



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

جامعة وهران 2 محمد بن أحمد
Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed

معهد الصيانة و الأمن الصناعي
Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

Département de Maintenance en Instrumentation

MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Génie Industriel

Spécialité : Ingénierie de la Maintenance en Instrumentation

Thème

Conception et réalisation d'un système photovoltaïque alimentant et une maison rurale.

Présenté et soutenu publiquement par :

HASSANE Amel

OTMANE Ilias

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
LABAIR Hakima	MCB	IMSI-Univ. D'Oran2	Présidente
ChOUI TEK Mama	MCA	IMSI-Univ. D'Oran2	Encadreur
MIMOUNI Chahinaze	MCB	IMSI-Univ. D'Oran2	Examinatrice

2023/2024

Remerciements

Je remercie ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Je souhaite exprimer ma plus profonde gratitude à mon encadreuse **Mama. Chouitek....** pour son soutien, ses conseils avisés et son accompagnement tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Je tiens également à remercier chaleureusement l'ingénieur de l'entreprise **ENIE Mr. BENDAOUDI SOFIANE** pour son aide précieuse et son expertise.

Je remercie sincèrement les membres du jury pour le temps qu'ils ont consacré à évaluer ce travail et pour m'avoir donné l'opportunité de le soutenir.

Enfin, un immense merci à nos familles pour leur soutien constant et leur compréhension tout au long de ce parcours. Merci également à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce projet.

Dédicace

Je tiens à remercier Allah de m'avoir donné le courage, la santé, et la volonté afin de pouvoir réaliser ce modeste travail.

À mes plus grands soutiens et sources d'inspiration, je dédie ce travail avec tout mon amour et ma reconnaissance infinies.

À ma mère « **ZOUICHE .A** » qui a toujours été mon port d'attachement et ma boussole merci pour ton amour inconditionnel, ton dévouement et ton soutien inébranlable . tu as été la lumière qui a éclairé mon chemin dans les moments sombres et tu as toujours cru en moi ,même lorsque je doutais .

À mon père « **HASSANE Mohammed** » qui m'a appris l'importance du travail acharné , de la persévérance et de l'honnêteté , je suis reconnaissante pour tes conseils avisés et ton soutien sans faille . tu m'as inspiré à viser plus haut et à poursuivre, je te suis infiniment reconnaissante pour ton soutien indéfectible, ta confiance en moi et ton amour .

À mes frères « **Djamile ,Necer et sa femme ,Yamina ,Soumai ,Yousaife** »

Puissiez-vous toujours être entourés de bonheur et de succès.

À mes enfants « **Taj addin , Islam , Fedaa , Ghofrane, Oussaid , Nedjm eddine** » qui ont rempli ma vie de tant de bonheur et de joie .

À mes très chères amies « **Bakhta M,Sihame .Z , Kenza. B ,Imane .O** » qui ont été mes piliers dans les moments difficiles et mes partenaires de fête dans les moments de joie , merci pour votre amitié sincère , votre soutien sans faille et votre amour inconditionnel .

À mes professeurs du lycée « **K.Amiche , R. Zaroulai** » merci pour votre éducation et votre confiance en mes capacités , et merci pour vos efforts en mon nom et pour m'avoir toujours encouragé .

À Mes tous mes amis « **Amira ,bouchar ,wissal ,manel ,marwa ,khadra fatima , chaimaa , chahre zed , wissam,ilyes , abd elhak , mostaf, imad eddine ,Anouar** » merci pour ton amitié .

À tous les amis collègues de l'IMSI et tous ceux qui m'estiment et pensent à moi.

HASSANE Amel

Dédicace

Je dédie ce travail à ma très chère mère, pour son amour inconditionnel et son soutien indéfectible tout au long de ce parcours.

À mon cher père, pour ses encouragements constants et pour m'avoir toujours soutenu.

À tous mes amis, ceux que je connais depuis longtemps et ceux que j'ai rencontrés au cours de ces cinq années à l'université, Un remerciement spécial à mes frères, qui se reconnaîtront.

Sans oublier mes deux grands-mères et a toute la famille OTMANI.

OTMANE Ilias

Résumé

Le mémoire se concentre sur l'énergie photovoltaïque et son application dans les régions isolées, illustré par l'exemple d'une maison rurale où le système est dimensionné en fonction des besoins énergétiques spécifiques et des conditions météorologiques locales. Une simulation à l'aide de PVsyst est réalisée pour évaluer la performance du système. L'étude conclut en recommandant des composants adaptés et des améliorations pour assurer la fiabilité et la durabilité des systèmes photovoltaïques, contribuant ainsi à un avenir plus durable et optimisé grâce aux énergies renouvelables.

Mots clés : systèmes photovoltaïques, besoin énergétique, maison rurale, condition météorologiques, simulation, énergies renouvelables.

Abstract

The research centers on photovoltaic energy and its application in isolated regions, illustrated by the example of a rural house where the system is sized according to specific energy needs and local meteorological conditions. A simulation using PVsyst evaluates the system's performance. The study concludes by recommending suitable components and enhancements to ensure the reliability and durability of photovoltaic systems, thereby contributing to a more sustainable and optimized future through renewable energies.

Keywords: photovoltaic energy, isolated regions, renewable energies, meteorological conditions.

ملخص

هذا البحث يتمحور حول استغلال الطاقة الشمسية بتحويلها لطاقة كهربائية مع توضيح كيف تتم هذه العملية وشرح لكل مكونات هذا النظام. ميرزين لاستعمالته الفعالة في المناطق المعزولة من خلال المثال المعروف في منزل ريفي معزول، حيث قمنا بدراسة لتزويد هذا المنزل بالطاقة الشمسية من خلال ادراج احتياجات الطاقة اليومية وبيانات الطقس للمنطقة المدروسة. ثم قمنا بمحاكاة لهذا النظام باستخدام برنامج مخصص لمحاكاة أنظمة الطاقة الشمسية وتحصلنا على نتائج اتاحت لنا اقتراح تعديلات وتحسينات على نظام تزويد منزلنا المعزول بالطاقة الشمسية وحدها لتوليد الكهرباء ميرزين فعالية هذه الأنظمة ودورها في مستقبل أفضل من خلال موارد طاقة نظيفة ومتجددة.

كلمات مفتاحية: الطاقة الشمسية، لطاقة كهربائية، المناطق المعزولة، بيانات الطقس، محاكاة، طاقة نظيفة ومتجددة.

Table de matières

Remerciements	
Dédicace	
Dédicace	
Résumé	
Abstract	
ملخص	
Introduction générale	1
I. Etude théorique d'un système photovoltaïque	4
Introduction	4
I.1 .Energie photovoltaïque	4
A. Définition	4
B. Rayonnement solaire	4
C. Différents types de rayonnement	4
D. Différents types de systèmes photovoltaïques	5
D.1 Les systèmes autonomes	5
D.2 .Les systèmes hybrides	6
D.3 Les systèmes connectés au réseau	7
I.2 .Effet photovoltaïque	8
I.3 .Principe de la conversion photoélectrique	9
I.4 .Avantages et Inconvénients de l'énergie Photovoltaïque	9
I.5 .Composition du système solaire photovoltaïque	10
I.6 .Principes de fonctionnement des panneaux solaires photovoltaïques	10
A. Générateur photovoltaïque	10
B. La cellule photovoltaïque	11
B.1 .Définition d'une cellule photovoltaïque	11
B.2 .Technologie des cellules solaires	11

B.3	.Fabrication des cellules photovoltaïques	12
B.4	.Le matériau de base de la cellule photovoltaïque	12
a.	Silicium monocristallin	12
b.	Le silicium multi cristallin	13
c.	Le silicium amorphe	13
B.5	.Principes de fonctionnement des cellules solaire Photovoltaïques	14
B.6	.les types cellule photovoltaïque	15
a.	Cellules solaires monocristallines	16
b.	Cellules solaires poly cristallines	16
c.	Cellules solaires amorphes	17
d.	Les cellules multi-jonctions à haut rendement	18
e.	Autres types de cellules	18
B.7	.Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque	19
a.	Caractéristique courant – tension (I-V) d'une cellule photovoltaïque	19
b.	Caractéristique puissance-tension (P-V)	20
C.	Types d'assemblages électriques	21
C.1	.Assemblage de panneaux photovoltaïques en série	21
C.2	.Assemblage de panneaux photovoltaïques en parallèle	22
C.3	.Assemblage mixte (série / parallèle)	23
D.	Le module photovoltaïque	24
D.1	.Caractéristique de module PV	25
a.	Tension en circuit ouvert V_{CO}	25
b.	Le courant de court-circuit	26
c.	Point de puissance maximale P_m :	26
d.	Facteur de forme :	26
e.	Rendement de la cellule	26
E.	Modélisation d'une cellule photovoltaïque	27

E.1	.Paramètres d'une cellule PV	29
a.	Le courant de court-circuit	29
b.	La tension de circuit ouvert	29
c.	Association de Cellules Photovoltaïques	30
F.	Modélisation du générateur PV	31
G.	Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque	31
H.	Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque	32
I.7	.Etage d'adaptation	32
A.	Convertisseur DC/DC (hacheur)	33
A.1	.Type des convertisseurs DC/DC	33
A.2	.Modélisation des convertisseurs de puissance	34
a.	Convertisseur DC-DC Buck	34
b.	Convertisseur DC-DC boost	35
B.	Convertisseur DC/AC (onduleur)	36
B.1	.Les types d'onduleurs	37
B.2	.Principe de fonctionnement d'un onduleur	37
B.3	.La commande d'onduleur	38
B.4	.Modélisation de l'onduleur	38
I.8	.Système de stockage	40
A.	Les batteries	40
B.	Les types de batteries	40
B.1	.Batteries au plomb	40
B.2	.Batteries nickel-hydrure métallique, cadmium-nickel et lithium-ion	41
C.	Charge et décharge	41
D.	Le rôle de la batterie dans les systèmes isolés	42
E.	Le principe de fonctionnement des batteries	42
F.	Caractéristiques générales des batteries	42

G.	Modélisation du dispositif de stockage	43
I.9	.Système de régulation	45
A.	Définition d'un régulateur	45
B.	Types des régulateurs de charge	46
B.1	.Régulateur shunt	46
B.2	.Régulateur type série	47
B.3	.Le régulateur (MLI)	48
B.4	.Le régulateur MPPT	48
C.	Comparaison de différentes technologies de régulateurs	49
I.10	.Méthodes de pompages	50
A.	Pompage direct « au fil du soleil »	50
B.	Pompage avec stockage d'énergie	50
I.11	.Moteur électrique	51
A.	Moteur à courant continu	51
B.	Moteur à courant alternatif	52
I.12	Types des pompe	52
A.	Pompe volumétrique	52
B.	Pompe centrifuge	53
I.13	. Position de pompe	54
I.14	. Choix d'une pompe	54
I.15	.Electronique de commande	55
A.	.Convertisseur DC/DC	55
B.	Convertisseur DC/AC	55
	Conclusion :	56
II-	Dimensionnement du système à simuler	58
	Introduction	58
II.1	.Présentation de la maison rurale	59

A.	Localisation géographique	59
B.	Description de la maison rurale	59
II.2	Partie 1. Maison et poulailler	59
A.	Description de cette partie	59
B.	L'estimation des besoins journaliers en électricité	59
C.	Le choix des panneaux solaires pour cette installation	61
D.	Détermination de la capacité et le choix de la batterie	66
E.	Choix du régulateur	69
F.	Choix de l'onduleur	70
G.	Dimensionnement des câbles	71
H.	Résultats et composants de cette partie	73
II.3	Partie 2. Le puits	74
A.	Description de cette partie	74
B.	Estimations des besoins en eau	74
C.	Calcul de la hauteur manométrique totale	74
C.1	Dimensionnement de la conduite d'eau	75
C.2	Calcule les pertes de charge linéaire	76
C.3	Calcule les pertes de charge singulières	77
D.	Détermination de l'énergie hydraulique	78
E.	Détermination de l'énergie électrique	78
F.	Choix de la pompe	78
G.	Choix d'onduleur	80
H.	Calcul de la puissance crête	81
I.	Choix des panneaux solaires	81
J.	Capacité du réservoir	82
K.	Dimensions du câblage	83
L.	Résultats et composants de cette partie	83

Conclusion	84
III- Simulation et résultats	86
Introduction	86
III.1 Etudes des logiciels utilisés	86
A. Présentation du logiciel Meteonorm 8.0	86
B. Utilisation du logiciel Meteonorm 8.0	86
C. Résultats et données météorologiques	88
C.1 Rayonnement mensuel	88
C.2 Rayonnement global journalier	89
C.3 Température mensuelle	89
C.4 Température journalière	89
C.5 Précipitation	90
C.6 Durée d'insolation	90
C.7 Tableau de données récapitulatives	90
III.2 Présentation du logiciel PVsyst 7.3	90
A. Interface du logiciel	91
A.1 Couplé au réseau	92
A.2 Isolé avec batteries	92
A.3 Pompage	92
A.4 Bases de données	92
A.5 Outils	93
B. Localisation géographique du site d'étude	93
III.3 Simulation de la ferme rurale	93
A. Choix du nom et localisation	94
B. Orientation	94
C. Détermination des besoins utilisateur	95
D. Définir le système	96

D.1	Caractéristiques du pack de batteries	97
D.2	Les caractéristiques du champ photovoltaïque	98
E.	Lancer la simulation	99
F.	Résultats et discussion	100
G.	Solutions	105
III.4	simulation du système de forage	106
A.	Choix du nom et localisation	107
B.	Besoins d'eau	107
C.	Définir le système	108
D.	Lancer la simulation	110
E.	Résultats et discussion	111
F.	Solution	115
III.5	Comparaison entre le dimensionnement et la simulation	116
	Conclusion	118
	Conclusion générale	120
	Annexe	121
	Bibliographique	124

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes.	1
Figure I.2 : Schéma d'un système de pompage au fil de soleil.	1
Figure I.3 : Configuration du système hybride à bus continu.	1
Figure I.4 : Effet photovoltaïque.	1
Figure I.5 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.	1
Figure I.6 : Cellule monocristallin(a) et multi cristallin (b).	1
Figure I.7 : Cellule amorphe.	1
Figure I.8 : Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.	1
Figure I.9 : Représentation des niveaux d'énergie au voisinage de la jonction.	1
Figure I.10 : Cellule photovoltaïque.	1
Figure I.11 : Cellules solaires poly cristallines.	1
Figure I.12 : Cellules solaires amorphes.	1
Figure I.13 : Photovoltaïque à concentration et Schéma de principe d'un concentrateur photovoltaïque.	1
Figure I.14 : Cellules flexibles.	1
Figure I.15 : Caractéristique courant -tension d'une cellule photovoltaïque.	1
Figure I.16 : Caractéristique puissance-tension.	1
Figure I.17 : Branchement de panneaux en série.	1
Figure I.18 : Branchement de panneaux en parallèle.	1
Figure I.19 : Branchement de panneaux mixte.	1
Figure I.20 : Module photovoltaïque.	1
Figure I.21 : Schéma synoptique d'un générateur PV.	1
Figure I.22 : Caractéristique de $P=f(V)$ d'un module photovoltaïque.	1
Figure I.23 : Caractéristique de $I=f(V)$ d'un module photovoltaïque.	1
Figure I.24 : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV, modèle à une diode.	1
Figure I.25:Caractéristiques de cellules photovoltaïques en série.	1
Figure I.26 : Caractéristiques de cellules photovoltaïques en parallèle.	1
Figure I.27 : Schéma électrique équivalent d'un générateur PV, modèle à une diode.	1
Figure I.28 : Caractéristique courant- tension d'un générateur photovoltaïque.	1
Figure I.29 : Caractéristique puissance- tension d'un générateur photovoltaïque.	1
Figure I.30 : Schéma des convertisseurs DC-DC couramment utilisés : (a) : Boost (b) : Buck (c) : Buck-Boost.	1
Figure I.31 : Montage d'un convertisseur buck.	1
Figure I.32 : Montage d'un convertisseur boost.	1
Figure I.33 : Schéma de Principe d'un Onduleur Triphasé En Pont.	1
Figure I.34 : Onduleur de tension triphasé.	1
Figure I.35 : Schéma électrique équivalent de l'onduleur de tension.	1
Figure I.36 : Modèle R-C de la batterie.	1
Figure I.37 : Schéma équivalent de nb éléments en série.	1
Figure I.38 : Modèle CIEMAT de la batterie au plomb sous Simulink.	1
Figure I.39 : Paramètres de régulateur de charge.	1
Figure I.40 : Conception d'un régulateur shunt.	1
Figure I.41 : Schéma fonctionnel du régulateur shunt.	1
Figure I.42 : Conception d'un régulateur série.	1

Figure I.43 : Système de pompage d'eau solaire PV à couplage direct.....	1
Figure I.44 : Système de pompage d'eau solaire PV avec stockage.....	1
Figure I.45 : Diagramme du pompage PV par pompe à DC.....	1
Figure I.46 : Diagramme du pompage PV par pompe à AC.....	1
Figure I.47 : Pompe à déplacement positif.....	1
Figure I.48 : Pompe centrifuge.....	1
Figure I.49 : Convertisseur DC/AC.....	1

Chapitre II

Figure II.1 : Moyenne de l'irradiation directe sur l'Algérie.....	1
Figure II.2 : Exemple de panneau solaire.....	1
Figure II.3 : Plaque signalétique de panneau utilisé.....	1
Figure II.4 : Photo du montage des panneaux solaires câblés en parallèle et en séries.....	1
Figure II.5 : Tableau des facteurs de correction selon la température.....	1
Figure II.6 : L'effet du DoD sur la durée de vie d'une batterie.....	1
Figure II.7 : Photo de la batterie Rolls 5000 12CS.....	1
Figure II.8 : photo du montage des batteries branchés en série et en parallèle.....	1
Figure II.9 : Photo de régulateur.....	1
Figure II.10 : photo d'onduleur Smatripower X utilisé.....	1
Figure II.11 : Schéma de montage des composants de cette partie d'installation PV.....	1
Figure II.12 : Schéma représente les paramètres de HMT.....	1
Figure II.13 : Schéma représente les paramètres de notre cas d'étude.....	1
Figure II.14 : Les coefficients des pertes de charge singulières en cm.....	1
Figure II.15 : Schéma durée d'insolation.....	1
Figure II.16 : Choix d'une pompe selon la hauteur et le débit demandés.....	1
Figure II.17 : Photo de notre pompe.....	1
Figure II.18 : Photo d'onduleur Sunny Boy 3.0.....	1
Figure II.19 : Schéma du montage de nos 16 panneaux en série et parallèle.....	1
Figure II.20 : Schéma des composants de notre pompage solaire.....	1

Chapitre III

Figure III.1 : Localisation géographique de site d'étude dans Meteonorm 8.....	1
Figure III.2 : Définition d'inclinaison et plage d'années.....	1
Figure III.3 : Définir format de sortie et exporter les résultats.....	1
Figure III.4 : Schéma du rayonnement global.....	1
Figure III.5 : Schéma du rayonnement global journalier.....	1
Figure III.6 : Schéma de la température mensuel.....	1
Figure III.7 : Schéma de la température journalière.....	1
Figure III.8 : Schéma de la précipitation.....	1
Figure III.9 : Tableau de données récapitulatives de Bordj albaal.....	1
Figure III.10 : Interface du logiciel PVsyst 7.3.....	1
Figure III.11 : Etape d'ajouter un nouveau site dans PVsyst à partir de Meteonorm.....	1
Figure III.12 : Première étape pour un projet PVsyst d'installation PV autonome.....	1
Figure III.13 : Etape de choix du nom et de la localisation du projet.....	1
Figure III.14 : Choix d'orientation.....	1
Figure III.15 : Définition des besoins énergétiques de l'utilisateur.....	1

Figure III.16 : Distribution horaires des besoins énergétiques.	1
Figure III.17 : Première étape à faire dans l'interface du « système ».	1
Figure III.18 : Définir les caractéristiques de stockage.	1
Figure III.19 : Choix des paramètres du champ PV et régulateur.	1
Figure III.20 : Configuration typique d'un système isolé par PVsyst 7.3.	1
Figure III.21 : Paramètres des pertes.	1
Figure III.22 : Horizon du bordj albaal.	1
Figure III.23 : Lancement de la simulation.	1
Figure III.24 : Schéma indice de performance et fraction solaire.	1
Figure III.25 : Energie incidente de référence dans le plan des capteurs solaires.	1
Figure III.26 : Facteurs de la production et pertes.	1
Figure III.27 : Bilans et résultats principaux.	1
Figure III.28 : Diagramme des pertes pour cette simulation.	1
Figure III.29 : Besoins de l'utilisateur et distribution horaire.	1
Figure III.30 : Rapport de simulation de première partie.	1
Figure III.31 : Choix de la conception de notre projet.	1
Figure III.32 : Interface du projet « pompage ».	1
Figure III.33 : Définir le circuit hydraulique de pompage.	1
Figure III.34 : Définir les besoins d'eau et pression.	1
Figure III.35 : Pré-dimensionnement du système de pompage.	1
Figure III.36 : Outil d'aide au choix de pompe par couleurs.	1
Figure III.37 : Choix de notre pompe.	1
Figure III.38 : Choix du module PV.	1
Figure III.39 : Lancement de la simulation.	1
Figure III.40 : Indice de performance.	1
Figure III.41 : Production d'eau selon l'irradiation par jour.	1
Figure III.42 : Facteurs de production et pertes.	1
Figure III.43 : Bilans et résultats principaux.	1
Figure III.44 : Diagramme des pertes de charge.	1
Figure III.45 : Rapport de simulation de deuxième partie.	1

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I.1 : Formules de dimensionnement des valeurs de L et C des convertisseurs DC-DC.	1
Tableau I.2 : Comparaison de performances de différents types de régulateurs.	1

Chapitre II

Tableau II.1 : Chaque pièce et leur équipement électrique.	1
Tableau II.2 : Bilan de puissance électrique.	1
Tableau II.3 : Consommation de la maison et le poulailler.	1
Tableau II.4 : Tensions du système correspondantes à chaque intervalle de puissance crête.	1
Tableau II.5 : Caractéristiques du panneau utilisé.	1
Tableau II.6 : Caractéristiques de la batterie choisie.	1
Tableau II.7 : Caractéristiques de régulateur à choisir.	1
Tableau II.8 : Caractéristiques d'onduleur à choisir.	1
Tableau II.9 : Référence du câblage entre les équipements.	1
Tableau II.10 : Les composants de notre installation PV.	1
Tableau II.11 : Résumé des besoins d'eau pour cette partie.	1
Tableau II.12 : Caractéristique du pompe « Grundfos SP 9-11 ».	1
Tableau II.13 : Caractéristiques d'onduleur « Sunny Boy 3.0 ».	1
Tableau II.14 : Les dimensionne du réservoir.	1
Tableau II.15 : Résumé des composants et résultats pour cette partie d'une pompe solaire.	1

Chapitre II

Tableau III.1 : La comparaison des résultats pour le puits.	1
Tableau III.2 : La comparaison des résultats pour la maison et poulailler.	1

Indice	Mot clé	Unité
PV	Photovoltaïque	/
GPV	Générateur photovoltaïque	/
MPPT	Suivi du Point de Puissance Maximum	/
Ir	Valeur moyenne d'irradiation	[KWh/m ² /j]
DC	Courant continu	/
AC	Courant alternatif	/
V _{mp}	Tension à Puissance Maximale	[V]
I _{mp}	Courant à Puissance Maximale	[A]
ETM	Evapotranspiration maximale	/
PR	Indice de performance	/
P _{on}	La puissance de l'onduleur	[A]
STC	Conditions de Test Standard	[W/m ² , °C]
N	Dopée négativement	/
P	Dopée positivement	/
V _{pn}	Tension de la jonction PN	[V]
Si	Silicium	/
Mono	Monocristallin	/
Poly	Polycristallin	/
PV _{sys}	Logiciel de simulation pour les systèmes photovoltaïques	/
Inverter	Onduleur	/
I _{sc}	Courant de Court-Circuit	[A]
V _{oc}	Tension en Circuit Ouvert	[V]
C _e	Capacité d'un élément batterie	[Ah]
DoD	Profondeur de Décharge	%

Introduction générale

Introduction générale

Le temps avance et l'évolution se poursuit chaque jour, entraînant avec elle une augmentation de nos besoins en énergie pour suivre ces progrès. Cependant, les dommages infligés à notre planète augmentent également, dans un contexte où nos demandes croissantes en électricité proviennent de méthodes de production polluante et non durables.

L'avènement des énergies renouvelables représente une étape cruciale dans notre quête d'une transition vers un système énergétique plus durable et respectueux de l'environnement. Les énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire, éolienne, hydraulique et biomasse.

Dans cette mémoire on va préciser sur L'énergie photovoltaïque qui représente une innovation majeure dans le domaine des énergies renouvelables, offrant une solution prometteuse pour répondre aux besoins croissants en électricité tout en réduisant notre dépendance d'énergie fossile. Cette forme d'énergie, qui convertit la lumière du soleil en électricité, présente de nombreux avantages en termes de durabilité environnementale, d'accessibilité et de fiabilité.

D'autre part, les zones rurales ont souvent été négligées en termes d'infrastructures électriques en raison de leur éloignement géographique, de leur faible densité de population et de leur coût élevé de développement et de maintenance des réseaux électriques.

Cependant, l'électrification rurale est devenue une priorité mondiale en raison de l'amélioration des conditions de vie et de la promotion d'un développement durable. Les sources d'énergie utilisées pour l'électrification rurale varient en fonction des ressources disponibles localement et des considérations environnementales, et peuvent inclure l'énergie solaire.

Exploitant l'énergie solaire, abondante et renouvelable, ces systèmes peuvent fournir une source d'électricité décentralisée, propre et fiable, adaptée aux besoins spécifiques des communautés rurales. Les panneaux solaires, associés à des onduleurs et des batteries de stockage, permettent de créer des systèmes autonomes capables de fonctionner indépendamment des réseaux électriques centralisés.

L'importance des systèmes photovoltaïques réside dans plusieurs avantages clés :
Durabilité et respect de l'environnement : Les systèmes photovoltaïques réduisent la dépendance aux combustibles fossiles et diminuent les émissions de gaz à effet de serre, contribuant ainsi à la lutte contre le changement climatique.

Introduction générale

Autonomie énergétique : En fournissant une source d'énergie locale, les systèmes photovoltaïques renforcent l'autonomie des communautés rurales et leur résilience face aux interruptions du réseau électrique.

Coûts réduits : Les avancées technologiques et les économies d'échelle ont considérablement réduit les coûts des composants photovoltaïques, rendant ces systèmes plus accessibles et économiques à long terme.

Développement économique : L'accès à une électricité fiable permet le développement d'activités économiques locales, l'amélioration des services éducatifs et de santé, et la création d'emplois.

Ce mémoire sera constitué de trois chapitres :

Le premier chapitre sera consacré à l'étude théorique d'un système photovoltaïque : Nous avons parlé des principes de fonctionnement des panneaux solaires, des composants d'un système photovoltaïque et de leurs caractéristiques, et avons donné une modélisation mathématique de chaque composant.

Dans le deuxième chapitre, nous présentons le dimensionnement et la conception de deux systèmes photovoltaïques pour notre maison rurale à **BORdJ ALBAAL** , en identifiant les différents composants Mentionner les données météorologiques et les changements saisonniers.

Le dernier chapitre, se concentre sur l'étude de la simulation numérique. Nous présentons d'abord les logiciels utilisés tels que PV SYST. Ensuite, nous présentons les résultats de notre simulation, et enfin, nous les comparons avec ceux théoriques dans le chapitre précédent.

On clôturera ce mémoire avec une conclusion générale et quelques perspectives.

Chapitre 1 :
Etude théorique
d'un système photovoltaïque

I. Etude théorique d'un système photovoltaïque

Introduction

Dans ce premier chapitre de notre étude sur les systèmes photovoltaïques, nous plongerons dans les profondeurs de la théorie qui alimente ces technologies innovantes, En examinant les concepts fondamentaux de la conversion de l'énergie solaire en électricité, nous établirons les bases nécessaires pour comprendre le fonctionnement complexe des systèmes photovoltaïques, De la physique des semi-conducteurs à la modélisation des cellules solaires, nous explorerons les principes qui guident la conception et l'optimisation de ces systèmes énergétiques du futur.

I.1 .Energie photovoltaïque

A. Définition

L'énergie solaire photovoltaïque est une forme d'énergie renouvelable qui produit de l'électricité par la transformation du rayonnement solaire grâce à une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont reliées entre elles et forment un panneau solaire (ou module) photovoltaïque. Ces derniers sont regroupés et sont appelés champ photovoltaïque [1].

B. Rayonnement solaire

Malgré la distance considérable qui sépare le soleil de la terre 150,10 Km, la couche terrestre reçoit une quantité d'énergie importante 180,10 GW, c'est pour ça que l'énergie solaire se présente bien comme une alternative aux autre sources d'énergie. Cette quantité d'énergie quittera sa surface sous forme de rayonnement électromagnétique compris dans une longueur variant de 0,22à 10 μm , l'énergie associe ace rayonnement solaires décomposé approxime activement comme suit:

- 9%dans la bandées ultraviolets (<à0,4 μm)
- 47%dans la bande visibles (0,4 à0,8 μm)
- 44%dans la bandées infrarouges (> à0,8 μm)[2].

C. Différents types de rayonnement

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffuse au sol,on Distingue plusieurs composantes :

a) Rayonnement direct

Flux solaire sous forme des rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère.

b) Rayonnement diffus

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère.

c) Rayonnement réfléchi

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable&). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lien appelé albédo (ϵ) $0 \leq \epsilon \leq 1$ [3].

D. Différents types de systèmes photovoltaïques

On rencontre généralement trois types de systèmes photovoltaïques, les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes connectés à un réseau [4]. Les deux premiers sont indépendants du système de distribution d'électricité, en les retrouvant souvent dans les régions éloignées[5].

D.1 Les systèmes autonomes

Ces systèmes photovoltaïques sont installés pour assurer un fonctionnement autonome sans recours à d'autres sources d'énergie. Généralement, ces systèmes sont utilisés dans les régions isolées et éloignées du réseau. Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes sont décrits sur la figure (I.1) qui traduit les différentes possibilités offertes : couplage direct à ne charge adaptée ou couplage avec adaptateur d'impédance MPPT (Maximum Power Point Tracking), fonctionnement au fil du soleil ou avec stockage d'énergie électrique.[5]

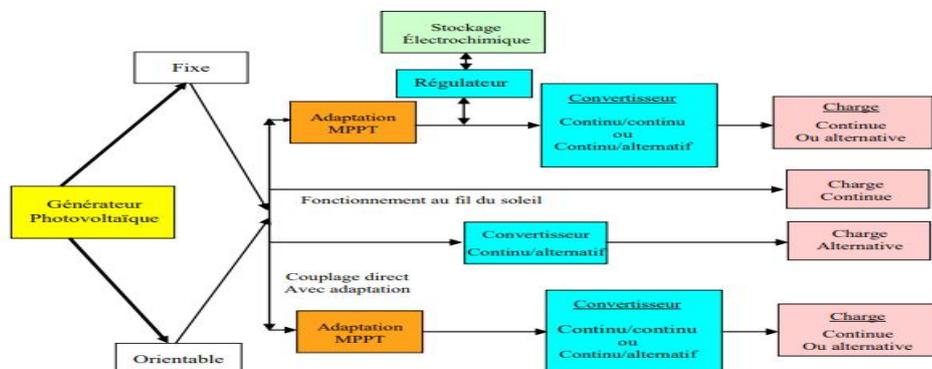


Figure I.1 : Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes.

Le couplage direct implique un fonctionnement au fil du soleil, donc à puissance essentiellement variable au cours de la journée. Les charges typiques à courant continu qui peuvent satisfaire le critère (tension constante à puissance variable) sont les accumulateurs électrochimiques. Les charges alternatives sont les pompes à eau, c'est le pompage au fil du soleil, le stockage est néanmoins présent sous la forme d'eau emmagasinée (dans un réservoir).

Dans la plupart des cas une adaptation d'impédance doit être réalisée en insérant entre le générateur et sa charge électrique un dispositif électronique qui permet de forcer le système à fonctionner à sa puissance maximale.

Exemple : Le pompage au fil du soleil.

Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple comme nous montre la figure ci-dessous. Le stockage se fait de manière hydraulique, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin (Figure I.2).[5]

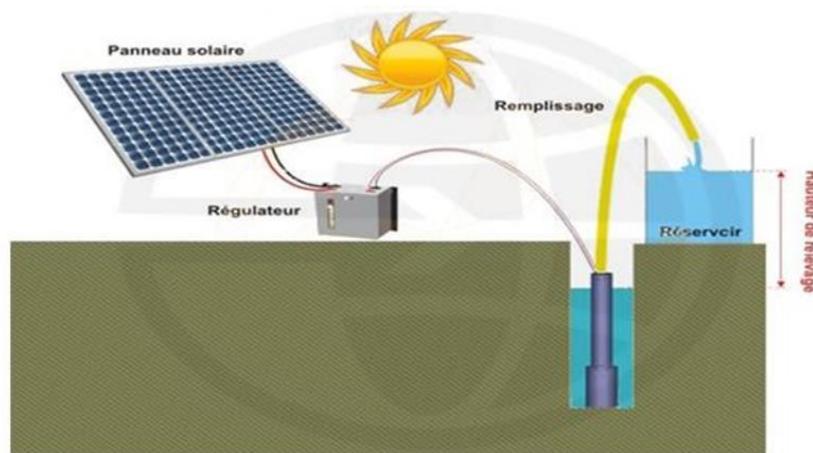


Figure I.2 : Schéma d'un système de pompage au fil de soleil.

D.2 .Les systèmes hybrides

Les systèmes d'énergie hybride associent au moins deux sources d'énergie renouvelable aussi une ou plusieurs sources d'énergie classiques. Les sources d'énergie renouvelable, comme le photovoltaïque et l'éolienne ne délivrent pas une puissance constante, mais vu leurs complémentarités, leur association permet d'obtenir une production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées.

Les différentes sources dans un système hybride peuvent être connectées en deux configurations, architecture à bus continu et architecture à bus alternatif (Figure I.3).[5]

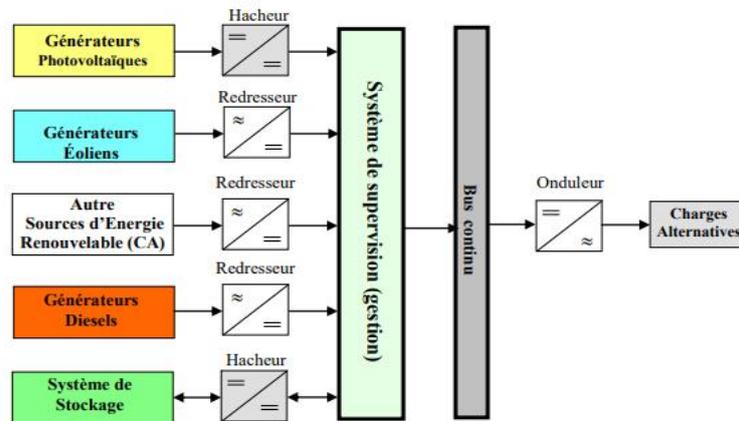


Figure I.3 : Configuration du système hybride à bus continu.

Dans la première configuration, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus continu. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à courant alternatif (CA) fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie ensuite en courant continu (CC). Les générateurs sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges alternatives. L'onduleur doit alimenter les charges alternatives à partir du bus continu et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence. La fonction spécifique du système de supervision est la commande de mise en marche et arrêt des générateurs et du système de stockage. L'avantage de cette topologie est la simplicité de commande. Dans la seconde configuration tous les composants du système hybride sont reliés à la charge alternative.[5]

D.3 Les systèmes connectés au réseau

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. Les systèmes connectés à un réseau réduisent la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution. Il 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. Il est toujours possible d'utiliser ceux systèmes pour servir d'alimentation d'appoint lorsque survient une panne de réseau[5].

I.2. Effet photovoltaïque

La production d'énergie photovoltaïque est une technologie utilisant l'effet photovoltaïque de l'interface de semi-conducteur et transformant l'énergie lumineuse directement en énergie électrique. Les cellules solaires sont les plus élément clé important de cette technologie. Après une série de cellules solaires encapsulées de protection, il pourrait former un module de cellule solaire de grande surface, couplé avec le contrôleur de puissance et d'autres composants pour former un dispositif de système photovoltaïque. Si la lumière brille sur les cellules solaires et est absorbée par l'interface du semi-conducteur, le photon qui est avec suffisamment d'énergie peut stimuler l'électron du covalent entre le silicium de type P et de type N pour produire un électron-trou. Avant le complexe d'électron et d'électron-trou qui est proche de la couche d'interface du semi-conducteur, il sera séparé l'un de l'autre par le courant électrique domaine de la charge d'espace. L'électron se déplacera dans la région N qui est à l'électricité positive, et l'électron-trou se déplacera dans la région qui est à l'électricité négative. Avec la séparation de charge de la couche d'interface du semi-conducteur, il produira une tension entre la région P et la région N. Pour les cellules solaires en silicium cristallin, une valeur typique de circuit ouvert la tension est de 0,5 ~ 0,6 V. Plus il y a d'électrons-trous produits à l'interface du semi-conducteur, plus le courant électrique sera plus important. Plus l'énergie solaire absorbée par l'interface du semi-conducteur est importante et plus la surface des cellules solaires est grande, plus le courant électrique sera important lorsque le système travail[6].

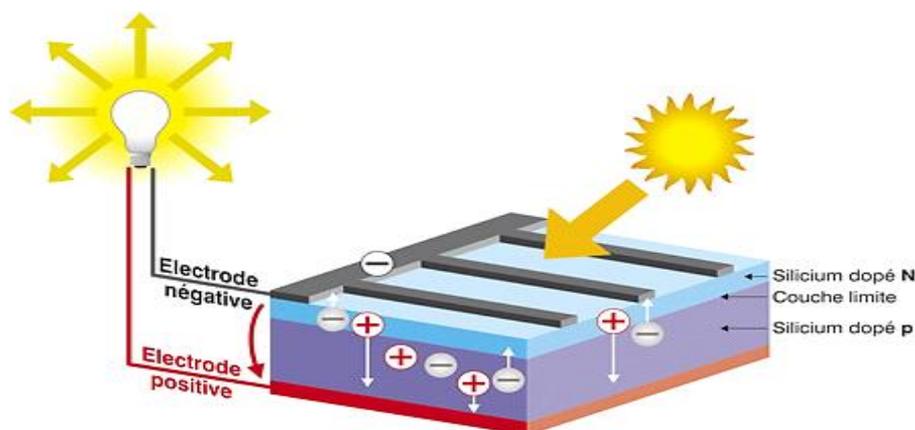


Figure I.4 : Effet photovoltaïque.

I.3.Principe de la conversion photoélectrique

Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont "bombardés" par les photons constituant la lumière. Les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être "arrachés": si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique. Par contre, comme c'est le cas pour les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons "arrachés" créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque.

Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie **Bell Téléphone**, aux Etats-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile (cellule solaire), qui constitue l'élément de base d'un système photovoltaïque.[7]

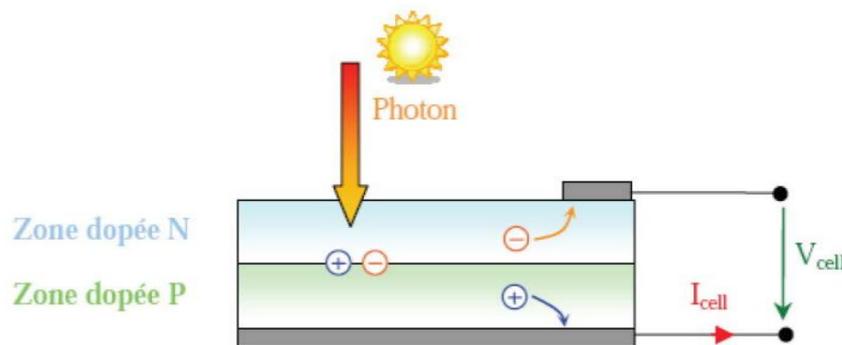


Figure I.5 : Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

I.4 .Avantages et Inconvénients de l'énergie Photovoltaïque

•Avantage de l'énergie Photovoltaïque sont

- L'énergie PV est renouvelable et fiable car l'installation ne comporte pas de pièces mobiles.
- Le caractère modulaire des panneaux PV permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt aux centaines de mégawatts.
- 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 PV présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant et n'entraîne aucune perturbation du milieu.

- Longue durée de vie des panneaux solaires et pas de risques électriques pour les usagers[8].

• Les inconvénients de l'énergie PV sont :

- La fabrication du module PV 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 PV 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.[8]

I.5 .Composition du système solaire photovoltaïque

Après avoir appris les principes de la production d'énergie solaire photovoltaïque, les scientifiques ont conçu un composant solaire photovoltaïque, et selon leurs fonctions respectives, ceux-ci établis pour produire de l'électricité.

Le système solaire photovoltaïque peut utiliser le module de cellule solaire pour produire directement l'énergie électrique par l'énergie solaire. La cellule solaire est un appareil qui peut réaliser la transformation de P-V par la caractéristique électronique des matériaux semi-conducteurs, dans la majorité des zones hors réseau, l'appareil peut être facilement mis en œuvre comme un éclairage de vie alimenté par l'utilisateur. Cela peut être aussi avec le régional réseau électrique pour atteindre la complémentarité dans certains pays développe.

Le système PV2 est composé de cellules solaires carrées, d'une batterie, d'un contrôleur de charge, d'un onduleur, d'un AC Armoire de distribution d'énergie, un système de suivi solaire automatique, un système de dépoussiérage automatique, des modules solaires et d'autres équipements [6].

I.6.Principes de fonctionnement des panneaux solaires photovoltaïques

A. Générateur photovoltaïque

La conversion directe de la lumière en énergie électrique se fait par l'intermédiaire de composants électroniques à semi-conducteur, appelés cellules photovoltaïques (PV), dans

lesquels l'absorption des photons libère des électrons chargés négativement et des trous chargés positivement. Cette conversion est obtenue selon un processus dit "effet photovoltaïque" qui ne peut se produire que s'il existe une barrière de potentiel dans le semi-conducteur, avant qu'il soit éclairé (Création de deux zones N et P à l'aide d'un dopage avec deux différentes impuretés). Quand on met le matériau sous un éclairage, les charges électriques, sont rendues mobiles par l'énergie des photons et par l'effet du potentiel électrique de la jonction qui a le rôle de séparer les charges positives des charges négatives. La caractéristique courant - tension (I-V) de la cellule varie avec l'intensité du soleil et de la température[9].

B. La cellule photovoltaïque

B.1 .Définition d'une cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériau semi-conducteur et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Les cellules photovoltaïques sont constituées :

- D'une fine couche semi-conductrice (matériau possède une bande interdite, qui joue le rôle de la barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne.
- D'une couche antireflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.
- D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode.
- Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouche réfléchissant juste en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.[10]

B.2 .Technologie des cellules solaires

Le Silicium est le semi-conducteur le plus utilisé pour la fabrication des cellules PV. Et l'un des matériaux le plus courant sur terre, c'est le sable, mais un haut degré de pureté est requis pour en faire une cellule photovoltaïque et le procédé est coûteux. Selon les technologies employées, on retrouve le Silicium monocristallin avec un rendement de 16 à 18%, le Silicium Poly cristallin de rendement de 13 à 15%, le silicium amorphe présente une efficacité entre 5 et 10%. D'autres matériaux tels que l'Arséniure de Gallium et le Tellure de

Cadmium qui sont en cours de test dans les laboratoires est présentent un rendement de (38%)[11].

B.3 .Fabrication des cellules photovoltaïques

Le silicium est le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques. Est l'obtient par réduction à partir de la silice, composé le plus abondant dans la croûte terrestre et notamment dans le sable ou le quartz. La première étape est la production de silicium dit métallurgique, pur à 98 % seulement, obtenu à partir de morceaux de quartz provenant de galets. Le silicium de qualité photovoltaïque doit être purifié jusqu'à plus de 99,999 %, ce qui s'obtient en transformant le silicium en un composé chimique qui sera distillé puis retransformé en silicium. Il est produit sous forme de barres nommées « Lingots » de section ronde ou carrée. Ces lingots sont ensuite sciés en fines plaques de 200 micromètres d'épaisseur qui sont appelées wafers. Après un traitement pour enrichir en éléments dopants et ainsi obtenir du silicium semi-conducteur de type P ou N, les wafers sont métallisés : des rubans de métal sont incrustés en surface et reliés à des contacts électriques. Une fois métallisés les wafers sont devenus des cellules photovoltaïques [12] .

B.4 .Le matériau de base de la cellule photovoltaïque

La filière silicium représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïque. Il s'agit d'un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière est elle-même subdivisée en plusieurs technologies distinctes de part la nature du silicium employé et /ou sa méthode de fabrication. Cette filière comporte trois technologies : le silicium monocristallin et le silicium multi cristallin, silicium amorphe [10].

a. Silicium monocristallin

Lors du refroidissement, le silicium se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe en suit le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en générale d'un bleu uniforme. Intense et brillant. Elles sont utilisées, mais ne sont pas majoritaires sur le marche de l'énergie photovoltaïque.

Le rendement du silicium monocristallin est plus élevé, il est compris entre 12 et 20% pour les cellules industrielles. Son cout élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium multi cristallin [10] .

b. Le silicium multi cristallin

Le silicium multi cristallin (poly cristallin) est devenu aujourd'hui la technologie la plus utilisée (figure I.6). A elle seule elle représente près de 50% du marché. Ces cellule sont obtenues par couplage de cristaux de silicium, ce qui rend sa structure hétérogène, son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin, il est compris entre 10 et 14% selon les fabricants. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les couts de production sont donc plus faible[10] .



Figure I.6 :Cellule monocristallin(a) et multi cristallin (b).

c. Le silicium amorphe

Le silicium intégré dans les cellules a-SI n'a pas fait l'objet d'une cristallisation (figure I.7). Ses atomes sont donc agencés sans réelle organisation, ce qui leur permet de mieux capter la lumière (par rapport au silicium cristallin). Problème : les charges générées ont plus de difficultés pour se déplacer à cause de la désorganisation de la matière, ce qui se traduit par un mauvais coefficient de conversion. Par conséquent, leur rendement est faible.

La désorganisation atomique a d'autres conséquences : les électrons de valence des atomes de Si ne forment pas toujours des liaisons covalentes au sein du semi-conducteur. Il apparait alors des liaisons pendantes qui peuvent agir sur les propriétés électroniques du matériau. Pour limiter ce phénomène, les couches de silicium sont régulièrement passivées avec de l'hydrogène (a-Si : H). Des atomes d'hydrogène établissent des liaisons avec les électrons restés libres, et réduisent ainsi le nombre de liaisons pendantes.[10]



Figure I.7 :Cellule amorphe.

B.5 .Principes de fonctionnement des cellules solaire Photovoltaïques

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type N et dopée de type P. 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. Entre les deux zones se développe une jonction PN avec une barrière de potentiel [13].



Figure I.8 : Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

Lorsque ce matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont bombardés par les photons constituant la lumière, sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être arrachés/décrochés. Mais une partie de ces électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons décrochés créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique : C'est l'effet photovoltaïque. La zone N est couverte par une grille métallique qui sert de cathode (contact avant) et surtout de collecteurs d'électrons, tandis qu'une plaque métallique (contact arrière) recouvre l'autre face du cristal et joue le rôle d'anode [13].

Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux électrons par collision, Si l'énergie transmise est supérieure à celle associée à la bande

interdite du semi-conducteur, des paires électrons-trous sont alors créés dans cette zone de déplétion par arrachement des électrons. Sous l'effet d'un champ électrique E qui règne dans cette zone, ces porteurs libres sont drainés vers les contacts métalliques des régions P et N.

Il en résulte alors un courant électrique dans la cellule PV et une différence de potentiel (de 0,6 à 0,8 Volt) supportée entre les électrodes métalliques de la cellule, communément nommée tension de circuit ouvert fortement dépendante de la température. Le courant maximal PV se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées. On parle alors de courant de court-circuit dépendant fortement du niveau d'éclairement [13].

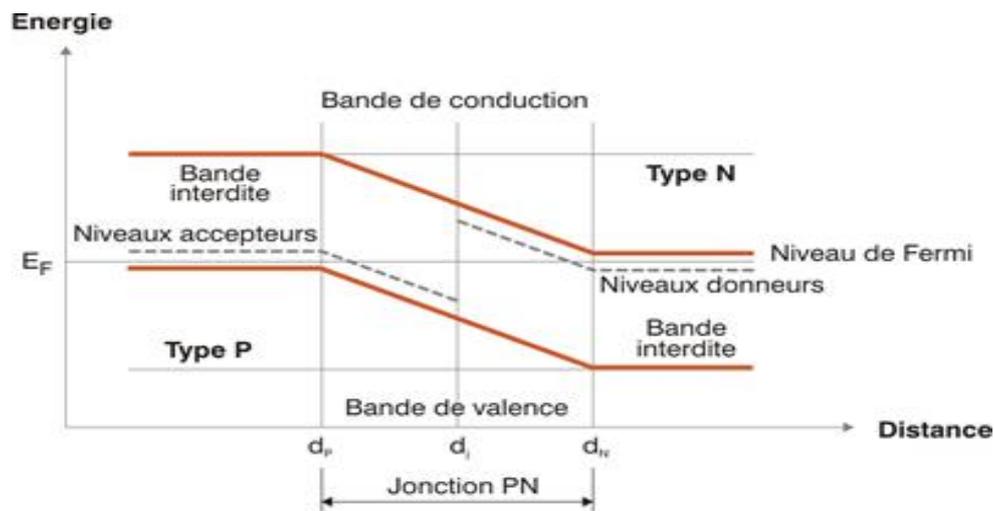


Figure I.9 : Représentation des niveaux d'énergie au voisinage de la jonction.

B.6 .les types cellule photovoltaïque

Il existe différents types de cellules solaires photovoltaïques, et chaque type de cellules à un rendement et un coût qui lui est propre. Cependant, quel que soit leur type, leur rendement reste assez faible : de 5 à 22% de l'énergie qu'elles reçoivent.

Les cellules solaires peuvent être réparties en trois groupes, selon le matériau de base utilisé :

- Cellules monocristallines.
- Cellules poly cristallines.
- Cellules à couches minces.

Le groupe des cellules à couche mince compte les cellules amorphes au silicium et les cellules formées à partir d'autres matériaux, comme le tellure de cadmium (Cd Te), le di sélénure de cuivre et d'indium (CIS) ou l'arséniure de gallium (Ga As). Dans la pratique, les cellules en silicium ont fini par s'imposer[14] .

a. Cellules solaires monocristallines

Des blocs de silicium sont formés à partir de fonte de silicium ultra-pure. Dans un monocristal, le réseau cristallin complet est agencé de manière uniforme. Le bloc de silicium est découpé en rondelles de 200 à 300 mm d'épaisseur, appelées galettes (en anglais *wafers*). Pour permettre un usage optimal de la surface du module solaire, les cellules rondes sont découpées en éléments carrés. D'habitude, les cellules présentent une longueur d'arrêtée 152 mm La fabrication est conclue par le dopage, l'application des surfaces de contact et de la couche anti réflexion.

Possédant un rendement variant entre 15 et 18 %, les cellules monocristallines fabriquées industriellement sont les cellules ayant actuellement le rendement le plus élevé. Cependant, leur fabrication requiert plus d'énergie et de temps que celle des cellules poly cristallines.

Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients :

- Méthode de production laborieuse et difficile, et donc très chère.
- Il faut une grande quantité d'énergie pour obtenir un cristal pur.
- Une durée d'amortissement de l'investissement en énergie élevée (jusqu'à 7 ans)[14].



Figure I.10 : Cellule photovoltaïque.

b. Cellules solaires poly cristallines

Le matériau de base est du silicium ultra-pur qui est porté à fusion. Mais pour la fabrication de cellules solaires poly cristallines, on ne cultive pas de monocristaux, mais la fonte de silicium est refroidie de façon contrôlée dans un moule carré.

Pendant le refroidissement, les cristaux s'orientent de manière irrégulière et forment la surface miroitante typique pour les cellules solaires poly cristallines. Les blocs de silicium carrés sont découpés en galettes de 200 à 300 mm d'épaisseur. La fabrication est conclue par le dopage, l'application des surfaces de contact et de la couche anti réflexion. La couche anti-réflexion offre à la cellule solaire sa surface bleue typique, car le bleu réfléchit le moins de lumière et en absorbe la plus grosse quantité. Les cellules solaires poly cristallines présentent un rendement entre 13 et 16 %.

Les cellules poly cristallines sont caractérisées par :

- Coût de production moins élevée.
- Nécessite moins d'énergie.
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en labo[14].

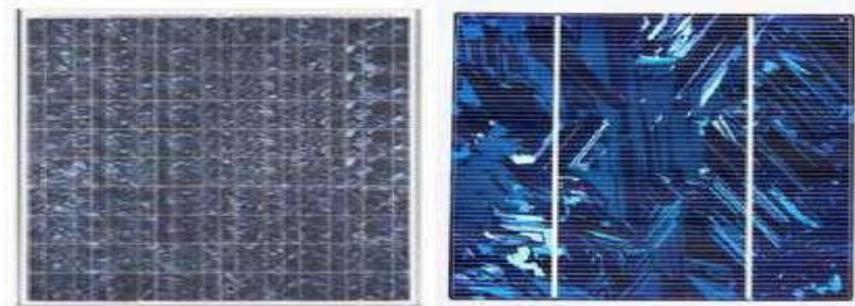


Figure I.11 : Cellules solaires poly cristallines.

c. Cellules solaires amorphes

Le terme amorphe vient du grec (a : sans, morphe : forme) et signifie qui n'a pas de forme. En physique, on appelle amorphes les éléments dont les atomes présentent des formes irrégulières. Si les atomes ont une structure ordonnée, on les appelle des cristaux.

Pour la fabrication de cellules solaires amorphes, on applique le silicium sur un matériau support, comme par exemple le verre. L'épaisseur du silicium s'élève alors à environ 0,5 à 2 μm .

Ainsi, non seulement la quantité de silicium requise est-elle assez faible, mais le découpage fastidieux des blocs de silicium n'est-il pas nécessaire. Le degré de rendement des cellules solaires amorphes se situe seulement à 6-8 %.[14]

Les inconvénients

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 5 % par module et 14% au laboratoire.
- Fonctionne sous de très faible éclairciment

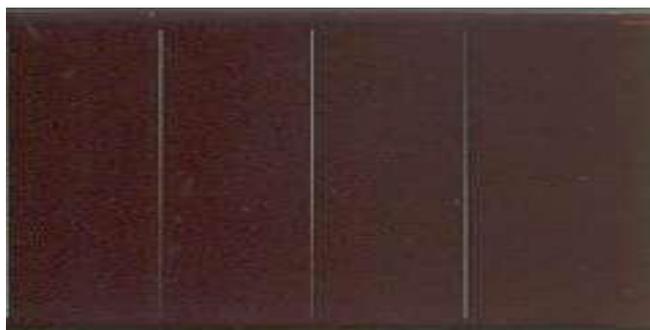


Figure I.12 : Cellules solaires amorphes.

Grâce à la technologie des nouveaux matériaux tel que le tellure de cadmium (Cd Te), l'arséniure de gallium (Ga As) ainsi que le di séléniure de cuivre et d'indium (CIS) ont permis d'obtenir des photopiles ayant des rendements 38 % au laboratoire [14].

d. Les cellules multi-jonctions à haut rendement

Aujourd'hui, la plupart des cellules photovoltaïques inorganiques sont constituées d'une simple jonction PN. Dans cette jonction, seuls les photons dont l'énergie est égale ou supérieure à la bande interdite du matériau (notée E_g en eV) sont capables de créer des paires électron-trou. En d'autres termes, la réponse photovoltaïque d'une cellule simple jonction est limitée à l'énergie du photon.

Seule la proportion du spectre solaire dont l'énergie des photons est supérieure au gap d'absorption du matériau est utile, l'énergie des photons plus faible n'est donc pas utilisable. D'autre part, même si l'énergie des photons est suffisante, la probabilité de rencontrer un électron est faible. Ainsi, la plupart des photons traversent le matériau sans avoir transféré leur énergie. Une première réponse pour limiter les pertes est connue de longue date du point de vue technologique, il suffit d'utiliser des systèmes à plusieurs niveaux, en empilant des jonctions possédant des gaps décroissants, Ainsi il est possible d'exploiter le spectre solaire dans sa quasi-totalité avec des rendements de conversion très importants. [14]

e. Autres types de cellules

Il existe d'autres types de technologies photovoltaïques actuellement commercialisées ou encore à l'étude, les principales étant :

1. Photovoltaïque à concentration

Certaines cellules sont destinées à fonctionner avec des rayons solaires concentrés. Elles sont alors placées à l'intérieur d'un collecteur qui concentre la lumière du soleil sur les cellules au moyen d'une lentille. L'idée est d'utiliser le moins possible de matériau photovoltaïque semi-conducteur, et le plus possible de la lumière du soleil. Leur rendement se situe entre 20 et 30%. [14]

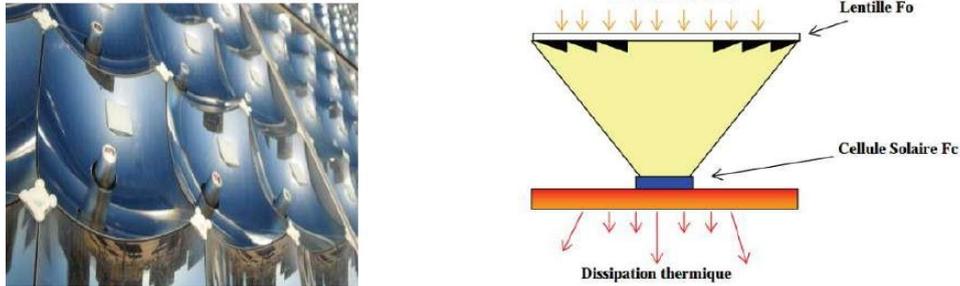


Figure I.13 : Photovoltaïque à concentration et Schéma de principe d'un concentrateur photovoltaïque.

2. Cellules flexibles

Basées sur un processus de production similaire à celui des couches minces, ces cellules sont constituées d'un dépôt de matière active sur un plastique fin, rendant le tout flexible. Cela ouvre la voie à une série d'applications, en particulier pour l'intégration aux bâtiments (toiture) et pour les applications domestiques.[14]

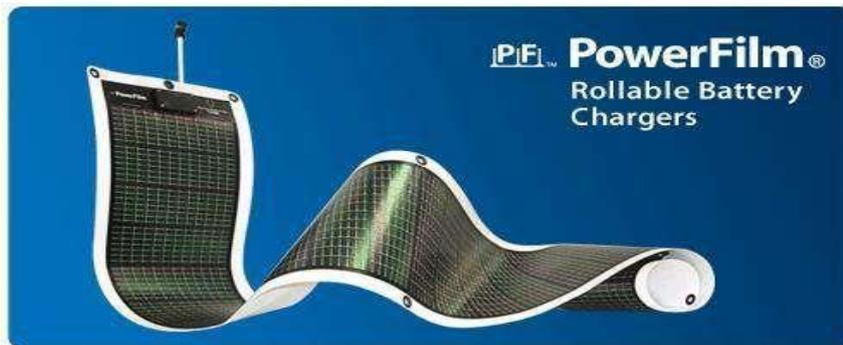


Figure I.14 : Cellules flexibles.

B.7 .Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

a. Caractéristique courant – tension (I-V) d'une cellule photovoltaïque

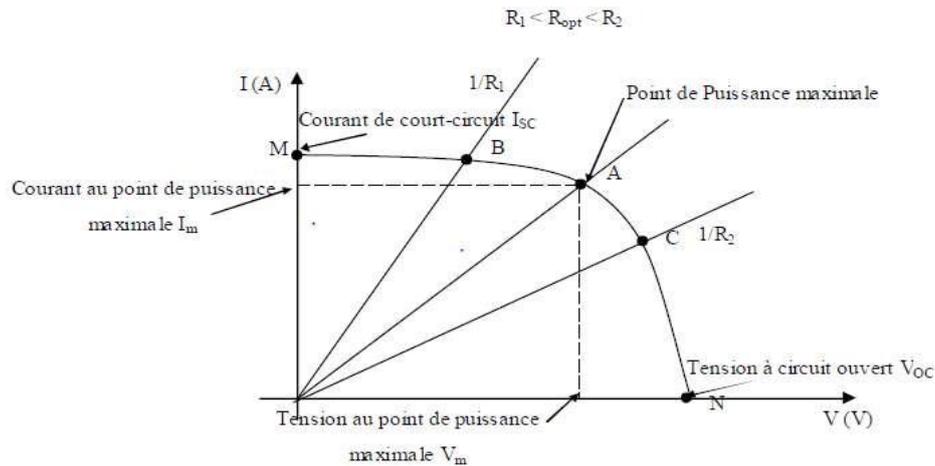


Figure I.15 : Caractéristique courant -tension d'une cellule photovoltaïque.

Comme nous le voyons sur la figure (I.15), la cellule solaire PV est caractérisée par la courbe $I(V)$ non linéaire qui dépend particulièrement des conditions d'ensoleillement et de température. Cette courbe nous informe sur trois points importants :

- Le point de fonctionnement optimal PPM (la puissance maximale de la cellule).
- Le point du courant maximal (I_{sc}). Il se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuit. Il est appelé courant de court-circuit (I_{sc}).
- Le point de la tension maximale de la cellule (V_{oc}), (environ 0.6 V) pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{oc}).[14]

b. Caractéristique puissance-tension (P-V)

La puissance crête d'une cellule PV, notée W_c (Watt crête) ou W_p (Watt peak) représente la puissance électrique maximum délivrée dans les conditions suivantes dites conditions standard:

- éclairement solaire de 1 kW / m²
- température de la cellule PV égale à + 25 °C.[14]

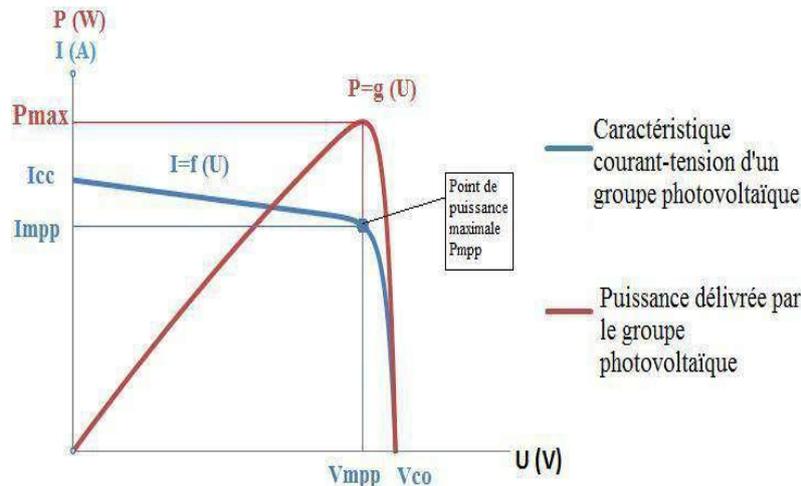


Figure I.16 : Caractéristique puissance-tension.

C. Types d'assemblages électriques

Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Un assemblage mixte (série/ parallèle) est possible pour augmenter les deux paramètres simultanément. Dans tous les cas, la puissance électrique sera proportionnelle à la surface du module, c'est-à-dire augmente avec le nombre de cellules qui sont généralement identiques pour faciliter les processus industriels et optimiser le rendement des capteurs.[15]

C.1 .Assemblage de panneaux photovoltaïques en série

Le montage de panneaux photovoltaïques en série est l'option à retenir lorsque l'on souhaite additionner les voltages de chaque panneau en préservant un ampérage identique. On relie les pôles positifs d'un panneau aux pôles négatifs d'un autre panneau. Ce type débranchement s'effectue avec des panneaux de même ampérage. En effet si l'on relie deux panneaux d'ampérage différent, l'ensemble s'aligne sur l'ampérage le plus faible .[15]

Imaginons que sur ces 3 panneaux (voir figure I.17), l'un d'eux ait une intensité de 4 Ampères, l'Ampérage total serait de 4 Ampères même si les autres sont à 8 Ampères. Par contre si nous avons [15]:

$$V = 24 + 12 + 10 = 46V \quad (\text{I.1})$$

Et comme la puissance maximum est obtenue en multipliant la tension maximum par le courant maximum, soit

$$P = V \times I \quad (\text{I.2})$$

On peut conclure que l'inconvénient de cette connexion en série est qu'il y a perte de puissance si l'un des panneaux est ombragé (arbre, bâtiment, etc.). Nous montrons un exemple très simple, en prenons toujours c'est 3 panneau solaire en plein soleil avec un ampérage de 8 A et un voltage de 72 V (voir figure I.17), alors la puissance sera calculer comme suit [15]:

$$P = V \times I = 72 \times 8 = 576W \quad (\text{I.3})$$

Maintenant, on suppose que l'un de ces 3 panneaux est ombragé et que l'ampérage descend à 4 A (Tous les panneaux seront à 4 A), alors la puissance sera [15]:

$$P = V \times I = 72 \times 4 = 288W \quad (\text{I.4})$$

(Perte de moitié)

Cela nous amène à conclure qu'il faut bien étudier l'emplacement de ses panneaux solaire.

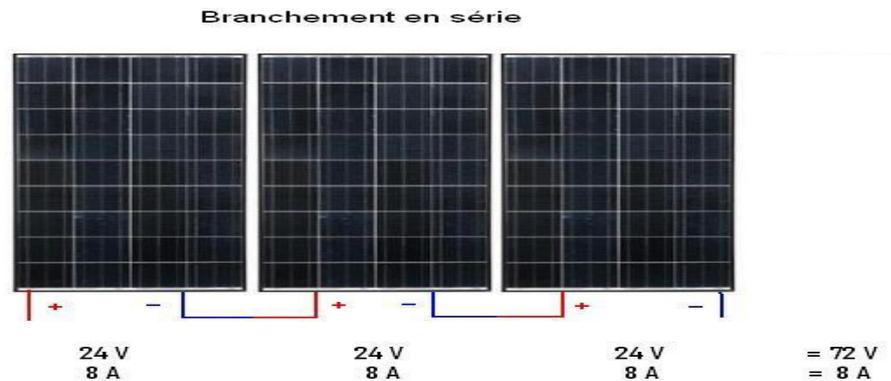


Figure I.17 : Branchement de panneaux en série.

C.2 .Assemblage de panneaux photovoltaïques en parallèle

Le montage des panneaux photovoltaïques en parallèle additionne les intensités tandis que la tension reste identique. Ce type de raccordement influe donc sur l'ampérage et non sur le voltage (C'est le branchement idéal lorsque l'on a besoin d'une plus grosse intensité). Les bornes positives de chaque panneau sont reliées entre elles, de même que les bornes négatives. On choisit ce type de branchement lorsque l'on souhaite une forte intensité. Afin d'éviter les risques de surtension et de court-circuit, on relie entre eux des panneaux de même voltage. On peut par contre utiliser des panneaux d'intensité différente afin d'atteindre l'ampérage désiré [15].

Imaginons que sur ces 3 panneaux (voir figure I.18), l'un d'eux ait une intensité de 5 Ampères, l'Ampérage total serait :

$$I = 5 + 8 + 8 = 21A \quad (I.5)$$

Contrairement à l'assemblage en série, c'est le bon choix lorsqu'il peut y avoir un ombrage sur les panneaux photovoltaïque, reprenons le même exemple précédent (voir l'assemblage en série) mais cette fois ci avec une connexion en parallèle : La puissance de trois panneaux en plein soleil sera [15]:

$$P = V \times I = 72 \times 8 = 576W \quad (I.6)$$

(Exactement comme le montage en série).

Dans le cas où l'un de ces 3 panneaux est ombragé l'intensité descend à 4 Ampères. Nous aurons toujours 24 V de tension et (8 A + 8 A + 4 A) d'intensité puisque dans le montage en parallèle les intensités s'additionnent alors que dans le montage en série c'est la plus petite qui prime. La puissance sera donc [15]:

$$P = V \times I = 24 \times 20 = 480W \quad (I.7)$$

(Nous avons 288 W dans le montage en série).

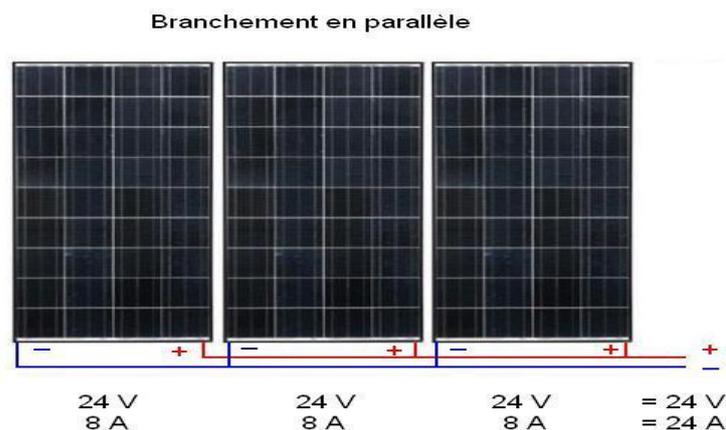


Figure I.18 : Branchement de panneaux en parallèle.

C.3 .Assemblage mixte (série / parallèle)

C'est l'assemblage qui s'impose lorsque l'on a besoin d'une certaine puissance à une tension voulue, les règles du montage en série et celles du montage en parallèle s'appliquent dans le cas du montage mixte. [16]

Il convient d'avoir des panneaux de même tension et de même intensité, c'est plus simple pour faire ses calculs et ça évite des problèmes [16].

Un ensemble monté en série s'appelle un string, il est possible d'ajouter des panneaux de mêmes tensions dans les strings pour augmenter la tension, par exemple un panneau de 24 V

si vous avez besoin d'une tension de 96 V. Ou alors d'ajouter un ou plusieurs strings si vous avez besoin de plus d'intensité pour plus de puissance [16].

Si dans cet exemple (voir figure I.19) on ajoute un string nous allons obtenir:

$$P = V \times I = 72(8 + 8 + 8) = 72 \times 24 = 1728W(\mathbf{I.8})$$

Quel que soit le branchement, il faut systématiquement une mise à la terre.

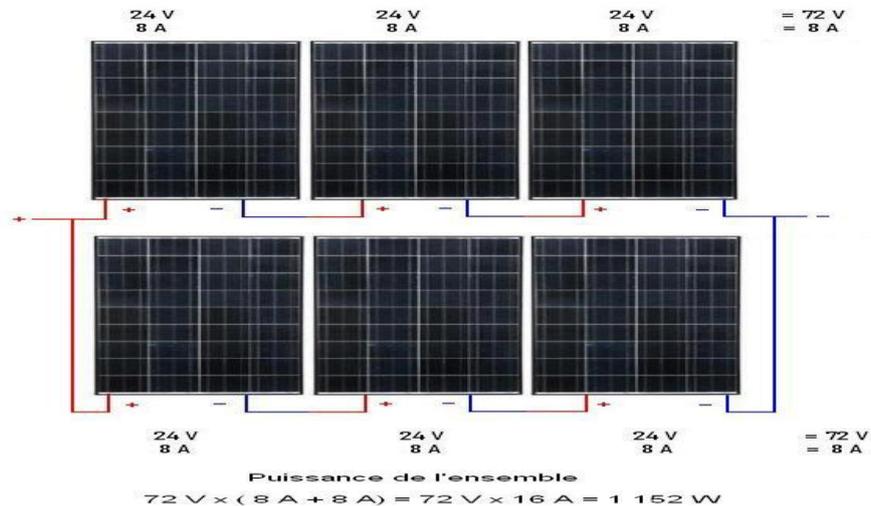


Figure I.19 : Branchement de panneaux mixte.

D. Le module photovoltaïque

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module figure (I.20). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl- acétate) figure (I.20) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène .[17]



Figure I.20 : Module photovoltaïque.

Actuellement la puissance d'un module est de quelques watts crêtes à quelques dizaines de watts crêtes. Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série-parallel des modules Figure (I.21) pour avoir un générateur PV. Pour des déséquilibres importants dus à l'occultation d'une ou plusieurs cellules, les modules peuvent être amenés à travailler en récepteur. Pour remédier à ces problèmes, des diodes peuvent être placées en parallèle et en série avec les modules.[14]

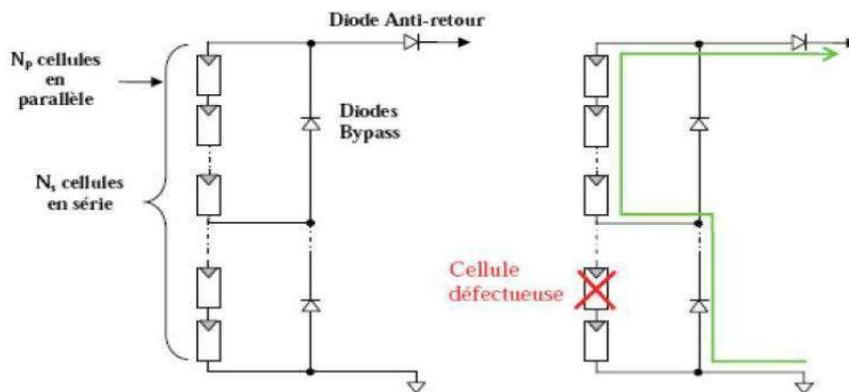


Figure I.21 : Schéma synoptique d'un générateur PV.

- **Les diodes en série**

Pour empêcher la batterie de se décharger la nuit dans les cellules PV ou pour empêcher une série de modules contenant un module défaillant ou masqué de devenir réceptrice du courant fourni par les autres séries, qui ont alors une tension plus élevée qu'elle, une diode est intégrée dans chaque série. On l'appelle aussi diode anti-retour et elle est située en série avec les modules. [14]

- **Les diodes en parallèle**

Au sein d'une série un module qui ne peut plus produire d'énergie (masqué, défaillance), doit être protégé pour ne pas devenir récepteur et s'endommager irrémédiablement ; des diodes sont donc placées en parallèle sur chacun des modules du générateur. Elles permettent de dévier le courant produit par les autres modules de la série et sont placées en parallèle avec les modules.[14]

D.1 .Caractéristique de module PV

a. Tension en circuit ouvert V_{CO}

C'est la tension V_{co} pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul.[3]

(C'est la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur photovoltaïque).

$$V_{co} = I_{cc} - I_{sat} \left[\exp \left(\frac{e \cdot V_{pv}}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv}}{R_{shu}} \quad (\text{I.9})$$

Dans le cas idéal, sa valeur est légèrement inférieure à :

$$V_{co} = V_T \ln \left[\frac{I_{pv}}{I_{sat}} + 1 \right] \quad (\text{I.10})$$

b. Le courant de court-circuit

A l'inverse du cas précédent, si l'on place une photopile en court-circuit, elle va débiter un Courant maximal à tension nulle. Ce courant est dit courant de court-circuit I_{cc} . De plus, comme nous l'avons vu au paragraphe précédent, le photo-courant fourni par la cellule est proportionnel à l'intensité lumineuse et à la surface du panneau mis en Suivre, Ainsi, plus ces deux paramètres seront élevés, plus l'intensité produite sera grande [18]

c. Point de puissance maximale P_m :

L'utilisation optimale d'une photopile consiste à faire fonctionner une charge sous la tension maximale et à un courant maximal. En effet, suivant la formule $P=V.I$, pour que P soit maximal : il faut être dans les conditions où le produit $V.I$ est maximale, c'est le point de charge idéal de la photopile, ou point de puissance maximale P_m . [3]

d. Facteur de forme :

Le facteur de forme est défini comme étant le rapport entre une puissance maximale fournie par la cellule et le produit du courant de court circuit par la tension de circuit ouvert, il est donnée par:

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \times I_{cc}} \quad (\text{I.11})$$

Ce facteur indique la performance du module, plus il s'approche de l'unité plus le module est Performant. [19]

e. Rendement de la cellule

Le rendement correspond au rapport entre la puissance électrique effectivement délivrée par la cellule photovoltaïque et la quantité d'énergie solaire reçue. Le rendement caractérisant le taux de conversion photons-électrons d'un panneau solaire photovoltaïque, noté, est alors défini selon l'équation suivante [19]:

$$\eta = \frac{P_{max}}{S \cdot G} \quad (\text{I.12})$$

La figure (I.22) et la figure (I.23) représente les caractéristique $P=f(V)$ et $I=f(V)$ d'un module photovoltaïque les représentés le point de puissance maximale.

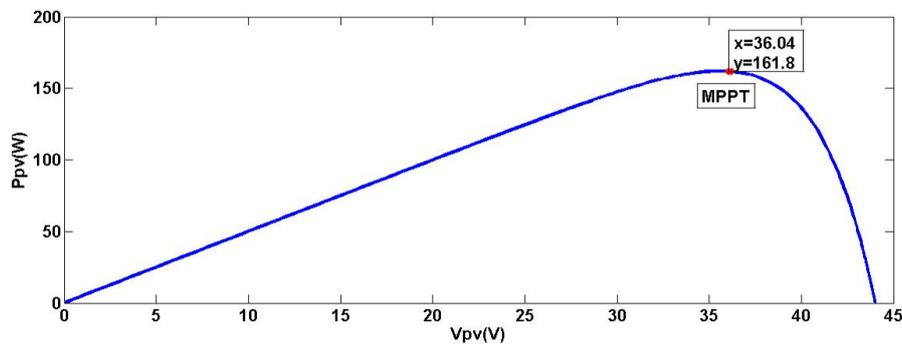


Figure I.22 : Caractéristique de $P=f(V)$ d'un module photovoltaïque.

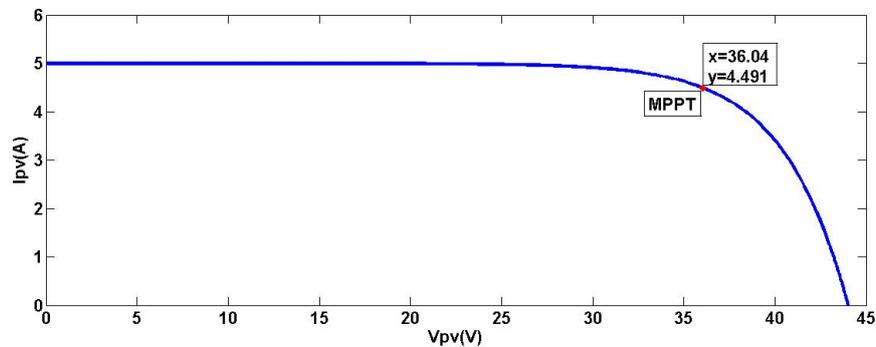


Figure I.23 : Caractéristique de $I=f(V)$ d'un module photovoltaïque.

E. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Une cellule PV (figure I.24.) fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes de polarisation de la cellule et deux résistances (série et shunt) pour les pertes. Les résistances R_s et R_p permettent de tenir compte des pertes liées aux défauts de fabrication ; R_s représente les diverses résistances de contact et de connexion tandis que R_p caractérise les courants de fuite dus à la diode et aux effets de bord de la jonction [20]

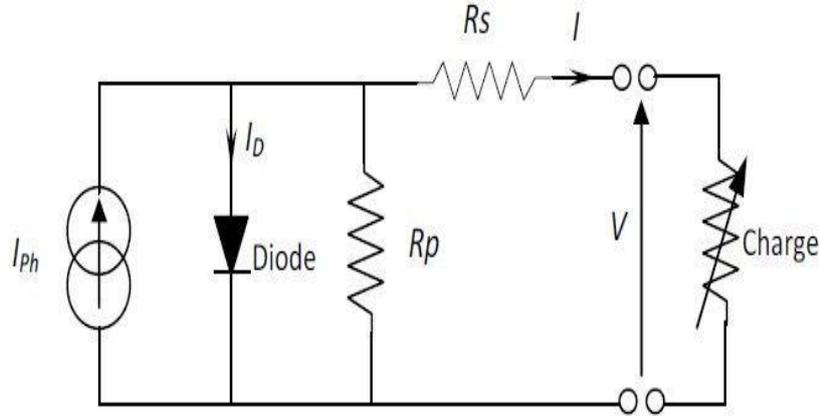


Figure I.24 : Schéma électrique équivalent d'une cellule PV, modèle à une diode.

La loi des nœuds nous permet d'écrire la relation suivante [20]:

$$I_{ph} = I_p + I_d + I \quad (\text{I.13})$$

A partir de ce circuit, on tire les équations qui nous permettent d'obtenir la caractéristique I-V de la cellule photovoltaïque. [20]

Le courant de jonction I_d est donné par :

$$I_d = I_{sat} \left(\exp \left(\frac{q \cdot (v + I \cdot R_s)}{n \cdot k \cdot T_c} \right) - 1 \right) \quad (\text{I.14})$$

Le courant dans la résistance R_p est donné par :

$$I_p = \frac{v + I \cdot R_s}{R_p} \quad (\text{I.15})$$

A partir de l'équation (I.14), on obtient l'expression de la caractéristique I-V du modèle choisi [21]

$$I = I_{ph} - I_{sat} \left(\exp \left(\frac{q \cdot (v + I \cdot R_s)}{n \cdot k \cdot T_c} \right) - 1 \right) - \frac{v + I \cdot R_p}{R_s} \quad (\text{I.16})$$

Avec

I_{sat} : Courant de saturation de la diode ou courant à l'obscurité (A).

η : Coefficient d'idéalité de la cellule photovoltaïque.

K : Constante de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-21}$ J/K)

q : Charge d'électro.

T_c : Température absolue de la cellule (K)

La température de la cellule est donnée par l'équation suivante [20]:

$$T_c = T_a + (Noct - T_{aNoct}) \frac{G}{G_{Noct}} \quad (\text{I.17})$$

Avec

T_a : Température ambiante .

Noct : Température nominale de fonctionnement de cellules .

T_{aNoct} : Température ambiante à Noct.

G : Rayonnement solaire .

G_{Noct} : Rayonnement solaire à Noct .

T_{aNoct} : Température ambiante à Noct

Le photo-courant I_{ph} est donné par [20]:

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} I_{cc.ref} [1 + a_{icc} (T_c - T_{ref})] \quad (\text{I.18})$$

Avec :

Avec :

$I_{cc.ref}$: Courant de court-circuite de référence .

a_{icc} : Courant de court-circuit de référence .

Le courant de saturation peut être calculé à partir de l'équation [20]:

$$I_{sat} = \frac{I_{ph}}{\left(\exp\left(\frac{V_{co}}{n.V_T}\right) - 1\right)} \quad (\text{I.19})$$

Avec,

V_{co} : Tension de circuit ouvert (V) .

V_T : Le potentiel thermodynamique $v_T = \frac{K.T_c}{q} = 25\text{mv}$ à 20°C

La résistance parallèle R_p a une valeur assez élevée. Alors le courant généré par la cellule peut être donné sous la forme [20]:

$$I = I_{ph} \left[1 - \frac{\left(\exp\left(\frac{V+f.R_s}{n.V_T}\right) - 1\right)}{\left(\exp\left(\frac{V_{co}}{n.V_T}\right) - 1\right)} \right] \quad (\text{I.20})$$

E.1 Paramètres d'une cellule PV

a. Le courant de court-circuit

Le courant de court-circuit $I_{cc} \approx I_{ph}$ c'est la plus grande valeur du courant générée par la cellule sous les conditions du court-circuit où $V=0$ [22].

La variation du courant de court-circuit en fonction de l'éclairement et de la température de jonction et par rapport aux conditions standards est la suivante[23]:

$$I_{cc} = \frac{G}{G_{ref}} I_{cc.ref} [1 + a_{icc} (T_c - T_{ref})] \quad (\text{I.21})$$

b. La tension de circuit ouvert

La tension de circuit ouvert est la tension à travers la jonction/diode PN où $I = 0$

Elle représente la tension de cellule lorsqu'elle est à l'ombre. Elle est donnée par[20]:

$$V = V_{co} = n \cdot V_T \cdot \ln \left(\frac{I_{ph}}{G_{ref}} \right) \quad (I.22)$$

La variation de la tension de circuit ouvert en fonction de l'éclairement et de la température de jonction et par rapport aux conditions standards est la suivante[22] :

$$V_{CO} = V_{CO_{ref}} + a_{vco}(T_c - T_{ref}) + n \cdot V_T \cdot \ln \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \quad (I.23)$$

a_{vco} : Coefficient de température de tension de circuit ouvert .

c. Association de Cellules Photovoltaïques

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions à courant donné. [20]

La (figure I.25) montre la caractéristique résultante courant-tension (I_{sc}, V_{sco}) obtenue en associant en série n_s cellules identiques dont la caractéristique courant-tension est (I_{cc}, V_{co}). [20]

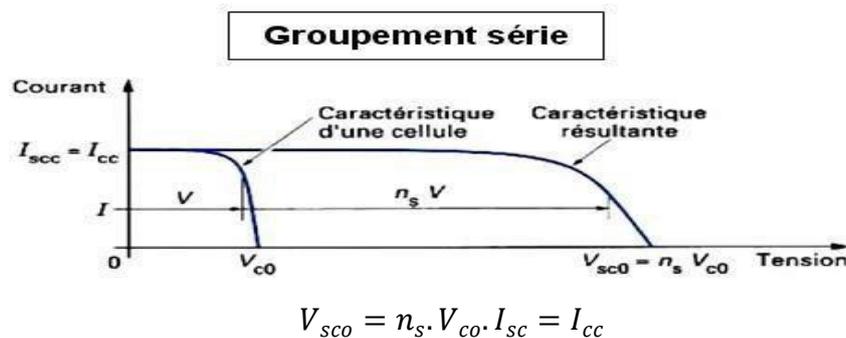
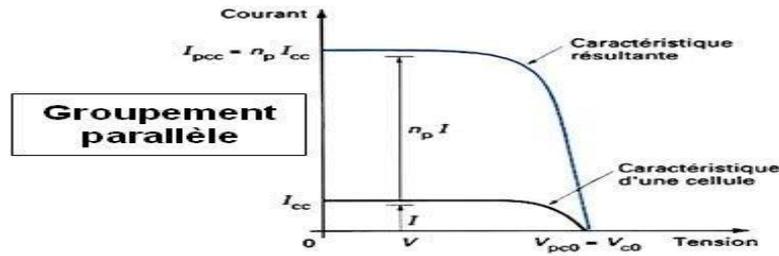


Figure I.25: Caractéristiques de cellules photovoltaïques en série.

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. [20]

La (figure I.26) montre la caractéristique résultante (I_{pcc}, V_{pco}) obtenue en associant en parallèle n_p cellules identiques (I_{cc}, V_{co}). [20]



$$V_{pco} = V_{co} I_{pcc} = n_p I_{cc}$$

Figure I.26 : Caractéristiques de cellules photovoltaïques en parallèle.

F. Modélisation du générateur PV

Un générateur photovoltaïque ou module est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et/ou parallèle. Un groupe de panneaux PV de n_s cellules montées en série et n_p cellules en parallèle est modélisé par le schéma de la (figure I.27)[24]

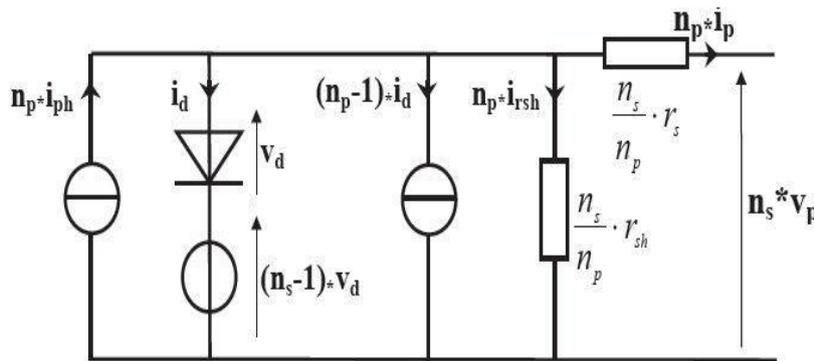


Figure I.27 : Schéma électrique équivalent d'un générateur PV, modèle à une diode.

$$I_{ph} = n_p \cdot i_{ph} \cdot I_G = n_p \cdot i_{pph} \tag{I.24}$$

$$I_d = n_p \cdot i_d \cdot I_{rsh} = n_p \cdot i_{rsh} \tag{I.25}$$

$$V_d = n_s \cdot V_d \cdot V_G = n_s \cdot V_P \tag{I.26}$$

$$R_s = \frac{n_s}{n_p} \cdot r_s \cdot R_{sh} = \frac{n_s}{n_p} \cdot r_{sh} \tag{I.27}$$

G. Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque

L'association de plusieurs cellules photovoltaïques en série et en série parallèle donne ce qu'on appelle générateur photovoltaïque dont la caractéristique générale est représentée sur la figure (figure I.28)[20]

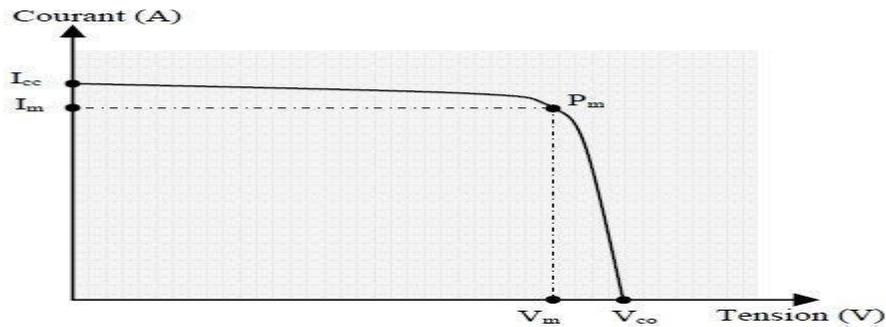


Figure I.28 : Caractéristique courant- tension d'un générateur photovoltaïque.

V_{co} : Tension de circuit ouvert.

I_{cc} : Courant de court-circuit.

V_m, I_m : Tension et courant au point de puissance maximale P_m .

H. Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque

La puissance générée par une cellule photovoltaïque est donnée par [20]:

$$P = V \cdot I \quad (\text{I.28})$$

La puissance maximale est obtenue lorsque [20]:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (\text{I.29})$$

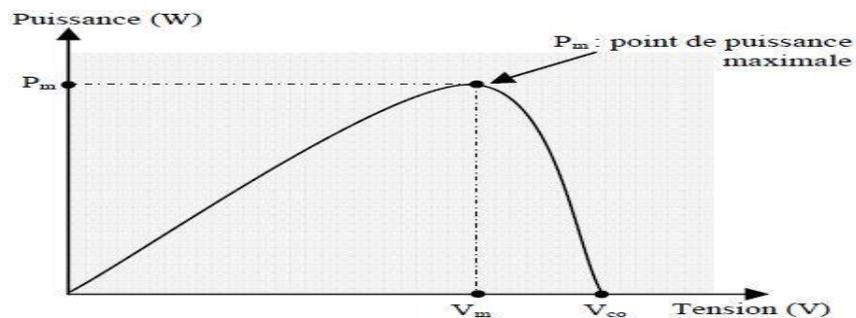


Figure I.29 : Caractéristique puissance- tension d'un générateur photovoltaïque.

I.7. Etage d'adaptation

L'alimentation de la charge par panneaux photovoltaïques peut se faire par couplage direct, mais cela impliquerait un fonctionnement au fil du soleil, à puissance essentiellement variable au cours de la journée. Ce couplage implique donc l'acceptation d'une adaptation forcément non parfaite sur toute la plage de fonctionnement[25].

Il devient nécessaire d'utiliser un étage d'adaptation afin d'adapter la puissance aux nécessités de l'installation, cet étage peut comprendre des convertisseurs (DC-DC, DC-AC) et/ou un système de stockage[25].

Ces convertisseurs statiques servent à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant en une tension continue différente, il est utilisé dans la plupart des nouveaux types de sources de production d'énergie électrique (éolienne, photovoltaïque, pile à combustible...), son étude est très importante pour bien fonctionner et commander le système[25].

A. Convertisseur DC/DC (hacheur)

Les convertisseurs statiques servent à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant en une tension continue différente, il est utilisé dans la plupart des nouveaux types de sources de production d'énergie électrique (éolienne, photovoltaïque, pile à combustible...), son étude est très importante pour bien fonctionner et commander le système[25].

A.1 .Type des convertisseurs DC/DC

Il y a plusieurs topologies des convertisseurs DC/DC. Ils sont classés en deux types : les convertisseurs non isolés et les convertisseurs isolés de la source[25].

- **Pour les convertisseurs non isolés** c'est les convertisseurs qui ne comportent pas de transformateurs d'isolement. Ces topologies sont encore classées en trois catégories :

- Abaisseurs (Buck)
- Élévateurs (Boost)
- Abaisseurs - Élévateurs (Buck-Boost).

La topologie Buck est employée pour les faibles tensions dans les applications photovoltaïques, le convertisseur Buck est habituellement utilisé comme chargeur de batteries et dans des systèmes de pompage de l'eau.[25]

La topologie Boost est utilisée généralement pour augmenter la tension avant d'attaquer l'étage de l'onduleur. Puis, il y a des topologies capables d'augmenter et de diminuer la tension telles que le Buck-Boost, le Cuk, et le Sepic[25].

Les trois convertisseurs DC/DC sont représentés sur la figure I.30

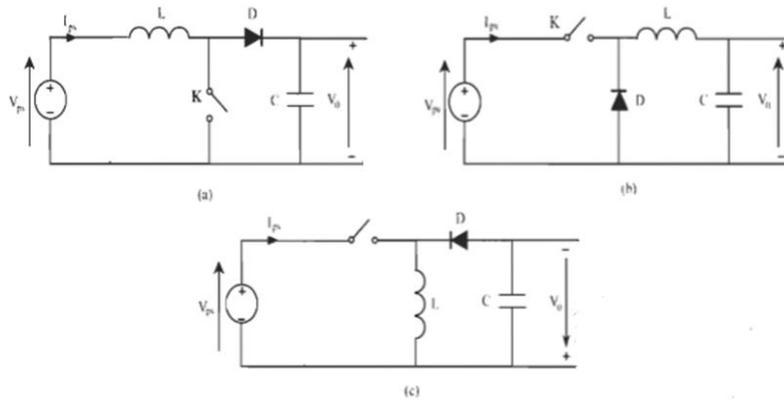


Figure I.30 : Schéma des convertisseurs DC-DC couramment utilisés : (a) : Boost (b) : Buck (c) : Buck-Boost.

- **Pour les convertisseurs isolés** c'est les convertisseurs qui comportent un transformateur d'isolement fonctionnant à haute fréquence, elles sont souvent utilisées dans les alimentations à découpage. La topologie la plus connue dans la majorité des applications est le Fly back. Dans les applications photovoltaïques, les systèmes de couplage avec le réseau électrique utilisent souvent ces types de topologies quand l'isolement électrique est préféré pour des raisons de sûreté[25].

A.2 .Modélisation des convertisseurs de puissance

a. Convertisseur DC-DC Buck

Ce type de convertisseurs est utilisé pour abaisser la tension de la source d'un niveau élevé à une valeur basse. Le schéma de la puissance d'un convertisseur Buck est illustré sur la(Figure I.31)[20].

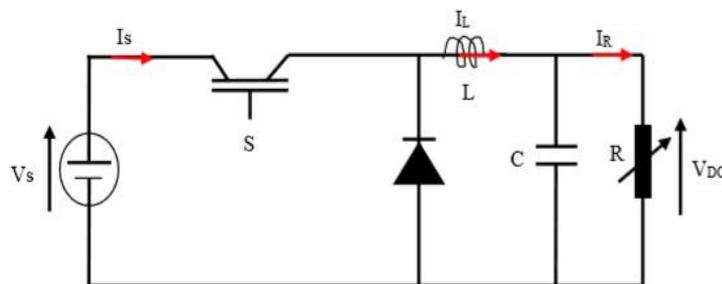


Figure I.31 : Montage d'un convertisseur buck.

Il consiste d'un interrupteur de puissance (S), une diode (D) et un filtre passe bas sous forme d'une inductance (L) connectée en parallèle avec un condensateur (C). Lorsque l'interrupteur S est fermé, la source alimente la charge et le condensateur au même temps. Mais, quand S est ouvert, le condensateur, dans ce cas, alimente la charge[20].

- Cas de S fermé (où S=1)

Les équations de courant et tension peuvent être écrits comme suit [20]:

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} [I_l - \frac{V_{DC}}{R}] \quad (\text{I.30})$$

$$\frac{dI_p}{dt} = \frac{1}{L} [V_s - V_{DC}] \quad (\text{I.31})$$

- Cas de S ouvert (où S=0)

Les équations deviennent comme suit [20]:

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} [I_l - \frac{V_{DC}}{R}] \quad (\text{I.32})$$

$$\frac{dI_l}{dt} = \frac{1}{L} [0 - V_{DC}] \quad (\text{I.33})$$

Si nous incluons le facteur u (i.e., l'état d'interrupteur) dans le système, les équations générales qui régissent le convertisseur sont deviennent :

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} [I_l - \frac{V_{DC}}{R}] \quad (\text{I.34})$$

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L} [u \cdot V_s - V_{DC}] \quad (\text{I.35})$$

Où, u est un facteur indemnitaire qui définit l'état de l'interrupteur fermé (u=1) ou ouvert (u=0).

b. Convertisseur DC-DC boost

Dans le cas où la tension de la source est inférieure à celle de la demande, le convertisseur boost est appliqué pour élever le niveau de tension de sortie à une valeur désirée. La (figure I.32) représente le schéma du principe de d'un convertisseur boost.

Il contient les mêmes éléments (i.e., Switch, diode, L et C), mais la configuration est différente[20].

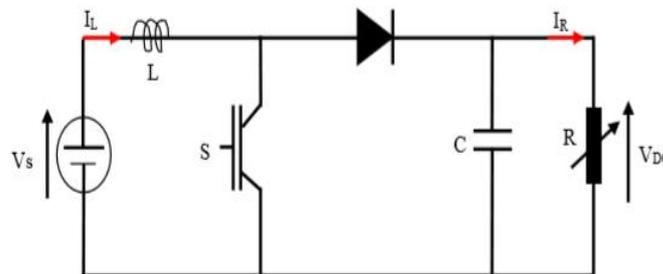


Figure I.32 : Montage d'un convertisseur boost.

- Cas de S fermé (où S=1)

Lors, S est fermé, le convertisseur boost peut être représenté par les équations suivantes [20]:

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} [0 - \frac{V_{DC}}{R}] \quad (\text{I.36})$$

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L} [V_S - 0] \quad (\text{I.37})$$

- Cas de S ouvert (où S=0)

De la même manière, quand S est ouvert, les équations deviennent [20]:

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} [L_L - \frac{V_{DC}}{R}] \quad (\text{I.38})$$

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{L} [V_S - V_{DC}] \quad (\text{I.39})$$

Quand u est inclus, le comportement du convertisseur « Boost » est décrit par le système d'équations suivant [20]:

$$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} [(1 - u) \cdot I_L - \frac{V_{DC}}{R}] \quad (\text{I.40})$$

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L} [V_S - (1 - u) \cdot V_{DC}] \quad (\text{I.41})$$

De plus, il est important de noter que les valeurs de L et C des convertisseurs Boost/Buck doivent être proprement dimensionnés par le concepteur. Ainsi, le tableau (I.1) résume les principales formules adoptées pour dimensionner la valeur de L et C[20].

	Buck	Boost
L	$L \geq V_{DC} \times (1 - d) / (f \times \Delta I_R)$	$L \geq V_S \times d / f \times \Delta I_R$
C	$C \geq V_{DC} \times (1 - d) (8 \times L \times f^2 \times \Delta V_{DC})$	$C \geq V_{DC} \times d / (R \times L \times f \times \Delta V_{DC})$

Tableau I.1 : Formules de dimensionnement des valeurs de L et C des convertisseurs DC-DC.

Avec :

V : Tension de sortie du convertisseur (V).

f : Fréquence de le hachage (Hz).

IR : Le courant nominal de la charge (A).

ΔI : Ondulation du courant (A), dans notre cas ($\Delta I_R(\%) = 5\% IR$).

ΔV : Ondulation de tension aux bornes de la charge ($\Delta V_{DC}(\%) = 5\% V_{DC}$).

D : Rapport cyclique de convertisseur limité entre 0 et 1[26].

B. Convertisseur DC/AC (onduleur)

Les onduleurs sont des convertisseurs statiques qui servent principalement à alimenter, à fréquence fixe ou variable, des charges alternatives. Le but recherché est l'obtention pour chaque tension d'entrée, une tension de sortie d'une forme d'onde approximant au mieux la sinusoïde[25].

B.1 .Les types d'onduleurs

On distingue deux principaux types d'onduleurs selon la nature de la source d'alimentation :

- **Les onduleurs de courant** : Alimentés par une source de courant, peu affectés par les variations de tension.

- **Les onduleurs de tension** : Alimentés par une source de tension continue peu affectée par les variations de courant. Composés de bras à interrupteurs réversibles en courant, commandés à la fermeture et à l'ouverture.

Chaque interrupteur comporte un transistor (GTO ou IGBT) et une diode en antiparallèle.

Les onduleurs de tension peuvent être à plusieurs niveaux selon les besoins d'utilisation. Ils peuvent aussi être classés en :

- **Onduleurs de tension monophasés** : Utilisés généralement pour l'alimentation de charges monophasées de faible puissance, ils peuvent être en pont ou en demi-point.

- **Onduleurs de tension triphasés** : Offrant une source de tension triphasée avec une amplitude, phase et fréquence contrôlables et une forme approchant la sinusoïde. Ces onduleurs sont employés dans la moyenne et forte puissance[25].

B.2 . Principe de fonctionnement d'un onduleur

Un onduleur est un dispositif électronique assurant la conversion statique d'une tension/courant continu en tension /courant alternatif. Il est dit autonome s'il assure de lui même sa fréquence et sa forme d'onde .Deux types d'onduleurs sont donc utilisés pour a, en parallèle, de trois onduleurs monophasés en demi pont (ou en pont) donnant trois tensions de sortie déphasées de 120° degrés, l'une par rapport à l'autre[3].

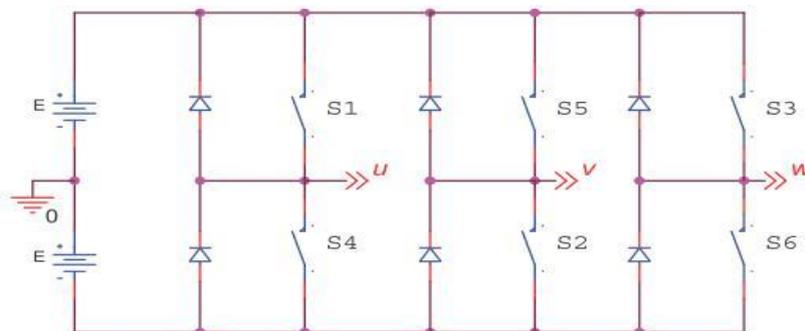


Figure I.33 : Schéma de Principe d'un Onduleur Triphasé En Pont.

La figure (I.33) illustre la topologie d'un onduleur triphasé à six interrupteurs de puissance. Le décalage entre les signaux de commande est de 60° [27].

B.3 .La commande d'onduleur

L'objectif de la commande est de générer les ordres de l'ouverture et de fermeture des interrupteurs de sorte que la tension créée par l'onduleur soit la plus proche de la tension de référence. Parmi les techniques les plus utilisées pour la commande de l'onduleur est la technique MLI (Modulation par largeur d'impulsion)[25].

Le but de l'onduleur commandé par largeur d'impulsion est de contrôler la tension de sortie en amplitude et fréquence à partir d'une tension du bus continu constante. La commande par largeur d'impulsion consiste à comparer une onde sinusoïdale de référence avec une onde triangulaire ; la porteuse, de fréquence et d'amplitude constantes. La fréquence de l'onde triangulaire détermine la fréquence de commutation de l'onduleur. Dépendamment du résultat de la comparaison, les signaux de commande des gâchettes des interrupteurs sont générés. Ainsi un interrupteur d'un bras donné est commandé pendant que l'autre interrupteur monté sur le même bras est ouvert[25].

B.4 .Modélisation de l'onduleur

L'onduleur de tension triphasé est constitué de trois bras bidirectionnels en courant dont chacun est constitué de deux interrupteurs en série. Chaque interrupteur est constitué d'un transistor et d'une diode assemblés en antiparallèle (voir la figure (I.34)). Les deux interrupteurs qui sont sur la même cellule sont commandés d'une façon complémentaire[28]

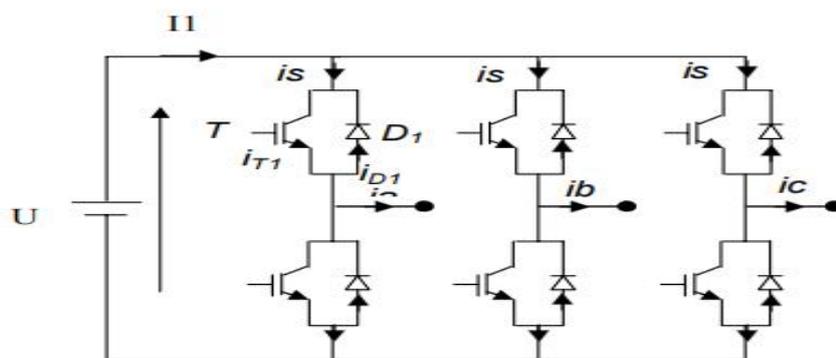


Figure I.34 : Onduleur de tension triphasé.

Pour des besoins de modélisation ,nous présentons le schéma de la figure(1.35)où les semi-conducteurs sont remplacés par des interrupteurs mécaniques.

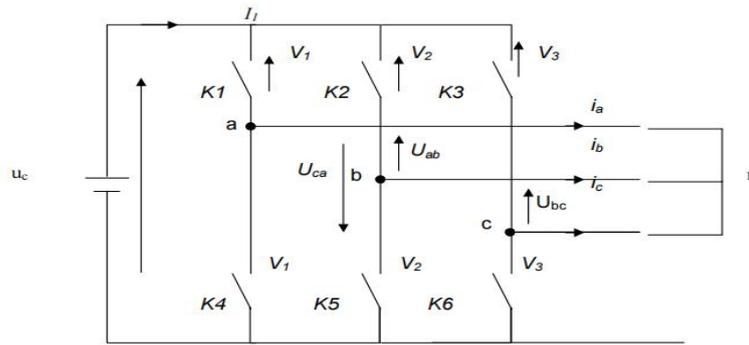


Figure I.35 : Schéma électrique équivalent de l'onduleur de tension.

- Fonction de connexion des interrupteurs

Chaque interrupteur K_i (avec $i=1,2,\dots,6$) idéal introduit une fonction de connexion F_{kl} qui vaut[20]:

$$F_{kl} = 1 \text{ Si } K_{kl} \text{ est fermé.}$$

$$F_{kl} = 0 \text{ Si } K_{kl} \text{ est ouvert}$$

Avec: $K = 1,2,3$ et $l = 1,2$

- Fonction de conversion des interrupteurs:

Les deux interrupteurs d'un même bras sont commandés d'une manière complémentaire.

Quand l'un est conducteur, l'autre est impérativement bloqué[20]

$$\begin{cases} V_{ab} = F_{11} \cdot U_c \\ V_{b0} = F_{12} \cdot U_c \\ V_{c0} = F_{31} \cdot U_c \end{cases} \quad (\text{I.42})$$

U_c : la tension d'alimentation de l'onduleur par rapport au neutre .

$$\begin{cases} U_{ab} = V_{a0} - V_{c0} = (F_{11} - F_{21}) \cdot U_c \\ U_{bc} = V_{b0} - V_{c0} = (F_{21} - F_{31}) \cdot U_c \\ U_{ac} = V_{c0} - V_{c0} = (F_{31} - F_{11}) \cdot U_c \end{cases} \quad (\text{I.43})$$

Écrivant l'expression (I.43) sous forme matricielle:

$$\begin{pmatrix} U_{ab} \\ U_{bc} \\ U_{ca} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_{11} \\ F_{21} \\ F_{31} \end{pmatrix} U_c \quad (\text{I.44})$$

Il reste à déterminer les fonctions logiques F_{kl} , celles-ci dépendent de la stratégie de modulation de largeur d'impulsion appliquée à l'onduleur[20].

I.8. Système de stockage

A. Les batteries

Les batteries sont des ensembles de cellules électrochimiques (qui convertissent l'énergie chimique en énergie électrique) connectées en série, ces cellules électrochimiques ne sont pas des cellules photovoltaïques, dont le principe de fonctionnement est complètement différent[29].

Les cellules de batteries se composent de deux électrodes (ou plaques) émergées dans une solution d'électrolyte. Lorsqu'un circuit se crée entre les électrodes, un courant circule, provoqué par les réactions chimiques réversibles entre les électrodes et l'électrolyte dans la cellule. Certaines cellules ne peuvent pas être rechargées. Ce sont des batteries sèches ou primaires, D'autres se rechargent indéfiniment, ce sont les batteries secondaires ou batteries d'accumulateurs. Lors de la charge, l'énergie électrique fournie par le générateur électrique est stockée dans les cellules sous forme d'énergie chimique. Lors de la décharge l'énergie chimique emmagasinée est retirée de la batterie et convertie en énergie électrique. Les types de batteries d'accumulateurs rechargeables et plus répandus au monde sont les batteries au plomb (plomb-acide), lithium-ion, nickel-hydrure métallique et au nickel cadmium, l'équation I.26 ci-dessous représente la charge et de la décharge de la batterie[29].



Tel que :

Électrode positive : oxyde de plomb (P_bO_2).

Electrode positive : oxyde de plomb (P_bO_2).

Electrode négative : plomb (P_b).

Electrolyte : mélange d'eau + acide sulfurique ($H_2SO_4 + H_2O$).

B. Les types de batteries

B.1 .Batteries au plomb

Les batteries au plomb sont la réponse la plus simple au problème de stockage de la charge PV. Les sections qui suivent leur sont donc exclusivement consacrées. Les divers types de batteries au plomb se répartissent en deux grandes catégories : les batteries à décharge profonde, d'une part et les batteries à décharge peu profonde d'autre part. On privilégie généralement les batteries à décharge profonde dans les centrales solaires parce que le fait de prélever l'essentiel de l'énergie stockée ne les endommage pas et n'affecte pas leur longévité. Les batteries à décharge peu profonde ou de (de démarrage) destinées à l'automobile, sont

conçues pour fournir une puissance importante pendant une durée brève on y prélève une quantité d'énergie trop importante avant de les recharger les plaques risquent d'être détériorées. Utilisées dans les installations photovoltaïques, les batteries à décharge peu profonde doivent être gérées avec le plus grand soin et ne jamais subir une décharge profonde[29].

B.2 .Batteries nickel-hydrure métallique, cadmium-nickel et lithium-ion

Ce type de batteries sont semblables les unes aux autres et différent aux batteries du plomb courantes en ce sens qu'elles sont scellées, portables, ne demandent aucun entretien et servent à alimenter les petits appareils (on les appelle aussi batteries de poche).Elles fonctionnent par réaction chimique entre une électrode positive et une électrode négative baignant dans un électrolyte .Chaque élément nicad (nickel-cadmium) ou à hydrure métallique a une tension d'environ 1.3V (de 3.3 au 4.0V par élément pour les batteries lithium-ion).

En règle générale, le cout de ces trois types de batteries par unité de stockage est plus élevé que celui des batteries au plomb .Pas étonnant, donc, que la plupart des concepteurs de systèmes PV choisissent les batteries au plomb .Cependant ces trois types de batteries présentent aussi des avantages que les concepteurs de systèmes PV de faible puissance ne doivent pas ignorer.

Les batteries au nickel-cadmium et aux hydrures métalliques acceptent une décharge complète sans risque de dommage pour les éléments et peuvent rester plus longtemps faiblement chargées aussi fonctionnent sur des plages de températures plus larges que les batteries au plomb, leur durée de vie dépasse celle de la plupart des types de batteries au plomb[29].

C. Charge et décharge

Le courant de charge est le courant électrique fourni à la batterie et stocké par elle. Comme un réservoir, qui se remplit plus ou moins vite selon le débit du tuyau qui l'alimente, une batterie se charge plus ou moins vite selon le débit du courant qui la charge. Il va de soi qu'une part de l'énergie est dissipée sous forme de chaleur au cours du processus de charge et de décharge .Selon le type et l'âge de la batterie, les pertes d'énergie se situent entre 10 et 30 % pour les batteries au plomb et elles sont bien plus importantes encore avec de très vieilles batteries. Les courants faibles (3 à 5% de la capacité de la batterie) sont mieux adaptés

à la charge des batteries. Le courant de charge de la batterie ne doit pas dépasser 10% de sa capacité nominale. Ainsi, le courant de charge d'une batterie de 70 Ah ne devrait jamais dépasser 7A. Lorsque le courant de charge est fort, électrolyte se transforme rapidement en gaz et les cellules risquent d'être détériorées.

Lorsqu'une charge connectée consomme de l'énergie stockée dans la batterie, celle-ci se décharge. L'intensité du courant de décharge correspond au débit de la batterie. On obtient la quantité d'énergie consommée sur une durée donnée en multipliant l'intensité du courant de décharge par la durée de fonctionnement de la charge[29].

D. Le rôle de la batterie dans les systèmes isolés

L'utilisation de la batterie pour un système photovoltaïque est indispensable pour les raisons suivantes :

- Stocker l'énergie produite et la délivrer dans la nuit et quand l'ensoleillement ne sera pas suffisant pour alimenter les charges.
- Le réglage de la tension de bus continue et le maintien constant autour d'une valeur désirée [25].

E. Le principe de fonctionnement des batteries

Le principe de fonctionnement d'un générateur électrochimique est essentiellement basé sur la conversion de l'énergie chimique en énergie électrique. Toute réaction chimique d'oxydoréduction, pourvu qu'elle soit spontanée, c'est-à-dire accompagnée d'une diminution d'énergie libre, est en effet susceptible de donner naissance à un courant électrique lorsqu'elle a lieu dans des conditions appropriées. Pour cela, il faut que l'échange des électrons de valence s'effectue par le canal d'un circuit extérieur au système.[20]

Ainsi la combustion libre de l'hydrogène produisant de l'eau et de l'énergie calorifique ne peut donner naissance à un courant électrique car l'échange électronique s'accomplit directement, en quelque sorte par un court-circuitage moléculaire.[20]

F. Caractéristiques générales des batteries

Les accumulateurs destinés aux installations photovoltaïques doivent avoir les qualités suivantes :

- être robustes.
- avoir un bon rendement de charge et de décharge.

- avoir une faible résistance interne.
- avoir un taux d'autodécharge faible.
- Maintenance réduite.
- posséder une grande réserve d'électrolyte.
- avoir une durée de vie importante.
- être aptes aux Cyclades (on entend par cycle, la décharge de la batterie, quelque soit la profondeur de décharge, suivie d'une recharge)[20].

G. Modélisation du dispositif de stockage

Il existe plusieurs modèles de batterie au plomb et leur mise en œuvre n'est pas aisée du fait de la prise en compte de plusieurs paramètres. Suivant les applications et les contraintes auxquelles elles sont soumises, les batteries réagissent différemment, et donc on ne trouve pas de modèle unique qui soit exact dans toutes les circonstances. Notre choix s'est porté sur deux modèles : le modèle dit « CIEMAT » relativement complet, malgré quelques imperfections comme le saut de tension lorsqu'on passe d'un cycle de charge à un cycle de décharge, et le modèle R-C [28]

Le modèle R-C : le modèle électrique simple de la batterie comprend une fem E_0 modélisant la tension à vide de la batterie, un condensateur modélisant la capacité interne de la batterie (C_b) et une résistance interne (R_s) [24]

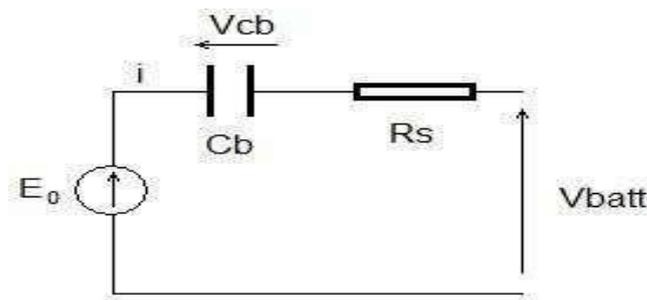


Figure I.36 : Modèle R-C de la batterie.

Nous avons donc :

$$V_{att} = E_0 - R_s \cdot (i - V_{cb}) \quad (\text{I.46})$$

On définit également l'état de charge (E_{DC}) de la batterie par :

$$E_{DC} = 1 - \frac{Q_d}{C_b} \quad (\text{I.47})$$

Avec

C_b : La capacité (Ah) nominale de la batterie.

Q_d : La quantité de charge manquante par rapport à C_b

- Le modèle « CIEMAT »

Ce modèle est basé sur le schéma suivant (Figure I.37) où la batterie est décrite par seulement deux éléments, une source de tension et une résistance interne, dont les valeurs dépendent d'un certain nombre de paramètres[20]:

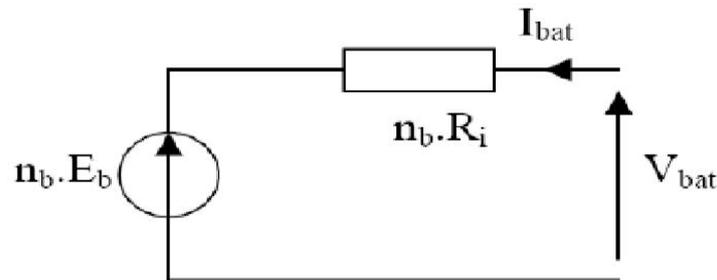


Figure I.37 : Schéma équivalent de nb éléments en série.

Ce modèle définit la tension aux bornes de l'accumulateur en fonction du courant imposé, de son état de charge et de la température. Il tient compte du rendement faradique en charge pour calculer l'évolution de son état de charge et intègre la phase de dégazage (dégagement d'hydrogène)[28]

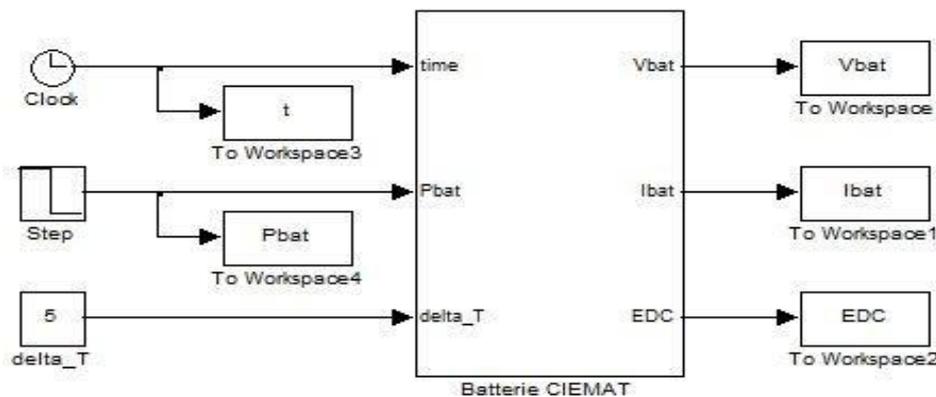


Figure I.38 : Modèle CIEMAT de la batterie au plomb sous Simulink.

Les entrées du modèle de la (figure. I.38) sont donc la puissance et l'écart de température par rapport à la température nominale fixée à 25°C. Le calcul de l'état de charge se fait en interne et permet de calculer la tension. La valeur du courant est obtenue à partir de la puissance et de la tension (équation I.49). L'horloge représentée sur la (figure I.26) a juste un rôle dans l'acquisition des données.

$$I_{bat} = \frac{P_{bat}}{V_{bat}} \tag{I.48}$$

Les expressions des grandeurs de la batterie sont exprimées ci-dessous.

L'expression générale de la tension batterie :

$$V_{bat} = n_b \cdot E_b + n_b \cdot R_i \cdot I_{bat} \quad (\text{I.49})$$

La valeur de la résistance interne de la batterie est calculée en fonction de sa tension nominale.

Les tensions en décharge et en charge sont modélisées par deux équations différentes[24]:

- Tension en décharge :

$$V_{bat_{dé}} = n_b [1,965 + 0,12 \cdot EDC] - n_b \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \left(\frac{4}{1+|I_{bat}|^{1,3}} + \frac{0,27}{(EDC^{1,5})} + 0,02 \right) \cdot (1 - 0,007 \cdot \Delta T) \quad (\text{I.50})$$

- Tension en charge :

$$V_{bat_{ch}} = n_b \cdot [2 + 0,16 \cdot EDC] + n_b \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \cdot \left(\frac{6}{1+|I_{bat}|^{0,86}} + \frac{0,48}{(EDC^{1,2})} + 0,036 \right) \cdot (1 - 0,025 \cdot \Delta T) \quad (\text{I.51})$$

I.9 .Système de régulation

A. Définition d'un régulateur

Comme son nom l'indique, le régulateur de charge est un dispositif qui contrôle et régule l'état de charge et de décharge de la batterie. Il protège l'installation photovoltaïque, et notamment la batterie qui est l'élément le plus sensible et fragile de l'installation. Connecté au cœur du système, il est branché à la fois sur les modules solaires, la batterie et les appareils qui consomment l'électricité (la charge) , si la batterie était à pleine charge et que les modules continuaient de lui fournir de l'énergie, il y aurait alors surcharge et la batterie se détériorerait.

De même, il est recommandé de ne pas vider entièrement une batterie. Ainsi, même s'il s'agit d'une batterie à décharge profonde, il vaut mieux ne pas descendre en dessous de 50% à 80% de décharge pour ne pas trop la dégrader. Le régulateur augmente donc sa durée de vie en lui évitant des états extrêmes.[30]

Les régulateurs de charge assurent principalement les tâches suivantes :

- Protection d'accumulateur contre les décharges profondes ; Limitation de la tension de charge terminale (protection contre les surcharges) ; Prévention de la décharge des batteries pendant la nuit dans les résistances internes du générateur photovoltaïque.
- Adaptation du comportement de la charge au type d'accumulateur, (particulièrement important pour les accumulateurs gel).
- Protection contre les inversions de pôles.
- Protection contre les surcharges et le court-circuit.
- Affichage de la fonction de charge instantanée ainsi que du courant et de tension.[31]

La figure suivante nous donne les différents paramètres du régulateur de charge:

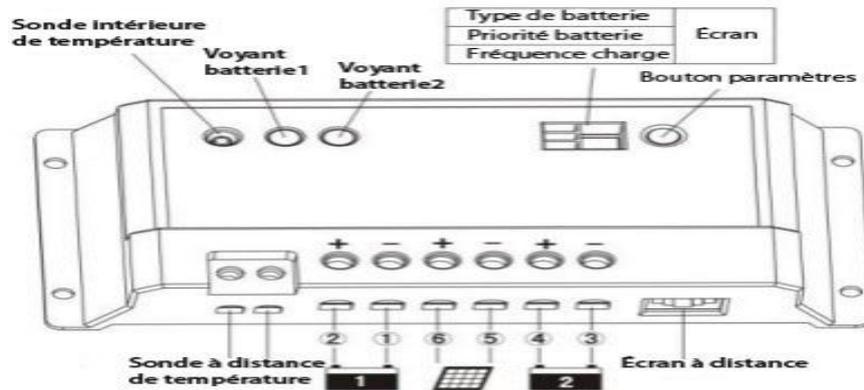


Figure I.39 : Paramètres de régulateur de charge.

B. Types des régulateurs de charge

Le fait que les panneaux solaires ont la particularité d'être court-circuités ou peuvent voir leur circuit s'ouvrir sans les endommager, à donner naissance à deux principales méthodes de contrôle de la charge des batteries : le régulateur série et le régulateur shunt[30].

B.1 .Régulateur shunt

La figure (I.40) montre une structure shunt d'un régulateur solaire, le régulateur shunt contrôle la charge de la batterie en court-circuitant le module photovoltaïque sans aucun risque.

Tous les régulateurs shunt exigent la présence d'une diode anti-retour en série entre la batterie et l'élément shunt afin d'empêcher le court-circuit de la batterie[30].

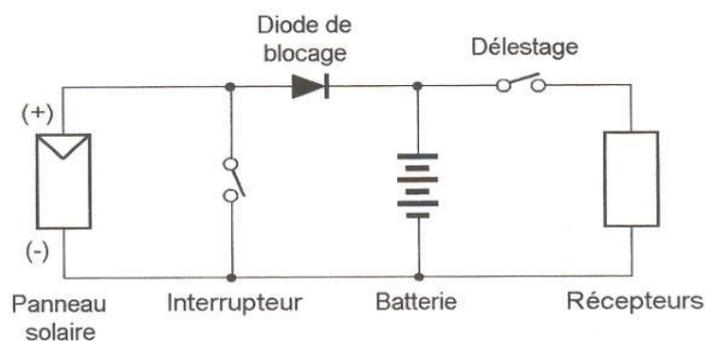


Figure I.40 : Conception d'un régulateur shunt.

Typiquement le régulateur shunt peut fonctionner selon deux techniques de contrôle:

- La première technique est une simple interruption «on/off» « shunt interruption design», quand la tension V_{bat} atteint la tension de régulation V_R , le régulateur déconnecte

complètement la batterie du panneau photovoltaïque, puis il la reconnecte si sa tension diminue à la valeur V_{ARV} (*array reconnecta voltage*). Cette opération continue de cette manière jusqu'à ce que la batterie s'approche de la pleine charge.

- La deuxième méthode « *shunt liner design* »; si la tension V_{bat} atteint la valeur V_R , l'élément shunt interrompt le courant de charge d'une manière linéaire, afin de maintenir la tension V_{bat} à une tension fixe [30].

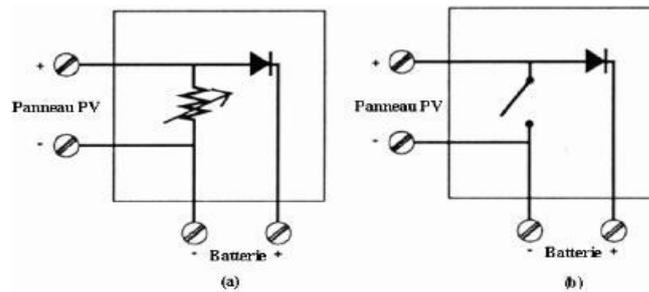


Figure I.41 : Schéma fonctionnel du régulateur shunt.

B.2 .Régulateur type série

Comme son nom l'indique, ce type fonctionne en série entre le générateur photovoltaïque et la batterie. La figure (I.42) montre une structure électrique typique d'un contrôleur série. [30]

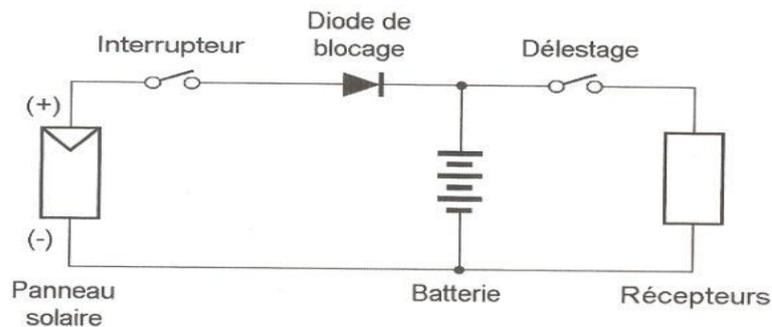


Figure I.42 : Conception d'un régulateur série.

Le régulateur de type série peut fonctionner selon plusieurs méthodes soit:

- Par une interruption série « *Series- Interrupting-Design* » où le régulateur déconnecte complètement la batterie du panneau photovoltaïque si sa tension atteint la tension de régulateur V_R , puis il la reconnecte si sa tension diminue à la valeur V_{ARV} [30].

- Par limitation linéaire du courant de charge « *Series-Linear -Design* » afin de maintenir la tension de la batterie à la valeur V_R [30]

C. Par une technique PWM «*series -Interrupting, PWM Design*». Cette technique est caractérisé par la présence d'un élément de puissance entre le panneau photovoltaïque et la batterie, cet élément de puissance s'ouvre et se referme par un signal de commande «*PWM*» d'une fréquence constante et d'un rapport cyclique variable. Cette technique de commande hache le courant généré par le panneau photovoltaïque en impulsions afin de réguler la quantité de la charge dans la batterie. Si la tension de la batterie augmente, la largeur d'impulsion diminue, et le courant de charge diminue également[17].

B.3 .Le régulateur (MLI)

Le régulateur MLI envoie à la batterie des impulsions variables selon l'état de charge. Lorsque l'état de charge est faible, l'impulsion est large (la charge élevée) ou la charge est continue. Lorsque l'état de charge est élevé, le régulateur envoie des impulsions de charge de plus en plus étroites. Lorsque l'état de charge est maximale (mode charge d'entretien) la batterie reçoit de temps en temps une impulsion étroite. Le régulateur mesure l'état de charge et ajuste l'impulsion en conséquence. (Les régulateurs PVM et MPPT utilisent des fonctions des régulateurs série ou shunt) [31]

B.4 .Le régulateur MPPT

Le régulateur MPPT utilise une électronique de conversion cc/cc pour suivre le point de puissance maximale de la courbe caractéristique I/V du module ou du panneau solaire photovoltaïque. La tension au point de puissance maximale d'un module est souvent bien plus élevée que la tension de charge de la batterie. Ceci signifie qu'un module de 100 Wc peut charger une batterie à 75Wc à 14V –le point de puissance maximale pouvant être 16V. En maintenant la tension de charge au point de puissance maximale les régulateurs MPPT accroissent de 10 à 35% la quantité d'énergie fournie par le panneau solaire. Etant donné qu'ils peuvent également accepter des tensions plus élevées en provenance du module, ils peuvent être utilisés avec des modules à tension plus élevée et convertir le courant en 12V (la tension nominale de la batterie). On les trouve plutôt dans les installations de forte puissance, ou optimisation de la production des panneaux solaires permet des réductions de coûts significatives [31]

C. Comparaison de différentes technologies de régulateurs

Les avantages et les désavantages des différentes technologies de régulateurs sont donnés dans le tableau suivant[32]

Type de régulateur	Méthode de charge	Avantage	Désavantage
Shunt-interrupteur	On/Off	<ul style="list-style-type: none"> -Faible résistance de passage entre panneau et batterie. -Simple fiable si bien dimensionné 	<ul style="list-style-type: none"> -Fin de charge difficile à atteindre -Diode de blocage importante -Tension de passage plus élevée -Tension plus élevée sur l'interrupteur en cas de surtension .
Shunt-linéaire	Tension constant	<ul style="list-style-type: none"> -Fin de charge optimale -Faible résistance de passage entre panneau et batterie 	<ul style="list-style-type: none"> -Dissipation thermique importante -Diode de blocage importante -Tension de hot spot plus élevée
Série-interrupteur	On/Off	<ul style="list-style-type: none"> -Simple et fiable -Faible résistance de passage entre panneau et batterie 	Fin de charge difficile à atteindre
Série-linéaire	Tension constant	<ul style="list-style-type: none"> -Fin de charge optimale -Surtension sur l'interrupteur réduite 	<ul style="list-style-type: none"> -Dissipation thermique importante -Tension de passage plus élevée
Série-PWM	Tension constant	<ul style="list-style-type: none"> -Fin de charge optimale 	<ul style="list-style-type: none"> -Tension de passage plus élevée -Electronique plus complexe

		-Dissipation thermique réduite	-Génère des parasites sur les équipements sensibles proches.
MPPT	Tension constant	-Rendement plus élevé à haute température	-Coût -Génère des parasites sur les équipements sensibles proches

Tableau I.2 : Comparaison de performances de différents types de régulateurs.

I.10 .Méthodes de pompages

Pour pomper l'eau avec un système photovoltaïque, deux techniques sont possibles :

A. Pompage direct « au fil du soleil »

Le système de pompage d'eau photovoltaïque directe est représenté par la Figure 3.1 Dans ce système, l'électricité produite par les modules PV est directement fournie à la pompe. Cette dernière utilise cette énergie électrique pour pomper l'eau. Le système pompe l'eau uniquement pendant la journée (lorsque l'énergie solaire est disponible). L'intensité du rayonnement solaire incident sur le panneau solaire la quantité d'eau pompée au cours de cette période. L'avantage de ce système est qu'il est simple et peu coûteux par rapport à un SPEPV avec batterie [33]. (Voir la figure (I.43)).

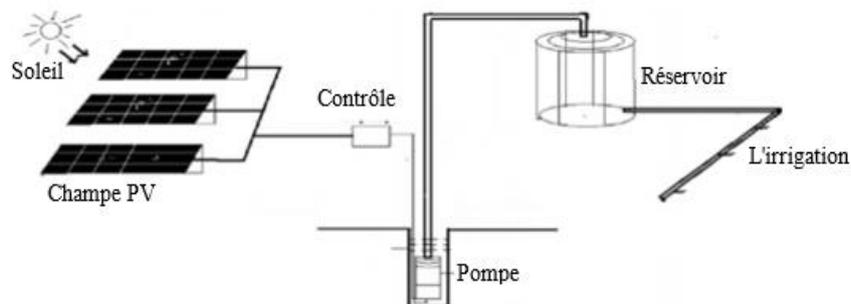


Figure I.43 : Système de pompage d'eau solaire PV à couplage direct.

B. Pompage avec stockage d'énergie

Un SPEPV avec une batterie de stockage Figure (I.44) est constitué générateur photovoltaïque, d'un régulateur de charge, des batteries, d'un contrôleur de pompe, d'un réservoir de stockage et d'une pompe à eau. Pendant la journée, les panneaux solaires convertissent l'énergie solaire en courant électrique qui charge directement les batteries. Ces dernières alimentent la pompe pour un pompage d'eau selon les besoins et peuvent prolonger la durée de pompage de l'eau en fonction de leur charge. L'utilisation des batteries dans un

SPEPV assure le pompage de l'eau, même pendant les périodes de faible luminosité, de temps nuageux et pendant la nuit aussi.

Cependant, leur utilisation augmente le coût, la complexité et peut réduire l'efficacité globale du système [33]

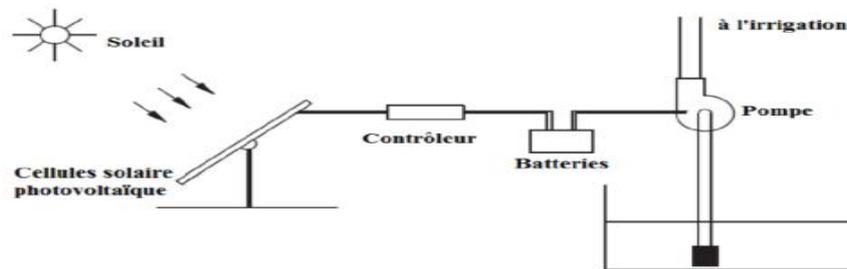


Figure I.44 : Système de pompage d'eau solaire PV avec stockage.

I.11 .Moteur électrique

Le courant généré par le panneau solaire photovoltaïque est continu. Il peut être transformé en courant alternatif par un onduleur. Par conséquent, les SPEPV sont classés selon le moteur d'entraînement en deux types : moteur à courant continu ou alternatif [34].

A. Moteur à courant continu

Dans ce type de SPEPV, la pompe est entraînée par un moteur à courant continu qui peut être : moteur à courant continu classique avec des balais et moteur à courant continu sans balais.

Les moteurs à courant continu conventionnels utilisent des balais en charbons pour transférer l'énergie électrique à partir de champ PV à l'arbre du moteur. Ces balais s'usent et doivent être changés fréquemment. Ceci augmente le coût d'exploitation et d'entretien du moteur. Les machines utilisent le principe d'induction magnétique pour transférer la puissance PV à l'arbre du moteur. Le système de pompage d'eau utilisant le courant continu peut aussi être classé dans la configuration de couplage direct ou celle avec batterie[34]

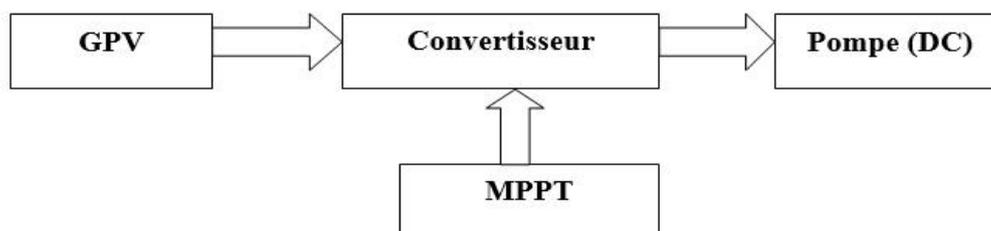


Figure I.45 : Diagramme du pompage PV par pompe à DC.

B. Moteur à courant alternatif

Un système de pompage de l'eau à courant alternatif (AC) se compose d'un moteur à courant alternatif (asynchrone ou synchrone) entraînant une pompe, comme indiqué sur la Figure (I.46). Comme le panneau PV produit de l'électricité à courant continu, un onduleur approprié est nécessaire pour convertir le courant continu en courant alternatif[34].

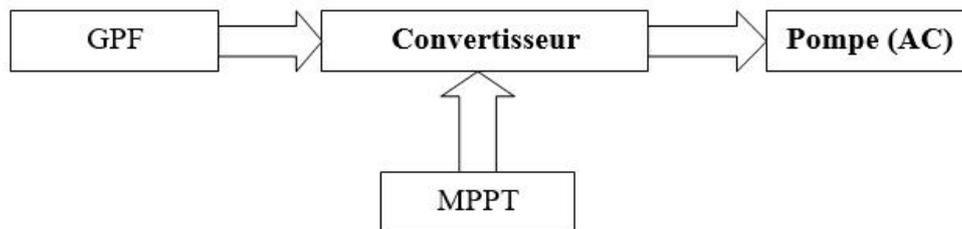


Figure I.46 : Diagramme du pompage PV par pompe à AC.

I.12 Types des pompe

Selon l'emplacement de l'installation qui dépend du niveau d'eau, les pompes sont classées : pompe de surface et immergée en puits profond. En conséquence, le SPEPV est classé sur cette base de type de pompe utilisée[34].

A. 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. Une pompe volumétrique comporte toujours une pièce mobile dans une pièce creuse qui déplace le liquide en variant le volume contenu dans la pièce creuse. 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 [35].(Voir la figure (I.47))



Figure I.47 : Pompe à déplacement positif.

Le couple de démarrage est pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT (3 à 5 fois le couple nominale). La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse.

C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau inférieure à 5[m³/h][34].

B. Pompe centrifuge

Les pompes centrifuges ont beaucoup d'avantages par rapport aux précédentes. Leur construction est également plus simple : deux parties principales, pas de clapet. Dans ces pompes, l'énergie mécanique est tout d'abord transformée en énergie cinétique, le liquide est mis en vitesse dans un impulsor (roue et aube). L'énergie cinétique est ensuite transformée en énergie potentielle (de pression) par ralentissement de la vitesse du liquide dans une volute. La pression que peut donner une pompe centrifuge est liée à la vitesse de rotation de son axe et au diamètre de son impulsor[35] . (Voir la figure (I.48))

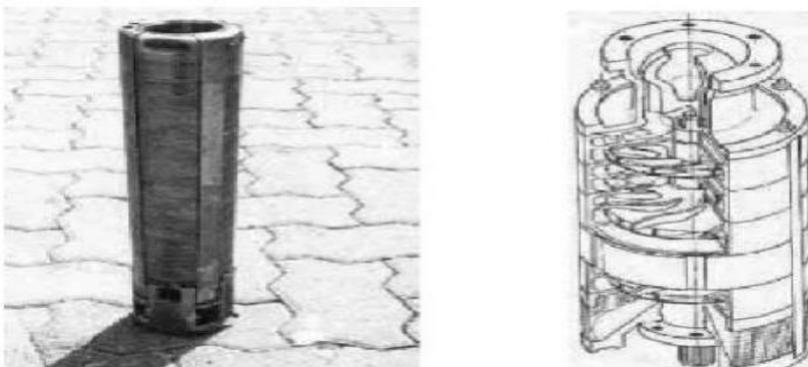


Figure I.48 : Pompe centrifuge.

Les caractéristiques des pompes centrifuges sont très différentes des précédentes :

- Le couple de démarrage est faible, principalement lié à l'inertie des éléments mobiles.
- La pompe offre, pour une vitesse donnée, différentes possibilités de débit et de pression.

Une pompe centrifuge est mal adaptée pour de faibles débits et de grande hauteur contrairement

à sa cousine volumétrique. Signalons enfin que la pompe centrifuge ne peut pas aspirer l'air et donc elle n'est pas auto-amorçant[34]

I.13 . Position de pompe

Le choix d'une pompe se fera en fonction des caractéristiques hydrauliques de l'installation envisagée (débit, HMT) mais également en fonction des conditions particulières d'utilisation (puits, forage, pompage de rivière...)[34].

- **Les pompes de surface** : compte tenu du faible pouvoir d'aspiration limitant ainsi la hauteur d'aspiration (inférieure à 8 mètres), les pompes de surface voient leur utilisation très limitée plus particulièrement dans des sites présentant des conditions climatiques très sévères [36]

- **Les pompes immergées** : c'est la configuration la plus communément utilisée. Les pompes de refoulement sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface. La transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur. Dans les deux cas, une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur. [34]

I.14 . Choix d'une pompe

Les pompes volumétriques à main peuvent s'avérer plus intéressantes pour de petites hauteurs et de faibles débits journaliers ($H \times Q < 25 \text{ m}^3$). L'utilisation de pompes mécaniques sur cette plage d'utilisation se limitera principalement aux pompes volumétriques de faible puissance.

Il est conseillé d'utiliser des pompes à aspiration pour les hauteurs de moins de 7 mètres ce qui correspond généralement au type centrifuge à ailettes. Pour de faibles débits et une puissance disponible variable, l'emploi d'une pompe volumétrique permet un débit plus constant.

Pour une hauteur 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 hauteur et son dimensionnement est critique. Pour les hauteurs supérieures à 35 mètres et de faibles débits journaliers ($<20\text{m}^3$), la pompe volumétrique sera la plus utilisée. Pour des débits plus élevés, l'emploi d'une pompe centrifuge est souvent le seul choix possible [34].

I.15 .Electronique de commande

A. .Convertisseur DC/DC

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV et de la transférer à la charge (pompe alimentée par moteur à courant continu), la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge comme décrit dans la figure (I.45). Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle commandé par son rapport cyclique, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de la puissance maximale disponible[34].

B. Convertisseur DC/AC

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par les panneaux solaires en un courant alternatif triphasé pour actionner le groupe moteur pompe.

L'onduleur fonctionne évidemment avec un circuit de génération des signaux commandé par un circuit de régulation et de protection. Le convertisseur DC/AC assure le transfert optimal de puissance du générateur solaire vers le groupe moteur pompe et protège la pompe contre le fonctionnement à vide lorsqu'il n'y a pas d'eau dans le puits. Le rendement de l'onduleur est généralement élevé pour valoriser au mieux l'énergie produite par le générateur. Il est de l'ordre de 95 % au point de fonctionnement nominal [37] . (Voire la figure (I.49)).



Figure I.49 : Convertisseur DC/AC.

Conclusion :

En conclusion, ce chapitre a fourni une compréhension approfondie des systèmes photovoltaïques en examinant leurs principes de fonctionnement, les caractéristiques de leurs composants et les méthodes de modélisation mathématique. Cette base théorique est essentielle pour aborder les prochains chapitres, qui se concentreront sur les aspects pratiques et analytiques, permettant ainsi de mieux comprendre l'impact et le potentiel des systèmes photovoltaïques dans divers contextes.

Chapitre2 :
Dimensionnement du système à
simuler

II- Dimensionnement du système à simuler

Introduction

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque est une étape cruciale pour garantir une production d'énergie solaire efficace et fiable. Cette démarche consiste à déterminer la taille optimale du système en fonction des besoins énergétiques, des conditions environnementales, et des contraintes techniques. Elle inclut l'évaluation des besoins en électricité, l'analyse de l'ensoleillement du site, et le calcul de la capacité des panneaux solaires nécessaires. De plus, il est essentiel de sélectionner les composants adéquats, tels que les onduleurs, les batteries, et les câbles, tout en tenant compte des réglementations locales. Un dimensionnement précis permet d'optimiser les performances du système, de maximiser les économies d'énergie, et de garantir un retour sur investissement attractif.

Dans ce chapitre, nous allons faire le dimensionnement d'une maison rurale, à savoir une ferme isolée à Bordjalbaal, Wilaya de Chlef. Cette étude se fera en deux parties : la première inclura la maison et un poulailler alimentés par un système photovoltaïque autonome (système off-grid) avec des batteries pour les jours d'autonomie, en suivant les étapes suivantes :

- L'estimation des besoins journaliers en électricité
- Estimation du champ photovoltaïque
- Estimation de la capacité de stockage et choix de la batterie
- Choix du régulateur et de l'onduleur
- Dimensionnement des câbles et plan de câblage

L'autre partie concerne l'installation d'une pompe solaire pour le puits de la ferme. Dans ce cas, notre système photovoltaïque sera également isolé, représentant un système de pompage direct « au fil du soleil », utilisant un réservoir pour les jours d'autonomie au lieu des batteries, en suivant ces étapes principales :

- Détermination de la hauteur manométrique totale
- Estimation de l'énergie hydraulique
- Évaluation de l'énergie électrique
- Calcul de la puissance crête
- Sélection du matériel

Toutes ces étapes débutent par la détermination de la localisation géographique du site d'étude.

II.1 .Présentation de la maison rurale

A. Localisation géographique

La maison rurale se situe dans le village de bordj albaal qui se trouve dans la wilaya de Chlef avec les coordinations suivantes :

Latitude [°] = 36,303, Longitude [°] = 0,826, Altitude [m] = 555

B. Description de la maison rurale

Notre maison rurale représente dans une ferme qui est constituée d'une maison, poulailler et un puits destiné à l'usage domestique et à l'irrigation des terres agricoles.

On va séparer notre étude théorique sur deux parties. L'un contient la maison et le poulailler alimentant par des panneaux solaires et l'autre partie s'agit de puits alimentant par une pompe solaire.

II.2 Partie 1. Maison et poulailler

A. Description de cette partie

La maison (02 Chambres, Salle de bain, Un salon, Hall, La cuisine) et le poulailler

B. L'estimation des besoins journaliers en électricité

La puissance totale de tous les équipements électriques de cette partie peut être déterminée en effectuant un bilan de puissance électrique. Ce bilan consiste à lister l'ensemble des équipements électriques, à évaluer la consommation de chaque appareil, et à calculer la puissance totale [38]

La pièce	Les équipements électriques
Chambre 1	- Une lampe - TV + Démo
Chambre 2	- Une lampe - PC
Salle de bain	- Deux lampes - Machine à laver
Salon	- Deux lampes - TV + Démo

Hall	- Deux lampes
Cuisine	- Deux lampes - Réfrigérateur
Poulailler	- Quinze lampes - Deux ventilateurs - Couveuse des œufs

Tableau II.1 : Chaque pièce et leur équipement électrique.

Les équipements électriques	Puissance unitaire (W)	Quantité	Puissance totale (W)
Les lampes	20	25	500
TV + Démo	120	2	240
PC	65	1	65
Machine à laver	1000	1	1000
Réfrigérateur	300	1	300
Ventilateur	1100	2	2200
Couveuse des œufs	300	1	300
+ Les prises			20
Puissance totale de cette Partie (W)			4625

Tableau II.2 : Bilan de puissance électrique.

Il s'agit d'estimer la consommation d'équipements supposés connus. L'objectif est d'obtenir la consommation totale moyenne par jour. L'énergie totale moyenne nécessaire chaque jour.

E (Wh/j) est la somme des consommations énergétiques des divers équipements constituant le système à étudier, à savoir la télévision, les lampes d'éclairage, les appareils électroniques, etc... ; Elle est donnée par la loi suivante[39] :

$$E = \sum i E_i \quad (\text{II.1})$$

E : Consommation journalière moyen (Wh/j).

E_i : L'énergie journalière consommée d'un équipement (Wh/j).

Pour les équipements qui ne sont pas utilisés quotidiennement et pour tous les équipements à forte consommation, partez de la durée du cycle de fonctionnement de la tâche.

Ainsi, la consommation de chaque équipement peut être calculée comme suit[39] :

$$E_i = P_i \times t_i \quad (\text{II.2})$$

E_i :L'énergie journalière consommée d'un équipement (Wh/j).

P_i :La puissance de cet équipement (W).

t_i :Le temps d'utilisation (h)

Les équipements	Puissance totale (W)	Durée/jour (h)	Energie consommée/jour (Wh/j)
Les lampes	500	6	3000
TV + Démo	240	6	1440
PC	65	4	260
Machine à laver	1000	1	1000
Réfrigérateur	300	24	7200
Ventilateur	2200	6	13200
Couveuse des œufs	300	24	7200
+ Les prises	20	24	480
Consommation journalière moyen (Wh/j)			33780

Tableau II.3 : Consommation de la maison et le poulailler.

Nous considérons toutes les pertes de système (les panneaux, le régulateur, l'onduleur, les batteries...) pour trouver la bonne consommation journalière moyen total (Wh/j).

On présente ces pertes par un pourcentage de 20% qui nous donne le nouveau résultat suivant :

$$E_j = E + (0,2E) \quad (\text{II.3})$$

$$E_j = 40,536 \text{ KWh/j}$$

E_j : Consommation journalière moyen total (KWh/j).

E : Consommation journalière moyen (Wh/j)

C. Le choix des panneaux solaires pour cette installation

Connaitre l'irradiation (ensoleillement, ou rayonnement solaire) de notre site géographique de l'étude est un critère essentiel dans le calcul des nombres des panneaux solaires de cette installation photovoltaïque.

Ce coefficient dépend de la position géographique de chaque pays et peut être choisir selon le mois le plus défavorisé du lieu d'étude pour avoir un système fonctionnant quelles que soient les intempéries de la nature.[40]

Dans notre cas, on a choisi selon les maps de « solargis » pour une valeur moyenne d’irradiation qui est : $I_r = 5,5\text{KWh/m}^2/\text{jour}$.

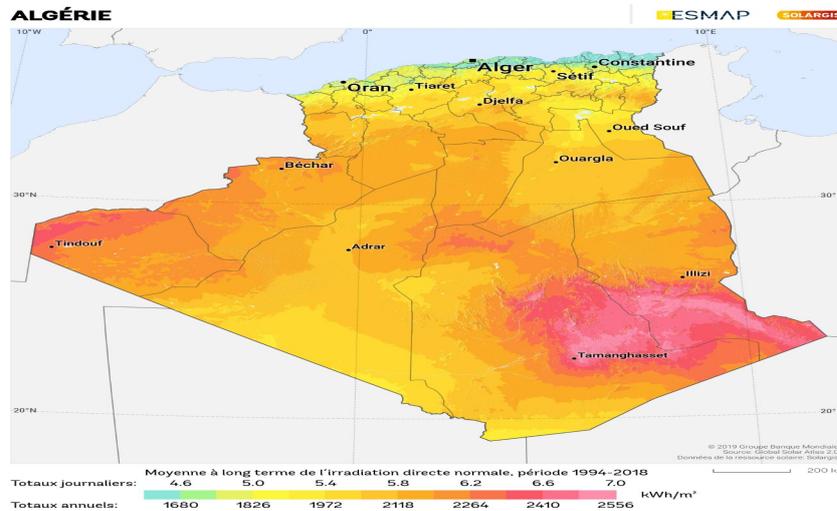


Figure II.1 : Moyenne de l’irradiation directe sur l’Algérie.

Ensuite, C’est très important de choisir la tension de travail du système en courant continu, car cette tension en fonction de la charge influe directement sur le choix des systèmes de conversion et de régulation, ainsi que sur le câblage et aussi sur les appareils à usage domestique. On peut citer un exemple de choix de la tension suivant la puissance de la Charge [39]:

Puissance totale (W)	< 500 W	500W – 2KW	>2KW
Tension du système (V)	12 VDC	24 VDC	48 VDC

Tableau II.4 : Tensions du système correspondantes à chaque intervalle de puissance crête.

On a déjà trouvé la puissance totale de cette partie d’étude (Tableau II.2) qui est : 4625 W avec $4,625\text{ KW} > 2\text{ KW}$ et selon le tableau précédemment, on va travailler avec une tension du système de **48 VDC**.

Maintenant, on calcule la puissance crête totale des panneaux solaire nécessaires pour notre installation photovoltaïque par la relation suivante :

$$P_c = \frac{E_j}{I_r} \tag{II.4}$$

$$P_c = \frac{40,536}{5,5} = 7,37\text{KW} = 7370\text{W}$$

P_c : Puissance crête totale (W)

E_j : Consommation de notre site d'étude (KW)

I_r : L'irradiation de notre site d'étude

Sur le marché il existe plusieurs gammes de puissances de panneaux solaires, mais ici nous allons choisir les panneaux solaires les plus puissants et grandes produite par ENIE (Entreprise Nationale des Industries Electroniques à Sidi Belabes) de model **ENIESOLAR-310-72-p(325Wc)** qui a les caractéristiques suivantes :

Module	Caractéristiques du module
ENIESOLAR-310-72-p	Poly cristallin Puissance crête : 325Wc Puissance maximale nominale : 310W Tension du module : 12V Tolérance : +/- 3% V_{mp} : 36.9V ; I_{mp} : 8.6A Courant court-circuit I_{cc} : 9.1A Tension circuit-ouvert : 45.6V Tension max du système : 600V Dimension : 1959*991*35mm

Tableau II.5 : Caractéristiques du panneau utilisé.



Figure II.2 : Exemple de panneau solaire.

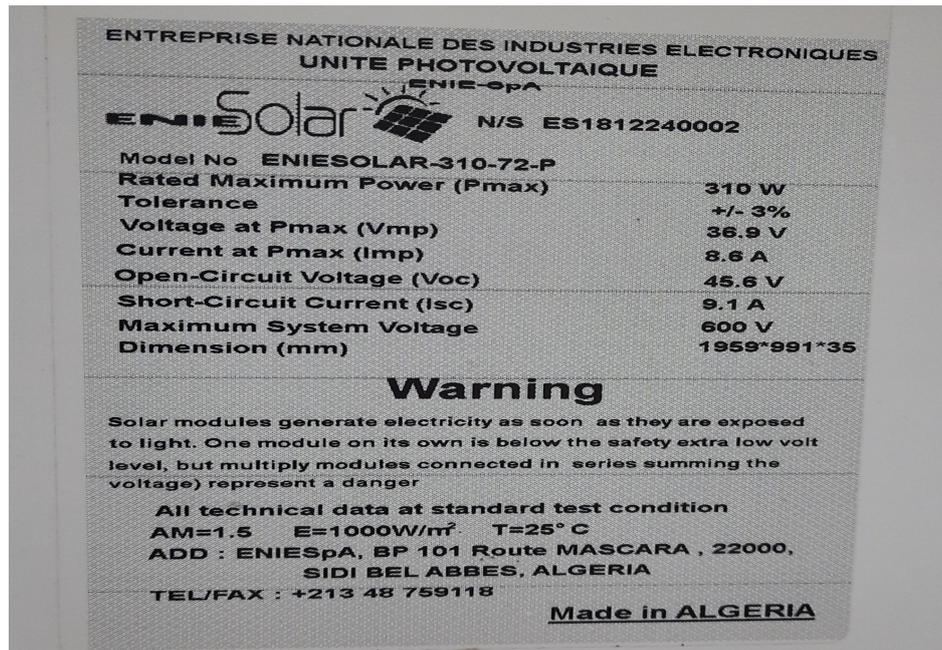


Figure II.3 : Plaque signalétique de panneau utilisé.

Soit N le nombre des panneaux solaires nécessaires pour notre installation photovoltaïques par la loi suivante :

$$N = \frac{P_c}{P_m} \quad (\text{II.5})$$

$$N = \frac{7370}{325} = 22,67 \text{ Panneaux}$$

N : Nombre des panneaux solaires nécessaires.

P_c : Puissance crête totale (W).

P_m : Puissance d'un panneau solaire (W).

Ce résultat nous mettait entre deux choix des nombres des panneaux solaires qui s'agissent des 22 panneaux ou bien 24 panneaux, mais notre choix peut être défini par vérifier le nombre des panneaux qui va nous donner une puissance crête suffisante et plus grande que la consommation journalière moyenne totale par la méthode suivante :

$$P_j = N \times P_m \times I_r \quad (\text{II.6})$$

$$P_{j1} = 22 \times 325 \times 5,5 = 39325 \text{ Wh/j}$$

$$P_{j2} = 24 \times 325 \times 5,5 = 42900 \text{ Wh/j}$$

P_j : Puissance total production par les panneaux solaires.

N : Nombres des panneaux solaire nécessaires.

P_m : Puissance d'un panneau solaire (W).

I_r : L'irradiation de notre site d'étude

$$P_j \geq E_j \quad (\text{II.7})$$

$$P_{j1} < 40536 \text{ Wh/j}$$

$$P_{j2} > 40536 \text{ Wh/j}$$

Le nombre des panneaux solaires suffisant pour notre installation photovoltaïque est **N=24** selon $P_{j2} = 42900 \text{ Wh/j}$.

Nos 24 panneaux solaires vont être branchés en série en parallèle par :

$$Nms = \frac{V_{dc}}{V_m} \quad (\text{II.8})$$

$$Nms = \frac{48}{36.9} = 1,30 \approx 2$$

Nms : Nombre des modules en série.

Vdc : Tension DC du système (V).

Vm : Tension d'un module ou Vmp(V).

Remarque : Nous allons utiliser un régulateur de charge qui accepte une tension d'entrée de 73,8 V et fournit une tension de sortie de 48 V correspondant à notre système.

$$Nmp = \frac{N}{Nms} \quad (\text{II.9})$$

$$Nmp = \frac{24}{2} = 12$$

Nmp : Nombres des modules branchés en parallèle.

N : Nombres des panneaux solaires nécessaires.

Nms : Nombres des modules en série.

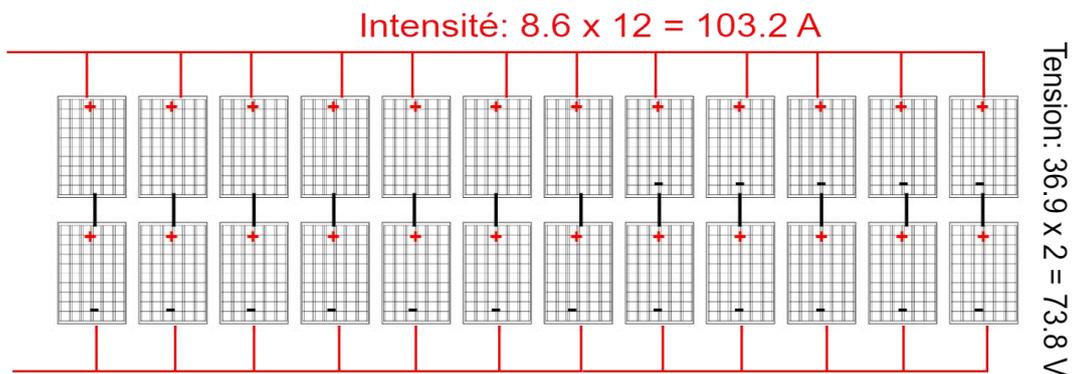


Figure II.4 : Photo du montage des panneaux solaires câblés en parallèle et en séries.

Dernièrement, L'inclinaison optimale d'un panneau solaire est souvent proche de la latitude du lieu où il est installé. Pour maximiser l'énergie solaire captée tout au long de l'année, il peut être utile d'ajuster l'inclinaison des panneaux selon les saisons.

Mais, dans notre cas, on préfère une inclinaison fixe standard et optimisée pour une production annuelle maximale qui s'agit de **30°**.

D. Détermination de la capacité et le choix de la batterie

Pour déterminer le nombre et la capacité de stockage des batteries utilisent pour cette installation photovoltaïque, on commence par la loi suivante :

$$Ah_a = \frac{Ah_d \times TC \times DA \times DM}{DoD} \quad (\text{II.10})$$

Ah_a : Capacité de la batterie ajustée en Ampère [A/h]

Ah_d: C'est la consommation quotidienne moyenne en ampères-heures (Ah/j), donnée par la division de la consommation journalière moyenne totale (KWh/j) sur la tension du système (48VDC).

$$Ah_d = \frac{E_j}{Tension\ du\ systeme} \quad (\text{II.11})$$

$$Ah_d = \frac{40,536}{48} = 844.5\ Ah/j$$

TC: Facteur de correction de température est utilisé lors du dimensionnement d'une batterie pour tenir compte de l'effet de la température ambiante sur la performance de la batterie. En règle générale, la capacité nominale d'une batterie est spécifiée à une température de référence (généralement 25°C), mais cette capacité peut varier avec la température. Selon le tableau ci-dessous, notre **TC=1**.

TEMPERATURE CORRECTION FACTOR

(°F)	(°C)	Flooded (FLA)	AGM	GEL
77	25.0	1.00	1.00	1.00
50	10.0	1.19	1.08	1.11
32	0	1.39	1.20	1.25
14	-10	1.70	1.35	1.42

Figure II.5 : Tableau des facteurs de correction selon la température.

DA : les jours d'autonomie représentent le nombre de jours pendant lesquels l'énergie stockée dans les batteries peut suffire à couvrir la consommation électrique de l'utilisateur sans avoir besoin de recharger les batteries. Cela est crucial pour assurer un approvisionnement en électricité continu, même pendant les périodes sans soleil ou en cas de coupure de courant prolongée. Pour cette installation, on va prendre **3 jours** comme durée d'autonomie.

DM : marge de conception est une mesure de la sécurité ou de la marge de sécurité incorporée dans la conception des batteries pour compenser les incertitudes ou les variations imprévues qui peuvent survenir pendant le fonctionnement qui s'agit d'une **valeur de 1**.

DoD :Le facteur de profondeur de décharge indique la quantité d'énergie de la batterie que vous êtes prêt à utiliser avant de la recharger. Cela varie en fonction du type de batterie et faire varier la durée de vie de chaque batterie. Pour notre cas, on suppose que le facteur de décharge **DoD= 100%**



Figure II.6 : L'effet du DoD sur la durée de vie d'une batterie.

Maintenant, on peut calculer par la relation (II-8) la capacité des batteries suffisante pour notre installation photovoltaïque selon les jours d'autonomie et les autres facteurs prédéterminée :

$$Ah_a = \frac{844,5 \times 1 \times 3 \times 1}{100\%} = 2533,5 Ah \approx 2600 Ah$$

À partir de ces données, notre meilleur choix des batteries disponibles est **ROLLS SERIE 5000-12CS 11P (12v/479Ah)**

Batterie	Caractéristiques de batterie
Rollsopzsseries 5000 12CS 11P (C100)	Capacité de la batterie : 479Ah Tension nominale : 12v Dimension : 559 x 286 x 464mm Poids : 123Kg Temps de décharge : 100h pour 4.79A Durée de vie : >10ans Batteries plomb ouvert à plaques épaisses DoD : 1500 cycles pour 100%

Tableau II.6 : Caractéristiques de la batterie choisie.



Figure II.7 :Photo de la batterie Rolls 5000 12CS.

Le nombre des batteries en série est défini par :

$$Nbs = \frac{Vdc}{Ve} \quad \text{(II.12)}$$

$$Nbs = \frac{48}{12} = 4$$

Nbs : Nombre des batteries en série.

Vdc : Tension DC du système (V).

Ve : Tension d'un nombre des batteries (V).

Le nombre de branches en parallèle est défini par :

$$Nbp = \frac{Aha}{Ce} \quad \text{(II.13)}$$

$$Nbp = \frac{2600}{479} = 5,42 \approx 6$$

Nbp : Nombre de branches en parallèle.

Aha : Capacité de la batterie ajustée ampères-heures (Ah)

Ce : Capacité d'un nombre des batteries (Ah).

Alors le nombre total des batteries pour notre installation photovoltaïque est :

$$Nbt = Nbs \times Nbp \quad \text{(II-14)}$$

$$Nbt = 4 \times 6 = 24 \text{ batteries}$$

Nbt : Nombre total des batteries.

Nbs : Nombre des batteries en série.

Nbp : Nombre des batteries en parallèle.

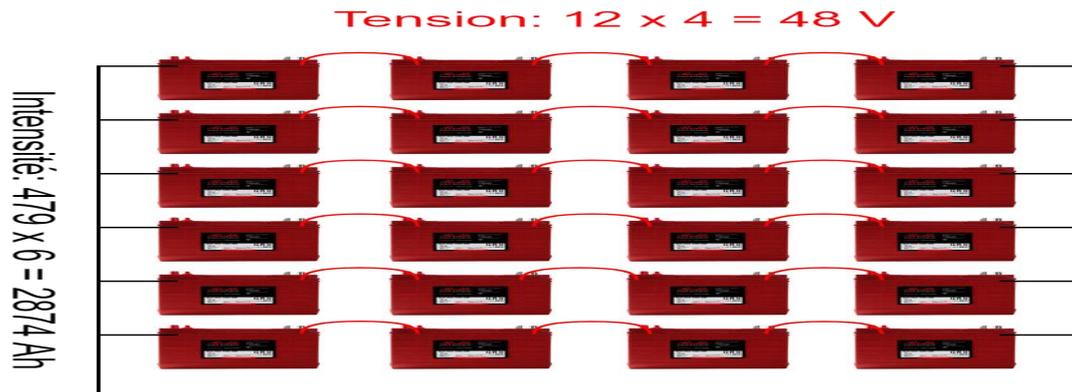


Figure II.8 : photo du montage des batteries branchés en série et en parallèle.

E. Choix du régulateur

Le régulateur photovoltaïque, pièce centrale de l'installation, doit être compatible avec les autres éléments (champ photovoltaïque et parc de batteries), que contrôle la charge et décharge pour protégé les batteries [39]. Pour dimensionner un régulateur, en doit calculer l'intensité du courant de ce régulateur par la loi suivante en prenant en compte un facteur de sécurité de 1.25 :

$$I_{reg} = 1,25 \times I_{cc} \times Nmp \quad (II.15)$$

$$I_{reg} = 1,25 \times 9,1 \times 12 = 136,5 A$$

I_{reg} : Courant du régulateur à choisir.

I_{cc} : Courant court-circuit du panneau.

Nmp : Nombres des modules branchés en parallèle.

Une valeur élevée plus que ce qui doit être, de l'intensité du courant du régulateur de charge est sans inconvénient sur le système, mais une valeur inférieure à la normale est néfaste pour le fonctionnement de l'installation [40]. Alors on va prendre une valeur supérieure de $I_{reg} \approx 140 A$.

Nous allons donc choisir deux (2) régulateurs de charge branché en parallèle de 85A et une tension de 48V qui s'agit du régulateur produite par « victronenergy » de type **Smart Solar MPPT150/85**.



Figure II.9 : Photo de régulateur.

régulateur	Caractéristiques de régulateur
Victronenergy SmartSolar MPPT 150/85	Entrée PV jusqu'à 150Vcc Tension de la batterie 48V Une sortie de 85A Bluetooth Smart intégré Puissance d'entrée PV nominale de 4900 W Efficacité maximale de 98% Poids : 4.5 Kg Dimensions : 246 x 295 x 103

Tableau II.7 : Caractéristiques de régulateur à choisir.

Remarque : Chaque régulateur va être branché avec 12 panneaux solaires (2 séries de 6 panneaux en parallèle) avec les deux régulateurs être branché en parallèle pour augmenter le courant et avoir une intensité plus grande que 140 A. (Voir Figure II.11).

F. Choix de l'onduleur

Nous devons d'abord estimer la puissance totale consommée qui est la somme de toutes les puissances des équipements du site en prenant en conservation de multiplier la puissance par quatre (04) pour tous les équipements qui sont besoins d'une puissance de démarrage élevé tels que : frigo et machine à laver... :

$$P_{tc} = 16025 W$$

Ensuite on va calculer la puissance de notre convertisseur (onduleur) à choisir en prenant un facteur de sécurité de 25% ou 30% :

$$P_{on} = P_{tc} + 0,25P_{tc} \quad \text{(II.16)}$$

$$P_{on} = 16025 + 4006 = 20031 \text{ W} = 20 \text{ KW}$$

Selon ces résultats, on est besoin d'utiliser un onduleur de type **SunnyTripowerX 20**.

Onduleur	Caractéristiques d'onduleur
SunnyTripowerX 20	Efficacité maximale : 98% Tension d'entrée maximale de 1000 V Puissance d'entrée DC max : 30 KW Puissance de sortie AC nominal : 20 KW Poids : 35 Kg Dimensions : 728 x 762 x 266mm

Tableau II.8 : Caractéristiques d'onduleur à choisir.



Figure II.10 : photo d'onduleur Smatripower X utilisé.

G. Dimensionnement des câbles

Pour assurer un rendement optimal, il est crucial de limiter la longueur des câbles dans le câblage. Chaque mètre supplémentaire de câble peut entraîner une perte significative de puissance. Le tableau ci-dessous répertorie les distances maximales recommandées entre les différents équipements pour garantir une efficacité maximale du câblage[40]:

Les équipements à câbler	La distance maximale à respecter
Panneaux solaires - Régulateur	10 m
Régulateur - Batteries	3 m
Batteries - Onduleur	4 m

Tableau II.9 : Référence du câblage entre les équipements.

Pour le câblage entre les panneaux solaires et le boîtier de raccordement, on utilise les câbles incorporés aux panneaux car le boîtier est situé juste au-dessous des panneaux. Ensuite, On utilise la formule suivante pour définir la section des câbles à choisir entre les autres équipements :

$$S = \frac{L \times I_{max}}{\gamma \times V_{drop}} \quad (\text{II.17})$$

S : Section du câble à choisir (mm²).

L : Longueur des câbles entre les composants à câbler (m).

I_{max} : L'intensité du courant entre les compositions à câbler (A).

γ: Conductivité de la matière de câble (en cuivre = 58m/Ω.mm²)

V_{drop} : Chute de tension maximale (avec ΔU=2%).

On va calculer la section du câble entre les panneaux solaires (le boîtier de raccordement) et le régulateur en supposant une longueur de câble de 7m (car 7m est la longueur moyenne admissible et n'oubliez pas que lors des calculs, toutes les longueurs sélectionnées doivent être multipliées par deux) :

$$I_{max} = Nmp \times I_{cc} \times F_s \quad (\text{II.18})$$

$$I_{max} = 12 \times 9,1 \times 1,25 = 136,5 A$$

Nmp : Nombres des modules branchés en parallèle.

I_{cc}: Courant court-circuit du panneau.

F_s : Facteur de sécurité.

$$V_{drop} = \frac{2}{100} \times Nms \times Vmp \quad (\text{II.19})$$

$$V_{drop} = \frac{2}{100} \times 2 \times 36,9 = 1,476 V$$

Vmp : Tension à puissance maximale.

Nms : Nombre des modules en série.

$$S = \frac{14 \times 136,5}{58 \times 1,476} = 22,32 mm^2$$

Alors la section du câble à choisir est **S = 25 mm²**.

On va calculer la section du câble entre le régulateur et les batteries en supposant une longueur de câble de 3 m :

$$I_{max} = 12 \times 9,1 \times 1,25 = 136,5 A$$

$$V_{drop} = \frac{2}{100} \times 48 = 0,96$$

$$S = \frac{6 \times 136,5}{58 \times 0,96} = 14,70 mm^2$$

Alors la section du câble à choisir est **S = 16 mm²**.

Ensuite, On va calculer la section du câble entre les batteries et l'onduleur en supposant une longueur de câble de 4 m :

$$I_{max} = \frac{P_{on}}{V_{dc} \times \eta_{on}} \quad (\text{II.20})$$

$$I_{max} = \frac{20000}{48 \times 0,98} = 425,17 \text{ A}$$

P_{on} : Puissance d'onduleur (W).

V_{dc} : Tension DC du système (V).

η_{on} : Rendement ou efficacité d'onduleur.

$$V_{drop} = \frac{2}{100} \times 48 = 0,96$$

$$S = \frac{8 \times 425,17}{58 \times 0,96} = 61,08 \text{ mm}^2$$

Alors la section du câble à choisir est $S = 70 \text{ mm}^2$.

H. Résultats et composants de cette partie

Voici dans le tableau ci-dessous le résumé de notre résultat du calcul qui représente les composants de notre installation photovoltaïque pour cette partie d'étude (maison et poulailler) :

Les composants	Modèle	Quantité
Panneaux solaire	ENIE SOLAR 310-72-p	24
Batteries	Rollsopzseries 5000 12CS 11P (C100)	24
Régulateur	VictronenergyMPPT 150/85	2
Onduleur	SunnyTripowerX 20	1

Tableau II.10 : Les composants de notre installation PV.

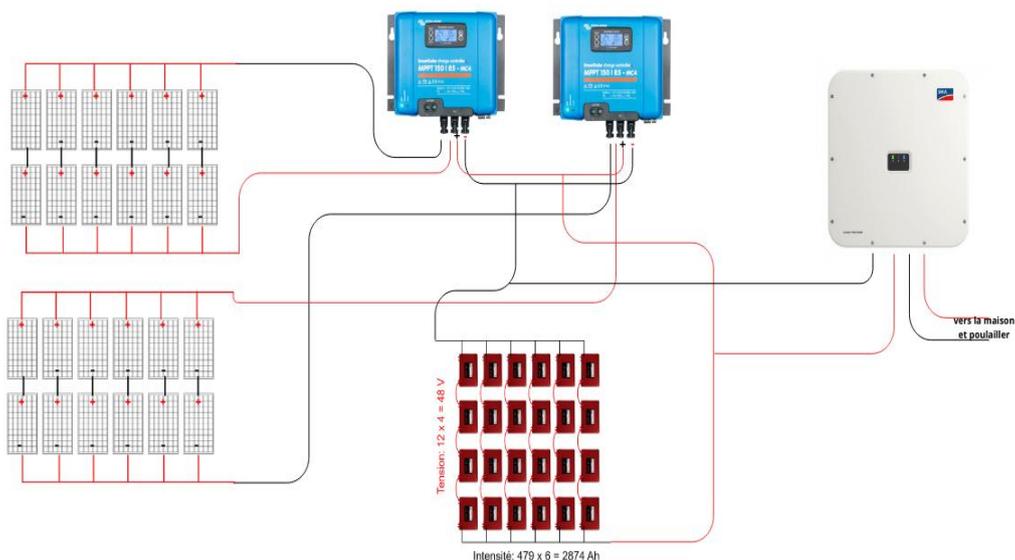


Figure II.11 : Schéma de montage des composants de cette partie d'installation PV.

II.3 Partie 2. Le puits

A. Description de cette partie

Un puits de 70 mètres qui a un niveau statique constant de 20 mètres, destiné à l'irrigation pour 2 hectares d'une terre agriculture de blé et à l'usage domestique avec l'aide d'un réservoir.

B. Estimations des besoins en eau

Les besoins en eau ETM du blé(ETM : Evapotranspiration maximale)au niveau de la wilaya de Chlef est : **7818 m³/hectare/année** [41] et les besoins d'eau pour l'usage domestique estimés de **48 m³/année**. Alors, on peut inclure les données suivantes :

Les besoins annuels d'eau	15684 m ³ /année
Les besoins d'eau journaliers	43 m ³ /jour
Débit horaire nécessaire	8.6 m ³ /heure
Heures d'ensoleillement ou pompage	5 heures

Tableau II.11 : Résumé des besoins d'eau pour cette partie.

C. Calcule de la hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique totale (HMT) d'une pompe est différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement [42].

Cette hauteur peut être calculée comme suit[34] :

$$HMT = H_g + P_{ch} \quad (II.21)$$

HMT : La hauteur manométrique totale.

P_{ch} : Les pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites, ces

P_{ch} correspondent au plus à (10%à20%).

H_g : La hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée et le plan d'utilisation avec :

$$H_g = H_r + N_d \quad (II.22)$$

H_r :La hauteur statique est la distance entre le sol jusqu'au point le plus élevé auquel on doit pomper l'eau en(m).

N_d : Le niveau dynamique d'un puits ou d'un forage est la distance du à la surface de l'eau pour un pompage a un débit donne [42].

La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement. R_{mest} le rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe [34] (voir la figure ci-dessous).

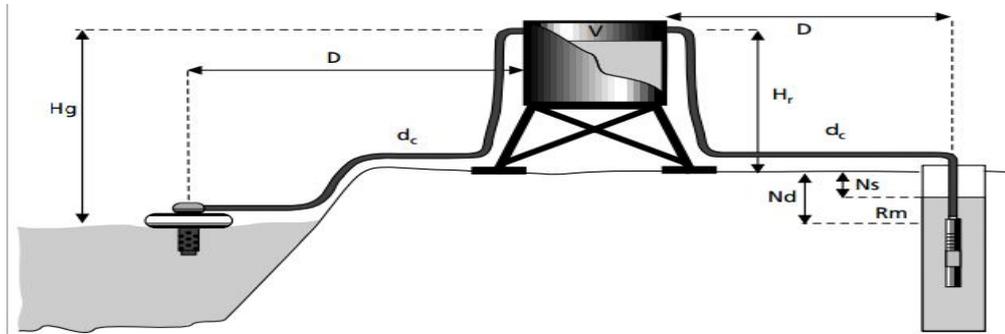


Figure II.12 : Schéma représente les paramètres de HMT.

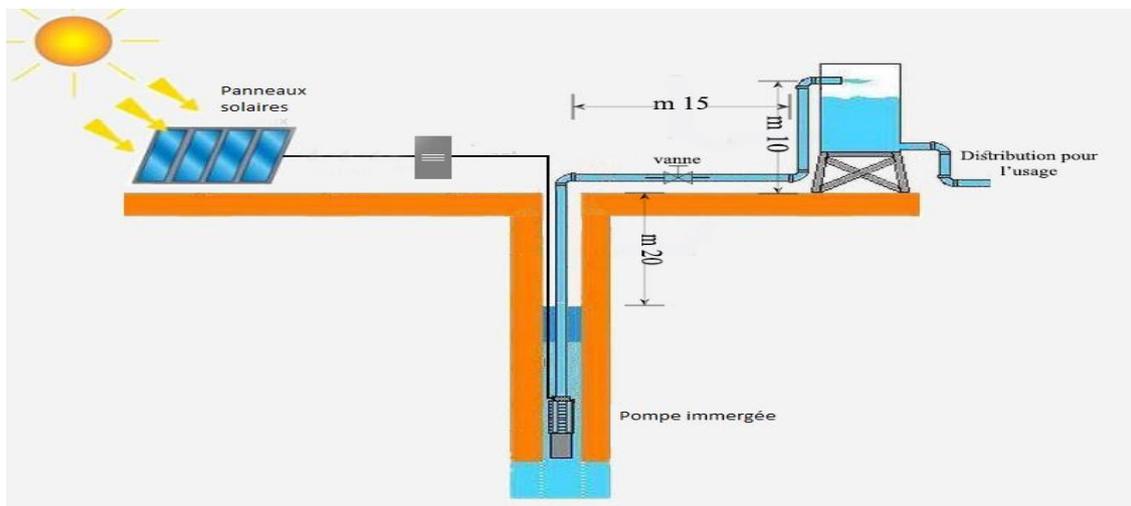


Figure II.13 : Schéma représente les paramètres de notre cas d'étude.

C.1 Dimensionnement de la conduite d'eau

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 [34]:

$$D = K\sqrt{Q} \quad (\text{II.23})$$

D : Diamètre de la tuyauterie(m).

K : Coefficient qui varie de 0,75à1,40.

Q : Débit nécessaire (m^3/s). (Avec $Q=0,00238\text{m}^3/\text{s}$)

Mais, le diamètre de la canalisation commerciale le plus approximatif et approprié aux appareils utilisés pour un meilleur résultat est donné par la relation [43] :

$$D = \sqrt{Q} \quad (\text{II.24})$$

$$D = \sqrt{2,38 \times 10^{-3}} = 0,048 \text{ m}$$

Alors, le conduit disponible commercialement et fabriqué avec un diamètre supérieur à 0,05 m est de 0,06 m, soit **60 mm**.

Ensuite, L'équation de continuité est :

$$Q = \frac{\pi D^2}{4} V \quad (\text{II.25})$$

V : La vitesse moyenne du fluide , qui peut être extraite de l'équation précédente pour avoir :

$$V = \frac{4 Q}{\pi D^2} \quad (\text{II.26})$$

$$V = \frac{4 \times 2,38 \times 10^{-3}}{\pi (60 \times 10^{-3})^2} = 0,84 \text{ m/s}$$

C.2 Calcule les pertes de charge linéaire

Pour calculer les pertes de charge linéaire, on utilise la loi de Darcy – Weisbach [44] :

$$\Delta H_L = \frac{\lambda V^2 L}{2 g D} \quad (\text{II.27})$$

ΔH_L : Pertes de charge linéaire.

λ : Coefficient de perte de charge.

L : Longueur de canal ou la conduite considérée (m).

g : Constante d'accélération (9,81m/s²)

D'abord, pour connaître le coefficient de perte de charge λ , il faut calculer le nombre de Reynolds par la loi suivante [43] :

$$R_e = \frac{V D}{\nu} \quad (\text{II.28})$$

$$R_e = \frac{0,84 \times 0,06}{10^{-6}} = 50400$$

R_e : Nombre de Reynolds.

ν : Viscosité cinématique de l'eau (10-6à20°C).

Alors, on a trouvé $R_e > 2300$ qui signifie le cas d'un régime turbulent et avec $R_e < 10^5$ on peut utiliser la formule de Blasius [44] pour calculer le coefficient λ comme suit :

$$\lambda = \frac{0,3164}{R_e^{0,25}} \quad (\text{II.29})$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{50400^{0,25}} = 0,021$$

Maintenant, on peut calculer les pertes de charge linéaire selon la relation précédente (II.29) avec une longueur du canal de 50.5 mètres :

$$\Delta H_L = \frac{0,021 \times (0,84)^2 \times 50,5}{2 \times 9,81 \times 0,06} = 0,63 \text{ m}$$

C.3 Calcule les pertes de charge singulières

Les pertes de charge singulières se représentent dans des courbes ou des vannes selon notre cas d'étude et chacun son coefficient de perte de charge comme identifier dans la figure ci-dessous [45]:

Vitesse de l'eau m/sec	Courbes à angle vif α					$\alpha = 90^\circ$ courbes à angle arrondi					Vannes standard	Clapets de pied	Clapets de non retour
	$\alpha = 30^\circ$	$\alpha = 40^\circ$	$\alpha = 60^\circ$	$\alpha = 80^\circ$	$\alpha = 90^\circ$	$\frac{d}{R} = 0,4$	$\frac{d}{R} = 0,6$	$\frac{d}{R} = 0,8$	$\frac{d}{R} = 1,1$	$\frac{d}{R} = 1,5$			
0,4	0,43	0,52	0,71	1,0	1,2	0,11	0,13	0,16	0,23	0,43	0,23	32	31
0,5	0,67	0,81	1,1	1,6	1,9	0,18	0,21	0,26	0,37	0,67	0,37	33	32
0,6	0,97	1,2	1,6	2,3	2,8	0,25	0,29	0,36	0,52	0,97	0,52	34	32
0,7	1,35	1,65	2,2	3,2	3,9	0,34	0,40	0,48	0,70	1,35	0,70	35	32
0,8	1,7	2,1	2,8	4,0	4,8	0,45	0,53	0,64	0,93	1,7	0,95	36	33
0,9	2,2	2,7	3,6	5,2	6,2	0,57	0,67	0,82	1,18	2,2	1,20	37	34
1,0	2,7	3,3	4,5	6,4	7,6	0,7	0,82	1,0	1,45	2,7	1,45	38	35
1,5	6,0	7,3	10	14	17	1,6	1,9	2,3	3,2	6	3,3	47	40

Figure II.14 : Les coefficients des pertes de charge singulières en cm.

Ensuite, on utilise la formule suivante [43] en prenant en compte qu'on a 3 courbes (90°) et une vanne(voir figure II.14) :

$$\Delta H_S = \sum \frac{K_i V^2}{2g} \tag{II.30}$$

$$\Delta H_S = \frac{(3 \times 4,8 + 0,95) \times 0,84^2}{2 \times 9,81} = 0,55 \text{ cm} = 0,005 \text{ m}$$

K_i : Coefficient des pertes singulières.

Alors, on trouve les pertes de charge totale comme suit :

$$P_{ch} = \Delta H_L + \Delta H_S \tag{II.31}$$

$$P_{ch} = 0,63 + 0,005 = 0,635 \text{ m}$$

$$H_g = 10 + 24,65 = 34,65 \text{ m}$$

Avec un rabattement R_m : 4.65 pour un débit d'eau de 8,6 m³/h.

Finalement, on calcule la hauteur manométrique totale HMT :

$$HMT = 34,65 + 0,635 = 35,285 \text{ m}$$

Remarque : dans ce cas les pertes de charges totales ne représentent que 1,83% du HMT .

D. Détermination de l'énergie hydraulique

Une fois les besoins nécessaires en volume d'eau pour une année et les caractéristiques du puits sont définis, nous pouvons calculer l'énergie hydraulique moyenne journalière et mensuelle nécessaire à partir de la relation [34] :

$$E_h = C_h \times Q \times HMT \quad (\text{II.32})$$

E_h : Energie hydraulique (Wh/j).

Q : Débit d'eau en (m^3/j).

C_h : Constante hydraulique est calculée par la relation suivante :

$$C_h = \frac{g \rho}{3600} \quad (\text{II.33})$$

$$C_h = \frac{9,81 \times 1000}{3600} = 2,725 (\text{Kg.s.h}/\text{m}^2)$$

ρ : Densité de l'eau ($1000 \text{Kg}/\text{m}^3$).

$$E_h = 2,725 \times 43 \times 35,285 = 4134,51 \text{ Wh/j}$$

E. Détermination de l'énergie électrique

L'énergie nécessaire pour pomper une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur donnée pendant une journée est calculée à partir de l'équation suivante[34]:

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_p} \quad (\text{II.34})$$

$$E_e = \frac{4134,51}{0,5} = 8269,02 \text{ Wh/j}$$

E_e : Energie électrique Wh/j.

η_p : Le rendement de motopompe environ 50% [46].

F. Choix de la pompe

Le schéma ci-dessous nous guide dans le choix de la bonne pompe en fonction de nos données disponibles ainsi que la puissance de la pompe réelle doit être supérieure à la puissance électrique demandée (E_p) trouvée par l'utilisation d'équation suivante :

$$E_p = \frac{E_e}{D_h} \quad (\text{II.35})$$

$$E_p = \frac{8269,02}{5} = 1653,8 \text{ W}$$

E_p : Energie électrique de la pompe (W).

D_h : La durée d'ensoleillement dans notre région d'étude en (nombre d'heures) du mois le plus défavorable qui est décembre avec une valeur de 5h

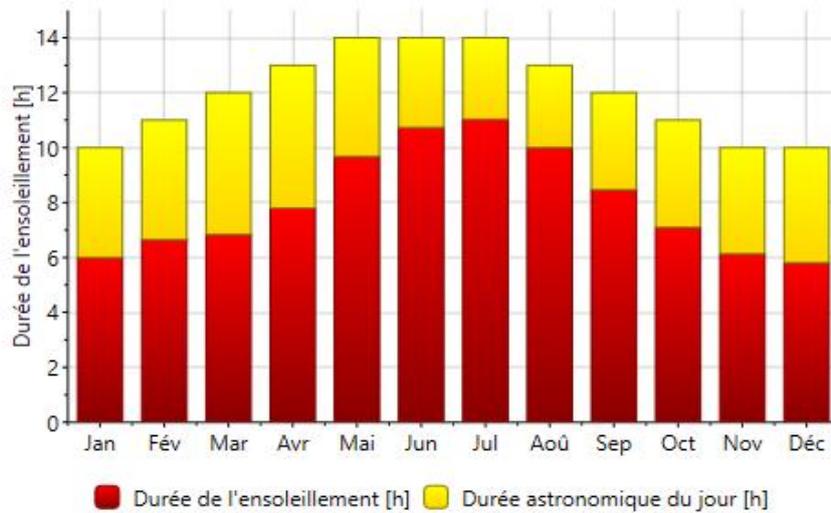


Figure II.15 : Schéma durée d'insolation.

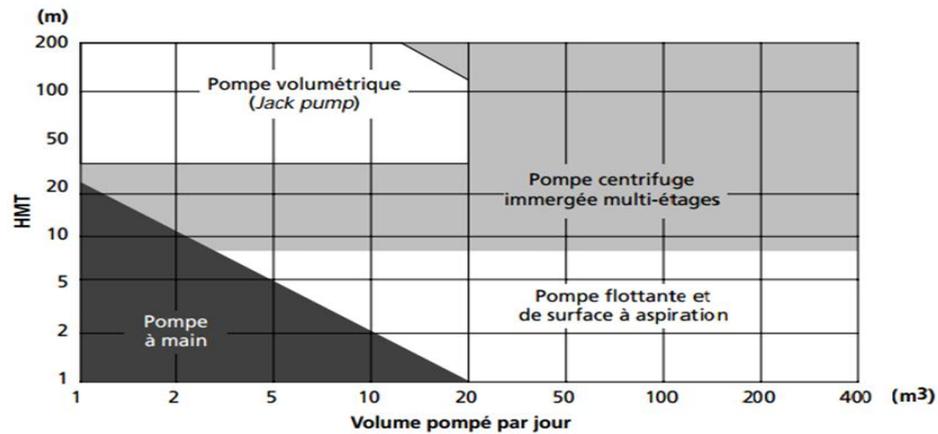


Figure II.16 : Choix d'une pompe selon la hauteur et le débit demandés.

Alors, nous pouvons noter qu'il faut choisir une **pompe centrifuge immergée multi-étages** et parmi les pompes disponibles sur le marché qui correspondent aux données obtenues précédemment, le meilleur choix est « **Grundfos SP 9-11** » qui a les caractéristiques suivantes :

Pompe	Caractéristiques
Grundfos SP 9-11	<p>Débit nominal : 9 m³/h</p> <p>Hauteur nominal : 57.5 m</p> <p>Etages : 11</p> <p>Puissance nominale : 2.2 KW (3 chevaux)</p> <p>Triphasé</p> <p>Courant nominal : 12.2 A</p>

	Fréquence : 50 Hz Poids net : 26.6 Kg
--	--

Tableau II.12 : Caractéristique du pompe « Grundfos SP 9-11 ».



Figure II.17 : Photo de notre pompe.

G. Choix d'onduleur

Les moteurs AC tels que le moteur de notre pompe sélectionnée ne requièrent pratiquement pas de maintenance et s'avèrent souvent plus efficaces que les moteurs DC mais requièrent l'emploi d'un onduleur[42] qu'il faut avoir une puissance supérieure de celle de notre pompe immergée.

Notre choix va être l'onduleur « **SMA Sunny Boy 3.0** » avec les caractéristiques suivantes :

Onduleur	Caractéristiques
SMA Sunny Boy 3.0	Puissance d'entrée DC maximale : 5500 W voltage range : 110 à 500 V Tension d'entrée DC nominale : 365 V Courant d'entré DC maximal : 20 A Puissance de sortie AC maximale : 3000 W Courant de sortie AC maximal jusqu'à 13.7 A Fréquence : 50 Hz, 60 Hz

Tableau II.13 : Caractéristiques d'onduleur « Sunny Boy 3.0 ».



Figure II.18 : Photo d'onduleur Sunny Boy 3.0.

H. Calcul de la puissance crête

La puissance de pointe maximale du champ PV en (W) qui doit être installée pour fournir l'énergie électrique demandée à la pompe le volume maximum d'eau est calculée par l'équation [34]:

$$P_c = \frac{E_e}{D_h (1-\Delta_c)} \quad (\text{II.36})$$

$$P_c = \frac{8269,02}{5 (1-0,7)} = 5512,68 \text{ W}$$

P_c :Puissance-crête en watt (W).

Δ_c : Représente l'ensemble des pertes de charge électrique (en prenant 0,7) [43]

I. Choix des panneaux solaires

On va utiliser les mêmes panneaux solaires précédents d'ENIE SOLAR 310-72-p((voir tableau II.5)).Le nombre total de modules photovoltaïques est calculé par l'expression suivante [34]:

$$N_M = \frac{P_c}{P_M} \quad (\text{II.37})$$

$$N_M = \frac{5512,68}{325} = 16,96$$

N_M : Nombre total des panneaux solaires.

P_M : La puissance du module PV(W).

Alors, la mise en place de cette installation photovoltaïque pour notre puits exige l'installation de **16** panneaux solaires.

Pour trouver la tension convenable à l'alimentation d'une charge donnée par la mise en série de plusieurs modules PV, le nombre de ces modules est calculé par l'expression suivante [34]:

$$N_s = \frac{V_{ch}}{V_M} \quad (\text{II.38})$$

$$N_s = \frac{365}{45,6} = 8$$

N_s : Le nombre de modules en série.

V_{ch} : La tension nominale de la charge(V).

V_M : La tension maximale de modules(V).

Ensuite, Le nombre de branches est calculé comme suit :

$$N_b = \frac{N_M}{N_s} \quad (\text{II.39})$$

$$N_b = \frac{16}{8} = 2$$

N_b : Le nombre de branches.

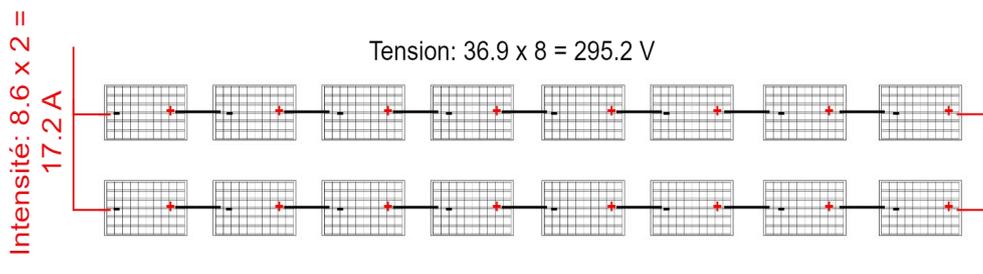


Figure II.19 : Schéma du montage de nos 16 panneaux en série et parallèle.

J. Capacité du réservoir

Rappelons que la technique de pompage choisi pour notre cas est le pompage dit « au fil de soleil ». Le stockage de l'eau est effectué dans un réservoir. La capacité de ce dernier est calculée pour répondre au besoin d'eau pendant les jours d'autonomie. Celui-ci varie d'un à plusieurs jours [34].

Pour notre exemple, le calcul de la capacité de stockage vise à garantir une autonomie de trois (3) jours, assurée par le réservoir suivant :

Réservoir rectangulaire	
Volume	130 m ³
Hauteur	6 m
Longueur	7 m

Largeur	3.10 m
---------	--------

Tableau II.14 : Les dimensionne du réservoir.

K. Dimensions du câblage

Le choix du câble est primordial pour le bon fonctionnement du système pompage PV. Une section de câble insuffisante va provoquer une grande perte d'énergie. Le dimensionnement du câble est défini par le courant et la tension qui le traverse ainsi que par sa longueur. La section des câbles, S , peut se calculer par la formule suivante [34]:

$$S_c = \frac{\rho L_c I_c}{V_c \varepsilon} \quad (\text{II.40})$$

S_c : Section de câble (mm^2).

P : Résistivité du câble (pour le cuivre : $0,017 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$)

L_c : Longueur du câble (m).

I_c : Courant que traverse la câble (A).

V_c : Tension au départ du câble (V).

ε : Chute de tension (3% pour partie DC, et 5% pour partie AC).

a) Partie DC

On va calculer la section du câble dans la partie DC qui s'agit entre le champ PV (les panneaux solaires) et l'onduleur en supposant une longueur de câble solaire de 40 m :

$$S_{DC} = \frac{0,017 \times 40 \times 17,2}{0,03 \times 295,2} = 1,32 \text{mm}^2$$

Alors la section du câble à choisir est $S = 2,5 \text{mm}^2$.

b) Partie AC

On va calculer la section du câble dans la partie AC qui s'agit entre l'onduleur et la pompe immergée en supposant une longueur de câble solaire de 90 m :

$$S_{AC} = \frac{0,017 \times 90 \times 13,7}{0,05 \times 220} = 1,905 \text{mm}^2$$

Alors la section du câble à choisir est $S = 2,5 \text{mm}^2$

L. Résultats et composants de cette partie

Voici dans le tableau ci-dessous le résumé de notre résultat du calcul qui représente les composants de notre installation photovoltaïque pour une pompe solaire de cette partie d'étude (puits) :

	Composants	Valeur unitaire	Nombre
Tuyauterie	Longueur	50.5 m	
	Diamètre	0.06 m	
	Vitesse d'eau	0.84 m/s	
Accessoires	Courbe 90°	4.8 cm	3
	vanne	0.95 cm	1
Système photovoltaïque	Panneaux « ENIE SOLAR 310-72-p »	325 W	16
	Onduleur « SMA Sunny Boy 3.0 »	3000 W	1
	Pompe immergée « Grundfos SP 9-11 »	2200 W	1

Tableau II.15 : Résumé des composants et résultats pour cette partie d'une pompe solaire.

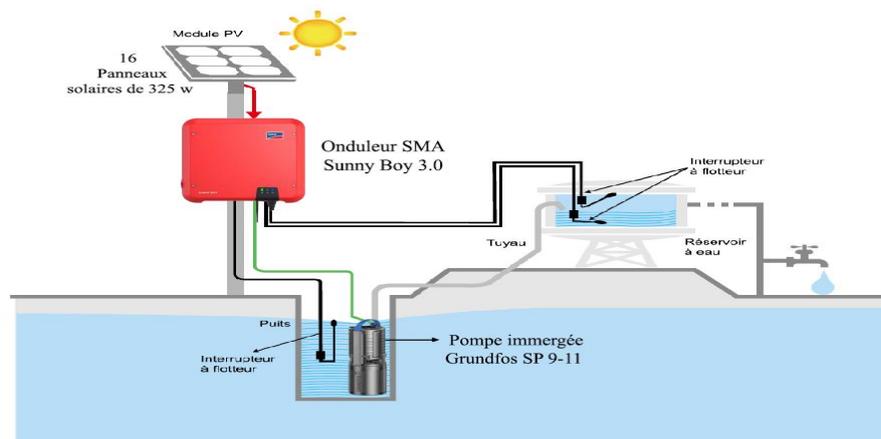


Figure II.20 : Schéma des composants de notre pompage solaire.

Conclusion

Dans ce deuxième chapitre, nous avons exposé les étapes nécessaires à la conception d'un système photovoltaïque autonome pour les deux parties. Cela implique le dimensionnement de chaque élément de la chaîne photovoltaïque, comme le reflètent les résultats obtenus.

Chapitre 03 :

Simulation et résultats

III-Simulation et résultats

Introduction

La simulation est un élément essentiel dans le développement et l'optimisation des systèmes photovoltaïques. Elle permet non seulement de réduire les coûts et les risques associés à la mise en place de nouveaux systèmes, mais aussi de maximiser leur efficacité et leur fiabilité. Avec l'augmentation de la demande en énergies renouvelables, les outils de simulation deviennent de plus en plus sophistiqués et accessibles, rendant cette technologie encore plus incontournable.

Dans ce chapitre, nous allons utiliser le logiciel « PVsyst 7.3 » pour déterminer toutes les caractéristiques visées pour nos deux parties d'étude, en simulant chacune séparément. Sans négliger l'impact des conditions météorologiques locales, l'importance du site géographique est cruciale dans la simulation avec PVsyst, car les conditions locales d'ensoleillement et de température influencent directement les performances du système photovoltaïque. Nous allons tout d'abord utiliser le logiciel « Meteonorm 8 » pour obtenir ces données météorologiques, car les données de notre site d'étude ne sont pas disponibles dans PVsyst.

III.1 Etudes des logiciels utilisés

A. Présentation du logiciel Meteonorm 8.0

Meteonorm 8.0 est une combinaison unique de sources de données fiables et d'outils de calcul sophistiqués. Il donne accès à des années typiques et à des séries chronologiques historiques. Ainsi qu'il permet d'accéder à des séries chronologiques historiques d'irradiation, de température, d'humidité, de précipitations et de vent. La nouvelle archive contient des données horaires depuis 2010 et est constamment mise à jour. Grâce à cette fonctionnalité, Meteonorm offre désormais l'accès à toutes les informations météorologiques pertinentes nécessaires à la planification de l'application solaire telle que PVsyst [47]

B. Utilisation du logiciel Meteonorm 8.0

On commence par sélectionner et définir la localisation géographique du site utilisé dans cette étude, qui s'agit de Bordj albaal, Wilaya de Chlef (voir carte ci dessous).

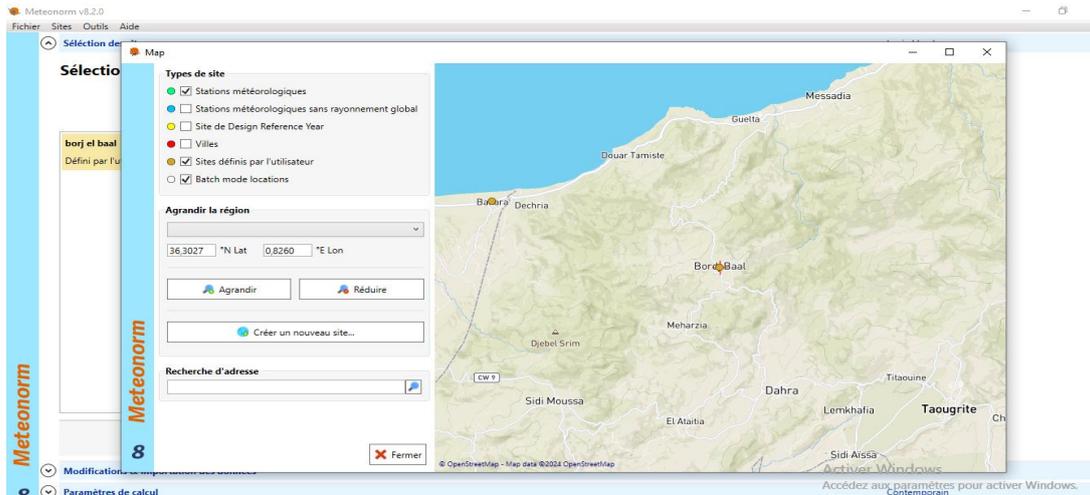


Figure III.1 : Localisation géographique de site d'étude dans Meteonom 8.

Ensuite, on spécifie un angle d'inclinaison adapté à notre site, qui est d'environ 30°, et on définit les paramètres pour la période temporelle souhaitée, comme une année spécifique ou une plage d'années.

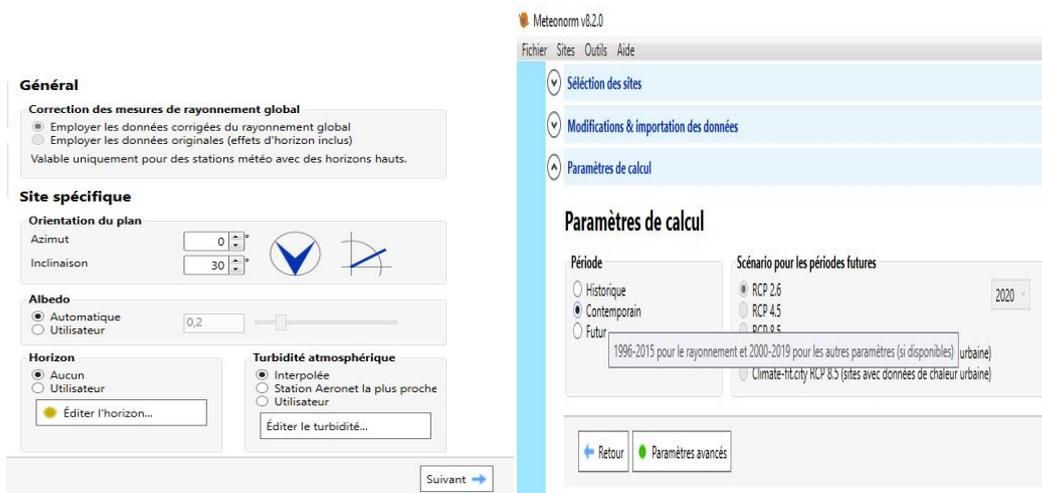


Figure III.2 : Définition d'inclinaison et plage d'années

En dernier on choisi le format de sortie des données météorologiques générées par Meteonom. Cela implique de sélectionner le format de fichier correspondant à PVsyst. Une fois que nous avons sélectionné le format approprié, nous pouvons exporter les données pour les utiliser dans notre projet PVsyst.

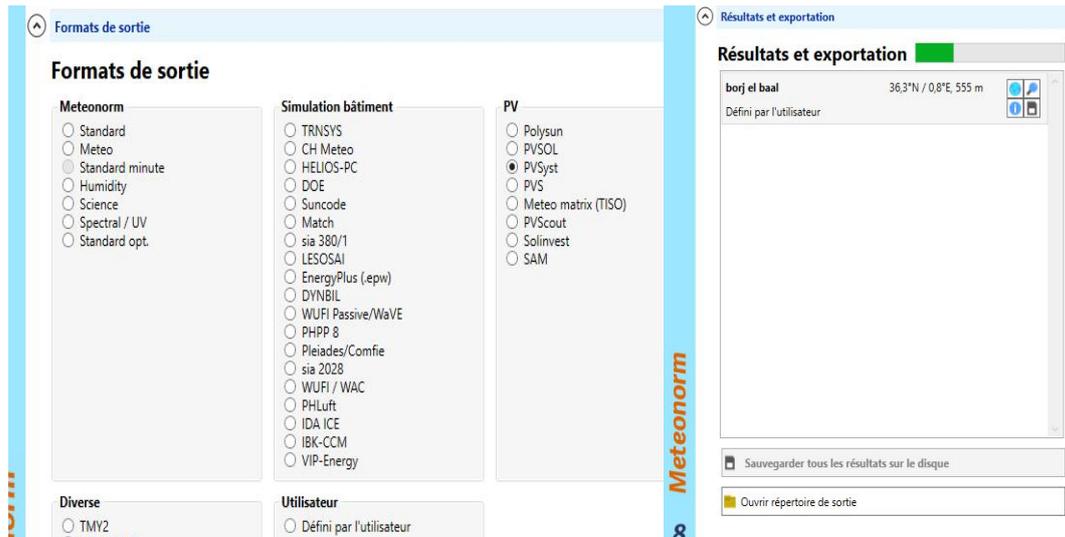


Figure III.3 : Définir format de sortie et exporter les résultats.

C. Résultats et données météorologiques

Avec Meteonorm 8.0, on a obtenu des résultats précis et détaillés qui montrent le rayonnement solaire de la région étudiée et les précipitations sont également bien documentées, avec des informations sur les quantités et les fréquences. De plus, les heures d'ensoleillement ont été minutieusement calculées, fournissant des données cruciales pour notre dimensionnement et le projet de simulation PVsyst, comme indiqué dans les figures suivantes :

C.1 Rayonnement mensuel

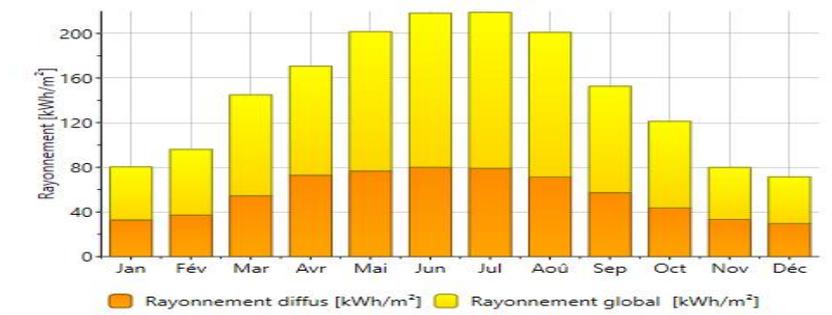


Figure III.4 : Schéma du rayonnement global.

C.2 Rayonnement global journalier

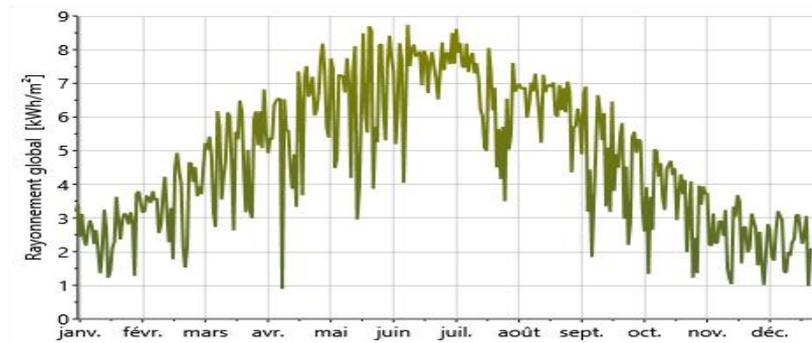


Figure III.5 : Schéma du rayonnement global journalier.

C.3 Température mensuelle

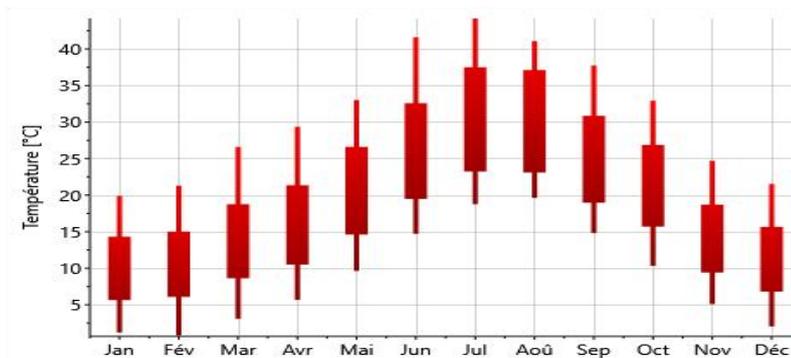


Figure III.6 : Schéma de la température mensuel.

C.4 Température journalière

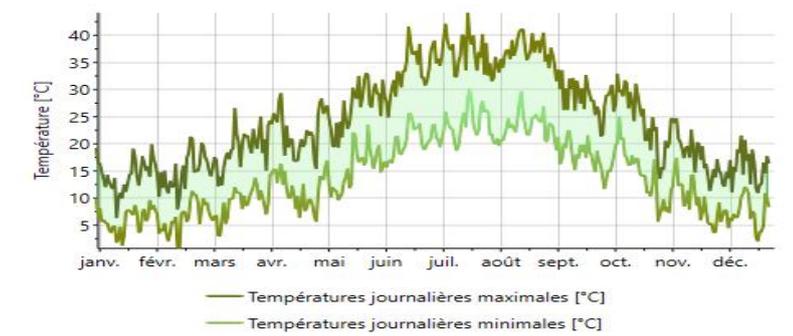


Figure III.7 : Schéma de la température journalière.

C.5 Précipitation

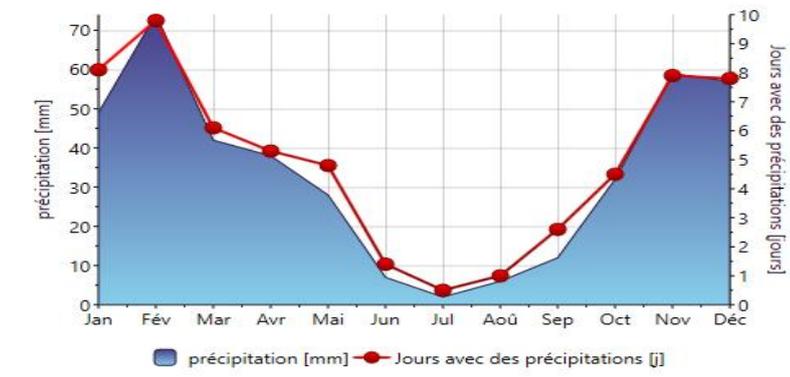


Figure III.8 : Schéma de la précipitation.

C.6 Durée d’insolation

Nous avons déjà utilisé les données de la durée d'insolation dans la (Figure II.15).

C.7 Tableau de données récapitulatives

	Gh kWh/m ²	Dh kWh/m ²	Bn kWh/m ²	Ta °C	Td °C	FF m/s
Janvier	80	33	117	9,9	5,3	2,5
Février	96	37	124	10,6	5,3	2,9
Mars	145	54	156	13,6	6,9	3,1
Avril	171	73	154	16,3	8,9	3,2
Mai	202	77	185	20,6	10,8	3,3
Juin	218	80	200	26,1	12,7	3,4
Juillet	219	79	205	29,7	14,5	3,2
Août	201	71	191	29,4	15,1	3,1
Septembre	153	57	157	24,8	14,2	2,9
Octobre	121	44	149	20,8	11,7	2,4
Novembre	80	33	107	14,1	8,5	2,4
Décembre	71	30	107	11,1	6,4	2,3
Année	1754	668	1851	18,9	10	2,9

Figure III.9 : Tableau de données récapitulatives de Bordj albaal.

H_Gh : Irradiation du rayonnement global horizontal

H_Dh : Irradiation du rayonnement diffus horizontal

Ta : Température de l'air

FF : Vitesse du vent

Bn : l'intensité du rayonnement solaire direct

Td : La température du point de rosée

III.2 Présentation du logiciel PVsyst 7.3

PVsyst est un logiciel de simulation et d'analyse de systèmes photovoltaïques (PV) conçu pour les ingénieurs, les chercheurs et les professionnels de l'énergie solaire. Il offre une

gamme d'outils pour la conception, le dimensionnement et l'analyse de la performance des systèmes PV. Ces outils permettent d'obtenir diverses informations telles que la production d'énergie, l'irradiation solaire, le coût de l'installation, la surface nécessaire et la production annuelle d'énergie [48]. PVsyst est adapté aussi bien pour des projets de petite taille résidentiels que pour des grandes installations solaires commerciales et industrielles.

A. Interface du logiciel

Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement. Le premier est une application de « pré-dimensionnement » disponible comme une option dans une barre des tâches au-dessus de l'interface avec d'autres options, 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.

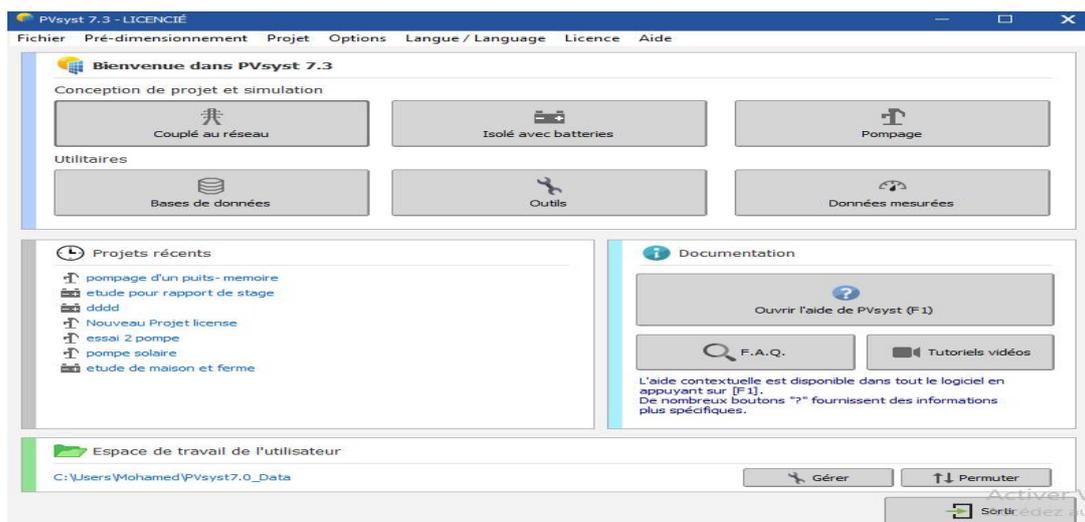


Figure III.10 : Interface du logiciel PVsyst 7.3.

Lors de l'ouverture de PVsyst, on accède à la page principale (figure III.10), Cela donne accès aux quatre parties principales du programme [49] :

- Conception et simulation de projet : Partie principale du logiciel, elle est utilisée pour l'étude complète d'un projet. Elle implique le choix des données météorologiques, la conception du système, les études d'ombrage, la détermination des pertes et l'évaluation économique. La simulation est réalisée sur une année complète par tranche horaire et fournit un rapport complet, ainsi que de nombreux résultats supplémentaires.
- Projets récents : Recherche et modifications rapides de vos projets récents.

- Documentation : Aide dans la réalisation de vos différentes simulations grâce aux tutoriels PDF, vidéos et d'une FAQ.
- Espace de travail de l'utilisateur Pvsyst : Bibliothèque de toutes les données créées par l'utilisateur et l'emplacement peut être modifié par l'utilisateur.

On va utiliser le deuxième mode « conception de projet » pour une étude plus détaillée, en fonction de nos paramètres. Ce mode contient 3 différents types d'installations solaires et des utilitaires d'aide que nous allons identifier comme suit :

A.1 Couplé au réseau

Un système "on-grid" ou "connecté au réseau" est un système solaire photovoltaïque qui est connecté au réseau électrique public. Il comprend l'autoconsommation, où l'énergie solaire produite est utilisée localement, la production totale, qui injecte toute l'énergie dans le réseau pour la vente, et les installations hybrides, qui combinent les deux selon les besoins.

A.2 Isolé avec batteries

Le mode isolé avec batterie dans PVsyst permet de planifier et d'optimiser des systèmes photovoltaïques autonomes, conçus pour fonctionner indépendamment du réseau électrique public. Il est spécifiquement conçu pour les installations hors réseau, généralement situées dans des régions éloignées ou isolées où l'électricité est limitée. La capacité de stockage de la batterie est intégrée dans ce mode pour garantir un approvisionnement continu en électricité, même en l'absence de soleil.

A.3 Pompage

L'option "pompage" dans PVsyst permet de simuler et d'optimiser des systèmes photovoltaïques utilisés pour le pompage d'eau, généralement dans des contextes d'irrigation agricole ou d'approvisionnement en eau potable dans les zones rurales.

A.4 Bases de données

Bases de données contiennent des informations essentielles sur les composants photovoltaïques (modules, onduleurs, etc.) et les données météorologiques nécessaires pour simuler et analyser les performances des systèmes PV, et permettent de les modifier.

A.5 Outils

Permet d'utiliser des outils du programme sans pour autant créer un projet complet [34].

B. Localisation géographique du site d'étude

Notre site d'étude pour cette partie de la simulation est Bordj albaal, qui n'est pas défini dans la base de données du logiciel PVsyst. Dans ce cas, nous allons le définir et l'ajouter à l'aide du logiciel déjà utilisé, à savoir Meteonorm 8, en suivant les étapes suivantes :

- Etape 1 : on clique sur « bases de données » dans l'interface principale qui nous donne différentes possibilités, puis on choisit « sites géographiques » pour avoir accès aux sites disponibles sur PVsyst.
- Etape 2 : Notre site n'existe pas dans la base de données du logiciel sauf Alger et Tamanrasset existant pour l'Algérie, il faut donc cliquer sur « nouveau » pour la créer.
- Etape 3 : On introduit les informations, comme le nom de notre site à ajouter dans Meteonorm, ainsi que les coordonnées géographiques, puis on appuie sur « importer ». Ensuite, le tableau des données météorologiques (Figure III.11 ci-dessous) seront auto-remplis afin de sauvegarder cette nouvelle localisation.

Figure III.11 : Etape d'ajouter un nouveau site dans PVsyst à partir de Meteonorm.

III.3 Simulation de la ferme rurale

Dans ce projet, nous avons présenté une installation PV autonome ou isolée pour alimenter une partie de notre ferme rurale, à savoir une maison et un poulailler, en prenant en compte le même bilan de consommation et toutes les données présentées précédemment au chapitre II.



Figure III.12 : Première étape pour un projet PVsyst d'installation PV autonome.

Pour cela, nous allons créer un nouveau projet en choisissant l'option « isolé avec batteries »(Figure III.12 ci-dessus) et en suivant les étapes suivantes :

A. Choix du nom et localisation

Après avoir accédé au projet « isolé avec batteries », nous aurons une nouvelle interface pour notre projet. La première chose à faire est d'entrer le nom du projet et la localisation du site d'étude, qui est déjà trouvée dans la base de données. Ensuite, nous sauvegardons ce projet pour pouvoir procéder à la création de la première variante.

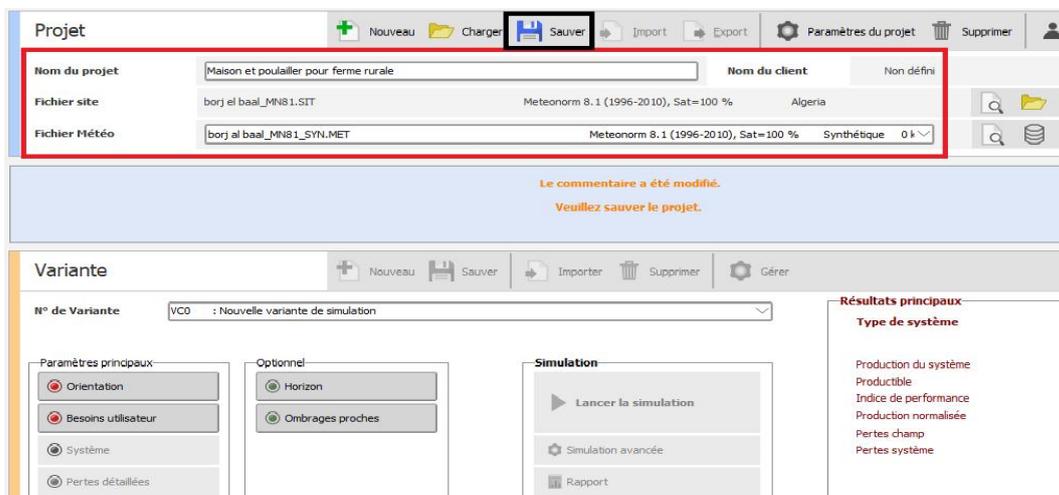


Figure III.13 : Etape de choix du nom et de la localisation du projet.

Nous remarquerons qu'au début, il y a 2 boutons marqués en rouge : « Orientation » et « Besoins de l'utilisateur ». La couleur rouge signifie que cette variante du projet n'est pas encore prête pour la simulation et des données supplémentaires sont nécessaires [50].

B. Orientation

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 [48] :

- 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 azimut sur un axe incliné, on règlera aussi les butées
- Un panneau qui change seulement son inclinaison, on choisira 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 de 30° donnée par le logiciel PVsyst. En dehors de cette dernière le rendement diminue [48]

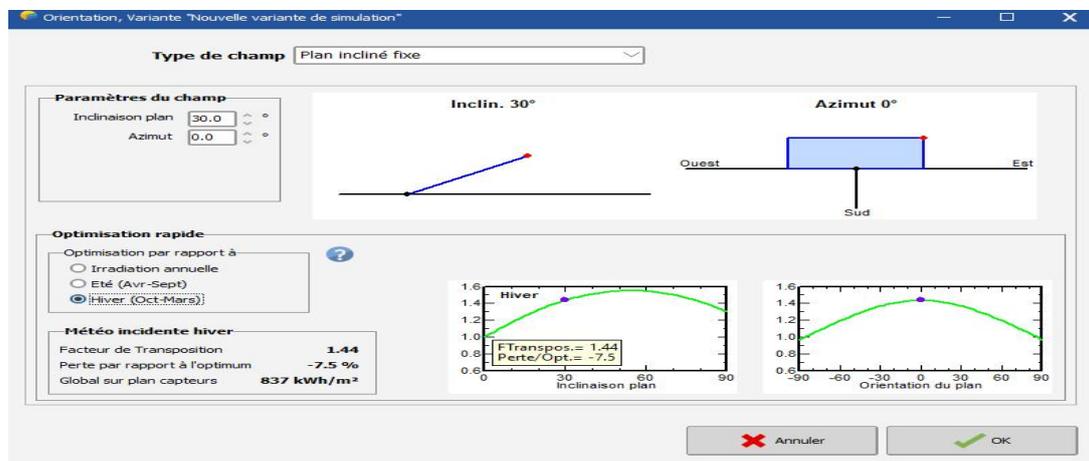


Figure III.14 : Choix d'orientation.

C. Détermination des besoins utilisateur

Dans cette étape, Nous allons utiliser l'interface de définition des besoins énergétiques de l'utilisateur par cliquer sur l'onglet « Besoins de l'utilisateur ».Une fois ce menu ouvert, on commence à compléter le tableau de la consommation quotidienne pour une année par définir[50]:

- Le nombre d'appareils correspondant à la désignation
- La puissance unitaire en Watts
- Le temps de fonctionnement quotidien

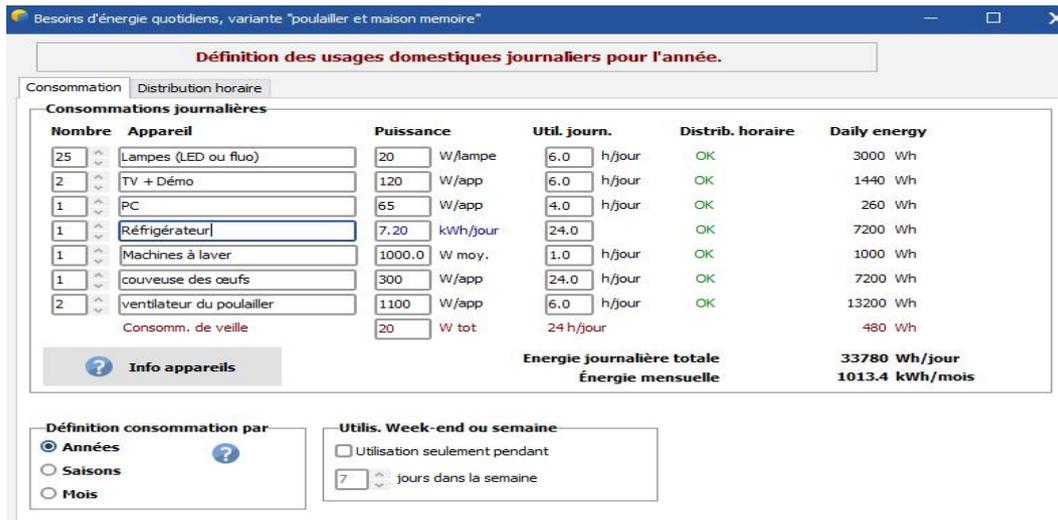


Figure III.15 : Définition des besoins énergétiques de l'utilisateur.

Ensuite, nous devons saisir les plages horaires de fonctionnement de ces appareils par utiliser l'onglet « distribution horaire ». Chaque cadran est composé de 48 sections, et chaque section représente 30 minutes de la journée. Pour définir un horaire ou une plage horaire, nous pouvons le faire en cliquant le bouton gauche de la souris. Pour supprimer un horaire ou une plage horaire, nous pouvons le faire en cliquant le bouton droit de notre souris [50].

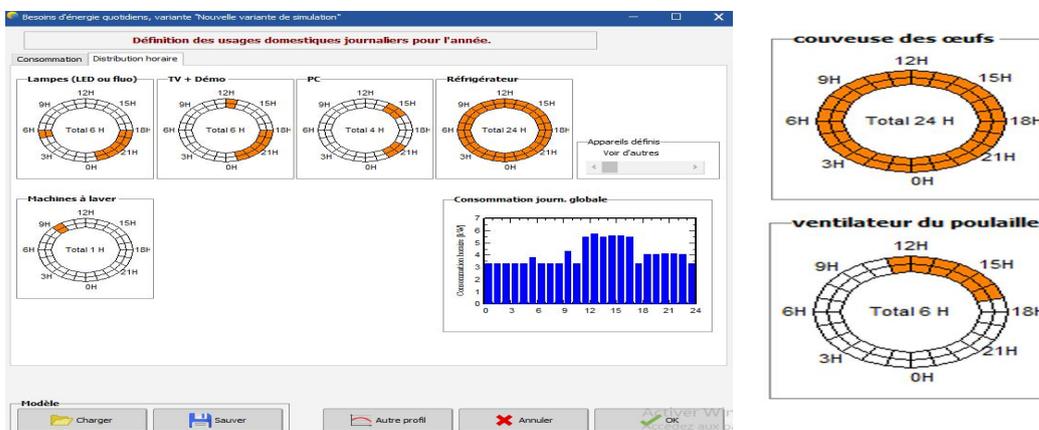


Figure III.16 : Distribution horaires des besoins énergétiques.

D. Définir le système

Une fois terminée la définition de l'orientation du système et de nos besoins d'utilisateur, l'onglet « Système » devient rouge, ce qui signifie que nous pouvons le cliquer pour définir notre système électrique. Dans l'onglet « système », nous devons définir [50]:

- Les caractéristiques du pack de batteries.
- Les caractéristiques du champ photovoltaïque

- Les caractéristiques du régulateur de charge/décharge

On peut même ajouter un système de générateur optionnel via l'onglet "Appoint". Mais tout d'abord, il faut remplir l'espace « Pré-dimensionnement » en haut de notre interface par des informations principales telles que PLOL, l'autonomie et la tension des batteries.

Figure III.17 : Première étape à faire dans l'interface du « système ».

PLOL (probability loss of load) perte de charge : Cette valeur est la probabilité que les besoins de l'utilisateur ne peuvent pas être fournis (à savoir la fraction de temps lorsque la batterie est déconnectée en raison de la sécurité du régulateur « charge faible»). Il peut être compris comme le complément de la « fraction solaire » (bien qu'elle soit décrite en termes de temps plutôt que de l'énergie) [34]. Dans PVsyst, cela est réglé à 5 % comme valeur standard.

L'autonomie : C'est le nombre de jours consécutifs qu'en absence du soleil, le système doit être capable pour subvenir aux besoins énergétique [34] que nous avons définis, soit 3 jours d'autonomie comme mentionné dans le chapitre II.

Tension des batteries : 'est déjà déterminée de 48V. (Selon Tableau II.4)

D.1 Caractéristiques du pack de batteries

En sélectionnant un modèle de batterie parmi les modèles des batteries et leurs caractéristiques proposées par le logiciel selon la base des données. Le programme proposera le nombre de batteries en série et en parallèle selon notre choix. (Figure III.18 ci-dessous montre notre batterie sélectionnée et le branchement en série, parallèle).

On a choisir les batteries de type ROLLS 12 CS- 11 PS avec une capacité de 296 Ah et tension de 12 V car ce choix a la plus grande capacité trouvé parmi les batteries de 12 V disponible dans la base de données de PVsyst 7.3

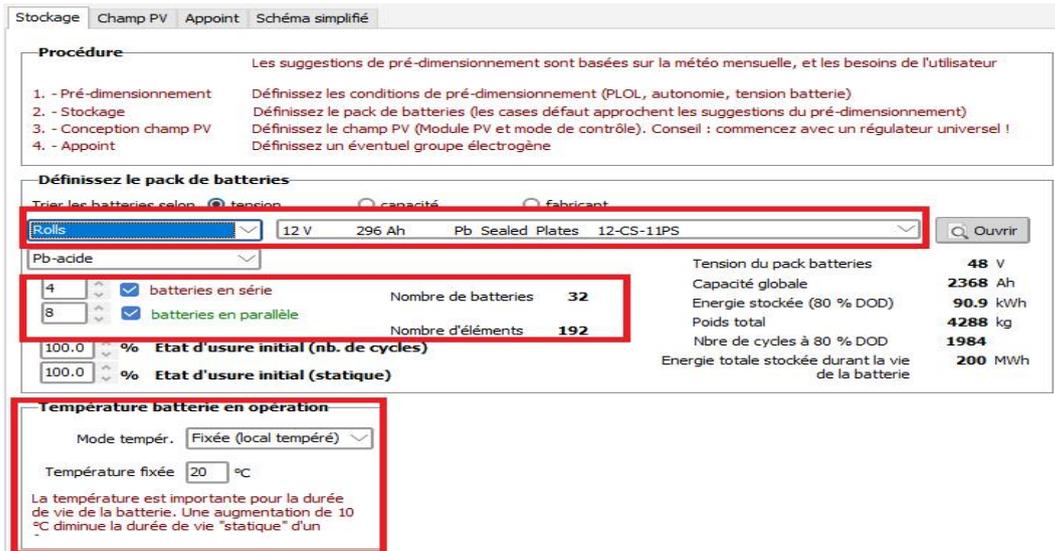


Figure III.18 : Définir les caractéristiques de stockage.

D.2 Les caractéristiques du champ photovoltaïque

Le logiciel a déjà calculé et déterminé la puissance PV conseillée dans l'outil de « Pré-dimensionnement »(voir la Figure III.17). Maintenant, nous devons choisir l'un des nombreux modèles de panneaux solaires disponibles dans cette version du logiciel, qui prendra les caractéristiques de notre choix et nous fournira des informations telles que le nombre total de panneaux nécessaires et le nombre en série et en parallèle(Figure III.19).

Nous avons choisi des panneaux solaires de la marque « SunPower », l'une des meilleures marques disponibles sur le marché mondial des panneaux solaires. Nous avons sélectionné cette marque en profitant de l'avantage offert par PVsyst 7.3 qui propose de nouveaux modèles depuis 2020 avec une puissance crête élevée pour cette marque.

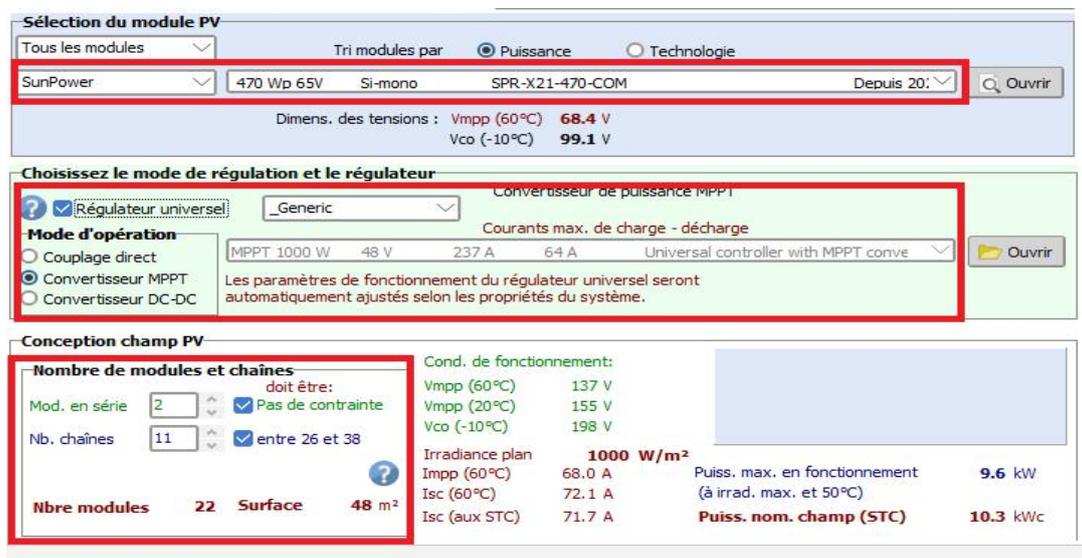


Figure III.19 : Choix des paramètres du champ PV et régulateur.

Choix du régulateur : La stratégie exacte du régulateur n'a pas d'importance. Pour se débarrasser des contraintes de contrôle, PVsyst introduit un **contrôleur universel « générique »** à usage général, pour les 3 différentes stratégies : Couplage direct, convertisseur MPPT ou convertisseur DC-DC [50]. Il est conseillé de choisir un « convertisseur MPPT » comme nous l'avons déjà fait, car Le convertisseur MPPT est un système de conversion de puissance muni d'un algorithme de contrôle approprié permettant d'extraire le maximum de puissance que le GPV peut fournir [34].

Schéma simplifié : le logiciel nous fournit un schéma de configuration pour un système isolé, comme illustré dans la figure suivante :

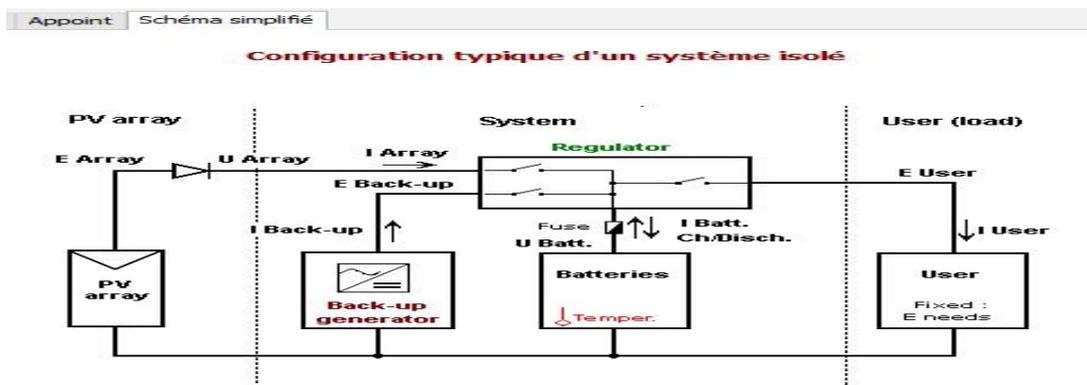


Figure III.20 : Configuration typique d'un système isolé par PVsyst 7.3.

E. Lancer la simulation

Après avoir un bouton de « système » en vert, on peut Passer sur le bouton « Pertes détaillées » pour la définition de toutes les pertes du système, qui ont été définis à des valeurs par défaut raisonnables pour nos premières simulations [34] (Figure III.21).

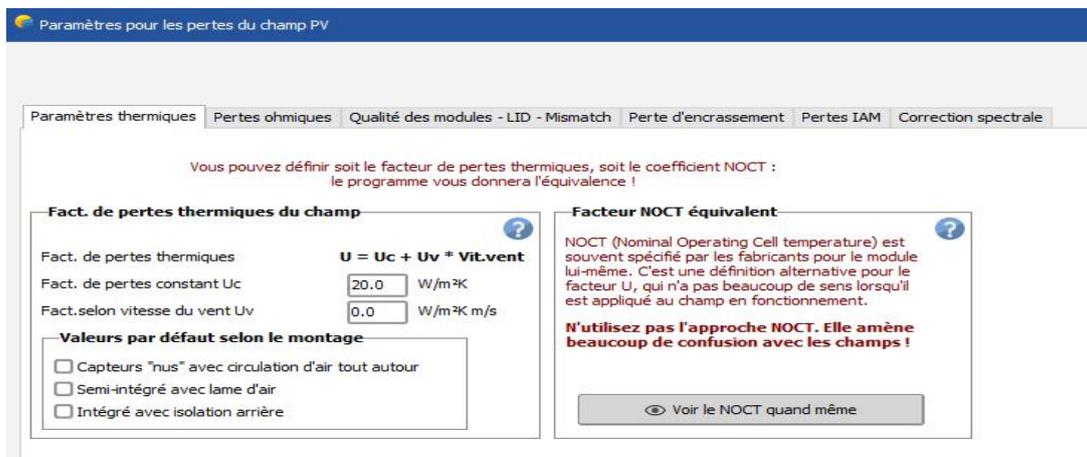


Figure III.21 : Paramètres des pertes.

Pour des paramètres plus spécifiques et avancés, il est également possible de définir les « ombrages proches » et le profil « d'horizon » qui est une opération très simple à réaliser avec l'outil graphique de PVsyst. L'horizon se présente sous la forme d'une ligne brisée superposée sur le diagramme de la trajectoire du soleil, pouvant contenir un nombre quelconque de points de hauteur / azimut [34].

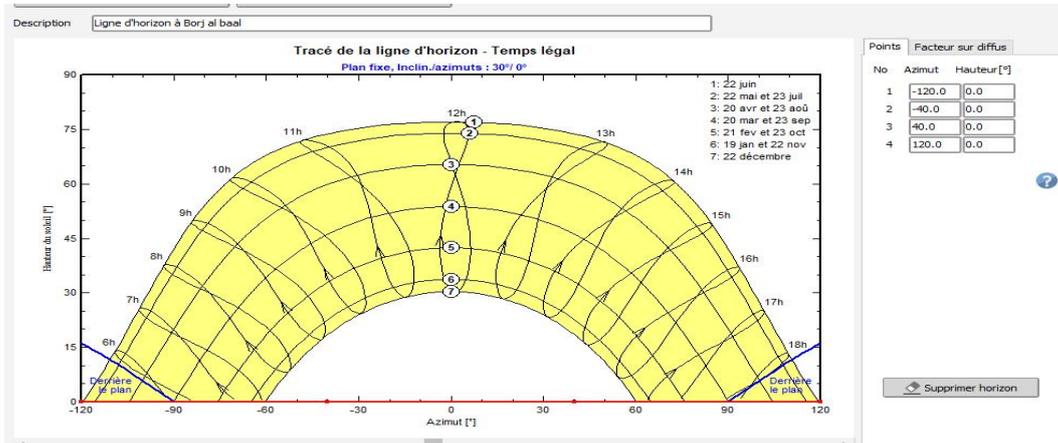


Figure III.22 : Horizon du bordj albaal.

Maintenant sur le tableau de bord du projet, tous les boutons sont verts et le bouton « Simulation » est activé, et nous pouvons cliquer dessus [50] pour lancer notre simulation pour ce projet d'étude isolé avec batteries et avoir nos résultats pour la maison et le poulailler.

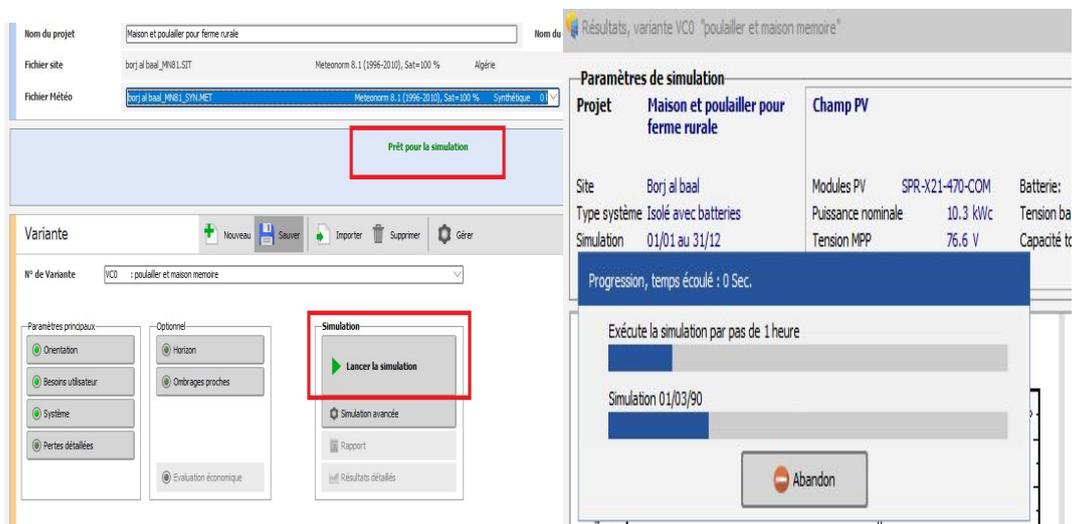


Figure III.23 : Lancement de la simulation.

F. Résultats et discussion

La simulation nous fournit tous les résultats sous forme de tableaux et de figures, ainsi qu'un rapport général sur notre système. Nous commençons par l'indice de performance :

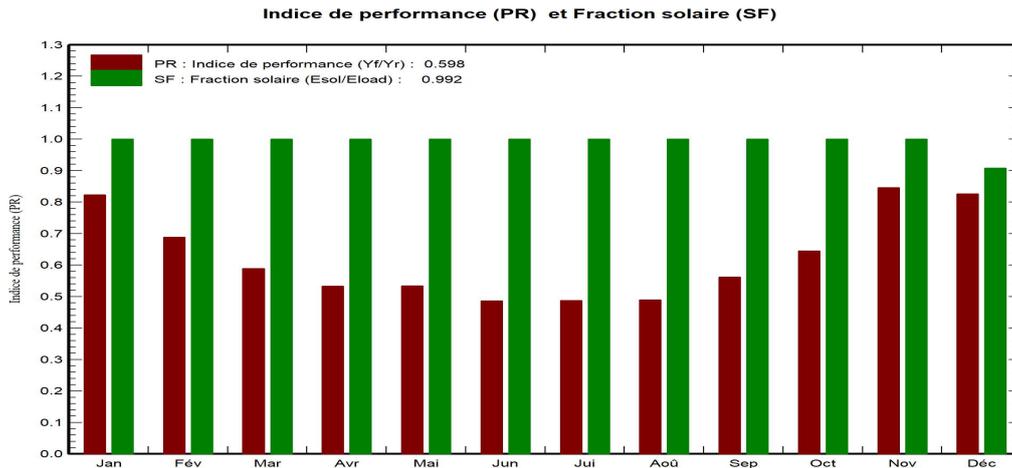


Figure III.24 : Schéma indice de performance et fraction solaire.

Selon Figure III.24 l'indice de performance (Performance Ratio) est le rendement global du système qui a une valeur de 59.8%. La valeur typique de PR est 0,65 à 0,9 [34] . Alors, notre système fonctionne bien, surtout pendant les mois d'hiver, mais cet indice faible pendant les mois d'été représenté de grandes pertes (énergie non utilisée) durant cette période à cause du surplus d'énergie fourni par notre champ PV par rapport à nos besoins.

D'autre part, on a une fraction solaire de 99.2%, cela signifie que presque toute l'énergie requise est fournie par le système solaire tout au long de l'année.

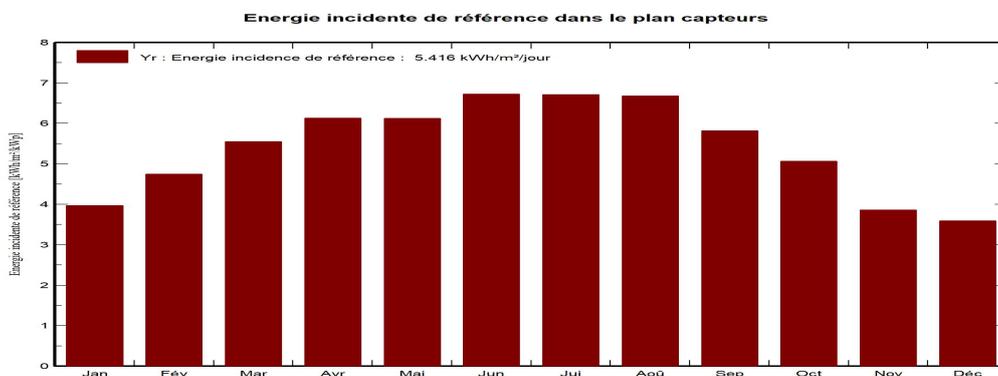


Figure III.25 : Energie incidente de référence dans le plan des capteurs solaires.

On remarque que l'énergie incidente moyenne est 5.41 kWh/m²/j pendant toute l'année, et la plus basse valeur en janvier et décembre où l'ensoleillement est faible. Mais elle augmente progressivement à partir de février, atteignant un pic en juin et juillet avec des valeurs proches de 7 kWh/m²/jour.

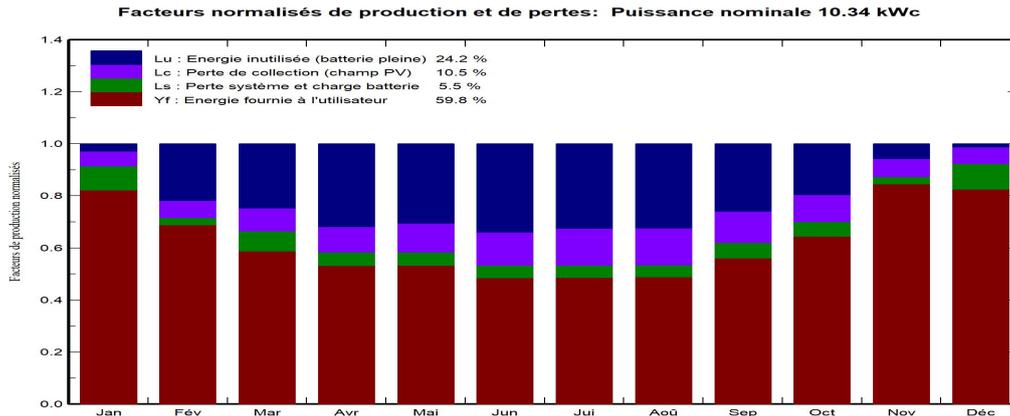


Figure III.26 : Facteurs de la production et pertes.

La figure ci-dessus représente les facteurs de production et de pertes en même temps pour permettre une comparaison. On remarque une grande quantité d'énergie inutilisée pendant les mois d'été, ce qui augmente les pertes par rapport à l'énergie demandée pendant cette période.

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SoIFrac ratio
Janvier	78.9	121.1	1150	34.7	0.00	1047	1047	1.000
Février	94.0	130.6	1242	299.3	0.00	946	946	1.000
Mars	142.6	168.9	1572	439.3	0.00	1047	1047	1.000
Avril	171.3	179.8	1665	603.6	0.00	1013	1013	1.000
Mai	197.1	185.0	1690	596.8	0.00	1047	1047	1.000
Juin	216.1	196.8	1772	707.0	0.00	1013	1013	1.000
Juillet	218.1	203.1	1795	698.7	0.00	1047	1047	1.000
Août	200.8	202.5	1789	692.3	0.00	1047	1047	1.000
Septembre	151.9	170.9	1539	466.6	0.00	1013	1013	1.000
Octobre	119.0	154.3	1406	317.5	0.00	1047	1047	1.000
Novembre	79.1	113.9	1069	67.6	0.00	1013	1013	1.000
Décembre	69.1	109.5	1031	14.2	96.20	951	1047	0.908
Année	1738.0	1936.6	17719	4937.6	96.20	12233	12330	0.992

Légendes

- GlobHor Irradiation globale horizontale
- GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages
- E_Avail Energie solaire disponible
- EUnused Énergie inutilisée (batterie pleine)
- E_Miss Energie manquante
- E_User Energie fournie à l'utilisateur
- E_Load Besoin d'énergie de l'utilisateur
- SoIFrac Fraction solaire (Eutile / Ebesoin)

Figure III.27 : Bilans et résultats principaux.

Le mois de décembre est le moins ensoleillé, ce qui entraîne un léger déficit par rapport aux besoins énergétiques fournis. Contrairement à l'énergie excédentaire pendant les mois d'été en raison d'une irradiation solaire élevée.

La Figure III.28 ci-dessous représente toutes les pertes dans notre simulation, en commençant par les pertes au niveau de l'irradiation pour l'incident global, puis passant aux pertes de nos panneaux. Ensuite, le diagramme nous montre les pertes dans le régulateur et les batteries jusqu'à atteindre l'utilisateur.

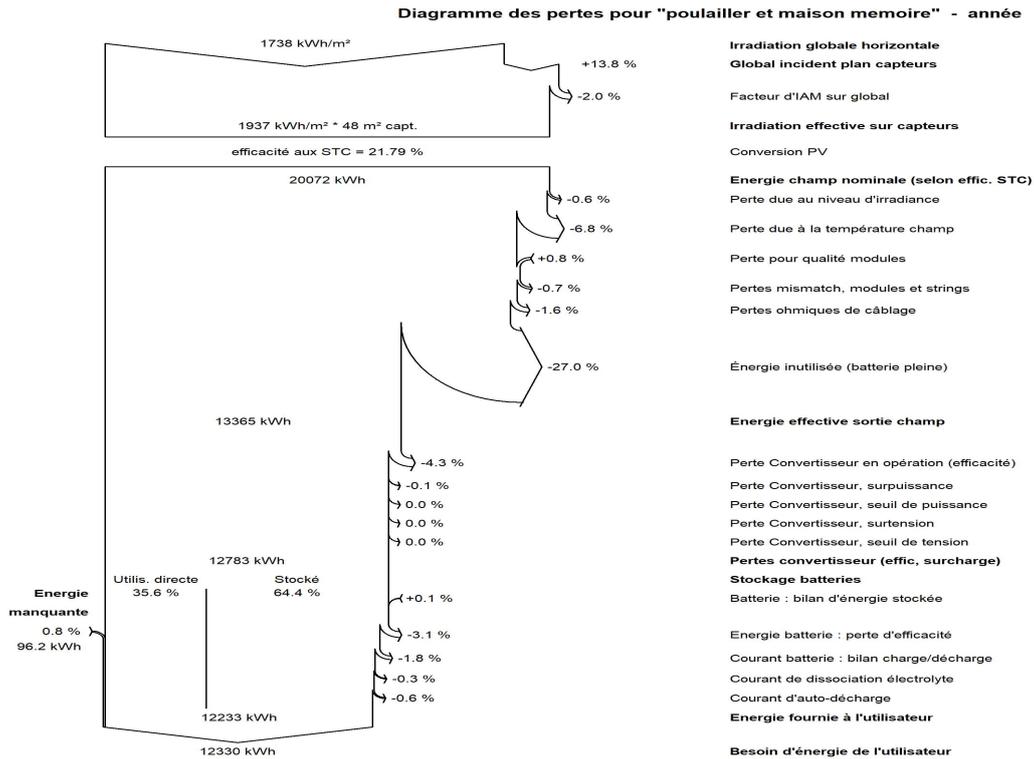


Figure III.28 : Diagramme des pertes pour cette simulation.

La figure suivante conclut notre besoin d'utilisateur déjà prédéterminé (Figure III.15), avec une consommation journalière totale de 33,8 kWh/jour, et l'on remarque un pic de consommation d'électricité entre 12h et 16h.

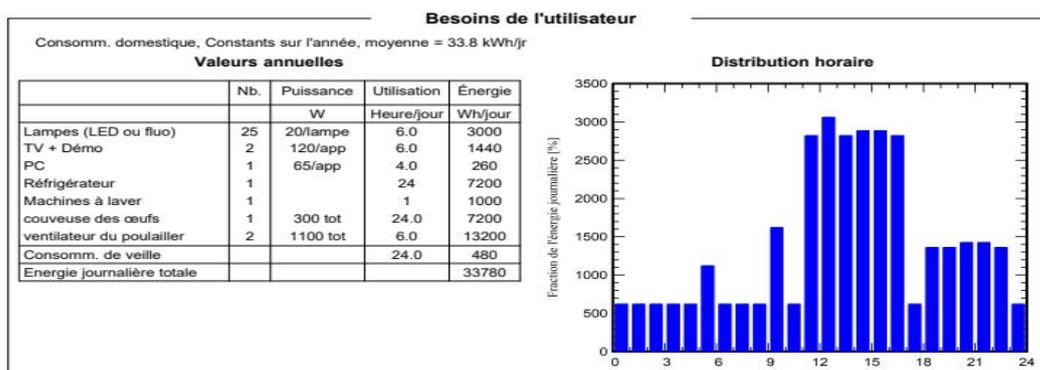


Figure III.29 : Besoins de l'utilisateur et distribution horaire.

Dernièrement, la simulation nous a fourni un rapport général (Figure III.30) incluant les données de notre étude ainsi que le reste des différents graphiques :



Version 7.3.1

PVsyst - Rapport de simulation
Système isolé

Projet: Maison et poulailler pour ferme rurale
Variante: poulailler et maison memoire
Système isolé avec batteries
Puissance système : 10.34 kWc
Borj al baal - Algérie



Projet: Maison et poulailler pour ferme rurale
Variante: poulailler et maison memoire

PVsyst V7.3.1
VC0, Simulé le :
10/06/24 12:35
avec v7.3.1

Résumé du projet

Site géographique		Situation		Paramètres du projet	
Borj al baal		Latitude	36.30 °N	Albedo	0.20
Algérie		Longitude	0.83 °E		
		Altitude	555 m		
		Fus. horaire	UTC		
Données météo					
borj al baal					
Meteonorm 8.1 (1996-2010), Sat=100 % - Synthétique					

Résumé du système

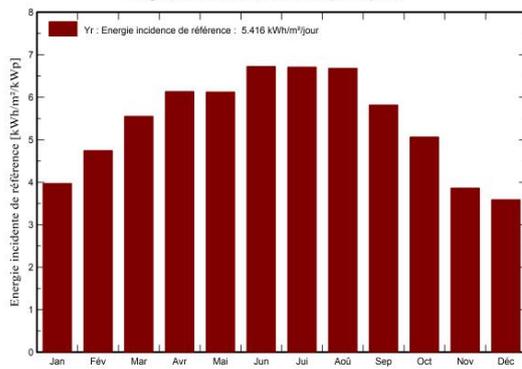
Système isolé		Système isolé avec batteries			
Orientation plan capteurs		Besoins de l'utilisateur			
Plan fixe		Consomm. domestique			
Inclinaison/Azimut	30 / 0 °	Constants sur l'année			
		Moyenne			
		33.8 kWh/Jour			
Information système					
Champ PV					
Nb. de modules	22 unités	Pack de batteries		Pb-acide, scellée, plaques	
Pnom total	10.34 kWc	Technologie		Nombre d'unités	32 unités
		Nombre d'unités		Tension	48 V
		Capacité		Capacité	2368 Ah

Résumé des résultats

Energie disponible	17719 kWh/an	Productible	1714 kWh/kWc/an	Indice perf. PR	59.85 %
Energie utilisée	12233 kWh/an			Fraction solaire (SF)	99.22 %

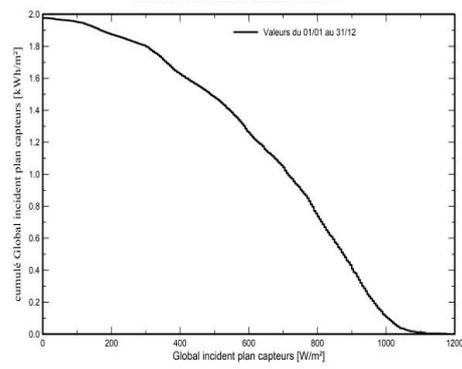
Graphiques prédéfinis

Energie incidente de référence dans le plan capteurs

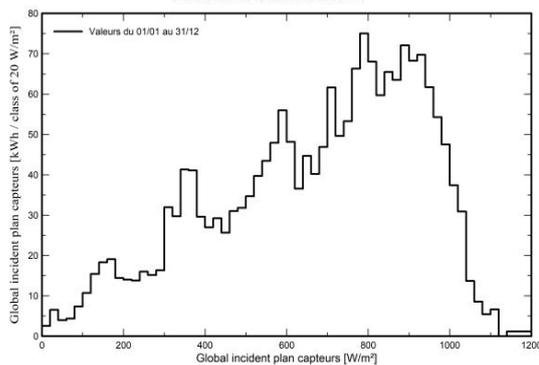


Graphiques prédéfinis

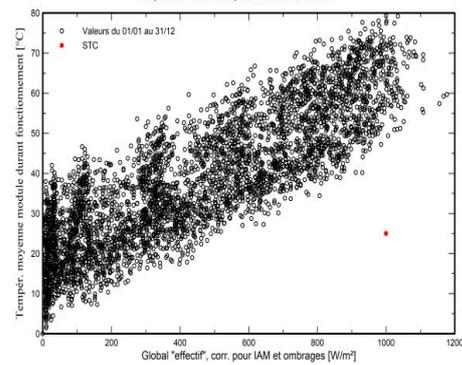
Distribution cumulative d'irradiation Incidente



Distribution de l'irradiation Incidente



Température du Champ / Irradiance effective



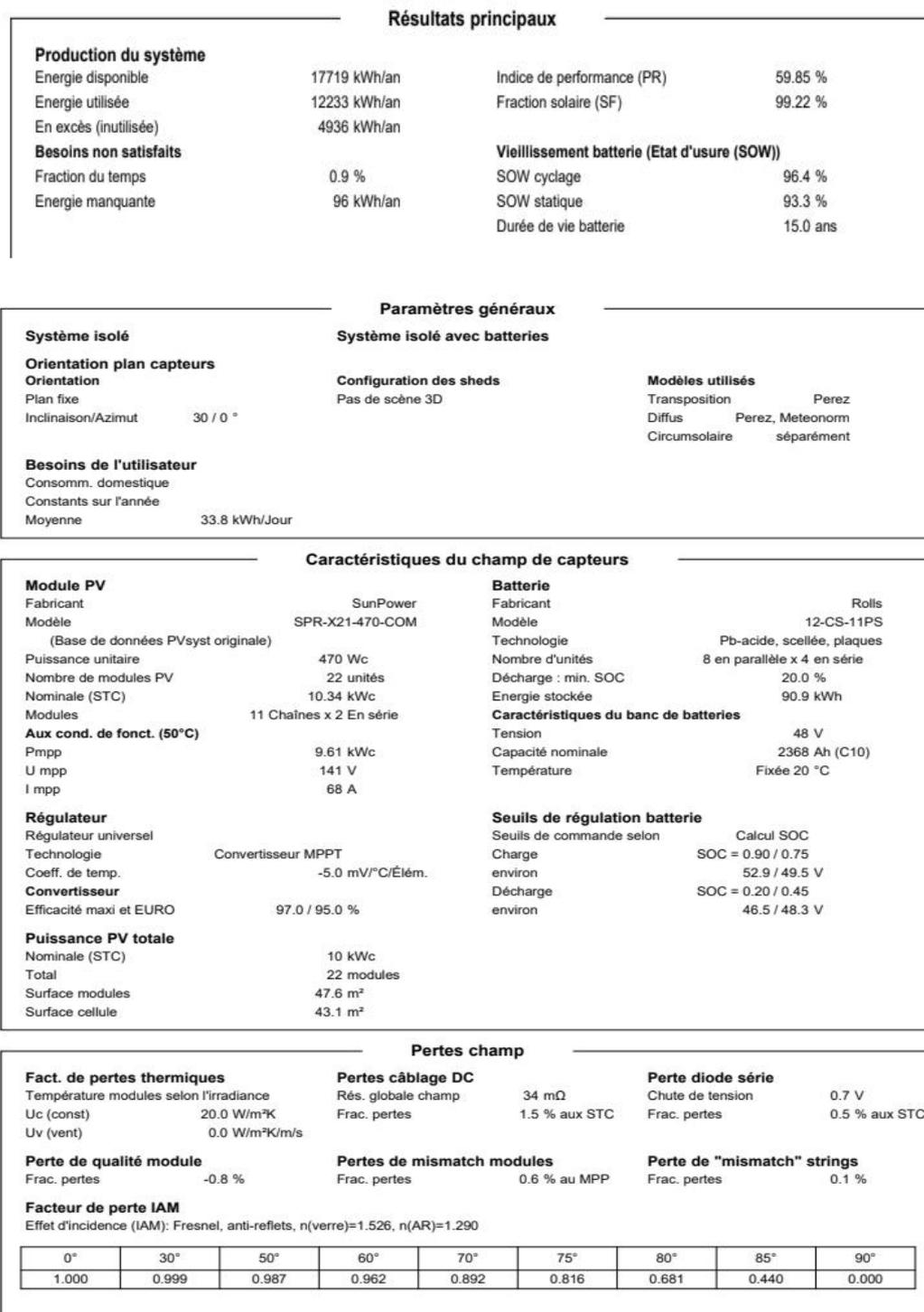


Figure III.30 : Rapport de simulation de première partie.

G. Solutions

En nous basant sur les données et les résultats obtenus à partir des simulations, nous avons constaté un surplus d'énergie durant l'été et un léger déficit au mois de décembre. Par conséquent, nous proposons plusieurs solutions pour remédier à ces problèmes.

Tout d'abord, il est recommandé d'incliner les panneaux solaires de manière à favoriser leur efficacité en hiver, même si cela implique une perte de rendement en été. De plus, l'ajout d'appareils tels que des climatiseurs permettrait de profiter de l'excès d'énergie durant l'été. Il serait également judicieux de réduire ou arrêter l'activité du poulailler en décembre pour éviter le déficit énergétique.

Par ailleurs, il est essentiel de choisir des composants à haut rendement et de veiller à une installation et une maintenance de qualité pour minimiser les pertes au maximum. Ces solutions combinées peuvent aider à atteindre un meilleur équilibre entre l'offre et la demande d'énergie tout au long de l'année.

III.4 simulation du système de forage

Dans ce deuxième projet, nous avons présenté un pompage d'eau direct « au fil du soleil » à partir d'un forage (le puits) isolé à l'aide d'un réservoir, pour alimenter une partie de notre ferme rurale, à savoir le puits destiné à l'irrigation et usage domestique. En prenant en compte le même bilan des besoins en eau et toutes les données de notre puits présentées précédemment au chapitre II.

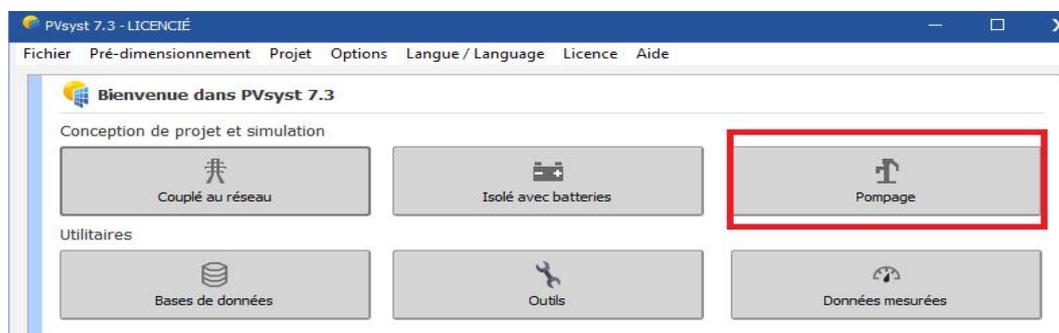


Figure III.31 : Choix de la conception de notre projet.

Pour cela, nous allons créer un nouveau projet en choisissant l'option « pompage » (Figure III.31 ci-dessus) et en suivant les étapes suivantes.

Remarque : On va noter que le choix des paramètres et la définition de certaines étapes sont les mêmes que ceux réalisés dans le premier projet (III.3), en mentionnant l'orientation (Figure III.14), les pertes (Figure III.21) et l'horizon qui ne change pas comme indiqué dans la Figure III.22 .

A. Choix du nom et localisation

Après avoir accédé au projet « pompage », nous avons refait les mêmes étapes que pour le premier projet, en donnant un nom à ce nouveau projet et en choisissant le site de cette étude, qui est toujours Bordj Al Baal. Ensuite, nous avons sauvegardé ce projet afin de pouvoir procéder à la création de l'autre variante telle que « orientation » et « besoins d'eau ».

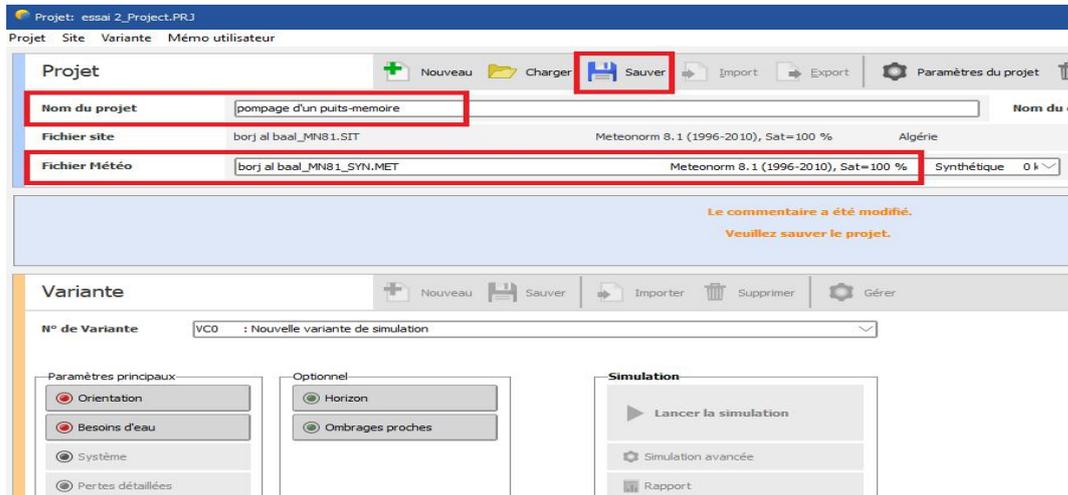


Figure III.32 : Interface du projet « pompage ».

B. Besoins d'eau

Après accéder à l'onglet « besoins d'eau », on trouve une boîte de dialogue « Définitions hydrauliques de pompage », il nous sera demandé de spécifier [51] :

- La profondeur statique : celle-ci peut également être donnée en valeurs saisonnières ou mensuelles, dans le dialogue « Besoins en eau »
- La profondeur maximale de pompage : correspondant au niveau d'aspiration d'entrée. Le système arrêtera la pompe lorsque le niveau dynamique atteindra ce niveau, évitant ainsi un fonctionnement à sec
 - La profondeur de la pompe : toujours au-dessous de H_{max}
 - Le diamètre du trou de forage (en cm)
 - Le rabattement spécifique exprimé en $[m/m^3/h]$: il s'agit d'une caractéristique du forage et du sol environnant.

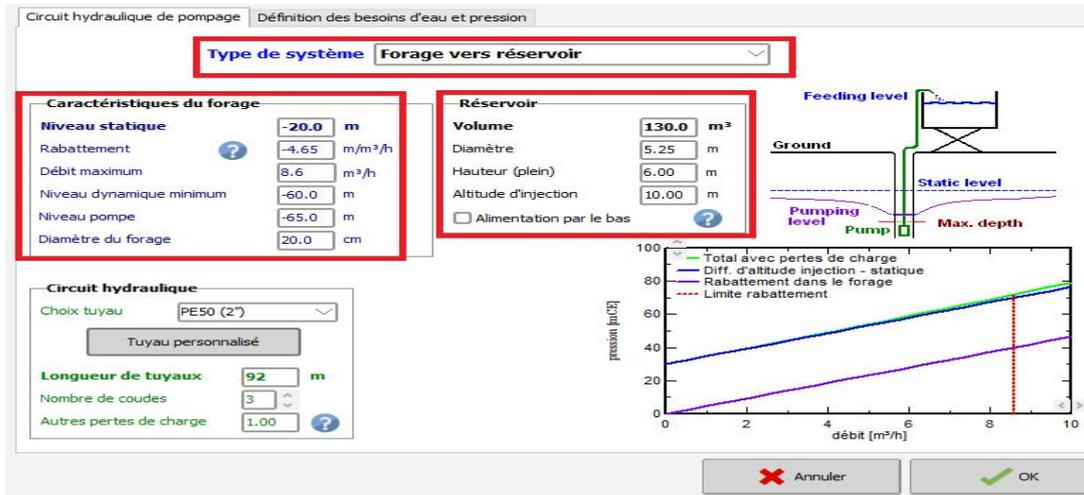


Figure III.33 : Définir le circuit hydraulique de pompage.



Figure III.34 : Définir les besoins d'eau et pression.

C. Définir le système

Après avoir terminé la définition des besoins en eau pour notre puits, nous passons à l'onglet « système » qui nous donne les résultats de l'énergie requise et nous permet de choisir et définir la pompe à utiliser, ainsi que de sélectionner les panneaux solaires et le régulateur.

Mais tout d'abord, nous commençons par insérer les informations dans la fenêtre du « pré-dimensionnement » en haut de notre interface pour déterminer les pertes et les jours d'autonomie, ce qui aide le logiciel à nous suggérer la capacité du réservoir suffisante en fonction de cela. (Voir Figure III.35)



Figure III.35 : Pré-dimensionnement du système de pompage.

Maintenant, nous allons choisir un modèle de pompe parmi ceux disponibles dans cette version du logiciel PVsyst 7.3. Ce logiciel nous aide en fournissant la puissance conseillée pour notre choix et offre des options en trois couleurs (vert, orange, rouge) qui indiquent si la pompe correspond à notre dimensionnement ou non. (Figure ci-dessous)

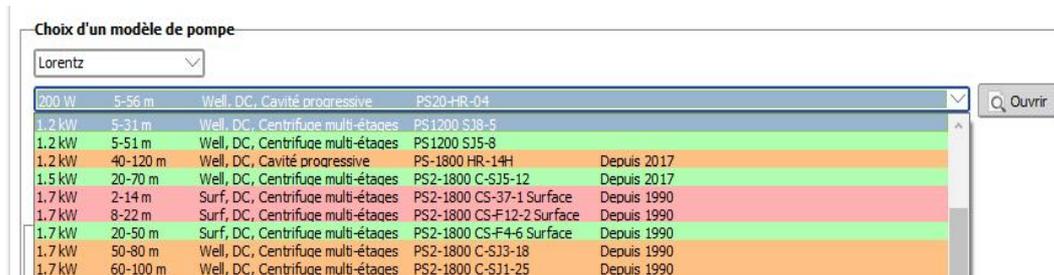


Figure III.36 : Outil d'aide au choix de pompe par couleurs.

Parmi les pompes disponibles dans la base de données et indiquées en vert, nous avons choisi une pompe de marque « Lorentz », qui est l'une des meilleures sur le marché des pompes solaires. Il s'agit d'une pompe immergée centrifuge multi-étages correspondant à la puissance conseillée et aux paramètres de puits comme la HMT.



Figure III.37 : Choix de notre pompe.

Ensuite, nous allons choisir les mêmes panneaux utilisés dans le premier projet de la marque « SunPower ». Le logiciel nous fournira alors le nombre total de panneaux nécessaires et le schéma de branchement en fonction de notre choix. Ensuite, nous avons déterminé un régulateur universel qui est automatiquement sélectionné par le logiciel pour correspondre à notre système comme dans la Figure ci-dessous.



Figure III.38 : Choix du module PV.

D. Lancer la simulation

Après la détermination de tous les paramètres pour ce projet, tous les onglets de l'interface de projet seront verts, indiquant que nous pouvons lancer la simulation.

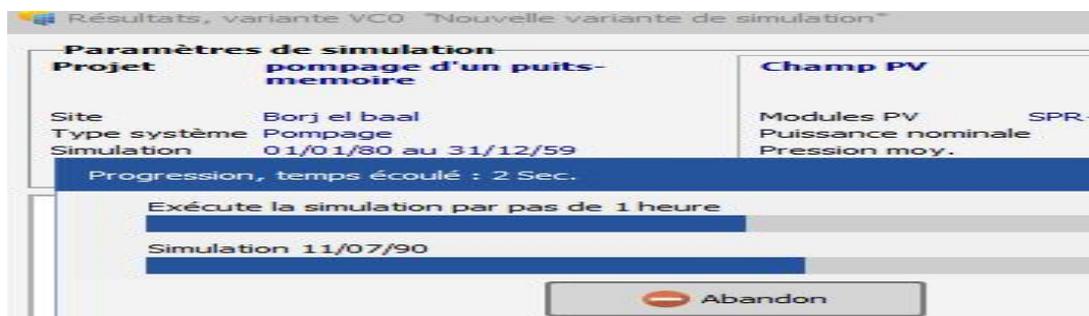


Figure III.39 : Lancement de la simulation.

E. Résultats et discussion

On va commencer par la figure suivante de l'indice de performance. L'indice de performance (PR) est un paramètre clé pour évaluer l'efficacité de notre système photovoltaïque.

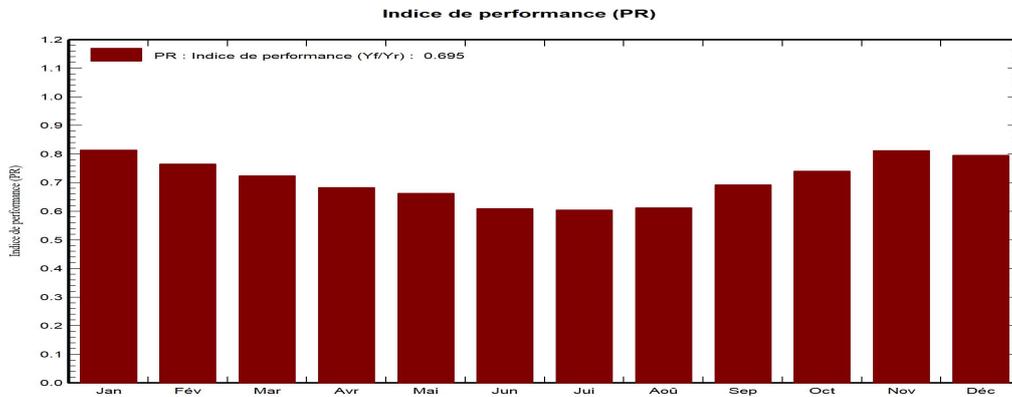


Figure III.40 : Indice de performance.

On remarque (dans Figure III.40 ci-dessus) un indice de performance de 69,5 %, ce qui généralement indique une bonne performance de notre système de pompage tout au long de l'année, surtout en janvier, novembre et décembre. Cependant, on peut aussi remarquer un indice un peu faible durant les mois d'été, ce qui peut être dû à une irradiation élevée pendant cette période et donc à une énergie importante non-utilisée.

Ensuite, la (Figure III.41) montre la relation entre la production quotidienne d'eau et l'irradiation globale effective journalière, et on remarque une corrélation positive claire entre la quantité d'irradiation et le volume d'eau pompée. À mesure que l'irradiation augmente, le volume d'eau pompée augmente également.

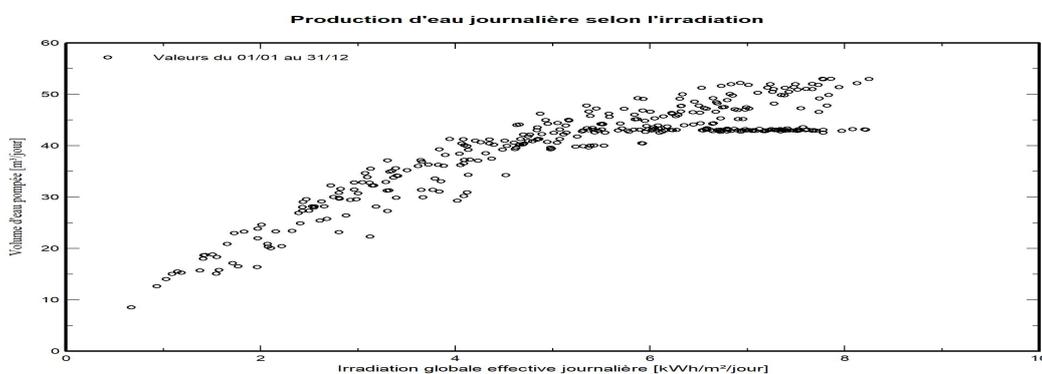


Figure III.41 : Production d'eau selon l'irradiation par jour.

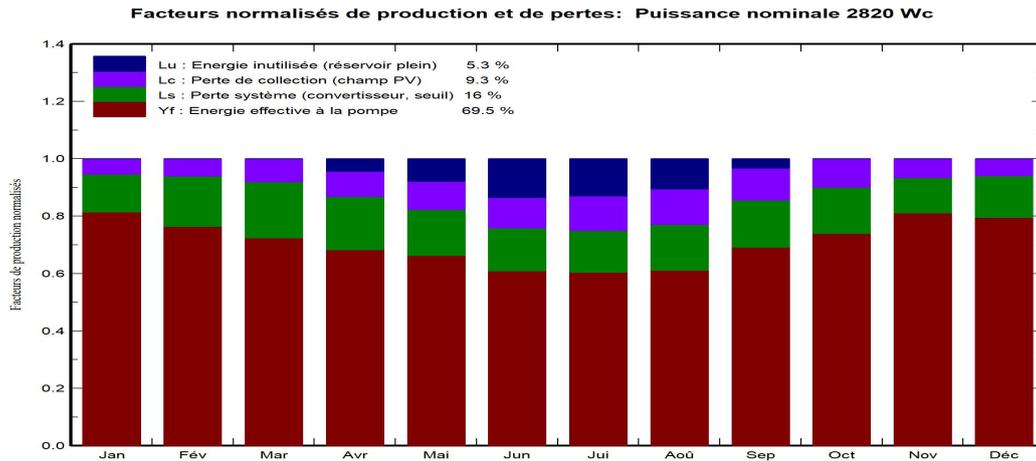


Figure III.42 : Facteurs de production et pertes.

La Figure III.42 nous montre les facteurs d'énergie et de pertes, tels qu'une perte de champ PV de 9,3 % et une autre de 16 % pour les pertes système. L'énergie inutilisée est remarquée durant les mois d'été avec une valeur de 5,3 %, ce qui indique des pertes d'énergie plus importantes et un excédent d'énergie durant cette période.

Dans la Figure III.43, on remarque un manque d'eau pour les mois d'hiver (de mars jusqu'à octobre) causé par une irradiation faible pendant cette période, ce qui affecte la production du champ PV. En revanche, une quantité d'eau excédentaire est observée pour le reste des mois, notamment en juin et juillet, où l'on constate la plus grande irradiation de l'année.

Bilans et résultats principaux

	GlobEff kWh/m ²	EArrMPP kWh	E_PmpOp kWh	ETkFull kWh	H_Pump mCE	WPumped m ³	W_Used m ³	W_Miss m ³
Janvier	121.1	328.6	282.7	0.00	49.76	1061	1111	221.5
Février	130.6	352.0	286.6	0.00	49.02	1077	1091	113.3
Mars	168.9	446.5	351.6	0.00	49.18	1309	1238	95.4
Avril	179.8	470.9	354.5	17.84	48.49	1331	1290	0.0
Mai	185.0	477.7	354.8	32.03	48.14	1339	1333	0.0
Juin	196.8	499.1	346.6	59.80	47.39	1290	1290	0.0
Juillet	203.1	506.0	354.9	58.91	48.10	1324	1333	0.0
Août	202.5	503.8	357.6	47.52	49.27	1334	1333	0.0
Septembre	170.9	435.2	340.6	12.92	48.86	1272	1290	0.0
Octobre	154.3	398.8	327.8	0.00	49.40	1232	1312	21.0
Novembre	113.9	305.3	265.1	0.00	48.26	1008	1021	268.7
Décembre	109.5	295.4	249.8	0.00	48.17	949	941	392.2
Année	1936.6	5019.2	3872.4	229.03	48.64	14527	14583	1112.1

Légendes

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

Figure III.43 : Bilans et résultats principaux.

Le diagramme ci-dessous montre les différentes pertes d'énergie à chaque étape du processus, de l'irradiation solaire initiale jusqu'à l'énergie hydraulique à la pompe et le volume d'eau pompée. Les pourcentages indiquent les pertes ou gains relatifs à chaque étape.

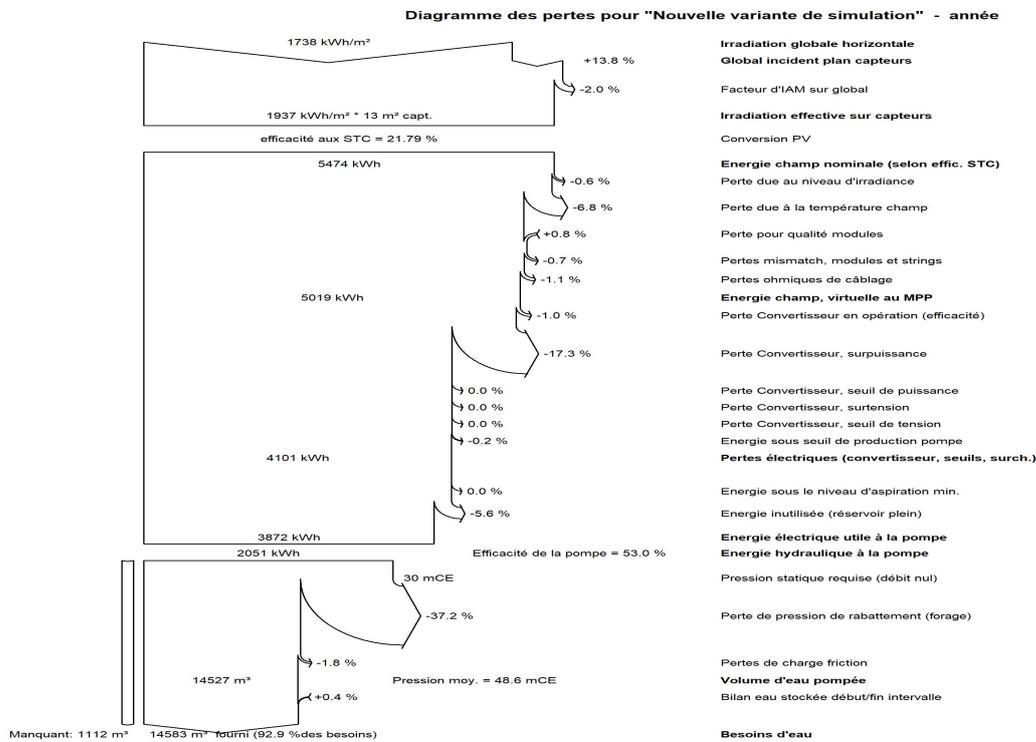


Figure III.44 : Diagramme des pertes de charge.

Finalement, la simulation nous a fourni un rapport général (Figure III.45) incluant les résultats de notre étude ainsi que le reste des différents graphiques :



Version 7.3.1

PVsyst - Rapport de simulation

Système de pompage PV

Projet: pompage d'un puits- memoire

Variante: pompe solaire pour maison rurale

Système de pompage PV

Puissance système : 2820 Wc

Borj el baal - Algérie



PVsyst V7.3.1
 VC0, Simulé le :
 12/06/24 01:09
 avec v7.3.1

Projet: pompage d'un puits- memoire

Variante: pompe solaire pour maison rurale

Résumé du projet

Site géographique Borj el baal Algérie	Situation Latitude 36.30 °N Longitude 0.83 °E Altitude 555 m Fus. horaire UTC	Paramètres du projet Albédo 0.20
Données météo borj al baal Meteonorm 8.1 (1996-2010), Sat=100 % - Synthétique		

Résumé du système

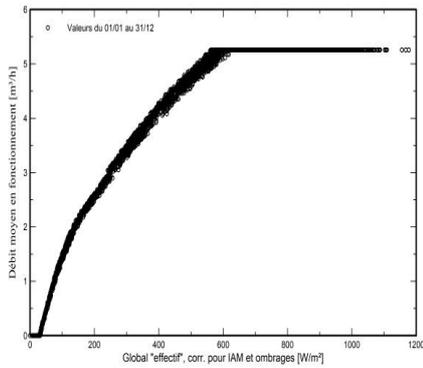
Système de pompage PV Orientation plan capteurs Plan fixe Inclinaison/Azimut 30 / 0 °	Forage vers réservoir Besoins d'eau Constant sur l'année 43.00 m³/jour
Information système Champ PV Nb. de modules 6 unités Pnom total 2820 Wc	

Résumé des résultats

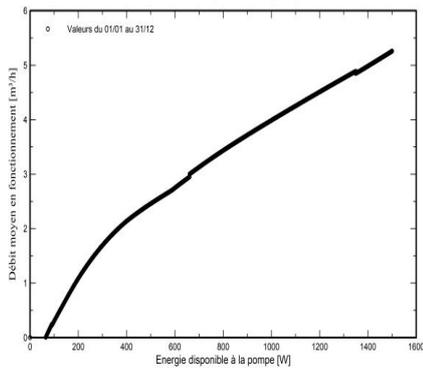
Eau Eau pompée 14527 m³ Spécifique 1080 m³/kWc/bar Besoins d'eau 15695 m³ Eau manquante 7.4 %	Énergie Energie à la pompe 3872 kWh Spécifique 0.27 kWh/m³ Inutilisé (réservoir plein) Energie PV inutilisée 229 kWh Fraction inutilisée 4.6 %	Efficacités Efficacité système 77.2 % Efficacité de la pompe 53.0 %
--	--	--

Graphiques prédéfinis

Débit en fonction de l'irradiance

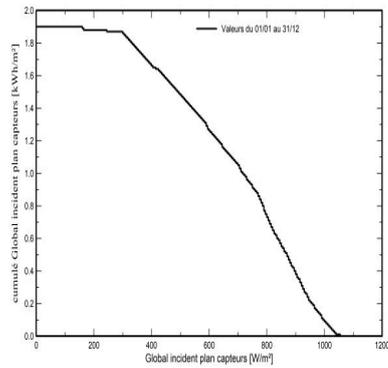


Débit en fonction de la puissance à la pompe

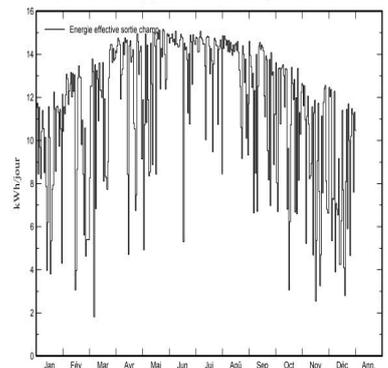


Graphiques prédéfinis

Distribution cumulative d'irradiation incidente



Energie journalière à la sortie du champ



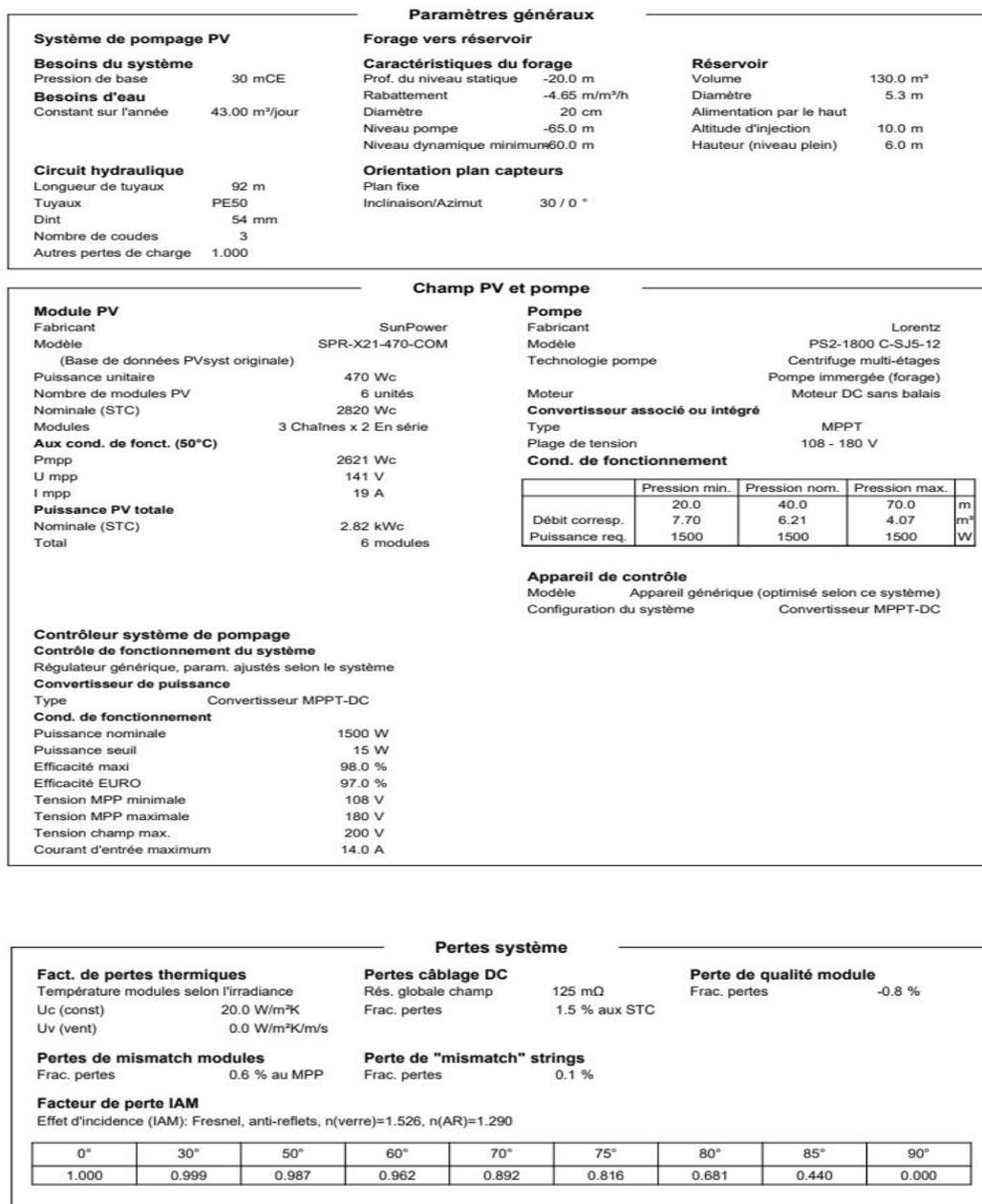


Figure III.45 : Rapport de simulation de deuxième partie.

F. Solution

Nous avons identifié quelques défauts dans notre système photovoltaïque grâce aux résultats de la simulation effectuée pour le puits de notre ferme. En conséquence, nous proposons plusieurs solutions.

Tout d'abord, nous pourrions tirer parti de l'énergie excédentaire produite en été en installant un système de stockage utilisant des réservoirs fermés ou souterrains d'une capacité suffisante, comme indiqué dans la Figure III.43 pour compenser les périodes de manque d'eau.

Alternativement, nous pourrions ajouter des batteries et un régulateur à notre système afin d'utiliser l'énergie stockée pendant l'hiver, en tenant compte des critères de sécurité et en faisant le bon choix de batteries afin de ne pas perdre cette énergie jusqu'au moment où elle est nécessaire.

Une autre solution, comme proposée dans le premier projet, consiste à ajuster l'inclinaison optimale de nos panneaux solaires pour maximiser les bénéfices en hiver, en minimisant l'énergie excédentaire pendant les périodes estivales et en augmentant celle disponible pendant les périodes de manque. Il est également crucial d'assurer une maintenance régulière et de qualité pour notre système, ainsi que de choisir soigneusement les composants tels que les convertisseurs et les pompes à haut débit afin de minimiser les pertes.

Enfin, il est possible d'optimiser la gestion de l'eau en utilisant des méthodes d'irrigation plus efficaces telles que l'irrigation goutte à goutte pour éviter les gaspillages, particulièrement durant les mois de faible ensoleillement. De plus, les utilisateurs pourraient exploiter les excédents d'eau estivaux en étendant la surface agricole ou en plantant des arbres supplémentaires. En effet, l'eau excédentaire en été représente toujours un avantage plutôt qu'un inconvénient.

III.5 Comparaison entre le dimensionnement et la simulation

Les deux tableaux suivants représentent une comparaison entre les résultats obtenus dans la partie dimensionnement du chapitre II et ceux de la simulation dans cette troisième partie :

Le puits	Partie de dimensionnement		Partie de simulation		Commentaire
	Nom d'équipement	Quantité	Nom d'équipement	Quantité	
Panneaux solaires	ENIE SOLAR 310-72-p (325 W)	16	Sun Power SPR-X21 (470 W)	6	La puissance crête obtenue par la simulation est inférieure, et avec la grande puissance de ces panneaux choisis, on obtient un

					nombre inférieure.
Pompe	« Grundfos SP 9-11 » AC immergée centrifuge multi-étages	1	« Lorentz PS2-1800C » DC immergée centrifuge multi-étages	1	Les deux pompes correspondent aux deux cas de calcul, mais l'une fonctionne en courant continu (DC) et l'autre en courant alternatif (AC).
Convertisseur	Régulateur Universel MPPT-DC	1	Onduleur SMA Sunny Boy 3.0	1	Chacune correspond à la pompe utilisée.

Tableau III.1 :La comparaison des résultats pour le puits.

Maison et poulailler	Partie de dimensionnement		Partie de simulation		Commentaire
	Nom d'équipement	Quantité	Nom d'équipement	Quantité	
Panneaux solaires	ENIE SOLAR 310-72-p (325W)	24	Sun Power SPR-X21 (470 W)	22	Le nombre de modules en simulation est inférieur, car le module utilisé a une puissance crête supérieure à celle des panneaux ENIE, qui ne sont pas disponibles dans le logiciel PVsyst.
Batteries	Rolls opzs series 5000	24	ROLLS 12 CS- 11 PS	32	La grande capacité des batteries utilisées dans le

	12CS 11P (479 Ah)		(296 Ah)		chapitre II explique un nombre total inférieur.
Régulateurs	Victronenergy MPPT 150/85	2	Contrôleur universel générique MPPT	1	La simulation utilise un régulateur générique uniquement pour illustrer le processus.
Onduleur	Sunny Tripower X 20	1	Aucune		La version actuelle de PVsyst ne possède pas encore une option pour l'onduleur

Tableau III.2 : La comparaison des résultats pour la maison et poulailler.

Conclusion

Dans ce dernier chapitre, nous avons détaillé les méthodologies de simulation utilisées, en expliquant chaque étape du processus. Cette approche nous a permis de réaliser les simulations nécessaires et de mettre en évidence certains défauts ou changements possibles pour améliorer le système. Enfin, nous avons comparé les résultats théoriques du chapitre précédent avec ceux obtenus dans ce chapitre.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'objectif principal de notre mémoire est d'intégrer l'énergie renouvelable pour l'électrification d'une maison rurale, en l'absence du réseau électrique. En utilisant une source respectueuse de l'environnement comme l'énergie solaire, afin d'assurer l'éclairage de cette maison isolée située à Bordj Albaal, dans la wilaya de Chlef qui est l'objet de notre étude.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté le système photovoltaïque de manière générale en expliquant le fonctionnement de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique. Nous avons décrit les différents composants de ce système, leurs caractéristiques et classifications, en soulignant l'impact de chaque type de composant et leurs avantages spécifiques. De plus, nous avons abordé les différents types d'installations photovoltaïques, qu'elles soient isolées, connectées au réseau ou hybrides. Enfin, nous avons également discuté des pompes solaires en détaillant leurs particularités.

Dans le deuxième chapitre, nous avons dimensionné notre système photovoltaïque pour une maison rurale, divisé en deux parties distinctes. La première partie concerne la maison et le poulailler alimentés par un système PV autonome. Nous avons déterminé le nombre de panneaux nécessaires et sélectionné les autres composants tels que les batteries et le régulateur en fonction de nos besoins estimés. La deuxième partie concerne un système de pompage solaire, où nous avons effectué tous les calculs théoriques pour choisir la pompe adéquate et les panneaux nécessaires pour cette application.

Le dernier chapitre se concentre sur la simulation de notre système photovoltaïque à l'aide du logiciel PVSyst, répartie en deux projets correspondant à nos deux parties précédentes. Nous avons conclu que la simulation est plus précise que le dimensionnement théorique du chapitre II. Grâce aux rapports obtenus et aux figures de résultats basés sur des données météorologiques détaillées, nous avons pu identifier des défauts et proposer des solutions ou améliorations pour notre installation photovoltaïque dans cette ferme rurale.

Nous devons mentionner que le logiciel PVSyst offre l'avantage ou l'option de réaliser une étude économique des résultats ou des composants obtenus, afin d'obtenir un montant total pour cette étude. Cependant, nous n'avons pas pu utiliser cette fonctionnalité en raison de l'absence des prix des matériaux choisis. Cette option peut néanmoins être très bénéfique pour les utilisateurs et les chercheurs, leur offrant une meilleure compréhension des installations PV et de leurs impacts économiques, tout en soulignant leur rôle crucial dans la transition vers un avenir énergétique plus propre et durable.

Annexe

Series	5000	Warranty	5 Years
Volts	12	BCI	SPEC
Cells	6	Plates/Cell	11
Terminal Type	Flag L		
Included Hardware	S/S Hex Cap Screw, Nut, Lock & Flat Washer		
Size & Thread	5/16"-18		
Cables	19" 4/0 interconnect cables *RE incl.		

Charge

Charge Voltage Range	14.7-15 V/cell @ 25°C (77°F)
Recommended Charge Current	45 A
Maximum Charge Current	70 A
Self-Discharge Rate	5%-10% per month at 25°C (77°F)

Capacity

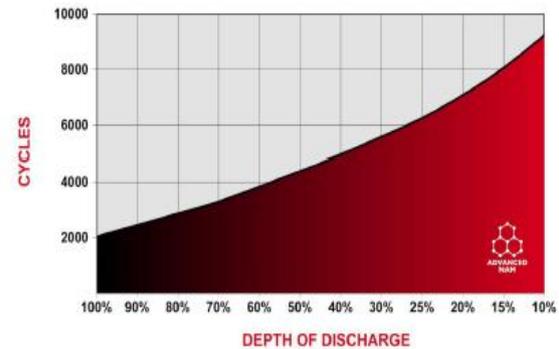
Cold Crank Amps (CCA) 0°F / -18°C	871			
Marine Crank Amps (MCA) 32°F / 0°C	1088			
Reserve Capacity (RC @ 25A)	891 Minutes			
Reserve Capacity (RC @ 75A)	297 Minutes			
Capacity Affect by Temperature	40°C (104°F)	25°C (77°F)	0°C (32°F)	-15°C (5°F)
	105%	100%	75%	50%

Hour Rate	Capacity / AMP Hour	Current / AMPS
@ 100 Hour Rate	479 AH	4.79 A
@ 72 Hour Rate	453 AH	6.29 A
@ 50 Hour Rate	429 AH	8.58 A
@ 20 Hour Rate	371 AH	18.56 A
@ 15 Hour Rate	345 AH	23.02 A
@ 10 Hour Rate	330 AH	33.04 A

are subject to vary due to the manufacturing process & battery components.

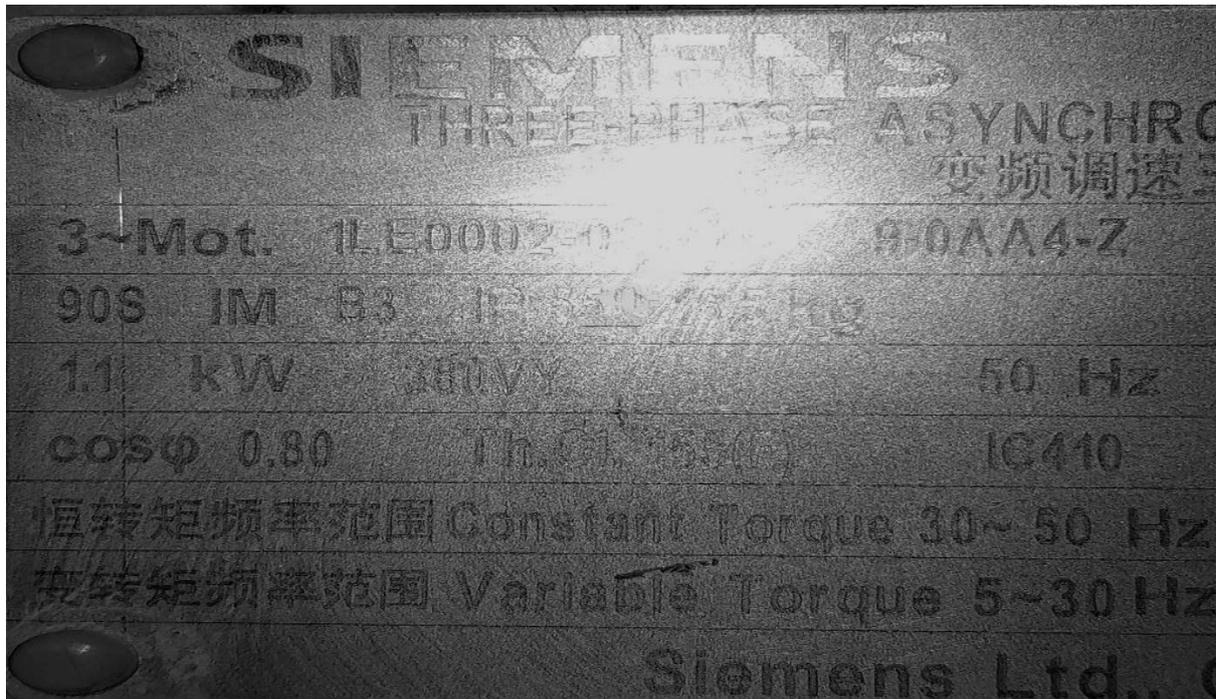
Electrolyte Reserve	95 mm	3.75"
Container (Inner)	Polypropylene	
Cover (Inner)	Polypropylene - heat sealed to inner container	
Container (Outer)	High Density Polypropylene	
Cover (Outer)	High Density Polypropylene snap fit to outer container	
Handles	Molded	
Notes	IEC 61427-1:2013	

Cycle Life vs. Depth of Discharge



Voltage vs. Depth of Discharge

DISCHARGE	0%	25%	50%	75%	100%
20 HR AH RATE	2.10 V	2.05 V	2.02 V	1.96 V	1.75 V
6 HR AH RATE	2.10 V	2.04 V	2.00 V	1.95 V	1.75 V
1 HR AH RATE	2.10 V	2.03 V	1.99 V	1.94 V	1.75 V



Caractéristiques techniques	Sunny Tripower X 12	Sunny Tripower X 15	Sunny Tripower X 20	Sunny Tripower X 25
Entrée (DC)				
Puissance max. du générateur photovoltaïque	18000 Wc STC	22500 Wc STC	30000 Wc STC	37500 Wc STC
Tension d'entrée max.	1000 V			
Plage de tension MPP	210 V à 800 V	260 V à 800 V	345 V à 800 V	430 V à 800 V
Tension d'entrée assignée	580 V			
Tension d'entrée min. / tension d'entrée de démarrage	150 V / 188 V			
Courant d'entrée max. utilisable par MPP tracker	24 A			
Courant de court-circuit max. par MPP tracker	37,5 A			
Nombre de MPP trackers indépendants / strings par MPP tracker	3 / 2			
Sortie (AC)				
Puissance assignée (pour 230 V, 50 Hz)	12000 W	15000 W	20000 W	25000 W
Puissance apparente nominale / Puissance apparente max.	12000 VA/12000 VA	15000 VA/15000 VA	20000 VA/20000 VA	25000 VA/25000 VA
Tension nominale AC	220 V / 380 V ; 230 V / 400 V ; 240 V / 415 V			
Plage de tension	176 V à 275 V / 304 V à 477 V			
Fréquence du réseau AC / plage	50 Hz / 44 Hz à 56 Hz 60 Hz / 54 Hz à 66 Hz			
Fréquence de réseau assignée / Tension de réseau assignée	50 Hz / 230 V			
Courant de sortie assigné / Courant de sortie max.	17,4 A / 20 A ⁴⁾	21,7 A / 25 A ⁴⁾	29 A / 36,6 A	36,2 A / 36,6 A
Phases d'injection / borne AC	3 / 3-(N)-PE			
Facteur de puissance à la puissance assignée / facteur de déphasage réglable	1 / 0 inductif à 0 capacitif			
Taux de distorsion harmonique (THD)	< 3 %			
Rendement				
Rendement max./rendement europ.	98,2 % / 97,6 %	98,2 % / 97,8 %	98,2 % / 97,9 %	98,2 % / 98,0 %
Dispositifs de protection				
Dispositif de déconnexion côté entrée	●			
Surveillance du défaut à la terre / Surveillance du réseau	● / ●			
Protection inversion de polarité DC / Résistance aux courts-circuits AC	● / ●			
Dispositif de surveillance des courants différentiels et de défaut	●			
Classe de protection (selon CEI 62109-1) / Catégorie de surtension (selon CEI 62109-1)	I / AC : III ; DC : II			
Protection contre les arcs électriques (AFCI) / Diagnostic de courbe I-V	● / ● ¹⁾			
Parafoudre DC (type 2, type 1/2)	○			

Contrôleur de charge SmartSolar avec interface VE.Can	150/70 VE.Can	150/85 VE.Can	150/100 VE.Can (également disponible sans Bluetooth)
Tension de la batterie	12/24/48 V Sélection automatique (36 V : sélection manuelle)		
Courant de charge nominal	70 A	85 A	100 A
Puissance nominale PV, 12 V 1a, b)	1000 W	1200 W	1450 W
Puissance nominale PV, 24 V 1a, b)	2000 W	2400 W	2900 W
Puissance nominale PV, 36 V 1a, b)	3000 W	3600 W	4350 W
Puissance nominale PV, 48 V 1a, b)	4000 W	4900 W	5800 W
Courant max. de court-circuit PV 2)	50 A (30 A max. par connexion MC4)	70 A (30 A max. par connexion MC4)	
Tension PV maximale de circuit ouvert	150 V : maximum absolu dans les conditions les plus froides 145 V : maximum au démarrage et en fonctionnement		
Efficacité maximale	98 %		
Autoconsommation	Moins de 35 mA @ 12 V / 20 mA @ 48 V		
Tension de charge « d'absorption »	Configuration par défaut : 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (réglable avec : sélecteur rotatif, écran, VE.Direct ou Bluetooth)		
Tension de charge « maintien »	Configuration par défaut : 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (réglable : sélecteur rotatif, écran, VE.Direct ou Bluetooth)		
Tension de charge « d'égalisation »	Configuration par défaut : 16,2 V / 32,4 V / 48,6 V / 64,8 V (réglable)		
Algorithme de charge	Algorithme adaptatif à étapes multiples (huit algorithmes préprogrammés) ou algorithme défini par l'utilisateur.		
Compensation de température	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C		
Protection	Polarité inversée PV / Court-circuit de sortie / Surchauffe		
Température d'exploitation	-30 à +60 °C (puissance nominale en sortie complète jusqu'à 40 °C)		
Humidité	95 %, sans condensation		
Altitude maximale	5000 m (sortie nominale complète jusqu'à 2000 m)		
Conditions environnementales	Intérieur, sans climatisation		
Niveau de pollution	PD3		
Communication de données	VE.Can, VE.Direct et Bluetooth		
On/off à distance	Oui (connecteur à deux pôles)		
Relais programmable	DPST Puissance nominale CA : 240 VCA / 4 A Puissance nominale CC : 4 A jusqu'à 35 V DC, 1 A jusqu'à 60 V DC		
Fonctionnement en parallèle	Oui, fonctionnement en parallèle synchronisé avec le VE.Can (25 unités maxi.) ou le Bluetooth (10 unités maxi.).		

Définition d'une pompe solaire

Données générales Paramètres détaillés Courbe F (P) Dimensions Commercial Graphiques/Conditions de fonctionnement

Modèle: PS2-1800 C-SJ5-12 Fabricant: Lorentz
 Nom fichier: Lorentz_PS2_1800_C_SJ5_12.PMP Source données: Datasheet
 Paramètres définis par l'utilisateur Prod. depuis 2017

Partie électrique

Type de moteur: Moteur DC sans balais

Entrée pompe définie:

Sans PCU (défini avec le contrôleur)

Avec convertisseur, entrée Vdc fixe

Avec convertisseur MPPT

Convertisseur Step-down

Tension nom.: 140 V Valeurs spécifiées pour pression nominale

Puissance à HMin: 1.50 kW

Puissance à HNom: 1.50 kW

Puissance à Hmax: 1.50 kW

Partie hydraulique

Technologie pompe: Centrifuge multi-étages

Type de pompe:

Surface

Immersée

Unités:

Pression: mCE

Débit: m³/h

Conditions de fonctionnement:

	H Min.	H Nom.	H Max	
Pression en fonctionnement	20.0	40.0	70.0	mCE
Débit corresp.	7.70	6.21	4.07	m³/h
Puissance	1.50	1.50	1.50	kW
Efficacité	28.0%	45.1%	51.8%	

Modèle pour la pompe bien défini

Définition d'un module PV

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

Modèle: SPR-X21-470-COM Fabricant: SunPower
 Nom fichier: Sunpower_SPR_X21_470_COM.PAN Source données: Datasheets 2020
 Base de données PVsyst originale Prod. depuis 2020

Puissance nom.: 470.0 Wc Tol. +/- 0.0 3.0 % (aux STC)
 Technologie: Si-mono

Spécifications fabricant ou autres mesures

Cond. de référence	GRef	1000	W/m²	TRef	25	°C
Courant de court-circuit	Isc	6.450	A	Circuit ouvert Vco	91.50	V
Point de Puissance max.	Imp	6.060	A	Vmpp	77.60	V
Coefficient de tempér.	muIsc	2.9	mA/°C	Nb. cellules en série	128	en série
	ou muIsc	0.045	%/°C			

Résultats du modèle interne

Cond. de fonctionnement	GOper	1000	W/m²	TOper	25	°C
Point de Puissance max.	Pmpp	471.1	W	Coeff. de température	-0.29	%/°C
	Courant Imp	6.15	A	Tension Vmpp	76.6	V
Courant de court-circuit	Isc	6.45	A	Circuit ouvert Vco	91.5	V
Efficacité	/ Surf. cellules	23.94	%	/ Surf. module	21.79	%

Résumé du modèle

Paramètres principaux

R parall. 4200 Ω

Rparall(G=0) 17000 Ω

R série model 0.70 Ω

R série max. 0.73 Ω

R série apparent 1.23 Ω

Paramètres modèle

Gamma 1.028

IoRef 0.01 nA

muVco -219 mV/°C

muPMax fixé -0.29 /°C

Bibliographique

- [1] GHAITAOUI, Elmoulat, Houda KHELIFI, et Amel MENASRIA. « **Alimentation d'un Moteur Asynchrone à partir d'un Générateur Photovoltaïque**». Diss. Université Ahmed Draïa-Adrar, 2019.
- [2] Nadjib, MECHALIKH Med, et HAMADA Charaf Eddine. « **Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau**». Diss. Université Kasedi Merbah Ouargla.2013..
- [3] Hananou, Fatiha, et Aicha ROUABAH. «**Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque**». Diss. Université Kasedi Merbah Ouargla. 2014.
- [4] Labouret, A., et M. Villos. «**Energie solaire photovoltaïque (Le manuel du professionnel)** », édition DUNOD, août2003." Paris (France).
- [5] F.Belaïssa , A Tefiani Mohamed. «**Etude comparative de l'implantation des systèmes PV autonomes alimentant des habitations similaires dans trois régions climatiques en Algérie**» . mémoire de master, 2021. Université Saâd Dahlab, Blida-1
- [6] I. FERHAT, «**Entretien et maintenance d'une installation photovoltaïque** », Diss, 2022.
- [7] S. Petibon, «**Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques** », Diss, Université Paul Sabatier-Toulouse , 2009.
- [8] T. A. Bouchareb Khalil, « **Modélisation et simulation d'un système PV adapté par une commande MPPT basée sur un mode glissant.** » , 2021,
- [9] S. Semaoui et H. Amar, «**Etude de l'électrification d'un village avec de l'énergie solaire photovoltaïque**» , Diss, 2004.
- [10] K. Amara, « **Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension.** » , Diss, Université Mouloud Mammeri, 2015.
- [11] F.Belaïssa , A Tefiani Mohamed. «**Etude comparative de l'implantation des systèmes PV autonomes alimentant des habitations similaires dans trois régions climatiques en Algérie** ». mémoire de master, 2021. Université Saâd Dahlab, Blida-1
- [12] B. L. Sofia, « **Cours énergie solaire photovoltaïque** , *Univ. Mira Bejaia*, 2015,
- [13] G. C. Semassou, « **Aide à la décision pour le choix de sites et systèmes énergétiques adaptés aux besoins du benin** », Diss, Ecole Doctorale de l'Université Bordeaux 1 ED 209, 2011.

- [14] A. BERREGUI et A. ABSA, « **Etude technicoéconomique d'une installation photovoltaïque pour application dans la région de Ouargla** », Diss . Consulté le: 28 mai 2024.
- [15] M. BEZZAOUCHA et I. BENYAHIA, « **ETUDE ET SIMULATION D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE** », PhD Thesis, Université Ibn Khaldoun-Tiaret-, 2021.
- [16] « https://photovoltaïque-solaires.blogspot.com/2012/07/branchement-des-panneaux-solaire-en_19.html?m=1&fbclid=IwAR17Ojw2iuz6PI2-TCOr_z3bO6KA8-UGQEtDmBw9XCx1MyNoAXDwMIPdt9U .
- [17] M. Belhadj, « **Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome** », *Mém. Magister Option Microélectronique-Photovoltaïque Cent. Univ. Béchar*, p. 43-50, 2008.
- [18] L. Djellal et Y. Dib, « **Etude comparative de deux commandes MPPT appliquée à un système photovoltaïque** ». Mémoire master, Université Abou-bekr Belkaid de Tlemcen, 2017.
- [19] A. YUCEF, « **Contribution à l'optimisation des performances d'un GPV en présence d'ombrage partiel** », Diss, 2017.
- [20] A. A. Mouloud, S. Kadri, et A. Mehaouchi, « **Gestion d'énergie dans un système photovoltaïque avec stockage** ». Diss. UNIVERSITY OF OUARGLA.
- [21] S.-A. Tadjer, « **Etude d'un système de compensation d'harmonique en utilisant un générateur photovoltaïque GPV** », Diss, Boumerdes, Université M'hamed Bougara. Faculté des hydrocarbures et de la chimie, 2008.
- [22] A. Sahli, « **Filtrage actif et contrôle de puissances: application aux systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau.** », Mémoire de magistère, Université de Sétif, 2012.
- [23] « **Optimisation of a Hybrid Energy Storage System for Autonomous Photovoltaic Applications** »
- [24] O. Gergaud, « **Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur** », Diss, École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2002.
- [25] M. I. A. Khelfi et A. Mahiouz, « **Supervision d'un système photovoltaïque-stockage alimentant une charge monophasée** », Diss, 2020, Ecole Nationale Polytechnique
- [26] D. Hart, *Power Electronics*. New York, NY: McGraw Hill Higher Education, 2010.
- [27] O. Benseddik et F. Djaloud, « **Etude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque** », *Mém. Master Univ. Kasdi Merbah-Ouargla*, vol. 27, n° 06, 2012.

- [28] L. Zarour et A. Bouzid, « **Etude technique d'un système d'énergie hybride photovoltaïque-éolien hors réseau** », Diss, Université Mentouri Constantine, 2010.
- [29] M. Hankins, **Installations solaires photovoltaïques autonomes: conception et installation d'unités non raccordées au réseau**. Dunod, 2012.
- [30] H. Ahmed et A. Djamal, « **Réalisation d'un régulateur de charge solaire.** », Diss, Université Mouloud Mammeri, 2015.
- [31] F. Antony, C. Dürschner, et K.-H. Remmers, **Le photovoltaïque pour tous: conception et réalisation d'installations**. Observ'ER, 2010.
- [32] F. Brihmat, « **L'Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/Eolien.** », Diss, Université Mouloud Mammeri, 2012.
- [33] H. Bounechba et A. Bouzid, « **Contribution à l'étude d'un système de pompage photovoltaïque** », Diss, Université Frères Mentouri
- [34] S. Hadadji et H. Kherneg, « **Etapas d'étude géospatiale des zones suitable pour dimensionnement d'un système de pompage solaire, cas d'étude: la région de Ghardaïa** », Diss, université ghardaia, 2018.
- [35] A. Daoud, « **Contrôle de la Puissance d'un Générateur Photovoltaïque pour le Pompage Solaire** », Diss .Univ. Mohamed Boudiaf Sci. Technol. Oran, 2013.
- [36] F. Bandou, « **Diagnostic de pannes d'un système de pompage photovoltaïque** », Diss, Université Mouloud Mammeri, 2010.
- [37] M. L. Louazene, « **Contribution à l'optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans les zones sahariennes–Application zone de Ouargla** », Diss, Université de Batna 2, 2015.
- [38] <https://www.yalink.fr/blog/bilan-puissance/>
- [39] B. Abdelbacet et S. Benyoucef, « **Etude technico économique d'un système photovoltaïque en site isolé par Pvsyst** », Mém. Master Univ. Mohamed Boudiaf-M'sila, vol. 2018, 2017.
- [40] ilide.info-dim-pea-pr_893c3b48882c392a357654d68c0fee68.
- [41] L'irrigation de complément de blé en Algérie (mémoire final corrigé
- [42] A. Mosbah et M. Cherif, « **ETUDE DE DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME DE POMPAGE SOLAIRE A LA REGION DE GHARDAÏA** », Diss, université ghardaia, 2017.
- [43] Ch. Hamza, Bouvennik et Abaz, « **Pompage solaire pour irriguer les océans agricoles dans la région de Ouargla** », Thèse de doctorat, Université Kasdi Merbah, Ouargla
- [44] https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89coulement_en_charge

Références bibliographiques

- [45] <https://choisirsapompe.wordpress.com/2014/06/25/tuyau-et-calcul-perte-decharge/>
- [46] <https://www.sintechpumps.com/pompes-centrifuges/comment-mesurer-lefficacite-dune-pompe-centrifuge/?lang=fr>
- [47] <https://meteonorm.com/en/>
- [48] S. GHRIEB, « Etude et dimensionnement d'un système PV/diesel non autonome pour le pompage de l'eau », 2016,
- [49] <https://www.pvsyst.com/fr/grid-connected-v7-tutorials/%20pvsyst-tutorial-v7-grid-connected-1-fr>
- [50] <https://www.pvsyst.com/fr/pdf-tutorials/pvsyst-tutorial-v7-standalone-fr>
- [51] <https://www.pvsyst.com/fr/pdf-tutorials/pvsyst-tutorial-v7-pumping-1-fr>