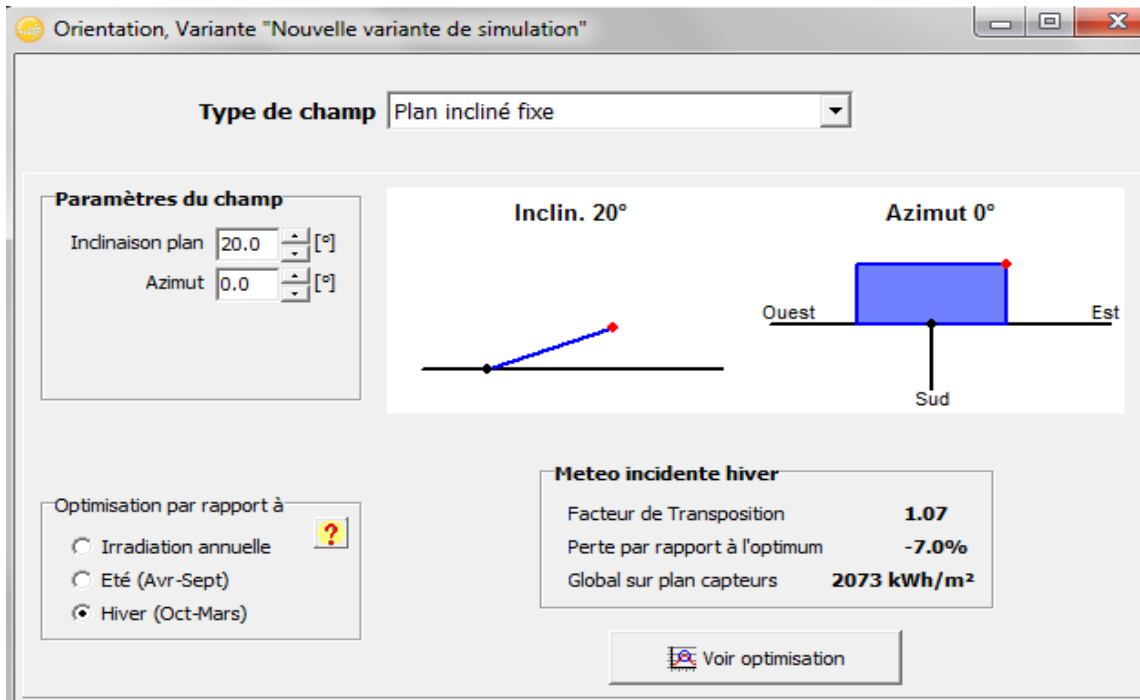


Figure III.8 : Orientation et inclinaison du système PV

On a choisi une orientation de 20 ° des panneaux photovoltaïques car c’est une orientation généralement la plus utilisée et a apportée de bons résultats.

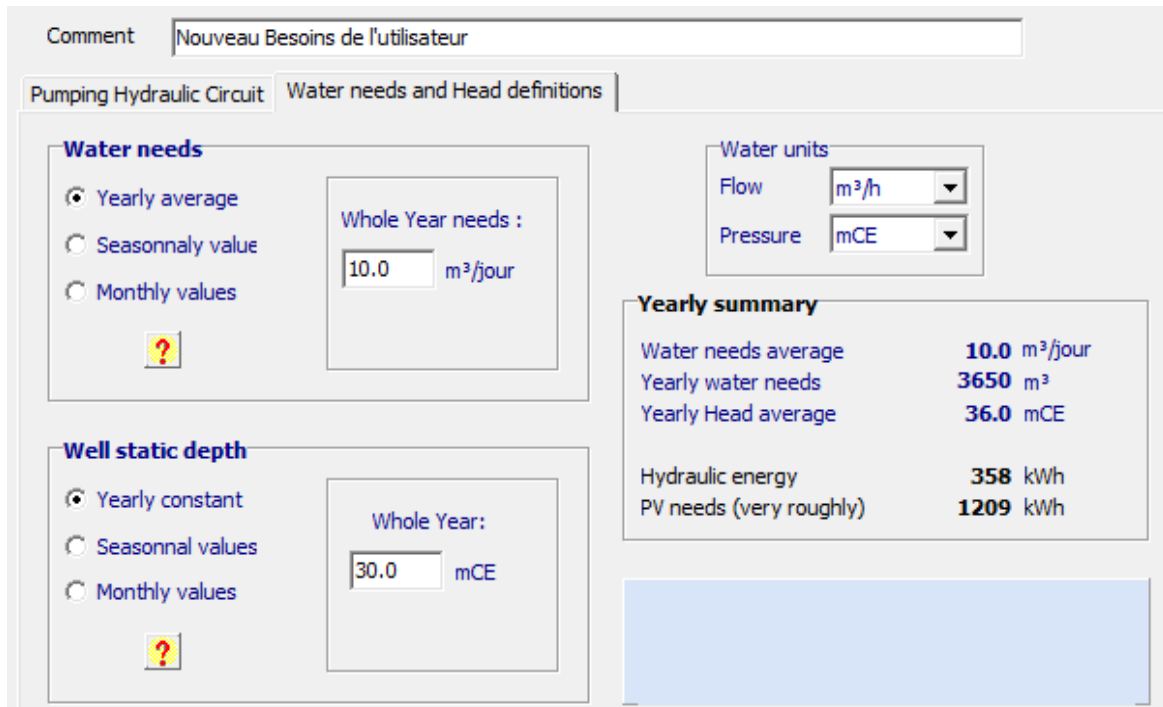


Figure III.9 : Besoin journalier en eau et profondeur statique correspondante.

Notre projet est pomper un volume moyen de 10m<sup>3</sup> par jour, selon nos besoins, donc soit 3650m<sup>3</sup> par an, soit une énergie hydraulique de 358 KWh.

III.5 Schéma de l'installation PV

La figure (III.10) représente le schéma de l'installation PV autonome prise en compte dans la simulation.

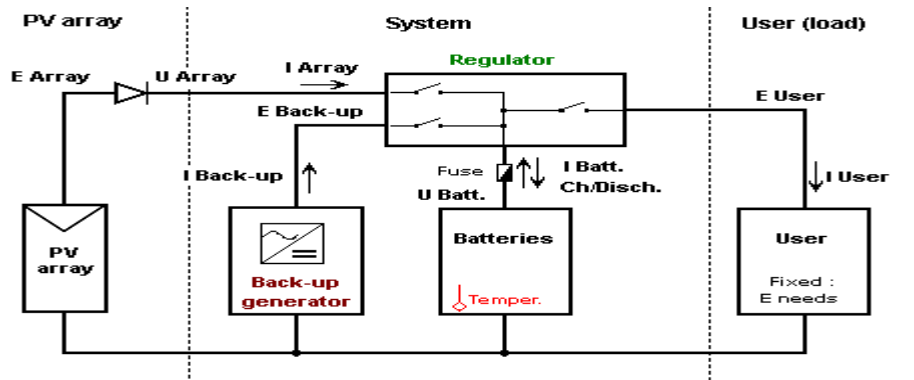


Figure III. 10 : Schéma simplifié d'une installation PV autonome.

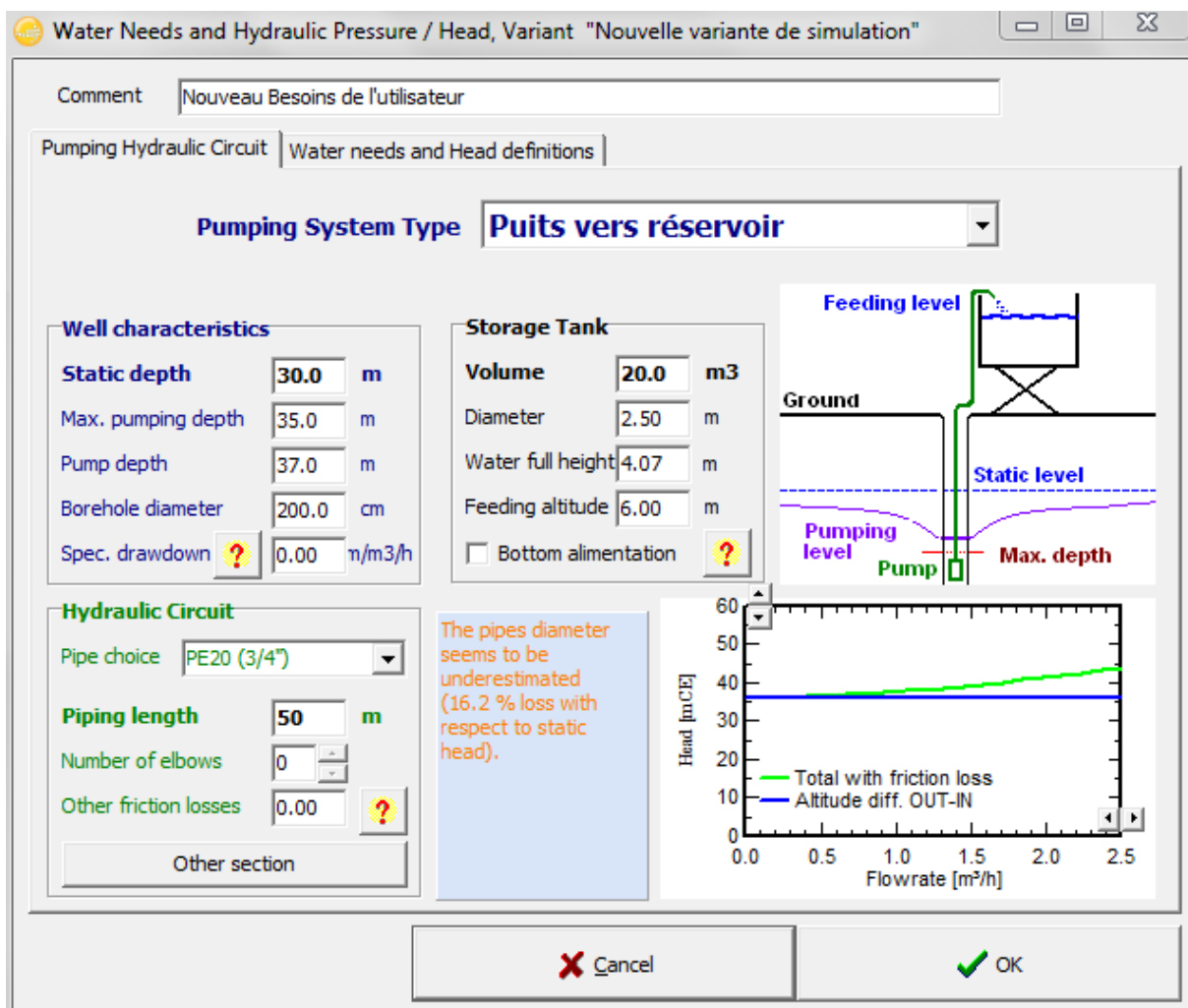


Figure III.11 : Besoins en eau et différents paramètres du projet.

Pour notre système de pompage sur site isolé de la wilaya de Tiaret, on a conçu à mettre en place d'un puit alimenté par une pompe immergée qui refoule de l'eau directement vers un château d'eau placé directement au voisinage du puit pour pouvoir minimiser la puissance nécessaire en alimentation, le tableau ci-dessous présente les différentes données du projet de pompage voulu.

Hauteur statique	30.00 m
Hauteur dynamique	35.00 m
Profondeur de pompage	37.00 m
Diamètre du puit	02.00 m
Besoin journalier	10.00 m <sup>3</sup>
diamètre du réservoir	02.50 m
Hauteur d'alimentation	06.00 m
Réservoir de stockage	20.00 m <sup>3</sup>

Tableau III.1 : Les différentes données de la simulation (projet de pompage).

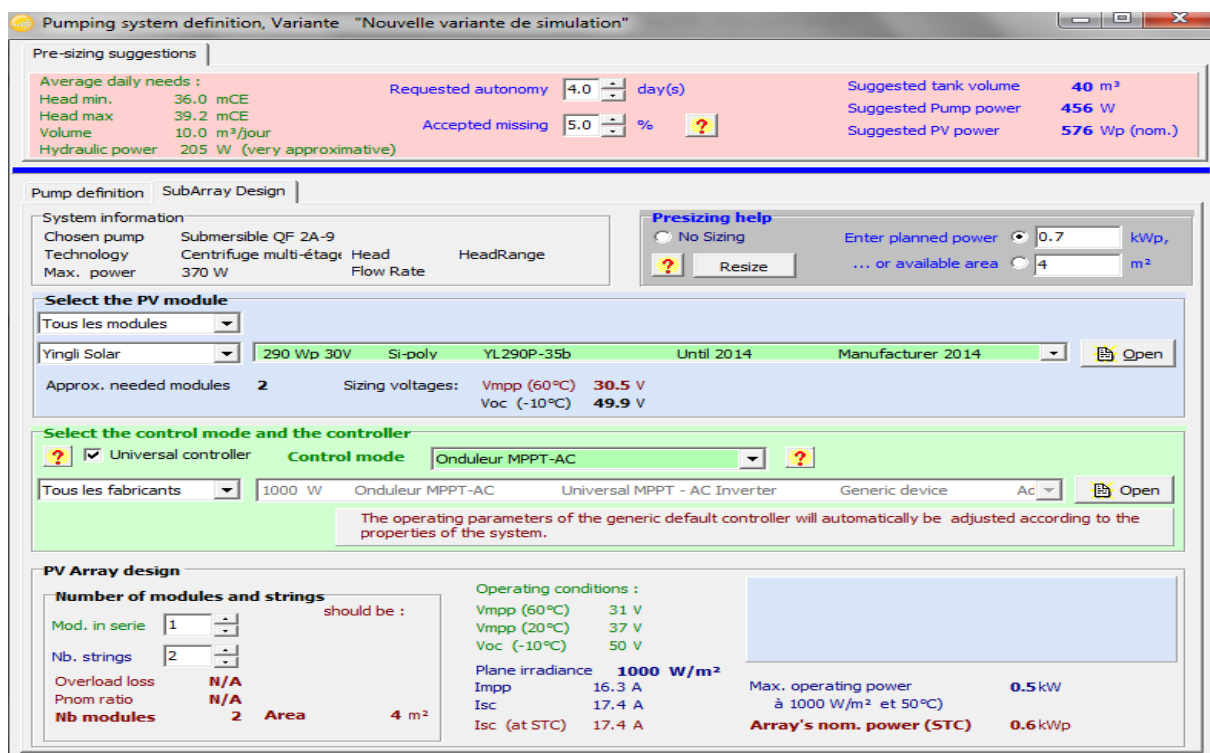


Figure III.12 : Choix modules et des onduleurs de notre système de pompage.



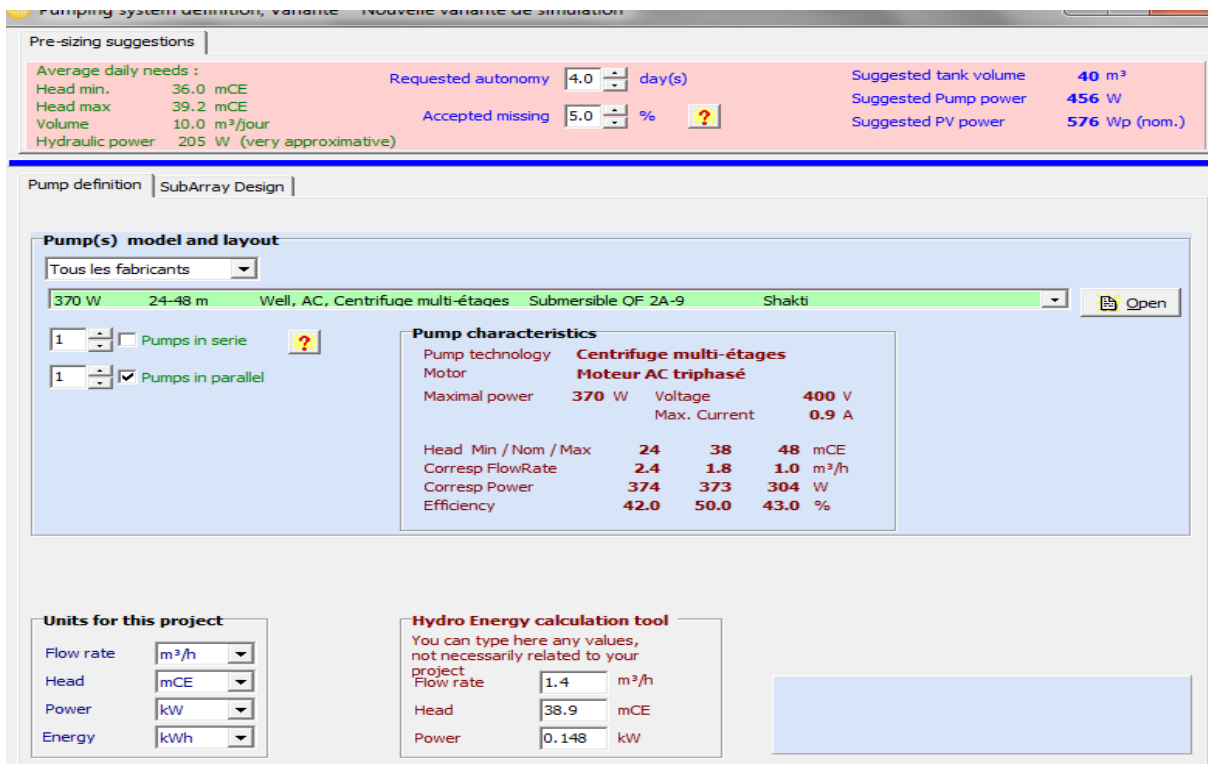


Figure III.13 : Choix de la pompe avec ses caractéristiques adaptable au système en étude.

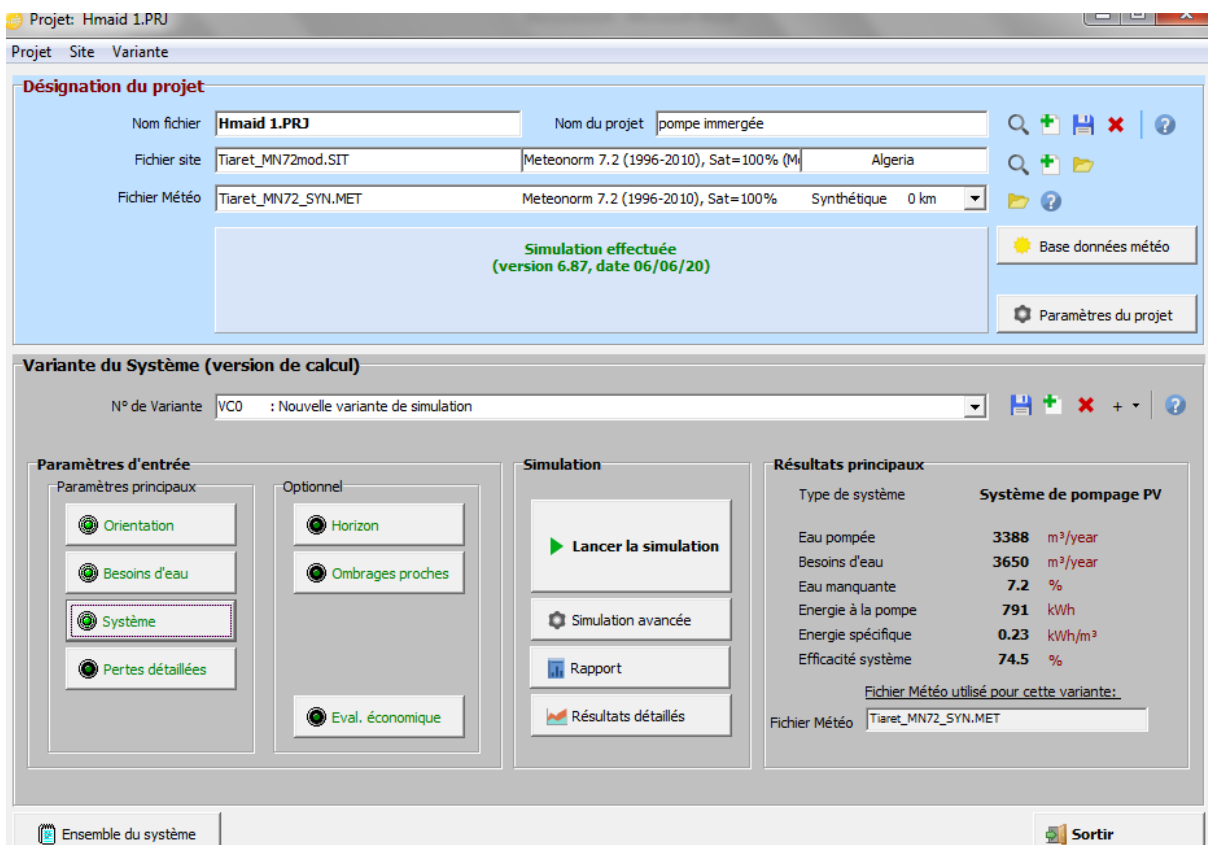


Figure III.14 : Interface globale du PVsyst pour simulation.

C'est la configuration finale de l'interface PVsyst, à partir de laquelle, on lance notre simulation, l'apparition des différentes étapes mentionnées en vert, signifie que vous pouvez

lancer votre simulation sans contraintes, et si votre système ou une des étapes n'est pas conforme ça parait en couleur rouge et vous ne pouvez pas lancer votre simulation.

**III.6 Rapport de simulation (En Annexe)**

Après la simulation par le PVSYST 6.87 de la consommation de notre système de pompage au fil du soleil, on obtient un rapport des résultats (voir la figure (III.15) date 07/06/2020 mentionnée en haut de cette fenêtre.

PVSYST V6.87		07/06/20	Page 1/5
<b>Système de pompage PV: Paramètres de simulation de base</b>			
<b>Projet :</b>	<b>pompe immergée</b>		
<b>Site géographique</b>	<b>Tiaret</b>	<b>Pays</b>	<b>Algérie</b>
<b>Situation</b>	Latitude 35.37° N	Longitude	1.32° E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	1049 m
<b>Données météo:</b>	<b>Tiaret</b>	Meteonorm 7.2 (1996-2010), Sat=100% - Synthétique	
<b>Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation</b>			
	Date de la simulation	07/06/20 à 04h43	
<b>Paramètres de simulation</b>			
<b>Paramètres système de pompage</b>	Type de système	<b>Puits vers réservoir</b>	
Caractér. du puits (Diamètre 200 cm)	Prof. du niveau statique	30 m	Baisse de niveau spéc. 0.00 m / m³/h
	Prof. de la pompe	37 m	Prof. maxi de pompage 35 m
Réservoir	Volume	20.0 m³	Diamètre 2.5 m
Alimentation par le haut	Altitude d'injection	6.0 m	Hauteur (niveau plein) 4.1 m
Circuit hydraulique	Longueur de tuyaux	50 m	Tuyaux PE20 Dint = 22 mm
<b>Besoins d'eau</b>	Constant sur l'année:	10.00 m³/jour	
<b>Pompe</b>	Modèle	<b>Submersible QF 2A-9</b>	
	Fabricant	Shakti	
Technologie de la pompe	Centrifuge multi-étages	Pompe immergée (puits)	Moteur Moteur AC triphasé
Conditions de fonctionnement		<b>pression min.</b>	<b>pression nom.</b> <b>pression max.</b>
		24.0	38.0 48.0 mWater
Débit maximum correspondant		2.40	1.80 1.00 m³/h
Puissance requise		374	373 304 W
<b>Orientation plan capteurs</b>	Inclinaison	20°	Azimut 0°
<b>Caractéristiques du champ de capteurs</b>			
<b>Module PV</b>	Si-poly	Modèle	<b>YL290P-35b</b>
Base de données PVsyst originale		Fabricant	Yingli Solar
Nombre de modules PV		En série	1 modules
Nombre total de modules PV		Nbre modules	2
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	<b>580 Wc</b>
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	32 V
Surface totale		Surface modules	<b>3.9 m²</b>
			En parallèle 2 chaînes
			Puissance unitaire 290 Wc
			Aux cond. de fonct. 521 Wc (50°C)
			I mpp 16 A
			Surface cellule 3.5 m²

Figure III.15 : Rapport de la simulation et résultats correspondants.

### III.7 Modules photovoltaïques

#### III.7.1 Branchement de PPV pour notre système de pompage.

D'après le rapport de la simulation et d'après les résultats, on a conclu que notre modélisation par le logiciel PVsys a abouti à :

Deux (02) modules en parallèle de puissance globale du champ nominale de 580Wc aux conditions de fonctionnement de 521 Wc à la température de 50°C, d'une surface totale des modules de 3.9m<sup>2</sup>, soit surface cellule de 3.5m<sup>2</sup>.

Ces panneaux photovoltaïques avec Silicium poly cristallin de modèle (YL290P-35b).

Les modules sont un assemblage de photopile (ou cellule) montée en parallèle, afin d'obtenir la tension désirée (12V, 24V...). la cellule photovoltaïque est l'élément de base dans la conversion du rayonnement. Plusieurs cellules sont associées dans un module qui est la plus petite surface de capacité transformable, montrable et démontrable sur un site. Les modules sont regroupés en panneaux, qui sont à leur tour associés pour obtenir des champs photovoltaïques selon les besoins. Les cellules photovoltaïques sont réalisées principalement par le silicium cristallin, qui est utilisé sous forme monocristalline ou multi-cristalline en plaquette ou en ruban ou encore en couches semi-minces sur substrat selon les technologies récentes.

Données de base | **Dimensions et Technologie** | Paramètres modèle | Données additionnelles | Commercial | Graphiques

Description **Yinqi Solar, YL290P-35b**

Module		Cellules	
Longueur	1970 mm	En série	72
Largeur	990 mm	En parallèle	1
Épaisseur	50.0 mm	Surface cellule	243.3 cm <sup>2</sup>
Poids	26.80 kg	Nbre cellules total	72
Surf. module	1.950 m <sup>2</sup>	Surface cellules	1.752 m <sup>2</sup>

La définition des dimensions du module est obligatoire, utilisée pour la définition de l'efficacité "usuelle".  
La surface des cellules est facultative, elle permet de définir l'efficacité au niveau de la cellule..

**Tension champ max.**  
Tension maximale absolue du champ en toutes conditions (soit Voc aux températures les plus basses).  
Tension maximum IEC: 1000 V  
Tension maximum UL (US): 600 V

**Diode by-pass de protection**  
Nb. of sub-modules: 3 /module  
(i.e. functional by-pass diode<sub>s</sub>)  
Partition sous-modules:  
 En longueur  Twin half cells  
 En largeur  Shingled cells

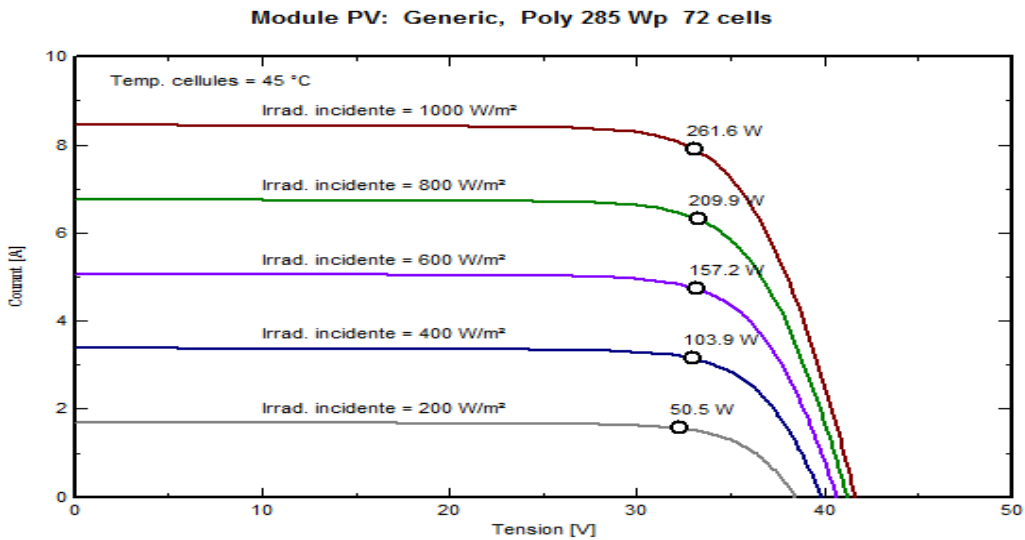
Module tuile  
 CPV: module à concentration  
 Module bifacial

**Technologie et spécificités du module**  
Cadre: Alu frame  
Structure: Low iron temp. glass, 4 mm  
Connexions: MC4 or AMP H4 (IP67)

Figure III.16 : Dimensions et caractéristiques des PV.

On a utilisé des PV de 1970mm de longueur soit 1.97m, de 990mm de largeur (0.9m) et de 50mm d'épaisseur, avec un poids de 26.80kg, soit la surface du module unitaire est de 1.950m<sup>2</sup>.

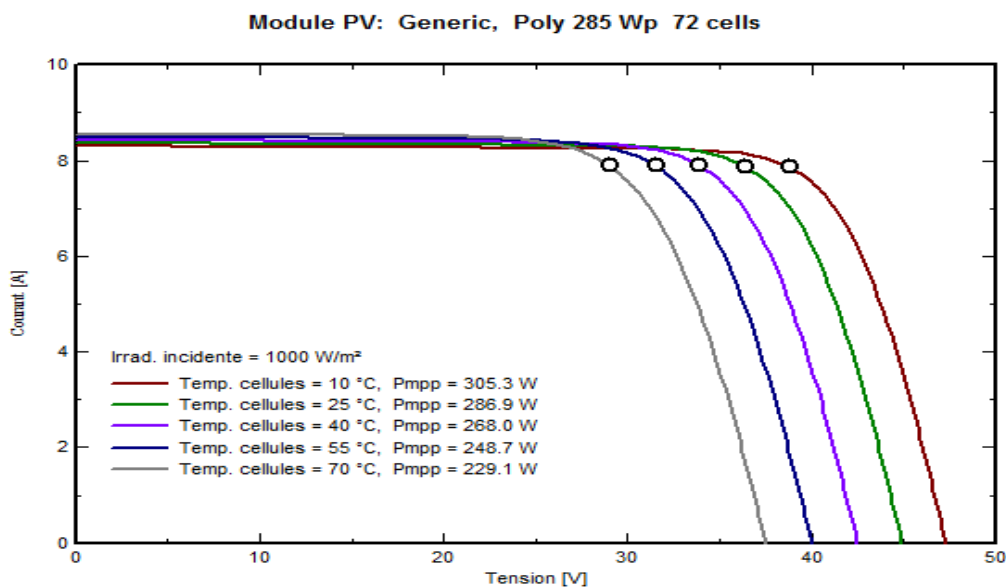
**III.7.2 Comportement du module selon irradiation incidente [w /m<sup>2</sup>]**



**Figure III.17 :** Comportement du module selon irradiation incidente

Quand l'ensoleillement augmente, l'intensité du courant photovoltaïque croît, les courbes I-V (Intensité du courant en fonction de la tension) se déplacent vers les valeurs croissantes permettant au module de produire une puissance électrique plus importante ; les points de puissance maximale sont marqués par un rond la figure, donc l'irradiation incidente influence sur le comportement du module.

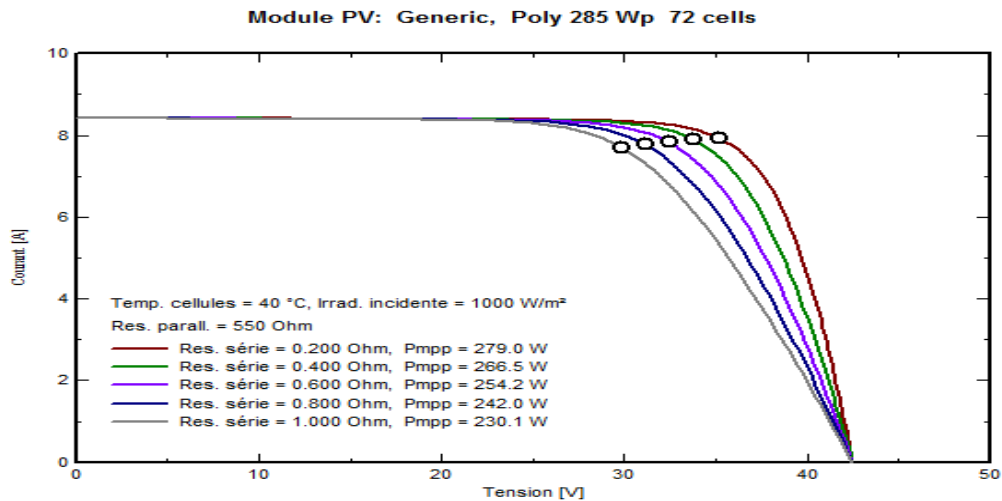
**III.7.3 Comportement du module selon la température**



**Figure III.18 :** Comportement du module selon la température

La figure montre que le courant augmente très rapidement lorsque la température s'élève et engendre une décroissance moins prononcée de la tension de circuit ouvert, ce qui fait une baisse relative de la puissance disponible, donc nous pouvons conclure que l'effet le plus important pour la conception des panneaux et des systèmes est la température.

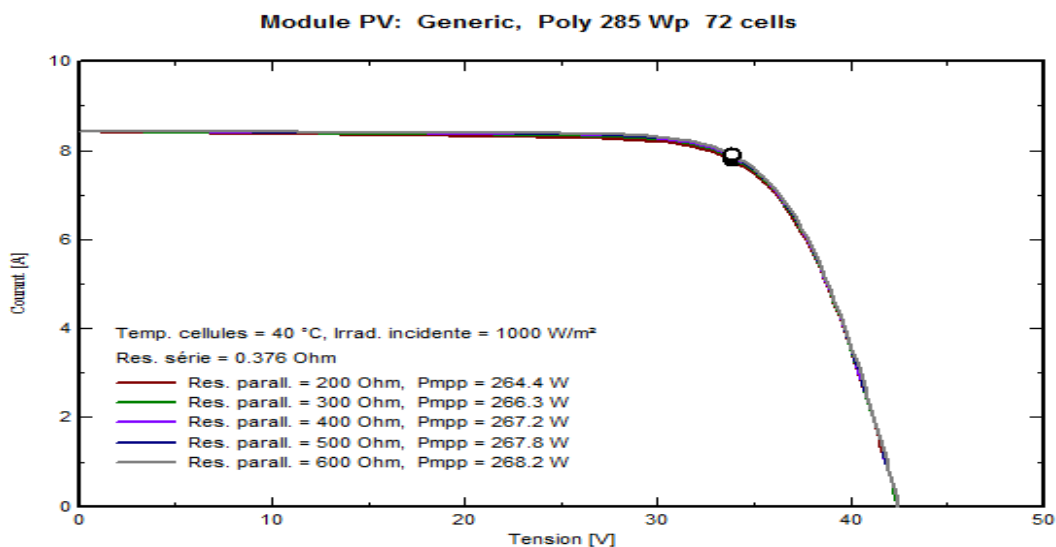
**III.7.4 Comportement du module selon la résistance en série**



**Figure III.19 :** Comportement du module selon la résistance en série

Les performances d'une cellule photovoltaïque sont d'autant plus dégradées que  $R_s$  est grande ou que  $R_{sh}$  est faible. La figure III.19 montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique I-V. Cette influence se traduit par une diminution de la pente de la courbe  $I = f(V)$  dans la zone où le panneau fonctionne comme source de tension, à droite du point de puissance maximum (même sur la figure). La chute de tension correspondante est liée au courant généré par le panneau.

**III.7.5 Comportement du module selon la résistance en parallèle**



**Figure III.20 :** Comportement du module selon la résistance en parallèle

La résistance shunt est liée directement au processus de fabrication, et son influence ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs du courant. La figure III.20 montre que cette influence se traduit par une augmentation de la pente de la courbe I-V du panneau dans la zone correspondante à un fonctionnement comme une source de courant. Ceci provient du fait qu'il faut soustraire du photo-courant, outre le courant direct de diode, un courant supplémentaire variant linéairement avec la tension développée.

**III.8 Caractéristiques de la pompe immergée.**

PVSYST V6.87		07/06/20		Page 2/5	
<b>Système de pompage PV: Paramètres de simulation détaillés</b>					
<b>Projet :</b> pompe immergée					
<b>Variante de simulation :</b> Nouvelle variante de simulation					
<b>Principaux paramètres système</b>		<b>Type de système</b>		<b>Puits vers réservoir</b>	
Besoins du système		pression de base	36.0 mCE	Besoins d'eau	10.0 m <sup>3</sup> /jour
Pompe		Modèle / Fabricant	Submersible QF 2A-9 / Shakti		
Champ PV		Modèle / Fabricant	YL290P-35b / Yingli Solar		
Configuration du système		Nombre de modules	1 S x 2 P	Puissance du champ	580 Wc
		Stratégie de régulation	<b>Onduleur MPPT-AC</b>		
<b>Contrôle de fonctionnement du système</b>		(Appareil générique, param. ajustés selon le système)			
<b>Convertisseur de puissance</b>		Onduleur MPPT-AC			
Conditions de fonctionnement	Tension MPP minimale	24 V	puissance nominale	370 W	
	Tension MPP maximale	41 V	Puissance seuil	4 W	
	Tension champ max.	52 V	Efficacité maxi	97.0 %	
	Courant d'entrée maximum	19.3 A	Efficacité EURO	95.0 %	
<b>Remarques et Caractéristiques techniques</b>					
Generic regulator for pumping systems. For pumping systems with MPPT inverter. The parameters are pre-setted according to the system (pumps and Array), at the beginning of the simulation. Unlike exceptions, they are not modifiable by the user.					
<b>Facteurs de perte du champ PV</b>					
Fact. de pertes thermiques		Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (vent)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Perte ohmique de câblage		Rés. globale champ	33 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
LID - "light Induced degradation"				Frac. pertes	1.3 %
Perte de qualité module				Frac. pertes	-0.8 %
Perte de "mismatch" modules				Frac. pertes	1.0 % au MPP
Perte de "mismatch" strings				Frac. pertes	0.10 %
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05

**Figure III.21 :** Différentes caractéristiques de la pompe et de l'onduleur de régulation

La pression de base étant de 36.0mCE avec un besoin journalier en eau de 10m<sup>3</sup>/jour, notre pompe de marque Submersible QF 2A-9/Shakti.

Le convertisseur de puissance d'onduleur MPPT-AC avec une tension minimale de 24V, d'une puissance de 370W, d'une tension maximale de 41V ; la tension du champ maximale de 52V avec une efficacité maximale de 97%.

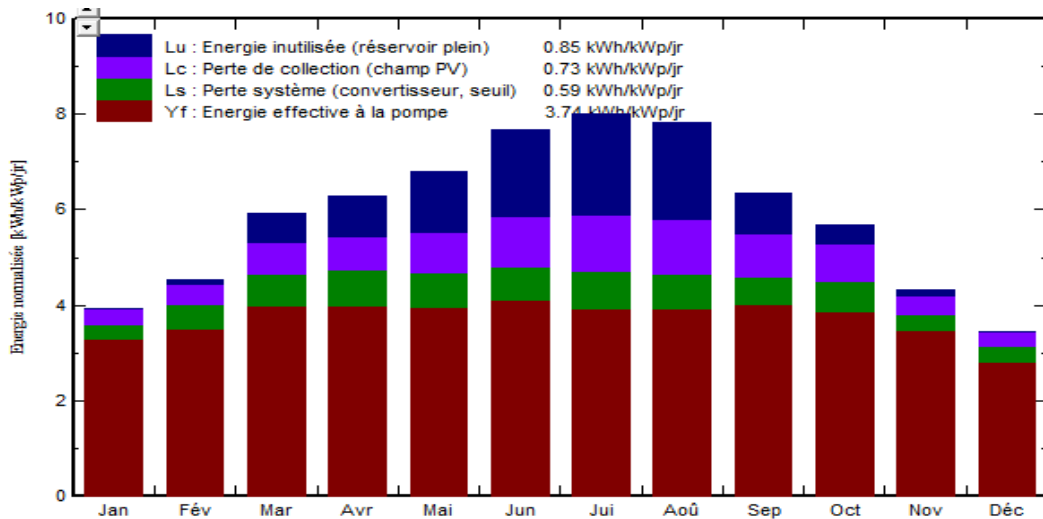


Figure III.22 : Productions normalisées (par kWp installé)

Cette montre la variation normalisée de l’installation en fonction des différents mois de l’année, On remarque bien que l’énergie effective à la pompe étant presque la même durant les différents mois de l’année d’ordre 3.74 kWh/kWp/j, pour les pertes du système (Convertisseur seuil) étant de 0.59 kWh/kWp/j, cette valeur est maximale dans la saison d’été et moins importante dans les mois d’hiver tels que, décembre, janvier et le mois de février.

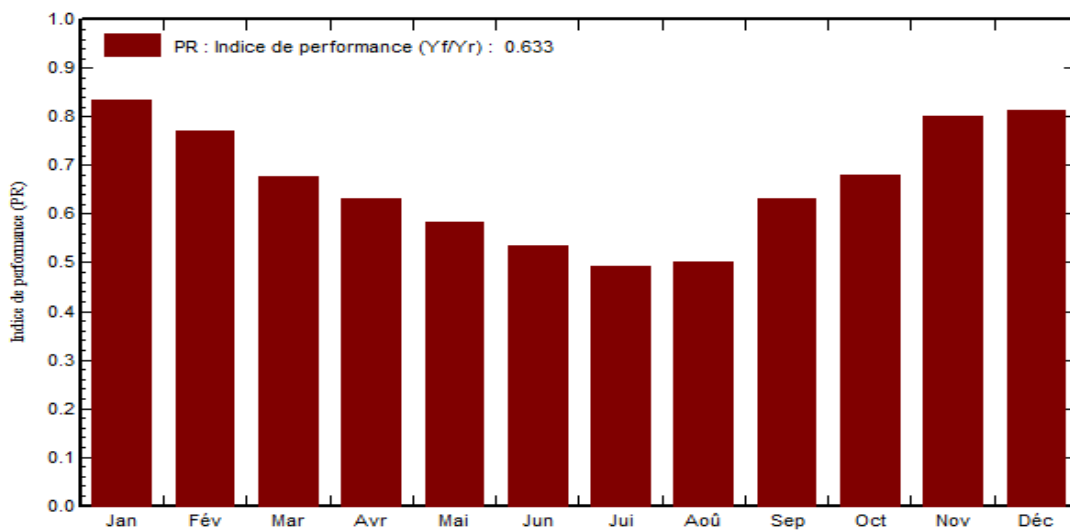


Figure III.23 : Indice de performance (PR) et Fraction solaire (SF).

Pour cette figure qui représente l’indice de performance et fraction solaire en fonction des différents mois de l’année, on constate que cet indice est très important pendant les moins de janvier, février , novembre et décembre, dans ces mois où la température est très basse , cette valeur étant environ 0.8, pour les autres mois , ce facteur de performance varie d’un mois à un autre et n’excède pas les 0.633.

	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArrMPP kWh	E_PmpOp kWh	ETkFull kWh	H_Pump mCE	WPumped m <sup>3</sup>	W_Used m <sup>3</sup>	W_Miss m <sup>3</sup>
Janvier	118.1	64.8	58.92	0.00	38.17	250.0	249.8	60.1
Février	123.3	66.6	56.81	1.33	38.09	235.6	234.8	45.2
Mars	178.2	93.3	71.83	8.57	38.52	306.7	300.2	9.8
Avril	183.2	95.1	69.22	11.28	38.63	300.0	300.0	0.0
Mai	204.7	102.8	71.37	16.55	38.38	302.1	309.3	0.7
Juin	223.9	109.0	71.42	23.14	38.62	307.0	300.0	0.0
Juillet	241.4	114.3	70.78	27.06	38.88	310.2	310.0	0.0
Août	236.1	112.4	70.48	26.47	38.94	310.0	310.0	0.0
Septembre	184.9	91.9	69.87	10.94	38.50	299.8	300.0	0.0
Octobre	171.8	87.3	69.74	6.08	38.68	300.8	304.0	6.0
Novembre	126.0	68.0	60.47	1.88	38.09	254.0	268.1	31.9
Décembre	103.3	56.6	50.46	0.00	38.05	211.8	205.4	104.5
Année	2094.8	1062.0	791.35	133.31	38.47	3388.0	3391.7	258.3

Légendes: GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages H\_Pump Pression totale moyenne à la pompe  
 EArrMPP Energie champ, virtuelle au MPP WPumped Eau pompée  
 E\_PmpOp Energie de fonctionnement pompe W\_Used Eau consommée  
 ETkFull Energie inutilisée (réservoir plein) W\_Miss Eau manquante

Tableau III.2 : Bilans globales et résultats principaux.

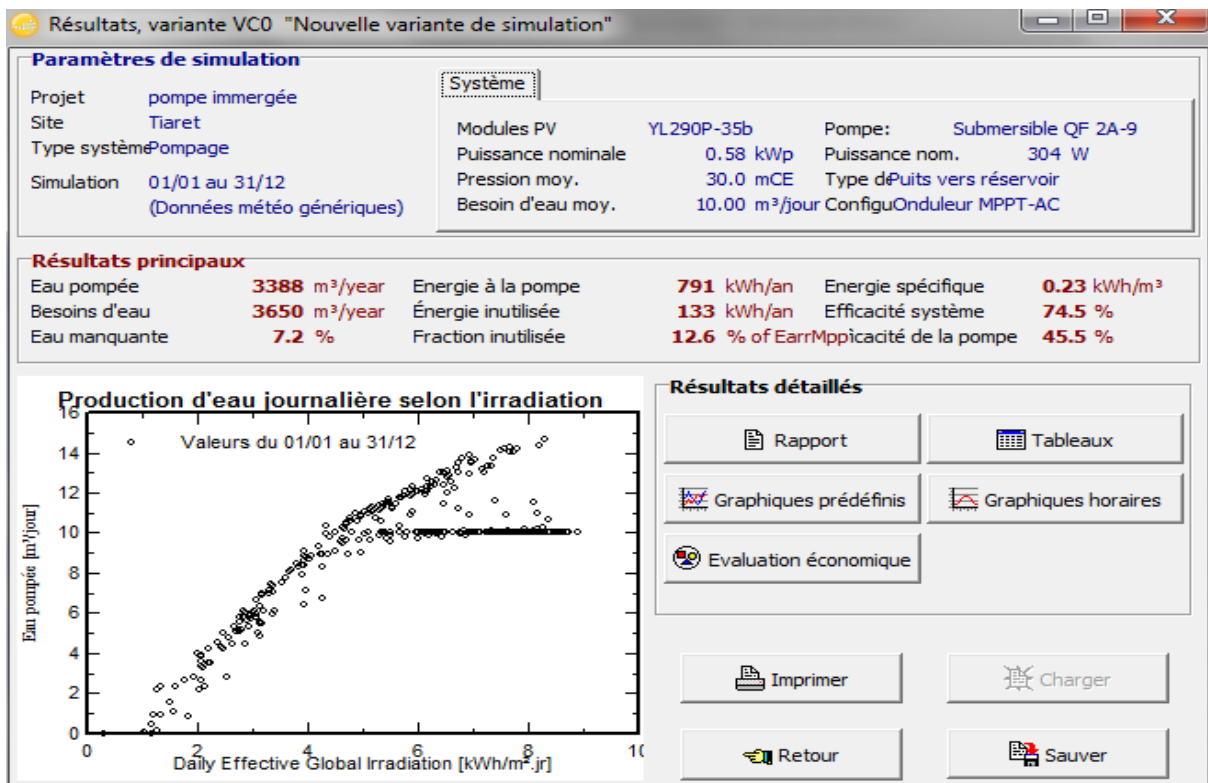


Figure III.24 : Principaux résultats et paramètres de simulation.

Cette figure illustre les différents paramètres de notre projet de pompage tel que :

Nom du projet est une pompe immergée au niveau du site isolé de la wilaya de Tiaret, avec des modules PV de marque YL290-35b d'une puissance nominale de 0.58KWp, et d'une pompe de marque Submersible QF 2A-9, d'une puissance nominale de 304 W, d'une pression moyenne du débit de 30mCE, avec un débit de 10m<sup>3</sup>/jour et le type d'onduleur est MPPT-AC.



Eau pompée est 3388 m<sup>3</sup>/an, l'énergie à la pompe est 791 KWh/an, soit l'énergie spécifique de 0.23 KWh/m<sup>3</sup>.

Besoin d'eau est 3650 m<sup>3</sup> /an, soit l'énergie inutilisée de 133 KWh/an, d'où l'efficacité du système est 74.5%.

L'eau manquante est 7.2% et l'efficacité de la pompe est de 45.5%.

### **III.5 Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons vu avec certains détails toutes les étapes nécessaires au dimensionnement et à la modélisation de notre système de pompage photovoltaïque, à l'aide d'un logiciel de modélisation de notre système et d'essayer d'optimiser le nombre et la qualité des panneaux photovoltaïque, des régulateurs, et des onduleurs en prenant compte des paramètres réels envisageables (le besoin en eau, la disposition du site sur le terrain, les contraintes en termes de puissance, les paramètres constructeur etc.) ce qui nous permet de simuler un fonctionnement dans des conditions réelles très précises (Température, ensoleillement, puissance.etc.