

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
CENTRE UNIVERSITAIRE SALHI AHMED – NAAMA



INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES  
DÉPARTEMENT DE TECHNOLOGIE

## MÉMOIRE

En vue de l'obtention du diplôme de **Master** en :

**Énergies Renouvelables**

*Option : Énergies Renouvelables en Électrotechnique*

Intitulé :

---

**LES MÉTHODES DE DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTÈME**

**PHOTOVOLTAÏQUES APPLICATION À LA RÉGION DE NAAMA**

---

**Présenté par :**

- Chikhaoui ahmed
- Marouf Slimane
- Kacemi Laid

*Soutenu le : ... 15/06/2023... devant le Jury :*

<i>Melle. Rekkal Kahina</i>	<i>MCB</i>	<i>Centre Universitaire Naâma</i>	<i>Président</i>
<i>Melle. Amara Zeyneb</i>	<i>MCB</i>	<i>Centre Universitaire Naâma</i>	<i>Encadreur</i>
<i>Mr. Amara Hassen</i>	<i>Master</i>	<i>Centre Universitaire Naâma</i>	<i>Co-Encadreur</i>
<i>Mr. Khessam Medjdoub</i>	<i>MCA</i>	<i>Centre Universitaire Naâma</i>	<i>Examineur</i>

Naâma – Algérie - 2023

# **Remerciement**

- ✓ *Nous adressons nos plus sincères sentiments  
de reconnaissance et de remerciement envers Dieu, le clément et  
le miséricordieux, lequel nous a accordé  
la force et le courage de mener à bien ce Modeste travail.*
- ✓ *Nous exprimons notre profonde gratitude au **Dr. AMARA ZEYNEB**  
**ET M. AMARA HASSANE** avant tout pour avoir proposé ce sujet, en suite  
pour avoir pris la responsabilité de notre encadrement et enfin pour nous  
avoir guidés tout au long de la période qu'a pris cette étude.*
- ✓ *Mes remerciements vont aussi à messieurs les membres  
du jury pour avoir accepté d'évaluer notre travail.*
- ✓ *Nous saisissons cette occasion pour remercier tous les enseignants du centre  
universitaire de Naama en particulier*
  - **Mme MEDJADJI**, Enseignant au centre universitaire de Naama.
  - **Monsieur TAIBI IBRAHIM**, Enseignant au centre universitaire de Naama
  - **Monsieur Kenzi Med**, Enseignant au centre universitaire de Naama.
- ✓ *Enfin nos remerciements également à toutes les personnes qui ont  
de près ou de loin, apporté aide et encouragement.*

## DEDICACES

*Je dédie ce travail : Pour ma famille, qui m'a donné  
une éducation généreuse, son amour m'a fait qui je  
suis aujourd'hui. Surtout à ma mère et à mon  
père, qui j'espère que ce projet sera le meilleur cadeau  
que je puisse vous offrir.*

*A vous, mes frères et sœurs, qui m'avez toujours  
soutenu et encouragé pendant ces années d'études.*

*À tous mes amis qui m'ont toujours encouragé  
et à qui je souhaite plus de succès.*

*Slimane Marouf*

## DEDICACES

*Avec toute mon affection, ma profonde reconnaissance,  
Je dédie ce modeste travail à :*

◆ *ma mère et mon père, que Dieu ait pitié d'eux et qu'ils  
« reposent en paix »*

◆ *À ma femme la plus précieuse qui m'a soutenu tout le temps*

◆ *A mes chers enfants, pour qui je vis « ZAKARI-BOUCHRA-ANFEL ».*

◆ *mes chers frères et mes sœurs.*

◆ *A toute ma famille, et mes amis*

◆ *A Tous mes amis de la promotion*

◆ *A tous ceux qui me sont chers et que j'ai omis de citer*

*Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour  
que ce projet soit possible, je vous dis merci.*

*AHMED CHIKHAOUI*

## DEDICACES

*Avec toute mon affection, ma profonde reconnaissance,  
Je dédie ce modeste travail à :*

- ◆ *ma chère mère, que dieu prolonge sa vie, et mon père et ma tante (Fatima), que Dieu ait pitié deux.*
- ◆ *À ma femme la plus précieuse qui m'a soutenu tout le temps*
- ◆ *A mes chers enfants, pour qui je vis « AKRAM- MANEL-ANES ».*
- ◆ *A toute ma famille, et mes amis*
- ◆ *A Tous mes amis de la promotion*
- ◆ *A tous ceux qui me sont chers et que j'ai omis de citer*

*Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour  
que ce projet soit possible, je vous dis merci.*

*Laid Kacemi*

## Résumé

---

### Abstract

Photovoltaic electricity can be obtained by directly converting sunlight into electricity using a photovoltaic system. This work is devoted to presenting different analytical methods of sizing a PV system by comparing with the simulation by software PVSYS and Homer. We made a study of a photovoltaic installation which feeds a dwelling in the isolated site and dwelling connected to the network in the region of Naama (Ain-Sefra).

**Keywords:** *Photovoltaic system, Photovoltaic system sizing, PVsys, Homer.*

### Résumé

On peut obtenir de l'électricité photovoltaïque en convertissant directement la lumière du soleil en électricité à l'aide d'un système photovoltaïque. Le but de ce travail est consacré à présenter différentes méthodes analytiques de dimensionnement d'un système PV en comparant avec la simulation par logiciel PVSYS et Homer. Nous avons fait une étude d'une installation photovoltaïque qui alimente une habitation au site isolée et habitation raccordé au réseau dans la région de Naama (Ain-Sefra).

**Mots clé :** *Système photovoltaïque, Dimensionnement du système photovoltaïque, PVsys, Homer.*

### ملخص

يمكن الحصول على الكهرباء الكهروضوئية عن طريق التحويل المباشر لأشعة الشمس إلى كهرباء باستخدام النظام الكهروضوئي الغرض من هذا العمل هو تقديم مختلف الطرق التحليلية لحساب المنظومة الكهروضوئية ومقارنتها مع Homer وPVsys طريقة عددية للمحاكاة ببرنامج.

لقد قمنا بدراسة منشأة كهروضوئية تزود منزلاً في موقع معزول ومنزل متصل بالشبكة في منطقة النعامة (عين

الصفراء)

**الكلمات المفتاحية:** *النظام الكهروضوئي، تحجيم النظام الكهروضوئي، PVsys، Homer*

# Table des matières

**REMERCIEMENTS.**

**DEDICACES.**

**TABLE DES MATIÈRES.**

**LISTES DES TABLEAUX.**

**LISTES DES FIGURES.**

**ABREVIATIONS.**

**Introduction générale .....1**

## **Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques.**

I.1 Introduction.....3

I.2. Cellule solaire photovoltaïque à base de Si.....3

I.2.1. L'effet photovoltaïque.....4

I.3. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....5

I.3.1. La modélisation d'une cellule photovoltaïque.....6

I.3.1.a. Modèle idéal.....6

I.3.1.b. Modèle réel.....8

I.4. Différentes technologies des cellules photovoltaïques.....9

I.4.1. Association des cellules photovoltaïques.....10

Association en série.....10

Association en parallèle.....11

I.4.2. Les caractéristiques d'une cellule solaire.....12

Le courant de court-circuit  $I_{cc}$ .....12

La tension de circuit ouvert  $V_{oc}$ .....12

Facteur de forme.....12

Le rendement de conversion d'une cellule PV.....12

I.5. Le module photovoltaïque.....	13
I.5.1. Effet du niveau d'éclairement sur le module photovoltaïque.....	13
I.5.2. Effet de la température des cellules sur le module photovoltaïque.....	15
I.6. Techniques d'optimisation et de contrôle de puissance.....	16
I.6.1. Techniques MPPT Classiques.....	16
I.6.1.1 Technique de perturbation et d'observation P&O.....	17
I.6.1.2 Méthode de l'Incrément de conductance (INC).....	18
I.6.2. Algorithme basé sur le contrôleur par logique floue (CLF).....	20
I.7. Les dispositifs d'un système photovoltaïque.....	23
I.7.1. Générateur photovoltaïque.....	23
I.7.2. Système de régulation.....	23
I.7.3. Système de stockage.....	24
I.7.4. Système de conversion.....	26
I.7.4.A. Onduleur.....	26
I.7.4.B. Le convertisseur DC-DC.....	27
I.7.5. Protection des générateurs photovoltaïques.....	27
I.7.6. Câblage.....	29
I.8. Les différents types de systèmes photovoltaïques.....	29
I.8.1. Système autonome.....	29
I.8.1.1. Système autonome sans stockage.....	30
I.8.1.2. Système autonome avec stockage.....	30
I.8.2. Systèmes raccordés au réseau.....	30
I.8.2.A. Systèmes partiellement raccordés au réseau.....	31
I.9. Conclusion.....	32
 <b>Chapitre II : Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque</b>	
II.1. Introduction.....	33

II.2. Dimensionnement.....	33
II.3. Objectifs de dimensionnement.....	33
II.4. Les étapes du dimensionnement.....	33
II.5. Méthodes de dimensionnement d'un système PV.....	34
II.5.1. Méthode du mois le plus défavorable.....	34
II.5.2. Méthode de la probabilité d'erreur dans la consommation.....	36
II.5.3. Méthode LPSP.....	36
II.5.4. Méthode de la moyenne annuelle.....	37
II.5.5. Méthode utilisabilité solaire.....	37
II.5.6. Méthode itérative.....	38
II.5.7. Méthode des heures équivalentes.....	40
II.5.8. Méthode simplifiée.....	41
<b>Etape1</b> : Estimation des besoins journaliers de l'utilisateur en électricité.....	41
<b>Etape 2</b> : Estimation de l'ensoleillement sur le site de l'installation du générateur PV.....	41
<b>Etape 3</b> : calcul du nombre de panneaux solaire.....	41
<b>Etape 4</b> : calcule de nombre de batteries.....	42
<b>Etape 5</b> : Choix de régulateur.....	42
<b>Etape 6</b> : Choix de l'onduleur.....	43
<b>Etape 7</b> : Dimensionnement des câbles.....	43
II.6. Conclusion.....	44
<b>Chapitre III : Application des méthodes de dimensionnement d'un système PV.</b>	
III.1 Introduction.....	45
III.2. Présentation du site.....	45
III.2.1. Présentation de l'habitat a étudié.....	46
III.2.1.a. habitation isolée.....	46

III.2.1.b. habitation partiellement raccordée au réseau.....	46
III.2.2 Evaluation du gisement solaire locale.....	49
III.2.3. Angle d'inclinaison des modules PV.....	49
III.2.4. Orientation et inclinaison des panneaux solaires.....	50
III.3. Application les méthodes de dimensionnement d'un système PV.....	51
III.3.1 pour une habitation isolée.....	51
1. Dimensionnements d'un système PV par la méthode du mois le plus défavorable.....	51
1.1. Calcul de la puissance crête des panneaux PV.....	51
1.2. Choix de la tension de fonctionnement du champ PV.....	51
1.3. Dimensionnement de panneau.....	51
1.3.a. Détermination du nombre des panneaux à installer.....	51
1.4. La surface disponible pour les panneaux.....	52
1.5. Dimensionnement des batteries de stockage.....	53
1.6. Dimensionnement du régulateur.....	53
1.7. Dimensionnement de l'onduleur.....	54
1.8. Dimensionnement des câbles.....	54
2. Dimensionnements d'un système PV par-là Méthode de la moyenne annuelle.....	56
3. Dimensionnements d'un système PV par la méthode simplifiée.....	61
III.3.2 pour une habitation raccordée au réseau.....	63
1. Dimensionnements d'un système PV par la méthode du mois le plus défavorable.....	63
2. Dimensionnements d'un système PV par-là Méthode de la moyenne annuelle.....	68
3. Dimensionnements d'un système PV par la méthode simplifiée.....	73
III.4. Etude économique.....	75
III.4.1. Calcul de l'investissement initial total.....	75
III.4.2. Calcul de l'amortissement total.....	75
III.4.3. Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total.....	77
III.4.4. Calcul des coûts sur la durée de vie.....	77

III.5 Conclusion.....	78
<b>Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »</b>	
IV.1 Introduction.....	79
IV.2 Présentation du logiciel PVsys.....	79
IV.3 Conception et dimensionnement d'un système PV.....	80
IV.4 Principaux résultats.....	80
IV.4.1. Données météorologiques du site.....	80
IV.4. 2 Trajectoire du soleil.....	81
IV.4. 3 Orientation des modules PV.....	82
IV.4.4 Schéma de l'installation PV.....	83
IV.5 Résultats de simulation.....	84
IV.5.1 Besoins électriques.....	84
IV.5.2 Simulation des équipements énergétiques.....	85
IV.5.2.1 Pour le système autonome.....	85
IV.5.2.2Rapport de simulation.....	87
a. Pour la simulation de système isolé avec batterie.....	87
IV.5.3. Pour le système raccordé au réseau.....	95
IV.6. Présentation du Logiciel HOMER Pro.....	103
IV.6.1 Simulations d'un système PV autonome avec stockage.....	104
IV.6.2 Simulations d'un système PV connecté au réseau.....	104
IV.6.3 Configuration Des Eléments du Système.....	105
IV.6.3.1 Le module PV.....	105
IV.6.3.2 Caractéristique de l'onduleur.....	107
IV.6.3.3 Caractéristique de batterie.....	107
IV.6.3.4. Le réseau de Site Etudie.....	108
IV.6.4. Résultats.....	109

1. D'une installation PV autonome.....	109
1.1. Energie solaire globale.....	110
1.2. La production du champ PV et la consommation.....	111
1.3. Détails des composants du système étudié.....	112
1.3.1 Les détails de la température.....	112
1.3.2 Les détails de la charge.....	113
1.3.3 Les détails des batteries.....	114
1.3.4 Les détails de l'onduleur.....	115
1.3.5 L'étude des couts de système.....	116
2. Pour le système raccordé au réseau.....	117
2.1 Energie solaire globale.....	118
2.2 La production du champ PV et la consommation.....	118
2.3 Détails des composants du système étudié.....	119
2.3.1 Les détails de la température.....	119
2.3.2 Les détails de la charge.....	120
2.3.3. Les détails des batteries.....	121
2.3.4 Les détails de l'onduleur.....	121
2.3.5. Les détails de Réseau.....	122
IV.7 Conclusion.....	125
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>126</b>

### Référence bibliographies

# LISTE DES TABLEAUX

## Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques.

Tableau I.1 Avantages et inconvénients des cellules solaires à base de silicium.....	9
Tableau I.2 Calcul du temps de réponse les techniques MPPT en simulation.....	22

## Chapitre II : Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

Tableau II.1 : Irradiations mensuelles de la wilaya de Naama.....	34
Tableau II.2 : la tension de fonctionnement du champ PV.....	35

## Chapitre III : Application des méthodes de dimensionnement d'un système PV

Tableau III.1 : coordonnées géographiques du site .....	45
Tableau III.2 : Bilan énergétique de notre habitation isolée.....	46
Tableau III.3. Bilan énergétique des Rez-de-chaussée d'habitation raccordés au réseau.....	47
Tableau III.4. Les besoins énergétiques dans l'étage 1.....	47
Tableau III.5. Les besoins énergétiques dans l'étage 2.....	48
Tableau III.6 : La consommation totale.....	49
Tableau III.7 : L'irradiation moyenne reçue par mois dans la ville de Ain sefra par le logiciel <b>PvGis</b> .....	49
Tableau III.8: Choix de l'inclinaison.....	50

Tableau III.9 : Les caractéristiques du module photovoltaïque type (IF-M340-60) polycristallin.....	50
Tableau III.10 : Les caractéristiques du Batterie.....	51
Tableau III.11 : Les prix estimatifs des différents composants du système PV autonome.....	75
Tableau III.12: La durée de vie des équipements.....	76
Tableau III.13 : L'amortissement global de l'installation PV.....	76
Tableau III.14 : L'entretien global annuel.....	77
Tableau III.15 : Le coût global annuel.....	78

## **Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro.**

Tableau IV.1: Résultats appliquée par la méthode simplifiée.....	91
Tableau IV.2: Comparaison entre le calcul et Psys Le système autonome avec stockage.....	101
Tableau IV.3: Comparaison entre le calcul et Psys Le système raccordé au réseau.....	102
Tableau IV.4: la radiation solaire moyenne.....	106
Tableau IV.5 : Résultats pour HOMER Pro.....	109
Tableau IV.6 : Résultat pour les prévisions de système PV.....	116
Tableau IV.7 : Résultats pour HOMER Pro de Site partiellement raccordé aux réseaux.....	117
Tableau IV.8 : Résultat pour les prévisions de Site partiellement raccordé aux réseaux.....	124

# Liste figures

## Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques

Figure I.1: Cellule photovoltaïque.....	4
Figure I.2: Principe de l'effet photovoltaïque.....	5
Figure I.3 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	6
Figure I.4: Modèle de cellule photovoltaïque idéale.....	7
Figure I.5 : Modèle de la cellule photovoltaïque réelle.....	8
Figure I.6 : Différentes technologies des cellules photovoltaïques.....	9
Figure I.7: Schéma des cellules photovoltaïques associées en série.....	10
Figure I.8: Schéma des cellules photovoltaïques associées en parallèle.....	11
Figure I.9 : Panneau photovoltaïque.....	13
Figure I.10 : Caractéristique $P=f(V)$ du panneau solaire pour différents ensoleillements $G$ à une température $T = 25^{\circ}C$ .....	14
Figure I.11 : Caractéristique $I = f(V)$ du panneau solaire pour différents ensoleillements $G$ à une température $T = 25^{\circ}C$ .....	14
Figure I. 12 Caractéristique $P = f(V)$ du panneau solaire pour différentes Températures $T$ à un ensoleillement $G = 1000w/m^2$ .....	15
Figure I. 13 Caractéristique $I = f(V)$ du panneau solaire pour différentes Températures $T$ à un ensoleillement $G = 1000w/m^2$ .....	16
Figure I.14 : Principe de fonctionnement de la méthode P&O.....	17
Figure I.15: Organigramme de la méthode de perturbation et observation.....	18
Figure I.16: Principe de fonctionnement de l'algorithme INC.....	19
Figure I.17 : Organigramme de la méthode de l'incrément de conductance.....	20
Figure. I.18 : Schéma de principe d'un contrôleur flou.....	21
Figure I.19 : Allure des puissances avec les techniques MPPT (P&O, Inc. et CLF) aux Conditions STC.....	22

Figure I.20 : Schéma d'un générateur PV (GPV).....	23
Figure I.21 : Schéma d'un régulateur MPPT (75I15) .....	24
Figure I.22 : Principe de fonctionnement de la batterie.....	25
Figure I.23 : Principe de fonctionnement de l'onduleur.....	26
Figure I.24 : Principe de fonctionnement d'un Hacheur.....	27
Figure I.25 Schéma d'un module solaire avec protections.....	28
Figure I.26 : Schéma de principe d'installation de système autonome.....	29
Figure I.27 : Schème d'une installation photovoltaïque autonome avec stockage.....	30
Figure.I.28 : système PV partiellement raccordée au réseau.....	31
Figure I.29 : système photovoltaïque raccordée au réseau.....	32

### **Chapitre III : Application des méthodes de dimensionnement d'un système PV**

Figure III.1 : Localisation de la Ain sefra.....	45
--	----

### **Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »**

Figure IV.1 : Interface de logiciel PVSYST.....	79
Figure IV.2 : Etapes de simulation avec PVSYST.....	80
Figure IV.3 : Caractéristiques climatiques du site.....	81
Figure IV.4 : Trajectoire du soleil Ain sefra.....	81
Figure IV.5 : Orientation et inclinaison du système PV.....	82
Figure IV.6 : Schéma simplifié d'une installation PV autonome.....	83
Figure IV.7 : Schéma simplifié d'une installation PV raccordé au réseau.....	83
Figure IV.8: Besoins d'utilisateur Pour le système autonome.....	84
Figure IV.9: Besoins d'utilisateur Pour le système raccordé au réseau.....	85

Figure IV.10: Dimensionnement des batteries.....	<b>86</b>
Figure IV.11: Dimensionnement de panneaux et régulateur.....	<b>86</b>
Figure IV.12: Paramètres de simulation pour le système autonome avec stockage.....	<b>87</b>
Figure IV.13: Analyse énergétique pour le système autonome avec stockage.....	<b>88</b>
Figure IV.14: Diagramme de perte dans le système autonome avec stockage.....	<b>89</b>
Figure IV.15: Schéma de branchement de système autonome avec stockage.....	<b>90</b>
Figure IV.16 : Diagramme d'entrée/sortie journalier du système PV.....	<b>90</b>
Figure IV.17: Schéma de branchement de système autonome avec stockage.....	<b>91</b>
Figure IV.18: Schéma 3D avec ombrage du système autonome avec stockage.....	<b>92</b>
Figure IV.19: Trajectoire du soleil avec différents ombrages.....	<b>93</b>
Figure IV.20: rapport de simulation entre site sans ombrage et avec ombrage.....	<b>93</b>
Figure IV.21: Paramètres de simulation par la méthode simplifiée (PVSYST).....	<b>94</b>
Figure IV.22 : Dimensionnement de panneaux et onduleur.....	<b>95</b>
Figure IV.23 : Diagramme énergie d'entrée/sortie journalier du système PV et injectée dans le réseau.....	<b>96</b>
Figure IV.24: Paramètres de simulation pour le système raccordé au réseau.....	<b>97</b>
Figure IV.25 : Analyse énergétique pour le système raccordé au réseau.....	<b>98</b>
Figure IV.26: Diagramme de perte dans le système raccordé au réseau.....	<b>99</b>
Figure IV.27: les différents cas de puissance injectée dans le réseau.....	<b>100</b>
Figure IV.28: l'interface de logiciel HOMER Pro.....	<b>103</b>
Figure IV.29: Architecture du système autonome avec stockage.....	<b>104</b>
Figure IV.30: Architecture du système partiellement injecté au réseau avec stockage.....	<b>105</b>
Figure IV.31: le module PV.....	<b>105</b>
Figure IV.32: la variation de l'irradiation solaire moyenne et journalière.....	<b>106</b>
Figure IV.33: Caractéristique de l'onduleur (Convertir).....	<b>107</b>
Figure IV.34 : Caractéristique de batterie.....	<b>107</b>
Figure IV.35: le réseau de site (Grid).....	<b>108</b>
Figure IV.36: Architecture du système.....	<b>110</b>
Figure IV.37: l'énergie solaire global.....	<b>111</b>

Figure IV.38 : l'énergie solaire incidente du champs PV.....	<b>111</b>
Figure IV.39 : la production électrique totale mensuelle.....	<b>112</b>
Figure IV.40 : le profil de la température ambiante annuelle.....	<b>112</b>
Figure IV.41 : la température ambiante journalière.....	<b>113</b>
Figure IV.42: Profil de charge annuel.....	<b>113</b>
Figure IV.43: Profil de charge journalier, suivant les saisons.....	<b>114</b>
Figure IV.44: Etat de charge mensuelle et Evolution journalière de l'état de charge des batteries.....	<b>115</b>
Figure IV.45 : Indications puissance de l'onduleur.....	<b>115</b>
Figure IV.46 : le cout de système par Homer.....	<b>116</b>
Figure IV.47: Architecture du système partiellement raccordé aux réseaux.....	<b>118</b>
Figure IV.48: la production électrique totale mensuelle.....	<b>119</b>
Figure IV.49: Profil de charge annuel.....	<b>120</b>
Figure IV.50 : Profil de charge journalier, suivant les saisons.....	<b>120</b>
Figure IV.51: Etat de charge mensuelle et Evolution journalière de l'état de charge des batteries.....	<b>121</b>
Figure IV.52 : Indications puissance de l'onduleur.....	<b>122</b>
FigureIV.53 : Indications puissance du réseau.....	<b>123</b>
Figure IV.54 :la puissance de l'achats de réseau et la pénétration renouvelable.....	<b>123</b>

## Abreviations

---

### ABREVIATIONS

**PV** : photovoltaïque.

**Si** : silicium.

**Rsh**: La résistance parallèle.

**RS** : La résistance série.

**I<sub>od</sub>**: Le courant de saturation inverse de la diode.

**V<sub>d</sub>**: La tension aux bornes de la diode.

**K** : Constant de Boltzmann.

**V<sub>t</sub>**: Potentielle thermique.

**I** : Le courant fourni par la cellule.

**I<sub>ph</sub>** : Le photo-courant dépendant de l'éclairement.

**I<sub>o</sub>** : Le courant de saturation de la diode.

**N<sub>p</sub>** : Nombre des cellules en parallèle.

**I<sub>ccN<sub>p</sub></sub>** : La somme des courants de court-circuit de cellule en parallèle.

**I<sub>cc</sub>** : courant de court-circuit de 1 cellules.

**N<sub>s</sub>** : Nombre des cellules en série.

**V<sub>coN<sub>s</sub></sub>**: La somme des tensions en circuit ouvert de N<sub>s</sub> cellules en série.

**V<sub>co</sub>** : Tension du circuit ouvert de 1 cellule.

**V<sub>oc</sub>** : La tension de circuit ouvert.

**FF** : Facteur de forme.

**η** : Le rendement de conversion d'une cellule PV.

**P<sub>i</sub>** : puissance d'éclairement reçue par unité de surface.

## Abreviations

---

**S** : surface de la cellule photovoltaïque.

**STC** : Les conditions standard de qualification des modules PV.

**MPPT** : Recherche de point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracker).

**P&O** : Technique de perturbation et d'observation.

**Inc** : Méthode de l'Incrément de conductance.

**P** : La puissance.

**CLF** : le contrôleur par logique floue.

**AC** : alternative courante.

**Ir** : l'irradiation journalière reçue par le capteur PV.

$E_{cj}$  : besoins journaliers (Wh/j).

**Pch** : Puissance crête de l'installation.

**PM** : Puissance crête d'un module.

**N<sub>PPV</sub>** : Nombre de *panneaux* à installer.

**N<sub>ps</sub>** : Nombre des panneaux connectés en série.

**N<sub>pp</sub>** : Nombre des panneaux connectés en parallèle.

**VPV** : Tension du générateur PV.

**VU** : Tension nominale unitaire.

**Cns** : La capacité nominale de l'installation en (Ah).

**Cb** : Capacité nominale d'une seule batterie en (Ah).

**EC** : Energie consommée en (Wh).

**Nj** : Nombre de jours d'autonomie.

**DOD** : Profondeur de décharge en maximale.

## Abreviations

---

**$N_{bs}$**  : Nombre des batteries en série.

**$N_{bp}$**  : Nombre des batteries en parallèle.

**VCO** : La tension de circuit ouvert.

**ICC** : Courant de court-circuit.

**R** : La résistance du câble.

**$\rho$**  : Résistivité propre du matériau.

**L** : Longueur du câble.

**S** : Section du câble.

**I<sub>max</sub>** : Courant maximal.

**$\Delta V$**  : Chute de tension.

**S<sub>p</sub>** : la surface de panneau.

**S<sub>n</sub>** : La surface nécessaire.

**L** : La longueur.

**$l$**  : La largeur.

**V<sub>ond</sub>** : La tension maximale de l'onduleur.

**I<sub>ond</sub>** : Courant maximale de l'onduleur.

**P<sub>ond</sub>** : La puissance nominale de l'onduleur.

**CTot** : Le coût d'investissement initial total de l'installation.

**ATot** : Le coût de l'amortissement annuel total de l'installation.

**ETot** : Le coût de l'entretien annuel total de l'installation.

**CGA** : Le coût global annuel.

A blue graphic element resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip extending to the right. The top corners are rolled up, and the bottom corners are rounded. The text is centered on the horizontal strip.

# **Introduction générale**

# Introduction générale

---

## Introduction générale

L'Algérie bénéficie d'une grande potentialité par rapport au reste du monde dans divers types d'énergies (énergies renouvelables et non renouvelables). Parmi les énergies renouvelables dont dispose l'Algérie un gisement solaire très important.

Le soleil est une source importante d'énergie, et sa lumière est la plus grande source d'énergie sur la terre, La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique constitue le processus photovoltaïque. Il est réalisé à travers des panneaux PV qui sont eux-mêmes l'association de cellules PV.

Pour améliorer la production des systèmes PV on se base sur des critères de dimensionnement par les différentes méthodes analytiques et par logiciel. Pour cela on peut poser la question suivante : quelles sont les différentes méthodes de dimensionnement d'un système PV ?

L'objectif de ce travail est de savoir les différentes méthodes analytiques tout en les comparant avec la méthode de la simulation par logiciel PVSYST et Homer.

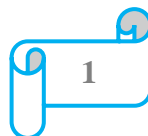
Ce travail est divisé en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, nous présenterons la vue d'ensemble des systèmes photovoltaïques, les principes de fonctionnement, les différentes technologies de cellules photovoltaïques, les méthodes de protection des générateurs photovoltaïques pour les systèmes photovoltaïques, et les différents types de systèmes photovoltaïques et d'équipements pour les systèmes photovoltaïques.

Dans Le deuxième chapitre, nous décrivons les différentes méthodes analytiques utilisées pour dimensionner les systèmes PV.

Dans Le troisième chapitre nous appliquerons le dimensionnement des systèmes PV aux systèmes isolés et partiellement connectés au réseau par trois méthodes (méthode simplifiée, méthode de la moyenne annuelle et méthode du mois le plus défavorable).

Le quatrième chapitre, présente les résultats de simulation des logiciels "HOMER Pro" et "PVSYST" pour les systèmes isolés et les systèmes partiellement en réseau, et les compare aux trois méthodes d'analyse.



## Introduction générale

---

Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion générale.



# **Chapitre I :**

# **Généralités sur les systèmes photovoltaïques**

## **I.1 Introduction**

Le terme « photovoltaïque » souvent abrégé par raccourci « PV », a été formé à partir de deux mots « photo » un mot grec signifiant lumière et « Volta » le nom du physicien italien Alessandro Volta qui a inventé la pile électrique en 1800.

L'énergie solaire PV provient de la conversion directe de l'énergie provenant des photons, comprise dans le rayonnement solaire, en énergie électrique.[1]

Le soleil est l'origine de toute forme d'énergie sur terre, que ce soit pour les énergie conventionnelles d'origine fossile comme les hydrocarbures ou pour les énergies renouvelables dont les plus importantes sont le solaire, l'éolien et la biomasse.[2]

Dans ce chapitre, nous effectuons un rappel sur le système PV.

## **I.2. Cellule solaire photovoltaïque à base de Si**

Une cellule PV est composée de deux types de matériaux semi-conducteurs, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit d'électrons. Ces deux parties sont respectivement dites « dopées » de type n et de type p. Le dopage des cristaux de silicium consiste à leur ajouter d'autres atomes pour améliorer la conductivité du matériau.

Un atome de silicium compte 4 électrons périphériques. L'une des couches de la cellule est dopée avec des atomes de phosphore qui, eux, comptent 5 électrons (soit 1 de plus que le silicium). On parle de dopage de type n comme négatif, car les électrons (de charge négative) sont excédentaires. L'autre couche est dopée avec des atomes de bore qui ont 3 électrons (1 de moins que le silicium). On parle de dopage de type p comme positif en raison du déficit d'électrons ainsi créé. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p [3]

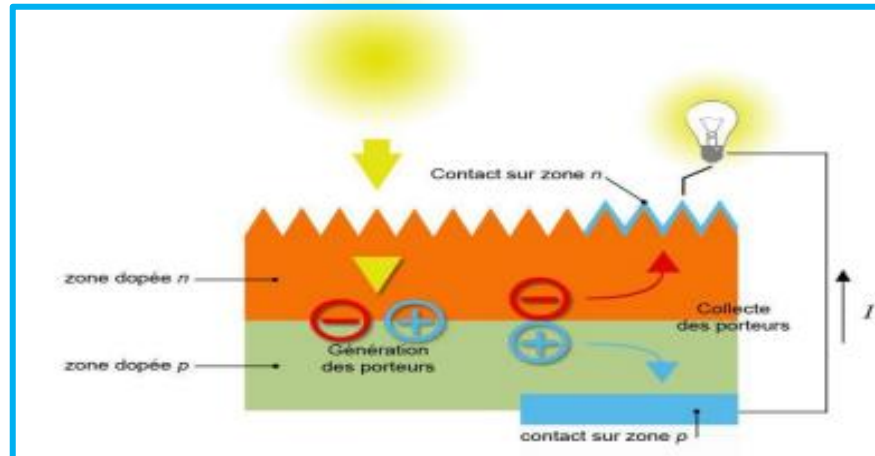


Figure I.1: Cellule photovoltaïque [3]

### I.2.1. L'effet photovoltaïque

L'effet PV se manifeste quand un photon est absorbé dans un matériau composé de semi-conducteurs dopés p (positif) et n (négatif), dénommé comme jonction p-n (ou n-p). Sous l'effet de ce dopage, un champ électrique est présent dans le matériau de manière permanente (comme un aimant possède un champ magnétique permanent).

Quand un photon incident (grain de lumière) interagit avec les électrons du matériau, il cède son énergie à l'électron qui se retrouve libéré de sa bande de valence et subit donc le champ électrique intrinsèque. Sous l'effet de ce champ, l'électron migre vers la face supérieure laissant place à un trou qui migre en direction inverse. Des électrodes placées sur les faces supérieure et inférieure permettent de récolter les électrons et de leur faire réaliser un travail électrique pour rejoindre le trou de la face inférieure [1].

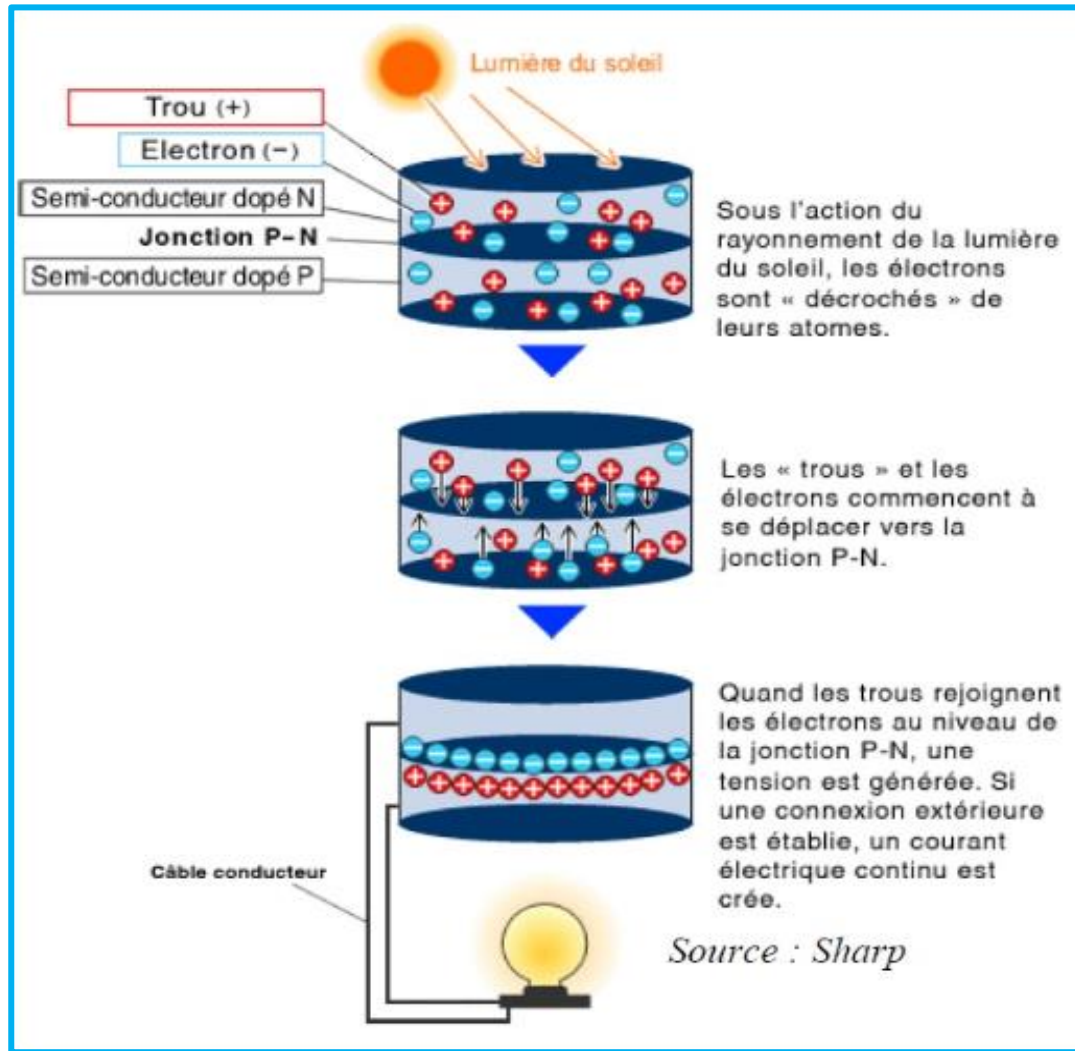


Figure 1.2: Principe de l'effet photovoltaïque [4]

### I.3. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

La figure (I.3) présente le schéma équivalent d'une cellule PV sous éclairage. Il correspond à un générateur de courant  $I_{ph}$  monté en parallèle avec une diode.

Deux résistances parasites sont introduites dans ce schéma. Ces résistances ont une certaine influence sur la caractéristique  $I = f(v)$  de la cellule :

- La résistance montée en série ( $R_s$ ) représente la résistance de contact et de Connexion.
- La résistance shunt ( $R_{sh}$ ) montée en parallèle représente le courant de fuite.
- Une diode en parallèle qui modélise la jonction PN. [5]

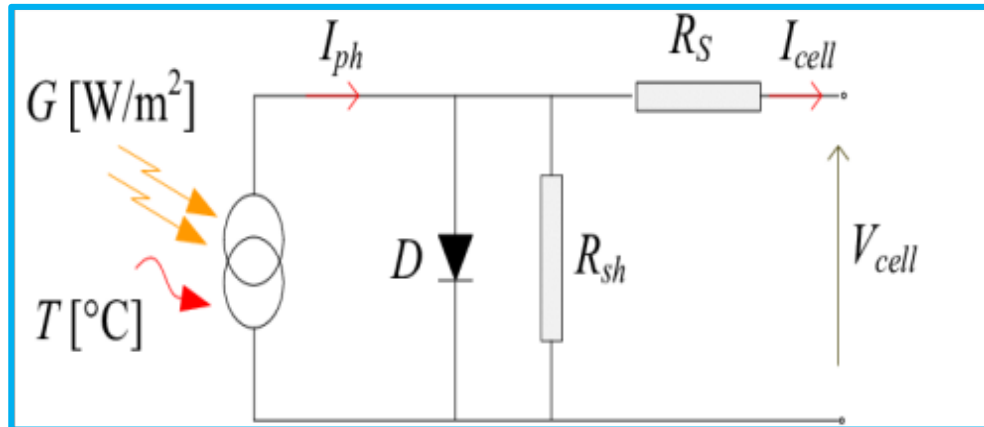


Figure I.3 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque [5].

Le rôle de chaque composant électrique :

- ✓ **Générateur de courant  $I_p$**  : il délivre le courant  $I_{ph}$  correspondant au Photon généré.
- ✓ **La diode  $D$**  : modélise la jonction PN.
- ✓ **La résistance série  $R_S$**  : La résistance série caractérise les pertes par effets Joule de la résistance propre du semi-conducteur et les pertes à travers les Grilles de collectes et les mauvais contacts ohmiques de la cellule. Les contacts Semi-conducteurs électrodes à résistance élevée abaissent appréciablement la Tension et le courant de sortie ce qui va limiter le rendement de conversion.
- ✓ **La résistance parallèle  $R_{sh}$**  : La résistance parallèle (shunt) caractérise les Pertes par recombinaison des porteurs dues aux défauts structuraux du Matériau, épaisseurs des régions N et P et de la zone de charge et d'espace.  
L'existence de fissures et de défauts de structures complexes devient le siège de phénomène physique assimilable aussi à une résistance parallèle  $R_{sh}$ . [5]

### I.3.1. La modélisation d'une cellule photovoltaïque

#### I.3.1.a. Modèle idéal

Une cellule PV peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant  $I_{ph}$  proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une

diode figure (I.4) qui correspond à l'aire de transition p-n de la cellule PV. D'après la loi de nœud [6] :

$$I = I_{ph} - I_d \tag{I.1}$$

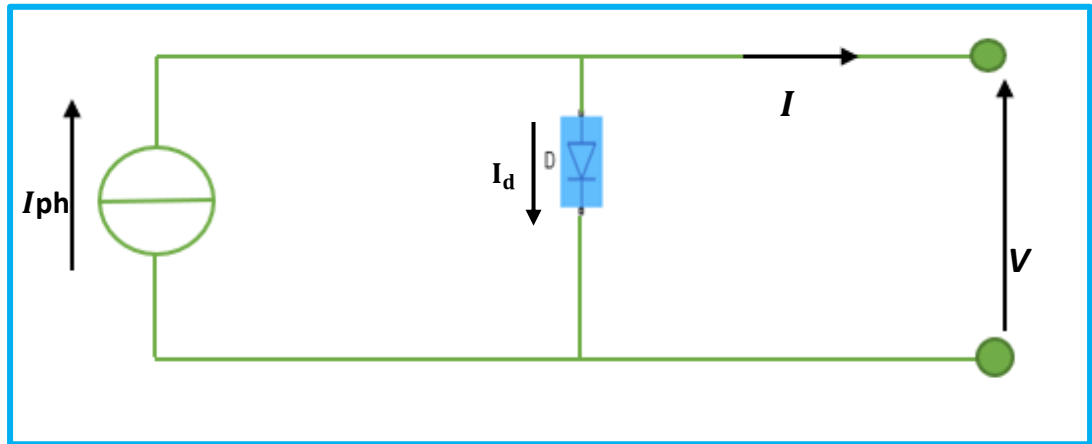


Figure I.4: Modèle de cellule photovoltaïque idéale.

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode :

$$V = V_d \tag{I.2}$$

La diode étant un élément non linéaire est donnée par la relation :

$$I_d = I_{od} \cdot \left( e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \tag{I.3}$$

$I_{od}$  : Le courant de saturation inverse de la diode.

$V_d$  : La tension aux bornes de la diode.

$V_t = \frac{KT}{q}$  Potentielle thermique.

$K$ : Constant de Boltzmann,  $k = 1.380649 \times 10^{-21}$  J/K.

Donc la relation devient:

$$I_d = I_{ph} - I_{od} \cdot \left( e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \tag{I.4}$$

I.3.1.b. Modèle réel

Le modèle PV précédent ne prenait pas en compte tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série  $R_s$  et les courants de fuite par une résistance en parallèle  $R_{sh}$  [6] :

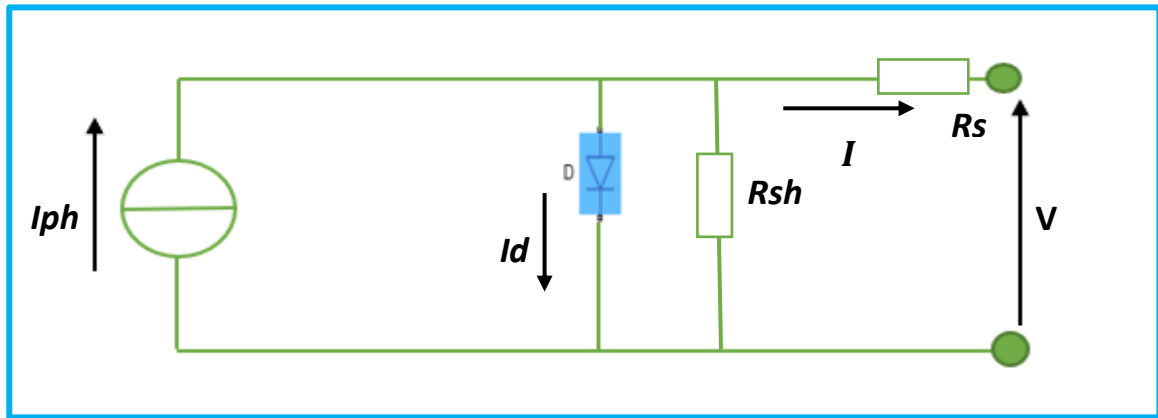


Figure I.5 : Modèle de la cellule photovoltaïque réelle.

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \tag{I.5}$$

$$I_{sh} = \left( \frac{v + R_s \cdot I}{R_{sh}} \right) \tag{I.6}$$

$$I_d = I_o \cdot \left( e^{\left( \frac{v_d}{v_t} \right)} - 1 \right) \tag{I.7}$$

**I:** Le courant fourni par la cellule.

**I<sub>p</sub>:** Le photo-courant dépendant de l'éclairement.

**I<sub>o</sub> :** Le courant de saturation de la diode.

**R:** Résistance en série.

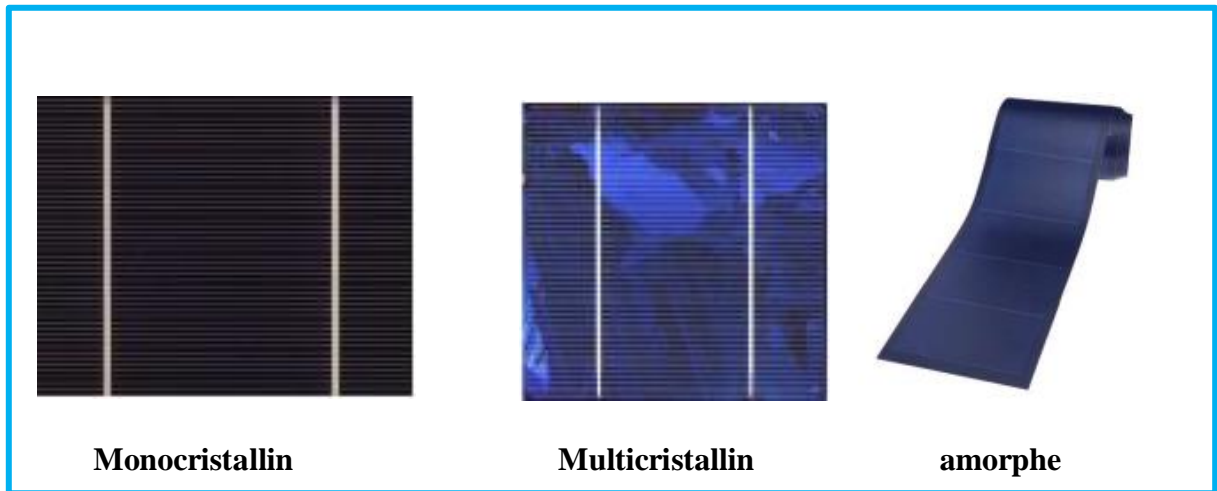
**R<sub>s</sub>:** Résistance en parallèle.

Donc la relation dérivante :

$$I = I_{ph} - I_o \cdot \left( e^{\left( \frac{v_d}{v_t} \right)} - 1 \right) - \left( \frac{v + R_s \cdot I}{R_{sh}} \right) \tag{I.8}$$

**I.4. Différentes technologies des cellules photovoltaïques**

Il existe trois technologies principales des cellules solaires à base de silicium : cellule en silicium monocristallin, multi cristallin et cellule en silicium amorphe avec une quatrième technologie qui consiste à la mise en contact des deux matériaux, appelé cellule hétérojonction, elle est reçue par dépôt de silicium amorphe hydrogéné ultrafines sur le substrat cristallin (mono et poly), chaque type de cellules à un rendement et un coût [7].



**Figure I.6 :** Différentes technologies des cellules photovoltaïques [8].

Le tableau suivant résume les principaux avantages et inconvénients et rendement de différentes catégories des cellules :

**Tableau I.1** Avantages et inconvénients des cellules solaires à base de silicium [7].

Matériau de Cellule	Rendement	Avantages	Inconvénients	Principales utilisations
<b>Cellule en Silicium Amorphe</b>	Cette catégorie a un faible rendement (8% - 10% ; 13% en laboratoire)	Très faibles épaisseurs. Fonctionne avec un faible Éclairément et sous ombrage Partiel. Moins sensible aux températures élevées.	Rendement faible en plein soleil. Dégradation sous lumière (instabilité dite de Staebler-Wronski).	Appareils électroniques intégration dans le bâtiment

<p><b>Cellule en Silicium Monocristallin</b></p>	<p>C'est la cellule qui a le Meilleur rendement (12- 16% ; jusqu'à 23% en laboratoire)</p>	<p>Très bon rendement. Le plus retrouvé sur le Marché mondial</p>	<p>Coût élevé. Sensible à la température élevée.</p>	<p>Aérospatiale, modules pour Toits, façades</p>
<p><b>Cellule en Silicium Multicristallin</b></p>	<p>Cependant leur rendement est plus Faible : 11% - 14% (18% en laboratoire)</p>	<p>Bon rendement de conversion, environ 100 w/m<sup>2</sup>. Lingot moins cher à produire. Le moins sensible à la Température élevée. Adapté à la production</p>	<p>Rendement faible sous Un faible éclaircissement.</p>	<p>Dans les zones chaudes pour Toits, façades et générateurs.</p>

**I.4.1. Association des cellules photovoltaïques**

Les cellules PV peuvent être connectées en série ou en parallèle :

**Groupement en série :**

Par une association en série comme le montre la Figure "I.7", les cellules sont parcourues par le même courant, produisant une tension correspondant à la somme des tensions produites par chaque cellule.

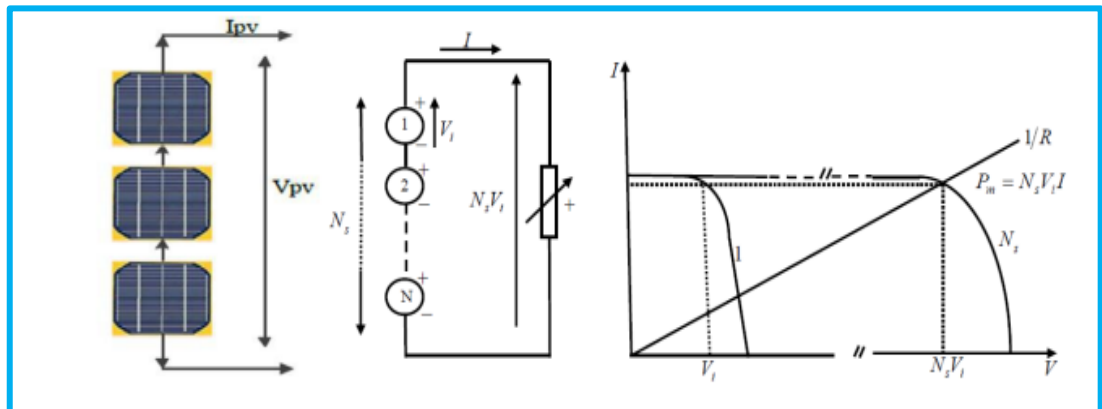


Figure I.7: Schéma des cellules photovoltaïques associées en série [9].

Alors  $N_s$  donne par l'équation suivante :

$$N_s = \frac{V_{coNs}}{V_{co}} \tag{I.9}$$

$N_s$  : Nombre des cellules en série.

$V_{coNs}$ : La somme des tensions en circuit ouvert de  $N_s$  cellules en série.

$V_{co}$  : Tension du circuit ouvert de 1 cellule.

**✚ Groupement en parallèle :**

Par association en parallèle comme indique dans la Figure « I.8», les cellules sont soumises à la même tension et le courant résultant correspond à la somme des courants générés par chaque cellule.

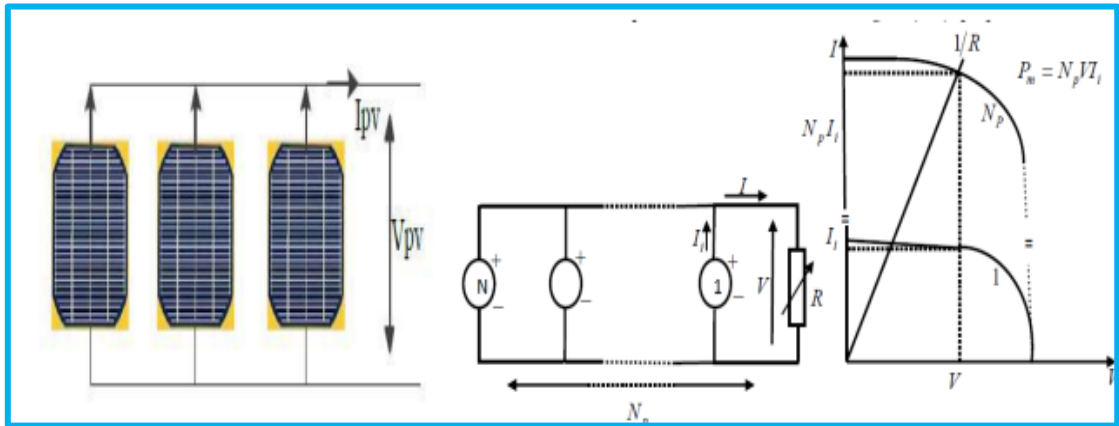


Figure I.8: Schéma des cellules photovoltaïques associées en parallèle [9].

Alors  $N_p$  donne par l'équation suivante :

$$N_p = \frac{I_{ccNp}}{I_{cc}} \tag{I.10}$$

$N_p$  : Nombre des cellules en parallèle.

$I_{ccNp}$ : La somme des courants de court-circuit de cellule en parallèle.

$I_{cc}$  : courant de court-circuit de 1 cellules.

## I.4.2. Les caractéristiques d'une cellule solaire

❖ **Le courant de court-circuit  $I_{cc}$  (pour  $V_{oc} = 0$ ) :**

Le courant de court-circuit  $I_{cc}$  : c'est le courant maximal généré par la cellule lorsqu'elle est soumise à un court-circuit  $V = 0$  pour un éclairage " plein soleil ", Il est directement proportionnel à l'énergie rayonnante reçue sur la surface de la cellule. On obtient sa valeur en branchant un ampèremètre aux bornes de la cellule. Puisque  $R_s \ll R_{sh}$  on peut mettre  $I_{cc} \approx I_{ph}$  [10].

❖ **La tension de circuit ouvert  $V_{oc}$  (pour  $I_{cc} = 0$ ) :**

La tension de circuit ouvert  $V_{oc}$  : c'est la tension aux bornes de la cellule sans charge où le courant généré  $I = 0$ . En négligeant le courant qui passe dans la résistance parallèle  $R_{sh}$ , le  $V_{oc}$ , s'obtient en branchant directement un voltmètre aux bornes de la cellule [7].

❖ **Facteur de forme, FF :**

Le facteur de remplissage (FF), (ou fill factor en Anglais) représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée  $P_{max}$  et la puissance formée par le rectangle  $I_{cc} \cdot V_{oc}$ , dans des conditions d'éclairage et de température donnés. Il est de l'ordre de 0.7 pour les cellules performantes, et il diminue avec la température [10], son expression est donnée par :

$$ff = \frac{V_m \cdot I_m}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad (I.11)$$

❖ **Le rendement de conversion d'une cellule PV :**

Le rendement d'une cellule est le rapport entre l'énergie électrique produite par cette cellule et l'énergie lumineuse (l'énergie du rayonnement) reçue sur la surface correspondante, c'est à dire le rapport :

$$\eta = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{P_i \cdot S} = \frac{FF \cdot V_{oc} \cdot I_{cc}}{P_i \cdot S} \quad (I.12)$$

$P_i$  : puissance d'éclairage reçue par unité de surface.

$S$  : surface de la cellule photovoltaïque.

## I.5. Le module photovoltaïque

Un module PV est l'ensemble des cellules choisies théoriquement identiques branchée en série ou en parallèle. Cette association doit être réalisée en respectant des critères précis, en raison des déséquilibres existant dans un ensemble de photopiles en fonctionnement. La puissance d'un module PV est exprimée en Watt crête, c'est une valeur donnée pour les Conditions STC. Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant pour une même tension [7].

### ✓ Les Conditions STC :

Les conditions standard de qualification des modules photovoltaïque sont :

- Un spectre AM 1.5.(avec  $AM = \frac{1}{\cos \phi}$ )  $\longrightarrow \phi = 48.2^\circ$ .
- Un éclairement de  $1000 \text{ W/m}^2$ .
- Une température de  $25^\circ\text{C}$ .

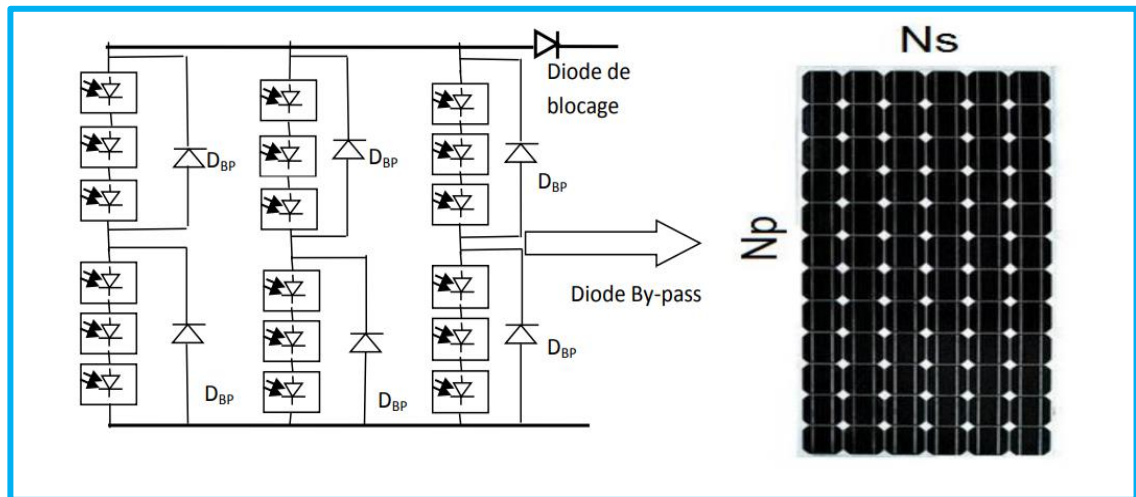


Figure I.9 : Panneau photovoltaïque [7].

### I.5.1. Effet du niveau d'éclairement sur le module photovoltaïque

La puissance produite par une cellule PV est proportionnelle par approximation avec l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface. Pour des ensoleillements variables et une température constante le courant  $I_{cc}$  est très influencé par le changement de l'ensoleillement alors que la tension  $V_{oc}$  est quasiment identique même à faible éclairement. La figure suivante représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension du premier panneau solaire fabriqué en Algérie CEM200M-72 en fonction de l'éclairement [7] :

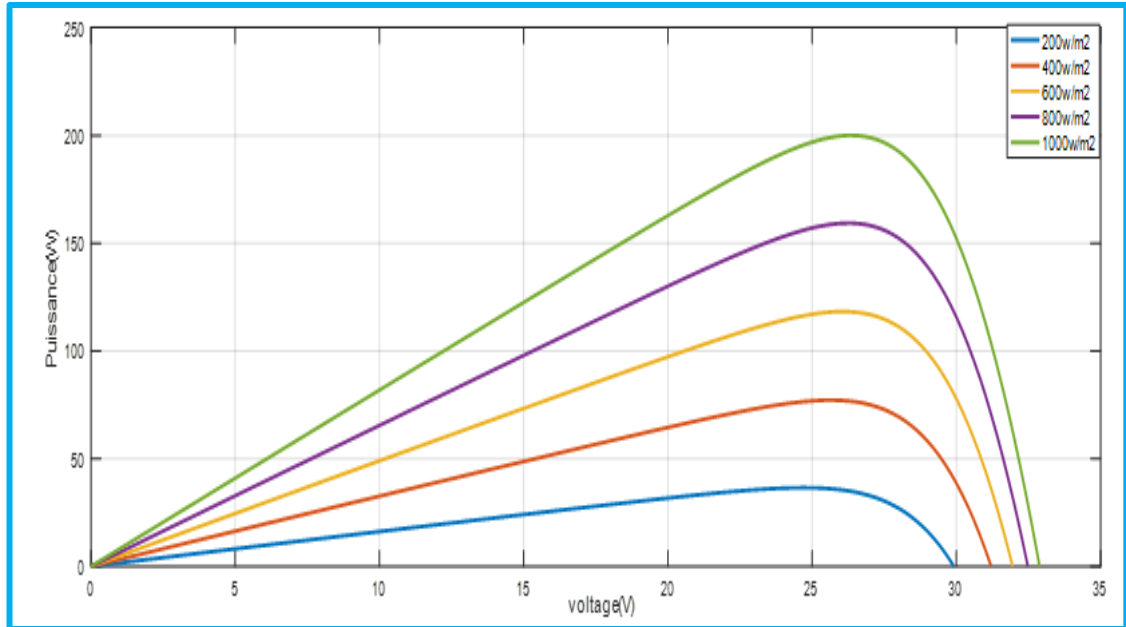


Figure I. 10 : Caractéristique  $P=f(V)$  du panneau solaire pour différents ensoleillements  $G$  à une température  $T = 25^{\circ}\text{C}$ .

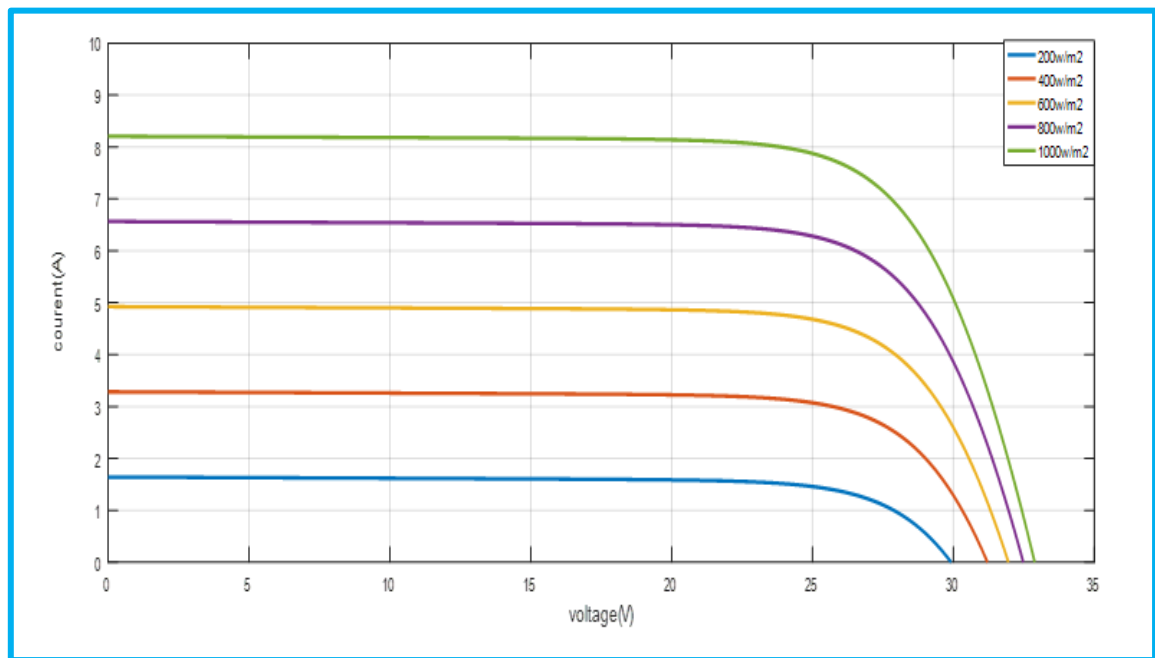
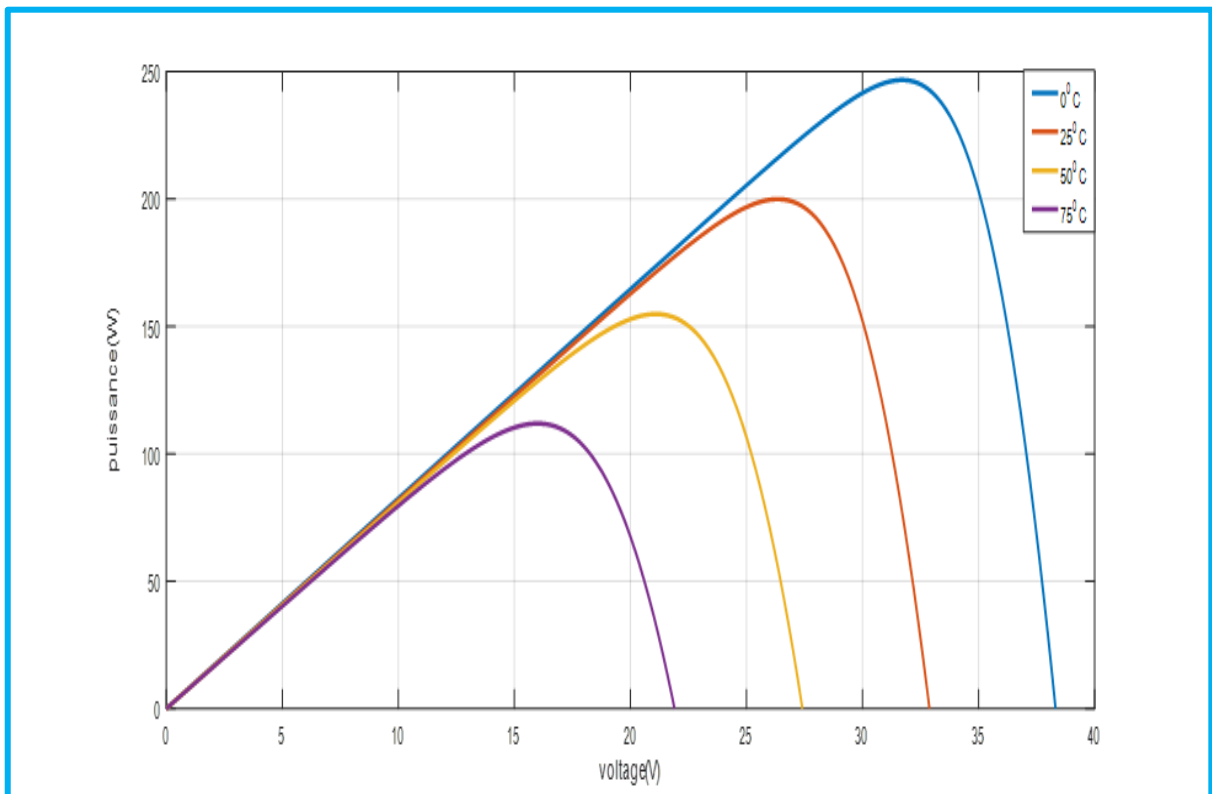


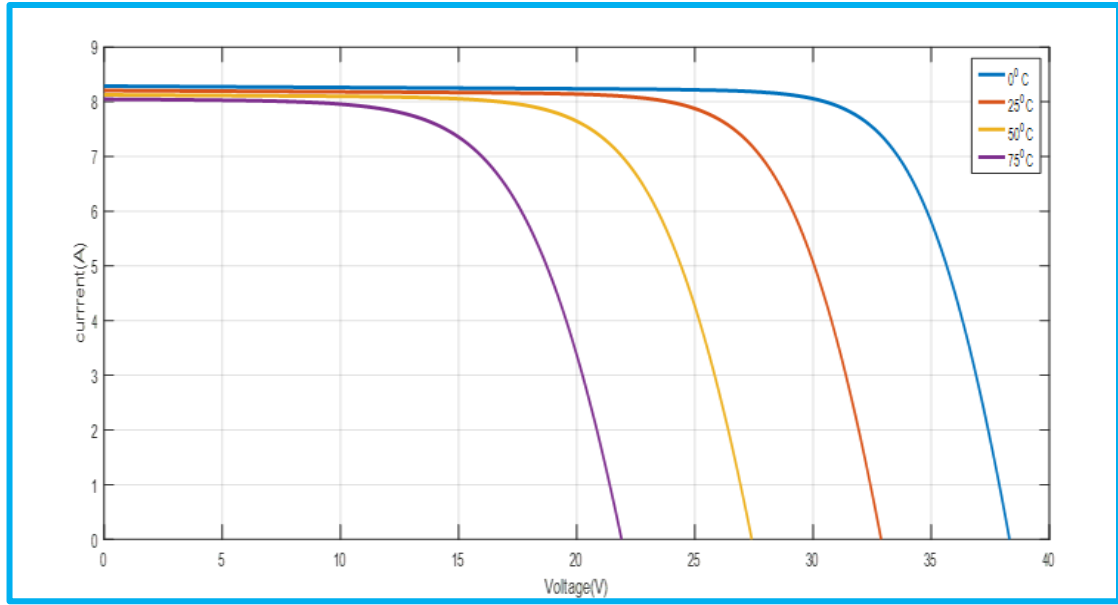
Figure I. 11 : Caractéristique  $I = f(V)$  du panneau solaire pour différents ensoleillements  $G$  à une température  $T = 25^{\circ}\text{C}$ .

**I.5.2. Effet de la température des cellules sur le module photovoltaïque**

La température du module est un paramètre important qui a une forte influence sur la tension à vide du module. Cependant, la variation de température du module est beaucoup plus impactée d'un point de vue tension que d'un point de vue courant. La tension à vide chute lorsque la température augmente [7].



**Figure I. 12** Caractéristique  $P = f(V)$  du panneau solaire pour différentes Températures  $T$  à un ensoleillement  $G = 1000\text{w}/\text{m}^2$ .



**Figure I. 13** Caractéristique  $I = f(V)$  du panneau solaire pour différentes Températures  $T$  à un ensoleillement  $G = 1000\text{w/m}^2$

## I.6 Techniques d'optimisation et de contrôle de puissance

Plusieurs algorithmes de recherche du point de puissance maximale (MPPT) sont proposés dans la littérature. Dans ce qui suit une synthèse des algorithmes de commande MPPT sera présentée ainsi que le choix des techniques à utiliser. Les résultats de simulation ainsi que ceux réalisés expérimentalement pour les techniques choisies seront résumés [10].

L'algorithme mis en œuvre dans les premières techniques MPPT date de 1968. Différents types d'algorithmes effectuant la recherche du PPM ont été publiés. Etant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, une classification des différentes MPPT existantes a été faite en les regroupant selon leurs principes de base. La classification, en plus du principe, s'est effectuée selon des critères comme la précision de la recherche ou sa rapidité pour en faire une évaluation comparative. Seuls les algorithmes qui semblent décrire une méthode de recherche spécifique sont reportés dans ce manuscrit et brièvement analysés [10].

### I.6.1. Techniques MPPT Classiques

Ce type de technique nécessite la connaissance de la tension ( $V_{pv}$ ) et du courant ( $I_{pv}$ ) aux bornes du GPV à tout instant. Pour cela, les mesures correspondantes doivent s'effectuer en

permanence au cours du temps pour pouvoir détecter en particulier le moment précis où se produit un changement de conditions de fonctionnement du GPV.

Parmi les nombreuses publications, les commandes MPPT classiques les plus citées sont :

- Commande « perturbe & observe (P&O) »
- Commande d'incrément de conductance (Inc.)

Dans les paragraphes suivants, la présentation des principes de ces méthodes sera faite :

### I.6.1.1 Technique de perturbation et d'observation P&O :

La méthode P&O est aujourd'hui largement utilisée de par sa facilité d'implémentation, cependant elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM qu'elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du PPM doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation. Cependant, une faible valeur d'incrément ralentit la recherche du PPM, il faut donc trouver un compromis entre la précision et la rapidité. Ce qui rend cette commande difficile à optimiser [11].

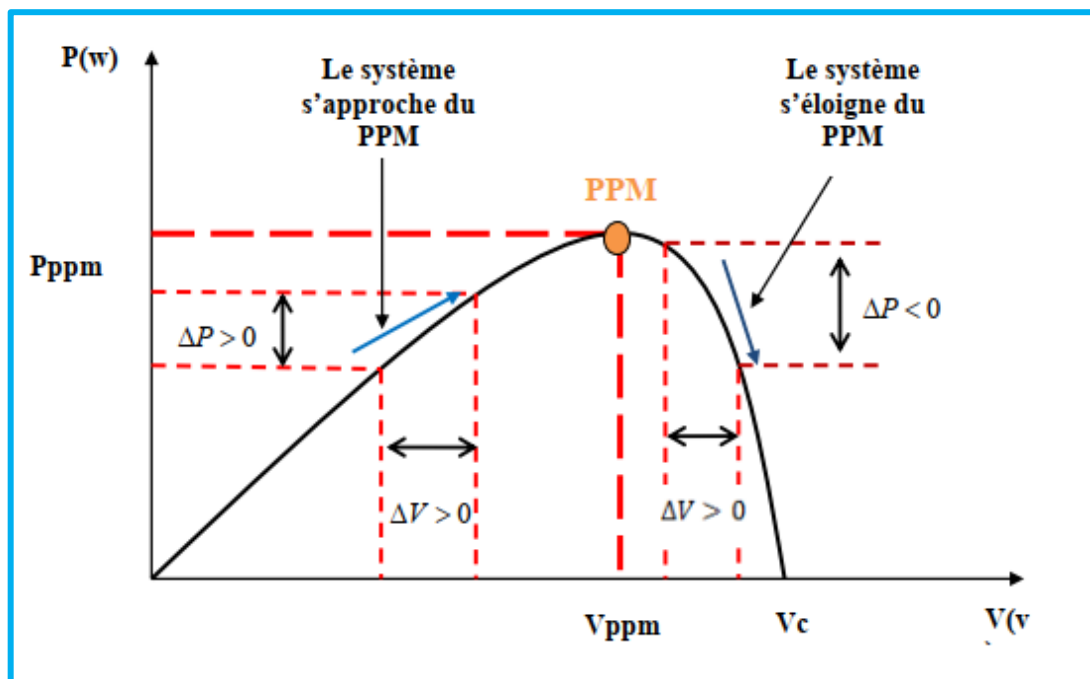


Figure I.14 : Principe de fonctionnement de la méthode P&O [11].

La figure (I-15) représente l'algorithme de la méthode P&O :

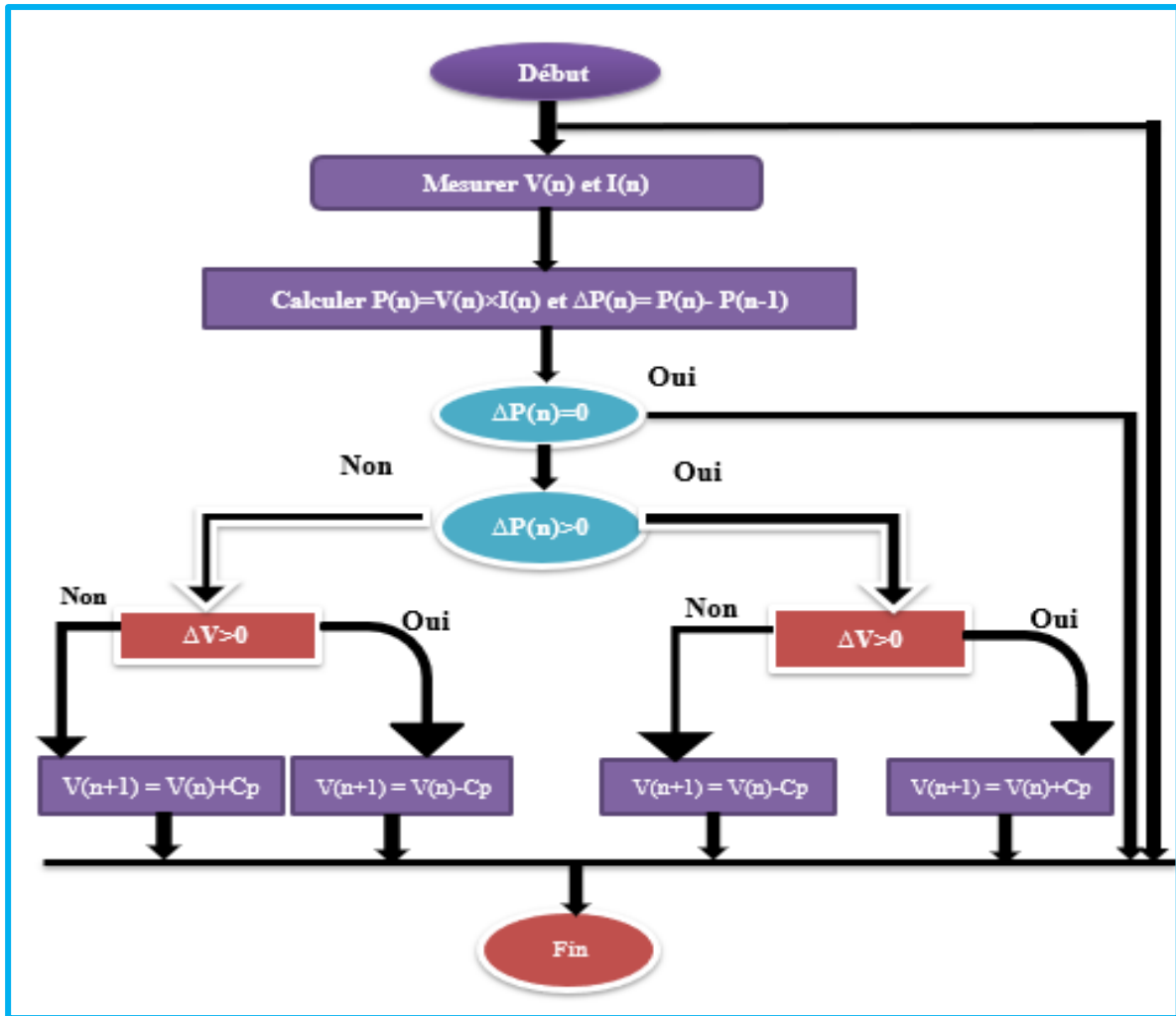


Figure I.15: Organigramme de la méthode de perturbation et observation.

### I.6.1.2 Méthode de l'Incrément de conductance (INC)

Pour rechercher les PPM, cette autre technique se base sur la connaissance de la variation de conductance du GPV et des conséquences sur la position du point de fonctionnement par rapport à un-PPM. La dérivée de la puissance de sortie du panneau est calculée en fonction de la tension  $V$  et sa différence  $dV$  et du courant  $I$  et sa différence  $dI$ .

Cette dérivée est nulle au point de puissance maximale, positive à gauche du point MPP et négative à droite. [11]

La puissance du panneau solaire est donnée par :

$$P = I \cdot V \tag{I.13}$$

La dérivé partielle  $\frac{dp}{dv}$  est donnée par :

$$\frac{dV}{dP} = I + \frac{dI}{dv} \tag{I.14}$$

$$\frac{1}{V} \frac{dP}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \tag{I.15}$$

On définit la conductance de la source  $G = \frac{I}{V}$  et l'incrémentale conductance  $\Delta G = \frac{dI}{dV}$ .

- ✚ Si  $\frac{dp}{dv} > 0$ , le point de fonctionnement est sur la gauche de PPM.
- ✚ Si  $\frac{dp}{dv} = 0$ , le point de fonctionnement est sur PPM.
- ✚ Si  $\frac{dp}{dv} < 0$ , le point de fonctionnement est sur la droite du PPM.

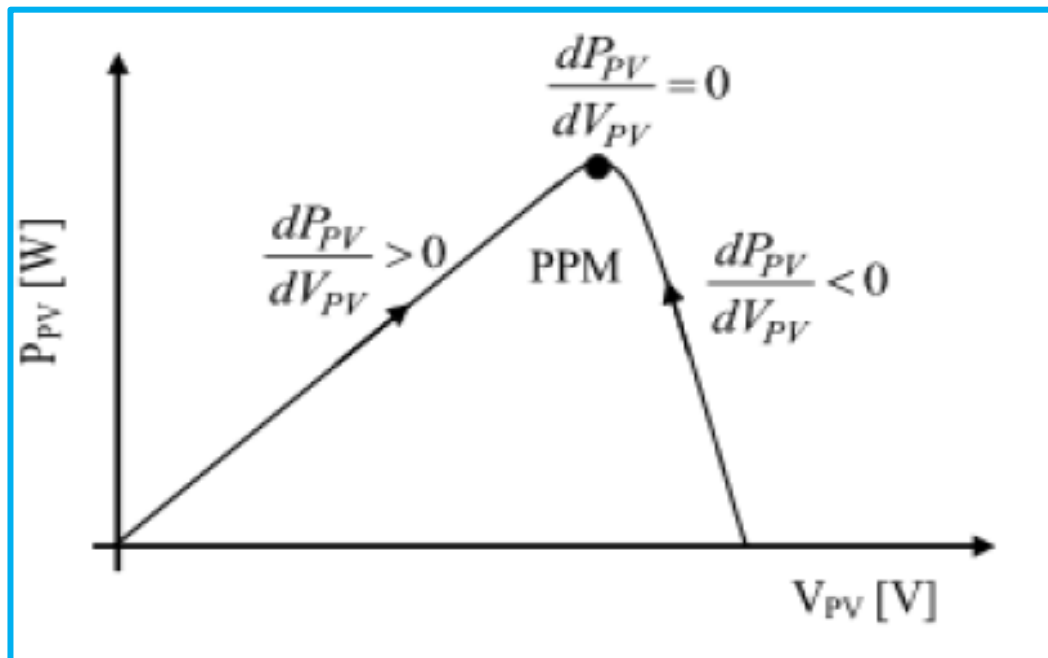
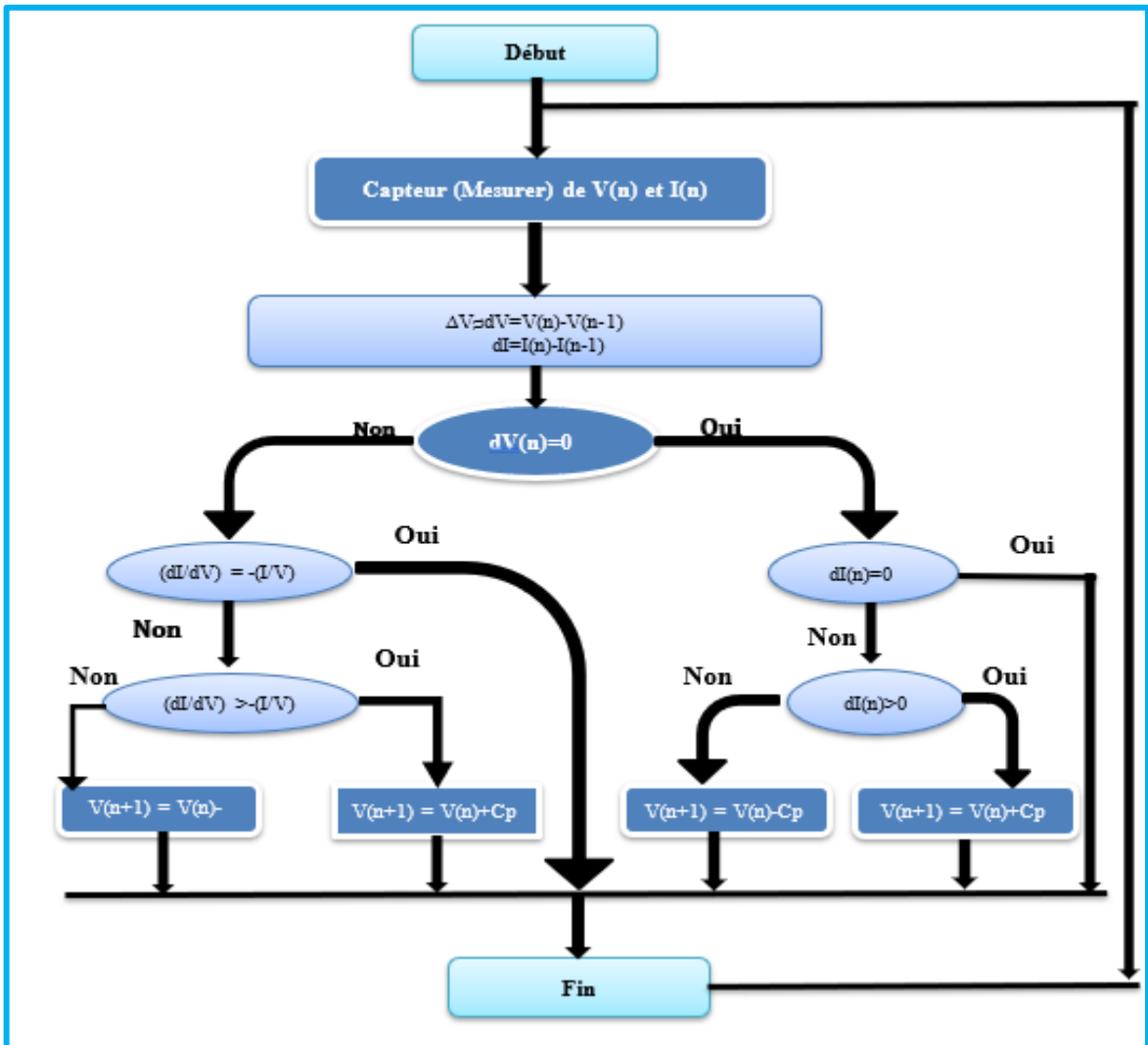


Figure I.16: Principe de fonctionnement de l'algorithme INC

L'organigramme de cette méthode est illustré sur la **figure I-17**

**C<sub>p</sub>** : le pas d'incrémentation du rapport :  $C_p = V_{n+1} - V_n$ .



**Figure I.17** : Organigramme de la méthode de l'incrément de conductance.

### I.6.2. Algorithme basé sur le contrôleur par logique floue (CLF)

N'étant pas nécessairement vraies ou fausses, les informations vagues, imprécises ou approximatives sont mieux décrites avec la logique floue qu'avec la logique conventionnelle.

L'utilisation de la logique floue pour les techniques MPPT semble être adéquate, par rapport à la variation de l'ensoleillement et de la température de jonction, cette variation entraîne une imprécision lors de la recherche du point de puissance maximum [10].

La logique floue autorise un changement graduel ou des états intermédiaires dans le passage d'un état à un autre. Elle permet aussi une appartenance partielle d'un élément dans une classe donnée ainsi qu'une infinité de niveaux comprise entre 0 et 1. La logique floue représente une généralisation de la logique booléenne [10].

L'algorithme CLF est principalement composé de trois étapes qui sont : la fuzzification, le moteur d'inférence et la défuzzification:

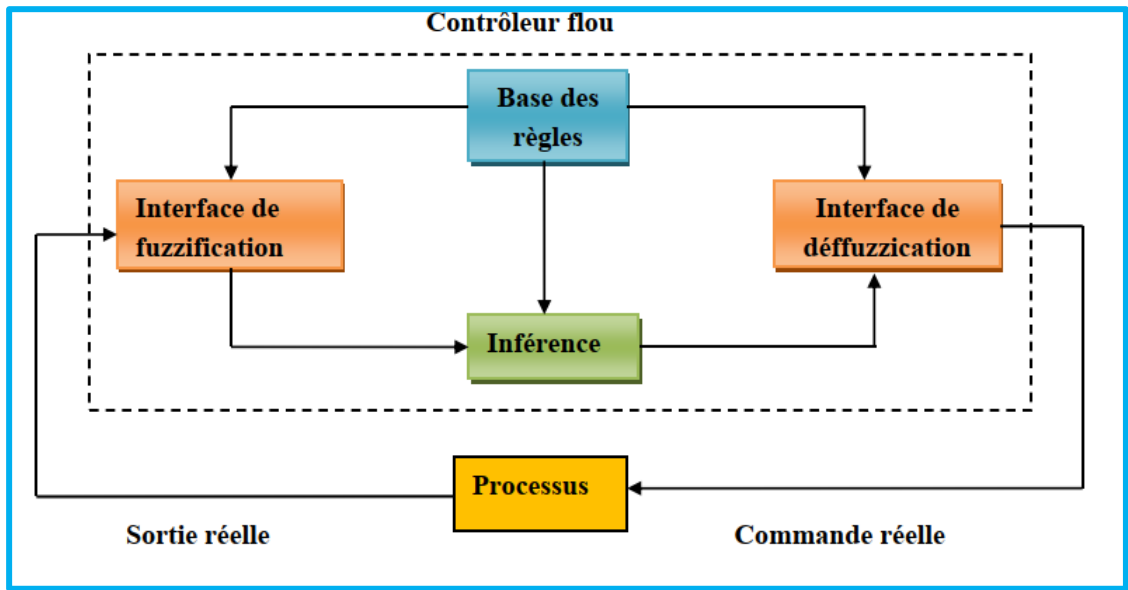


Figure. I.18 : Schéma de principe d'un contrôleur flou [10].

Toutefois, les systèmes flous utilisent une approche très différente des systèmes conventionnels. Un système flou vise plutôt à la modélisation du comportement d'un opérateur humain pouvant gérer le processus. Cette approche permet de simuler le comportement humain, elle est simple et très efficace. Le système du CLF basé sur la commande MPPT est composé de deux entrées qui sont l'erreur (E) et la variation de l'erreur (CE). A tout instant k donné, l'erreur et la variation de l'erreur sont calculés par les relations Suivantes [10] :

$$E(k) = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)} \tag{I.16}$$

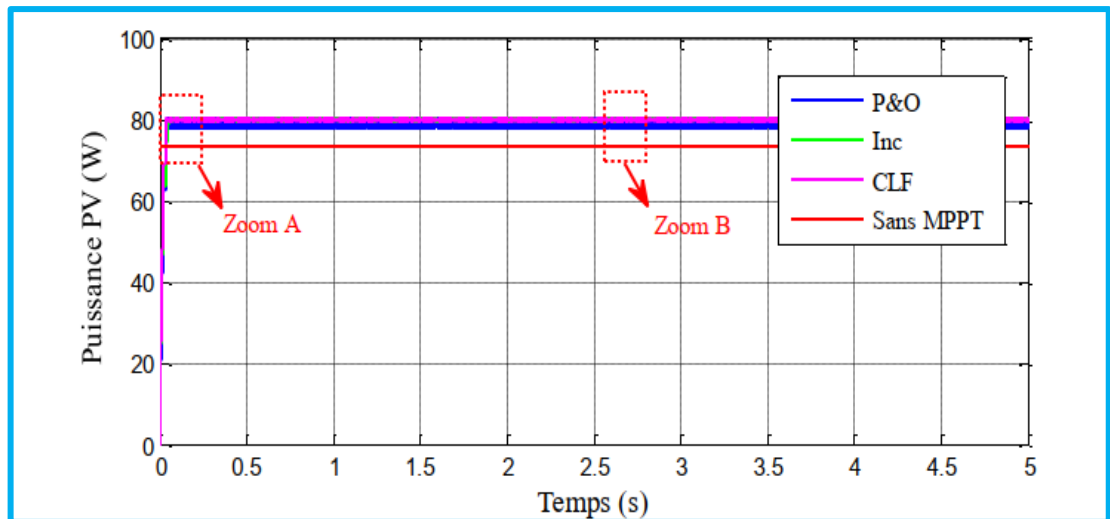
$$CE(k) = E(k) - E(k - 1) \tag{I.17}$$

Parmi les nombreuses commandes MPPT existantes, un choix de trois commandes a été fait. Deux commandes classiques dont la méthode de perturbation et d'observation P&O et la

commande incrémentale de conductance Inc. ainsi qu'une commande intelligente de contrôle par logique floue CLF ont été sélectionnées.

**Comparaison entre les trois techniques (P&O, Inc. et CLF)**

- Le choix de la stratégie de commande MPPT à utiliser est important dans un système PV.
- Une comparaison entre les trois techniques (P&O, Inc. et CLF) ainsi que sans l'utilisation d'une commande ont été effectuée en simulation dans des conditions de fonctionnement STC.
- Le temps de réponse : qui est le temps que met le système pour atteindre le régime permanent : sera calculé dans ce qui suit.



**Figure I.19 :** Allure des puissances avec les techniques MPPT (P&O, Inc. et CLF) aux Conditions STC [10].

**Tableau I.2** Calcul du temps de réponse les techniques MPPT en simulation [10].

Algorithms MPPT	P&O	Inc	CLF	Sans MPPT
Temps de réponse $\tau_r$	0.0408 s	0.0613 s	0.0364 s	0 s

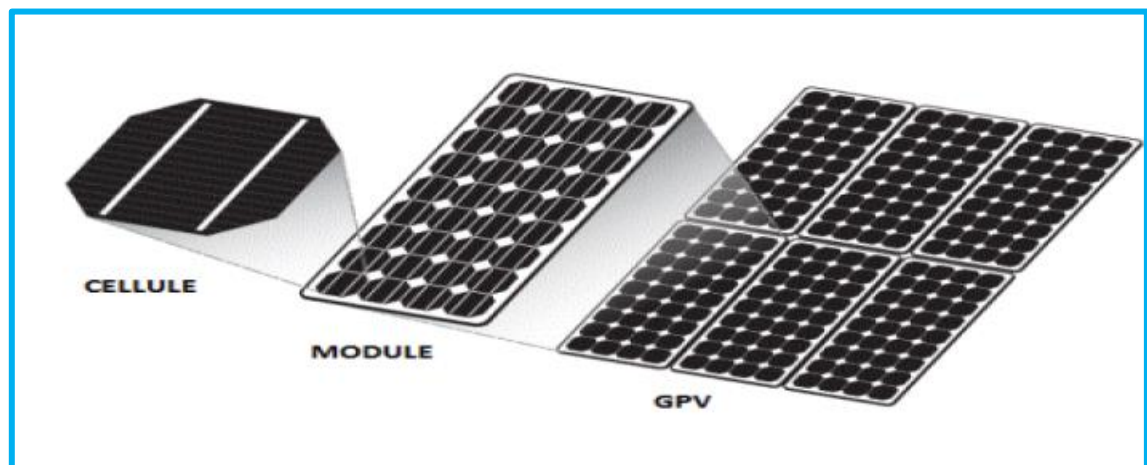
- ❖ Ces résultats confirment que la commande CLF présente un meilleur temps de réponse par rapport aux commandes P&O et Inc., de plus du fait qu'elle soit plus précise et d'une meilleure stabilité au régime permanent. Contrairement aux oscillations présentent sur la courbe de Puissance des commandes P&O et Inc. [10]

## I.7. Les dispositifs d'un système photovoltaïque

### I.7.1. Générateur photovoltaïque

La cellule PV simple constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins énergétiques de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés donne, au maximum, quelques watts sous une tension inférieure à un volt (tension d'une jonction PN).

Pour produire la puissance nécessaire pour une application donnée, plusieurs cellules doivent être associées afin de créer un panneau PV appelé aussi module. La mise en série des cellules permet d'augmenter la tension de l'ensemble, alors la mise en parallèle permet d'accroître le courant. Le câblage série-parallèle est donc utilisé pour obtenir un générateur PV aux caractéristiques désirées (**Figure I.20**) [12].



**Figure I.20** : Schéma d'un générateur PV (GPV) [13].

### I.7.2. Système de régulation

Le régulateur de charge/décharge est associé à un générateur photovoltaïque, il a pour rôle, entre autres, de contrôler la charge de la batterie et de limiter sa décharge. Sa fonction est primordiale car elle a un impact direct sur la durée de vie de la batterie [14].

On trouve sur les installations plusieurs technologies de contrôleur de charge :

- ✓ Régulation tout ou rien (TOR) par coupure électromécanique. Ce type de régulateur n'est plus commercialisé et est amené à disparaître.

- ✓ Régulation MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion) avec deux types de couplage sur la batterie.
- ✓ Couplage direct appelé **régulateur\_PWM** (Pulse With Modulation).
- ✓ Couplage par adaptateur d'impédance appelé **régulateur\_MPPT** (Maximum Power Point Tracking) [17].



Figure I.21 : Schéma d'un régulateur MPPT (75I15).[14]

### I.7.3. Systeme de stockage

- **Critère de choix de la technologie de stockage en fonction des applications**

En fonction de l'application envisagée, le consommateur est amené à choisir la technologie de stockage la mieux adaptée en fonction de plusieurs paramètres technico-économiques.

Nous présentons brièvement:

- ✓ Les grandes familles de systèmes de stockage électrochimiques.
- ✓ Les paramètres usuels de caractérisation.
- ✓ Les critères de choix prépondérants en fonction des applications [2].

## 1. Les batteries :

La batterie est un dispositif de stockage qui répond à nos attentes. Elle est utilisée dans de nombreux domaines et prospère. Grâce à cela, de nombreux efforts ont été déployés pour améliorer leurs performances. [2]

Une batterie est constituée d'un ensemble de cellules électrochimiques, capables de stocker de l'énergie électrique sous forme chimique, puis de la restituer partiellement par la suite, grâce à la réversibilité des réactions mises en jeu. Ces réactions consistent en des oxydations et des réductions au niveau des électrodes. Le courant est produit par la circulation d'électrons entre 2 plaques ou électrodes :

Une électrode positive composée d'un corps oxydant, capable d'attirer des électrons.

- Une électrode négative composée d'un corps réducteur, capable de céder des électrons.
- Un électrolyte. [2]

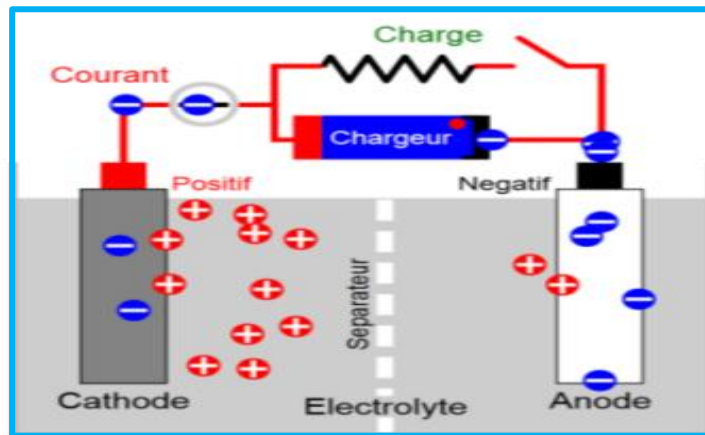


Figure I.22 : Principe de fonctionnement de la batterie. [2]

### ❖ Les différents types de batterie

- Les batteries à plomb
- Les batteries à nickel-cadmium
- Les batteries à nickel-métal hydrure
- Les batteries à nickel-*NaCl*
- Les batteries à nickel-zinc
- La batterie lithium-ion

### I.7.4. Système de conversion

Les convertisseurs sont des dispositifs qui permettent de modifier la tension continue provenant des panneaux solaires ou des batteries afin de la rendre compatible avec des récepteurs nécessitant une tension continue différente ou alternative.

Étant donné que les convertisseurs sont utilisés dans de nombreux types de sources d'énergie renouvelable connectées au réseau, comme les éoliennes et les panneaux solaires, leur étude est pertinente pour comprendre ces nouvelles formes de production d'énergie distribuée.

Dans cette section, nous présenterons les différents types de convertisseurs statiques qui peuvent être utilisés dans les systèmes PV [12].

#### I.7.4.A. Onduleur

L'onduleur est un convertisseur statique à haute performance qui permet de convertir une tension continue en une tension alternative contrôlée de manière très précise. Sa commande repose sur une technique appelée "Dead Beat Control" qui consiste à prédire la tension de sortie à l'avance. Grâce à cette méthode, la tension de sortie de l'onduleur suit une référence sinusoïdale échantillonnée pour produire à la sortie du filtre une onde proche d'une sinusoïde avec un taux de distorsion harmonique très réduit. [12].

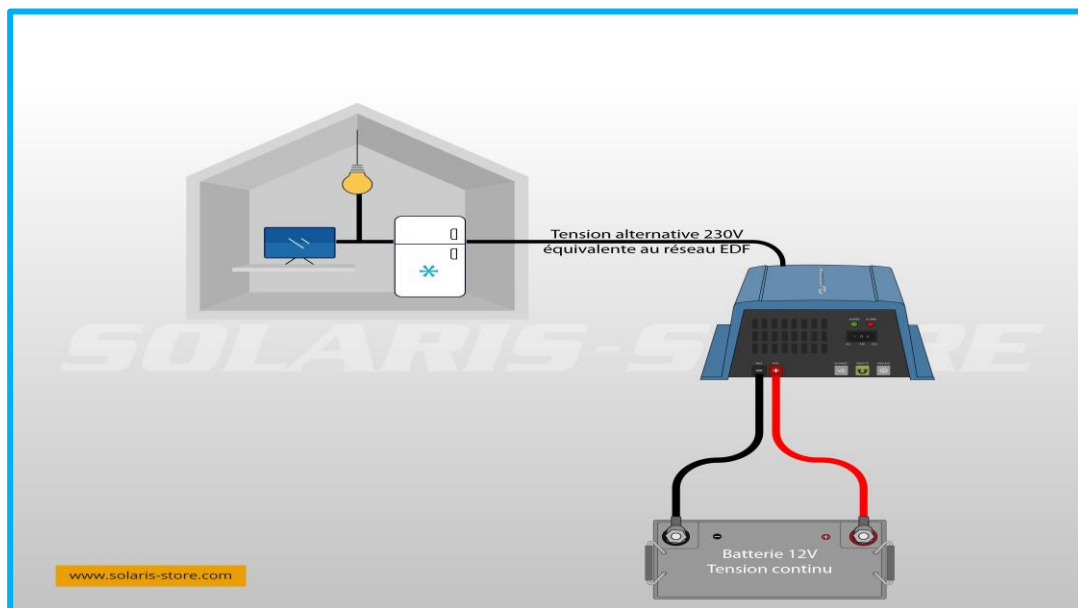


Figure I.23 : Principe de fonctionnement de l'onduleur [16].

### I.7.4.B. Le convertisseur DC-DC

Le convertisseur hacheur est un dispositif électronique qui permet de convertir une énergie électrique continue à un certain niveau de tension ou de courant en une énergie électrique continue à un autre niveau de tension ou de courant. Cette technologie est très utile pour stocker l'énergie produite par des panneaux solaires dans des batteries ou pour alimenter des charges en courant continu.

En ce qui concerne les circuits de conversion DC/DC, il existe deux topologies de base ces topologies sont : [12] :

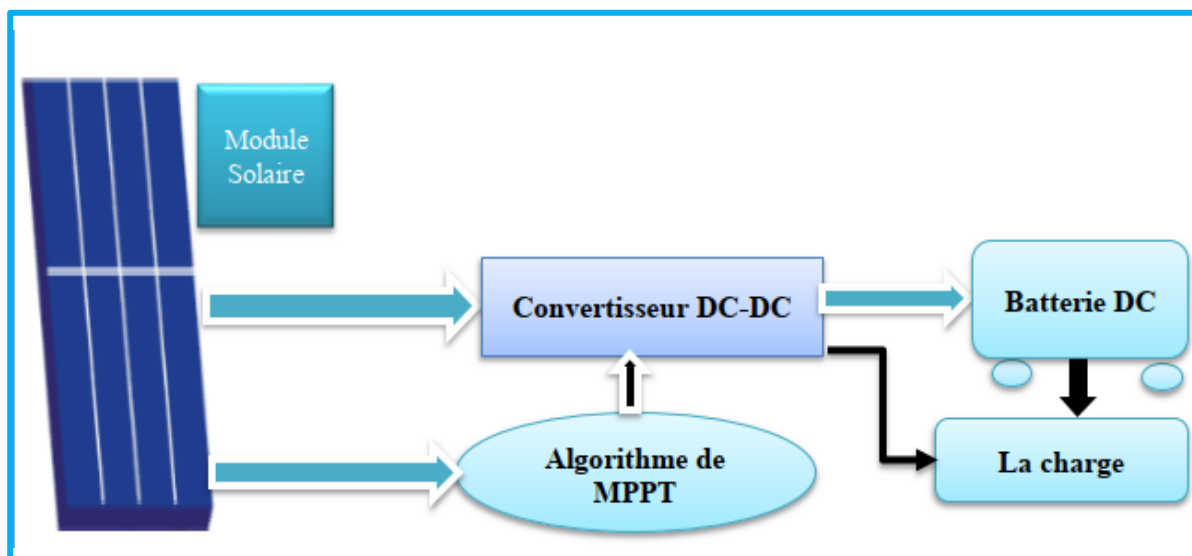


Figure I.24 : Principe de fonctionnement d'un Hacheur.

- **Le convertisseur élévateur :**

Le convertisseur élévateur (ou "boost" en anglais), qui permet d'augmenter la tension d'entrée à une tension de sortie supérieure. La source d'entrée est de type courant continu et la charge de sortie est de type tension continue.

- **Le convertisseur abaisseur :**

Le convertisseur abaisseur (ou "buck" en anglais), qui permet de réduire la tension d'entrée à une tension de sortie inférieure.[12]

### I.7.5. Protection des générateurs photovoltaïques

La protection d'un panneau PV est assurée par deux diodes dites de protection, une est mise en série pour éviter les courants inverses et l'autre en parallèle appelée diode by-pass, assure

l'équilibrage des tensions et n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser ainsi la perte de production associée, son rôle principal est [12] :

- ✚ La protection contre l'inversion de polarité (toute combinaison).
- ✚ La protection contre les surintensités.
- ✚ La protection contre le court-circuit.
- ✚ La protection contre la foudre et les surtensions transitoires par supresseurs de tension transitoire de 4500 V.
- ✚ La protection contre les hautes températures par réduction automatique du courant où arrêt complete.
- ✚ Empêche la fuite de courant inverse de la batterie la nuit.

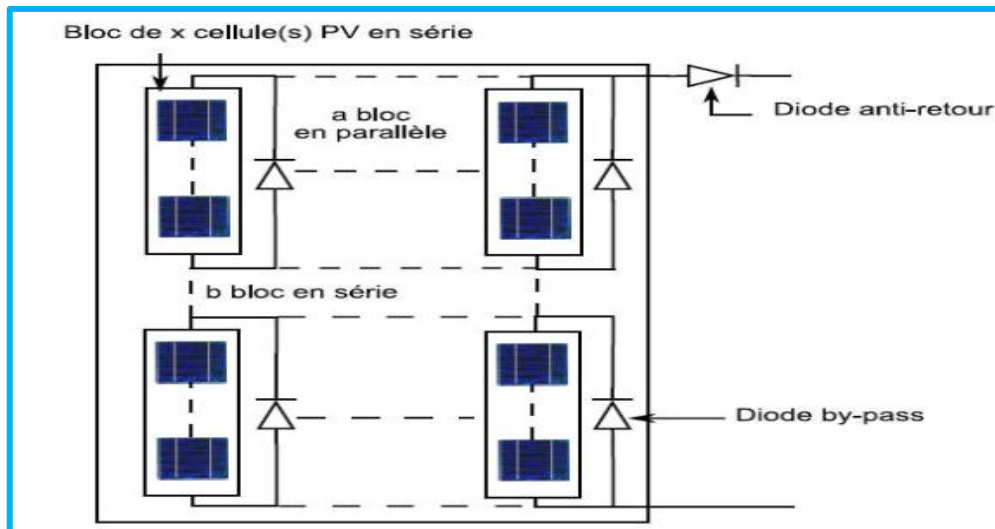


Figure I.25 Schéma d'un module solaire avec protections [12].

- La diode anti-retour empêche un courant négatif dans les générateurs PV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge réversible branchée directement peut commuter du mode récepteur au mode générateur, par exemple cas d'une batterie durant la nuit.
- Diode de blocage (les diodes by-pass) est encore un autre type de dispositif de contrôle de la charge, elle agit comme un clapet anti-retour pour empêcher la décharge inverse des batteries (écoulement inverse du courant vers les cellules solaires) à travers le module PV pendant la nuit ou en cas d'ensoleillement insuffisant [12].

### I.7.6. Câblage

Pour faciliter le câblage et minimiser les effets d'ombrage, la surface de captage est généralement répartie en rangées parallèles est-ouest sur la largeur d'un terrain disponible. Le câblage des rangées suivra naturellement les structures jusqu'aux coffrets de raccordement. Les liaisons entre rangées et jusqu'aux onduleurs se font en canal [15].

### I.8. Les différents types de systèmes photovoltaïques

Les systèmes PV sont généralement divisés en trois types : les systèmes autonomes, les systèmes connectés au réseau et les systèmes hybrides .

#### I.8.1. Système autonome :

Les installations PV autonomes, également appelées installations isolées, ne sont pas connectées à un réseau de distribution d'électricité. Elles permettent de fournir de l'électricité dans des zones où il n'y a pas de réseau électrique. Elles sont particulièrement adaptées pour des applications telles que l'éclairage de zones isolées, les pompes de jardin, les bornes téléphoniques ou les installations publicitaires. Dans certaines situations, il n'est pas possible de mettre en place un réseau d'alimentation classique, en raison de contraintes techniques ou économiques.

Les installations PV autonomes sont composées de modules PV, d'un régulateur de charge et d'un système de stockage qui garantissent la fourniture d'électricité, même en cas de faible éclairage ou d'obscurité. Un onduleur est également nécessaire si des charges alternatives (AC) sont utilisées. Ces installations sont adaptées pour les sites isolés éloignés du réseau électrique.[17].

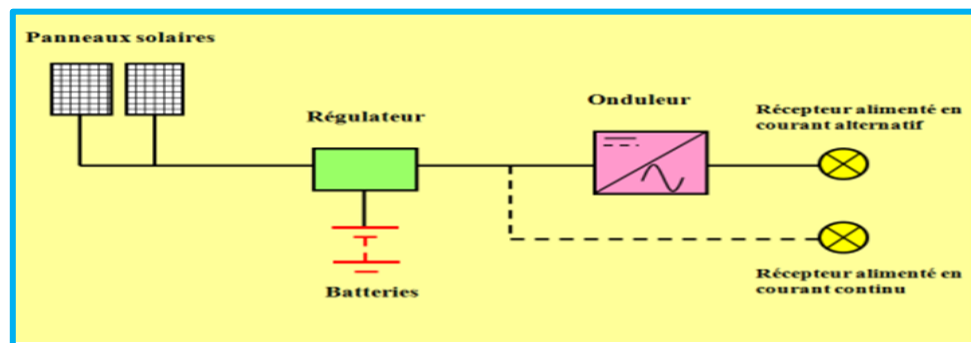


Figure (I.26) : Schéma de principe d'installation de système autonome [1]

### I.8.1. Système autonome sans stockage

Le système le plus simple en matière d'installation photovoltaïque est celui qui utilise directement l'énergie solaire produite par les panneaux. Dans ce cas, l'appareil alimenté par le système ne fonctionnera que lorsque la lumière sera présente et que l'éclairement sera suffisant pour atteindre la puissance demandée. Ce type de système est particulièrement adapté pour des applications qui n'ont pas besoin de fonctionner dans l'obscurité et dont le besoin en énergie coïncide avec la présence de la lumière.

Cependant, l'inconvénient de ce système est qu'il ne permet pas de profiter des éclaircissements les plus élevés, car il n'y a pas de stockage pour récupérer les surplus d'énergie solaire. [17].

#### I.8.1.2. Système autonome avec stockage

Ce type de système est également appelé système photovoltaïque autonome ou "Stand Alone photovoltaic system" (SAPV). Pour répondre à la demande en énergie, ces systèmes intègrent des éléments de stockage qui permettent d'adapter la production photovoltaïque à la consommation. [17].

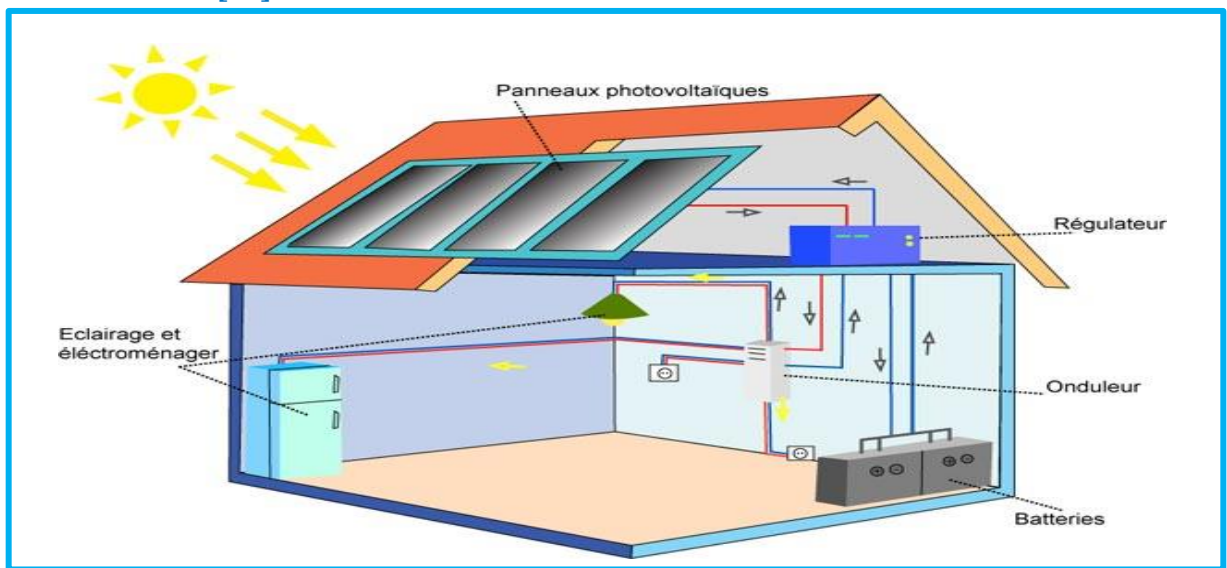


Figure I.27 : Schéma d'une installation photovoltaïque autonome avec stockage [18].

### I.8.2. Systèmes raccordés au réseau

On peut installer un système PV sur un site raccordé au réseau de distribution électrique généralement sur les habitations ou les entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable qui bénéficie d'un bon ensoleillement [17].

Les systèmes photovoltaïques couplés au réseau injectent l'énergie issue des modules sur le réseau de distribution, On distingue deux types d'installations :

- Injection de la totalité de la production : L'énergie électrique produite par les panneaux solaires est directement injectée sur le réseau électrique, et les périodes d'injection sur le réseau correspondent aux périodes de production photovoltaïque.

**I.8.2.A. Systèmes partiellement raccordés au réseau**

Injection du surplus de production : L'énergie produite par les modules est directement consommée sur place par les charges. L'éventuel surplus de production par rapport à la consommation instantanée sur le réseau [14].

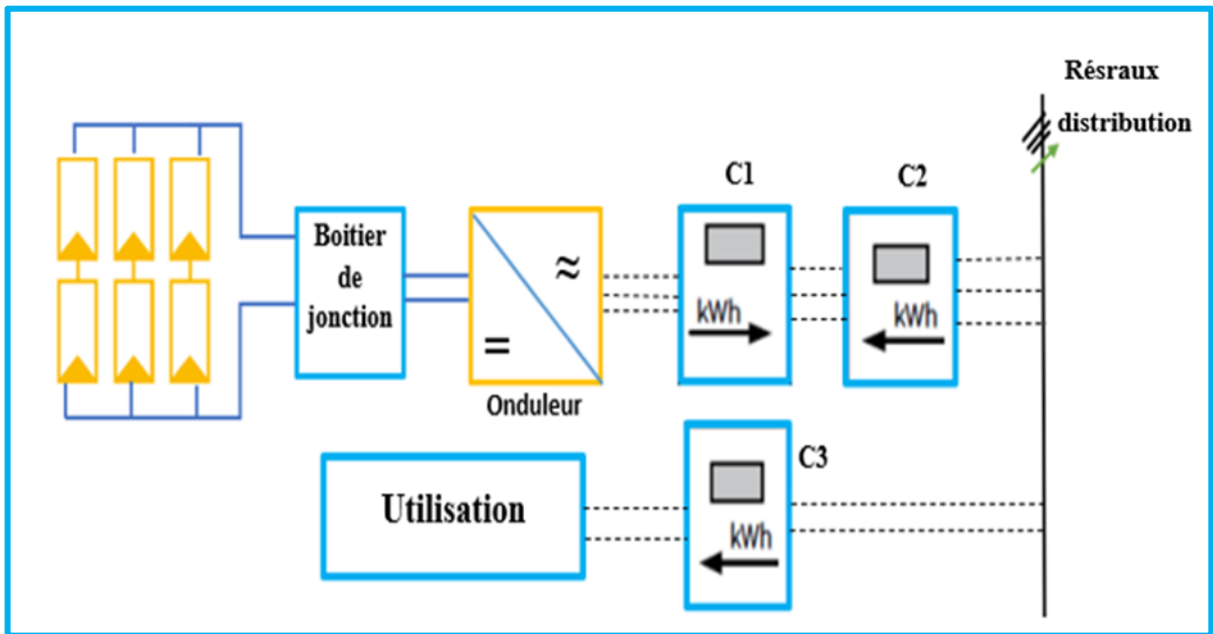


Figure.I.28 : système PV partiellement raccordée au réseau.

La Figure (I.28) exprimer le schéma de système PV partiellement raccordée au réseau :

Sur cette figure, on peut voir 3 compteurs différents sur l'installation :

- ✓ C1 est le compteur de vente de l'électricité d'origine PV.
- ✓ C2 est un compteur de non-consommation qui sert au fournisseur pour vérifier que le particulier ne se sert pas de ce branchement pour consommer de l'électricité sur le réseau.
- ✓ C3 est un compteur de consommation habituel.

**N.B :** L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie, on ne stocke plus l'énergie lorsqu'il Ya un plus on l'injecte directement au réseau locale ou national, il Ya un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation et un autre dans l'autre sens pour la production. Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif par le biais d'un onduleur, et celui-ci doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant (il doit respecter des normes sur sa qualité sinusoïdale). Dans certain cas on ajoute au système une batterie de secours pour les coupures de courte durée [17].

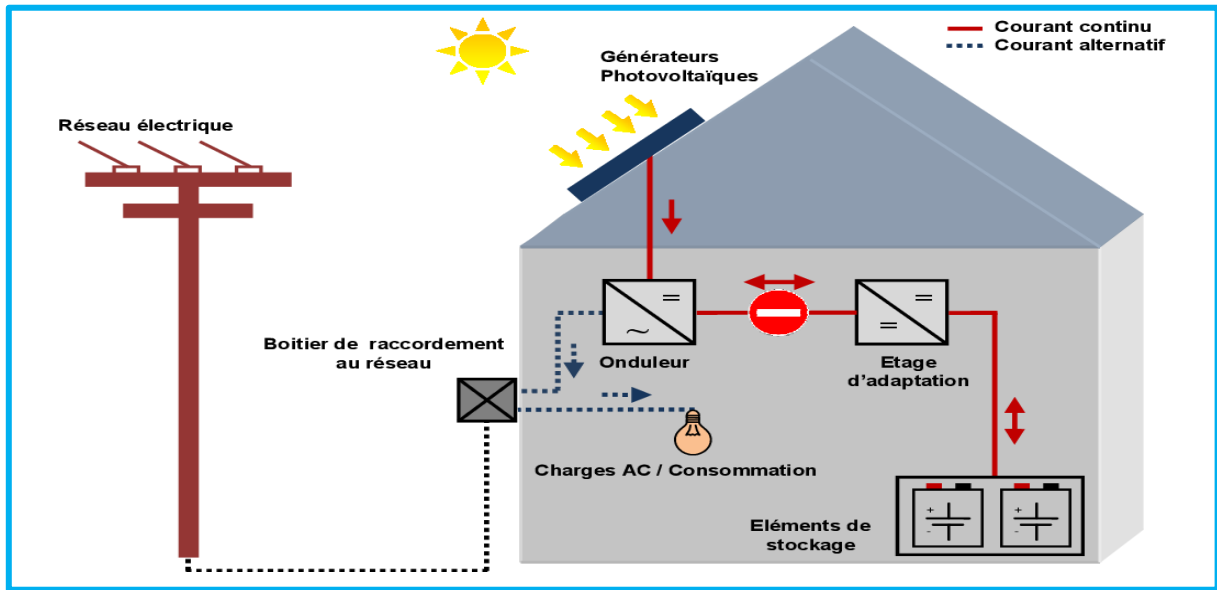
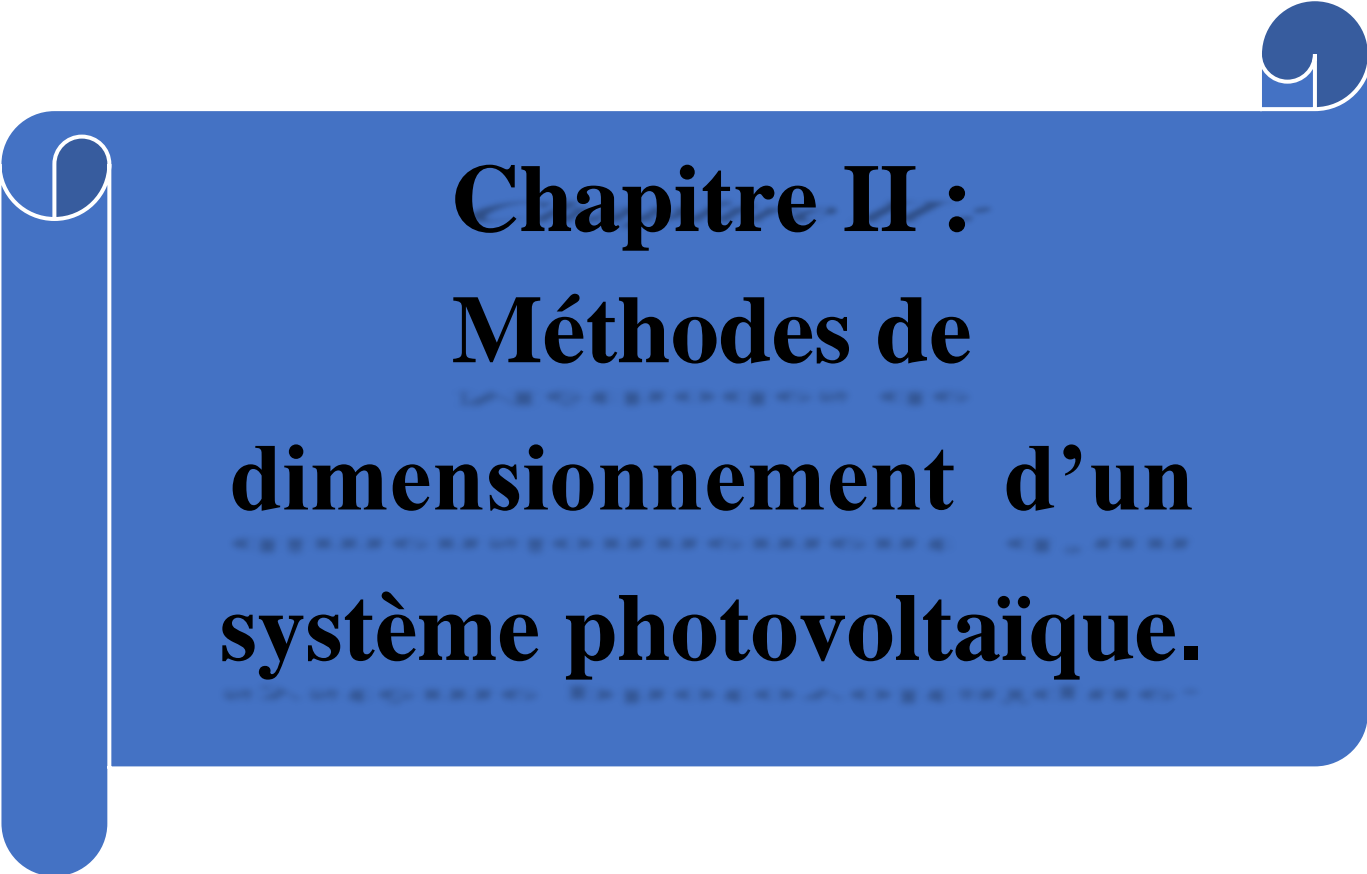


Figure I.29 : système photovoltaïque raccordée au réseau [19].

### I.9. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre une description générale des systèmes PV, principes de fonctionnement, paramètres électriques, différentes technologies des cellules PV et les différentes techniques MPPT, les dispositifs et les méthodes de protection des générateurs PV d'un système PV. Dans le chapitre suivant nous allons voir les différentes méthodes de dimensionnement d'un système PV.



**Chapitre II :**  
**Méthodes de**  
**dimensionnement d'un**  
**système photovoltaïque.**

### **II.1 Introduction**

Le dimensionnement d'une installation PV revient à déterminer le nombre nécessaire des panneaux solaire constituant le champ PV pour adopter un système PV suffisant pour couvrir les besoins de la charge à tout instant ainsi que la capacité de charge de la batterie. Ces deux éléments sont les plus importants en raison du coût élevé qu'ils totalisent [20].

Pour la réalisation d'une installation PV, le dimensionnement reste toujours une étape importante et indispensable.

Dans ce chapitre on va s'intéresser pour les méthodes de dimensionnement d'un système PV.

### **II.2 Dimensionnement**

Le dimensionnement est un aspect fondamental de la conception du système. C'est l'ensemble des opérations nécessaires, une fois connue la consommation de l'installation, pour déterminer les dimensions optimales du générateur PV, du système d'accumulation et capable de garantir cette consommation. Dans cette partie il y a deux paramètres particulièrement importants : Connaître le rayonnement incident sur le système et déterminer avec précision la consommation. Certes, il est facile de calculer approximativement qui permettent de déterminer les dimensions des panneaux pour pouvoir couvrir les besoins en consommation d'une localité concrète. [21]

### **II.3. Objectifs de dimensionnement**

Pour le dimensionnement d'un système PV, le concepteur du système doit associer les sources d'énergie et les moyens de stockage de manière à satisfaire deux objectifs :

- Assurer une production sans interruption pour couvrir l'ensemble des consommateurs avec une bonne qualité d'énergie électrique.
- Garantir le coût minimum de l'énergie consommée ainsi que le coût total de réalisation.

### **II.4. Les étapes du dimensionnement**

Voici les étapes générales pour dimensionner un système PV :

1. Estimation des besoins journaliers  $E_c$  (Wh/j).

## Chapitre II : Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

2. Estimation de l'irradiation journalière  $I_r$ .
3. Calcul de puissance crête  $P_c$ (WC).
4. Calcul nombre de module nécessaire  $N_{pv}$ .
5. Calcul de capacité de parc des batteries.
6. Compatibilité de l'onduleur et régulateur de charge/décharge.
7. Plan de câblage.
8. Estimation de coût de l'installation.

### II.5. Méthodes de dimensionnement d'un système PV

Il ya plusieurs méthodes de dimensionnement d'un système PV :

#### II.5.1. Méthode du mois le plus défavorable

Dans cette méthode, on estime l'énergie récupérable pour une période critique d'un mois, appelé le mois le plus défavorable. Ce mois correspond au mois ayant une irradiation mensuelle la plus faible de l'année [22]. (Décembre pour Naama, l'irradiation égale à **24.0 kWh /m<sup>2</sup>/jour**)

Tableau II-1 : Irradiations mensuelles de la wilaya de Naama.

Site	Irradiation (KWh/m <sup>2</sup> /j)												Irradiation
	Jan	Fév.	Mar	Avr.	Mai	Juin	Juil	Aou	Sep	Oct.	Nov.	Déc.	Annuelle
Naama	30.4	29.1	45.1	54.2	65.2	67.3	74.5	70.4	51.2	38.3	27.3	24.0	Moy 48.08

#### A. Calcul de la puissance crête totale du champ PV

La puissance crête du champ photovoltaïque à installer dépend de l'irradiation du lieu. On la calcule de façon à satisfaire les besoins pendant la période la plus défavorable en appliquant la formule suivante : [23]

$$P_{Pv} = \frac{E_c}{k \cdot I_r} \quad (II.1)$$

$P_{pv}$  : Puissance crête du champ PV (WC).

## Chapitre II : Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

**Ec** : Energie consommée (Wh/J).

**K** : Coefficient correcteur.

**Ir** : Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque (Wh/m<sup>2</sup>/ jour).

### B. Choix de la tension de fonctionnement du champ PV

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ PV en watt. De façon générale [23] :

Tableau (II.2) : la tension de fonctionnement du champ PV.

Puissance du champ photovoltaïque (WC)	0 <Ppv<500	500<Ppv<2000	2000<Ppv<10000	Ppv<10000
Tension Recommandée	12V	24V	48V	96V

### C. Détermination du nombre des modules à installer

Le nombre des modules photovoltaïques est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante [23] :

$$N_m = \frac{P_{pv}}{P_m} \quad (\text{II.2})$$

**N<sub>m</sub>** : Nombre totale de modules à installer.

**P<sub>pv</sub>** : Puissance crête du champ photovoltaïque (WC).

**P<sub>m</sub>** : Puissance crête d'un module.

- Le nombre de modules connectés en série sera égal à :

$$N_s = \frac{V_{pv}}{V_m} \quad (\text{II.3})$$

**N<sub>s</sub>** : nombre de module en série.

**V<sub>pv</sub>** : Tension du générateur PV.

**V<sub>m</sub>** : Tension nominale unitaire.

- Le nombre de modules connectés en parelle les sera égal à :

$$N_p = \frac{N_m}{N_s} \quad (\text{II.4})$$

**N<sub>p</sub>** : Le nombre de module en pannelle.

**N<sub>m</sub>** : Nombre totale de modules à installer.

**N<sub>s</sub>** : nombre de module en série.

### II.5.2. Méthode de la probabilité d'erreur dans la consommation

Cette méthode permet d'optimiser le dimensionnement d'un système dans des conditions complexes (fluctuation saisonnière de l'irradiation, ciel couvert (nuageux)...etc.) grâce à un logiciel adapter. L'inconvénient de cette méthode est qu'il faut connaître les radiations pour un nombre d'années très grand (10 ans minimum) [5].

### II.5.3. Méthode LPSP

Probabilité de Perte d'énergie (**Loss of power supply probability (LPSP)**), est une technique probabiliste introduite par Abou Zahr et Rama Kumar dans le domaine des systèmes de génération photovoltaïques et largement utilisée dans la conception et l'optimisation des systèmes autonome (stand Alone) PV, jusqu'à présent. Elle est basée sur le concept de LPSP qui est la probabilité que le système rencontre une pénurie à un moment donné pendant une période d'analyse, c'est à-dire un état dans lequel le système ne serait pas en mesure de fournir l'énergie nécessaire à la charge.

Donc la méthode LPSP est définie comme étant la fraction de l'énergie déficitaire sur celle demandée par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge. A partir de l'information sur la variabilité de la ressource renouvelable et sur la corrélation avec la charge, la méthode LPSP peut être définie, en termes d'état de charge des batteries par [24] :

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t - 1) (1 - \delta) + \left[ \frac{EL(t)}{\eta_{ond}} - E_s(t) \right] \quad (\text{II.5})$$

**E<sub>bat</sub>(t)** : Energie stockée dans la batterie à une heure.

**E<sub>bat</sub>(t-1)** : Energie stockée dans la batterie à l'heure précédente.

**δ** : Taux horaire d'autodécharge.

**η<sub>ond</sub>** : Rendement de l'onduleur.

## Chapitre II : Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

**EL(t)** : Energie demandée par la charge à une date t (Wh).

**Es(t)** : Energie produite par la source (Wh).

### II.5.4. Méthode de la moyenne annuelle

Cette méthode est très proche de celle du mois le plus défavorable. Elle utilise elle aussi l'irradiation journalière ( $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{J}$ ), mais pour une moyenne qui s'étend pour toute une année au lieu d'un seul moi. Donc on calcule la moyenne mensuelle de l'énergie (irradiation) récupérable sur le site pendant 12 mois de l'année et on effectue la moyenne annuelle de celle-ci [23].

Pour notre exemple l'irradiation moyenne annuelle  $E_{\text{sol}}$  est égale à **48.08** kWh /m<sup>2</sup>/jour voir le tableau (II.1).

Ces dernières méthodes consistent en la réalisation des bilans énergétiques, pour calculer les dimensions des modules et batteries qui garantiront une fiabilité donnée du point de vue de la consommation. Leur avantage est qu'elle optimise énergétiquement l'installation et introduit le concept de fiabilité énergétique. Leur principal inconvénient est qu'il faut connaître les données horaires d'irradiations sur le site d'installation pour un nombre d'années trop grand (10 à 20 ans) [23].

### II.5.5. Méthode utilisabilité solaire

La méthode utilisabilité solaire est un outil très puissant pour le dimensionnement des systèmes photovoltaïques. L'utilisabilité de la radiation solaire est définie comme étant la fraction de la radiation totale incidente sur la surface des panneaux PV, et qui excéderait un niveau spécifique appelé niveau critique [1].

Avant de donner la relation permettant de calculer l'utilisabilité solaire, il nous faut d'abord définir quelques paramètres.

#### a) Calcul du rendement moyen

Le rendement moyen du module  $\text{PV}\eta_p$  est fonction de la température moyenne du module TC :

$$\eta_p = \eta_r [1 - \beta_p (T_c - T_r)] \quad (\text{II.6})$$

$\beta_p$  : Coefficient de température pour le rendement du module.

## Chapitre II : Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

$\eta_r$  : Rendement du module à la température de référence  $T_r$  (25°C).

$T_c$  : Est reliée à la température ambiante du mois  $T_a$  par la formule d'Evans :

$$T_c - T_a = (219 + 832\overline{K_T}) \frac{NOCT-20}{800} \quad (\text{II.7})$$

**NOCT** : (Nominal Operating Cell Température) : Température nominale des cellules en opération.

$\overline{K_T}$  : Indice de clarté mensuelle.

### b. Énergie électrique produite par les panneaux PV :

L'énergie produite par les panneaux PV durant une heure  $t$  de la journée, est donné par la relation suivante :

$$E_p(t) = S \cdot \eta_p \cdot \overline{I}_t \quad (\text{II.8})$$

$S$  : Surface de ces panneaux

$\eta_p$  : Rendement moyen des cellules PV

$\overline{I}_t$  : Irradiation horaire incidente sur la surface inclinée des panneaux

Cette énergie doit être réduite par les « pertes diverses du champ PV »  $\lambda_p$  et les « autres pertes du conditionnement de l'énergie »  $\lambda_c$  .

$$E_a(t) = E_p(t)(1 - \lambda_p)(1 - \lambda_c) \quad (\text{II.9})$$

$E_a(t)$  : Énergie disponible pour la charge électrique et l'accumulateur durant l'heure  $t$  [1].

### II.5.6. Méthode itérative

Connue aussi sous le nom de méthode « Ampère-heure » cette méthode consiste à déterminer le nombre de panneaux photovoltaïques nécessaire pour satisfaire la demande, puis peu à peu à réduire ce nombre, tout en calculant le pourcentage des besoins énergétiques annuels fournis par le générateur PV et ainsi à compléter le reste par l'énergie fournie par un générateur complémentaire [25].

**Etape1** : Evaluation de la puissance à produire  $E_P$  pour satisfaire la demande.

Calcule l'énergie quotidienne nécessaire à produire en moyenne  $E_P$  afin de déduire les

## Chapitre II : Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

besoins pour chaque mois. Cette énergie peut être exprimée en Wh ou en « Ah sous 48 V ». Elle est égale à l'énergie consommée par la charge EC corrigée par un coefficient k pour bien assurer les besoins de l'habitat :

$$E_p = \frac{E_c}{k} \quad (\text{II.10})$$

Le coefficient k tient compte des facteurs suivants :

- Le rendement du convertisseur DC-AC.
- Le rendement des cycles de charge et de décharge de la batterie.
- Les pertes dans les câbles et connexions.

**Etape 2 :** Détermination de la capacité de stockage des batteries.

La capacité des batteries est donnée par la formule suivante :

$$C_n = \frac{E_p \times N}{\text{DOD} \times f_t} \quad (\text{II.11})$$

**Avec :**

**C<sub>n</sub>** : Capacité nominale de la batterie en Ampère-heure.

**E<sub>p</sub>** : Energie à produire par jour.

**N** : Nombre de jours d'autonomie.

**DOD** : Nombre de jours d'autonomie.

**f<sub>t</sub>** : Facteur de réduction de température.

$$f_t = \frac{C}{C_0} = 0.01035 \times T_a + 0.724 \quad (\text{II.12})$$

**C** : Capacité de la batterie

**T<sub>a</sub>** : Température (en C°)

**C<sub>0</sub>** : Capacité de la batterie évaluée à 27°C

**Etape 3 :** Calcul de la puissance crête nécessaire Pc du générateur photovoltaïque pour chaque mois.

## Chapitre II : Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

$$P_c = \frac{E_p}{\eta_{pc} \times T_{sun}}$$

(II.13)

Avec :

**E<sub>p</sub>** : énergie produite par jour (Wh/J)

**T<sub>sun</sub>** : Temps équivalent avec pleine irradiation (heure par jour)

**η<sub>pc</sub>** : facteur de dégradation (en général égal à 0,9)

**Etape 4** : Détermination du nombre de panneaux photovoltaïques nécessaire chaque mois ce nombre se calcule de la manière suivante :

$$N = \frac{P_c}{\text{puissance crête unitaire panneau}} \quad (\text{II.14})$$

### II.5.7. Méthode des heures équivalentes

Elle considère que l'intensité fournie par un module photovoltaïque est proportionnelle à l'ensoleillement, le calcul est effectué pour le mois le plus défavorable de l'année, on détermine alors le courant fourni par le champ photovoltaïque dans les conditions où la température est donnée par la relation [26] :

$$T_j = T_u + 25 \quad (\text{II.15})$$

Avec :

**T<sub>u</sub>** : Température diurne.

L'énergie fournie par un module photovoltaïque ou une série de modules suivant la tension du système est donnée par l'expression suivante [26] :

$$E = I \cdot V \left( \frac{G}{B} \right) \mu \times s \quad (\text{II.16})$$

Avec :

**G** : Energie incidente reçue sur le plan des modules(kWh/m<sup>2</sup>).

**B** : Eclairage de référence (B=1Kwh/m<sup>2</sup>).

**V** : Tension du générateur PV (V).

## Chapitre II : Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

**S** : Coefficient de sécurité.

**μ** : Coefficient d'intégration.

La méthode adoptée pour effectuer le dimensionnement dans cette étude, est que la puissance crête du champ photovoltaïque  $P_c$  et la capacité nominale de stockage  $C_s$  sont considérés comme variables, les autres éléments du système restent à coût constant [26].

### II.5.8. Méthode simplifiée

Ce modèle est considéré comme le plus direct et le plus simple dans son concept, permettant un dimensionnement total pour chaque aspect de l'installation solaire en moins d'étapes.

#### Etape 1 : Estimation des besoins journaliers de l'utilisateur en électricité.

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  $E_{cj}$  (Wh/j) est la somme des consommations énergétiques des divers équipements constituant le système à étudier, à savoir les télévisions, les lampes d'éclairage, les appareils électroniques, etc.... ; Elle est donnée par la loi suivante [27] :

$$E_{cj} = \sum_i E_j \quad (\text{II.17})$$

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 [28] :

$$E_j = P_j \times t_j \times N_j \quad (\text{II.18})$$

**P<sub>j</sub>** : Puissance journalière d'un équipement.

**t<sub>j</sub>** : Temps de fonctionnement.

**N<sub>j</sub>** : Nombre des équipements.

#### Etape 2 : Estimation de l'ensoleillement sur le site de l'installation du générateur PV

Les données de l'ensoleillement peuvent être relevées sur le site ou enregistrées sur la carte de l'ensoleillement de la région ou encore obtenues au niveau de la station météo la plus

## Chapitre II : Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

proche de la zone [29].

### Etape 3 : calcul du nombre de panneaux solaire

$$N_{ppv} = \frac{E_{jc}}{P_{ppv}} \quad (\text{II.19})$$

Avec :

$E_{jc}$  : Consommation journalière.

$P_{ppv}$  : Production journalière.

### Etape 4 : calcul de nombre de batteries

$$N_{batterie} = \frac{P_g}{P_{batterie}} \quad (\text{II.20})$$

$$\text{Avec :} \quad P_g = E_{jc} \times \text{Nombre d'autonomie} \quad (\text{II.21})$$

### Etape 5 : Choix de régulateur

Parmi les différents types de régulateurs, on doit choisir, celui qui est le mieux adapté à notre installation. Afin de déterminer ses caractéristiques on sépare souvent les deux fonctions de régulateur : (charge et décharge).

La régulation de charge (à l'entrée) est fonction de la puissance du générateur, donc du courant produit par les modules.

La régulation de décharge (à la sortie) est fonction de la puissance totale des récepteurs donc du courant consommé par ces derniers.

#### ❖ Tension nominale :

C'est la tension nominale du champ photovoltaïque.

#### ❖ Le courant d'entrée :

Doit être supérieur à la valeur maximale produite par le générateur. Pour estimer ce courant, on prend 1.5 fois le courant de court-circuit total des modules pour un régulateur shunt (pour de faible puissance), pour un régulateur série 1.5 fois le courant total au point de puissance maximale (pour moyenne puissance) et de même pour un régulateur MPPT (pour de grande puissance).

## Chapitre II : Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque

### ❖ Le courant de sortie :

Doit être supérieure à la valeur maximale appelée par les récepteurs lorsqu'ils fonctionnent tous au point maximum de leur puissance de fonctionnement [30].

### Etape 6 : Choix de l'onduleur

Le dimensionnement sera basé sur [28] :

- Le rendement : c'est la conversion (DC/AC) qui atteint des valeurs assez élevées en fonctionnement nominal (égale à **0,8**).
- La consommation à vide : c'est l'ensemble des pertes induites par l'onduleur en absence de charge, la diminution de ces pertes assure un bon stockage dans l'accumulateur.
- La fréquence sera **50Hz**.
- La tension d'entrée : elle est égale à celle de la batterie

La puissance nominale est donnée par cette équation :

$$P_{\text{ond}} = \frac{P_n}{n_{\text{ond}}} \quad (\text{II.22})$$

### Etape 7 : Dimensionnement des câbles

Il est nécessaire de limiter la longueur des câbles électriques entre le générateur PV et les récepteurs. Cette distance n'excède jamais quelques mètres.

En effet les systèmes solaires fonctionnent généralement sous faible tension (12V, 24V, 48V), donc avec un courant élevé ( $P=U \times I$ ), Si  $U$  est faible,  $I$  est très élevé pour la même puissance. Le transport à distance de ce courant de plusieurs ampères provoque des pertes par effet joule aux niveaux des conducteurs [30].

$$P_j = \Delta V \times I = R \times I^2 \quad (\text{II.23})$$

On calcul de la sections des câbles, d'après les formules suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{S} = \frac{\rho \times \mathbf{L}}{\mathbf{R}} \\ \mathbf{R} = \frac{\Delta \mathbf{V}}{\mathbf{I}} \\ \Delta \mathbf{V} = \mathbf{e} \times \mathbf{V} \\ \mathbf{S} = \frac{\rho \times \mathbf{I} \times \mathbf{L}}{\mathbf{e} \times \mathbf{V}} \end{array} \right. \quad (\text{II.24})$$

Avec :

$\rho$  : Résistivité du câble ( $P = 0.017$ -ohm mm<sup>2</sup>/m pour le cuivre)

$\mathbf{I}$  : Intensité du courant électrique

$\mathbf{L}$  : Longueur du câble électrique

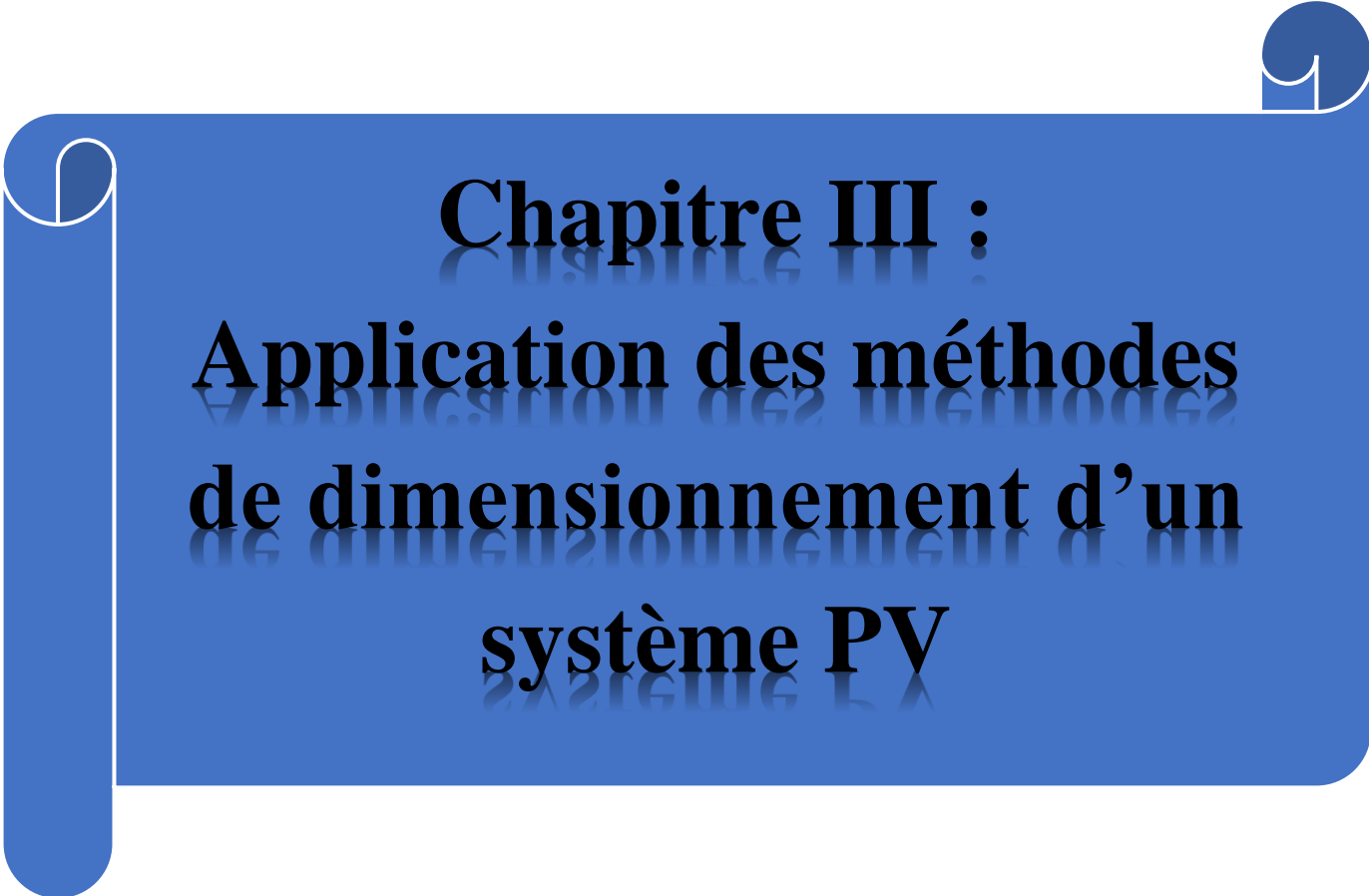
$\mathbf{e}$  : chute de la tension (3-5%)

$\mathbf{S}$  : tension du système PV

### II.6. Conclusion

Un système PV est un système de production d'électricité conçu pour répondre aux besoins énergétiques. Il se compose de plusieurs éléments clés, notamment les modules photovoltaïques (PV) qui captent les rayons solaires, les batteries qui stockent l'énergie produite par les modules, le régulateur qui protège la batterie contre la surcharge ou la décharge excessive, l'onduleur qui assure la conversion du courant continu en courant alternatif, ainsi que les câbles électriques qui connectent les différents composants du système [1].

Nous avons présenté dans ce chapitre les différentes méthodes de dimensionnement d'un système PV.



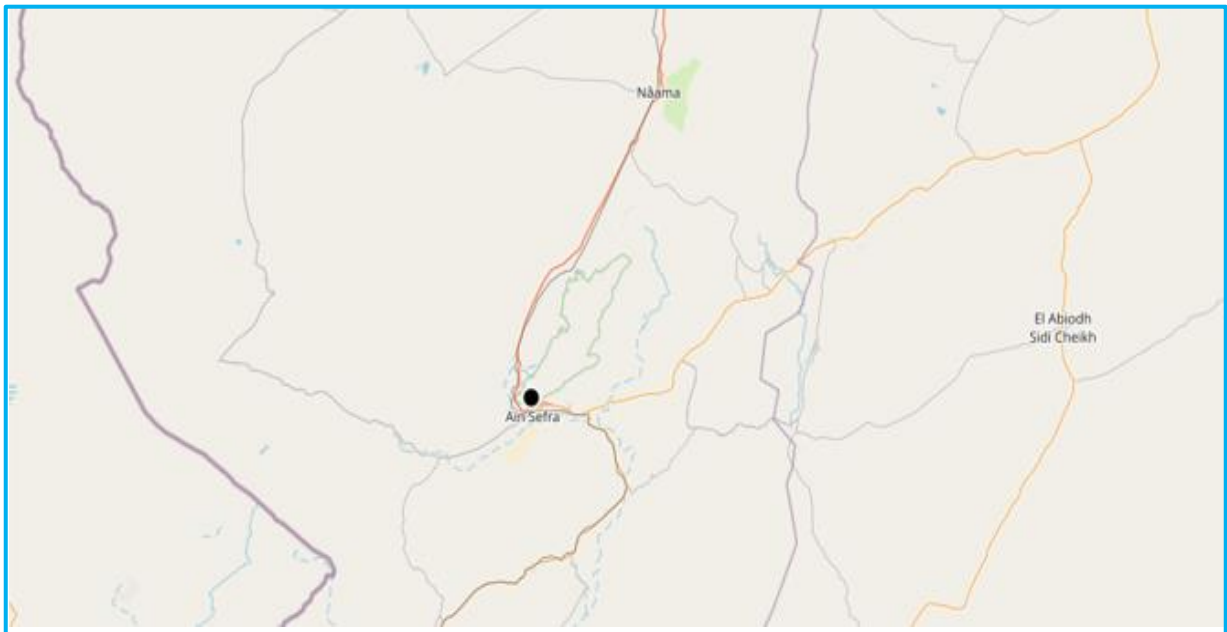
**Chapitre III :**  
**Application des méthodes**  
**de dimensionnement d'un**  
**système PV**

### III.1 Introduction

Après l'étude les différents types de systèmes PV et les méthodes de dimensionnement, nous avons choisi l'étude avec trois méthodes (la Méthode de moyenne annuelle, la méthode du mois le plus défavorable et la méthode simplifiée) pour une installation PV isolé et Systèmes partiellement raccordés au réseau située à Naâma (Ain sefra).

### III.2. Présentation du site

La wilaya de Naâma, est une wilaya algérienne située à l'ouest l'Algérie, à la frontière avec le Maroc. Elle est voisine au nord avec les wilayas Tlemcen et Sidi-Bel-Abbès, à l'est celle d'El-Bayad et au sud avec celle de Béchar.



**Figure III.1** : Localisation de la Ain sefra.

Le tableau (III.1) indique les valeurs des coordonnées géographiques dans willaya de Naâma (Ain sefra).

**Tableau III.1** : coordonnées géographiques du site.

Caractéristique du site	Latitude en degré	Longitude en degré	Latitude en (m)
Ain sefra	32.75	-0.58333	1075

### III.2.1. Présentation de l'habitat a étudié

#### III.2.1.a. habitation isolée

##### ✓ Cahier des charges

Tableau III.2 : Bilan énergétique de notre habitation isolée.

Equipements	Puissance Unitaire (W)	Nombre	Puissance totale (W)	Temps de Fonctionnement (H)	Consommation (Wh/j)
Lampes	15	9	135	8	1080
TV Démo	140	1	140	10	1400
Climatiseur	1500	2	3000	12	36000
Réfrigérateur	600	1	600	18	10800
Congélateur	1000	1	1000	24	24000
Pc	80	2	160	6	960
Imprimantes	120	1	120	1	120
Autres Utilisations	500	1	500	2	1000
			<b><math>P_{Tot} = 5655</math></b>		<b><math>E_{cj} = 75360</math></b>

#### III.2.1.b. habitation partiellement raccordée au réseau

##### ✓ Cahier des charges

Tableau III.3. Bilan énergétique des Rez-de-chaussée d'habitation raccordés au réseau.

Rez-de-chaussée					
Equipements	Puissance Unitaire (W)	Nombre	Puissance totale (W)	Temps de Fonctionnement (H)	Consommation (Wh/j)
Lampes Néo	18	6	108	3	324
Lampes LED	15	7	105	2	210
Lampes fluo	24	2	48	1	48
Pompe	800	2	1600	5	8000
Chouder eau	800	1	800	3	2400
Pompe	45	4	180	8	1440
			<b>P<sub>Tot</sub> =2841</b>		<b>E<sub>cj</sub>=12422</b>

Tableau III.4. Les besoins énergétiques dans l'étage 1.

Etage 1					
Equipements	Puissance Unitaire (W)	Nombre	Puissance totale (W)	Temps de Fonctionnement (H)	Consommation (Wh/j)
Lampes	15	33	495	8	3960
Sapote	9	58	522	8	4176
Tv	120	4	480	7	3360
Démo	60	4	240	7	1680
Modem	250	1	250	24	6000
Réfrigérateur	450	1	450	12	5400

Congélateur	1000	1	1000	12	12000
Climatiseur	1500	3	4500	6	27000
Pc	90	1	90	2	180
Friteuse	1500	1	1500	1	1500
Lave-linge	500	1	500	1.5	750
Séchoir	2000	1	2000	1/4	500
Microonde	1000	1	1000	1	1000
Four électrique	1000	1	1000	1	1000
Autres Utilisations	500	1	500	2	1000
			<b><math>P_t = 14527</math></b>		<b><math>E_{cj}=69506</math></b>

**Tableau III.5.** Les besoins énergétiques dans l'étage 2.

<b>Etage 2</b>					
Equipements	Puissance Unitaire (W)	Nombre	Puissance totale (W)	Temps de Fonctionnement (H)	Consommation (Wh/j)
Lampes	15	11	165	2	330
Sapote	9	16	144	2	288
	500	1	500	1/2	250
Tv	120	1	120	1	120
			<b><math>P_{Tot} = 929</math></b>		<b><math>E_{cj}=988</math></b>

Tableau III.6 : La consommation totale.

	Puissance totale (W)	L'énergie totale consommé (Wh/j)
Locaux		
Rez-de-chaussée	<b>2841</b>	<b>12422</b>
Etage 01	<b>14527</b>	<b>69506</b>
Etage02	<b>929</b>	<b>988</b>
	<b>18287</b>	<b>82916</b>

### III.2.2 Evaluation du gisement solaire locale

Les résultats pour la ville de Ain sefra données dans le tableau suivant :

Tableau (III.7) : L'irradiation moyenne reçue par mois dans la ville de Ain sefra par le logiciel **PvGIS**.

Mois	Irradiation sur plan incliné 43° en kWh/m <sup>2</sup> /j
<b>Janvier</b>	1.64
<b>Février</b>	2.53
<b>Mars</b>	3.84
<b>Avril</b>	4.78
<b>Mai</b>	5.63
<b>Juin</b>	6.30
<b>Juillet</b>	6.44
<b>Aout</b>	5.77
<b>Septembre</b>	4.56
<b>Octobre</b>	2.95
<b>Novembre</b>	1.77
<b>Décembre</b>	1.49

### III.2.3. Angle d'inclinaison des modules PV

La méthode de choix de l'inclinaison est d'utiliser le tableau ci-dessous, qui indique la relation entre la latitude et l'inclinaison des panneaux solaires.

Tableau (III.8) : Choix de l'inclinaison [30].

Latitude ( $\varphi$ )	Inclinaison ( $\alpha$ )
$\varphi < 10^\circ$	$\alpha = 10^\circ$
$10^\circ < \varphi < 30^\circ$	$\alpha = \varphi$
$30^\circ < \varphi < 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 10^\circ$
$\varphi > 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 15^\circ$

D'après le tableau (III.8) L'inclinaison des modules est de  $\alpha = 43^\circ$ .

### III.2.4. Orientation et inclinaison des panneaux solaires

On appelle orientation le point cardinal vers le quel est tournée la face active du panneau (Sud, nord,). Les panneaux sont toujours orientés vers l'équateur [31] ;

- Orientation vers le sud dans l'hémisphère Nord.
- Orientation vers le nord dans l'hémisphère Sud.

Dans notre site les modules sont orientés vers le sud.

Tableau (III.9) : Les caractéristiques du module photovoltaïque type (IF-M340-60) polycristallin.

Puissance maximal En Watt	340w
Tension à vide en volt	41.86v
Courant de court-circuit en ampère	10.11A
Tension au point de la puissance max en volt	35.31v
Courant au point de la puissance max en A	9.63A
Rendement en (%)	20.49
Prix en (DA)	30000
Durée de vie	10-25ans
Nombre de cellule	60
La longueur	1665
La largeur	1011
La chute de tension	3%

Tableau (III.10) : Les caractéristiques du Batterie.

<b>Tension</b>	<b>12v</b>
<b>Capacité</b>	<b>296Ah</b>
<b>autonomie</b>	<b>5jours</b>
<b>Profondeur de décharge</b>	<b>80%</b>

### III.3. Application des méthodes de dimensionnement d'un système PV

#### III.3.1 pour une habitation isolée

##### 1. Dimensionnements d'un système PV par la méthode du mois le plus défavorable

##### 1.1. Calcul de la puissance crête des panneaux PV

La puissance crête totale du champ PV, dépend de l'irradiation quotidienne du lieu d'utilisation, elle est donnée par :

$$P_{ch} = \frac{E_{cj}}{K \times I_r} \quad (\text{III.1})$$

$$p_{ch} = \frac{75360}{0.65 \times 1.490} = 77811.04 \text{Wc}$$

$$p_{ch} = 77811.04 \text{Wc}$$

##### 1.2. Choix de la tension de fonctionnement du champ PV

Voir le tableau (II.2).

D'après le tableau (II.2) la tension du système choisi est 96 V.

##### 1.3. Dimensionnement de panneau

##### 1.3.a. Détermination du nombre des panneaux à installer

Le nombre des panneaux PV est calculé en fonction des caractéristiques du panneau choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante :

$$N_{PPV} = \frac{P_{ch}}{P_{p1}} = \frac{77811.04}{340} = 228.85 \approx 229 \text{ panneaux.} \quad (\text{III.2})$$

$$N_{ppv} = 229 \text{ panneaux.}$$

### 1.4. La surface disponible pour les panneaux

La formule qui permet de déterminer la surface d'un panneau PV est la suivante :

$$S_p = l \times L \quad (\text{III.3})$$

Avec :

$S_p$  : la surface de panneau.

$L$  : La longueur.

$l$  : La largeur.

$$S_p = 1665 \times 1011 = 1683315 \text{mm}^2 = 1.683 \text{m}^2.$$

$$S_p = 1,683 \text{m}^2$$

La surface nécessaire pour installer les panneaux est donnée par la formule suivante :

$$S_n = N_{ppv} \times S_p \quad (\text{III.4})$$

Avec :

$S_n$  : La surface nécessaire.

$N_{ppv}$  : Nombre panneaux de à installer.

$S_p$  : la surface de panneaux.

$$S_n = 1.683 \times 229 = 385.47 \text{m}^2$$

$$S_n = 385.47 \text{m}^2$$

- **Le nombre de panneaux connectés en série**

$$N_{ps} = \frac{V_{pv}}{V_u} = \frac{96}{35.31} = 2.71 \approx 3 \text{panneaux.} \quad (\text{III.5})$$

- **Le nombre des panneaux connectés en parallèle**

$$N_{pp} = \frac{N_{ppv}}{N_{ps}} = \frac{229}{3} = 76.33 \approx 77 \text{panneaux.} \quad (\text{III.6})$$

### 1.5. Dimensionnement des batteries de stockage

#### a) Calcul la capacité nominale de système

$$C_{ns} = \frac{ECj \times Nj}{DOD \times V_{sf}} \quad (\text{III.7})$$

$$C_{ns} = \frac{75360 \times 5}{0.8 \times 96} = 4906,25 \text{Ah.}$$

#### ✓ Nombre des batteries

##### A. Nombre des batteries en série

$$N_{bs} = \frac{V_{sf}}{V_b} = \frac{96}{12} = 8 \text{ batterie.} \quad (\text{III.8})$$

##### B. Nombre des batteries en parallèle

$$N_{bp} = \frac{C_{ns}}{C_b} = \frac{4906,25}{296} = 16.57 \approx 17 \text{ batterie.} \quad (\text{III.9})$$

##### C. Nombre des batteries totales

$$N_{btot} = N_{bs} \times N_{bp} = 8 \times 17 = 136 \text{ batterie.} \quad (\text{III.10})$$

### 1.6. Dimensionnement du régulateur

#### 1. Tension d'entrée

Pour un générateur photovoltaïque, le régulateur approprié doit avoir une tension nominale correspondant à celle fournie par le panneau PV (dans notre cas, cette tension nominale est de 96 V).

#### 2. Tension de sortie

La formule qui permet de déterminer la tension maximale du régulateur est la suivante :

$$V_{Rs} = 1.25 \times V_{co} \times N_{ps} \quad (\text{III.11})$$

$$V_{Rs} = 1.25 \times 41.86 \times 3 = 156.3 \text{v.}$$

#### 3. Courant maximale

Courant maximale du régulateur est déterminée par la formule suivant :

$$I_{mR} = 1.25 \times I_{cc} \times N_{pp} \quad (\text{III.12})$$

$$I_{mR} = 1.25 \times 10.11 \times 77 = 973.08 \text{A.}$$

#### 4. Puissance nominale

La puissance nominale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$P_{Rég} = N_{ppv} \times P_p \quad (\text{III.13})$$

$$P_{Rég} = 229 \times 340 = 77860 \text{w}$$

On peut choisir un régulateur de :

- ✓ Puissance = 78 KW.
- ✓ Tension = 96V/ 220V.
- ✓ Courant = 1168 A.

### 1.7. Dimensionnement de l'onduleur

#### A. Tension d'entrée

La tension d'entrée est la même que celle de la batterie ou du régulateur de charge soit 96V.

#### B. Tension de sortie

La tension maximale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$V_{ond} = 1.25 \times V_{co} \times N_{ps} \quad (\text{III.13})$$

$$V_{ond} = 1.25 \times 41.86 \times 3 = 156.3v$$

#### C. Courant maximale

Courant maximale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$I_{ond} = 1.25 \times I_{cc} \times N_{pp} \quad (\text{III.14})$$

$$I_{ond} = 1.25 \times 10.11 \times 77 = 973.08A$$

#### D. Puissance nominale

La puissance nominale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$P_{ond} = N_{ppv} \times P_p \quad (\text{III.15})$$

$$P_{ond} = 340 \times 229 = 77860w$$

On peut choisir un onduleur de :

- ✓ Puissance = 78 KW.
- ✓ Tension = 96V/ 220V.
- ✓ Courant = 1168 A

### 1.8. Dimensionnement des cables

- **Détermination de la section des conducteurs entre le panneau et la boîte de raccordement « distance L=12m »**

Le courant de sortie d'un panneau à sa puissance nominale est égal :

$$I_{max} = 9.63A$$

La chute de tension :  $\Delta u_{\max} = 35.31 \times 0.03 = 1.05V$ . (III.16)

$$S = \frac{\rho \times I_{\max} \times L \times 2}{\Delta V} \quad \text{(III.17)}$$

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 9.63 \times 12 \times 2}{1.05} = 3.521 \times 10^{-6} m^2.$$

**S=3.52mm<sup>2</sup>**

Soit un câble de section minimale de  $3.52 \text{ mm}^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $4 \text{ mm}^2$ .

- **Détermination de la section des conducteurs entre la boîte de raccordement et Régulateur « distance L=10m »**

Le courant de sortie de la boîte de raccordement :

$$I = \Sigma i_{\text{panneau}} = 77 \times 9.63 = 741.51A \quad \text{(III.18)}$$

La chute de tension :

$$\Delta U_{\max} = 96 \times 0.03 = 2.88V. \quad \text{(III.19)}$$

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 741.51 \times 10 \times 2}{2.88} = 82.39 \times 10^{-6} m^2.$$

**S=82.39mm<sup>2</sup>.**

Soit un câble de section minimale de  $82.39 \text{ mm}^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $95 \text{ mm}^2$ .

- **Détermination de la section des conducteurs entre les batteries et le régulateur « Distance L=4m »**

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 741.51 \times 4 \times 2}{0.03 \times 96} = 32.95 \times 10^{-6} m^2.$$

**S=32.95mm<sup>2</sup>.**

Soit un câble de section minimale de  $32.95 \text{ mm}^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $35 \text{ mm}^2$ .

- **Détermination de la section des conducteurs entre le régulateur et l'onduleur**  
**« distance L=6m »**

Le courant circulant entre le régulateur et l'onduleur lorsque celui-ci débite sa puissance nominale :

$$I_{\max} = P_{\max_{\text{onduleur}}} \div U_{\text{régulateur}}. \quad (\text{III.20})$$

$$I_{\max} = 77860 \div 96 = 811.04 \text{ A.}$$

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 811.04 \times 6 \times 2}{2.88} = 54.06 \times 10^{-6} \text{ m}^2.$$

$$S = 54.06 \text{ mm}^2$$

Soit un câble de section minimale de  $54.06 \text{ mm}^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $70 \text{ mm}^2$ .

## 2. Dimensionnements d'un système PV par-là Méthode de la moyenne annuelle

### 2.1. Calcul de la puissance crête des panneaux PV

La puissance crête totale du champ PV, dépend de l'irradiation quotidienne du lieu d'utilisation, elle est donnée par :

$$P_{\text{ch}} = \frac{E_{\text{cj}}}{K \times I_{\text{r}}} \quad (\text{III.21})$$

$$p_{\text{ch}} = \frac{75360}{0.65 \times 3.975} = 29166.90 \text{ Wc}$$

$$p_{\text{ch}} = 29166.90 \text{ Wc}$$

### 2.2. Choix de la tension de fonctionnement du champ PV

D'après le tableau (II.2) la tension du système choisi est 96 V.

### 2.3. Dimensionnement de panneau

#### 2.3.a. Détermination du nombre des panneaux à installer

Le nombre des panneaux PV est calculé en fonction des caractéristiques du panneau choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante :

$$N_{PPV} = \frac{P_{ch}}{P_{p1}} = \frac{29166.90}{340} = 85.78 \approx 86 \text{ panneaux.} \quad (\text{III.22})$$

$$N_{ppv} = 86 \text{ panneaux.}$$

#### 2.4. La surface disponible pour les panneaux

La surface de panneau PV est déterminée par la relation suivante :

$$S_p = l \times L \quad (\text{III.23})$$

$$S_p = 1665 \times 1011 = 1683315 \text{ mm}^2 = 1.683 \text{ m}^2.$$

$$S_p = 1,683 \text{ m}^2.$$

La surface nécessaire pour installer les panneaux est donnée par la relation suivante :

$$S_n = N_{ppv} \times S_p \quad (\text{III.24})$$

$$S_n = 1.683 \times 86 = 144.738 \text{ m}^2$$

$$S_n = 144.738 \text{ m}^2$$

- Le nombre de panneaux connectés en série

$$N_{ps} = \frac{V_{pv}}{V_u} = \frac{96}{35.31} = 2.71 \approx 3 \text{ panneaux.} \quad (\text{III.25})$$

- Le nombre des panneaux connectés en parallèle

$$N_{pp} = \frac{N_{ppv}}{N_{ps}} = \frac{86}{3} = 28.66 \approx 29 \text{ panneaux.} \quad (\text{III.26})$$

#### 2.5. Dimensionnement des batteries de stockage

- b) Calcul la capacité nominale de système

$$C_{ns} = \frac{EC_j \times N_j}{DOD \times V_{sf}} \quad (\text{III.27})$$

$$C_{ns} = \frac{75360 \times 5}{0.8 \times 96} = 4906.25 \text{Ah.}$$

✓ **Nombre des batteries**

**D. Nombre des batteries en série**

$$N_{bs} = \frac{V_{sf}}{V_b} = \frac{96}{12} = 8 \text{ batterie.} \quad (\text{III.28})$$

**E. Nombre des batteries en parallèle**

$$N_{bp} = \frac{C_{ns}}{C_b} = \frac{4906.25}{296} = 16.57 \approx 17 \text{ batterie.} \quad (\text{III.29})$$

**F. Nombre des batteries totales**

$$N_{btot} = N_{bs} \times N_{bp} = 8 \times 17 = 136 \text{ batterie.} \quad (\text{III.30})$$

## 2.6. Dimensionnement du régulateur

### 5. Tension d'entrée

Le régulateur adéquat pour un générateur PV doit avoir une tension nominale identique à celle fournie par le panneau PV (pour notre cas la tension nominale est égale à 96 V).

### 6. Tension de sortie

La tension maximale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$V_{Rs} = 1.25 \times V_{Co} \times N_{ps} \quad (\text{III.31})$$

$$V_{Rs} = 1.25 \times 41.86 \times 3 = 156.3 \text{v.}$$

### 7. Courant maximale

Courant maximale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$I_{mR} = 1.25 \times I_{cc} \times N_{pp} \quad (\text{III.32})$$

$$I_{mR} = 1.25 \times 10.11 \times 29 = 366.48 \text{A.}$$

### 8. Puissance nominale

La puissance nominale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$P_{Rég} = N_{ppv} \times P_p \quad (\text{III.33})$$

$$P_{Rég} = 86 \times 340 = 29240 \text{w}$$

On peut choisir un régulateur de :

- ✓ Puissance = 30 KW.

- ✓ Tension = 96V/ 220V.
- ✓ Courant = 370 A.

### 2.7. Dimensionnement de l'onduleur

#### E. Tension d'entrée

La tension d'entrée est la même que celle de la batterie ou du régulateur de charge soit 96V.

#### F. Tension de sortie

La tension maximale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$V_{ond} = 1.25 \times V_{co} \times N_{ps} \quad (\text{III.34})$$

$$V_{ond} = 1.25 \times 41.86 \times 3 = 156.3v$$

#### G. Courant maximale

Courant maximale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$I_{ond} = 1.25 \times I_{cc} \times N_{pp} \quad (\text{III.35})$$

$$I_{ond} = 1.25 \times 10.11 \times 29 = 366.48A$$

#### H. Puissance nominale

La puissance nominale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$P_{ond} = N_{ppv} \times P_p \quad (\text{III.36})$$

$$P_{ond} = 340 \times 86 = 29240w$$

On peut choisir un onduleur de :

- ✓ Puissance = 30 KW.
- ✓ Tension = 96V/ 220V.
- ✓ Courant = 370A.

### 2.8. Dimensionnement des câbles

- **Détermination de la section des conducteurs entre le panneau et la boîte de raccordement « distance L=12m »**

Le courant de sortie d'un panneau à sa puissance nominale est égal :

$$I_{max} = 9.63A$$

$$\text{La chute de tension : } \Delta u_{max} = 35.31 \times 0.03 = 1.05V. \quad (\text{III.37})$$

$$S = \frac{\rho \times I_{max} \times L \times 2}{\Delta V} \quad (\text{III.38})$$

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 9,63 \times 12 \times 2}{1,05} = 3,521 \times 10^{-6} m^2.$$

$$S = 3,52 mm^2.$$

Soit un câble de section minimale de  $3,52 mm^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $4 mm^2$ .

- **Détermination de la section des conducteurs entre la boîte de raccordement et Régulateur « distance L=10m »**

Le courant de sortie de la boîte de raccordement :

$$I = \Sigma i_{panneau} = 77 \times 9,63 = 741,51 A \quad (\text{III.39})$$

La chute de tension :  $\Delta U_{max} = 96 \times 0,03 = 2,28 V.$  (III.40)

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 741,51 \times 10 \times 2}{2,88} = 82,39 \times 10^{-6} m^2.$$

$$S = 82,39 mm^2.$$

Soit un câble de section minimale de  $82,39 mm^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $95 mm^2$ .

- **Détermination de la section des conducteurs entre les batteries et le régulateur « Distance L=4m »**

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 741,51 \times 4 \times 2}{2,88} = 32,95 \times 10^{-6} m^2.$$

$$S = 32,95 mm^2.$$

Soit un câble de section minimale de  $32,95 mm^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $35 mm^2$ .

- **Détermination de la section des conducteurs entre le régulateur et l'onduleur « distance L=6m »**

Le courant circulant entre le régulateur et l'onduleur lorsque celui-ci débite sa puissance nominale :

$$I_{\max} = P_{\max_{\text{onduleur}}} \div U_{\text{régulateur}}. \quad (\text{III.41})$$

$$I_{\max} = 77860 \div 96 = 811.04 \text{ A.}$$

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 811.04 \times 6 \times 2}{2.88} = 54.06 \times 10^{-6} \text{ m}^2.$$

$$S = 54.06 \text{ mm}^2$$

Soit un câble de section minimale de  $54.06 \text{ mm}^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $70 \text{ mm}^2$ .

### 3. Dimensionnements d'un système PV par la méthode simplifiée

#### a) Calcul du nombre des panneaux photovoltaïque

On prend un panneaux PV type (IF-M340-60) polycristallin, il développe 340 W pour un rayonnement de  $1000 \text{ w/m}^2$ , nous devons calculer sa puissance pour la région de Naama où les PPV vont être installés.

Le rayonnement solaire de Naama est  $275 \text{ W/m}^2$ .

$$340 \text{ w} \rightarrow 1000 \text{ w/m}^2$$

$$\gamma \rightarrow 275 \text{ W/m}^2 \Rightarrow \gamma = (340 \times 275) / 1000 = 93.5 \text{ w}$$

Durée d'insolation de site de NAAMA (Métronome)

- En hiver  $\rightarrow$  environ 10h d'enseillement /jour

$$93.5 \times 10 = 935 \text{ Wh/j.}$$

- En été  $\rightarrow$  environ 14h d'enseillement/jour

$$93.5 \times 14 = 1309 \text{ Wh/j.}$$

$$N_{\text{ppv}} = \frac{E_{\text{cj}}}{P_{\text{ppv}}} = \frac{75360}{935} = 80.59 \approx 81 \text{ panneaux.} \quad (\text{III.42})$$

- ✓ Le nombre de panneaux connectés en série

$$N_{\text{p.s}} = \frac{V_{\text{ch}}}{V_{\text{mpp}}} = \frac{96}{35.31} = 2.71 \approx 3 \text{ panneaux.} \quad (\text{III.43})$$

- ✓ Le nombre de modules connectés en parallèles

$$N_{p.p} = \frac{N_{ppv}}{N_{p.s}} = \frac{81}{3} = 27 \text{panneaux.} \quad (\text{III.44})$$

**a) Calcul du nombre des Batteries**

On suppose une autonomie de 5 jours → la puissance globale stockée dans les batteries doit être égale à la consommation journalière×5.

$$p_g = E_{cj} \times N_j = 75360 \times 5 = 376800 \text{wh.} \quad (\text{III.45})$$

On prend une batterie 12v/296 Ah

$$P_{bat} = V_b \times C_b = 12 \times 296 = 3552 \text{wh} \quad (\text{III.46})$$

$$N_{batter} = \frac{P_g}{p_{bat}} = \frac{376800}{3552} = 106.08 \approx 107. \quad (\text{III.47})$$

- **Nombre de batteries en série**

$$N_{b.s} = \frac{V_{ch}}{V_{batt}} = \frac{96}{12} = 8 \text{batter.} \quad (\text{III.48})$$

- **Nombre de batteries en parallèle**

$$N_{b.p} = \frac{N_{batter}}{N_{b.s}} = \frac{107}{8} = 13.375 \approx 14 \text{batter.} \quad (\text{III.49})$$

**b) Choix d'onduleur**

La puissance à développer par l'onduleur :

On a  $P_{Tot} = 5655W$  et l'onduleur ne développe que 80% de sa puissance nominale, alors :

$$P_{ond} = \frac{P_{Tot}}{\eta_{ond}} = \frac{5655}{0.8} = 7068.75 \text{w.} \quad (\text{III.50})$$

Alors On choisit un onduleur de **96V/8000W**.

**c) Calcul de la section du câble électrique**

La section du câble électrique est calculée par la formule suivante :

$$S = \frac{\rho \times I \times L}{\Delta V} \quad (\text{III.51})$$

**Avec :**

$\Delta V$  : Les pertes par effet joule

I : Courant de circulation.

$\Delta U = 3\%$

$\rho$  : Conducteurs en cuivre ( $r = 1,6 * 10^{-8} \Omega.m$ ).

- On a calculé le courant totale :

$$I_{Tot} = I_{cc} \times N_{p_p} = 10.11 \times 27 = 272.97A. \quad (III.52)$$

« L=12m »

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 12 \times 272.97}{0.03 \times 96} = 1.8198 \times 10^{-5} m^2 \approx 19 mm^2$$

**S=25mm<sup>2</sup>.**

### III.3.2 pour une habitation raccordée au réseau

- ✓ Dimensionnements d'un système PV par la méthode du mois le plus défavorable

#### 1.1. Calcul de la puissance crête des panneaux PV

La puissance crête totale du champ PV, dépend de l'irradiation quotidienne du lieu d'utilisation, elle est donnée par :

$$P_{ch} = \frac{E_{c_j}}{K \times I_r} \quad (III.53)$$

$$p_{ch} = \frac{82916}{0.65 \times 1.490} = 85612.80 Wc$$

**p<sub>ch</sub>=85612.80Wc**

#### 1.2. Choix de la tension de fonctionnement du champ PV

D'après le tableau (II.2) la tension du système choisi est 96 V.

#### 1.3. Dimensionnement de panneau

##### 1.3.a. Détermination du nombre des panneaux à installer

Le nombre des panneaux PV est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante :

$$N_{PPV} = \frac{P_{ch}}{P_{p1}} = \frac{85612.80}{340} = 251.80 \approx 252 \text{ panneaux}. \quad (III.54)$$

### 1.4. La surface disponible pour les panneaux

La surface de panneau PV est déterminée par la relation suivante :

$$S_p = l \times L \quad (\text{III.55})$$

$$S_p = 1665 \times 1011 = 1683315 \text{mm}^2 = 1.683 \text{m}^2.$$

$$S_p = 1,683 \text{m}^2.$$

La surface nécessaire pour installer les panneaux est donnée par la relation suivante :

$$S_n = N_{ppv} \times S_p \quad (\text{III.56})$$

$$S_n = 1.683 \times 252 = 424.11 \text{m}^2$$

$$S_n = 424.11 \text{m}^2$$

- **Le nombre de panneaux connectés en série**

$$N_{ps} = \frac{V_{pv}}{V_u} = \frac{96}{35.31} = 2.71 \approx 3 \text{panneaux.} \quad (\text{III.57})$$

- **Le nombre des panneaux connectés en parallèle**

$$N_{pp} = \frac{N_{ppv}}{N_{ps}} = \frac{252}{3} = 84 \text{panneaux.} \quad (\text{III.58})$$

### 5. Dimensionnement des batteries de stockage

- c) **Calcul la capacité nominale de système**

$$C_{ns} = \frac{EC_j \times N_j}{DOD \times V_{sf}} \quad (\text{III.59})$$

$$C_{ns} = \frac{82916 \times 5}{0.8 \times 96} = 5398.17 \text{Ah.}$$

- ✓ **Nombre des batteries**

#### G. Nombre des batteries en série

$$N_{bs} = \frac{V_{sf}}{V_b} = \frac{96}{12} = 8 \text{batterie.} \quad (\text{III.60})$$

#### H. Nombre des batteries en parallèle

$$N_{bp} = \frac{C_{ns}}{C_b} = \frac{5388.17}{296} = 18.03 \approx 19 \text{batterie.} \quad (\text{III.61})$$

#### I. Nombre des batteries totales

$$N_{\text{btot}} = N_{\text{bs}} \times N_{\text{bp}} = 8 \times 19 = 152 \text{ batteries.} \quad (\text{III.62})$$

## 6. Dimensionnement du régulateur

### 9. Tension d'entrée

Le régulateur adéquat pour un générateur PV doit avoir une tension nominale identique à celle fournie par le panneau PV (pour notre cas la tension nominale est égale à 96 V).

### 10. Tension de sortie

La tension maximale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$V_{RS} = 1.25 \times V_{CO} \times N_{ps} \quad (\text{III.63})$$

$$V_{RS} = 1.25 \times 41.86 \times 3 = 156.3 \text{ V.}$$

### 11. Courant maximale :

Courant maximale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$I_{mR} = 1.25 \times I_{cc} \times N_{pp} \quad (\text{III.64})$$

$$I_{mR} = 1.25 \times 10.11 \times 84 = 1061.55 \text{ A.}$$

### 12. Puissance nominale

La puissance nominale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$P_{\text{Rég}} = N_{pp} \times P_p$$

$$P_{\text{Rég}} = 252 \times 340 = 85680 \text{ W}$$

On peut choisir un régulateur de :

- ✓ Puissance = 86 KW.
- ✓ Tension = 96V/ 220V.
- ✓ Courant = 1068 A.

## 7. Dimensionnement de l'onduleur

### I. Tension d'entrée

La tension d'entrée est la même que celle de la batterie ou du régulateur de charge soit 96V.

### J. Tension de sortie

La tension maximale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$V_{ond} = 1.25 \times V_{co} \times N_{ps} \quad (\text{III.65})$$

$$V_{ond} = 1.25 \times 41.86 \times 3 = 156.3v$$

### K. Courant maximale

Courant maximale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$I_{ond} = 1.25 \times I_{cc} \times N_{pp} \quad (\text{III.66})$$

$$I_{ond} = 1.25 \times 10.11 \times 84 = 1061.55A$$

### L. Puissance nominale

La puissance nominale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$P_{ond} = N_{ppv} \times P_p \quad (\text{III.67})$$

$$P_{ond} = 340 \times 252 = 85680w$$

On peut choisir un onduleur de :

- ✓ Puissance = 86 KW.
- ✓ Tension = 96V/ 220V.
- ✓ Courant = 1168 A

## 8. Dimensionnement des câbles

- **Détermination de la section des conducteurs entre le panneau et la boîte de raccordement « distance L=12m »**

Le courant de sortie d'un panneau à sa puissance nominale est égal :

$$I_{max} = 9.63A$$

La chute de tension :  $\Delta u_{max} = 35.31 \times 0.03 = 1.05V$ .

$$S = \frac{\rho \times I_{max} \times L \times 2}{\Delta V} \quad (\text{III.68})$$

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 9.63 \times 12 \times 2}{1.05} = 3.521 \times 10^{-6} m^2.$$

$$S = 3.52 mm^2.$$

Soit un câble de section minimale de  $3.52 mm^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $4 mm^2$ .

- **Détermination de la section des conducteurs entre la boîte de raccordement et régulateur « distance L=10m »**

Le courant de sortie de la boîte de raccordement :

$$I = \Sigma i_{\text{panneau}} = 84 \times 9.63 = 808.92 \text{A.} \quad (\text{III.69})$$

La chute de tension :  $\Delta U_{\text{max}} = 96 \times 0.03 = 2.28 \text{V.}$

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 808.92 \times 10 \times 2}{2.88} = 89.88 \times 10^{-6} \text{m}^2.$$

$$S = 89.88 \text{mm}^2$$

Soit un câble de section minimale de  $89.88 \text{mm}^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $95 \text{mm}^2$ .

- **Détermination de la section des conducteurs entre les batteries et le régulateur « Distance L=4m »**

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 808.92 \times 4 \times 2}{0.03 \times 96} = 35.95 \times 10^{-6} \text{m}^2.$$

$$S = 35.95 \text{mm}^2$$

Soit un câble de section minimale de  $35.95 \text{mm}^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $40 \text{mm}^2$ .

- **Détermination de la section des conducteurs entre le régulateur et l'onduleur « distance L=6m »**

Le courant circulant entre le régulateur et l'onduleur lorsque celui-ci débite sa puissance nominale :

$$I_{\text{max}} = P_{\text{max}_{\text{onduleur}}} \div U_{\text{régulateur}}. \quad (\text{III.70})$$

$$I_{\text{max}} = 85680 \div 96 = 892.5 \text{A.}$$

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 892.5 \times 6 \times 2}{2.88} = 59.5 \times 10^{-6} \text{m}^2.$$

$$S = 59.5 \text{mm}^2.$$

Soit un câble de section minimale de  $59.5\text{mm}^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $70\text{mm}^2$ .

✓ **Dimensionnements d'un système PV par-là Méthode de la moyenne annuelle**

**1. Calcul de la puissance crête des panneaux PV**

La puissance crête totale du champ PV, dépend de l'irradiation quotidienne du lieu d'utilisation, elle est donnée par :

$$P_{ch} = \frac{E_{cj}}{K \times I_r} \quad (\text{III.71})$$

$$P_{ch} = \frac{82916}{0.65 \times 3.975} = 32091.34 \text{Wc}$$

**2. Choix de la tension de fonctionnement du champ PV**

D'après le tableau (II.2) la tension du système choisi est 96 V.

**3. Dimensionnement de panneau**

**3.a. Détermination du nombre des panneaux à installer**

Le nombre des panneaux PV est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante :

$$N_{PPV} = \frac{P_{ch}}{P_{p1}} = \frac{32091.34}{340} = 94.38 \approx 95 \text{ panneaux.} \quad (\text{III.72})$$

$$N_{ppv} = 95 \text{ panneaux.}$$

**4. La surface disponible pour les panneaux**

La surface de panneau PV est déterminée par la relation suivante :

$$S_p = l \times L \quad (\text{III.73})$$

$$S_p = 1665 \times 1011 = 1683315 \text{mm}^2 = 1.683 \text{m}^2.$$

$$S_p = 1,683 \text{m}^2$$

La surface nécessaire pour installer les panneaux est donnée par la relation suivante :

$$S_n = N_{ppv} \times S_p \quad (\text{III.74})$$

Avec :

$S_n$  : La surface nécessaire.

$N_{ppv}$  : Nombre de modules à installer.

$S_p$  : la surface de panneaux.

$$S_n = 1.683 \times 95 = 159.88 m^2$$

$$S_n = 144.738 m^2$$

- **Le nombre de panneaux connectés en série**

$$N_{ps} = \frac{V_{pv}}{V_u} = \frac{96}{35.31} = 2.71 \approx 3 \text{panneaux.} \quad (\text{III.75})$$

- **Le nombre des panneaux connectés en parallèle**

$$N_{pp} = \frac{N_{ppv}}{N_{ps}} = \frac{95}{3} = 31.66 \approx 32 \text{panneaux.} \quad (\text{III.76})$$

## 5. Dimensionnement des batteries de stockage

### d) Calcul la capacité nominale de système

$$C_{ns} = \frac{EC_j \times N_j}{DOD \times V_{sf}} \quad (\text{III.77})$$

$$C_{ns} = \frac{82916 \times 5}{08 \times 96} = 5398.17 \text{Ah.}$$

#### ✓ Nombre des batteries

##### J. Nombre des batteries en série

$$N_{bs} = \frac{V_{sf}}{V_b} = \frac{96}{12} = 8 \text{batterie.} \quad (\text{III.78})$$

##### K. Nombre des batteries en parallèle

$$N_{bp} = \frac{C_{ns}}{C_b} = \frac{5389.17}{296} = 18.03 \approx 19 \text{batterie.} \quad (\text{III.79})$$

##### L. Nombre des batteries totales

$$N_{btot} = N_{bs} \times N_{bp} = 8 \times 19 = 152 \text{batterie.} \quad (\text{III.80})$$

## 6. Dimensionnement du régulateur

### 13. Tension d'entrée

Le régulateur adéquat pour un générateur PV doit avoir une tension nominale identique à celle fournie par le panneau PV (pour notre cas la tension nominale est égale à 96 V).

### 14. Tension de sortie

La tension maximale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$V_{Rs} = 1.25 \times V_{co} \times N_{ps} \quad (\text{III.81})$$

$$V_{Rs} = 1.25 \times 41.86 \times 3 = 156.3 \text{ v.}$$

### 15. Courant maximale

Courant maximale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$I_{mR} = 1.25 \times I_{cc} \times N_{pp} \quad (\text{III.82})$$

$$I_{mR} = 1.25 \times 10.11 \times 32 = 404.4 \text{ A.}$$

### 16. Puissance nominale

La puissance nominale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$P_{Rég} = N_{ppv} \times P_p$$

$$P_{Rég} = 95 \times 340 = 32300 \text{ w} \quad (\text{III.83})$$

On peut choisir un régulateur de :

- ✓ Puissance = 33 KW.
- ✓ Tension = 96V/ 220V.
- ✓ Courant = 405 A.

## 7. Dimensionnement de l'onduleur

### M. Tension d'entrée

La tension d'entrée est la même que celle de la batterie ou du régulateur de charge soit 96V.

### N. Tension de sortie

La tension maximale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$V_{\text{ond}} = 1.25 \times V_{\text{co}} \times N_{\text{ps}} \quad (\text{III.84})$$

$$V_{\text{ond}} = 1.25 \times 41.86 \times 3 = 156.3\text{v}$$

### O. Courant maximale

Courant maximale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$I_{\text{ond}} = 1.25 \times I_{\text{cc}} \times N_{\text{pp}} \quad (\text{III.85})$$

$$I_{\text{ond}} = 1.25 \times 10.11 \times 32 = 404.4\text{A}$$

### P. Puissance nominale

La puissance nominale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$P_{\text{ond}} = N_{\text{ppv}} \times P_{\text{p}} \quad (\text{III.86})$$

$$P_{\text{ond}} = 340 \times 95 = 32300\text{w}$$

On peut choisir un onduleur de :

- ✓ Puissance = 33 KW.
- ✓ Tension = 96V/ 220V.
- ✓ Courant = 405A.

## 8. Dimensionnement des câbles

- **Détermination de la section des conducteurs entre le panneau et la boîte de raccordement « distance L=12m »**

Le courant de sortie d'un panneau à sa puissance nominale est égal :

$$I_{\text{max}} = 9.63\text{A}$$

La chute de tension :  $\Delta u_{\text{max}} = 35.31 \times 0.03 = 1.05\text{V}$ .

$$S = \frac{\rho \times I_{\text{max}} \times L \times 2}{\Delta V} \quad (\text{III.87})$$

$$S = \frac{1.6 \times 10^{-8} \times 9.63 \times 12 \times 2}{1.05} = 3.521 \times 10^{-6} \text{m}^2.$$

$$S = 3.52 \text{mm}^2$$

Soit un câble de section minimale de  $3.52 \text{mm}^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $4 \text{mm}^2$ .

- **Détermination de la section des conducteurs entre la boîte de raccordement et Régulateur « distance L=10m »**

Le courant de sortie de la boîte de raccordement :

$$I = \Sigma i_{\text{panneau}} = 95 \times 9.63 = 914.85 \text{ A}$$

La chute de tension :  $\Delta U_{\text{max}} = 96 \times 0.03 = 2.28 \text{ V}$

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 914.85 \times 10 \times 2}{2.88} = 101.65 \times 10^{-6} \text{ m}^2.$$

$$S = 101.65 \text{ mm}^2$$

Soit un câble de section minimale de  $101.65 \text{ mm}^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $120 \text{ mm}^2$ .

- **Détermination de la section des conducteurs entre les batteries et le régulateur « Distance L=4m »**

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 914.85 \times 4 \times 2}{0.03 \times 96} = 40.66 \times 10^{-6} \text{ m}^2.$$

$$S = 40.66 \text{ mm}^2$$

Soit un câble de section minimale de  $40.66 \text{ mm}^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $50 \text{ mm}^2$ .

- **Détermination de la section des conducteurs entre le régulateur et l'onduleur « distance L=6m »**

Le courant circulant entre le régulateur et l'onduleur lorsque celui-ci débite sa puissance nominale :

$$I_{\text{max}} = P_{\text{max}_{\text{onduleur}}} \div U_{\text{régulateur}}.$$

$$I_{\text{max}} = 82916 \div 96 = 863.70 \text{ A}.$$

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 863.70 \times 6 \times 2}{2.88} = 57.58 \times 10^{-6} \text{ m}^2.$$

$$S = 57.58 \text{ mm}^2.$$

Soit un câble de section minimale de  $57.58\text{mm}^2$ , on prendra donc des câbles normalisés de  $70\text{mm}^2$ .

✓ **Dimensionnements d'un système PV par la méthode simplifiée**

**1. Calcul du nombre des panneaux photovoltaïque**

On prend un panneau PV type (IF-M340-60) polycristallin, il développe 340 W pour un rayonnement de  $1000\text{w/m}^2$ , nous devons calculer sa puissance pour la région de Naama où les PPV vont être installés.

Le rayonnement solaire de Naama est  $275\text{W/m}^2$ .

$$340\text{w} \rightarrow 1000\text{ w/m}^2$$

$$\Rightarrow \gamma = \frac{340 \times 275}{1000} = 93.5\text{w.}$$

$$\gamma \rightarrow 275\text{W/m}^2$$

Durée d'insolation de site de NAAMA (Métronomie)

- En hiver  $\rightarrow$  environ 10h d'ensoleillement /jour

$$93.5 \times 10 = 935\text{Wh/j.}$$

- En été  $\rightarrow$  environ 14h d'ensoleillement/jour

$$93.5 \times 14 = 1309\text{ Wh/j.}$$

$$N_{\text{ppv}} = \frac{E_{\text{cj}}}{P_{\text{ppv}}} = \frac{82916}{935} = 88.68 \approx 89\text{panneaux.} \quad (\text{III.88})$$

- ✓ **Le nombre de panneaux connectés en série**

$$N_{\text{p.s}} = \frac{V_{\text{ch}}}{V_{\text{mpp}}} = \frac{96}{35.31} = 2.71 \approx 3\text{panneaux.} \quad (\text{III.89})$$

- ✓ **Le nombre de modules connectés en parallèles**

$$N_{\text{p.p}} = \frac{N_{\text{ppv}}}{N_{\text{p.s}}} = \frac{89}{3} = 30\text{panneaux.} \quad (\text{III.90})$$

**2. Calcul du Numbers des Batteries**

On suppose une autonomie de 5 jours  $\rightarrow$  la puissance globale stockée dans les batteries doit être égale à la consommation journalière  $\times 5$ .

$$P_g = E_{\text{cj}} \times N_j = 82916 \times 5 = 414580\text{wh.} \quad (\text{III.91})$$

On prend une batterie 12v/296 Ah

$$P_{\text{bat}} = V_b \times C_b = 12 \times 296 = 3552 \text{wh} \quad (\text{III.92})$$

$$N_{\text{batter}} = \frac{P_g}{P_{\text{bat}}} = \frac{414580}{3552} = 116.71 \approx 117. \quad (\text{III.96})$$

- Nombre de batteries en série

$$N_{\text{b.s}} = \frac{V_{\text{ch}}}{V_{\text{batt}}} = \frac{96}{12} = 8 \text{batter}. \quad (\text{III.97})$$

- Nombre de batteries en parallèle

$$N_{\text{bp}} = \frac{N_{\text{batter}}}{N_{\text{bs}}} = \frac{117}{8} = 14.625 \approx 15. \quad (\text{III.98})$$

### 3.Choix d'onduleur

La puissance à développer par l'onduleur :

On a  $P_{\text{Tot}} = 18287W$  et l'onduleur ne développe que 80% de sa puissance nominale, alors :

$$P_{\text{ond}} = \frac{P_{\text{Tot}}}{\eta_{\text{ond}}} = \frac{18287}{0.8} = 22858.75w. \quad (\text{III.99})$$

Alors On choisit un onduleur de **96V/23KW**.

#### d) Calcul de la section du câble électrique :

La section du câble électrique est calculée par la formule suivante :

$$S = \frac{\rho \times I \times L}{\Delta V} \quad (\text{III.100})$$

- On a calculé le courant totale :

$$I_{\text{Tot}} = I_{\text{cc}} \times N_{\text{pp}} = 10.11 \times 30 = 303.3A.$$

« L=12m »

$$S = \frac{1,6 \times 10^{-8} \times 12 \times 303.3}{0.03 \times 96} = 20.22 \times 10^{-6} m^2.$$

$$S = 25 \text{mm}^2.$$

### III.4. Etude économique

#### III.4.1. Calcul de l'investissement initial total :

L'investissement initial total de l'installation  $C_{Tot}$  est donné par la formule [32] :

$$C_{Tot} = C_{Mod} + C_{Ond} + C_{Bat} + C_{Rég} + C_{Cab} + C_{acc} + C_{Mai} \quad (III.101)$$

Tableau III.11 : Les prix estimatifs des différents composants du système PV autonome.

Désignation	Prix unitaire DA	Nombre				Prix total DA			
		Simplifiée	Mois le plus défavorable	Moyenne annuelle	Par Psys	Simplifiée	Mois le plus défavorable	Moyenne annuelle	Par Psys
<b>Module PV</b>	30000	81	231	87	231	2430000	6930000	2610000	6930000
<b>Batterie</b>	52500	112	136	136	128	5880000	7140000	7140000	6720000
<b>Régulateur</b>	550000	1	1	1	1	550000	550000	550000	550000
<b>Onduleur</b>	129000	1	1	1	1	129000	129000	129000	129000
<b>Le support de panneau</b>	1500	81	231	87	231	121500	346500	130500	346500
<b>Mains d'œuvre</b>	3875000	/	/	/	/	3875000	3875000	3875000	3875000
<b>Câbles (m)</b>	90000	/	/	/	/	90000	90000	90000	90000
						10645500	19060500	14524500	18640500

#### III.4.2. Calcul de l'amortissement total :

L'amortissement annuel total du système  $ATot$  est donné par la formule [33] :

$$ATot = AMod + AOnd + ABat + ARég + ACab + Aacc \quad (III.102)$$

L'amortissement de chaque composant set la forme :

$$A = C/N \quad \text{(III.103)}$$

On note que les hypothèses retenues, relatives à la durée vie pour chacun des éléments du système, sont données ci-après.

**Tableau III.12:** La durée de vie des équipements

Equipements	Module PV	Régulateur	Batteries	Onduleur	Câblage	Le support
Durée de vie	25ans	10ans	10ans	20ans	35ans	25ans

Dans le tableau (III.13) nous avons calculé l'amortissement global de notre installation.

**Tableau III.13 :** L'amortissement global de l'installation PV.

Appareils	Durée de vie	Investissement en (DA)				Amortissement en (DA)			
		Simplifiée	Mois le plus défavorable	Moyenne annuelle	Par Psys	Simplifiée	Mois le plus défavorable	Moyenne annuelle	Par Psys
<b>Module PV</b>	25	2430000	6930000	2610000	6930000	97200	277200	104400	277200
<b>Batterie</b>	10	5880000	7140000	7140000	6720000	588000	714000	714000	672000
<b>Régulateur</b>	10	550000	550000	550000	550000	55000	55000	55000	55000
<b>Onduleur</b>	20	129000	129000	129000	129000	6450	6450	6450	6450
<b>Le support de panneau</b>	25	121500	346500	130500	346500	4860	13860	5220	13860
<b>Câbles(m)</b>	35	90000	90000	90000	90000	2571.4	2571.4	2571.4	2571.4
						754081.4	1069081.4	887641.4	1027081.4

**III.4.3. Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total :**

Le coût d'entretien total annuel du système est donné par l'expression :

$$E_{Tot} = E_{Mod} + E_{Ond} + E_{Bat} + E_{Rég} + E_{Cab} + E_{acc} \quad (III.104)$$

L'entretien de chaque composant set la forme :

$$E = C \times R \quad (III.105)$$

L'entretien global annuel est calculé dans le tableau suivant :

**Tableau III.14 : L'entretien global annuel.**

Appareils	Prix total DA				Ratio	Entretien (DA)			
	Simplifiée	Mois le plus défavorable	Moyenne annuelle	Par Psys		Simplifiée	Mois le plus défavorable	Moyenne annuelle	Par Psys
<b>Module PV</b>	2430000	6930000	2610000	6930000	2%	48600	138600	52200	138600
<b>Batterie</b>	5880000	7140000	7140000	6720000	2%	117600	142800	142800	134400
<b>Régulateur</b>	550000	550000	550000	550000	1%	5500	5500	5500	5500
<b>Onduleur</b>	129000	129000	129000	129000	5%	6450	6450	6450	6450
<b>Le support de panneau</b>	121500	346500	130500	346500	1%	1215	3465	1305	3465
<b>Câbles (m)</b>	90000	90000	90000	90000	3%	2700	2700	2700	2700
<b>Total</b>	10645500	19060500	14524500	18640500		182065	299515	210685	291115

**III.4.4. Calcul des coûts sur la durée de vie**

Le coût global annuel de la valeur actualisée est calculé par l'expression suivante :

$$C_{GA} = A_{Tot} + E_{Tot}. \quad (III.106)$$

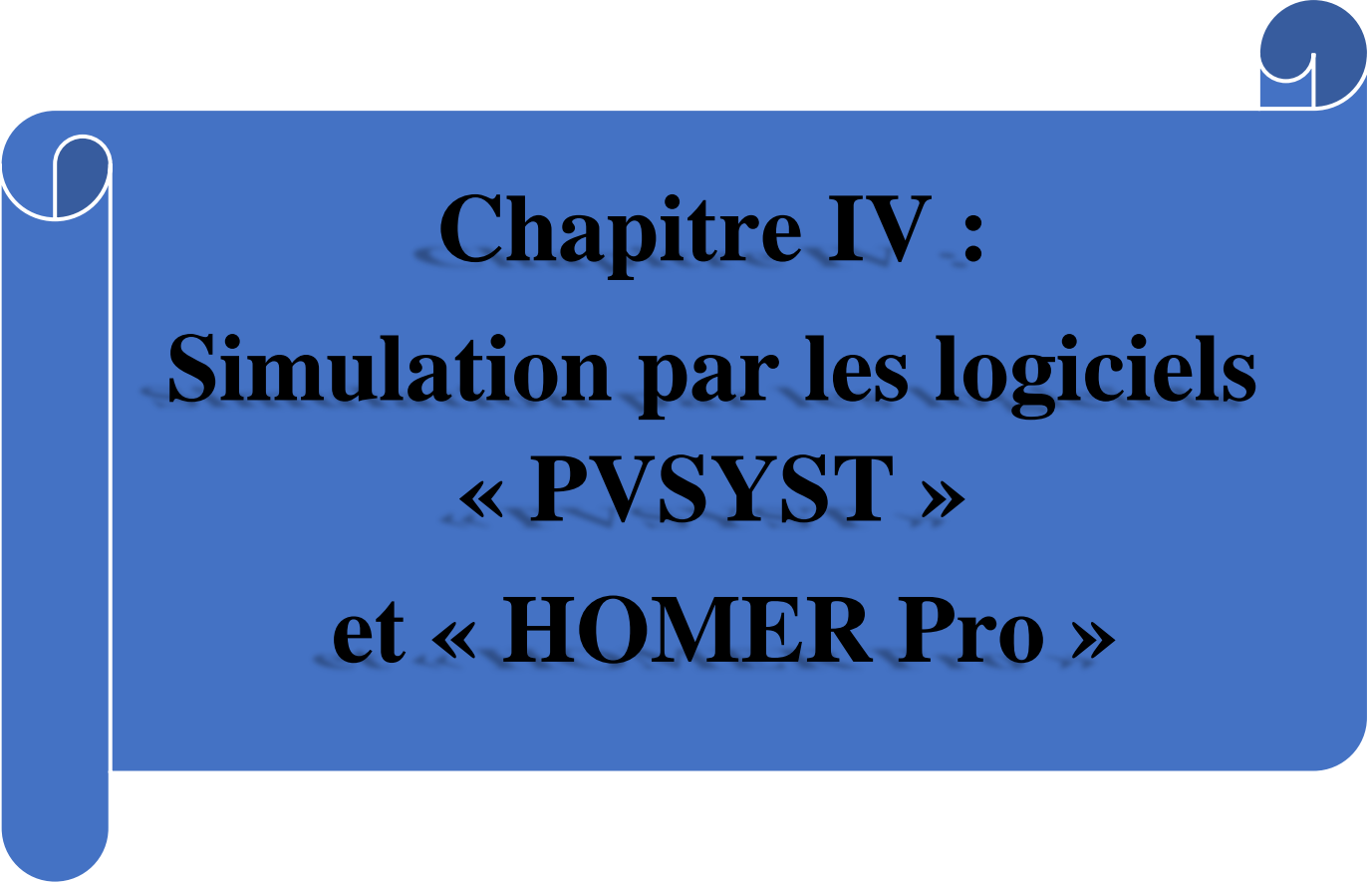
**Tableau III.15 :** Le coût global annuel.

L'amortissement global De l'installation PV		Entretien (DA)		
<b>Simplifiée</b>		754081.4		
<b>Mois le plus défavorable</b>		1069081.4		
<b>Moyenne annuelle</b>		887641.4		
<b>Par Psys</b>		1027081.4		
L'entretien global annuel		Entretien (DA)		
<b>Simplifiée</b>		182065		
<b>Mois le plus défavorable</b>		299515		
<b>Moyenne annuelle</b>		210685		
<b>Par Psys</b>		291115		
<b>Total (DA/ans.)</b>	Simplifiée	Mois le plus défavorable	Moyenne annuelle	Par Psys
	936146.4	1368596.4	1098326.4	1318196.4

### III.5 Conclusion

Après l'application des trois méthodes analytiques et calcule le nombre de panneaux et de batteries. Dimensionnement du régulateur et l'onduleur, dimensionnement des câbles pour une installation PV isolée et Systèmes partiellement raccordés au réseau.

Dans le chapitre suivant nous allons voir Simulation d'une système PV isolée et Systèmes partiellement raccordés au réseau par deux logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro ».



**Chapitre IV :**  
**Simulation par les logiciels**  
**« PVSYST »**  
**et « HOMER Pro »**

### IV.1 Introduction

Après l'étude des différents types de systèmes PV et les méthodes de dimensionnement, une application de cette dernière nécessite des logiciels de dimensionnement photovoltaïque spéciaux. Dans notre étude on a choisi le logiciel Psys et Homer pour dimensionner et simuler une installation PV isolée et Systèmes partiellement raccordés au réseau située à Naâma (Ain sefra).

### IV.2 Présentation du logiciel PVsys

PVsys est un logiciel de pré dimensionnement, conçu pour être utilisé dans le domaine du PV pour la conception et le dimensionnement du système. Il propose plusieurs manières de modéliser un système PV (système isolé avec batterie ou accorder au réseau ou pompage) comme il propose plusieurs technologies des modules PV et différents fabricant des batteries. Pour notre étude on a choisi un système autonome et d'un partiellement injecté au réseau.

Le programme PVSYST est un logiciel de simulation de systèmes PV, développé initialement par le Groupe de Physique Appliquée (GAP) de l'Université de Genève [34].

PVSYST permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles [35].

On lance le logiciel PVSYST 7.2, l'interface suivante s'affiche :

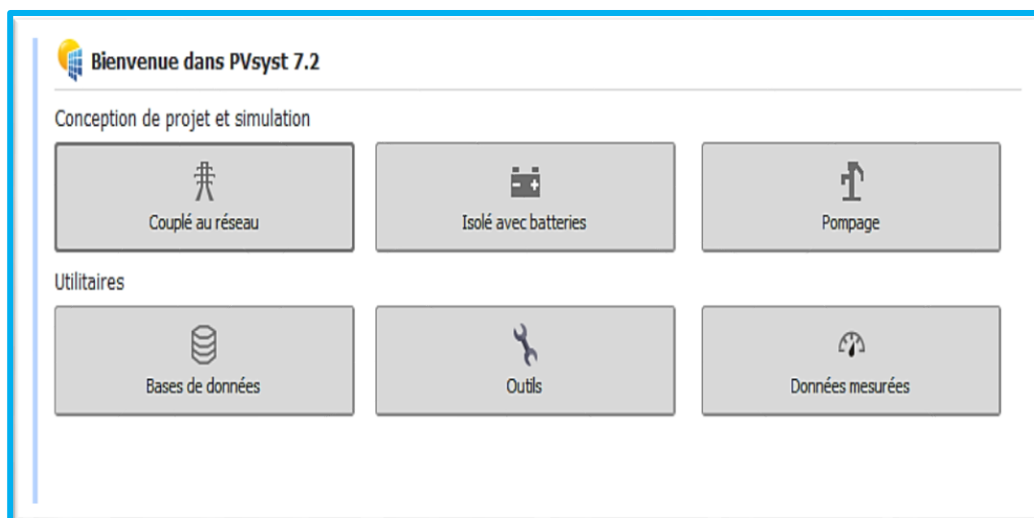


Figure IV.1 : Interface de logiciel PVSYST.

La simulation à base du logiciel PVSYST suit l'organigramme suivant :

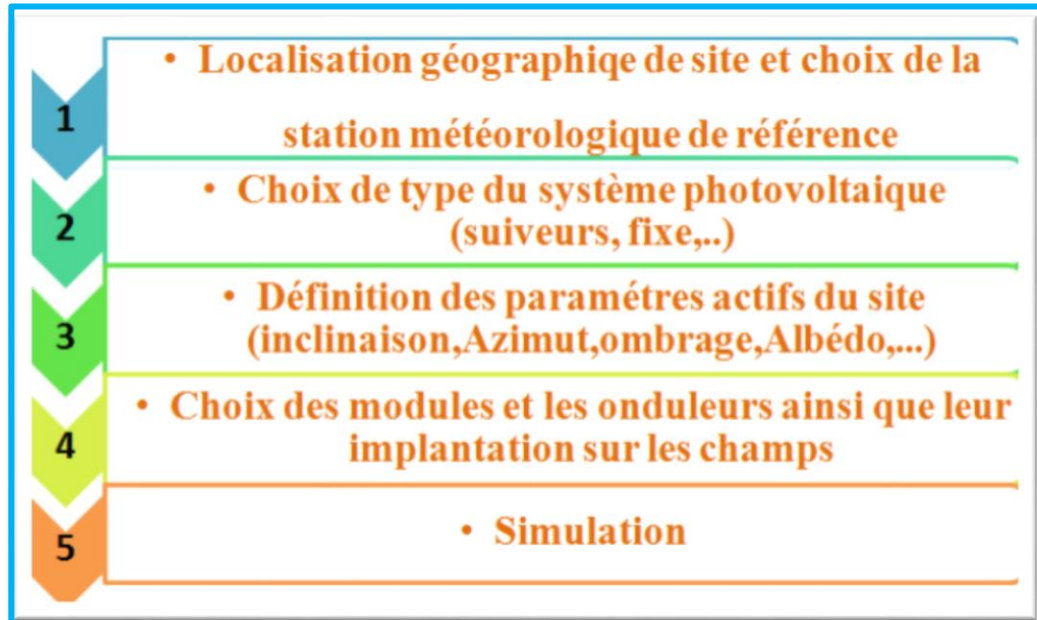


Figure IV.2 : Etapes de simulation avec PVSYST.

### IV.3 Conception et dimensionnement d'un système PV

La conception de système est basée sur une procédure rapide et simple :

- ✓ Choix du site.
- ✓ Potentiel solaire du site, en premier lieu il faut se procurer des données climatiques.
- ✓ Spécifier la puissance désirée ou la surface disponible.
- ✓ Choix les batteries dans la base de données interne.
- ✓ Choisir les modules PV dans la base de données interne.
- ✓ Choisir contrôleur de charge et l'onduleur dans la base de données interne.

### IV.4 Principaux résultats

#### IV.4.1. Données météorologiques du site

Après avoir localisé le site (Ain-Sefra), on clique sur le bouton « importer » pour importer les données météorologiques du site dans PVSYST, ces données mensuelles représentent l'irradiation, la température moyenne et la vitesse du vent :

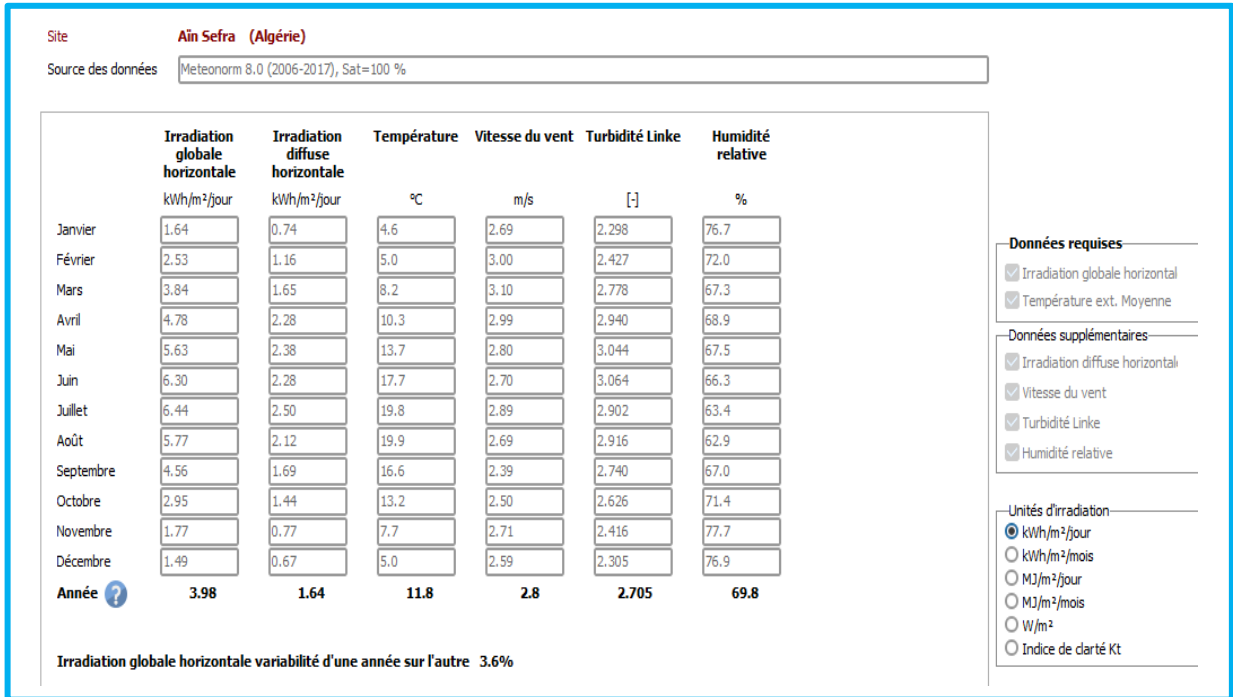


Figure IV.3 : Caractéristiques climatiques du site.

## IV.4. 2 Trajectoire du soleil

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

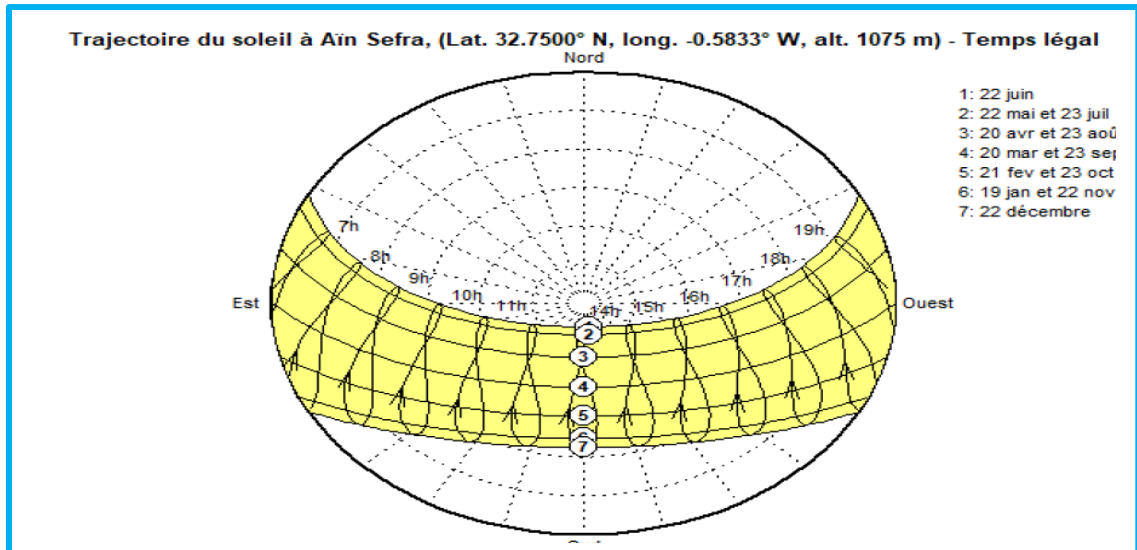


Figure IV.4 : Trajectoire du soleil Ain sefra.

### IV.4. 3 Orientation des modules PV

Vu le prix élevé des modules PV, il est nécessaire de choisir des orientations et inclinaisons favorables à la production d'énergie.

Nous avons choisi un plan Incliné fixe par rapport à l'horizontale comme illustre la **figure IV.5** c'est l'inclinaison optimale donnée par le logiciel PVSYS.

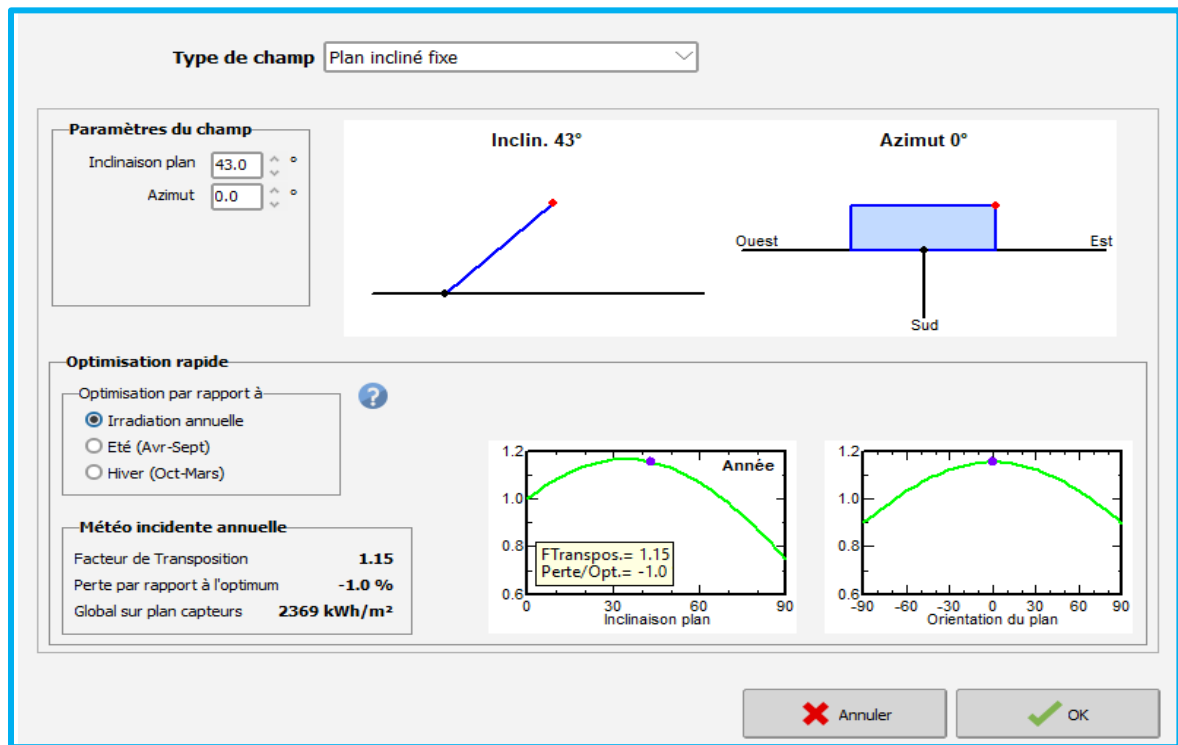


Figure IV.5 : Orientation et inclinaison du système PV

### IV.4.4 Schéma de l'installation PV

La figure (IV.6) représente le schéma de l'installation PV autonome prise en compte dans la simulation.

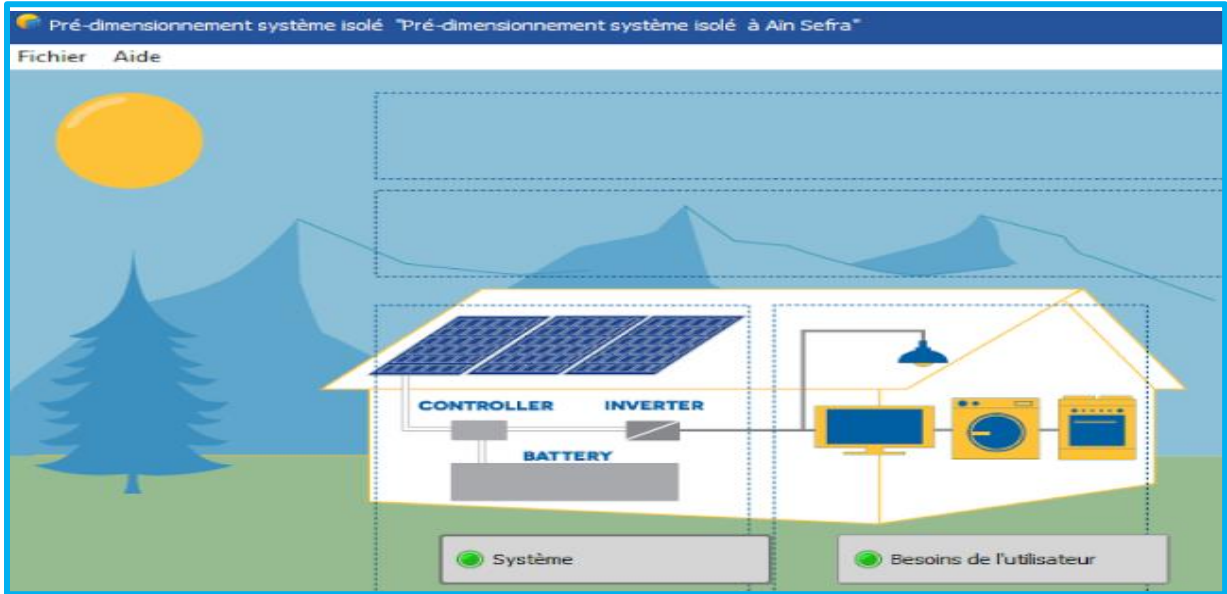


Figure IV.6 : Schéma simplifié d'une installation PV autonome.

La figure (IV.7) représente le schéma de l'installation PV raccordé au réseau prise en compte dans la simulation.

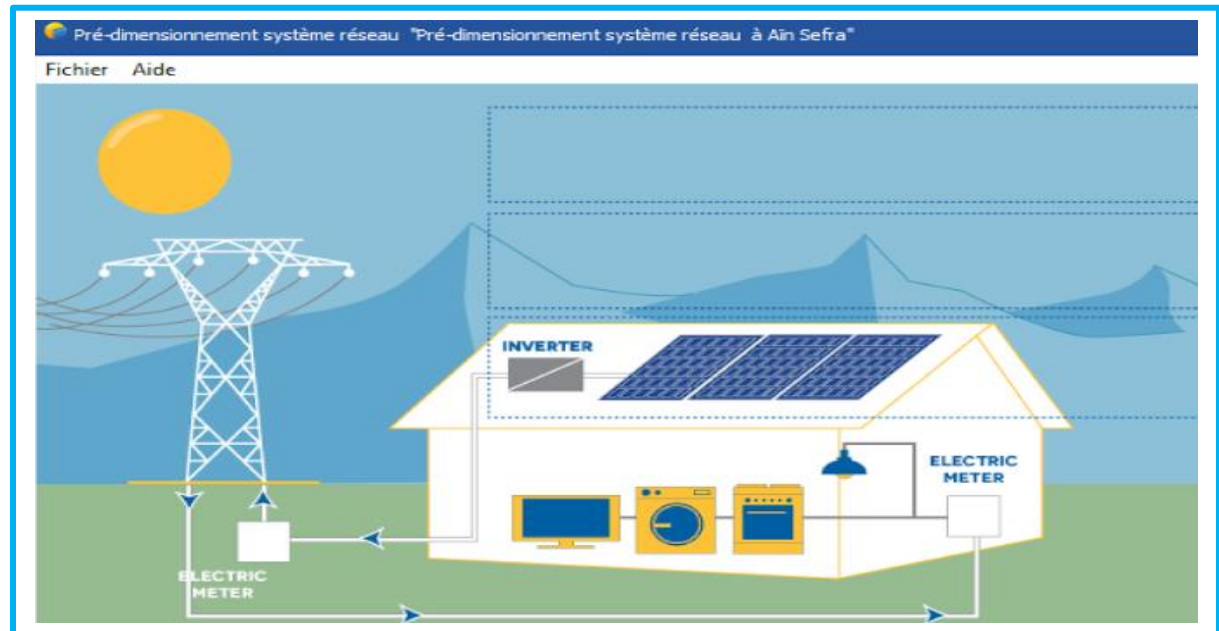


Figure IV.7 : Schéma simplifié d'une installation PV raccordé au réseau

## IV.5 Résultats de simulation

### IV.5.1 Besoins électriques

La figure (IV.8) montre les besoins d'utilisateur de notre système par le PVSYST Pour le système autonome :

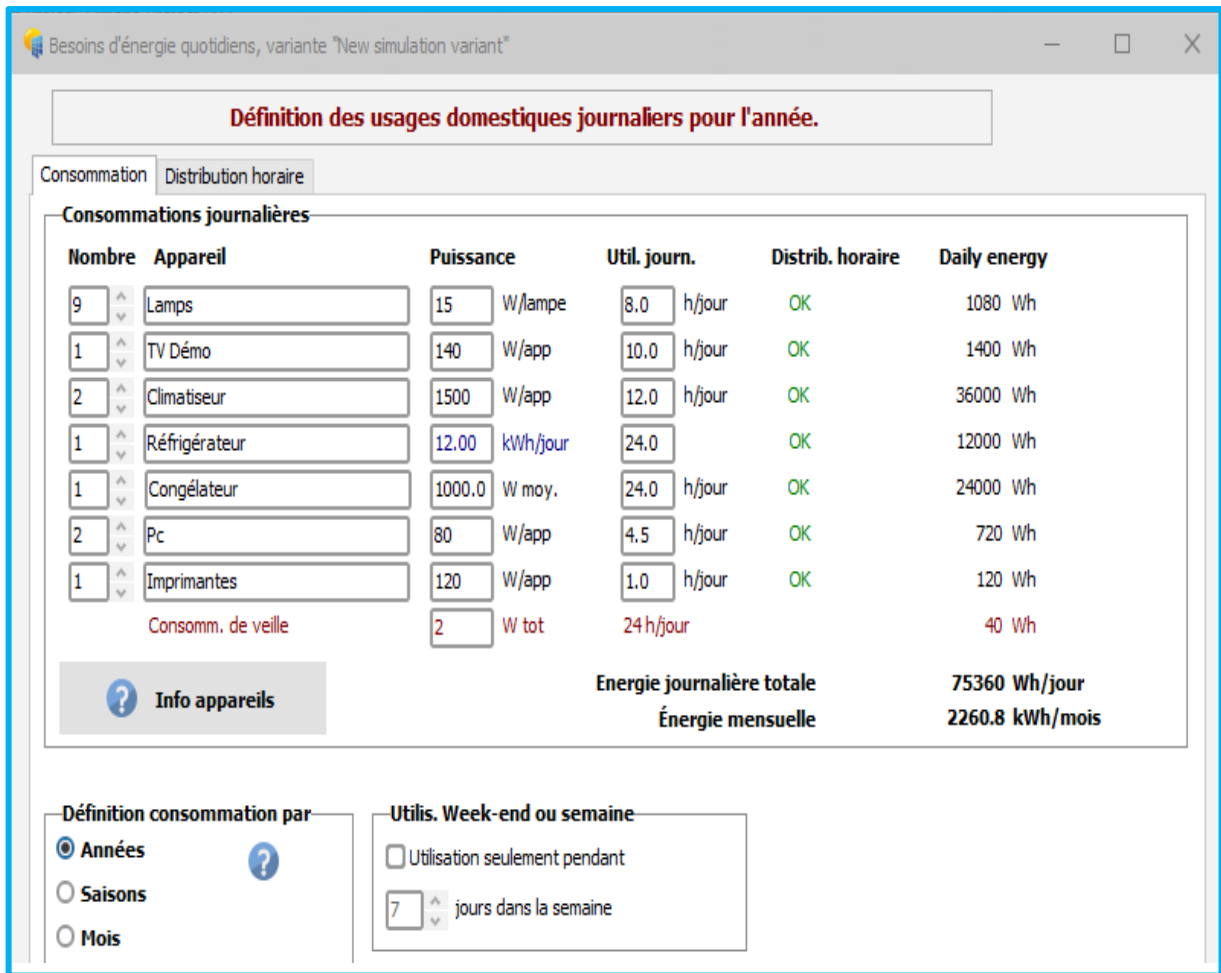


Figure IV.8: Besoins d'utilisateur Pour le système autonome.

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

La figure (IV.9) montre les besoins d'utilisateur de notre système par le PVSYST Pour le système raccordé au réseau :

Nombre	Appareil	Puissance	UTIL. journ.	Distrib. horaire	Daily energy
25	Lampes	24 W/lampe	8,0 h/jour	OK	11328 Wh
74	Sapote	18 W/app	8,0 h/jour	OK	10656 Wh
4	Tv	150 W/app	10,0 h/jour	OK	6000 Wh
1	Congélateur	12,00 kWh/jour	24,0 h/jour	OK	12000 Wh
1	Réfrigérateur	530,5 W moy.	24,0 h/jour	OK	12732 Wh
4	Démo	80 W/app	10,0 h/jour	OK	3200 Wh
3	Climatiseur	1500 W/app	6,0 h/jour	OK	27000 Wh
	Consomm. de veille	0 W tot	24 h/jour		0 Wh
<b>Energie journalière totale</b>					<b>82916 Wh/jour</b>
<b>Energie mensuelle</b>					<b>2487.5 kWh/mois</b>

Modèle

Charger Sauver Autre profil Annuler OK

Figure IV.9: Besoins d'utilisateur Pour le système raccordé au réseau.

### IV.5.2 Simulation des équipements énergétiques

#### IV.5.2.1 Pour le système autonome

##### a) Batteries

Nous avons choisi une batterie de type Pb-acide 12V/296Ah sous une température fixe 20C°

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

The screenshot shows the 'Définition d'un système isolé avec batteries' window. At the top, there are input fields for 'Besoins jour. moyens' (75.4 kWh/jour), 'Déf. la PLOL acceptable' (5.0 %), 'Autonomie requise' (5.0 jour(s)), 'Tension batterie (et utilis.)' (96 V), 'Capacité conseillée' (4618 Ah), and 'Puissance PV conseillée' (15211 Wc (nom.)). A 'Pré-dimens. détaillé' button is visible.

The 'Procédure' section lists four steps: 1. Pré-dimensionnement, 2. Stockage, 3. Conception champ PV, and 4. Appoint, with brief descriptions for each.

The 'Définissez le pack de batteries' section includes a 'Trier les batteries selon' dropdown set to 'tension'. The selected battery is 'Sunlight' (12 V, 296 Ah, Pb Sealed Gel, 12V 2 RES OPzV 125, Depuis 2021). The 'Pb-acide' dropdown is also visible.

Configuration options include:
 

- batteries en série
- batteries en parallèle
- Etat d'usure initial (nb. de cycles): 100.0 %
- Etat d'usure initial (statique): 100.0 %

Summary statistics on the right:
 

- Tension du pack batteries: 96 V
- Capacité globale: 4736 Ah
- Energie stockée (80 % DOD): 364 kWh
- Poids total: 6464 kg
- Nbre de cycles à 80 % DOD: 1350
- Energie totale stockée durant la vie de la batterie: 545 MWh

Figure IV.10: Dimensionnement des batteries.

### b) Panneaux et régulateur

Nous avons choisi un panneau de 340W/30V et un régulateur MPPT 1000W/96V/900A

The screenshot shows the 'Définition d'un système isolé avec batteries' window, focusing on the PV array and regulator configuration.

The 'Aide au dimensionnement' section has 'Pas de prédim.' selected, with 'Entrez Pnom désirée' set to 77.8 kWc and 'ou surface disponible' set to 0 m².

The 'Sélection du module PV' section shows 'Zytech Solar' selected, with '340 Wp 30V Si-poly ZT-340P' chosen. 'Modules nécessaires approx.' is 229. Dimensions: Vmpp (60°C) 30.8 V, Vco (-10°C) 46.3 V.

The 'Choisissez le mode de régulation et le régulateur' section has 'Régulateur universel' selected. 'Mode d'opération' is 'Convertisseur MPPT'. 'MPPT 1000 W 96 V 900 A 51 A' is selected. 'Nombre régulateurs' is 1. 'Tension de fonct. au MPP' is 70-120 V, 'Tension entrée maximale' is 141 V, 'Puissance régulateur' is 68.3 kW, and 'Batterie associée' is 96 V.

The 'Conception champ PV' section shows 'Nombre de modules et chaînes' with 'Mod. en série' set to 3 and 'Nb. chaînes' set to 77. 'Perte surpuissance' is 0.2 %, 'Rapport Pnom' is 1.15, and 'Nbre modules' is 231. 'Surface' is 448 m².

Operating conditions (Cond. de fonctionnement):
 

- Vmpp (60°C): 93 V
- Vmpp (20°C): 108 V
- Vco (-10°C): 139 V
- Irradiance plan: 1000 W/m²
- Impp (60°C): 736 A
- Isc (60°C): 784 A
- Isc (aux STC): 783 A
- Puiss. max. en fonctionnement (à irrad. max. et 50°C): 71 kW
- Puiss. nom. champ (STC): 79 kWc

Figure IV.11: Dimensionnement de panneaux et régulateur.

## IV.5.2.2. Rapport de simulation

### a) Pour la simulation de système isolé avec batterie

Après la simulation par le PVSYST on obtient un rapport voire les figures suivantes :

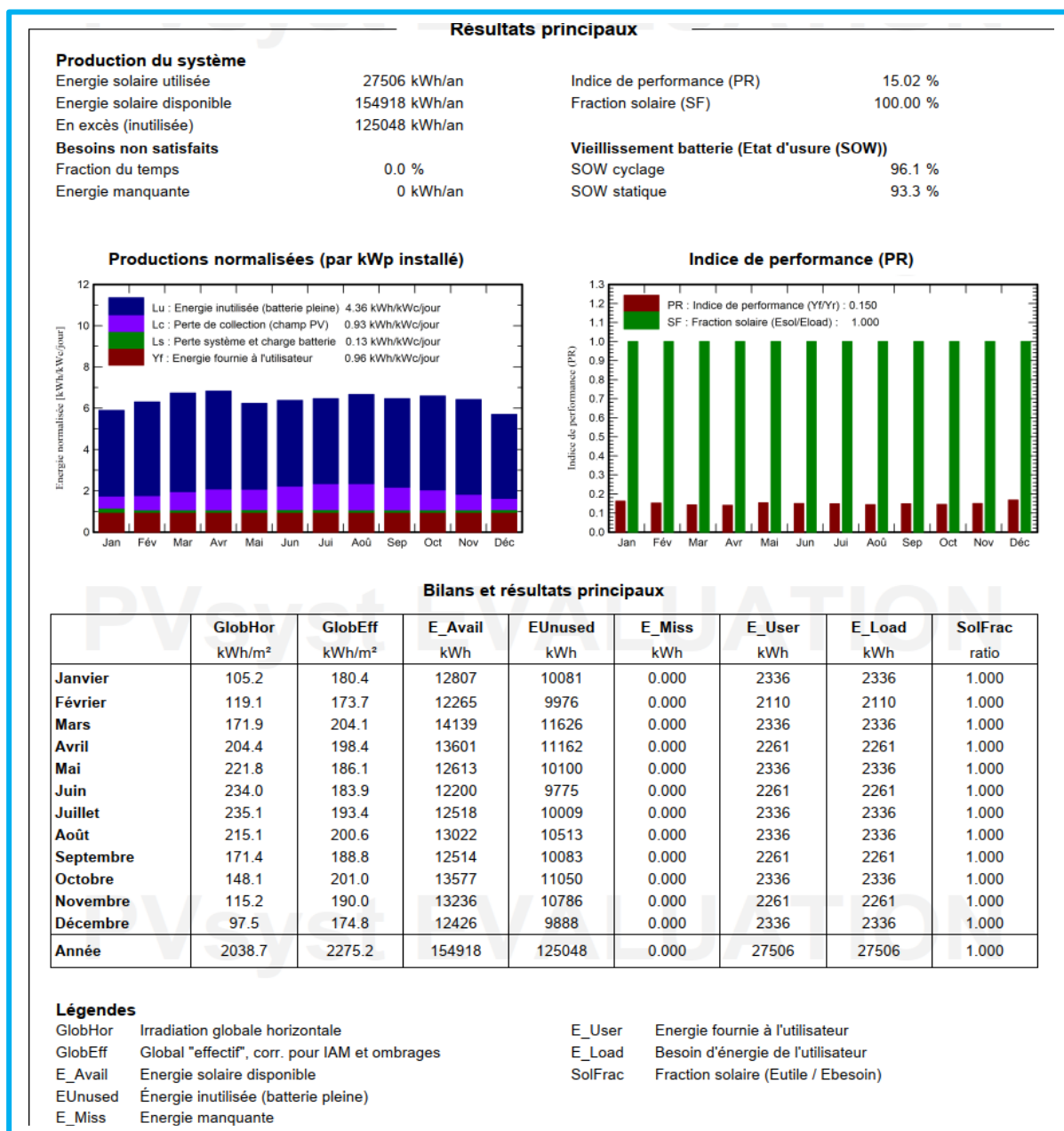
Paramètres généraux								
<b>Système isolé</b>		<b>Système isolé avec batteries</b>						
<b>Orientation plan capteurs</b>		<b>Configuration des sheds</b>	<b>Modèles utilisés</b>					
Orientation		Pas de scène 3D	Transposition Perez					
Plan fixe			Diffus Perez, Meteonorm					
Inclinaison/Azimut	43 / 0 °		Circumsolaire séparément					
<b>Besoins de l'utilisateur</b>								
Consomm. domestique								
Constants sur l'année								
Moyenne	75 kWh/Jour							
Caractéristiques du champ de capteurs								
<b>Module PV</b>		<b>Batterie</b>						
Fabricant	Generic	Fabricant	Generic					
Modèle	ZT-340P	Modèle	12V 2 RES OPzV 125					
(Base de données Pvsyst originale)		Technologie	Pb-acide, scellée, Gel					
Puissance unitaire	340 Wc	Nombre d'unités	16 en parallèle x 8 en série					
Nombre de modules PV	231 unités	Décharge : min. SOC	20.0 %					
Nominale (STC)	78.5 kWc	Energie stockée	363.7 kWh					
Modules	77 Chaînes x 3 En série	<b>Caractéristiques du banc de batteries</b>						
<b>Aux cond. de fonct. (50°C)</b>		Tension	96 V					
Pmpp	71.1 kWc	Capacité nominale	4736 Ah (C10)					
U mpp	105 V	Température	Fixée 20 °C					
I mpp	677 A							
<b>Régulateur</b>		<b>Seuils de régulation batterie</b>						
Régulateur universel		Seuils de commande selon	Calcul SOC					
Technologie	Convertisseur MPPT	Charge	SOC = 0.92 / 0.75					
Coeff. de temp.	-5.0 mV/°C/Élém.	environ	110.0 / 99.1 V					
<b>Convertisseur</b>		Décharge	SOC = 0.20 / 0.45					
Efficacité maxi et EURO	97.0 / 95.0 %	environ	93.2 / 96.5 V					
<b>Puissance PV totale</b>								
Nominale (STC)	79 kWc							
Total	231 modules							
Surface modules	448 m <sup>2</sup>							
Surface cellule	404 m <sup>2</sup>							
Pertes champ								
<b>Fact. de pertes thermiques</b>		<b>Pertes câblage DC</b>		<b>Perte diode série</b>				
Température modules selon l'irradiance		Rés. globale champ	2.6 mΩ	Chute de tension	0.7 V			
Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Frac. pertes	1.5 % aux STC	Frac. pertes	0.6 % aux STC			
Uv (vent)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s							
<b>Perte de qualité module</b>		<b>Pertes de mismatch modules</b>		<b>Perte de "mismatch" strings</b>				
Frac. pertes	-0.8 %	Frac. pertes	1.3 % au MPP	Frac. pertes	0.1 %			
<b>Facteur de perte IAM</b>								
Effet d'incidence (IAM): Fresnel, verre normal, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

Figure IV.12: Paramètres de simulation pour le système autonome avec stockage.

### Interprétation

Sur le rapport de simulation nous présentons plusieurs tableaux et graphes

Pour la **Figure IV.12**: paramètres de simulation pour le système autonome avec stockage, nous avons obtenu les mêmes résultats que l'étude théorique pour les modules PV (90) et les batteries (120) à une température de 20 °C.



**Figure IV.13:** Analyse énergétique pour le système autonome avec stockage.

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

La Figure IV.13 donne : l'énergie utilisée, nom utilisée, perte système et charge batterie, perte collection (champ PV) et l'indice de performance qui change selon le cas par exemple il est max dans le cas du site raccordée au réseaux ou toute la puissance est injecte au réseaux et démunie lorsqu'il ya de l'énergie inutilisé on a aussi fraction solaire dans ce cas il est égale 100% utilisateur satisfait et batteries plein. D'où nous pouvons calculer la puissance totale  $P_t=4.36+0.93+0.13+0.96=6.38$  et l'indice de performance  $P_r=(0.96/6.42)=0.1504$  c.a.d.15,04 % marqué sur le graphe suivant:

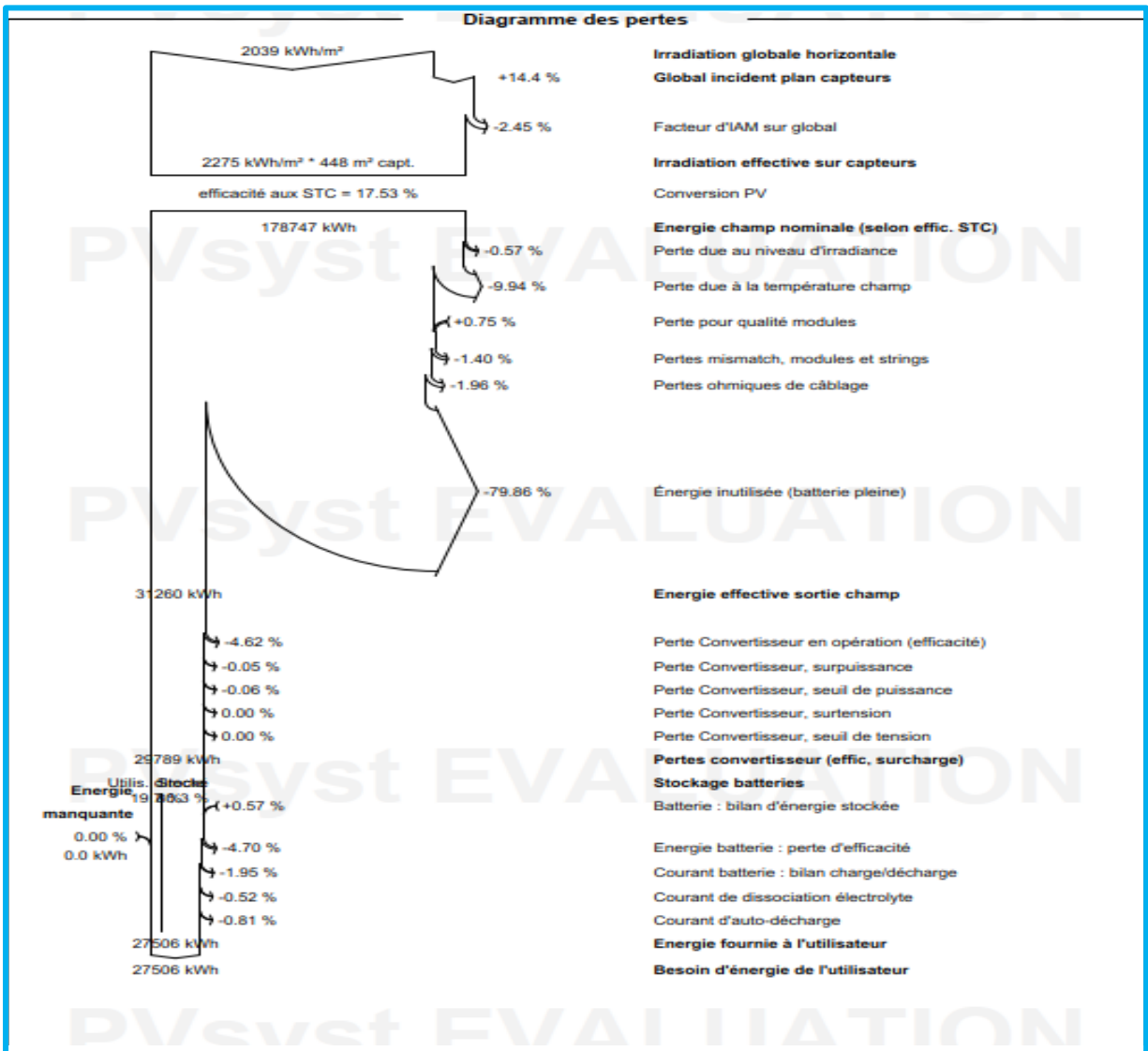


Figure IV.14: Diagramme de perte dans le système autonome avec stockage.

La Figure IV.14 présente : les pertes dans le système autonome avec stockage, fournie à l'utilisateur 27506 kWh, stocke, inutilisée avec batterie plein 79,86%.

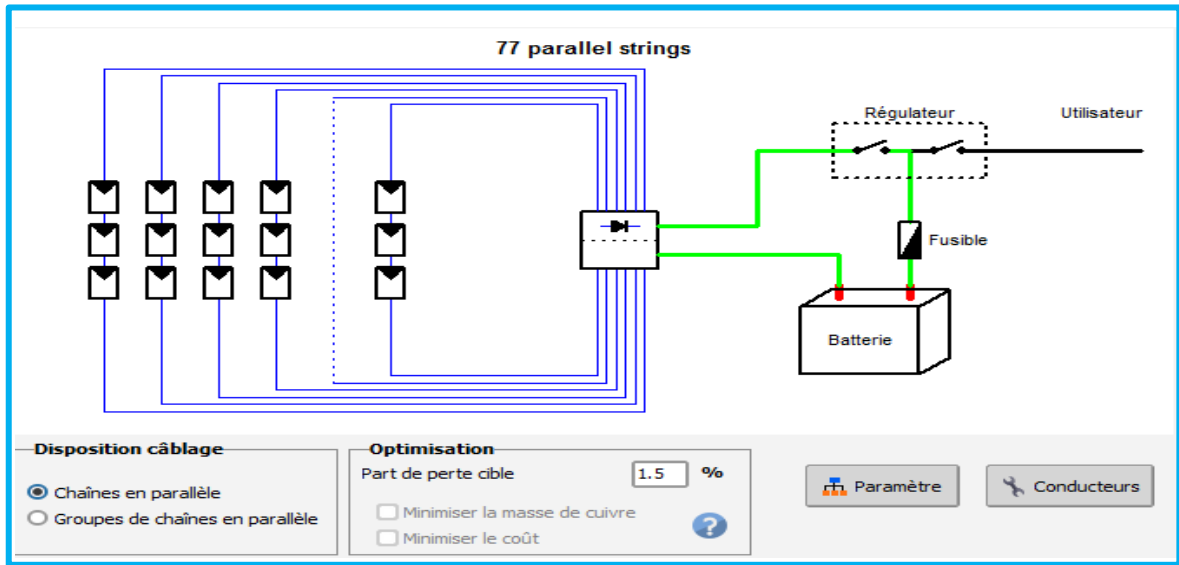


Figure IV.15: Schéma de branchement de système autonome avec stockage.

Le résultat le plus significatif est présenté sous forme de diagramme d'Entrée/Sortie reportant, l'énergie produite en fonction de l'énergie effectuée sortie champ (Figure IV-16)

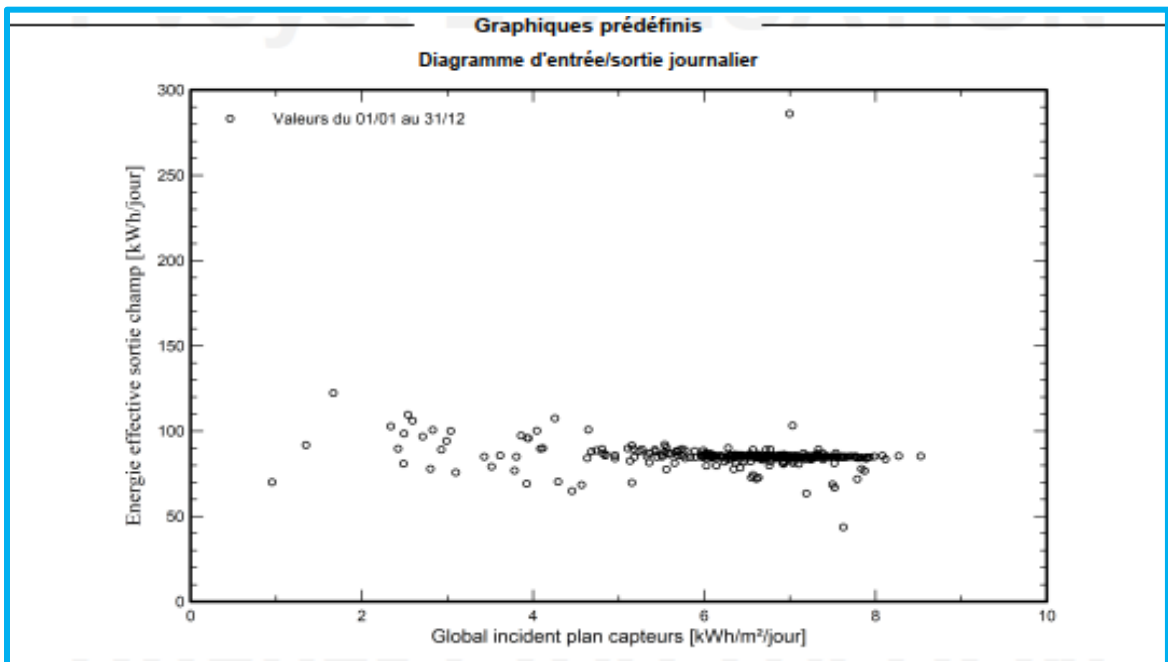


Figure IV.16 : Diagramme d'entrée/sortie journalier du système PV

Le diagramme journalier Entrée/Sortie de la figure « IV.16 ». Nous donnons l'Irradiation journalière globale incidente en [kWh/jour] pendant toute l'année dans la région étudiée. On va voir que l'énergie

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYSY » et « HOMER Pro »

produite en fonction du rayonnement incident global reste constante sur la surface des panneaux photovoltaïques pour le site isole.

### ✓ PVSYSY appliquée sur la méthode simplifie

Tableau IV.1: Résultats appliquée par la méthode simplifie.

<b>Besoin journalier</b>	<b>753600w</b>
<b>Puissance Crete</b>	<b>28000w</b>
<b>Nb Peneaux Série</b>	<b>3</b>
<b>Nb Peneaux parallels</b>	<b>27</b>
<b>Nb Peneaux totales</b>	<b>81</b>
<b>Nb de batteries Série</b>	<b>8</b>
<b>Nb de batteries parallels</b>	<b>14</b>
<b>Nb de batteries totales</b>	<b>112</b>

Par l'application de PVSYSY on a obtenu les résultats suivants

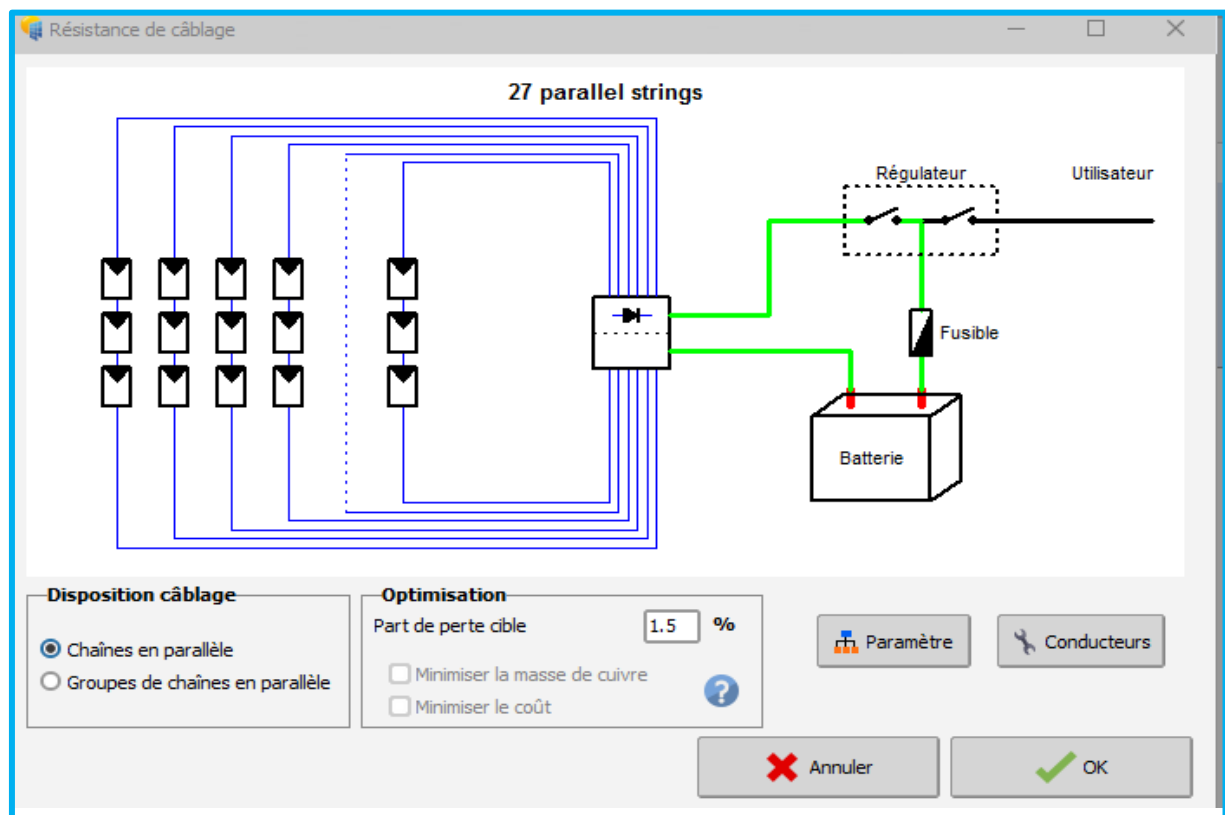
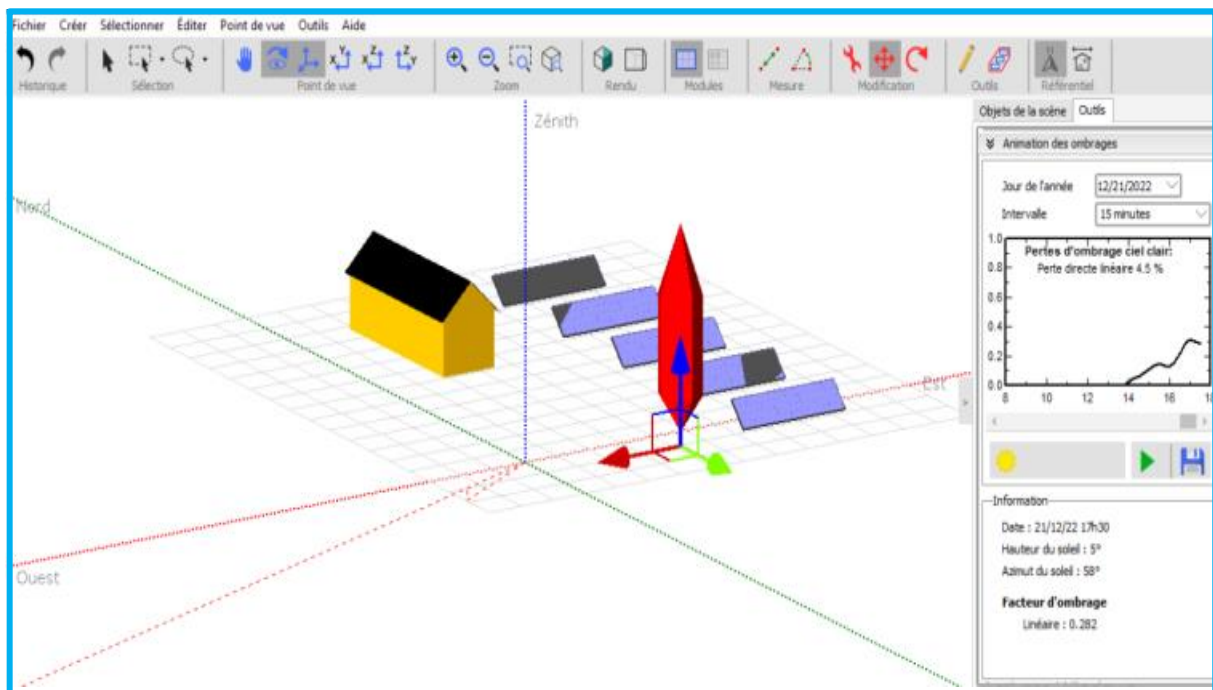


Figure IV.17: Schéma de branchement de système autonome avec stockage.

- **Ombrage Proche**

Dans le cas d'un système photovoltaïque installé c'est très important d'estimer l'effet de l'ombre, de choisir l'emplacement optimal et utiliser un réducteur d'ombrage pour réduire les pertes et prévoir les dommages de la cellule due à cet ombrage dans le but d'atteindre la puissance maximale.

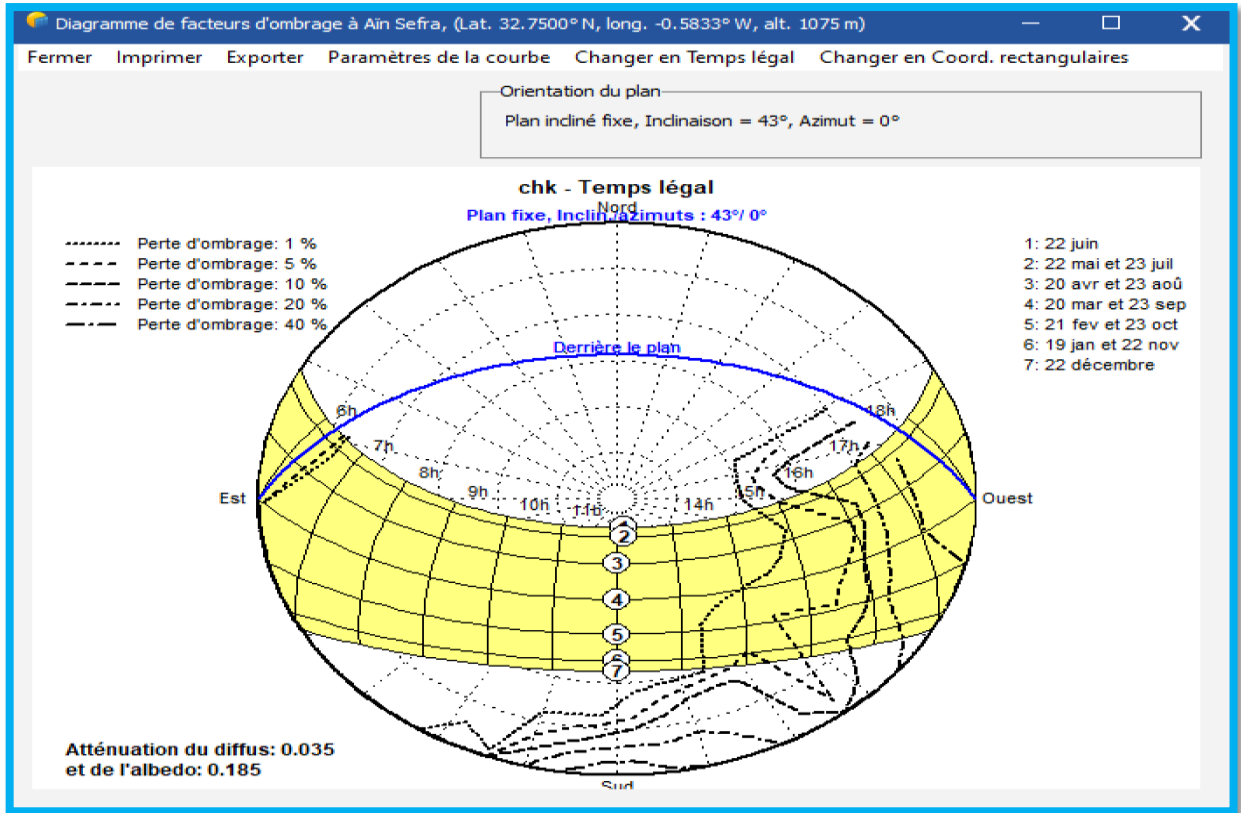
Construction ombrage : C.A D : que l'ombrage doit être choisie : Ici nous choisisant la maison, PV et arbres qui font l'ombrage pour avoir une scène comme exemple celle de la figure suivante.



**Figure IV.18:** Schéma 3D avec ombrage du système autonome avec stockage.

Dans ce cas nous remarquons une perte de puissance par perte d'ombrage ciel clair, perte directe linéaire de 4.5% sur le graphe. Si nous changeons la position de l'arbre, les pertes par ombrage changent.

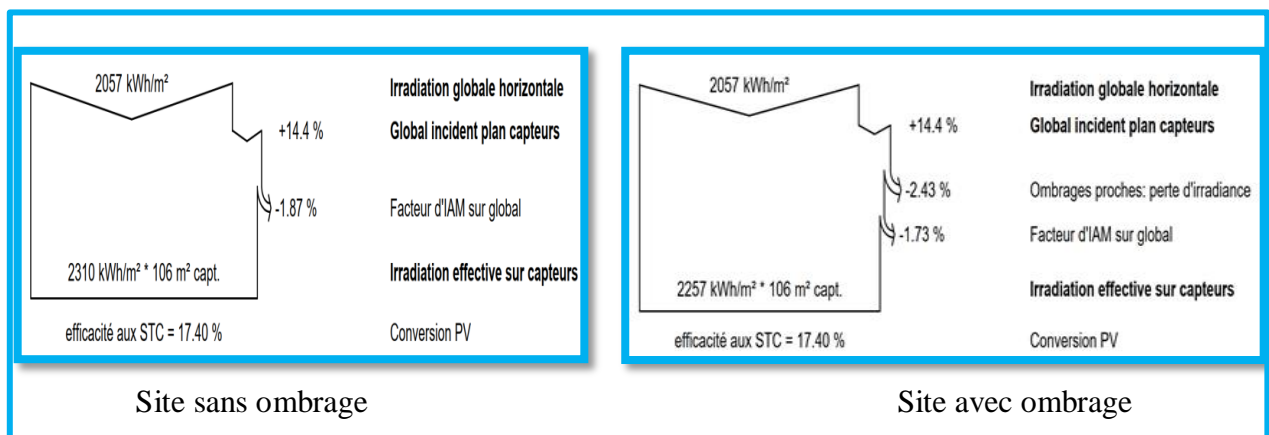
## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »



**Figure IV.19:** Trajectoire du soleil avec différents ombrages.

Sur le graphe il ya différentes ombrages 1%,5%,10%,20%,40% à 6h du matin et a partir 15h jusqu'à 18h.

Dans le rapport de simulation : il ya différence entre site sans ombrage et avec ombrage selon les deux figures :



**Figure IV.20:** rapport de simulation entre site sans ombrage et avec ombrage.



### IV.5.3. Pour le système raccordé au réseau

Dans notre travail, nous avons besoin de la simulation d'un système raccordé au réseau avec stockage (partiellement injecté au réseau). Nous avons fait simulation l'autre pour le système raccordé au réseau.

Après la simulation par le PVSYS on obtient un rapport voire les figures suivantes :

#### A) Panneaux et onduleur

- ✓ On a choisi un module de 340W/32V.
- ✓ On choisit un onduleur 83KW/555V-900V.

Définition d'un système réseau, Variante VCO: "Nouvelle variante de simulation"

**Sous-champ**

Nom et orientation du sous-champ  
Nom: Champ PV  
Orient.: Plan incliné fixe  
Inclinaison: 43°  
Azimut: 0°

Aide au dimensionnement  
 Pas de prédim.  
Entrez Pnom désirée: 85.7 kWc  
 ... ou surface disponible(modules): 490 m²  
 Redimens.

**Sélection du module PV**

Tous les modules: Tous les modules PV  
Modules nécessaires approx.: 252

Tous les fabricants: 340 Wp 32V Si-poly CS6U - 340P P4 CSI Solar Manufacturer 2018

Utiliser optimiseur

Dimens. des tensions : Vmpp (60°C) 32.3 V  
Vco (-10°C) 51.0 V

**Sélection de l'onduleur**

Disponibles: Tension de sortie 380 V Tri 50Hz  
Tous les fabricants: 83 kW 555 - 900 V 50/60Hz REFUso1 100K (83.0 kW / 1100 Vdc / 380 Vac. REFU Elektronik GmbH

Nbre d'onduleurs: 1  
 Tension de fonctionnement: 555-900 V Puissance globale ond.: 83.0 kWac  
Tension entrée maximale: 1100 V Onduleur "string" avec 20 entrées

**Dimensionnement du champ**

Nombre de modules et chaînes

Mod. en série: 18  entre 18 et 19  
Nbr. chaînes: 14  seule possibilité 14

Perte surpuissance: 0.0 %  
Rapport Pnom: 1.03

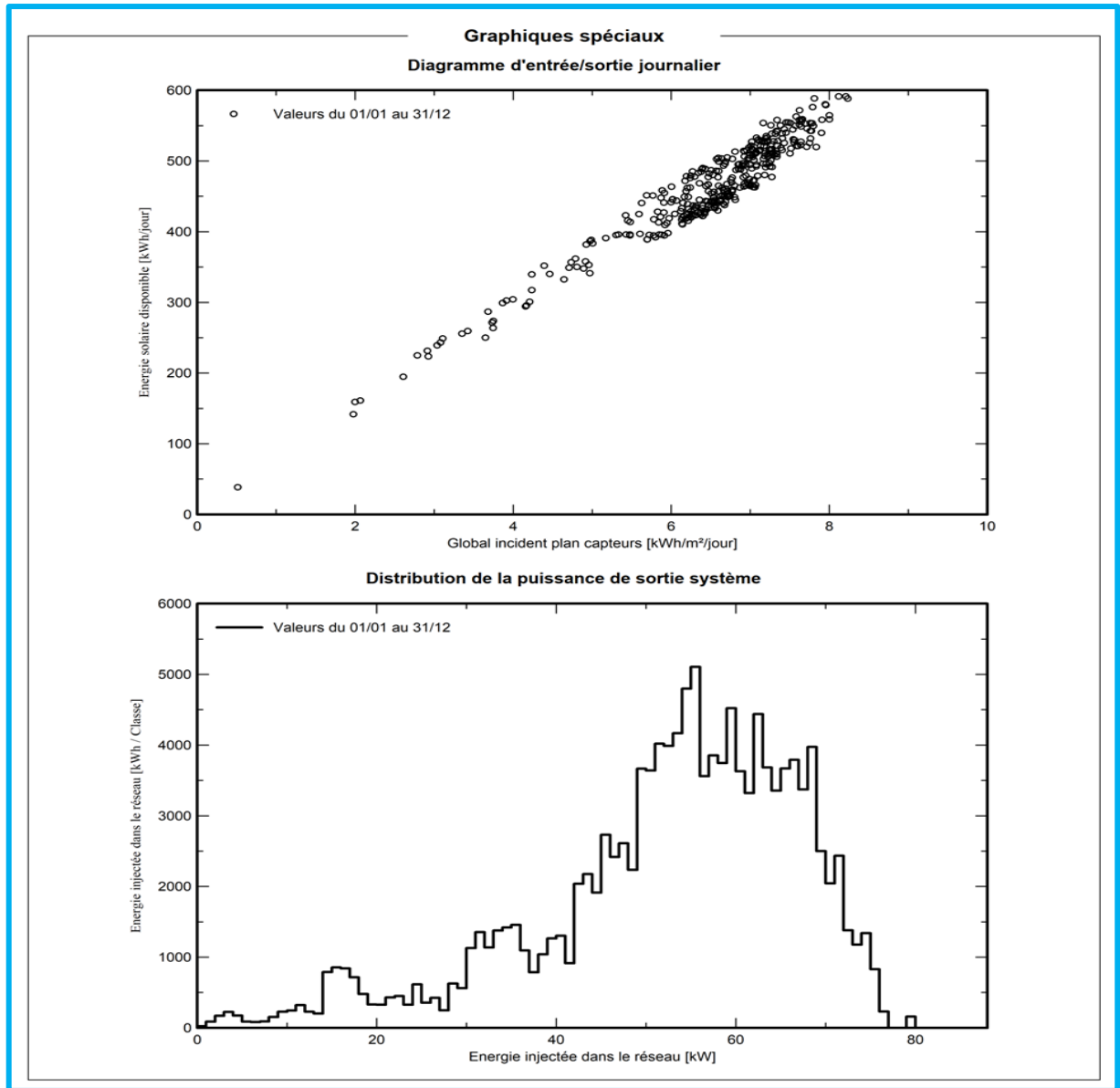
Cond. de fonctionnement  
Vmpp (60°C): 581 V  
Vmpp (20°C): 690 V  
Vco (-10°C): 917 V

Irradiance plan: 1000 W/m²  
Inpp (STC): 127 A  
Isc (STC): 135 A  
Isc (aux STC): 135 A

Max. données  STC  
Puiss. max. en fonctionnement (à 1000 W/m² et 50°C): 77.4 kW  
Puiss. nom. champ (STC): 85.7 kWc

Nbre modules: 252 Surface: 490 m²

Figure IV.22 : Dimensionnement de panneaux et onduleur.



**Figure IV.23 :** Diagramme énergie d'entrée/sortie journalier du système PV et injectée dans le réseau.

Le diagramme journalier Entrée/Sortie de la figure « IV.23 ». Nous donne l'énergie injectée dans le réseau en fonction l'Irradiation journalière globale incidente en[kWh/jour] pendant toute l'année dans la région étudiée. On va voir que l'énergie produite injectée dans le réseau électrique augmente en fonction du rayonnement incident global sur la surface des panneaux PV. Pour le 2eme graphe dans la même figure (distribution de la puissance de sortie système ) il s'agit de la puissance injecte au réseaux ,la puissance augmente jusqu'à 80kw durant toute l'année.

Paramètres généraux			
<b>Caractéristiques du champ de capteurs</b>			
<b>Module PV</b>		<b>Onduleur</b>	
Fabricant	CSI Solar	Fabricant	REFU Elektronik GmbH
Modèle	CS3U - 340P - FG	Modèle	REFUsol 100K (83.0 kW / 1100 Vdc / 380 Vac)
	(Base de données PVSyst originale)		(Paramètres définis par l'utilisateur)
Puissance unitaire	340 Wc	Puissance unitaire	83 kWac
Nombre de modules PV	252 unités	Nombre d'onduleurs	1 unité
Nominale (STC)	85.7 kWc	Puissance totale	83.0 kWac
Modules	14 Chaînes x 18 En série	Tension de fonctionnement	555-900 V
<b>Aux cond. de fonct. (50°C)</b>		Rapport Pnom (DC:AC)	1.03
Pmpp	77.4 kWc		
U mpp	621 V		
I mpp	125 A		
<b>Puissance PV totale</b>		<b>Puissance totale onduleur</b>	
Nominale (STC)	86 kWc	Puissance totale	83 kWac
Total	252 modules	Nombre d'onduleurs	1 unité
Surface modules	500 m <sup>2</sup>	Rapport Pnom	1.03
Surface cellule	446 m <sup>2</sup>		
<b>Stockage batteries</b>			
<b>Batterie</b>			
Fabricant	Concorde		
Modèle	PVX-2580L		
<b>Pack de batteries</b>		<b>Caractéristiques du banc de batteries</b>	
Nombre d'unités	8 en série	Tension	128 V
	x 19 en parallèle	Capacité nominale	4541 Ah (C10)
Décharge : min. SOC	20.0 %	Température	Fixée 20 °C
Energie stockée	465.1 kWh		
<b>Chargeur de batterie</b>			
Modèle	Générique		
P max. de charge	85.0 kWdc		
Effic. max./EURO	97.0/95.0 %		
<b>Onduleur batterie-réseau</b>			
Modèle	Générique		
P max. de décharge	3.4 kWac		
Effic. max./EURO	97.0/95.0 %		
<b>Pertes champ</b>			
<b>Fact. de pertes thermiques</b>		<b>Pertes câblage DC</b>	
Température modules selon l'irradiance		Rés. globale champ	84 mΩ
Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Uv (vent)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>Pertes de mismatch modules</b>		<b>Perte de "mismatch" strings</b>	
Frac. pertes	2.0 % au MPP	Frac. pertes	0.1 %
<b>Facteur de perte IAM</b>			
Effet d'incidence (IAM): Profil personnalisé			

Figure IV.24: Paramètres de simulation pour le système raccordé au réseau.

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

### ○ Indice de performance

L'indice de performance (PR) est l'une des valeurs les plus importantes pour l'évaluation de l'efficacité d'une installation photovoltaïque. L'indice de performance désigne le rapport entre le rendement énergétique réel et le rendement énergétique théoriquement possible. Il est en grande partie indépendant de l'orientation des panneaux et du rayonnement incident. Le PR peut atteindre 78.2% Bilans.

Le tableau suivant résume le bilan de l'énergie reçu et délivrée par l'installation durant une année par mois.

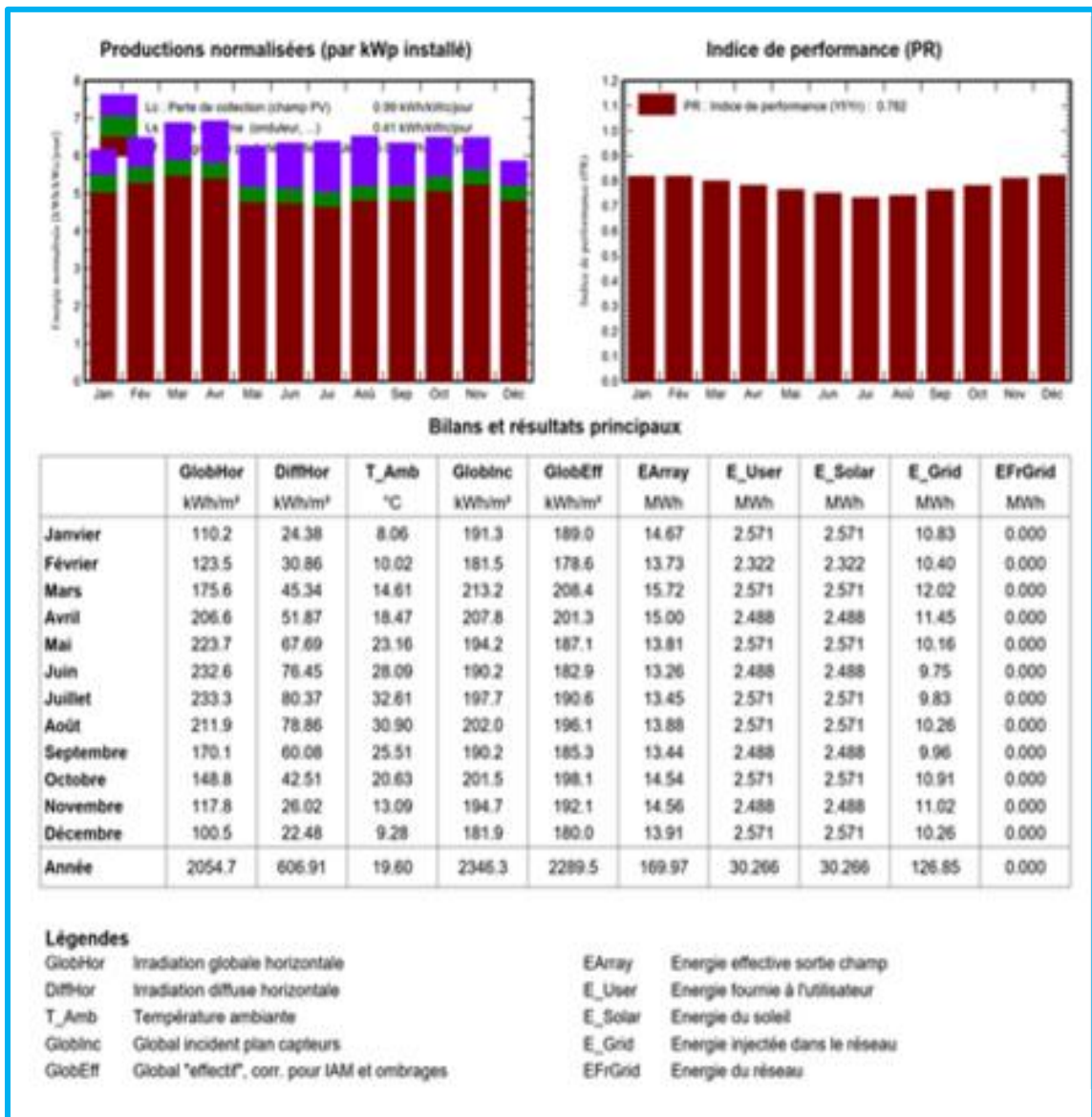


Figure IV.25 : Analyse énergétique pour le système raccordé au réseau.

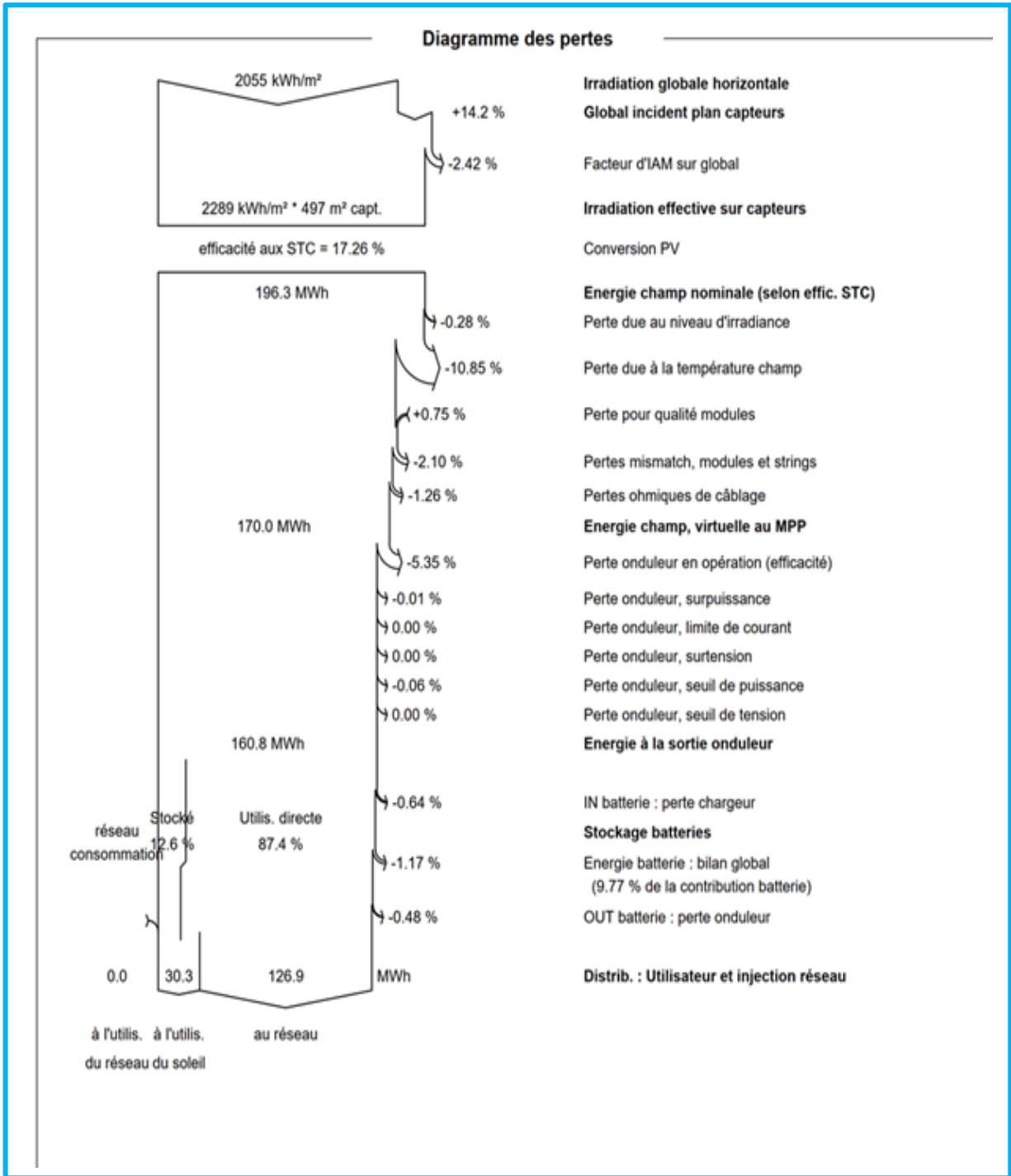


Figure IV.26: Diagramme de perte dans le système raccordé au réseau.

Le diagramme de la figure « IV.26 ». Résume les pertes de la production de système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, effet d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules, etc.

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

En effet, l'énergie produit par le champ PV (énergie sortie du champ) estimée a énergie annule produit 196.3MWh est réduit 160.8 (MWh) à la sortie pour utilisateur et injection réseaux.

Dans ce cas on a trois cas :

- ✓ Site raccordée partiellement aux réseaux sans stockage ; Dans ce cas toute la puissance du PV est injectée aux réseaux.
- ✓ Site raccordée partiellement aux réseaux avec stockage ; Dans ce cas la puissance du PV est partagée entre l'utilisateur, stockage batterie et réseaux, on même temp le réseaux alimente l'utilisateur et les batteries.
- ✓ Site raccordée partiellement aux réseaux avec stockage mais sans injection de puissance PV au réseau ; Dans ce cas on a une énergie inutilisable perdu et le réseau alimente l'utilisateur.

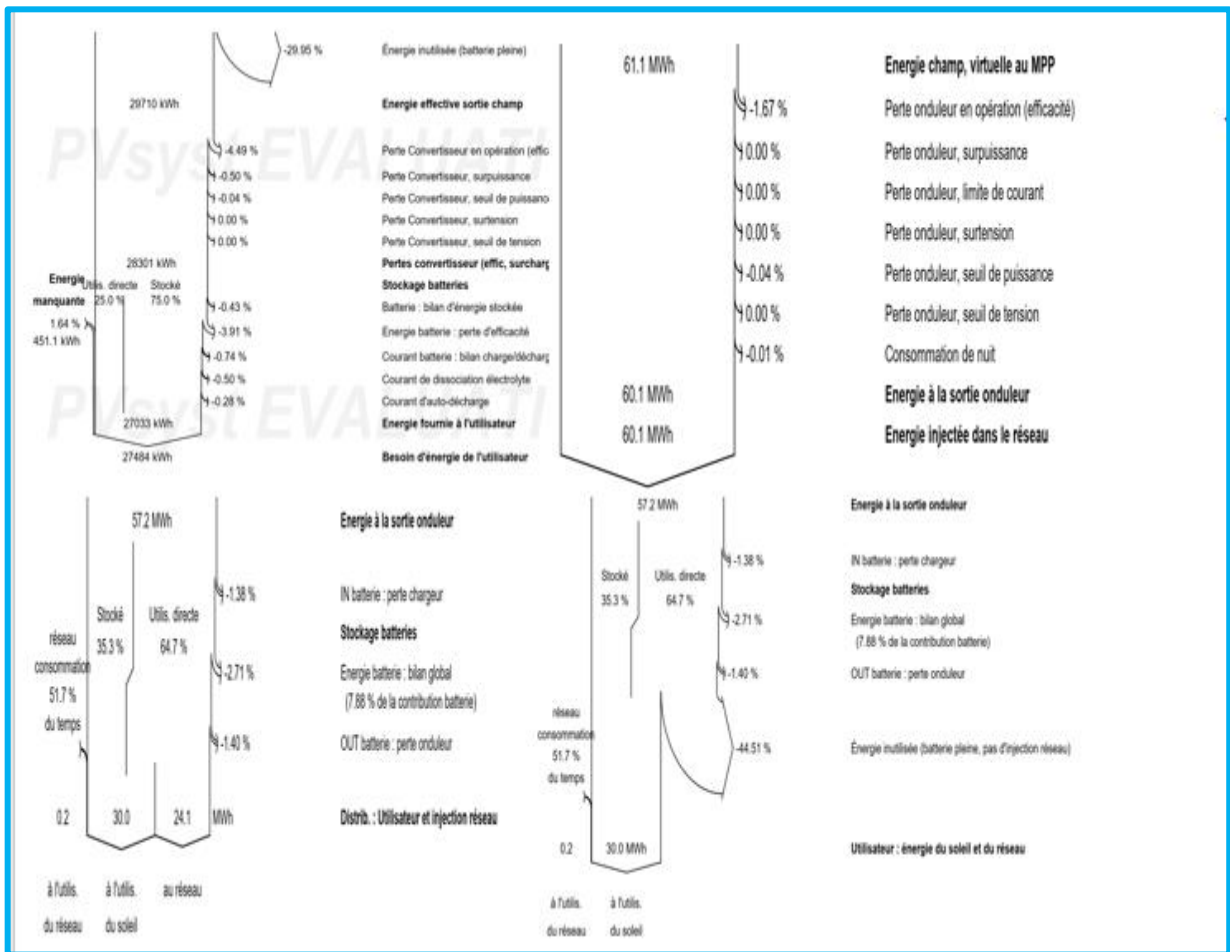


Figure IV.27: les différents cas de puissance injectée dans le réseau.

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

Après avoir les calculé pour les trois Méthode (Méthode moyenne annuelle et du mois le plus défavorable et simplifiée et utilise logiciel PVsys nous comparons résultats obtenus.

**Tableau IV.2:** Comparaison entre le calcul et PVsys Le système autonome avec stockage.

Eléments		Par calcul			Par Psys
		La Méthode			La Méthode
		Simplifiée	Mois le plus défavorable	Moyenne annuelle	Mois le plus défavorable
Nombre de Panneaux	Série	3	3	3	3
	Parallèle	27	77	29	77
	Totale	81	231	87	231
Nombre de batteries	Série	8	8	8	8
	Parallèle	14	17	17	16
	Totale	112	136	136	128
La dimension du régulateur	Courant	/	1168	370	900
	Tension	/	96V/220V	96V/220V	96
La dimension du l'onduleur	Puissance	8KW	78kW	30kW	/
	Tension	96V/220V	96V/220V	96V/220V	96V

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYSY » et « HOMER Pro »

Tableau IV.3: Comparaison entre le calcul et PVsys Le système raccordé au réseau.

Eléments		Par calcul			Par Psys	
		La Méthode			Méthode Mois le plus défavorable Pc=85.7 kW	Méthode simplifier Pc=30.6 kW
		Simplifiée	Mois le plus défavorable	Moyenne annuelle		
Nombre de Panneaux	Série	3	3	3	14	18
	Parallèle	30	84	32	18	5
	Totale	90	252	96	252	90
Nombre de batteries	Série	8	8	8	8	8
	Parallèle	15	19	19	19	15
	Totale	120	152	152	152	120
La dimension du régulateur	Courant		1068A	405A	/	/
	Tension	96V/220V	96V/220V	96V/220V	96	96
La dimension du l'onduleur	Puissance	23KW	86KW	33KW	83KW	30kw
	Tension	96V/220V	96V/220V	96V/220V	555V/900V	555v/1000v

### IV.6. Présentation du Logiciel HOMER Pro

HOMER est un modèle d'optimisation des systèmes hybrides fonctionnant avec les énergies renouvelables (**H**ybride **O**ptimisation **M**odel **F**or **E**lectric **R**enewables en anglais) ce logiciel est un outil puissant pour la conception et analyse des systèmes de production d'électricité hybrides, composés de groupes électrogènes, de système de cogénération, d'éolienne, de système PV, de système hydraulique, de batteries, de la Biomasse et bien d'autre. Que l'installation soit reliée au réseau ou non, HOMER permet de déterminer comment les sources d'énergies intermittentes comme l'éolien et solaire peuvent être intégrées de manière optimale au sein des systèmes hybrides.[36]

Ce logiciel permet de faire des simulations pour ensuite optimiser les systèmes et pour finalement terminer avec des analyses de sensibilité sur ces systèmes optimisés. La solution obtenue par HOMER est la solution la moins coûteuse parmi différentes combinaisons de systèmes d'énergies renouvelables, d'énergies fossiles ou de systèmes hybrides comprenant deux sources d'énergie ou plus. [36]

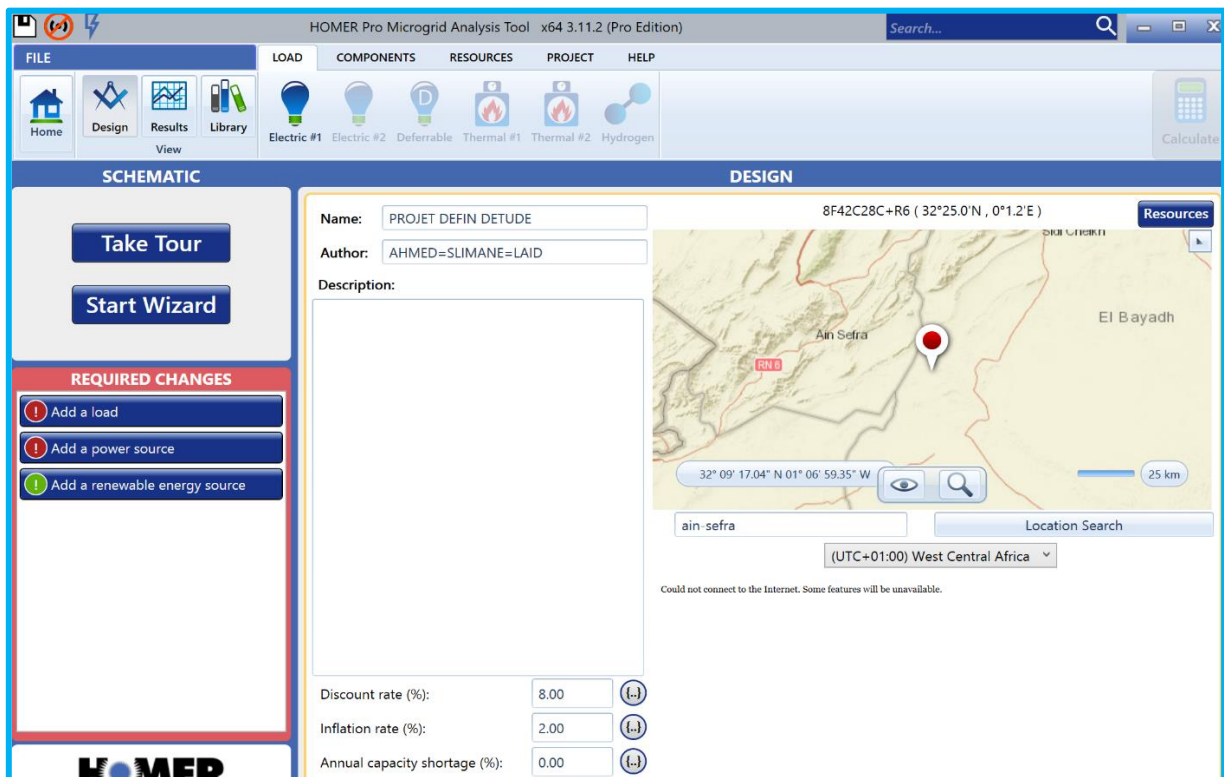


Figure IV.28: l'interface de logiciel HOMER Pro

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYS » et « HOMER Pro »

On note que les premières étapes peuvent être appliquées dans ce logiciel c'est la définition de site, permet de choisir le nom de projet et la localisation de site de projet dans la fenêtre de (DESIGN) indiqué dans la Figure « IV.28 ».

### IV.6.1 Simulations d'un système PV autonome avec stockage

On choisit les éléments consistant par l'association d'un champ photovoltaïque autonome, la figure « IV.29 » illustre l'architecture adoptée du système étudié. Cette architecture se compose de deux bus, un bus DC est constitué du champ PV, avec système de stockage.

Par contre le Bus AC au quel est connecté la charge AC, Ces deux Bus sont reliés entre eux via un onduleur.

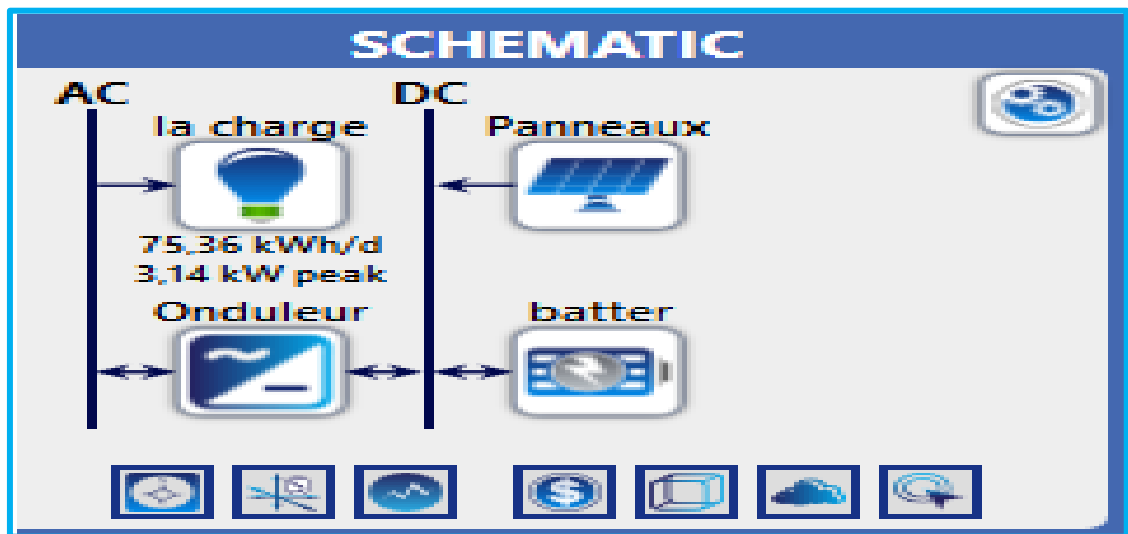


Figure IV.29: Architecture du système autonome avec stockage.

### IV.6.2 Simulations d'un système PV connecté au réseau

On choisit les éléments consistant par l'association d'un champ photovoltaïque et le réseau, la figure « IV.30 » illustre l'architecture adoptée du système étudié. Cette architecture se compose de deux bus, un bus DC est constitué du champ PV, avec système de stockage.

Par contre le Bus AC au quel est connecté le réseau électrique, Ces deux Bus sont reliés entre eux via un onduleur.

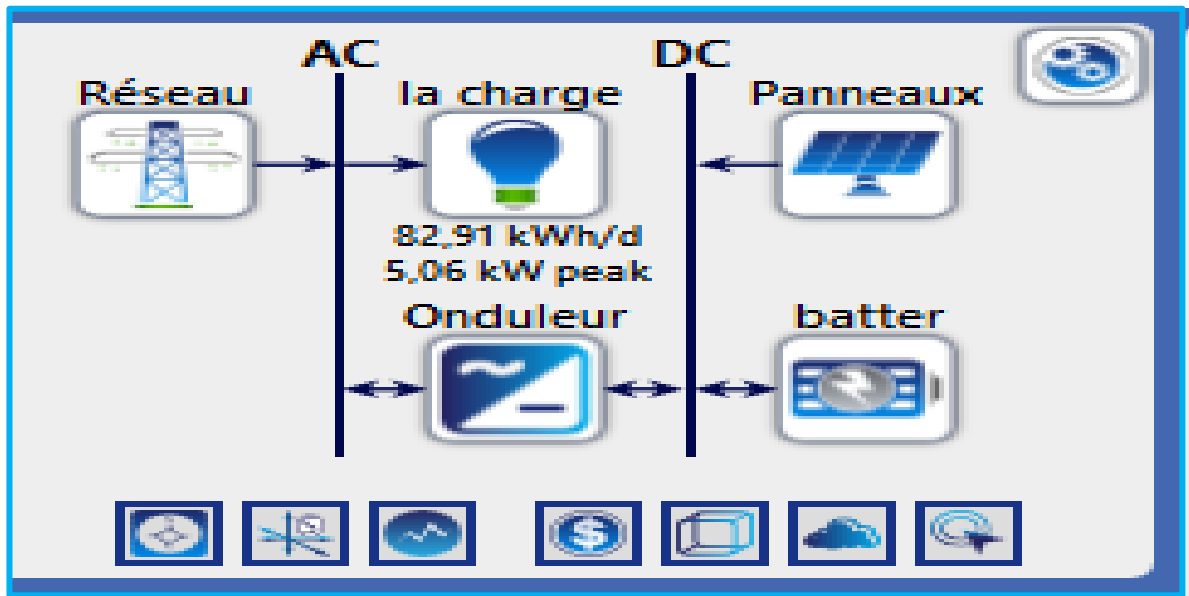


Figure IV.30: Architecture du système partiellement injecté au réseau avec stockage.

### IV.6.3 Configuration Des Eléments du Système

#### IV.6.3.1 Le module PV

La puissance désirée par le module photovoltaïques peut être la même puissance absorbée à partir la charge et les batteries ou le réseau, Nous pouvons choisir la puissance nécessaire produite des panneaux photovoltaïques dans notre système de 1 KW de type Canadian Solar Max Power CS6U-340M comme l'indique dans la figure « IV.31».

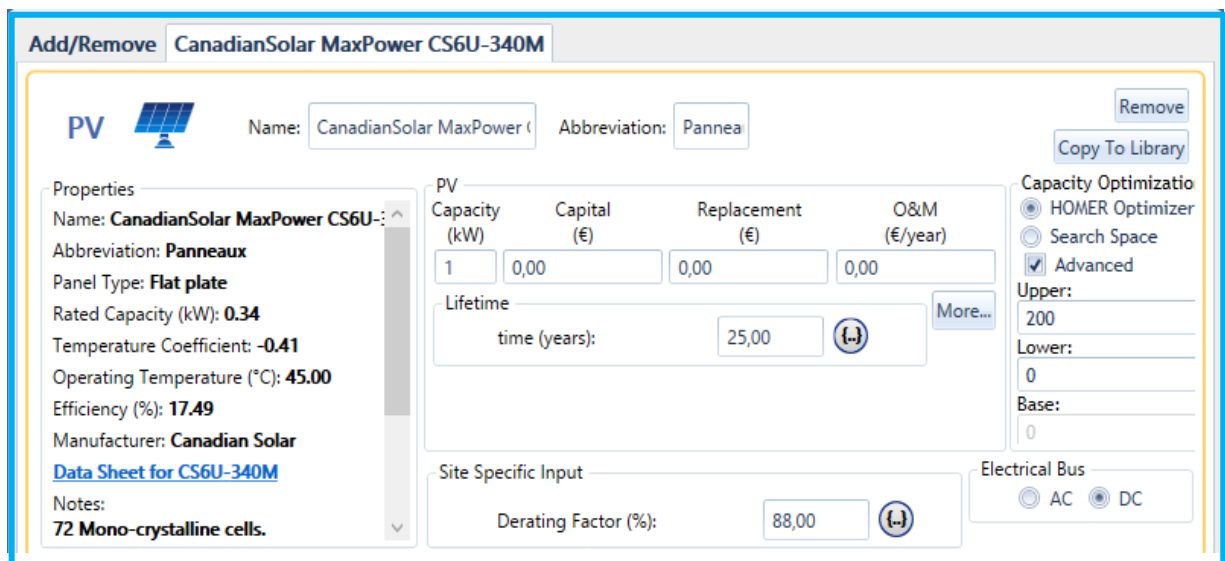


Figure IV.31: le module PV

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

### ✓ L'irradiation solaire

L'étape essentielle dans la conception d'un système photovoltaïque est la détermination de sa taille optimale qui dépend principalement des données climatiques du site.

Le graphe dans la figure « IV.32 » et le Tableau IV.4 sont les données du profile de la variation de l'irradiation solaire moyenne et journalière à télécharger sur HOMER.

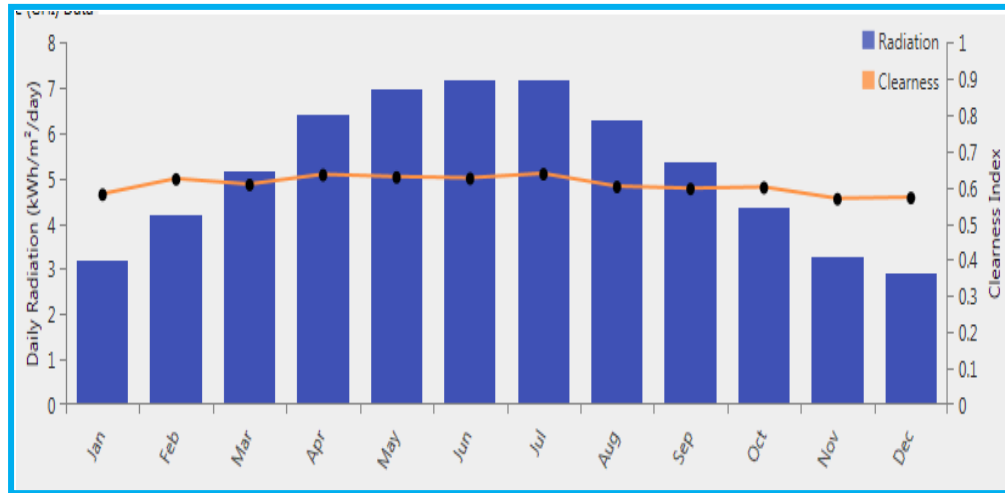


Figure IV.32: la variation de l'irradiation solaire moyenne et journalière

Tableau IV.4: la radiation solaire moyenne.

Month	Clearness Index	Daily Radiation (kWh/m²/day)
janvier	0,579	3,160
février	0,621	4,190
mars	0,606	5,130
avril	0,633	6,380
mai	0,626	6,960
juin	0,623	7,160
juillet	0,635	7,160
août	0,600	6,260
septembre	0,595	5,350
octobre	0,598	4,330
novembre	0,566	3,250
décembre	0,570	2,880

IV.6.3.2 Caractéristique de l'onduleur

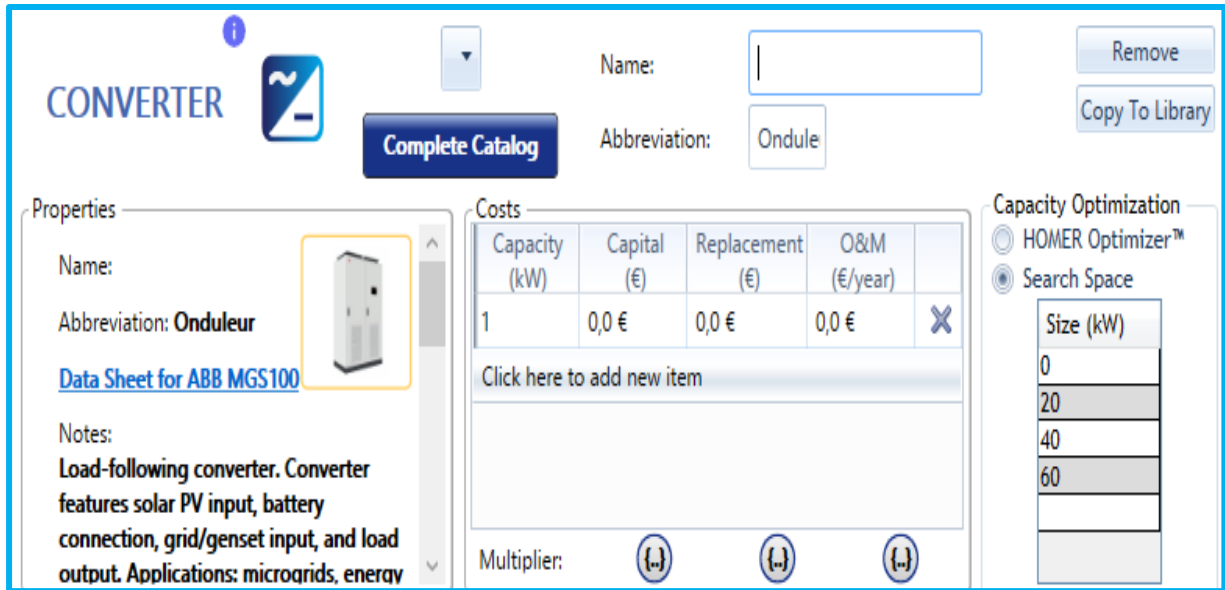


Figure IV.33: Caractéristique de l'onduleur (Converter)

IV.6.3.3 Caractéristique de batterie

Nous pouvons choisir la batterie type Genséric 12V/ 1kWh Lead Acid comme l'indique dans la figure « IV.34».

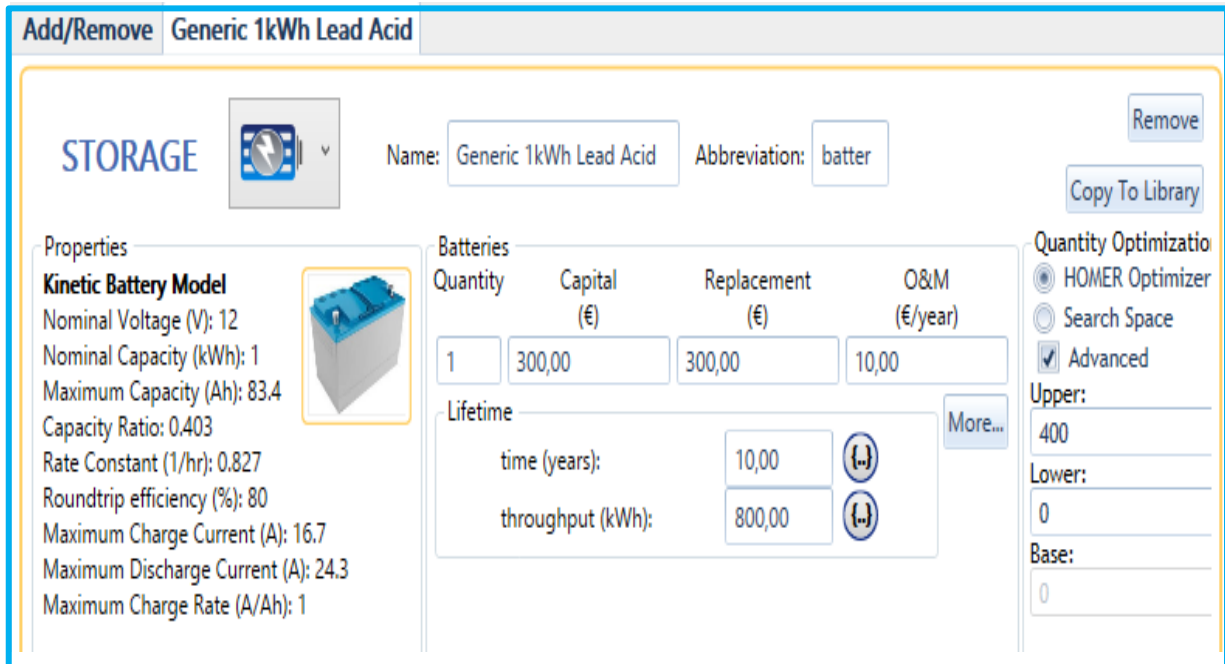


Figure IV.34 : Caractéristique de batterie.

### IV.6.3.4. Le réseau de Site Etudie

Pour des rôles principaux des gestionnaires du réseau électrique, qu'il est d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation de l'électricité, on choisit L'énergie produite fournie par notre source PV est centralisée sur un bus à CC comme illustre la Figure « IV.35». Ainsi, choisir l'énergie absorbée par le réseau de 40 [MW].

The screenshot displays the 'ADVANCED GRID' configuration window. At the top, the name is 'Grid' and the abbreviation is 'Grid'. Below this, there are radio buttons for 'Simple Rates', 'Real Time Rates' (selected), 'Scheduled Rates', and 'Grid Extension'. The 'Real Time Rates' section is expanded, showing tabs for 'Parameters', 'Rate Definition', 'Demand Rates', 'Reliability', and 'Emissions'. Under 'Parameters', 'Sale capacity (kW)' is 40,000.00. 'Purchase Capacity' is set to 'Annual Purchase Capacity' with a 'Capacity Optimization' chart showing a value of 400,000. 'Monthly Purchase Capacity' is also an option. The 'Optimization' section has 'Include the grid in all simulations' selected. The 'Constraints' section has 'Maximum net grid purchases (kWh/yr)' set to 0,00. The 'Control parameters' section has five checkboxes, all of which are unchecked, with values of 0,15, 0,15, 0,10, 0,05, and 0,05 respectively.

Figure IV.35: le réseau de site (Grid)

### IV.6.4. Résultats

#### 1. D'une installation PV autonome

Après le lancement calculé du logiciel Homer on obtient plusieurs résultats :

Tableau IV.5 : Résultats pour HOMER Pro.

Architecture		Cost			System		CS			
CS6U-340M (kW)	1kWh LA	ABB-MGS (kW)	Dispatch	COE (DA)	NPC (DA)	Operating cost (DA/yr)	Initial capital (DA)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (DA)
54.0	188	60.0	CC	DA0.359	DA127.583	DA5,506	DA56,400	100	0	0

Architecture		Cost			System		CS6U			
CS6U-340M (kW)	1kWh LA	ABB-MGS (kW)	Dispatch	COE (DA)	NPC (DA)	Operating cost (DA/yr)	Initial capital (DA)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (DA)
54.0	188	60.0	LF	DA0.359	DA127.583	DA5,506	DA56,400	100	0	0
54.0	191	60.0	LF	DA0.361	DA128.454	DA5,504	DA57,300	100	0	0
54.0	191	40.0	LF	DA0.361	DA128.454	DA5,504	DA57,300	100	0	0
54.0	191	20.0	LF	DA0.361	DA128.454	DA5,504	DA57,300	100	0	0
54.0	191	60.0	CC	DA0.361	DA128.454	DA5,504	DA57,300	100	0	0

Dans le tableau IV.5 on remarque :

Homer a effectué 96 simulations sur un espace de recherche de(54KW) et une recherche avancée sur (17KW a 54KW) et sur un nombre de batterie (de 0 a300) et un onduleur de plage de puissance de (20KW.40KW.60KW).

- 48 simulations sont réalisables.
- 48 simulation irréalisable.
- Le PV peut prendre plusieurs valeurs de 0w a 54KW.
- Le nombres de batterie change de 188 à 300.
- L'onduleur choisie prend les valeurs (20KW.40KW.60KW).

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYS » et « HOMER Pro »

Dans le Tableau IV.5 on a 5 parties :

- Partie 1 : présente le système (architecture) : PV- batteries- onduleur.
- Partie 2 : présente l'investissement initial devant être fait (coût) : NPC (Net Present Coest/ Coût actuel net) COE (Coût de l'énergie) Initial capital.
- Partie 3 : présente la proportion d'énergie renouvelable utilisée dans le système.
- Partie 4 : présente caractéristique de sortie de champ PV:(Capital Costa/Coût du capital).
- Partie 5 : présente caractéristique de sortie de l'onduleur.

Après la sélectionné d'une solution à partir du tableau IV.5 on a la figure du tableau suivante

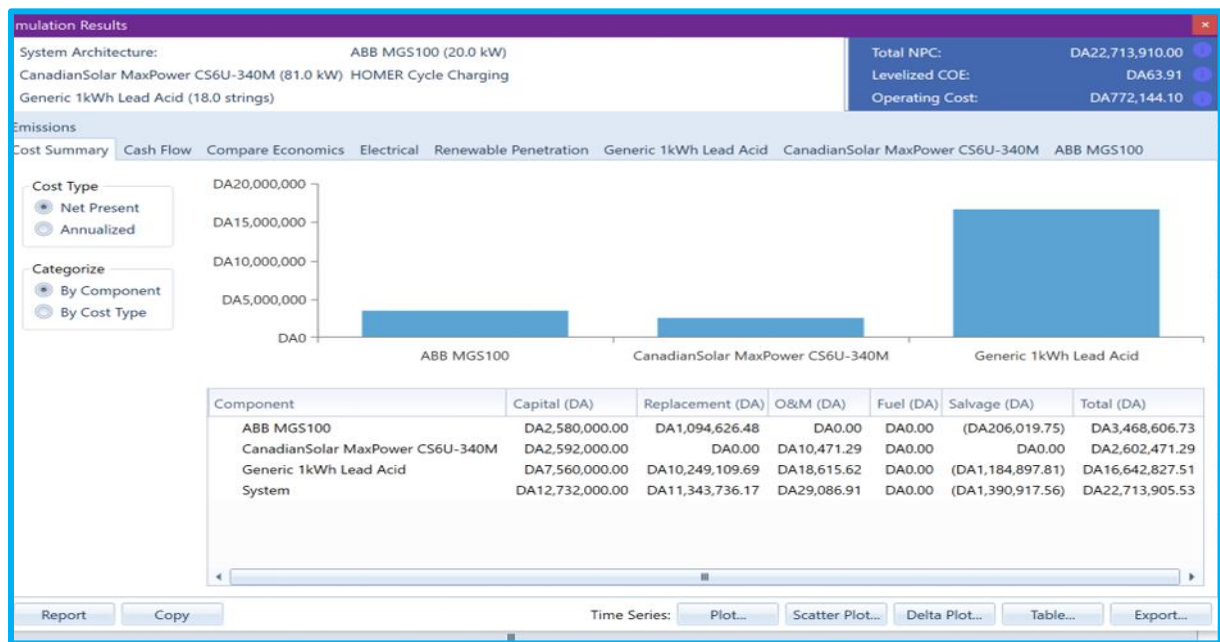


Figure IV.36: Architecture du système.

De ce tableau on a les résultats de simulation suivante :

### 1.1. Energie solaire globale

Dans le but d'évaluer le paramètre influençant directement sur la production PV, qui est le rayonnement solaire incident, puis d'ôter la confusion qui pourrait s'installer avec le rayonnement solaire global, Les Figure « IV.37 » « IV.38 » montre bien la récupération de l'énergie solaire due pendant une durée très importante de l'année.

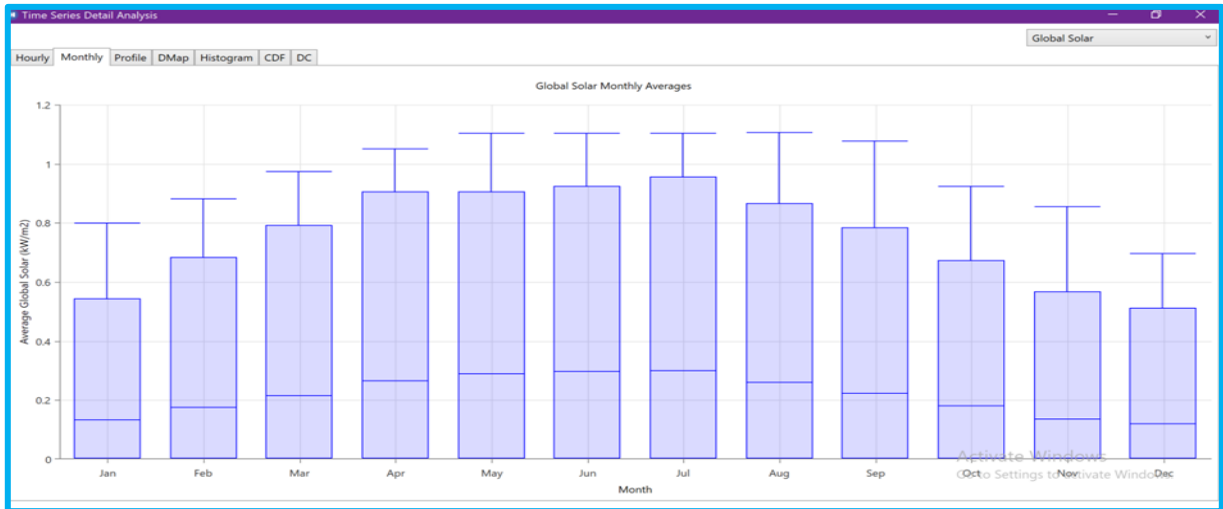


Figure IV.37: l'énergie solaire global

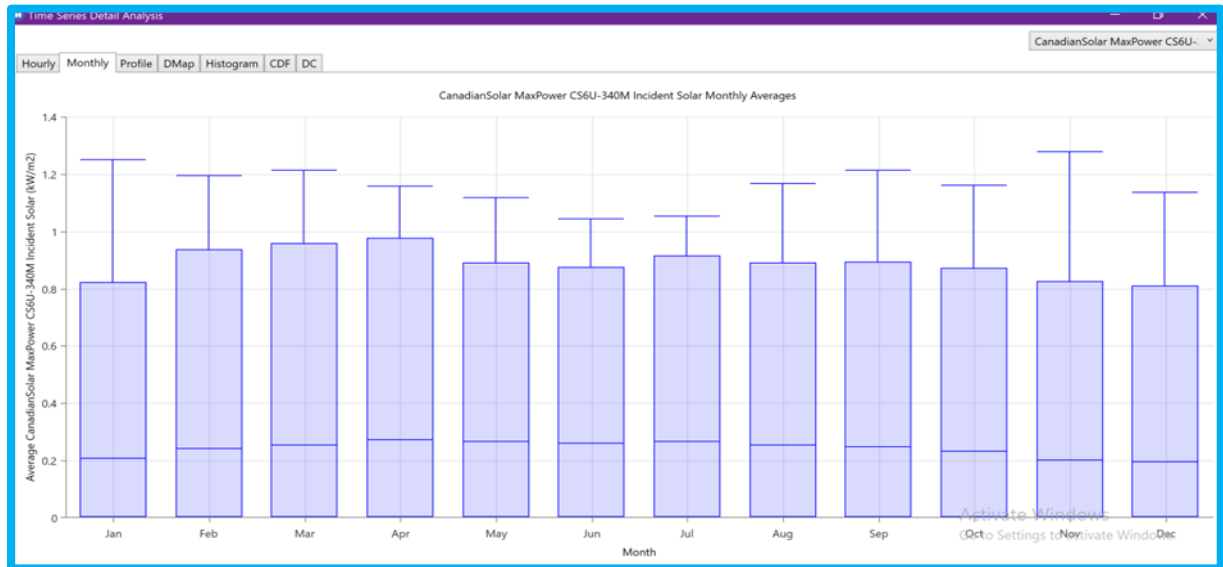


Figure IV.38 : l'énergie solaire incidente du champs PV

### 1.2. La production du champ PV et la consommation

La production PV représente 100% de la production totale du système. Elle est variable sur toute l'année, et est directement liée à l'irradiation solaire. La Figure « IV.39 » illustre la production électrique totale mensuelle moyenne sur toute l'année. Et même illustre des besoins énergétiques du site sont fournis par le champ PV.

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

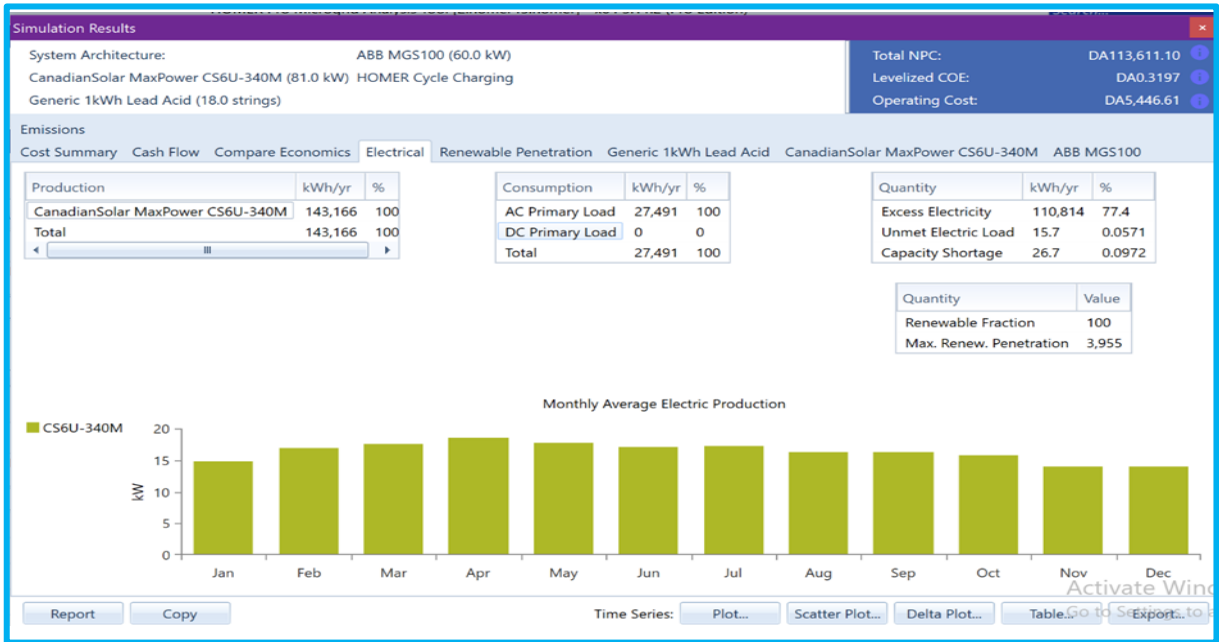


Figure IV.39 : la production électrique totale mensuelle.

### 1.3. Détails des composants du système étudié

#### 1.3.1 Les détails de la température

Homer calcule la température de la cellule à chaque pas du temps, et utilise le résultat pour calculer la puissance de sortie des modules PV. Il calcule la température de la cellule à partir de la température ambiante et le rayonnement sur les panneaux, La température moyenne mensuelle maximale est de 30[°C] au mois de Juillet, tandis que la température moyenne minimale est de 6 [°C] au mois de Janvier, On donne sur la Figure « IV.40 ».

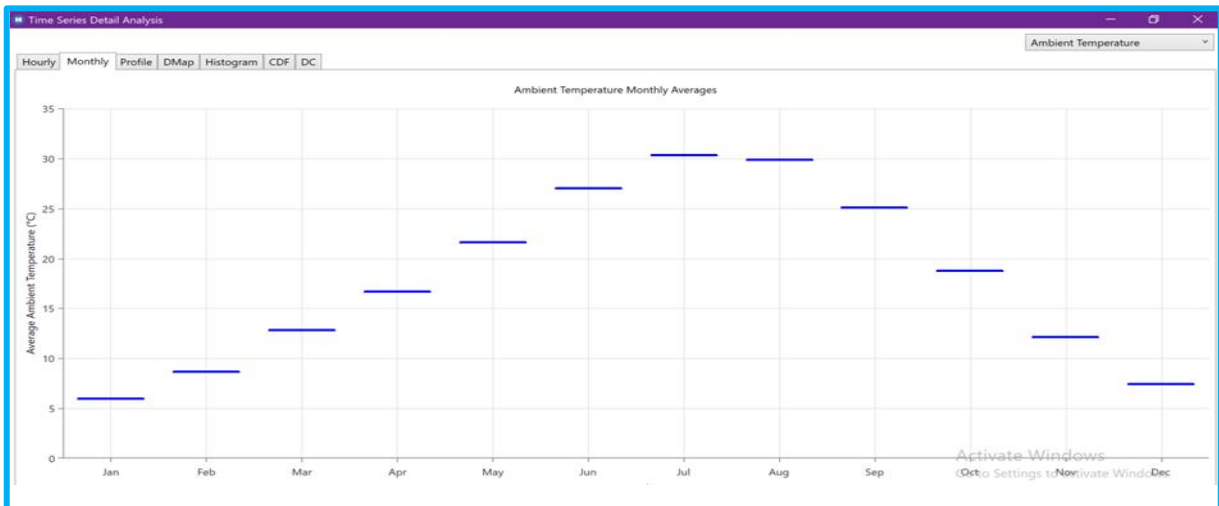


Figure IV.40 : le profil de la température ambiante annuelle.

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

La variation de la température ambiante journalière au cours des saisons, est donnée par la figure « IV.41 » ci-dessous ;

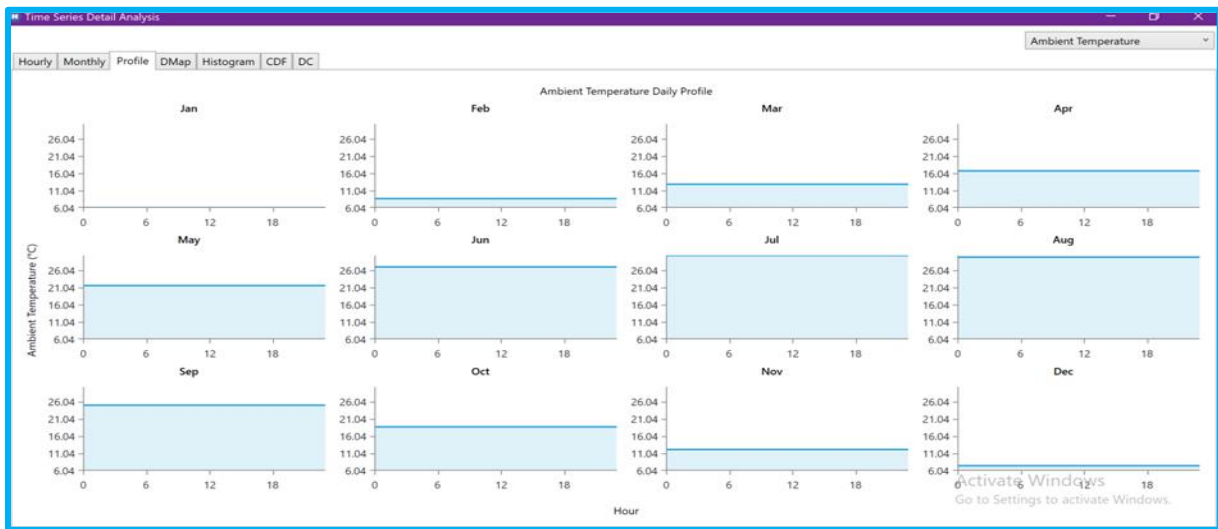


Figure IV.41 : la température ambiante journalière

### 1.3.2 Les détails de la charge

Le dimensionnement d'un tel système de production de l'énergie dépend essentiellement du profil de la consommation à satisfaire. Les détails de la charge sont introduits dans le HOMER Pro sous forme de profil annuel de la charge est donné par la Figure « IV.42 » et Le profil de consommation journalier suivant les saisons illustrées dans la Figure « IV.43 ».

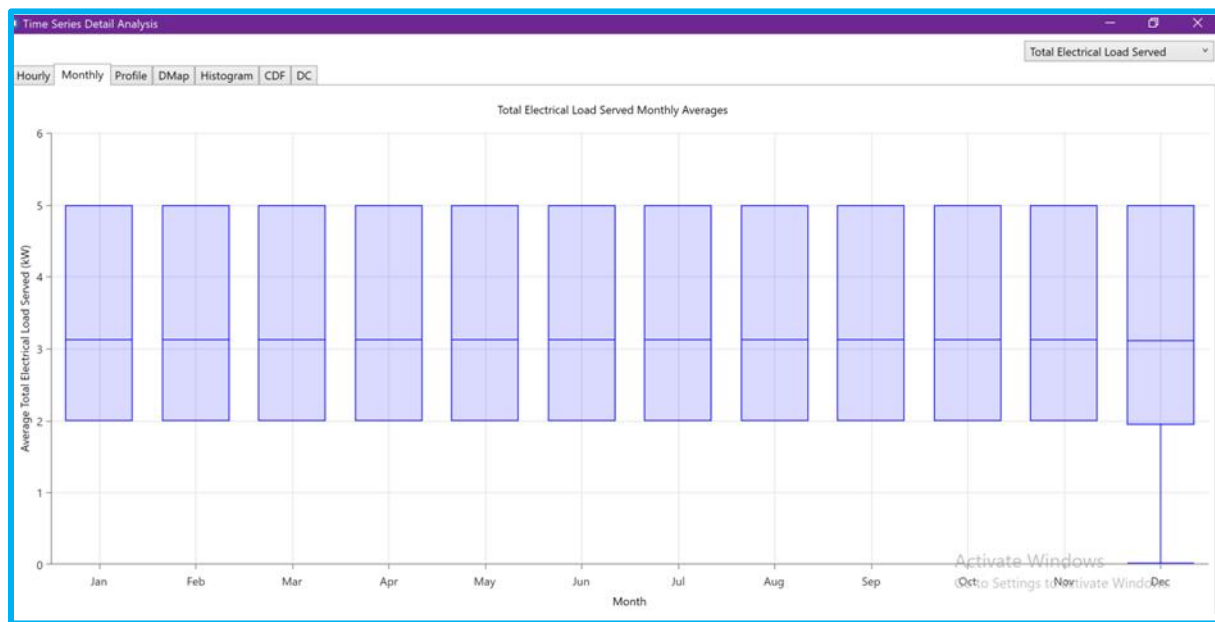
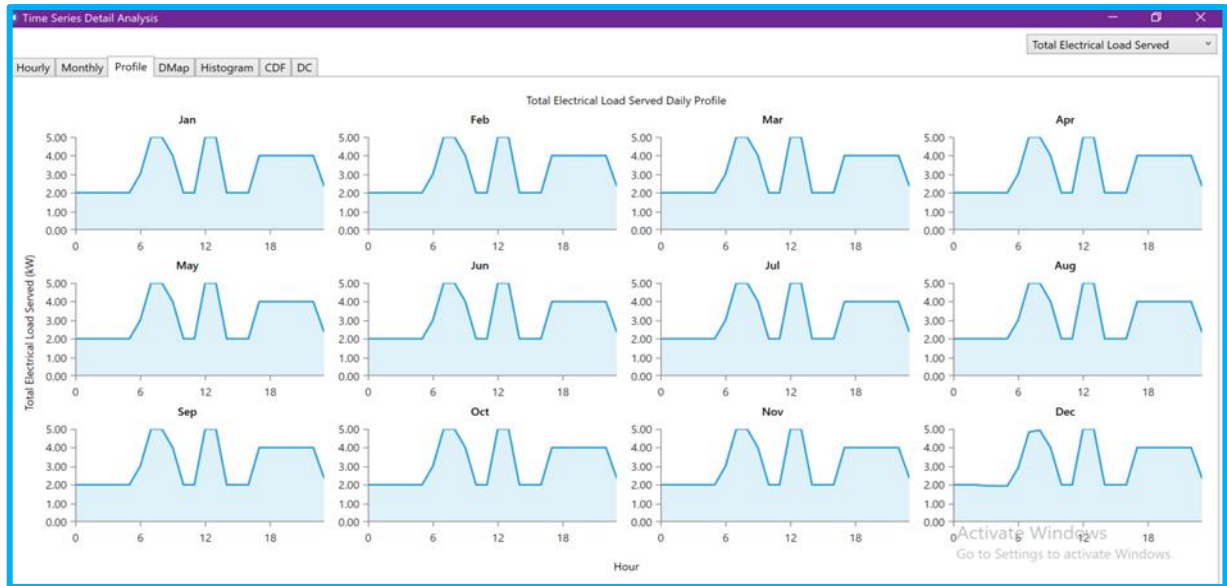


Figure IV.42: Profil de charge annuel.



**Figure IV.43:** Profil de charge journalier, suivant les saisons

On remarque que le profil de consommation a généralement la même tendance d'évolution journalière. Il y a une basse consommation la nuit entre 00 h et 06-11-14 et 17 h et un pic de consommation, le soir à 8h, 12h, 18h. Ces informations restent très difficiles à exploiter car le profil de consommation est aussi variable selon les saisons. Alors que macroscopiquement la charge varie aléatoirement jour après jour et heure après heure, à cause des changements météorologiques.

### 1.3.3 Les détails des batteries

On remarque que le nombre de batteries est (8\*18) et que les pertes arrivent à 20% (Energie input : 17.204Kwh/j, Energie output : 13.75Kwh/j).

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

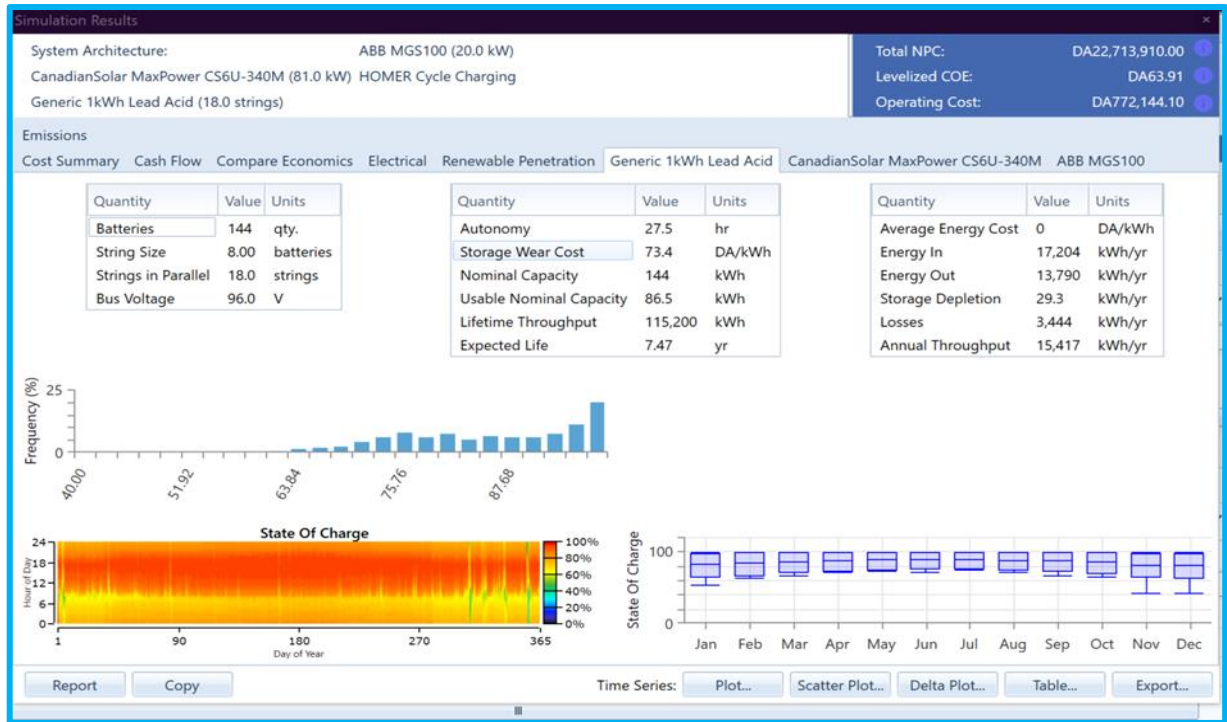


Figure IV.44: Etat de charge mensuelle et Evolution journalière de l'état de charge des batteries

### 1.3.4 Les détails de l'onduleur

La figure « IV.45 » montrent que les pertes annuelles de l'onduleur ne dépassent pas 6% ce qui est équivalent à un rendement de 94.99%.

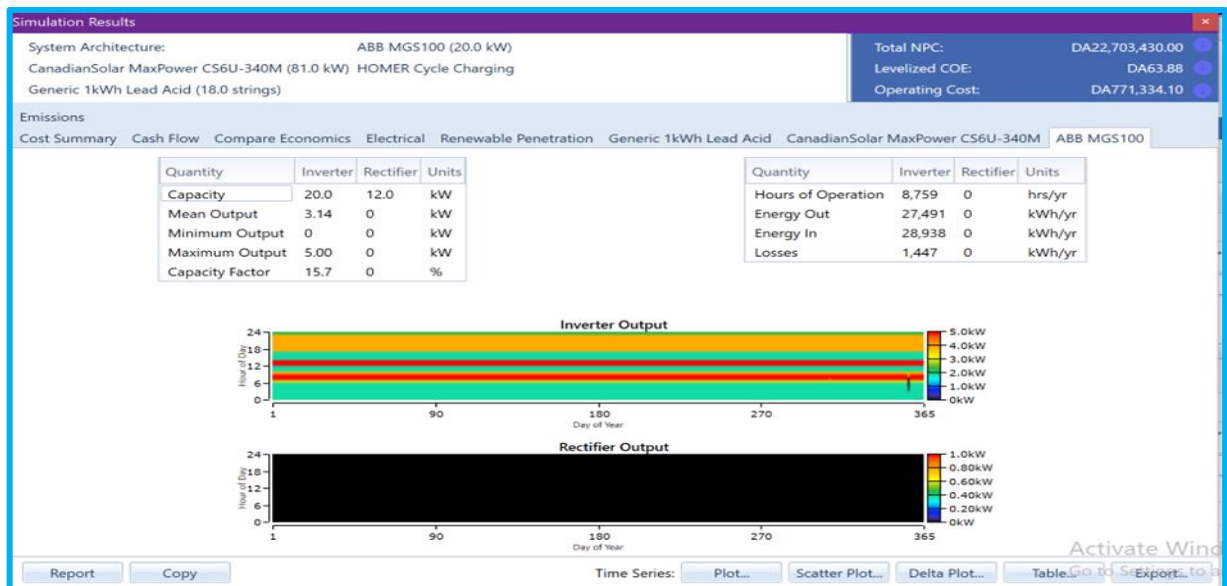


Figure IV.45 : Indications puissance de l'onduleur

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

### 1.3.5 L'étude des coûts de système

Le coût total du système, incluant principalement les coûts totaux de chaque composant, les panneaux PV, les batteries et le convertisseur, avec un capital de remplacement.

Component	Capital (DA)	Replacement (DA)	O&M (DA)	Fuel (DA)	Salvage (DA)	Total (DA)
ABB MGS100	DA2,580,000.00	DA1,094,626.48	DA0.00	DA0.00	(DA206,019.75)	DA3,468,606.73
CanadianSolar MaxPower CS6U-340M	DA2,592,000.00	DA0.00	DA10,471.29	DA0.00	DA0.00	DA2,602,471.29
Generic 1kWh Lead Acid	DA7,560,000.00	DA10,249,109.69	DA18,615.62	DA0.00	(DA1,184,897.81)	DA16,642,827.51
System	DA12,732,000.00	DA11,343,736.17	DA29,086.91	DA0.00	(DA1,390,917.56)	DA22,713,905.53

**Figure IV.46** : le cout de système par Homer.

Le résultat d'optimisation trouvé par HOMER donne le coût nécessaire pour réaliser ce projet de l'ordre de **2271390553DA** sur toute la durée de la vie du projet.

- Si on change l'espace de recherche ou la plage de batterie ou la puissance de l'onduleur les tableaux change : voir tableaux Tableau IV.6.

**Tableau IV.6** : Résultat pour les prévisions de système PV

Site isole/75.36kw	PV PUISSANCE	Batteries	Onduleurs
1	Generic flat plate PV/ 64kw	Iron Edison Nickel Iron 500Ah/169 batteries	ABB MGS100/60kw
2	Peimar SG290MFB/51.1kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/194 bat/2v	ABB MGS100/60kw
3	Peimar SG290MFB/63.6kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/157/12v	ABB MGS100/60kw
4	Generic flat plate PV/110kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/121bat/2v	ABB MGS100/60kw
5	Generic flat plate PV/31.3kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/340bat/2v	ABB MGS100/60kw
6- de 0 a 400b	Peimar SG290MFB/55.4kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/176bat/12v	ABB MGS100/20kw

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

7- de0 a126b	Peimar SG290MFB/62kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/161bat/12v	ABB MGS100/20kw/40kw/60kw
8- de o a 600b	Peimar SG290MFB/47.5kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/200bat/12v	ABB MGS100/20kw/40kw/60kw

### 2. Site partiellement raccordé aux réseaux

Après le lancement calcule du logiciel Homer on obtient plusieurs résultats :

**Tableau IV.7 :** Résultats pour HOMER Pro de Site partiellement raccordé aux réseaux.

The screenshot shows the HOMER Pro Microgrid Analysis Tool interface. The 'RESULTS' tab is selected, displaying 'Sensitivity Cases' and 'Optimization Results' tables. The 'Optimization Results' table is the primary focus, showing various system configurations. The table has columns for Architecture (panneaux (kW), batterie, resaux (kW), onduleur (kW), Dispatch), Cost (COE (DA), NPC (DA), Operating cost (DA/yr), Initial capital (DA)), and System (Ren Frac (%), Total Fuel (L/yr)).

Architecture					Cost			System			
panneaux (kW)	batterie	resaux (kW)	onduleur (kW)	Dispatch	COE (DA)	NPC (DA)	Operating cost (DA/yr)	Initial capital (DA)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	
		40,000		CC	DA0.100	DA39,124	DA3,026	DA0.00	0	0	
54.0		40,000	20.0	CC	DA4.13	DA4.31M	-DA798.64	DA4.32M	78.6	0	
54.0		40,000	20.0	CC	DA4.13	DA4.31M	-DA798.64	DA4.32M	78.6	0	
17.0	24	40,000	20.0	LF	DA7.13	DA4.41M	DA1,650	DA4.39M	61.0	0	
17.0	24	40,000	20.0	CC	DA7.13	DA4.41M	DA1,650	DA4.39M	61.0	0	
		40	40,000	20.0	LF	DA12.10	DA4.73M	DA4,135	DA4.68M	0	0

Dans ce tableau on remarque :

Homer a effectué 158 simulations sur un espace de recherche de (0.34KW.8.5KW.17KW.54KW.81KW) et sur un nombre de batterie (de 0 a300) et un onduleur de plage de puissance de (20KW.40KW.60KW)

- 158 simulations sont réalisables.
- 00 simulation irréalisable.
- Le PV peut prendre plusieurs valeurs de 0 à 81KW.

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

Dans 158 simulations on plusieurs cas : « réseaux seul et réseaux avec batteries, réseaux avec batteries et PV et réseaux avec PV »

Après la sélection d'une solution à partir du tableau IV.7 on a la figure du tableau suivante

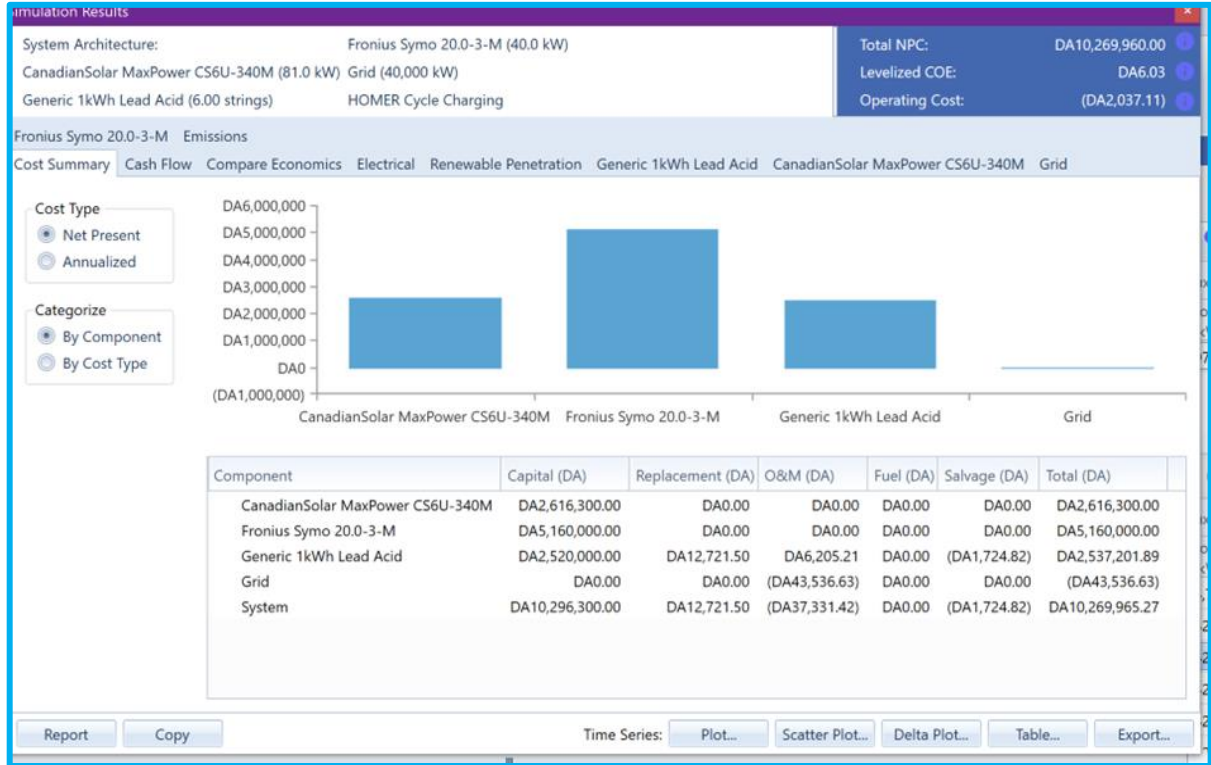


Figure IV.47: Architecture du système partiellement raccordé aux réseaux.

De ce tableau on a les résultats de simulation suivante :

### 2.1 Energie solaire globale

Dans le but d'évaluer le paramètre influençant directement sur la production PV, qui est le rayonnement solaire incident, puis d'ôter la confusion qui pourrait s'installer avec le rayonnement solaire global, Les Figure « IV.35 » « IV.36 » montre bien la récupération de l'énergie solaire due pendant une durée très importante de l'année.

### 2.2 La production du champ PV et la consommation :

La production PV représente 42.4% de la production totale du système. Elle est variable sur toute l'année, et est directement liée à l'irradiation solaire. La Figure « IV.48 » illustre la

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

production électrique totale mensuelle moyenne sur toute l'année. Et même illustre des besoins énergétiques du site sont fournis par le champ PV.

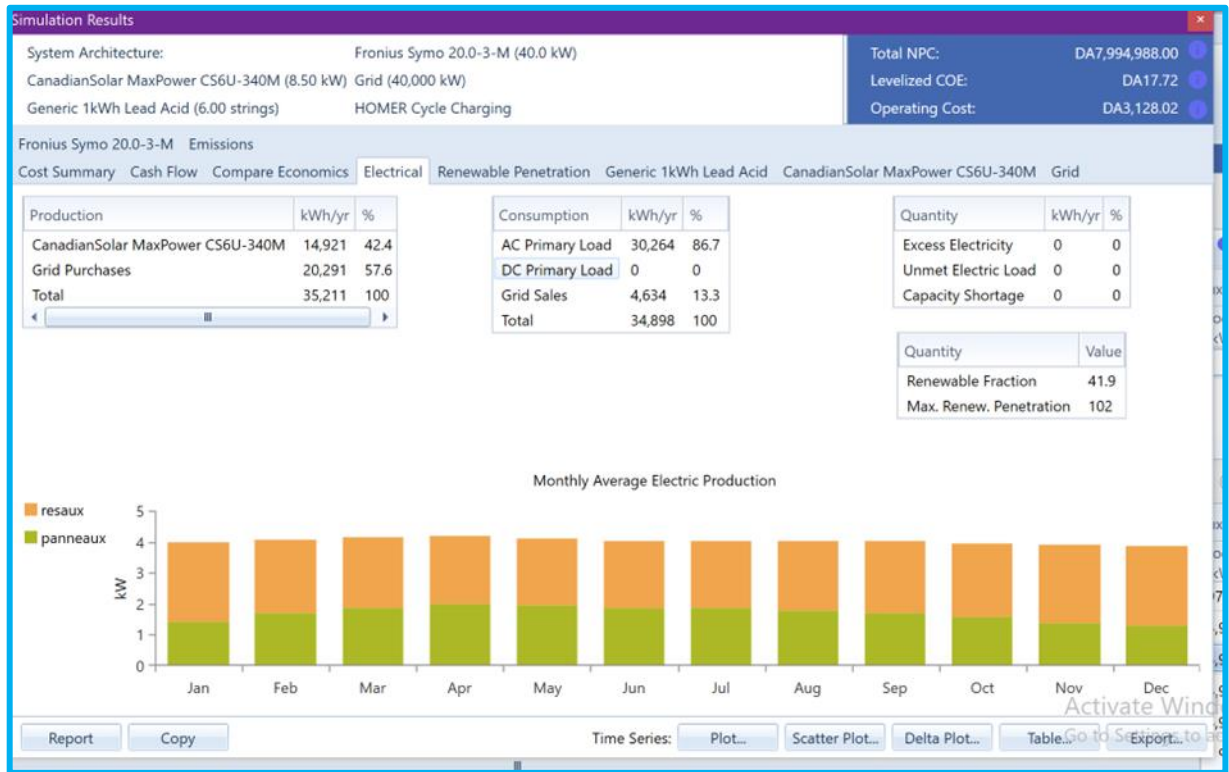


Figure IV.48: la production électrique totale mensuelle

### 2.3 Détails des composants du système étudié

#### 2.3.1 Les détails de la température

Homer calcule la température de la cellule à chaque pas du temps, et utilise le résultat pour calculer la puissance de sortie des modules PV. Il calcule la température de la cellule à partir de la température ambiante et le rayonnement sur les panneaux, La température moyenne mensuelle maximale est de 31[°C] au mois de Juillet, tandis que la température moyenne minimale est de 6.6 [°C] au mois de Janvier, On donne sur la Figure « IV.38» qui suit, le profil de la température ambiante annuelle.

La variation de la température ambiante journalière au cours des saisons, est donnée par la Figure « IV.40».

### 2.3.2 Les détails de la charge

Le dimensionnement d'un tel système de production de l'énergie dépend essentiellement du profil de la consommation à satisfaire. Les détails de la charge sont introduits dans le HOMER Pro sous forme de profil annuel de la charge est donné par la Figure « IV.49 » et Le profil de consommation journalière suivant les saisons illustrées dans la Figure « IV.50».

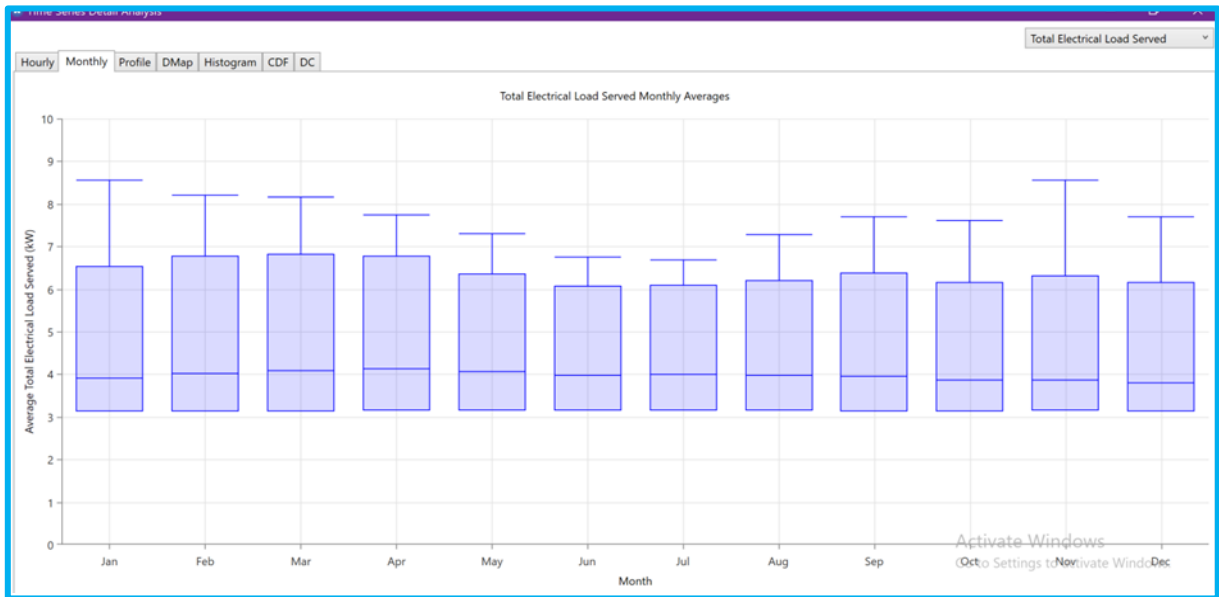


Figure IV.49: Profil de charge annuel.



Figure IV.50 : Profil de charge journalier, suivant les saisons

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

On remarque que le profil de consommation a généralement la même tendance d'évolution journalière. Il y a un creux de consommation la nuit entre 00 h et 8.30 h et un pic de consommation, à midi 12h. Ces informations restent très difficiles à exploiter car le profil de consommation est aussi variable selon les saisons. Alors que macroscopiquement la charge variée aléatoirement jour après jour et heure après heure, à cause des changements météorologiques.

### 2.3.3. Les détails des batteries

On remarque que le nombre de batteries varie de 8 à 48 (8 séries et 6 parallèles). L'état de charge des batteries (State of Charge), le long de l'année, est toujours max SOC =100%

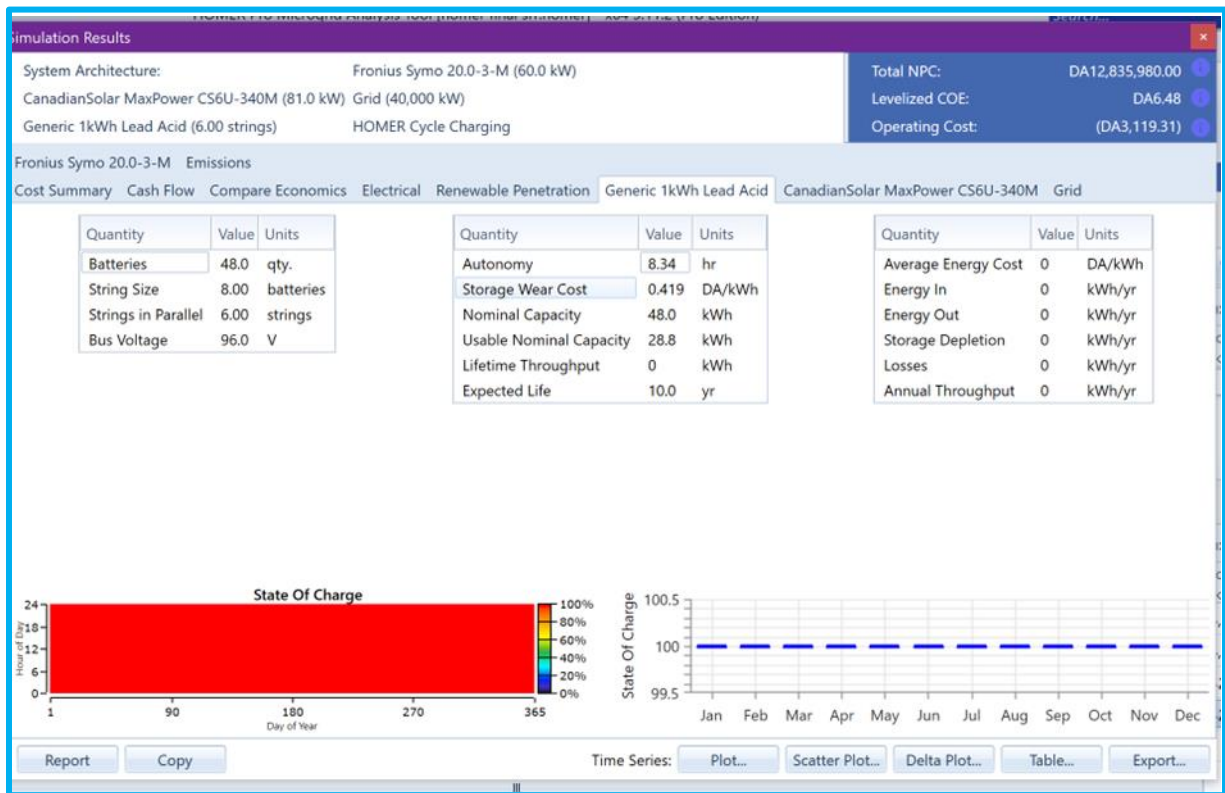
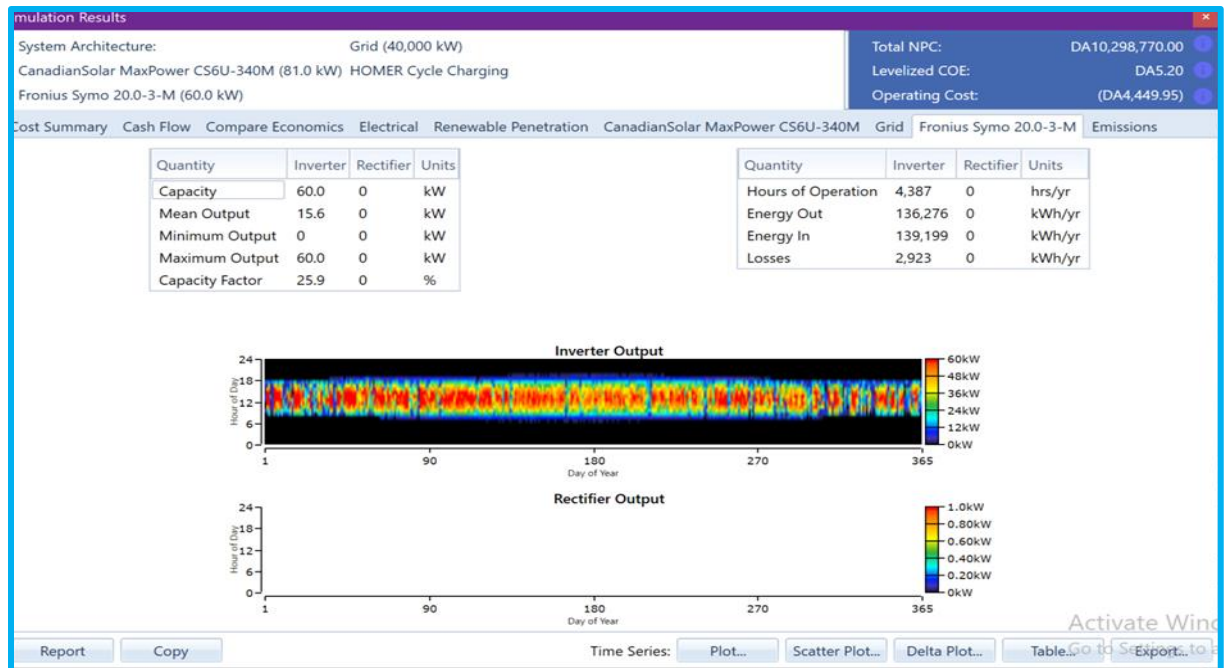


Figure IV.51: Etat de charge mensuelle et Evolution journalière de l'état de charge des batteries

### 2.3.4 Les détails de l'onduleur

Les figures « IV.52 » montrent que les pertes annuelles de l'onduleur ne dépassent pas 2.099% ce qui est équivalent à un rendement de 97.9%. Ces figures montrent l'énergie injectée au réseau varie suivant les saisons et l'ensoleillement. Le plus fructueux est sa valeur moyenne annuelle qui peut représenter une source de revenu pour l'entreprise.

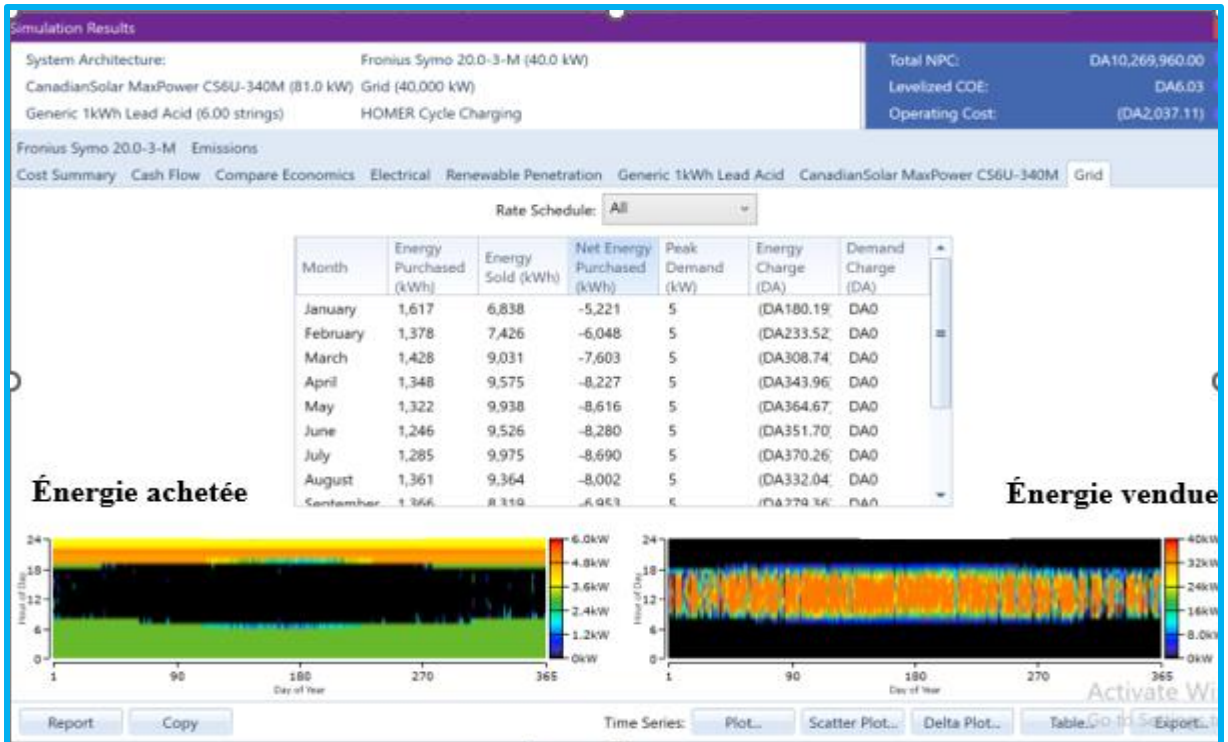


**Figure IV.52 :** Indications puissance de l'onduleur

### 2.3.5. Les détails de Réseau

Le générateur de production d'origine PV est raccordé au réseau par l'intermédiaire d'un point de livraison distinct du point de livraison utilisé pour les besoins de soutirage du producteur. Comparé à l'achat des excédents, ce type de raccordement conduit le plus souvent à des modifications plus importantes de l'installation par le gestionnaire du réseau. Le producteur injecté au réseau la totalité d'énergie produite et soutirer du réseau la totalité d'énergie nécessaire à sa consommation. La séparation entre les deux points de livraison consommation et injection (production) conduit donc à étoiler le branchement en deux parties. Le branchement production comporte deux compteurs montés en tête bêche (production et consommation des dispositifs de la chaîne PV), HOMER donne des détails de puissance de l'injection(production) et la consommation annuelle illustrée dans les Figure « IV.51 ».

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »



FigureIV.53 : Indications puissance du réseau



Figure IV.54 : la puissance de l'achats de réseau et la pénétration renouvelable

## Chapitre IV : Simulation par les logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro »

- Si on change l'espace de recherche ou la plage de batterie ou la puissance de l'onduleur ou la puissance du réseaux les tableaux change : voir tableaux Tableau IV.8

**Tableau IV.8** : Résultat pour les prévisions de Site partiellement raccordé aux réseaux

Site racorde partiellement au reseaux 	PV puissance	Batteries	Onduleurs	Reseaux
1	Generic flat plate PV/0.557kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/2 bat	Schneider Conext XW+5548/0.0	999.999 kw
2- 20b/75.360kw	Peimar SG290MFB/97.4kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/1bat/2v	ABB MGS100/60kw	999.999kw
3- de 0 a 200b	Generic flat plate PV/27kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/67bat/2v	Schneider Conext XW+5548/2.67kw	999.999kw
4-	Peimar SG290MFB/25.3kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/41bat/2v	ABB MGS100/40kw	999.999kw
5-	Peimar SG290MFB/25.3kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/84bat/12v	ABB MGS100/20kw	999.999kw
6- de 0 a 400b	Peimar SG290MFB/25.3kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/38bat/12v	ABB MGS100/40kw	40000kw
7-de 0 a 400b	Peimar SG290MFB/228kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/126bat/12v	ABB MGS100/60kw	999.999kw
8-de 0 a 600b	Generic flat plate PV/5.91kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/22bat/96v	Schneider Conext XW+5548/0.542kw	999.999kw
9-de 0 a 126b/82.916kw/	Peimar SG290MFB/32.9kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/3bat/12v	ABB MGS100/20kw	40000kw
10-de 0 a 400b/	Peimar SG290MFB/32.9kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/8bat/12v	ABB MGS100/20kw	40000kw
11-de 0 a 400b/	Peimar SG290MFB/188kw	Generic 1kWh Lead Acid [ASM]/400bat/12v	ABB MGS100/60kw	40000kw

### **IV.7 Conclusion**

Ce chapitre présente une étude comparative de résultats du dimensionnement du système PV injecté dans le réseau et site isolé du site Ain-Sefra, entre les méthodes analytiques et les deux logiciels PVSYST et HOMER Pro. Nous avons exposé les résultats pour ces derniers pour dimensionner ce système autonome et raccordé au réseau, qui a donné presque les mêmes résultats dans le nombre de panneaux (PV) et de batterie. Aussi pour le site raccorder au réseau qui permettrait non seulement de réduire le coût de l'installation et diminué le nombre des batteries, mais qui permettra en plus d'avoir une possibilité de revendre l'énergie excédentaire au réseau et ainsi faire des profits, ce qui amortira le prix d'investissement initial.

A blue graphic element resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip on the right, both with rounded ends and a white shadow. The text is centered on the horizontal strip.

# Conclusion générale

## Conclusion générale

---

### Conclusion générale

L'objectif général de notre travail est le dimensionnement de deux systèmes PV (isole et raccordé parcellément aux réseaux) par méthodes analytiques et par logiciels et voir la différence. Afin d'aboutir à une meilleure optimisation qui demeure l'objectif principale de tous les installateurs pour couvrir les besoins locaux et vendre le surplus au réseau.

Ce système se compose de plusieurs éléments principalement les modules PV qui représentent le champ de captage des rayons solaires, les batteries qui constituent le champ de stockage de l'énergie produite par les modules, le régulateur qui protège la batterie contre la surcharge ou la décharge profonde, l'onduleur qui assure la conversion du courant continu en courant alternatif et les fils électriques qui assurent la connexion entre différents composants du système.

Nous avons présenté les notions fondamentales concernant le principe de l'effet PV, le potentiel solaire et les différentes technologies des cellules solaires.

Nous avons présenté les différentes méthodes de dimensionnement d'un système PV.

Nous avons fait une étude comparative par la méthode analytique et par la méthode de simulation via logiciel PVSYST/HOMER.PRO en choisissant deux sites un isole et un raccordé au réseau de deux maisons situées dans la ville D AIN-SEFRA les résultats du dimensionnement des méthodes analytique et les logiciels avec quelques différences voir tableaux. Suivant notre étude comparative, on a trouvé que le dimensionnement par PVSYST ou par HOMER-PRO donne des bons résultats par rapport au dimensionnement par la méthode analytique.

## Conclusion générale

---

A la fin de ce travail de dimensionnement, on a conclu que le logiciel « HOMER PRO » est plus précis au niveau de toutes les données même pour le taux d'émission de carbone et on peut l'utiliser pour les systèmes hybrides (Photovoltaïque ou/et éolien ou e/et diesel).

A blue graphic element resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip on the right, both with rounded ends and a white line indicating the scroll's edge. The text is centered on the horizontal strip.

# Références bibliographies

## Références bibliographies

---

### Références bibliographies

- [1] : DJILAT Zahra, BOURAS Sarra. Méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque, application à la région de M'sila. Mémoire de Master Académique. Physique Energétique et Energies Renouvelables. UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA. 2018/2019.
- [2] : Dahaoui Nor Djihane, Geuabi Sihem. Etude d'une batterie de stockage dans un système Photovoltaïque. Mémoire de Master. Energies renouvelables, Centre universitaire SALHI AHMED Naâma.2019/2020.
- [3] : Zaiem Kamar. Commande d'un système photovoltaïque par contrôleur Neuro-Flou Réduit. Mémoire de Master. Electromécanique. UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR- ANNABA.2019.
- [4] : [http://www.viridiselec.com/m-77-fonctionnement.html\(24/12/2022\)](http://www.viridiselec.com/m-77-fonctionnement.html(24/12/2022)).
- [5]: Ben chaalal Bachir. Benachour Mohammed Tareq. Kacemi Abdelghani. Etude et dimensionnement d'un système photovoltaïque, application à la direction de sonal-gaz Naama (SADEG). Mémoire de Master. : Énergies Renouvelables en Électrotechnique, Centre universitaire SALHI AHMED Naâma 2022.
- [6] : Halouane Assia, Modélisation du transfert radiatif dans les strates supérieures d'un module photovoltaïque, thèse de Master, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES.2017.
- [7] Saad Saoud Merwan, Optimisation de la gestion de l'énergie photovoltaïque utilisée dans une zone agricole, thèse de doctorat, Département d'Electronique, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR – ANNABA, (2016/2017).
- [8] : Stéphane VIGHETTI, Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion, thèse de doctorat, Génie électrique, UNIVERSITE DE GRENOBLE INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE, 24 septembre 2010.
- [9] : GHENAIM Sabah, SEBKHI Yasmine, Simulation d'une Central PV connecté au réseau électrique par deux logiciels « PVSYST » et « HOMER Pro », thèse de Master, Université Mohamed Khi der Biskra, 2019 / 2020.

## Références bibliographies

---

[10] ZAOUCHÉ Faïka, Maximisation de puissance des systèmes photovoltaïques, thèse de doctorat, Sciences et Technologies Filière Electronique, Université A. MIRA-BEJAIA, 20 octobre 2018

[11] M. BACHI Mohamed, M. CHEBHI Hicham, diplôme de Master, Maximisation de puissance d'un générateur Photovoltaïque par les méthodes Classique, Université de Bouira Akli Mohand ou hadj, 16/10/2017.

[12] SERGHINE Hassiba, Etude et Modélisation des Différentes Composantes des Systèmes Photovoltaïques Raccordées au Réseau Electrique, thèse de doctorat, Faculté des Sciences de la Technologie, Université Frères Mentouri Constantine 1, 12/07/2022.

[13] MAZZOUZI RAHIM, GHEBACHE ABDERRAHMEN, diplôme de Master, Régulation de la tension d'un générateur photovoltaïque par un régulateur numérique, Université DJILALI BOUNAAMA, 2019/2020.

[14]<https://www.solaris-store.com/content/44-principe-de-fonctionnement-d-un-regulateur-solaire>(26/12/2022).

[15] OWEIS EL MELKI Marielle, S. Miled, S. Tania, "Système de contrôle d'alimentation : EDL-Générateur- Photovoltaïque pour application domotique", Mémoire de magister en Génie Electrique, université Libanaise, 2012/2013.

[16]<https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.solarisstore.com%2Fcontent%2F45-principe-de-fonctionnement-d-un-onduleur-solaire>(26/12/2022).

[17] Célia DJILI, Karima FAREB, diplôme De MASTER ACADEMIQUE, Etude d'impact d'une centrale photovoltaïque sur un réseau électrique, UNIVERSITE MOULOUDE MAMMERI DE TIZI-OUZOU, 13/07/ 2017.

[18]<https://www.google.com/search?q=image+Sch%C3%A9ma+d%27une+installation+photo+volta%C3%AFque+autonome>(25/12/2022).

[19]<https://www.google.com/search?q=Exemple+de+la+structure+d%27un+syst%C3%A8me+PV+connect>(25/12/2022).

## Références bibliographies

---

[20] Belhadj Mohammed, Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque Autonome, Mémoire de Magister, Microélectronique -Photovoltaïque, Centre Universitaire De Bechar, 2007-2008.

[21] NDIAYE Modou, conception et optimisation d'un modèle d'électrification hybride raccordé au réseau de distribution de la SENELEC application à la résidence hôtelière MOUNA NDAYANE, Diplôme d'ingénieur de conception (2002/2003).

[22] Degla Mohammed Larbi, Ben Ahmed Bachir, Dimensionnement d'un Système de Pompage Photovoltaïque, Mémoire MASTER PROFESSIONNEL, Sciences et Technologies UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, 2016/2017.

[23] Iamarene Samir, « Dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour un site (BTS, BSC) du réseau télécom wania », Mémoire de Master, Université Abderrahmane Mira de Bejaia ,19/09/2012.

[24] : BENCHERIF Mohammed, « Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension », Thèse de doctorat, Université Abou-Bakr Belkaide de Tlemcen.

[25] DHAKER Abbes, « Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome », Thèse de Doctorat, Université de Poitiers (20 juin 2012), Disponible sur Internet <<http://theses.univ-poitiers.fr>>.

[26] B. Chikh-Bled, I. Sari-Ali Et B. Ben Youcef, Revue Internationale technique, « Méthode de Dimensionnement optimal d'une installation photovoltaïque », N° 41 (2010)25-30, Université Abou-BakrBelkaïd, Faculté des Sciences.

[27] MERAD Souheyla née MAMOUN, « Dimensionnement d'une Installation Photovoltaïque d'un lieu peu fréquenté : Cas d'un Cabanon Situé à Marsat Ben M'Hidi (TLEMEN) », Mémoire de Master, Université Abou-Bakr Belkaidde Tlemcen, 8 Juin 2010.

[28] YOUS Mohamed Ali, Dimensionnement d'une installation solaire pour une maison conventionnelle à la ville de Bouainan, Blida, Diplôme De Master En Energies Renouvelables, Université Saad Dahleb de Blida, 2019/2020.

## Références bibliographies

---

[29] BOUKHLIF Hamza, « Dimensionnement technique d'une installation photovoltaïque De 300kw », Mémoire de Master, Université M'hamed Bougera de Boumerdes, promotion juin 2017.

[30] ZIDANE Ammar, « Etude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque au niveau d'un puits de gaz » Mémoire de Master, Université Abderrahmane Mira de Bejaïa (Promotion Juin 2012).

[31] : Si Yahiaoui Souad, Etude et dimensionnement d'un système d'éclairage publique PV dans l'université d'Adrar, mémoire master, Université Ahmed Draya d'ADRAR, 2020/2021.

[32] : LOUAZENE, Mohamed Lakhdar. Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla. Mémoire de Magister. Maitrise d'Energie, Batna : Université El hadj Lakhdar-Batna, 2008.

[33] : B. Bouzid, « Analyse de la faisabilité et la rentabilité économique de systèmes de pompage d'eau par énergie solaire photovoltaïque », mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger2004.

[34] : MOSTAHSINE Smail, « Etude comparatif de panneaux solaires photovoltaïques à Ifrane », Rapport de licence, Université Sidi Mohammed Ben Abdellah 16 Jin 2015.

[35] : K. Amara « contribution à l'étude de conception d'une centrale PV » mémoire Magister université de Tizi Ouzou 2015.

[36] : mebrouki Abdallah et djaafri Abdelkrim : etude d'un système hybride cas des centrales kabertene, mémoire de master en physique énergétique, université d'adrar, faculté des sciences de la matière, département sciences de la matière.