

**République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

**UNIVERSITE AHMED DRAIA ADRAR
FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA MATIERE**



**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME
DE MASTER EN PHYSIQUE ENERGETIQUE**

Thème

Modélisation et Simulation d'un Générateur Photovoltaïque Couplé à un Réseau Électrique

Application à la centrale P.V de Timimoun

Soutenu le : 02/06/2016

Présenté par :

Mr. MAHMI kada Abdelali

Mr. BOUZIANE Nouredine

Encadré par : Dr. MENNAD Boufeldja , UNIV-ADRAR

Président : Mr. OMARI Boumedien, UNIV-ADRAR

Examineurs: Mr. ROUABHIA Abdalkarim, URER ADRAR

Sommaire

Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque.....	3
I.1. Introduction :.....	3
I.2. L'énergie solaire :.....	4
I.3. Principes de calcul de l'énergie solaire :.....	5
I.3.1. La latitude (ψ) :.....	5
I.3.2. La longitude (l) :.....	5
I.3.3. L'altitude :.....	5
I.3.4. La déclinaison (δ):.....	5
I.3.5. Le temps solaire vrai (TSV):.....	6
I.3.6. La durée et le taux d'insolation:.....	6
I.3.7. L'angle horaire :.....	6
I.3.8. Position du soleil :.....	7
I.4. Rayonnement solaire sur notre planète :.....	8
I.4.1. Composants du rayonnement :.....	8
I.5. La cellule photovoltaïque.....	10
I.5.1. Différents types de technologie des cellules photovoltaïques.....	11
I.5.2. L'effet photovoltaïque à l'échelle de la cellule de silicium.....	15
I.5.3. Modules (ou panneaux).....	16
I.5.4. Générateur photovoltaïque :.....	17
Chapitre II : Les réseaux électriques connectés avec des générateurs photovoltaïques.....	20
II.1 Introduction.....	20

II.2. Fonctionnement du système électrique.....	21
II.2.1. Le système électrique « vertical ».....	21
II.2.2. Classification du réseau électrique.....	25
II.2.3. Architectures des réseaux électriques	26
II.2.4. La problématique des réseaux électriques	27
II.3. Les systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux publics.....	28
II.3.1. Introduction.....	28
II.4. Protections	29
II.4.1. Protection contre les chocs électriques	29
II.4.2. Protection contre les contacts directs.....	29
II.4.3. Protection contre les contacts indirects.....	30
II.4.4. Protection contre les surintensités.....	30
II.4.5. Surtensions.....	32
II.4.6. Parafoudre et mise à terre	32
II.4.7. Dangers du courant continu	33
Chapitre III : Onduleurs pour le réseau.....	37
III.1. Introduction	37
III.2. Installations autonomes et réseau	37
III.3. Caractéristiques des onduleurs	38
III.3.1. Onduleurs pour installations autonomes.....	38
III.3.2. Onduleurs pour le réseau	38
III.4. Spécifications du réseau et de l'environnement électromagnétique.....	40
III.4.1. Prescriptions	40
III.4.2. Couplage et synchronisation.....	40

III.4.3. Fonctionnement autonome d'onduleur	41
III.4.4. Perturbations de la tension du réseau	41
III.4.5. Plage d'entrée en tension	42
III.5. Principes de fonctionnement	42
III.5.1. Onduleurs pilotés par le réseau.....	42
III.5.2. Onduleurs à référence interne.....	42
III.5.3. Onduleurs à circuit HF intermédiaire	44
III.5.4. Onduleurs à synthèse de tension.....	44
III.5.5. Onduleurs distribués.....	45
III.5.6. Régulation et recherche du MPP	46
III.5.7. Interconnexion de plusieurs onduleurs	47
Chapitre IV : Expérimentation sur l'Impact Réseau Centrale PV Timimoun	48
IV.1. Introduction	48
IV.2. Le milieu physique.....	48
IV.2.1. Contexte géographique et topographique.....	48
IV.2.2. Le Projet	49
IV.3. Préalable à l'étude	51
IV.3.1. L'équipe affectée à l'étude et réalisation.....	51
IV.3.2. Contexte climatique.....	52
IV.3.3. La température.....	55
IV.4. Synthèse des données d'entrée.....	57
IV.4.1. Principe de fonctionnement.....	57
IV.4.2. Description du projet	59

IV.5. Principes de Fonctionnement	60
IV.5.1. Schéma de câblage Boîtes de jonction	60
IV.5.2. Schéma de câblage Boîtes de parallèle.....	61
IV.5.3. Schéma de câblage Boîtes générale.....	62
IV.6. Réseau de Distribution Public	63
IV.6.1. Caractéristiques techniques	63
IV.6.2. Câbles 30 kV	64
IV.6.3. Système de transformation de l'électricité	64
IV.6.4. Structure de TP en shelter	71
IV.6.5. Structure porteuse :.....	73
IV.7. Modélisation.....	74
IV.7.1. Modélisation d'une cellule photovoltaïque :	74
IV.7.2. Modèle de simulation :	78
IV.8. Influence de l'éclairement et de la température sur la MPP:.....	78
IV.8.1. Influence de l'irradiation :	79
IV.8.2. Influence de la température :	79
IV.9. Modélisation de générateur photovoltaïque couplé au réseau électrique	80
IV.10. Capacité constructive en réactif	81
IV.11. Distorsion Harmonique	82
IV.11.1. Notions de tensions et courants harmoniques Valeur efficace (True RMS)	82
IV.11.2. Au Point de Livraison (PdL)	83
IV.12. Disposition constructives en fréquence.....	84
IV.13. Conclusion.....	85
Conclusion générale	a

Annexe	f
Schéma Unifilaire.....	f
Schéma De Modélisation.....	g
Les calculs de Load Flow.....	h

Listes des Figures

Figure 1: La lumière du soleil est l'énergie la mieux répartie sur terre	4
Figure 2: Position du soleil.....	7
Figure 3: composantes du rayonnement solaire [6].....	9
Figure 4: Coupe schématique d'une cellule photovoltaïque au silicium	10
Figure 5: Etape de fabrication des cellules [8]	11
Figure 6: Cellule mono cristalline et poly cristalline [8].....	12
Figure 7: Modules verre-verre au Telluride de Cadmium, efficacité de 9 à 11% [8].....	13
Figure 8: Façade en CIGS au Pays de Galles, efficacité de 8,5% [8].....	13
Figure 9: Module photovoltaïque souple au silicium amorphe α Si triple jonction pour une efficacité de 6,5% (photo Unisolar) [8].....	14
Figure 10: Module combinant technologie microcristalline et amorphe pour une efficacité de 8,5% (photo Phoenix Solar) [8].....	14
Figure 11: Sac à dos incorporant un module de technologie organique DSC [8]	15
Figure 12: L'effet photovoltaïque à l'échelle de la cellule de silicium [9]	16
Figure 13: Cellules, module et panneau photovoltaïques [10]	16
Figure 14: Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série [10].....	18
Figure 15: Caractéristiques résultant d'un groupement de n_p cellules en parallèle [12]	18
Figure 16: Structure vertical du système électrique [13].....	22
Figure 17: Structure maillée d'un réseau de transport [13].....	24
Figure 18: Structure arborescente d'un réseau de distribution [13]	25
Figure 19: Les niveaux de tension dans un réseau électrique.....	25
Figure 20: Architecture de réseau électrique avec diverses sources de production.....	26
Figure 21: Configuration de réseau de distribution, a) Bouclée ; b) Radiale	27
Figure 22: Raccordement en un seul point au réseau public de distribution [20]	28
Figure 23: Raccordement en deux points au réseau public de distribution [20]	29
Figure 24: Corrosion électrochimique [2]	36

Figure 25: Principes de base d'un onduleur triphasé à référence interne [21]	43
Figure 26: Principe d'un onduleur avec modulation de largeur d'impulsion à haute fréquence, et isolation galvanique par transformateur HF [2]	44
Figure 27: Principe d'un onduleur à synthèse de tension [21]	45
Figure 28: Carte d'état major de la région [23].....	49
Figure 29: Structures légères et fixes constituées d'alignement.....	50
Figure 30: Structures du site Centrale P.V de Timimoun.....	51
Figure 31: La Centrale P.V de Timimoun	52
Figure 32: Variations journalière d'irradiation 2016	54
Figure 33: Graphique de Variation Mensuel d'irradiation 2016.....	54
Figure 34: Variations journalière d'irradiation selon la température ambiante / Février 2016.....	55
Figure 35: Variations journalière d'irradiation selon la température ambiante /Mars 2016.....	55
Figure 36: Variations journalière d'irradiation selon la température ambiante /Avril 2016.....	56
Figure 37: Variations journalière d'irradiation selon la température ambiante /Mai 2016.....	56
Figure 38: Graphique Variation Mensuel d'irradiation selon la température ambiante.....	57
Figure 39: Panneaux solaire au sol cas de la centrale PV de Timimoun.....	57
Figure 40: Schéma type d'une centrale au sol où les puissances installées sont supérieures à 250 kWc (coté DC) [24]	58
Figure 41: Schéma type d'une centrale au sol où les puissances installées sont supérieures à 250 kWc (coté AC) [24]	58
Figure 42: Le schéma unifilaire de la centrale de Timimoun.....	59
Figure 43: Schéma de câblage Boîtes de jonction.....	60
Figure 44: Boîtes de jonction [25].....	61
Figure 45: Schéma de câblage Boîtes de parallèle [25].....	61
Figure 46: Boîtes de parallèle [25]	62
Figure 47: Schéma de câblage Boîtes générale [25].....	62
Figure 48: Boîtes générale [25]	63
Figure 49: SG500MX onduleur [26]	65

Figure 50: Le circuit principal topologie de SG500MX [26].....	66
Figure 51: Schéma de principe du circuit électrique secondaire [26]	66
Figure 52: Max. puissance point poursuite.....	67
Figure 53: transformateur à sec	68
Figure 54: Schéma primaire de transfo en shelter	70
Figure 55: Structure de TP en shelter	71
Figure 56: schéma de poste de livraison.....	72
Figure 57: Cellule d'interconnexion onduleurs Transformateur [24].....	73
Figure 58: Structures porteurs sur pieux du central de Timimoun	73
Figure 59: Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	75
Figure 60: Modèle de simulation d'un générateur PV	78
Figure 61: Evolution de la caractéristique (I-V) et (P-V) du module en fonction de l'irradiation.....	79
Figure 62: Evolution de la caractéristique (I-V) (P-V) du module en fonction de la température.....	79
Figure 63: Schéma de modélisation	80
Figure 64: Diagramme U,Q.....	81

Listes des Tableaux

Tableau 1: Courants admissibles dans les câbles de chaîne PV et choix des fusibles de protection [20]	31
Tableau 2: Variations journalière d'irradiation et de la température année 2016.....	53
Tableau 3: Variation Mensuel d'irradiation 2016.....	54
Tableau 4: Variation Mensuel moyenne d'irradiation selon la température ambiante	56
Tableau 5: Les caractéristiques électriques de module photovoltaïque " YL245P-29B ".....	78
Tableau 6: Distorsion harmonique en courant au point de livraison.....	84
Tableau 7: Distorsion harmonique en tension au point de livraison	84

Introduction Générale

Introduction Générale

Ces dernières années un effort important de développement des systèmes électriques basés sur les sources renouvelables ; la consistance de ce programme à réaliser pour les besoins du marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 MW, dont plus de 4500 MW seront réalisés d'ici 2020. adapté par le Gouvernement Algérienne en février 2011 [1]

Les coûts d'installation pour la production d'énergie électrique d'origine solaire n'ont pas encore atteint le niveau des coûts des autres producteurs [2] De ce fait, le coût de production du kWh est encore supérieur au prix moyen de l'électricité en Algérie.

L'énergie photovoltaïque est potentiellement une source d'énergie inépuisable et relativement plus acceptable pour notre environnement. En outre, l'évolution des coûts à long terme, à la hausse pour les énergies non renouvelables et à la baisse pour le photovoltaïque, en fera un partenaire concurrentiel pour alimenter les réseaux électriques.

Le photovoltaïque raccordé au réseau représente une filière émergente pour la production décentralisée d'électricité. Toute personne disposant d'un habitat résidentiel, d'un bâtiment communal ou d'un autre lieu d'implantation susceptible de recevoir un champ de modules photovoltaïques, peut devenir un producteur d'énergie renouvelable en injectant toute ou partie de l'électricité localement produite dans le réseau de distribution public. SONELGAZ achète systématiquement l'énergie ainsi produite à des tarifs préférentiels, définis dans le cadre réglementaire fixé par les pouvoirs publics.

Un système photovoltaïque raccordé au réseau de distribution, peut entraîner des contraintes liées à différents aspects tels que ; les courants en régime permanent et congestion de réseaux, le plan de tension, les courants de court-circuit, le plan de protection, le comportement dynamique et contribution aux services de réglage de tension et fréquence, la stabilité du parc photovoltaïque et du réseau lors de défauts et la qualité de la tension,

La réalisation d'études d'impact des énergies renouvelables sur les réseaux est donc nécessaire pour analyser ces contraintes, anticiper les problèmes liés au développement futur de ces énergies et rechercher des solutions appropriées.

Du fait de l'arrivée massive des énergies renouvelables à tous les niveaux du réseau (transport et distribution), ce dernier est en pleine mutation de sa structure verticale traditionnelle à une structure horizontale. L'analyse des systèmes électriques dans ce contexte requiert la prise en compte des différents aléas induits par les nouveaux moyens de production et par les autres éléments du système. Cet mémoire a pour objectif de la modélisation et simulation d'un générateur photovoltaïque couplé à un réseau électrique on prendra le cas de la centrale P.V de Timimoun dans l'environnement Matlab/Simulink et PowerFactory.

Ce mémoire est organisé en quatre chapitres ainsi qu'une introduction et une conclusion générale,-à savoir :

- ✓ Le chapitre un présente une généralité sur le photovoltaïque et gisement solaire en prendre les technologies d'énergies, différents types des cellules PV et sont effet avec la constitution des modules et générateur, ensuite la modélisation d'une cellule PV.
- ✓ Le chapitre deux consacre au réseau électrique connecte avec de générateur PV, leur fonctionnement avec le système PV, en suite les différentes protections utilisées dans le système avec présentation de quelques dangers possibles.
- ✓ Le chapitre trois présente les différents onduleurs utilisé pour le réseau et sont installation autonome avec leur caractéristiques ensuite le principe de fonctionnement avec ces perturbation lors de sa régulation et synchronisation avec le réseau de distribution.
- ✓ Le chapitre quatre présente une partie d'expérimentation d'impact réseau au centrale PV de Timimoun, avec une présentation des caractéristiques des différents partie de système ainsi que la modélisation du système et simulation par Matlab/Simulink et PowerFactory

Chapitre I : Généralité sur le photovoltaïque

Chapitre I : Généralités sur le photovoltaïque

1.1. Introduction :

Un panneau solaire ou capteur solaire est un dispositif destiné à récupérer une partie du rayonnement solaire pour la convertir en énergie solaire utilisable par l'homme. On distingue essentiellement deux types de panneaux solaires:

- ✓ Les panneaux solaires thermiques, appelés capteurs solaires thermiques, qui convertissent la lumière en chaleur ;
- ✓ Les panneaux solaires photovoltaïques, appelés modules photovoltaïques, qui convertissent la lumière en électricité.

L'effet photovoltaïque, découvert en 1839, permet la production d'énergie photovoltaïque par la conversion du rayonnement solaire en énergie électrique. C'est l'absorption des photons dans un matériau semi-conducteur qui génère la tension électrique.

Il existe plusieurs filières de matériau semi-conducteur pour la constitution des cellules photovoltaïques:

- ✓ Les filières utilisant le silicium cristallin (mono ou multicristallin / polycristallin), qui représentent actuellement 80% du marché des cellules photovoltaïques.
- ✓ Les filières couches minces, dont la principale est celle du silicium amorphe
- ✓ Les filières utilisant des matériaux organiques comme semi-conducteur en sont encore au stade des recherches en laboratoire

L'énergie photovoltaïque concerne principalement 2 marchés: les installations raccordées au réseau et l'électrification de sites isolés où des solutions de stockage peuvent être développées.

L'énergie électrique photovoltaïque possède un potentiel illimité puisque là où il y a de lumière elle peut être produite. Par exemple, il suffirait de recouvrir 5% de la surface des déserts de panneaux photovoltaïques pour couvrir la production de l'électricité mondiale [3]

Dans ce chapitre nous présentons premièrement la définition de l'énergie solaire suivie de la construction des cellules PV et sont principes de calcul avec des notions préliminaires sur le rayonnement solaire. Puis nous nous intéressons à présenter une modélisation d'une cellule photovoltaïque. Enfin nous abordons les avantages et inconvénients d'une installation PV

1.2. L'énergie solaire :

La lumière du soleil est l'énergie la mieux répartie sur terre, la ressource est illimitée. L'énergie solaire est disponible partout sur notre planète.

La quantité d'énergie lumineuse que fournit le soleil à notre terre couvre dix mille fois le besoin en énergie nécessaire pour alimenter tous les habitants de la planète.

La ressource est abondante : 5% des déserts suffiraient pour alimenter notre planète...

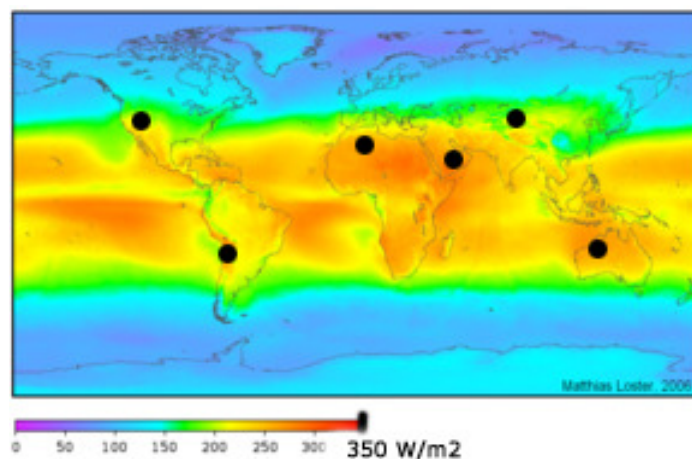


Figure 1: La lumière du soleil est l'énergie la mieux répartie sur terre

La somme des 6 points de l'atlas représente à elle seule 18 TWc (terra Watt crête) [3]

L'énergie solaire photovoltaïque est une forme d'énergie renouvelable qui produit de l'électricité par la transformation du rayonnement solaire grâce à une cellule photovoltaïque. Plusieurs de ces cellules sont reliées entre-elles sur un panneau photovoltaïque. Ces panneaux peuvent être utilisés individuellement pour charger une batterie et pour répondre aux besoins en électricité des particuliers, ou à plus grande échelle, dans des centrales photovoltaïques pour alimenter le réseau de distribution publique.

Il existe deux technologies différentes de fabrication des modules solaires photovoltaïques :

- ✓ Les modules solaires monocristallins : ils possèdent un meilleur rendement entre 12 et 16%, sont essentiellement utilisés lorsque les espaces sont restreints. Son coût plus élevé que les autres installations de même puissance, l'empêche de se développer.
- ✓ Les modules solaires polycristallins : actuellement c'est le meilleur rapport qualité prix et les plus utilisés. Ils ont un bon rendement entre 10 et 13% et une bonne durée de vie (plus de 35ans), et en plus ils peuvent être fabriqués, en partie, à partir de déchets électroniques [3]

I.3. Principes de calcul de l'énergie solaire :

Avant d'entrer dans le calcul de l'irradiation solaire, certains principes de base et définitions méritent d'être rappelés, notamment plusieurs variables qui seront mentionnées à plusieurs reprises par la suite. [4]

I.3.1. La latitude (ψ) :

C'est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré, au centre de la terre. Les latitudes de l'hémisphère Nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère Sud d'un signe négatif [4]

I.3.2. La longitude (l) :

Représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude 00. Les longitudes situées à l'est de ce méridien sont positives et celles situées à l'Ouest négatives [4]

I.3.3. L'altitude :

L'altitude est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la mer, mesurée en mètre (m). [4]

I.3.4. La déclinaison (δ):

C'est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial Elle traduit l'inclinaison du plan équatorial par rapport au plan écliptique. La déclinaison varie entre -23.45 (le 21

décembre) et +23.45 (le 21 juin) (figure 2). Cet angle varie très peu pendant une journée, ce qui permet d'approcher le mouvement quotidien du soleil par une rotation sur cône d'axe l'équateur [4].

I.3.5. Le temps solaire vrai (TSV):

Défini par l'angle horaire ρ entre le plan méridien passant par le centre du Soleil et le méridien du lieu considéré. Il est compté de 0 à 24h à partir du midi vrai lorsque le Soleil culmine en un lieu donné [4]

La vitesse de la Terre sur sa trajectoire étant soumise à des variations, le jour solaire vrai n'est pas constant. Ainsi, un temps solaire moyen a été retenu comme unité de temps, le jour solaire moyen est défini [4]

$$TSV = 12 + \frac{\rho}{15} \quad (\text{I. 1})$$

I.3.6. La durée et le taux d'insolation:

Par ciel claire et pendant la durée de jour d'ensoleillement S_o (de lever au coucher du soleil), le sol reçoit le rayonnement solaire maximal. Mais la durée effective d'ensoleillement d'une journée ordinaire est inférieure à cette durée maximale [4]

Le taux d'insolation est donné par l'expression:

$$\sigma = \frac{s}{s_o} \quad (\text{I. 2})$$

La durée maximale S_o est calculée par l'expression suivante [4]:

$$S_o = \left(\frac{2}{15}\right) \cos^{-1}(-\tan \psi * \tan \delta) \quad (\text{I. 3})$$

Avec : δ : La déclinaison et ψ : La latitude du lieu

I.3.7. L'angle horaire :

C'est l'angle formé entre le plan méridien passant par le soleil et le plan méridien du lieu obtenu par le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle est nulle à midi solaire, négative

le matin, positive en après-midi et augmente de 15 par heure (donc un tour de 360 en 24 heures) [4]

I.3.8. Position du soleil :

La direction du soleil dans le ciel est repérée par l'intermédiaire de deux angles :

- ✓ La hauteur angulaire (h) : Qui détermine la longueur de la traversée de la l'atmosphère est l'angle formé par la direction de soleil et le plan horizontal. Sa valeur sera comprise entre 00 (au lever et au coucher) et maximum au zénith (midi en temps solaire vrai) [4]

Quand le sinus est négatif, c'est que le soleil n'est pas encore levé (la durée des journées varie dans l'année). Il faut donc écrêter cette variable

$$\sin(h) = \sin(\psi) \sin(\rho) + \cos(\psi) \cos(\rho) \cos(\delta) \quad (\text{I. 4})$$

L'angle horaire ρ_s au lever de soleil s'obtient en écrivant (h)

$$\cos(\rho_s) = -\tan(\psi) \tan(\delta) \quad (\text{I. 5})$$

Où (δ) la déclinaison et (ψ) la latitude du lieu.

- ✓ Azimut du soleil (β) : Angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. Cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest [4] Ces deux angles sont représentés sur la figure 2.

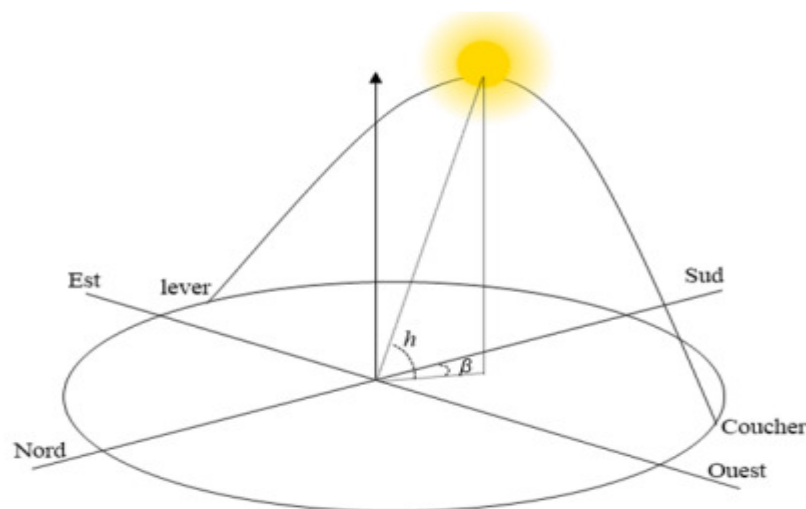


Figure 2: Position du soleil

Pour le site de Timimoun, les spécifications sont données par les grandeurs météorologiques suivantes [5]:

- ✓ Latitude : 29.25N
- ✓ Longitude : 0°28'E
- ✓ Altitude : 312 m

I.4. Rayonnement solaire sur notre planète :

La conception de systèmes photovoltaïques nécessite la connaissance du rayonnement solaire utile sur le site de l'installation, dans le plan des panneaux solaires.

C'est un des paramètres essentiels de l'étude préalable : pour un besoin électrique donné, plus d'énergie solaire reçue implique moins de panneaux solaires à installer et inversement.

Le diffus représente plus de 50% du rayonnement annuel disponible dans les régions tempérées contre 30 à 45% dans les pays ensoleillés et en montagne, et 15 à 20% lors des belles journées, même dans les pays du sud.

Or, la modification par l'atmosphère du rayonnement solaire obéit à des phénomènes assez complexes et surtout en grande partie aléatoires. L'état de notre ciel et le flux lumineux reçu au niveau du sol à un instant donné dépendent, d'un grand nombre de paramètres qui sont les gaz présents dans l'atmosphère; les nuages; l'albédo; la température ambiante; le vent; l'humidité relative et autres aérosols ou particules polluantes. [6]

Ces paramètres dépendent aussi du lieu géographique, de la saison, de l'heure de la journée et des conditions météorologiques du moment.

I.4.1. Composants du rayonnement :

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. Au sol, on distingue plusieurs composantes :

I.4.4. Le rayonnement direct :

Est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux. Il forme donc des ombres et peut être concentré par des miroirs

I.4.5. Le rayonnement diffus :

Est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, aérosols). La diffusion est le phénomène qui repartit un faisceau parallèle et une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions dans le ciel, ce sont à la fois les molécules d'air, et les gouttelettes d'eau et les poussières qui produisent cet éclatement des rayons du soleil. Cela dépend donc avant tout des conditions météorologiques. [6]

I.4.6. Le rayonnement réfléchi :

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (nuage, sable...). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lieu appelé Albédo (ξ) [7]

$$0 \leq \xi \leq 1$$

Il dépend de l'environnement du site, cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige) [7]

I.4.7. Le rayonnement global :

Est tout simplement la somme de ces diverses contributions comme le montre la figure 3

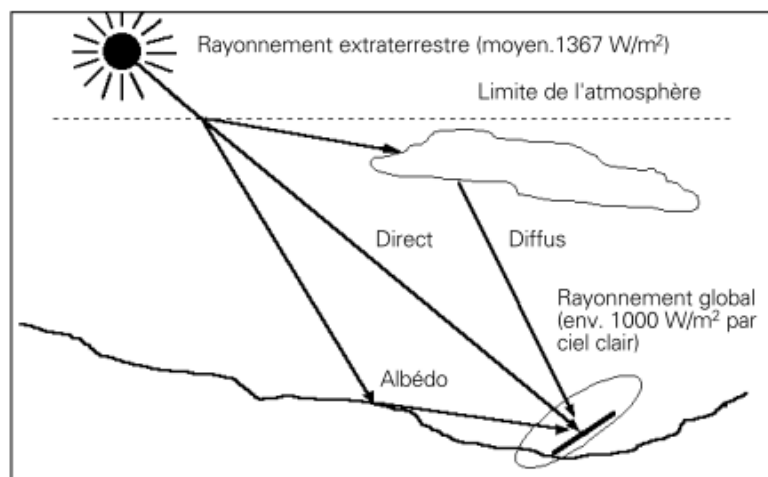


Figure 3: composantes du rayonnement solaire [6]

1.5. La cellule photovoltaïque

Pour passer de l'effet photovoltaïque à l'application pratique, il est nécessaire de trouver des matériaux qui permettent d'optimiser les deux phases essentielles de ce principe:

1. Absorption de la lumière incidente
2. Collection des électrons en surface

Les cellules PV sont fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs qui sont capables de conduire l'électricité ou de la transporter. Plus de 90 % des cellules solaires fabriquées à l'heure actuelle sont au silicium cristallin, un semi-conducteur. Une des faces de la cellule est dopée n (par exemple du phosphore). L'autre est dopée p (par exemple du bore). Des électrodes métalliques sont placées sur les 2 faces pour permettre de récolter les électrons et de réaliser un circuit électrique.

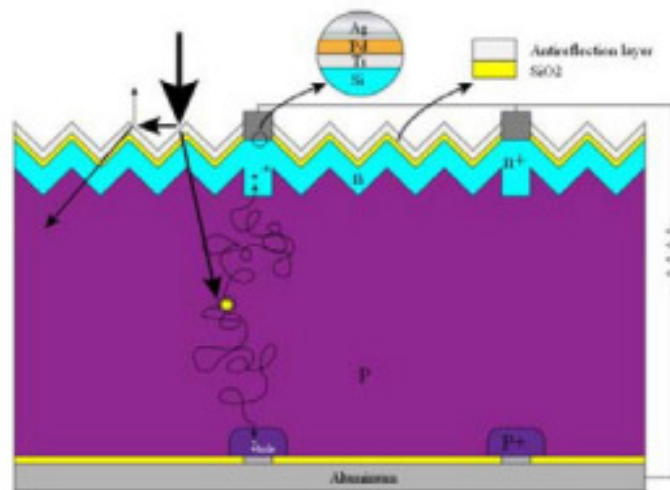


Figure 4: Coupe schématique d'une cellule photovoltaïque au silicium

La face supérieure de la cellule est traitée de manière à optimiser la quantité de lumière entrant dans la cellule au moyen de traitement de surface, par l'application d'une couche anti réflexion.

Les faces supérieure et inférieure sont équipées d'électrodes pour récolter les électrons.

Il existe différentes technologies de cellules photovoltaïques. Les différences entre elles se situent au niveau des matériaux utilisés et des procédés de fabrication. [8]

I.5.1. Différents types de technologie des cellules photovoltaïques

I.5.1.1. 1ère génération: Silicium cristallin (mono et poly)

Cette génération de cellule repose sur les wafers (fine tranches) de silicium cristallin. Ces wafers sont sciés dans des lingots de silicium. Ces lingots sont le résultat d'un processus de purification de manière à obtenir un matériau contenant 99.99999% de Silicium.

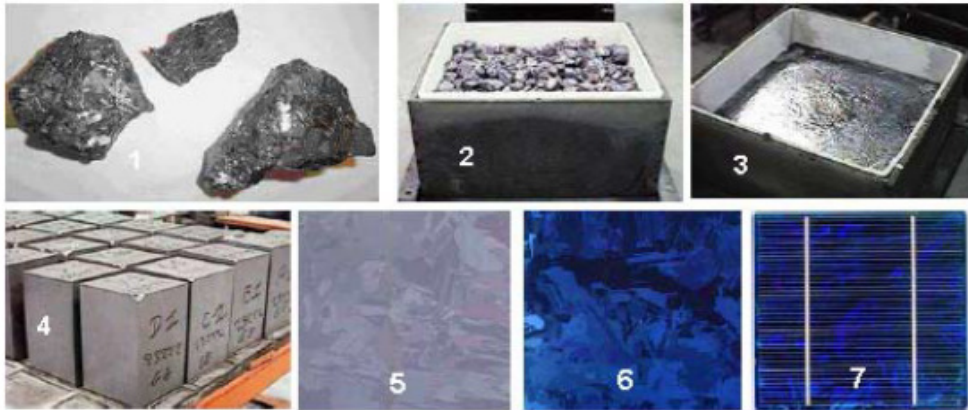


Figure 5: Etape de fabrication des cellules [8]

- (1) minerai de Silicium
- (2) raffinage (pour augmenter la pureté)
- (3) Silicium en fusion donnant des lingots
- (4) après solidification
- (5) wafer obtenu par sciage du lingot
- (6) traitement de surface par procédés physico chimiques
- (7) cellule finie avec électrodes

Les cellules cristallines se subdivisent en 2 catégories : mono- et poly- cristalline selon le type de structure. Ces deux types de cellules proviennent de procédé de purification et de solidification différents (processus Czochralski (Cz) et processus Siemens). Les procédés de purification Cz et Siemens ont des structures d'approvisionnement différentes et sont généralement réalisées par des industries différentes [8]

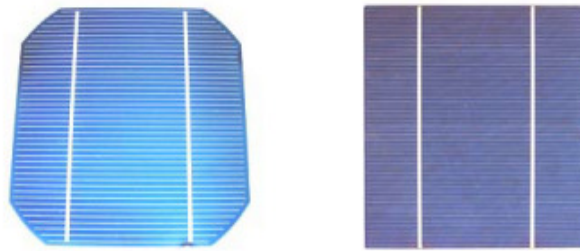


Figure 6: Cellule mono cristalline et poly cristalline [8]

Les cellules monocristallines se distinguent à leurs coins cassés et à leur aspect uniforme. Les cellules poly-cristallines ont quant à elles un aspect plus irisé provenant de l'orientation des différents réseaux cristallins par rapport au plan de coupe.

Ces technologies sont caractérisées par des efficacités de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique allant de 12% à 14% (poly-cristallin) et de 13% à 19% (monocristallin), au niveau des modules commerciaux les plus largement utilisés [8]

I.5.1.2. 2ème génération: CdTe, CIS/ CIGS, silicium amorphe et microcristallin

Cette génération de cellule repose sur la déposition de matériaux semi conducteurs en couches minces (thin film). Ces matériaux sont déposés par des procédés tels que PE-CVD (Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition) sur un substrat. L'épaisseur de la couche varie entre quelques nanomètres à des dizaines de micromètres. Ces technologies qui étaient initialement chères étaient réservées aux applications spatiales (en raison de leur poids par watt crête plus faible) et aux technologies de concentration. Avec l'augmentation des volumes de production, le prix de revient de ces technologies a baissé pour devenir compétitif avec les technologies cristallines de la première génération.

Parmi les technologies en couches minces qui sont exploitées industriellement (production de masse), on distingue :

CdTe : Cadmium Telluride (telluride de cadmium)

CIS / CIGS : Copper Indium Gallium Selenide

Silicium en couche mince : silicium amorphe α Si et microcristallin

Ces technologies sont caractérisées par des efficacités de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique allant de 6% (α Si) à 5 à 11% (CdTe) (efficacité des cellules, les modules présentant une efficacité un peu moindre due aux espaces entre les cellules).

A noter que le tellure de cadmium est un alliage de métal lourd, très toxique, et peut -tout comme le plomb ou le mercure- se concentrer dans la chaîne alimentaire. L'UE en a interdit l'usage pour les appareils électriques. exception faite pour les cellules PV [8]



Figure 7: Modules verre-verre au Telluride de Cadmium, efficacité de 9 à 11% [8]



Figure 8: Façade en CIGS au Pays de Galles, efficacité de 8,5% [8]

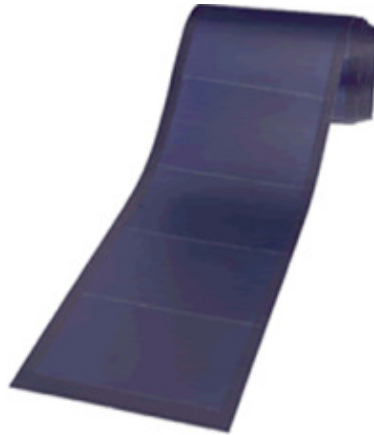


Figure 9: Module photovoltaïque souple au silicium amorphe α Si triple jonction pour une efficacité de 6,5% (photo Unisolar) [8]



Figure 10: Module combinant technologie microcristalline et amorphe pour une efficacité de 8,5% (photo Phoenix Solar) [8]

I.5.1.3. Technologies photo-électro-chimiques (Dye Sensitised Cell et Organic PV)

Les cellules photovoltaïques organiques sont des cellules photovoltaïques dont au moins la couche active est constituée de molécules organiques. Il en existe principalement deux types:

- ✓ Les cellules photovoltaïques organiques moléculaires
- ✓ Les cellules photovoltaïques organiques en polymères

Apparues dans les années 1990, ces technologies ont pour but de réduire le coût de production de l'électricité. Les cellules photovoltaïques organiques bénéficient du faible coût

des semi-conducteurs organiques et des simplifications potentielles dans le processus de fabrication.

Elles offrent la perspective d'une production en continu (roll-to-roll) qui pourrait réduire drastiquement le prix de revient des panneaux solaires.



Figure 11: Sac à dos incorporant un module de technologie organique DSC [8]

I.5.2. L'effet photovoltaïque à l'échelle de la cellule de silicium

La réception des rayons solaires permettant la fabrication d'énergie se fait par l'intermédiaire de capteurs solaires, plus connus dans le commerce sous le nom de panneaux solaires.

La structure d'une cellule photovoltaïque se compose de trois bandes prises en sandwich par deux électrodes.

Tout d'abord le silicium entre en jeu dans la première couche de type n, dite bande de valence, ou les électrons sont en excès.

Un peu plus au dessous se trouve la deuxième couche de silicium de type p, dite bande de conduction, qui au contraire elle se trouve en déficit d'électrons.

Entre ces deux bandes de silicium se trouve la jonction np constituant une barrière, dite aussi bande interdite ou "gap", constituée essentiellement d'une solution ionique de carbone et de zinc.

Puis enfin chacune des régions n et p sont reliées respectivement à une électrode positive et à une électrode négative, au moyen d'un contact ohmique de faible résistance

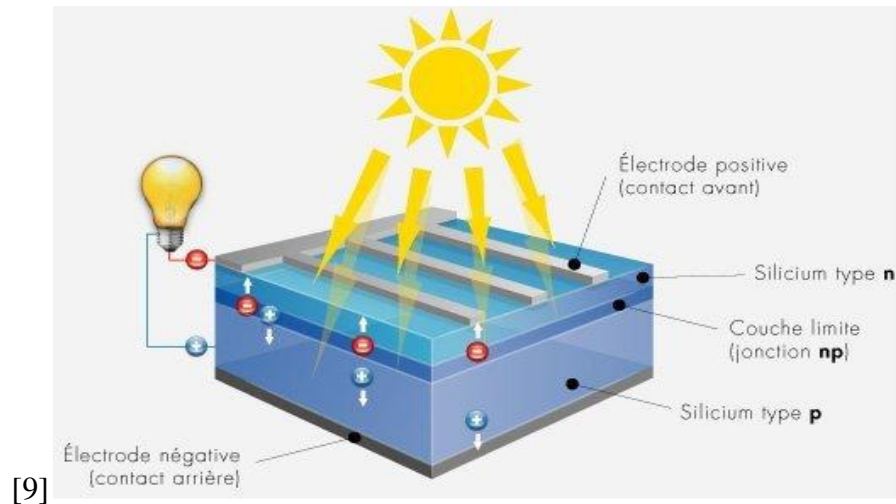


Figure 12: L'effet photovoltaïque à l'échelle de la cellule de silicium [9]

I.5.3. Modules (ou panneaux)

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous approximativement 0,5 Volt. Alors Pour produire plus de puissance les cellules sont assemblées pour former un module Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un panneau photovoltaïque (Voir Figure 13). [10]

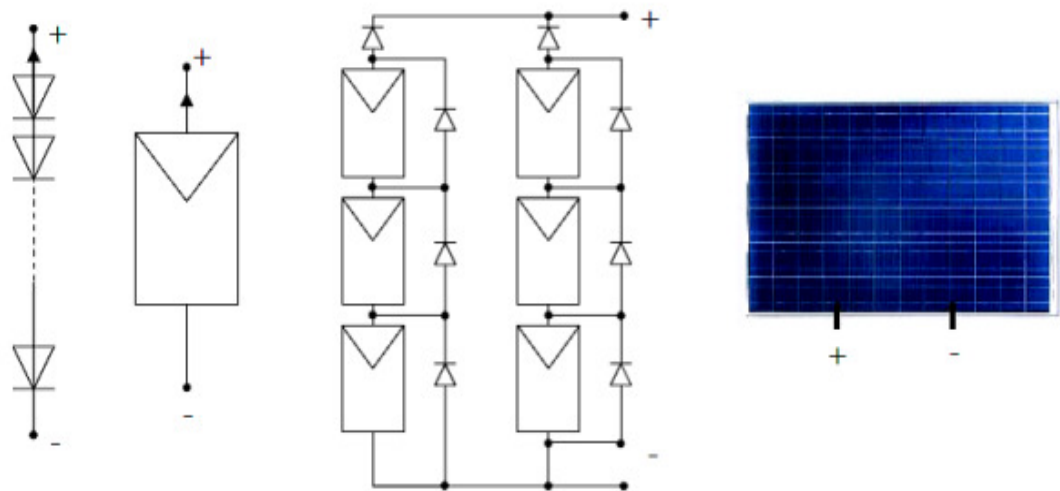


Figure 13: Cellules, module et panneau photovoltaïques [10]

Protégées de l'humidité par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique [10]

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée [10]

Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. La puissance crête, obtenue sous un éclairage maximal sera proportionnelle à la surface du module. La rigidité de la face avant (vitre) et l'étanchéité sous vide offerte par la face arrière soudée sous vide confèrent à l'ensemble sa durabilité [10]

I.5.4. Générateur photovoltaïque :

Dans des conditions d'ensoleillement standard (1000W/m^2 ; 25°C ; AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm^2 est d'environ 2.3 Wc sous une tension de 0.5V .

Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires [11]

$$V_{co(n_s)} = n_s * V_{co} \quad \text{Avec } I_{cc} = I_{cc(ns)} \quad (\text{I. 6})$$

Une association de n_s cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, (Voir Figure 14). L'équation (IV.14) résume les caractéristiques électriques d'une association série de n_s cellules.

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble. Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont

habituellement réalisés en associant 36 cellules en série (Stéphane) ($V_{cons}=0,6 \times 36=21,6V$) afin d'obtenir une tension optimale du panneau V_{opt} proche de celle d'une tension de batterie de 12V.

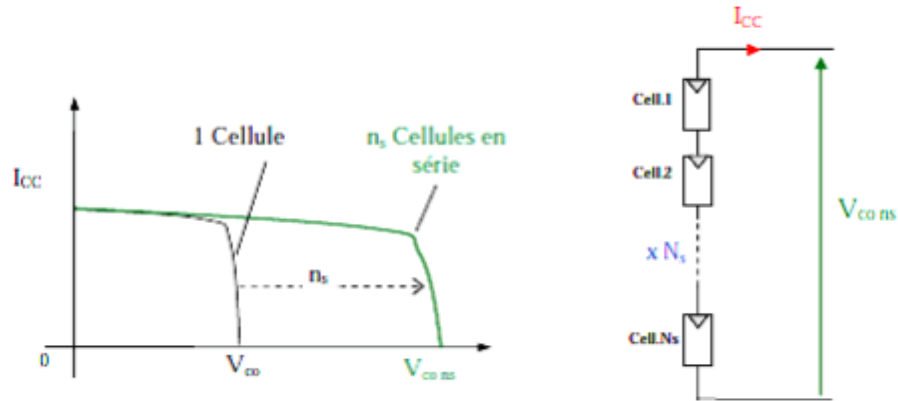


Figure 14: Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série [10]

D'autre part, une association parallèle de n_p cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, (Voir Figure 15). L'équation (I.6) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de n_p cellules.

$$I_{SC*(n_s)} = n_p * I_{SC} \quad \text{avec } V_{co(np)}=V_{co} \quad (I. 7)$$

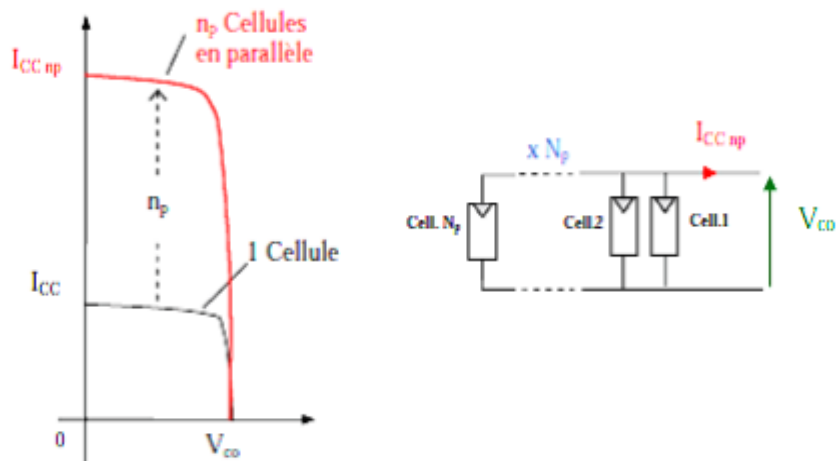


Figure 15: Caractéristiques résultant d'un groupement de n_p cellules en parallèle [12]

Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités

Ainsi, pour n_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes n_p en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{pv} = n_s V_{pv} * n_p I_{pv} \quad (\text{I. 8})$$

Si l'on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, on peut soit faire appel à des cellules PV de plus grande surface et de meilleur rendement, soit associer en parallèle plusieurs modules PV de caractéristiques similaires. Pour qu'un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les (n_s , n_p) cellules se comportent toutes de façon identique.

Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, vieillissement et inclinaison).

La puissance du générateur PV sera optimale si chaque cellule fonctionne à sa puissance maximale notée P_{max} . Cette puissance est le maximum d'une caractéristique P(V) du générateur, et correspond au produit d'une tension optimale notée et d'un courant optimal noté I_{opt} [10]

Cette caractéristique dépend fortement de l'éclaircement auquel est soumis le générateur et de sa température. [10]

Chapitre II : Réseaux électriques connectés avec des générateurs PV

Chapitre II : Les réseaux électriques connectés avec des générateurs photovoltaïques

II.1 Introduction

L'électricité produite par les énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon) et renouvelables (solaire, vent, géothermie) doivent être acheminées via un réseau électrique de grande ou petite envergure vers les centres de consommation.

Les unités de production à base d'énergie renouvelable (EnR), mises à part les centrales hydrauliques, étaient, au début de leur développement, en majorité de petite taille. Ces unités ont donc d'abord été raccordées aux réseaux de distribution d'où le terme production décentralisée qui qualifie toute source d'énergie raccordée directement au réseau de distribution ou après le compteur côté consommateur souvent employé pour les désigner. Au fur et à mesure que les technologies se développent, les unités de production d'EnR deviennent plus grosses et par conséquent sont connectées aux niveaux de tension plus élevés (réseau de transport). Cette arrivée de la production à tous les niveaux est un challenge à la fois nouveau et important pour les gestionnaires de réseaux. Ces derniers exploitent un système qui a été conçu pour des flux de puissance unidirectionnels allant des centrales de production jusqu'aux consommateurs en passant d'abord par le réseau transport et ensuite par le réseau de distribution. En plus de circuler dans un sens, l'électricité provient de centrales conventionnelles dont on maîtrise et contrôle la production. L'arrivée des EnR, en particulier sur les réseaux de distribution, change la situation (production variable, possible inversion de flux de puissance dans les lignes) et peut générer un certain nombre de problèmes et de contraintes dont il faut limiter les effets. Ces problèmes et contraintes ont conduit à la définition de règles ou de conditions techniques de raccordement de la production d'EnR sur les réseaux [13]

Ce chapitre présente quelques principes généraux des réseaux électriques puis les différents modèles électriques équivalents des éléments du système photovoltaïque, les principes de commande pour un fonctionnement optimal, la qualité et normes d'interconnexion au réseau.

II.2. Fonctionnement du système électrique

Le système électrique est un ensemble d'installations électriquement connectées qui assure, via le réseau, le transfert de l'énergie électrique, des producteurs aux consommateurs. Cette énergie peut être produite à partir de sources aussi variées que l'hydraulique, les combustibles fossiles, la fission nucléaire, le vent, le soleil. Le stockage à grande échelle de l'énergie électrique sous forme immédiatement disponible n'est, actuellement, pas possible dans des conditions économiques satisfaisantes. Le problème majeur de l'exploitant du système est donc de maintenir en permanence, l'équilibre entre l'offre disponible et la demande potentielle, étant entendu que l'équilibre instantané entre production et consommation est une condition nécessaire au fonctionnement du système production-transport-consommation. L'exploitation du système repose donc sur l'adaptation permanente de la production aux fluctuations de la demande, dans le respect des contraintes liées au réseau. En général on distingue trois fonctions principales du système électrique : [13]

- ✓ La production : elle est assurée par les centrales électriques qui convertissent l'énergie primaire en électricité.
- ✓ Le transport : il est assuré par un réseau de lignes et câbles qui assurent la mise en commun et la répartition sur un grand territoire de toute l'électricité qui y est produite.
- ✓ La distribution : Il s'agit de réseaux intermédiaires qui desservent les millions de consommateurs, industriels ou domestiques, qui ont besoin de petites puissances.

II.2.1. Le système électrique « vertical »

Le schéma fonctionnel traditionnel des systèmes électriques repose sur le fait que ces derniers étaient jusqu'à la fin des années 90 exploités par des compagnies monopolistiques, verticalement intégrées, assurant à la fois la production d'électricité et son transport et souvent aussi sa distribution. L'intégration verticale de ces compagnies, souvent étatiques, est due d'une part à l'importance économique et sociale de l'électricité, d'autre part à la nature fortement capitaliste des moyens de production et des réseaux électriques.

Au cours du XX^e siècle, l'évolution des systèmes électriques a été basée sur une structure «verticale» dans laquelle l'énergie électrique était produite par un nombre réduit de centrales de grande taille. Le choix des sites de production était dicté par la disponibilité des ressources

énergétiques ou par les facilités d'acheminement des ressources aux dits sites. Cette stratégie a conduit à une concentration des moyens de production sur des sites relativement éloignés des zones de consommation. Dans cette configuration, l'énergie électrique est transportée des zones de production vers les multiples zones de consommation par le biais d'une structure hiérarchique (Figure 16). Le transport se fait dans le sens des hautes tensions (réseaux de transport et de répartition) vers les basses tensions (réseaux de distribution) [13].

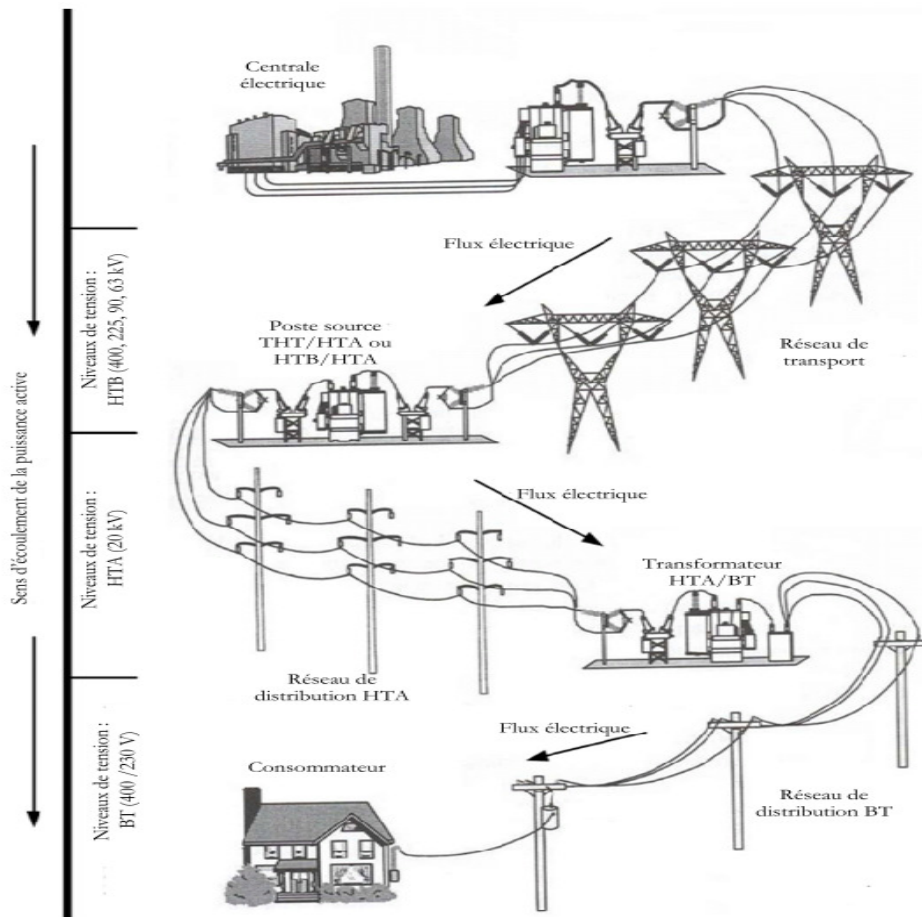


Figure 16: Structure verticale du système électrique [13]

II.2.1.1 La production conventionnelle

Vu du centre de conduite, un moyen de production va se caractériser par (Bornard, 2000) :

- ✓ Son dimensionnement général ; il s'agit essentiellement de :
 - sa puissance nominale ;
 - son domaine de fonctionnement en tension et fréquence ;

- son apport maximal au courant de court-circuit ;
 - la puissance minimale qu'il peut produire en continu (minimum technique) ;
 - ses possibilités de surcharges temporaires ;
- ✓ Sa flexibilité ; elle comprend deux aspects :
- ✓ Son aptitude à adapter sa production de puissance active à la demande, de manière à faire face à un déséquilibre entre la production programmée et la demande réelle. Parmi les caractéristiques, on va trouver le temps de démarrage, l'aptitude à participer au réglage primaire et secondaire fréquence-puissance, la capacité de « modulation » (vitesse de variation de puissance possible, amplitude de variation, limitations éventuelles vis-à-vis de variations successives, aptitude à la baisse d'urgence).
- ✓ Son aptitude à adapter sa production de puissance réactive à la demande ; en effet les groupes de production jouent un rôle fondamental dans le réglage de la tension sur les réseaux. Ils permettent de maintenir à une valeur de consigne la tension au nœud où ils sont raccordés, dans la limite de leurs capacités de fourniture ou d'absorption de la puissance réactive.
- ✓ son comportement lors des situations perturbées, par exemple :
- son aptitude à fonctionner après un creux de tension important,
 - sa capacité à se découpler du réseau tout en continuant à alimenter ses auxiliaires,
 - ses performances en fonctionnement sur un réseau réduit.

Les caractéristiques précitées sont importantes pour le gestionnaire du réseau car d'elles dépend la conduite du système. En effet, les différents types de centrales offrent des souplesses et des contraintes diverses selon l'énergie primaire qu'elles utilisent et selon leurs caractéristiques constructives [13].

Dans la structure verticale, le parc de production d'un système électrique est surtout constitué de grosses unités de production du type centrales nucléaires, thermiques à flamme, hydroélectriques. A la fin du XXe , il a été remarqué une augmentation notable de la part

d'unités de production de petites tailles raccordées aux réseaux. Cette évolution s'est manifestée dans un premier temps avec les petites centrales hydroélectriques, les cycles combinés à gaz, les cogénérateurs et dans un deuxième temps avec les nouvelles énergies renouvelables telles que le solaire photovoltaïque et les éoliennes. Ces petites unités ont en commun leur manque de flexibilité [13].

II.2.1.2. Le réseau de transport

La fonction première des grands réseaux de transport est d'assurer la liaison entre les centres de production et les grandes zones de consommation. Ils permettent d'acheminer, là où elle est consommée, l'énergie la moins chère possible à un instant donné. Par ailleurs, le maillage du réseau (Figure 17) contribue à la sécurité d'alimentation et permet de faire face, dans des conditions économiques satisfaisantes, aux aléas locaux ou conjoncturels (indisponibilité d'ouvrage, aléa de consommation, incident) qui peuvent affecter l'exploitation [13].

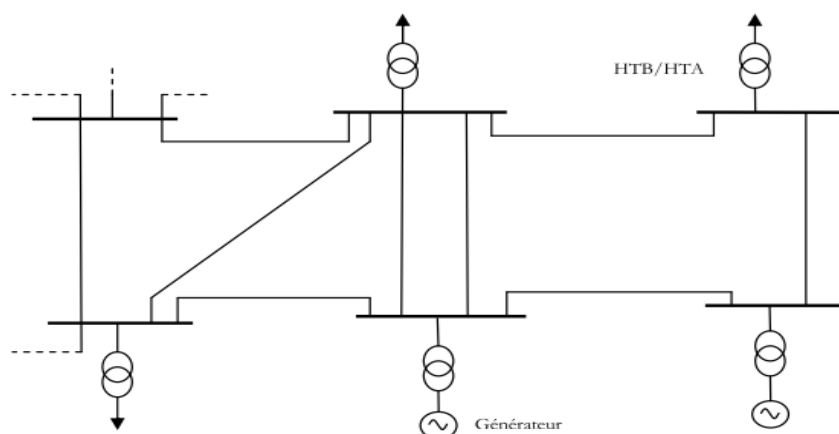


Figure 17: Structure maillée d'un réseau de transport [13]

En France le « Transport » correspond en termes de niveaux de tension à la HTB (Haute Tension B) qui se décompose en trois niveaux : HTB3 (400 kV), HTB2 (225 kV) et HTB1 (150 kV, 90 kV et 63 kV). Ces plages de tension sont le résultat d'un compromis entre le coût d'investissement, le coût d'exploitation et le service rendu [13].

II.2.1.3. Le réseau de distribution

La distribution couvre historiquement en Algérie les réseaux à moyenne tension, dits HTA (Haute Tension A : 30 kV), et les réseaux à basse tension, BT (400 V). La frontière avec

les réseaux de transport se situent dans les postes sources au niveau du transformateur HTB/HTA. La frontière avec les consommateurs se situe en général au niveau de l'appareil de coupure en aval du comptage, par exemple en aval du disjoncteur BT chez un consommateur résidentiel.

Les réseaux de distribution sont arborescents, non maillés (Figure 18). Cela signifie que tout point desservi n'est, à chaque instant, alimenté que par un seul chemin électrique, venant d'un poste source, passant successivement dans un réseau HTA, dans un poste de distribution HTA/BT puis dans un réseau BT [13].

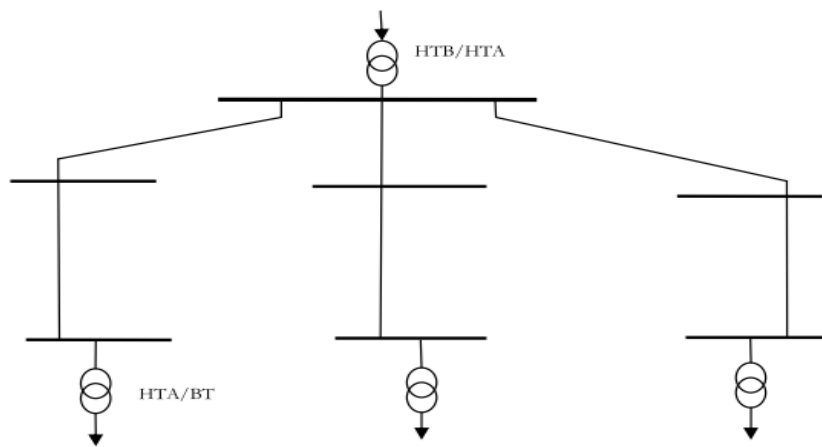


Figure 18: Structure arborescente d'un réseau de distribution [13]

II.2.2. Classification du réseau électrique

On peut classer les réseaux électriques en fonction de leur tension de fonctionnement-[14]

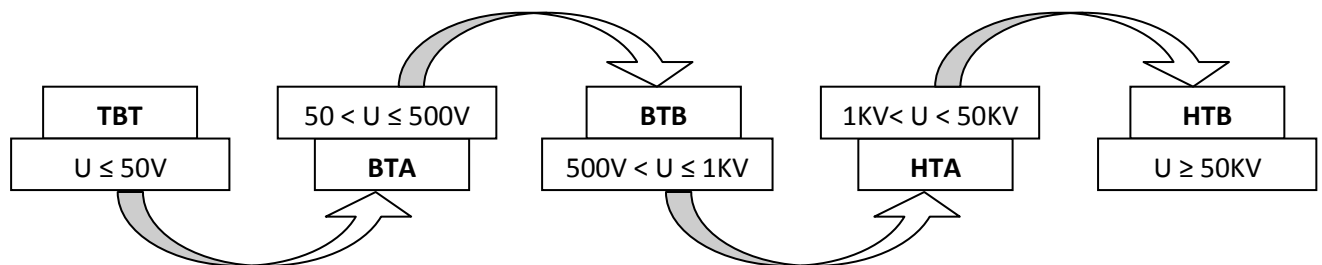


Figure 19: Les niveaux de tension dans un réseau électrique

On distingue le réseau de transport pour les tensions supérieures ou égales à 50 kV et le réseau de distribution pour les tensions inférieures à 50 kV. [14]

II.2.3. Architectures des réseaux électriques

La conception et l'utilisation de chaque architecture du réseau électrique permettent d'atteindre plus ou moins une grande disponibilité de l'énergie électrique. Le coût économique du réseau dépend naturellement de sa complexité. Le choix d'une architecture de réseau est donc un compromis entre des critères techniques et économiques.

En fonction de la densité et de la nature des unités de production, un réseau aura une architecture semblable à celle de la figure 20.

Nous pouvons noter que les unités de production peuvent être raccordées aux différents étages selon la puissance mise en jeu. Les transformateurs jouent un rôle très important pour passer d'un niveau de tension à un autre donc pour passer d'un type de réseau à un autre. [15]

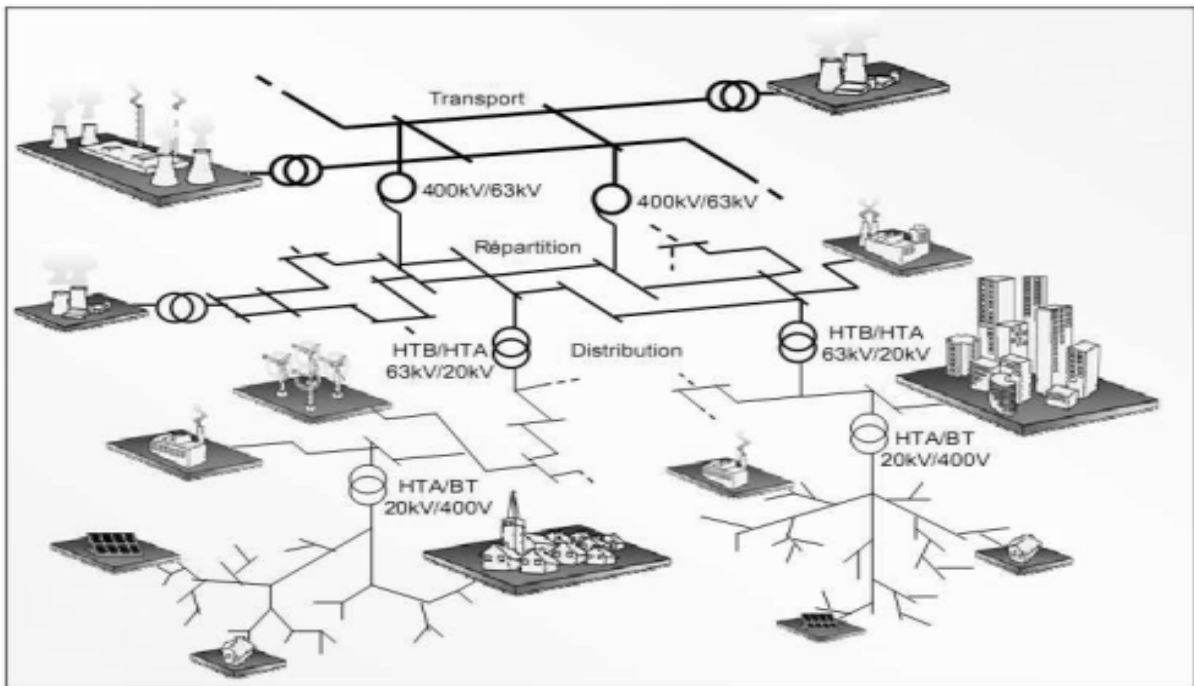


Figure 20: Architecture de réseau électrique avec diverses sources de production

Il existe deux configurations de réseaux de distribution [16]:

Pour des raisons de sécurité d'approvisionnement et minimisation des effets d'avaries sur un réseau, on privilégie la configuration de réseau bouclé (a) pour la distribution en zone urbaine et la configuration b pour les zones de campagne.

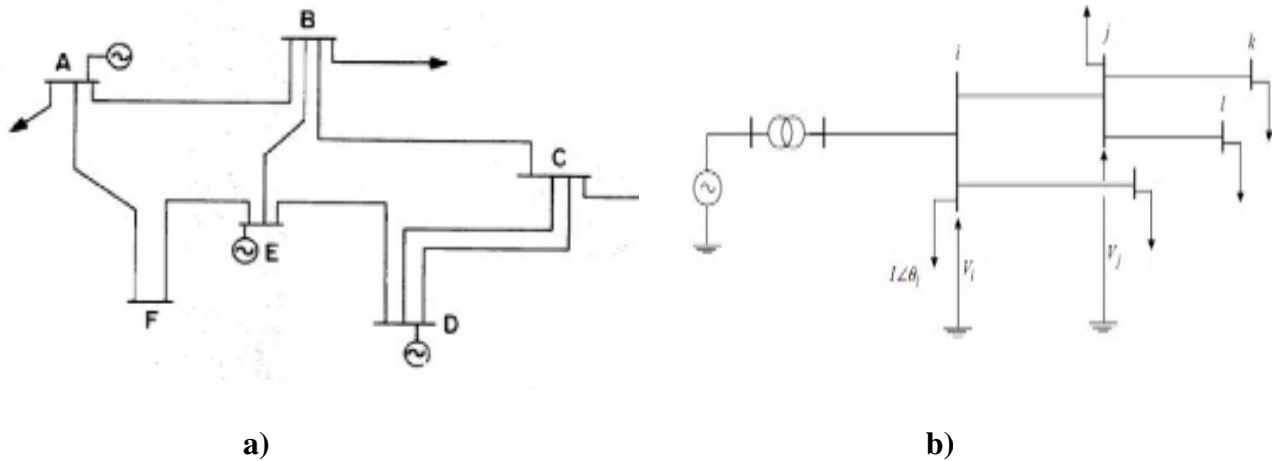


Figure 21: Configuration de réseau de distribution, a) Bouclée ; b) Radiale

II.2.4. La problématique des réseaux électriques

Les problèmes majeurs du réseau électrique sont les perturbations, facteurs entachant la qualité des grandeurs électriques [17]. L'énergie électrique est fournie sous forme de tension constituant un système triphasé dont les paramètres caractéristiques sont les suivants [18]:

- ✓ La fréquence ;
- ✓ L'amplitude des trois tensions ;
- ✓ La forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde ;
- ✓ La symétrie du système triphasé (égalité des modules des trois tensions, leur déphasage et l'ordre de succession des phases).

Ces perturbations sont caractérisées par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesurent par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées [19]

La variation de fréquence et tension peut résulter :

- ✓ D'un court-circuit proche ou loin d'une source, dû à la foudre ou aux manœuvres internes ;
- ✓ D'une très grosse variation de puissance de la source due à un appel fort de courant par la charge ;
- ✓ Du passage sur une source de remplacement ou de secours.

II.3. Les systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux publics

II.3.1. Introduction

Dans un contexte évolutif, où l'implication des producteurs indépendants et des énergies renouvelables est annoncée, un développement de la filière photovoltaïque raccordé réseau paraît tout à fait concevable. Pour un producteur et/ou un gestionnaire de réseau de distribution, le photovoltaïque permet en effet de diversifier sa production d'électricité, de mettre en avant un bilan écologique favorable ou encore de lisser les pics de consommation en journée [15].

Lorsque l'installation PV est destinée à être raccordée au réseau de distribution, deux cas sont à considérer :

- ✓ Installation avec un seul point de branchement,
- ✓ Installation avec deux points de branchement.

Dans ce dernier cas, l'installation PV ne doit en aucun cas pouvoir être couplée à la partie utilisation de l'installation. [20]

Des exemples de réalisation sont donnés dans les Figures 22 et 23

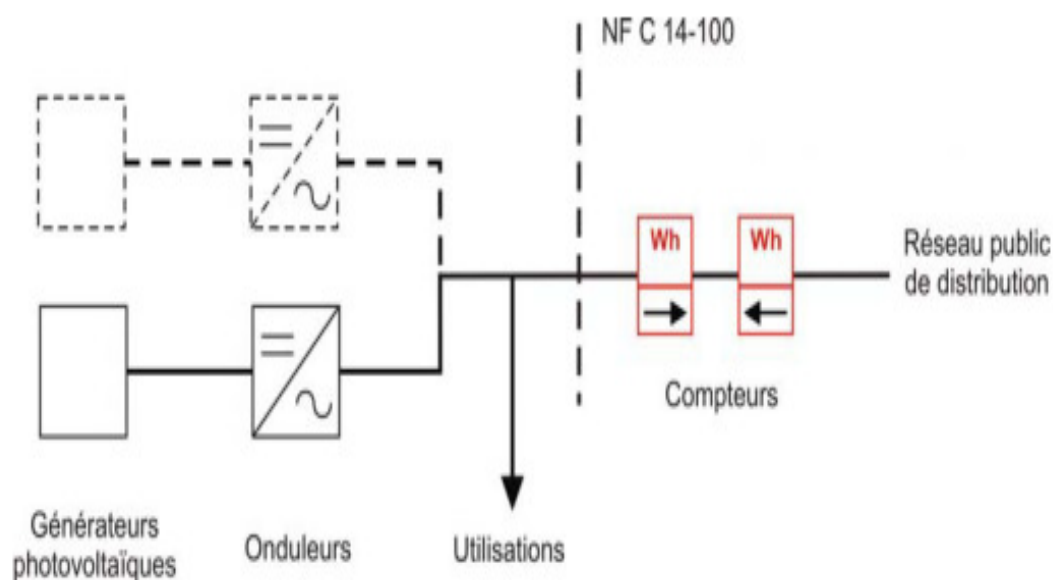


Figure 22: Raccordement en un seul point au réseau public de distribution [20]

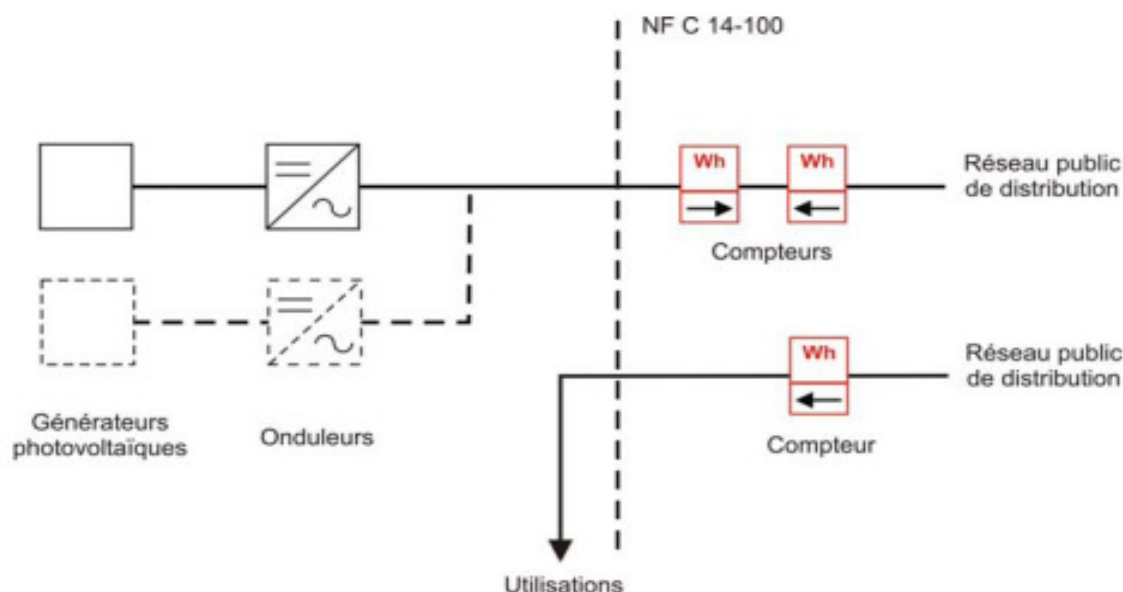


Figure 23: Raccordement en deux points au réseau public de distribution [20]

II.4. Protections

Les derniers éléments indispensables à un système couplé au réseau sont les protections AC et DC contre la foudre, les fusibles, disjoncteurs et un bon câblage pour éviter la formation d'arc électrique, source d'incendie [15].

II.4.1. Protection contre les chocs électriques

Les matériels PV partie courant continu doivent être considérés sous tension, même en cas de déconnexion de la partie courant alternatif.

Toutes les boîtes de jonction (générateur PV et groupes PV) doivent porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes peuvent rester sous tension après sectionnement de l'onduleur coté continu. [2]

II.4.2. Protection contre les contacts directs

Les matériels électriques doivent faire l'objet d'une disposition de protection par isolation des parties actives ou par enveloppe.

Les armoires ou coffrets contenant des parties actives accessibles doivent pouvoir être fermés soit au moyen d'une clef, soit au moyen d'un outil, à moins qu'elles ne soient situées dans un local où seules des personnes averties ou qualifiées peuvent avoir accès.

Lorsque les coffrets ou armoires ne sont pas situés dans un local où seules des personnes averties ou qualifiées peuvent avoir accès, une protection contre les contacts directs doit être assurée lorsqu'une porte d'accès est ouverte en utilisant du matériel possédant par construction ou par installation, au moins le degré de protection IP2X ou IPXXB. [20]

II.4.3. Protection contre les contacts indirects

II.4.3.1. Partie courant continu

Pour la partie courant continu, la protection contre les chocs électriques doit être réalisée par utilisation de la classe II ou par isolation équivalente jusqu'aux bornes de l'onduleur. Dans ce cas, les prescriptions de l'article 412 de la norme NF C 15-100 doivent être appliquées.

L'isolation double ou renforcée est une mesure de protection dans laquelle :

- ✓ La protection contre les contacts directs est assurée par une isolation principale et la protection contre les contacts indirects est assurée par une isolation supplémentaire, ou
- ✓ la protection contre les contacts directs et contre les contacts indirects est assurée par une isolation renforcée entre les parties actives et les parties accessibles.

NOTE Cette mesure est prévue pour empêcher l'apparition de tensions dangereuses sur les parties accessibles des matériels électriques lors d'un défaut de l'isolation principale. [20]

II.4.3.2. Partie courant alternatif

La protection contre les contacts indirects doit être assurée par dispositif différentiel. Ce dispositif peut être de type AC lorsque l'onduleur satisfait aux exigences de la DIN VDE 0126-1-1.

Pour les locaux d'habitation, la protection doit être assurée par dispositif différentiel de sensibilité inférieure ou égale à 30 mA. [20]

II.4.4. Protection contre les surintensités

II.4.4.1. Partie courant continu

II.4.4.1.1. Protection contre les surintensités

a) Chaîne PV :

Les câbles des chaînes PV sont dimensionnés afin de pouvoir se dispenser des dispositifs de protection contre les surcharges et les courts-circuits. Le courant admissible du câble doit être égal ou supérieur à 1,25 fois I_{scSTC} de la chaîne PV.

Les modules des chaînes PV doivent être protégés contre l'effet des courants inverses susceptibles de survenir en cas de défaut dans un module. Les modules supportant un courant inverse maximal I_{scr} au moins deux fois leur courant de court-circuit (I_{scSTC}), cette protection et les courants admissibles sont donnés dans le Tableau ci-dessous. [20]

Tableau 1: Courants admissibles dans les câbles de chaîne PV et choix des fusibles de protection [20]

Nombres de chaînes	Courant inverse susceptible de survenir dans une chaîne	Courant assigné In du fusible de la chaîne	Courant admissible Iz dans le câble de la chaîne PV
1 à 2	$1.25 I_{scSTC}$	Sans objet	$\geq 1.25 I_{scSTC}$
3	$2 \times 1.25 I_{scSTC}$	Sans objet	$\geq 2 \times 1.25 I_{scSTC}$
$n > 3$	$(n-1) \times 1.25 I_{scSTC}$	$1.25 I_{scSTC} \leq I_n \leq 2 I_{scSTC}$	$\geq 2 I_n$
I_{scSTC} correspond au courant d'une chaîne n correspond au nombre total de chaînes du générateur PV			

En présence de parafoudre, cette protection doit être assurée sur chaque polarité.

b) Câble groupe PV :

Les câbles des groupes PV sont dimensionnés afin de pouvoir se dispenser des dispositifs de protection contre les surcharges et les courts-circuits. Le courant admissible du câble Iz doit être égal ou supérieur à $(m-1) \times 1,25$ fois I_{scSTC} du groupe PV, (m correspond au nombre total de groupes PV). [20]

c) Câble principal PV :

Les câbles des générateurs PV sont dimensionnés afin de pouvoir se dispenser des dispositifs de protection contre les surcharges et les courts-circuits. Le courant admissible du câble Iz doit être égal ou supérieur à 1,25 fois I_{scSTC} du générateur PV. [20]

II.4.4.2. Protection contre les surcharges

Les circuits sont protégés contre les surcharges conformément aux prescriptions de la section 433 de la norme NF C 15-100.

Le courant assigné du tableau général à basse tension prendra en compte le courant de sortie de l'onduleur et le dimensionnement du branchement dans le cas d'un raccordement en un seul point du réseau public de distribution. [2]

II.4.5. Surtensions

Une protection générale contre les surtensions, par exemple par des varis tors, doit être montée le plus près possible du champ, afin d'assurer la protection des modules.

Au cas où la ligne reliant le champ à l'onduleur présente une certaine longueur il faut également prévoir une protection contre les surtensions à l'entrée des câbles dans le bâtiment et, dans tous les cas, au tableau d'entrée de l'onduleur pour sa protection. [2]

II.4.6. Parafoudre et mise à terre

II.4.6.1. Mise à terre

La mise à terre est un moyen de protection pour maintenir les tensions de contact ou de décharge aussi faibles que possible, pour que des personnes ou installations ne soient blessées ou endommagées.

Les systèmes photovoltaïques à courant supérieur à 2 A sont considérés comme des installations à courant fort et doivent par conséquent être mis à terre. [2]

II.4.6.2. Parafoudre

Le parafoudre provoque des influences nuisibles, à éviter, si possible, sur les objets, les personnes et installations avoisinantes. Un coup de foudre, ou son champ électromagnétique associé, sur une installation photovoltaïque provoque des surtensions par couplage inductif, capacitif ou galvanique, qu'il faut conduire à la terre. Les changements d'intensité du champ électrique terrestre proche pendant un orage provoquent des surtensions par couplage capacitif, sans que survienne un coup de foudre.

Le parafoudre extérieur a la mission d'éloigner le passage de la foudre des structures inflammables ou enflammables et de conduire le courant de l'éclair jusqu'à la terre, au moyen d'un conducteur métallique, avec la plus petite chute de tension possible. Le parafoudre d'un édifice nécessite ainsi un système de conducteurs qui attirent la foudre, un système de conducteurs qui peut transporter (si possible à l'extérieur du bâtiment) le courant jusqu'à la terre et une mise à terre qui peut transmettre le courant à la terre. L'utilisation d'éclateurs, dans les installations photovoltaïques, est souvent peu pratique, à cause des problèmes d'ombrage. Dans ce cas, la protection extérieure se limitera à lier entre elles toutes les structures métalliques et à les mettre à terre [2]

II.4.7. Dangers du courant continu

Les installations photovoltaïques couplées au réseau utilisent des onduleurs dont la plage de tension est de plus en plus élevée. Ceci peut poser des problèmes dus à la nature du courant continu. [2]

Le courant fourni par un panneau solaire s'annule uniquement pendant l'obscurité: si un arc alimenté par des panneaux se forme, il sera extrêmement difficile de l'éteindre et, en général, l'extinction correspondra à la destruction de l'élément où l'arc s'est formé. [2]

Une autre propriété du courant continu favorise l'apparition de courants parasites lorsque plusieurs métaux sont en contact dans une atmosphère humide. Ces courants parasites vont transformer la jonction des métaux en une pile, ce qui va décomposer le métal au potentiel électrochimique le plus faible; ce phénomène pratiquement négligeable avec du courant alternatif peut détruire des contacts en quelques mois si l'atmosphère est corrosive (air salin par exemple). [2]

Enfin le courant continu est plus dangereux pour le corps humain : à faible dose, il provoque des désordres électrochimiques qui peuvent entraîner la mort et, à haute intensité, il provoque des brûlures très dangereuses. Les installations fonctionnant à moins de 50 V ne représentent pas de grand danger. Dès 120 V, par contre, il faut prévoir des mesures de protection spéciales. [2]

Sur un chantier, il faut garder à l'esprit qu'un champ de panneaux génère une tension proche de la maximale dès le lever du jour, même par temps couvert. Lors des travaux de

câblage, il faut être extrêmement prudent, spécialement sur les installations fonctionnant à plusieurs centaines de volts. [2]

II.4.7.1. Arc électrique

C'est le phénomène le plus spectaculaire que l'on peut faire apparaître déjà avec quelques panneaux en série au soleil lors du câblage.

Entre deux conducteurs à polarisation opposée se forme un champ électrique qui dépend de leur espacement et de la tension. Si la distance est assez petite, l'air s'ionise par l'augmentation du champ : dans le cas du courant alternatif, l'inversion du champ à 50 Hz provoque chaque fois son annulation. Par contre en DC, l'ionisation ne baisse pas et le risque d'apparition d'un arc est beaucoup plus élevé. En application habituelle d'appareils ou installation en DC mais alimentées par le réseau, un arc va provoquer un court-circuit et une forte augmentation du courant qui en général déclenchera une protection (fusible, etc.). Dans le cas des panneaux photovoltaïques, le courant de court-circuit est pratiquement le même que le courant nominal et, d'autre part, il varie en fonction de la lumière. On ne peut donc pas protéger les appareils alimentés par des panneaux à l'aide des protections classiques. [2]

L'arc atteint des températures de quelque 1000°C. Les pièces de toute matière entourant l'arc commencent à fondre, l'isolation à brûler et l'arc se propage le long des conducteurs.

Tous les appareils utilisés dans le câblage et surtout ceux qui doivent interrompre le courant du champ doivent être spécialement conçus pour supporter les niveaux de tension et courant continus du champ. [2]

En particulier, les interrupteurs hautes tensions et courant DC contiennent des dispositifs spéciaux (plaques) pour fractionner un arc éventuel, dissiper son énergie et faciliter son extinction. [2]

II.4.7.2. Risque d'incendie

Les conséquences d'un arc électrique peuvent conduire à un incendie qui pourra occasionner des dégâts locaux ou se propager et détruire un local technique ou une habitation. On peut citer plusieurs exemples:

- ✓ un contact défectueux, vis mal serrée ou corrodée, a permis l'apparition d'un arc électrique dans un onduleur: la borne a été détruite mais le feu ne s'est pas propagé, la panne ayant été détectée par un contrôle de routine;
- ✓ dans l'installation du Mont-Soleil (500 kW), lors d'un essai, un arc s'est formé sur un disjoncteur, s'est propagé dans tout le local de service et a détruit la régulation et l'onduleur;
- ✓ dans une installation photovoltaïque de 3 x 3 kW sur une ferme, un incendie a complètement détruit les combles et l'installation ; le système fonctionnait à une tension nominale de 100 V mais les sectionneurs de ligne étaient garantis jusqu'à 60 Vdc. L'enquête prétend que l'incendie s'est déclaré à la suite d'une perturbation d'un répartiteur de charge qui était monté dans un boîtier polyamide inflammable. Ce boîtier était monté sur une poutre dans le grenier à foin. Tout ayant brûlé, on peut supposer que l'incendie a plutôt été provoqué par le boîtier qui s'est enflammé par un arc provenant d'un mauvais contact. Le sectionneur n'ayant pas été déclenché, l'hypothèse du mauvais contact est plus plausible. [2]

En conclusion, il est recommandé d'utiliser des appareils conçus pour le DC, de les monter dans un boîtier métallique et d'isoler ce boîtier de tout matériau inflammable par exemple avec une plaque de Pical. [2]

II.4.7.3. Corrosion électrochimique

La corrosion électrochimique peut apparaître à la jonction de 2 métaux en présence d'humidité. La corrosion va lentement détruire le métal au plus faible potentiel électrochimique. Pour que ce phénomène se produise, il faut:

- ✓ un élément constitué de deux métaux différents;
- ✓ une liaison électrique entre ces deux métaux;
- ✓ un électrolyte pouvant entrer en contact avec les métaux et transporter les ions; cet électrolyte peut être seulement en surface comme par exemple de la condensation

La vitesse de la corrosion dépend de la nature de l'électrolyte: en atmosphère saline, la vitesse augmente considérablement. Il faut ainsi veiller aux systèmes en bordure de mer ou proche de routes salées en hiver.

Le courant continu peut s'ajouter au courant galvanique et augmenter la vitesse de corrosion par un facteur 100. [2] La figure 24 Résume les différentes formes de corrosion galvanique.

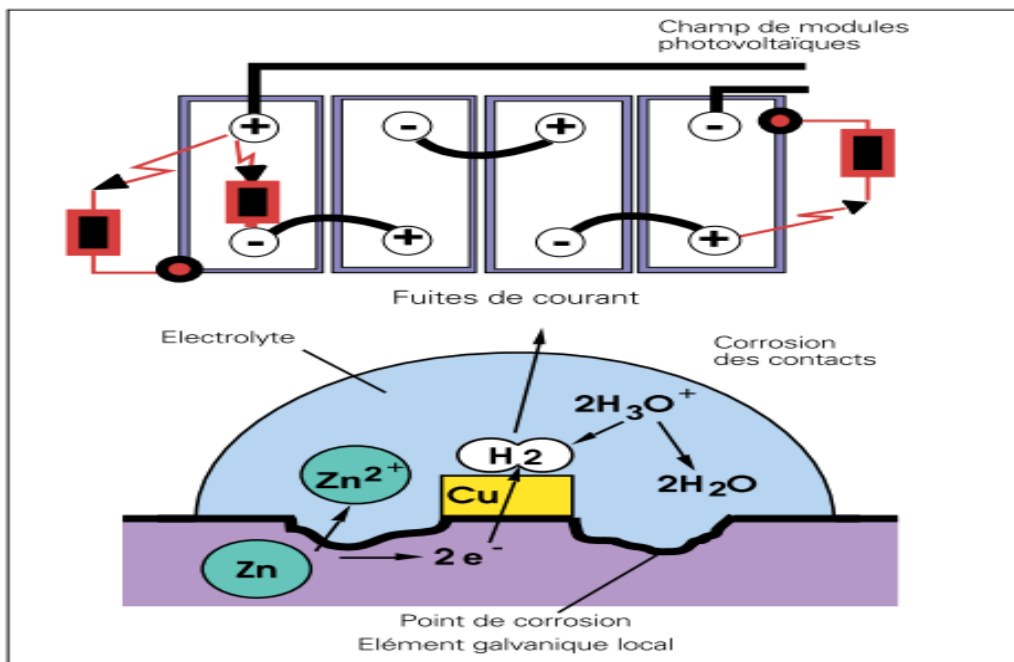


Figure 24: Corrosion électrochimique [2]

Chapitre III : Onduleurs pour le réseau

Chapitre III : Onduleurs pour le réseau

III.1. Introduction

Dans une installation raccordée au réseau, l'appareil de conditionnement de la puissance (onduleur) est l'élément clé, le plus délicat de l'installation. Situé à l'interface entre le champ PV et le réseau, il doit être adapté aux impératifs techniques et doit assurer la sécurité de deux sous-systèmes électriques très différents. Outre les divers principes de fonctionnement, nous verrons dans ce chapitre les précautions à observer lors du choix de l'appareil, pour l'adaptation aux normes de sécurité et de qualité du courant injecté dans le réseau. [2]

III.2. Installations autonomes et réseau

On distingue deux grandes classes d'installations photovoltaïques:

- ✓ les installations dites autonomes, où l'énergie produite au fil du soleil doit en général être stockée dans des batteries si l'utilisation n'est pas immédiate;
- ✓ les installations raccordées au réseau, capables de débiter l'énergie produite (en surplus des besoins propres éventuels de l'utilisateur) dans le réseau.

Outre les applications industrielles (télécommunications, balises, etc.), les installations autonomes de production d'énergie peuvent avoir des dimensions «familiales» (de l'ordre de 100 à 500 Wp), ou alimenter les besoins d'une collectivité, d'un village, etc. (plusieurs kWp ou dizaines de kWp).

De même, les installations raccordées au réseau peuvent correspondre aux besoins énergétiques d'une famille, d'une entreprise, d'un bâtiment public. On parle alors d'autoproduction, avec des puissances installées de l'ordre de 1 à 4 kWp, (correspondant à la consommation annuelle d'une famille), ou plus. L'énergie non utilisée par le producteur est injectée dans le réseau, et l'énergie du réseau est utilisée lorsque la production solaire ne suffit pas. Dans ce cas, le réseau se comporte donc comme un stockage virtuel d'énergie.

Enfin, on envisage et construit également de grandes centrales solaires de production (100 kWp à plusieurs MWp). Compte tenu de la variabilité des apports solaires, on considère actuellement qu'une pénétration de 10 à 20% de production PV est acceptable pour le réseau dans les conditions actuelles. [2]

III.3. Caractéristiques des onduleurs

La transformation du courant photovoltaïque, de nature essentiellement continue, en courant alternatif usuel 230 V/ 50 Hz est effectuée par des appareils électroniques appelés convertisseurs statiques, ou onduleurs.

Les exigences d'entrée et de sortie, requises pour les installations autonomes et pour le couplage au réseau, sont extrêmement différentes, et les appareils correspondants forment deux classes bien distinctes de produits. [2]

III.3.1. Onduleurs pour installations autonomes

Dans les installations autonomes familiales, la plupart des appareils fonctionnent directement sur le circuit continu de la batterie (12, 24 ou 48 V). L'usage d'un onduleur occasionne des pertes importantes, et devrait être réservé aux appareils non disponibles sur le marché en version courant continu, ou à l'emploi occasionnel d'appareils standard.

La gamme de puissance des onduleurs domestiques va de 100 à 2000 W. Ils fonctionnent avec une tension d'entrée fixe, et une puissance de sortie variable selon la charge. La forme du signal alternatif peut être carrée, trapézoïdale ou sinusoïdale. Pour une utilisation prolongée, la consommation à vide est un facteur déterminant.

Ces appareils seront décrits en détail dans le chapitre 8 sur les installations autonomes. [2]

III.3.2. Onduleurs pour le réseau

Les onduleurs pour la connexion au réseau ont une puissance nominale d'environ 100 W à plusieurs centaines de kW. Jusqu'à 3.3 kW, ils fonctionnent en général en 230 V monophasé, alors qu'au-dessus, ils doivent être triphasés (basse ou moyenne tension).

Etant connecté directement sur le champ PV, leur tension et leur courant d'entrée sont donc très variables avec les conditions d'ensoleillement et de température ambiante

L'une des fonctions importantes de l'onduleur réseau est donc la recherche du point de puissance maximum (souvent notée MPPT pour Maximum Power Point Tracking), c'est-à-dire l'adaptation permanente de l'impédance d'entrée afin d'optimiser, à chaque instant, le produit $P = U \cdot I$ sur la caractéristique du champ PV. [2]

L'onduleur doit ensuite construire une (ou trois) tension (s) sinusoïdale (s) correspondant aux normes requises par le réseau. Les impératifs techniques suivants doivent alors être satisfaits:

- ✓ une parfaite synchronisation avec le réseau. Nous verrons qu'il existe deux types de synchronisation, les onduleurs pilotés par le réseau, et ceux à référence sinusoïdale interne;
- ✓ déclenchement automatique en cas de coupure du réseau (pas de fonctionnement en îlot);
- ✓ limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau;
- ✓ ne pas occasionner de déphasage important;
- ✓ faible taux de fréquences harmoniques (signal proche de la sinusoïde);
- ✓ faibles perturbations électromagnétiques (hautes fréquences);
- ✓ insensibilité aux signaux de commande du réseau;
- ✓ l'isolation galvanique (entre le champ et le réseau) est souhaitable.

D'autres qualités sont à surveiller lors du choix d'un onduleur:

- ✓ le rendement, au niveau de puissance usuelle de l'installation, doit être élevé;
- ✓ enclenchement et déclenchement automatiques, avec un seuil d'irradiance faible;
- ✓ qualité et précision de la recherche du point de puissance maximum;
- ✓ plage d'entrée en tension; elle conditionne le nombre de panneaux à connecter en série dans le champ;

- ✓ comportement à puissance maximale: certains appareils se déconnectent, d'autres continuent de fonctionner en limitant la puissance;
- ✓ protection en température;
- ✓ consommation faible (nulle) sur le réseau durant la nuit;
- ✓ affichage des paramètres de fonctionnement et des pannes; possibilités de contrôle par ordinateur extérieur;
- ✓ fiabilité, l'un des points cruciaux jusqu'à aujourd'hui;
- ✓ encombrement et poids raisonnables;
- ✓ pour le montage dans les habitations, niveau sonore acceptable.

III.4. Spécifications du réseau et de l'environnement électromagnétique

III.4.1. Prescriptions

Les systèmes PV connectés au réseau doivent satisfaire aux normes de sécurité de l'IFICF/ESTI (Inspection fédérale des installations à courant fort), notamment en ce qui concerne les problèmes de construction mécanique, mise à terre et protection contre la foudre. Ces principes sont surtout liés à la construction du système capteur PV,

Les influences sur le réseau sont soumises aux prescriptions de l'ASE (Normes ASE 3600f et 3601f de l'Association suisse des électriciens), ou leurs équivalents européens (notamment les normes EN60555), et les émissions électromagnétiques aux normes des PTT.

Il faut préciser que la technologie est encore jeune, et que ces normes peuvent subir des modifications dans les années à venir. [2]

III.4.2. Couplage et synchronisation

Même si certains onduleurs génèrent eux-mêmes leur propre sinusoïde de référence, la plupart ont besoin de la présence du réseau pour fonctionner.

L'enclenchement de l'onduleur doit se faire parfaitement en phase, ce qui nécessite la préexistence du réseau. Dans la pratique, l'onduleur est en général équipé d'un interrupteur de

marche. L'opération de couplage au réseau ne doit en principe pas être réalisée directement, mais toujours à l'aide de cet interrupteur.

Inversement, on ne coupera jamais la connexion au réseau en un point proche de l'onduleur; une coupure trop brusque en charge peut induire des pics transitoires, susceptibles d'endommager les commutateurs électroniques de l'étage de sortie. En cas de coupure accidentelle, ces risques sont atténués avec la distance, par le jeu de l'inductivité de la ligne de transport. [2]

III.4.3. Fonctionnement autonome d'onduleur

Pour des raisons évidentes de sécurité, l'onduleur ne doit plus fournir de tension en cas de coupure du réseau. Les prescriptions de l'IFICF / ESTI stipulent qu'il doit être coupé en moins de 5 secondes.

Techniquement, cette exigence peut être difficile à réaliser dans certains cas, car si la consommation de l'utilisateur correspond environ à la production, on ne décèlera aucune variation significative de tension. Il faut donc chercher un autre critère de détection des coupures habituellement, on fixe une fréquence propre du générateur différente de celle du réseau, et on détecte alors la dérive en fréquence lorsque la synchronisation disparaît. La plupart des appareils actuels se coupent dans une fraction de seconde. [2]

III.4.4. Perturbations de la tension du réseau

L'injection de puissance dans le réseau provoque évidemment une augmentation de la tension. Cette augmentation est mesurée au point d'injection, qui doit être choisi aussi proche que possible du tableau de distribution dans une maison individuelle.

D'après les normes ASE et européennes, l'augmentation au point d'injection ne doit pas dépasser 3% en basse tension (230/ 400 V), et 1.6% en moyenne tension. Soulignons que la variabilité de la production (conditions météorologiques, jour-nuit) entraînera des variations correspondantes sur le réseau utilisateur au cours du temps.

De plus, dans tous les cas, la tension maximale admissible (230V/ 400 V + 6%, soit 244 V/ 424 V) ne doit jamais être dépassée.

III.4.5. Plage d'entrée en tension

La plage de tensions d'entrée admissibles pour l'onduleur détermine le nombre de panneaux à connecter en série. Pour prendre un exemple, le SI3000 est construit pour 3 panneaux de 36 cellules, et fonctionne entre 40 et 60 V, alors que le SOLCON admet 6 panneaux, et va de 80 à 120 V. L'avantage de travailler à une tension plus élevée est de diminuer le courant du champ: lorsqu'on double la tension, les pertes ohmiques du câblage sont divisées par quatre! [2]

III.5. Principes de fonctionnement

III.5.1. Onduleurs pilotés par le réseau

Appelés aussi «à commutation extérieure», ces appareils sont relativement simples et bon marché. Les éléments de commutation sont des thyristors, enclenchés par un signal de commande et déclenchés lors du passage à zéro de la sinusoïde. Ils génèrent des signaux rectangulaires ou trapézoïdaux en montage triphasé, contenant beaucoup d'harmoniques. Le pilotage par le réseau implique un déphasage ($\cos \phi$), et la connexion au réseau est effectuée à travers une très grosse self et un transformateur 50 Hz, accompagnés d'un filtre pour atténuer les harmoniques.

Les onduleurs à thyristors sont utilisés surtout pour de très grosses puissances. Cette technologie bénéficie d'un prix inférieur, car elle est appliquée à grande échelle dans d'autres domaines de conversion du courant. Mais, avec tous ses inconvénients, ce principe est de moins en moins utilisé aujourd'hui. [2]

III.5.2. Onduleurs à référence interne

Une fois enclenchés, les thyristors ne peuvent être coupés que par le passage du courant à zéro. Or, si l'on veut améliorer la qualité du «signal» produit (taux d'harmoniques et déphasage), il est nécessaire de commuter la puissance plusieurs fois par période. On devra donc avoir recours à des commutateurs électroniques plus sophistiqués, tels que les thyristors à coupure (GTO), transistors de puissance, MOSFET de puissance ou les nouveaux IGBT.

Le fonctionnement sera alors commandé par des signaux de référence internes. La figure 25 en indique les principes de base. Dans le cas le plus simple (b), dit à 6 impulsions, on génère un signal carré avec passage à zéro. Ce montage est utilisé sur certains gros

onduleurs triphasés (dizaines de kVA), mais présente encore un fort taux d'harmoniques nécessitant un filtrage important. Avec leurs possibilités de commutation rapide, les nouvelles technologies de semi-conducteurs permettent d'utiliser la technique de modulation de largeur d'impulsion (PWM, pour Pulse Width Modulation), où la forme sinusoïdale du signal est reconstituée grâce à l'intégration d'une suite d'impulsions brèves de largeur variable. Cette technique est largement utilisée dans les alimentations à découpage. On peut montrer que N impulsions par demi-période permettent d'éliminer les harmoniques jusqu'au rang N .

Dans cette configuration, la connexion au réseau, et la séparation galvanique, est encore effectuée à travers un encombrant transformateur 50 Hz, avec des pertes importantes (de l'ordre de 5% de la puissance nominale pour quelques kVA). [2]

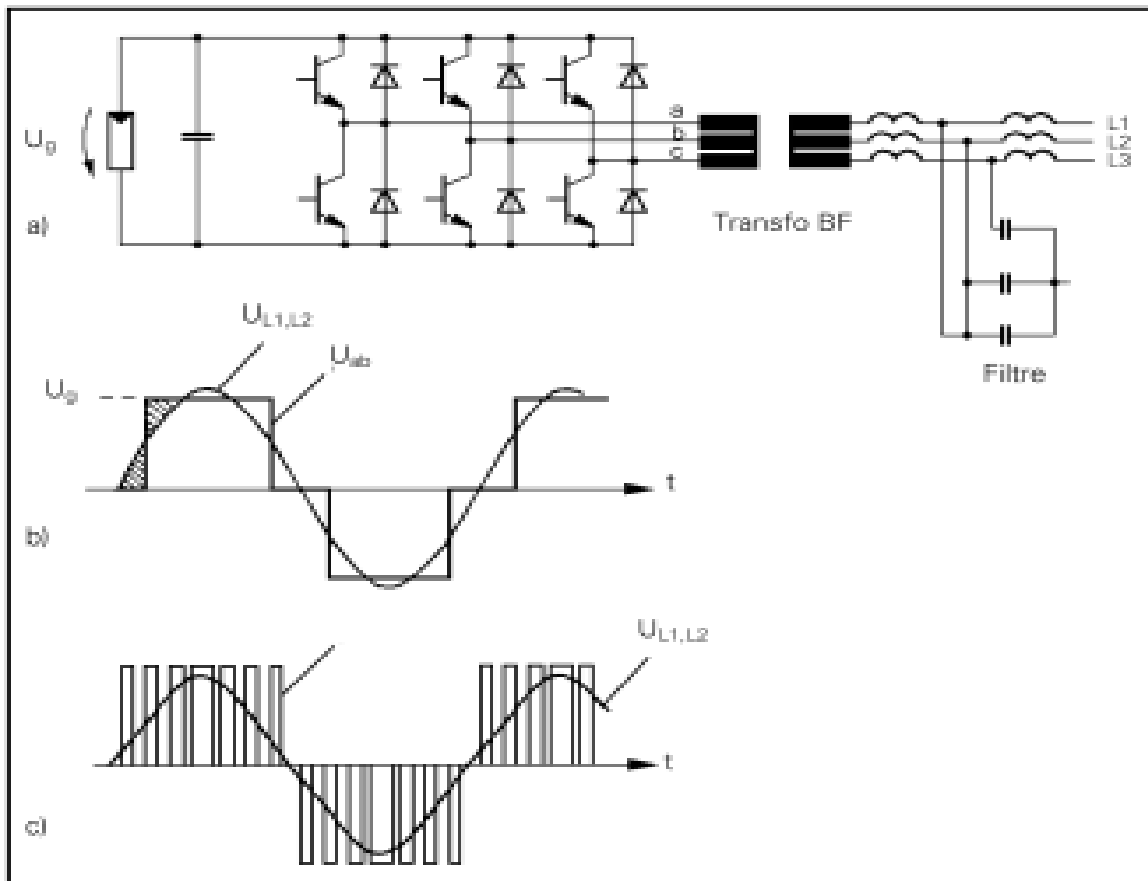


Figure 25: Principes de base d'un onduleur triphasé à référence interne [21]

- b) tension de sortie pour commutation à 6 impulsions,
- c) modulation de largeur d'impulsions

III.5.3. Onduleurs à circuit HF intermédiaire

On peut diminuer sensiblement ces pertes par l'utilisation d'un transformateur haute fréquence (figure 26). On construit d'abord un onduleur à haute fréquence (de l'ordre de 10 à 100 kHz), qui génère des impulsions de largeur modulée. On introduit ensuite un transformateur HF, bien plus petit et de meilleures performances. La sortie de ce transformateur, redressée et filtrée, fournit deux demi-sinusoïdes de même signe, qu'il convient encore d'alternner à travers un pont de quatre thyristors. [2]

Cette configuration est adoptée dans la plupart des onduleurs actuels, dans la gamme de quelques kW.

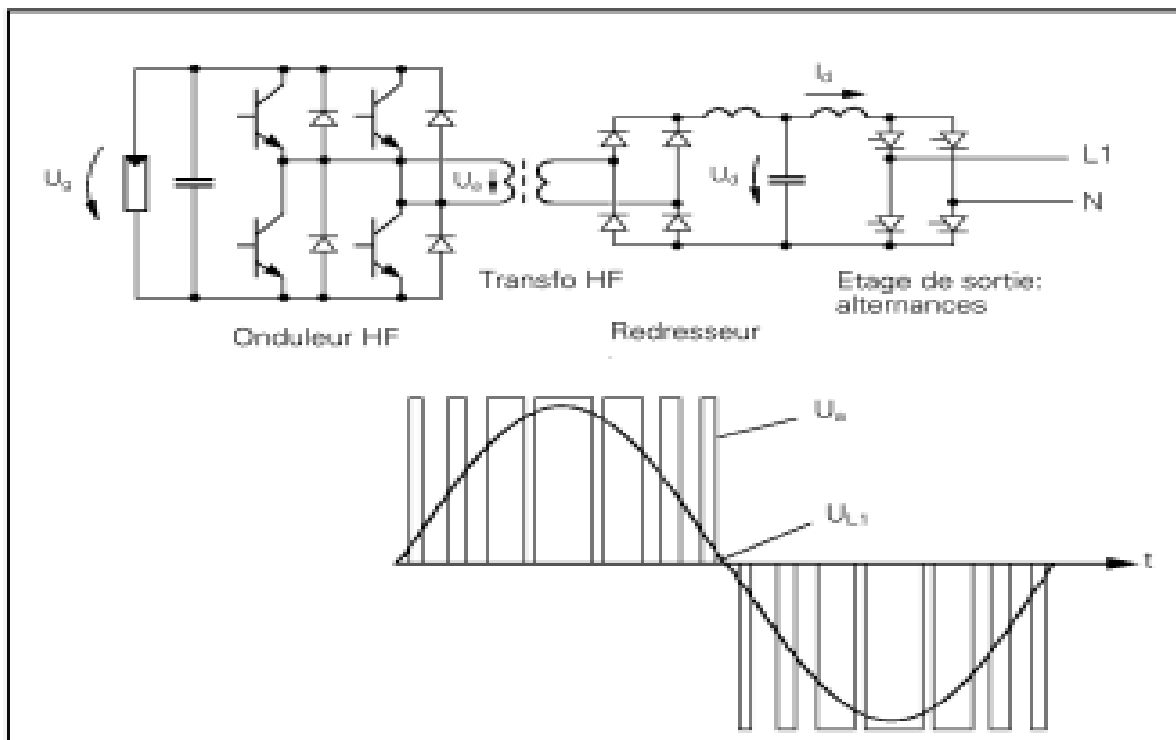


Figure 26: Principe d'un onduleur avec modulation de largeur d'impulsion à haute fréquence, et isolation galvanique par transformateur HF [2]

III.5.4. Onduleurs à synthèse de tension

Dans ce concept original, le champ de capteurs doit être fragmenté en divers sous-champs fournissant des tensions étagées en puissances de deux (cf. figure 27). La demi-sinusoïde est construite par additions binaires de ces tensions, selon le principe d'un convertisseur D/A. Chaque sous-champ est commuté individuellement à l'instant adéquat par

un transistor, et stocke son énergie dans un condensateur entre deux contributions. Un étage de sortie doit également alterner les demi-sinusoïdes produites, mais il n'y a pas besoin de transformateur et le rendement peut donc être excellent, même à charge partielle.

Ce principe très simple a été proposé en Allemagne depuis plusieurs années. Malheureusement, tous les éléments du champ ne peuvent pas fonctionner simultanément à leur point de puissance maximum.

De plus, il nécessite un câblage complexe, et l'adaptation du nombre de panneaux dans chaque sous-champ ne peut pas toujours être optimisé. Et en cas d'ombrage partiel, la forme de la sinusoïde peut être fortement perturbée. C'est pourquoi aucun appareil de ce type n'est actuellement commercialisé en Suisse. [2]

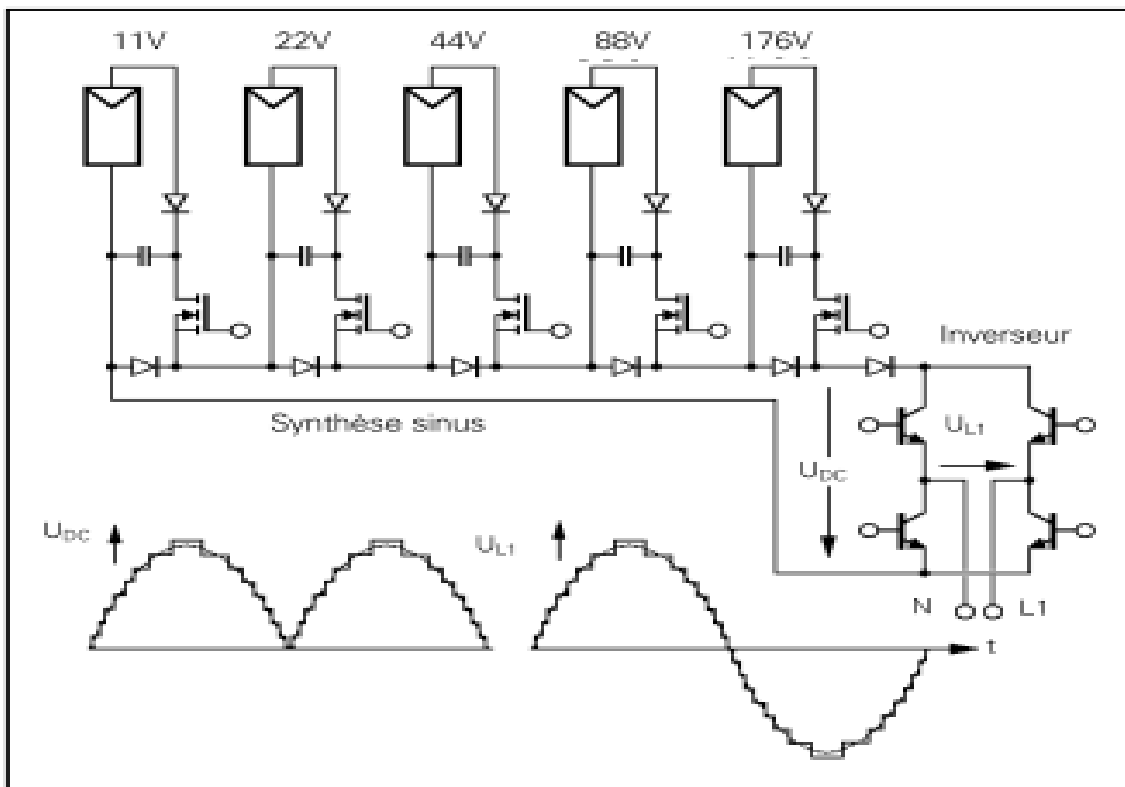


Figure 27: Principe d'un onduleur à synthèse de tension [21]

III.5.5. Onduleurs distribués

Récemment est apparu sur le marché un nouveau concept de connexion au réseau, parfois appelé le «panneau AC». Il s'agit d'un onduleur miniaturisé, d'une puissance de l'ordre de 100 W, monté directement sur le panneau PV.

Cette conception présente de nombreux avantages:

- ✓ Le système de connexion est extrêmement simplifié, puisque tous les panneaux sont reliés en parallèle grâce à un seul câble 220 V AC;
- ✓ On élimine ainsi les éléments délicats du câblage du champ: diodes de protection, boîte de connexion, ainsi que les problèmes liés aux courants continus (commutateurs DC, corrosion des contacts);
- ✓ Les opérations de montage sont sans danger électrique, car ces appareils nécessitent la présence du réseau pour fonctionner;
- ✓ Les pertes de désadaptation des panneaux PV sont éliminées; plus encore, les panneaux sont complètement indépendants les uns des autres, ils peuvent être montés dans différentes orientations sans inconvénient;
- ✓ De même, les problèmes d'ombrages partiels ne se posent plus que pour chaque panneau individuel;
- ✓ Certains modèles sont équipés d'un transmetteur sériel d'informations, permettant de surveiller d'un seul coup le bon fonctionnement de tous les modules (onduleurs + panneaux) grâce à un ordinateur;
- ✓ Pour une production de masse, les prix devraient devenir compétitifs avec les onduleurs centralisés

Dans les inconvénients restent à résoudre, la protection contre la foudre, la mise à la terre, les problèmes d'échauffement, etc. [2]

III.5.6. Régulation et recherche du MPP

Dans tous les appareils à PWM décrits ci-dessus, la commande de largeur des impulsions doit assurer les deux fonctions suivantes:

- ✓ La génération des demi-sinusoïdes qui seront ensuite alternées par l'étage de sortie;
- ✓ L'adaptation de l'impédance d'entrée du convertisseur de manière à suivre, à tout instant, le point de puissance maximum du champ.

Cette régulation est habituellement gérée en temps réel par un microprocesseur. Si elles ne sont pas «lues» directement sur le réseau (auquel cas l'onduleur suivra le comportement du réseau, par exemple dans le SI3000), les valeurs de référence pour la sinusoïde sont stockées dans une EPROM, et restituées en phase grâce à un PLL (ex. le SOLCON).

La recherche du point de puissance maximum s'exécute par approximations successives: à partir de la tension à vide, l'onduleur «prélève» sur le condensateur (dont le rôle est de stocker l'énergie du champ durant une demi-période), la quantité d'énergie correspondant au maintien d'une tension donnée, et calcule la puissance moyenne obtenue durant un pas de temps donné. Pour le pas suivant, elle compare la puissance du dernier pas avec l'avant dernier, et incrémente ou décrémente son prélèvement selon que l'énergie a augmenté ou diminué. La recherche du MPP implique donc une perpétuelle oscillation autour de la valeur optimale réelle.

Sa constante de temps peut être de quelques secondes ou dizaines de secondes, et la précision est en général de l'ordre du pour-cent. [2]

III.5.7. Interconnexion de plusieurs onduleurs

Pour des puissances supérieures à 10 kW, les onduleurs sont parfois modulaires: une seule unité de commande gère plusieurs modules de puissance.

D'autre part, pour améliorer le rendement à basse puissance, certains appareils peuvent fonctionner en «maître-esclave»: quand le premier onduleur atteint sa puissance maximale, il enclenche automatiquement la mise en parallèle du second. Le PV-WR-1800 de SMA peut travailler selon ce schéma. [2]

Chapitre IV : Expérimentation sur l'Impact Réseau Centrale PV Timimoun

Chapitre IV : Expérimentation sur l'Impact Réseau Centrale PV Timimoun

IV.1. Introduction

Ce dernier chapitre est consacré aux essais expérimentaux et à la vérification de la conformité du projet du central photovoltaïque site de Timimoun à fixant les règles techniques de raccordement au réseau de distribution de l'électricité et les règles de conduite du système électrique.

IV.2. Le milieu physique

IV.2.1. Contexte géographique et topographique

Le projet de parc photovoltaïque, objet de ce rapport, se situe dans la commune de Timimoun, ce projet couvre une superficie de 18.60 hectares, la commune dont la mairie se situe à 281 mètres d'altitude [22] n'accueille aucune réserve naturelle sur son territoire.

Caractérisée par un Climat désertique sec et chaud, la commune se situe dans le fuseau horaire UTC +1:00 (Africa/Algiers). L'heure d'été correspond à UTC+1:00 tandis que l'heure d'hiver correspond à UTC +1:00. [22]

Pour une localisation aisée de la ville de Timimoun, dont le code postal est 01001, sur une carte, dans une application web ou avec un GPS, vous pouvez utiliser ses coordonnées géographiques qui vous sont proposées dans les principaux systèmes de projection pour répondre aux besoins les plus courants. [22]

Les coordonnées géographiques de Timimoun en décimales sont : 29.25° de latitude et 0.25° de longitude. [22]

Les coordonnées géographiques sexagésimales de Timimoun sont : latitude nord $29^\circ 15'$ et longitude est $0^\circ 15'$ [22]

Le site du projet se situe au Sud de la centrale et poste HT 220/30kv sur la partie haute du coteau, à trois kilomètre au près de route inter communal Timimoun-Aougoute à environ 312 mètres d'altitude [5]

Situation dans l'armature locale : 15 kms de Timimoun - 50 kms de Charouine - 80 kms de Tinerkouk. Le site retenu s'étend sur une unité foncière de 18.60 hectares.



Figure 28: Carte d'état major de la région [23]

IV.2.2. Le Projet

Le choix du site pour installer un parc photovoltaïque doit tenir compte de différents facteurs, tels que l'ensoleillement, l'occupation du sol, les milieux naturels, la proximité des réseaux électriques, les paysages, les habitations à proximité, Les caractéristiques du site de Timimoun sont favorables à une telle implantation.

La puissance photovoltaïque installée totale est de 09 MWc (60766.20 m² de modules) pour l'ensemble de la centrale, sur une superficie totale de 18.60 hectares.

La technologie retenue pour le projet prévoit des structures légères et fixes constituées d'alignement de panneaux photovoltaïques de type « cristallin ». Ceux-ci seront installés sur

des structures en acier galvanisé ancrées dans le sol. Les structures supportant les panneaux ne dépasseront pas 2,10 mètres de hauteur.



**Figure 29: Structures légères et fixes constituées d'alignement
de panneaux photovoltaïques de type « cristallin »**

Un étage d'évacuation et neuf postes de transformation seront implantés. La structure du réseau électrique de distribution répond à des contraintes techniques spécifiques qui ne peuvent pas faire l'objet d'une adaptation architecturale.

La localisation des dix bâtiments a été orientée par des choix techniques:

- ✓ Réduction des réseaux de câbles de raccordement électrique interne à la centrale (postes de transformation) et externe (étage d'évacuation) ;
- ✓ Proximité immédiate au chemin d'accès et au chemin d'exploitation interne de la centrale PV ;
- ✓ Réduction des zones de traitement des surfaces aménagées pour l'installation des postes en les regroupant avec les chemins d'exploitation ;

L'ensemble du site sera sécurisé par une clôture d'une hauteur de deux mètres en grillage et également par un système de télésurveillance.

La technologie photovoltaïque est une technologie à faible maintenance



Figure 30: Structures du site Centrale P.V de Timimoun

IV.3. Préalable à l'étude

IV.3.1. L'équipe affectée à l'étude et réalisation

Maitre d'ouvrage : SKTM/UPSO-Bechar



شركة كهرباء و طاقات متجددة
Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida

Réalisateur : GROUPEMENT YINGLI/ SINOHYDRO/ HYDROCHINA



Contrat N°25/SKTM/2013

Projet : Réalisation des centrales de production d'électricité photovoltaïque en silicium polycristallin d'une capacité globale de 53 MWc réparties en 07 centrales (Pôle In-Salah/Adrar/Timimoun) **Site Timimoun (9 MWc)**



Figure 31: La Centrale P.V de Timimoun

IV.3.2. Contexte climatique

Le climat est froid en hiver, chaud et sec en été. La région du Timimoun est soumise à des conditions climatiques relativement instables d'influence saharienne.

L'irradiation sur plan horizontale de la région de Timimoun enregistre au niveau de la centrale PV Timimoun depuis la mise en service en **11/02/2016**

Tableau 2: Variations journalière d'irradiation et de la température année 2016

Jours	Février			Mars			Avril			Mai		
	Heur	Rh	T°	Heur	R h	T°	Heur	R h	T°	Heur	R h	T°
	h	(w/m ²)	(°C)	h	(w/m ²)	(°C)	h	(w/m ²)	(°C)	h	(w/m ²)	(°C)
1				13 h:00	1440.7	19.4	12 h:30	1148	26.8	13 h:00	1065.8	30.7
2				13 h:00	1444.7	22.6	13 h:00	1158.4	22.9	12 h:00	1181.2	24.1
3				13 h:00	1453.6	23.6	12 h:00	1148	30.8	13 h:00	1139.3	28.9
4				14 h:00	1505.2	27.1	13 h:30	1154.1	31.4	16 h :00	891.3	31.5
5				12 h:30	1450.6	24.7	13 h:00	1169.5	28.9	12h :00	1029.3	27.1
6				12 h:30	1420.4	21.1	13 h:00	1096.6	21	11h :00	1281.4	30.8
7				12 h:30	1452.9	17.9	12 h:30	1093	23.3	13h :30	1125.8	29.7
8				13 h:00	1414.2	18.2	13 h:00	1072.8	28.2	13h :30	1125.8	29.7
9				13 h:00	1417.9	16.5	13 h:00	1091.7	22.9	12h :30	1255.7	33.7
10				13 h:00	1420.3	20.6	13 h:00	1079.8	32.4	10h :30	1062.3	28
11	13 h:30	1300.3	24.9	13 h:00	1431.3	15	12 h:00	1109.3	34.9	10h :30	1135.1	26.7
12	12 h:30	1378.3	24.7	13 h:00	1425.1	16.7	13 h:00	1122.9	32.1	13h :30	1349.1	30.7
13	14 h:00	1344.4	25.4	13 h:00	1448.2	19.1	12 h:00	1147.5	29.2	13h :00	1218.7	30.8
14	13 h:00	1337.7	26.7	13 h:00	1448.2	19.1	13 h:00	1099.6	33.7	13h :00	1167.6	28
15	12 h:00	1611.1	14.3	13 h:00	1426.2	24	12 h:30	1178.8	30.5	13h :00	1201.4	30.9
16	13 h:00	1338.3	15.3	13 h:00	1422.4	26.1	13 h:30	1105	34.2	13h :00	1199.4	33.2
17	13 h:00	1323.4	15.5	13 h:00	1406.5	26.6	13 h:00	1152.2	33	12h :00	1286.4	36.2
18	13 h:30	1332.1	18.6	13 h:00	1427.8	29.9	13 h:00	1082.9	33.9	12h :30	1244.5	36.9
19	13 h:00	1368.8	18.7	13 h:00	1464.9	32.1	13 h:00	1090	33.9	12h :00	1286.4	36.2
20	13 h:00	1344.5	21.1	12 h:30	1198.2	27.5	12 h:30	1126.6	33.4	12h :00	1286.4	36.2
21	12 h:30	379.7	23.7	12 h:00	1000.2	26.4	13 h:00	1108.8	31.1	12h :00	1286.4	36.2
22	13 h:00	1265.4	28.5	13 h:30	1092.7	21.1	13 h:00	1099.6	33.7	12h :30	1194.1	33
23	12 h:30	1328.4	21.8	14 h:30	1088.8	23.6	15 h:00	929.2	38.5			
24	13 h:30	1312.7	23.4	13 h:30	1220.4	24.3	12h :30	1108.4	34.9			
25	10 h:30	1174.8	19.2	12 h:30	1090.3	18.9	12h :30	1040.3	30.8			
26	12 h:30	1351.4	22.7	12 h:30	1084.6	22.1	13h :30	1015.4	37.9			
27	13 h:00	1369.8	24.9	13 h:00	1100	25.4	12h :00	1216.6	38.6			
28	13 h:30	1413.8	20.5	13 h:00	1090.7	28	13h :30	1061	38.8			
29	19:12	1413.8	20.5	13 h:00	1154.6	31.1	13h :00	1076.5	38.9			
30				13 h:30	1214.4	34.5	13h :30	1229.4	38.8			

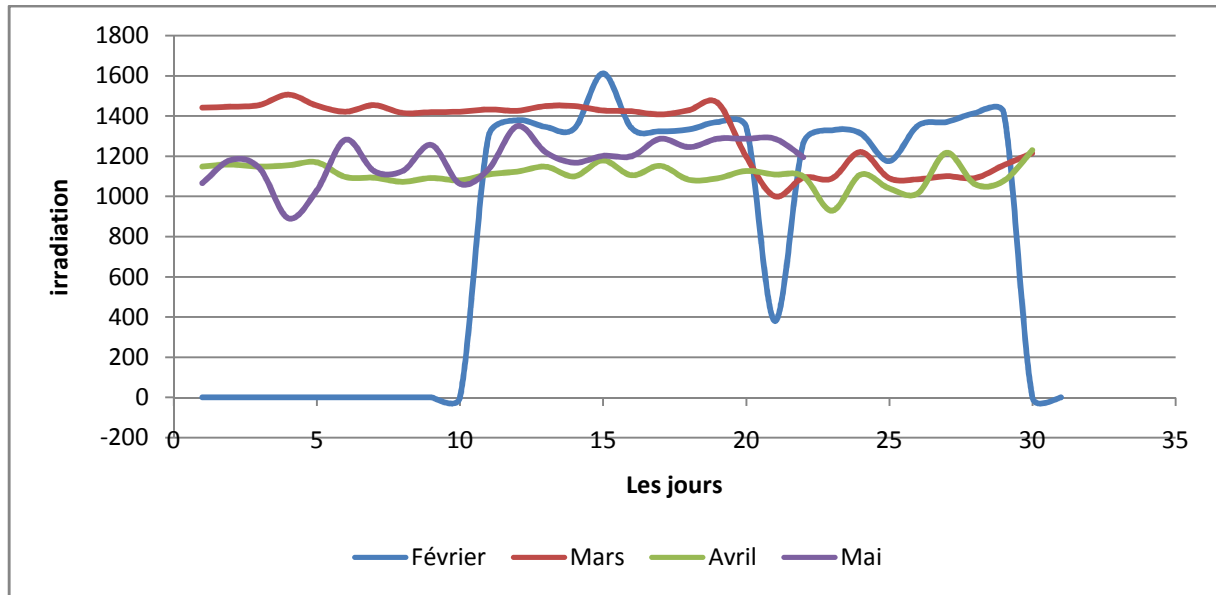


Figure 32: Variations journalière d'irradiation 2016

Tableau 3: Variation Mensuel d'irradiation 2016

Mois	P.max (kw)	R (w/m2)
Février	8361	1611.10
Mars	9090	1700.20
Avril	8013	1091.70
Mai	8057	1181.20

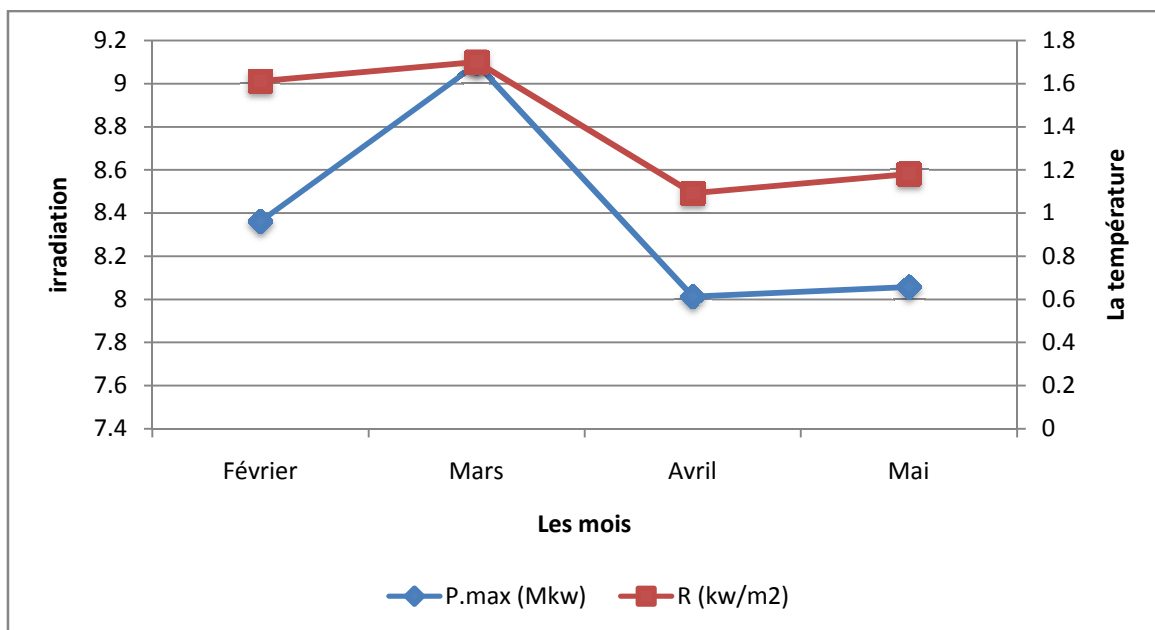


Figure 33: Graphique de Variation Mensuel d'irradiation 2016

Elles varient considérablement d'un mois sur l'autre mais présentent en moyenne deux minimum en avril et mai on prendre en considération les variations du climat

IV.3.3. La température

La moyenne annuelle a ce jour est de 21.4 ° à Timimoun s'augmente régulièrement, le gradient thermique décroît de l'extrême sud-ouest du site vers l'Est. Le mois de Février est le plus froid avec une moyenne de 7.15°.

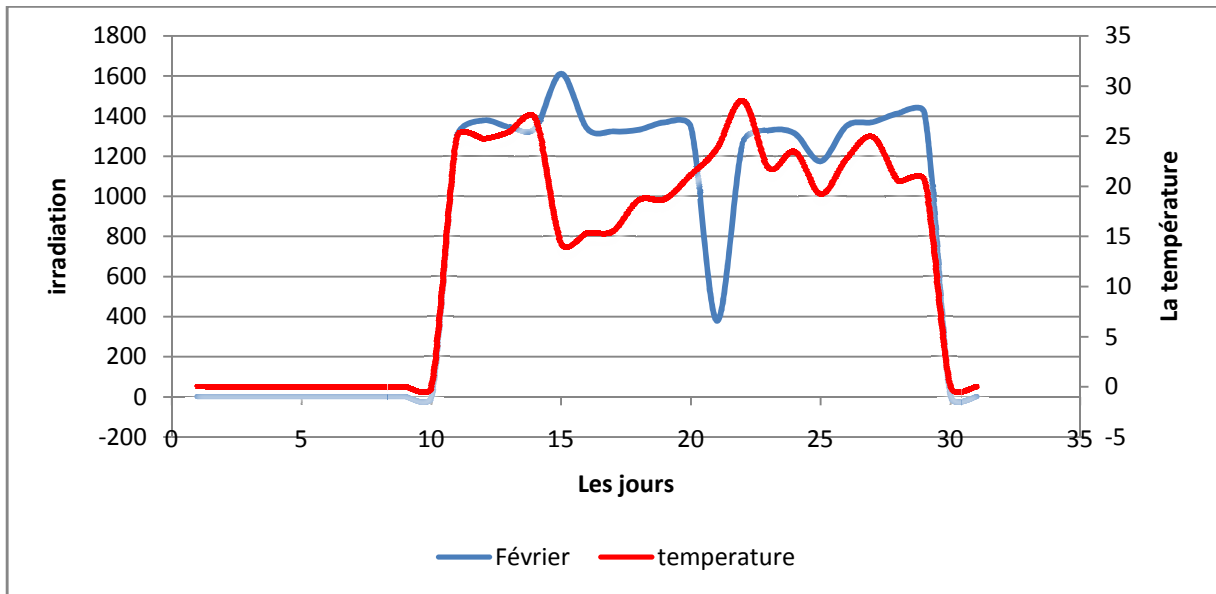


Figure 34: Variations journalière d'irradiation selon la température ambiante / Février 2016

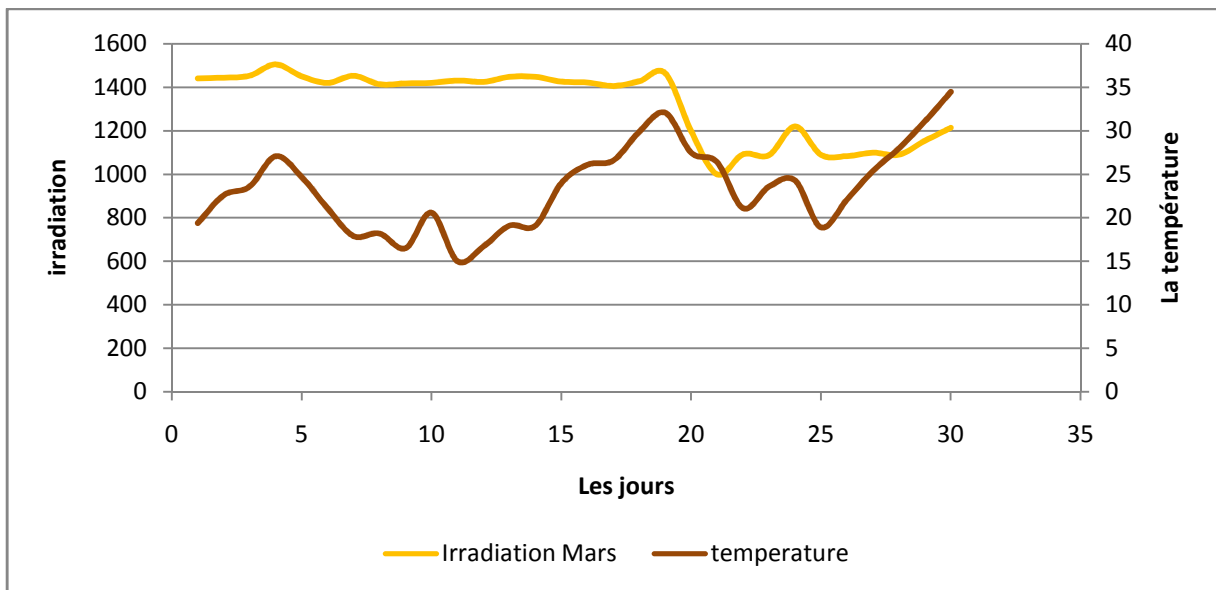


Figure 35: Variations journalière d'irradiation selon la température ambiante / Mars 2016

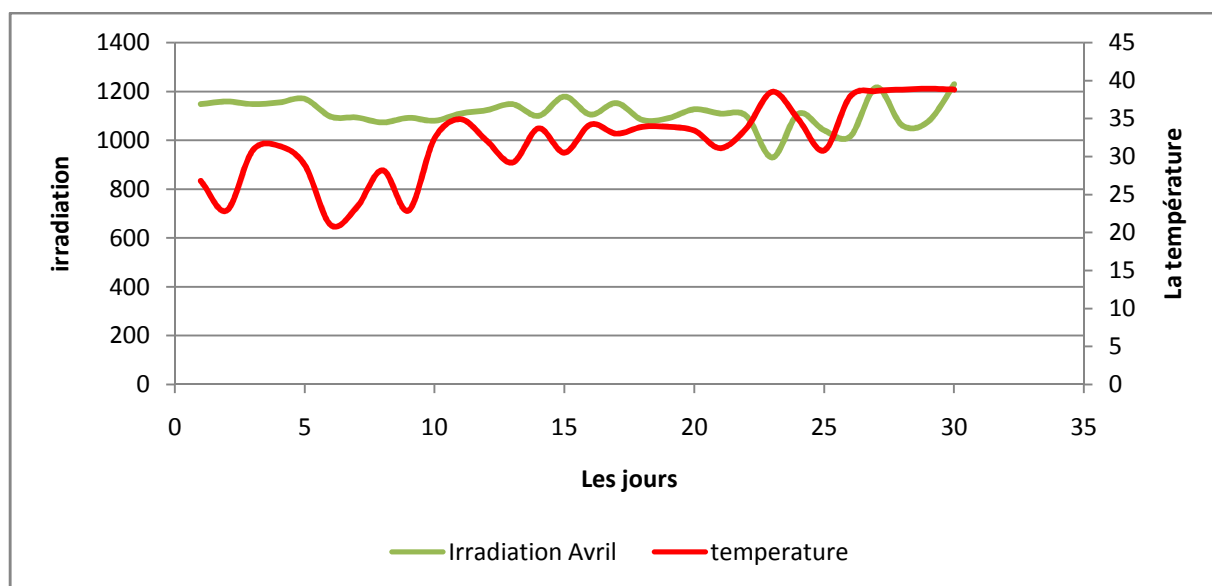


Figure 36: Variations journalière d'irradiation selon la température ambiante /Avril 2016

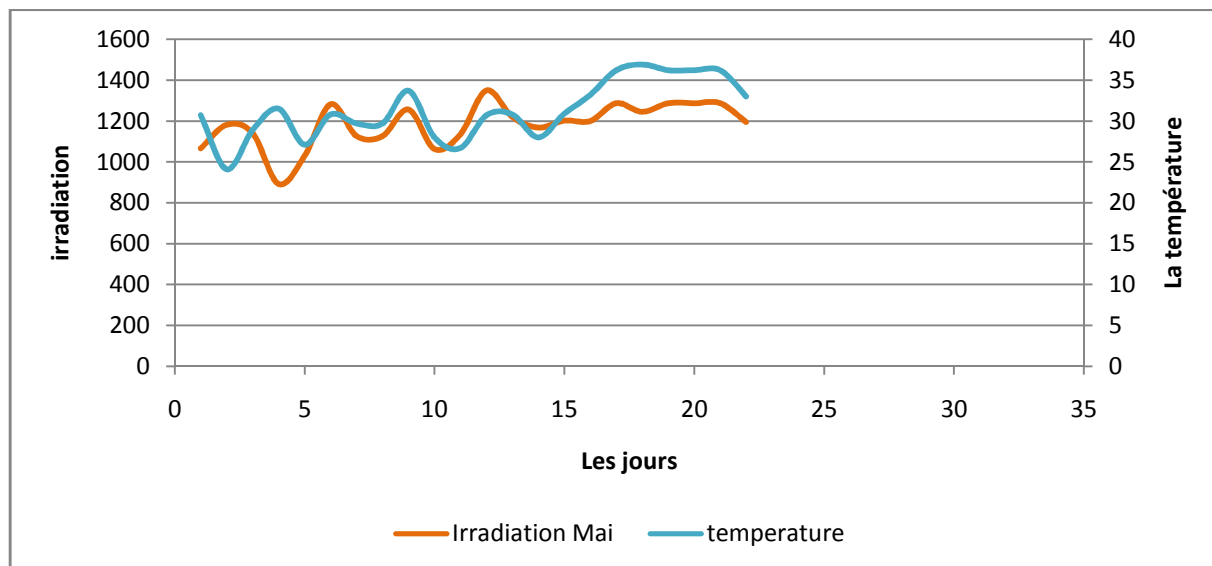


Figure 37: Variations journalière d'irradiation selon la température ambiante /Mai 2016

Tableau 4: Variation Mensuel moyenne d'irradiation selon la température ambiante

Mois	T.amb	R (w/m2)
Février	14.3	1611.1
Mars	24.3	1700.2
Avril	22.9	1091.7
Mai	36.9	1181.2

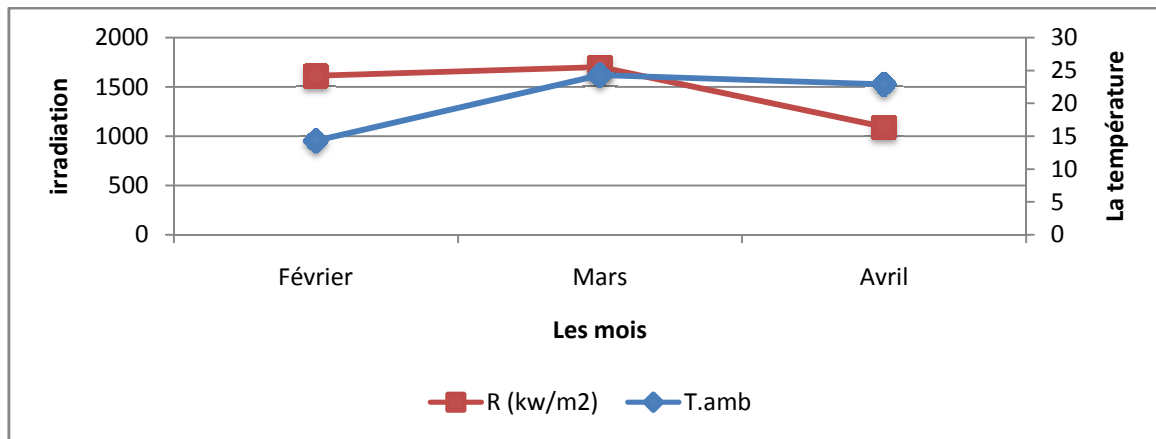


Figure 38: Graphique Variation Mensuel d'irradiation selon la température ambiante

IV.4. Synthèse des données d'entrée

IV.4.1. Principe de fonctionnement

Une centrale photovoltaïque au sol fonctionne comme une installation sur toiture :

- ✓ Captage de l'énergie solaire (photon) par un module photovoltaïque installée suivant une orientation adaptée,
- ✓ Production d'électricité (électron) en continu au niveau des modules,
- ✓ Transformation du courant continu en courant alternatif au niveau des onduleurs,
- ✓ Elévation de la tension en 30 kilovolts pour une injection au réseau électrique, au niveau du poste de transformation



Figure 39: Panneaux solaire au sol cas de la centrale PV de Timimoun

Partie DC de l'installation

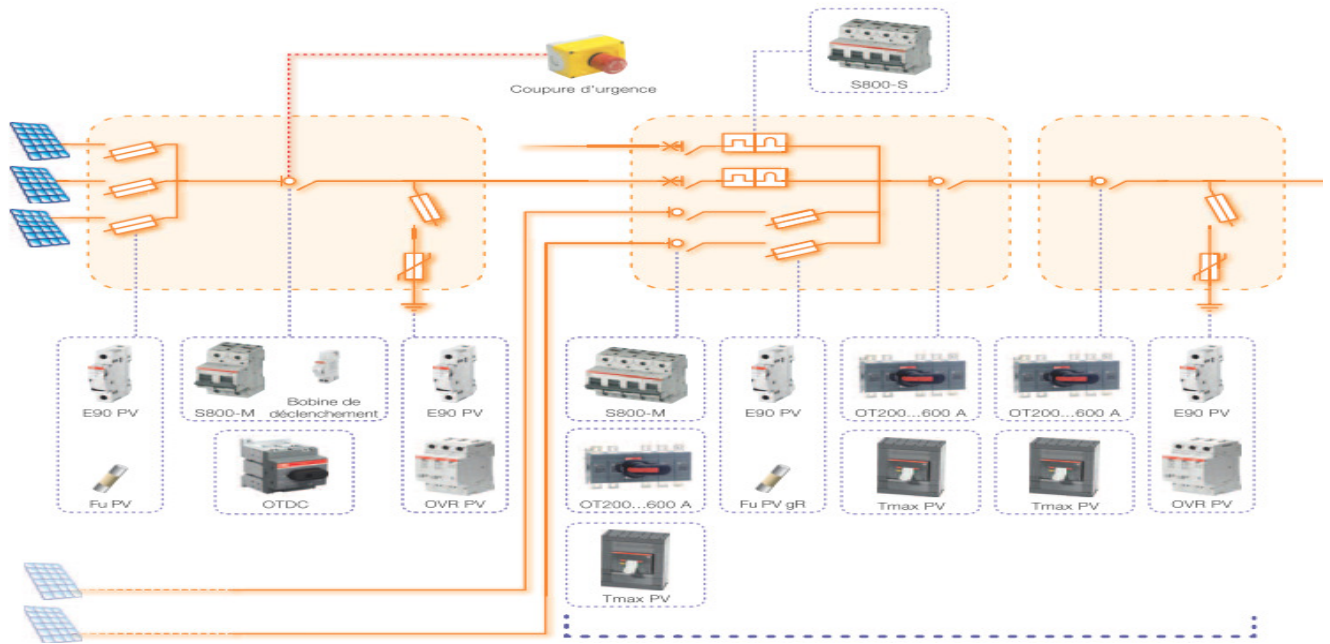


Figure 40: Schéma type d'une centrale au sol où les puissances installées sont supérieures à 250 kWc (coté DC) [24]

Partie AC de l'installation

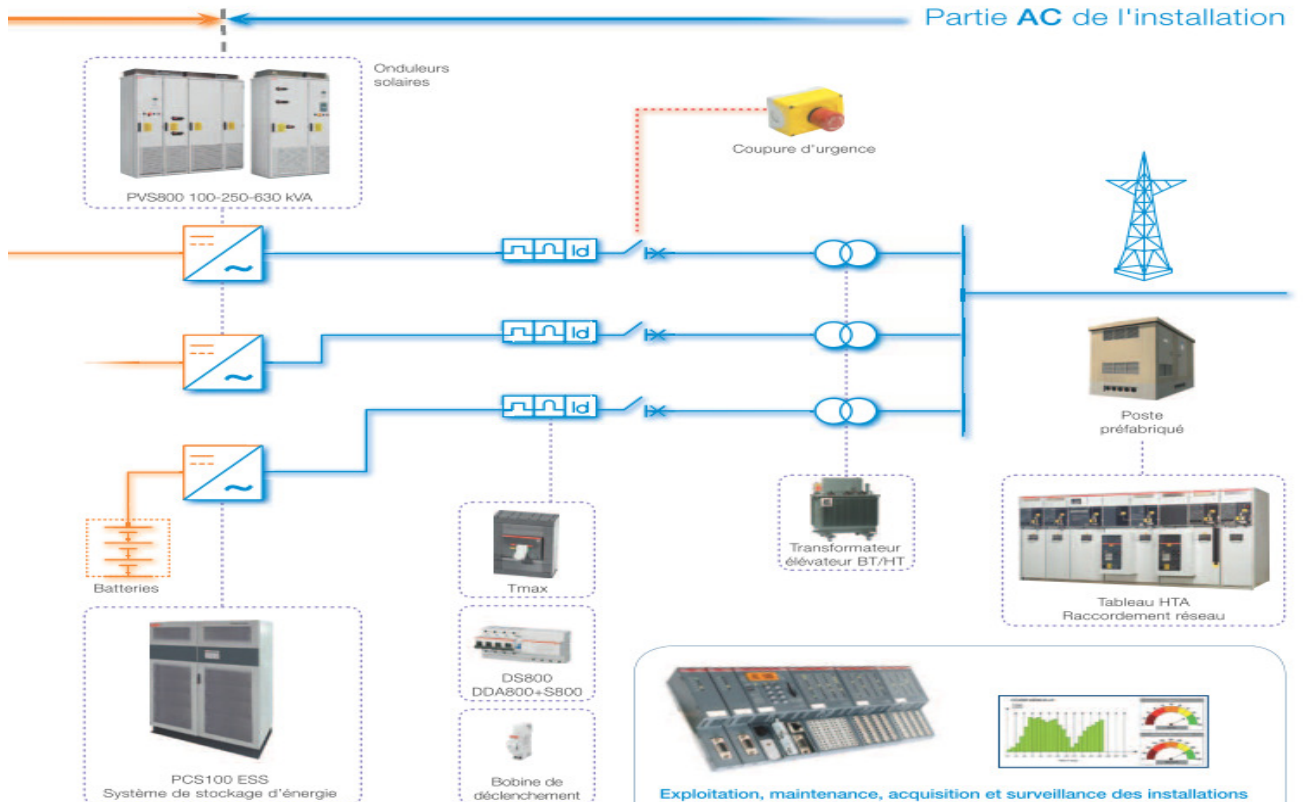


Figure 41: Schéma type d'une centrale au sol où les puissances installées sont supérieures à 250 kWc (coté AC) [24]

.IV.4.2. Description du projet

La centrale photovoltaïque de Timimoun a une puissance de 9 MWc et est raccordée au Réseau de Distribution à l'étage 30 kV du poste HT injecteur 220/30kv Timimoun, mise en service en date du 11/02/2016

La centrale PV est composée de neuf (9) sous-champs photovoltaïques standardisés de 1 MWc comportant chacun un poste de conversion composé de deux onduleurs de 500KWc, un poste de transformation et un champ de modules solaires totalisant 1 MWc.

Le schéma unifilaire de la centrale Figure 42 montres qu'elle comprend :

- ✓ Un avant-poste d'évacuation constitué des principaux équipements suivants :
 - 1 disjoncteur d'arrivée ;
 - 2 disjoncteurs de départ constituant 1 boucle HT ;
 - 1 protection par interrupteur-fusible du transformateur des auxiliaires.

- ✓ Une boucle (ou circuit anneau) à 30 kV composée de 9 sous-champs.

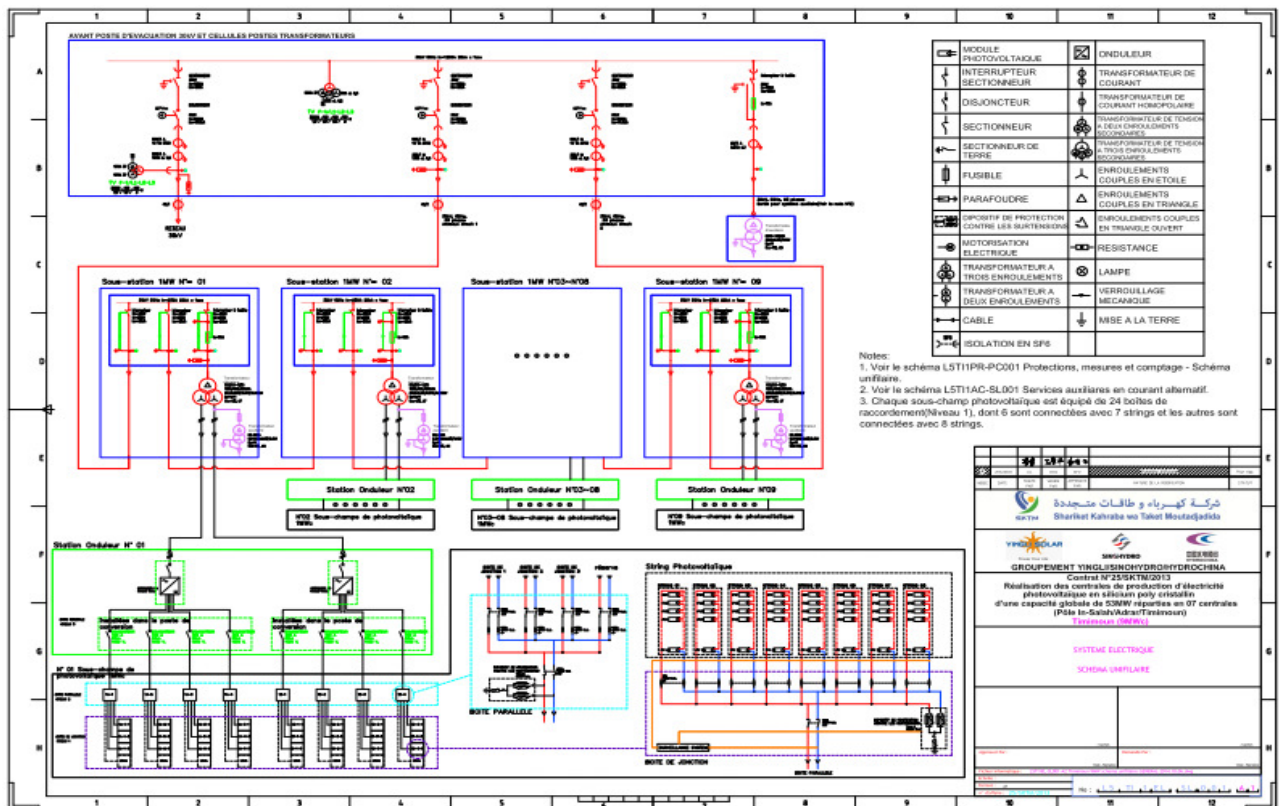


Figure 42: Le schéma unifilaire de la centrale de Timimoun

IV.5. Principes de Fonctionnement

IV.5.1. Schéma de câblage Boîtes de jonction

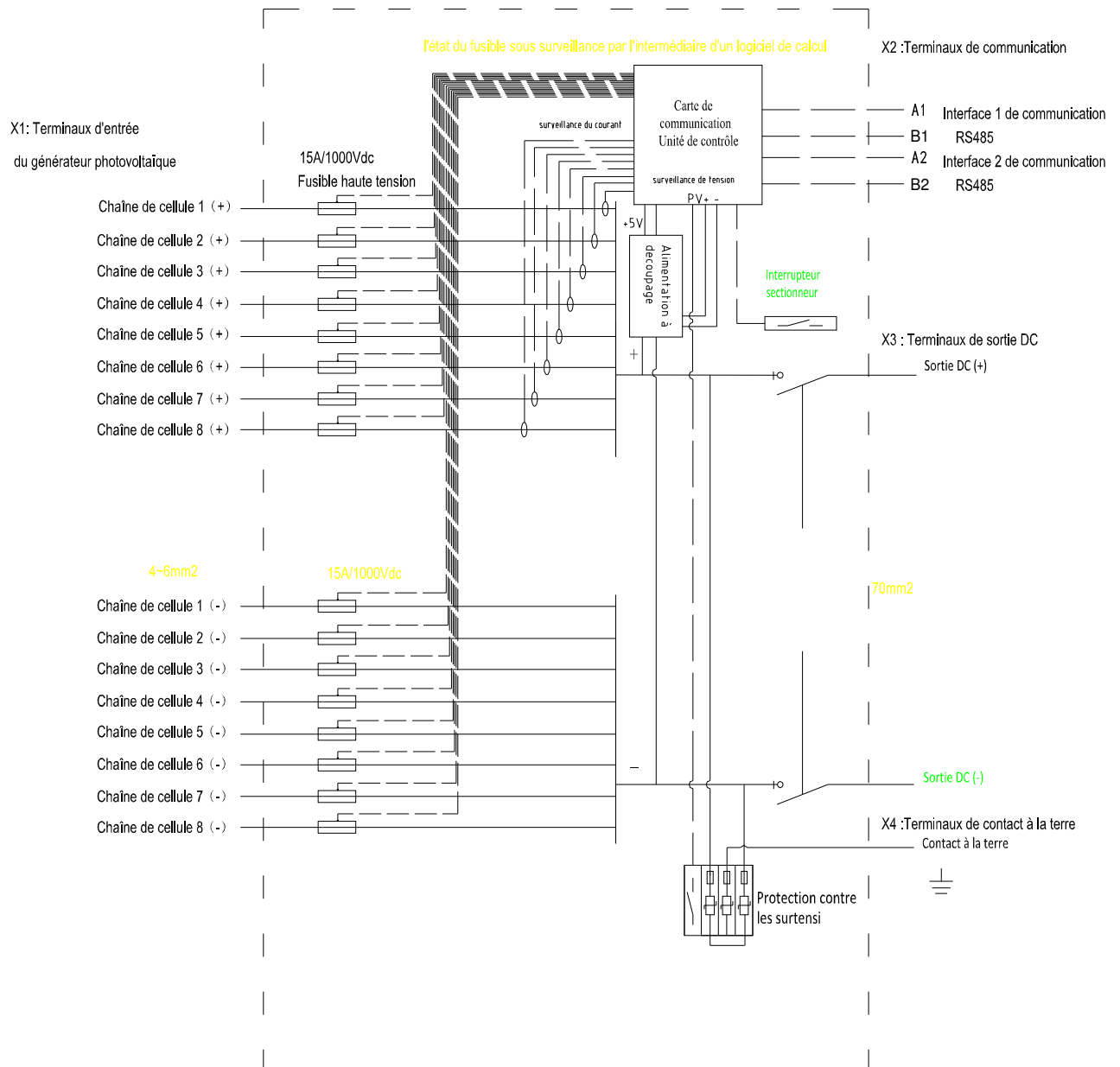


Figure 43: Schéma de câblage Boîtes de jonction

Les boîtes de raccordement doivent avoir aux ~8 entrées (les deux polarités) 4mm² et deux sorties jusqu'à 70mm², une mise à la terre avec section minimale de 16mm² y compris protection fusible sur toutes les entrées (taille 10×38 et du type gR), un interrupteur-sectionneur en sortie, parafoudre classe II, et un monitorisateur de string (« string monitor ») [25]

La Boîtes de jonction utilisée pour ce projet: PVS-8M



Figure 44: Boîtes de jonction [25]

IV.5.2. Schéma de câblage Boîtes de parallèle

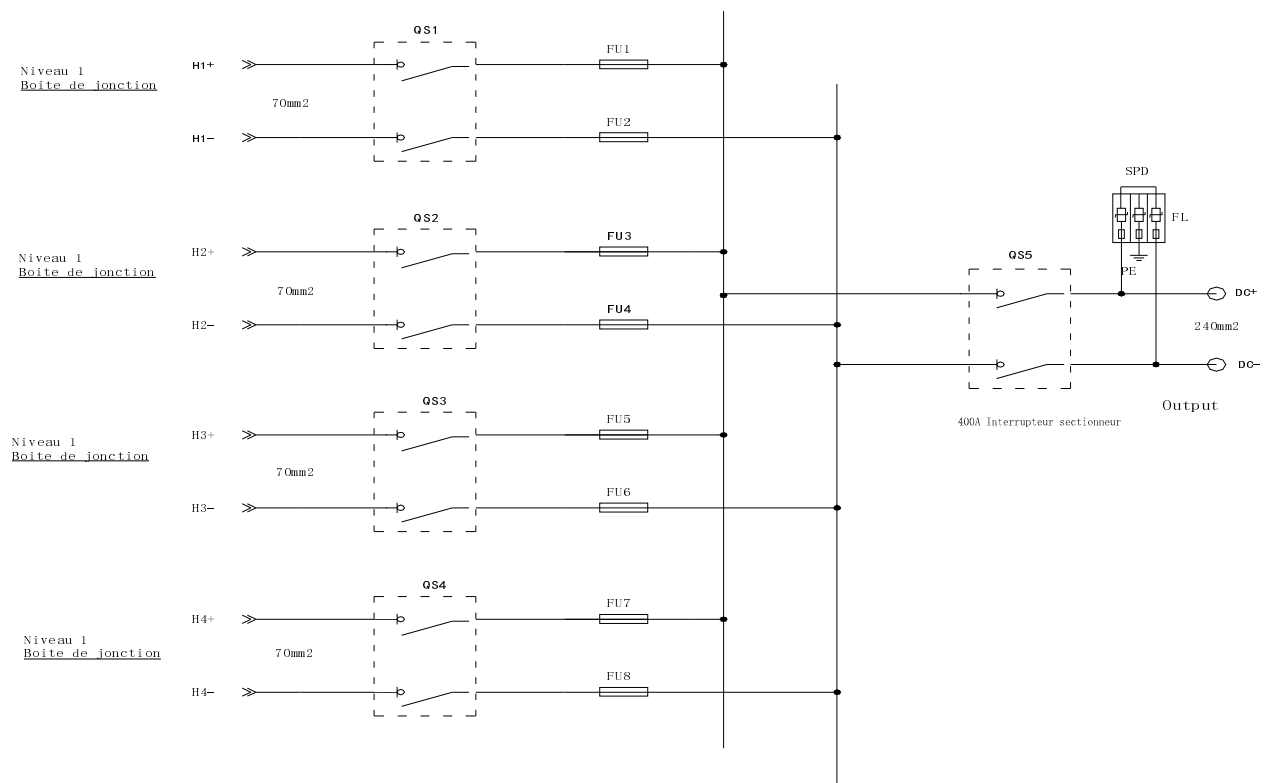


Figure 45: Schéma de câblage Boîtes de parallèle [25]

Les boîtes de parallèle devront contenir ce qui suit:

Quatre entrées à 70mm² (les deux polarités) et une sortie (les deux polarités) jusqu'à 240mm². Les entrées sont constituées d'interrupteur à fusibles et la sortie d'interrupteur-sectionneur, selon schéma unifilaire. [25]

La boîte de parallèle utilisée pour ce projet: PMD-125K



Figure 46: Boîtes de parallèle [25]

IV.5.3. Schéma de câblage Boîtes générale

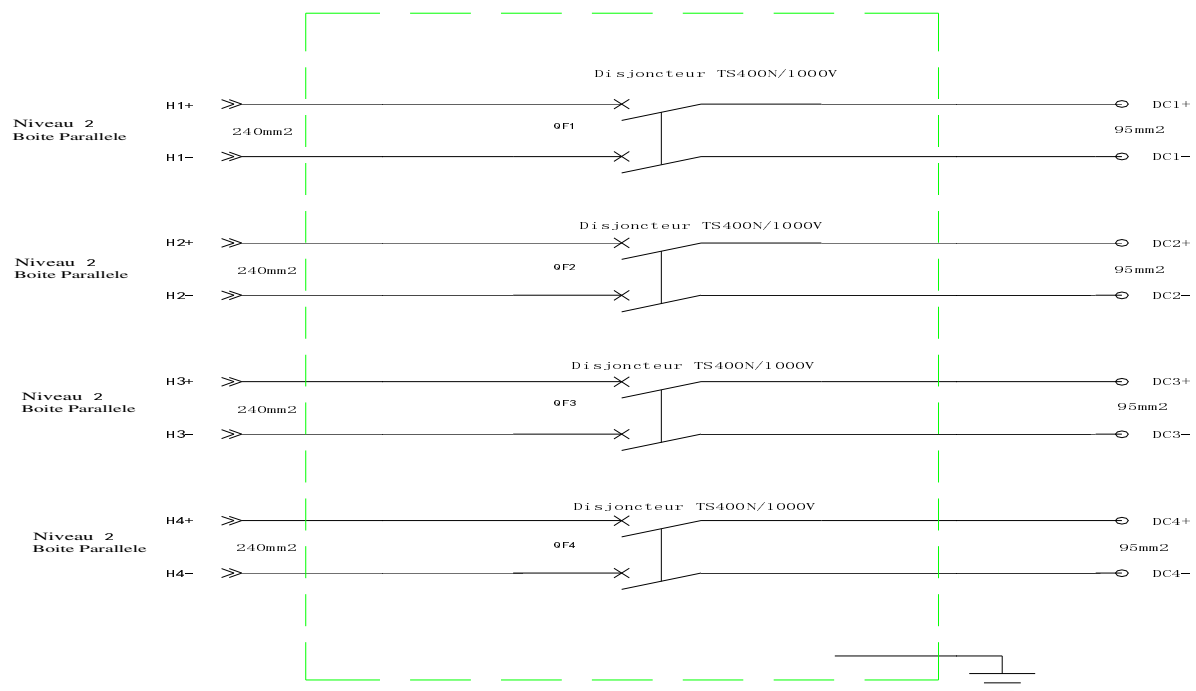


Figure 47: Schéma de câblage Boîtes générale [25]

Ces boîtes devront avoir quatre entrées (les deux polarités) et quatre sorties (les deux polarités) jusqu'à 240 mm². Elles seront constituées d'un interrupteur –sectionneur. [25]



Figure 48: Boîtes générale [25]

IV.6. Réseau de Distribution Public

IV.6.1. Caractéristiques techniques

Les principales caractéristiques du Réseau de Distribution Public sont les suivantes :

- ✓ Tension nominale : 30 kV \pm 12 % ;
- ✓ Fréquence nominale : 50 Hz.

Les courants de court-circuit du réseau 30 kV n'étant pas connus, le schéma de modélisation inclut le poste HT de Timimoun équipé d'un transformateur 220/30kV de 40 MVA auquel le site PV sera raccordé par une ligne MTA en 93.3mm² de 10 km. Les calculs sont faits avec les hypothèses suivantes :

- ✓ Puissance de court-circuit du réseau 220 kV : $S_{cc} = 2000$ MVA ;
- ✓ Transformateur 220/30 kV : $S_n = 40$ MVA, $U_{cc} = 17$ % ;
- ✓ Couplage : YnYn11

- ✓ Ligne e 30 kV : 93.3mm² Alu

IV.6.2. Câbles 30 kV

Les principales caractéristiques de ces câbles sont les suivantes :

- ✓ Type : XLPE/AL/PO-18/30kV ;
- ✓ Section : 1×185 mm² ;
- ✓ Longueur totale : 5 250 m.

IV.6.3. Système de transformation de l'électricité

Le système se compose :

- ✓ Des onduleurs,
- ✓ Du transformateur.

Les onduleurs transforment le courant continu en courant alternatif.

Le choix des onduleurs a un impact technico-économique important sur le projet. Pour tout parc photovoltaïque, le choix final du fournisseur des onduleurs est réalisé tardivement lors de la phase de financement.

Plusieurs caractéristiques doivent être considérées lors du choix de la technologie. Sont prises en compte la puissance installée, les contraintes du site (topologie, nature du terrain, portance du sol, insertion paysagère), les contraintes d'exploitation et de maintenance ainsi que les contraintes d'approvisionnement.

L'onduleur contribue à la fiabilité de la gestion du réseau. L'onduleur comprend un dispositif de détection de panne de chaîne, un disjoncteur électronique de chaîne.

IV.6.3.1. Onduleurs

Lors que la tension de sortie de l'onduleur est augmentée à répondre aux exigences du degré de grille par le transformateur élévateur externe, vous pouvez connecter l'onduleur avec la grille. Veuillez vous référer aux Exigences de raccordement du transformateur de moyenne tension sur les exigences techniques spécifiques du transformateur [26]

Chaque poste de conversion comprend deux (2) onduleurs ayant les caractéristiques suivantes:

- ✓ Marque : Sungrow ;
- ✓ Type : SG 500MX ;
- ✓ Puissance apparente nominale : 550 kVA ;
- ✓ Puissance active nominale : 500 kW ;
- ✓ Tension AC nominale : 315 V ;
- ✓ THD-I : < 3 % ;
- ✓ Plage de tension AC : 250–362 V ;
- ✓ Plage de fréquence : 47–52 Hz ;
- ✓ Facteur de puissance : 0.9 arrière – 0.9 avant ;
- ✓ Rendement : 98.5 % selon normes européennes.

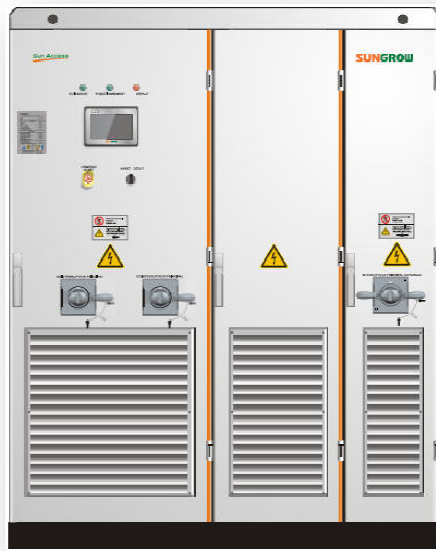


Figure 49: SG500MX onduleur [26]

SG500MX est un onduleur triphasé raccordé au réseau de 500 kW du type sans transformateur d'isolement raccordé au réseau utilise le puce contrôle DSP dédiée par la société TI américaine, le circuit principal adopte l' assemblage de modules IGBT importé,

l'application du principe de transformation de pont triphasé, la tension de sortie DC de la centrale solaire photovoltaïque est converti à haute fréquence triphasé chopper tension, par le filtrage du filtre LCL est devient un courant alternatif sinusoïdal, accès dans le réseau AC pour réussir la production d'électricité raccordé au réseau [26]

IV.6.3.1.1. Le circuit principal

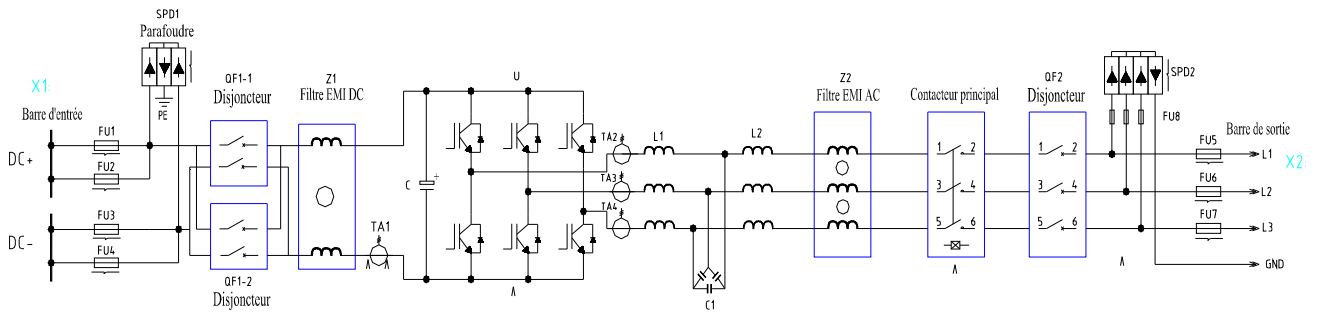


Figure 50: Le circuit principal topologie de SG500MX [26]

Parce que le courant du côté du courant continu de l'onduleur est grand, (courant maximal:1120A), nous devons choisir le plan de la confluence en parallèle via deux disjoncteurs; IGBT applique infineon FF1400R12IP4; le signal d'entraînement sera transmis par les fibres optiques, en raison de la longue distance de la transmission, il possède la caractéristique antiparasite très fortement. [26]

IV.6.3.1.2. Principe du circuit électrique secondaire

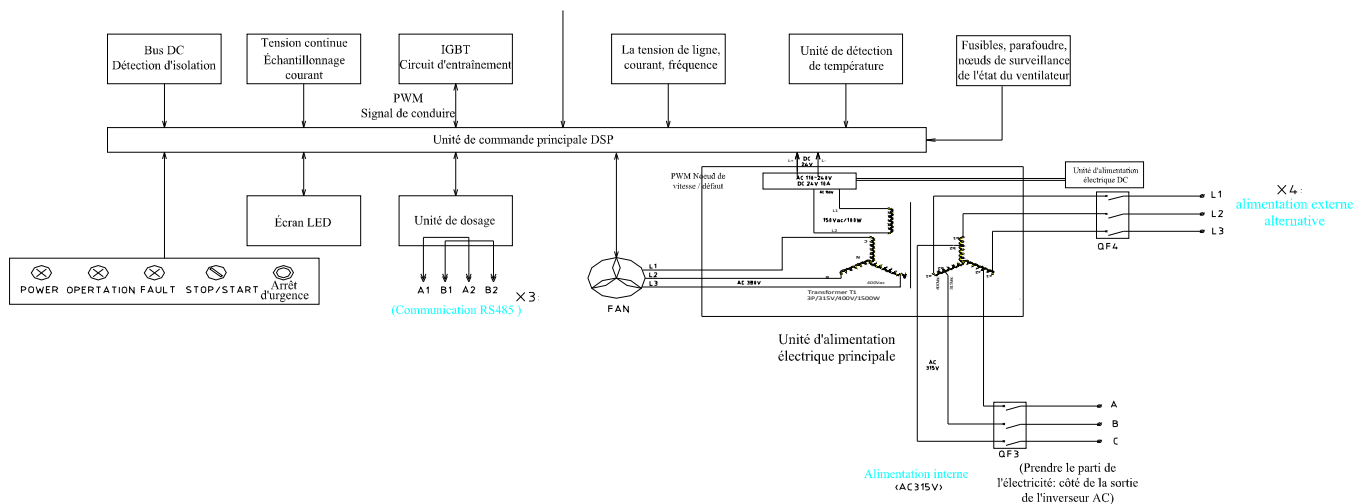


Figure 51: Schéma de principe du circuit électrique secondaire [26]

IV.6.3.1.3. Suivi MPPT

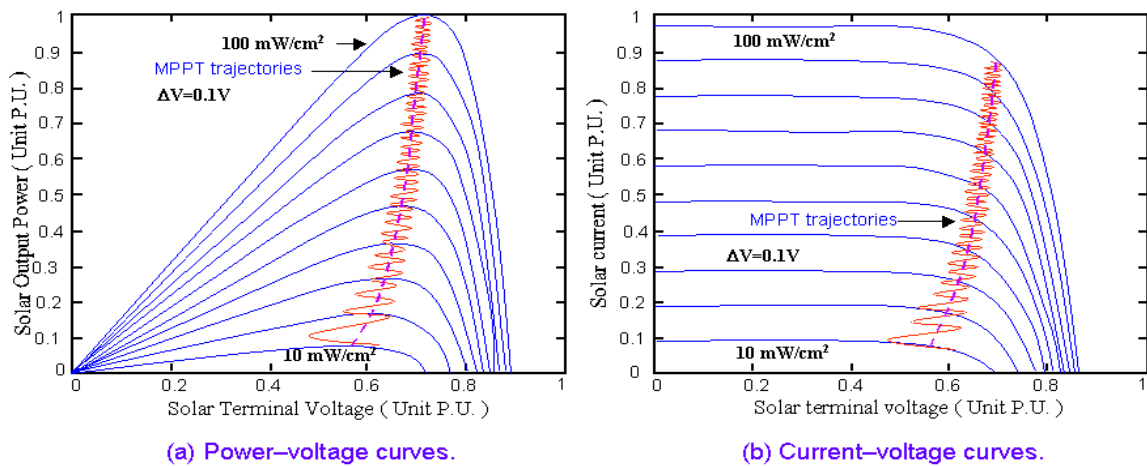


Figure 52: Max. puissance point poursuite

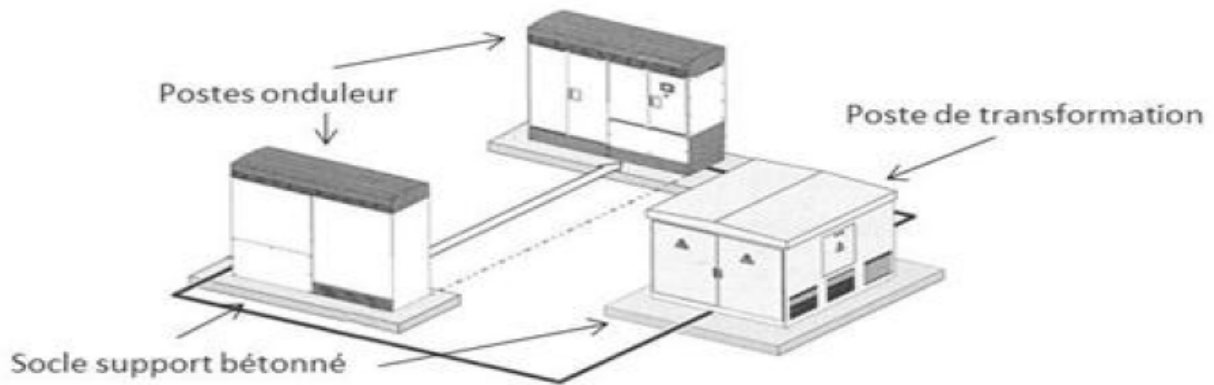
Le but de l'onduleur est de s'efforcer de sortir la puissance maximale, MPPT est l'outil qui atteint ce but.

La boucle de la tension du courant continu de l'onduleur obtient par la recherche de MPPT la tension donnée du courant continu, le régulateur obtient par la boucle extérieure PI le courant donnée de la boucle intérieure et réalise par la régulation de la boucle intérieure la stabilisation de la boucle extérieure de la tension du courant continu. Donc, la tension du courant continu de l'onduleur fonctionne au point de la puissance maximale. [26]

VI.6.3.2. Transformateurs

Le transformateur et ses cellules de protection HTA élève la tension en 30 kV selon les préconisations locales du gestionnaire du réseau de distribution.

Ils assurent également une fonction de contrôle de l'énergie produite. Outre leurs appareils de mesure du courant et de la tension (transformateurs de tension, transformateurs de courant et transformateur de puissance), ils sont dotés d'équipements de découplage (disjoncteurs) et de protection contre les surtensions causées par la foudre (parafoudres). Neuf postes de transformation seront mis en place sur le site.



En cas de tronçon hors service, un dispositif de commande (sectionneurs et des jeux de barre), permet de basculer d'une ligne à une autre de manière presque instantanée.

Les postes de transformation sont de dimension réduite (ex : 2,5* 3.28 mètres au sol et 2 mètres de haut) avec fondation béton intégrée et sont posés sur fondation (fond de fouille en sable ou gravier sur 10 cm d'épaisseur ou dalle béton). Le socle support doit répondre à une contrainte admissible au sol supérieure à 0,2 MPa (2kg/cm²) et un tassement différentiel inférieur à 1 cm sur la longueur de la fondation.

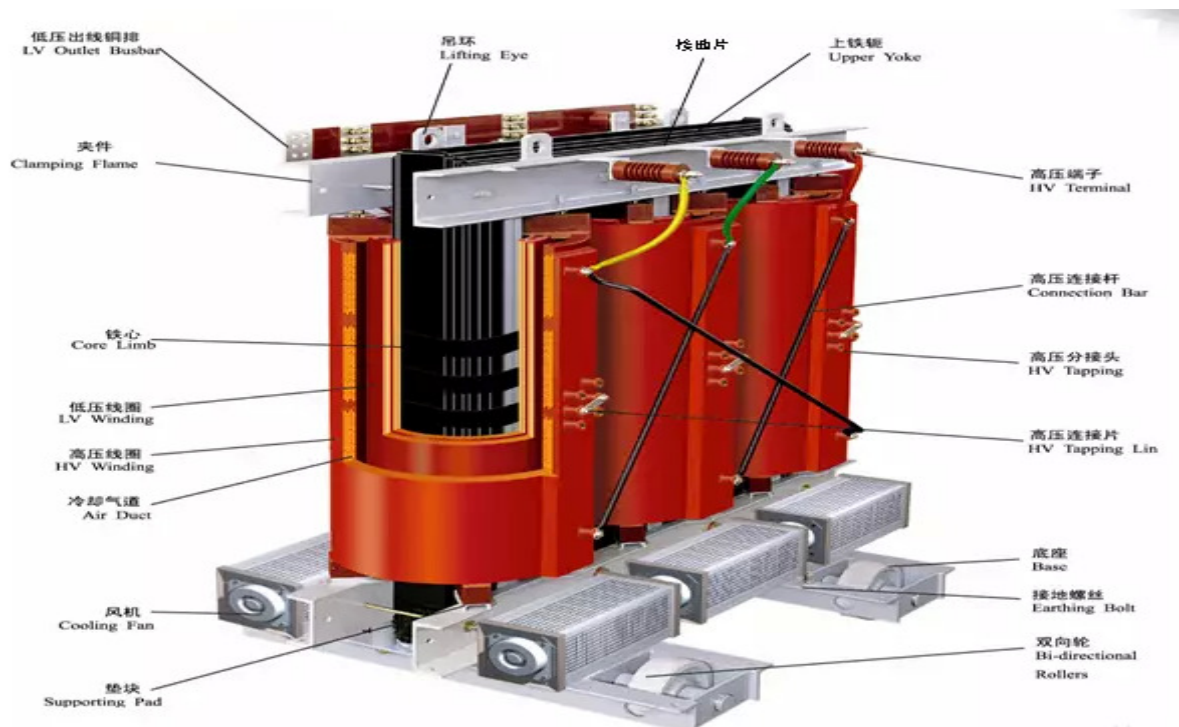


Figure 53: transformateur à sec

Les transformateurs secs ABB sont recommandés pour des installations nécessitant des normes de sécurité contraignantes (hôpitaux, industrie lourde, IGH).

Par ailleurs, ces transformateurs permettent de réduire au minimum les risques d'incendie et de contamination accidentels de l'environnement. Ils peuvent être utilisés dans des zones soumises à des conditions climatiques extrêmes. [24]

Chaque sous-champ de 1 MWc comprend un transformateur ayant comme principales caractéristiques :

- ✓ Nombre d'enroulements : 3 ;
- ✓ Puissance nominale : **1250** / 630 / 630 kVA ;
- ✓ Rapport de transformation : $30 \pm 2 \times 2.5 \%$ / 0.315 / 0.315 kV ;
- ✓ Tension de court-circuit : 6 % ;
- ✓ Couplage : Dy11y11.

Accessoires standards :

- Bornes de terre
- Relais de contrôle température type T119 DIN
- Sondes de température PTC 130/150°C
- Plaque signalétique standard ABB (français)
- Galets bi-directionnels
- Régleur hors charge à 5 positions côté HT (+ ou - 2 x 2.5%)
- ❖ Transformateur de puissance: C'est le transformateur à sec de haute performance à résine époxy SCLB10-1250/30/0.315/0.315. Groupe de connexion est DY11-Y11 dont haute tension est de raccordement triangle, basse tension et de raccordement Y à deux enroulement.
- ❖ Cellule boucle: Cellule boucle ABB série SafeRing-36KV à SF6, isolant. Combinaison CCF. « C » est disjoncteur de charge, « F » est sectionneur-fusible.

- ❖ Cellule de contrôle BT: pour bien coopérer avec tous les autres composants de TP, il a équipé une cellule BT. Il compose un petit transformateur de source d'alimentation accessoire, thermostat de transfo, contrôleur de température et d'humidité de conteneur, transmetteur de signaux. Il fournit pour TP source d'opération électrique ~220V et porte fonction d'acquisition des données.
- ❖ Enveloppe: en shelter, équipé aux quatre côtés ventilateur de radiation de chaleurs IP54, se démarre et arrête selon la température. [27]

IV.6.3.2.1. Schéma primaire de transfo en shelter

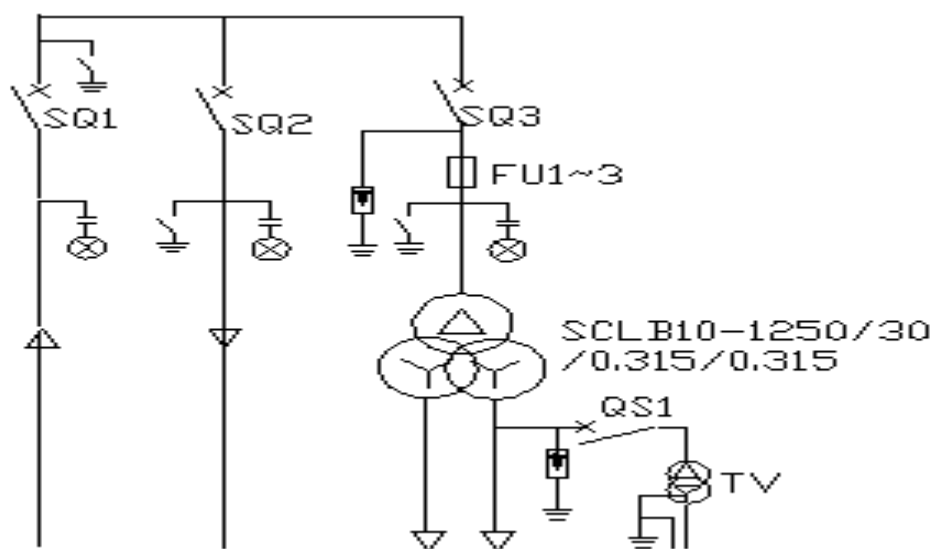


Figure 54: Schéma primaire de transfo en shelter

Les points à examiner avant la mise en service du transformateur en shelter [27]

1. Avant la mise en service du transformateur, il faut modifier la pièce de réglage de tension jusqu'à la position convenable. Pour le transformateur de régulateur de tension à vide, si la tension de sortie est haute, sous la condition que l'électricité HT est coupée, la pièce de pièce de réglage de tension est modifiée vers le haut (vers la position 1), si la tension de sortie est basse, sous la condition que l'électricité HT est coupée, la pièce est connecté vers le bas (vers la position 5).
2. Le transformateur doit être mis en service en marche à vide, la valeur crête de courant d'appel de connexion peut être environ 10 fois plus haute que le courant nominal. La

valeur de consigne de la protection d'action rapide du courant doit être supérieure à la valeur crête de courant d'appel.

3. Avant la mise en service, il faut nettoyer et examiner le transformateur.
4. Après la mise en service du transformateur, le charge doit être mis depuis la légèreté jusqu'à la lourdeur, et vérifier s'il y a le bruit anormal, éviter de le mettre en service aveuglément en charge lourd par une fois. La température à vide du transformateur à isolation sec varie par la capacité, la température monte avec l'augmentation de la capacité, la limite de température est entre 35°C et 70°C. Le transformateur à isolation sec peut fonctionner moins de 140°C, parce que le niveau de température d'isolation au niveau F est de 155°C.
5. En général, après avoir retiré hors service, le transformateur peut remettre en service de nouveau n'ayant pas besoin de prendre des mesures supplémentaires. Cependant, sous l'humidité élevée, si le phénomène de condensation se produit dans le transformateur, il faut faire le traitement de séchage avant la remise en service.

IV.6.4. Structure de TP en shelter

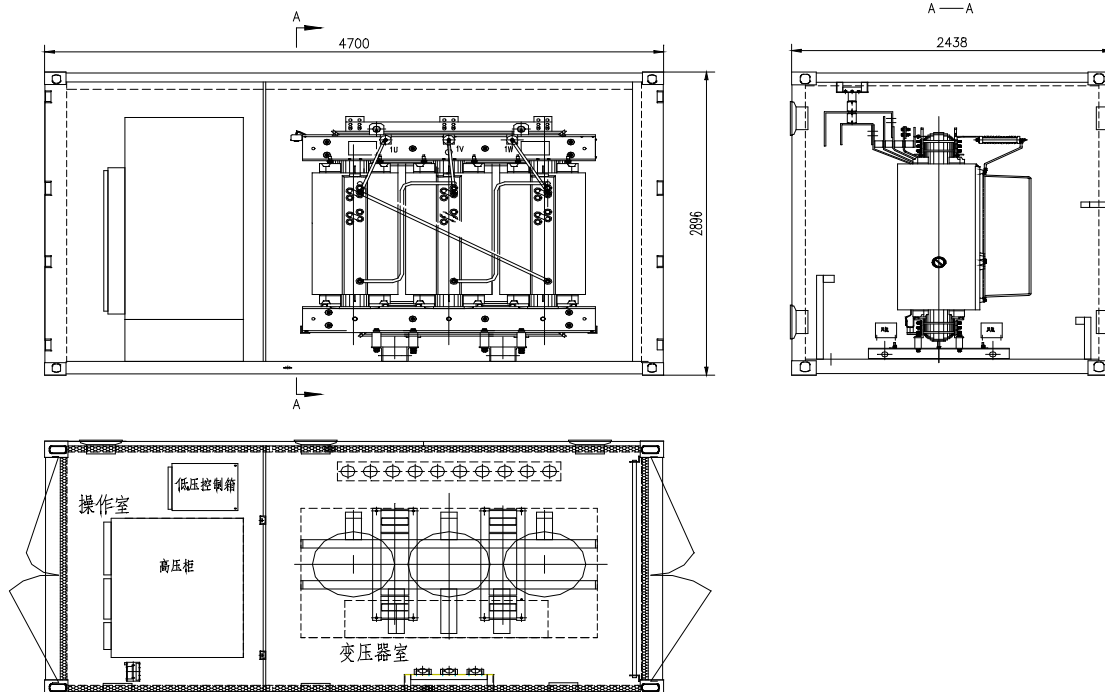


Figure 55: Structure de TP en shelter

Le système de transformation de l'électricité sera enfermé dans un local de transformation.

Tout le matériel HTA sera prévu pour une tension d'isolement de 36 kV. L'ensemble des cellules sera équipé d'un repérage. Le poste de livraison sera compartimenté de façon à séparer la partie haute tension de la partie basse tension abritant également l'installation courant faible. Chaque compartiment peut être équipé d'une ventilation selon les besoins de brassage d'air.

IV.6.4.1. schéma de poste de livraison :

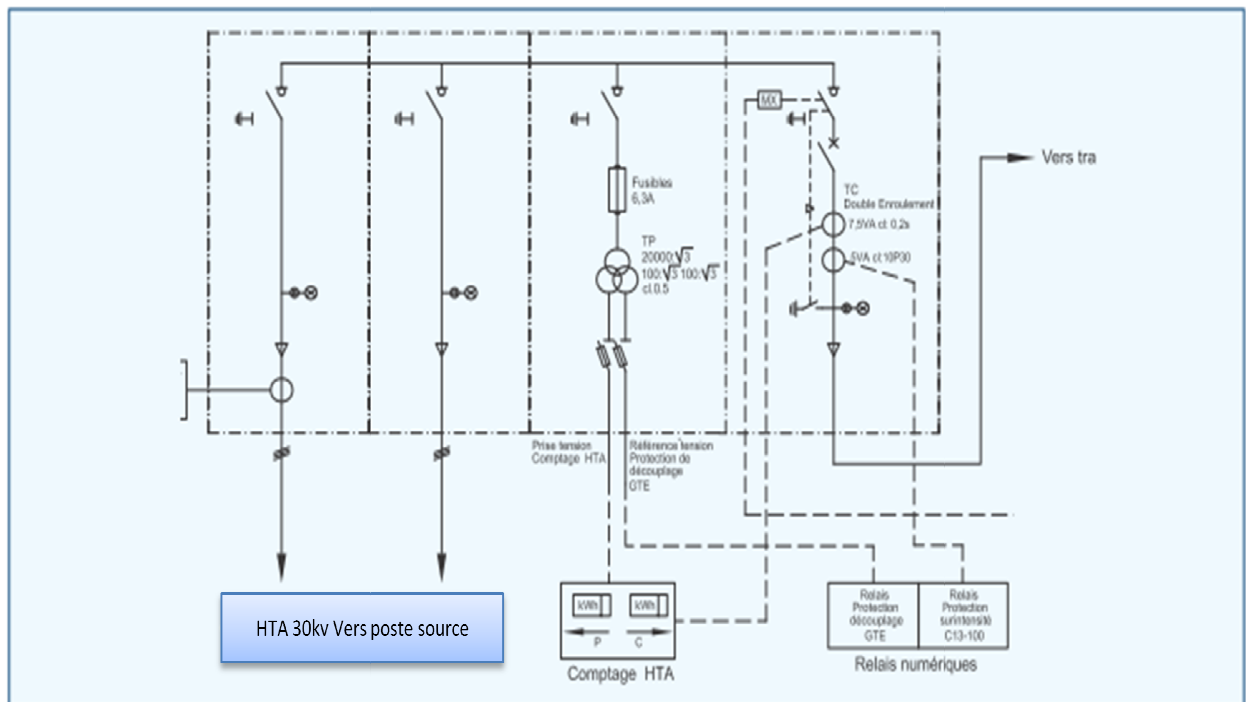


Figure 56: schéma de poste de livraison

IV.6.4.2. Jeu de barres isolé dans le SF6 Version C 13-100 - HN64 S 42/52, version C 13-200 - IEC

SAFERING et SAFEPLUS constituent une gamme de tableaux monoblocs/extensibles isolés dans le SF6 . Installés depuis 1995 sur le réseau HTA EDF, et avec plus de 300 000 unités installées dans le monde, cette gamme de tableaux jouit d'une forte expérience. [24]

Il existe deux familles de tableaux compacts ABB :

- ✓ Les tableaux monoblocs SafeRing (configurations définies)

- ✓ Les tableaux monoblocs extensibles SafePlus (configurations suivant besoins client).



Figure 57: Cellule d'interconnexion onduleurs Transformateur [24]

IV.6.5. Structure porteuse :

Dans le cas d'une ferme photovoltaïque au sol, les modules reposent sur des structures support en acier galvanisé. Les structures porteuses sont ancrées soit directement dans le sol soit elles reposent sur des fondations légères (plots béton, longrines). Le choix de la technologie utilisée pour les structures support dépend des caractéristiques géotechniques du sol. (reposent sur des fondations légères)



Figure 58: Structures porteurs sur pieux du central de Timimoun

Les installations sont dimensionnées et organisées sur les terrains de manière à valoriser le gisement solaire par la production d'électricité d'origine photovoltaïque tout en garantissant une intégration environnementale et paysagère.

Répondant directement à un besoin technique, l'implantation des 60 766.20 m² de modules et de leurs structures supports est la suivante :

- ✓ Alignement des rangées : est - ouest
- ✓ Orientation des modules photovoltaïque : sud

Les caractéristiques des structures supports définissant l'organisation globale de la centrale sont les suivantes :

- ✓ Une hauteur de 2,1 mètres
- ✓ Un espace inter-rangée de 3,2 mètres

IV.7. Modélisation

IV.7.1. Modélisation d'une cellule photovoltaïque :

IV.7.1.1. Modèle de cellule :

Les solutions analytiques donnent une compréhension intuitive des cellules solaires et de leurs performances. Elles sont limitées dans leurs précisions en raison des nombreuses hypothèses simplificatrices effectuées. Il est plus direct de résoudre les équations sans la nécessité de faire autant d'hypothèses simplificatrices avec des codes de calcul utilisant la méthode des différences ou éléments finis pour résoudre les équations concernant des matériaux semi-conducteurs constitutifs des cellules solaires. La simulation numérique permet une analyse de la configuration et des conditions de fonctionnement pour laquelle des expressions analytiques simples ne sont pas adaptées.

Une cellule photovoltaïque a un comportement équivalent à une source de courant shuntée par une diode (figure 59). Le modèle est complété par une résistance série R_s due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière et une résistance parallèle ou shunt R_p qui provient des contacts métalliques et des résistances de fuite sur la périphérie de la cellule

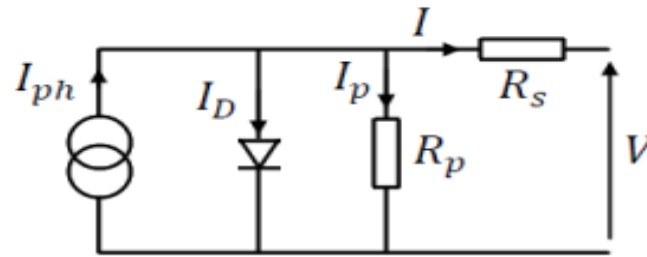


Figure 59: Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \quad (\text{IV . 9})$$

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{V+I \cdot R}{nV_r}\right) - 1 \right] \quad (\text{IV . 10})$$

$$I_p = \left[\left(\frac{V+I \cdot R_s}{R_p} \right) \right] \quad (\text{IV . 11})$$

$$I_0 = I_{sc} / \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{nV_r}\right) - 1 \right] \quad (\text{IV . 12})$$

$$I_{sc} = I_{scR} \left(\frac{G}{1000} \right) \quad (\text{IV . 13})$$

$$V_r = \frac{KT}{q} \quad (\text{IV . 14})$$

Où

I : Courant fourni par la cellule

V : Tension aux bornes de la cellule

I_D : Courant de diode

I_{ph} : Photocourant dépendant de l'intensité de l'irradiation

I_p : Le courant dérive par la résistance parallèle

I_0 : Courant de saturation de diode dépendant de la température

I_{sc} : Le courant de court circuit

V_{oc} : La tension de circuit ouvert

V_T : La tension thermique

I_{scR} : courant de court circuit de référence

R_p : Résistance en parallèle représentant l'admittance parallèle de générateur de courant

R_s : Résistance en série modélise les pertes ohmiques du matériau des contacts

G : L'irradiation solaire en w/m^2

q : Charge d'électron $1.602 * 10^{-9}C$

K : constante de Boltzmann $1.381 * 10^{-23} J/K$

n : Facteur de non idéalité de la jonction comprise entre 1 et 5 dans la pratique

T : La température effective de la cellule en kelvin

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+I*R_s}{nV_r}\right) - 1 \right] - \frac{V+I*R_s}{R_s} \quad (IV . 15)$$

La photopile réelle à une résistance série R_s dont l'influence est plus forte lorsque l'appareil fonctionne dans la région de source de tension, et une résistance parallèle R_p ayant une influence plus grande dans la région de fonctionnement en source de courant.

La caractéristique (I-V) de la photopile représentée sur la figure 62 dépend de ses caractéristiques internes (R_s, R_p) et des facteurs externes comme l'irradiation et la température.

Dans les modèles photovoltaïques, on suppose généralement que $I_{ph}=I_{sc}$ parce que dans la photopile réelle, la résistance série est faible et la résistance parallèle est élevée [12]

Donc l'équation (IV . 16) devienne :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+I*R_s}{nV_r}\right) - 1 \right] \quad (IV . 17)$$

Calcul de la résistance série dans le point

$$dI = 0 - I_0 \left(\frac{dV+dI*R_s}{nV_r} \right) \left[\frac{V+I*R_s}{nV_r} \right] \quad (IV . 18)$$

$$R_s = -\frac{dV}{dI} - \frac{nV_r}{I_0 \exp\left(\frac{V+I*R_s}{nV_r}\right)} \quad (IV . 19)$$

Enfin, pour résoudre l'équation de caractéristique non linéaire, on utilise la méthode de Newton décrite par :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (\text{IV . 20})$$

Où :

$f'(x_n)$: Le dérive de la fonction $f(x_n)$

x_n : La présente itération

x_{n+1} :L'itération

Ainsi, on se pose que $I_{ph}=I_{sc}$, l'équation (I.7) devient sous forme suivante :

$$f(I) = I_{sc} - I - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+I*R_s}{nV_r}\right) - 1 \right] = 0 \quad (\text{IV . 21})$$

En remplaçant dans l'équation (IV.18), on calcule le courant (I) par les itérations [28]:

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{sc}-I-I_0 \left[\exp\left(\frac{V+I*R_s}{nV_r}\right) - 1 \right]}{-1-I_0 \left(\frac{R_s}{nV_r}\right) \left[\exp\left(\frac{V+I*R_s}{nV_r}\right) \right]} \quad (\text{IV . 22})$$

Les équations précédentes ne sont valables que pour un mode de fonctionnement optimal. Pour généraliser notre calcul pour différentes éclairiments et températures, nous utilisons le modèle qui déplace la courbe de référence à de nouveaux emplacements

$$I_{sc}(T) = I_{scR}(T_R) [1 + \alpha(T - T_R)] \quad (\text{IV . 23})$$

$$I_0(T) = I_0(T_R) \left(\frac{T}{T_R}\right)^{\frac{3}{n}} * \left[\exp\left(\frac{-q*E_g}{nK}\right) * \left(\frac{1}{T} * \frac{1}{T_R}\right) \right] = 0 \quad (\text{IV . 24})$$

Où :

α : Le coefficient de variation du courant en fonction de température

T_R :La température de référence 298k (25°C)

E_g : L'énergie de la bande interdite (gap) du semi conducteur (en eV) $E_g \approx 1.12$ eV pour le silicium poly-cristallin a 25°C

Pour réaliser cette modélisation, nous avons utilisé MATLAB comme outil de tests et de simulation. Nous avons choisi le modèle photovoltaïque YL245P-29B ; cette série fournit une puissance photovoltaïque rentable destinée à un usage général par exploitation directe de charges courant continu, ou de charges courant alternatif sur les systèmes munis d'onduleur. Le module est composé de 60 cellules solaires multi cristallines en silicone connectées en série pour produire une puissance maximale de 245 W

Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque à la température 25 et l'irradiation 1000 w/m^2 sont données dans le tableau suivant :

Tableau 5: Les caractéristiques électriques de module photovoltaïque " YL245P-29B "

Puissance maximal P_{\max}	245 W
Tension nominal V_m	29.6 V
Courant nominal I_m	8.28 A
Courant de court-circuit I_{sc}	8.83 A
Tension de circuit ouvert V_{oc}	37.5 V

IV.7.2. Modèle de simulation :

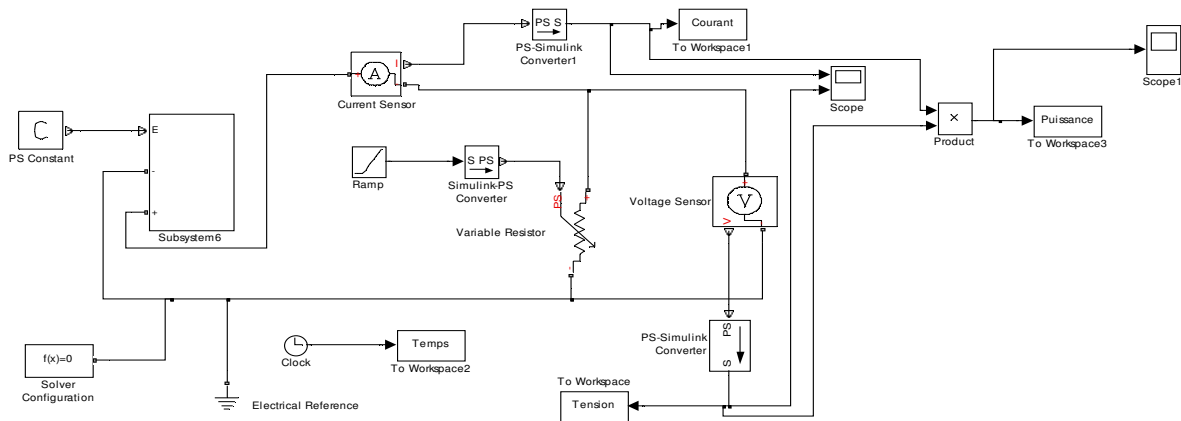


Figure 60: Modèle de simulation d'un générateur PV

IV.8. Influence de l'éclairement et de la température sur la MPP:

Les caractéristiques d'un panneau dépendent de l'éclairement et de la température. Selon la technologie du générateur photovoltaïque, les variations des paramètres seront différentes à apparente

IV.8.1. Influence de l'irradiation :

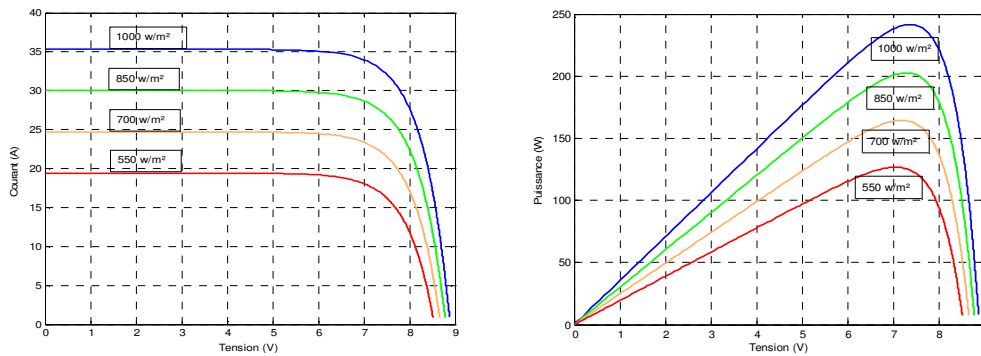


Figure 61: Evolution de la caractéristique (I-V) et (P-V) du module en fonction de l'irradiation

Le courant I_{sc} varie directement avec le rayonnement lumineux (la relation est proportionnelle), la tension restant relativement constante. On remarque dans la figure 62 que le courant optimal est très sensible à l'éclairement. Par contre la tension optimal varie très peu avec l'éclairement.

IV.8.2. Influence de la température :

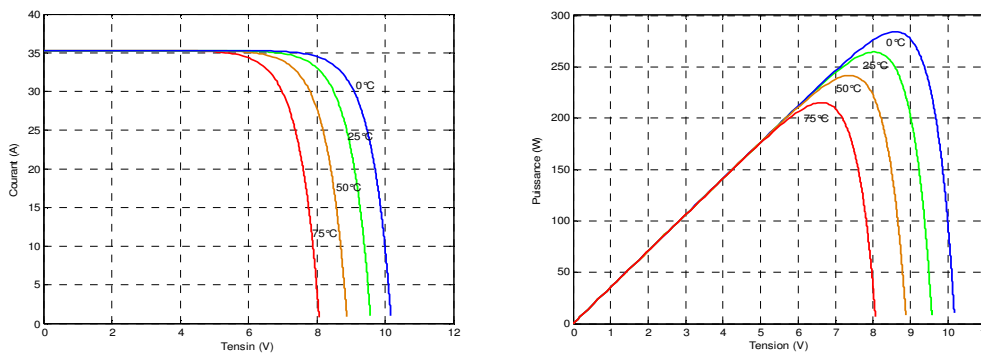


Figure 62: Evolution de la caractéristique (I-V) (P-V) du module en fonction de la température

Quand la température diminue, la tension à vide augmente, mais le courant de court-circuit diminue dans des proportions moindres (Figure 62). La diminution du courant de saturation est la principale cause de la chute de courant à basse température.

Aussi, on considère en première approximation que le fonctionnement optimal du générateur PV correspond sensiblement à un fonctionnement à tension optimale constante.

IV.9. Modélisation de générateur photovoltaïque couplé au réseau électrique

La modélisation est réalisée sur le logiciel **PowerFactory** édité par DlgSILENT et la (Figure 63) present le schéma de modélisation.

DIgSILENT est pionnier depuis plus de 25 ans dans le développement de logiciels pour la modélisation, l'analyse et la simulation des réseaux électriques. Les avantages démontrés du logiciel PowerFactory sont son intégration fonctionnelle globale, son application possible à la modélisation des réseaux de production, de transport, de distribution et industriels ainsi qu'à l'analyse des interactions de ces réseaux.

Les réseaux électriques, les processus de planification et les processus de fonctionnement deviennent de plus complexes en raison de la libéralisation du marché, de l'expansion des interconnexions et de la production distribuée. Cela augmente les exigences vis-à-vis des outils logiciels en termes de qualité des données, de flexibilité et de facilité d'utilisation.

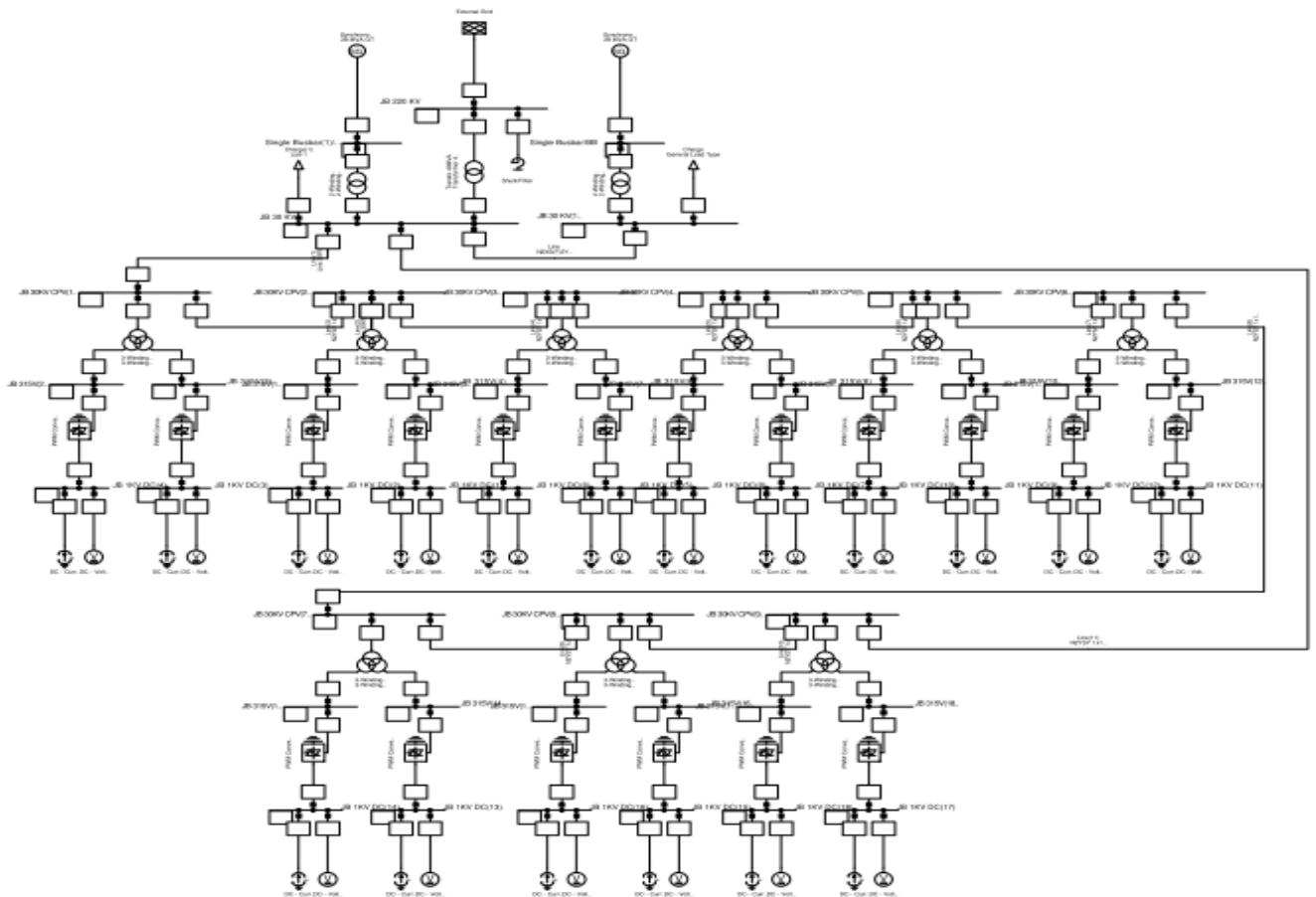


Figure 63: Schéma de modélisation

IV.10. Capacité constructive en réactif

Les calculs de load flow dont les résultats sont présentés en annexes permettent le tracé du polygone en bleu ci-dessous. Les puissances réactives des transformateurs, des onduleurs et des câbles sont prises en compte.

La méthode de calcul est la suivante :

- ✓ La tension au point de livraison est imposée par le réseau public : dans le logiciel cette tension est configurée pour $0.9 U_n$, $0.95 U_n$ jusqu'à $1.1 U_n$;
- ✓ La puissance active des onduleurs est configurée à 500 kW (puissance nominale) ;
- ✓ La puissance réactive de chaque onduleur est adaptée de façon à obtenir le point de fonctionnement recherché au point de livraison 30 kV : $0.3 P_{max}$ ou $-0.3 P_{max}$. A cause de la consommation de puissance réactive des transformateurs éleveurs et de la production de puissance réactive des câbles, le point de fonctionnement P/Q des onduleurs est différent de celui au point de livraison. Il en est de même pour la tension, puisque le calcul de load flow prend en compte l'élévation de tension entre les onduleurs et le point de livraison due à la circulation de l'énergie. Les résultats de calculs ayant permis le tracé de ce polygone.

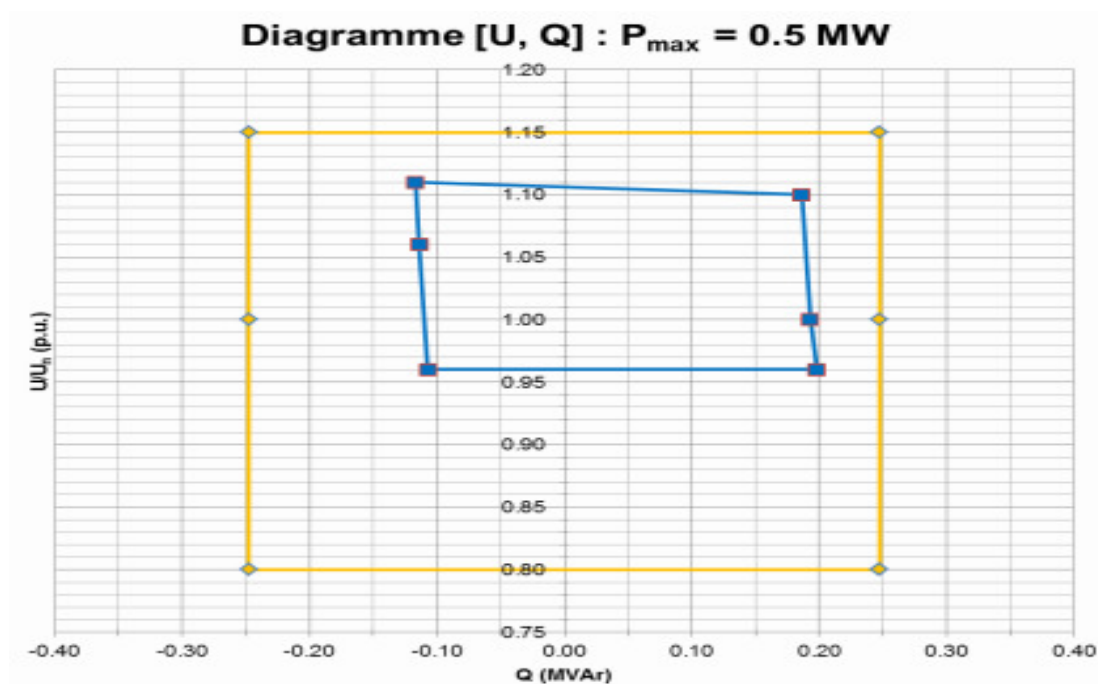


Figure 64: Diagramme U,Q

Le rectangle jaune montre les capacités réelles des onduleurs.

Ces capacités sont très nettement supérieures aux exigences techniques explicitées au sein des paragraphes précédents.

IV.11. Distorsion Harmonique

Les exigences en termes d'harmoniques ne sont pas clairement identifiées dans les Règles techniques de raccordement au Réseau de distribution.

L'analyse est donc faite à partir des règles applicables aux installations de distributeurs raccordées au Réseau de Transport:

« Harmoniques : Les tensions harmoniques générées par les installations du Distributeur ou de l'utilisateur raccordé au Réseau de Transport de l'Electricité sur le Réseau de Transport de l'Electricité doivent être inférieures ou égales à : [29]

- ✓ Par harmonique : U_h/U_n inférieure ou égale à 1.5 % ;
- ✓ Taux de distorsion global : inférieur ou égal à 5 % . »

IV.11.1. Notions de tensions et courants harmoniques Valeur efficace (True RMS)

Par définition, la valeur efficace d'un courant périodique $i(t)$ est : [30]

$$I_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} * \int_0^T i(t)^2} \quad (I . 25)$$

On montre que

$$I_{eff} = \sqrt{I_0^2 + I_1^2 + \sum_{n \geq 2} I_n^2} \quad (I . 26)$$

De même

$$V_{eff} = \sqrt{V_0^2 + V_1^2 + \sum_{n \geq 2} V_n^2} \quad (I . 27)$$

IV.11.1.2. Valeur efficace des harmoniques

Il s'agit de la valeur efficace de l'ensemble des harmoniques [30]

On montre que

$$I_H = \sqrt{\sum_{n \geq 2} I_n^2} \quad (\text{I. 28})$$

et

$$V_H = \sqrt{\sum_{n \geq 2} V_n^2} \quad (\text{I. 29})$$

IV.11.1.3. Taux de distorsion harmonique, THD

Les courants harmoniques circulant à travers les impédances du système électrique provoquent des baisses de tension harmonique, observées sous forme de distorsion harmonique en tension. [30]

L'une des solutions destinées à déceler la présence d'harmoniques est le calcul du THD, taux de distorsion harmonique. [30]

Définition du taux de distorsion harmonique:

$$\text{THD} = \frac{\text{valeur efficace des harmoniques}}{\text{valeur efficace du fondamental}} \quad (\text{I. 30})$$

Ce qui nous donne

$$\text{THD}_V = \frac{\sqrt{\sum_{n \geq 2} V_n^2}}{V_1} \quad (\text{I. 31})$$

et

$$\text{THD}_I = \frac{\sqrt{\sum_{n \geq 2} I_n^2}}{I_1} \quad (\text{I. 32})$$

IV.11.2. Au Point de Livraison (PdL)

IV.11.2.1. Distorsion harmonique en courant au point de livraison

Le THDI est de 2.32%. Il est inférieur aux 5 % requis.

Tableau 6: Distorsion harmonique en courant au point de livraison

Rang	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I (A)	167.60	0.00	3.40	1.10	0.00	0.10	0.60	0.00	0.10	0.10
I_n/I_1 (%)	100.00	0.00	2.03	0.66	0.00	0.05	0.33	0.00	0.06	0.07
Rang	11	12	13	14	15	16	17	19	21	23
I (A)	0.0	0.1	0.2	0.0	0.2	0.8	0.0	0.1	0.1	0.0
I_n/I_1 (%)	0.00	0.05	0.13	0.00	0.15	0.48	0.00	0.07	0.04	0.00

IV.11.2.2. Distorsion harmonique en tension au point de livraison

Le taux global de distorsion en tension est de 0.59 %. Il est inférieur à la limite requise.

Le taux de distorsion par rang est également inférieur à la limite requise.

Tableau 7: Distorsion harmonique en tension au point de livraison

Rang	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
U (KV)	30.1	0.00	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
U_n/U_1 (%)	100.00	0.07	0.28	0.12	0.06	0.01	0.10	0.02	0.03	0.03
Rang	11	12	13	14	15	16	17	19	21	23
U (KV)	0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	0.10	0.10	0.00	0.00	0.00
U_n/U_1 (%)	0.04	0.03	0.08	0.17	0.10	0.35	0.26	0.06	0.04	0.03

IV.12. Disposition constructives en fréquence

La plage de fonctionnement en fréquence des onduleurs est 47-52 Hz.

Cette plage est conforme à l'exigence de fonctionnement normal (48-52 Hz). Cependant, elle ne l'est pas pour le fonctionnement en régime perturbé de fréquence (46-53 Hz).

Selon leur spécification technique (L5CO3IV-TS001-A1 - Onduleur - Spécification Technique), les onduleurs disposent d'un contrôle de la puissance active dans une plage de 0 à 100 %. Ils ont donc la capacité de s'adapter aux changements de leur charge.

IV.13. Conclusion

Les caractéristiques d'un module solaire montrent bien que la puissance maximale générée dépend fortement de l'intensité des radiations solaires ainsi que de la température. Le module solaire ne peut générer sa puissance maximale que pour une certaine tension et courant de fonctionnement.

C'est le cas de notre système PV raccordé au réseau électrique de distribution qui est conforme aux exigences explicitées au sein des règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et règles de conduite du système électrique ; Critères de conformité concernant les points des capacités constructives en réactif, les distorsions harmoniques et les dispositions constructives en fréquence, à l'exception du régime perturbé.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire traite les systèmes photovoltaïques couplés au réseau électrique de distribution.

Les problèmes écologiques provoqués par les sources d'énergie classiques, sont très inquiétants ; car l'environnement est menacé par la pollution et l'intensification de l'effet de serre. Par conséquent, la production de l'électricité par des moyens propres est devenue une nécessité primordiale afin de satisfaire l'alimentation électrique des futures générations ; Associées à une production décentralisée, ces petites ou moyennes unités peuvent permettre une mutualisation avantageuse de ressources très réparties, fluctuantes, et contribuer à une meilleure gestion de l'énergie électrique dans un contexte de développement durable. La technologie photovoltaïque (PV) est une solution attrayante comme source d'énergie électrique alternative.

Avant d'aborder la problématique de modélisation et simulation d'un générateur photovoltaïque couplé à un réseau électrique, nous avons tout d'abord étudié d'une façon générale l'énergie photovoltaïque avec la modélisation d'une cellule PV ensuite le fonctionnement d'un générateur PV connecté à un réseau électrique avec les différentes protections utilisées pour assurer un bon fonctionnement des différentes parties notamment les onduleurs et leur synchronisation avec le réseau électrique de distribution.

Enfin une expérimentation d'impact réseau au centrale PV de Timimoun, on base sur la vérification de la conformité du système photovoltaïque à fixant les règles techniques de raccordement au réseau de distribution de l'électricité et les règles de conduite du système électrique, avec une présentation des différentes parties de système avec leur caractéristiques ainsi que le principe de fonctionnement et modélisation du système avec une simulation par Matlab-Simulink et Power-Factory

De cette étude d'impact ressort l'importance de la modélisation, la connexion au réseau électrique et de ces systèmes de production. La commande de l'onduleur et les systèmes de productions déterminent le comportement principal de la production.

Les technologies actuelles permettent une souplesse de commande importante et même de s'adapter aux défauts du réseau et ainsi de ne pas être déconnectée du réseau. Le modèle a été testé par l'augmentation brusque de la charge et de son influence sur la production de l'électricité coté photovoltaïque et le réseau. La simulation sous le logiciel Matlab-Simulink et Power-Factor peut être appliquée à un éclairage moyen mensuel ou annuel pour prédire l'énergie injectée mensuellement ou annuellement dans le réseau.

Ces premiers résultats encourageants nous motivent donc encore plus à poursuivre des travaux sur :

- La protection des installations de production photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution
- Optimisation de la protection des différentes parties d'un système interconnecté étude de cas exploitation Timimoun
- Etudes des contrôles des réseaux de distribution dans l'analyse d'écoulement de puissance multi phase étude de cas exploitation Timimoun

Références bibliographiques

Bibliographie

ABB, Le groupe. Solutions pour applications photovoltaïques. ABB France 465, avenue des Pré Seigneurs: Le groupe ABB, s.d.

ADEM. PYROLYSE ET GAZEIFICATION DE LA BIOMASSE POUR LA PRODUCTION D'ELECTRICITE. Paris: Centre d'Angers 2 square Lafayette, 2001.

Alali, M.A.E. Contribution à l'Etude des Compérateurs Actifs des Réseaux . s.d.

Anne Labouret, Pascal Cumunel. Cellules solaires Les bases de l'énergie photovoltaïque. Dunod: 5e édition, 2010.

Ansoumane, Camara Mohamed. Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs. Paris: thèse de Doctorat, université de Paris, 04/07/2011.

APERe. LE PHOTOVOLTAÏQUE FONCTIONNEMENT ET TECHNOLOGIES. 2010 .

BAYEM, Herman. APPORT DES METHODES PROBABILISTES AUX ETUDES D'INSERTION DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LES SYSTEMES ELECTRIQUES . THESE DE DOCTORAT SPECIALITE : PHYSIQUE Ecole Doctorale « Sciences et Technologies de l'Information, des Télécommunications et des Systèmes » , Novembre 2009 .

BELAKEHAL, S. Conception & Commande des Machines à Aimants Permanents Dédiées aux Energies Renouvelables. Constantine: Thèse de doctorat en électrotechnique, université de Constantine, 2010.

BEMANA, NGUEOUELE Yannick. Modélisation des injections de puissance d'un système PV sur un réseau public. injections de puissance photovoltaïque sur un réseau pub 2iE, 2012.

BONNET, Charles-Edouard et Béatrice FREUGE. Le secteur du photovoltaïque en Chine. Chine: CCIFC, 2009.

Boumediene, FELLAH. Système hybride photovoltaïque-éolien, de production d'électricité. Application aux sites de Tlemcen et de Bouzaréah. TLEMCCEN: UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAID de TLEMCCEN, 2012.

BOUZID Allal El Moubarek, Mr AZIZI Mohammed ,AZIZI Mohammed. imensionnement d'un système photovoltaïque pour l'alimentation d'une ferme Étude de l'onduleur triphasé lié à cette application. 2008: Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, Oran.

CDER. Nouveau programme national de développement des énergies renouvelables (2015 - 2030). 24 2 2015. portail.cder.dz. 23 05 2016 <<http://portail.cder.dz/spip.php?article4446>>.

De Metz-Noblat, G.J. Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels. Cahier technique n° 185 , s.d.

EL GOLEA, OASIS MECONNUE. <http://elgolea.blogspot.fr/>. 02 05 2016 <<http://elgolea.blogspot.fr/>>.

Electric, S. Guide de conception des réseaux électriques industriels: Architectures de réseaux. s.d.

Fontana, A. Les Techniques thermiques : Pyrolyse – Thermolyse et Gazéification. Brussels – BELGIUM : Université Libre de Bruxelles – Solvay Business School – Centre Emile Bernheim , 2007.

H.Häberlin. Photovoltaik. AT Verlag Aarau/Schweiz. 1991.

Hania, Aboub. Commande d'un onduleur neuf niveaux, . Batna: Université Hadj Lakhdar - Batna, 28/06/2014 .

<http://www.ademe.fr/expertises/dechets/passer-a-laction/valorisation-energetique/dossier/pyrolyse-gazeification/principes-pyrolyse-gazeification>. 17 08 2015. 05 12 2015 <<http://www.ademe.fr/>>.

JUNG, C. Gisèle. «Voies de traitements de déchets solides :Valorisation matière et énergie.» Bulletin scientifique de l'institut national pour l'environnement et la conservation de la nature. Bruxelles – Belgique;: Université Libre de Bruxelles (ULB) – Centre Emile Bernheim - Service 4MAT , 2013. 5.

Lakhdar, Louazene Mohamed. Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla. Batna: Mémoire de Magister, université de Batna, 2008.

lesolaire31. L'ENERGIE SOLAIRE. <<http://lesolaire31.e-monsite.com/pages/photovoltaisme/mode-de-reception-transformation.html>>.

Loïck, Nossent Loïck et Hamel. Energie solaire thermique et photovoltaïque. Gymnase de Nyon: CdERn, 2009.

Mahmi kada A, Bouzian N. Transformateurs de Puissance Vision Général. Exposé . Adrar: Université de Mohammed Draya d'Adrar Département SM 2er Année Master Physique Energétique, 2015.

Mairie, Annuaire. <http://www.annuaire-mairie.fr/ville-timimoun.html>. 02 05 2016 <<http://www.annuaire-mairie.fr/ville-timimoun.html>>.

MECHALIKH Med Nadjib, HAMADA Charaf Eddine. Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau. OUARGLA: UNIVERSITÉ KASDI MERBAH – OUARGLA, 2013.

MINES, MINISTERE DE L'ENERGIE ET DES. REGLES TECHNIQUES DE RACCORDEMENT AU RESEAU DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE ET REGLES DE CONDUITE DU SYSTEME ELECTRIQUE . Alger, Février 2008.

Mohamed Rédha YAICHE, et Abdellah BOUHANIK. ATLAS SOLAIRE ALGERIEN. Algérie: Centre de Développement des Energies Renouvelables ALGERIEN, 2002.

MORIN, E. Modélisation d'un réseau électrique de tramway : du composant au système. Thèse de Doctorat en Electronique, Electrotechnique, Automatique, Télécommunication, Signal de l'Université Joseph Fourier, Janvier 2005.

Nossent Loïck, Hamel Loïck. Energie solaire thermique et photovoltaïque. Gymnase de Nyon, s.d.

Ondileur, SUNGROW. Matériaux d'enseignement des opérateurs de fonctionnement et d'entretien du projet algérien de SUNGROW Onduleur. CHAIN: SUNGROW, 2014.

PACER. Centrales photovoltaïques Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieurs. Energies renouvelables Office fédéral des questions conjoncturelles Berne, juin 1996.

SAINT, GATIEN LYCEE. La pollution harmonique. FRANCE: CENTRE DE FORMATION BTS - LYCEE ST GATIEN, s.d.

Stéphane, PETIBON. Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques. Toulouse: l'Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2009.

Sylvain Léger, Ing. - François Lafortune, Ph.D. PYROLYSE ET GAZÉIFICATION DES PNEUS HORS D'USAGE. Québec: Société québécoise de récupération, 2001.

T courant continu, SUNGROW. Matériaux d'enseignement des opérateurs de fonctionnement et d'entretien du projet algérien de SUNGROW Tableaux électriques courant continu. CHAIN: SUNGROW, 2014.

Transof, SUNGROW. Présentation pour transformateur en shelter. CHAIN: SUNGROW, 2014.

UTE, Union Technique de l'Electricité. GUIDE PRATIQUE Installations photovoltaïques. Puteaux Cedex, 2008.

VID, Groupe de Travail PyroGaz du CSF Eco-Industries. PYROLYSE ET GAZEIFICATION. France Paris: Conseil national de l'industries, Juin 2015.

Yannick, BEMANA NGUEOUELE. Modélisation des injections de puissance d'un système PV sur un réseau public. Mémoire pour l'obtention de Master en Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement Option : Energie et Procédés Industriels, 2012.

Annexe

Annexe

Schéma Unifilaire

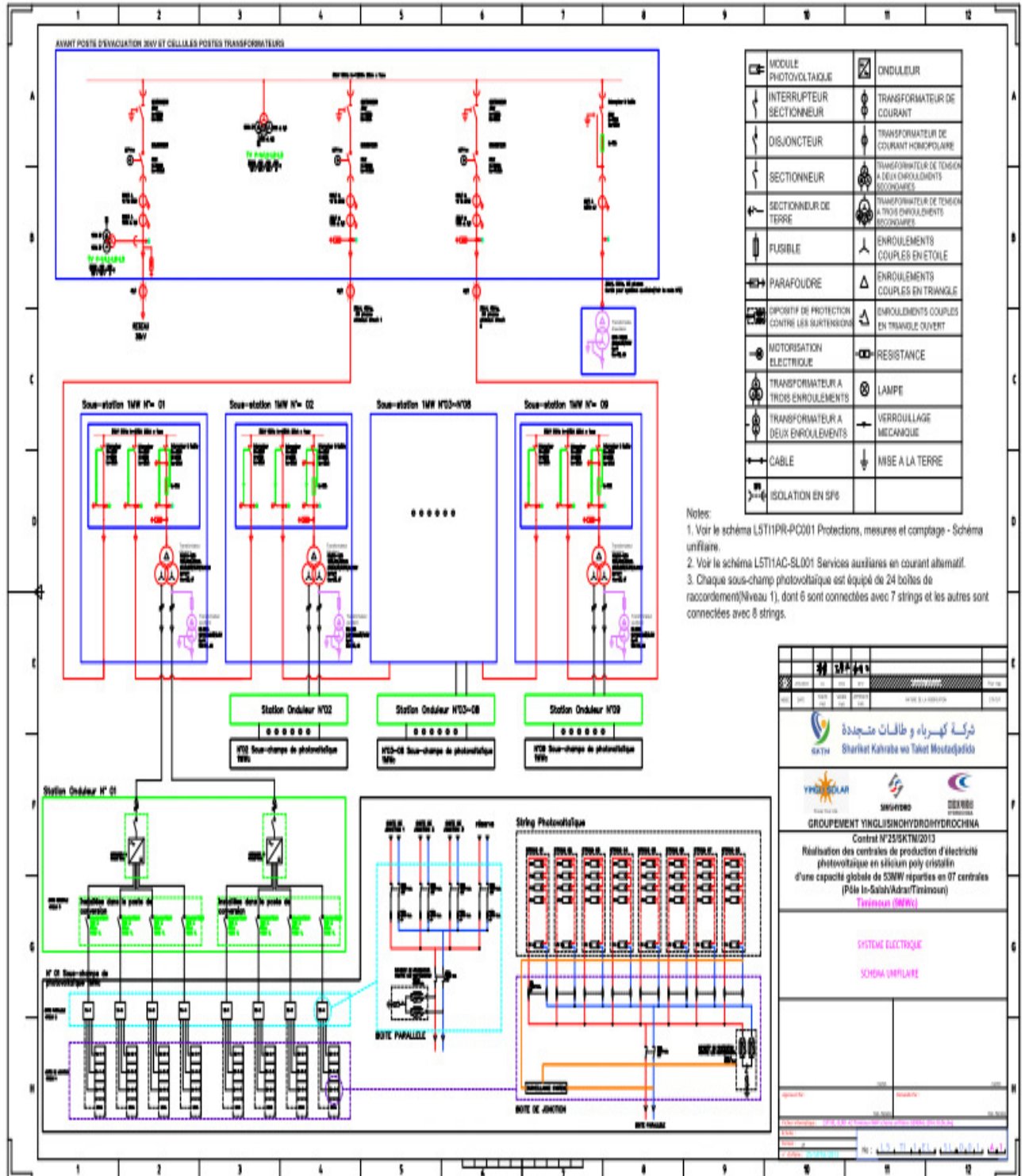
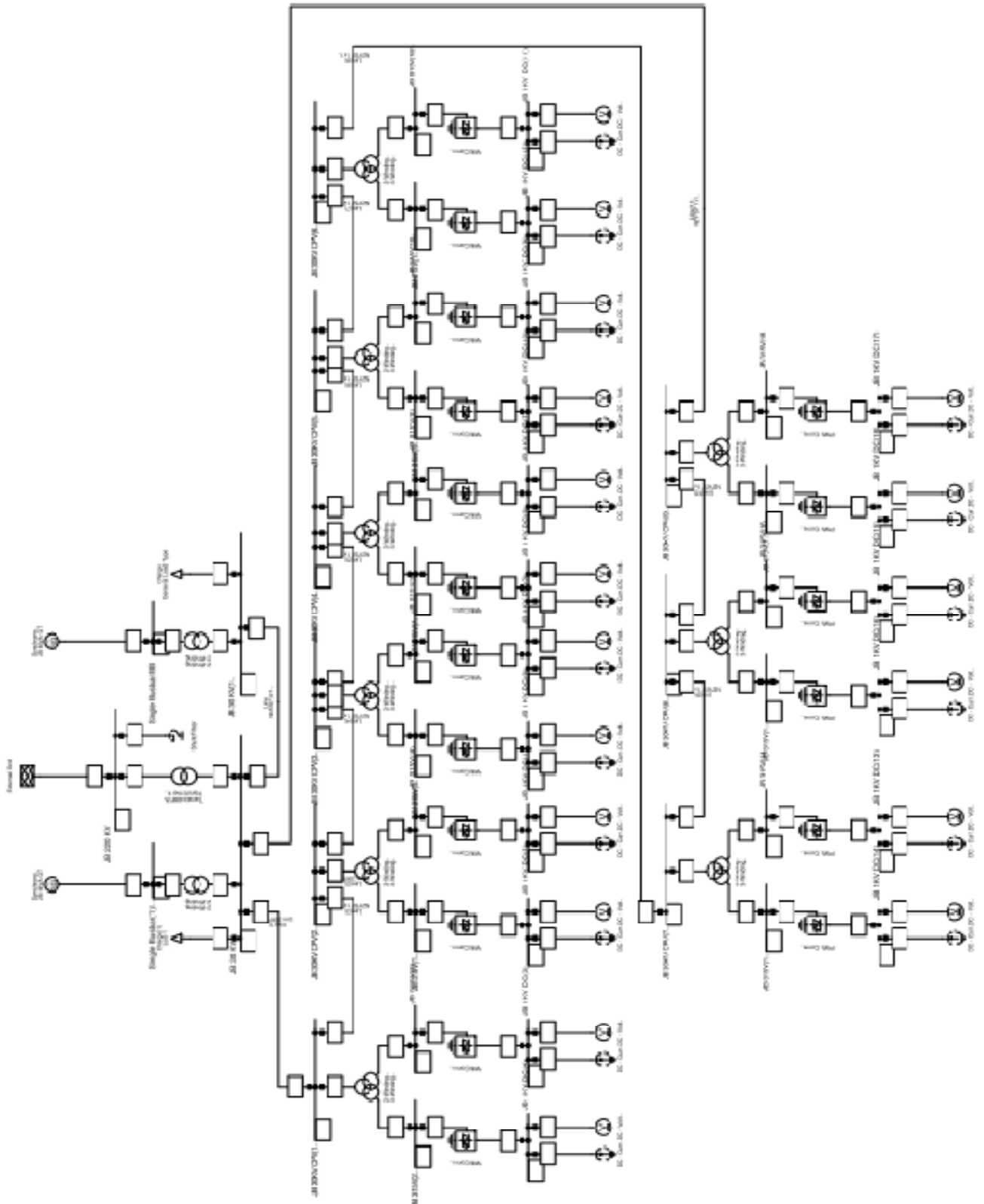


Schéma De Modélisation



Les calculs de Load Flow

		DigSILENT PowerFactory 15.1.2		Project: Date: 5/22/2016								
Load Flow Calculation				Busbars/Terminals								
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No								
Automatic Tap Adjust of Transformers		Max. Acceptable Load Flow Error for		1,00 kVA								
Consider Reactive Power Limits		Nodes		0,10 %								
		Model Equations										
Grid: Cle P.V de Timimoun System Stage: Cle P.V de Timi		Study Case: Study Case(1)		Annex: / 1								
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
Single Busbar(1)												
BB	11,00	17,00	0,00	1,00	0,89	60,50	Typ: PQ	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0		
Cub_1 /Sym	TG2	17,00	0,00	1,00	0,89	56,82						
Cub_1 /Tr2	2-Winding Transfor											
Single Busbar												
BB	11,00	17,00	0,00	1,00	0,89	60,50	Typ: PQ	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0		
Cub_1 /Sym	TG1	17,00	0,00	1,00	0,89	56,83						
Cub_1 /Tr2	2-Winding Transfor											
JB 220 KV												
Cub_1 /Xnet	220,00	1,00	220,00	0,00	-6,95	24,70	-0,27	0,07	Sk*: 10000,00 MVA			
Cub_3 /Shnt	External Grid	0,00	24,00	0,00	0,00	0,06						
Cub_2 /Tr2	Shunt/Filter	0,00	24,00	0,00	0,06	0,06						
Cub_2 /Tr2	Transfo 40MVA	-6,95	0,70	-0,99	0,02	17,46	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0			
JB 315V(2)												
Cub_5 /Tr3	0,31	1,02	0,32	33,62	0,50	0,00	1,00	0,90	78,26	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_6 /Vscmono	3-Winding Transfor	0,50	0,00	1,00	0,90	0,90						
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	0,50	0,00	1,00	0,90	0,90						
JB 315V(3)												
Cub_5 /Tr3	0,31	1,02	0,32	33,62	0,50	0,00	1,00	0,90	78,26	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_6 /Vscmono	3-Winding Transfor	0,50	0,00	1,00	0,90	0,90						
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	0,50	0,00	1,00	0,90	0,90						
JB 30KV CPV(1)												
Cub_3 /Tr3	30,00	1,02	30,68	32,38	-1,00	0,02	-1,00	0,02	78,26	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_5 /Line	3-Winding Transfor	-3,51	-0,02	-1,00	0,07	14,22	Pv: 0,54 kW	cLod: 0,02 Mvar	L: 0,40 km			
Cub_6 /Line	Line(3)	4,51	0,00	1,00	0,08	18,27	Pv: 2,23 kW	cLod: 0,06 Mvar	L: 1,00 km			
Cub_7 /Line	Line(12)											

Grid: Cle P.V de Timimoun System Stage: Cle P.V de Timi		Study Case: Study Case(1)		Annex: / 2								
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
JB 315V(1)												
Cub_5 /Tr3	0,31	1,02	0,32	33,63	0,50	0,00	1,00	0,90	78,25	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_6 /Vscmono	3-Winding Transfor	0,50	0,00	1,00	0,90	0,90						
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	0,50	0,00	1,00	0,90	0,90						
JB 315V(4)												
Cub_5 /Tr3	0,31	1,02	0,32	33,63	0,50	0,00	1,00	0,90	78,25	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_6 /Vscmono	3-Winding Transfor	0,50	0,00	1,00	0,90	0,90						
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	0,50	0,00	1,00	0,90	0,90						
JB 1KV DC(1)												
Cub_12 /Dc1	0,03	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,01	0,01			
Cub_14 /Dcu	DC - Current Sourc	0,00	0,00	1,00	0,00	168,93						
Cub_10 /Vscmono	DC - Voltage Sourc	0,50	0,00	1,00	0,07	14,22						
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	-0,50	0,00	1,00	-168,92	-168,92						
JB 30KV CPV(2)												
Cub_3 /Tr3	30,00	1,02	30,68	32,39	-1,00	0,02	-1,00	0,02	78,25	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_5 /Line	3-Winding Transfor	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv: 0,00 kW	cLod: -0,00 Mvar	L: 10,00 km			
Cub_6 /Line	Line(2)	3,51	0,00	1,00	0,07	14,22	Pv: 0,54 kW	cLod: 0,02 Mvar	L: 0,40 km			
Cub_7 /Line	Line(4)	-2,51	-0,02	-1,00	0,05	10,17	Pv: 0,28 kW	cLod: 0,02 Mvar	L: 0,40 km			
JB 1KV DC(2)												
Cub_12 /Dc1	0,03	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,01	0,01			
Cub_13 /Dcu	DC - Current Sourc	0,00	0,00	1,00	0,00	168,93						
Cub_10 /Vscmono	DC - Voltage Sourc	0,50	0,00	1,00	0,07	14,22						
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	-0,50	0,00	1,00	-168,92	-168,92						
JB 315V(5)												
Cub_5 /Tr3	0,31	1,02	0,32	33,64	0,50	0,00	1,00	0,90	78,24	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_6 /Vscmono	3-Winding Transfor	0,50	0,00	1,00	0,90	0,90						
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	0,50	0,00	1,00	0,90	0,90						
JB 315V(6)												
Cub_5 /Tr3	0,31	1,02	0,32	33,64	0,50	0,00	1,00	0,90	78,24	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_6 /Vscmono	3-Winding Transfor	0,50	0,00	1,00	0,90	0,90						
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	0,50	0,00	1,00	0,90	0,90						
JB 1KV DC(5)												
Cub_12 /Dc1	0,03	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,01	0,01			
Cub_14 /Dcu	DC - Current Sourc	0,00	0,00	1,00	0,00	168,93						
Cub_10 /Vscmono	DC - Voltage Sourc	0,50	0,00	1,00	0,07	14,22						
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	-0,50	0,00	1,00	-168,92	-168,92						

Grid: Cle P.V de Timimoun		System Stage: Cle P.V de Timi		Study Case: Study Case(1)					Annex: / 3			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
JB 30KV CPV(3)	30,00	1,02	30,68	32,40								
Cub_3 /Tr3	3-Winding Transfor	-1,00	0,02	-1,00	0,02	78,24	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Cub_5 /Lne	Line(4)	2,51	-0,00	1,00	0,05	10,17	Pv:	0,28 kW	cLod:	0,02 Mvar	L:	0,40 km
Cub_6 /Lne	Line(5)	-1,51	-0,02	-1,00	0,03	6,13	Pv:	0,10 kW	cLod:	0,02 Mvar	L:	0,40 km
JB 1KV DC(6)	0,03	0,10	0,00	0,00								
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc	0,00	0,00	1,00	0,01							
Cub_13 /Dcu	DC - Voltage Sourc	0,50	0,00	1,00	168,93							
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	-0,50	0,00	1,00	-168,92							
JB 315V(7)	0,31	1,02	0,32	33,64								
Cub_5 /Tr3	3-Winding Transfor	0,50	0,00	1,00	0,90	78,23	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	0,50	0,00	1,00	0,90							
JB 315V(8)	0,31	1,02	0,32	33,64								
Cub_5 /Tr3	3-Winding Transfor	0,50	0,00	1,00	0,90	78,23	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	0,50	0,00	1,00	0,90							
JB 1KV DC(7)	0,03	0,10	0,00	0,00								
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc	0,00	0,00	1,00	0,01							
Cub_14 /Dcu	DC - Voltage Sourc	0,50	0,00	1,00	168,93							
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	-0,50	0,00	1,00	-168,92							
JB 30KV CPV(4)	30,00	1,02	30,69	32,41								
Cub_3 /Tr3	3-Winding Transfor	-1,00	0,02	-1,00	0,02	78,23	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Cub_5 /Lne	Line(5)	1,51	-0,01	1,00	0,03	6,13	Pv:	0,10 kW	cLod:	0,02 Mvar	L:	0,40 km
Cub_6 /Lne	Line(6)	-0,51	-0,02	-1,00	0,01	2,08	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,02 Mvar	L:	0,40 km
JB 1KV DC(8)	0,03	0,10	0,00	0,00								
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc	0,00	0,00	1,00	0,01							
Cub_13 /Dcu	DC - Voltage Sourc	0,50	0,00	1,00	168,93							
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	-0,50	0,00	1,00	-168,92							
JB 315V(9)	0,31	1,02	0,32	33,64								
Cub_5 /Tr3	3-Winding Transfor	0,50	0,00	1,00	0,90	78,23	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	0,50	0,00	1,00	0,90							

Grid: Cle P.V de Timimoun		System Stage: Cle P.V de Timi		Study Case: Study Case(1)					Annex: / 4			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
JB 315V(10)	0,31	1,02	0,32	33,64								
Cub_5 /Tr3	3-Winding Transfor	0,50	0,00	1,00	0,90	78,23	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	0,50	0,00	1,00	0,90							
JB 1KV DC(9)	0,03	0,10	0,00	0,00								
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc	0,00	0,00	1,00	0,01							
Cub_14 /Dcu	DC - Voltage Sourc	0,50	0,00	1,00	168,93							
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	-0,50	0,00	1,00	-168,92							
JB 30KV CPV(5)	30,00	1,02	30,69	32,41								
Cub_3 /Tr3	3-Winding Transfor	-1,00	0,02	-1,00	0,02	78,23	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Cub_5 /Lne	Line(6)	0,51	-0,01	1,00	0,01	2,08	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,02 Mvar	L:	0,40 km
Cub_6 /Lne	Line(7)	0,49	-0,01	1,00	0,01	1,97	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,02 Mvar	L:	0,40 km
JB 1KV DC(10)	0,03	0,10	0,00	0,00								
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc	0,00	0,00	1,00	0,01							
Cub_13 /Dcu	DC - Voltage Sourc	0,50	0,00	1,00	168,93							
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	-0,50	0,00	1,00	-168,92							
JB 315V(11)	0,31	1,02	0,32	33,64								
Cub_5 /Tr3	3-Winding Transfor	0,50	0,00	1,00	0,90	78,23	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	0,50	0,00	1,00	0,90							
JB 315V(12)	0,31	1,02	0,32	33,64								
Cub_5 /Tr3	3-Winding Transfor	0,50	0,00	1,00	0,90	78,23	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	0,50	0,00	1,00	0,90							
JB 1KV DC(11)	0,03	0,10	0,00	0,00								
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc	0,00	0,00	1,00	0,01							
Cub_14 /Dcu	DC - Voltage Sourc	0,50	0,00	1,00	168,93							
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	-0,50	0,00	1,00	-168,92							
JB 30KV CPV(6)	30,00	1,02	30,69	32,41								
Cub_3 /Tr3	3-Winding Transfor	-1,00	0,02	-1,00	0,02	78,23	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Cub_5 /Lne	Line(7)	-0,49	-0,01	-1,00	0,01	1,97	Pv:	0,01 kW	cLod:	0,02 Mvar	L:	0,40 km
Cub_6 /Lne	Line(8)	1,49	-0,01	1,00	0,03	6,01	Pv:	0,11 kW	cLod:	0,03 Mvar	L:	0,45 km

Grid: Cle P.V de Timimoun		System Stage: Cle P.V de Timi		Study Case: Study Case(1)					Annex: / 5	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV]	deg	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
JB 1KV DC(12)										
0,03	0,10	0,00	0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc		0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_13 /Dcu	DC - Voltage Sourc		0,50	0,00	1,00	168,93				
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC		-0,50	0,00	1,00	-168,92				
JB 315V(13)										
0,31	1,02	0,32	33,63	0,50	0,00	1,00	0,90	78,24	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_5 /Tr3	3-Winding Transfor		0,50	0,00	1,00	0,90				
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC		0,50	0,00	1,00	0,90				
JB 315V(14)										
0,31	1,02	0,32	33,63	0,50	0,00	1,00	0,90	78,24	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_5 /Tr3	3-Winding Transfor		0,50	0,00	1,00	0,90				
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC		0,50	0,00	1,00	0,90				
JB 1KV DC(13)										
0,03	0,10	0,00	0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc		0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_14 /Dcu	DC - Voltage Sourc		0,50	0,00	1,00	168,93				
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC		-0,50	0,00	1,00	-168,92				
JB 30KV CPV(7)										
30,00	1,02	30,68	32,40	-1,00	0,02	-1,00	0,02	78,24	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_3 /Tr3	3-Winding Transfor		-1,49	-0,02	-1,00	0,03	6,01		Pv: 0,11 kW	cLod: 0,03 Mvar L: 0,45 km
Cub_4 /Lne	Line(8)		2,49	-0,00	1,00	0,05	10,06		Pv: 0,27 kW	cLod: 0,02 Mvar L: 0,40 km
Cub_6 /Lne	Line(9)									
JB 1KV DC(14)										
0,03	0,10	0,00	0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc		0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_13 /Dcu	DC - Voltage Sourc		0,50	0,00	1,00	168,93				
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC		-0,50	0,00	1,00	-168,92				
JB 315V(15)										
0,31	1,02	0,32	33,63	0,50	0,00	1,00	0,90	78,25	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_5 /Tr3	3-Winding Transfor		0,50	0,00	1,00	0,90				
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC		0,50	0,00	1,00	0,90				
JB 315V(16)										
0,31	1,02	0,32	33,63	0,50	0,00	1,00	0,90	78,25	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_5 /Tr3	3-Winding Transfor		0,50	0,00	1,00	0,90				
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC		0,50	0,00	1,00	0,90				

Grid: Cle P.V de Timimoun		System Stage: Cle P.V de Timi		Study Case: Study Case(1)					Annex: / 6	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV]	deg	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
JB 1KV DC(15)										
0,03	0,10	0,00	0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc		0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_14 /Dcu	DC - Voltage Sourc		0,50	0,00	1,00	168,93				
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC		-0,50	0,00	1,00	-168,92				
JB 30KV CPV(8)										
30,00	1,02	30,68	32,39	-1,00	0,02	-1,00	0,02	78,25	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_3 /Tr3	3-Winding Transfor		-2,49	-0,02	-1,00	0,05	10,06		Pv: 0,27 kW	cLod: 0,02 Mvar L: 0,40 km
Cub_6 /Lne	Line(9)		3,49	0,00	1,00	0,07	14,11		Pv: 0,53 kW	cLod: 0,02 Mvar L: 0,40 km
Cub_7 /Lne	Line(10)									
JB 1KV DC(16)										
0,03	0,10	0,00	0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc		0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_13 /Dcu	DC - Voltage Sourc		0,50	0,00	1,00	168,93				
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC		-0,50	0,00	1,00	-168,92				
JB 315V(17)										
0,31	1,02	0,32	33,62	0,50	0,00	1,00	0,90	78,26	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_5 /Tr3	3-Winding Transfor		0,50	0,00	1,00	0,90				
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC		0,50	0,00	1,00	0,90				
JB 315V(18)										
0,31	1,02	0,32	33,62	0,50	0,00	1,00	0,90	78,26	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_5 /Tr3	3-Winding Transfor		0,50	0,00	1,00	0,90				
Cub_6 /Vscmono	PWM Converter/1 DC		0,50	0,00	1,00	0,90				
JB 1KV DC(17)										
0,03	0,10	0,00	0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc		0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_14 /Dcu	DC - Voltage Sourc		0,50	0,00	1,00	168,93				
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC		-0,50	0,00	1,00	-168,92				
JB 30KV CPV(9)										
30,00	1,02	30,67	32,38	-1,00	0,02	-1,00	0,02	78,26	Tap: 0,00	Min: 0 Max: 0
Cub_3 /Tr3	3-Winding Transfor		-3,48	-0,02	-1,00	0,07	14,11		Pv: 0,53 kW	cLod: 0,02 Mvar L: 0,40 km
Cub_6 /Lne	Line(10)		4,48	0,00	1,00	0,08	18,15		Pv: 2,20 kW	cLod: 0,06 Mvar L: 1,00 km
Cub_4 /Lne	Line(11)									

Grid: Cle P.V de Timimoun		System Stage: Cle P.V de Timi		Study Case: Study Case(1)				Annex: / 7	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
JB 1KV DC(18)									
0,03	0,10	0,00	0,00						
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc	0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_13 /Dcu	DC - Voltage Sourc	0,50	0,00	1,00	168,93				
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	-0,50	0,00	1,00	-168,92				
JB 1KV DC(3)									
0,03	0,01	0,00	0,00						
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc	0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_14 /Dcu	DC - Voltage Sourc	0,50	0,00	1,00	1689,20				
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	-0,50	0,00	1,00	-1689,19				
JB 1KV DC(4)									
0,03	0,01	0,00	0,00						
Cub_12 /Dci	DC - Current Sourc	0,00	0,00	1,00	0,01				
Cub_13 /Dcu	DC - Voltage Sourc	0,50	0,00	1,00	1689,20				
Cub_10 /Vscmono	PWM Converter/1 DC	-0,50	0,00	1,00	-1689,19				
JB 30 KV (Etage 30kv poste injecteur)									
30,00	1,00	29,92	31,70						
Cub_6 /Lod	Charge(1)	17,93	0,00	1,00	0,35				P10: 18,00 MW Q10: 0,00 Mvar
Cub_2 /Tr2	Transfo 40MVA	6,95	-0,50	1,00	0,13	17,46			Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
Cub_4 /Lne	Line	0,90	0,23	0,97	0,02	3,40			Pv: 0,08 kW cLod: 0,06 Mvar L: 1,00 km
Cub_9 /Tr2	2-Winding Transfor	-17,00	0,29	-1,00	0,33	56,82			Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
Cub_10 /Lne	Line(1)	-8,78	-0,02	-1,00	0,17	16,94			Pv: 215,16 kW cLod: -0,00 Mvar L: 10,00 km
JB 30 KV (PAP Centrale 30kv)									
30,00	1,00	29,92	31,69						
Cub_2 /Lod	Charge	17,90	0,00	1,00	0,35				P10: 18,00 MW Q10: 0,00 Mvar
Cub_3 /Lne	Line	-0,90	-0,29	-0,95	0,02	3,40			Pv: 0,08 kW cLod: 0,06 Mvar L: 1,00 km
Cub_4 /Tr2	2-Winding Transfor	-17,00	0,29	-1,00	0,33	56,83			Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
JB 30 KV P.Evacuation (Centrale PV)									
30,00	1,02	30,66	32,35						
Cub_10 /Lne	Line(12)	-4,51	-0,06	-1,00	0,08	18,27			Pv: 2,23 kW cLod: 0,06 Mvar L: 1,00 km
Cub_2 /Lne	Line(1)	8,99	0,12	1,00	0,17	16,94			Pv: 215,16 kW cLod: -0,00 Mvar L: 10,00 km
Cub_4 /Lne	Line(11)	-4,48	-0,06	-1,00	0,08	18,15			Pv: 2,20 kW cLod: 0,06 Mvar L: 1,00 km

		DigSILENT PowerFactory 15.1.2	Project: Date: 5/22/2016
--	--	-------------------------------	--------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	Yes	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	Yes	Model Equations	0,10 %

Grid: Cle P.V de Timimoun		System Stage: Cle P.V de Timi		Study Case: Study Case(1)				Annex: / 1	
rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
Single Busbar(1)									
BB	11,00	0,997	10,97	32,68					
Single Busbar									
BB	11,00	0,997	10,97	32,67					
JB 220 KV									
	220,00	1,000	220,00	0,00					
JB 315V(2)									
	0,31	1,022	0,32	33,62					
JB 315V(3)									
	0,31	1,022	0,32	33,62					
JB 30KV CPV(1)									
	30,00	1,023	30,68	32,38					
JB 315V(1)									
	0,31	1,022	0,32	33,63					
JB 315V(4)									
	0,31	1,022	0,32	33,63					
JB 1KV DC(1)									
	0,03	0,099	0,00	0,00					
JB 30KV CPV(2)									
	30,00	1,023	30,68	32,39					
JB 1KV DC(2)									
	0,03	0,099	0,00	0,00					
JB 315V(5)									
	0,31	1,023	0,32	33,64					
JB 315V(6)									
	0,31	1,023	0,32	33,64					
JB 1KV DC(5)									
	0,03	0,099	0,00	0,00					
JB 30KV CPV(3)									
	30,00	1,023	30,68	32,40					
JB 1KV DC(6)									
	0,03	0,099	0,00	0,00					
JB 315V(7)									

Grid: Cle P.V de Timimoun	System Stage: Cle P.V de Timi	Study Case: Study Case(1)	Annex: / 2						
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	voltage [kV] [deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
JB 315V(8)	0,31	1,023	0,32 33,64						
JB 1KV DC(7)	0,31	1,023	0,32 33,64						
JB 30KV CPV(4)	0,03	0,099	0,00 0,00						
JB 1KV DC(8)	30,00	1,023	30,69 32,41						
JB 315V(9)	0,03	0,099	0,00 0,00						
JB 315V(10)	0,31	1,023	0,32 33,64						
JB 1KV DC(9)	0,31	1,023	0,32 33,64						
JB 30KV CPV(5)	0,03	0,099	0,00 0,00						
JB 1KV DC(10)	30,00	1,023	30,69 32,41						
JB 315V(11)	0,03	0,099	0,00 0,00						
JB 315V(12)	0,31	1,023	0,32 33,64						
JB 1KV DC(11)	0,31	1,023	0,32 33,64						
JB 30KV CPV(6)	0,03	0,099	0,00 0,00						
JB 1KV DC(12)	30,00	1,023	30,69 32,41						
JB 315V(13)	0,03	0,099	0,00 0,00						
JB 315V(14)	0,31	1,023	0,32 33,63						
JB 1KV DC(13)	0,31	1,023	0,32 33,63						
JB 30KV CPV(7)	0,03	0,099	0,00 0,00						
JB 1KV DC(14)	30,00	1,023	30,68 32,40						
JB 315V(15)	0,03	0,099	0,00 0,00						
JB 315V(16)	0,31	1,022	0,32 33,63						
JB 1KV DC(15)	0,31	1,022	0,32 33,63						
JB 30KV CPV(8)	0,03	0,099	0,00 0,00						

Grid: Cle P.V de Timimoun	System Stage: Cle P.V de Timi	Study Case: Study Case(1)	Annex: / 3						
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	voltage [kV] [deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
JB 1KV DC(16)	30,00	1,023	30,68 32,39						
JB 315V(17)	0,03	0,099	0,00 0,00						
JB 315V(18)	0,31	1,022	0,32 33,62						
JB 1KV DC(17)	0,31	1,022	0,32 33,62						
JB 30KV CPV(9)	0,03	0,099	0,00 0,00						
JB 1KV DC(18)	30,00	1,022	30,67 32,38						
JB 1KV DC(3)	0,03	0,099	0,00 0,00						
JB 1KV DC(4)	0,03	0,010	0,00 0,00						
JB 30 KV (Etage 30kv poste injecteur)	0,03	0,010	0,00 0,00						
JB 30 KV (PAP Centrale 30kv)	30,00	0,997	29,92 31,70						
JB 30 KV P.Evacuation (Centrale PV)	30,00	0,997	29,92 31,69						
	30,00	1,022	30,66 32,35						

						DigSILENT PowerFactory 15.1.2	Project: Date: 5/22/2016			
Load Flow Calculation						Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange				
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits						Yes Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		No 1,00 kVA 0,10 %	
Grid: Cle P.V de Timimoun System Stage: Cle P.V de Timi						Study Case: Study Case(1)		Annex: / 4		
Volt. Level [kV]	Generation [MW]/[Mvar]	Motor Load [MW]/[Mvar]	Load [MW]/[Mvar]	Compensation [MW]/[Mvar]	External Infeed [MW]/[Mvar]	Interchange to	Power Interchange [MW]/[Mvar]	Total Losses [MW]/[Mvar]	Load Losses [MW]/[Mvar]	No-load Losses [MW]/[Mvar]
0,03	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	9,00 0,00	0,31 kV	9,00 0,00	0,00 0,00 -0,00 -0,00	0,00 0,00 -0,00 -0,00	0,00 0,00 0,00 0,00
0,31	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,03 kV 30,00 kV	-9,00 -0,00 9,00 0,00	0,00 0,00 -0,00 -0,00 0,00 0,19	0,00 0,00 -0,00 -0,00 0,00 0,19	0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
11,00	34,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	30,00 kV	34,00 0,00	0,00 0,00 0,58	0,00 0,00 0,58	0,00 0,00 0,00
30,00	0,00 0,00	0,00 0,00	35,83 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,31 kV 11,00 kV 220,00 kV	-9,00 0,19 -34,00 0,58 6,95 -0,50	0,22 -0,28 0,00 0,19 0,00 0,58 0,00 0,21	0,22 0,11 0,00 0,19 0,00 0,58 0,00 0,21	0,00 -0,39 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
220,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	-6,95 24,70	30,00 kV	-6,95 0,70	0,00 0,00 0,00 0,21	0,00 0,00 0,00 0,21	0,00 0,00 0,00 0,00

Grid: Cle P.V de Timimoun System Stage: Cle P.V de Timi						Study Case: Study Case(1)		Annex: / 5		
Volt. Level [kV]	Generation [MW]/[Mvar]	Motor Load [MW]/[Mvar]	Load [MW]/[Mvar]	Compensation [MW]/[Mvar]	External Infeed [MW]/[Mvar]	Interchange to	Power Interchange [MW]/[Mvar]	Total Losses [MW]/[Mvar]	Load Losses [MW]/[Mvar]	No-load Losses [MW]/[Mvar]
Total:	34,00 0,00	0,00 0,00	35,83 0,00	0,00 0,00	2,05 24,70		0,00 0,00	0,22 0,70	0,22 1,09	0,00 -0,39

						DigSILENT PowerFactory 15.1.2	Project: Date: 5/22/2016		
Load Flow Calculation						Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange			
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits						Yes Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		No 1,00 kVA 0,10 %
Total System Summary						Study Case: Study Case(1)		Annex: / 6	
Generation [MW]/[Mvar]	Motor Load [MW]/[Mvar]	Load [MW]/[Mvar]	Compensation [MW]/[Mvar]	External Infeed [MW]/[Mvar]	Inter Area Flow [MW]/[Mvar]	Total Losses [MW]/[Mvar]	Load Losses [MW]/[Mvar]	No-load Losses [MW]/[Mvar]	
\Mabin\Modé. Simu. G. P.V coup. au Rés.\Network Model\Network Data\Cle P.V de Timimoun									
34,00 0,00	0,00 0,00	35,83 0,00	0,00 0,00	2,05 24,70	0,00 0,00	0,22 0,70	0,22 1,09	0,00 -0,39	
Total:	34,00 0,00	0,00 0,00	35,83 0,00	0,00 0,00	2,05 24,70		0,22 0,70	0,22 1,09	0,00 -0,39