



Mémoire de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme Master Académique en Energies
Renouvelables

Option : Conversion Photovoltaïque

Etude comparative des technologies photovoltaïques - cas de la centrale multitechnologie de Ghardaïa -

Réalisé par :
M. HADJ BOUSSADA Saïd

Encadré par :
Dr. AMROUCHE Badia

Soutenu le 06 Octobre 2022, Devant le jury composé de :

Dr. BOUZAKI MOHAMED : Univ. Blida 1 - Président
Dr. BEDIA ASMA : Univ. Blida 1 - Examinatrice
Pr. KHODJA FOUAD : Univ. Blida 1 - Examineur

Année Universitaire : 2021/2022

Remerciements

Tout d'abord, je remercie Allah le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience nécessaires à mener ce travail à son terme.

Je tiens à remercier tout particulièrement mon encadrante **Mme. AMROUCHE Badia**, pour l'aide compétente qu'elle m'a apportée, pour sa patience et son encouragement. Son œil critique m'a été très précieux pour structurer le travail et pour améliorer la qualité des différentes sections.

Nous plus chaleureux remerciement vont à toute l'équipe SKTM de Ghardaïa qui nous ont accompagnés durant notre stage.

Je remercie également **M. BENSABA Houcine**, **M. BOUHADDA Youcef**, **M. FEZZANI Amor** ainsi que tous les ingénieurs de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables pour leurs aides précieuses, leurs encouragements et pour avoir rendu mon stage à l'URAER une expérience très enrichissante.

Que les membres de jury trouvent, ici, l'expression de mes sincères remerciements pour l'honneur qu'ils me font en prenant le temps de lire et d'évaluer ce travail.

Je souhaite aussi remercier l'équipe pédagogique et administrative du département des énergies renouvelables Blida 1 pour leurs efforts dans le but de nous offrir une excellente formation.

Je tiens à remercier **Mme. MAZZOZ Halima** pour sa disponibilité et ses orientations ainsi que pour tous les conseils et les informations qu'il m'a prodigués avec un degré de patience et de professionnalisme sans égal.

Je souhaite remercier toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Finalement, je tiens à remercier du plus profond de mon cœur, ma chère et bien-aimée mère **IMESSAOUDENE Hanifa**, et tous ceux qui me sont chers, car ils sont l'essence même de ma réussite.

Résumé

L'objectif de ce travail est de présenter une analyse des performances sur une période de six mois des quatre sous-champs PV connectés au réseau installés dans la centrale pilote de Ghardaïa, au Sahara algérien. Les sous-champs photovoltaïques raccordés au réseau englobent quatre technologies de modules photovoltaïques différentes, à savoir le silicium monocristallin (Mono-Si), le silicium multi-cristallin (Poly-Si), le tellure de cadmium (CdTe) et la technologie de modules photovoltaïques amorphes (a-Si). Les paramètres et résultats obtenus de l'acquisition de données expérimentales ont été analysés en termes de production d'énergie de cette centrale. En outre, des indicateurs de performance comprenant le rendement de référence, le rendement final, le rapport de performance et le facteur de charge ont été utilisés pour évaluer les performances énergétiques des sous-champs.

La présente étude a permis d'identifier les technologies photovoltaïques les plus efficaces et les mieux adaptées à ces conditions arides.

Les sous-champs PV basés sur les technologies à couche mince ont présentés un meilleur rapport de performance tout au long de la période de d'étude. Le rapport de performance de la technologie (Poly-Si) présente une légère amélioration pendant la saison hivernal. Le sous-champ PV en (a-Si) présente un rapport de performance supérieur d'environ 8,30 % à celui de (Poly-Si) et de 11,70 % à celui de (Mono-Si). L'énergie produite par le sous-champ PV (a-Si) est supérieure à celle produite par le système (Poly-Si) et (Mono-Si). Il a été constaté que l'installation PV en (a-Si) fonctionne mieux que les autres technologies dans les conditions climatiques sahariennes de la ville de Ghardaia.

Mots clés : Évaluation des performances, Paramètres de performance, Modules photovoltaïques en couche mince, Rapport de performance, Centrale Multi-technologies PV.

Abstract

The aim of this paper is to present a six months performance analysis of four grid-connected PV systems installed at Ghardaia city in Algeria's Sahara. The grid-connected PV systems are based on four different PV module technologies which are : monocrystalline silicon (Mono-Si), multi-crystalline silicon (Poly-Si), cadmium telluride (CdTe) and amorphous (a-Si) PV module technologies. The results obtained from experimental data acquisition have been analyzed and discussed in terms of plant power production. In addition to that, performance indicators comprising the reference yield, the final yield, the performance ratio and the capacity factor have been used to assess the sub-systems energetic performances.

The present study has allowed the identification of the most efficient and the best suitable of the aforementioned PV technologies for such arid-regions conditions.

The PV systems based on the thin film technologies have their performance ratio better throughout the assessment period when the performance ratio of the (Poly-Si) technology is better in the winter season. The (a-Si) PV system has its performance ratio about 8.30 % more than (Poly-Si) and 11.70 % better than (Mono-Si). The AC energy produced with the (a-Si) PV system is greater than what the (Poly-Si) and (Mono-Si) system produces. It was found that the (a-Si) PV system performs better than the other technologies under the Saharan climate conditions of Ghardaia city.

Keywords : Performance assessment, Performance parameters, Thin-film photovoltaic modules, Performance ratio, Multi-technology PV.

ملخص

الهدف من هذا العمل هو تقديم تحليل أداء لمدة ستة أشهر لأربعة أنظمة كهروضوئية متصلة بالشبكة تم تركيبها في مدينة غرداية في الصحراء الجزائرية. تستند أنظمة الكهروضوئية المتصلة بالشبكة إلى أربع تقنيات مختلفة للوحدة الكهروضوئية وهي: السيليكون أحادي البلورة (Mono-Si) والسيليكون متعدد البلورات (Poly-Si) وتيلوريد الكاديوم (CdTe) وتقنيات الوحدة الكهروضوئية غير المتبلورة (a-Si). وقد تم تحليل ومناقشة النتائج التي تم الحصول عليها من الحصول على البيانات التجريبية من حيث إنتاج الطاقة النباتية. وبالإضافة إلى ذلك، استخدمت مؤشرات الأداء التي تشمل العائد المرجعي والعائد النهائي ونسبة الأداء وعامل القدرة لتقييم الأداء النشط للنظم الفرعية.

وقد أتاحت هذه الدراسة تحديد أكفأ وأنسب الدراسات التكنولوجيات الكهروضوئية الأنفة الذكر لمثل هذه الظروف في المناطق القاحلة.

إن الأنظمة الكهروضوئية القائمة على تقنيات الأفلام الرقيقة لديها نسبة أداء أفضل طوال فترة التقييم عندما تكون نسبة أداء تقنية (Poly-Si) أفضل في فصل الشتاء. نظام (a-Si) الكهروضوئي لديه نسبة أداء أفضل بنحو 8.30 % من (Poly-Si) و 11.70 % ضل من (Mono-Si). طاقة التيار المتردد المنتجة بنظام الكهروضوئي (a-Si) هي مباشرة مما ينتجه نظام (Ploy-Si) و (Mono-Si). وجد أن نظام الكهروضوئية (a-Si) يعمل بشكل أفضل من التقنيات الأخرى في ظل الظروف المناخية الصحراوية فيمدينة غرداية.

كلمات مفتاحية :

تقييم الأداء، بارامترات الأداء، الوحدات الكهروضوئية للأفلام الرقيقة، نسبة الأداء، الكهروضوئية متعددة التقنيات.

Table des matières

Dédicace	I
Remerciements	II
Résumé	III
Abstract	IV
V	ملخص
Introduction générale	1
1 La transition énergétique en Algérie	4
1.1 Introduction	5
1.2 Une approche historique sur la transition énergétique en Algérie	5
1.2.1 Introduction de mesures de politique énergétique (Algérie 1985-2018)	5
1.2.2 Création du Programme National de Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique (PNEREE) de 2011	9
1.2.3 Version réactualisée en 2015 du PNEREE	11
1.2.4 Projet de 4050 MWc du Ministère de l'Energie	12
1.2.5 Appel d'offre de 150 MWc de la CREG	13
1.2.6 Appel d'offre de 50 MWc de SKTM/Sonelgaz	13
1.3 Présentation des grands projets réalisés sur le territoire algérien	15
1.3.1 L'Évaluation de la politique énergétique	15
1.3.2 La gouvernance des grands projets	16
1.3.3 Parc actuel des installations connectées au réseau	17
1.4 Situation actuel et perspective	20
1.4.1 Le Programme National de Transition Energétique 2020	20
1.4.2 L'appel d'offres du projet "Solar 1000 MW"	20
1.5 Conclusion	21
2 Présentation et description de la centrale PV de GHARDAÏA	22
2.1 Introduction	23
2.2 Généralités sur les centrales solaires photovoltaïques	24
2.2.1 Éléments constitutifs d'une centrale solaire	24
2.2.2 Les modules photovoltaïques	25
2.2.3 Les structures porteuses	26
2.2.4 Les onduleurs et les postes de transformation	26

2.2.5	La structure de livraison	27
2.2.6	Les réseaux de câbles	27
2.3	Présentation de l'organisme d'accueil	27
2.3.1	Situation géographique	28
2.3.2	Climatologie de Ghardaïa	30
2.3.3	Système électrique de la centrale	32
2.3.4	Système générateur photovoltaïque	32
2.3.5	Système de transformation	64
2.3.6	Système d'évacuation de l'énergie produite vers le réseau	69
2.3.7	Système auxiliaire du courant alternatif (AC)	74
2.3.8	Systèmes des auxiliaires en courant continu CC	78
2.3.9	Système des auxiliaires ASI	80
2.3.10	Système de commande de la centrale	81
2.3.11	Station météorologique de la centrale	86
2.4	Conclusion	91
3	Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa	92
3.1	Introduction	93
3.2	Les performances des technologies solaires photovoltaïques	93
3.2.1	Coût de fabrication	95
3.3	Contexte et revue de la littérature	95
3.4	Présentation de la base de données	97
3.4.1	Contexte	97
3.4.2	Sources	98
3.4.3	Pré-traitement et analyse exploratoire :	99
3.4.4	Constitution des jeux de données	101
3.4.5	Fouille et traitement des données issues de la centrale solaire	104
3.5	Méthode d'analyse	109
3.5.1	Zoom sur la norme 61724	109
3.5.2	Les indices de performance	110
3.6	Résultats et discussion	113
3.6.1	Paramètres météorologiques	113
3.6.2	La production énergétique des sous-champs photovoltaïques	114
3.6.3	Résultats et analyse des paramètres de performance	116
3.6.4	Facteur de charge CF	121
3.7	Conclusion	122
	Conclusion générale	124

Table des figures

1.1	Développement de la production d'électricité renouvelable par source (en GWh) et introduction de mesures de politique énergétique, Algérie 1990-2018 [8].	9
1.2	Evolution estimée du parc national de production d'électricité [9].	10
1.3	Evolution des coûts de production de l'électricité à base des principales ressources renouvelables [12].	12
1.4	Processus de réalisation des grands projets [19].	17
1.5	Structure du marché de l'électricité avec les autorités et les entreprises concernées [20].	18
2.1	Installations solaires photovoltaïques annuelles et cumulatives dans le monde [22].	23
2.2	Principe technique de l'installation. [24]	24
2.3	Exemple de structure fixe [25].	26
2.4	Exemple d'onduleurs installés à l'intérieur du bâtiment électrique de la centrale PV de Ghardaïa.	26
2.5	Le poste de livraison de la centrale PV de Ghardaïa à titre d'exemple. . . .	27
2.6	La localisation de l'installation par rapport à la ville de Ghardaïa [27]. . .	29
2.7	Le terrain de l'installation [30].	30
2.8	La trajectoire du soleil [29].	31
2.9	Panneau Sc-mono ATERSA modèle A-250M. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	35
2.10	Panneau Sc-mono à la centrale.	35
2.11	Vue générique construction module. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	37
2.12	Panneau Sc-poly ATERSA « A-250M ». source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	37
2.13	Panneau Sc-poly à la centrale.	38
2.14	Vue générique construction module. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	39
2.15	La série Schott Protect AS couche mince amorphe bi-verre. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	40
2.16	Panneau couche mince amorphe bi-verre à la centrale PV	40

2.17	Panneau SCHOTT « PROTECT ASI 103 ». source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.p.A. Italie – ABB Algérie Sp.	42
2.18	Panneau FIRST SOLAR « FS-380 ». source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	43
2.19	Panneau FIRST SOLAR « FS-380 ». à la centrale PV.	43
2.20	Panneau FIRST SOLAR « FS-380 » sous l'ombrage. Panneau FIRST SOLAR « FS-380 ». source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	44
2.21	Dessin mécanique du panneau. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	46
2.22	Schéma général de la boîte de jonction. source : documents descriptif de la boîte de jonction fournis de la part du Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	48
2.23	Boîte de jonction n°4 du sous-champ 4	48
2.24	L'intérieur de l'une des boîte de jonction à la centrale PV.	49
2.25	Schéma typique ensemble chaîne + boîte de jonction. source : Documents descriptif des chaînes PV dans la centrale fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	49
2.26	Schéma unifilaire de l'installation des sous champs. source : documents descriptifs de la centrale par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	51
2.27	Schéma typique d'un coffret CC ici sous-champ 7 et la sortie vers un onduleur. source : document descriptif des coffrets CC de la part du Groupement ABB S.P.A Italie – ABB Algérie SPA.	52
2.28	Les entrées des câbles d'un coffret CC de la centrale.	53
2.29	Vue interne typique. source : document descriptif des coffrets CC de la part du Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	53
2.30	Vue externe typique. source : document descriptif des coffrets CC de la part du Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	54
2.31	Onduleur type PV8M291 (250 kW) pour le sous-champ 8 situé dans le bâtiment électrique.	55
2.32	Vue sur l'intérieur de l'onduleur type PV8M291 (250 kW).	56
2.33	Onduleur PV8L121 (96 kWc) pour le sous-champ 3 situé dans le bâtiment électrique.	58
2.34	Vue interne de l'onduleur PV8L121 (96 kWc) pour le sous-champ 3 situé dans le bâtiment électrique.	58
2.35	La structure fix. source : document descriptifs des structures porteuses fourni par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA	60
2.36	Le moteur électrique de la structure.	62
2.37	Deux chaînes de panneaux type Sc-poly sur une structure motorisée.	62
2.38	Schéma générale du générateur pv.	63
2.39	Tableau de parallèle TBT.	64
2.40	Jeu de barres pour relier les onduleur (1 2 3 4 5 6) à un Transformateur de puissance. TP1	65

2.41	Disjoncteur a effet thermique et électromagnétique différentiel.	65
2.42	Bâtiment électrique sur le plan de la centrale, source : Documents descriptifs de la centrale	66
2.43	Bâtiment électrique vue de l'extérieur.	67
2.44	Schéma unifilaire qui illustre le branchement du TBT,TBT1,disjoncteur et les transfo de puissance cité dans le batiment de commande.	68
2.45	Transformateur de puissance utilisé dans la centrale.	69
2.46	Localisation du post d'évacuation. source : google maps	70
2.47	Tableau moyenne tension TMT au post d'évacuation.	71
2.48	Tableau moyenne tension 01. source : document descriptif du tableau TMT par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	71
2.49	Schéma unifilaire qui représente les cellules du tableau moyenne tension 02. source : document descriptif du tableau TMT par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA	72
2.50	Tableau moyenne tension 02. source : document descriptif du tableau TMT par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	73
2.51	Schéma unifilaire qui représente les cellules du tableau moyenne tension 02. source : document descriptif du tableau TMT par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA	73
2.52	Le compteur d'énergie disponible dans la centrale source : document descriptif du compteur par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA	74
2.53	L'emplacement du transformateur.	75
2.54	Schéma du transformateur des systèmes auxiliaires TSA source : document descriptif du transformateur TSA par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA	75
2.55	Schéma du transformateur des systèmes auxiliaires TSA sur le schéma unifilaire de la centrale source : document descriptif du transformateur TSA par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA	76
2.56	Le transformateur des systèmes auxiliaires TSA source : document descriptif du transformateur TSA par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA	76
2.57	Tableau generale basse tesnsion au batiment de commande TGBT.	77
2.58	Le group disel sur le schéma unifilaire de la centrale. source : le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	78
2.59	Zoom sur les Redresseurs + battries sur le schéma unifilaire de la centrale source : le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	79
2.60	L'un des redresseur qui ce citue dans le bâtiment de commande.	79
2.61	Pack battries instalées dans le batiment de commande.	79
2.62	Tbaleau générale en courant continue.	80
2.63	L'onduleur ASI.	81
2.64	Tbleau d'alimentation sans interruption au bâtiment de commande.	81
2.65	Vue extérieur du bâtiment de commande	82
2.66	Plan etage du bâtiment de commande. source : Plan de disposition de bâtiment de commande par le le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	83

2.67	Armoire DCS-CC (Bâtiment de Commande).	84
2.68	Vue interne du DCS-CC.	84
2.69	Armoire du server DCS	85
2.70	Les deux posts de supervision avec l'opérateur SCADA.	85
2.71	La station météorologique de la centrale au niveau du bâtiment de commande.	86
2.72	La station météorologique sur la toiture du bâtiment de commande. source : Plans de dispositions de bâtiment de commande par le le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	87
2.73	Thermohygromètre. source : documents descriptifs de la station meteo par SKTM.	88
2.74	Anémomètre-girouette. source : documents descriptifs de la station meteo par SKTM.	88
2.75	Pluviomètre en Aliminium. source : document descriptif de la station meteo par SKTM.	89
2.76	Transmetters de pression utilisée dans la station. source : document descriptif de la station meteo de la part de SKTM.	89
2.77	Pyranomètre de la station.	90
2.78	Instrument mesure radiation directe. souce : document descriptif de la station météo de la part de SKTM.	90
2.79	Céllule calibrée du sous champ fix Sc-amorphs.	91
2.80	Céllule calibrée du sous champ motorisé Sc-poly.	91
3.1	Part de marché des modules photovoltaïques par type de technologie (2014/2030) [34].	94
3.2	l'ensemble des dossiers regroupant les sept mois de données. source : Bâtiment de controle et commande de la centrale à Oued Nechou,SKTM.	99
3.3	Rapport journaliers du mois de juillet. source : Bâtiment de controle et commande de la centrale à Oued Nechou,SKTM.	100
3.4	Vue globale sur un rapport journalier meteorologique (08 juillet 2014) de la staion meteo sur fichier Excel. source : base de données de la centrale à Oued Nechou,SKTM.	101
3.5	Vue globale sur un rapport journalier typique (15 juillet 2014) sur fichier Excel. source : base de données de la centrale à Oued Nechou,SKTM.	102
3.6	Paramètres météorologiques contenues dans le rapport de 15 juillet 2015 source : base de données de la centrale à Oued Nechou,SKTM.	103
3.7	Paramètres de puissance mesurés au sorties des onduleurs et des boites de raccordement source : base de données de la centrale à Oued Nechou,SKTM.	103
3.8	Paramètres de l'énergie et de puissance mesurés au poste de livraison et au auxiliares de la centrale. source : base de données de la centrale à Oued Nechou, SKTM.	104
3.9	Les étapes de prétraitement des données.	106
3.10	Points de mesures de la puissance d'onduleur N°5 "sous-champ fix PV en Sc-mono" pendant la journée du (30 aout 2014) avant le filtrage des valeur aberrantes.	107

3.11	Points de mesures de l'irradiation effectuées par la cellule calibrée N°05 pendant la journée du (30 aout 2014) qui représente l'anomalie des ces cellules calibrées	108
3.12	Exemple de l'allure de l'irradiation prise par la cellule calibrée N°5 apres le retablissement au fontionnemnt normal (21/11/14).	108
3.13	La Puissance de l'onduleur N°05 pendant la journée 21/11/14 après le filtrage des valeurs aberrantes	109
3.14	Schéma des quatres sous-champs à étudier.	111
3.15	Moyennes sequentielles du rayonnement solaire et de la température ambiante.	113
3.16	Production énergétique sur des séquences de (dix/onze) jours consécutifs de chaque technologies.	114
3.17	La puissance journalière de chaque technologies.	115
3.18	L'irradiation inclinée pendant la periode (23 Nov-03 Dec 2014).	115
3.19	Production énergétique total des sous-champs pendant la période d'étude.	116
3.20	Comparaison entre le rendement final et le rendement de référence (moyenne journalière) de chaque technologie pendant les sept séquences de la période d'étude.	116
3.21	Rendement final de chaque technologie pendant les sept séquences (moyennes) de la période d'étude.	117
3.22	Le rapport de performance de chaque technologies (moyennes journalières) pendant les sept séquences d'étude.	119
3.23	Gap entre le valeurs Max et Min du rapport de performance	121
3.24	Moyenne du facteur de charge pendant les sept séquences d'étude	121

Liste des tableaux

1.1	Historique de l'APRUE [4].	6
1.2	Les niveaux des tarifs de rachat garantis [7].	8
1.3	Part de chacune des ressources renouvelables primaires retenues [9].	10
1.4	Planning de réalisation du programme (Version 2011) [9].	10
1.5	Plan d'exécution du PNEREE révisé en 2015 (en MW) [10]	12
1.6	Données d'attribution du marché de 50 MWh de SKTM en 2019 [16].	14
1.7	Bilan global des installations connectées au réseau.	19
2.1	Position géographique	30
2.2	Fiche technique globale de la centrale. source : documents descriptifs de la centrale, Groupement ABB S.P.A. Italie - ABB Algérie SPA.	32
2.3	Répartition des panneaux selon la technologie, tableau élaboré à base de données prises des documents descriptifs de la centrale, Groupement ABB S.P.A. Italie - ABB Algérie SPA.	33
2.4	Caractéristiques électriques (Spécifications électriques mesurées en STC. NOCT : $47 \pm 2^\circ\text{C}$. Tolérances mesures STC : $\pm\%$ (Pmp); $\pm 10\%$ (Isc, Voc, Imp, Vmp). source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	36
2.5	Paramètres thermiques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	36
2.6	Caractéristiques physiques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	36
2.7	Conditions de fonctionnement. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	36
2.8	Spécifications électriques mesurées en STC. NOCT : $47 \pm 2^\circ\text{C}$. Tolérances mesures STC : $\pm 3\%$ (Pmp); $\pm 10\%$ (Isc, Voc, Imp, Vmp). source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	38
2.9	Paramètres thermiques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	38
2.10	Caractéristiques physiques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	38
2.11	Conditions de fonctionnement source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	39
2.12	Caractéristiques électriques (en conditions STC). source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	40

2.13	Caractéristiques thermiques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	41
2.14	Caractéristiques mécaniques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	41
2.15	Conditions opératives. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	41
2.16	Connexions Electriques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	42
2.17	Caractéristiques électriques AUX CONDITIONS NOCT (800 W/m ² , 20°C, AM=1,5 vent=1m/s) source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.p.A. Italie – ABB Algérie Sp.	42
2.18	Caractéristiques électriques AUX CONDITIONS DE FAIBLE ENSOLEILLEMENT 200 W/m ² , 25°C, AM=1,5. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.p.A. Italie – ABB Algérie Sp.)	42
2.19	Caractéristiques électriques (en conditions STC). source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	44
2.20	Caractéristiques thermiques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	45
2.21	Caractéristiques mécaniques, source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	45
2.22	Conditions opératives. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	45
2.23	Connexions Electriques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	45
2.24	Caractéristiques nominales à 800W/m ² , NOCT2 45°C, AM 1,5. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	45
2.25	La répartition des PV par chaine. les informations du tableau proviennent des documents descriptif de la centrale du Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA	47
2.26	Conposants de la boite de jonction. Tableau élaborer avec des informations qui se trouve dans les documents descriptifs des boites de jonctions.	50
2.27	Spésifications du coffret CC-01. source : document descriptif des coffrets CC de la part du Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	54
2.29	Tableau qui présente les spécification de l'onduleur ANSWER DRIVES (ANSALDO SISTEMI INDUSTRIALI) PV8M291 239 kWac source : document descriptif des onduleurs solaires du Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.	56
2.31	Spécification d'onduleur ANSWER DRIVES (ANSALDO SISTEMI INDUSTRIALI) PV8L121 96 kWac. source : document descriptif des onduleurs fourni à la centrale par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA	58

2.32	Caractéristiques principales des structures fixes. Tableau élaboré avec des informations du document descriptif des structures porteuses fourni par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA	61
2.34	Une table récapitulative des caractéristiques principales des structures motorisées de Ghardaïa. source : document descriptif des structures porteuses fourni par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA	61
2.35	Répartition et identification des sous champs de l’installation. source : documents descriptifs des systèmes électrique de la centrale fournis par le Groupement ABB S.p.A. Italie – ABB Algérie Spa.	70
3.1	Caractéristiques de différents types de modules photovoltaïques [32].	94
3.2	Performance des technologies solaires photovoltaïques [35].	95
3.3	Principaux résultats des études de performance.	96
3.4	Paramètres utilisés dans le jeu de données	105
3.6	Rappel des spécification des systèmes PV raccordé au réseau. source : Les documents descriptifs de la centrale mises à notre disposition par SKTM .	112
3.8	Rappel des principales caractéristiques des différents technologies PV , tableau élaborer avec des données mises a disposition de la part de SKTM.	112
3.10	Moyennes séquentielles du rayonnement solaire et de la température ambiante.	114
3.12	Comparaison du rendement final des différentes technologies	118
3.14	Tableau récapitulatif des indices de performance et l’énergie produite par chaque technologie ainsi que la centrale.	118
3.16	Tableau récapitulatif des ratios de performance pour les différentes technologies	120
3.18	Tableau récapitulatif des valeurs du CF	122

Liste des sigles et acronymes

APRUE	<i>'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie</i>
ASI	<i>Alimentation sans interuption</i>
a-Si	<i>Silicium amorphe</i>
CDER	<i>Centre de Développement des Energies Renouvelables</i>
AIE	<i>'Agence internationale de l'énergie</i>
BT	<i>Basse tension</i>
CREG	<i>Commission de régulation de l'électricité et du gaz</i>
CSP	<i>Solaire thermique à concentration</i>
CdTe	<i>Tellure de cadmium</i>
CF	<i>Facteur de charge</i>
DCS	<i>Distributed Control Systems</i>
EPST	<i>Etablissement Public à caractère Scientifique et Technologique</i>
EPC	<i>Engineering, Procurement Construction</i>
EnR	<i>Energies renouvelables</i>
E_{AC}	<i>Energie AC (kWh)</i>
E_{DC}	<i>Energie DC (kWh)</i>
I_{mpp}	<i>Courant correspondant au point du fonctionnement maximal</i>
FNME	<i>Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie</i>

FNMEERC	<i>Le Fonds national pour la maîtrise de l'énergie</i>
FNER	<i>Fonds National pour les énergies Renouvelables</i>
FC	<i>Facteur de charge (%)</i>
IEC	<i>Commission électrotechnique internationale</i>
I	<i>courant (A)</i>
Mono-Si	<i>Silicium monocristallins</i>
MTEER	<i>Ministère de la Transition Energétique et des Energies Renouvelables</i>
NOCT	<i>Nominal operating cell temperature</i>
PNME	<i>Programme National de Maîtrise de l'Energie</i>
PNEREE	<i>Programme National de Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique</i>
PV	<i>Photovoltaïques</i>
PERC	<i>Passivated Emitter and Rear Cell</i>
PR	<i>Rapport de performance</i>
Poly-Si	<i>Silicium polycristallins</i>
P	<i>puissance (kW)</i>
RIS	<i>Réseaux Isolés du Sud</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
SCADA	<i>Supervisory control and data acquisition</i>
SKTM	<i>Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida</i>
TF	<i>Thin-film</i>
T_{am}	<i>température ambient (°C)</i>
URAER	<i>Extraction Transformtion Load</i>

Liste des tableaux

UDES	<i>Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelable</i>
V	<i>tension (V)</i>
V_{mp}	<i>tension au point de puissance maximale (V)</i>
V_{oc}	<i>tension à circuit ouvert (V)</i>
V_{mpp}	<i>Tension correspondante au point du fonctionnement maximale</i>
W_c	<i>Watt crête</i>
Y_r	<i>Rendement de référence</i>
Y_f	<i>Rendement final du système</i>

Introduction générale

Contexte

Les énergies renouvelables pour le développement durable sont désormais reconnues comme la solution clé pour les générations futures. Avec l'impact du réchauffement climatique sur l'écosystème et la vie humaine, il est urgent de faire plus d'efforts pour concrétiser la transition énergétique.

L'énergie photovoltaïque peut jouer un rôle important dans la transition à long terme vers une société durable. Ces dernières années, la capacité des systèmes connectés au réseau augmente plus rapidement et continue de représenter la plupart des installations photovoltaïques dans le monde. Par conséquent, l'évaluation des performances des installations solaires photovoltaïques devient de plus en plus cruciale pour les chercheurs, les investisseurs et les hommes politiques afin d'établir une feuille de route mondiale pour le développement et le déploiement de systèmes photovoltaïques [1].

L'Algérie, comme de nombreux pays dans le monde, s'engage à respecter les protocoles et les accords internationaux pour contribuer activement à la préservation de l'environnement et à l'atténuation des effets du changement climatique. Dans ce contexte, le gouvernement algérien lance, depuis 2011, un ambitieux programme de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique [2].

Dans ce programme une phase expérimentale consacrée à la construction d'une centrale pilote multi-technologies située dans la région saharienne du pays pour évaluer leurs performances et décider ensuite sur lequel des technologies PV à utiliser dans chaque région spécifique du pays. En effet, la centrale à multi-technologies de Ghardaïa est une installation pilote expérimentale destinée à l'évaluation des performances de différents types de modules PV qui conditions spécifiques du désert algérien du Sahara. Elle est partiellement constitué de quatre (04) sous-champs avec une puissance crête identique de 100kW et de différentes technologies de modules PV, y compris le silicium monocristallin, le silicium multi-cristallin, le silicium amorphe et le cadmium telluride. Fondamentalement, les sous-champs se comporteraient différemment en raison des conditions climatiques et radiométriques du site de la centrale, il est donc prévu qu'ils produiront différentes capacités de puissance électrique selon les travaux de recherche rapportés dans la littérature.

Problématique

En raison des grands espaces nécessaires pour la construction des centrales photovoltaïques incluses dans le programme de la transition énergétique lancé par l'Algérie, les régions du désert et les hauts plateaux ont été choisies pour accueillir les installations photovoltaïques en raison de la très faible densité de la population dans ces zones et à la disponibilité de grandes terres inexploitées. Cependant, mise à part le potentiel solaire élevé de ces régions, elles sont connues pour avoir des climats très durs et difficiles caractérisés par des températures élevées et des tempêtes de sable qui s'imposent comme des facteurs décisifs dans le choix des technologies PV à utiliser. De plus, l'efficacité du module est également l'un des facteurs importants dans le choix de la technologie PV pour une installation. Par conséquent, un problème important qui reste à résoudre qui est le choix approprié des technologies photovoltaïques à utiliser en prenant en considération les facteurs précédemment cités. Non seulement cela, mais il est important pour l'innovation future de comprendre la viabilité de l'énergie solaire photovoltaïque et comment les différents types de modules photovoltaïques fonctionnent dans le désert algérien dont ce cas présent, la région de Ghardaïa.

Objectifs

L'objectif de ce travail est d'évaluer les performances des sous-champs PV et d'analyser leur comportement dans les conditions de fonctionnement et d'environnement difficiles typiques du désert algérien. à savoir le silicium monocristallin (Mono-Si), le silicium multi-cristallin (Poly-Si), le tellure de cadmium (CdTe) et le silicium amorphe (a-Si). La spécificité de cette étude réside dans le fait que l'analyse de la performance énergétique des sous-systèmes de l'installation pilote a été basée sur l'étude de l'effet des conditions environnementales telles que la température et l'irradiance sur la production de chaque sous-champ ainsi que sur leurs indicateurs de performance. La période de l'étude comprenait en premier temps six mois de données, Elle a ensuite été réduite en deux mois et demi (23 octobre 2014 au 3 janvier 2015) pour des raisons de manques de données cohérentes et robustes.

Organisation du mémoire

Ce mémoire est organisé en trois chapitres :

Le premier chapitre "**La Transition énergétique en Algérie**" Le premier chapitre se compose de trois parties principales, la première partie prend une approche historique de la transition énergétique en Algérie, elle présente les mesures politiques énergétiques de 1980-2018, la deuxième partie met en valeur les grandes réalisations sur le territoire algérien, ce qui est une évaluation de la situation actuelle notamment la gouvernance des projets, ce chapitre est conclu avec un bilan global de la capacité photovoltaïque des centrales connectées au réseau en Algérie.

Le deuxième chapitre “**Présentation et description de la centrale de Ghardaïa**” Ce chapitre présente un aperçu global des différents éléments constitutants (des panneaux solaires jusqu’à la connexion au réseau) l’installation solaire photovoltaïque d’Oued-Nechou, sa localisation ainsi que son mode de fonctionnement, une fiche technique globale est élaboré pour cette dernière.

Le troisième chapitre “**Evaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïque exploitées dans la station pilote de Ghardaïa**” Le chapitre est organisé comme suit : La section 1 montre une présentation de la base de données de six mois fournie par les ingénieurs de la centrale. La méthode d’analyse utilisée dans l’étude est décrite dans la section 2. La section 3 présente les principaux résultats obtenus et l’analyse du rendement de chaque système photovoltaïque raccordé au réseau. Enfin, les conclusions les plus pertinentes sont résumées.

Chapitre 1

La transition énergétique en Algérie

1.1 Introduction

Le concept de transition énergétique est apparu en Allemagne et en Autriche dans les années 1980, qui décrit l'ensemble des transformations des systèmes de production, de distribution et de consommation d'énergie, effectuées sur un territoire visant à transformer un système énergétique et de réduire son impact sur l'environnement. La transition énergétique est fondée sur le progrès technologique et la volonté politique au sens large, impliquant les gouvernements, les citoyens, les acteurs économiques, et plus encore. Le plan mis en œuvre repose principalement sur le remplacement progressif des combustibles fossiles par un mix énergétique qui favorise les énergies renouvelables. Le principal défi est de transformer l'industrie du carbone en une industrie sans carbone, alors que pour de nombreux pays, il n'y a pas d'alternative et l'évolution des habitudes de consommation s'avère être l'unique voie obligatoire pour leur survie. Depuis des années, l'Algérie lance un processus coordonné de transition énergétique visant à assurer la sécurité énergétique du pays et à améliorer les conditions de vie des citoyens algériens. Il n'en demeure pas moins que l'Algérie est totalement dépendante des sources d'énergie traditionnelles et que l'économie algérienne reste fortement dépendante des hydrocarbures, ce qui représentent également 95 % des exportations, notamment le gaz naturel. Cela nous contraint et nous oblige à changer de paradigme en termes de la gestion des ressources énergétiques vers une approche développement durable.

1.2 Une approche historique sur la transition énergétique en Algérie

Hormis quelques initiatives initialement isolées dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, les deux secteurs n'ont commencé à s'implanter effectivement dans le pays qu'au milieu des années 1980. Cela coïncide en effet avec la création des premières institutions publiques chargées de leur développement et de leur suivi respectifs : le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) en 1988 et l'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE) en 1985. Depuis, plusieurs programmes sectoriels visant le déploiement assez limité de solutions énergétiques décentralisées, basées sur des ressources renouvelables, au profit des zones rurales reculées, notamment dans les hautes terres et le sud du pays, ont été initiés avec un appui financier direct de l'état.

1.2.1 Introduction de mesures de politique énergétique (Algérie 1985-2018)

L'Algérie s'est engagée sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile à travers la mise en place d'un cadre juridique (loi et de textes) favorable et d'un fond national pour la maîtrise de l'énergie, ainsi que par le lancement d'un programme ambitieux pour le développement de ces éner-

gies renouvelables. A travers ce programme, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des filières photovoltaïques et éoliennes en intégrant la biomasse [3].

Création de l'APRUE (1985)

L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE), est un établissement public à caractère industriel et commercial créé par décret présidentiel en 1985, placé sous la tutelle du Ministère de la Transition Energétique et des Energies Renouvelables (MTEER). Elle a pour mission principale la mise en œuvre de la politique nationale de maîtrise de l'énergie, et ce à travers la promotion de l'efficacité énergétique. (Voir tableau 1.1) [4].

TAB. 1.1 : Historique de l'APRUE [4].

Année	Réalisations
1985	Création de L'Agence Nationale pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE).
1999	Promulgation de la loi 99-09 relative à la maîtrise de l'énergie.
2000	Création du compte d'affectation spécial n°302-101 intitulé "Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie - FNME".
2008	Lancement du 1er « Programme National de Maîtrise de l'Energie – PNME »
2015	Approbation par le gouvernement du programme de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique à l'horizon 2030
2020	Création du Ministère de la Transition Energétique et des Energies renouvelables « MTEER »
2021	Transfert de l'APRUE sous la tutelle du MTEER.

Création du Centre de Développement des Energies renouvelables (1988)

Le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) est un Etablissement Public à caractère Scientifique et Technologique (EPST) placé sous la tutelle du Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique. . Le CDER a été créé suite à la restructuration du Haut-Commissariat à la Recherche par décret n°88-60 du 22 mars 1988, modifié et complété par le décret n°03-456 du 01 décembre 2003 et régi par le décret exécutif n°11-396 du 24 novembre 2011 fixant le statut-type de l'EPST. Le CDER est doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière, chargé d'élaborer et de mettre en oeuvre les programmes de recherche et de développement, scientifiques et technologiques des systèmes énergétiques exploitant l'énergie solaire, éolienne, géothermique et l'énergie de la biomasse.

Le centre s'étend sur 04 wilayas avec 03 unités de recherches localisées à Ghardaïa (Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables - URAER), à Adrar (Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien - URERMS) et à Tipaza (Unité de Développement des Equipements Solaires - UDES) et de 05 divisions de recherche localisées au sein du siège Centre [5].

Création de la CREG (Loi n° 02-01) et la Loi sur la libéralisation du marché de l'énergie

La loi no 02-01 du 5 février 2002 est relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations en Algérie. Cette loi a permis la création de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) [6].

Présentation de la CREG : La commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) est un organisme indépendant dont le siège est à Alger, institué par la loi n° 02-01 du 5 février 2002 et doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. La CREG est financé par une contribution des consommateurs via les tarifs + frais d'instruction des demandes d'autorisations d'exploiter les installations de production d'électricité. Avec un budget approuvé par le Ministre de l'énergie. La Commission est investie des missions de réalisation et contrôle de l'exercice du service public et la surveillance et contrôle du respect des lois et règlements y relatifs ainsi que l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité et du marché national du gaz [6].

Loi sur la promotion des énergies renouvelables (loi n° 04-09)

La loi algérienne de promotion des énergies renouvelables établit la structure générale du déploiement de la politique des énergies renouvelables et fixe des objectifs de production. La loi vise à promouvoir le développement durable en Algérie, à protéger l'environnement et à contribuer aux efforts internationaux de lutte contre les effets du changement climatique. La législation établit un ensemble d'outils pour promouvoir le développement et l'utilisation des énergies renouvelables [7].

Financement du Programme national d'efficacité énergétique

le financement de tous les projets inscrits dans le programme national de l'efficacité de l'énergie est assuré, depuis 1999, par le Fonds national de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables (FNMEERC). Qui représente une La fusion des deux Fonds spéciaux « Le Fonds national pour la maîtrise de l'énergie (FNME 2000) et le Fonds national pour les Energies renouvelables et la cogénération (FNER 2009).

Fonds National pour la Maîtrise de l'énergie "FNME" Mis en œuvre par la loi de finances de 2000 et financé par des taxes sur les gros consommateurs d'énergie.

Fonds National pour les énergies Renouvelables et la Cogénération "FNER"

Créé sur la base de la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable (loi 04-09). Le fonds a été créé en 2009. Les fonds proviennent d'un prélèvement de 0,5% sur les recettes de la taxe sur le pétrole. Fournit un soutien financier aux mesures prises dans le cadre du « Plan de développement de l'énergie renouvelable et de l'efficacité énergétique 2011-2030 » et d'autres projets renouvelables admissibles [7].

Plan de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (2011-2030)

Le principal objectif du plan algérien de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique est d'accroître l'utilisation des énergies renouvelables et de diversifier les sources d'énergie dans le pays (Voir 1.2.2).

Objectifs du Plan (2011) : Installer 22 000 MW de capacité de production d'électricité à partir de sources renouvelables entre 2011 et 2030 (dont 12 000 MW pour usage interne et 10 000 MW pour exportation) [7].

Tarif de rachat des installations solaires photovoltaïques

Le 23 avril 2014, l'Algérie a adopté un régime de tarifs de rachat garantis pour les installations solaires photovoltaïques. L'objectif du programme est d'aider l'Algérie à atteindre ses objectifs en matière de capacité d'énergie renouvelable. Le tarif est différencié en fonction de la taille de l'installation et les paiements sont divisés en deux phases. Le niveau tarifaire pour la phase I est fixe. Les paiements de la Phase II sont déterminés par le nombre d'heures d'exploitation annuelles équivalentes. (Voir tableau 1.2) Seules les installations d'une capacité équivalente ou supérieure à 1 MW peuvent bénéficier du programme FIT (feed-in-tariff) [7].

TAB. 1.2 : Les niveaux des tarifs de rachat garantis [7].

Phase	hours of annual operation	Feed-in tariff levels in DZD/kWh per plant size	
		1 MW – 5 MW	>5 MW
Phase I	-	15.94/kWh (\$202/MWh)	12.75/kWh (\$ 162/MWh)
	1275-1349	20.08/kWh (\$255/MWh)	16.06/kWh (\$204/MWh)
	1350-1424	18.83/kWh (\$239/MWh)	15.06/kWh (\$191/MWh)
	1425-1499	17.45/kWh (\$222/MWh)	13.96/kWh (\$177/MWh)
Phase II	1500-1574	15.94/kWh (\$202/MWh)	12.75/kWh (\$162/MWh)
	1575-1649	14.43/kWh (\$183/MWh)	11.54/kWh (\$147/MWh)
	1575-1649	13.06/kWh (\$166/MWh)	10.44/kWh (\$133/MWh)
	1725	11.80/kWh (\$150/MWh)	9.44/kWh (\$120/MWh)

Avenant au PNEREE 2015-2030

En 2015, l'Algérie a adopté une mise à jour pour le Plan de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique jusqu'en 2030. Le nouveau Plan met davantage l'accent sur le déploiement d'installations solaires photovoltaïques à grande échelle et d'éoliennes terrestres en raison de la diminution importante des coûts technologiques. La version mise à jour du programme vise à installer 4500 MW de nouveaux projets jusqu'en 2020 et globalement 22 000 MW jusqu'en 2030 (Voir 1.2.3) [7].

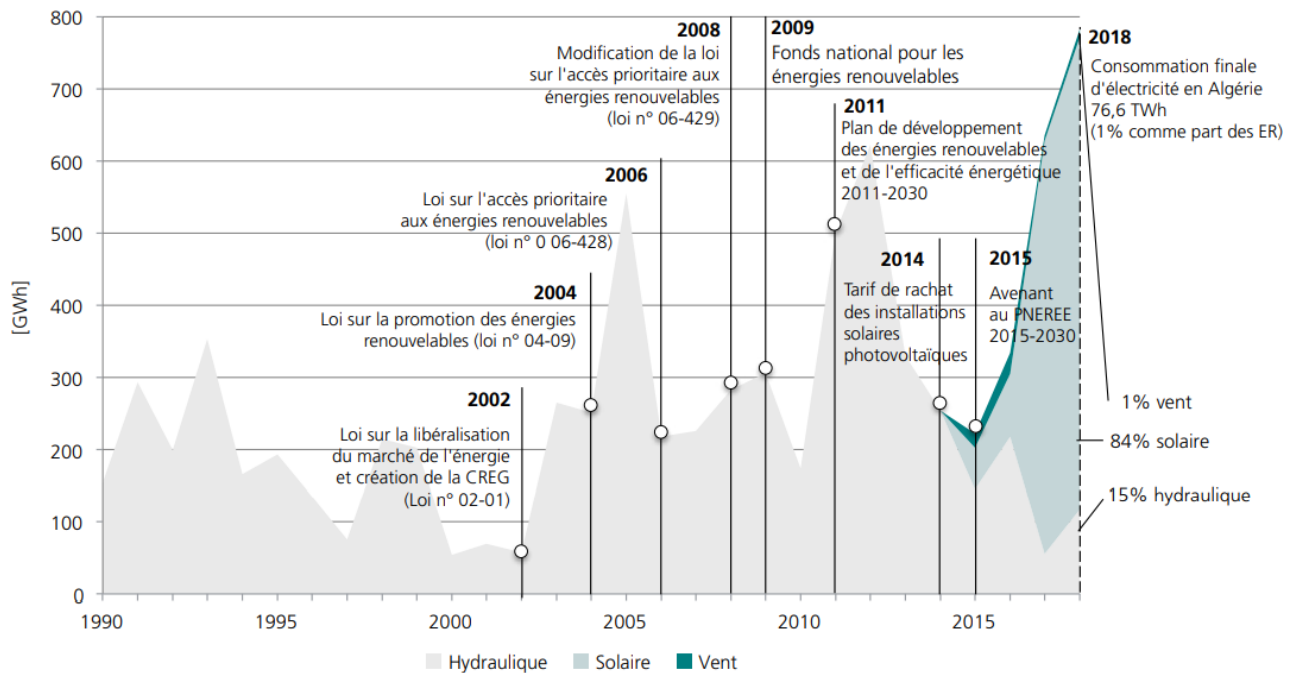


FIG. 1.1 : Développement de la production d'électricité renouvelable par source (en GWh) et introduction de mesures de politique énergétique, Algérie 1990-2018 [8].

le décret exécutif n° 17-98

En application de l'article 26 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, modifiée et complétée, relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations, le décret a pour objet de définir la procédure d'appel d'offres pour la production des Énergies renouvelables ou de la cogénération et leur intégration dans le système national d'approvisionnement en énergie électrique [9].

1.2.2 Création du Programme National de Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique (PNEREE) de 2011

Le premier programme national dédié au développement et la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (PNEREE) en Algérie, a été adopté par le Gouvernement en date du 3 février 2011. Il ambitionnait un taux de 40 % de capacité

de production d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2030. Ceci étant sur la base d'une estimation de l'évolution de la puissance installée préalablement établie (Voir figure 1.2), et présentée par le Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM), qui a tablé sur une consommation annuelle globale à terme de 150 TWh/an. Quantitativement, l'objectif était d'assurer une capacité de production d'électricité renouvelable de 22000 MW, dont 10000 MW seraient dédiés à l'exportation. Les moyens de production de l'électricité destinée au marché national 12GW, ont été planifiés selon le Ministère de l'Énergie et des Mines (MEM) de l'époque, sur la base de trois principales ressources renouvelables (Voir Tableau 1.3) et déployés selon quatre étapes (Voir tableau 1.4) [9].

TAB. 1.3 : Part de chacune des ressources renouvelables primaires retenues [9].

Solaire thermique à concentration (CSP)	Solaire photovoltaïque (PV)	Éolien	Total
7200 MW	2800 MW	2000 MW	12000 MW



FIG. 1.2 : Evolution estimée du parc national de production d'électricité [9].

TAB. 1.4 : Planning de réalisation du programme (Version 2011) [9].

Étape	Action
2011-2013	Réalisation de projets pilotes totalisant une capacité de 110 MW pour tester les différentes technologies.
2014-2015	Début du déploiement du programme avec une l'installation d'une puissance totale de près de 650 MW .
2016-2020	Déploiement à l'horizon 2020 d'une capacité minimale de 4600 MW, dont 2600 MW sont destinés au marché interieur et 2000 MW à l'exportation.
2021-2030	Déploiement à grande échelle du programme en vue d'atteindre à l'horizon 2030 les objectifs respectifs de 12000 MW, prévu pour la consommation locale et 10000 MW à mettre aux marché international.

Réalisations dans le cadre du PNEREE 2011

Le planning de réalisation prévu par la première version du programme de développement des énergies renouvelables, n'a jamais été suivi dès la première étape. En effet, sur l'ensemble des projets pilotes totalisant les 110 MW prévus, seules trois réalisations ont vu le jour avec une puissance globale de 36.3 MW soit :

- La centrale hybride (gaz-solaire thermique) de Hassi-Rmel, avec 25 MWc de solaire thermique à concentration CSP (mise en service en 2011).
- La centrale photovoltaïque (PV) de 1.1 MWc de Ghardaïa, englobant les quatre technologies PV, avec et sans poursuite du soleil (mise en service en 2014).
- La centrale éolienne de 10.2 MWc de Kabertène (Adrar), englobant 12 aérogénérateurs de puissance nominale de 850 KW chacun.

Pour le reste (Voir 1.3.3), seul un programme totalisant 343 MWc de centrales solaires photovoltaïques a été lancé début 2014, sous forme de projet en EPC (Engineering, Procurement and Construction), par SKTM (Voir 1.2.6). Celle-ci, ayant pour missions principales l'exploitation des réseaux d'énergie électriques isolés du sud (production en conventionnel) et des énergies renouvelables pour l'ensemble du territoire national. C'est dans ce contexte que dix centrales solaires photovoltaïques totalisant 265 MW et partitionnées en trois lots (Est, Centre et Ouest) ont été réalisées au niveau des hauts plateaux, alors que dix autres l'ont été dans le cadre du lot sud (78MW) (Voir 1.3.3) [10].

1.2.3 Version réactualisée en 2015 du PNEREE

La réactualisation en 2015 de la première version du PNEREE, éditée en 2011, a été essentiellement motivée par les modifications notables dans le monde quant aux coûts d'investissement et de production d'électricité à base des diverses ressources renouvelables. [9] En effet, il est à rappeler que c'est le solaire thermique à concentration (CSP) qui a été initialement adopté pour générer 7200 MW d'électricité solaire (Voir tableau 1.3), soit plus de 2.5 fois la part du solaire photovoltaïque (2800 MWc). Or, si en 2011 les coûts de production d'électricité à base de ces deux technologies étaient sensiblement les mêmes (0.35 dollars/KWh), ceux relatifs au solaire photovoltaïque ont par la suite fortement chuté jusqu'à moins de (0.15 dollars/KWh) en 2015, alors que ceux du (CSP) n'ont que peu évolués et sont restés bien au-dessus de (0.25 dollars/KWh) (Voir figure 1.3).

C'est ce constat qui a été à la base d'une révision en profondeur de la première version du programme malgré son lancement relativement récent. Ainsi, la part du CSP a été revue à la baisse (2000 MW au lieu de 7200 MW) tout en reportant son développement effectif au-delà de 2021, alors que celle du solaire photovoltaïque a été multipliée par 5 environ (13575 MW au lieu de 2800 MW), soit 62 % de l'ensemble des 22000 MW prévus à l'horizon 2030. Mieux encore, plus de 4500 MW dont les (2/3) de solaire photovoltaïque, sont programmés pour être réalisés avant 2020 selon le planning (Voir tableau 1.5) [10].

TAB. 1.5 : Plan d'exécution du PNEREE révisé en 2015 (en MW) [10]

	1ère Phase 2015-2020	2ème Phase 2021-2030	Total
Photovoltaïque	2020	2030	13575
Eolien	1010	4000	5010
CSP	-	2000	2000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1000
Géothermie	05	10	15
Total	4 525	17 475	22 000

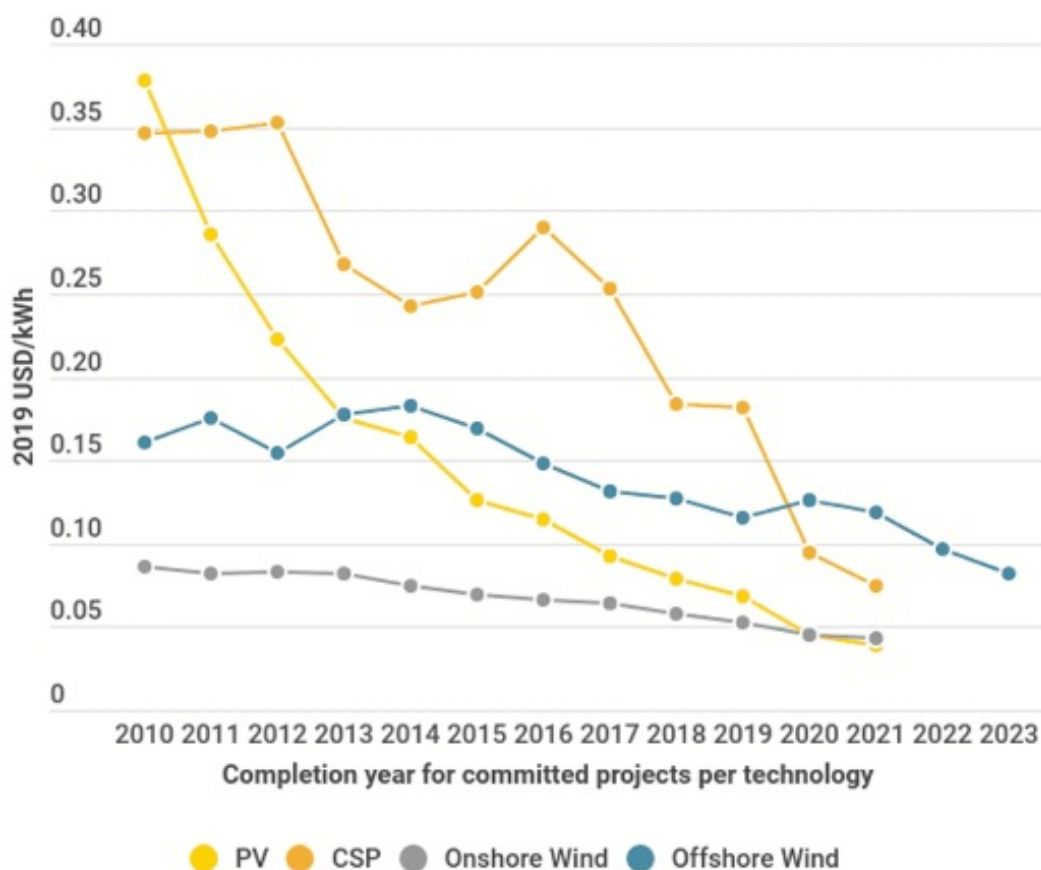


FIG. 1.3 : Evolution des coûts de production de l'électricité à base des principales ressources renouvelables [12].

1.2.4 Projet de 4050 MWc du Ministère de l'Énergie

Alors que la procédure des tarifs d'achat garantis (Feed-in-Tariffs), n'a donné lieu à aucun début sa base juridique et ont été finalisées. Une nouvelle procédure fondée sur les appels d'offres l'a remplacée. Cette dernière ayant été introduite par le décret exécutif n° 17-98 du 26 février 2017 (JO n°15 publié le 5 mars 2017), définissant la procédure d'ap-

peld'offres pour la production de énergie renouvelable ou de cogénération et l'intégration dans le système national d'approvisionnement en électricité. En fait, une telle initiative était le prélude à un cadre juridique spécifique au lancement d'un nouveau programme 4 000 MWp de panneaux solaires photovoltaïques réajustés juste après 4050 MWc pour le rendre présentable en trois lots de capacités identiques de 1350 MWp chacun. En fin de compte, ce projet, qui comprenait de production d'électricité solaire photovoltaïque (PV) , composante industrielle qui l'accompagne, n'a jamais fait l'objet d'un suivi et n'a fait l'objet d'aucun appel aux investisseurs depuis, malgré l'urgence signalée à sa mise en œuvre.

1.2.5 Appel d'offre de 150 MWc de la CREG

Comme dernière tentative de combler le grand retard enregistré dans le pays en matière de développement des énergies renouvelables par rapport aux objectifs fixés, notamment après l'échec du projet de 4050 MW évoqué précédemment, la CREG a été contrainte de lancer un appel d'offres beaucoup plus modeste, soit 150 MWc de solaire photovoltaïque. En effet, une formule d'appel d'offre aux enchères relevant des prérogatives de la CREG, a bien été instituée à travers le même décret exécutif n°17-98 du 26 Février 2017 évoqué précédemment (Voir 1.2.1), au même titre que l'appel d'offre aux investisseurs relevant exclusivement des prérogatives du ministère de l'énergie. Le cahier des charges relatif à l'appel d'offre en question (150 MWc), a été publié par la CREG le (18/11/2018) et s'adressait exclusivement aux entreprises de droit algérien. Il comportait 15 centrales solaires photovoltaïques de 10 MWc chacune, regroupées en quatre lots dont deux de 50 MWc localisés dans les wilayas de Biskra et Ghardaïa, les deux derniers étant de 30 MWc et 20 MWc et respectivement localisés dans les wilayas de Ouargla et El Oued [14].

En fin de compte, seuls huit soumissionnaires sur 93 qui ont exprimé leur intérêt au départ, ont présenté des offres à la date limite qui a été repoussée plusieurs fois avant d'être arrêtée au 12/06/2019, suite à des modifications profondes du cahier des charges initial. Les deux étapes de sélection technique et financière prévues, dont la dernière a eu lieu le 28/10/2019, soit pratiquement une année après la première sortie de l'appel d'offre, n'a permis de retenir qu'une seule proposition pour la réalisation de cinq centrales électriques photovoltaïques de 10 MWc chacune dans la région de Biskra, pour un prix de cession du KWh fixé à 8,28 DA. Remarquant que malgré le niveau assez modeste de l'appel d'offre en question (150 MWc), seul un tiers de la capacité proposée, soit 50 MWc, a pu trouver preneur, sans confirmation à ce jour du début des travaux [14].

1.2.6 Appel d'offre de 50 MWc de SKTM/Sonelgaz

Présentation de SKTM

Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida, SKTM.spa, est une société de production d'électricité, dont le capital est souscrit entièrement par la holding Sonelgaz. Créée le 07 avril 2013, par scission de la société SPE.Spa, son siège social est basé à Ghardaïa. La société est née dans un contexte de prise de conscience généralisée des incertitudes

énergétiques et de la nécessité de lutter contre le réchauffement climatique, un recours massif à l'énergie solaire sous toutes ses formes, directes (photovoltaïque, thermique) ou indirectes (éolien, biomasse) doit s'imposer comme une priorité, une évidence. En plus des enjeux liés au réchauffement climatique, l'épuisement des ressources énergétiques traditionnelles, le pétrole, le gaz naturel entre autres, le recours aux énergies propres, n'est plus une question de choix mais beaucoup plus une question de devenir des nations.

D'autant plus que l'Algérie jouie d'un potentiel solaire des plus importants de par le monde, et d'un potentiel éolien également non négligeable, ajoutés à l'étendue de son territoire, lui permettant d'implanter les ouvrages de production d'électricité par les procédés renouvelables sans encombre [15].

Missions : SKTM a pour missions principales l'exploitation des réseaux d'énergie électrique isolés du sud (production d'électricité en conventionnel) et des énergies renouvelables pour l'ensemble du territoire national. Le développement des infrastructures électriques du parc de production des Réseaux Isolés du Sud, de l'Engineering, de la maintenance et de la gestion des centrales électriques relevant de son champ de compétence et la commercialisation de l'énergie produite pour les filiales de distribution notamment après le déploiement des Energies Renouvelables sur les réseaux interconnectés [15].

L'appel d'offre de 50 MWc

Lancé pratiquement à la même période (décembre 2018) que le projet 150 MWc de la CREG présenté précédemment, cet appel d'offre qui s'adressait également aux entreprises de droit Algérien, a été initié par SKTM afin d'hybrider par du solaire photovoltaïque certaines de ses centrales diesel ou turbines à gaz, utilisées pour la génération d'électricité au profit des Réseaux Isolés du Sud (RIS). Neuf (9) unités ont ainsi été sélectionnées pour y monter en parallèle neuf centrales solaires photovoltaïques totalisant 50 MWc, groupées en cinq lots (Voir Tableau 1.6). Suite à l'évaluation des offres reçues, l'annonce des lauréats a été faite le 13/05/2019, avant de procéder à la signature des contrats de réalisation en EPC (Engineering, Procurement & Construction) le 14/08/2019 [16].

TAB. 1.6 : Données d'attribution du marché de 50 MWc de SKTM en 2019 [16].

N° Lot	Désignation	Puissance (MWc)	Montant (HT) (DA)	Délai (mois)
1	In Guezzem	6	1 761 543 769,63	09
	Tinzaouatine	3		
2	Djanet	4	1 761 543 769,63	09
	Bordj Omar Dris	3		
3	Bordj Badji Mokhtar	10	2 242 624 058,54	10
	Timiaouine	2		
4	Talmine	8	2 257 920 162,20	09
	Tabelbala	3		
5	Tindouf	11	2 138 859 583,81	09

1.3 Présentation des grands projets réalisés sur le territoire algérien

Aujourd'hui, malgré le lancement du programme « PNENREE » pour « le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique », la politique énergétique n'a pas encore progressé en raison de plusieurs obstacles [17] : la stratégie énergétique du gouvernement représenté par le PNENREE qui est soutenue par le fonds FNMEERC (Voir 1.2.1) reste très centralisé, sa mise en œuvre est assurée principalement par les ministères et les institutions associées telles que l'APRUE, le CDER et la filiale SKTM de SONELGAZ etc. Par ailleurs, la politique de subvention de l'État à l'énergie conventionnelle n'encourage pas les parties intéressées à investir dans ce domaine étant donné la très longue période d'amortissement de leurs investissements. En outre, la diffusion de l'information sur cette politique est insuffisante et limitée.

1.3.1 L'Évaluation de la politique énergétique

Le manque d'harmonie dans l'exécution des étapes tracées ainsi que l'absence de suivi et d'évaluation de ce qui a été réalisé sont les principaux points noirs du PNENREE qui ont été justement à l'origine du retard accusé dans le développement des EnR en Algérie. Promulgué le 3 février 2011, le programme en question ambitionnait théoriquement un taux de 40% de capacité de production d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2030, Mais les choses ont lentement avancé voire stagné pour différentes raisons dans le cadre de ce programme.

Une réactualisation sans efficacité

La réactualisation du programme en 2015 à travers une nouvelle version réduisant la part du solaire thermique à concentration (CSP) de 7200 MW à 2000 MW tout en reportant son développement électif au-delà de 2020 n'a pas également apporté du nouveau. Dans cette mouture, faudrait-il rappeler que la part du solaire photovoltaïque a été multipliée par 5 environ (13575 MW au lieu de 2800 MW), soit 62% de l'ensemble des 22000 MW prévus à l'horizon 2030. Aussi, plus de 4500 MW, dont les deux tiers de solaire photovoltaïque, sont programmés pour être réalisés avant 2020 selon le planning arrêté. Or, ça n'a pas été le cas [18].

La seule nouveauté depuis 2015 est la mise en service par Sonatrach en 2018 d'une première centrale solaire photovoltaïque de 10 MWc à Bir Rebaa Nord (BRN) dans la wilaya de Ouargla. Et ce dans le cadre de sa stratégie SH 2030 qui vise à déployer une capacité totale de 2300 MW en énergie solaire à l'horizon 2030. Face à cet échec, il y a eu une dernière tentative en l'occurrence l'appel d'offres de 150 MWc de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG). Le cahier des charges relatif à l'appel d'offres en question a été publié par la CREG le 18 novembre 2018 et s'adressait exclusivement aux entreprises de droit algérien.

Mais au final, seuls huit soumissionnaires sur 93 ont exprimé leur intérêt au départ pour présenter des offres à la date limite repoussée pourtant plusieurs fois avant d'être arrêtée au 12 juin 2019, suite à des modifications profondes du cahier des charges initial. Comme résultat, les deux étapes de sélection technique et financière prévues, dont la dernière a eu lieu le 28/octobre 2019, soit pratiquement une année après la première sortie de l'appel d'offres, n'a permis de retenir qu'une seule proposition pour la réalisation de cinq centrales électriques photovoltaïques de 10 MWc chacune dans la région de Biskra, pour un prix de cession du KWh fixé à 8,28DA. Cela pour dire que, malgré le niveau assez modeste de l'appel d'offres en question (150 MWc), seul un tiers de la capacité proposée, soit 50 MWc, a pu trouver preneur, sans confirmation à ce jour du début des travaux [18].

Point de vue du président du Cluster Solaire M. Boukhalfa Yaici [15] : le rendement est peu élevé et le taux d'avancement est très faible, soit (-1%), puisqu'on comptabilise pratiquement moins de 400 mégawatts installés jusqu'à ce jour. De son avis, l'Algérie utilise depuis toujours le gaz, l'électricité produite est issue généralement du gaz. De plus, le coût de production de l'électricité est d'environ 11 à 13 dinars (l'équivalent de 0.095 centimes d'euros) le kilowatt/h et que le citoyen paie 1,70 dinars (l'équivalent de 0.012 euro, en France le prix du kilowatt/h est à peu près 0.15 euro) comme équivalent, et cela représente donc une perte pour Sonelgaz. Il ajoute que cette perte est compensée par une aide financière de l'Etat qui est estimée autour de 15 milliards de dollars par an.

1.3.2 La gouvernance des grands projets

Les grands projets sont des projets lancés par l'Etat et réalisés, jusqu'à aujourd'hui, seulement en partenariat avec les grandes entreprises étrangères. Ce sont les stations de centrales solaires qui prévoient l'exploitation du potentiel énergétique solaire afin d'approvisionner une surface de grande envergure (une ville par exemple) en électricité verte. En Algérie, l'émergence des grands projets solaires se ferait principalement par la volonté de l'Etat, par le biais du lancement d'appels d'offres internationaux. Le « développement local » serait un des domaines de compétences de l'Etat et de la Wilaya, les communes algériennes n'ont pas de pouvoir de décision et de négociation en matière de grand projet mais peuvent simplement émettre des suggestions à l'Etat. L'Algérie est en effet historiquement centralisée et les communes n'ont pas de compétence en matière financière et décisionnelle concernant les grands projets. Les collectivités territoriales restent tout de même parties prenantes car ces centrales solaires qui sont réalisées sur leur territoire, elles auraient donc un rôle à jouer en matière de logistique et de démarches administratives [19].

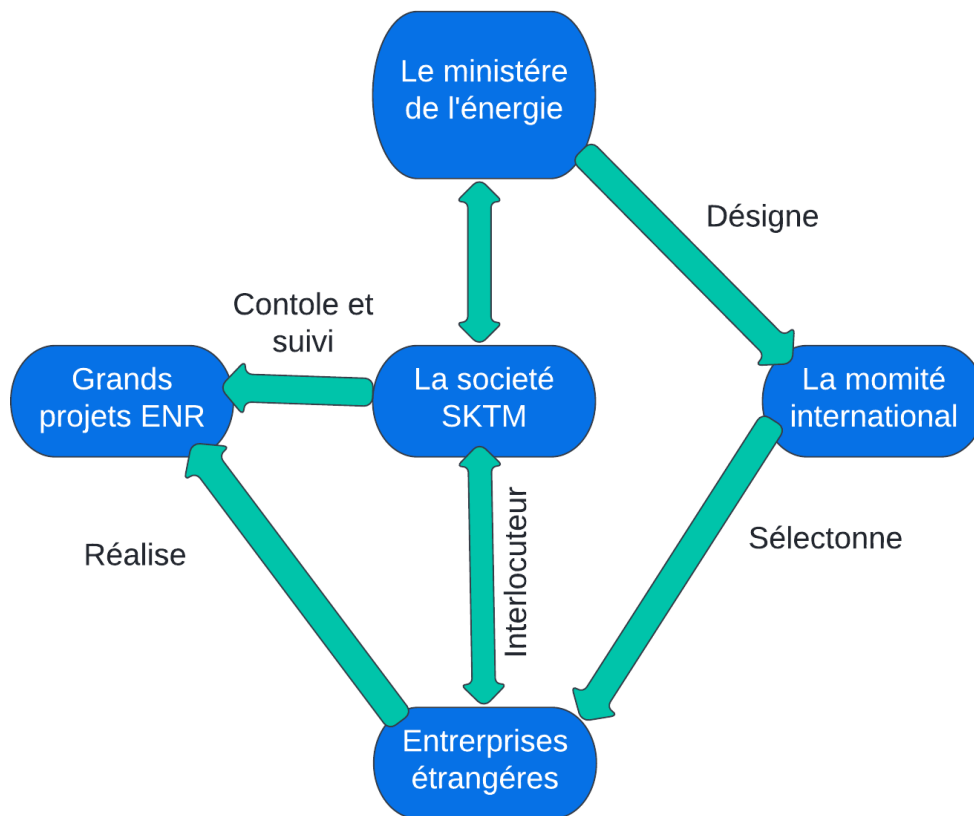


FIG. 1.4 : Processus de réalisation des grands projets [19].

1.3.3 Parc actuel des installations connectées au réseau

L'ensemble des installations de génération d'électricité à base de ressources renouvelables connectées au réseau, (notamment depuis le lancement du PNEREE en 2011) réalisées à ce jour, relèvent toutes de programmes initiés par des institutions publiques (SKTM, CREG, Sonatrach) et réalisées sur fonds propres de l'état.

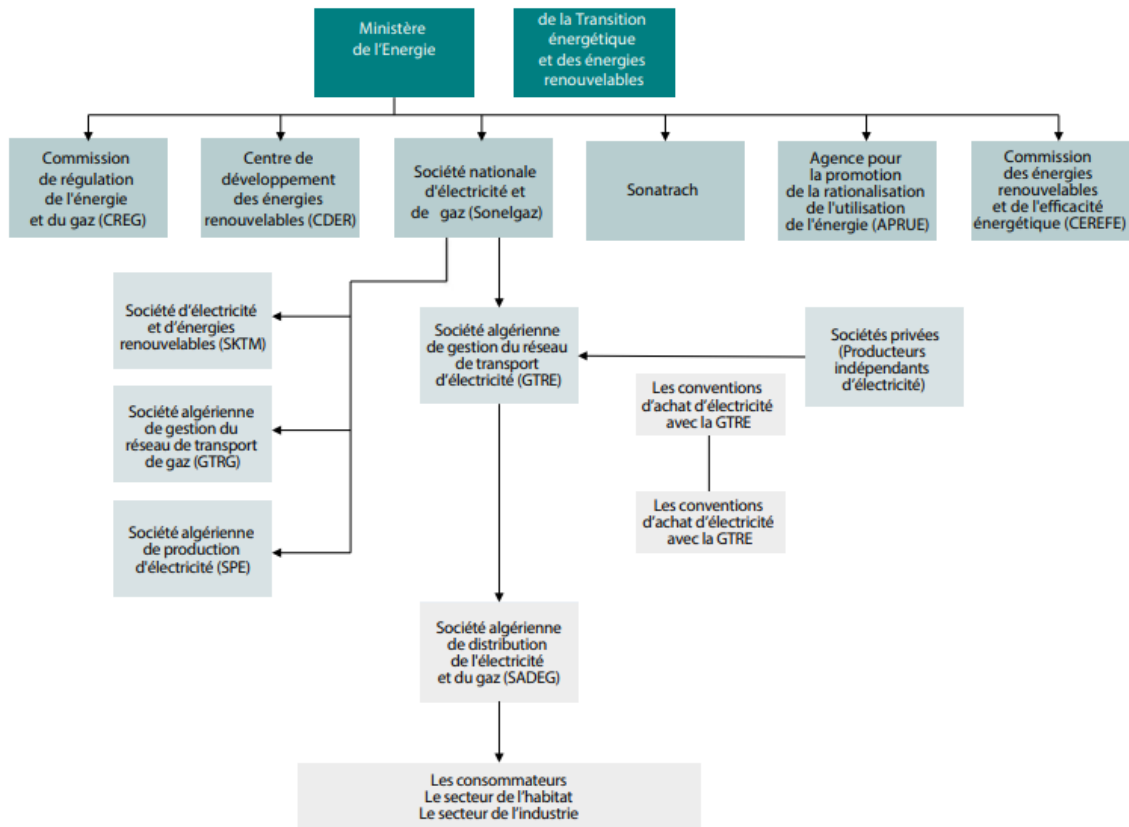


FIG. 1.5 : Structure du marché de l'électricité avec les autorités et les entreprises concernées [20].

Les stations de mesures météorologiques.

Dix (10) stations de mesures ont été acquises et installées le premier semestre 2015. actuellement en exploitation au niveau des sites retenus conformément aux résultats des études satellitaires réalisées (Identification des sites éligibles). Il s'agit de : Khenchela, El Bayadh, Naama, Tiaret, El Goléa Timimoun, M'sila, Labreg, Batna et In Salah [21].

Installations pilotes pour tester les technologies disponibles

- Projet de réalisation d'une ferme éolienne de 10MW à Kabertene (Adrar).
- Projet de réalisation d'une centrale photovoltaïque de 1,1MW à Ghardaïa.

Les deux projets réalisés dans le cadre de la phase expérimentale, sont entrés en exploitation depuis juillet 2014, Pour ce qui est du technopôle de Ghardaïa : Une équipe (SKTM/CREDEG/CDER) est sur site pour analyser les restitutions et le comportement des différents sous-champs (différentes technologies de panneaux) [21].

Le parc des EnR

Un récapitulatif global des installations connectées au réseau est donné (Voir tableau 1.7).

TAB. 1.7 : Bilan global des installations connectées au réseau.

Réalisation	Capacité (MWc)	Année de mise en service
Centrale pilote hybride (gaz-solaire thermique à concentration ou CSP) de Hassi-Rmel	25 CSP	2011
Centrale pilote à base de solaire photovoltaïque de Ghardaïa	1.1	2014
Centrale éolienne de Kabertène (Adrar)	10.2	2014
Centrales solaires photovoltaïques du programme lancé début 2014 par SKTM (au nombre de 20)	Adrar	20
	Kabertène	03
	In Salah	05
	Timimoune	9
	Regguen	05
	Zaouiat Kounta	06
	Aoulef	05
	Tamanrasset	13
	Djanet	03
	Tindouf	09
	Sedret Leghzel (Naâma)	20
	Oued El kebrit (Souk Ahras)	15
	Ain Skhouna (Saida)	30
	Ain El Bel (Djelfa) 1 et 2	53
	Lekhneg (Laghout) 1 et 2	60
	Telagh (Sidi-Bel-Abbes)	12
	Labioudh Sidi Chikh (El-Bayadh)	23
	El Hdjira (Ouargla)	30
	Ain-El-Melh (M'Sila)	20
	Oued El Ma (Batna)	02
Centrale solaire photovoltaïque de 10 MWc de Sonatrach près de Ouargla	10	2018
Total	389.3	

1.4 Situation actuel et perspective

L'Algérie a fait des progrès dans le domaine des énergies renouvelables. Grâce au PNEREE, le pays dispose d'un concept utile à court et moyen terme, qui lui permettant de relever les défis du secteur de l'énergie. Toutefois, l'Algérie doit redoubler d'efforts pour atteindre ses objectifs en matière d'énergies renouvelables. L'objectif à long terme est de concevoir l'énergie renouvelable comme source d'énergie primaire.

1.4.1 Le Programme National de Transition Énergétique 2020

Le Plan national de transition énergétique 2020 s'articule autour d'une triade de relance économique basée sur la sécurité alimentaire, la transition énergétique et l'économie numérique. Dans ce contexte, le plan de développement EnR d'une capacité de 16 000 MW basé sur l'énergie solaire photovoltaïque a été présenté comme l'un des éléments clés de la transition énergétique de l'Algérie, qui devrait atteindre 15 000 MW d'ici 2035, selon le ministère algérien de l'Énergie. Il sera entièrement produit par des centrales solaires connectées au réseau national, la première phase de 4 000 MWc devrait être réalisée en 2024 et les 1 000 MWc restant sont prévus pour 2030.

Un projet appelé "Tafouk 1" a été proposé en mai 2020 pour atteindre 4 000 MWc de puissance solaire photovoltaïque avec quasiment le même contenu et capacité que celui de (4 050 MWc). Ce dernier a pris le relais tel quel, avec des modifications mineures du segment industriel (huit 500 MW au lieu de trois sur les 1 350 MW précédents), ainsi que l'ajustement du segment de financement en fonction de la nouvelle restructuration de Sonelgaz au milieu.

Telles sont les actions à entreprendre dans le nouveau plan, et leur succès dépend des conditions à remplir. Mais il est nécessaire aussi de tirer les leçons des échecs précédents pour se remettre sur les rails. L'une des tâches sur lesquelles travaille actuellement le CEREFÉ s'est fixé pour objectif d'assainir les données sur le terrain depuis sa création.

1.4.2 L'appel d'offres du projet "Solar 1000 MW"

Dans le cadre de la politique nationale de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables et en application des dispositions du décret exécutif n° 17-98 du 26 février 2017, modifié et complété, définissant la procédure d'appel d'offres pour la production des énergies renouvelables ou de cogénération et leur intégration dans le système national d'approvisionnement en énergie électrique, le Ministère de la Transition Énergétique et des Energie Renouvelables a lancé un appel d'offres pour la réalisation du projet « Solar 1000 MW » [22].

Ce projet consiste en la constitution de Sociétés de Projet (SPV) chargées de réaliser un projet de centrales solaires photovoltaïques d'une capacité totale de 1.000 MWc, réparties sur le territoire national, en lots de 50 à 300 MWc chacune, indique le document de l'appel d'offres.

Les sites destinés à l'implantation des installations de ces centrales seront mis à la disposition des SPV par la Société Algérienne des Energies Renouvelables dénommée "SHAEMS, Spa", chargée par le ministre de la Transition énergétique et des énergies renouvelables, du traitement de cet appel d'offres [23].

Cependant, le ministère de la transition énergétique et des énergies renouvelables vient d'être dissout durant le dernier remaniement ministériel qui s'est opéré le 08/09/22. Et tout ce qui va avec, tel que le programme des 1000 Mw, se trouve dans une situation de flou total.

1.5 Conclusion

Dans ce chapitre, il a été question de retracer l'historique du processus de la transition énergétique que l'Algérie a lancé depuis des années et son engagement sur la voie des énergies renouvelables dans le but d'apporter des solutions aux challenges qui se présentent et qui sont, principalement, la préservation des ressources énergétique d'origine fossile. Et ce, à travers la mise en place et le lancement d'un programme prometteur pour le développement des énergies renouvelables de manière à prendre l'indépendance des sources d'énergie traditionnelles.

Chapitre 2

Présentation et description de la centrale PV de GHARDAÏA

2.1 Introduction

La première centrale photovoltaïque de 1 MWc a été installée en 1982 en Californie par ArcoSolaire. En 1984, une centrale photovoltaïque de 5,2 MWc a été installée dans Carrizo Plain. Depuis, les centrales photovoltaïques multimégawatts ont attiré une énorme attention et de nos jours les centrales de plus de 500 MWc sont devenues une réalité. En 2015, le Parc solaire de Charanka, au Gujarat, représente l'une des plus grandes centrales photovoltaïques du monde avec une capacité de 600 MWc. L'Italie, l'Allemagne, la Chine, les États-Unis, la France et le Japon sont les premiers pays en termes d'installation de modules et de systèmes PV. Jusqu'en 2014, environ 1600 installations dans le monde avec une capacité combinée de 22 500 MWc étaient des centrales photovoltaïques de plus de 4 MW. Parmi ces centrales, plusieurs centaines ont été installées en Allemagne et en Espagne, chaque centrale produisant plus de 1 MWc. Dont 60 centrales en Espagne et 50 en Allemagne générant une production de plus de 10 MWc. (Voir figure 2.1) qui montre les installations solaires photovoltaïques cumulatives et annuelles dans le monde. Le nombre de centrales photovoltaïques continuera d'augmenter. Plusieurs centaines de centrales photovoltaïques seront installées au cours des prochaines années. Les futures centrales photovoltaïques auront une puissance plus élevée. En effet, certains d'entre eux dépasseront les 1000 MW avec plus de 90% de la capacité installée est constituée de systèmes connectés au réseau [24].

Le plan des énergies renouvelables en Algérie se concentre sur le développement de l'énergie solaire, la plupart des installations photovoltaïques du pays sont destinées à fournir de l'électricité aux zones rurales qui éprouvent des difficultés d'extension du réseau. La première centrale solaire du pays appartenant à notre organisme d'accueil, a été installée en 2011 à Ghardaïa, au sud de l'Algérie, une centrale photovoltaïque de 1,1 MW a été mise en service pour l'expérimentation des quatre technologies de cellules solaires existantes.

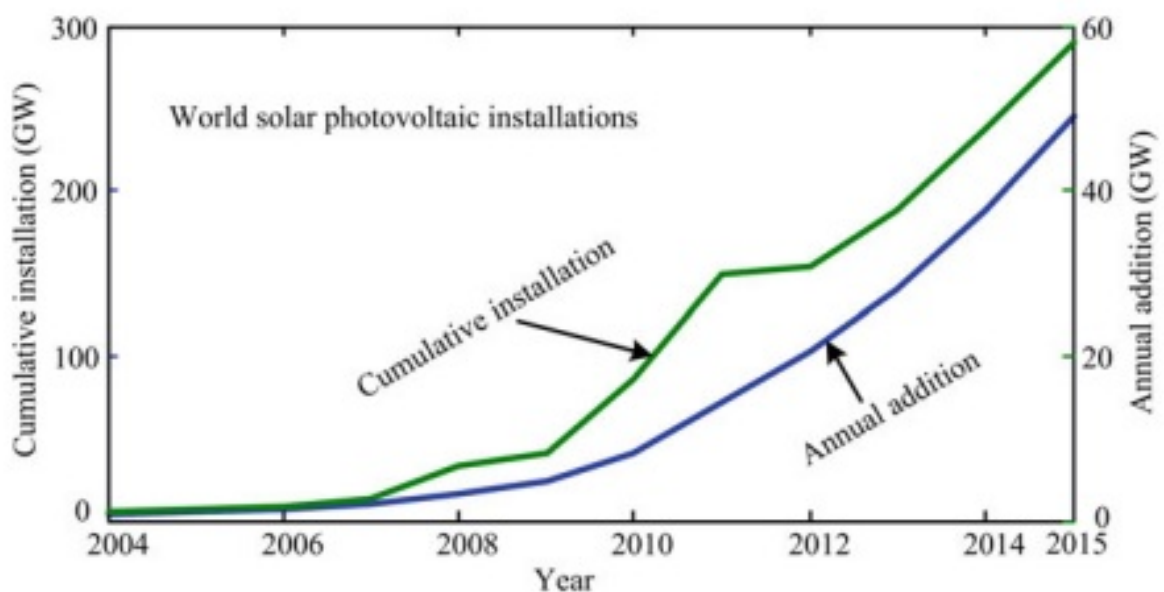


FIG. 2.1 : Installations solaires photovoltaïques annuelles et cumulatives dans le monde [22].

2.2 Généralités sur les centrales solaires photovoltaïques

Les panneaux ou modules photovoltaïques convertissent l'énergie lumineuse en électricité. Lorsque les photons frappent ces cellules, ils transfèrent de l'énergie aux électrons du matériau. Ils se déplacent alors dans une direction précise, vers la grille collectrice intégrée, produisant un courant continu dont l'intensité dépend de l'ensoleillement. Ainsi, le module convertit une partie de l'énergie solaire qu'il reçoit en courant continue basse tension. Les modules sont connectés en série pour former une chaîne pour augmenter la tension à un niveau acceptable pour l'onduleur. Les chaînes de ces panneaux (ou strings) peuvent être mises en parallèle dans des boîtes de jonction (ou junction box). À partir de ce boîtier, l'électricité sera acheminée à basse tension (BT) vers l'onduleur, où le courant continu est converti en courant alternatif. Puis les transformateurs élèvent la tension au niveau de tension requis par le réseau électrique publique. (Voir figure 2.2).

L'énergie est collectée depuis les transformateurs vers le poste de livraison, installée en limite de propriété afin de garantir le libre accès au personnel du gestionnaire du réseau électrique publique. Là, l'énergie est comptée puis injectée sur le réseau public de distribution.

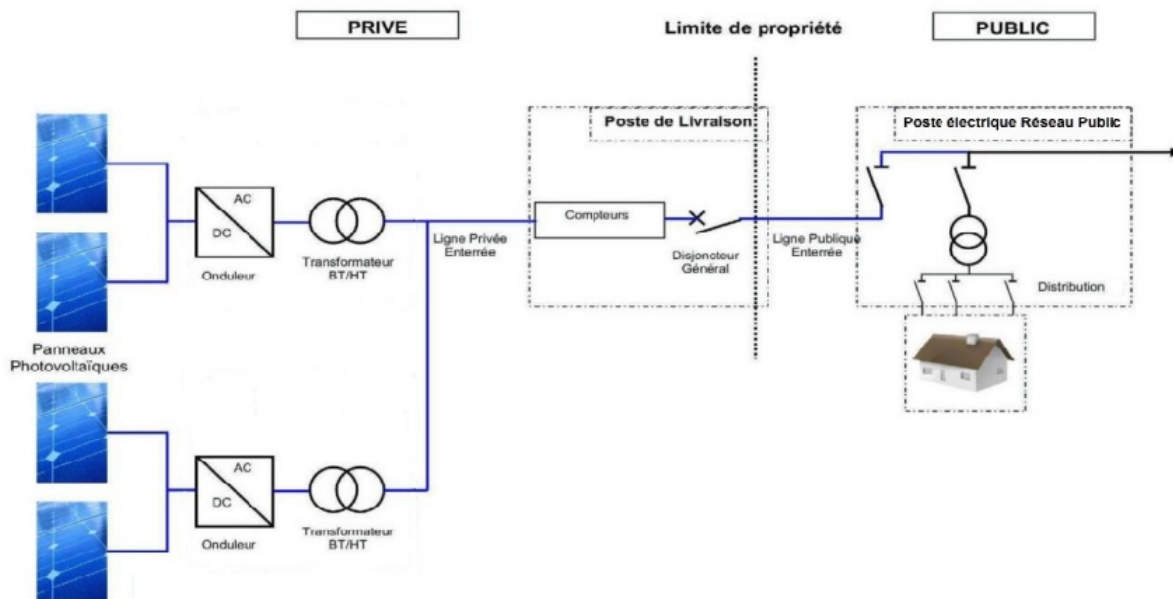


FIG. 2.2 : Principe technique de l'installation. [24]

2.2.1 Éléments constitutifs d'une centrale solaire

Les principaux composants des centrales solaires sont les suivants :

- les panneaux photovoltaïques
- les structures métalliques de support des panneaux solaires

- les onduleurs
- les transformateurs
- la structure de livraison
- les réseaux de câbles
- les pistes d'accès et les aires de grutage des bâtiments techniques

2.2.2 Les modules photovoltaïques

Un module photovoltaïque (ou panneau photovoltaïque) est un ensemble de plusieurs cellules photovoltaïques connectées entre elles en série. Toutes les cellules composant un module photovoltaïque doivent être identiques. Les cellules sont soudées deux à deux par un ou plusieurs collecteurs métalliques en forme de ruban. On trouve en général 32 à 72 cellules en série dans un module, mais ce nombre varie d'un fabricant à l'autre. Le fait de connecter des cellules en série permet leur utilisation à des tensions suffisamment élevées compatibles avec les charges électriques usuelles (onduleur par exemple). Les modules photovoltaïques sont testés en laboratoire dans les conditions STC. Ces tests permettent de déterminer les propriétés électriques telles que la tension à vide V , le courant de court-circuit I , la tension de puissance maximale V_{mpp} et le courant de puissance maximale I_{mpp} .

2.2.2.1 Les conditions STC (Standard Test Conditions)

Les valeurs crêtes (Watt-crête, puissance crête) correspondent à des grandeurs électriques délivrées par le module dans des conditions standard définies de test, normalisées comme suit :

- Ensoleillement : 1000 W/m^2
- Température du module : 25°C (ce n'est pas la température ambiante qui est à 25°C , mais celle des cellules donc du module).
- Répartition spectrale du rayonnement dit AM=1.5, correspondant au spectre solaire parvenant au sol après avoir traversé une atmosphère et demie.

Les fabricants testent tous les modules sous ces conditions d'essais et leurs attribuent alors leurs caractéristiques électriques. Cela permet ainsi de comparer les performances des modules entre eux. (Voir 2.3.4) Les fabricants de modules indiquent toujours sur la fiche technique des propriétés d'ordre générale telles que les dimensions du module ou le poids. Ce qui nous intéresse le plus, ce sont les propriétés électriques des modules.

2.2.3 Les structures porteuses

Les modules PV sont posés sur des structures porteuses qui supporteront la charge statique du poids des modules et, selon l'inclinaison et la zone géographique d'implantation, une surcharge de vent, neige et glace. Les structures sont modulaires, conçues spécialement pour les centrales solaires au sol et généralement composées d'acier traité contre la corrosion ou d'aluminium comme illustré par la figure suivante.



FIG. 2.3 : Exemple de structure fixe [25].

2.2.4 Les onduleurs et les postes de transformation

Les onduleurs transforment le courant continu généré par les modules en courant alternatif. Les transformateurs augmentent la tension de sortie de l'onduleur à une tension acceptable pour le réseau.



FIG. 2.4 : Exemple d'onduleurs installés à l'intérieur du bâtiment électrique de la centrale PV de Ghardaïa.

2.2.5 La structure de livraison

La structure de livraison constitue l'interface entre le réseau public de distribution et le réseau interne de la centrale solaire. Elle abrite notamment les moyens de protections (disjoncteurs), de comptage de l'énergie, de supervision et de contrôle de la centrale solaire.



FIG. 2.5 : Le poste de livraison de la centrale PV de Ghardaïa à titre d'exemple.

2.2.6 Les réseaux de câbles

Les réseaux de câbles suivants seront installés à l'intérieur de la station solaire :

- Les câbles électriques : Ils sont destinés à transporter l'énergie produite par les modules vers les onduleurs et transformateurs, puis vers la structure de livraison.
- Les câbles de communication : Ils permettent l'échange d'informations entre les onduleurs et le système de supervision, situé dans la structure de livraison. Une connexion internet permet également d'accéder à ces informations à distance
- La mise à la terre qui permet : la mise à la terre des masses métalliques, la mise en place du régime de neutre et l'évacuation d'éventuels impacts de foudre.

2.3 Présentation de l'organisme d'accueil

Il s'agit de la Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz "SONELGAZ SPA" et de sa filiale énergies renouvelables qui nous ont données l'opportunité de découvrir l'une des leurs centrale solaire PV. La centrale solaire photovoltaïque est située à Oued Nechou dans la wilaya de Ghardaïa avec une puissance de 1.1MWc et qui s'inscrit dans le cadre du programme de développement des énergies renouvelables en Algérie. Elle représente une des premières centrales pilotes du programme de la transition énergétique, la centrale

a été mise en service en 2014 et elle comporte 4 technologies (Monocristallin, polycristallin, Amorphes est le CdTe). De ce fait, la centrale est considérée comme un laboratoire à ciel ouvert pour les recherches universitaires. La centrale a été installée dans le but de tester le comportement des équipements solaires PV ainsi que d'analyser leurs adaptations au climat du sud algérien. La réalisation de cette centrale a notamment pour objectif d'évaluer la rentabilité des différentes technologies photovoltaïques avant de les propager à travers l'ensemble du territoire national.

2.3.1 Situation géographique

La wilaya de Ghardaïa, l'une des plus importantes wilayas du sud de l'Algérie est assise sur une superficie de 86.560 km². Situé dans la partie septentrionale et centrale du Sahara. Elle est issue du découpage administratif du territoire de 1984. La wilaya de Ghardaïa est limitée [26] :

- Au Nord par la Wilaya de Laghouat (200 Km)
- Au Nord Est par la Wilaya de Djelfa (300 Km)
- A l'Est par la Wilaya de Ouargla (200 Km)
- Au Sud par la Wilaya de Tamanrasset (1.470 Km)
- Au Sud- Ouest par la Wilaya d'Adrar (400 Km)
- A l'Ouest par la Wilaya d'El-Bayadh (350 Km)



FIG. 2.6 : La localisation de l'installation par rapport à la ville de Ghardaia [27].

La centrale est située dans la localité de Oued Nechou à 18 km du chef-lieu de la wilaya de Ghardaïa. (Voir figure 2.6) La superficie totale du site est de dix (10) hectares environ. Seulement une partie de six (06) hectares est destinée à la centrale, l'autre partie est réservée pour des extensions futures. Le terrain du site est limité comme suit (Voir figure 2.7) [28] :

- Au Nord : route nationale N°01.
- Au Sud : terrain vague.
- A l'Est : terrain vague.
- A l'Ouest : route nationale N°01.

Les coordonnées géographiques sont les suivantes :

TAB. 2.1 : Position géographique

Situation	
Latitude	32.60°N
Longitude	3.70°E
Altitude	566M
Time zone	UTC+1



FIG. 2.7 : Le terrain de l'installation [30].

2.3.2 Climatologie de Ghardaïa

Le climat de la région de Ghardaïa est de type désertique saharien, il se caractérise par des étés aux chaleurs torrides et des hivers doux surtout pendant la journée. Il est marqué par une grande amplitude entre les températures de jour et de nuit, à l'été et l'hiver. La période chaude commence au mois de mai et dure jusqu'au mois de septembre. Pour avoir une idée sur la climatologie de Ghardaïa, on va présenter quelques valeurs météorologiques mensuelles (Voir tableau 3.6)

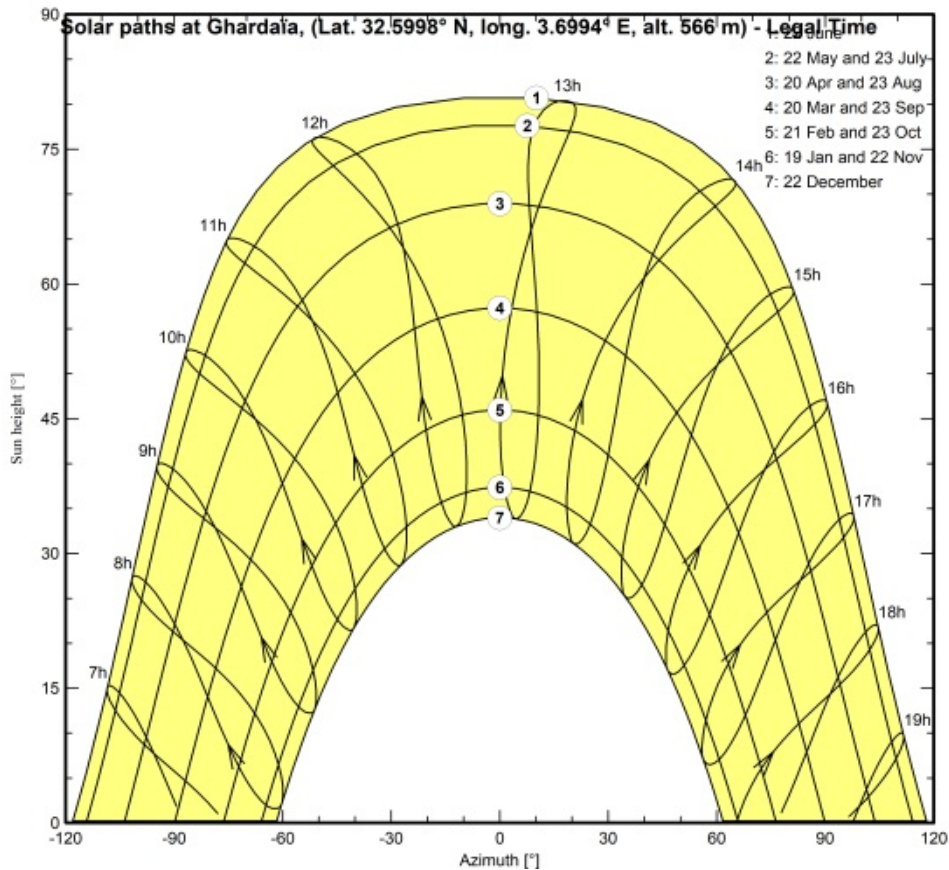


FIG. 2.8 : La trajectoire du soleil [29].

La température moyenne enregistrée au mois de Juillet est de 36,3 °C, le maximum absolu de cette période a atteint 47 °C. Pour la période hivernale, la température moyenne enregistrée au mois de Janvier ne dépasse pas 9,2 °C, le minimum absolu de cette période a atteint -1 °C. On note aussi la rareté et l'irrégularité des pluies. Par ailleurs, les crues sont rares mais instantanées et brutales, les vents de sable sont très fréquents, ils se manifestent souvent sur une grande partie de cette région.

2.3.3 Système électrique de la centrale

La centrale photovoltaïque de Ghardaïa est constituée par les systèmes électriques suivants :

- Système générateur photovoltaïque
- Système de transformation
- Système d'évacuation de l'énergie produite sur le réseau
- Système des auxiliaires en courant alternatif
- Système des auxiliaires en courant continu
- Système des auxiliaires "ASI"

TAB. 2.2 : Fiche technique globale de la centrale. source : documents descriptifs de la centrale, Groupement ABB S.P.A. Italie - ABB Algérie SPA.

Identification de l'installateur	SPE Société Algérienne de Production de l'Electricité.
Puissance nominale (de crête)	1100 kWc
Puissance totale des onduleurs (coté C.A.)	1054 kW
Rendement des onduleurs	95.5
Tension de sortie	30 kV
Energie primaire utilisée	Energie photovoltaïque (lumière du soleil)
Energie de secours le cas échéant	160 kVA maximum pour les systèmes auxiliaires pendant la nuit ou en absence de soleil
Lieu d'implantation	Environ 18 km au Nord de la ville de Ghardaïa, près du village de Oued Nechou
Source d'énergie à utiliser	L'énergie des systèmes auxiliaires est produite par la centrale elle-meme. Pendant la nuit ou en absence de soleil, l'énergie pour faire fonctionner ces systèmes est prise du réseau de distribution MT. Système de batteries + groupe électrogène en cas de black-out
Capacité du groupe électrogène	66 kVA
La superficie dédiée pour l'installation	10 hectares de terrain

2.3.4 Système générateur photovoltaïque

Le contrat de réalisation de la centrale de Oued Nechou a été attribué au groupement ABB (Italie et Algérie), pour l'ingénierie, la fourniture, la conception, la supervision du génie civil, la supervision du montage et la mise en service des équipements, alors que les travaux de montage reviennent à l'Etterkib, filiale de Sonelgaz. D'un coût total de réalisation de 888 millions de DA, elle génère 30 emplois directs pour sa mise en service. ce projet accueille 6032 panneaux solaires fixes et orientables qui permet ainsi de fournir de l'énergie électrique à courant alternatif en moyenne tension de 30 KVA. La centrale pilote est partagée en 8 sous-champs, contenant 4 modules photovoltaïques de technologies différentes (Voir tableau 2.3) et 2 types de structures (Voir 2.3.4.7).

TAB. 2.3 : Répartition des panneaux selon la technologie, tableau élaborer a base de données prises des documents descriptifs de la centrale, Groupement ABB S.P.A. Italie - ABB Algérie SPA.

Technologies	Type	Puissance (Wc)	Quantité
First Gen	Monocristallin	250	1860
Crystalline Silicon	polycristallin	235	1940
Second Gen	Amorphe (a-Si)	103	972
Thin-film	(tellurure de cadmium CdTe)	80	1260
Total			6032

2.3.4.1 Differentes technologies PV

Il existe 4 principaux types de panneaux solaires disponibles sur le marché aujourd'hui : monocristal, polycristallin, PERC, et les panneaux en couches minces.

Panneaux solaires monocristallins Ils sont fabriqués à partir d'un seul cristal de silicium pur qui est coupé en plusieurs plaquettes. Puisqu'ils sont fabriqués à partir de silicium pur, ils peuvent être facilement identifiés par leur couleur noire foncée. L'utilisation de silicium pur fait également des panneaux monocristallins les plus efficaces et les plus durables parmi les trois types de panneaux solaires.

Cependant, cela a un coût : beaucoup de silicium est gaspillé pour produire une cellule monocristalline, atteignant parfois plus de 50%. Il en résulte un prix élevé [31].

Panneaux solaires polycristallins Comme son nom l'indique, ils proviennent de différents cristaux de silicium au lieu d'un. Les fragments de silicium sont fondus et versés dans un moule carré. Cela rend les cellules polycristallines beaucoup plus abordables car il n'y a pratiquement pas de gaspillage, et leur donne cette forme carrée caractéristique [31].

Cependant, cela les rend également moins efficaces en termes de conversion d'énergie et d'espace, car leur pureté et leur construction en silicium sont inférieures à celles des panneaux monocristallins. Ils ont également une plus faible tolérance à la chaleur, ce qui signifie qu'ils sont moins efficaces dans les environnements à haute température [31].

Passivated Emitter and Rear Cell (PERC) Les panneaux solaires PERC sont une amélioration de la cellule monocristalline traditionnelle. Cette technologie relativement nouvelle ajoute une couche de passivation à la surface arrière de la cellule qui améliore l'efficacité de plusieurs façons. Les panneaux de PERC permettent une plus grande collecte d'énergie solaire dans une empreinte physique plus petite, ce qui les rend idéales pour les espaces limités. Ils ne sont que légèrement plus chers à produire que les panneaux traditionnels, en raison des matériaux ajoutés nécessaires, mais ils peuvent être fabriqués sur le même équipement, et peuvent finir par avoir un coût moyen par watt inférieur en raison de leur efficacité [31].

Panneaux solaires à couche mince Les panneaux en couches minces sont caractérisés par des couches très fines, suffisamment fines pour être flexibles. Chaque panneau ne nécessite pas de support de cadre, ce qui les rend plus légers et plus faciles à installer. Contrairement aux panneaux en silicium cristallin de tailles normalisées de 60, 72 et 96 cellules, les panneaux en couches minces peuvent être de tailles différentes pour répondre à des besoins spécifiques. Cependant, ils sont moins efficaces que les panneaux solaires en silicium typiques [31].

Contrairement aux panneaux solaire cristallins qui utilisent du silicium, les panneaux solaires à film mince sont fabriqués à partir de différents matériaux [31] :

a. Tellure de cadmium (CdTe) Les cellules solaires CdTe représentent la deuxième technologie photovoltaïque (PV) la plus répandue sur le marché mondial après le silicium cristallin, qui constitue actuellement 5% du marché mondial. Les cellules solaires à couche mince CdTe peuvent être fabriquées rapidement et à peu de frais, offrant une alternative aux technologies traditionnelles à base de silicium. Le rendement record pour une cellule solaire CdTe de laboratoire est de 22,1% par First Solar. First Solar a également déclaré que son rendement moyen des modules commerciaux était d'environ 18% à la fin de 2020.

b. Silicium amorphe (a-Si) Les panneaux en silicone amorphe (A-Si) dérivent leur nom de leur nature sans forme. Contrairement aux cellules solaires monocristallines et polycristallines, le silicium n'est pas structuré au niveau moléculaire. En moyenne, une cellule a-Si ne nécessite qu'une fraction du silicium nécessaire pour produire des cellules de silicium typiques. Cela leur permet d'avoir le coût de production le plus bas, au détriment de l'efficacité. C'est pourquoi les panneaux a-Si sont adaptés aux applications qui nécessitent très peu de puissance.

c. Cuivre indium gallium selenide (CIGS) Les panneaux CIGS utilisent une mince couche de cuivre, d'indium, de gallium et de sélénium déposée sur un support en verre ou en plastique. La combinaison de ces éléments se traduit par la plus grande efficacité parmi les types de panneaux à couche minces, mais pas encore aussi efficace que les panneaux de silicium cristallin.

2.3.4.2 Caractéristiques des panneaux disponible au niveau de la centrale

Dans la centrale de Ghardaïa quatre différents types de panneaux sont utilisés, une description des caractéristiques de ces panneaux sont détaillées dans la suite de la présente section.

Panneaux au silicium monocristallin

Général Les cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération, elles sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en un seul cristal. Les cellules sont rondes ou presque carrées et, vues de près, elles ont une couleur uniforme. Les cellules monocristallines ont, en général, un rendement élevé, mais des prix plus hauts. A Ghardaïa les panneaux monocristallins seront de marque (ATERSA, modèle A-250M)

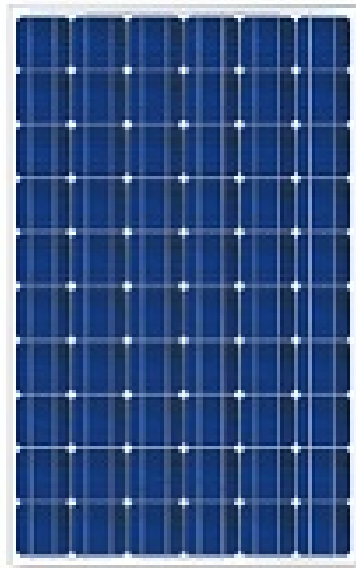


FIG. 2.9 : Panneau Sc-mono ATERSA modèle A-250M. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.



FIG. 2.10 : Panneau Sc-mono à la centrale.

Chapitre 2. Présentation et description de la centrale PV de GHARDAÏA

TAB. 2.4 : Caractéristiques électriques (Spécifications électriques mesurées en STC. NOCT : $47\pm 2^\circ\text{C}$. Tolérances mesures STC : $\pm\%$ (P_{mp}); $\pm 10\%$ (I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp}). source : document descriptif des panneaux solaire fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Puissance Nominale (0/+5 W)	250 W
Rendement du module	15,35%
Courant au Point de Puissance Maximale (I_{mp})	8,24 A
Tension au Point de Puissance Maximale (V_{mp})	30,35 V
Courant en Court-circuit (I_{sc})	8,79 A
Tension de Circuit Ouvert (V_{oc})	37,62 V

TAB. 2.5 : Paramètres thermiques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Coefficient de Température d' I_{sc}	0,3% / $^\circ\text{C}$
Coefficient de Température de V_{oc}	-0,34% / $^\circ\text{C}$
Coefficient de Température de P	-0,43% / $^\circ\text{C}$

TAB. 2.6 : Caractéristiques physiques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Dimensions (mm \pm 2 mm)	1645x990x40
Poids (kg)	21,5
Surface (m ²)	1,63
Type de cellule	Monocristalline 156x156 mm (6 pouces)
Cellules en série	60 (6x10)
Verre	Verre trempé ultra-clair de 4 mm
Cadre	Alliage en aluminium peint au polyester
Boîte de connexion / Optionelle	QUAD IP54 / QUAD IP65
Câbles	Câble Solaire 4 mm ² 1100 mm
Connecteurs	MC4 ou combinés MC4

TAB. 2.7 : Conditions de fonctionnement. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Température	-40 $^\circ\text{C}$ à +85 $^\circ\text{C}$
Tension Maximale du Système / Protection	1000 V / CLASS II
Charge Maximale du Vent / Neige	2400 Pa (130 km/h) / 5400 Pa (551 kg/m ²)
Max. Courant Inverse	15,1 A

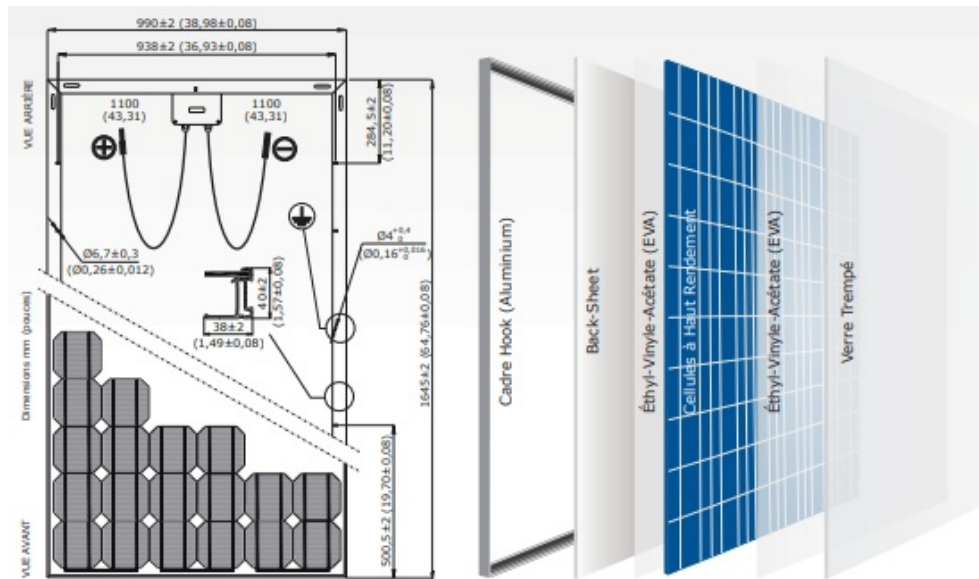


FIG. 2.11 : Vue générique construction module. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Panneaux au silicium polycristallin

Général Les cellules poly-cristallines sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples. Vues de près, on peut voir les orientations différentes des cristaux (tonalités différentes). Elles ont un rendement moins élevé que les cellules monocristallines, mais aussi un coût de production moins élevé. A Ghardaïa les panneaux polycristallins seront de marque ATERSA, modèle A-235P.



FIG. 2.12 : Panneau Sc-poly ATERSA « A-250M ». source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.



FIG. 2.13 : Panneau Sc-poly à la centrale.

TAB. 2.8 : Spécifications électriques mesurées en STC. NOCT : $47 \pm 2^\circ\text{C}$. Tolérances mesures STC : $\pm 3\%$ (P_{mp}) ; $\pm 10\%$ (I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} , V_{mp}). source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Puissance Nominale (0/+5 W)	235 W
Rendement du module	14,43%
Courant au Point de Puissance Maximale (I_{mp})	8,10 A
Tension au Point de Puissance Maximale (V_{mp})	29,04 V
Courant en Court-circuit (I_{sc})	8,64 A
Tension de Circuit Ouvert (V_{oc})	36,94 V

TAB. 2.9 : Paramètres thermiques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Coefficient de Température d' I_{sc}	0,04% / $^\circ\text{C}$
Coefficient de Température de V_{oc}	-0,32% / $^\circ\text{C}$
Coefficient de Température de P	-0,43% / $^\circ\text{C}$

TAB. 2.10 : Caractéristiques physiques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Dimensions (mm \pm 2 mm)	1645x990x40
Poids (kg)	21,5
Surface (m ²)	1,63
Type de cellule	Polycristalline 156x156 mm (6 pouces)
Cellules en série	60 (6x10)
Verre	Verre trempé ultra-clair de 4 mm
Cadre	Alliage en aluminium peint au polyester
Boîte de connexion / Optionelle	QUAD IP54 / QUAD IP65
Câbles	Câble Solaire 4 mm ² 1100 mm
Connecteurs	MC4 ou combinés MC4

TAB. 2.11 : Conditions de fonctionnement source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Température	-40°C à +85°C
Tension Maximale du Système / Protection	1000 V / CLASS II
Charge Maximale du Vent / Neige	2400 Pa (130 km/h) / 5400 Pa (551 kg/m ²)
Max. Courant Inverse	15,1 A

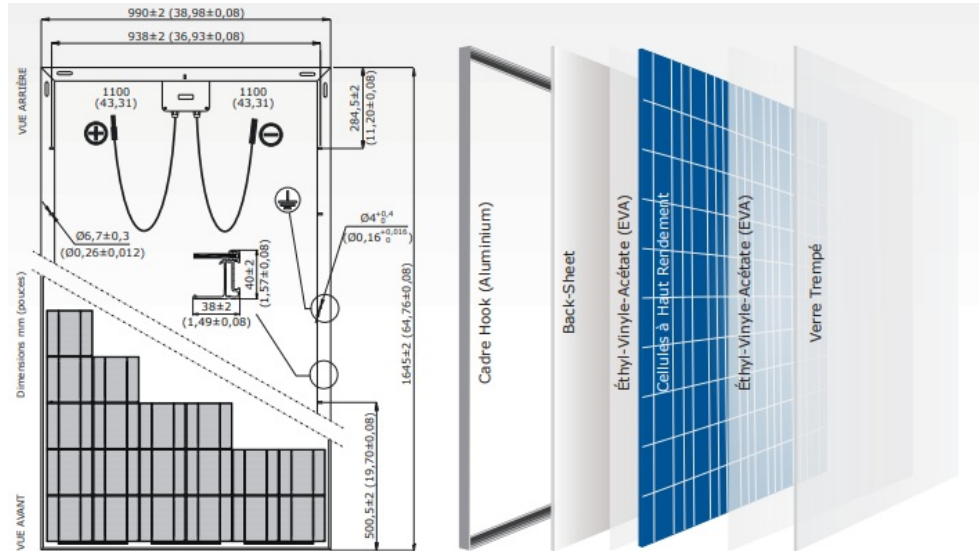


FIG. 2.14 : Vue générique construction module. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Panneaux de silicium amorphe (a-Si)

General Les modules photovoltaïques au silicium amorphe ont un coût plus bas que les panneaux au silicium monocristallin et polycristallin, mais leur rendement est aussi plus bas (5 à 8% contre ils ont l'avantage d'un meilleur comportement dans les milieux chauds, à cause de leur bas coefficient de température P_{mpp} . Enfin, ils présentent un très bon comportement dans les situations de faible ensoleillement. Il faut signaler que tous les panneaux au silicium amorphe attendent leurs caractéristiques stabilisés après une première période de vieillissement (300 -1000 heures de lumière) et cela à cause de l'effet Staebler-Wronski. A Ghardaïa les panneaux en silicium amorphe sont de marque SCHOTT, modèle PROTECT ASI 103.



FIG. 2.15 : La série Schott Protect AS couche mince amorphe bi-verre. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.



FIG. 2.16 : Panneau couche mince amorphe bi-verre à la centrale PV

TAB. 2.12 : Caractéristiques électriques (en conditions STC). source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Type	SCHOTT PROTECT ASI-103	
	valeur stabilisée	valeur initiale
Pays d'origine	Allemagne	
Puissance de crête	103 W _c	125,6 W _c
Rendement du module	7,1%	
Tension max (V _{mpp})	30,4 V	33,8 V
Intensité max (I _{mpp})	3,39 A	3,72 A
Tension circuit ouvert	41,1 V	42,8 V
Courant de court-circuit	4,00 A	4,12 A
Tension max. du système	1000 V	
Normes de référence IEC 61730, IEC 61646	IEC 61730, IEC 61646	

TAB. 2.13 : Caractéristiques thermiques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

NOCT (Température nominale opérative de la cellule)	49 [°C]
Coefficient de température I_{sc}	+0,08% [°K]
Coefficient de température V_{oc}	- 0,33% [°K]
Coefficient de température P_{max}	-0,20% [°K]

TAB. 2.14 : Caractéristiques mécaniques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Dimensions	1308 x 1108 x 35 mm
Poids	20,8 kg
Cellules	72 (3x24)
Charge max	5400 Pa (N / m ²)
Construction :	
- Face avant	Verre
- Face arrière	Verre
- Cadre	Aluminium

TAB. 2.15 : Conditions opératives. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Température max opérative	-40 / +85 [°C]
---------------------------	----------------

Le panneaux au silicium amorphe n'ont pas de diodes de bypass parce que ils ne sont pas réalisés par des cellules mises en série et en parallèle, mais par une couche uniforme de silicium . Donc le phénomène de « hotspot » ne peut pas se vérifier.

TAB. 2.16 : Connexions Electriques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Boite de connexion	IP65
Connecteurs	Câbles de 80 cm de longueur.
	Connecteurs LC4

TAB. 2.17 : Caractéristiques électriques AUX CONDITIONS NOCT (800 W/m² , 20°C, AM=1,5 vent=1m/s) source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.p.A. Italie – ABB Algérie Sp.

Puissance nominale (Pmpp)	80,3 Wc
Tension max (Vmpp)	28,6 V
Courant de court-circuit	3,2 A

TAB. 2.18 : Caractéristiques électriques AUX CONDITIONS DE FAIBLE ENSOLEILLEMENT 200 W/m², 25°C, AM=1,5. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.p.A. Italie – ABB Algérie Sp.)

Tension max (Vmpp)	30,4 V
Intensité max (Impp)	0,68 A
Courant de court-circuit	0.76 A

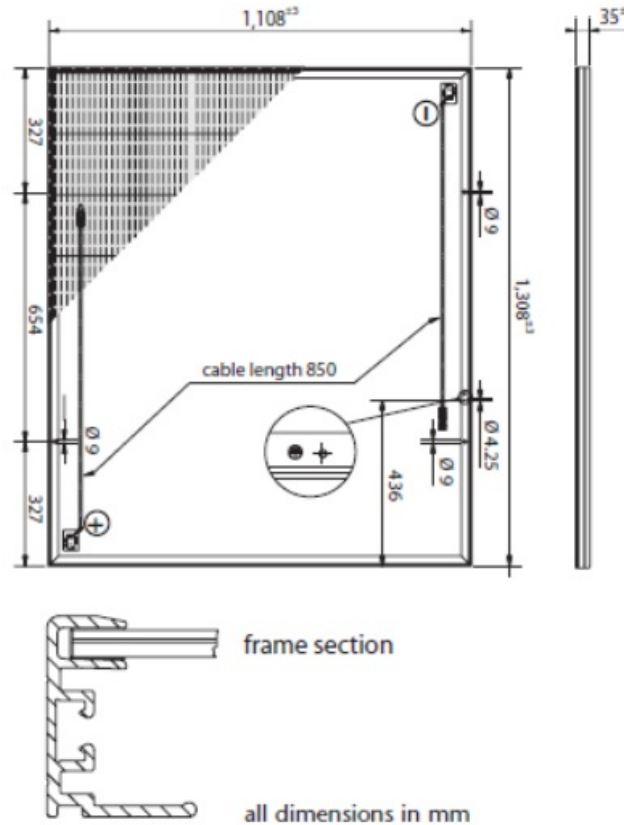


FIG. 2.17 : Panneau SCHOTT « PROTECT ASI 103 ». source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.p.A. Italie – ABB Algérie Sp.

Panneaux couche mince (CdTe)

Général Les modules photovoltaïques à couches minces, comme CdTe (tellure de cadmium) permettent le captage de différentes fréquences du spectre lumineux. Ils ont une excellente sensibilité à la faible luminosité et un faible coefficient de sensibilité à la température. Par contre, par rapport aux panneaux au silicium monocristallin et polycristallin, ils ont une puissance de crête par panneau beaucoup plus petite, et cela implique la nécessité d'une aire plus grande d'installation. Leur rendement est inférieur à celui des panneaux au silicium monocristallin et polycristallin. A Ghardaïa les panneaux en couche mince seront de marque (FIRST SOLAR, modèle FS-380).



FIG. 2.18 : Panneau FIRST SOLAR « FS-380 ». source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.



FIG. 2.19 : Panneau FIRST SOLAR « FS-380 ». à la centrale PV.

TAB. 2.19 : Caractéristiques électriques (en conditions STC). source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Type	FIRST SOLAR FS-380
Pays d'origine	Allemagne
Puissance de crête	80 Wc
Tolérance	$\pm 5\%$
Rendement du module	11,1%
Tension max (V_{mpp})	48,5 V
Intensité max (I_{mpp})	1,65 A
Tension circuit ouvert	60,8 V
Courant de court-circuit	1,88 A
Tension max. du système	1000 V
Normes de référence	IEC 61730, IEC 61646

L'effet de l'ombrage sur les panneaux type CdTe de First Solar La construction des panneaux First Solar FS3 diffère par celle des panneaux cristallins d'une manière qui permet la conception d'un module sans diode de bypass. Dans un panneau FS3, chaque cellule prend toute la largeur de la face de 60 cm et chaque interconnexion de cellule à cellule s'étend sur toute la même largeur. Grâce à cette configuration, avec le module placé en position horizontale, l'ombre affecte également toutes les cellules de la même manière, empêchant ainsi les phénomènes « points chauds » (hot spots). Par conséquent, cette conception n'a pas besoin de la diode de dérivation.

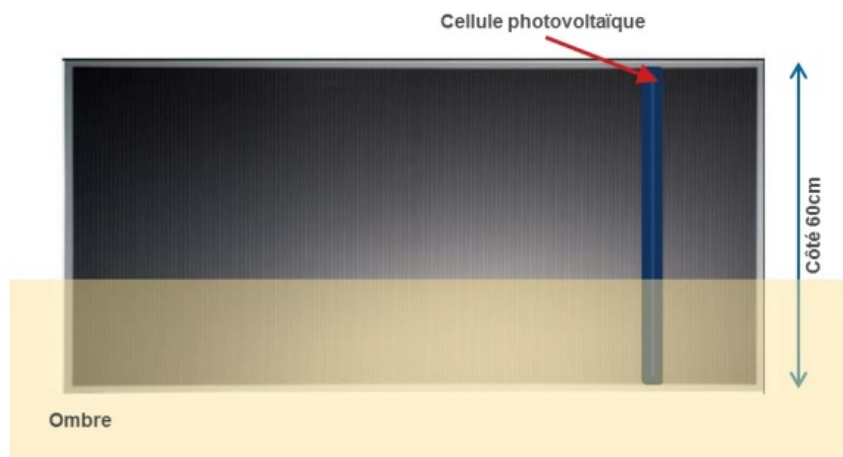


FIG. 2.20 : Panneau FIRST SOLAR « FS-380 » sous l'ombrage. Panneau FIRST SOLAR « FS-380 ». source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

TAB. 2.20 : Caractéristiques thermiques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

NOCT (Température nominale opérative de la cellule)	45 [°C]
Coefficient de température Isc	+0,04% / [°K]
Coefficient de température Voc (-40°C +25°C)	- 0,20% / [°K]
Coefficient de température Voc (>25°C) -	0,27% / [°K]
Coefficient de température Pmax	-0,25% / [°K]

TAB. 2.21 : Caractéristiques mécaniques, source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Dimensions	1200 x 600 x 6,8 mm
Poids	12 kg
Cellules	154
Charge max	2400 Pa (N / m2)
Construction :	
Type de couverture	Vitre frontale thermodurcie de 3.2mm laminée à une vitre arrière trempée de 3.2 mm

TAB. 2.22 : Conditions opératives. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

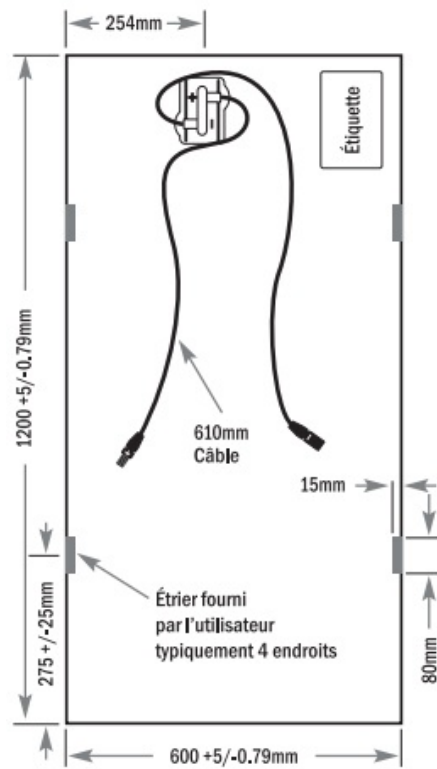
Température max opérative	-40 / +90 [°C]
---------------------------	----------------

TAB. 2.23 : Connexions Electriques. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Boîte de connexion avec câbles de 61 cm de longueur, 4 mm2
Connecteurs MC4

TAB. 2.24 : Caractéristiques nominales à 800W/m2, NOCT2 45°C, AM 1,5. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

Valeurs nominales	FS-380
Puissance nominale (+/-5%) Pmpp(W)	60,0
Tension à PMAX Vmpp(V) 45,5	45.5
Courant à PMAX Imp(A)	1.32
Tension à vide Voc(V) 56,5	56.5
Courant de court-circuit Isc(A) 1,54	1.54



*Toutes caractéristiques nominales $\pm 10\%$, sauf indication contraire. Spécifications sous réserve de modifications.

FIG. 2.21 : Dessin mécanique du panneau. source : document descriptif des panneaux solaires fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

2.3.4.3 Les chaines des panneaux photovoltaïques

Comme la tension d un seul panneau est très petite, de l ordre de quelque Volts, pour élever la tension, des « chaines » de panneaux doivent être créés. Un certain nombre des panneaux est donc relié « en série », de façon à former une chaine des modules. Cette connexion est faite à travers les câbles (positif / négatif) dont les panneaux sont déjà équipés sur leur côté arrière, et par l emploi de câbles « solaires » pour connecter les deux panneaux d extrémité à la boîte de jonction la plus proche. Le câbles solaires sont caractérisés par tension nominale $U_0 = 1 \text{ kV cc}$ et sont identifiés par le code FG21M21 en accord a la norme CEI 20-29. Dans la centrale de Ghardaïa les chaines de modules seront organisées de la façon suivante :

TAB. 2.25 : La répartition des PV par chaine. les informations du tableau proviennent des documents descriptif de la centrale du Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA

Type de structure	Type de technologie	Nbr. de sous-champ	Sous-champ	Nbr. de panneau	Nbr. de panneau par chaine	Nbr. de chaine	Tension de la chaine (V)
Fixe	Silicium monocristallin	Deux	5	420	20	21	756,4
			7	1020	20	51	756.4
	Silicium polycristallin	Deux	6	402	20	21	752,4
			8	1100	20	55	790.4
	CdTe	Un	3	1260	12	97	780.9
Amorphe	Un	4	972	18	54	547.2	
Motorisée	Silicium monocristallin	Un	1	420	20	21	756.4
	Silicium polycristallin	Un	2	420	20	21	752.4

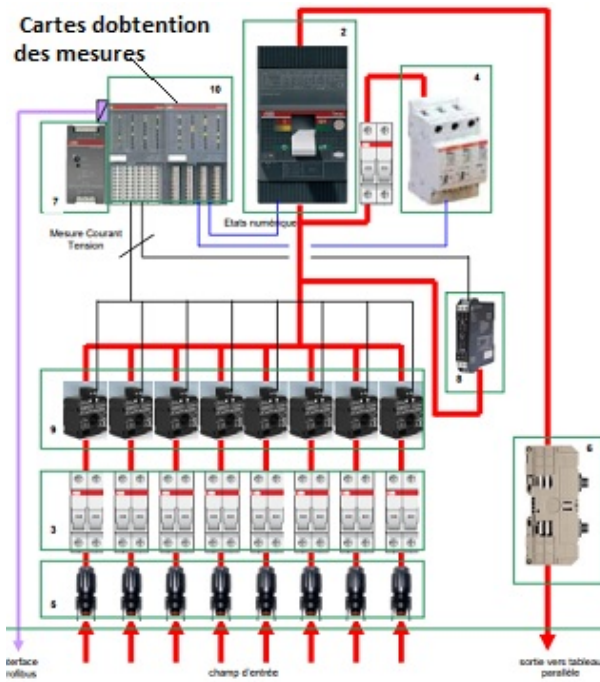


FIG. 2.22 : Schéma général de la boîte de jonction. source : documents descriptif de la boîte de jonction fournis de la part du Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.



FIG. 2.23 : Boite de jonction n°4 du sous-champ 4

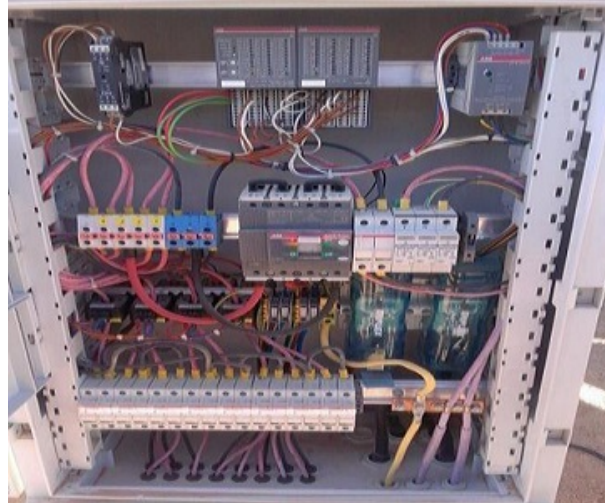


FIG. 2.24 : L'intérieur de l'une des boîtes de jonction à la centrale PV.

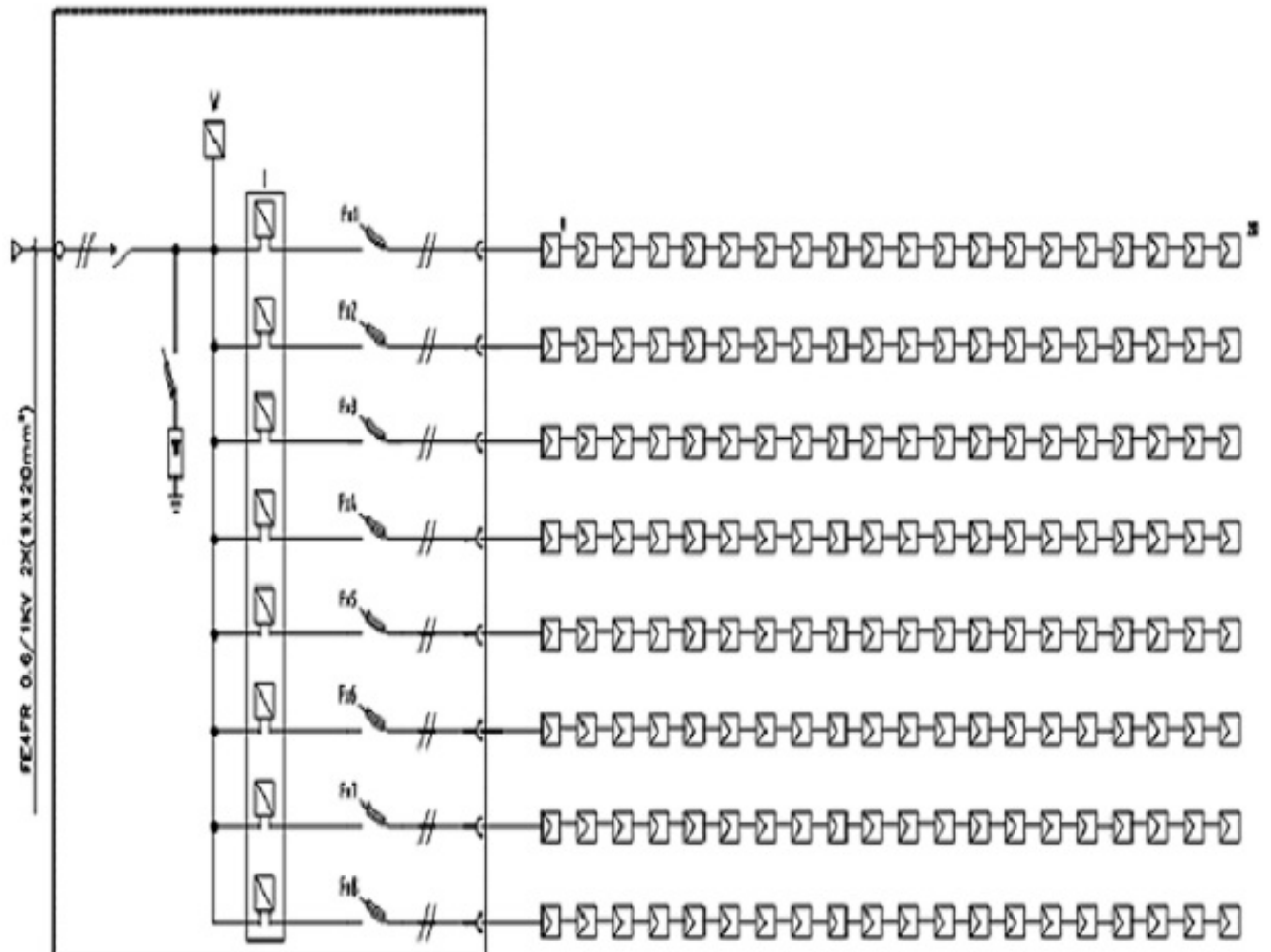


FIG. 2.25 : Schéma typique ensemble chaîne + boîte de jonction. source : Documents descriptif des chaînes PV dans la centrale fournis par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

TAB. 2.26 : Composants de la boîte de jonction. Tableau élaborer avec des informations qui se trouve dans les documents descriptifs des boîtes de jonctions.

Compauants	
Ref.	Déscription
01	Porte-fusible double 32 A
02	Borne 300 MMQ
03	Alimentateur
04	Borne jaune verte 35MMQ
05	Block d'arrêt
06	Parafoudre OAR
07	Interrupteur générale
08	Borne 35 MMQ - Blue
09	Borne 35 MMQ - Grise
10	Convertisseur
11	Module PMC A153-XC
12	Module PMC C1541-XC
13	Module PMC TU516-XC
14	Module PMC TU518-XC
15	Shunt en parallèle
16	Borne 6 MMQ - Jaune vert
17	Borne 6MMQ - tronçonnable
18	Separateur SCFM6
19	Transducteur voltmérique
20	Block d'arrêt - BAZ H1

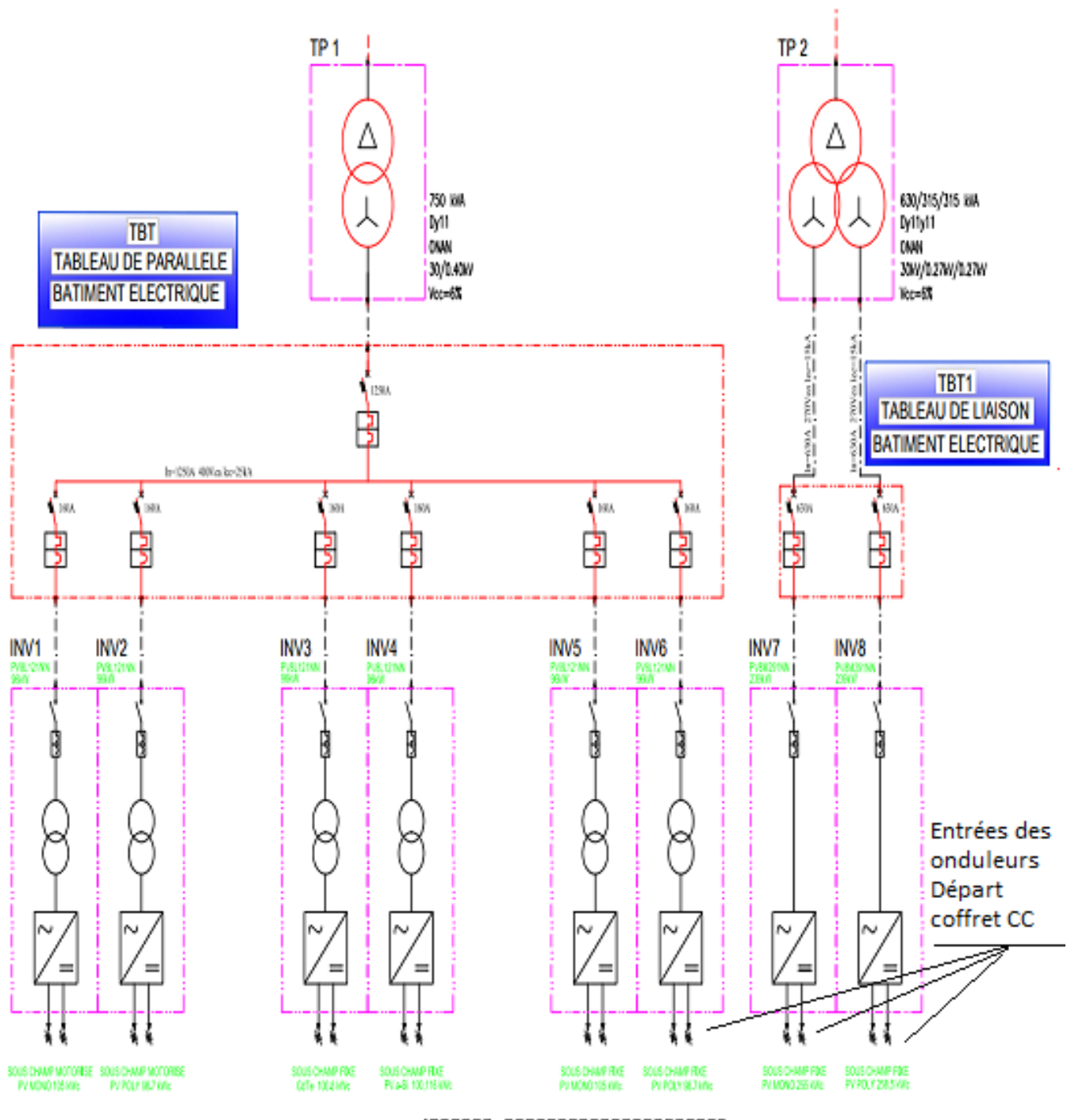


FIG. 2.26 : Schéma unifilaire de l'installation des sous champs. source : documents descriptifs de la centrale par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

2.3.4.5 Coffret CC (courant continu)

Chaque boîte de raccordement est connectée, à travers un câble type FE4FR ($U_0/U=0.6/1kV$), a un coffret courant continu, situé en proximité de l'onduleur de référence, dans le bâtiment électrique. Dans le coffret courant continu on y trouve la connection parallèle des toutes les boîtes de jonction d'un certain sous-champ. Le coffret courant continu est équipé d'une couple de fusibles pour chaque ligne qui provient du sous-champ. Les coffrets sont munis d'un interrupteur-sectionneur sur la liaison vers l'onduleur correspondant.

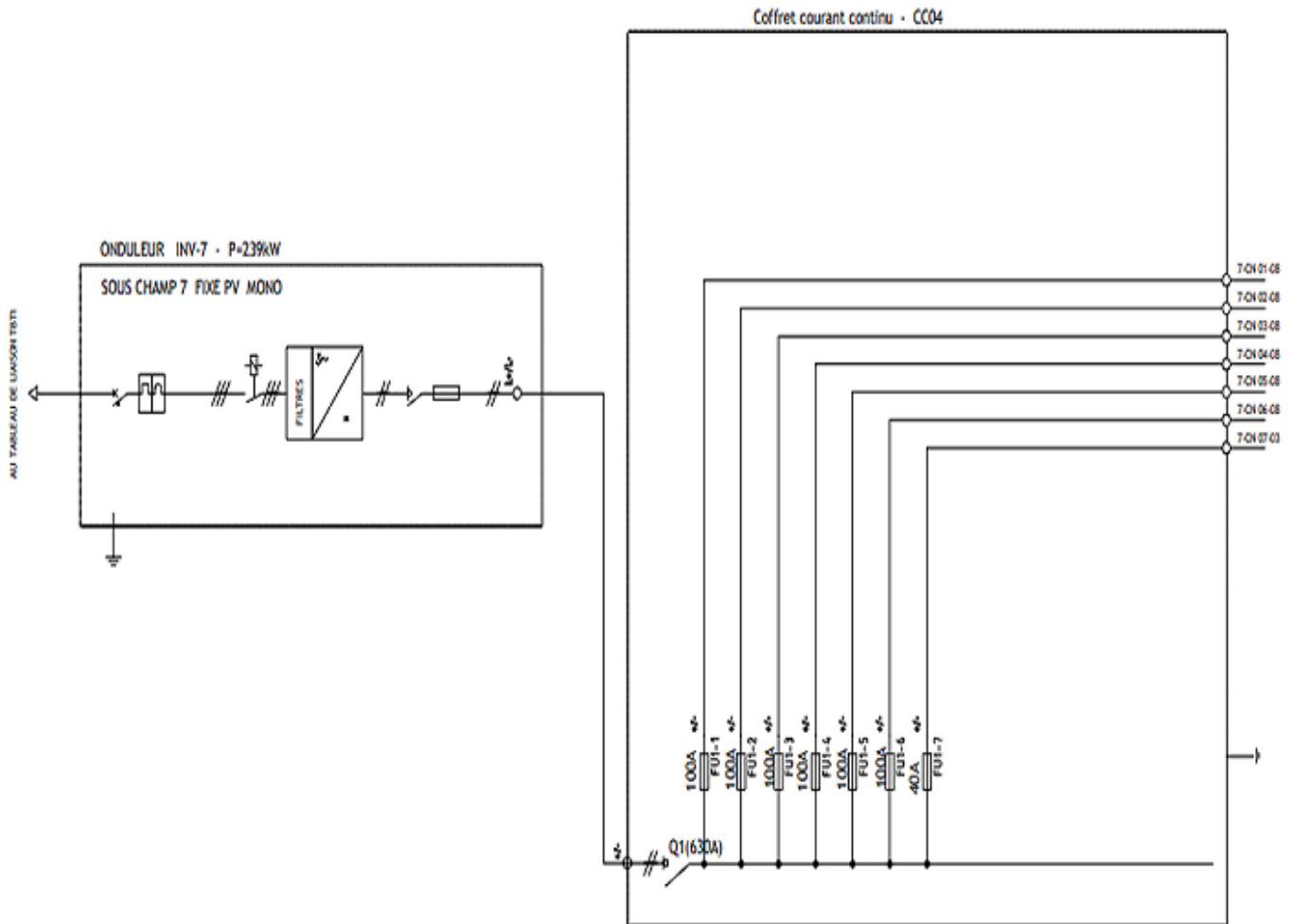


FIG. 2.27 : Schéma typique d'un coffret CC ici sous-champ 7 et la sortie vers un onduleur. source : document descriptif des coffrets CC de la part du Groupement ABB S.P.A Italie – ABB Algérie SPA.

INV-7 : Onduleur du sous-champ 7.

CC04 : Coffret courant continu.

7 CN 01-8 : Boîte de raccordement, du sous-champ n°7, progressif 01, à la quelle se raccordent 8 chaines de panneaux.



FIG. 2.28 : Les entrées des câbles d'un coffret CC de la centrale.

Les coffrets sont aptes à contenir les fusibles « à couteau » type NH 40-63-80-100 A. Les fusibles sont installés sur les deux côtés du coffret de façon à créer la colonne des « positifs » et la colonne des « négatifs ». Dans les coffrets, des groupes de fusibles sont mis en parallèle par barre en cuivre de dimension adéquate. Sur le côté de chaque fusible, il y a une connexion au câble en courant continu 50/120 mm² provenant du champ photovoltaïque (de la boîte de raccordement correspondante), tandis que l'autre côté du fusible est mis en parallèle avec d'autres fusibles sur la barre en cuivre, à travers un câble d'épaisseur qui ne dépasse pas 1x240 mm². La barre en cuivre possède des trous pour la connexion d'un câble jusqu'à 1x240 mm².

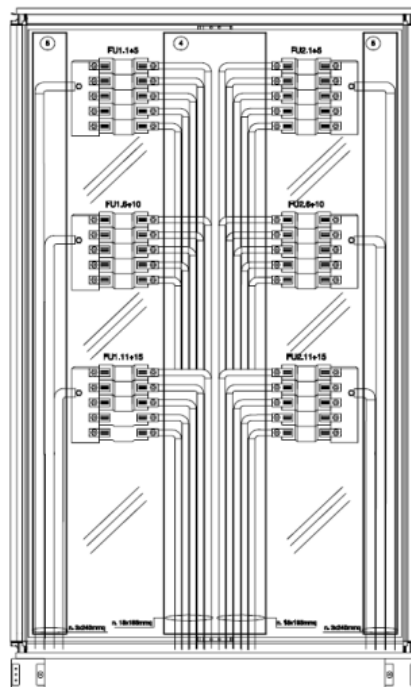


FIG. 2.29 : Vue interne typique. source : document descriptif des coffrets CC de la part du Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

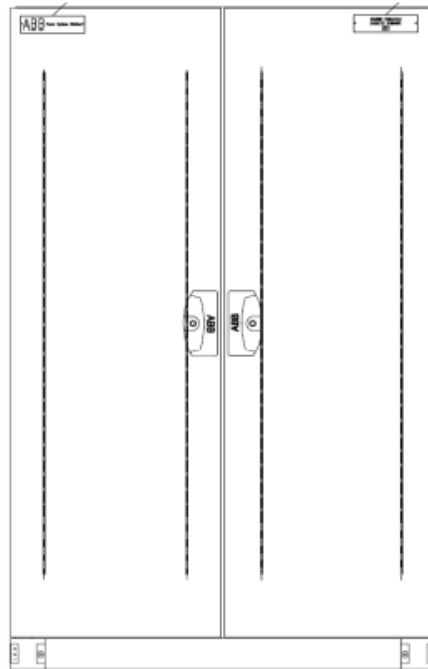


FIG. 2.30 : Vue externe typique. source : document descriptif des coffrets CC de la part du Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

TAB. 2.27 : Spésifications du coffret CC-01. source : document descriptif des coffrets CC de la part du Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

QUANTITE'	1
REPÈRES	CC1
FABRICANT	ELECTROTEHNO
PAYS D'ORIGINE	ROMANIE
CHARACTERISTIQUES ELECTRIQUES	
TENSION ASSIGNÉE	1000 Vcc
COURANT ASSIGNÉ	250 A
N. PHASES	2 (positif, negatif)
CHARACTERISTIQUES MECANQUES	
CHARPENTE	ABB IS2
DEGRÉ DE PROTECTION	Métallique, accessibilité frontale par double porte IPV65 extérieur, IP20 intérieur par panneau en matériel thermoplastique transparent typr (Lexan
ENTRÉE DE CABLES (bride fausse à percer sur le site)	Par le fond
ENCOMBREMENT (H x L x P)	2105 x 1210 x 410 mm
INSTALLATION	Sur plancher
COULEUR	RAL 7035

2.3.4.6 Les onduleurs

Les onduleurs sont les équipements qui transforment l'énergie en courant continu produite par le champ photovoltaïque, en énergie en courant alternatif. Après la transformation en courant alternatif, il est possible d'élever le niveau de tension à travers les transformateurs, de façon à évacuer l'énergie produite sur le réseau de distribution. Les onduleurs ont aussi la tâche de soutenir la tension du réseau de la centrale et de contribuer à la régulation de la tension. Les onduleurs employés dans les centrales photovoltaïques sont de type spécial, à haute rendement appelés aussi onduleurs solaires. A Ghardaïa les onduleurs sont de marque ASI (Ansaldo Sistemi Industriali – Answer Drives), type PV8L et PV8M. ces dernier sont installés dans le bâtiment électrique au milieu du champ. Il existe huit (8) onduleurs, un pour chaque sous-champ. Comme représenté sur le « Schéma Unifilaire General » (Voir figure 2.26), les six premiers onduleurs sont de type PV8L121 (100 kW) ,mis en parallèle à travers un tableau BT, nommé « TBT - Tableau de Parallèle » (Voir 2.3.5.1), qui livre l'énergie pour un transformateur élévateur 30/0,4 kV, 750 kVA, Par ailleurs, les deux autres onduleurs de type PV8M291 (250 kW) sont connectés aux deux enroulements secondaires d'un transformateur 30/0,27 kV, 630 kVA, à travers un « Tableau de liaison – TBT1 ».



FIG. 2.31 : Onduleur type PV8M291 (250 kW) pour le sous-champ 8 situé dans le bâtiment électrique.



FIG. 2.32 : Vue sur l'intérieur de l'onduleur type PV8M291 (250 kW).

TAB. 2.29 : Tableau qui présente les spécification de l'onduleur ANSWER DRIVES (ANSALDO SISTEMI INDUSTRIALI) PV8M291 239 kW_{ac} source : document descriptif des onduleurs solaires du Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

DESCRIPTION	Ud	Données
DONNÉES GÉNÉRALES		
Nombre d unités	n.	2
Configuration système MPPT	n.	MPPT
Sans transformateur	-	Oui
Niveau de tension connexion installation	-	MT
Sous-champ de production		
- Sous-champ 7: Type de modules PV	-	ATERS A-250M
Nombre de module par	n,	20
- Sous-champ 08: Type de modules PV -	-	ATERSA-235P
Nombre de module par cahaine	n.	20
CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES		
Puissance nominale côté CA kW 239	kW	239
Tension nominal section CA V 270	V	270
Champ de variation tension de réseau (avec onduleur branché au reseau)	V	±10%
2.4 Fréquence nominale section CA Hz 50		
Champ de variation fréquence de réseau (avec onduleur branché au reseau)	Hz	47.5-51.5
Courant nominal côté CA	A	510
Comportement court-circuit section CA	A	Isc = In
Maximum rendement % 97,9	%	97,9
Plage de réglage facteur de puissance	-	0,95lead-0,95lag

Chapitre 2. Présentation et description de la centrale PV de GHARDAÏA

Distorsion de courant harmonique côté CA	THDi%	3%
Tension maximale côté	Vdc	880
Plage de réglage tension MPPT	Vdc	430-760
Courant nominal côté CC	A	540
Nombre de sections onduleur	n.	1
\Consommation maximum en stand-by/nuit (système de controle,circuits auxiliares, ventilation)	W	100
Section CC : protection surtension	-	Oui
Section CC : surveillance isolation	-	Oui
Section CC : sectionneur sous charge	-	Oui
Section CC : entrée protégée par fusibles	-	Oui
Section CA : disjoncteur automatique LSI	-	Oui
Section CA : contacteur de réseau pour chaque convertisseur	-	Oui
Communication / protocoles	-	Profibus
CARACTERISTIQUES DIMENSIONNELLES ET ENVIRONNEMENT		
Type d installation	-	intérieur
Champ de variation de la température milieu d'installation	°C	-5 / +50°C
Température maximale milieu d installation	°C	50
Température maximale milieu sans réduction	°C	40
Degré de protection minimum IEC60529	IP	IP33
Couleur armoire	RAL	7035
Altitude niv. mer	m	1000
Champ de variation humidité relative milieu d'installation	%	85%
Volume air de refroidissement m3/h 2700	m3/h	2700
Encombrement (LxWxH)	mm	1800x800x2172



FIG. 2.33 : Onduleur PV8L121 (96 kWc) pour le sous-champ 3 situé dans le bâtiment électrique.



FIG. 2.34 : Vue interne de l'onduleur PV8L121 (96 kWc) pour le sous-champ 3 situé dans le bâtiment électrique.

TAB. 2.31 : Spécification d'onduleur ANSWER DRIVES (ANSALDO SISTEMI INDUSTRIALI) PV8L121 96 kWac. source : document descriptif des onduleurs fourni à la centrale par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA

DESCRIPTION	Ud	Données
DONNÉES GÉNÉRALES		
Nombre d unités	n.	6
Configuration système MPPT	n.	MPPT

Chapitre 2. Présentation et description de la centrale PV de GHARDAÏA

Sans transformateur	-	Non
Niveau de tension connexion installation	-	MT
Sous-champ de production		
Sous-champ 01: Type de modules PV	-	ATERSA A-250
Nombre de module par chaine	n.	20
Sous-champ 02: Type de modules PV	-	ATERSA A-235
Nombre de module par chaine	n.	20
Sous-champ 05: Type de modules PV	-	ATERSA A-250
Nombre de module par chaine	n.	20
Sous-champ 06: Type de modules PV	-	ATERSA A-235
Nombre de module par chaine	n.	20
Sous-champ 03: Type de modules PV -	-	Fisrt Solar FS380
Nombre de module par chaine	n.	12
Sous-champ 04: Type de modules PV -	Vdc	SCHOTT ASI 103
Nombre de module par chaine	n.	18
CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES		
Puissance nominale côté CA	kW	98
Tension nominal section CA V 400	V	400
Champ de variation tension de réseau (avec onduleur branché au reseau)	V	±10%
Champ de variation fréquence de réseau (avec onduleur branché au reseau)	Hz	47,5 - 51,5
Courant nominal côté CA A 156	A	156
Comportement court-circuit section CA	A	Isc = In
Maximum rendement % 96,1	%	96,1
Plage de réglage facteur de puissance	-	0,95lead-0,95lag
Distorsion de courant harmonique côté CA	THDi%	3%
Tension maximale côté CC Vdc 880	Vdc	880
Plage de réglage tension MPPT	Vdc	430-760
Maximum courant côté CC A 221	A	221
Nombre de sections onduleur n. 1	n.	1
Alimentations auxiliaires V	V	230Vac, 50Hz
Consommation maximum en stand-by/nuit	W	100
Section CC : protection surtension		Oui
Section CC : surveillance isolation		Oui
Section CC : sectionneur sous charge		Oui
Section CC : entrée protégée par fusibles		Oui
Section CA : disjoncteur automatique LSI		Oui
Section CA : contacteur de réseau pour chaque convertisseur		Oui
Communication / protocoles		Profibus
CARACTERISTIQUES DIMENSSIONELLES ET ENVIRONEMENT		
Type d installation	-	intérieur

Champ de variation de la température milieu d'installation	°C	-5 / +50°C
Température maximale milieu d'installation	°C	50
Température maximale milieu sans réduction	°C	40
Degré de protection minimum IEC60529	IP	IP33
Couleur armoire	RAL	7035
Altitude niv. mer	m	1000
Champ de variation humidité relative milieu d'installation	%	85%
Volume air de refroidissement m ³ /h 2700	m ³ /h	1140
Encombrement (LxWxH)	mm	1200x800x2172

2.3.4.7 Les structures porteuses

Comme la centrale photovoltaïque de Ghardaïa un site expérimental, il a été choisi d'employer non seulement quatre types de panneaux différents, mais aussi deux types différents de structures de support, c'est-à-dire des structures fixes, et des structures mobiles (systèmes suiveurs motorisés). Les structures sont en acier galvanisé, et dimensionnées en accord aux conditions du site. Les structures fixes seront orientées vers le sud avec un angle de « tilt » de 30 degrés, pour optimiser l'ensoleillement sur les panneaux. Les systèmes suiveurs sont de type « simple axe », l'axe orienté dans la direction nord-sud. Pendant la journée, les panneaux suivent le soleil de l'est à l'ouest (suivie azimutal). Les panneaux installés sur le tracker, ont un angle de tilt de 17 degrés pour optimiser l'ensoleillement sur les panneaux.

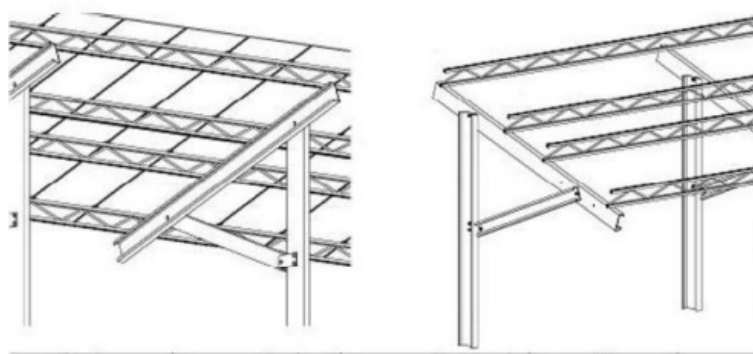


FIG. 2.35 : La structure fixe. source : document descriptifs des structures porteuses fourni par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA

TAB. 2.32 : Caractéristiques principales des structures fixes. Tableau élaboré avec des informations du document descriptif des structures porteuses fourni par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA

	Structures fixes panneaux mono- et poly	Structures fixes panneaux a-Si	Structures fixes panneaux Cd-Te
Constructeur	ERCAM	ERCAM	ERCAM
Pays d'origine	Espagne	Espagne	Espagne
Type	«12.8»	«12.8»	« TF18»
Matériel	Acier galvanisé μ a chaud type S275JR (ISO 1461)	Acier galvanisé a chaud type S275JR (ISO 1461)	Acier galvanisé à chaud type S275JR (ISO 1461)
Installation au sol	massifs en béton	massifs en béton	massifs en béton
Angle de tilt	30°	30°	30°
Orientation panneaux	verticale	verticale	horizontale

TAB. 2.34 : Une table récapitulative des caractéristiques principales des structures motorisées de Ghardaïa. source : document descriptif des structures porteuses fourni par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA

Constructeur	ERCAM
Pays d'origine	Espagne
Type	«1 AXIS HL »
Matériel de la structure principale	Acier galvanisé à chaud type S275JR (ISO 1461)
Matériel de la structure pour les panneaux	Aluminium 6061 T6
Installation au sol	massifs en béton
Orientation axe	Nord-Sud
Angle de tilt	17°
Bloc de base (« beam »)	pour 5 panneaux, en 1 colonne et 5 files
N. max de bloc de base consécutifs	8
Angle de rotation du suiveur	(Est-Ouest) $\pm 55^\circ$
Actuateur	Moteur électrique
Protection vent	trackeur retourne à la position horizontale
Fonction de « backtracking »	oui
Instrument pour mesure position	inclinomètre
Système de contrôle commande des suiveurs PLC	PLC

Chaque tracker est mouvementé par un moteur électrique qui se trouve à bord du système et est alimenté par un tableau BT de la centrale. Le mouvement des systèmes suiveurs est synchronisé par un système de contrôle commande propriétaire (PLC). Les systèmes suiveurs devront remettre les modules à l'horizontal pour une vitesse de vent élevée.



FIG. 2.36 : Le moteur électrique de la structure.

Le plan de disposition des champs PV trackers est pensé de façon à éviter de sauts entre une file de structure et la suivante pour compléter une chaîne de panneaux. C'est-à-dire que chaque chaîne de panneaux se trouve sur la même structure, et non partagée entre deux structures différentes.



FIG. 2.37 : Deux chaînes de panneaux type Sc-poly sur une structure motorisée.

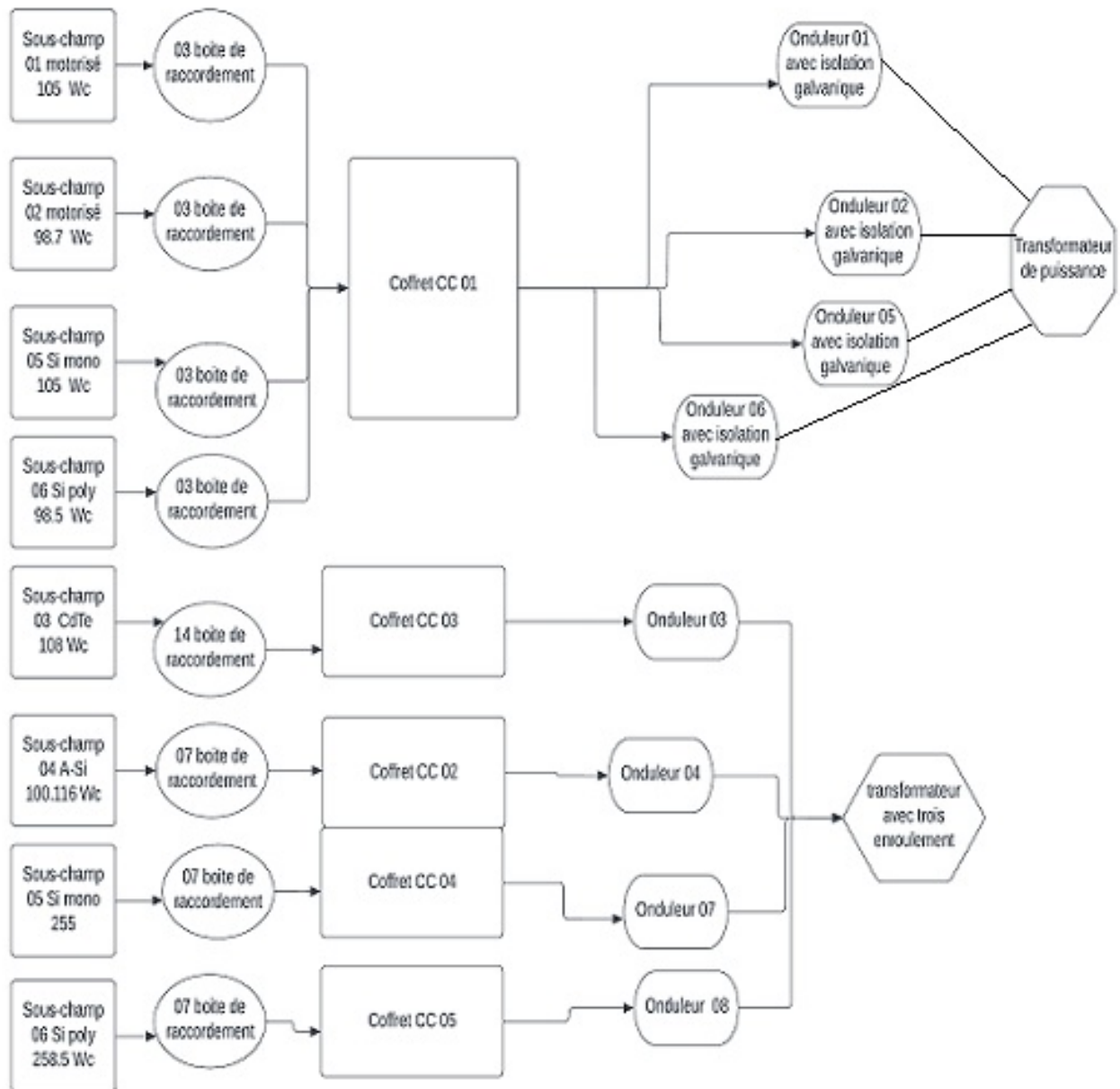


FIG. 2.38 : Schéma générale du générateur pv.

2.3.5 Système de transformation

Il est défini "système de transformation" l'ensemble de :

- Tableau BT de parallèle
- Tableau BT de liaison
- Transformateur élévateur TP1
- Transformateur élévateur TP2
- Câbles MT.

C'est-à-dire les équipements nécessaires à recueillir l'énergie basse tension en sortie des onduleurs et à la transformer en énergie en moyenne tension.

2.3.5.1 Le tableau parallèle et tableau de liaison

Puisque la centrale possède un ensemble de six onduleurs de puissance assez petite (environ 100 kW), ce qui engendre la nécessité de les mettre en parallèle pour le relier à un seul transformateur de puissance (TP1). Cette liaison est réalisée à travers un « tableau de parallèle » (Voir figure 2.39 - figure 2.40), nommé « TBT », situé dans le bâtiment électrique (Voir figure 2.42 - figure 2.43) à côté des onduleurs. Pour chaque arrivée onduleur un interrupteur-sectionneur est prévu (Voir figure 2.44 - figure 2.41), et un interrupteur-sectionneur sur la sortie vers le transformateur TP1. Il est à noter que la circulation de courant entre les onduleurs n'est pas possible car les onduleurs 100 kW sont munis d'un transformateur dedans (Voir 2.44).



FIG. 2.39 : Tableau de parallèle TBT.



FIG. 2.40 : Jeu de barres pour relier les onduleur (1 2 3 4 5 6) à un Transformateur de puissance. TP1



FIG. 2.41 : Disjoncteur a effet thermique et électromagnétique différentiel.

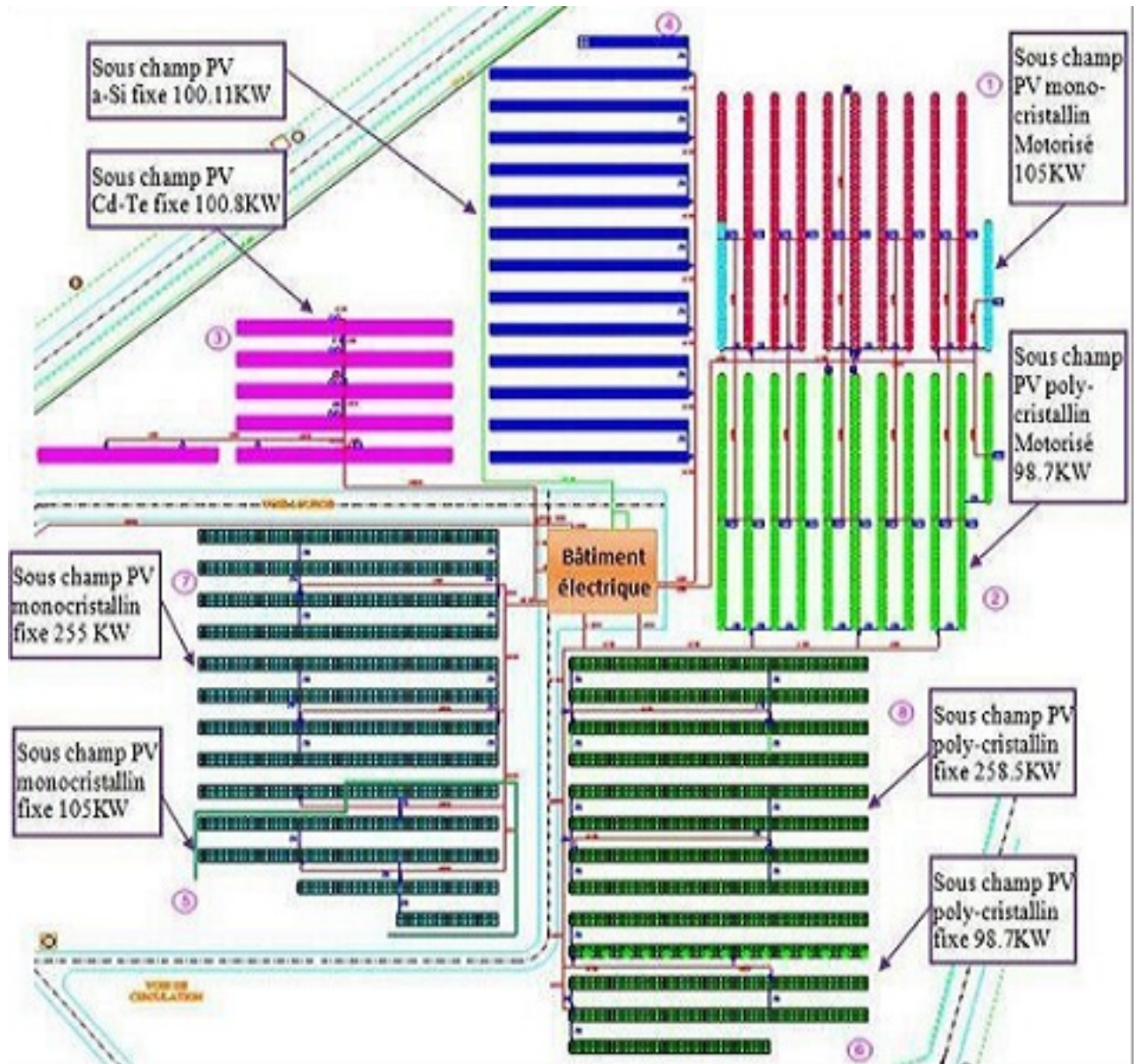


FIG. 2.42 : Bâtiment électrique sur le plan de la centrale, source : Documents descriptifs de la centrale



FIG. 2.43 : Bâtiment électrique vue de l'extérieur.

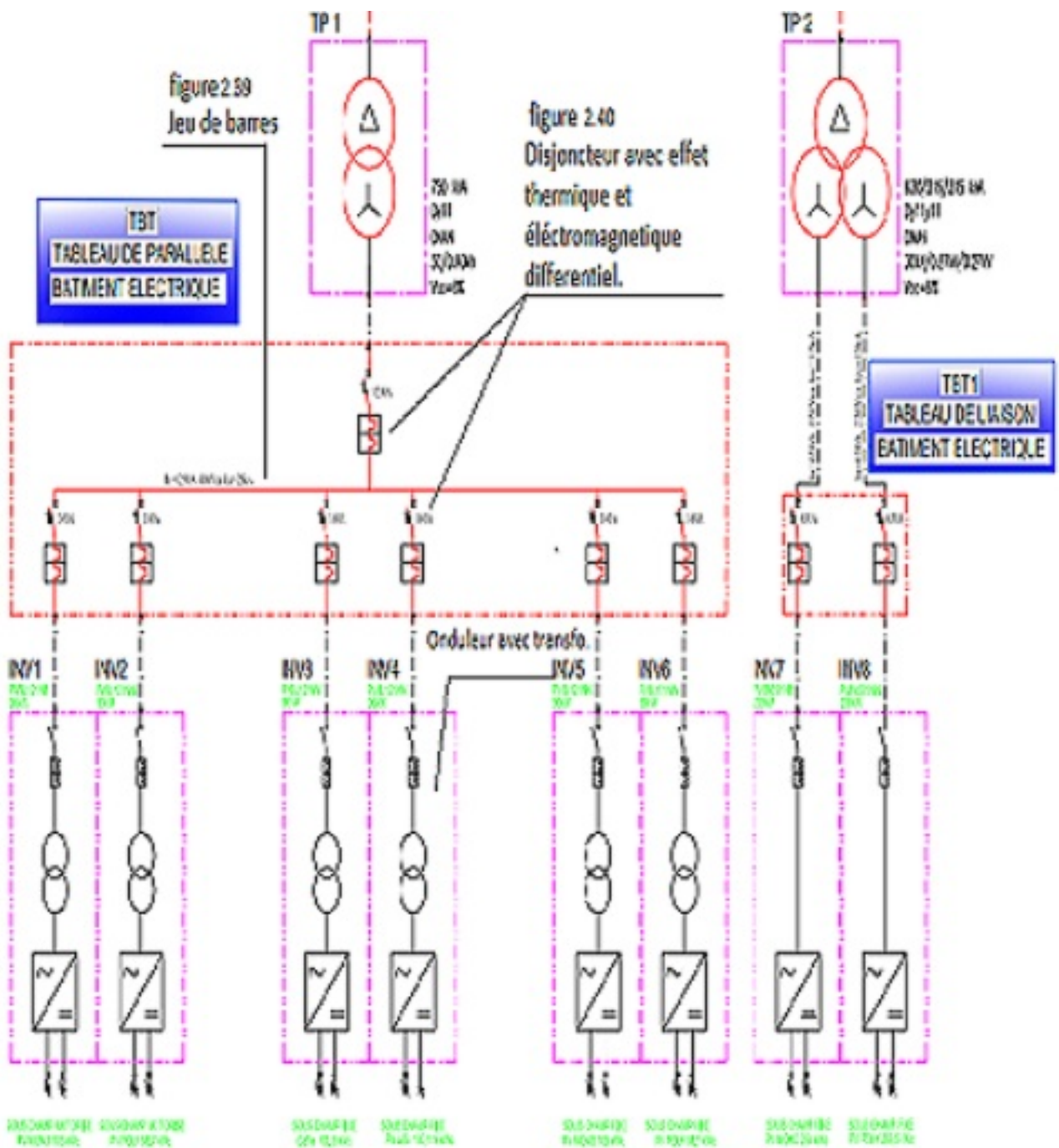


FIG. 2.44 : Schéma unifilaire qui illustre le branchement du TBT,TBT1,disjoncteur et les transfo de puissance cité dans le bâtiment de commande.

En ce qui concerne les deux onduleurs 250 kW, ils sont reliés à un transformateur de puissance avec deux enroulements secondaires. Entre chaque onduleur 250 W et le correspondant enroulement secondaire, un interrupteur-sectionneur. Les deux sont logés dans le « tableau de liaison », nommé « TBT1», situé dans le bâtiment électrique à côté des onduleurs.

2.3.5.2 Transformateurs de puissance

Dans la centrale photovoltaïque de Ghardaïa il existe deux transformateurs de puissance MT/BT, pour transformer en moyenne tension l'énergie produite par les champs. Les transformateurs élévateurs sont installés dans le bâtiment électrique, près des onduleurs. Les deux transfo. sont connectés côté secondaire au tableau MT (TMT) du poste d'évacuation, et côté primaire au tableau de parallèle (TBT) le (TP1) et au tableau de liaison (TBT1) le deuxième transfo (TP2). Les transformateurs de puissance sont isolés en huile, de type ONAN, à remplissage intégral, avec enroulement en cuivre.



FIG. 2.45 : Transformateur de puissance utilisé dans la centrale.

2.3.6 Système d'évacuation de l'énergie produite vers le réseau

Il est défini « système d'évacuation de l'énergie produite sur le réseau » par l'ensemble de : - Poste 30 kV - Coffret de comptage - Connexion entre poste 30 kV et ligne aérienne existante C'est-à-dire les équipements nécessaires pour délivrer au réseau de distribution l'énergie produite par la centrale photovoltaïque.

TAB. 2.35 : Répartition et identification des sous champs de l'installation. source : documents descriptifs des systèmes électrique de la centrale fournis par le Groupement ABB S.p.A. Italie – ABB Algérie Spa.

Type de structure	Type de technologie	Nbr. de sous-champ	Sous-champ	Puissance (kWc)	Coffret CC	Onduleur	Transformateur
Fixe	Silicium monocristallin	Deux	5	105	CC-01	INV-05	TP1
			7	255	CC-04	INV-07	TP2
	Silicium polycristallin	Deux	6	98.7	CC-01	INV-06	TP1
			8	258.5	CC-05	INV-08	TP2
	Amorphe	Un	4	100.116	CC-03	INV-04	TP1
CdTe	Un	3	100.8	CC-02	INV-03		
Motorisée	Silicium monocristallin	Un	1	105	CC-01	INV-01	TP1
	Silicium polycristallin	Un	2	98.7	CC-01	INV-02	

2.3.6.1 Post d'évacuation 30kV, tableau moyenne tension (TMT)

Le poste d'évacuation (tableau 30 kV) est situé dans un bâtiment à la limite du site, près de la clôture. (Voir figure 2.46) Le tableau est du type blindé, isolé en gaz SF6. Les disjoncteurs sont du type sous vide. A bord du tableau 30 kV on y trouve les relais de protection pour les départs transformateurs et pour la protection générale.

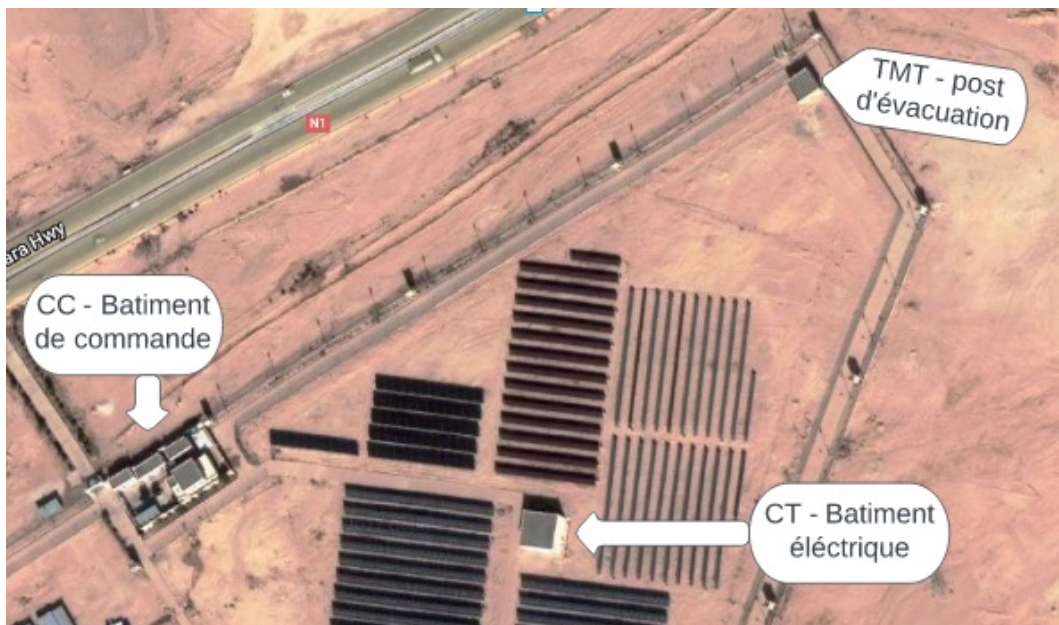


FIG. 2.46 : Localisation du post d'évacuation. source : google maps

le tableau est composé de deux parties principales :

- Tableau 1 (Switchgear 1) : 4 cellules



FIG. 2.47 : Tableau moyenne tension TMT au post d'évacuation.

- Tableau 2 (Switchgear 2) : 6 cellules

Les deux parties sont reliées par câble.

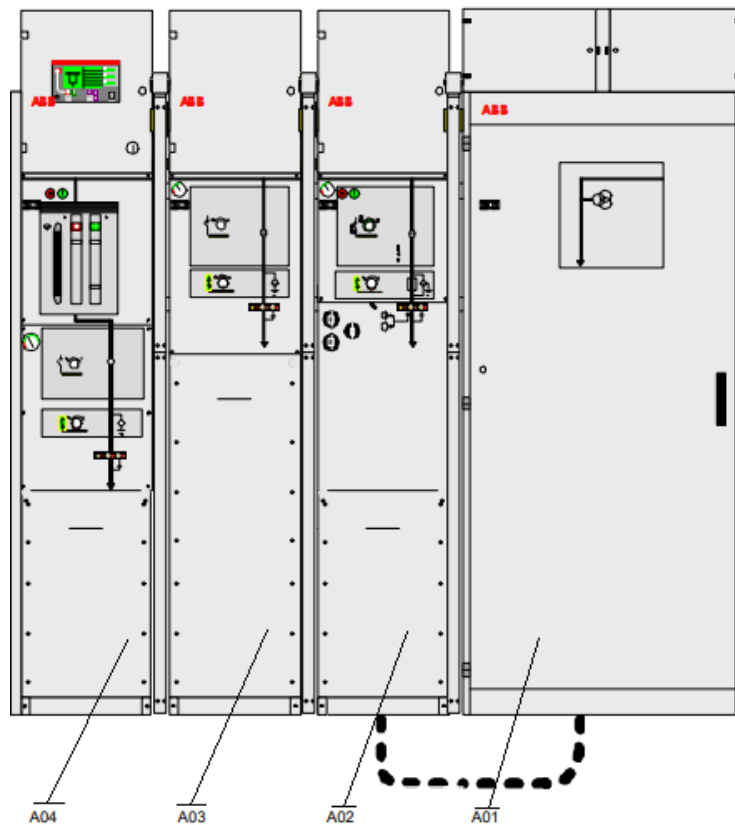


FIG. 2.48 : Tableau moyenne tension 01. source : document descriptif du tableau TMT par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

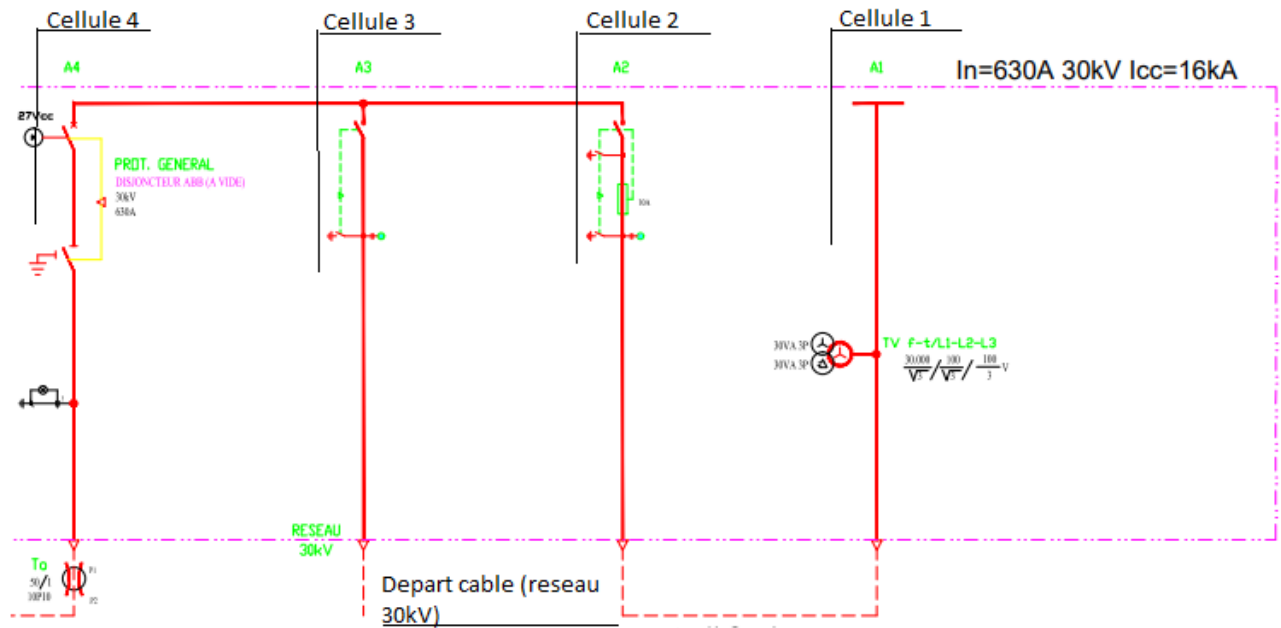


FIG. 2.49 : Schéma unifilaire qui représente les cellules du tableau moyenne tension 02. source : document descriptif du tableau TMT par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA

Le tableau 1 est composé lui meme de 04 cellules :

- A01 (type « M » mesure)
- A02 (type « F » fusible)
- A03 (type « C » départ câble)
- A04 (type « V » disjoncteur).

Tableau 2 (Switchgear 2) Le tableau 2 est composé de 06 cellules :

- A05 (type « M » mesure)
- A06 (type « V » disjoncteur)
- A07 (type « V » disjoncteur)
- A08 (type « V » disjoncteur)
- A09 (type « V » disjoncteur)
- A10 (type « V » disjoncteur)

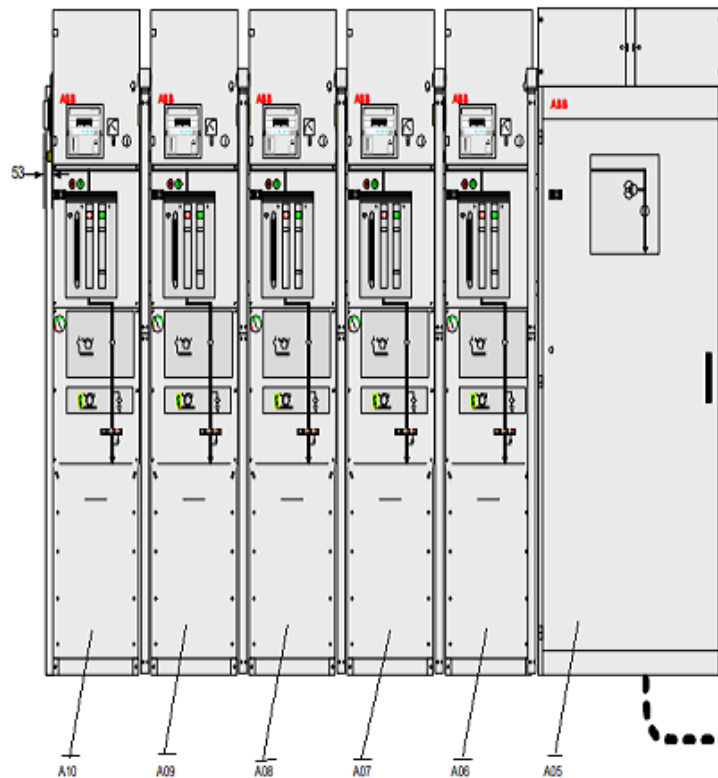


FIG. 2.50 : Tableau moyenne tension 02. source : document descriptif du tableau TMT par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

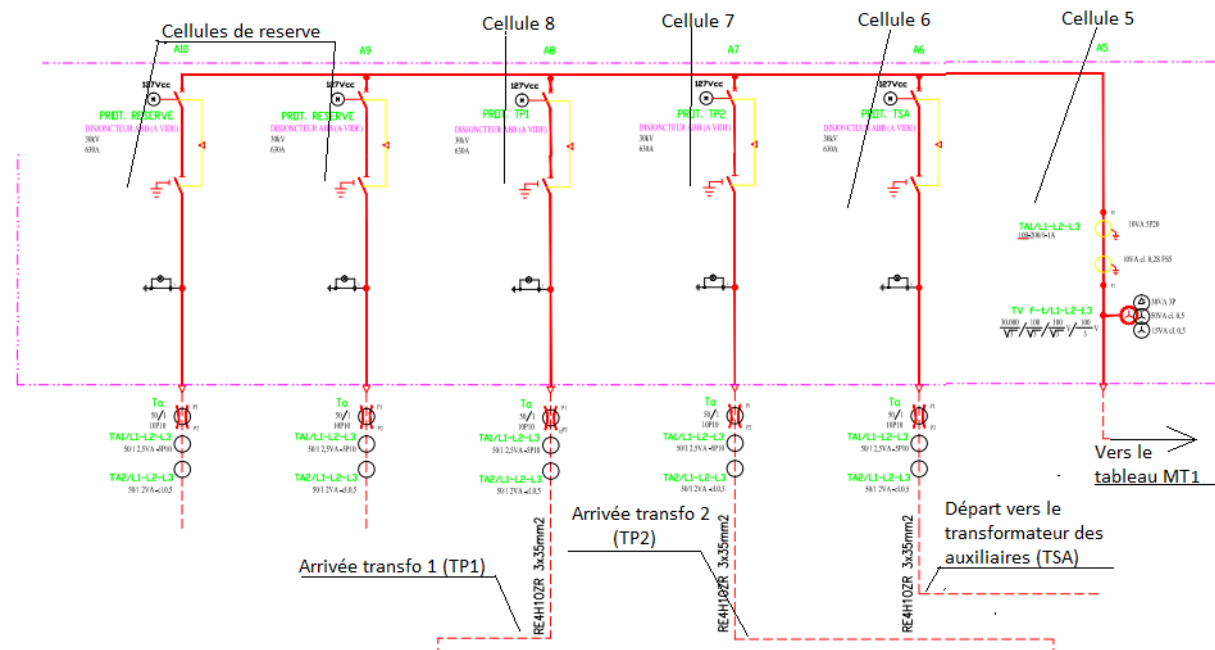


FIG. 2.51 : Schéma unifilaire qui représente les cellules du tableau moyenne tension 02. source : document descriptif du tableau TMT par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA

2.3.6.2 Coffret de comptage

Le compteur d'énergie est un compteur d'énergie active réactive bidirectionnel programmable, de marque CewePrometer, c'est un instrument de qualité et de puissance. Le compteur est fourni avec un coffret pour montage murale. Ce dernier est installé dans le poste d'évacuation de la centrale en panneaux photovoltaïques. Les TC et TT de mesure sont intégrés dans le tableau MT. Le compteur CewePrometer peut être interrogé à distance en même temps avec la porte série RS-232 protocole MODBUS.



FIG. 2.52 : Le compteur d'énergie disponible dans la centrale source : document descriptif du compteur par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA

2.3.6.3 Connection entre post 30kV et lignes aeriennes

Cette connexion sera réalisée en câble MT.

2.3.7 Système auxiliaire du courant alternatif (AC)

C'est-à-dire les équipements nécessaires pour délivrer la tension auxiliaire 400 / 230 Vca aux équipements de la centrale photovoltaïque. Il est défini « système des auxiliaires en courant alternatif » l'ensemble de :

- Transformateur des services auxiliaires « TSA »
- Tableau général BT à courant alternatif « TGBT »
- Tableaux de distribution BT
- Groupe diesel de secours
- Câbles BT

2.3.7.1 Transformateur des services auxiliaires « TSA »

Le transformateur TSA est un transformateur MT/BT, avec le but d'alimenter tous les services auxiliaires de la centrale photovoltaïque. Il est alimenté par le tableau TMT de 30 kV situé dans le poste d'évacuation. Le transformateur TSA est de type à sec, ce dernier est installé dans le bâtiment des auxiliaires mécaniques. (Voir ??)

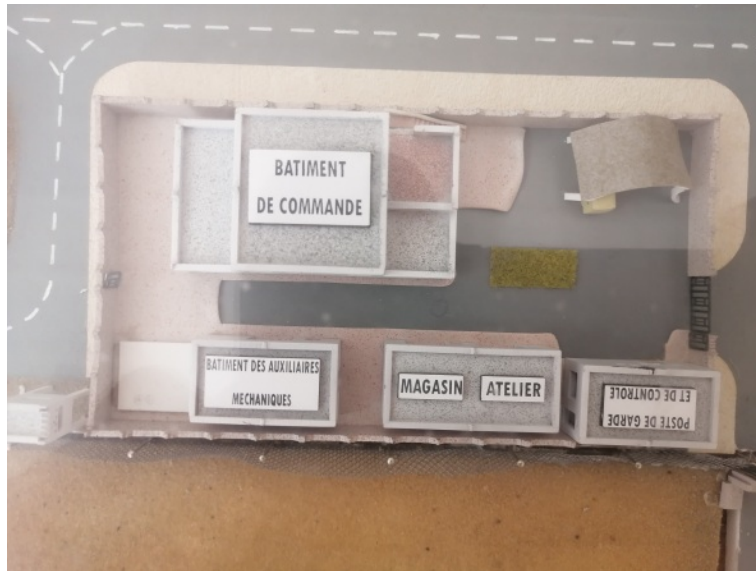


FIG. 2.53 : L'emplacement du transformateur.

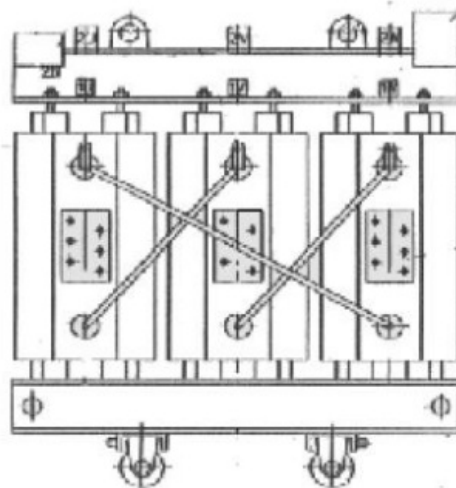


FIG. 2.54 : Schéma du transformateur des systèmes auxiliaires TSA source : document descriptif du transformateur TSA par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA

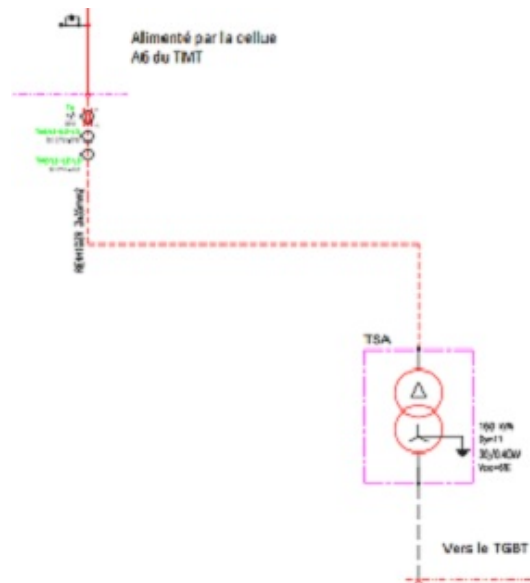


FIG. 2.55 : Schéma du transformateur des systèmes auxiliaires TSA sur le schéma unifilaire de la centrale source : document descriptif du transformateur TSA par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA



FIG. 2.56 : Le transformateur des systèmes auxiliaires TSA source : document descriptif du transformateur TSA par le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA

2.3.7.2 Tableau général BT à courant alternatif « TGBT »

Le tableau général BT peut être alimenté soit par le transformateur TSA, soit par le groupe diesel de secours. Le groupe de secours interviendra seulement dans le cas de « black-out » de la centrale. Les deux alimentations, par TSA et par groupe, sont interverrouillés. Le tableau TGBT possède deux jeux de barres : jeu de barres « normale » et jeu de barre « secours ». Dans la conduite normale de la centrale, les deux jeux de barres seront alimentés par le transformateur TSA. Dans le cas de « black-out », l'alimentation sera commuté automatiquement sous groupe diesel de secours et seulement le jeu de barre de secours sera alimenté. Le jeu de barre de secours alimente ce qui est essentiel, à

savoir : redresseurs, système ASI, pompes antincendie, extracteur du bâtiment auxiliaires mécaniques. Le tableau TGBT est installé dans le bâtiment de commande, au rez-de-chaussée dans la salle BT.



FIG. 2.57 : Tableau generale basse tesnsion au batiment de commande TGBT.

2.3.7.3 Groupe diesel de secoure

Dans la centrale photovoltaïque de Ghardaïa un groupe diesel de secours est prévu pour intervenir dans les situations de « black-out ». Dans le cas d'arrêt de la centrale, il faut garantir les services auxiliaires essentielles. Pour cela deux systèmes batterie sont prévus et dimensionnés pour un manque de tension de 4 heures. La présence du groupe électrogène garantie les services auxiliaires pour une durée plus prolongée. En fait, à travers le jeu de barres de secours du tableau TGBT, le groupe alimente les redresseurs et le système ASI (Alimentation Sans Interruption) pour toute la durée garantie par son réservoir de gazole. Le groupe diesel de secours est installé dans le bâtiment des auxiliaires mécaniques.

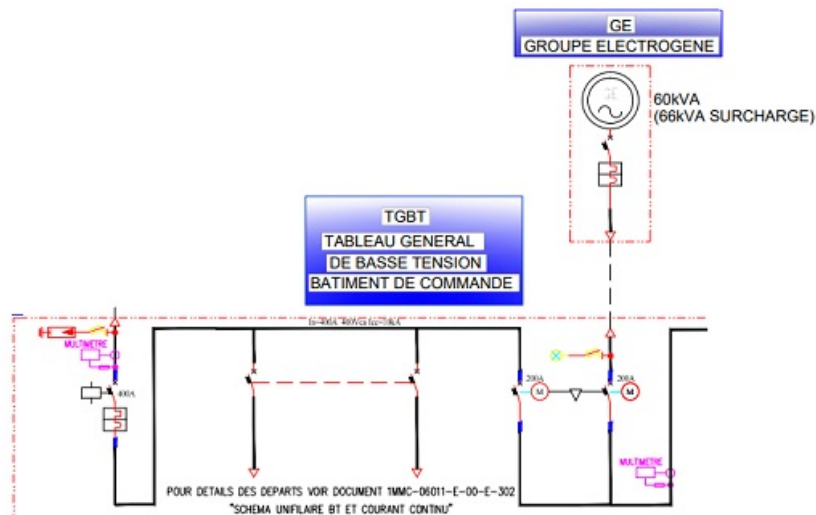


FIG. 2.58 : Le group diesel sur le schéma unifilaire de la centrale. source : le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

2.3.8 Systèmes des auxiliaires en courant continu CC

Il est défini « système des auxiliaires en courant continu » l'ensemble de :

- Batteries
- Redresseurs
- Tableau général courant continu TGCC
- Tableaux auxiliaires courant continu
- Câbles BT

Ils représentent les équipements nécessaires à délivrer la tension auxiliaire 127 Vcc aux équipements de la centrale photovoltaïque.

2.3.8.1 Batteries et redresseurs

Deux jeux de batteries+redresseurs sont prévus pour fournir l'alimentation auxiliaire 127 Vcc, soit dans le fonctionnement normal soit dans les conditions d'urgence. Un jeu est installé dans le bâtiment de commande, l'autre dans le poste d'évacuation. Un système de secours est prévu entre les deux, à travers un câble de connexion entre les tableaux TGCC et TCC-PE. La batterie est de type au plomb étanche, à recombinaison partielle de gaz. Pour les salles des batteries un système de climatisation est conseillé, données les conditions climatiques extrêmes du Sud Algérien. Les batteries ont été dimensionnées par rapport à la puissance des utilisateurs 127 Vcc avec une marge de sécurité de 40%. Les batteries sont conçues pour une durée de vie de 15 ans. Deux redresseurs sont prévus pour les packs de batteries, leur bute consiste à l'alimentation des charges à 127 Vcc et la charge de la batterie en même temps. Les redresseurs sont installés dans la salle BT au rez-de-chaussée du bâtiment de commande et du poste d'évacuation.

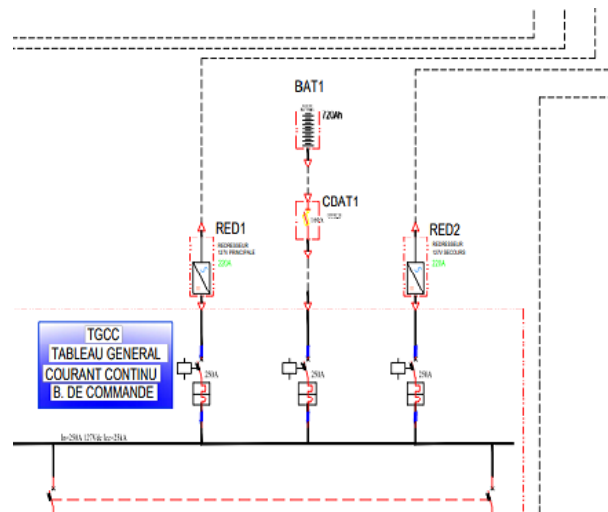


FIG. 2.59 : Zoom sur les Redresseurs + batteries sur le schéma unifilaire de la centrale source : le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.



FIG. 2.60 : L'un des redresseur qui ce situe dans le bâtiment de commande.



bâtiment

FIG. 2.61 : Pack batteries installées dans le batiment de commande.

2.3.8.2 Tableau générale courant continu TGCC

Le tableau général courant continu est alimenté par les redresseurs dans le fonctionnement normal, et par la batterie en cas d'urgence (manque de réseau). Les charges 127 Vcc sont les auxiliaires de tous les équipements et l'éclairage de secours. Le tableau TGCC est installé dans le bâtiment de commande, au rez-de-chaussée dans la salle BT.



FIG. 2.62 : Tableau générale en courant continu.

2.3.9 Système des auxiliaire ASI

Il est défini « système des auxiliaires alimentation sans interruption (ASI) » l'ensemble de :

- Onduleur pour alimentation sans interruption (OND-ASI)
- Tableau général alimentation sans interruption (TASI)
- Tableaux auxiliaires alimentation sans interruption
- Câbles BT

l'ensemble des équipements nécessaires pour délivrer la tension auxiliaire 230 Vca sans interruption aux équipements de la centrale photovoltaïque.

2.3.9.1 Onduleur pour alimentation sans interruption (OND-ASI)

Un onduleur pour fournir l'alimentation auxiliaire 230 Vca sans interruption aux équipements de la centrale qui en nécessite, notamment le système de contrôle commande et le système télésurveillance. Cet onduleur est alimenté par le tableau TGCC, c'est-à-dire par le système batteries+redresseurs. L'onduleur est aussi installé dans le bâtiment de commande, dans la salle BT au rez-de-chaussée.



FIG. 2.63 : L'onduleur ASI.

Tableau général alimentation sans interruption (TASI)

Le tableau général alimentation sans interruption « TASI » est évidemment alimenté par l'onduleur OND-ASI. Le tableau TASI est installé dans le bâtiment de commande, au rez-de-chaussée dans la salle BT.



FIG. 2.64 : Tbleau d'alimentation sans interruption au bâtiment de commande.

2.3.10 Système de commande de la centrale

Le système contrôle commande de la centrale photovoltaïque de Ghardaïa est de marque ABB, pays d'origine Italie et se base sur un ensemble d'armoires de contrôle :

- DCS-CC dans le bâtiment de commande (en salle de contrôle commande).
- DCS-CT dans le bâtiment électrique.
- DCS-MV dans le poste d'évacuation.



FIG. 2.65 : Vue extérieure du bâtiment de commande

Dans chaque armoire il y a un processeur, de la série ABB AC500, modèle PM591. Chaque processeur gère tous les signaux du bâtiment où il est situé. Les trois armoires sont connectées physiquement entre elles pour créer un réseau. Le réseau entre les armoires est réalisé en fibre optique en boucle, de façon que, au cas de défaut individuel au niveau de bus, le reste du réseau continue à travailler normalement. Cette boucle permet donc d'avoir un réseau de communication redondant. Le réseau utilise les dispositifs physiques suivants : Un Commutateur (switch) pour chaque armoire, pour établir la connexion ethernet TCP/IP parmi les contrôleurs PM591, l'ordinateur opérateur et l'unité d'archivage redondante.

L'acquisition des signaux est réalisée de la façon suivante :

DCS-CC : Les signaux des équipements suivants sont reliés et traités au niveau de l'armoire DCS-CC :

- Batterie et redresseurs (BATT1, RED1 et RED2)
- Onduleur ASI (OND-ASI)
- Tableaux BT auxiliaires : TGBT, TGCC, TASI
- Groupe diesel de secours (G.E)
- Transformateur des services auxiliaires (TSA)

- Système télésurveillance
- Système antincendie
- Station météorologique

La station météorologique est connectée à l'armoire DCS-CC par protocole sériel RS485-modbus.

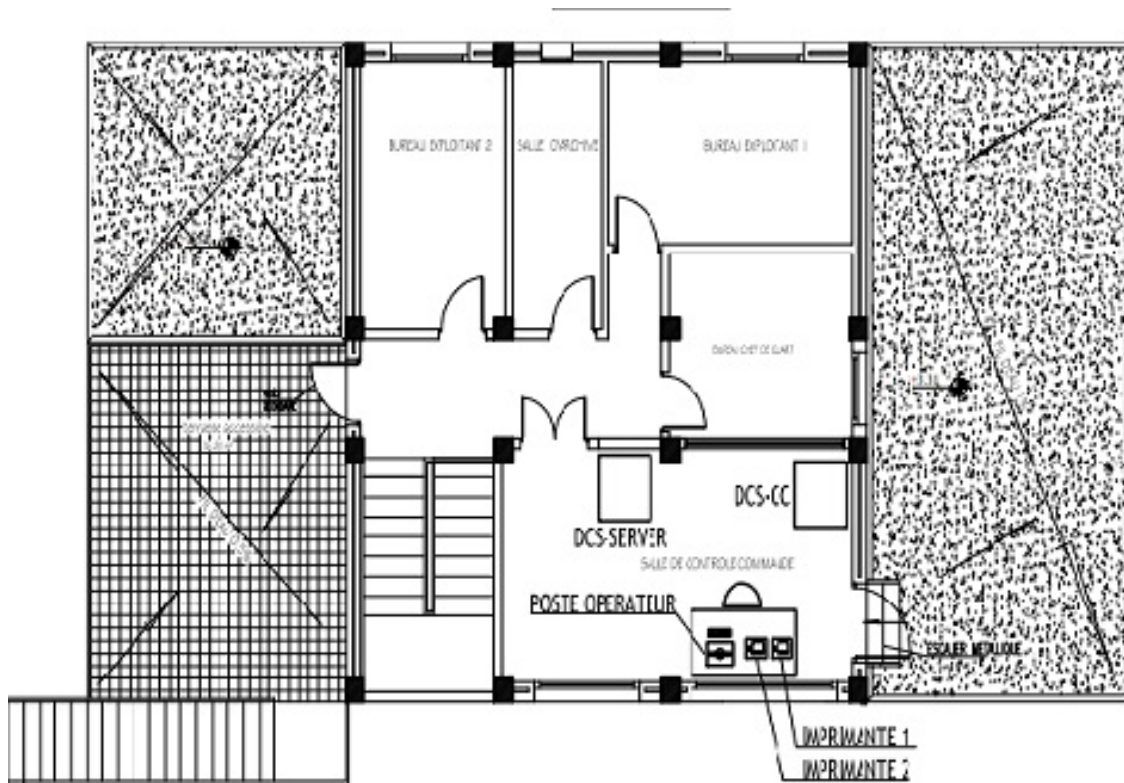


FIG. 2.66 : Plan étage du bâtiment de commande. source : Plan de disposition de bâtiment de commande par le le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

DCS-CT : Les signaux des équipements suivants sont reliés et traités au niveau de l'armoire DCS-CT :

- Transformateurs de puissance (TP1 et TP2)
- Onduleurs (INV1÷INV8)
- Boîtes de raccordement
- Tableaux BT auxiliaires : TAUX-BE, TCC-BE, TASI-BE
- Tableaux de parallèle et de liaison (TBT et TBT1)
- Cellules calibrées

La connexion profibus entre les boites de raccordement et l'armoire DCS-CC est réalisée à travers des répéteurs (« repeaters ») de façon à partager les signaux sur plusieurs lignes profibus. Chaque ligne recueille les boites d'un ou deux sous-champs photovoltaïques. La connexion profibus entre les onduleurs et l'armoire DCS-CC est réalisée avec une seule ligne dédiée. A noter que pour la gestion de chaque onduleur ils on mis en plus des signaux câblés (« hardwired »).



FIG. 2.67 : Armoire DCS-CC (Bâtiment de Commande).



FIG. 2.68 : Vue interne du DCS-CC.

DCS-MV : Les signaux des équipements suivants sont reliés et traités au niveau de l'armoire DCS-MV :

- Tableau moyenne tension
- Tableaux BT auxiliaires : TAUX-PE, TCC-PE

- Batterie et redresseurs (BATT2, RED3 et RED4)
- Compteur d'énergie



FIG. 2.69 : Armoire du server DCS

Les signaux des centrales de mesure du TMT et du compteur d'énergie sont acquis sur une ligne profibus dédiée. Chaque processeur PM591 envoie toutes les données, à travers le réseau ethernet et avec protocole OPC, aux unités d'archivages redondantes, où les données sont enregistrées. L'ordinateur operateur (parfois appelé « SCADA » ou « HMI human machine interface »), avec ses deux écrans, représente le poste de supervision et commande de la centrale. Du poste operateur il est possible de voir tous les états des équipements et les grandeurs du système. Il est possible aussi de lancer des commandes manuelles, par exemple d'ouverture et fermeture des disjoncteurs, bien que la centrale est gérée de façon automatique.



FIG. 2.70 : Les deux posts de supervision avec l'operateur SCADA.

2.3.11 Station météorologique de la centrale

La station météorologique de la centrale se localise sur la toiture du bâtiment de commande. Elle se compose de 08 instruments de mesures qu'on va listés ci-dessous avec leurs descriptions générale.

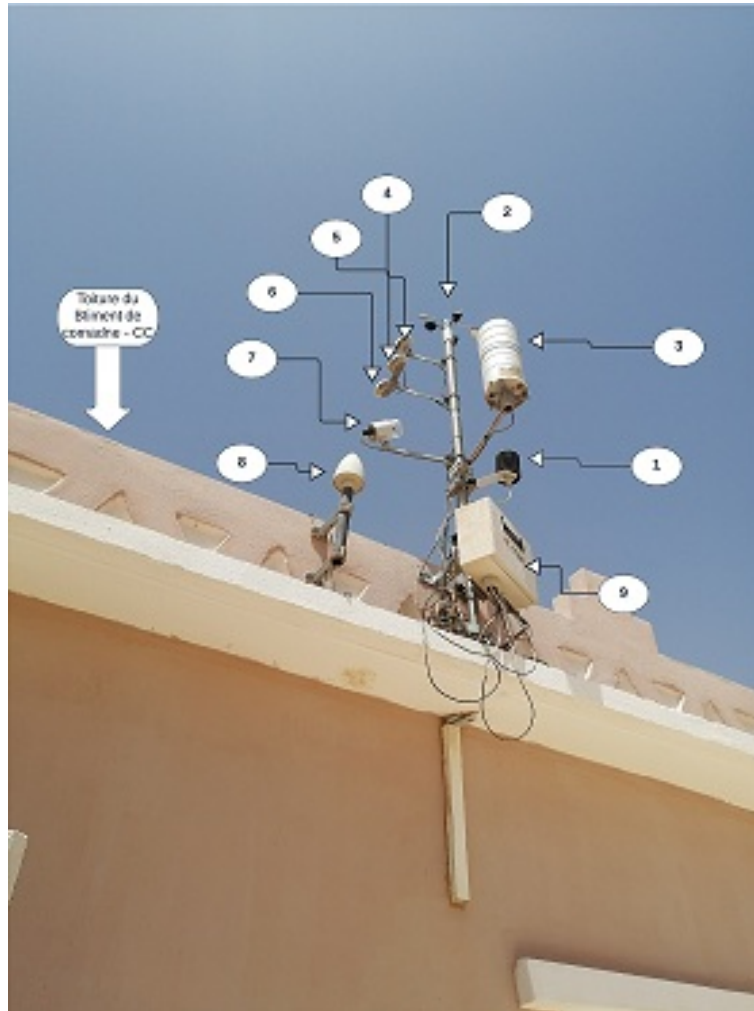


FIG. 2.71 : La station météorologique de la centrale au niveau du bâtiment de commande.

1. Thermoigromètre
2. Instruments mesure vitesse et direction du vent
3. Pluviomètre
4. Instrument mesure radiation globale
5. Instrument mesure radiation inclinée
6. Instrument mesure radiation diffus et reflété
7. Instrument mesure radiation directe

8. antenne GPS
9. Boîtier contenant système d'acquisition

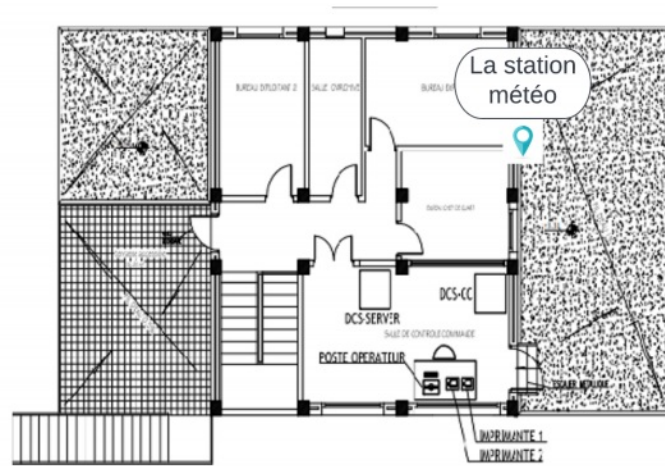


FIG. 2.72 : La station météorologique sur la toiture du bâtiment de commande. source : Plans de dispositions de bâtiment de commande par le le Groupement ABB S.P.A. Italie – ABB Algérie SPA.

2.3.11.1 Thermohygromètre

Le thermohygromètre est un instrument qui mesure la température de l'air et l'humidité relative. Principales caractéristiques :

- L'élément sensible hygrothermique est interchangeable et facilement remplaçable par des non experts.
- Abri à persiennes anti-rayonnement avec ventilation naturelle ou à ventilation forcée.
- Mesure de l'humidité relative ou du point de rosée.
- Abri très réfléchissant pour contrer l'influence du rayonnement solaire.
- Sortie analogique standard (0 / 4 à 20 mA, 0 / 1 à 5 VDC)



FIG. 2.73 : Thermohygromètre. source : documents descriptifs de la station meteo par SKTM.

2.3.11.2 Instruments mesure vitesse et direction du vent

Est un double capteur anémomètre girouette délivrant un signal en fréquence pour la vitesse du vent et une tension pour la direction du vent.



FIG. 2.74 : Anémomètre-girouette. source : documents descriptifs de la station meteo par SKTM.

2.3.11.3 Pluviomètre

Destiné à collecter les gouttes de pluie ou des précipitations solides, Ce pluviomètre professionnel est constitué d'un cône qui vient remplir alternativement deux augets en équilibre. À la fin du remplissage d'un auget, celui-ci bascule et permet un comptage précis de la hauteur des pluies tout en plaçant en position de réception de second auget.

2.3.11.4 Baromètre

Les transmetteurs de pression absolue, appelés aussi baromètres sont utilisés pour mesurer la pression atmosphérique.



FIG. 2.75 : Pluviomètre en Aluminium. source : document descriptif de la station meteo par SKTM.



FIG. 2.76 : Transmetteurs de pression utilisée dans la station. source : document descriptif de la station meteo de la part de SKTM.

2.3.11.5 Pyranomètres

La station comporte trois pyranomètres pour la mesure de l'radiation globale, incliné, diffus et reflété et la radiation inclinée.



FIG. 2.77 : Pyranomètre de la station.

2.3.11.6 Eliofanomètre et radiomètre.)

Le capteur mesure la durée d'ensoleillement et le rayonnement direct du soleil, la mesure est réalisée dans le spectre lumière visible et dans le proche infrarouge. Une fois en place, en respectant la latitude du lieu, le capteur n'exige aucun repositionnement saisonnier.



FIG. 2.78 : Instrument mesure radiation directe. source : document descriptif de la station météo de la part de SKTM.

2.3.11.7 Cellules calibrée

Les cellules calibrées sont placées à l'inclinaison des panneaux solaires, leur nombre est égal au total à six cellules.

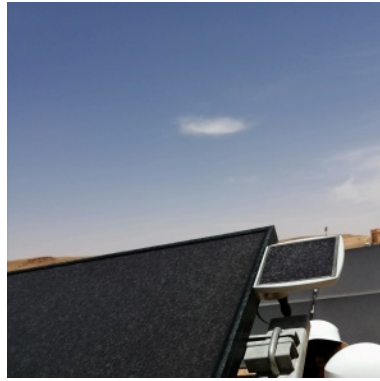


FIG. 2.79 : Célule calibrée du sous champ fix Sc-amorphs.

Le rayonnement solaire est converti en un courant proportionnel grâce à une résistance shunt spécifique qui est couplé thermicall au boîtier en aluminium compact, la tension mesurée est déterminé. Un capteur de température enregistre la température de la cellule sur une ligne de données à deux fils avec une grande précision de mesure.



FIG. 2.80 : Célule calibrée du sous champ motorisé Sc-poly.

2.4 Conclusion

L'intérêt principal de ce chapitre était de faire une présentation des différents éléments constituant la centrale solaire PV connectée au réseau à Oued Nechou dans la wilaya de Ghardaïa, notamment le générateur photovoltaïque, le système de transformation de l'énergie, l'équipement d'évacuation et connexions au réseau ainsi que la disposition de la centrale. Des descriptions détaillées de la station météorologique et du système d'acquisition de données ont été établies afin d'avoir une perspective et un aperçu sur la provenance des données de mesure collecter pour mener notre étude.

Chapitre 3

Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

3.1 Introduction

Il est important pour l'innovation future de comprendre la viabilité de l'énergie solaire photovoltaïque et comment les différents types de modules photovoltaïques se comportent dans les conditions climatiques sahariennes. L'objectif de ce chapitre est de présenter une évaluation de la performance de quatre technologies photovoltaïques différentes dans l'environnement saharien. La présente étude a pour but d'analyser, de discuter et d'illustrer les technologies de cellules photovoltaïques les plus efficaces entre le (monocristalline (m - si), silicium amorphe (a - si), silicium polycristallin (pc - si) et tellure de cadmium (CdTe - TF)) installé à Ghardaïa.

L'évaluation des performances à l'aide de données sur le terrain peut s'avérer très utile pour les concepteurs et les installateurs de systèmes photovoltaïques ainsi qu'à la recherche scientifique. Elle peut pareillement servir de référence pour les fabricants de composants [32]. Dans ce chapitre, sont présentés les résultats de l'évaluation des performances de la centrale solaire photovoltaïque de 1,1 MW de Ghardaïa.

3.2 Les performances des technologies solaires photovoltaïques

Les performances PV sont mesurées en efficacité, qui quantifie l'irradiation solaire incidente sur une surface d'un module PV qui est par la suite convertie en électricité. En particulier, la performance des modules PV est déterminée par deux facteurs principaux : l'efficacité des cellules solaires PV, basée sur la conception des cellules et le type de matériau, et l'efficacité totale des modules, et qui est basée sur la disposition, la configuration et la taille des modules. En raison des progrès récents de la technologie photovoltaïque au cours des dernières années, l'efficacité moyenne de conversion des modules est passée de 15 % à 20 %. Il existe trois grands types de cellules solaires disponibles sur le marché : les cellules solaires monocristallines en silicium cristallin (sc-Si), les cellules solaires polycristallines (pc-Si) en silicium et les couches minces. Chaque type a ses avantages et inconvénients uniques (Voir tableau 3.1) [32].

L'efficacité du module est l'un des facteurs importants dans le choix de la technologie solaire photovoltaïque pour une installation. Le silicium cristallin (c-Si) et les technologies à couche mince (TF) dominent le marché mondial du PV. Il existe trois types de technologie PV solaire à base de C-Si, à savoir le silicium monocristallin (mono-c-Si), le silicium multicristallin (multi-c-Si) et le silicium en couches minces. Actuellement, la technologie PV au silicium cristallin domine environ 73% du marché PV. (Voir figure 3.1) Bien que, TF solaire PV est moins cher que le c-Si solaire PV, mais TF solaire PV est nettement moins efficace et nécessite plus de surface pour la même puissance de sortie.

La technologie solaire photovoltaïque TF peut également être divisée en quatre types de base, à savoir le silicium amorphe (a-Si), le silicium amorphe et micromorphe multi-jonction (a-Si/ c-Si), le cuivre-indium-[gallium]-[di]- sulfure (CI[G]S) et le tellure de cadmium (CdTe). Les cellules de silicium cristallin (c-Si) ont atteint une efficacité record d'environ 25%. L'efficacité la plus élevée des modules commerciaux enregistrée à 20%

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

TAB. 3.1 : Caractéristiques de différents types de modules photovoltaïques [32].

Type de modulesolaire	Avantages	Inconvénients
Monocristallin (sc-Si)	<ul style="list-style-type: none"> • Grande efficacité • Haute performance • Meilleures performances dans des conditions de luminosité élevée • Esthétique 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûteux • La cellule circulaire (ronde carrée) crée de l'espace perdu sur le module • Coefficient de température élevée
Multi ou polycristallin (pc-Si)	<ul style="list-style-type: none"> • Moins cher • Les cellules de forme carrée s'insèrent efficacement dans le module en utilisant tout l'espace 	<ul style="list-style-type: none"> • Efficacité réduite • Rendement inférieur
À couche mince	<ul style="list-style-type: none"> • Faible coût • Pourrait être souple • Moins sensibles aux problèmes d'ombrage • Meilleures performances dans des conditions de faible luminosité • Léger • Esthétique • Coefficient température faible 	<ul style="list-style-type: none"> • Coefficient de température élevée • Efficacité réduite • Parfois difficile à synthétiser • Certaines matières peuvent être toxiques

avec une durée de vie d'environ 25 ans. Efficacité maximale de 12% enregistrée pour les modules TF commerciaux. On prévoit que l'efficacité maximale des modules commerciaux basés sur C-Si et TF augmentera à 23 et 16% d'ici 2020. Le rendement des technologies photovoltaïques commerciales est présenté dans le tableau 3.2 (Voir tableau 3.2) [33].

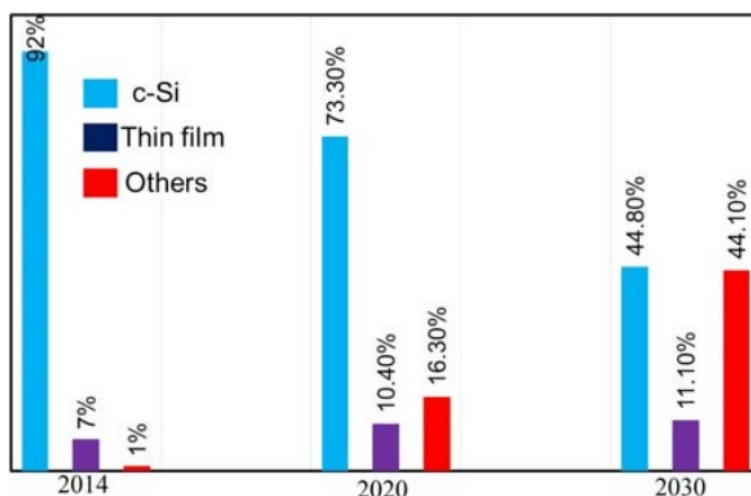


FIG. 3.1 : Part de marché des modules photovoltaïques par type de technologie (2014/2030) [34].

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

TAB. 3.2 : Performance des technologies solaires photovoltaïques [35].

Technologies PV		Effic(%) du module	Effic.(%) Record lab	Effic.(%) Record commercial	Surface /kW (m ² /kW)	Lifetime (ans)
c-Si	Mono-c-Si	13–19	24.7	22	7	25
	Multi-c-Si	11–15	–	20.3	8	25
TF	a-Si	4–8	10.4	7.1	15	25
	a-Si/ c-Si	7–9	13.2	10	12	25
	CI[G]S	7–12	20.3	12.1	10	25
	CdTe	10–11	16.5	11.2	10	25

3.2.1 Coût de fabrication

Quel que soit le rendement de conversion, les modules PV de c-Si sont plus chers que tout autre type. Le coût plus élevé provient en grande partie du coût du processus de fabrication des plaquettes et de leur traitement. Notamment, la fabrication d'une plaquette Si monocristalline est très énergivore et entraîne un gaspillage de silicium. Pour cette raison, les modules p-Si sont beaucoup moins chers que c-Si, du fait que les cellules sont faites de fragments de silicium (parfois gaspillé de la plaquette c-Si) plutôt qu'un silicium pur et monocristallin. Mais les modules photovoltaïques à couche mince sont généralement moins chers que les modules c-Si et p-Si, et en particulier, CdTe est le module photovoltaïque le moins cher à produire, tandis que les modules solaires CIGS sont très coûteux à fabriquer que les deux a-Si et CdTe. De plus, le coût d'installation de ces modules PV est bien inférieur à celui des modules PV c-Si et p-Si en raison de la réduction des besoins en main-d'œuvre simplement car les modules PV à couche mince sont plus légers, faciles à manipuler, à transporter et à fixer en place. Cependant, comme ce n'est pas le sujet de ce chapitre, nous n'en discuterons pas ici. Même si le PV a démontré une réduction progressive des coûts et a connu une tendance rapide depuis l'année 2005.

3.3 Contexte et revue de la littérature

L'analyse des performances des technologies PV a été effectuée dans le monde entier, à petite échelle (un module individuel...) et aussi à grande échelle (cas d'une centrale) et celles-ci dans différentes conditions météorologiques. La période d'analyse varie d'un an à sept ans. La présente section traite des publications importantes et de leurs principales constatations. Un résumé des études relatives à l'analyse des performances de différentes centrales solaires photovoltaïques et de leurs principaux résultats est présenté dans le tableau (3.3).

Certaines des principales études à cette échelle ont été réalisées en Inde, où une technologie PV unique a été installée et étudiée dans la centrale. Peu d'entre eux sont à petite échelle de 100 kW à 1 MW, comme la centrale de 190 kW à Khatkar-Kalan, 100 kW et 200 kW au Rajasthan, et une centrale de 1 MW à Telangana, où le taux de dégradation a été également déterminé à l'aide de quatre méthodes différentes et d'une analyse du rendement [37-38]. Ces centrales ont été étudiées pendant un an. D'autres centrales de

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

TAB. 3.3 : Principaux résultats des études de performance.

Référence	Localisation	Classification climatique	Taille	Technologie étudiée	Principales contributions et constatations
[38]	India	Tropical, savannah	10 MW	poly-Si	Le rendement réel correspond à la performance simulée de PVsyst et solar GIS au cours de la période d'étude.
[39]	Kuwait	Arid	11.15 MW	poly-Si and thin film	Comparaison entre les couches minces et les sous-systèmes PV poly-Si révèle aucune différence significative entre les deux technologies concernant les rapports de performance (80,0% pour les films minces et 80,2% pour les poly-Si)
[41]	Spain	NA	Six centrales de différentes tailles	poly-Si, mono-Si, a-Si	Les systèmes de suivi à inclinaison fixe (à axe unique et à deux axes sont étudiés)
[46]	Kuwait	Arid desert	16 modules	Huit technologies mono-Si, poly-Si (2 types), HIT, CdTe, CIGS (2 types), a-Si	A-Si et CdTe ont eu des performances significativement inférieures aux autres technologies
[47]	Louisiana, USA	Humid, subtropical	1 MW	poly-Si, mono-Si and CIGS	CIGS fonctionne bien dans ces conditions
Présente étude	Ghardaïa Algerie	Arid	1.1 MW	poly-Si, mono-Si, a-Si, CdTe	(a-Si) a présenté un rapport de performance supérieur d'environ 8,30 % à celui de (Poly-Si) et de 11,70 % à celui de (Mono-Si)

plus de 2 MW ont également été évaluées pour une année, à l'exception de la centrale de 5 MW, qui était examinée pendant sept ans [39-40-41]. En outre, les technologies PV sont également comparées à l'échelle utilitaire pour trouver la technologie de module la plus performante dans certaines études. Au Koweït, la centrale solaire photovoltaïque de 11,15 MW a été étudiée pour comparer deux technologies photovoltaïques : une installation à couche mince de 5,5 MW et une installation en silicium polycristallin de 5,6 MW. La comparaison entre les deux sous-systèmes PV n'a révélé aucune différence significative entre les deux technologies.[42-43] On présente une étude complète des performances de six grandes centrales photovoltaïques avec différentes topologies de montage telles que le système de suivi à axe unique, le suivi à deux axes et les systèmes à montage fixe en Espagne. Dans l'étude, le rendement énergétique et le PR (Performance Ratio) ont été calculés pour chaque mois. Bien que cette étude compare le rendement de différentes technologies, qui ont été installées à plusieurs endroits et mises en service à différentes périodes.

Le climat, en particulier la température, qui a une corrélation négative avec la puissance, joue un rôle énorme pour la production PV. En général, les modules de silicium cristallin perdent de la puissance de 0,4 % à 0,45 % pour chaque augmentation de température de 1 °C par rapport aux modules à film mince, où ils perdent seulement de 0,2 % à 0,23% de puissance. Il pourrait y avoir peu de modules PV avec une meilleure réponse, mais la majorité d'entre eux sur le marché ont des coefficients de température dans la plage de puissance indiquée. En conséquence, la recherche menée dans diverses conditions climatiques est également discutée

Trois technologies PV différentes (monocristalline, polycristalline et silicium amorphe) ont été évaluées sous un climat désertique par [44], Ils ont rapporté que les cellules de

silicium polycristallin sont plus appropriés dans un tel climat.[45] Ont comparé les performances du polysilicium (pc-Si) et du silicium amorphe (a-Si) à Kobe, au Japon, et ont trouvé que les modules a-Si sont meilleurs pour cette région. [46] ont également comparé sc-Si, pc-Si module, et le silicium hétérojonction à Nara Institute of Science and Technology sous le climat japonais. Ils ont indiqué que la technologie HIT est mieux adaptée à cette région en raison de sa dépendance à aux basses températures. [47] a réalisé une étude comparative de quatre technologies de modules photovoltaïques ((1) silicium amorphe (a-Si), (2) structure en tandem basée sur le silicium amorphe et le polycristallin (a-Si/mc-Si), (3) module silicium polycristallin (pc-Si) et (4) telluride cadmium (CdTe)). Leurs résultats montrent que les performances des modules à couche mince sont meilleures que celles des modules pc-Si pour la localisation du sud de l'Espagne.

Les choix technologiques des différents PV disponibles sur le marché sont très critiques au sens du manque d'information et d'outils de prévision adaptés aux climats et à l'environnement des sites d'installation. Il y a eu de nombreux projets de systèmes photovoltaïques qui ont failli échouer en raison du mauvais choix de la technologie photovoltaïque où les causes de défaillance sont influencées par les paramètres environnementaux, tels que la chaleur, l'humidité, l'ombre partielle et la poussière, etc.

3.4 Présentation de la base de données

3.4.1 Contexte

Notre stage de fin de formation a eu lieu au sein d'une centrale en panneaux photovoltaïques dans la wilaya de Ghardaïa, Algérie. La centrale est réalisée par la S.P.E. « Société Algérienne de production de l'électricité » sur un site à environ 15 km au Nord de la ville de Ghardaïa, près du village d'Oued Nechou. Elle a comme décrit dans le chapitre II (Voir 1.5) une puissance nominale d'environ 1100 k Wc (KW crête). Cette centrale est destinée à renforcer le réseau existant mais aussi à évaluer le comportement des différents équipements et technologies photovoltaïques dans l'environnement du Sud algérien.

L'une des principales missions que l'on m'a confiées par notre encadrant consistait à faire la collecte d'un maximum d'informations contextuelles auprès des experts qui veillent sur le bon fonctionnement la centrale et d'avoir leurs propres témoignages et de tirer avantage de leur retour d'expérience sur la performance et le comportement des différentes technologies PV exploitées au fil des années. Cependant, afin de réaliser une étude comparative crédible et méthodique, une analyse plus fine et plus approfondie doit être porter, qui va principalement prendre appui sur une base de données acquises 24/7 en temps réel et qui sont mémorisés dans un système de gestion d'historique pour un traitement ultérieur fourni par le système de contrôle et de command (Voir 2.3.10 pour plus de détails) de la centrale elle-même.

Un dossier a été mis à notre disposition par les ingénieurs de la centrale, contenant pareillement des sous-dossiers qui rassemblent les rapports journaliers de production et de la performance, ainsi que la météorologie dans la centrale qui se crée automatiquement par le système d'acquisition de données SCADA. Ces rapports contiennent des jeux de

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

données collectées du mois de juillet 2014 jusqu'au début janvier 2015 pour but d'évaluer les performances des technologies PV.

3.4.2 Sources

Dans cette section, nous allons décrire les moyens d'acquisition des données effectuée par le DCS (Distributed Control Systems), à savoir les compteurs intelligents et les capteurs météo.

Capteurs météo

Les stations météo fournissent des paramètres météorologiques liés à la variation du climat. Ces paramètres englobent l'irradiance solaire, la température, la pression, l'humidité, la vitesse du vent...etc. La météo est utilisée dans divers secteurs, nous pouvons citer l'énergie, l'agriculture et le transport (routier, maritime et aérien). Il existe deux catégories de stations météorologiques : les stations manuelles et les stations automatiques. Concernant les stations manuelles, les mesures sont prélevées par un technicien en météorologie à des horaires réguliers. Pour les stations automatiques, les données météorologiques sont rapportées par des capteurs sans intervention humaine. L'instrumentation en capteurs d'une station automatique dépend du secteur et de l'objectif visé. Pour la station de la centrale de Oued Nechou , les capteurs utilisés sont listés ci-dessous (Pour une description détaillée de la station météo Voir (2.3.11)) :

- Termoigromètre
- Thermomètre
- Capteur de vitesse combiné et la direction du vent
- Pluviomètre
- Baromètre
- Pyranomètre (utilisée pour mesurer la radiation globale)
- Pyranomètre (utilisée pour mesurer la radiation reflété et pour calculer la radiation diffus)
- Pyranomètre (utilisée pour mesurer la radiation incliné)
- Eliofanomètre et radiomètre (utilisée pour mesurer la radiation direct)
- Capteur de température (d'un panneau photovoltaïque)
- Cellule calibrée

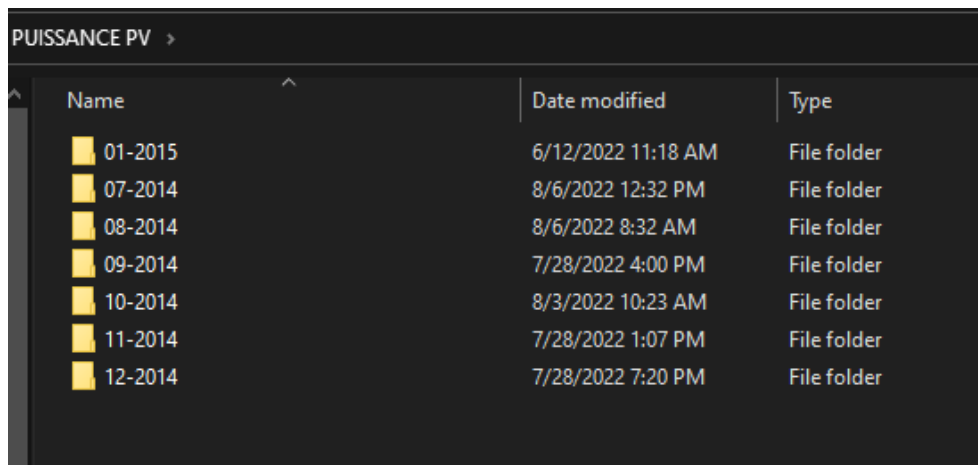
Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

Dans le cadre de cette thèse, les données issues de ces capteurs nous permettront de comparer le comportement des technologies PV sous les conditions météorologiques de la wilaya de Ghardaïa. Pour atteindre cet objectif, nous allons nous focaliser sur la prévision de deux paramètres météorologiques très importants qui sont : la température et l'irradiance solaire.

Fonctionnement du système Contrôle Commande de la centrale

3.4.3 Pré-traitement et analyse exploratoire :

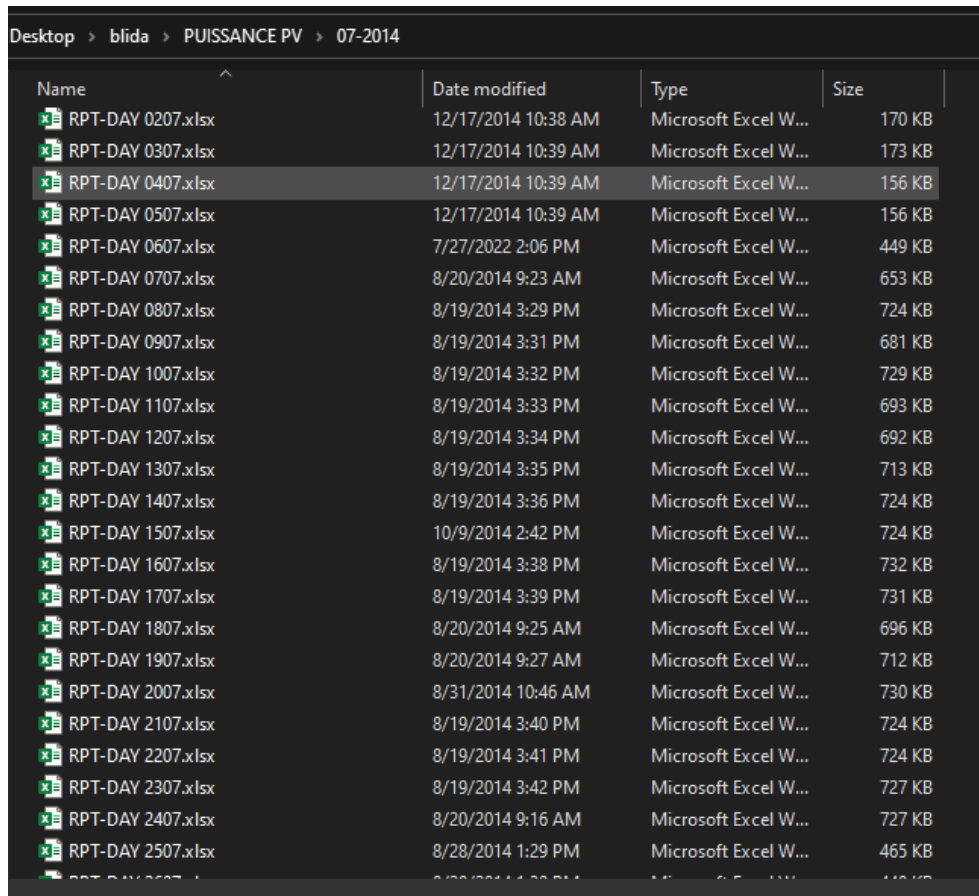
Dans cette partie on s'intéresse à l'ensemble de données qui ont été mises à notre disposition par les ingénieurs de la centrale. Ces données s'étendent sur une période de six mois, plus précisément du 01 juillet 2014 au 03 janvier de l'année 2015 (dans le cadre du projet national de la transition énergétique en Algérie, lequel a pour but d'évaluer les performances des différentes technologies PV). Nous avons par ailleurs bien souhaité d'acquérir des données plus récentes, néanmoins ces dernières n'étaient pas disponibles. À première vue du dossier fourni, sept différents sous-dossiers sont distingués (Voir figure 3.2), qui regroupe des rapports journaliers sous forme de fichier Excel (Voir 3.3) de chaque mois généré par le système d'acquisition et du contrôle de la centrale. Les données sont prélevées avec une fréquence de 05 minutes qui est traduit par 288 mesures par jour.



Name	Date modified	Type
01-2014	6/12/2022 11:18 AM	File folder
07-2014	8/6/2022 12:32 PM	File folder
08-2014	8/6/2022 8:32 AM	File folder
09-2014	7/28/2022 4:00 PM	File folder
10-2014	8/3/2022 10:23 AM	File folder
11-2014	7/28/2022 1:07 PM	File folder
12-2014	7/28/2022 7:20 PM	File folder

FIG. 3.2 : l'ensemble des dossiers regroupant les sept mois de données. source : Batiment de controle et commande de la centrale à Oued Nechou,SKTM.

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa



Name	Date modified	Type	Size
RPT-DAY 0207.xlsx	12/17/2014 10:38 AM	Microsoft Excel W...	170 KB
RPT-DAY 0307.xlsx	12/17/2014 10:39 AM	Microsoft Excel W...	173 KB
RPT-DAY 0407.xlsx	12/17/2014 10:39 AM	Microsoft Excel W...	156 KB
RPT-DAY 0507.xlsx	12/17/2014 10:39 AM	Microsoft Excel W...	156 KB
RPT-DAY 0607.xlsx	7/27/2022 2:06 PM	Microsoft Excel W...	449 KB
RPT-DAY 0707.xlsx	8/20/2014 9:23 AM	Microsoft Excel W...	653 KB
RPT-DAY 0807.xlsx	8/19/2014 3:29 PM	Microsoft Excel W...	724 KB
RPT-DAY 0907.xlsx	8/19/2014 3:31 PM	Microsoft Excel W...	681 KB
RPT-DAY 1007.xlsx	8/19/2014 3:32 PM	Microsoft Excel W...	729 KB
RPT-DAY 1107.xlsx	8/19/2014 3:33 PM	Microsoft Excel W...	693 KB
RPT-DAY 1207.xlsx	8/19/2014 3:34 PM	Microsoft Excel W...	692 KB
RPT-DAY 1307.xlsx	8/19/2014 3:35 PM	Microsoft Excel W...	713 KB
RPT-DAY 1407.xlsx	8/19/2014 3:36 PM	Microsoft Excel W...	724 KB
RPT-DAY 1507.xlsx	10/9/2014 2:42 PM	Microsoft Excel W...	724 KB
RPT-DAY 1607.xlsx	8/19/2014 3:38 PM	Microsoft Excel W...	732 KB
RPT-DAY 1707.xlsx	8/19/2014 3:39 PM	Microsoft Excel W...	731 KB
RPT-DAY 1807.xlsx	8/20/2014 9:25 AM	Microsoft Excel W...	696 KB
RPT-DAY 1907.xlsx	8/20/2014 9:27 AM	Microsoft Excel W...	712 KB
RPT-DAY 2007.xlsx	8/31/2014 10:46 AM	Microsoft Excel W...	730 KB
RPT-DAY 2107.xlsx	8/19/2014 3:40 PM	Microsoft Excel W...	724 KB
RPT-DAY 2207.xlsx	8/19/2014 3:41 PM	Microsoft Excel W...	724 KB
RPT-DAY 2307.xlsx	8/19/2014 3:42 PM	Microsoft Excel W...	727 KB
RPT-DAY 2407.xlsx	8/20/2014 9:16 AM	Microsoft Excel W...	727 KB
RPT-DAY 2507.xlsx	8/28/2014 1:29 PM	Microsoft Excel W...	465 KB

FIG. 3.3 : Rapport journaliers du mois de juillet. source : Batiment de controle et commande de la centrale à Oued Nechou,SKTM.

D'autres dossiers regroupant des rapports journaliers qui réservent exclusivement des jeux de données mesurées et prévues avec une fréquence de 60 minutes de la station météorologique ont été également mises à notre disposition. Ces données englobent la température, la pression, l'humidité et la vitesse du vent...etc.(Voire figure 3.4). En plus de ces paramètres, l'irradiance est aussi disponible. Mais Il est important de noter que 60% des données sont manquantes. Pour une meilleure précision d'analyse, en se focalisant principalement sur le jeu de données des rapports généraux précédemment cités qui en globes la quasi-totalité des paramètres primordiaux afin de pouvoire faire notre étude comparative et qu'on va décrires en détails dans la suite de la section.

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

4	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
5	Timestamp	Barometre	Humid	Pleviom	irrect Ra	Global Ra	Incliae Rad	Reflète Rad	Temp1	Temp2	Vitesse			
6	08/07/14 00:00	343.32	148.60	4.32	0.00	0.00	0.00	0.00	36.93	39.84	4.80			
7	08/07/14 01:00	343.78	156.44	5.10	0.00	0.00	0.00	0.00	36.29	39.13	3.75			
8	08/07/14 02:00	343.73	161.35	5.67	0.00	0.00	0.00	0.00	35.18	38.31	2.64			
9	08/07/14 03:00	343.80	237.98	6.51	0.00	0.00	0.00	0.00	33.38	36.87	1.45			
10	08/07/14 04:00	350.19	186.51	6.89	0.00	0.00	0.00	0.00	32.28	35.60	2.87			
11	08/07/14 05:00	350.54	57.27	10.21	0.00	0.00	0.75	0.61	1.63	30.62	34.62	4.09		
12	08/07/14 06:00	350.95	24.62	15.87	0.00	35.06	58.71	61.68	57.95	29.53	33.54	4.06		
13	08/07/14 07:00	351.50	53.01	15.70	0.00	208.74	222.75	235.36	202.01	30.41	34.85	4.12		
14	08/07/14 08:00	352.10	36.25	14.39	0.00	406.75	447.08	469.03	350.84	32.42	36.35	4.20		
15	08/07/14 09:00	352.59	40.43	12.82	0.00	555.64	682.30	704.21	263.62	34.16	41.87	3.78		
16	08/07/14 10:00	352.50	64.16	11.03	0.00	624.14	862.35	881.29	245.12	35.99	43.65	-702.24		
17	08/07/14 11:00	352.37	101.31	7.99	0.00	651.39	966.96	977.15	246.76	38.33	44.07	4.18		
18	08/07/14 12:00	351.96	116.46	6.47	0.00	620.47	983.55	980.72	254.72	39.36	45.66	4.06		
19	08/07/14 13:00	351.52	124.73	5.42	0.00	39.38	324.16	301.82	288.28	41.46	46.65	4.21		
20	08/07/14 14:00	351.15	140.34	4.24	0.00	609.29	795.81	761.71	673.90	42.58	48.23	3.70		
21	08/07/14 15:00	350.61	123.80	3.76	0.00	688.99	611.72	582.94	729.70	43.12	49.57	3.34		
22	08/07/14 16:00	350.07	140.32	3.70	0.00	544.90	393.44	380.55	574.38	43.66	50.30	2.76		
23	08/07/14 17:00	349.49	135.50	3.72	0.00	280.50	189.57	180.25	378.45	43.34	49.61	3.07		
24	08/07/14 18:00	349.26	135.29	3.89	0.00	96.68	70.86	66.00	159.63	42.56	47.84	2.56		
25	08/07/14 19:00	349.19	128.09	4.16	0.00	5.60	12.77	10.94	27.30	41.30	45.36	2.75		
26	08/07/14 20:00	349.34	117.97	4.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	39.56	42.94	2.33		
27	08/07/14 21:00	349.58	102.09	4.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	38.17	41.00	2.16		
28	08/07/14 22:00	349.68	95.92	5.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	36.79	39.66	1.17		
29	08/07/14 23:00	349.41	92.48	5.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	35.98	38.44	1.40		
30	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A		
31														
32														
33	Timestamp	C1 Rad	C2 Rad	C3 Rad	C4 Rad	C5 Rad	C6 Rad	C1 Temp	C2 Temp	C3 Temp	C4 Temp	C5 Temp	C6 Temp	
34	08/07/14 00:00	649.38	649.63	649.33	649.49	649.85	650.17	46.83	47.88	45.35	47.75	48.16	47.76	
35	08/07/14 01:00	649.98	649.71	649.36	649.50	649.87	650.18	46.47	47.63	45.54	47.44	47.86	47.51	
36	08/07/14 02:00	649.97	649.73	649.39	649.50	649.90	650.20	45.70	46.99	44.69	46.97	47.31	47.22	
37	08/07/14 03:00	649.95	649.77	649.47	649.50	649.95	650.24	44.38	45.65	42.96	46.07	46.11	46.21	
38	08/07/14 04:00	649.94	649.82	649.55	649.50	650.01	650.29	44.69	45.69	43.40	45.61	45.81	45.56	
39	08/07/14 05:00	650.64	650.71	650.64	650.32	650.86	651.11	44.77	45.74	43.43	45.66	45.85	45.69	
40	08/07/14 06:00	665.65	670.28	672.00	666.54	667.29	667.11	44.65	45.73	43.15	45.75	45.86	45.86	
41	08/07/14 07:00	703.08	720.35	719.69	701.96	701.18	701.73	45.71	47.21	44.21	47.16	47.31	47.42	
42	08/07/14 08:00	761.99	796.30	800.98	766.37	760.15	762.49	48.02	49.56	46.10	49.51	49.55	49.90	
43	08/07/14 09:00	827.55	877.96	905.46	847.92	840.89	840.71	51.18	51.99	48.56	52.44	52.25	52.85	

FIG. 3.4 : Vue globale sur un rapport journalier meteorologique (08 juillet 2014) de la staion meteo sur fichier Excel. source : base de données de la centrale à Oued Ne-chou,SKTM.

3.4.4 Constitution des jeux de données

Dans le cadre de cette thèse, nous nous sommes focalisés principalement sur le jeu de données ci-dessous (Voir figure 3.5), qui représente le rapport journalier général de la centrale où les données sont prélevées avec un pas de 05 minutes qui est traduit par 288 collectes par jour. En vue d'en avoir une vision globale du jeu de données, d'organiser et de filtrer les données, nous allons répartir ce rapport en trois parties, et nous continuerons à faire une description de chaque paramètre affichée sur le jeu de données.

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA
	TA1	TA2	GH PYR1	GH PYR2	EPL	PFL	EAUX	PAUX	PTR1	PTR2	POND1	POND2	POND3	POND4	POND5	POND6	POND7	POND8	GPOA1	GPOA2	GPOA3	GPOA4	GPOA5	GPOA6	P-CV10108-CC	P-CV10208-CC
Timestamp	°C	°C	W/m2	W/M2	KWh	W	Wh	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW	W/m2	W/m2	W/m2	W/m2	W/m2	W/m2	W	W
6	15/07/2014 00:00:00	33.88	37.50	0.00	0.00	63407.47	29.66	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.76	649.46	649.49	649.94	650.24	0.04	2.45
7	15/07/2014 00:05:00	33.75	37.41	0.00	0.00	63407.47	24.40	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.76	649.47	649.48	649.94	650.24	0.04	2.45
8	15/07/2014 00:10:00	33.50	37.29	0.00	0.00	63407.47	30.14	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.77	649.48	649.48	649.94	650.24	0.04	2.45
9	15/07/2014 00:15:00	33.43	37.19	0.00	0.00	63407.47	24.22	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.78	649.48	649.49	649.94	650.24	0.04	2.45
10	15/07/2014 00:20:00	33.50	37.08	0.00	0.00	63407.47	31.70	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.78	649.49	649.49	649.96	650.24	0.04	2.45
11	15/07/2014 00:25:00	33.12	36.99	0.00	0.00	63407.47	24.96	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.78	649.49	649.49	649.96	650.24	0.04	2.45
12	15/07/2014 00:30:00	33.33	36.88	0.00	0.00	63407.47	24.95	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.79	649.50	649.48	649.96	650.25	0.04	2.45
13	15/07/2014 00:35:00	33.34	36.79	0.00	0.00	63407.47	27.58	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.79	649.50	649.49	649.96	650.26	0.04	2.45
14	15/07/2014 00:40:00	32.88	36.70	0.00	0.00	63407.47	25.63	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.80	649.51	649.49	649.96	650.26	0.04	2.45
15	15/07/2014 00:45:00	32.66	36.61	0.00	0.00	63407.47	29.33	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.80	649.51	649.48	649.97	650.26	0.04	2.45
16	15/07/2014 00:50:00	32.87	36.50	0.00	0.00	63407.47	27.66	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.80	649.52	649.49	649.98	650.26	0.04	2.45
17	15/07/2014 00:55:00	32.99	36.42	0.00	0.00	63407.47	24.78	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.80	649.52	649.49	649.98	650.26	0.04	2.45
18	15/07/2014 01:00:00	32.86	36.34	0.00	0.00	63407.47	30.13	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.80	649.52	649.48	649.98	650.26	0.04	2.45
19	15/07/2014 01:05:00	32.75	36.26	0.00	0.00	63407.47	24.45	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.81	649.53	649.49	649.98	650.26	0.04	2.45
20	15/07/2014 01:10:00	32.94	36.19	0.00	0.00	63407.47	33.30	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.81	649.54	649.49	649.98	650.26	0.04	2.45
21	15/07/2014 01:15:00	32.85	36.14	0.00	0.00	63407.47	23.61	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.95	649.81	649.54	649.49	649.99	650.27	0.04	2.45
22	15/07/2014 01:20:00	32.61	36.09	0.00	0.00	63407.47	33.73	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.95	649.81	649.54	649.49	650.00	650.27	0.04	2.45
23	15/07/2014 01:25:00	32.45	36.04	0.00	0.00	63407.47	27.04	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.95	649.82	649.54	649.49	650.00	650.28	0.04	2.45
24	15/07/2014 01:30:00	32.33	35.98	0.00	0.00	63407.47	26.61	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.82	649.54	649.49	650.00	650.28	0.04	2.45
25	15/07/2014 01:35:00	32.37	35.91	0.00	0.00	63407.47	27.01	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.82	649.55	649.49	650.00	650.28	0.04	2.45
26	15/07/2014 01:40:00	32.35	35.84	0.00	0.00	63407.47	25.11	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.81	649.54	649.49	649.99	650.28	0.04	2.45
27	15/07/2014 01:45:00	32.29	35.76	0.00	0.00	63407.47	28.85	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.81	649.55	649.49	649.99	650.28	0.04	2.45
28	15/07/2014 01:50:00	32.20	35.70	0.00	0.00	63407.47	22.53	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.95	649.81	649.54	649.48	650.00	650.28	0.04	2.46
29	15/07/2014 01:55:00	32.02	35.64	0.00	0.00	63407.47	29.66	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.95	649.82	649.55	649.49	650.00	650.28	0.04	2.46
30	15/07/2014 02:00:00	32.10	35.58	0.00	0.00	63407.47	22.06	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.95	649.82	649.55	649.49	650.00	650.28	0.04	2.46
31	15/07/2014 02:05:00	31.90	35.51	0.00	0.00	63407.47	31.94	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.82	649.56	649.49	650.00	650.28	0.04	2.46
32	15/07/2014 02:10:00	31.96	35.44	0.00	0.00	63407.47	22.51	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.95	649.82	649.56	649.49	650.00	650.28	0.04	2.46
33	15/07/2014 02:15:00	31.63	35.36	0.00	0.00	63407.47	27.40	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.95	649.82	649.56	649.49	650.00	650.28	0.04	2.46
34	15/07/2014 02:20:00	31.58	35.30	0.00	0.00	63407.47	25.65	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.95	649.82	649.56	649.49	650.00	650.28	0.04	2.31
35	15/07/2014 02:25:00	31.61	35.23	0.00	0.00	63407.47	25.33	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.96	649.82	649.56	649.49	650.00	650.28	0.04	2.12
36	15/07/2014 02:30:00	31.68	35.16	0.00	0.00	63407.47	27.65	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.95	649.82	649.56	649.50	650.00	650.28	0.04	2.17
37	15/07/2014 02:35:00	31.54	35.10	0.00	0.00	63407.47	22.55	0.00	-15.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	649.95	649.82	649.56	649.49	650.00	650.28	0.04	2.21

FIG. 3.5 : Vue globale sur un rapport journalier typique (15 juillet 2014) sur fichier Excel. source : base de données de la centrale à Oued Nechou,SKTM.

La première partie représente les paramètres météorologiques, les premières colonnes contiennent des mesures de la température ambiante effectuées par un Thermohygromètre et un Thermomètre en même temps. Un paramètre très important présent dans les deux colonnes qui suit, étant l'irradiance solaire directe ainsi que la radiation incliné qui sont mesurées respectivement par un Eliofanomètre et radiomètre, Pyranomètre. L'irradiation globale est indiquée par des cellules calibrées qui se trouvent à l'inclinaison la structure de chaque technologie (Voir figure 3.6).

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

B C D E				T U V W X Y					
TA1	TA2	GH PVR1	GH PVR2	GPOA1	GPOA2	GPOA3	GPOA4	GPOA5	GPOA6
°C	°C	W/m2	W/M2	W/m2	W/m2	W/m2	W/m2	W/m2	W/m2
33.88	37.50	0.00	0.00	649.96	649.76	649.46	649.49	649.94	650.24
33.75	37.41	0.00	0.00	649.96	649.76	649.47	649.48	649.94	650.24
33.50	37.29	0.00	0.00	649.96	649.77	649.48	649.48	649.94	650.24
33.43	37.19	0.00	0.00	649.96	649.78	649.48	649.49	649.94	650.24
33.50	37.08	0.00	0.00	649.96	649.78	649.49	649.49	649.96	650.24
33.12	36.99	0.00	0.00	649.96	649.78	649.49	649.49	649.96	650.24
33.33	36.88	0.00	0.00	649.96	649.79	649.50	649.48	649.96	650.25
33.34	36.79	0.00	0.00	649.96	649.79	649.50	649.49	649.96	650.26
32.88	36.70	0.00	0.00	649.96	649.80	649.51	649.49	649.96	650.26
32.66	36.61	0.00	0.00	649.96	649.80	649.51	649.48	649.97	650.26
32.87	36.50	0.00	0.00	649.96	649.80	649.52	649.49	649.98	650.26
32.99	36.42	0.00	0.00	649.96	649.80	649.52	649.49	649.98	650.26
32.86	36.34	0.00	0.00	649.96	649.80	649.52	649.48	649.98	650.26
32.75	36.26	0.00	0.00	649.96	649.81	649.53	649.49	649.98	650.26
32.94	36.19	0.00	0.00	649.96	649.81	649.54	649.49	649.98	650.26
32.85	36.14	0.00	0.00	649.95	649.81	649.54	649.49	649.99	650.27
32.61	36.09	0.00	0.00	649.95	649.81	649.54	649.49	650.00	650.27
32.45	36.04	0.00	0.00	649.95	649.82	649.54	649.49	650.00	650.28
32.55	35.98	0.00	0.00	649.96	649.82	649.54	649.49	650.00	650.28
32.37	35.91	0.00	0.00	649.96	649.82	649.55	649.49	650.00	650.28
32.35	35.84	0.00	0.00	649.96	649.81	649.54	649.49	649.99	650.28

FIG. 3.6 : Paramètres météorologiques contenues dans le rapport de 15 juillet 2015 source : base de données de la centrale à Oued Nechou,SKTM.

La seconde partie, nous nous intéressons aux données du générateur PV regroupe la puissance de sortie de chaque sous-champs mesurer par les onduleurs, les dernières colonnes sont dédiées pour les mesures de la puissance a la sortie au niveau des boîtes de raccordements (Voir figure 3.7).

L	M	N	O	P	Q	R	S	Z	AA	AB	
POND1	POND2	POND3	POND4	POND5	POND6	POND7	POND8	P-CN10108-CC	P-CN10208-CC	P-CN10305-CC	P-C
kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	W	W	W	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	2.45	0.03	

FIG. 3.7 : Paramètres de puissance mesurés au sorties des onduleurs et des boites de raccordement source : base de données de la centrale à Oued Nechou,SKTM.

La troisième partie s'intéresse aux paramètres d'énergie et de puissance au poste livraison ainsi que des auxiliaires de la centrale. (Voir figure 3.8)

Les paramètres cités sont résumés dans le tableau ci-dessous (Voir tableau ??).

F	G	H	I	J	K
EPL	PPL	EAUX	PAUX	PTR1	PTR2
kWh	W	Wh	kW	kW	kW
63407.47	29.66	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	24.40	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	30.14	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	24.22	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	31.70	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	24.96	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	24.95	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	27.58	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	25.63	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	29.33	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	27.66	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	24.78	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	30.13	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	24.45	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	33.30	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	23.61	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	33.73	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	27.04	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	26.61	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	27.01	0.00	-15.00	0.00	0.00
63407.47	25.11	0.00	-15.00	0.00	0.00

FIG. 3.8 : Paramètres de l'énergie et de puissance mesurés au poste de livraison et au auxiliares de la centrale. source : base de données de la centrale à Oued Nechou, SKTM.

3.4.5 Fouille et traitement des données issues de la centrale solaire

La base de données mises a notre disposition par les ingénieurs de la centrale couvre une période de six mois comprise entre le 1er juillet 2014 et le 3 janvier 2015. Elle contient à la fois les données météorologiques et radiométriques et les données électriques enregistrées au cours de cette période. Les données radiométriques ont été mesurées à l'aide de pyranomètres pour le rayonnement global (W/m^2), l'irradiance solaire sur plan incliné (W/m^2) et l'irradiance directe (W/m^2).

L'irradiance solaire incidente sur les champs photovoltaïques a été mesurée par des cellules calibrées installées dans le plan de chaque champs photovoltaïque. En plus des données météorologiques, la base de données contenait les données électriques de la centrale PV en termes de puissance électrique de sortie produite par chacun des sous-champs et les données de rayonnement mesurées par les cellules de calibrées. Les paramètres ont été enregistrées toutes les 5 minutes et le système de d'aquisition (Voir 2.3.10) a été conçu pour répondre à la norme IEC 61724 (Voir 3.5.1).

Les données que nous possédons étant des données journalières avec une fréquence de 05 min, nous les avons concaténé afin d'avoir des données pour les six mois du monitoring de la centrale solaire PV. Les étapes pour les prétraitements des données sont montrées sur la figure (3.9) Les données recueillies par le système d'acquisition ont d'abord été traitées pour vérifier si elles étaient robustes et si des données aberrantes ou manquantes et elles ont été éliminées au cours de cette phase. Il existe différents types de données

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

TAB. 3.4 : Paramètres utilisés dans le jeu de données

Paramètre	Description	
TA1	Mesure de la température ambiante avec Thermo-hygromètre	°C
TA2	Mesure de la température ambiante avec Thermomètre	°C
GH PYR1	Mesureur de l'irradiation direct avec un Eliofanomètre et radiomètre	W/m ²
GH PYR2	Mesureur de l'irradiation inclinée avec un Pyranomètre	W/M ²
EPL	L'énergie au poste de livraison CA	kWh
PPL	La puissance au poste de livraison CA	W
EAUX	L'énergie des auxiliares CA	Wh
PAUX	La puissance des auxiliares CA	kW
PTR1	La puissance CA côté MT du transformateur	kW
PTR2	La puissance CA côté MT du transformateur	kW
POND1	Puissance AC de l'onduleur 1	kW
POND2	Puissance AC de l'onduleur 2	kW
POND3	Puissance AC de l'onduleur 3	kW
POND4	Puissance AC de l'onduleur 4	kW
POND5	Puissance AC de l'onduleur 5	kW
POND6	Puissance AC de l'onduleur 6	kW
POND7	Puissance AC de l'onduleur 7	kW
POND8	Puissance AC de l'onduleur 8	kW
GPOA1	Mesure de l'irradiation globale en plan des modules avec la cellule calibrée 1	W/m ²
GPOA2	Mesure de l'irradiation globale en plan des modules avec la cellule calibrée 2	W/m ²
GPOA3	Mesure de l'irradiation globale en plan des modules avec la cellule calibrée 3	W/m ²
GPOA4	Mesure de l'irradiation globale en plan des modules avec la cellule calibrée 4	W/m ²
GPOA5	Mesure de l'irradiation globale en plan des modules avec la cellule calibrée 5	W/m ²
GPOA6	Mesure de l'irradiation globale en plan des modules avec la cellule calibrée 6	W/m ²
P-CN10108-CC	Puissance CC de boîte de raccordement CN10108	W
:	:	
:	:	
P-CN80608-CC	Puissance CC de boîte de raccordement CN80707	W

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

erronées comme suit

- En cas de panne électrique, les données mesurées sont archivées puis automatiquement supprimées du fichier d'analyse en raison de l'interruption de la production photovoltaïque.
- Si un onduleur(s) échoue, les données de son sous-champ PV sont supprimées.

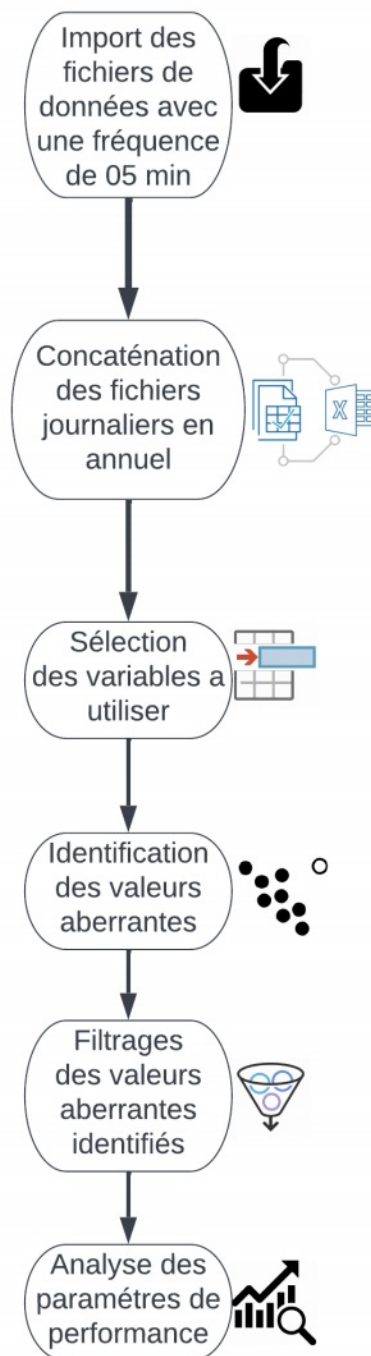


FIG. 3.9 : Les étapes de prétraitement des données.

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

Les jeux de données que nous possédons étant des données journalières avec une fréquence de 05 min, nous les avons concaténé afin d’avoir des données pour les six mois du monitoring de la centrale solaire PV. Les étapes pour les prétraitements des données sont montrées sur la figure (3.9) Les données recueillies par le système d’acquisition ont d’abord été traitées pour vérifier si elles étaient robustes et si des données aberrantes ou manquantes et elles ont été éliminées au cours de cette phase. Il existe différents types de données erronées comme suit

- En cas de panne électrique, les données mesurées sont archivées puis automatiquement supprimées du fichier d’analyse en raison de l’interruption de la production photovoltaïque.
- Si un onduleur(s) échoue, les données de son sous-champ PV sont supprimées.

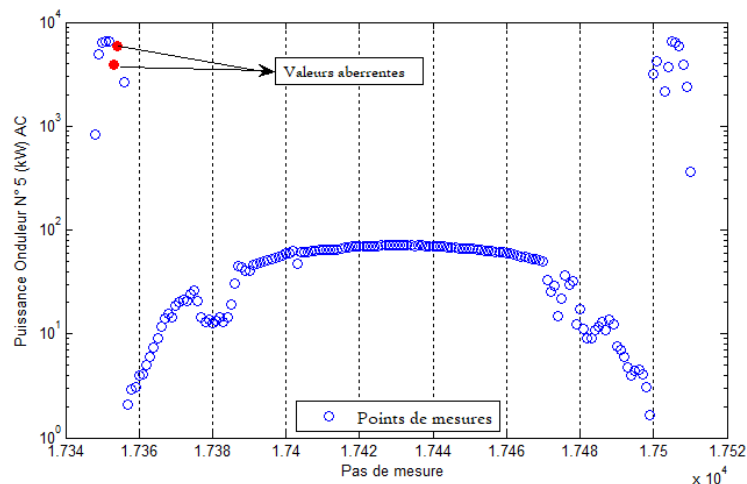


FIG. 3.10 : Points de mesures de la puissance d’onduleur N°5 ”sous-champ fix PV en Sc-mono” pendant la journée du (30 aout 2014) avant le filtrage des valeur aberrantes.

Après avoir filtré les données, nous avons remarqué que les cellules calibrées qui mesurent l’irradiance solaire dans le plan des panneaux avaient un dysfonctionnement pendant la période qui s’étend de (1 juillet au 22 octobre 2014), ce qui a entraîné une collecte de données d’irradiance erronées où la mesure prend début de la valeur (650W/m²), la même valeur est affichée pendant l’absence du soleil, On a pareillement remarqué des valeurs manquantes du jeu de données pris par ces appareils. (Voir figure (3.11)).

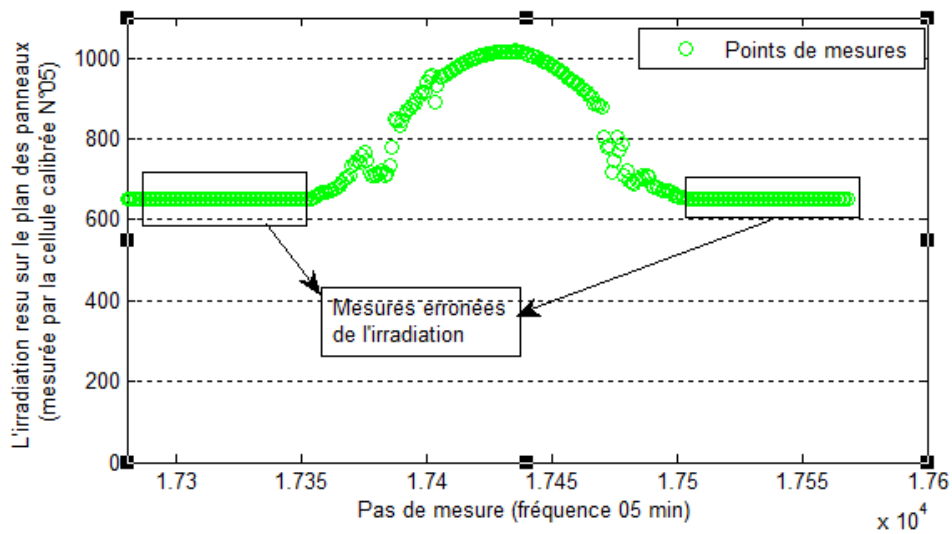


FIG. 3.11 : Points de mesures de l'irradiation effectués par le cellule calibrée N°05 pendant la journée du (30 aout 2014) qui représente l'anomalie des ces cellules calibrées

Par conséquent, la présente étude ne couvrira que l'ensemble de données du 23 octobre 2014 au 3 janvier 2015, la période dans laquelle les cellules calibrées reprennent leur fonctionnement standard où les données sont robustes et correctes (Voir figure 3.12).

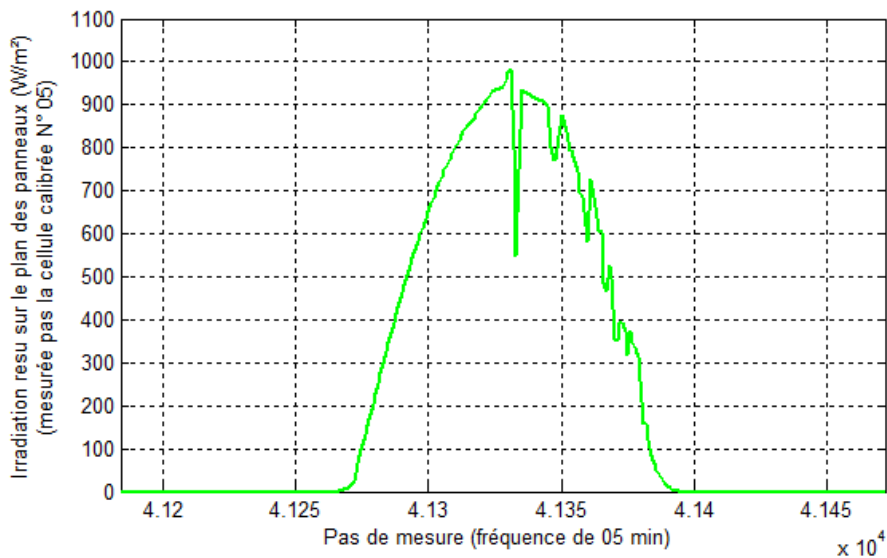


FIG. 3.12 : Exemple de l'allure de l'irradiation prise par la cellule calibrée N°5 après le rétablissement au fonctionnement normal (21/11/14).

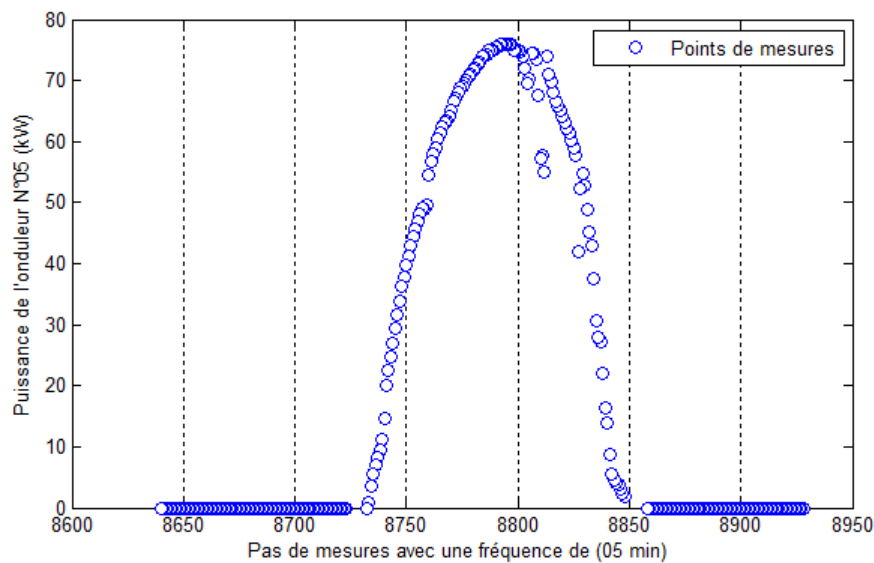


FIG. 3.13 : La Puissance de l'onduleur N°05 pendant la journée 21/11/14 après le filtrage des valeurs aberrantes

3.5 Méthode d'analyse

les données recueillies des quatre systèmes photovoltaïques (Voir figure 3.14) connectés au réseau sont utilisées pour évaluer leur performance et leur comportement dans les conditions climatiques sahariennes.

La présente étude a été réalisée en trois étapes principales, la première étape comportée le traitement des données météorologiques et radiométriques, la seconde partie consistée à faire l'analyse de l'évolution de ces données au cours de la période qu'on a choisi pour faire notre étude qui a dépendu de la disponibilité des données (23 octobre 2014 au 03 janvier 2015) et pour finir, une définition d'indices de performance tels que le rapport de performance, le rendement de référence, le rendement final du système PV et le facteur de (charge) capacité (CF). Les paramètres de performance utilisés pour l'analyse de la centrale photovoltaïque et sa évaluation sont calculés conformément à la norme IEC 61724.

3.5.1 Zoom sur la norme 61724

La norme internationale IEC 61724 a été préparée par le comité technique 82 de la IEA pour les systèmes solaires photovoltaïques. La CEI (Commission électrotechnique internationale) est une organisation mondiale de normalisation comprenant tous les comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). L'objectif de la CEI est de promouvoir la coopération internationale sur toutes les questions relatives à la normalisation dans les domaines électrique et électronique. Cette norme décrit les conditions générales pour la surveillance et l'analyse de la performance électrique des systèmes photovoltaïques (PV). Par ailleurs, la norme ne décrit pas la performance des composants discrets, mais se concentre sur l'évaluation de la performance d'un réseau dans le cadre d'un système PV.

L'objectif de l'analyse des données est de fournir un résumé du rendement approprié pour comparer des installations photovoltaïques de différentes tailles, fonctionnant dans différents climats et fournissant de l'énergie pour différentes utilisations, de telle sorte que les mérites relatifs des différentes conceptions ou procédures d'exploitation deviennent évidents [50].

3.5.2 Les indices de performance

Les paramètres décrivant les quantités d'énergie pour un système PV et ses composants ont été établis par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) dans le programme des systèmes d'alimentation photovoltaïques et qui sont décrits dans la norme (IEC) 61724. L'ensemble des mesures de rendement examinées dans cette étude est résumé dans la suite :

Rendement de référence Y_r

Le rendement de référence est le rapport entre la quantité totale de rayonnement solaire H_t (kWh) arrivant à la surface des panneaux solaires PV et la quantité de rayonnement de référence G_0 égal a (1 kW/m²). Ce paramètre représente le nombre d'heures durant lesquelles l'éclairement est égal à celui de référence, Y_r définit la ressource solaire pour le système PV [51].

$$Y_r = \frac{H_t (kWh/m^2)}{G_0 (kW/m^2)} \quad (3.1)$$

Rendement final du système PV Y_f

Le rendement final correspond à l'énergie totale produite par le système PV, E_{AC} (kWh) par rapport à la puissance nominale installée $P_{PV, rated}$ (kWc). Cette quantité représente le nombre d'heures pendant lesquelles le champ PV devrait fonctionner à sa puissance nominale [51].

$$Y_{f,d} = \frac{E_{AC,d}}{P_{PV, rated}} \quad (3.2)$$

$$E_{AC,d} = \tau \sum P_{AC} \quad (3.3)$$

$$Y_{f,m} = \frac{1}{N} \sum_{d=1}^N Y_{f,d} \quad (3.4)$$

Où $Y_{f,d}$ et $Y_{f,m}$ représentent respectivement le rendement final journalier et mensuel.

Rapport de performance PR

Le rapport de performance PR indique l'effet global des pertes sur la production énergétique des rangées d'un système PV. Les valeurs de PR indiquent à quel point un système PV approche les performances idéales dans des conditions réelles d'exploitation. PR est défini par le ratio entre le rendement final et le rendement de référence, c'est une quantité adimensionnelle [51].

$$PR = \frac{\text{production réelle (kWh)}}{\text{production théorique (kWh)}} = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (3.5)$$

Facteur de charge CF

Enfin, le facteur de charge (FC) est défini comme le rapport de la production annuelle d'énergie réelle $E_{AC,T}$ à la quantité d'énergie générée par la centrale solaire photovoltaïque si elle fonctionnait à puissance nominale maximale $P_{PV, rated}$ (kWc) pendant 24 h par jour pendant une année [51].

$$CF = \frac{Y_f}{24 * nd} = \frac{E_{AC,T}}{P_{PV, rated} * 8760} \quad (3.6)$$

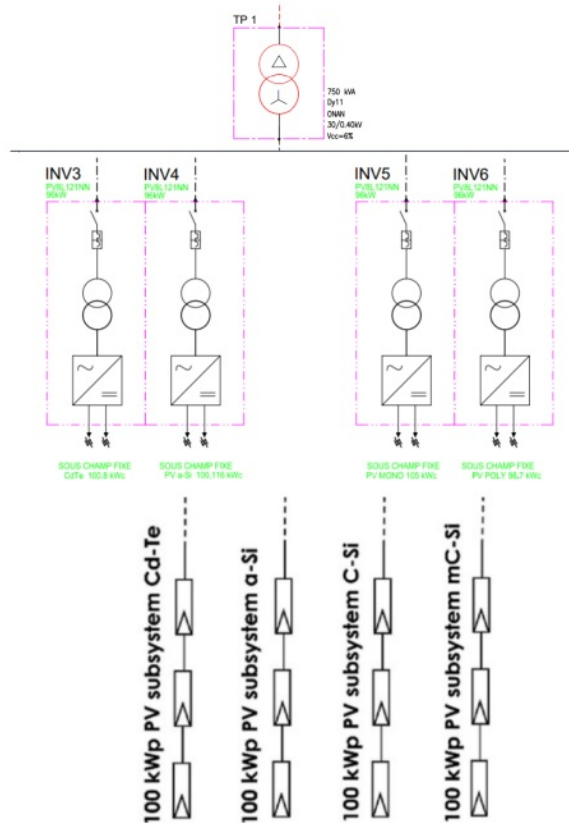


FIG. 3.14 : Schéma des quatres sous-champs à étudier.

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

TAB. 3.6 : Rappel des spécification des systèmes PV raccordé au réseau. source : Les documents descriptifs de la centrale mises à notre disposition par SKTM

Type	m-Si	mc-Si	CdTe	a-Si
Nbr. des modules	420	420	1260	972
Series	20	20	12	18
Parallels	21	21	105	54
Pmax (kWp)	105	98.7	100.8	100.116
Ipm (A)	173.04	170.1	173.25	200.88
Vpm (V)	607	580.8	582	608.4
Isc (A)	184.59	181.44	197.4	222.48
Voc (V)	752.4	738,8	729.6	813
area (m ²)	684.6	684.6	907.2	1409.4

TAB. 3.8 : Rappel des principales caractéristiques des différents technologies PV , tableau élaborer avec des données mises a disposition de la part de SKTM.

Module technology	m-Si	mc-Si	Cd-Te	a-Si
Maximum Power Pm (Wp)	250	235	80	103
Short Circuit Current ISC (A)	8.79	8.64	1.88	4
Open circuit Voltage VOC (V)	37.62	36.94	60.8	41.1
Isc temperature coefficient (%/°C)	0.03	0.04	0.04	0.08
Voc temperature coefficient (%/°C)	-0.34	-0.32	-0.27	-0.33
Pm temperature coefficient (%/°C)	-0.43	-0.43	-0.25	-0.20
Efficiency (%)	15.35	14.43	11.1	7.1
Area (m ²)	163	1.63	0.72	1.45
Weight (kg)	21.5	21.5	12.0	20.8

3.6 Résultats et discussion

3.6.1 Paramètres météorologiques

Pour comprendre le comportement des systèmes PV connectés au réseau, les paramètres météorologiques enregistrés pendant la période du 23 Octobre 2014 au 03 Janvier 2015 sont analysés.

La température ambiante et l'irradiation ont une influence décisive sur la production des centrales photovoltaïques, sachant qu'elles ont une corrélation étroite avec la température des modules. La figure (3.15) montre l'irradiation quotidienne séquentielle dans le plan reçue sur les panneaux photovoltaïques. Il est à noter que l'irradiation solaire moyenne séquentielle ce produisent entre 6.00 kWh/m² et 3,24 kWh/m² (23 Octobre – 03 Décembre) et de 3.24 kWh/m² à 5.52 jusqu'au 03 Janvier 2015. Une moyennes de la periode d'étude a été calculer, soit 5.11kWh/m².

L'irradiation minimale enregistrée au cours de cette période ne dépasse pas 3.24 kWh indiquant que le ciel n'était pas dégagé pendant la majeure partie de cette periode, ce qui entraine un déficit dans la production énergétique. cela est visible et remarquable dans la figure (3.16 et 3.17). Il est clair que les valeurs les plus fréquentes de l'irradiation quotidienne dans le plan sont concentrées autour de valeurs élevées d'irradiation qui est typique du climat saharien. Le tableau (3.10) résume les paramètres météorologiques séquentielles moyens et total moyennes.

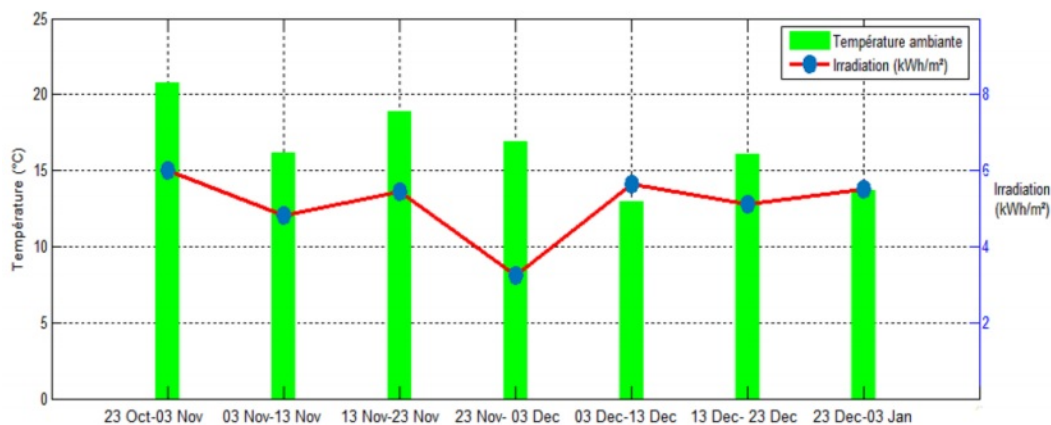


FIG. 3.15 : Moyennes séquentielles du rayonnement solaire et de la température ambiante.

La température ambiante moyenne quotidienne séquentielle varie de 20.67 °C en fin octobre à 13.67 °C début Janvier 2015 , avec une valeur moyenne quotidienne de 16.48°C sur le long la période d'étude. Les valeurs élevées d'irradiation et de température ambiante sont enregistrées en octobre . L'environnement saharien est réputé pour ses faibles valeurs d'humidité relative, son irradiation élevée et sa température ambiante élevée.

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

TAB. 3.10 : Moyennes séquentielles du rayonnement solaire et de la température ambiante.

Séquence	Irradiation incliné (kWh/m ²)	Cellule Calibrée 3 (kWh/m ²)	Cellule calibrée 4 (kWh/m ²)	Cellules calibrée 5 (kWh/m ²)	Cellule calibrée 6 (kWh/m ²)	Température Ambiante (°C)
23 Oct- 03 Nov	6.00	7.70	6.86	4.07	6.34	20.76
03 Nov- 13 Nov	4.80	5.18	5.20	3.52	4.80	16.13
13 Nov- 23 Nov	5.45	5.90	5.94	5.94	5.45	18.86
23 Nov- 03 Dec	3.24	3.33	3.34	3.34	3.17	16.93
03 Dec- 13 Dec	5.64	5.26	5.29	5.44	5.05	12.93
13 Dec- 23 Dec	5.13	4.92	4.94	5.08	4.72	16.08
23 Dec- 03 Jan	5.52	5.13	5.16	5.43	5.05	13.67
Moyennes journalières de la période (23 Oct 14- 03 Jan 15)	5.11	5.34	5.25	4.69	4.94	16.48

3.6.2 La production énergétique des sous-champs photovoltaïques

La figure (3.16) illustre la production d'énergie de l'ensemble de la centrale photovoltaïque pendant la période d'étude qui représente la moyennes journalière sur des sequences de (dix/onze) jours sur un intervalle de deux mois et demi. On y voit que la variation de la production globale est comprise entre 19.97 MWh et 17.93 MWh pendant la période du 23 Octobre au 23 Nov 2014, la production est indifféremment comprise entre 17.93 MWh et 19.95 MWh sur la période qui s'étend du 23 Nov au 03 Janvier 2015. Les sous-champs photovoltaïques connectés au réseau composés par des modules à couche mince génèrent plus d'énergie que les systèmes photovoltaïques basés sur des panneaux en technologies silicium cristallin tout au long de l'intervalle d'étude.

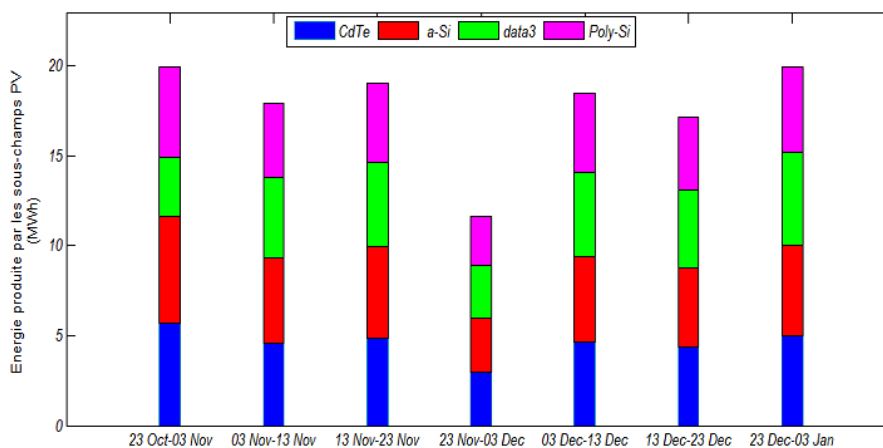


FIG. 3.16 : Production énergétique sur des séquences de (dix/onze) jours consécutifs de chaque technologies.

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

La production totale d'énergie au cours de la période de oct 2014 à Janvier 2015 a été de 124.2 MWh avec une moyenne sequentielle estimée à 31.05 MWh indiquant un bon fonctionnement de la centrale photovoltaïque. En outre, il est observé qu'il n'y a pas de grande différence entre les productions sequentielles, sauf pour la période comprise entre le 23 Novembre et le 03 Décembre, Dans la figure (3.17) on peut apercevoir une chute dans la production énergétique de l'ensomble des sous-champs photovoltaïque, cela est due a une sévère fluctuation dans les valeurs de l'irradiation incidente sur le plan des panneaux, cette perturbation est visible dans la figure (3.18).

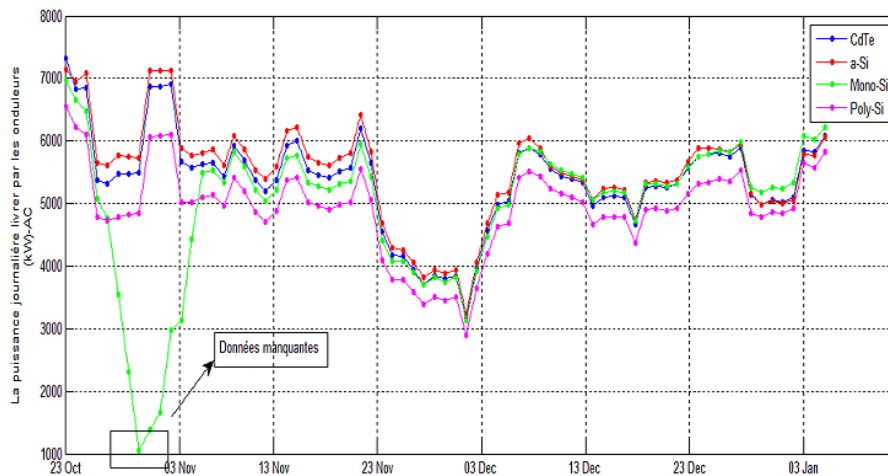


FIG. 3.17 : La puissance journalière de chaque technologies.

La figure (3.19) illustre la production globale d'énergie générée par chaque sous-système et chaque technologies tout au long de la période d'analyse. Dans la figure II est indiqué que les sous-champs photovoltaïques en (a-Si) et (CdTe) présentent un rendement légèrement plus élevé en termes de production d'énergie que les sous-champs en silicium cristallin (Mono-Si et Poly-Si) . Cela s'explique par la grande stabilité thermique à des températures plus élevées que les panneaux en couches minces possèdent.

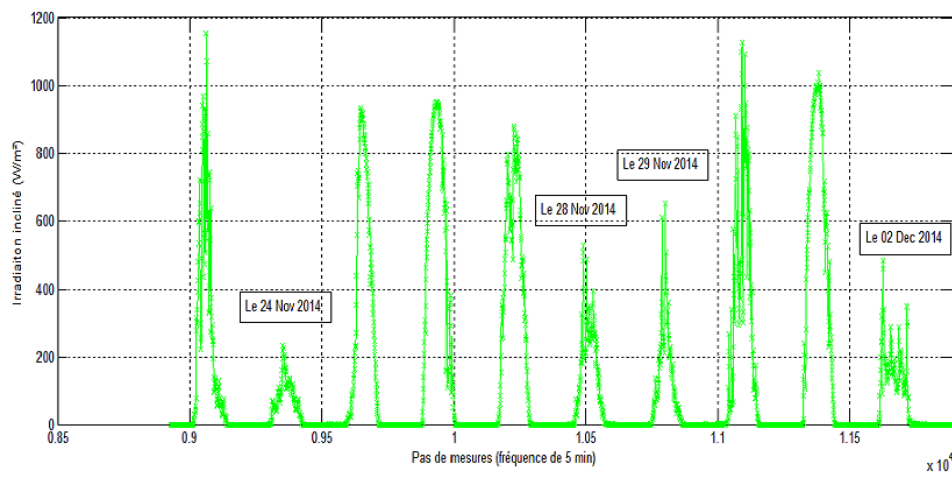


FIG. 3.18 : L'irradiation inclinée pendant la période (23 Nov-03 Dec 2014).

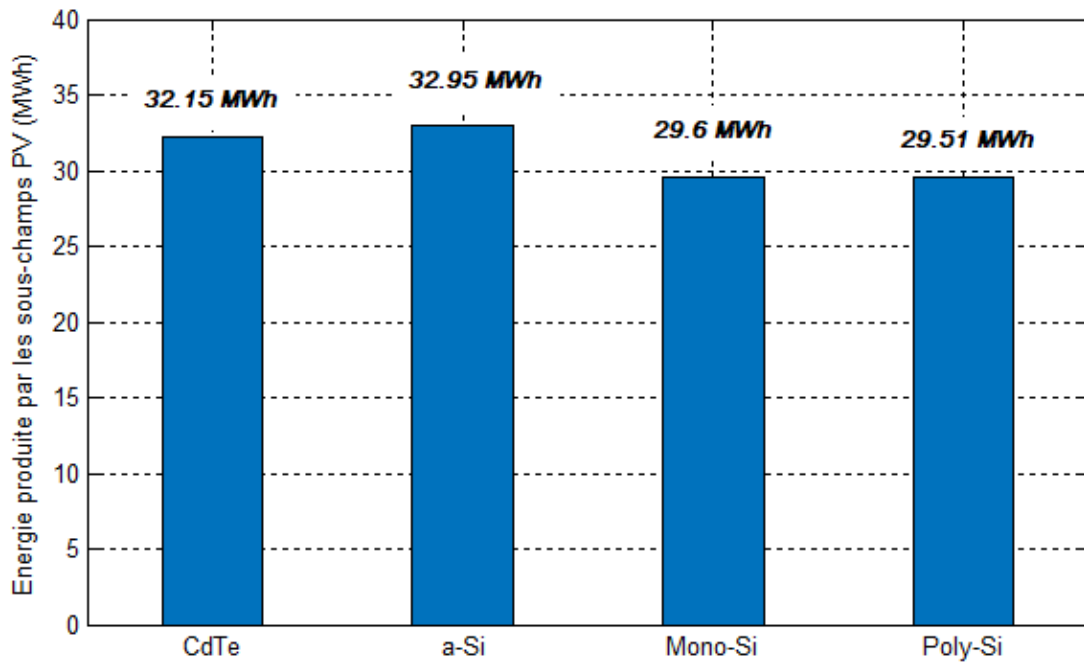


FIG. 3.19 : Production énergétique total des sous-champs pendant la période d'étude.

3.6.3 Résultats et analyse des paramètres de performance

3.6.3.1 Le rendement de référence Y_r et le rendement final Y_f .

La figure (3.20) illustre la moyenne journalière des séquences du rendement final (Y_f) journalier par rapport au rendement de référence (Y_r). Le rendement de référence (Y_r) varie de sa valeur élevée de 6.00 heures pendant la séquence (23 Oct-03 Nov) à une valeur faible de 3,24 heures lors de la quatrième séquence (23 Nov-03 Dec) conformément à ce qui est mentionné dans la sous-section précédente. Le rendement référence prend une allure ascensionnelle jusqu'à la dernière séquence (23 Dec-03 Jan), soit une valeur de 5.52 heures avec un pic de 5.64 heures entre les trois dernières séquences.

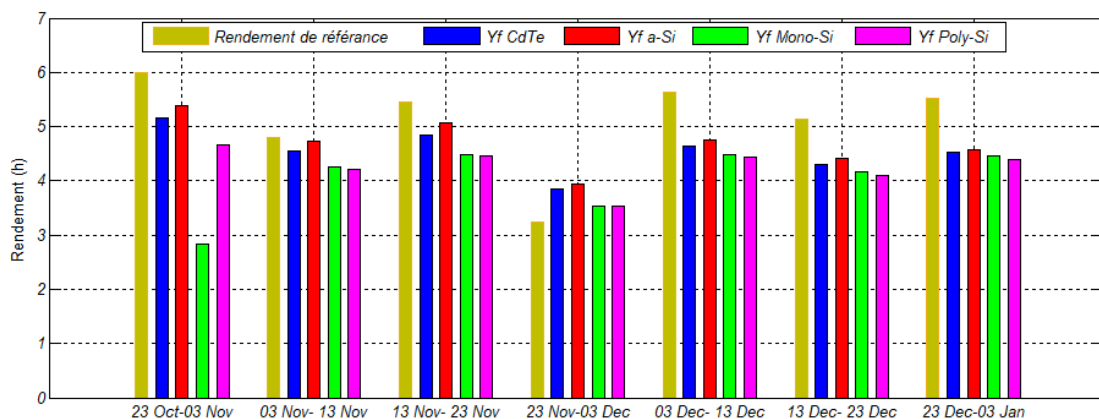


FIG. 3.20 : Comparaison entre le rendement final et le rendement de référence (moyenne journalière) de chaque technologie pendant les sept séquences de la période d'étude.

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

le rendement final de la l'intégralité des technologies suit la même allure que le rendement de référence (Y_r). Les technologies a couche minces (Cd-Te et a-Si) démontre un rendement final (Y_f) supérieur tout au long de la période d'étude. Contrairement et par comparaison aux sous-champs en (c-Si) qui révèlent un rendement final moins important. De la figure (3.21) on constate effectivement que le sous-champs en (a-Si) présente un meilleur rendement final qui est relativement stable durant la totalité des séquences, allant de sa valeur maximal de 5.37 heures à 4.57 heures vers la fin de l'intervall d'étude. Une faible régression est remarquer au bout de saison d'automne et au début de la saison d'hiver, la periode pendant laquelle le sous-champ en panneaux de (Cd-Te) commence a prendre une légère progression sur le (a-Si). Le sous-champs en (Mono-Si) de son coté montre une augmentaion timide sur le (Poly-Si) en allant vers la saison hivernale. Le tableau (3.14) contient les valeurs de ces indices de performance en detail ainsi que le rapport de performance que nous allons analyser dans la partie qui suit.

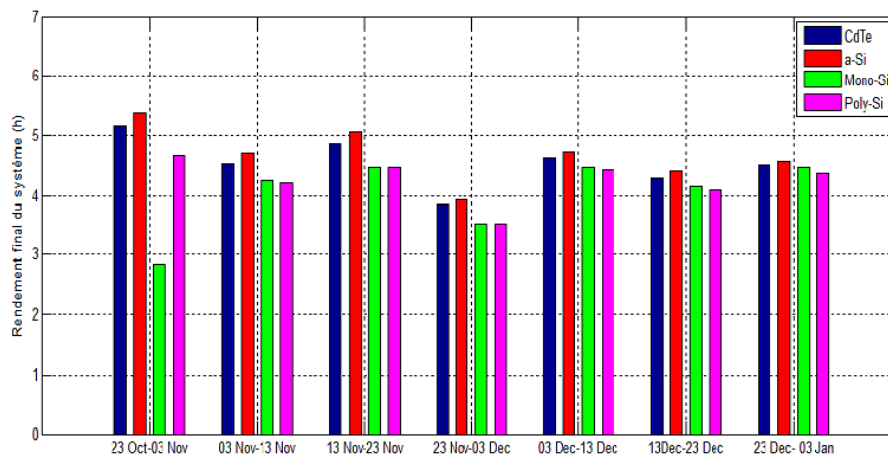


FIG. 3.21 : Rendement final de chaque technologie pendant les sept séquences (moyennes) de la période d'étude.

À partir du Tableau (3.12), il apparaît que le sous-champ en (a-Si) présente la meilleur performance, qui ce manifeste au niveau des pertes de production qui ne dépassent pas les 10.43 %. Cela montre que les panneaux en (a-Si) sont visiblement plus performants. Ce si fait preve que ce type de panneaux fonctionnent parfaitement dans ce genre de climat et de conditions. Le sous-champs comportant les panneaux en (CdTe) affirme que celle-ci est l'une des technologies les plus performantes dans les environnement aride et desertique avec un plafon de perte de production de 14.18 %, suivie par le (Poly-Si) avec 22.05%. Nous notons également que le sous-champs en (Mono-Si) affiche un rendement énergétique le plus faible avec un pourcentage de pertes de production qui attiet la valeur de 25.39 %. Ces pertes importantes sont directement liées aux conditions environnementales sévère du site, Notamment les températures élevées des modules pendant la période estivale et l'empoussièrement.

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

TAB. 3.12 : Comparaison du rendement final des différentes technologies

Sous-champ PV	Yf max	Yf min	Yr max	(Yr max - Yf max)/Yr max (%)
CdTe	5.149438	3.845556	6.000625	14.18498
a-Si	5.374255	3.937049		10.43842
Mono-Si	4.476686	2.838928		25.39633
Poly-Si	4.668047	3.524041		22.20732

Les pertes réelles peuvent être induites par des paramètres et des facteurs tels que les radiatifs (angle et amplitude), l'ombrage, l'effet de la température sur les performances des modules photovoltaïques, l'effet de discordance, la qualité des modules, les pertes résistives dans les câbles, la performance des onduleurs, la performance des transformateurs et la consommation auxiliaire.

TAB. 3.14 : Tableau récapitulatif des indices de performance et l'énergie produite par chaque technologie ainsi que la centrale.

Indices de performance	Le rendement de référence Yr (h)	le rendement final Yf (h)				Le rapport de performance PR			
		CdTe	a-Si	Mono-Si	Poly-Si	CdTe	a-Si	Mono-Si	Poly-Si
Séquence									
23 Oct- 03 Nov	6.00	5.15	5.37	2.84	4.67	0.86	0.90	0.46	0.78
03 Nov- 13 Nov	4.80	4.54	4.72	4.25	4.21	0.93	0.98	0.88	0.87
13 Nov- 23 Nov	5.45	4.85	5.07	4.48	4.47	0.89	0.93	0.82	0.82
23 Nov- 03 Dec	3.24	3.85	3.94	3.53	3.52	0.90	0.93	0.87	0.85
03 Dec- 13 Dec	5.64	4.63	4.74	4.47	4.44	0.82	0.84	0.79	0.79
13 Dec- 23 Dec	5.13	4.30	4.41	4.16	4.09	0.85	0.87	0.82	0.81
23 Dec- 03 Jan	5.52	4.52	4.57	4.47	4.38	0.82	0.83	0.81	0.80
Energie produite (MWh)									
		CdTe	a-Si	Mono-Si	Poly-Si				
23 Oct- 03 Nov		5.71	5.92	3.28	5.07				
03 Nov- 13 Nov		4.58	4.73	4.47	4.15				
13 Nov- 23 Nov		4.89	5.07	4.70	4.41				
23 Nov- 03 Dec		2.96	3.03	2.93	2.70				
03 Dec- 13 Dec		4.67	4.75	4.70	4.38				
13 Dec- 23 Dec		4.34	4.42	4.37	4.04				
23 Dec- 03 Jan		5.01	5.03	5.16	4.76				
Energie Total (MWh)		32.15474	32.95273	29.59496	29.51736				

3.6.3.2 Le rapport de performance PR

Le PR indique l'effet global des pertes sur la sortie du système. Cet indicateur est largement utilisé pour surveiller, valider et garantir la performance des systèmes PV. Plusieurs facteurs climatiques peuvent être responsables de la diminution de la performance au cours de cette période telle que la quantité d'irradiation reçue, la température ambiante et l'empoussièrement des modules PV [49]. Comme mentionné dans [49], un PR supérieur à 80% correspond à un système dont la performance se rapproche de la performance idéale dans les conditions STC et un système dont le PR est inférieur à 70% devrait être suspecté de défaillance ou de dysfonctionnement des composants du système (panneaux, onduleurs, etc.) ou des facteurs environnementaux (ombre à proximité, empoussièrement excessif des panneaux, etc.).

Afin d'analyser les performances des différents sous-champs photovoltaïques de la centrale, la figure (3.22) illustre le rapport de performance des sous-champ PV respectivement à la technologie utilisée.

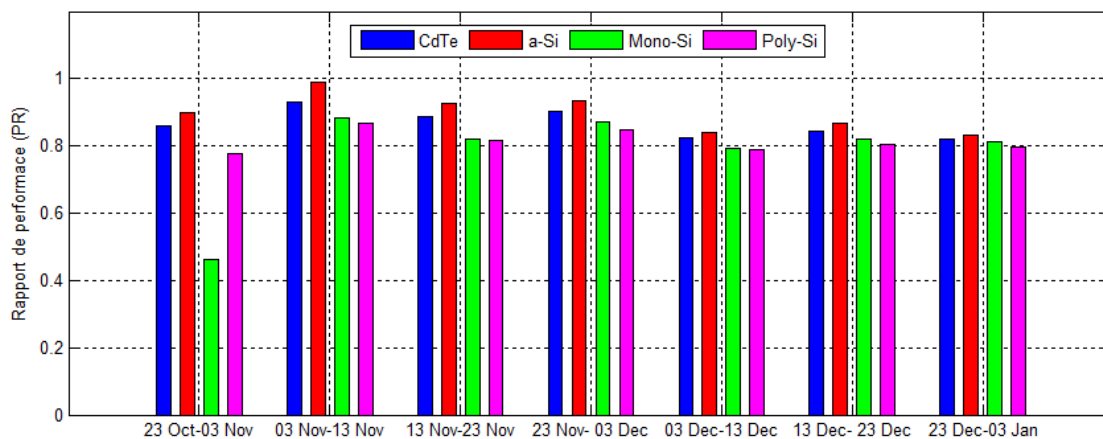


FIG. 3.22 : Le rapport de performance de chaque technologie (moyennes journalières) pendant les sept séquences d'étude.

Le PR a été évalué sur une base séquentielle de la période de suivi. Il est entre 1 et 0.7 comme nous pouvons le voir dans le tableau (3.16). Les valeurs maximales de PR sont atteintes pendant la séquence du (03 Nov-13 Nov) avec des valeurs de 93%, 98%, 88% et 86% respectivement par les sous-champs en (CdTe), (a-Si), (Mono-Si) et le (Poly-Si). Le minimum est atteint pour les technologies en couche mince lors de la séquence du (23 Dec-03 Jan) avec des valeurs de 82% et 83% respectivement pour le (CdTe) et le (a-Si), par ailleurs les sous-champs en (Mono-Si) et en (Poly-Si) avaient atteint respectivement un minimum de 46% et 77% pendant la période (23 Oct-03 Nov). Cela montre clairement que les technologies en couches minces font preuve d'une performance amoindrie au cours de la saison fraîche. La tendance PR suit un schéma totalement différent pour les sous-champs PV en technologies à base de (c-Si).

La PR moyenne des différents sous-champs photovoltaïques sur le long de la période de suivi a atteint une valeur d'environ 86% pour le (CdTe), une moyenne de ratio de performance très importante et atteinte par le (a-Si) soit une valeur de 89%. Cela peut

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

signifier que le système a fonctionné correctement et efficacement sans problème technique majeur pendant la période de production considérée. Des moyennes plus basses d'environ 78% et 81% étaient atteintes par le (Mono-Si) et le (Poly-Si). Malgré le fait que la région considérée est caractérisée par une très forte augmentation de la température, il n'y a pas eu d'effet négatif marqué sur les sous-systèmes photovoltaïques en particulier celui de la technologie du silicium amorphe

TAB. 3.16 : Tableau récapitulatif des ratios de performance pour les différentes technologies

Séquence	Le rapport de performance PR			
	Technologies	CdTe	a-Si	Mono-Si
23 Oct- 03 Nov	85.96%	89.75%	46.23%	77.89%
03 Nov- 13 Nov	93.16%	98.80%	88.17%	86.75%
13 Nov- 23 Nov	88.66%	92.65%	81.87%	81.72%
23 Nov- 03 Dec	90.21%	93.32%	87.23%	84.68%
03 Dec- 13 Dec	82.23%	84.15%	79.39%	78.82%
13 Dec- 23 Dec	84.53%	86.93%	81.96%	80.56%
23 Dec- 03 Jan	82.14%	83.11%	81.28%	79.63%
Max	93.16%	98.80%	88.17%	86.75%
Min	82.14%	83.11%	46.23%	77.89%
Moyenne (23 Oct 2014-03 Jan 2015)	86.70%	89.82%	78.02%	81.44%

La figure (3.23) montre les valeurs minimales et maximales du rapport de performance des sous-champs. La figure révèle que l'écart entre le PR des sous-champs est très faible. En effet, le sous-champ en (a-Si) présente le PR la plus élevée (98 %), suivi du sous-champ en (CdTe) avec (93 %) et enfin les sous-champs en (Mono-Si) et (Poly-Si) avec des valeurs légèrement inférieures. Cela explique pourquoi le PR de l'installation était élevée et relativement stable pendant la période de surveillance, ce qui pourrait indiquer que l'installation est efficace et correctement conçue.

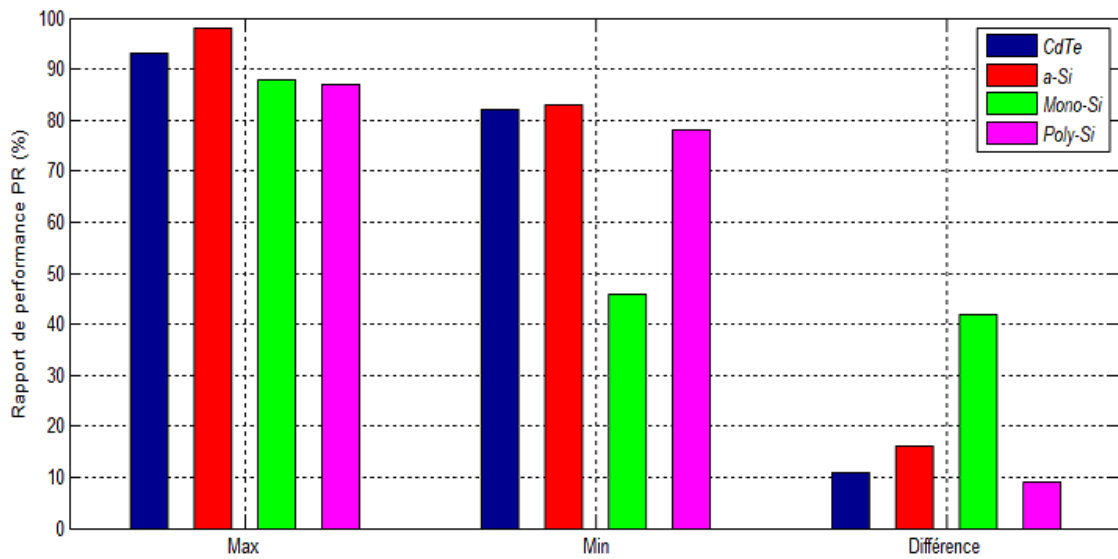


FIG. 3.23 : Gap entre le valeurs Max et Min du rapport de performance

3.6.4 Facteur de charge CF

La performance des centrales photovoltaïques connectées au réseau est mieux définie par le facteur de charge (FC) ou "capacity factor" en anglais, qui est le rapport de sa production réelle en courant alternatif sur une période de temps, à sa sortie nominale s'il était possible pour elle de fonctionner en pleine capacité sans interruption la même période [49]. La figure (3.24) montre le facteur de charge moyen séquentiel pour les quatre technologies d'exploitation de l'installation solaire étudié.

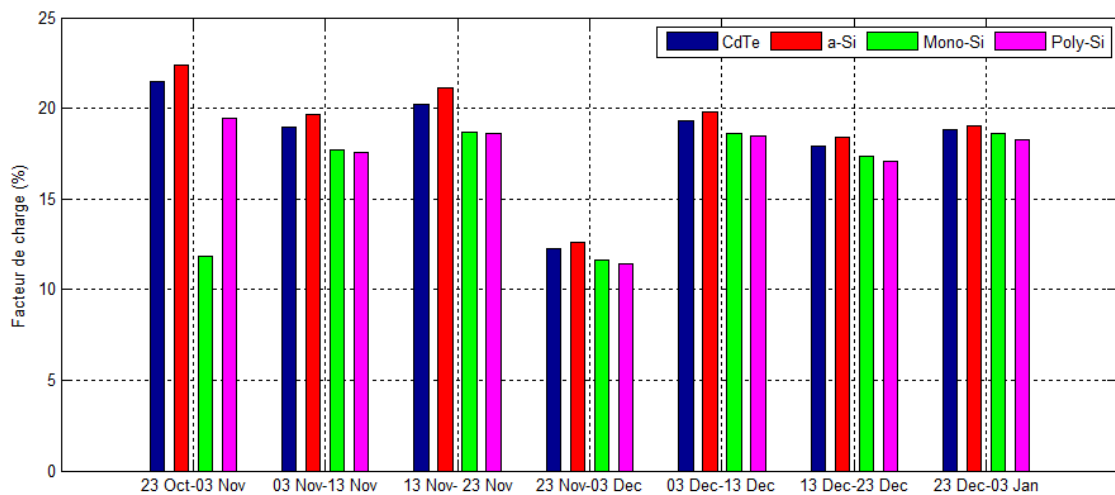


FIG. 3.24 : Moyenne du facteur de charge pendant les sept séquences d'étude .

Le FC (Facteur de charge) du sous-champs en (a-Si) apparaît comme le plus élevée parmi les autres sous-champs qui sont à base d'autres technologies. Il varie entre 12,62 % et 22,39 % avec une moyenne de 19 %. La valeur du FC du sous-champs en (CdTe) est comprise entre 12,23 % et 21,45 % avec une valeur moyenne de 18,41 %. Le sous-champs de (Poly-Si) arrive en troisième position avec un minimum de 11,62 %, un maximum

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

de 18,65 % et une moyenne de 16,43 %. Les panneaux en (Mono-Si) affichent une FC moyenne d'environ 17,26 %. La valeur moyenne de la FC des quatre (04) sous-champs considérés est de 17,75 %. Une telle valeur peut être considérée comme acceptable pour la performance des systèmes photovoltaïques par rapport aux valeurs indiquées dans la littérature. Le tableau (3.18) englobe les différentes valeurs du facteur de charge pour chaque sous-champs pendant la totalité des séquences de la période de suivi.

TAB. 3.18 : Tableau récapitulatif des valeurs du CF

Séquence	Capacity Factor CF (%)			
	Technologies	CdTe	a-Si	Mono-Si
23 Oct- 03 Nov	21.46	22.39	11.83	19.45
03 Nov- 13 Nov	18.94	19.68	17.73	17.54
13 Nov- 23 Nov	20.20	21.12	18.65	18.62
23 Nov- 03 Dec	12.24	12.62	11.62	11.41
03 Dec- 13 Dec	19.30	19.77	18.63	18.50
13 Dec- 23 Dec	17.92	18.38	17.33	17.06
23 Dec- 03 Jan	18.84	19.03	18.61	18.26
Max	21.46	22.39	18.65	19.45
Min	12.24	12.62	11.62	11.41
Moyenne				
23 Oct 2014- 03 Jan 2015	18.41	19.00	16.34	17.26

3.7 Conclusion

L'évaluation de quatre sous-champs photovoltaïques connectés au réseau basés sur différentes technologies de modules est menée dans les conditions climatiques de l'environnement saharien à Ghardaïa en Algérie. Deux technologies en silicium cristallin sont disponible dans la centrale : silicium monocristallin (Mono-Si) et (Poly-Si) et les deux autres sont des technologies à base de couches minces, tellure de cadmium (CdTe) et amorphe (a-Si). Le réseau photovoltaïque des systèmes raccordés au réseau est confronté pendant la période analysée à une irradiation moyenne de 5.11 kWh/m² et à une température ambiante moyenne de 16,47 °C.

Les données enregistrées pendant la période de surveillance du (23 Oct 2014 au 03 Jan 2015) ont été utilisées pour évaluer le rendement des systèmes photovoltaïques. Les systèmes PV basés sur les technologies à couches minces ont présentés un meilleur rapport de performance tout au long de la période d'étude contrairement au technologies en (Mono-Si) et (Poly-Si), ces dernier présente une légère huasse de performance lors de la saison d'hiver. Les technologies en (CdTe) et (a-Si) ont révélés un rendement final supérieur pendant toutes les séquences d'étude.

Le système PV en (a-Si) présente le meilleur rapport de performance journalière sé-

Chapitre 3. Évaluation comparative des performances des quatre technologies photovoltaïques exploitées dans la station pilote de Ghardaïa

quentiel moyen de 89.82 %, le rendement final moyen le plus élevé de 4,68 kWh/kWp et la meilleure valeur de production énergétique total sur le long de la période de suivi est donnée par ce meme sous-champs soit 32.95 MWh.

Malgré sa faible efficacité, On peut conclure que le sous-champs PV en sillicium amorphe fonctionne de loin mieux que les autres technologies dans les conditions climatiques sahariennes de la ville de Ghardaïa.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le premier pas pour la concrétisation de son programme d'énergies renouvelables et de la transition énergétique, l'Algérie a procédé à l'installation d'une centrale multi-technologique basée sur plusieurs technologies (Mono-Si, Poly-Si, a-Si, CdTe). Cette installation est destinée à servir de plateforme expérimentale pour vérifier l'adéquation et déterminer laquelle des technologies photovoltaïques est la plus appropriée pour les régions arides et semi-arides. En ce basant sur des méthodes présentées dans la littérature, nous avons évalué et comparé la performance de quatre technologies de modules d'octobre 2014 à Janvier 2015 en utilisant des paramètres tels que le rendement final, la PR et le facteur de capacité.

Pour réaliser cette évaluation, des données météorologiques, radiométriques et électriques ont été recueillies au cours des six mois d'exploitation de la centrale. Ces données filtrées, traitées et analysées ont servi de base pour la présente étude. On peut conclure, enfin, que la technologie photovoltaïque à couche mince semble très prometteuse pour les grande installations dans les régions du pays caractérisées par un climat aride. Toutefois, la surface nécessaire pour la technologie des modules à couche mince est supérieure à celle du panneau cristallin, ce qui peut s'avérer désavantageux s'il n'y a pas de surface disponible.

Malgré les résultats de la présente étude, des recherches complémentaires doivent être menées, en particulier celles liées à la dégradation due aux effets de vieillissement puisque la base de données que nous avons utilisée pour mener cette étude date principalement de 2014. En d'autres termes, les mesurments collectés ne représentent que les six premiers mois depuis la mise en service de la centrale. Cela explique les anomalies que nous avons trouver dans l'ensemble des jeux de données, on peut cité les valeurs aberrantes, la discontinuité et les données manquantes. Notre meilleure explication serait que le système d'acquisition des données n'était pas encore au point. Néanmoins, l'ensemble de données était plus que suffisant pour nous permettre de mener l'étude et d'évaluer la performance des quatre technologies photovoltaïques après l'inspection, le filtrage et l'analyse des données. En outre, peu de données sont disponibles concernant la performance réelle des installations opérant dans des conditions climatiques poussiéreuses et désertiques. L'objectif principal de ce travail a été de se pencher sur ces conditions opérantes, de cerner leurs impacts sur l'évolution des performances et de mieux prendre en compte le comportement des technologies photovoltaïques dans une zone désert.

Bibliographie

- [1] M. amine Deriche, A. Hafafa, A. Tahri, K. Mohammedi, and F. Tahri, "Energy and environmental performance analysis of grid-connected photovoltaic systems under similar outdoor conditions in the Saharan environment," *Diagnostyka*, vol. 21, pp. 13–23, May 2020, doi: 10.29354/diag/122035.
- [2] MEM, "Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, document élaboré par le ministère de l'énergie et des mines (MEM)." SATINFO, Mar. 2011, [Online]. Available: http://cemagas.org/wp-content/uploads/2012/12/Programme_ENR_et_efficacite_energetique_fr.pdf.
- [3] B. Hamza, L. Mokhtar, and M. Djamel, "Nouveau paradigme de la transition énergétique à l'ère du développement durable : cas de l'Algérie," *2017*, vol. 2, p. 37, Mar. 2022.
- [4] MTEER , APRUE, "Qui somme-nous?," *APRUE*, 2021. <http://www.aprue.org.dz/index.php/presentation/creation> (accessed Mar. 15, 2022).
- [5] "Bilan de la recherche scientifique, du développement technologique et de l'innovation de l'EPST CDER 2016 - Centre de Développement des Energies Renouvelables." <https://www.cder.dz/spip.php?article3210> (accessed Mar. 16, 2022).
- [6] M. B. Amel, "Cadre réglementaire de l'encouragement des énergie renouvelables en Algérie," *CREG*, no. 1ère journée Algéro – Allemande de l'énergie, p. 17, Avril 2018.
- [7] "Policy database – Data & Statistics," *IEA*. <https://www.iea.org/policies> (accessed Mar. 16, 2022).
- [8] "Algeria - Countries & Regions," *IEA*. <https://www.iea.org/countries/algeria> (accessed Mar. 16, 2022).
- [9] "JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 15," Mar. 17, 2017.
- [10] H. Dalila and B. Sultana, "Vers une économie verte pour un développement durable en Algérie.," *Revue Organisation & Travail Volume*, vol. 10, no. 4, 2021.
- [11] "Ministère de l'Énergie | Algérie." <https://www.energy.gov.dz/?rubrique=energies-nouvelles-renouvelables-et-maitrise-de-lrenergie> (accessed Mar. 18, 2022).
- [12] "Renewable Power Generation Costs in 2019." <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019> (accessed Mar. 18, 2022).
- [13] HAMITI Dalila and , BOUZADI-DAOUD Sultana, "Les énergies renouvelables en Algérie : aspirations et obstacles," *2021/06/04*, vol. 1, p. 28, Mar. 2021.
- [14] "Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida."

- <https://www.sktm.dz/4/presentation-de-sktm> (accessed Mar. 19, 2022).
- [15] "Transition énergétique en Algérie | CEREFÉ." <https://www.cerefe.gov.dz/fr/2020/11/29/transition-energetique-en-algerie/> (accessed Mar. 22, 2022).
- [16] Boukhalfa Yaïci, "Le taux d'avancement du programme des EnR est très faible," *CDER*, Sep. 2018, Accessed: Mar. 21, 2022. [Online]. Available: <https://portail.cder.dz/spip.php?article6643>.
- [17] "En attendant la maturation du nouveau programme : La transition énergétique cumule les ratages | El Watan." <https://www.elwatan.com/pages-hebdo/sup-eco/en-attendant-la-maturation-du-nouveau-programme-la-transition-energetique-cumule-les-ratages-04-01-2021> (accessed Mar. 17, 2022).
- [18] M. Benahcene, "Stratégies d'influence et réception d'une politique publique d'équipement solaire en Algérie," 2018.
- [19] M. B. Chahar, "Filiale du Groupe SONELGAZ," p. 38.
- [20] S. R. Ersoy and J. Terrapon-Pfaff, "LE SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DE L'ALGÉRIE," *riedrich-Ebert-Stiftung (FES) est interdite sans autorisation écrite de la FES.*, p. 44, May 2021.
- [21] "Ministère de la Transition Énergétique et des Énergies Renouvelables - Avis d'appel d'offre Solar 1000 MW." <https://mteer.gov.dz/index.php/fr/politique-de-la-transition-energetique/definition-et-enjeux/35-divers/422-avis-d-appel-d-offre> (accessed Apr. 03, 2022).
- [22] B. Mounia, "Transition énergétique : l'appel d'offres du projet 'Solar 1000 MW' lancé." <https://www.aps.dz/economie/133237-transition-energetique-l-appel-d-offres-du-projet-solar-1000-mw-lance> (accessed Apr. 03, 2022).
- [23] M. R. Islam, F. Rahman, and W. Xu, *Advances in Solar Photovoltaic Power Plants*. Springer, 2016.
- [24] "Éléments d'une installation solaire photovoltaïque." <https://lenergie-solaire.net/energie-solaire-photovoltaique/elements> (accessed May 03, 2022).
- [25] O. de P. et de P. de la V. du M.- OPVM, "Articles - Présentation générale de la wilaya," *Office de Protection et de Promotion de la Vallée du M'Zab - OPVM*. http://www.opvm.dz/10_Articles/12_Pr%C3%A9sentation_g%C3%A9n%C3%A9rale_d_e_la_wilaya/d (accessed May 05, 2022).
- [26] "Ghardaia to Oued Nechou power plant," *Ghardaia to N1*. <https://www.google.com/maps/dir/Ghardaia/32.6013006,3.6988072/@32.5351196,3.67555,20437m/data=!3m1!1e3!4m9!4m8!1m5!1m1!1s0x1264260535a026c3:0xc3b2db87d221aa04!2m2!1d3.64446!2d32.4943741!1m0!3e0> (accessed May 16, 2022).
- [27] M. C. Birouche, "Etude Théorique et simulation de la centrale photovoltaïque de GHARDAÏA.," p. 110.
- [28] "PVsyst 7.2 > Meteo Database > Geographical sites > Interactive maps > Oued Nechou." [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/>.
- [29] "Oued Nechou · Ghardaia," *Oued Nechou · Ghardaia*. <https://www.google.com/maps/place/Oued+Nechou,+Ghardaia/@32.6004223,3.6998524,638m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x126420f32bccbeed:0x37eabafeb05a6dd8!8m2!3d32.6232607!4d3.7065097> (accessed May 16, 2022).

- [30] S. A. Tadjer, A. Idir, and F. Chekired, "Comparative performance evaluation of four photovoltaic technologies in saharan climates of Algeria: ghardaïa pilot station," *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 18, no. 2, p. 586, May 2020, doi: 10.11591/ijeecs.v18.i2.pp586-598.
- [31] "Comprehensive Guide to Solar Panel Types," *Aurora Solar*, Jan. 16, 2021. <https://www.aurorasolar.com/blog/solar-panel-types-guide/> (accessed May 16, 2022).
- [32] M. A. Islam, Md. Akhtaruzzaman, N. Amin, and K. Sopian, "Chapter 5 - Commercial viability of different photovoltaic technologies," in *Comprehensive Guide on Organic and Inorganic Solar Cells*, Md. Akhtaruzzaman and V. Selvanathan, Eds. Academic Press, 2022, pp. 347–393.
- [33] *Advances in Solar Photovoltaic Power Plants*. .
- [34] Y. Xu, J. Li, Q. Tan, A. L. Peters, and C. Yang, "Global status of recycling waste solar panels: A review," *Waste Management*, vol. 75, pp. 450–458, May 2018, doi: 10.1016/j.wasman.2018.01.036.
- [35] D. Sica, O. Malandrino, S. Supino, M. Testa, and M. C. Lucchetti, "Management of end-of-life photovoltaic panels as a step towards a circular economy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2934–2945, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.039.
- [36] W. Okullo, M. K. Munji, F. J. Vorster, and E. E. van Dyk, "Effects of spectral variation on the device performance of copper indium diselenide and multi-crystalline silicon photovoltaic modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no. 2, pp. 759–764, Feb. 2011, doi: 10.1016/j.solmat.2010.10.018.
- [37] V. Sharma and S. S. Chandel, "Performance analysis of a 190 kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India," *Energy*, vol. 55, pp. 476–485, Jun. 2013, doi: 10.1016/j.energy.2013.03.075.
- [38] M. Malvoni, N. M. Kumar, S. S. Chopra, and N. Hatzigryriou, "Performance and degradation assessment of large-scale grid-connected solar photovoltaic power plant in tropical semi-arid environment of India," *Solar Energy*, vol. 203, pp. 101–113, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.04.011.
- [39] S. Verma, D. Yadav, and N. Sengar, "Performance Evaluation of Solar Photovoltaic Power Plants of Semi-Arid Region and Suggestions for Efficiency Improvement," *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 11, p. 14, May 2021.
- [40] B. Shiva Kumar and K. Sudhakar, "Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India," *Energy Reports*, vol. 1, pp. 184–192, Nov. 2015, doi: 10.1016/j.egy.2015.10.001.
- [41] N. Bansal, P. Pany, and G. Singh, "Visual degradation and performance evaluation of utility scale solar photovoltaic power plant in hot and dry climate in western India," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 26, p. 101010, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.csite.2021.101010.
- [42] "Performance evaluation of a utility-scale dual-technology photovoltaic power plant at the Shagaya Renewable Energy Park in Kuwait - ScienceDirect." <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032120304305?via%3Dihub> (accessed Aug. 02, 2022).

- [43] “Performance evaluation of large solar photovoltaic power plants in Spain - ScienceDirect.”
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890419300378?via%3Dihub> (accessed Aug. 02, 2022).
- [44] M. A. Mosalam Shaltout, A. A. El-Hadad, M. A. Fadly, A. F. Hassan, and A. M. Mahrous, “Determination of suitable types of solar cells for optimal outdoor performance in desert climate,” *Renewable Energy*, vol. 19, no. 1, pp. 71–74, Jan. 2000, doi: 10.1016/S0960-1481(99)00018-X.
- [45] K. Akhmad, A. Kitamura, F. Yamamoto, H. Okamoto, H. Takakura, and Y. Hamakawa, “Outdoor performance of amorphous silicon and polycrystalline silicon PV modules,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 46, no. 3, pp. 209–218, Jun. 1997, doi: 10.1016/S0927-0248(97)00003-2.
- [46] K. Nishioka, T. Hatayama, Y. Uraoka, T. Fuyuki, R. Hagihara, and M. Watanabe, “Field-test analysis of PV system output characteristics focusing on module temperature,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 75, no. 3, pp. 665–671, Feb. 2003, doi: 10.1016/S0927-0248(02)00148-4.
- [47] “Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions - ScienceDirect.”
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544213010700> (accessed Aug. 02, 2022).
- [48] “Comparative performance evaluation of different photovoltaic modules technologies under Kuwait harsh climatic conditions - ScienceDirect.”
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484720313469?via%3Dihub> (accessed Aug. 02, 2022).
- [49] “Energies | Free Full-Text | Performance Evaluation of 1.1 MW Grid-Connected Solar Photovoltaic Power Plant in Louisiana.” <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/9/3420> (accessed Aug. 02, 2022).
- [50] “IEC TS 61724-2:2016 | IEC Webstore | rural electrification, solar power, solar panel, photovoltaic, PV, smart city, LVDC.” <https://webstore.iec.ch/publication/25982> (accessed Aug. 13, 2022).
- [51] D. H. Daher, “Modélisation et analyse expérimentale d’une centrale solaire photovoltaïque en milieu désertique maritime,” phdthesis, Université de Lyon, 2017.