

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا مستغانم



Faculté Des Sciences et de la Technologie Mostaganem



Mémoire De Fin D'Étude De Master Académique

Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de Master Académique

Filière : Génie électrique

Spécialité : Energies renouvelables en électrotechnique

Présenté par :

HARMOUCH HOCINE

GACEM RAYANE EL AMINE EL ARBI

***Étude et Évaluation des performances et de la dégradation
de la centrale photovoltaïque raccordée au réseau
de Dhaya SidiBelAbbès***

Président: Mr. AIMOUCH Djamel Eddine	MCB	Université de Mostaganem
Examineur: Mr. MISSOUM IBRAHIM	MCB	Université de Mostaganem
Encadrant: Mme. BOUTLILIS Fatima	MCA	Université de Mostaganem

Année Universitaire : 2025/2026

Remerciement

Nous exprimons notre gratitude envers le Tout-Puissant de nous avoir insufflé la force et la persévérance nécessaires pour accomplir ce travail.

Nous tenons à témoigner notre vive reconnaissance à l'ensemble des personnes ayant collaboré, de près ou de loin, à l'aboutissement de ce mémoire de fin d'études.

*Nos remerciements les plus sincères vont tout particulièrement à notre directrice de mémoire, la **Docteur F.BOUTLILIS**, pour ses précieux conseils, sa bienveillance constante et sa patience infinie tout au long de ce parcours. Son immense savoir et sa riche expérience nous ont été d'un soutien inestimable.*

*Nous tenons également à exprimer nos sincères remerciements à notre professeur **BEKKOUCHE** pour son conseils précieux*

*Nous tenons également à remercier. **Dr. Mr. AIMOUCH** présidente de jury et **Dr I.MISSOUM** examinateur pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'expertiser notre travail.*

*Un grand merci aux enseignants qui participés à notre formation et aux équipes techniques et administratives de la centrale photovoltaïque de **DHAYA SIDI BEL ABES** pour leur collaboration et l'accès aux données indispensables à cette étude.*

Je n'oublie pas ma famille, mes camarades de promotion et mes amis pour leur soutien inconditionnel et leur encouragement tout au long de mes études.

Dédicaces

*À nos chers parents,
En témoignage d'affection et de reconnaissance pour
leur amour, leurs sacrifices, leurs encouragements et
leurs soutiens.*

*À nos amis et collègues de la promotion (BOUCHIBA,
OUSSAMA) de Master 2 Énergie Renouvelable.*

À toute la promotion d'Énergie Renouvelable.

*Et avant tout, merci ALLAH, je dis AL
HAMDOULILLAH*

HARMOUCH HOCINE

GACEM RAYANE EL AMINE EL ARBI



Résumé :

L'objectif principal de ce travail présente une évaluation des performances et une analyse de la dégradation de la centrale photovoltaïque de DHAYA de capacité de 12MW, reliée au réseau électrique et mise en service en 2016. Les indicateurs clés de notre examen de performance, étude basée sur une comparaison des données réelles avec les résultats de simulation par le logiciel PVsyst, nous avons déterminé que les données simulées sont très proches des données réelles.

D'autre part, nous avons comparé la production d'énergie réelles avec l'énergie simulée par le logiciel PVsyst en tenant compte les différents facteurs. Ce logiciel présente un outil précieux pour les systèmes photovoltaïques pour analyser des performances et les dégradations. Ainsi à partir de l'analyse globale des résultats, nous avons conclu que la centrale, malgré son emplacement dans un climat continental semi-aride, présente toujours de bonnes performances.

Mots clés : Energie photovoltaïque, Centrale de DHAYA, performances, logiciel PVsyst.

Abstract:

The main objective of this work is to evaluate the performance and analyze the degradation of the 12 MW Dhaya photovoltaic power plant, connected to the electrical grid and commissioned in 2016.

The performance assessment indicators were based on a comparison between real measured data and simulation results obtained using the PVsyst software. The results showed that the simulated data are very close to the actual measured data.

In addition, a comparison was made between the real energy production and the energy simulated by PVsyst, taking into account different influencing factors. This software is considered a valuable tool for analyzing the performance and degradation of photovoltaic systems.

Based on the overall analysis of the results, it was concluded that the plant, despite being located in a Semi arid continental climate, still demonstrates good and stable performance.

Keywords: photovoltaic energy, Dhaya power plant, performance, PVsyst software.

المخلص:

يهدف هذا العمل أساساً إلى تقييم أداء وتحليل تدهور المحطة الكهروضوئية بالضاية ذات قدرة 12 ميغاواط، المربوطة بالشبكة الكهربائية والتي تم تشغيلها سنة 2016.

وقد اعتمدت مؤشرات تقييم الأداء على مقارنة البيانات الحقيقية مع نتائج المحاكاة باستخدام برنامج PVsyst ، حيث تبين أن البيانات المحاكاة قريبة جداً من البيانات الفعلية.

ومن جهة أخرى، تمت مقارنة إنتاج الطاقة الفعلي مع الطاقة المحاكاة بواسطة برنامج PVsyst مع أخذ مختلف العوامل المؤثرة بعين الاعتبار. ويُعتبر هذا البرنامج أداة مهمة وفعالة في تحليل أداء الأنظمة الكهروضوئية وتدهورها.

وبناءً على التحليل الشامل للنتائج، تم التوصل إلى أن المحطة، رغم موقعها في مناخ قاري شبه جاف، ما تزال تُظهر أداءً جيداً ومستقرًا.

الكلمات المفتاحية: الطاقة الكهروضوئية، محطة الضاية، الأداء، برنامج PVsyst

	Table des matières	
	Remerciement	1
	Dédicaces	2
	Liste des figures	7
	Liste des tableaux	8
	Liste de symboles	9
	Introduction générale	11
	Chapitre I Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque	
I.1	Introduction	14
I.2	Energies renouvelables	14
I.3	Développement des énergies renouvelables	15
I.3.1	Au niveau mondial	15
I.3.2	Au niveau de l'Algérie	17
I.3.2.1	Les installations des énergies renouvelables réalisées en Algérie	17
I.3.2.2	Critiques de la réalisation des ER en Algérie	18
I.4	Principes de photovoltaïque	19
I.5	Les différences types de centrale photovoltaïque	19
I.5.1	Classification par implantation	19
I.5.2	Classification par connexion	20
I.6	Présentation du site de la centrale Dhaya sud de Sidi Bel Abbès	21
I.6.1	Situation géographique	21
I.6.2	Gisement solaire de la région	21
I.6.3	Localisation du site d'implantation	22
I.7	Étude des conditions climatiques de la région	23
I.8	Présentation de la centrale photovoltaïque dhaya	24
I.9	Onduleur	25
I.10	Transformateur élévateurs	26
I.11	Central Box (Boîte de jonction DC)	26
I.11.1	Caractéristiques techniques de la Central Box	27
I.12	Ring main unit (RMU)	28
I.12.1	Le RMU se compose de trois cellules MT nommées	30
I.12.2	Cellule arrivée et départ	30
I.13	Orientation et inclinaison des modules	31
I.14.	Système d'alimentation sans interruption (ASI)	31
I.14.1	Les modes de fonctionnement	31
I.14.1.1	mode normal	31
I.14.1.2	mode autonomie	32
I.14.1.3	mode by pass	32

I.15	Détecteur d'incendie	33
I.15.1	Delencheur manuel adressable	33
I.15.2	Détecteurs adressables	33
I.15.3	Détecteurs thermiques	33
II.16	Conclusion	34
	Chapitre II Schéma de câblage et protection	
II.1	Introduction	36
II.2	Aperçu sur l'installation la centrale de dhaya	36
II.2.1	Les données précisées dans le cahier des charges	36
II.2.2	La configuration de l'installation	36
II.3	Schéma unifilaire de l'installation d'un onduleur	36
II.4	Le câblage	37
II.4.1	Dimensionnement des Câbles DC	38
II.4.1.1	Câble DC de chaine solaire (combineur en T)	38
II.5	Le choix de la protection	39
II.5.1	Le conducteur électrique collecteur des tables	39
II.5.2	Dimensionnement du fusible	42
II.5.3	Câble de transmission DC BC onduleur	43
II.5.4	Câble transformateur Skid et cellule RMU	44
II.5.5	Connexion boucle	45
II.5.6	Connexion au poste de livraison PdL	46
II.5.7	Schéma bloc des cheminements des câbles	47
II.5.7.1	Schéma bloc des cheminements des câbles	49
II.5.8	Calcule du courant nominal d'une boucle	52
II.5.9	Dimensionnement des câbles MT	53
II.6	Mesure et Protection	54
II.6.1	Protection Surintensité	54
II.6.1.1	Protection Transfo Skid	54
II.6.1.2	Protection des Boucles	57
II.6.1.3	Protection des Cellules Arrivées	57
II.7	Conclusion	58
	Chapitre III Etude des performances de la centrale PV Dhaya	
III.1	Introduction	62
III.2	Protocoles de maintenance	62
III.2.1	Les pertes énergétiques du système	62
III.2.1.1	Pertes au niveau du champ photovoltaïque (DC)	63
III.2.1.2	Pertes de conversion (Onduleurs)	63
III.2.1.3	Pertes au niveau du transport et transformation (AC)	63
III.2.2	Opération d'entretien et de maintenance	63
III.2.3	Contrôle courant (Maintenance quotidienne)	64
III.2.4	Les méthodes de nettoyage sont considérées	65
III.3	Phase d'exploitation	65
III.3.1	La gestion quotidienne	65

III.3.2	La surveillance de la centrale	65
III.3.3	Couplage avec le réseau électrique	66
III.4	Simulation à l'aide du logiciel PVsyst	66
III.5	Analyse de la performance	66
III.5.1	Paramètres de performance	66
III.5.2	Ratio de performance (PR)	67
III.5.3	Production d'énergie	67
III.5.3.1	La production mensuelle	67
III.5.3.2	Rendement du champ PV (YA)	67
III.5.3.3	Rendement de référence (YR)	68
III.5.3.4	Rendement finale PV (YF)	68
III.5.3.5	Rendement du système PV (η_{sys})	68
III.5.3.6	Ratio de performance (PR)	69
III.5.3.7	Facteur de capacité (CF)	69
III.5.3.8	Perte de système (Ls)	70
III.5.3.9	Perte de capture réseau (Lc)	71
III.6	Résultat et discussion des résultats réel	71
III.6.1	Analyse de performance de l'année 2021	71
III.6.2	Corrélation entre l'énergie produite total AC et l'irradiation	72
III.6.3	Rendement de référence (Yr) et rendement final (Yf)	73
III.6.4	Facteur de capacité avec le rendement final Yf	74
III.6.5	Efficacité du système en fonction de la température	74
III.6.6	Ratio de performance	75
III.7	Validation des résultats par PVsyst	75
III.7.1	Comparaison du PR de 2021	76
III.7.2	Analyse de la dégradation par PVsyst réels	77
III.7.2.1	Comparaison de l'énergie produite entre 2021 et 2025 réels	77
III.7.2.2	Comparaison de l'énergie produite entre 2024 réel et 2024 simulé	78
III.8.	Conclusion	78
	Conclusion générale	81
	Références et bibliographie	83

LISTE DES FIGURES

Figure I. 1: Les types d'énergies renouvelables	15
Figure I. 2 : Capacité installée totale d'énergie renouvelable par technologie (2011-2022)	16
Figure I. 3 : Développement des énergies renouvelables dans le monde	16
Figure I.4 : Programme des énergies renouvelables en Algérie	17
Figure I.5 : différentes parties d'une centrale photovoltaïque	17
Figure I.6: Centrale photovoltaïque raccordée au réseau	19
Figure I.7 : Centrale photovoltaïque isolée	20
Figure I.8 : La situation géographique de dhaya Sidi Bel Abbes	20
Figure I.9 : Un tracé de raccordement global de la centrale photovoltaïque	21
Figure I.10 : Schémas unifilaire des cheminements des câbles.	23
Figure I.11 : Ensemble et l'emplacement des équipements de SKID	25
Figure I.12 : Centraux box utilisés dans la centrale PV Dhaya	27
Figure I.13 : Chemin de câblage de l'installation à l'intérieur de SKID	28
Figure I.14 : L'armoire du RMU	29
Figure I.15 : Schéma uni filaire de la connexion RMU entre deux Skid	30
Figure I.16: Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques	30
Figure I.17 : ASI fonctionnant en double conversion (double conversion)	31
	31
Figure II.1 : cas de regroupement des chaines	37
Figure II.2 : Single Line Diagram 996 KW	37
Figure II.3 : Câble DC de chaîne solaire (combineur en T)	38
Figure II.4 : Câbles de section 4mm ² reliant deux chaînes solaire	39
Figure II .5 Caractéristiques du dispositif de protection	39
Figure II .6 : Câble collecteur électrique de type NFA2X (95 mm ²)	39
Figure II .7 : Câble principal DC avec une section de 150 mm ²	41
Figure II .8 : Câble de collecte électrique de type NFA2X (95mm ²)	42
Figure II.9: Facteur de correction thermique K _{TH} en fonction de la température ambiante	43
Figure II.10: Reference of DC central box transmission cable to the inverter	43
Figure II.11 : Câble de transmission DC central box vers l'onduleur	44
Figure II.12 : Schéma bloc des cheminements des câbles	46
Figure II.13: Schéma simplifié du SKID	47
Figure II.14 : Schéma des cheminements de câbles du panneau au réseau électrique	47
Figure II.15 : Illustration de la Protection du Skid	48
Figure II.16 : Schéma unifilaire de la connexion RMU global et protection globale	49
Figure II.17: disjoncteur cellule arrivé	50
Figure II.18 : Cellules de protection d'anneaux-PV	50
Figure II.19 : Protection TSA	51
Figure II.20 : Schéma unifilaire de la connexion RMU entre un Skids	52

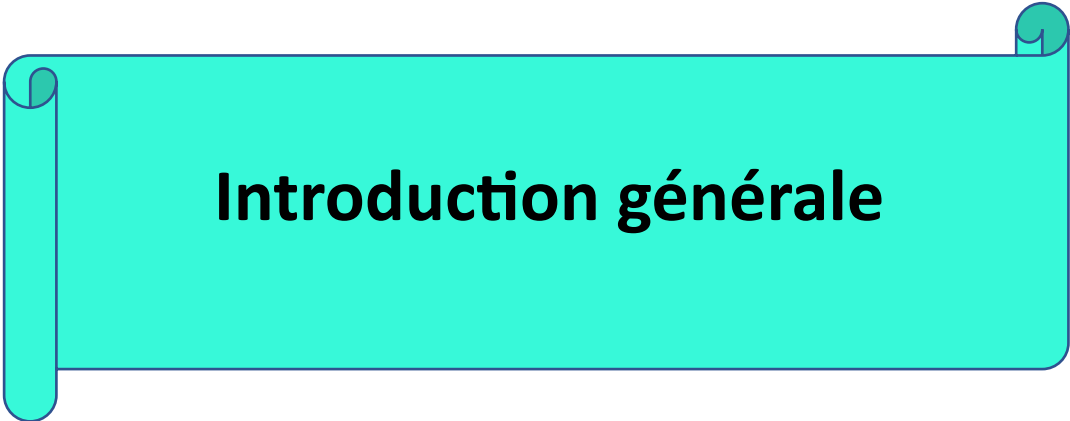
Figure II.21: Reference of the Transmission Cable MT	53
Figure II.22: Plan de coordination des protections — Protection Surintensité Transformateur Skid	54
Figure II.23 : Plan de coordination des protections surintensité — Protection des Boucles PV	55
Figure II.24 Plan de coordination des protections — Relais Boucle 2	55
Figure II.21 : Schéma unifilaire de calcul du courant de court-circuit — Jeu de barres 30 Kv	56
Figure II.26 Plan de coordination des protections — Temps de déclenchement court-circuit aval RMU	56
Figure II.27 Schéma unifilaire Court-circuit amont RMU (Ring Main Unit) 30kV	56
Figure II.28 : Schéma unifilaire — Court-circuit aval RMU (Ring Main Unit) 30 kV	56
Figure II.29 : Plan de coordination des protections — Transformateur Skid & Câble 240 mm	57
Figure II.30 : Plan de coordination des protections terre — Protection Directionnelle 67N, Cellules MT	57
Figure III.1: Irradiation solaire mensuel de 2021	71
Figure III.2 : Température mensuelle de 2021	71
Figure III.3 : Vitesse du vent mensuel de 2021	72
Figure III.4 : Energie moyenne mensuelle d'AC et l'irradiation de 2021	72
Figure III.5 : Rendements énergétiques mensuel moyen de l'année 2021	73
Figure III.6 : Facteur de capacité et le rendement final	74
Figure III.7 : Efficience moyen mensuel de système et température mensuel	74
Figure III.8 : Ratio de performance au cours de l'année 2021	75
Figure III.9 : Le rapport de performance (PR) réel/PVsyst	76
Figure III.10 : L'énergie produite de deux périodes étudiée (2021-2025)	77
Figure III.11 : L'énergie produite réel et simulé par PVsyst de l'année 2024	78

LISTES DES TABLEAUX

Tableau I.1: Les centrales PV installés en Algérie	18
Tableau I.2: L'irradiation globale mensuelle et le nombre d'heures équivalents de Dhaya	22
Tableau I.3 : Coordonnées géographique et astronomique et UTM de la zone du projet.	22
Tableau I.4: Caractéristique générale de la centrale PV	24
Tableau I.5 : Caractéristique technique d'un onduleur Sunny central 800CP-JP	26
	26
tableau II.1 : Méthodes du références	40
Tableau II.2- Facteurs de correction pour des températures ambiante	40
Tableau II-3 Courants admissible	41
Tableau II .4- Facteurs de correction pour des câbles directement	41
Tableau II.5- Facteurs de correction pour des températures	42
Tableau II .6- Facteurs de correction de groupement de plusieurs circuits	42
Tableau II.7 Référence des Câble de transmission MT.	46
Tableau II.8 : Sélection du calibre des fusibles TSA selon le constructeur (Schneider-Electric /SIBA)	50
Tableau II.8 : Sélection du calibre des fusibles HT selon le constructeur (Schneider-Electric /SIBA)	51

Liste de symboles :

AC: Courant alternatif
AIE: Agence internationale de l'énergie
BT: Basse tension
Cd Te: Tellurure de cadmium
CEI: Commission électrotechnique internationale
CF: Facteur de capacité
CSP: Concentrated solar power
DC: Courant continue
Eac: Energie produite
Eff: Rendement du système
GRTE: Société Algérienne de gestion du réseau de transport de l'électricité
HT: Haute tension
LC: Perte de capteur réseau
LS: Pert de système
MLI: La modulation de largeur d'impulsions
MPPT: Suiveur du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracker)
NASA: Administration nationale de l'aéronautique et de l'espace
PR: Ratio de performance
PV: Photovoltaïque
PVsyst: PV système
RMU: Ring main unit
SCADA: (Supervisory Control And Data Acquisition) Système de contrôle et d'acquisition de données
Si: Silicium
SKTM: Shariket el Kahraba wel Taket Moutajdida
STC: (Standard test condition) condition de test standard
Ta: Température ambiante
Tc: Température de la cellule
TUC: Température d'utilisation de la cellule
YA: Rendement du champ photovoltaïque
YF: Rendement final
YR: Rendement de référence



Introduction générale

Introduction générale

Les énergies renouvelables constituent une source d'énergie inépuisable et durable contrairement aux énergies fossiles qui s'épuisent et contribuent au changement climatique. Elles proviennent de sources naturelles qui se renouvellent constamment comme le soleil, le vent, l'eau et la biomasse. L'énergie solaire photovoltaïque est une source d'énergie propre et renouvelable qui a le potentiel de jouer un rôle majeur dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique. L'Algérie possède un potentiel solaire important, et l'exploitation de cette ressource permettra de diversifier le mix énergétique du pays et de répondre à la croissance de la demande en électricité. Afin d'améliorer notre système énergétique, diminuer les effets des gaz polluants et respecter les accords internationaux sur les énergies renouvelables, l'Algérie a élaboré un programme des énergies renouvelables étalé de 2011 à 2030. Ce programme a été révisé pour donner une priorité à l'accélération de la réalisation des centrales photovoltaïques reliées au réseau. Parmi les opérations clés de réception, le gouvernement a mis en service plusieurs centrales raccordées au réseau, dont la centrale photovoltaïque de DHAYA de 12 MWc (située à Daïra de Telagh, Wilaya de Sidi Bel Abbès), réceptionnée fin 2016.

Ainsi, notre travail consistera en une étude de cette dernière centrale en présentant ses différents constituants et son principe de fonctionnement, d'évaluer son dimensionnement et de comparer les performances du champ photovoltaïque selon les normes standardisées (Commission Électrotechnique Internationale) CEI 61724. Afin de réaliser une analyse des performances de ce système P.V connecté au réseau pendant une période donnée.

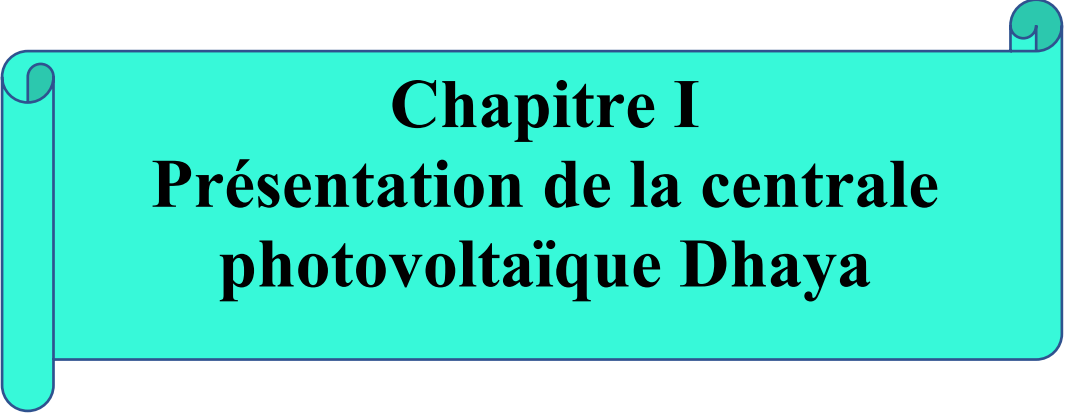
Alors pour bien faire cette analyse et constatation de cette structure, notre travail sera réparti en trois axes comme suit :

- Le premier axe, nous explorerons en détail le développement des énergies renouvelables au niveau mondial, en l'Algérie et le programme énergétique en Algérie avec ses stratégies et objectifs. Nous étudierons également les systèmes d'énergie solaire raccordés, isolés et les principes de la conversion photovoltaïque. Une présentation du site de la centrale Dhaya sud de Sidi Bel Abbès avec le gisement solaire de la région ainsi que les éléments constituant la centrale telque les onduleurs, les transformateurs.
- Le deuxième axe sera réservé au schéma unifilaire de l'installation d'un onduleur et le dimensionnement des câbles DC et AC. Les câbles des chaines solaires et les techniques de branchement, ainsi que les dispositifs de protection seront expliqués.

- Le troisième axe, nous aborderons les différentes étapes et les paramètres essentiels pour évaluer la performance et la dégradation de la centrale photovoltaïque en utilisant des outils informatiques.

Nous nous concentrerons sur l'analyse des performances en utilisant des paramètres standardisés définis par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et la Commission électrotechnique internationale (CEI 61724). Nous utiliserons le logiciel de conception numérique PVsyst pour la simulation et l'évaluation du dimensionnement et de la dégradation à long terme.

Nous achèverons ce travail par une conclusion et des recommandations



Chapitre I

Présentation de la centrale photovoltaïque Dhaya

I.1- Introduction :

Avec l'augmentation rapide de la consommation d'électricité, qui se traduit par une pollution accrue de l'environnement. De nombreux pays considèrent les énergies renouvelables comme une lueur d'espoir, car elles peuvent jouer un rôle crucial dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre et dans la lutte contre le changement climatique. Elles peuvent également jouer un rôle important dans le développement économique et l'amélioration des services du réseau électrique. Leur utilisation généralisée est essentielle pour atteindre les objectifs de développement durable et assurer l'avenir énergétique des générations futures. Mais la question ne dépend pas seulement du niveau financier ou technologique des pays. Il est également nécessaire que le pays dispose de gisement suffisant d'énergie primaire renouvelable. L'approche n'est donc pas facile. Il faut avoir les trois critères pour maîtriser et développer les technologies énergétiques alternatives, notamment la dernière condition, qui dépend de la nature et de la localisation de chaque pays sur Terre.

Les énergies renouvelables comprennent l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'hydroélectricité, l'énergie géothermique et la biomasse, chacune ayant ses propres avantages et applications [1]. Mais malgré ses grands bénéfices pour améliorer la vie future, son principal inconvénient reste qu'il est intermittent et dépend des conditions climatiques et météorologiques. Pour pallier ce défaut, il faudra utiliser des systèmes permettant de stocker cette énergie sous d'autres formes, ce qui n'est pas considéré comme abordable pour tout le monde, surtout lorsqu'il s'agit de grandes installations.

Parmi ces énergies, l'énergie solaire photovoltaïque occupe une place importante en Algérie, car elle est largement disponible, notamment dans les régions sud à fort ensoleillement.

Les centrales photovoltaïques reposent sur la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique à l'aide de cellules photovoltaïques, regroupées en modules et associées à différents équipements électriques et électroniques. Ces centrales peuvent être raccordées au réseau électrique ou fonctionner de manière autonome, selon le type de projet et les besoins d'exploitation.

Ce chapitre a pour objectif de donner une part un brève aperçu sur les énergies renouvelables mondiales une vue générale sur les centrales photovoltaïques en Algérie, en présentant leur principe de fonctionnement, leurs composants principaux, leurs différents types. D'autre part , ce chapitre donne une présentation sur la centrale photovoltaïque de Dhaya située au sud de la wilaya de sidi bel abbes , Cette préface permet de mieux comprendre le rôle de cette centrale photovoltaïque dans la production d'électricité et constitue une base pour l'étude de leurs performances et l'analyse de leur dégradation ce qui sera étudié dans les chapitres suivants.

I.2- Energies renouvelables

Les énergies renouvelables englobent un ensemble de ressources énergétiques qui sont considérées comme inépuisables, à l'échelle humaine, disponibles en abondance, souvent gratuites, et respectueuses de l'environnement. Une source d'énergie est qualifiée de renouvelable en raison de sa capacité à être utilisée de manière continue.

Parmi les sources d'énergie renouvelables les plus importantes, nous comptons : Énergie solaire, énergie éolienne, énergie hydraulique, énergie géothermique et énergie biomasse. Ces sources apportent une solution durable en réduisant les émissions de gaz à effet de serre, contribuant à la sécurité énergétique grâce à leur disponibilité et favorisant la diversification du mix énergétique [1]. La

Figure I. 1 illustre les différents types des énergies renouvelables.

L'énergie solaire utilise le rayonnement du soleil pour produire de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité (photovoltaïque). L'énergie éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en électricité à l'aide d'éoliennes. L'énergie hydraulique exploite la force de l'eau en mouvement pour générer de l'électricité par le biais de turbines hydrauliques. La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques utilisées pour produire de l'énergie par combustion ou fermentation, incluant le bois, les résidus agricoles, et les déchets organiques. Enfin, la géothermie exploite la chaleur interne de la Terre pour le chauffage ou la production d'électricité.

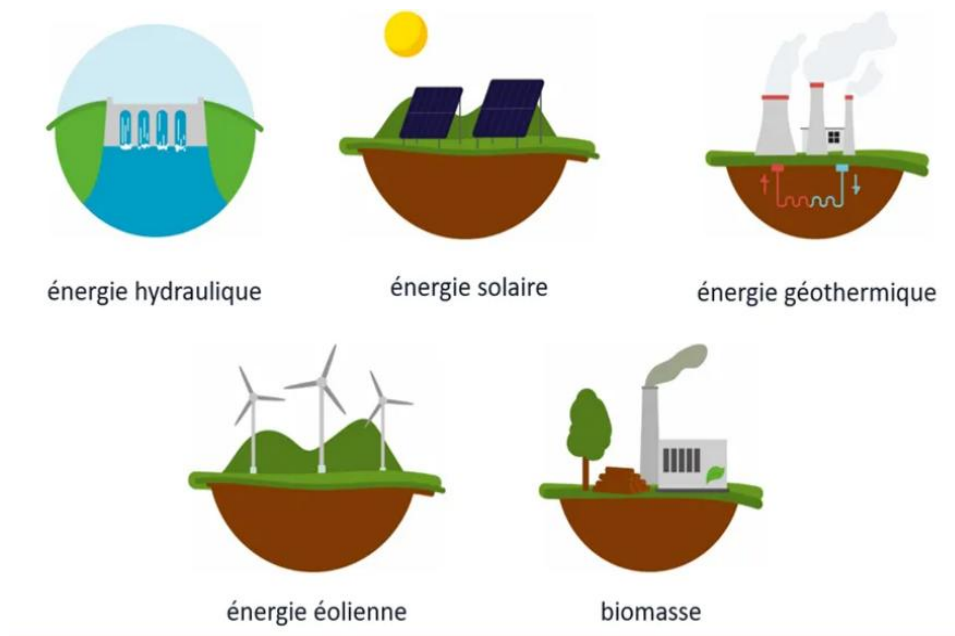


Figure I. 1: Les types d'énergies renouvelables.

I.3- Développement des énergies renouvelables

Au cours des dernières décennies, les énergies renouvelables ont connu une croissance remarquable à l'échelle mondiale, devenant une composante essentielle de la transition énergétique. En Algérie, un programme ambitieux a été adopté pour développer les énergies renouvelables, en mettant l'accent sur l'exploitation des ressources énergétiques solaires et éoliennes pour répondre aux besoins énergétiques nationaux. [2].

I.3.1 Au niveau mondial

Actuellement, la majeure partie des capacités renouvelables installées reposent principalement sur l'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque, qui représentent 92 % des nouvelles capacités installées en 2022.

Les autres technologies, comme la bioénergie, l'hydroélectricité, la géothermie, l'énergie solaire à concentration et l'énergie marine, restent sous-exploitées [2].

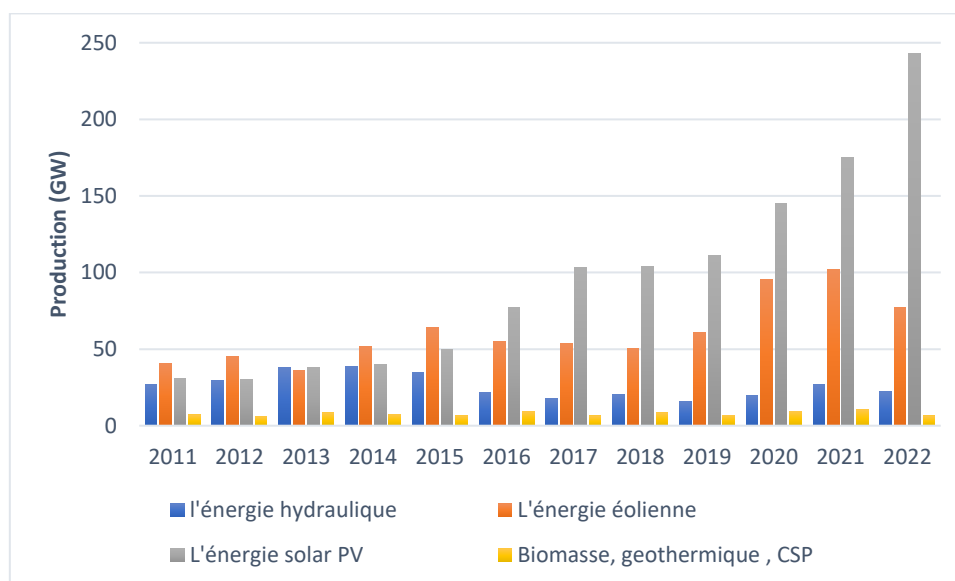


Figure I. 2 : Capacité installée totale d'énergie renouvelable par technologie (2011-2022) [2].

À l'échelle mondiale, la Chine a continué à dominer les nouveaux investissements dans les énergies renouvelables, représentant 55% du total en 2022, suivie par l'Europe avec 12 % et les États-Unis avec 10 %. En revanche, l'Afrique et le Moyen-Orient combinés ne représentaient que 1,6% des investissements mondiaux dans les énergies renouvelables, ce qui indique une concentration élevée de ces investissements dans quelques régions seulement .

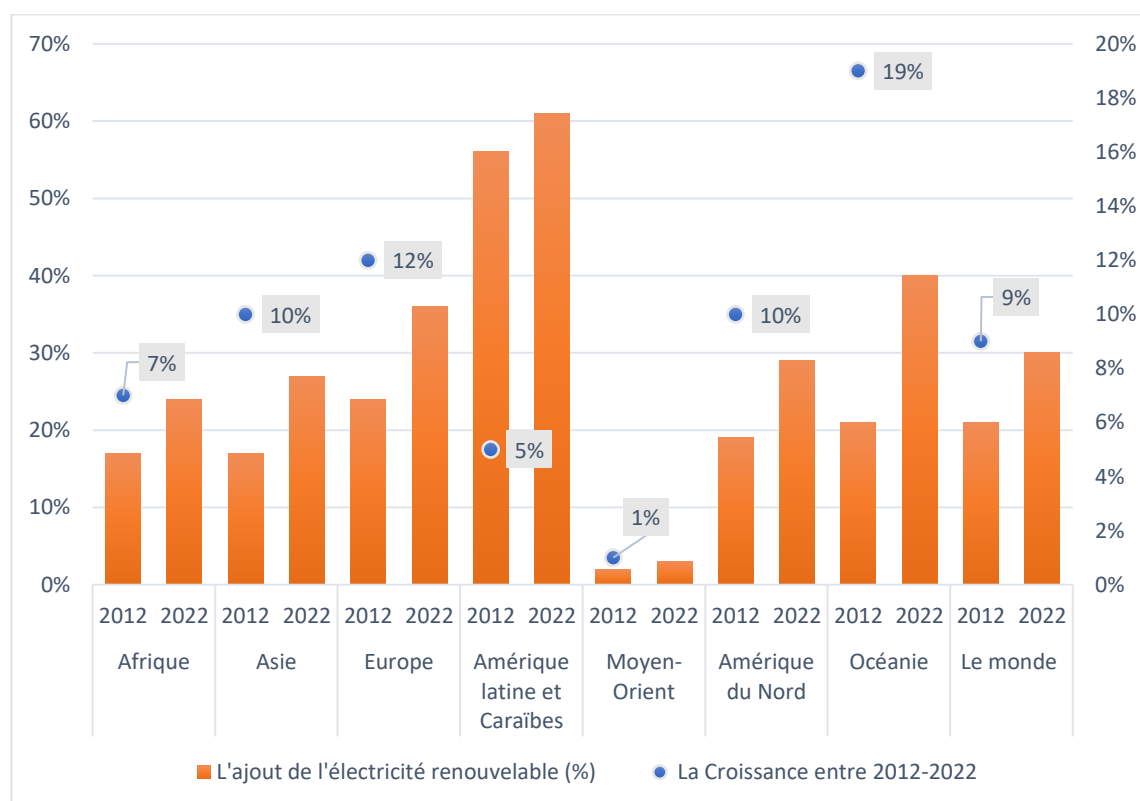


Figure I. 3 : Développement des énergies renouvelables dans le monde [[2].

I.3.2 Au niveau de l'Algérie

Le Programme National des Énergies Renouvelables, lancé par le gouvernement, vise à encourager l'investissement dans les ER et à accroître leur contribution à la production d'électricité, tout en favorisant le développement économique et durable du pays.

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire, constituant l'axe majeur d'un programme dédié au solaire thermique et photovoltaïque. Ce programme vise à ce que le solaire représente plus de 37% de la production nationale d'électricité d'ici 2030.

Malgré un potentiel éolien relativement faible, le programme n'exclut pas le développement de cette source d'énergie, prévoyant qu'elle atteigne environ 3% de la production d'électricité en 2030.

En plus du solaire et de l'éolien, l'Algérie prévoit également l'installation d'unités expérimentales pour tester diverses technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres, exploitant ainsi différentes filières d'énergie renouvelable [3]. L'objectif de ce programme est d'atteindre les installations des énergies renouvelables basées sur les technologies résumées dans la Figure I. 4 d'ici 2030 [4]. La révision de ce programme vise à promouvoir l'expansion à grande échelle du photovoltaïque et de l'éolien, ainsi que l'intégration des technologies de la biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération, de la géothermie et du solaire thermique (CSP).

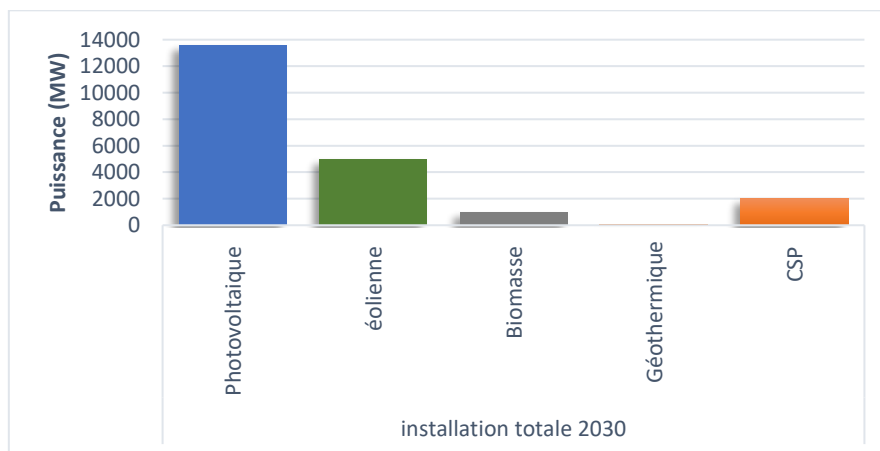


Figure I. 4 : Programme des énergies renouvelables en Algérie [4].

I.3.2.1 Les installations des énergies renouvelables réalisées en Algérie

Avant le lancement du programme des énergies renouvelables, les centrales hydrauliques en Algérie existaient mais étaient de faible puissance, avec une production de 230 MW, représentant environ 4% du parc de production [5]. Cette capacité limitée s'explique par le manque de sites hydrauliques exploitables et l'absence d'une politique gouvernementale favorisant le développement des énergies renouvelables, en raison de la prédominance des hydrocarbures.

Concernant les énergies photovoltaïques et éoliennes, la période de 2011 à 2014 du programme a été marquée par la réalisation de plusieurs projets. Cette phase a inclus la mise en place de 22 centrales

photovoltaïques reliées au réseau (voir Tableau I.2), ainsi que la construction d'un seul parc éolien de 10,2 MW à Kebertene (Adrar), pour une capacité totale cumulée de 354,3 MWc[5]..

Tableau I. 1: Les centrales PV installés en Algérie.

	Station	Localisation	Capacité (MW)
1	SPP1	Hassi R'mel	25
2	SPE	Adrar	10
3	Ghardaïa	Ghardaïa	11
4	Djanet	Illizi	3
5	Adrar	Adrar	20
6	Kabertene	Adrar	13
7	Tamanrasset	Tamanrasset	13
8	Tindouf	Tindouf	9
9	Z.Kounta	Adrar	6
10	Timimoun	Adrar	9
11	Reggane	Adrar	5
12	In-salah	Tamanrasset	5
13	Aoulef	Adrar	5
14	Ain EL-Lbel	Djelfa	20
15	Khang	Lghouat	20
16	Oued EL-Kebrit	Souk Ahras	15
17	Sedrate Leghzal	Naama	20
18	Ain EL-Melh	M'sila	20
19	EL-Hadjira	Touggourt	10
20	Ain Shouna	Saida	30
21	E.B.S Chikh	El Bayadh	24
22	Telga	Telemcen	12
23	Dhaya	Sidi bel abbes	12

Pour la mise en place de futures centrales photovoltaïques et éoliennes, quinze (15) wilayas ont été sélectionnées. Cette sélection s'est basée sur les résultats des études de potentiel solaire et éolien menées par le Ministère de l'Énergie. Les critères de sélection des sites ont inclus l'accessibilité, la disponibilité des infrastructures électriques, la proximité des postes d'évacuation, la topographie, et la vocation du terrain (agricole, forestier, touristique, militaire, etc.) [5]..

I.3.2.2 Critiques de la réalisation des ER en Algérie

Une des principales critiques de la réalisation des énergies renouvelables en Algérie réside dans la mise en œuvre des installations sans une étude approfondie des autres paramètres influençant l'installation, tels que les températures élevées, et les vents de sable, il est donc crucial de mettre en évidence l'importance de l'emplacement de ces installations en choisissant des sites adéquats et en sélectionnant des technologies appropriées pour chaque site.

De plus, la plupart des installations réalisées en Algérie sont mono-sources, c'est-à-dire qu'elles dépendent d'une seule source d'énergie renouvelable, ce qui limite leur production à des périodes spécifiques de la journée. Par exemple, les installations photovoltaïques ne produisent de l'énergie que lors de la présence du soleil, ce qui entraîne des périodes d'intermittence. Pour surmonter cette limitation, l'hybridation avec d'autres sources d'énergie renouvelable est essentielle comme l'énergie éolienne qui peut fournir de l'électricité lors de l'absence du soleil.

Cette hybridation permettrait d'optimiser l'utilisation des ressources renouvelables disponibles, d'améliorer la stabilité et la fiabilité du réseau énergétique, et de réduire la dépendance aux solutions de stockage coûteuses et polluantes comme les batteries, contribuant ainsi à la pénétration de ces énergies dans le mix énergétique national.

I.4-Principes de photovoltaïque :

Une centrale solaire photovoltaïque est composée d'un grand nombre de panneaux solaires reliés entre eux afin de capter les rayons du soleil et les transformer en électricité. Le courant continu est ensuite converti en courant alternatif à travers des onduleurs. Ce courant peut ensuite être utilisé pour alimenter des maisons, des bâtiments ou des réseaux électriques les transformateurs électriques élèvent la tension (de Basse Tension en Moyenne Tension ou Haute Tension) afin que le poste de livraison électrique puisse délivrer le courant électrique au réseau de distribution comme le montre la figure(I.1). [6]

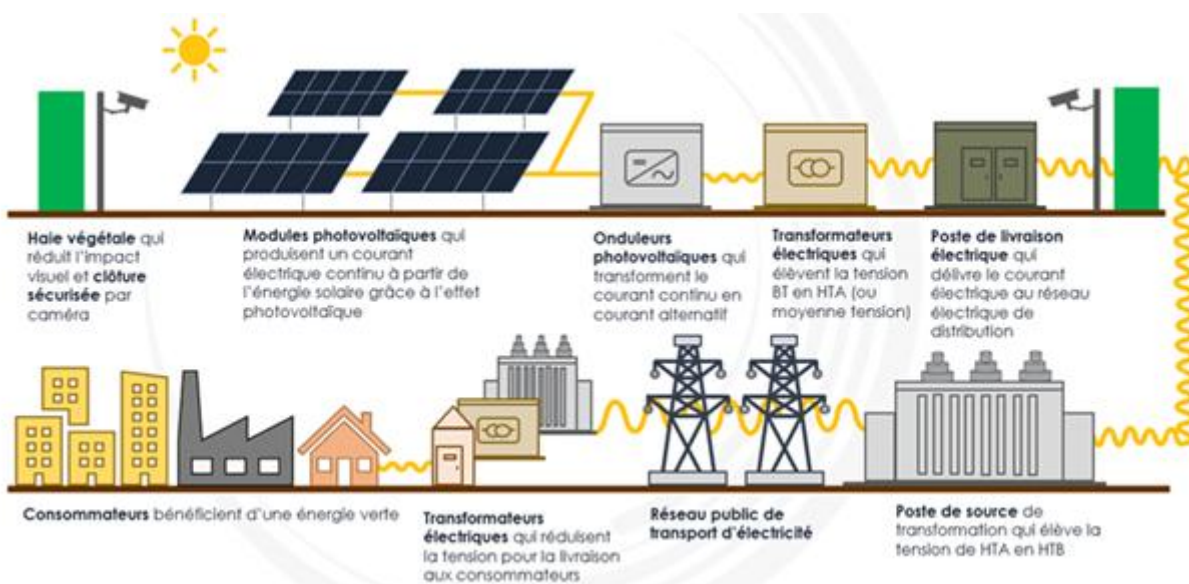


Figure I.5 : différentes parties d'une centrale photovoltaïque

I.5-les différences types de centrale photovoltaïque :

Les centrales photovoltaïques se classent selon leur implantation, la technologie des cellules et leur connexion au réseau.

I.5.1 Classification par implantation

- **Au sol :** Grands parcs sur terrains nus, avec panneaux fixes ou sur suiveurs solaires pour maximiser l'exposition.

- **En toiture** : Installations sur bâtiments industriels ou commerciaux, optimisant l'espace existant sans emprise foncière.
- **Flottantes** : Panneaux sur lacs ou bassins, réduisant l'évaporation et utilisant des surfaces inutilisées.

I.5.2 Classification par connexion

- **Centrale photovoltaïque raccordée au réseau (On-grid) :**

La figure (I.2) montre une centrale photovoltaïque avec une injection directe d'électricité vers le réseau public.

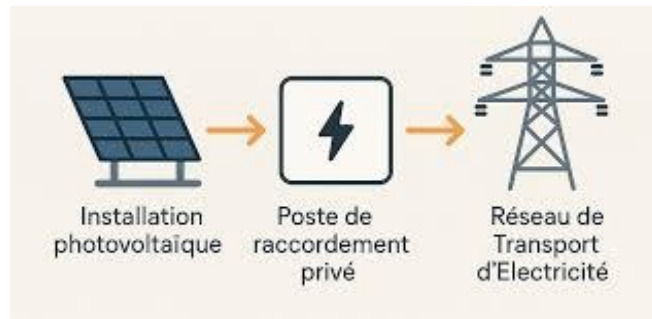


Figure I.6: Centrale photovoltaïque raccordée au réseau

- **Centrale photovoltaïque isolée (Off-grid) (Autonomes) :**

La figure (I.3) montre une centrale photovoltaïque isolée avec stockage en batteries pour sites isolés sans réseau.

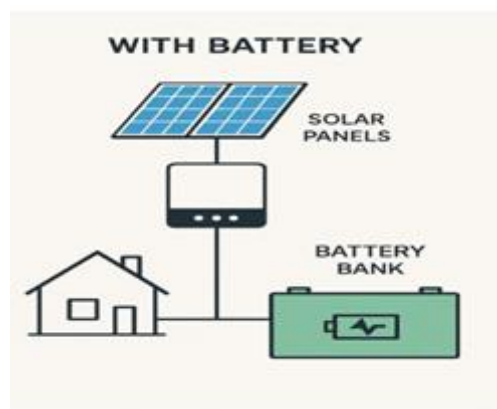


Figure I.7 : Centrale photovoltaïque isolée

Le stockage par batterie est l'un des composants les plus essentiels d'un système d'énergie solaire autonome. Il permet de stocker l'énergie électrique générée pendant la journée par les panneaux solaires. Sans batteries, le système d'énergie solaire ne pourrait pas fournir une alimentation électrique continue.

Choisir le bon type de stockage de batterie pour un système d'énergie solaire autonome est crucial. Si les batteries ont une capacité insuffisante, l'énergie électrique stockée peut ne pas durer assez longtemps pour fournir de l'énergie pendant les périodes de faible ensoleillement, comme la nuit. À l'inverse, si les batteries sont trop grandes, cela pourrait augmenter le poids total et le coût du système, le rendant moins efficace et économiquement non viable.

Il existe différents types de stockage de batteries disponibles pour les systèmes solaires autonomes, y compris les batteries lithium-ion, plomb-acide (AGM ou Gel) et LiFePo4. Chaque type présente des avantages et des inconvénients qui doivent être pris en compte avant de faire un achat. Avec le bon choix et une

utilisation efficace du stockage de batteries, les systèmes solaires autonomes peuvent fournir une alimentation électrique fiable et ininterrompue. [7]

I.6- Présentation du site de la centrale Dhaya sud de Sidi Bel Abbès:

La wilaya de Sidi Bel Abbès est une wilaya située dans l'ouest de l'Algérie. Elle est limitée :

- Au Nord par la wilaya d'Oran,
- À l'Est par la wilaya de Mascara,
- Au Sud par la wilaya de Saïda,
- À l'Ouest par la wilaya de Tlemcen[8]

I.6.1. Situation géographique :

La wilaya de Sidi Bel Abbès est issue du découpage administratif instauré par la loi 84-09 du 04 avril 1984. Elle se compose de plusieurs daïras regroupant un ensemble de communes et s'étend sur une superficie d'environ 9 150 km². Sidi Bel Abbès est située dans l'ouest de l'Algérie et se caractérise par un climat méditerranéen à tendance semi-aride, avec des étés chauds et secs et des hivers relativement frais et modérément pluvieux.

Nous avons choisi une zone isolée, non connectée aux réseaux de distribution d'énergie classiques et équipée de tous les dispositifs nécessaires. [8]



Figure I.8 : La situation géographique de dhaya Sidi Bel Abbes

I.6.2. Gisement solaire de la région

Les panneaux solaires convertissent directement la lumière du soleil en électricité. Les données d'irradiation solaire mensuelles moyennes provenant de la NASA (Administration nationale de l'aéronautique et de

l'espace). L'indice moyen de clarté du ciel, qui mesure la transparence atmosphérique, est de 0,843 pour la région de Dhaya (Sidi Bel Abbès). Le tableau (I.1) présente les données quotidiennes de précipitations et de rayonnement solaire pour la région de Dhaya. [9]

Tableau I.2: L'irradiation globale mensuelle et le nombre d'heures équivalents de Dhaya

	Hiver			Printemps			Eté			Automne		
	Jan	fev	mars	Avril	mai	juin	Juil	aout	sept	oct	nov	déc
Hh (Wh/m²/jr)	2100	3740	5410	6200	7210	7390	7200	6390	5510	4120	2780	1545
Ne	2.10	3.74	5.41	6.20	7.21	7.39	7.20	6.39	5.51	4.12	2.78	1.545

Avec :

- Hh: Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m²/jour).
- Ne : Nombre d'heure équivalentes (h/j).

I.6.3. Localisation du site d'implantation :

La centrale photovoltaïque objet de cette étude est situé dans la région de Dhaya, située dans la wilaya de Sidi Bel Abbès en Algérie. Le site du projet bénéficie de conditions géographiques et climatiques particulièrement favorables à la production d'énergie solaire, ce qui en fait un emplacement adapté à ce type d'installation.

La centrale a une capacité installée d'environ **12 MW**, et s'étend sur une superficie d'environ **33,59 hectares**. Elle est constituée de plusieurs champs photovoltaïques reliés au réseau électrique national.

De plus, les limites du périmètre du site ont été définies précisément à l'aide des coordonnées UTM. Ces coordonnées permettent de localiser avec précision les différents points limites sur le terrain, assurant ainsi une délimitation rigoureuse et fiable de la zone du projet.

Tableau I.3 : Coordonnées géographiques, astronomiques et UTM de la zone du projet.

coordonnées UTM des bornes du projet		
Borne	X	Y
A	719386.926	3841177.240
B	719979.661	3841643.532
C	720287.680	3841308.193
D	719714.970	3840880.526

Coordonnées astronomiques			
Longitude	Latitude	Altitude	L'albédo
Longitude 0.6017 W	34.69	1313 m	0.20



Figure I.9 : Un tracé de raccordement global de la centrale photovoltaïque[9]

I.7- Étude des conditions climatiques de la région

La région de Dhaya (Sidi Bel Abbès) présente des conditions climatiques très favorables à l'exploitation de l'énergie solaire. Elle est localisée à une latitude de $34,69^\circ$ Nord, une longitude de $0,6017^\circ$ Ouest, avec une altitude d'environ 1313 m et un albédo de 0,20 .

Le potentiel solaire de la région est élevé, avec une irradiation annuelle comprise entre 4900 et 5300 kWh/m²/an . L'irradiation journalière varie selon les saisons, atteignant environ 7390 Wh/m²/j durant le mois de juin, ce qui correspond à environ 7,39 heures équivalentes d'ensoleillement. En revanche, cette valeur diminue jusqu'à 1545 Wh/m²/j au mois de décembre, soit environ 1,545 heures équivalentes, ce qui montre une variation saisonnière importante influençant directement la production énergétique du système photovoltaïque .

En se basant sur ces données, un module photovoltaïque de puissance 250 W peut produire en période estivale environ 1847,5 Wh/j, soit près de 1,85 kWh par jour, ce qui confirme le fort potentiel de production durant cette période.

La température ambiante constitue également un paramètre déterminant pour les performances du système. Dans la région étudiée, elle varie généralement entre 10°C en hiver et 40°C en été. Une augmentation de la température entraîne une diminution du rendement des modules photovoltaïques, avec une perte estimée à environ 0,4 % par degré Celsius. Ainsi, une élévation de température de 15°C par rapport aux conditions standards peut engendrer une perte d'environ 6 % de la puissance.

Par ailleurs, le système photovoltaïque est soumis à plusieurs types de pertes, notamment celles liées à l'onduleur, aux câbles, à la température, à l'encrassement des panneaux, au faible éclaircissement et à la qualité des modules. L'ensemble de ces pertes est estimé à environ 35 %, ce qui correspond à un coefficient global de performance de 0,65 .

Enfin, pour optimiser la production énergétique, les modules photovoltaïques ont été orientés plein sud avec une inclinaison de 15°, ce qui permet de maximiser la captation du rayonnement solaire, en particulier durant la période estivale où l'ensoleillement est le plus important.[10]

I.8-Présentation de la centrale photovoltaïque dhaya

La centrale photovoltaïque de Dhaya de Sidi Bel Abbès à une capacité de 12 MW. Elle est réalisée par une architecture de type système connecté au réseau sans stockage d'énergie elle travaille au fil de soleil. Le champ photovoltaïque de cette centrale est constitué de modules polycristallins de 250 W, organisés en chaînes (strings) comportant 24 modules montés en série. Ces chaînes sont ensuite connectées en parallèle, avec un total de 166 chaînes par sous-centrale.

L'ensemble des chaînes forme le générateur photovoltaïque d'une puissance 1 MW, est dont l'énergie est collectée via des boîtiers de jonction appelés « Central Box », assurant le regroupement des pôles positifs et négatifs en courant continu (DC). L'énergie électrique est ensuite acheminée vers un onduleur central qui assure la conversion du courant continu en courant alternatif (AC). L'installation globale de la centrale contient 12 onduleurs. Chaque deux onduleurs avec un transformateur tertiaire sont intégrés dans des unités appelées « Skid ». Le transformateur de Skid élève la tension alternative vers le niveau de moyenne tension 30 kV. L'ensemble des Skid sont reliés par un système appelé « RMU » d'où la totalité d'énergie produite est ensuite transportée à travers un réseau en boucle reliant les transformateurs, avant d'être injectée dans le poste de livraison puis dans le réseau électrique national. Cette configuration permet une production optimisée et une meilleure intégration au réseau électrique, tout en assurant la fiabilité et la continuité de service.[10]

Tableau I.4: Caractéristique générale de la centrale PV.

Nombre de sous-centrales	12
Puissance totale	12 MW
Puissance de chaque sous-centrale	1 MW
Nombre total de panneaux	47 700
Nombre de modules par chaîne en série	24
Nombre de chaînes en parallèle	166
Type de panneaux	polycristallins
Puissance d'un panneau	250 W

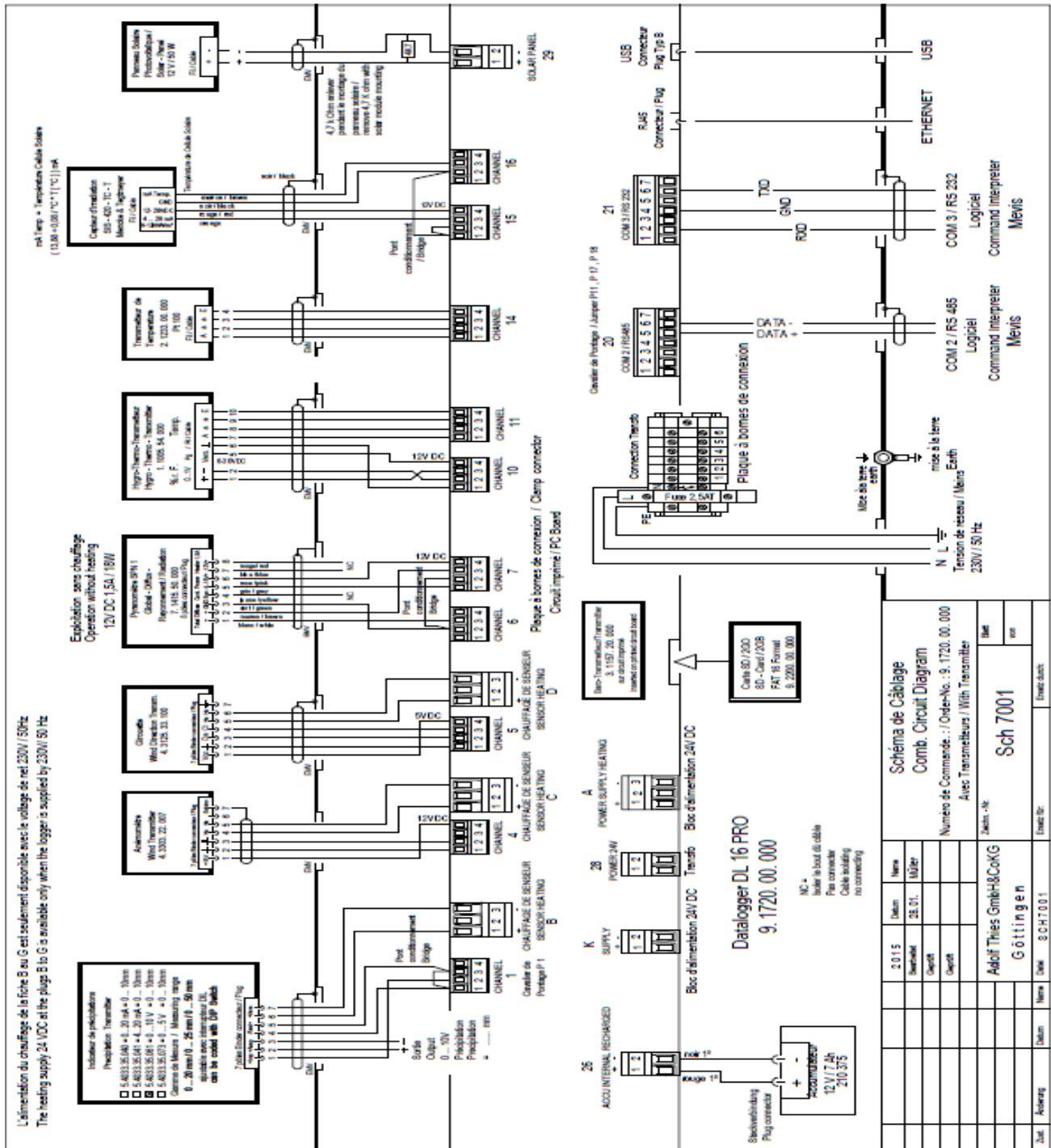


Figure I.10 : Schémas unifilaire des cheminements des câbles.

I.9- Onduleur

Le courant continu est ensuite acheminé vers des **onduleurs centraux** de type **Sunny Central 800CP**, au nombre de **12**, chacun associé à une sous-centrale. Ces onduleurs assurent la conversion du courant continu en courant alternatif (AC), compatible avec les exigences du réseau électrique. De plus, les caractéristiques techniques de l'onduleur utilisé ont été déterminées sur la base des données réelles fournies par le fabricant. Ces paramètres ont été directement mesurés ou extraits du modèle d'usine, afin de garantir une simulation précise et représentative du fonctionnement réel du système photovoltaïque.

Tableau I.5 : Caractéristique technique d'un onduleur Sunny central 800CP-JP.

Caractéristiques techniques	Sunny Central 800CP-JP
Entrée (DC)	
Puissance DC max	898 kW
Tension d'entrée max	1000 V
Tension d'entrée minimale/ Umpp min pour Impp<Idc max	535 V
Plage de tension MPP (25°C/50°C pour 50Hz)	583 V – 850 V
Plage de tension MPP (25°C/50°C pour 60Hz)	530 V – 850 V
Tension d'entrée assignée	641 V
Courant d'entée Max	1400 A
Nombres d'entrées MPP indépendantes	1
Nombres d'entrées DC	9
Sortie (AC)	
Puissance assignée 25°C/puissance nominale AC 50°C	88 KVA/ 800KBA
Tension nominale AC/plage de tension nominale AC	360 V/324 V -414 V
Fréquence/tension du réseau assigne	50Hz/360 V
Courant de sortie Max	1411 A
Taux distorsion harmonique Max	< 3%
Facteur de puissance la puissance assignée' facteur de déphasage réglable	1/ 0.9 inductif. ...09 capacitif

I.10-Transformateur élévateurs :

Le poste de transformation sera situé sur le site photovoltaïque au Nord, à proximité du portail d'accès existant au Nord. Il s'agit d'une travée (sous gare). Ses dimensions sont de 5 m de long, 3 m de large et 3 m de haut, soit une emprise au sol de 50 m².

Les composants électriques de la centrale comprennent 12 onduleurs pour convertir le courant continu en courant alternatif pour l'injection sur le réseau avec 06 transformateurs. Tous les transformateurs sont reliés à un transformateur de puissance pour élever la tension de 30kV à 60kV et l'injecter au réseau. L'installation contient également un système de surveillance et de supervision opéré par du personnel qualifié pour surveiller les performances et optimiser la production en détectant les anomalies, un compteur électrique pour quantifier la production photovoltaïque, un système de refroidissement ou de climatisation et des systèmes de protection basse et moyenne tension. Les matériaux utilisés dans la station sont conformes aux normes internationales de protection contre l'incendie et les foudres.

- Chaque Skid comprend un transformateur. Sa fonction est de convertir le système de courant et de tension alternatifs en un autre système de tension et de courant de valeurs généralement différentes, dans le but de transmettre de l'énergie électrique.

Le type de transformateur choisi et les caractéristiques électriques sont indiqués par le tableau(I.3).

Tableau I.6 : Caractéristiques électriques du transformateur type

Type	Grandeur
Capacité nominale [kVA]	1800
Tension nominale [kV]	0.36 / 0.36
Tension secondaire [kV]	30
Courant nominal HT [A]	31.5
Courant secondaire [A]	945 / 945
Plage de réglage HT	+5% / -5% (ou $\pm 2 \times 2.5\%$)
Niveau d'isolement [kV]	36 / 70 / 170
Couplage	Dy11y11
Méthode de refroidissement	ONAN
Fréquence [Hz]	50
Tension de court-circuit [%]	6
Pertes à vides [kW]	2
Pertes en charge [kW]	15



Figure I.11 : Ensemble et l'emplacement des équipements de SKID

I.11- Central Box (Boîte de jonction DC)

La **Central Box**, également appelée boîte de jonction DC, constitue un élément essentiel dans l'architecture d'une centrale photovoltaïque. Elle assure le regroupement et la distribution des courants continus provenant des différentes chaînes photovoltaïques (strings).

Dans cette installation, les chaînes photovoltaïques, composées de modules connectés en série, sont d'abord regroupées en parallèle avant d'être acheminées vers la Central Box. Cette dernière permet de collecter les pôles positifs et négatifs des différentes chaînes et de les organiser de manière structurée pour leur transmission vers l'onduleur.

La Central Box joue également un rôle important en matière de protection et de sécurité. Elle intègre généralement des dispositifs de protection tels que des fusibles, des sectionneurs et parfois des parafoudres, afin de protéger les équipements contre les surintensités et les surtensions.

Dans la centrale étudiée, les câbles DC principaux sont regroupés dans plusieurs Central Box, réparties selon leur polarité (boîtes positives et boîtes négatives). Cette organisation permet une meilleure gestion des flux d'énergie et facilite les opérations de maintenance et d'exploitation.

I.11.1 Caractéristiques techniques de la Central Box :

- Fonction : regroupement des chaînes photovoltaïques (DC)
- Entrée : plusieurs strings en parallèle
- Sortie : vers l'onduleur
- Polarité : séparation des lignes positives (+) et négatives (-)
- Protection : fusibles, sectionneurs, parafoudres
- Type de courant : courant continu (DC)
- Rôle : collecte, protection et distribution de l'énergie



Figure I.12 : Centraux box utilisés dans la centrale PV Dhaya.

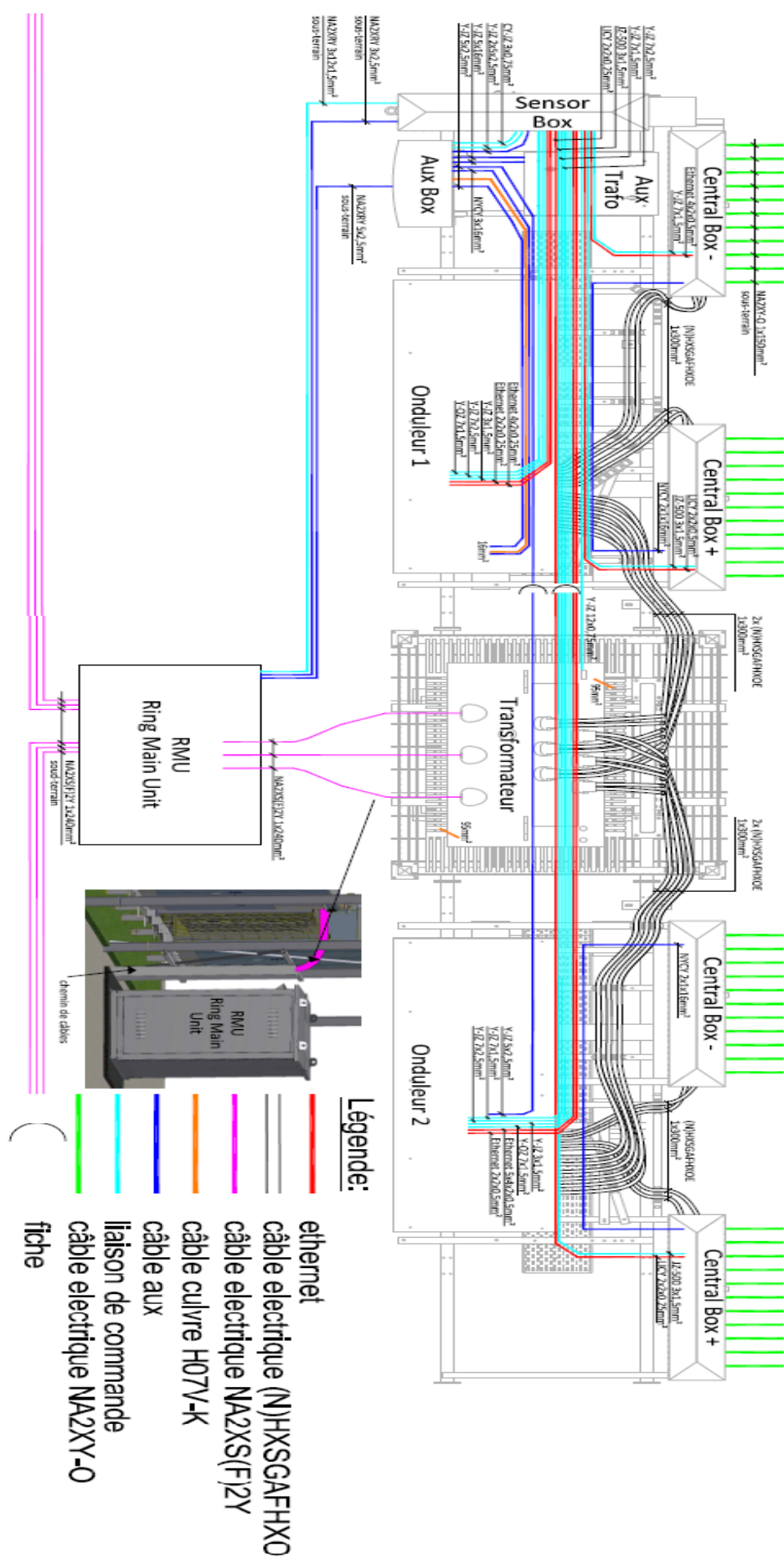


Figure I.13: Chemin de câblage de l'installation à l'intérieur de SKID

I.12-Ring main unit (RMU) :

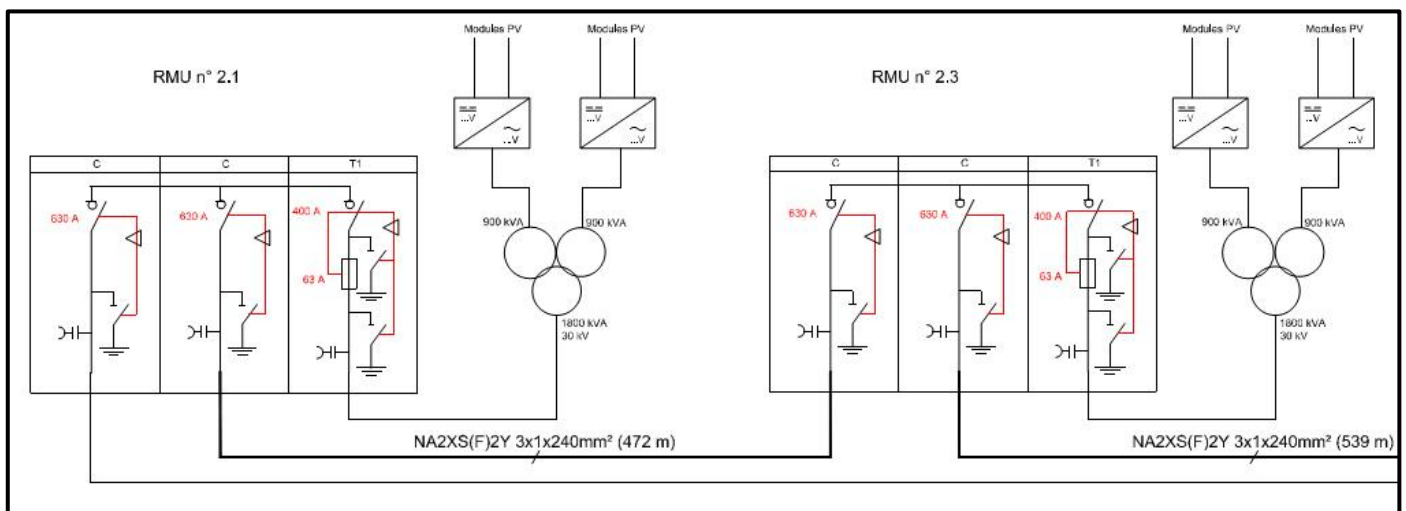
L'ensemble des SKID sont mis en boucle via les cellules moyenne tension appelé ring main unit «RMU» comme elle est présentée par la figure (I.10) pour assurer la continuité de service par la technique coupe d'artère.

I.12.1 Le RMU se compose de trois cellules MT nommées :

- Cellule arrivée
- Cellule départ
- Cellule protection transformateur

I.12.2-Cellule arrivée et départ :

Cellule modulaire avec fonction d'arrivée ou départ, équipée d'un interrupteur sectionneur à trois positions (ouvert, fermé ou mise à la terre). Permettant la communication avec le jeu de barre set l'ensemble de cellule

**Figure I.14 :** L'armoire du RMU**Figure I.15 :** Schéma uni filaire de la connexion RMU entre deux Skid

I.13- Orientation et inclinaison des modules

Afin d'assurer une production optimale d'énergie électrique, les panneaux solaires sont orientés vers le sud avec une inclinaison d'environ 15° , une valeur adaptée pour maximiser l'exploitation du rayonnement solaire, notamment pendant la saison estivale. De plus, un espacement d'environ 6,36 mètres entre les rangées de panneaux a été adopté afin d'éviter le phénomène d'ombrage entre elles.

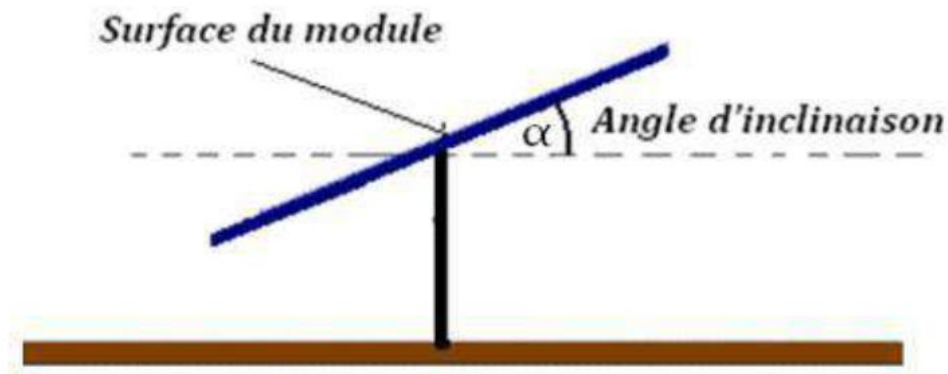


Figure I.16: Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques

I.14- Système d'alimentation sans interruption (ASI) :

Un système d'alimentation sans interruption (ASI) sera mise en place et sera relié aux batteries pour permettre d'alimenter le poste de livraison en cas de coupure. Les exigences du cahier de charges seront respectées afin de garantir le bon fonctionnement de l'installation.

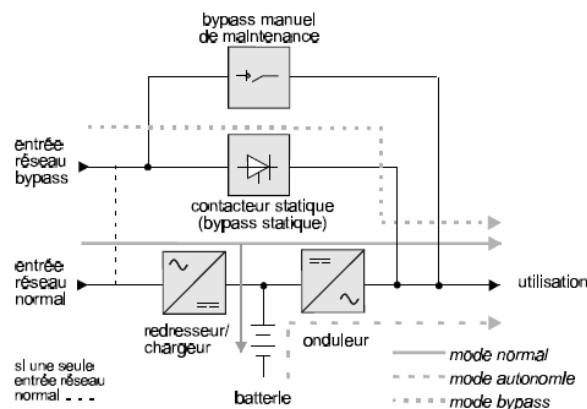


Figure I.17 : ASI fonctionnant en double conversion (double conversion).

I.14.1 Les modes de fonctionnement

I.14.1.1 mode normal :

La puissance fournie à la charge transite par la chaîne convertisseur/chargeur - onduleur qui réalise un double conversion alternatif – continu - alternatif, d'où la dénomination utilisée.

I.14.1.2 mode autonomie :

Lorsque la tension alternative du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance de ce réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge. L'ASI continue à fonctionner sur batterie pendant la durée d'autonomie ou, suivant le cas, jusqu'à ce que le réseau revienne dans les tolérances spécifiées, ce qui entraîne le retour au mode normal.

I.14.1.3 mode by pass :

Ce type d'ASI comporte en général un bypass statique, le plus souvent appelé contacteur statique. L'alimentation peut alors être transférée sans coupure sur l'entrée bypass via le bypass dans les cas suivants de défaillance de l'ASI, transitoire de courant de charge ,surcharges,fin d'autonomie de batterie.Toutefois l'adjonction d'un bypass suppose des fréquences d'entrée et de sortie identiques et, si les niveaux de tension sont différents, un transformateur de bypass doit être prévu. L'ASI est synchronisée avec le réseau d'alimentation du bypass afin de pouvoir assurer un transfert sans coupure de l'onduleur vers ce réseau. *Note* : une autre voie, appelée bypass de maintenance, est prévue pour pouvoir réaliser la maintenance. Sa fermeture est réalisée par un interrupteur manuel.

✓ Batteries :

Un système d'alimentation de secours avec des batteries sera mise en place pour alimenter les auxiliaires communs du site et le poste d'évacuation 60 KV en cas de coupure les batteries assurant l'alimentation du poste d'évacuation pendant 16h, et pendant 30 minutes les auxiliaires communs. Elles seront de marque Victron, avec une durée de vie de 20 ans à 20 C°.

Le dimensionnement des batteries sera réalisé en coordonnées avec le gestionnaire de réseau et selon les nécessités d'exploitation.

✓ Redresseur :

Des redresseurs seront prévus pour le poste de livraison installé dans une armoire individuelle ventilée. Le redresseur proposé est de Sanny Island 5048 de SMA qui permet de réguler la charge des batteries et de fournir du courant alternatif sortie

✓ Groupe électrogène :

Dans la centrale on Install un groupe générateur de secours, d'une puissance de 130 KVA. Afin d'assurer l'alimentation des auxiliaires un réservoir de stockage de gasoil sera aussi fourni et dimensionner pour une autonomie de 8 heures avec les caractéristiques principales suivantes :

- Puissance en régime permanent 130 KVA.
- Température -10/55°C et 100% d'humidité.
- Facteur de puissance de 0,8
- Actionnement par moteur Diesel à gasoil.
- Batterie et démarreur préparés pour 6 démarrages successifs au moins.
- Tension nominale : 230/400 V (couplage en étoile, point neutre sorti).
- Fréquence nominale : 50 Hz.

- Etendue du réglage de tension : $\pm 5\%$ de la tension nominale.
- Ecart maximal de tension en cas de variation de la charge de 100%, le facteur de puissance restant entre 0,4 et 0,9 : 2% de la consigne.
- Ecart maximal à charge constante : 0,5%.

La puissance du groupe électrogène est une valeur de principe, elle sera confirmée suivant les puissances réelles des équipements qu'il alimentera.

I.15- Détecteur d'incendie :

Le site sera doté d'un système de détection incendie (SDI) qui aura comme rôle la détection et la protection des personnes et des biens du bâtiment contre les risques d'incendie. Le SDI sera installé au niveau de la salle de contrôle.

Les détecteurs et déclencheurs manuels assureront la détection incendie dans les différents espaces du site et transmettront l'information à la centrale de détection située dans la salle de contrôle. La centrale va répondre au signal reçu des détecteurs et activera les sirènes et modules déportés.

Le SDI sera composé des équipements de signalisation, des équipements d'alimentation électrique, des déclencheurs manuels à brises glaces et de plusieurs types de détecteurs d'incendie.

- Description des équipements de détection incendie
- Centrale d'alarme incendie adressable

Elle sera constituée d'un équipement de contrôle et de signalisation, de la console de commande et de signalisation et des annonciateurs déportés. La centrale de détection incendie devra afficher et diffuser les alarmes, les dérangements des détecteurs (exemple : pollution d'air), la présence ou l'absence d'un détecteur.

I.15.1 Delencheur manuel adressable :

Les déclencheurs manuels seront à membrane déformable de couleur rouge, installé à 1.30 m du sol muni d'un indicateur mécanique de position d'alarme et d'un réarmement par clef avec capot de protection pour la double action.

I.15.2 Détecteurs adressables :

Il y'aura plusieurs types de détecteurs : des détecteurs de fumé optiques pour la surveillance de la plupart des surfaces du site ainsi que des détecteurs thermiques.

-Détecteur optique de fumée adressable Les détecteurs optiques de fumée fonctionnent selon le principe de la diffusion de la lumière sur les particules et sont composés d'une source de lumière (LED I.R.) modulée en impulsion et d'une cellule réceptrice placée à 125° qui reçoit les réflexions de lumière produites par les aérosols. A une hauteur de 3m, la surface de détection est égale à $45m^2$. Les détecteurs de fumée décèlent généralement un incendie plus rapidement que les détecteurs de chaleur.

I.15.3 : Détecteurs thermiques :

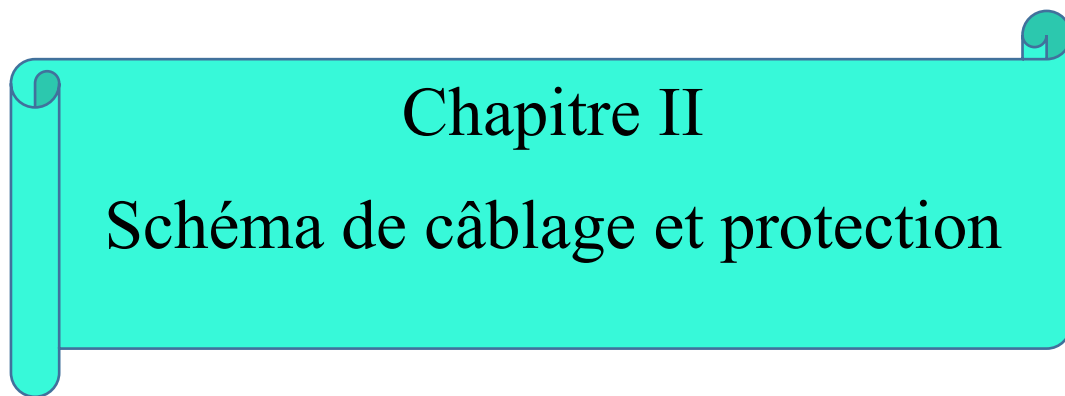
Ce détecteur thermique est capable de détecter une élévation de température due à la chaleur dégagée par le foyer par comparaison entre la température ambiante et la température dans le boîtier. Il est réservé à de

petits locaux, pour la détection de feux ouverts ou de feux avec élévation de température rapide. A une hauteur de 3m, la surface de détection est égale à 45 m².

II.16 : Conclusion :

Ce chapitre a été consacré à la description générale de la centrale photovoltaïque de dhaya. On a étudié tout ce qui concerne le fonctionnement de la centrale et ses différentes configurations. Nous en concluons que pour réaliser le cahier des charges, l'installation complète de la centrale photovoltaïque consiste à agir par l'installation de plusieurs sous-champs successifs (SKID) de manière à atteindre la puissance crête demandée.

. Enfin, une compréhension approfondie des aspects techniques et financiers a été atteinte, facilitant ainsi une décision éclairée concernant le fonctionnement optimale de cette installation et la la robustesse de la méthode adéquate de dimensionnement utilisé.



Chapitre II

Schéma de câblage et protection

II.1-Introduction :

La conception technique précise et l'analyse approfondie des composants sont les piliers du succès et de la pérennité des centrales photovoltaïques de grande envergure. Ce deuxième chapitre est consacré à une étude technique détaillée de la centrale photovoltaïque de Daya (Sidi Bel Abbès), d'une capacité totale de 12 MW. Nous analyserons les composants de base du système, depuis le champ photovoltaïque et les unités de conversion intégrées, jusqu'aux équipements de raccordement au réseau.

Ce chapitre met également en lumière les configurations spécifiques de ces sous-stations, la méthodologie de calcul des sections des conducteurs et la détermination de la protection électrique en chaque point de l'installation. Il comprend aussi une étude détaillée des différents types de pertes de puissance qui influent sur le rendement global. Enfin, afin de garantir une continuité de service optimale, il décrit les protocoles de maintenance mis en œuvre pour protéger les équipements et améliorer les performances des sous-stations.

II.2-Aperçu sur l'installation la centrale de dhaya :

II.2.1 Les données précisées dans le cahier des charges :

Le cahier des charges exige le dimensionnement d'une centrale photovoltaïque

Le site de dhaya situé à daïra de telagh wilaya de sidi belabbes

Puissance : 12 MW

Panneaux : Poly-cristallin 250W

Onduleur : Sunny Central 800 CP XT

Plage de température du site : $[-7, 32]C^{\circ}$ [11]

II.2.2 La configuration de l'installation

La centrale électrique est composée de six sous-stations appelées « SKID », chacune contenant deux onduleurs d'une capacité d'un mégawatt raccordé à un transformateur tertiaire. Toutes les unités de distribution intégrées (SKID) sont connectées à des cellules moyenne tension appelées unités de distribution en anneau (RMU) afin d'assurer la continuité de service grâce à la technologie d'isolation des branches. Une unité de distribution en anneau est composée de cellules moyenne tension « RMU » est raccorder avec le transformateur de réseau. [11]

II.3 Schéma unifilaire de l'installation d'un onduleur

La puissance crête installé d'un onduleur est 996 KW, le nombre total des panneaux est 3984 répartis en 24 panneaux en série par branche sur un total de 166 branches. La plage de tension de l'onduleur : $[641-850] / 25C^{\circ}$ / $[583-850] / 50 C^{\circ}$.

Pour éviter l'encombrement et les aléas technologiques le concepteur a construit le schéma en plusieurs sous installations identiques. Il a regroupé les branches par deux chaque deux chaînes forment une table, le regroupement de 8 tables est relia a un seul câble électrique collecteur considéré comme un générateur photovoltaïque.

Alors chaque onduleur contient 10 Générateurs photovoltaïques chacun est constitué de 8 tables, donc 16 chaînes, ce qui donne 160 chaines et le 1 lme générateur est constitué de 06 chaines. Comme nous montre la figure II.1[11]

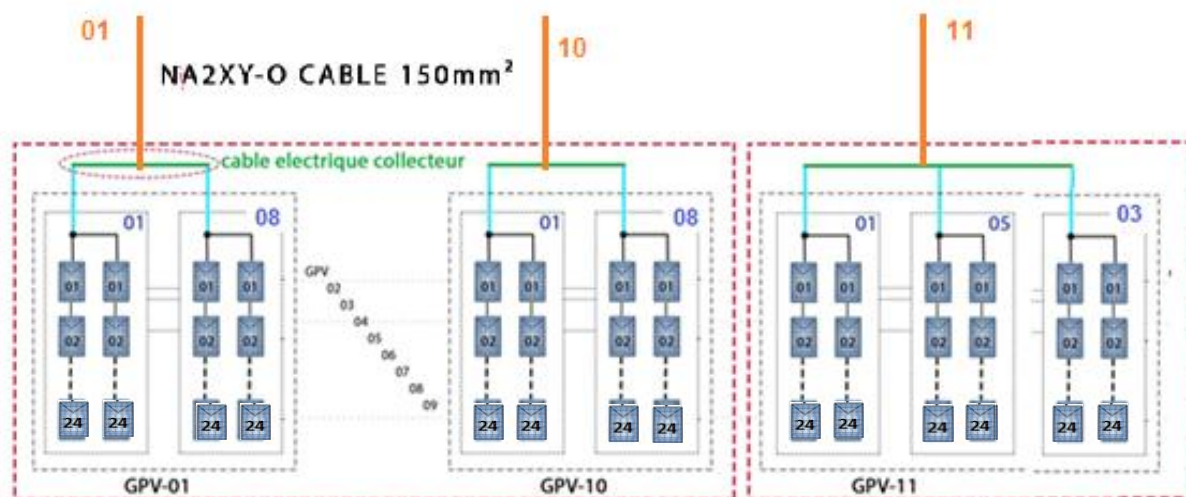


Figure II.1 :cas de regroupement des chaines[12]

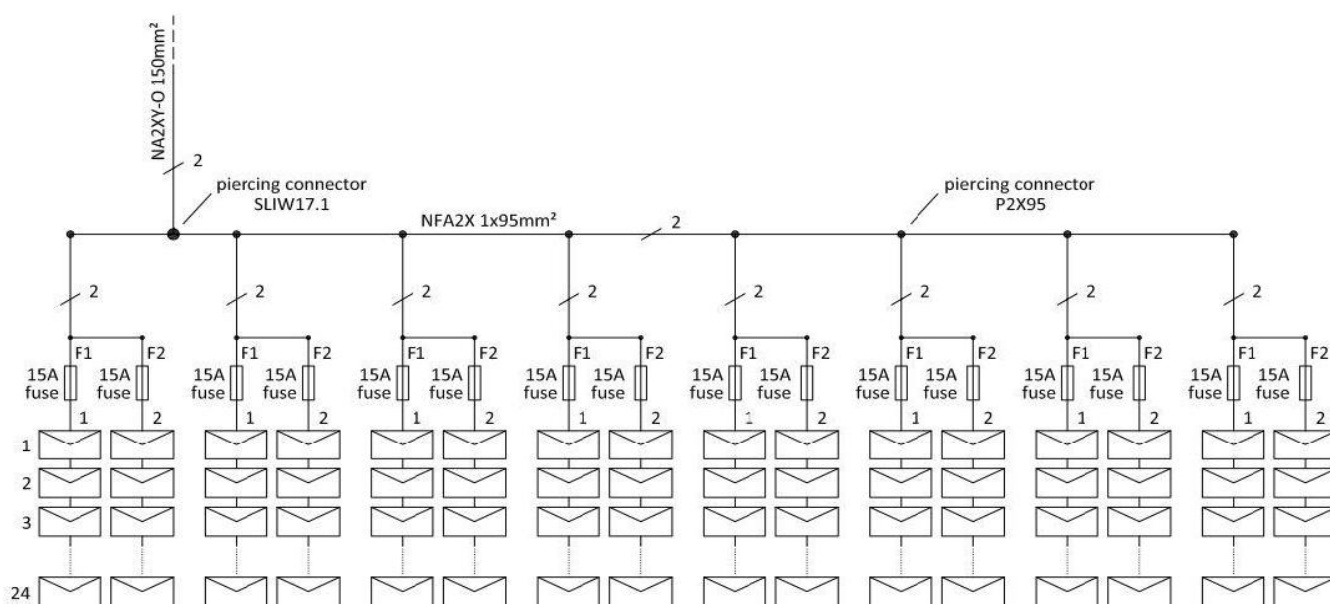


Figure II.2 : Single Line Diagram 996 KW. [12]

II.4-Le câblage

Les câbles sont considérés comme l'âme d'une installation électrique, en outre un surdimensionnement engendre des surcoûts dans la réalisation du projet, par contre un sous dimensionnement peut engendrer des échauffements et causer un dysfonctionnement de l'installation électrique, d'où la nécessité d'un dimensionnement optimal pour cela la détermination des sections des câbles permettra de minimiser les pertes lors du transport de l'électricité. Pour faire ce dimensionnement, nous avons besoin de connaître l'intensité du courant qui circule dans ces câbles dont le courant d'emploi et le courant admissible.

a) Le courant d'emploi :

Le courant d'emploi I_B est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal., Il est déterminé à partir du courant absorbé et corrigé selon plusieurs facteurs.

b) le courant admissible :

Le courant admissible I_z d'un conducteur est le courant susceptible de passer dans les conditions normales sans préjudice de dysfonctionnement ou dégradation du câble. En pratique I_z est calculé à partir du courant I_B en tenant compte des contraintes du milieu où sont posées les canalisations. Le courant d'emploi (I_B) est lié au courant admissible par la relation:

$$I_z > \frac{I_B}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3} \quad (\text{II.1})$$

Avec :

- Le facteur de correction K_1 prend en compte le mode de pose.
- Le facteur de correction K_2 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte
- Le facteur de correction K_3 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant.

II.4.1 Dimensionnement des Câbles DC

II.4.1.1 Câble DC de chaîne solaire (combineur en T)

C'est le câble qui relie les deux chaînes solaires, chaque chaîne constituée de 24 modules avec les caractéristiques suivantes :

$$I_{mpp} = 8.3 \text{ A} \quad (\text{II.2})$$

$$I_{sc} = 8.87 \text{ A} \quad (\text{II.3})$$

Nombre de chaîne = 2

➤ Le courant I_c

$$I_c = I_{mpp} \cdot 1.25 \cdot \text{Nbr_circuit} = 8.3 \cdot 1.25 \cdot 2 = 20.75 \text{ A} \quad (\text{II.4})$$

➤ Le courant d'emploi I_B

$$I_b = 8.87 \cdot 1.25 \cdot 2 = 22.175 \text{ A} \quad (\text{II.5})$$

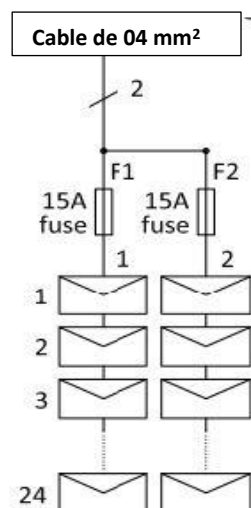


Figure II.3 Câble DC de chaîne solaire (combineur en T) [12]

712.433 Protection contre les surcharges côté continu

712.433.1 Une protection contre les surcharges peut être omise sur les câbles des chaînes PV et des groupes PV si le courant admissible du câble est égal ou supérieur à 1,25 fois $I_{sc\ STC}$ en tout point.

712.433.2 Une protection contre les surcharges peut être omise sur le câble principal PV si le courant admissible du câble est égal ou supérieur à 1,25 fois $I_{sc\ STC}$ du générateur PV.

➤ courant admissible I_z :

$$I_z > \frac{I_B}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3} \quad (\text{II.6})$$

D'après les tableaux (annexe 09) les valeurs de K_1 , K_2 et K_3 sont :

$$K_1 = 0.95, \quad K_2 = 0.8, \quad K_3 = 0.5$$

Donc :

$$\Rightarrow I_z > \frac{22.175}{0.95 \cdot 0.8 \cdot 0.5} = 59.87 \text{ A} \quad (\text{II.7})$$

Pour trouvé la section du câble qui correspond a notre courant qui est de 59.87 A, en ce réfère au Figure II.3 qui présente un tableau de référence entre le courant admissible et la section du câble en fonction de la pose , Vue que la valeur de notre courant qui ne se trouve pas sur le tableau En choisie la valeur supérieur la plus proche qui égale a 65 A, pour des câbles posés sur une surface sans de contact entre eux on obtient une section de 4 mm²

Ambient temperature 30° C / 86° F
Current rating 120° C / 248° F

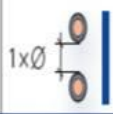
Construction	Exposed	On surfaces without opposite contact	On surfaces with opposite contact	In conduit, casing, duct
				
mm ²	A	A	A	A
2.5	51	48	34	27
4	68	65	45	36
6	88	84	59	47
10	121	115	80	64

Figure II.4 : Câbles de section 4mm² reliant deux chaînes solaire [12]

II.5-Le choix de la protection

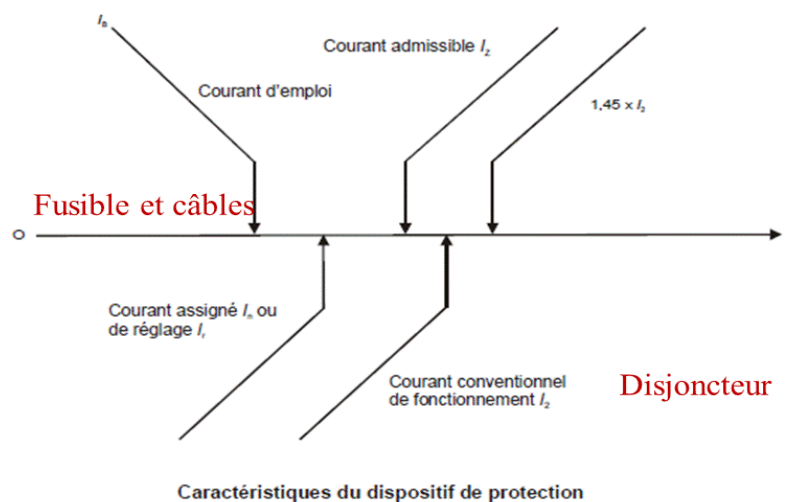
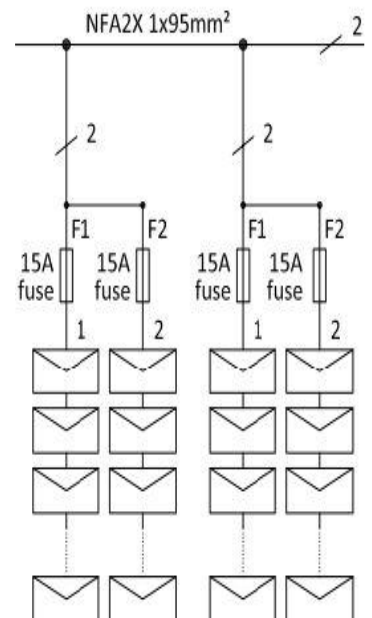


Figure II .5 Caractéristiques du dispositif de protection[12]



II.5.1 Le conducteur électrique collecteur des tables

$$I_b = 8.87 \times 16 \times 1.25 = 177.4 \text{ A (II.8)}$$

Nombre de chaîne=16

Tenant compte du facteur de correction de la température

°C	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110
$f_{(90^\circ\text{C})}$	0,88	0,85	0,81	0,77	0,73	0,69	0,65	0,6	0,55	0,49	0,42	0,35	.	.	.	.	.	.
$f_{(120^\circ\text{C})}$	1,03	1	0,97	0,94	0,91	0,88	0,85	0,82	0,78	0,75	0,71	0,67	0,62	0,58	0,53	0,47	0,41	0,33

Figure II.6 Câble collecteur électrique de type NFA2X (95 mm²)[12]

Le courant admissible sera : $I_z > \frac{177,4}{0,97 \cdot 0,81} = 225,78 \text{ A (II.9)}$

Cette valeur ne figure pas sur le tableau des sections, donc la valeur Supérieure suivante est égale 241A qui correspond à une section une section de 95 mm² avec

tableau II.1 : Méthodes du références

Section nominale des conducteurs mm²	Méthodes de référence du Tableau B.52.1						
	Câbles multiconducteurs		Câbles monoconducteurs				
	Deux conducteurs chargés	Trois conducteurs chargés	Deux conducteurs chargés jointifs	Trois conducteurs en tréfle chargés	Trois conducteurs chargés en nappe		
					Jointifs	Non jointifs	
						Horizontaux	Verticaux
							
	Méthode E	Méthode E	Méthode F	Méthode F	Méthode F	Méthode G	Méthode G
1	2	3	4	5	6	7	8
2,5	23	19,5	—	—	—	—	—
4	31	26	—	—	—	—	—
6	39	33	—	—	—	—	—
10	54	46	—	—	—	—	—
16	73	61	—	—	—	—	—
25	89	78	98	84	87	112	99
35	111	96	122	105	109	139	124
50	135	117	149	128	133	169	152
70	173	150	192	166	173	217	196
95	210	183	235	203	212	265	241
120	244	212	273	237	247	308	282

➤ Température

Température de référence du câble : 30 C°

Température de fonctionnement du câble : 40 C°

Tableau II.2- Facteurs de correction pour des températures ambiantes

Tableau B.52.14 – Facteurs de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour des câbles à l'air libre

Température ambiante ^a °C	Isolation			
	PVC	PR et EPR	Minérale ^a	
			Gaine en PVC ou câble nu et accessible 70 °C	Câble nu et inaccessible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88

➤ Câble Principal

On a le même courant qui circule dans 95mm²

va circuler dans ce câble, Mais on doit augmenter

la section de ce dernier puisqu'il sera enterré

Donc on a pris un câble de **150mm²** en Aluminium

Avec **261A**

Tableau II-3 Courants admissibles

Tableau B.52.3 – Courants admissibles, en ampères,
pour les méthodes du Tableau B.52.1 –
Câbles isolés PR ou EPR, deux conducteurs chargés, cuivre ou aluminium –
Température de l'âme: 90 °C, température ambiante: 30 °C dans l'air, 20 °C dans le sol

Section nominale des conducteurs mm ²	Méthodes de référence du Tableau B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
Aluminium							
2,5	20	19,5	25	23	26	26	
4	27	26	33	31	35	33	
6	35	33	43	40	45	42	
10	48	45	59	54	62	55	
16	64	60	79	72	84	71	76
25	84	78	105	94	101	90	98
35	103	96	130	115	126	108	117
50	125	115	157	138	154	128	139
70	158	145	200	175	198	158	170
95	191	175	242	210	241	186	204
120	220	201	281	242	280	211	232
150	253	230	307	261	324	238	261
185	288	262	351	300	371	267	296
240	338	307	412	358	439	307	343
300	387	352	471	415	508	346	386

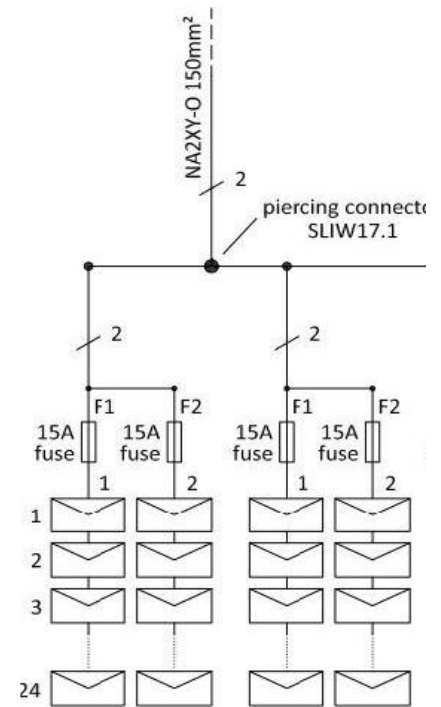


Figure II.7 Câble principal DC avec une section de 150 mm². [12]

Résistivité thermique du Sol

Résistivité thermique du Sol de conception : 1,5K*w/m (lorsque on utilise le sable)

Tableau II.4- Facteurs de correction pour des cables directement

Tableau B.52.16 – Facteurs de correction pour des câbles directement dans le sol ou dans des conduits dans des sols de résistivité différente de 2,5 K·m/W à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour la méthode de référence D

Résistivité thermique, K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Facteur de correction pour câbles dans des conduits	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Facteur de correction pour câbles directement dans le sol	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Donc le facteur de correction K1=1,28

➤ Température

Température de référence de câble : 20C°

Température de fonctionnement du conception: 30C°

Tableau II.5- Facteurs de correction pour des temperatures

Tableau B.52.15 – Facteurs de correction pour des températures ambiantes du sol
différentes de 20 °C à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour des câbles
dans des conduits enterrés

Température du sol °C	Isolation	
	PVC	PR et EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80

Le facteur de correction K2 : **0,93**

Type d'installation

Directement enterré avec 9 circuit dans une tranchée, Une distance de 0,25m est prévue

Tableau II .6- Facteurs de correction de groupement de plusieurs circuits

Tableau B.52.18 – Facteurs de correction de groupement de plusieurs circuits,
câbles directement enterrés –
Méthode de référence D2 des Tableaux B.52.2 à B.52.5 –
Câbles monoconducteurs ou multiconducteurs

Nombre de circuits	Distance entre câbles ^a				
	Nulle (câbles jointifs)	Un diamètre de câble	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,38
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

^a Câbles multiconducteurs



Le facteur de correction K3: **0,63**

$$I_z = 261 * K_1 * K_2 * K_3 = 261 * 1,28 * 0,93 * 0,63 = 195,7 \text{ A} \quad (\text{II.10})$$

$$I_b = 8,87 * 16 * 1,25 = 177,4 \text{ A} \quad (\text{II.11})$$

$$I_z = 195,7 > I_b = 177,4 \text{ A} \quad (\text{II.12})$$

II.5.2 Dimensionnement du fusible

$$I_{B_{\max}} = K_{th} * I_n \quad (\text{II.13})$$

I_n : Rated current

$I_{B_{\max}}$: max. load current

K_{TH} : according diagram

Température

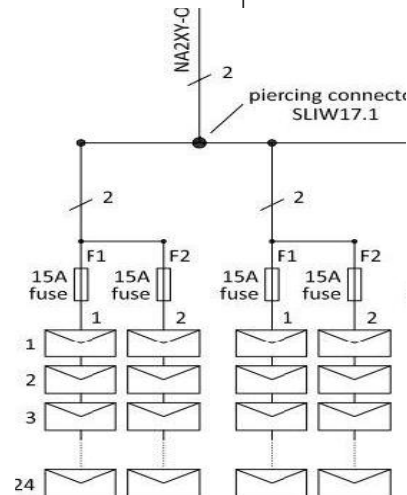


Figure II .8 Câble de collecte électrique de type NFA2X (95mm²)

Température de référence de câble : 20C°

Température de fonctionnement du conception: 55C°

$$Ib \max = \frac{1}{0.85} * 177.4 = 208.7 \text{ (II.14)}$$

Le calibre du fusible : **200A**

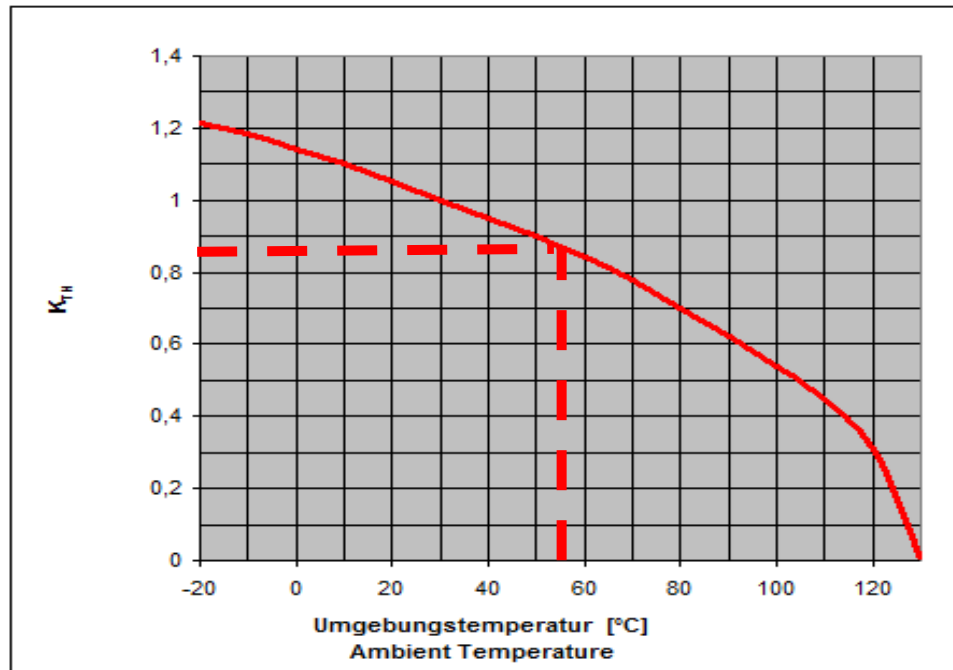


Figure II.9: Facteur de correction thermique K_TH en fonction de la température ambiante [12]

II.5.2 Câble de transmission DC BC onduleur

Des câbles de transmission connectés entre le boîtier centrale et l'onduleur,

Le courant admissible dans des conditions d'installation aérienne pour un câble

Unipolaire isolé est **300 mm² : 1041A**

mm²		mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	kg	A	kA	kJ/m
SIENOPYR(120) (N)HXSGAFHXOE EN50264-3-1 1800 V ... FM										ohne Schirm / without screen		
1,5	5DB7 501	1,5	-	5,5	6,4	23	58	46	48	36	0,189	624
2,5	5DB7 502	2,0	-	6,0	6,9	25	63	50	61	49	0,315	700
4	5DB7 503	2,4	-	6,4	7,3	27	67	54	78	65	0,504	777
6	5DB7 504	2,9	-	6,9	7,8	29	72	58	99	82	0,756	862
10	5DB7 505	3,9	-	8,3	9,2	34	86	69	150	116	1,26	1165
16	5DB7 506	5,6	-	10,3	11,5	43	107	86	227	156	2,02	1647
25	5DB7 507	6,7	-	12,4	13,6	64	128	102	342	206	3,15	2357
35	5DB7 508	7,9	-	13,6	14,8	70	140	112	442	256	4,41	2647
50	5DB7 509	9,4	-	15,0	16,5	78	155	124	587	323	6,30	3009
70	5DB7 510	10,9	-	16,5	18,0	85	170	136	774	407	8,82	3371
95	5DB7 511	12,6	-	19,0	20,5	98	195	156	1039	486	12,0	4384
120	5DB7 512	14,3	-	20,7	22,2	106	212	170	1273	571	15,1	4848
150	5DB7 513	16,2	-	23,0	24,5	118	235	188	1573	659	18,9	5740
185	5DB7 514	17,6	-	24,5	26,9	127	253	202	1909	750	23,3	6540
240	5DB7 515	20,8	-	27,7	30,1	143	285	228	2421	900	30,2	7515
300	5DB7 516	23,1	-	30,0	32,4	154	308	246	2959	1041	37,8	8216
400	5DB7 517	26,8	-	34,1	37,7	177	353	282	3917	1250	50,4	10453

Figure II.10 Reference of DC central box transmission cable to the inverter. [13]

➤ Température

Température de référence de câble : 30C°

Température de fonctionnement du conception : 55 C°

°C	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
$f_{(90^{\circ}\text{C})}$	0,88	0,85	0,81	0,77	0,73	0,69	0,65	0,6	0,55	0,49	0,42	0,35
$f_{(120^{\circ}\text{C})}$	1,03	1	0,97	0,94	0,91	0,88	0,85	0,82	0,78	0,75	0,71	0,67

$I_Z = 1041 \times 0.85 = 884.85 \text{ A}$ (II.15)

Deux câbles en parallèles par onduleur

$$I_{Z_INV} = 1041 \times 0.85 \times 2 = 1769.7 \text{ A} \quad (\text{II.16})$$

Le courant DC max d'un onduleur Sunny central SC800 CP est **IB= 1400A**

$$I_{Z_INV} = 1769.7 > I_{B_INV} = 1400 \text{ A} \quad (\text{II.18})$$

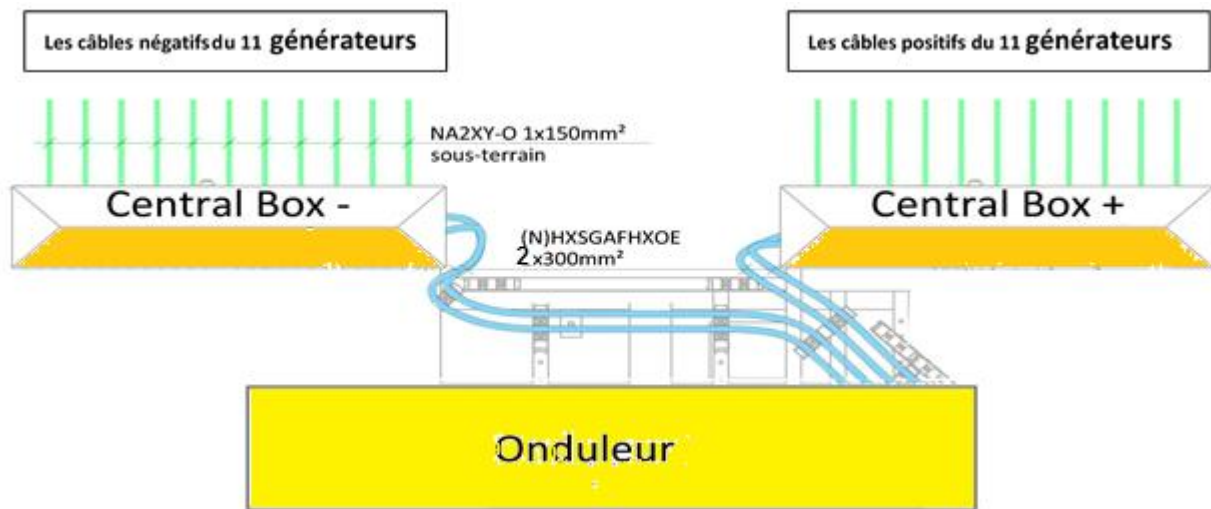


Figure II.11 Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.

II.5.3 Câble transformateur Skid et cellule RMU :

Chaque SKID à deux onduleurs, la chute de tension maximale autorisée est de 10% De la tension nominale autorisée est donc de 27KV.

➤ **Le courant d'emploi $I_{B.skid}$:**

$$I_{B.skid} = \frac{2 \times 880 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 27 \times 10^3} = 37.64 \text{ A} \quad (\text{II.17})$$

6 h/jours de production PV sont supposées en moyenne, Donc la puissance maximale du Skid par jours est la suivante :

$$I_{PV,journalier} = 6 \times I_{SKID} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A} \quad (\text{II.18})$$

➤ **Courant admissible I_z :**

D'après les tableaux (annexe) on détermine les valeurs de K1, K2 et K3 :

$$K1 = 0.95, K2 = 0.82, K3 = 0.71$$

$$\rightarrow I_z > \frac{I_b}{k1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.95 \times 0.82 \times 0.71} = 408.32 \text{ A} \quad (\text{II.19})$$

Pour trouvé la section du câble qui correspond a notre courant qui est de 408.32 A en ce réfère au tableau III.7, Alors on obtient une section de 240 mm² correspond a un courant admissible de 422 A.

II.5.4 Connexion boucle :

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 6skid, donc:

➤ **Le courant d'emploi $I_{B.boucle}$:**

$$I_{B.boucle} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A} \quad (\text{II.20})$$

➤ **Courant admissible $I_{Z.boucle}$:**

Les valeurs de K1, K2 et K3 sont déterminés a partir des tableaux (annexe) :

$$K1 = 0.90, \quad K2 = 0.88, \quad K3 = 0.87$$

$$\rightarrow I_Z > \frac{I_b}{k1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.9 \times 0.88 \times 0.71} = 401.62 \text{ A} (\text{II.21})$$

Pour trouvé la section du câble qui correspond a notre courant de 401.62 A en ce réfère au tableau III.7, puisque la valeur calculée n'est pas normalisée sur ce tableau, donc on choisi la première valeur supérieur normalisée sur le tableau $I_Z = 422 \text{ A}$ et on obtient une section de 240 mm²

II.5.5 Connexion au poste de livraison PdL :

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 6 skid, avec la même méthode de calcul on obtient :

➤ **Le courant d'emploi $I_{B.boucle}$:**

$$I_{B.boucle} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A} \quad (\text{II.22})$$

➤ **Le Courant admissible I_Z**

D'après les tableaux (annexe) les valeurs de K1, K2 et K3 Egales :

$$K1 = 0.95, \quad K2 = 0.73, \quad K3 = 0.79$$

$$\rightarrow I_Z > \frac{I_b}{k1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.95 \times 0.73 \times 0.79} = 412.21 \text{ A} (\text{II.23})$$

➔ Pour trouvé la section du câble qui correspond a notre courant en ce réfère au tableau III.7, alors on obtient une section de 240 mm² correspond a un courant admissible de 422 A.

Tableau II.7 Référence des Câble de transmission MT.[12]

Nombre de fils et section transversale nominale <i>Number of cores and cross-section</i>	Courant de court-circuit admissible, conducteur <i>Conductor short-circuit current</i>	Courant de court-circuit admissible, écran Screen <i>short-circuit current</i>	Constante de temps de chauffage (en triangle) * <i>Time heating constant (triangle)*</i>	Constante de temps de chauffage (à plat) * <i>Time heating constant (flat)*</i>	Capacité dans l'air (en triangle) * <i>Current ratings of cable in air (triangle)*</i>	Capacité dans l'air (à plat) * <i>Current ratings of cable in air (flat)*</i>	Capacité en état enterré (en triangle) * <i>Current ratings of cable in ground (triangle)*</i>	Capacité de charge : en état enterré (à plat) * <i>Current ratings of cable in ground (flat)*</i>
mm²	kA	kA	s	s	A	A	A	A
1x50/16	4.7	3.2	263	202	187	219	174	195
1x70/16	6.6	3.2	337	258	232	273	213	238
1x95/16	9.0	3.2	425	327	282	331	254	283
1x120/16	11.3	3.2	510	395	325	382	289	321
1x150/25	14.2	5.0	632	504	367	429	322	354
1x185/25	17.5	5.0	735	594	421	492	364	399
1x240/25	22.7	5.0	897	737	496	578	422	458

II.5.6-Schéma bloc des cheminements des câbles :

Ce schéma représente les cheminements des câble du panneau au réseau électrique, il faut bien notée que l'installation constitué de 6 transformateur forme en boucle.

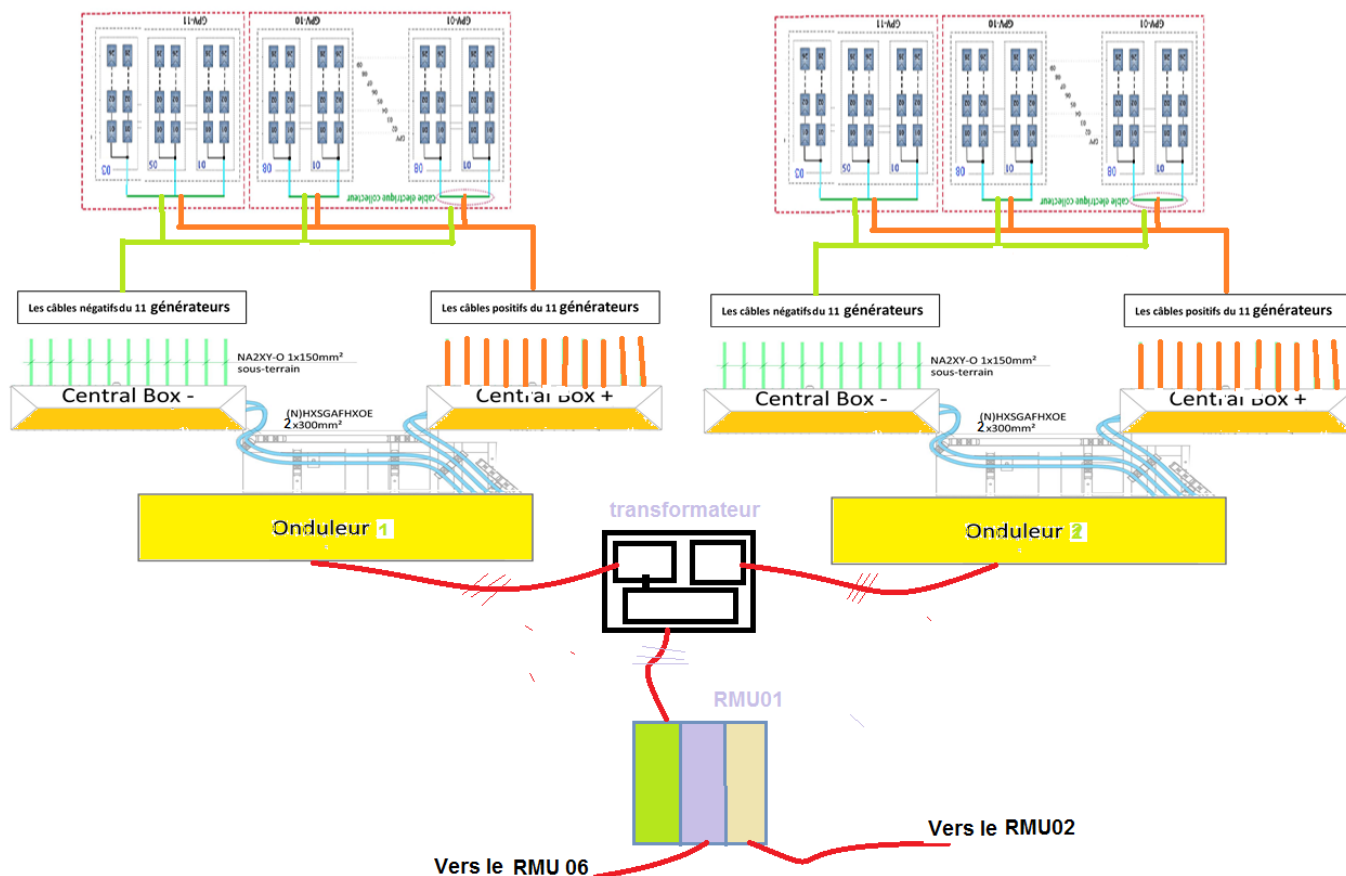


Figure II.12 Schéma bloc des cheminements des câbles

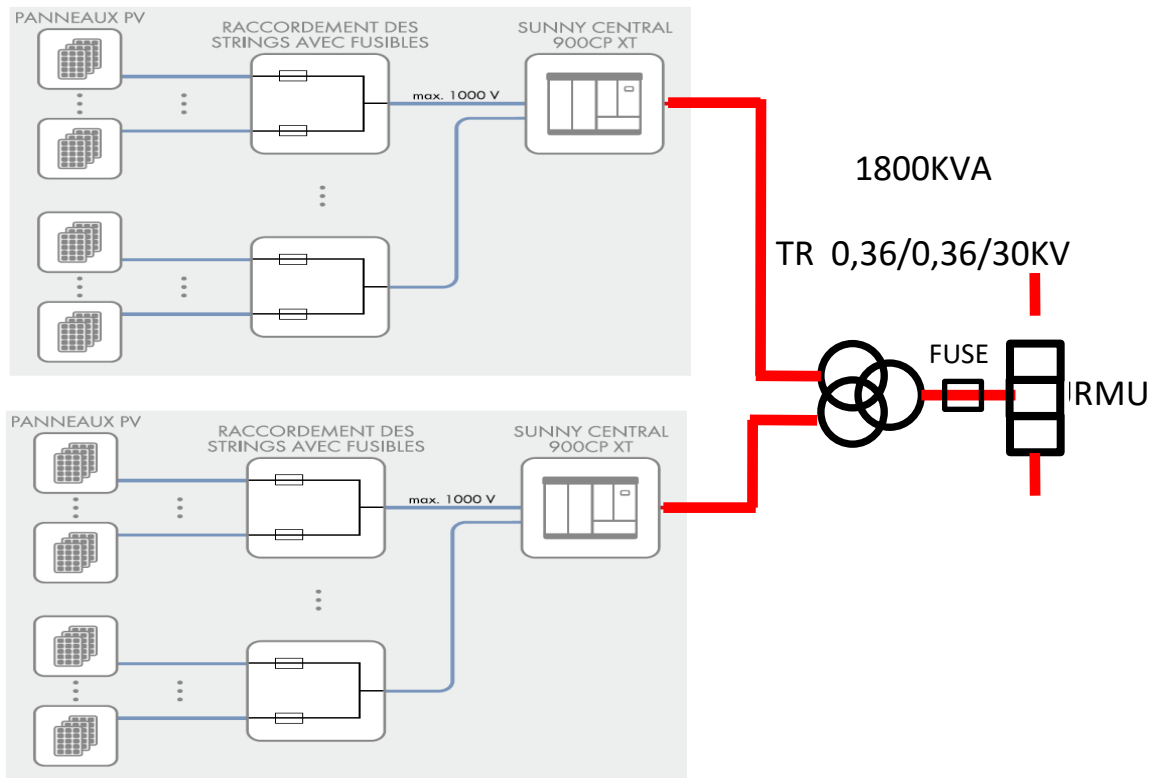


Figure II.11: Schéma simplifié du SKID.

II.5.6.1 Schéma bloc des cheminements des câbles :

Ce schéma représente les cheminements du câble du panneau au réseau électrique, il faut bien notée que l'installation constitué de 6 transformateur forme en boucle.

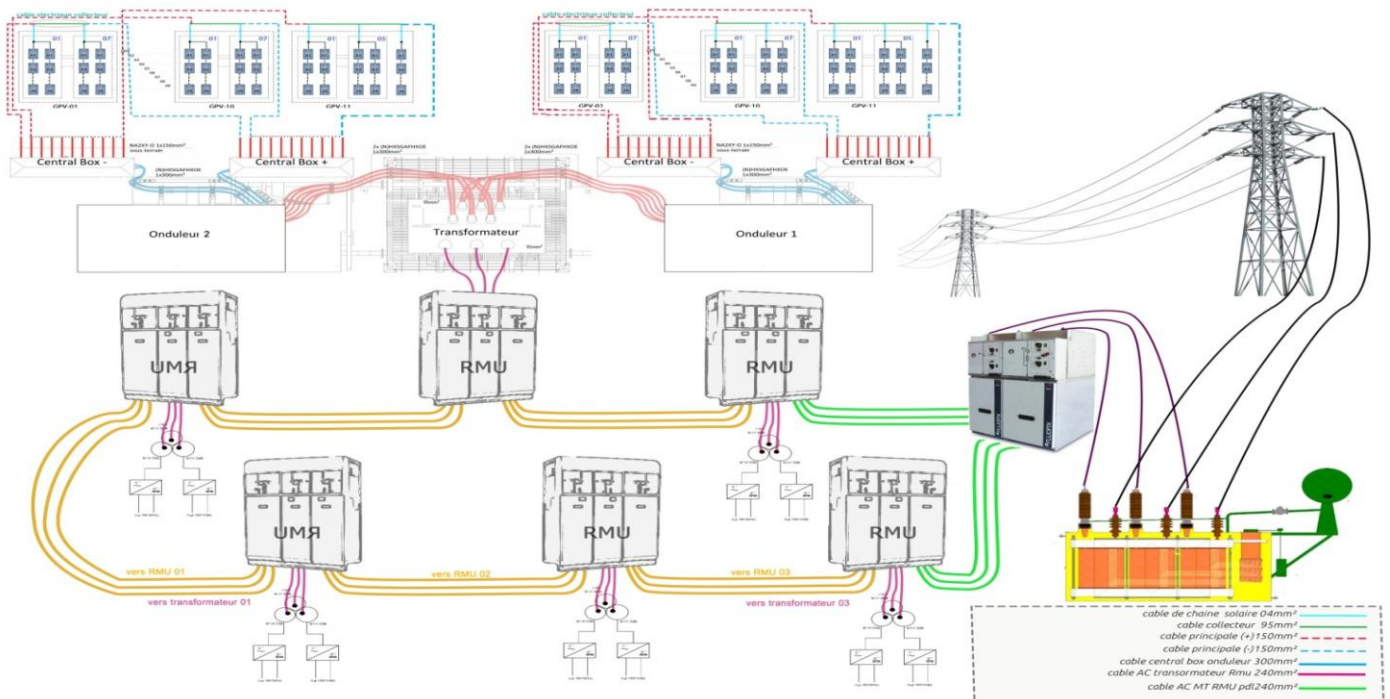
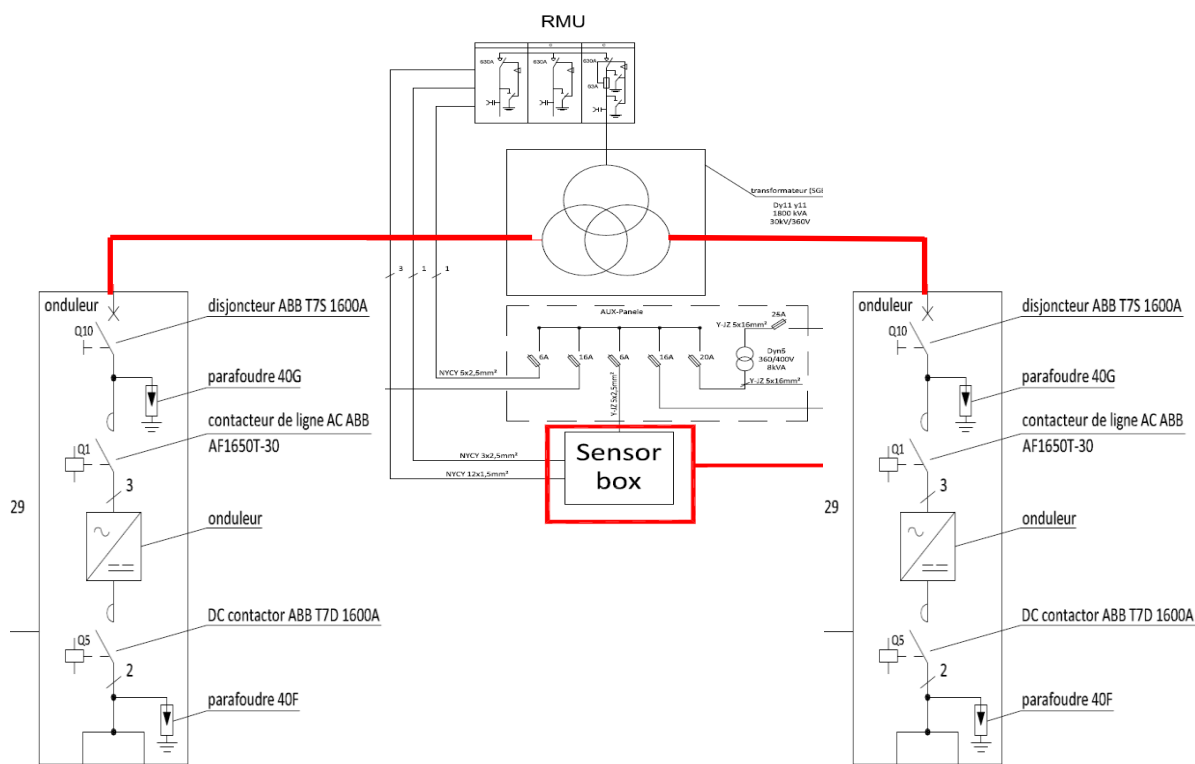


Figure II.12 : Schéma des cheminements de câbles du panneau au réseau électrique. [14]

➤ Dispositifs de protection de l'onduleur

Dispositifs de protection

Dispositif de déconnexion côté DC	Interrupteur-sectionneur motorisé	
Dispositif de déconnexion côté AC	Disjoncteur AC	Disjoncteur AC
Protection contre les surtensions DC	Parafoudre de type I	Parafoudre de type I
Protection contre la foudre (selon CEI 62305-1)	Classe de protection contre la foudre III	
Détection du réseau en site isolé actif / passif	● / -	● / -
Surveillance du réseau	●	●
Surveillance du défaut à la terre / Surveillance du défaut à la terre avec commande à distance	0 / 0	0 / 0
Surveillance d'isolement	0	0
Parafoudres d'alimentation auxiliaire	●	●
Classe de protection (selon CEI 62103) / Catégorie de surtension (selon CEI 60664-1)	I / III	I / III



FigureII.13 Illustration de la Protection du Skid.[14]

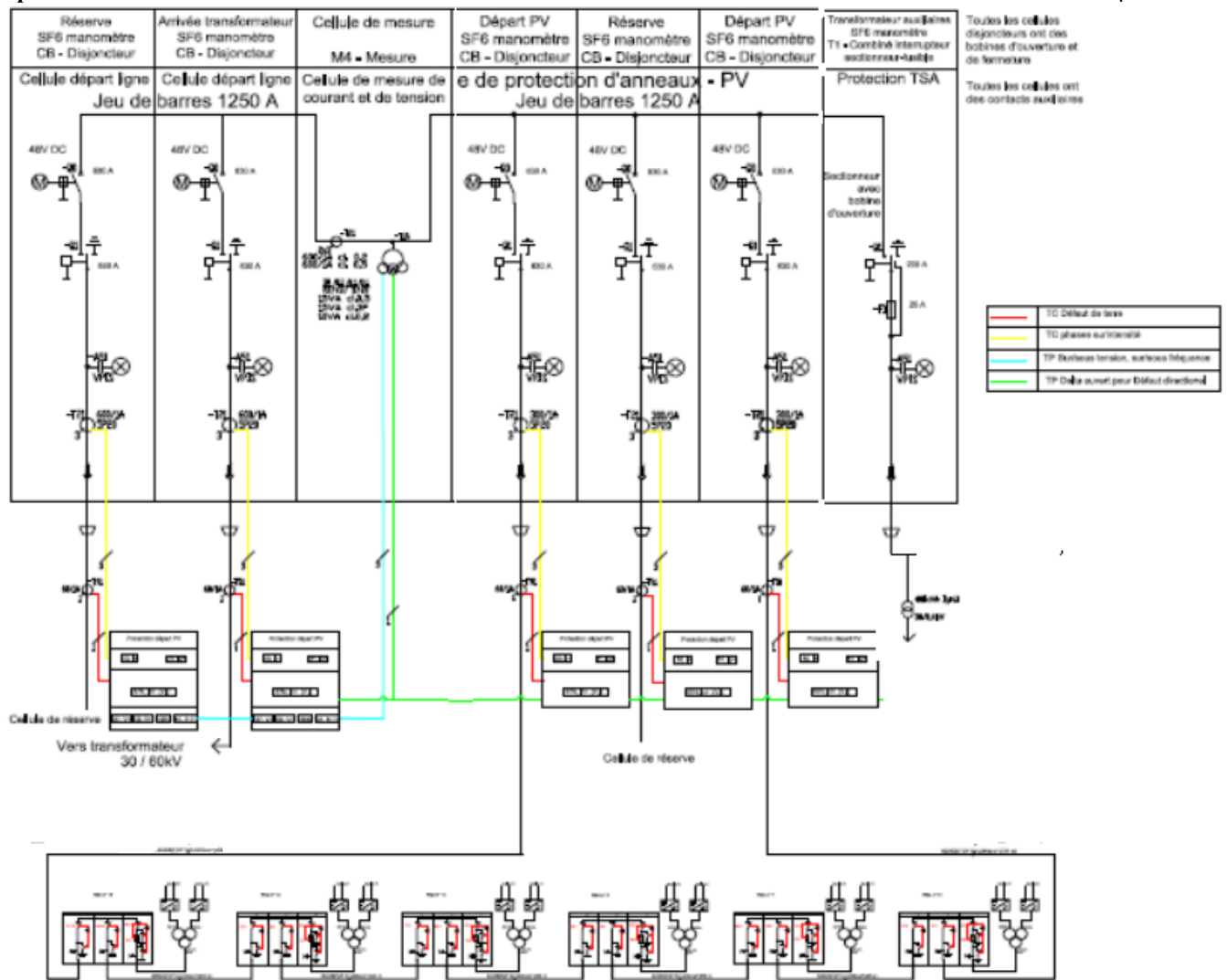


Figure II.14 : Schéma unifilaire de la connexion RMU global et protection globale.[12]

La centrale comprend **12** onduleurs SMA SC800XT connectés par paires à 06 transformateurs **1800KVA**

Les six RMU sont connectés pour former deux boucles fermées, raccordées aux cellules de protection MT 30KV

Chaque une des deux boucles est composée de **06 skids**,

II.5.7 Calcule du courant nominal d'une boucle

$$I_n = Nbr_skid * \frac{2 * Inverter_power * 10^3 * 1.1 \text{ transfer_overload}}{U} \quad (II.24)$$

$$I_n = 6 * \frac{2 * 880 * 1.1 * 10^3}{30\,000 * \sqrt{3}} = 223,55 \text{ A}$$

Pour la partie mesure et protection, un transformateur TC avec un ratio **300/1A** est adapté

➤ **Dimensionnement du disjoncteur Cellule arrivée**

$$I = I_n * 2 = 2 * 223,55 = 447,1 \text{ A} \quad (II.25)$$

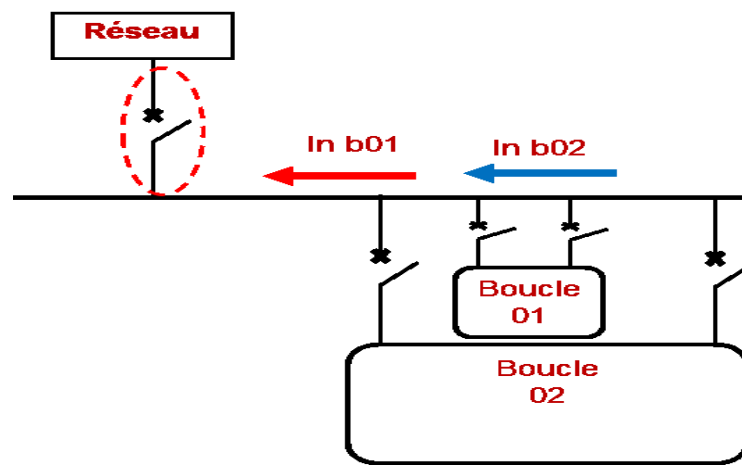


Figure II.17: disjoncteur cellule arrivé.[13]

Le calibre du disjoncteur doit être $> 447.1A$, donc un disjoncteur de **630A** est adapté et un transformateur TC avec un ratio **400/1A** est adapté au niveau de la cellule

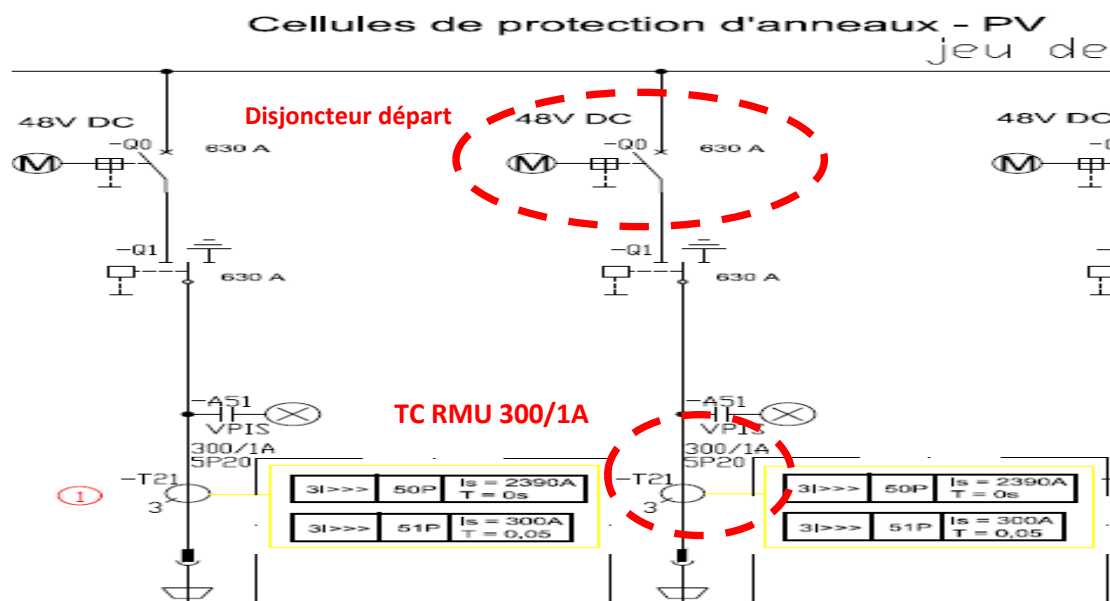


figure II.18 schéma unifilaire de cellules de protection d'anneaux photovoltaïques (PV)

➤ Dimensionnement du fusible TSA 400KVA

$$In = \frac{\text{puissance_transfo.KVA}}{U} \quad (\text{II.26})$$

$$In = \frac{400.KVA}{\sqrt{3}.30. 10^3} = 7.70A$$

D'après la documentation technique du fluarc (schneider),Le choix d'un fusible de **25A** est adapté

Tableau II.8 : Sélection du calibre des fusibles TSA selon le constructeur (Schneider-Electric /SIBA)

Type de fusibles	Tension nominale (kV)	Courant nominal du fusible haute tension (A)													
		100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	
CF (Schneider-Electric))	30	6.3	6.3	10	10	16	20	25	25	31.5	31.5	40	-	-	
	33	6.3	6.3	10	10	16	16	20	25	31.5	31.5	40	-	-	
SIBA	30 / 36	6.3	10	10	16	16	20	25	25	32	40	40	50	63	

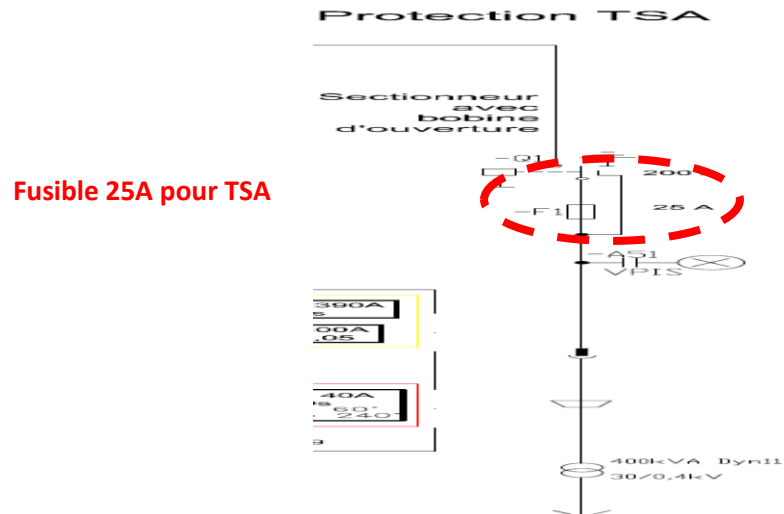


Figure II.19 Protection TSA

➤ Dimensionnement du fusible du Transfo 1800KVA

$$I_n = \frac{\text{puissance_transfo.KVA}}{U} \quad (\text{II.27})$$

$$I_n = \frac{1800\text{KVA} \cdot 1.1}{\sqrt{3} \cdot 30\text{KV}} = 34.68\text{A}$$

D'après la documentation technique du flusarc (schneider), Le choix d'un fusible de **63A** est adapté

Tableau II.9 : Sélection du calibre des fusibles HT selon le constructeur (Schneider-Electric /SIBA)

Type de fusibles	Tension nominale (kV)	Courant nominal du fusible haute tension (A)												
		100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600
CF (Schneider-Electric))	30	6.3	6.3	10	10	16	20	25	25	31.5	31.5	40	-	-
	33	6.3	6.3	10	10	16	16	20	25	31.5	31.5	40	-	-
SIBA	30 / 36	6.3	10	10	16	16	20	25	25	32	40	40	50	63

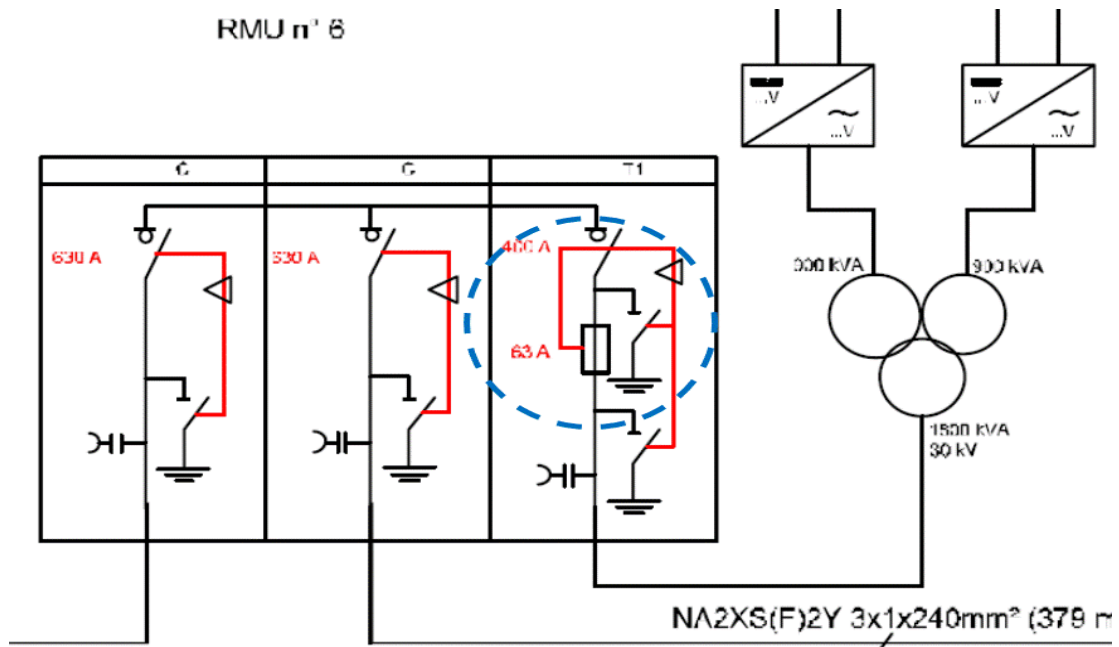


Figure II.20 : Schéma unifilaire de la connexion RMU entre un Skids.[14]

II.5.8 Dimensionnement des câbles MT

➤ Câble transformateur Skid et cellule RMU :

Chaque SKID à deux onduleurs, la chute de tension maximale autorisée est de 10% De la tension nominale autorisée est donc de 27KV.

a) Le courant d'emploi $I_{B.skid}$:

$$I_{B.skid} = \frac{2 \times 880 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 27 \times 10^3} = 37.64 \text{ A (II.28)}$$

6 h/jours de production PV sont supposées en moyenne, Donc la puissance maximale du Skid par jours est la suivante :

$$I_{PV,journalier} = 6 \times I_{SKID} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A / jours (II.29)}$$

b) Courant admissible I_z :

D'après les tableaux (annexe) on détermine les valeurs de K1, K2 et K3 :

$$K1 = 0.95, K2 = 0.82, K3 = 0.71$$

$$\Rightarrow I_z > \frac{I_b}{k1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.95 \times 0.82 \times 0.71} = 408.32 \text{ A (II.30)}$$

Pour trouvé la section du câble qui correspond a notre courant qui est de 408.32 A en ce réfère au tableau III.7, Alors on obtient une section de 240 mm² correspond a un courant admissible de 422 A.

➤ Connexion boucle :

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 6skid, donc:

a) Le courant d'emploi $I_{B.boucle}$:

$$I_{B.boucle} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A (II.31)}$$

b) Courant admissible $I_{z.boucle}$:

Les valeurs de K1, K2 et K3 sont déterminés a partir des tableaux (annexe) :

$$K1 = 0.90, \quad K2 = 0.88, \quad K3 = 0.87$$

$$\Rightarrow I_z > \frac{I_b}{k1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.9 \times 0.88 \times 0.71} = 401.62 \text{ A (II.32)}$$

Pour trouvé la section du câble qui correspond a notre courant de 401.62 A en ce réfère au tableau III.7, puisque la valeur calculée n'est pas normalisée sur ce tableau, donc on choisi la première valeur supérieur normalisée sur le tableau $I_z = 422 \text{ A}$ et on obtient une section de 240 mm^2

➤ Connexion au poste de livraison PdL :

Le courant circulant dans le câble est le courant injecté par les 6 skid, avec la même méthode de calcul on obtient :

a) Le courant d'emploi $I_{B.boucle}$:

$$I_{B.boucle} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A (II.34)}$$

b) Courant admissible I_z

D'après les tableaux (annexe) les valeurs de $K1$, $K2$ et $K3$ Egales :

$$K1 = 0.95, \quad K2 = 0.73, \quad K3 = 0.79 \text{ (II.35)}$$

$$\Rightarrow I_z > \frac{I_b}{k1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.95 \times 0.73 \times 0.79} = 412.21 \text{ A (II.36)}$$

Pour trouvé la section du câble qui correspond a notre courant en ce réfère au tableau III.7, alors on obtient une section de 240 mm^2 correspond a un courant admissible de 422 A

Nombre de fils et section transversale nominale Number of cores and cross-section	Courant de court-circuit admissible, conducteur Conductor short-circuit current	Courant de court-circuit admissible, écran Screen short-circuit current	Constante de temps de chauffage (en triangle) * Time heating constant (trefoil) *	Constante de temps de chauffage (à plat) * Time heating constant (flat) *	Capacité dans l'air (en triangle) * Current ratings of cable in air (trefoil) *	Capacité dans l'air (à plat) * Current ratings of cable in air (flat) *	Capacité en état enterré (en triangle) * Current ratings of cable in ground (trefoil) *	Capacité de charge : en état enterré (à plat) * Current ratings of cable in ground (flat) *
mm ²	kA	kA	s	s	A	A	A	A
1x50/16	4.7	3.2	263	202	187	219	174	195
1x70/16	6.6	3.2	337	258	232	273	213	238
1x95/16	9.0	3.2	425	327	282	331	254	283
1x120/16	11.3	3.2	510	395	325	382	289	321
1x150/25	14.2	5.0	632	504	367	429	322	354
1x185/25	17.5	5.0	735	594	421	492	364	399
1x240/25	22.7	5.0	897	737	496	578	422	458

Figure II.21: Reference of the Transmission Cable MT.[12]

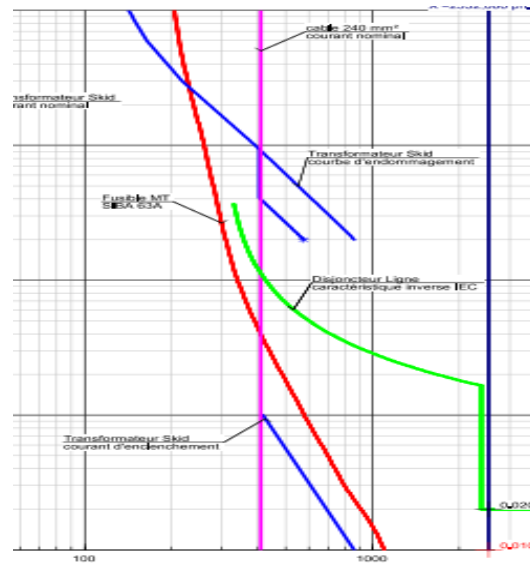


Figure II.23 : Plan de coordination des protections surintensité — Protection des Boucles PV

Si, on prend en considération les calculs la caractéristique de la protection **51 (max I)** coupe celle du fusible,

Donc on doit la décalé pour assurer la sélectivité, donc le seuil de la protection **51 (max I)** remonte à 300A

Sélectivité entre Les protections

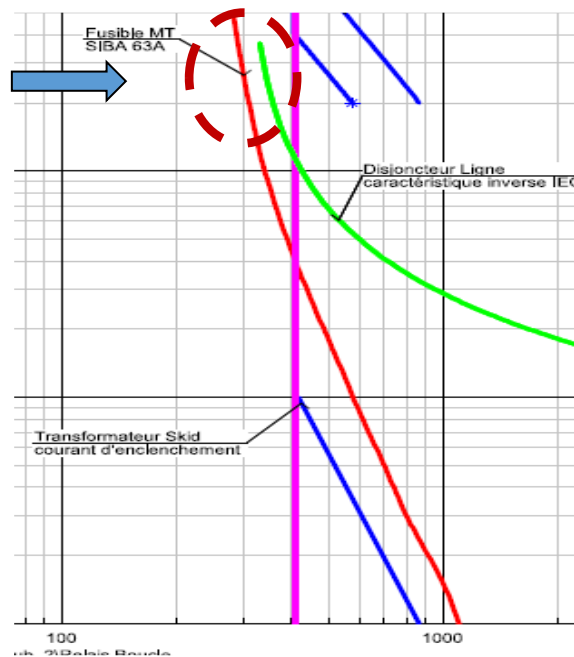


Figure II.24 Plan de coordination des protections — Relais Boucle 2

En cas de court-circuit au niveau du jeu de barre **30KV**, le courant généré pour atteindre au maximum **2532A**

$$I_{cc} = \frac{U}{Z_{ccT}} = \frac{U}{Z_{cc} + Z_{c1} + Z_{c2}} \quad (\text{II.39})$$

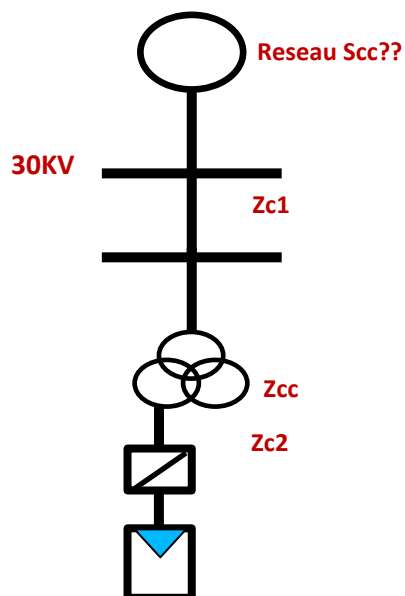


Figure II.25 : Schéma unifilaire de calcul du courant de court-circuit — Jeu de barres 30 Kv

Si un court-circuit se produit en aval des RMU, le fusible fond instantanément,
Le temps de réaction de la protection est alors de l'ordre de **10ms**

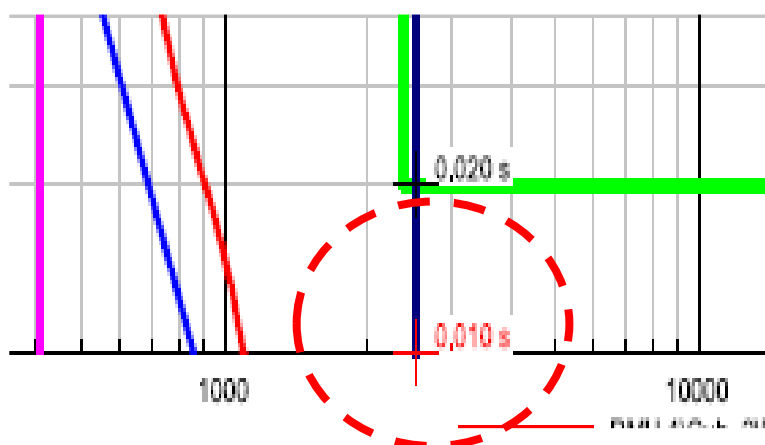


Figure II.26 Plan de coordination des protections — Temps de déclenchement court-circuit aval RMU

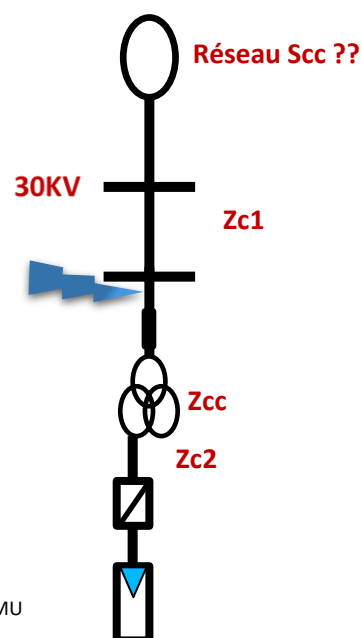


Figure II.27 Schéma unifilaire Court-circuit amont RMU (Ring Main Unit) 30kV

Si un court-circuit se produit en amont des RMU, C'est le disjoncteur qui
Déclenchera après **20ms**

Les transformateurs des Skid ainsi que les câbles **240mm²**, sont
correctement protégés,

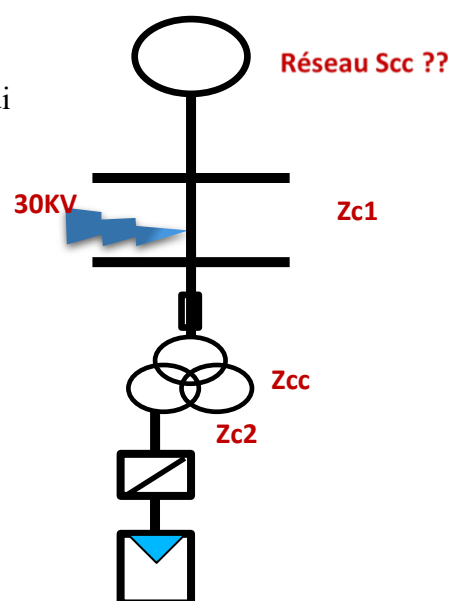


Figure II.28 : Schéma unifilaire — Court-circuit aval RMU (Ring Main Unit) 30 kV

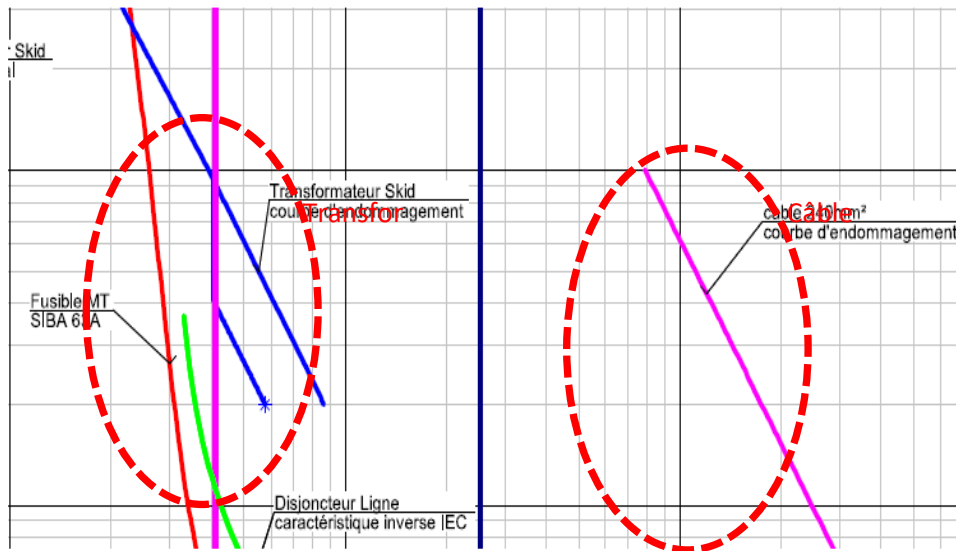


Figure II.29 : Plan de coordination des protections — Transformateur Skid & Câble 240 mm²

II.6.1.3 Protection des Cellules Arrivées

Le courant instantané maximum correspond à l'enclenchement simultané des **10 transfo 1800KAV**:

$$I = \frac{10 * 12 * 1800 KVA}{\sqrt{3} * 30 KV} = 4161.8 A \text{ @ } 30 KV \quad (\text{II.40})$$

Soit **4786A** en prenant en compte une marge de 15%, afin d'éviter tout déclenchement intempestif,

II.6.1.4 Protection courant de terre

Les relais de protection des cellules MT sont équipés d'une protection **67N** dite de maximum de courant de terre directionnelle

La protection de la cellule de boucle est réglée à **20%** du courant nominal des **05 transfo 1800KVA**

$$I = \frac{20\% * 5 * 1800 KVA}{\sqrt{3} * 30 KV} = 34.68 A \text{ @ } 30 KV \quad (\text{II.41})$$

Soit **39,88A** en prenant en compte une marge de 15%, afin d'éviter tout déclenchement intempestif,

Le ratio du TC adapté est **40/1A**

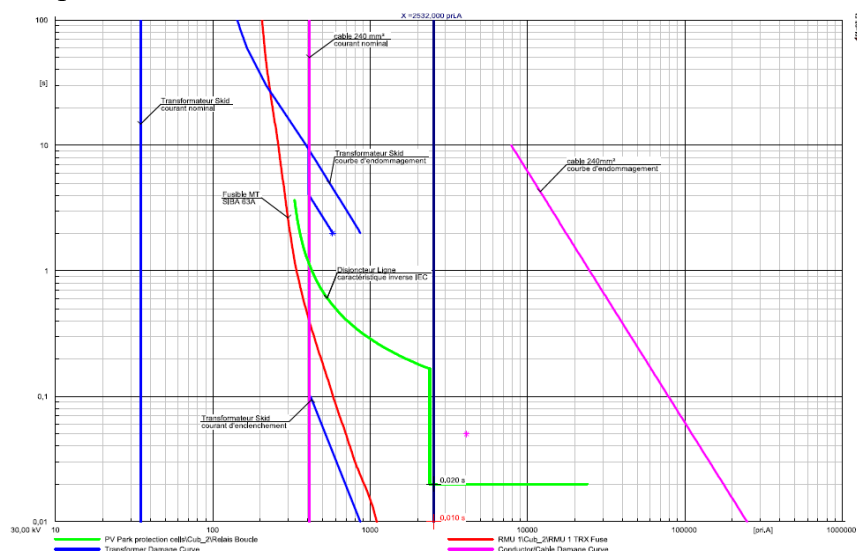
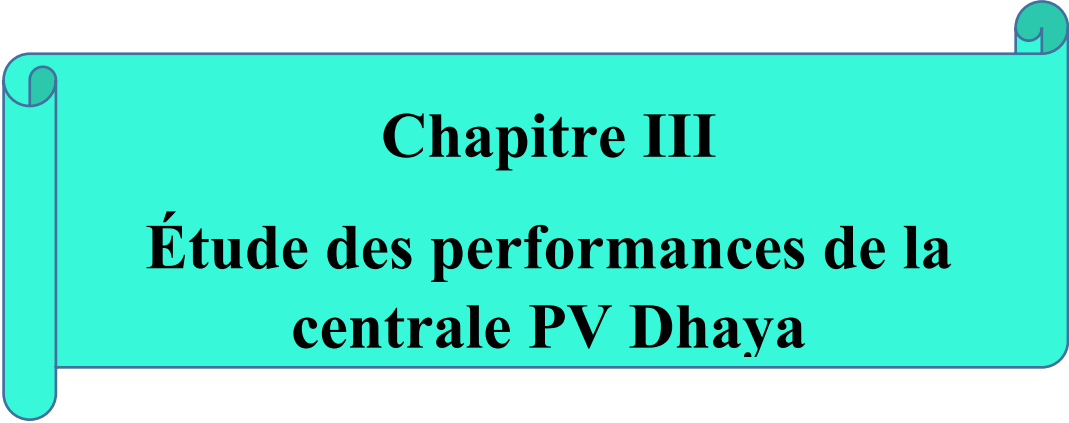


Figure II.30 : Plan de coordination des protections terre — Protection Directionnelle 67N, Cellules MT

II.7. Conclusion

L'étude technique développée dans ce deuxième chapitre a permis de valider rigoureusement le dimensionnement électrique et le plan de protection de la centrale photovoltaïque de 12 MW de Dhaya. En s'appuyant sur les calculs des courants d'emploi et admissibles corrigés selon les contraintes environnementales, l'architecture DC a été optimisée par l'usage de câbles de 4mm^2 pour les chaînes, de 95mm^2 pour les collecteurs NFA2X et de 150mm^2 en aluminium pour les liaisons principales enterrées. Pour la partie Moyenne Tension, la prise en compte de la résistivité thermique du sol et du groupement des circuits a conduit à la standardisation d'une section de **240mm^2** (422A) pour l'ensemble des liaisons stratégiques, englobant les connexions des transformateurs aux cellules RMU, l'interconnexion des boucles et le raccordement final au poste de livraison. Enfin, la sécurité de l'installation est pleinement assurée par une configuration en deux boucles fermées facilitant l'isolation des branches, associée à une coordination précise des protections incluant des fusibles de 63A pour les transformateurs de 1800kVA, un seuil de surintensité ajusté à 300A (relais 51) et une protection directionnelle de terre (67N) garantissant une élimination des défauts en un temps record de 10 à 20 ms. Ce choix global concilie ainsi une réduction optimale des pertes par effet Joule avec un niveau maximal de sécurité, de fiabilité et de continuité de service pour la centrale.



Chapitre III

Étude des performances de la centrale PV Dhaya

III.1. Introduction :

L'analyse des performances des systèmes de production et des installations industrielles de transmission d'énergie électrique, notamment des centrales photovoltaïques, est essentielle et doit être effectuée régulièrement afin de contrôler leur efficacité et le taux de dégradation de leurs systèmes énergétiques. Pour évaluer précisément les performances, nous devons collecter de nombreuses données provenant de différentes sources disponibles.

L'analyse des performances d'une centrale photovoltaïque repose sur plusieurs indicateurs clés. La puissance de sortie, le rendement de référence, le rendement du système et la production finale sont autant de critères importants pour évaluer l'état de fonctionnement de l'installation. Le facteur de capacité et le ratio de performance témoignent également de la robustesse du système. Dans cette étude, nous allons utiliser PVSyst pour la simulation et l'évaluation du dimensionnement de la centrale photovoltaïque de Dhaya réceptionnée au fin 2016. Il offre une interface conviviale et une assistance contextuelle détaillée, expliquant les procédures et modèles utilisés, ce qui en fait un outil pédagogique précieux et une ressource efficace pour le développement de projets photovoltaïques.

Nous présenterons un aperçu des différentes pertes, des ratios de performance et des opérations de maintenance. Nous expliquerons les phases d'exploitation et de surveillance de la centrale, ainsi que le système SCADA. Notre étude respectera les normes de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de la Commission électrotechnique internationale (CEI 61724).

III.2 Protocoles de maintenance

Enfin, pour garantir une continuité de service optimale, nous aborderons les protocoles de maintenance mis en place pour protéger les équipements. Ces protocoles contiennent les méthodes de nettoyage, les opérations d'entretiens, les interventions de maintenance et les quantifications des pertes énergétiques du système. Un bon plan de soutien du système de production contribue de manière significative à améliorer le ratio de performance (RP) de l'installation. Ce dernier est généralement estimé entre 0.65 et 0.70 pour cette région, en parfaite adéquation avec le coefficient de pertes global ($C_p = 65\%$) calculé pour le site.

Le Performance Ratio (PR) dépend principalement des facteurs suivants :

- L'incertitude météorologique globale
- L'effet de la température sur les modules (un facteur très important à Sidi Bel Abbès)
- Les pertes par salissures et accumulation de poussière, estimées à 10%
- Le rendement global de l'onduleur, estimé à 90% (soit 10% de pertes)
- Les pertes ohmiques dans les câbles DC et AC, ainsi que les pertes par faible éclaircissement.

III.2.1. Les pertes énergétiques du système

Dans une centrale de grande envergure comme celle de **Dhaya**, l'identification et l'évaluation des pertes sont cruciales pour garantir la précision du productible annuel. Ces pertes interviennent à différents stades de la chaîne de conversion :

III.2.1.1 Pertes au niveau du champ photovoltaïque (DC) :

✓ Pertes par température :

C'est la perte la plus significative à Sidi Bel Abbès. Le rendement des modules diminue lorsque leur température dépasse **25°C**.

✓ Pertes par salissures : Elles sont dues à l'accumulation de poussière et de sable sur les modules. Pour ce projet, elles sont estimées à **10%** compte tenu de l'environnement semi-aride.

✓ Pertes par désadaptation : Elles résultent des petites différences de caractéristiques électriques entre les modules d'une même chaîne.

✓ Pertes ohmiques (Câblage DC) : Chute de tension dans les câbles reliant les modules aux boîtes de jonction et aux onduleurs.

III.2.1.2 Pertes de conversion (Onduleurs) :

✓ L'onduleur SMA Sunny Central 800CP présente un rendement maximal de **98.6%**. Les **1.4%** restants sont dissipés sous forme de chaleur lors de la conversion du courant continu (DC) en courant alternatif (AC).

✓ Pertes par écrêtage : Si la puissance du champ PV dépasse la capacité maximale de l'onduleur.

III.2.1.3 Pertes au niveau du transport et transformation (AC) :

✓ Pertes dans les transformateurs : Pertes fer et pertes cuivre lors de l'élévation de la tension de 315 V à 30 kV.

✓ Pertes ohmiques (Câblage AC) : Chute de tension entre la sortie de l'onduleur et le point d'injection au

Réf	Type de Perte	Description Technique et Impact
A	Salissures (Soiling)	Pertes dues à l'accumulation de poussière ou de sable sur la surface des modules. Cela réduit l'intensité du courant I_{sc} sans affecter significativement la tension. Estimée à 10% pour le site de Dhaya.
B	Diodes de protection	Chute de tension aux bornes des diodes série (anti-retour) et des diodes de bypass intégrées aux modules.
C	Ohmiques (Câblage)	Pertes par effet Joule dans les câbles DC (entre modules et onduleurs) et AC (entre onduleurs et transformateurs), variant selon la section, la longueur et l'intensité du courant.
D	Thermiques (Température)	Perte affectant directement la tension (V_{oc} et V_{mpp}). La puissance crête diminue lorsque la température des cellules dépasse 25°C (Coefficient de température gamma).
E	Faible éclaircissement	Écart dû à la non-linéarité du rendement sous un faible ensoleillement (début et fin de journée), où le courant produit est trop faible pour une conversion optimale.
F	Tolérance de puissance	Écart entre la puissance réelle mesurée en usine et la puissance nominale annoncée par le fabricant (Mismatch). Généralement non pris en compte si les modules sont de "Classe A".
G	Conversion (Onduleur)	Pertes résultant du processus de conversion du courant continu (CC) en courant alternatif (CA), avec un rendement allant jusqu'à 98,6 % pour les onduleurs SMA utilisés.

réseau.

Tableau III.1 : Types des pertes.

III.2.2. Opération d'entretien et de maintenance.

Dans la centrale photovoltaïque de Dhaya et toutes les centrales réalisées par l'Algérie ont le même programme d'entretien et de maintenance comme suite. [15]

➤ Répartition des tâches et planification de la maintenance

La gestion de la centrale de **Dhaya** repose sur un planning rigoureux qui définit les responsabilités et les interventions nécessaires pour assurer la pérennité des équipements. Ce planning inclut la gestion du nettoyage, l'inspection technique, le stock des pièces de rechange et le suivi budgétaire.

➤ **Plan d'entretien annuel**

Le plan d'entretien regroupe les prévisions annuelles des contrôles courants et périodiques. Une fiche de suivi technique permet de consigner les dates d'intervention, le type d'inspection et les résultats obtenus. Ce document est renouvelé annuellement pour s'adapter à l'état de vieillissement de la centrale.

III.2.3. Contrôle courant (Maintenance quotidienne)

Il s'agit d'une inspection visuelle et numérique effectuée quotidiennement par les techniciens. Ce contrôle s'appuie sur le système de supervision (SCADA) pour anticiper d'éventuelles pannes.

Les observations sont consignées dans une fiche journalière détaillée couvrant les sections suivantes :

- ✓ **Les rangées de modules PV** : Vérification de l'intégrité physique et de l'absence d'ombrage.
- ✓ **Les boîtiers de jonction (Combiner Boxes)** : Inspection visuelle pour détecter des signes de surchauffe.
- ✓ **Les armoires de commande et onduleurs** : Surveillance des écrans de contrôle et des alarmes système.
- ✓ **Le poste de livraison** : Vérification des indicateurs de tension et de courant.

➤ **Contrôle périodique (Maintenance préventive)**

Effectué tous les deux mois, ce contrôle est plus approfondi et inclut des mesures électriques précises pour évaluer l'état de l'installation à long terme :

- ✓ **Mesures électriques** : Test des résistances d'isolement et mesure des tensions à vide (Uoc) au niveau des boîtes de jonction.
- ✓ **Essais de fonctionnement** : Vérification des dispositifs de sécurité, des relais de protection et des systèmes d'arrêt d'urgence.
- ✓ **Serrage et connectique** : Contrôle des connexions électriques pour éviter les résistances de contact dues aux vibrations ou aux cycles thermiques.

En cas de défaillance, l'anomalie est enregistrée immédiatement dans le registre de maintenance pour procéder au remplacement de la pièce défectueuse (onduleur, fusible, ou module).

➤ **Anomalies et réparations**

Malgré la haute fiabilité des équipements, la centrale peut être sujette à des défaillances techniques nécessitant une intervention corrective. Toutes les anomalies détectées, ainsi que les réparations effectuées, sont consignées dans un registre spécifique (commun au contrôle périodique).

Chaque fiche d'intervention comprend les éléments suivants :

- ✓ **Date de détection** : Moment précis où l'anomalie a été signalée par le système SCADA.
- ✓ **Équipements utilisés** : Outillages de mesure et pièces de rechange nécessaires.
- ✓ **Nature et causes de l'anomalie** : Analyse du défaut (ex: court-circuit, défaillance d'un composant électronique, dégradation d'un câble).
- ✓ **Date de réparation** : Date de remise en service de l'équipement défectueux.

➤ Le Nettoyage des modules

Le rendement de la centrale de **Dhaya** dépend fortement de la propreté de la surface des modules. L'accumulation de poussière peut engendrer des pertes de production significatives (estimées à **10%** dans nos calculs).

III.2.4. Les méthodes de nettoyage sont considérées :

- ✓ **Nettoyage naturel par la pluie** : Bien que cette méthode soit gratuite, elle reste aléatoire et insuffisante dans une région semi-aride comme celle de Sidi Bel Abbès, où la pluviométrie est irrégulière.
- ✓ **Nettoyage mécanique (Machine mobile)** : C'est la méthode la plus efficace pour les grandes centrales. Elle utilise des machines mobiles (Figure II.4) équipées de brosses rotatives et de systèmes d'arrosage. Ce procédé garantit une élimination optimale des dépôts de poussière et de sable, assurant ainsi le maintien du coefficient de performance (**PR**) de l'installation.

III.3 Phase d'exploitation

III.3.1. La gestion quotidienne

L'exploitation de la centrale photovoltaïque de **Dhaya** est conçue pour garantir une continuité de production maximale avec une intervention humaine réduite. Cette phase repose sur trois piliers principaux :

- ✓ **Gestion continue et optimale** : Une administration technique basée sur l'analyse des données de production en temps réel pour assurer un rendement stable.
- ✓ **Équipe de maintenance** : Une équipe technique spécialisée (souvent locale) intervient pour les opérations de maintenance préventive et corrective, guidée par les rapports du système de supervision.
- ✓ **Maintenance préventive** : Elle inclut principalement le nettoyage périodique des modules (essentiel dans les zones semi-arides comme Sidi Bel Abbès pour limiter les pertes par salissures) et l'inspection thermique des connexions pour prévenir les points chauds (Hot-spots).

III.3.2. La surveillance de la centrale

Le fonctionnement des installations est surveillé à distance grâce à un système **SCADA** (*Supervisory Control and Data Acquisition*), qui constitue le cerveau de la centrale. Ce système permet :

- ✓ **Télésurveillance en temps réel** : Un accès permanent aux paramètres des 12 unités de production. Chaque onduleur SMA Sunny Central transmet ses données (courant, tension, puissance) instantanément.
- ✓ **Détection précoce des anomalies** : Le système identifie précisément les défauts, qu'il s'agisse d'un fusible grillé dans un boîtier de jonction, d'une défaillance d'un onduleur ou d'une baisse anormale de production sur une rangée de panneaux.
- ✓ **Instrumentation météo** : Des capteurs sont installés sur site pour mesurer l'irradiation solaire, la température ambiante et la température des cellules. Ces valeurs sont comparées à la production réelle pour calculer le Performance Ratio (PR).

III.3.3. Couplage avec le réseau électrique

L'injection de l'électricité dans le réseau de distribution de SONEGAS est strictement contrôlée par des dispositifs de sécurité automatiques :

- ✓ **Régulation de puissance** : En cas de surcharge du réseau public ou de fluctuations de fréquence, le système de contrôle des onduleurs limite automatiquement la puissance injectée (*Power Limiting*).
- ✓ **Protection de découplage (Anti-îlotage)** : En cas de panne sur le réseau national, la centrale est instantanément déconnectée. Cette sécurité est cruciale pour protéger le personnel de maintenance intervenant sur les lignes électriques et pour préserver l'intégrité des équipements de la centrale. La reconnexion ne s'effectue qu'après la stabilisation totale des paramètres du réseau

III.4. Simulation à l'aide du logiciel PVsyst

Une étape cruciale dans l'évaluation des systèmes photovoltaïques consiste à calculer les paramètres de performance attendus des centrales photovoltaïques dès la phase de conception. En plus des dimensions du système et des spécifications techniques des composants, une estimation précise de ces paramètres requiert l'utilisation de diverses informations telles que les données météorologiques locales (rayonnement solaire, température, vitesse du vent, humidité). De nombreux chercheurs ont souligné l'importance des outils d'évaluation de la performance des centrales solaires. Plusieurs outils de simulation sont disponibles pour analyser pleinement la performance des centrales solaires. Dans ce cas précis, les logiciels PVsyst, SAM, PVGIS et SolarGis ont été utilisés pour la prévision et la modélisation de systèmes photovoltaïques à grande échelle. Nous avons opté pour PVsyst comme logiciel de simulation afin d'évaluer le dimensionnement de l'installation photovoltaïque de Dhaya. Ce choix n'a pas été fait au hasard, mais plutôt en raison de l'acceptation généralisée et de la facilité d'utilisation du logiciel PVsyst, notamment pour les grandes installations photovoltaïques. [16]

III.5. Analyse de la performance

III.5.1. Paramètres de performance

Afin d'analyser la performance d'un système solaire photovoltaïque, les paramètres de performance ont été spécifiés par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et sont décrits dans les normes normalisées (Commission électrotechnique internationale) CEI 61724. Ces paramètres comprennent l'efficacité de référence (Y_R), l'efficacité du réseau photovoltaïque (Y_A), l'efficacité finale du système photovoltaïque (Y_F), le rapport de performance (PR), les pertes du système (LS) et les pertes diverses (LC). Ces paramètres sont utilisés pour définir la performance globale du système par rapport à la production d'énergie, aux ressources solaires et à l'effet global des pertes du système photovoltaïque. L'ensemble des mesures de rendement examinées dans la présente étude est résumé ci-dessous.

Évaluer les performances de la centrale photovoltaïque, nous avons utilisé plusieurs paramètres de performance dont l'efficacité du système (Y_{sys}), le tableau, la référence et le rendement final (Y_A , Y_R , Y_F) et au dernier taux de performance PR.

Les expressions de Y_{sys} , Y_A , Y_R , Y_F , EAC, EDC, PR, CF et H total sont présentées comme suit

-Yield de référence (YR) : Représente la quantité de rayonnement solaire disponible pendant une période donnée.

-Yield du réseau (YA) : Représente l'énergie produite par rapport au rayonnement solaire.

-Yield final (YF) : Représente l'énergie utilisable finale du système.

Performance Ratio (PR) : Il représente le ratio de performance global du système après prise en compte de toutes les pertes. [17]

$$PR = Y_F / Y_R$$

III.5.2. Ratio de performance (PR)

Toutes ces pertes sont agrégées pour définir le Ratio Performance (PR) de la centrale. Contrairement aux systèmes autonomes où l'on doit compenser les pertes pour satisfaire une charge, ici le PR indique la qualité globale de l'installation. Pour la centrale de Dhaya, le PR calculé par simulation est le rapport entre l'énergie réellement produite et l'énergie théorique attendue :

$$PR = \frac{E_{reelle}}{E_{theorique}} \quad (III.1)$$

III.5.3. Production d'énergie

III.5.3. 1. La production mensuelle

La production mensuelle totale d'énergie AC (kW h) E_{ACm} et la production DC totale moyenne mensuelle (kW h) $E_{DC,m}$ fournies par le système photovoltaïque sont définies comme :

$$E_{AC,m} = \sum_{n=1} E_{AC,n} \quad (III.2)$$

$$E_{DC,m} = \sum_{n=1} E_{DC,n} \quad (III.3)$$

Où n est le nombre de jours dans le mois.

N : représente le nombre de jours du mois

$E_{AC,n}$: est l'énergie alternative produite quotidiennement

$E_{DC,n}$: est l'énergie continue produite quotidiennement

III.5.3.2. Rendement du champ PV (YA) :

Le yield de la matrice photovoltaïque Y_A est défini comme le rapport entre l'énergie totale produite en courant continu E_{DC} (kWh) par le système photovoltaïque pendant une période donnée (jour, mois ou année) et la puissance nominale P_0 (kWc) du générateur photovoltaïque, dans des conditions standard de test (STC : Standard Test Conditions), à savoir : une irradiance de 1000 W/m², une température de cellule de 25 °C et un spectre solaire de référence AM 1.5-G.

Ainsi, le yield de la matrice est exprimé par :

$$Y_A = \frac{E_{DC} \left[\frac{kWh}{jour} \right]}{P_0 [kW]} \left[\frac{h}{jour} \right] \quad (III.4)$$

- E_{DC} représente l'énergie totale produite en courant continu par le champ photovoltaïque (kWh) ;

- P_0 est la puissance nominale installée du système photovoltaïque (kWc) ;

- Y_A est exprimé en heures (h), représentant le temps équivalent de fonctionnement à puissance nominale.

III.5.3.3. Rendement de référence (Y_R) :

Le rendement de référence Y_R est défini comme le rapport entre la quantité totale de rayonnement solaire incident sur le plan des modules photovoltaïques I_{POA} (kWh/m²) et le rayonnement de référence G_0 (1 kW/m²).

Ce paramètre représente le nombre d'heures équivalentes pendant lesquelles l'irradiance solaire est égale à la valeur de référence. Ainsi, Y_R caractérise la ressource solaire disponible pour le système photovoltaïque.

Il est exprimé par :

$$Y_R = \frac{I_{POA}}{G_0} \quad (III.5)$$

- I_{POA} : irradiation solaire totale reçue sur le plan des modules photovoltaïques (kWh/m²),

- G_0 : irradiance de référence (1 kW/m²),

- Y_R : rendement de référence exprimé en heures (h).

III.5.3.4. Rendement finale PV (Y_F) :

La performance finale Y_F correspond au rapport entre l'énergie totale produite en courant alternatif par le système photovoltaïque E_{AC} (kWh) et la puissance nominale installée P_0 (kWc).

Ce paramètre représente le nombre d'heures équivalentes pendant lesquelles le champ photovoltaïque devrait fonctionner à sa puissance nominale pour produire la même quantité d'énergie.

Il est exprimé par :

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_0} \quad (III.6)$$

- E_{AC} : énergie totale en courant alternatif délivrée par l'onduleur du système photovoltaïque sur une période donnée (kWh),

- P_0 : puissance nominale installée du champ photovoltaïque (kWc),

- Y_F : rendement final exprimé en heures (h).

III.5.3.5. Rendement du système PV (η_{sys}) :

Le rendement du système photovoltaïque η_{sys} est défini comme le rapport entre l'énergie totale produite par le système en courant alternatif E_{AC} et l'énergie solaire incidente reçue sur le plan des modules, représentée par le produit de l'irradiation sur le plan des panneaux et la surface totale du champ photovoltaïque.

Ce paramètre permet d'évaluer l'efficacité globale de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique utile.

Il est exprimé par :

$$\eta_{sys} = \frac{E_{AC}}{I_{POA} \times S} \times 100\% \quad (III.7)$$

- E_{AC} : énergie électrique totale produite en courant alternatif (kWh),

- I_{POA} : irradiation solaire reçue sur le plan des modules photovoltaïques (kWh/m²),

- S : surface totale du champ photovoltaïque (m²),

- η_{sys} : rendement global du système photovoltaïque (sans unité ou en %).

III.5.3.6. Ratio de performance (PR) :

Le rapport de performance (Performance Ratio, PR) est une grandeur sans dimension qui fournit des informations essentielles sur les pertes globales du système photovoltaïque, notamment celles liées aux modules, aux onduleurs, aux câbles, aux conditions météorologiques ainsi qu'aux effets de température hors conditions standards (non-STC).

Cette grandeur est définie comme le rapport entre le rendement final Y_F et le rendement de référence Y_R . Elle représente ainsi la fraction de l'énergie solaire disponible qui est effectivement convertie en énergie électrique utile par le système photovoltaïque.

Il peut être exprimé comme suit :

$$PR(\%) = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (\text{III.8})$$

- Y_F : rendement final du système photovoltaïque (h),

- Y_R : rendement de référence (h),

- PR : rapport de performance (sans unité), généralement exprimé en pourcentage (%)

III.5.3.7. Facteur de capacité (CF) :

Le facteur de capacité (Capacity Factor, CF) est défini comme le rapport entre la production réelle d'énergie électrique et l'énergie qui serait produite si la centrale photovoltaïque fonctionnait en permanence à sa puissance nominale, soit à pleine charge, 24 heures sur 24, tout au long de l'année.

Ce paramètre permet d'évaluer le niveau réel d'exploitation de la centrale par rapport à son potentiel théorique maximal.

La capacité de production annuelle et mensuelle de la centrale photovoltaïque est exprimée par les relations suivantes :

$$CF_y = \frac{E_{AC,y}}{P_{PV, rated} \times 8760} \quad (\text{III.9})$$

$$CF_m = \frac{E_{AC,m}}{P_{PV, rated} \times 24 \times N} \quad (\text{III.10})$$

- CF_y : facteur de capacité annuel,

- CF_m : facteur de capacité mensuel,

- $E_{AC,y}$: énergie produite en courant alternatif sur une année (kWh),

- $E_{AC,m}$: énergie produite en courant alternatif sur un mois (kWh),

- $P_{PV, rated}$: puissance nominale installée de la centrale photovoltaïque (kWc),

- N : nombre de jours du mois,

-8760 : nombre total d'heures dans une année.

III.5.3.8. Perte de système (Ls) :

Les pertes du système (Losses, L_S) correspondent aux pertes globales de conversion au sein du système photovoltaïque, principalement liées aux onduleurs lors de la conversion du courant continu (DC) en courant alternatif (AC), ainsi qu'aux différentes pertes internes du système.

Elles sont déterminées par la différence entre le rendement de la matrice photovoltaïque Y_A et le rendement final Y_F .

Ainsi, elles sont exprimées par :

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (\text{III.11})$$

- Y_A : rendement de la matrice photovoltaïque (h),

- Y_F : rendement final du système (h),

- L_S : pertes du système (h).

III.5.3.9. Perte de capture réseau (L_C) :

Les pertes de capture (Losses, L_C) représentent l'ensemble des pertes diverses du système photovoltaïque. Elles correspondent à la différence entre le rendement de référence Y_R et le rendement de la matrice photovoltaïque Y_A .

Ces pertes englobent plusieurs phénomènes physiques et techniques tels que les pertes dues à la température des modules, aux câbles, à l'ombrage partiel, aux pertes spectrales, à l'encrassement (salissures), aux erreurs de suivi du point de puissance maximale (MPPT), ainsi qu'aux différentes pertes de conversion.

Ainsi, elles sont exprimées par :

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (\text{III.12})$$

- Y_R : rendement de référence (h),

- Y_A : rendement de la matrice photovoltaïque (h),

- L_C : pertes de capture (h).

III.6. Résultat et discussion des résultats réel :

Cette section présente une analyse approfondie des résultats de performance de la centrale photovoltaïque de 12 MWc à Dhaya, basée sur les données opérationnelles de l'année 2021 enregistrées par le service SCADA de la centrale. En outre, une analyse de la dégradation est effectuée pour évaluer l'efficacité et la fiabilité à long terme du système après quatre ans de fonctionnement.

III.6.1. Analyse de performance de l'année 2021 :

Les conditions environnementales évaluent l'impact des variations climatiques locales sur son rendement. Elle identifie les périodes de haute et basse performance, fournissant des bases pour optimiser l'efficacité de la centrale.

➤ **Irradiation (G):** Le graphe montre l'irradiation mensuelle moyenne (en kWh/m²) :

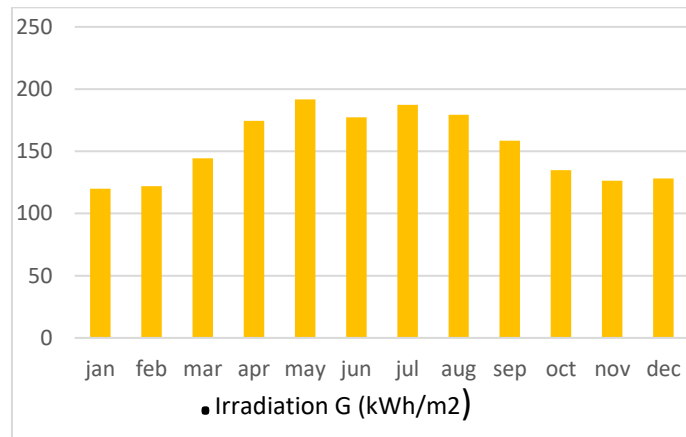


Figure III.1 : Irradiation solaire mensuel de 2021.

Les valeurs d'irradiation les plus élevées sont observées pendant les mois du printemps et d'été, notamment en mai, juillet et août, avec des valeurs atteignant respectivement **191,78 kWh/m²**, **187,19 kWh/m²** et **179,38 kWh/m²**. Cela suggère un potentiel élevé de production d'énergie solaire durant cette période de l'année. En revanche, les valeurs d'irradiation les plus basses se trouvent en janvier et février, avec des valeurs autour de **119,90 kWh/m²** et **122,02 kWh/m²** respectivement. Cela est typique car les mois d'hiver reçoivent moins de lumière solaire.

➤ **Température** : Le graphe montre la température mensuelle moyenne (en °C) :

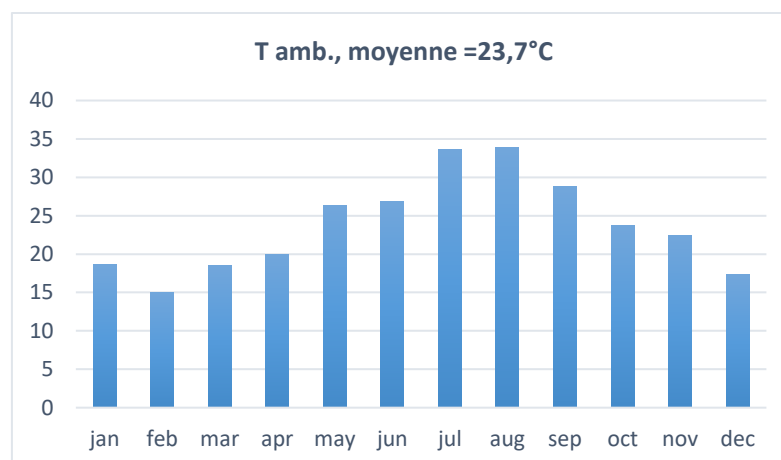


Figure III.2 : Température mensuelle de 2021.

En ce qui concerne le profil thermique du site de Dhaya (Sidi Bel Abbès), les températures moyennes mensuelles les plus élevées sont enregistrées durant la période estivale, atteignant un pic de **33,94°C** en août et **33,57°C** en juillet. Cette hausse de température pendant l'été peut influencer le rendement des modules photovoltaïques en augmentant les pertes thermiques. En revanche, les mois les plus frais sont février et décembre, avec des températures moyennes de **15,01°C** et **17,35°C** respectivement, ce qui correspond aux conditions climatiques standards de la région.

➤ **Vitesse du vent** : Le graphe montre la vitesse du vent mensuelle moyenne (en m/s):

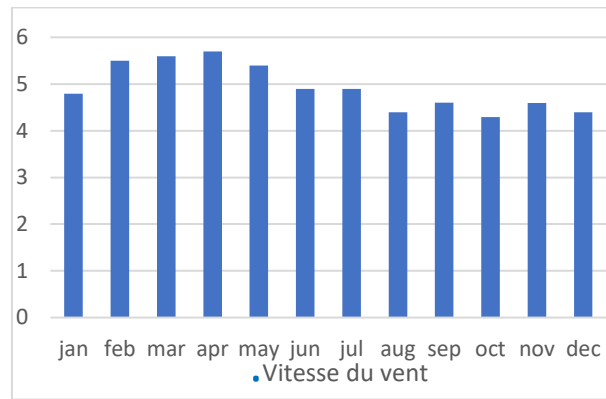


Figure III.3 : Vitesse du vent mensuel de 2021.

Les vitesses du vent sont relativement constantes tout au long de l'année, variant de 4,29 m/s en octobre à 5,70 m/s en avril, avec une vitesse moyenne annuelle de 4,9 m/s. Des vitesses de vent plus élevées peuvent aider à refroidir les panneaux PV, atténuant potentiellement les effets négatifs des températures élevées sur l'efficacité.

III.6.2. Corrélation entre l'énergie produite total AC et l'irradiation :

Le graphe présente la variation mensuelle de l'irradiation solaire (en kWh/m²) et la production totale d'énergie (Eac total en MWh) :

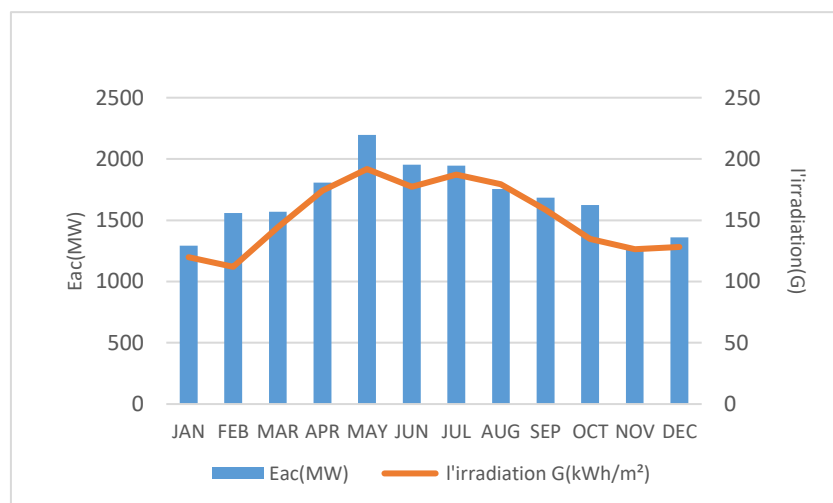


Figure III.4 : Energie moyenne mensuelle d'AC et l'irradiation de 2021.

L'évolution de la production énergétique de la centrale permettra d'exploiter la dynamique du rayonnement solaire global. Sur le plan temporel pour l'année 2021, la production d'énergie augmente progressivement après Janvier durant la période printanière et estivale (Mars à Juillet), pour atteindre son maximum absolu au mois de Mai avec une valeur de 2195,8 MWh.

Une transition graduelle à la baisse est ensuite observée de Septembre à Décembre. Les valeurs les plus basses pour cette année 2021 sont enregistrées durant la période hivernale, notamment en Novembre et Janvier, avec des productions respectives de 1280,4 MWh et 1293,1 MWh, tandis que le mois de Décembre affiche 1360 MWh.

Ces résultats mettent en évidence une corrélation significative ($R^2 = 0,9685$) entre le rayonnement solaire incident et la production d'énergie de la centrale photovoltaïque de Dhaya. Cette forte interdépendance confirme que les fluctuations de la production énergétique sont directement liées aux variations de l'irradiation solaire disponible, validant ainsi la stabilisation et les performances de l'installation et du fonctionnement global du système.

III.6.3. Rendement de référence (Yr) et rendement final (Yf) :

Le graphe présente la variation mensuelle moyenne du rendement finale (en h/jour) et le de rendement de référence (en h/jour) :

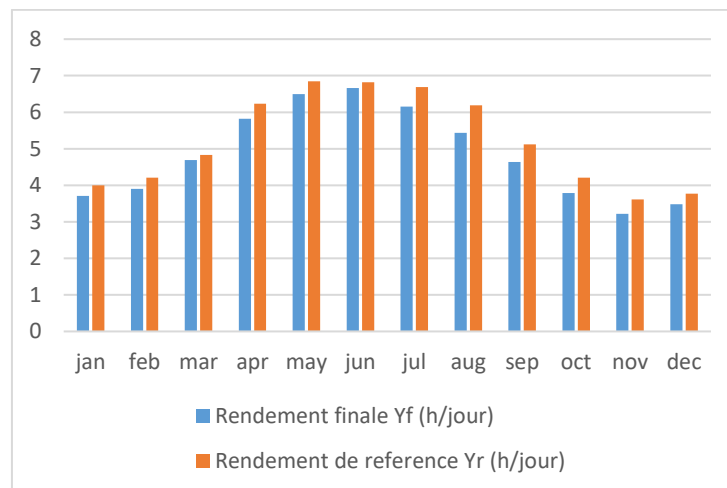


Figure III.5 : Rendements énergétiques mensuel moyen de l'année 2021.

L'analyse comparative met en évidence que le rendement final de la centrale (Yf) demeure systématiquement inférieur au rendement de référence (Yr). Sur le plan temporel, le rendement final Yf affiche une dynamique saisonnière claire, atteignant son maximum durant le mois de juin avec environ 6,66 h/jour, tandis que son minimum est enregistré en novembre avec 3,22 h/jour, pour une moyenne mensuelle globale de 4,67 h/jour. Le rendement de référence Yr suit une évolution parfaitement analogue, culminant en mai à 6,85 h/jour et chutant à son niveau le plus bas en novembre avec 3,61 h/jour, établissant ainsi une moyenne mensuelle de 5,04 h/jour. Cet écart entre les deux rendements s'explique par l'impact cumulé de plusieurs facteurs de dégradation, notamment les pertes de puissance d'origine électrique (pertes par effet Joule, câblage), optique (réflexion, salissure estimée à 10% en milieu semi-aride) et surtout thermiques dues à l'élévation de la température des modules photovoltaïques à Sidi Bel Abbès.

III.6.4. Facteur de capacité avec le rendement final Y_f :

Le graphe présente la variation mensuelle du rendement finale (en h/jour) et le facteur de capacité (en %) :

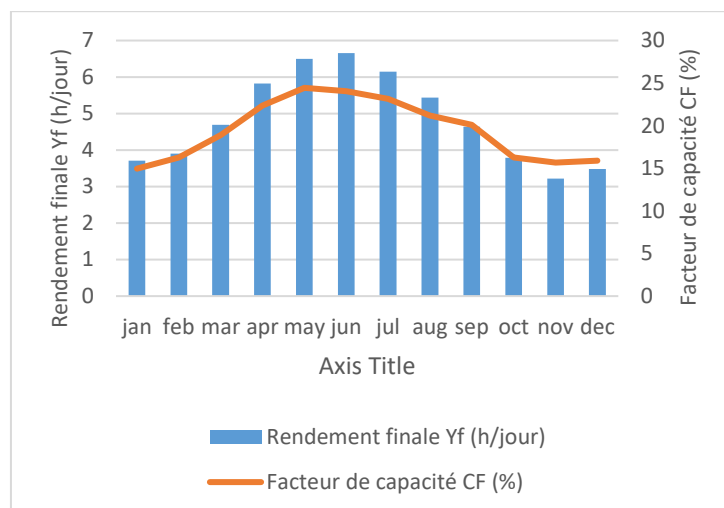


Figure III.6 : Facteur de capacité et le rendement final.

Les résultats montrent que la centrale produit une quantité d'énergie solaire relativement importante, le rendement final Y_f varie de 3,22 h/jour en novembre à 6,66 h/jour en juin, avec une moyenne mensuelle globale de 4,67 h/jour. Cependant, le facteur de capacité (CF) de la centrale suit une tendance similaire au rendement final Y_f , avec des valeurs maximales en mai (24,45%) et en juin (24,05%) et minimales en novembre (15,66%), pour une moyenne annuelle globale de 19,47%. Cela signifie que la centrale ne fonctionne pas à pleine capacité tout le temps, ce qui est tout à fait normal pour les installations photovoltaïques. Cet écart est dû à l'intermittence de la ressource solaire (conditions météorologiques), aux opérations de maintenance, ainsi qu'aux diverses pertes techniques, notamment les pertes thermiques et l'encrassement par les salissures.

III.6.5. Efficacité du système en fonction de la température :

Les paramètres climatiques ont un impact direct sur l'efficacité du système, Plus précisément la température qui joue un rôle crucial dans cet impact. Le graphe présente la variation mensuelle moyenne de la température (en °C) et l'efficacité du système photovoltaïque (en %) :

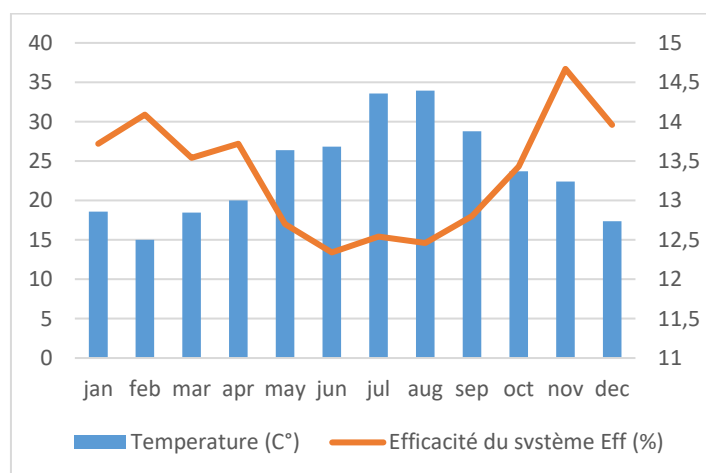


Figure III.7 : Efficacité moyen mensuel de système et température mensuel.

L'efficacité globale du système (Eff_sys) reste relativement stable et performante tout au long de l'année, avec une baisse perceptible durant les mois les plus chauds. Les résultats réels montrent que l'efficacité atteint ses niveaux les plus élevés en novembre (14,67%) et en février (14,09%) grâce à un excellent compromis entre l'irradiation et la clarté du ciel. En revanche, elle enregistre une diminution notable pendant la période estivale, chutant à son minimum en juin avec 12,34%.

Il existe une corrélation inverse bien définie entre la température ambiante et l'efficacité du système. Lorsque la température des cellules dépasse les 25°C (conditions STC), l'efficacité a tendance à diminuer. Sur le plan physique, l'élévation de la température provoque une baisse de la tension en circuit ouvert (Voc) des modules en silicium polycristallin, ce qui réduit directement leur puissance maximale et dégrade le rendement global, malgré des niveaux d'ensoleillement élevés.

III.6.6. Ratio de performance :

Le graphique montre le ratio de performance mensuelle (en %) :

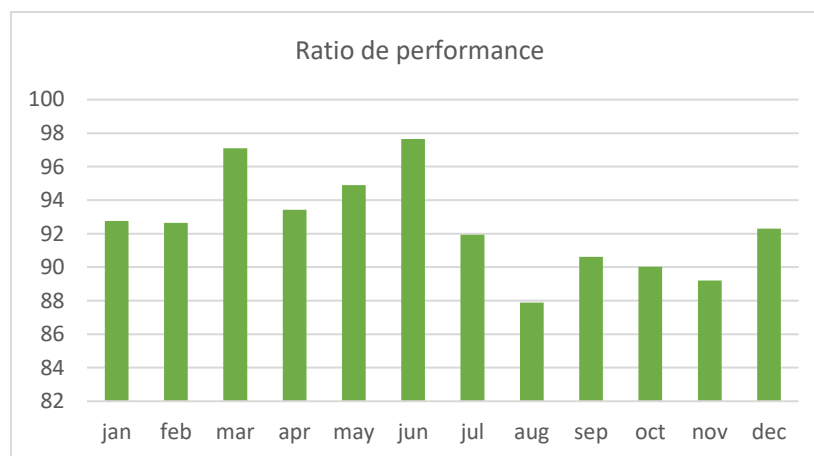


Figure III.8 : Ratio de performance au cours de l'année 2021.

Le Ratio de Performance (PR) est un indicateur crucial de l'efficacité globale de la centrale, représentant le rapport entre l'énergie réelle produite (AC) et l'énergie théorique attendue (DC) selon le gisement solaire disponible. Les valeurs réelles de PR varient d'un minimum de 87,88% en août (période de forte chaleur) à un maximum de 97,66% en juin, avec une moyenne annuelle globale excellente de 92,61%. Cela indique que la centrale maintient une efficacité globalement élevée. Néanmoins, contrairement à une idée reçue, le PR n'est pas totalement indépendant des variations saisonnières ; il reste fortement influencé par la température ambiante et l'encrassement des modules (salissures). L'effet de la température en été (notamment en août) induit des pertes thermiques qui font baisser le PR, tandis que les mois plus tempérés permettent à la centrale de fonctionner plus près de ses conditions optimales.

III.7. Validation des résultats par PVsyst :

Dans le but d'améliorer les performances de la centrale photovoltaïque de Dhaya. L'avantage de PVsyst réside dans sa capacité à fournir des résultats qui se rapprochent des données réelles, permettant ainsi une analyse précise et fiable. De plus, PVsyst nous permet d'analyser la dégradation de la centrale et évaluer les performances après cinq ans de production.

III.7.1. Comparaison du PR de 2021 :

Après avoir évalué les paramètres de performance réels de la centrale photovoltaïque de Dhaya dans la section précédente, nous allons, dans cette section, tester l'outil de simulation PVSyst pour valider ces résultats. Nous voulons déterminer si ses estimations sont proches de la réalité, afin de procéder ensuite à l'analyse de la dégradation des performances avec ce logiciel. Pour cette raison, il est pertinent de comparer le rapport de performance (PR) réel de l'année 2021 avec celui généré par PVSyst, en soulignant que l'importance de PVSyst réside dans sa capacité à fournir des résultats acceptables et proches des données réelles, un avantage largement justifié par de nombreuses recherches publiées dans la littérature.

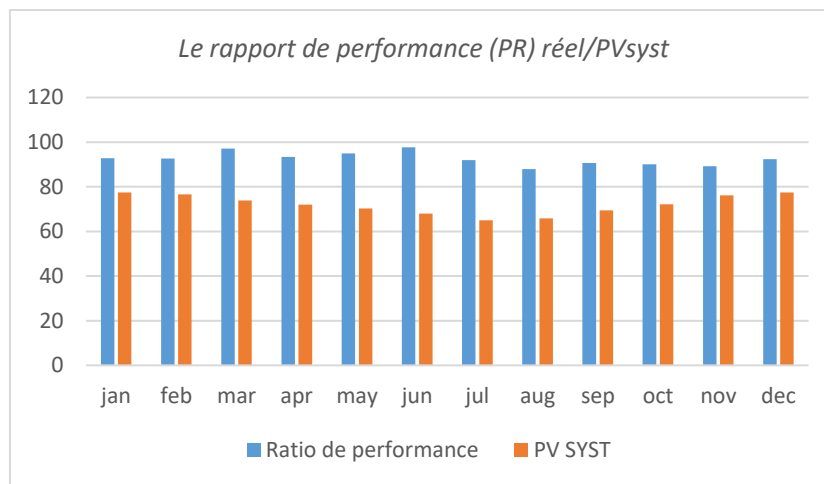


Figure III.9 : Le rapport de performance (PR) réel/PVsyst.

Les résultats obtenus dans la Figure (III.9) montrent que la centrale photovoltaïque de Dhaya présente des performances réelles globalement supérieures à celles prévues par les simulations du logiciel PVSyst, tout en suivant une tendance saisonnière similaire.

Les ratios de performance (PR) réels oscillent entre un minimum de 87,88% en août et un maximum de 97,66% en juin, affichant une moyenne annuelle globale excellente de 92,61%. Les mois plus tempérés et printaniers se caractérisent par des PR réels plus élevés, tandis que la baisse observée en août s'explique par l'impact direct des pertes thermiques liées aux fortes chaleurs sur le site de Sidi Bel Abbès.

De leur côté, les valeurs de PR simulées par PVSyst s'étalent de 64,99% (minimum en juillet) à 77,42% (maximum en décembre), avec une moyenne annuelle simulée de 72,01%. Les prévisions du logiciel se montrent plus linéaires et conservatrices, ce qui explique l'écart constant observé avec les mesures réelles sur site.

En conclusion, les résultats de cette analyse comparative valident de manière rigoureuse l'efficacité du logiciel PVSyst. En effet, malgré une sous-estimation prudente des performances réelles par le modèle numérique (92,61% en réalité contre 72,01% en simulation), l'écart quadratique moyen ou l'erreur relative globale reste parfaitement acceptable. Cela démontre la fiabilité de PVSyst comme outil d'aide à la décision pour sécuriser et évaluer l'exploitation des centrales photovoltaïques en milieu semi-aride, les prévisions demeurant très proches de la dynamique de production mesurée.

III.7.2. Analyse de la dégradation par PVSyst

Après les résultats encourageants obtenus précédemment, il est pertinent de poursuivre notre travail en analysant la dégradation du système à l'aide de PVSyst qui peut évaluer les performances des systèmes PV

sur de longues périodes, en tenant compte des divers facteurs de dégradation tels que le vieillissement des modules Photovoltaïques, Incompatibilité et réparation des unités ou remplacement des onduleurs. Nous comparerons ensuite les résultats de simulation avec les données de production réelles de la centrale de Dhaya après cinq ans de fonctionnement, c'est-à-dire après sa dégradation réelle. Étant donné que la dégradation d'un système photovoltaïque affecte généralement ses composants matériels, nous avons choisi dans cette partie de réaliser cette analyse en comparant les énergies produites par la centrale. Cette approche nous permettra de vérifier l'exactitude de PVSyst dans l'estimation de la dégradation des performances et de mieux comprendre l'impact des conditions réelles sur le rendement du système.

III.7.2.1. Comparaison de l'énergie produite entre 2021 et 2025 réels :

Les mois chauds. En 2021, la production est particulièrement élevée de Mars à Juillet, atteignant son pic maximal en Mai avec 2195,8 MWh. En 2025, la production dépasse celle de 2021 durant les mois de Mars, Avril, Juillet et Août. Contrairement à l'année 2021, le pic annuel en 2025 est enregistré au mois de Juillet avec 2177 MWh, tandis que la production globale connaît une baisse relative durant les mois de Mai et Juin. baisse relative durant les mois de Mai et Juin.

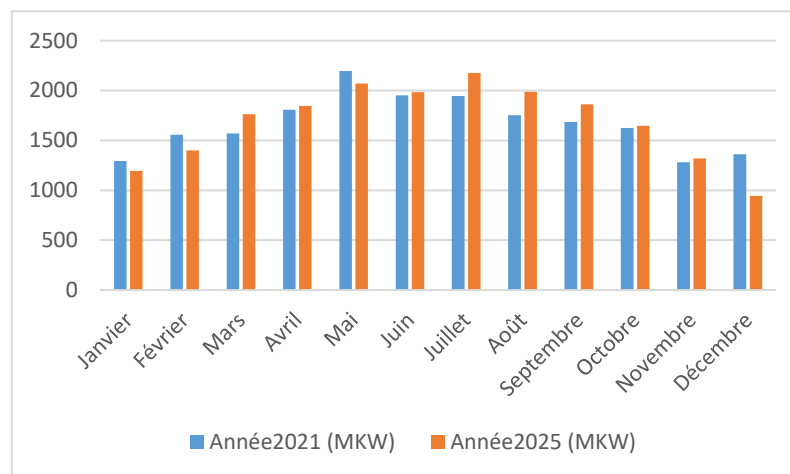


Figure III.10 : L'énergie produite de deux périodes étudiée (2021-2025).

L'analyse comparative met en évidence que la production annuelle globale de la centrale photovoltaïque de Dhaya était de 20024,3 MWh en 2021, tandis qu'elle a atteint 20191,561 MWh en 2025. Cette évolution correspond à une augmentation globale de la production de 167,261 MWh sur la période étudiée. Les résultats montrent que, malgré le vieillissement naturel des modules photovoltaïques, la centrale a maintenu un niveau de performance satisfaisant, avec une légère amélioration de la production annuelle. Cette progression peut être attribuée à plusieurs facteurs, notamment l'amélioration des conditions climatiques durant certaines périodes de l'année, l'augmentation de l'irradiation solaire disponible, ainsi que l'efficacité des opérations d'exploitation et de maintenance. Par ailleurs, l'analyse mensuelle révèle des variations de production entre les deux années, particulièrement durant les mois d'été où la production de 2025 est généralement supérieure à celle de 2021. Ces résultats soulignent l'importance d'un entretien régulier et d'un nettoyage périodique des panneaux photovoltaïques afin de préserver leur rendement, tout en mettant en évidence l'influence significative des paramètres météorologiques annuels sur les performances globales de la centrale.

III.7.2.2. Comparaison de l'énergie produite entre 2025 réel et 2025 simulé :

Les données montrent une différence moyenne de production d'environ **1710,20 MWh** entre les valeurs simulées par PVsyst et les valeurs réelles enregistrées.

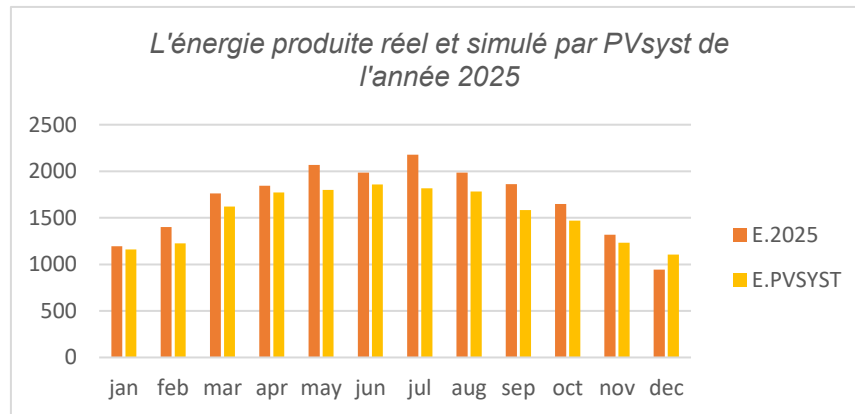
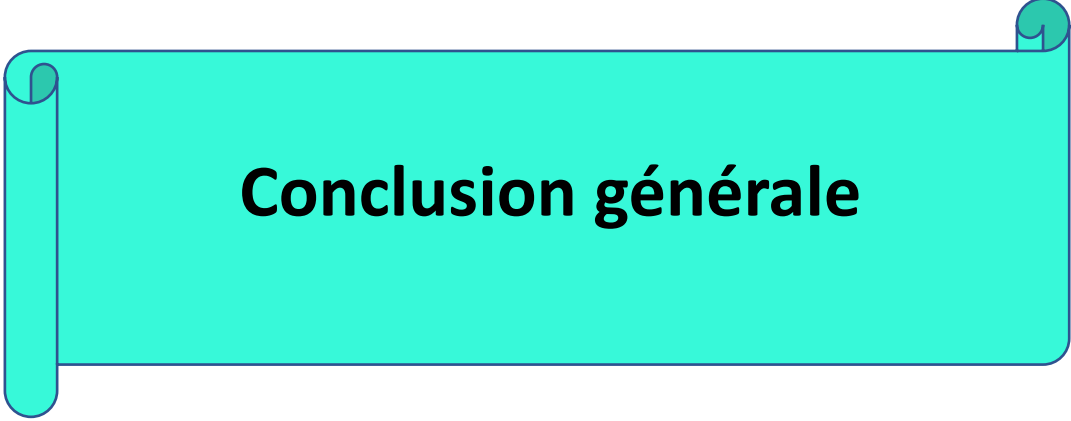


Figure III.11 : L'énergie produite réel et simulé par PVsyst de l'année 2025

Les écarts constatés entre les mesures réelles et les simulations issues de PVsyst soulignent l'importance de raffiner l'intégration des sources potentielles de dégradation dans les modèles de calcul du logiciel. Bien que PVsyst se concentre principalement sur la dégradation intrinsèque des modules photovoltaïques et le phénomène d'incompatibilité, il est clair que d'autres variables externes affectent significativement la puissance de sortie réelle. Parmi ces facteurs figurent l'accumulation de poussière, les fluctuations climatiques mineures, le rendement réel des onduleurs et de nombreuses contraintes environnementales et opérationnelles. En conséquence, ces résultats mettent en évidence que, malgré ces divergences, PVsyst reste un outil pertinent pour l'analyse prédictive et l'obtention d'une estimation globale de la dégradation. Bien qu'il n'intègre pas toutes les variables de terrain, il demeure un instrument précieux pour évaluer la performance à long terme des systèmes photovoltaïques, appréhender les tendances de dégradation au fil du temps et fournir une première approximation fiable pour l'aide à la décision.

III.8. Conclusion

L'analyse des pertes a révélé que les contraintes environnementales, notamment l'accumulation de poussière et les températures élevées dans la région de Sidi Bel Abbès, constituent des défis majeurs pour la stabilité de la production. Ceci souligne l'importance cruciale d'une surveillance en temps réel et de cycles de nettoyage périodiques. Cette étude technique sert ainsi de base à l'évaluation des performances des systèmes photovoltaïques pour la production d'énergie renouvelable. Les analyses basées sur les données de performance réelles et les simulations du logiciel PVsyst montrent que la centrale photovoltaïque de Daya maintient une efficacité constante et prévisible tout au long de l'année, malgré les variations saisonnières et les fluctuations météorologiques. Le logiciel PVsyst nous a été d'une aide précieuse pour simuler et évaluer la dégradation des panneaux photovoltaïques après cinq ans d'exploitation. Grâce à ses capacités avancées de modélisation et d'analyse, PVsyst nous a fourni des valeurs de performance et de dégradation qui correspondent étroitement aux valeurs réelles observées, améliorant ainsi la précision de notre étude et la fiabilité de nos projections.



Conclusion générale

Conclusion générale

La centrale photovoltaïque de Dhaya d'une capacité de 12 MWc (située dans la daïra de Telagh, Wilaya de Sidi Bel Abbès) a été réalisée dans le cadre du programme national de développement de la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables et mise en service fin 2016. Elle est constituée de 48 000 panneaux photovoltaïques de type CS6P-250P (silicium polycristallin) répartis sur 12 blocs (Sub-arrays), comprenant 12 onduleurs de type Sunny Central 800CP (XT/JP) couplés à des transformateurs de 1800 kVA au sein de blocs intégrés (SKID), ainsi qu'une station de mesure des données météorologiques. Ce travail s'est concentré sur l'évaluation des performances et l'analyse de la dégradation de cette centrale connectée au réseau national (via le réseau de distribution de 30 kV de Sonelgaz). L'analyse des performances du système photovoltaïque durant l'année 2021 selon les normes standardisées de la Commission Électrotechnique Internationale (CEI 61724), nous a permis de constater ce qui suit :

- ✓ L'énergie réelle injectée dans le réseau (Eac) pour l'année 2021 était de 20 034 MWh.
- ✓ Le rendement de référence (YR) moyen était de 4,99 h/jour.
- ✓ Le rendement final (YF) moyen injecté était de 4,57 h/jour.
- ✓ Le ratio de performance (PR) réel a présenté une excellente valeur moyenne de 91,48 %
- ✓ Le facteur de capacité (CF) annuel était de 19,06 %.

Ces indicateurs confirment le bon fonctionnement de la centrale, bien que le facteur de capacité reflète les variations saisonnières des conditions météorologiques, l'effet de la température sur les modules et les pertes incontournables du système (thermiques, câblages, et conversion).

Après cette constatation, nous avons comparé le ratio de performance (PR) entre les résultats réels et les résultats simulés par le logiciel PVsyst pour l'année 2021.

Les résultats ont montré une cohérence remarquable, validant l'efficacité de PVsyst pour simuler, dimensionner et évaluer avec une grande précision les centrales photovoltaïques en Algérie, les prévisions étant très proches des données réelles du site. De plus, afin d'évaluer la dégradation à long terme, nous avons comparé la production énergétique réelle de l'année 2021 (20 034 MWh) avec celle mesurée en 2025. L'analyse montre une baisse progressive et naturelle de la production, ce qui représente un excellent indice de robustesse et de fiabilité des équipements face aux conditions climatiques de la région. La comparaison finale entre la production réelle de l'année 2025 et les résultats de simulation de dégradation obtenus par PVsyst a révélé de légers écarts. Cela s'explique par le fait que PVsyst se concentre principalement sur la dégradation intrinsèque des modules (LID, vieillissement du silicium) et le mauvais accouplement, sans intégrer la totalité des facteurs dynamiques réels comme l'accumulation intermittente

des salissures, l'impact exact des cycles thermiques ou les arrêts techniques de maintenance. Malgré cela, le logiciel reste un outil prédictif incontournable et extrêmement pertinent pour l'analyse globale du cycle de vie des systèmes PV.

En conclusion, outre les compétences théoriques et pratiques que nous avons acquises dans la démarche d'évaluation des centrales de grande échelle et la maîtrise de l'outil de simulation PVsyst, nous avons pu confirmer la haute fiabilité et la rentabilité de la centrale photovoltaïque de Dhaya. Par conséquent, nous recommandons vivement aux experts et ingénieurs du domaine de s'appuyer sur ces méthodologies standardisées et sur le logiciel PVsyst pour planifier et optimiser les futurs projets solaires du programme national en Algérie.

Références et bibliographie

- [1] IBP USA. , Algeria Investment, Trade Laws and Regulations Handbook, Volume 1 Strategic Information and Regulations, 2011.
- [2] A. Necaibia, A. Bouraiou, A. Ziane, N. Sahouane, S. Hassani, M. Mostefaoui, R. Dabou et S. Mouhadjer, «Analytical assessment of the outdoor performance and efficiency of grid-tied photovoltaic system under hot dry climate in the south of Algeria,» *Energy conversion and management*, vol. 171 , pp. 778-786, 2018.
- [3] M. Kumar, «Social, economic, and environmental impacts of renewable energy resources,» chez Wind solar hybrid renewable energy system, London, 2020.
- [4] C. Ammari, D. Belatrache, B. Touhami et S. Makhloufi, «Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system—A review,» *Energy and Built Environment*, vol. 3, n° 14, pp. 399-411, October 2022.
- [5] AMRANI Fatima Zohra Bochra « thèse de doctorat - Optimisation du dimensionnement et de la gestion d'un système multi-sources avec stockage hybride, Application : Sud Algérien-» Soutenue le 11/02/2024 à Mostaganem
- [6] <https://www.gdsolaire.com/une-centrale-photovoltaïque-cest-quoi-et-comment-ca-fo>
- [7] ZAIRI, Soufiane et BOUBIADA, Slimane. Étude et dimensionnement d'une centrale photovoltaïque. Mémoire de Master, Filière : Énergies solaires photovoltaïques, Faculté des Sciences et de la Technologie, Université Mohamed Khider de Biskra, soutenu le 20 juin 2020.
- [8] Un mémoire de master algérien similaire à celui trouvé sur l'Université de Mostaganem : « Étude de faisabilité d'une centrale hybride photovoltaïque/éolienne » sur la région de Dhaya à Sidi Bel Abbès.
- [9] Mustapha Belarbi, « Contribution à l'étude d'un générateur solaire pour site autonome » Thèse de Doctorat Es-Sciences, Université des sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf 2015.
- [10] DAOUADJI, Amal. Étude de faisabilité d'une centrale hybride photovoltaïque/éolienne connectée au réseau électrique dans la région de Sidi Bel Abbès (Dhaya). Université de Mostaganem, 2025.
- [11] Étude de la centrale photovoltaïque de Dhaya (Sidi Bel Abbès). Mémoire de Master, Université de M'sila, 2020.
- [12] Habbati Bellia Assia, Moulay Fatima. "Performance Analysis of Naàma's 20 MW Grid-Connected Plant in Semi-Arid Climate in Algeria." *Energies* **2025**
- [13] Etude du dimensionnement d'une centrale photovoltaïque de 60 MW à la province de Djermaya gouvernement de TCHAD 2024
- [14] Malik, A., Haque, A. and Kurukuru, V.S.B. (2022). IoT-Based Monitoring and Management for Photovoltaic System. In *Fault Analysis and its Impact on Grid-connected Photovoltaic Systems Performance* (eds A. Haque and S. Mekhilef).
- [15] <https://www.pvsyst.com>
- [16] IEA PVPS Task, "Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems, Good Practices for Monitoring and Performance Analysis," 2014.
- [17] NAIRI Radhwane & RABHI Mohammed Ouassama "Analyse et Simulation de Performance d'un Central Photovoltaïque Raccordé au Réseau" Mémoire de fin d'étude, Université Ahmed Draya d'ADRAR.

Annexe

Canadian Solar CS6P 250 W

Caractéristiques électriques

Conditions d'essai normalisées (STC)	CS6P-235P	CS6P-240P	CS6P-245P	CS6P-250P	CS6P-255P
Puissance nominale maximale (Pmax)	235W	240W	245W	250W	255W
Tension en fonctionnement optimal (Vmp)	29,8V	29,9V	30,0V	30,1V	30,2V
Courant en fonctionnement optimal (Imp)	7,90A	8,03A	8,17A	8,30A	8,43A
Tension en circuit ouvert (Voc)	36,9V	37,0V	37,1V	37,2V	37,4V
Intensité de court-circuit (Isc)	8,46A	8,59A	8,74A	8,87A	9,00A
Rendement par panneau	14,61%	14,92%	15,23%	15,54%	15,85%
Température de fonctionnement	-40°C~+85°C				
Tension maximale du système	1000V (IEC) / 600V (UL)				
Calibre maximal des fusibles en série	15A				
Classification des applications	Class A				
Tolérance de puissance	0 ~ +5W				

Dans les conditions d'essai normalisées (STC) : rayonnement de 1000 W/m², spectre de 1,5 AM et température des cellules de 25°C.

Onduleur Sunny Central 800CP XT

Caractéristiques techniques	Sunny Central 800CP XT
Entrée (DC)	
Puissance DC max. (pour $\cos \varphi = 1$)	898 kW
Tension d'entrée max.	1000 V
U_{MPP_min} pour $I_{MPP} < I_{DCmax}$	530 V
Plage de tension MPP (à 25 °C / à 50 °C avec 50 Hz) ^{1, 2}	641 - 850 V / 583 - 850 V
Plage de tension MPP (à 25 °C / à 50 °C avec 60 Hz) ^{1, 2}	641 - 850 V / 583 - 850 V
Tension d'entrée assignée	641 V
Courant d'entrée max.	1 400 A
Courant de court-circuit max.	2500 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes	1
Nombre d'entrées DC	9
Sortie (AC)	
Puissance assignée (à 25 °C) / Puissance nominale AC (à 50 °C)	880 kVA / 800 kVA
Tension nominale AC / Plage de tension nominale AC	360 V / 324 - 414 V
Fréquence du réseau AC / Plage	50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz
Fréquence / tension de réseau assignée	50 Hz / 360 V
Courant de sortie max. / Taux de distorsion harmonique max.	1411 A / 0,03
Facteur de puissance à la puissance assignée / Facteur de déphasage réglable	1 / 0,9 inductif
Phases d'injection / Phases de raccordement	3 / 3

Caractéristiques électriques

Conditions d'essai normalisées (STC)	CS6P-235P	CS6P-240P	CS6P-245P	CS6P-250P	CS6P-255P
Puissance nominale maximale (Pmax)	235W	240W	245W	250W	255W
Tension en fonctionnement optimal (Vmp)	29,8V	29,9V	30,0V	30,1V	30,2V
Courant en fonctionnement optimal (Imp)	7,90A	8,03A	8,17A	8,30A	8,43A
Tension en circuit ouvert (Voc)	36,9V	37,0V	37,1V	37,2V	37,4V
Intensité de court-circuit (Isc)	8,46A	8,59A	8,74A	8,87A	9,00A
Rendement par panneau	14,61%	14,92%	15,23%	15,54%	15,85%
Température de fonctionnement	-40°C~+85°C				
Tension maximale du système	1000V (IEC) /600V (UL)				
Calibre maximal des fusibles en série	15A				
Classification des applications	Class A				
Tolérance de puissance	0 ~ +5W				

Dans les conditions d'essai normalisées (STC) : rayonnement de 1000 W/m², spectre de 1,5 AM et température des cellules de 25°C.

Selection letter	Installation case	K1
B	Cables in conduits embedded directly in thermally insulating materials.	0.70
	Ducts embedded in thermally insulating materials.	0.77
	Multicore cables	0.90
	Building voids and gutters	0.95
C	Installation under ceiling	0.95
B, C, E, F	Other cases	1

Selection letter	arrangement of contiguous cables	Correction factor K2											
		number of circuits or multi-conductor cables											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
B, C, F	recessed or embedded in the walls	1	0.8	0.7	0.65	0.6	0.55	0.55	0.5	0.5	0.45	0.4	0.4
C	single layer on walls or floors or non-perforated shelves	1	0.85	0.79	0.75	0.73	0.72	0.72	0.71	0.7	No additional reduction factor for more than 9 cables.		
	single layer ceiling	1	0.85	0.76	0.72	0.69	0.67	0.66	0.65	0.64			
E, F	single layer on perforated horizontal shelves or on vertical shelves	1	0.88	0.82	0.77	0.75	0.73	0.73	0.72	0.72			
	single layer on cable ladders, corbels, etc.	1	0.88	0.82	0.8	0.8	0.79	0.79	0.78	0.78			

Correction factor K3

ambient temperature (°C)	insulation		
	elastomer (rubber)	polyvinyl chloride (PVC)	cross-linked polyethylene (RP) butyl, ethylene, propylene (EPR)
10	1.29	1.22	1.15
15	1.22	1.17	1.12
20	1.15	1.12	1.08
25	1.07	1.06	1.04
30	1	1	1
35	0.93	0.94	0.96
40	0.82	0.87	0.91
45	0.71	0.79	0.87
50	0.58	0.71	0.82
55	-	0.61	0.76
60	-	0.5	0.71

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: le central de DHAYA

Variant: Nouvelle variante de simulation

No 3D scene defined, no shadings

System power: 12.00 MWp

LE CENTRAL DE DHAYA - Algérie



Project: le central de DHAYA

Variante: Nouvelle variante de simulation

PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
01/06/26 08:53
with V7.4.7

Project summary

Geographical Site

LE CENTRAL DE DHAYA

Algérie

Situation

Latitude 34.69 °N

Longitude -0.60 °W

Altitude 1313 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

LE CENTRAL DE DHAYA

Meteonorm 8.1 (1996-2010), Sat=100 % - Synthétique

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 15 / 0 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules

48000 units

Pnom total

12.00 MWp

Inverters

Nb. of units

12 units

Pnom total

9600 kWac

Pnom ratio

1.250

Results summary

Produced Energy 18421140 kWh/year Specific production 1535 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 71.11 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
P50 - P90 evaluation	7
Single-line diagram	8
CO ₂ Emission Balance	9



Project: le central de DHAYA

Variant: Nouvelle variante de simulation

PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
01/06/26 08:53
with V7.4.7

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 15 / 0 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Hanwha SolarOne

Model

HSL 60 P6-PB-1-250

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

250 Wp

Number of PV modules

48000 units

Nominal (STC)

12.00 MWp

Modules

2000 string x 24 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

10.72 MWp

U mpp

645 V

I mpp

16604 A

Total PV power

Nominal (STC)

12000 kWp

Total

48000 modules

Module area

77586 m²

Inverter

Manufacturer

SMA

Model

Sunny Central 800CP

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

800 kWac

Number of inverters

12 units

Total power

9600 kWac

Operating voltage

583-850 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.25

Total inverter power

Total power

9600 kWac

Number of inverters

12 units

Pnom ratio

1.25

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 10.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

1.3 mΩ

Loss Fraction

3.0 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 3.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction

3.0 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000



Project: le central de DHAYA

Variant: Nouvelle variante de simulation

PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
01/06/26 08:53
with V7.4.7

Main results

System Production

Produced Energy 18421140 kWh/year

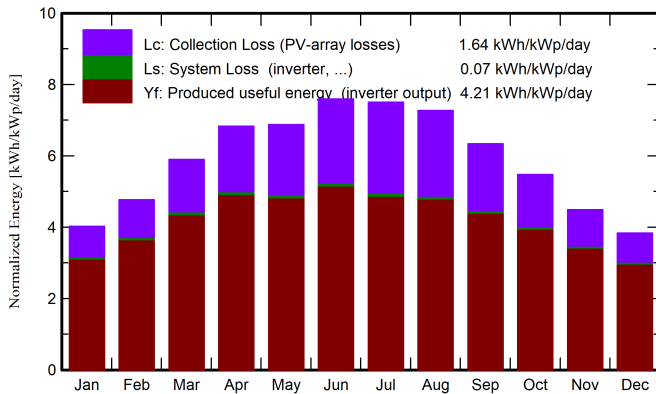
Specific production

1535 kWh/kWp/year

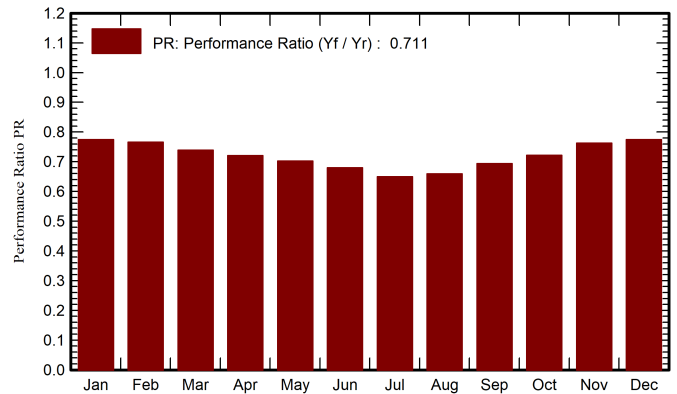
Perf. Ratio PR

71.11 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio
January	94.1	28.36	7.50	124.8	112.1	1179997	1159522	0.774
February	108.5	34.37	9.09	133.6	120.0	1248063	1227227	0.766
March	160.3	47.53	13.28	182.9	164.1	1648934	1620962	0.739
April	193.2	56.14	16.64	205.0	183.8	1801649	1771739	0.720
May	211.8	73.47	21.40	213.2	191.4	1830554	1798321	0.703
June	231.1	70.96	26.72	227.7	204.2	1889329	1857202	0.680
July	232.9	70.86	31.67	232.8	208.8	1846748	1815272	0.650
August	215.3	62.33	30.29	225.3	202.4	1812440	1782158	0.659
September	171.3	51.82	24.32	190.1	170.1	1609010	1582628	0.694
October	140.6	38.60	19.45	169.7	152.5	1494335	1469127	0.721
November	102.9	29.34	11.81	134.6	120.9	1252042	1231438	0.762
December	87.6	25.98	8.25	119.0	106.9	1125689	1105544	0.774
Year	1949.5	589.77	18.43	2158.7	1937.2	18738790	18421140	0.711

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

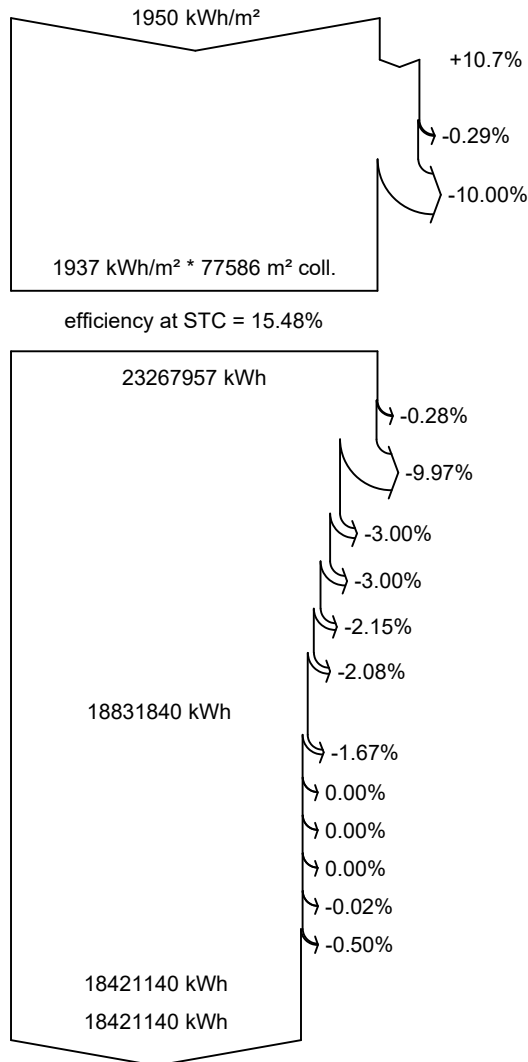
PR Performance Ratio



PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
01/06/26 08:53
with V7.4.7

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

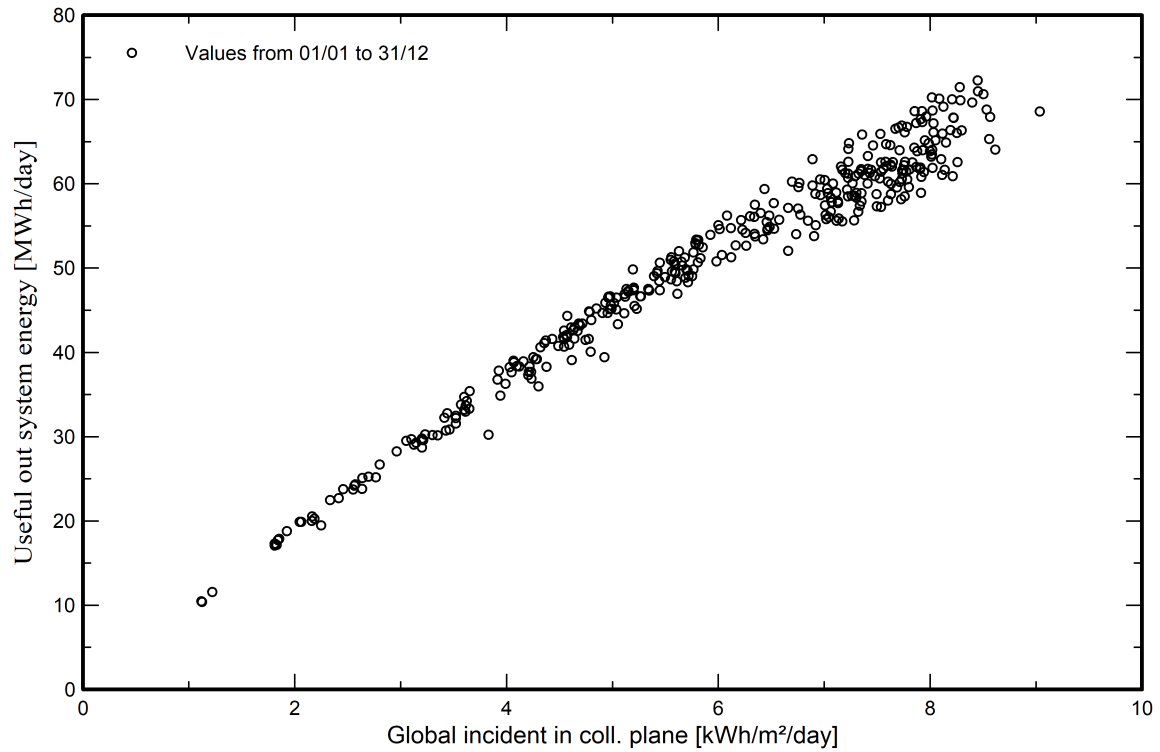


PVsyst V7.4.7

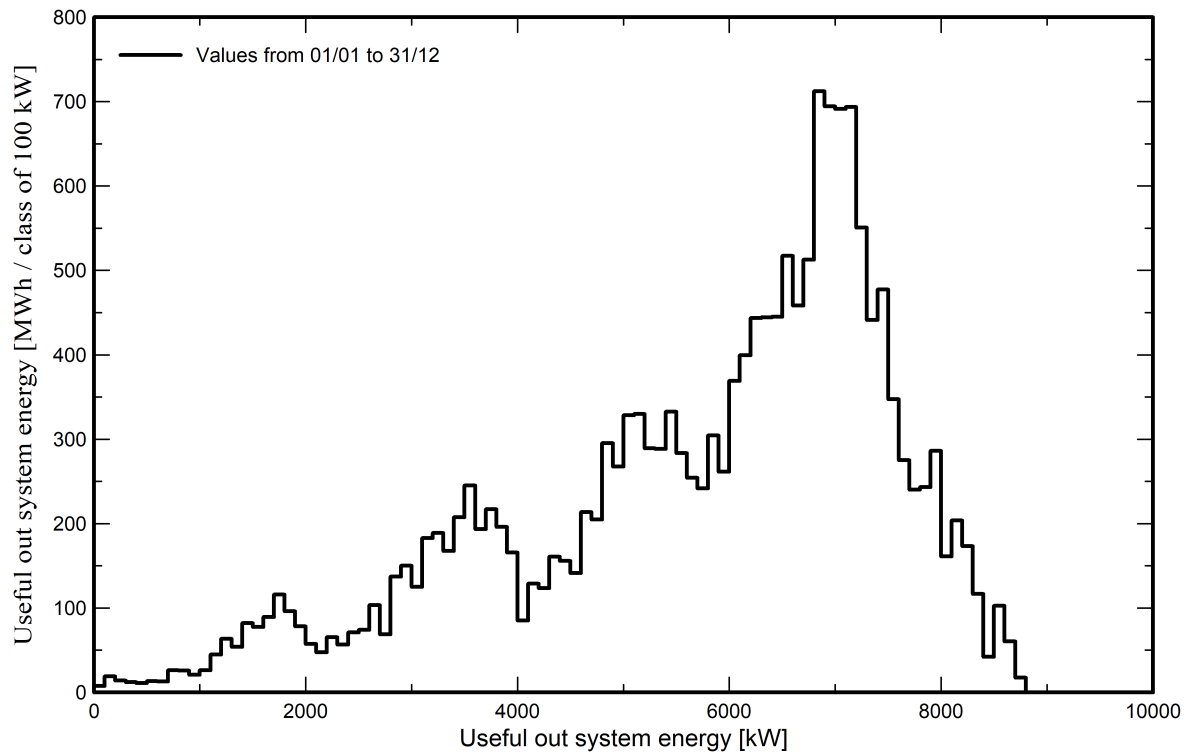
VC0, Simulation date:
01/06/26 08:53
with V7.4.7

Predef. graphs

Diagramme d'entrée/sortie journalier



Distribution de la puissance de sortie système





PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
01/06/26 08:53
with V7.4.7

P50 - P90 evaluation

Weather data

Source Meteoronorm 8.1 (1996-2010), Sat=100 %
Kind Monthly averages
Synthétique - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) 3.2 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum) 3.7 %

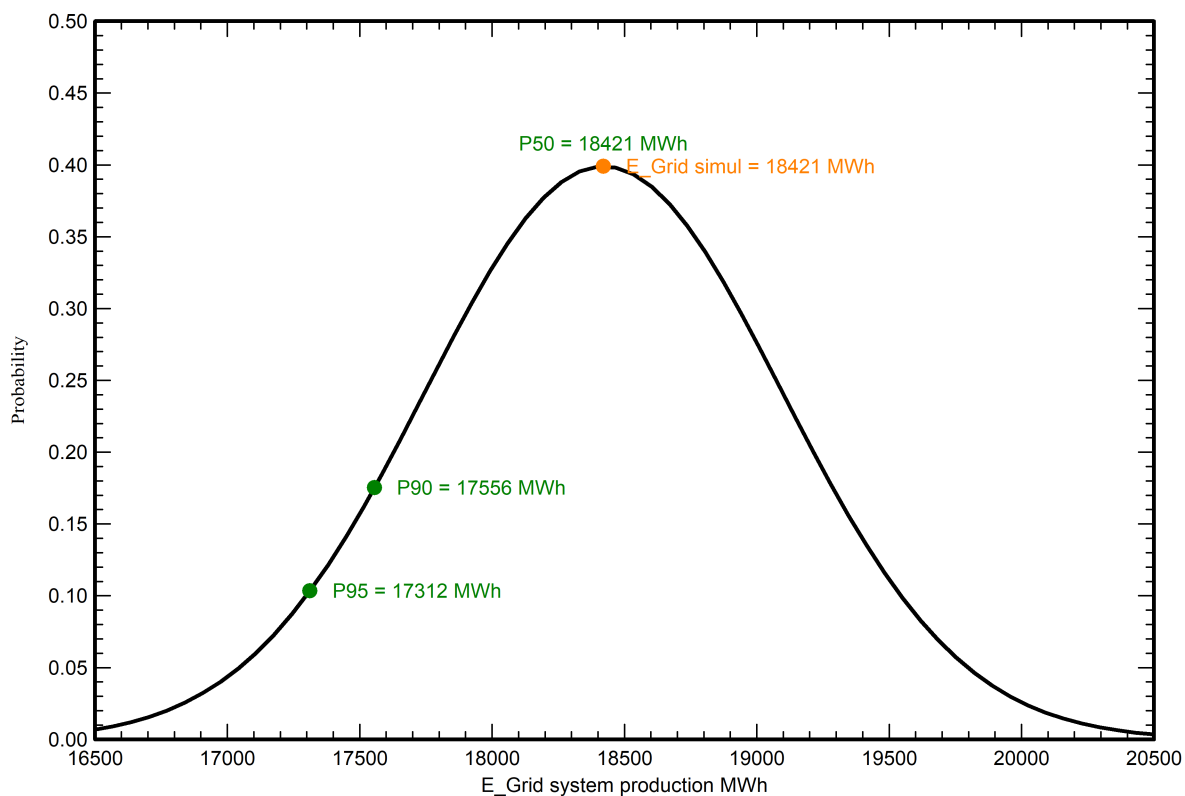
Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 675 MWh
P50 18421 MWh
P90 17556 MWh
P95 17312 MWh

Probability distribution

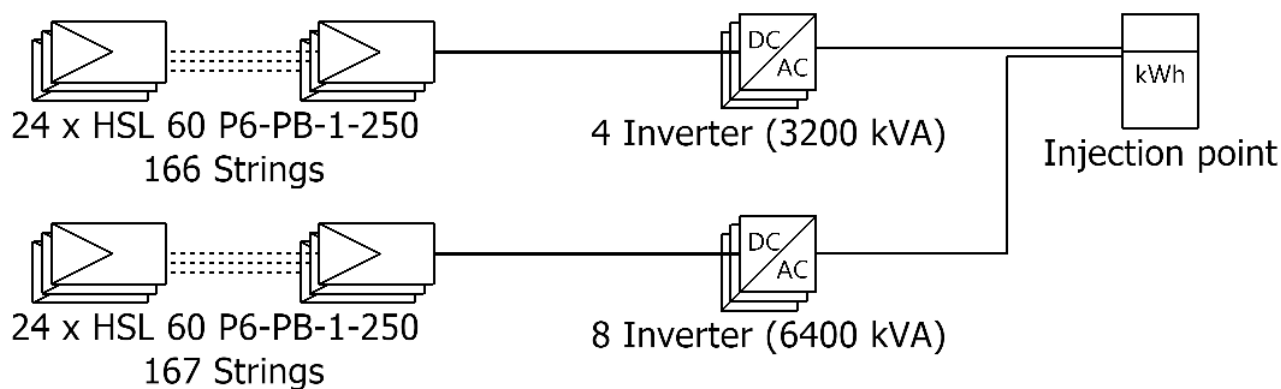




PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
01/06/26 08:53
with V7.4.7

Single-line diagram



PV module	HSL 60 P6-PB-1-250
Inverter	Sunny Central 800CP
String	24 x HSL 60 P6-PB-1-250

le central de DHAYA

VC0 : Nouvelle variante de simulation

01/06/26



PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
01/06/26 08:53
with V7.4.7

CO₂ Emission Balance

Total: 263407.3 tCO₂

Generated emissions

Total: 22375.68 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 329370.0 tCO₂

System production: 18421.14 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 596 gCO₂/kWh

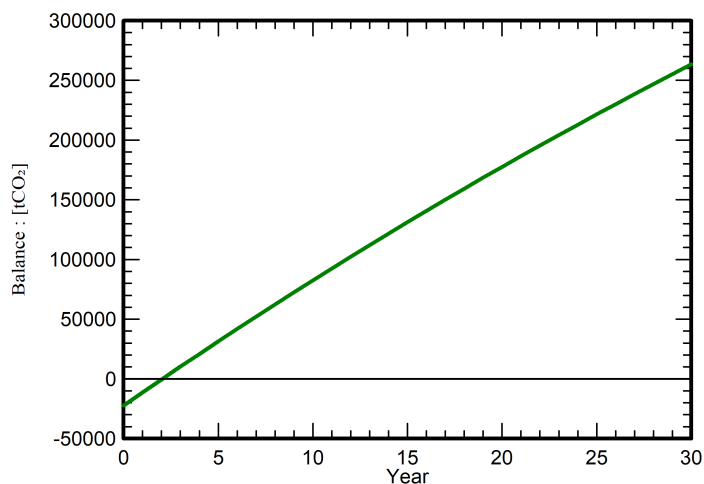
Source: IEA List

Country: Algeria

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	11952 kWp	20470429
Supports	3.98 kgCO ₂ /kg	478080 kg	1900521
Inverters	394 kgCO ₂ /	12.0	4726