



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي  
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE  
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم  
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem  
كلية العلوم و التكنولوجيا  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



**MEMOIRE**  
**Pour obtenir le diplôme de**

**MASTER EN ELECTROTECHNIQUE**  
**Spécialité : électrotechnique industrielle**

Présenté par:

- **FOUR Boumediene**
- **GHANEM Maamer**

**Méthodologie de calculs et de protection des  
câbles des centrales photovoltaïque**

Soutenu le : 03 /07/2024

devant le jury composé de :

<b>Président :</b>	Mr BENZIDANE	Grade MAB	Université de MOSTAGANEM
<b>Examineur :</b>	Mme REZINI	Grade MCA	Université de MOSTAGANEM
<b>Rapporteur :</b>	Mme BOU TLILIS	Grade MCA	Université de MOSTAGANEM

Année Universitaire 2023/2024

## REMERCIEMENT

*Nous tenons à exprimer toute nos reconnaissances à notre directrice de mémoire, Madame BOUTALIS Fatima. Nous la remercions de nous avoir encadrée, orientée, aidée et conseillée.*

*Nous adressons nos sincères remerciements à tous les professeurs, surtout Monsieur BEKKOUCHE Benaisa et Monsieur SONAG Slimane, et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé nos réflexions et ont accepté de nous rencontrer et de répondre à nos questions durant notre recherche.*

*Nous adressons nos sincères remerciements aux membres de jury Docteur REZMI et Docteur BENZIDANE d'avoir accepté d'expertiser notre travail.*

*Nous souhaitons remercier nos familles et nos amis pour leur soutien constant et leur encouragement pendant que nous travaillions sur ce mémoire*

*À tous ces intervenants, nous présentons notre remerciement, notre respect et notre gratitude.*

## DEDICACE 1

*À ma mère, SAKMECHE Rachida, qui a vaincu le cancer avec une force et un courage inébranlable. Ta résilience et ton optimisme nous inspirent chaque jour.*

*À mon cher père, FOUR El Hachemi, dont les sacrifices et le dévouement ont toujours été notre pilier. Ta générosité et ta sagesse sont des guides pour nous tous.*

*À mes amis précieux, BOUGAÏLA Mohamed El Habib, BACHELLAL Mahieddine, BOUHARIR Mustapha, TIRKA Ismail, DJEBBOUR Ali, Djawed, CHEIKH Taha Zakaria et surtout mon ami proche BEN EL HADJ M'hamed Redouane, votre soutien indéfectible, vos conseils avisés et votre amitié sincère ont été des lumières dans les moments difficiles. Merci pour tout ce que vous avez fait et continuez de faire.*

*Avec toute ma gratitude et mon affection,*

*FOUR Boumediene*

## DEDICACE 2

*À mon père décédé, qui, je l'espère, est fier de moi depuis l'au-delà. Ton souvenir reste à jamais gravé dans mon cœur et m'inspire chaque jour à persévérer et à réussir.*

*À ma chère maman, dont l'amour et le soutien inconditionnels m'ont donné la force de surmonter tous les obstacles. Ta présence est ma plus grande source de motivation.*

*À mes frères, qui ont toujours été à mes côtés, m'apportant réconfort et encouragements. Votre camaraderie et votre soutien ont été indispensables dans ce voyage.*

*À mes amis précieux BEN EL HADJ M'hamed Redouane, BACHELLAL Mahieddine, BOUHARIR Mustapha, TIRKA Ismail, BOUGAILA Mohamed El Habib, DJEBBOUR Ali, Djawed, votre soutien indéfectible, vos conseils avisés et votre amitié sincère ont été des lumières dans les moments difficiles. Merci pour tout ce que vous avez fait et continuez de faire.*

*Avec toute ma gratitude et mon affection,*

*GHANEM Maamer.*

## **RESUME**

La conception du câblage d'une centrale photovoltaïque doit répondre à plusieurs exigences essentielles pour garantir la sécurité et la fiabilité de l'installation à long terme. Tout d'abord, les grandes installations nécessitent une méthode spécifique pour réussir un dimensionnement ; Le concepteur doit prendre en compte dans ses travaux la possibilité de continuité de service en cas de défaut partiels et la facilité de maintenance de l'installation en exploitation après réalisation.

Généralement le dimensionnement des câbles doit être réalisé avec précision. Cela implique de calculer les courants maximaux attendus dans chaque tronçon, afin de sélectionner des sections de câbles adaptées. La chute de tension maximale doit être inférieure à la chute de tension admissible normalisée.

Ensuite, la protection des équipements et des utilisateurs contre les chocs électriques est obligatoire. Le choix des dispositifs de protection et leurs emplacements qui dépendent des courants qui transitent ainsi de la sensibilité de l'appareil à protéger. Des parafoudres sont placés aux points stratégiques et des mises à la terre pour évacuer les surtensions.

Les conditions environnementales du site doivent être prises en compte dans le choix des câbles (température, rayonnement UV, etc.) et leur protection mécanique doit être assurée. Enfin, l'accessibilité et l'identification des câbles sont importantes pour faciliter la maintenance en future de l'installation.

Cette méthodologie globale, combinant dimensionnement, protection et adaptation à l'environnement, permet de concevoir un système de câblage fiable et sûr pour les centrales photovoltaïques.

# TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENT .....	i
DEDICACE 1 .....	ii
DEDICACE 2 .....	iii
RESUME .....	iv
TABLE DES MATIERES .....	v
TABLE DES FIGURES .....	x
ABREVIATIONS.....	xii
Introduction générale .....	15
I.1 Introduction.....	18
I.2 Méthode de dimensionnement d'une installation .....	18
I.2.1 Dimensionnement des sources d'alimentation .....	19
I.2.2 Puissance installée .....	19
I.2.3 Puissance absorbée (KVA).....	19
I.2.4 Puissance d'utilisation .....	20
I.2.5 Puissance foisonnée .....	20
I.2.6 Puissance prévisionnée .....	20
I.2.7 Courant d'emploi : <b><math>I_B</math></b> .....	20
I.2.8 Courant admissible <b><math>I_Z</math></b> .....	20
I.2.9 Facteurs de correction : .....	20
I.3 Principe de la méthode de calcul de section des câbles .....	21
I.3.1 La section.....	21
I.3.2 Chaleur de conducteur .....	22
I.3.3 Méthode de référence.....	23
I.3.4 Températures de référence .....	23
I.3.5 Nombre de conducteurs actifs.....	23
I.4 Détermination de la chute de tension.....	23
I.4.1 Limite maximale de la chute de tension .....	24
I.4.2 Calcul de la chute de tension : .....	24
I.4.3 Vérification des chutes de tension : .....	24
I.4.4 Chute de tension relative : .....	25
I.5 Courant de court-circuit .....	25
I.6 Protection générale des systèmes électrique.....	25

I.6.1	Protection contre les chocs électriques .....	26
I.6.1.1	Protection contre les chocs directs .....	26
I.6.1.2	Protection contre les chocs indirects.....	26
I.7	Sélection et application de l'appareillage .....	26
I.8	Normes appareillage et réglementation .....	27
I.9	Principe de la protection des circuits contre les surintensités.....	27
I.11	Sélectivité.....	28
I.11.1	Sélectivité ampérométrique .....	29
I.11.2	Sélectivité chronométrique .....	29
I.11.3	Sélectivité de zone .....	29
I.12	Conclusion .....	30
II.1	Introduction .....	32
II.2	Description des installations photovoltaïques .....	32
II .2.1	Le générateur photovoltaïque .....	32
II.2.2	L'onduleur solaire (convertisseur DC/AC).....	34
II.2.3	Les armoires de protection et de distribution DC & AC .....	34
II.3	Détermination de la puissance crête du champ PV .....	35
II.4	Dimensionnement des câbles et des dispositifs de protection.....	35
II.5	Canalisation .....	36
II.6	Mise à la terre des installations photovoltaïques .....	36
II.6.1	Mise à la terre de la partie DC .....	36
II.6.2	Mise à la terre de la partie AC .....	36
II.7	Les dangers qui menacent les panneaux solaires .....	37
II.7.1	Protection DC .....	37
II.7.1.1	Protection des Strings contre les courants inverses .....	38
II.7.1.2	Diode de coupure inversée .....	38
II.7.1.3	Fusibles.....	39
II.7.1.4	Emplacement des fusibles CC.....	39
II.7.1.5	Présence ou non des fusibles CC.....	40
II.8.1.6	Calibrage des fusibles CC .....	41
II.7.1.7	Disjoncteurs miniatures .....	41
II.7.1.8	Classifications des dispositifs de protection contre les surtensions .....	41
II.7.1.9	Sélection et installation de dispositifs de protection contre les surtensions.....	41
II.7.1.10	Localisation de la foudre .....	42
II.7.2	Protection AC .....	42

II.7.2.1 SPD pour le côté AC .....	42
II.7.2.2 Installation du SPD.....	42
II.7.3 La protection de son installation solaire grâce à la mise à la terre .....	43
II.7.4 Les coffrets de protection .....	43
II.8 Anomalies & défauts au niveau des modules PV .....	43
II.9 Objectif de notre travail .....	44
II.10 Description de la méthode suivie .....	44
II.10.1 Description de sous champ (2 MW).....	44
II.10.2 Le schéma unifilaire de raccordement des chaînes d'un sous champ d'un MW.....	44
II.11 Conclusion .....	45
III.1 Introduction .....	47
III.2 Présentations de la centrale PV .....	47
III.2.1 Technologie installée.....	47
III.3 répartition de l'installation .....	48
III.3.1 Schéma Unifilaire de 01 MW .....	50
III.4 Le calcul des sections des câblages.....	50
III.5 Schéma bloc des cheminements des câbles : .....	57
III.6 Poste de livraison : .....	58
III.7 Poste de commande : .....	58
III.8 Mesure et Protection .....	59
III.6 Conclusion .....	60
IV.1 Introduction .....	62
IV.2 Présentation du logiciel ETAP.....	62
IV.2.1 Barre de menu .....	62
IV.2.2 Barre d'outils du projet .....	62
IV.2.3 Modifier les barres d'outils .....	63
IV.3 Conception sur ETAP .....	65
IV.4 Fonctionnement .....	66
IV.5 Composantes de simulation sous ETAP : .....	66
IV.5.1 Les panneaux solaires.....	67
IV.5.3 L'Onduleur .....	68
IV.5.4 Transformateur .....	69
IV.5.2 les câbles.....	70
IV.5.2.1 Câble entre deux strings .....	71
IV.5.2.2 Câble qui relie 8 tables parallèle .....	72



IV.5.2.3 Câble de boîte centrale .....	72
IV.5.2.5 Câble de transmission DC central box vers l'onduleur .....	73
IV.5.2.6 Câble de transmission MT .....	73
IV.6 Rapport récapitulatif de branchement .....	74
IV.7 Protection des appareillages .....	75
IV.7.1 Protections des strings par des fusibles .....	75
IV.7.2 Protection des tables .....	76
IV.7.2.1 Table protéger par fusibles de 200 A .....	76
IV.7.2.2 Table protéger par fusibles de 100 A .....	77
IV.7.2 Protection d'onduleur .....	78
IV.7.2.1 Protection d'onduleur partie DC .....	78
IV.7.2.2 Protection d'onduleur partie AC .....	79
IV.8 Comparaison des Résultats de Simulation et de Calcul Manuel .....	80
IV.9 Conclusion .....	80
CONCLUSION GENERAL .....	82
BIBLIOGRAPHIE .....	84

## TABLE DES TABLEAUX

Tableau I. 1: tableau du facteur d'utilisation.....	20
Tableau I. 2 : Détermination du facteur de correction Km .....	20
Tableau I. 3 : Détermination du facteur de correction Kg.....	20
Tableau I. 4 : Détermination du facteur de correction Kt .....	21
Tableau I. 5 : Facteurs multiplicatifs de K2 pour pose en plusieurs couches notes les facteurs de correction.....	21
Tableau I. 6 : Détermination de la section minimale en fonction de la lettre de sélection, du type de conducteur et de l'intensité admissible fictive Iz.....	22
Tableau I. 7 : Détermination de la lettre de sélection.....	23
Tableau I. 8 : Limite maximale de la chute de tension.....	24
Tableau I. 9 : Formules de calcul de la chute de tension soit les .....	24
Tableau I. 10 : Exemple de détermination des chutes de tension en ligne.....	25
Tableau II. 1 : Courant de retour maximal et exigence de fusibles en fonction du nombre de chaînes parallèle.....	40
Tableau III. 1 : Les caractéristiques des panneaux utilisés .....	47
Tableau III. 2 : Caractéristique de température .....	47
Tableau III. 3 : Les caractéristiques de l'onduleur .....	48
Tableau III. 4 : Câble électrique regroupant deux chaînes.....	52
Tableau III. 5 : Câble Electrique collecteur d'une section de 95mm <sup>2</sup> .....	53
Tableau III. 6 : Câble Electrique collecteur d'une section de 150mm <sup>2</sup> .....	54
Tableau III. 7 : Référence de Câble de transmission DC central box vers l'onduleur.....	55
Tableau IV. 1 : Caractéristique de l'Onduleur .....	68
Tableau IV. 2 : Rapport de branchement des câbles de 4 mm <sup>2</sup> .....	74
Tableau IV. 3 : Rapport de branchement des câbles de 95 mm <sup>2</sup> .....	74
Tableau IV. 4 : Rapport de branchement des câbles de 150 mm <sup>2</sup> .....	74
Tableau IV. 5 : Rapport de branchement des câbles de 300 mm <sup>2</sup> .....	75

## TABLE DES FIGURES

Figure I. 1: Un prototype du schéma unifilaire pour le flux de puissance .....	19
Figure I. 2 : Principe de la protection d'un circuit : cas du disjoncteur .....	27
Figure I. 4 : Caractéristiques I fonction de t d'un conducteur en fonction de la température ambiante ...	28
Figure I. 3 : Principe de la protection d'un circuit : cas du fusible.....	28
Figure II. 1 : Schéma synoptique général d'une installation PV .....	33
Figure II. 2 : Branchements des modules PV.....	33
Figure II. 3 : Architecture descriptive d'une installation PV raccordée au réseau électrique .....	35
Figure II. 4 : Exemples de mise en œuvre de la liaison équipotentielle.....	37
Figure II. 5 : Exemples de raccordement des modules PV et boucles d'induction.....	37
Figure II. 6 : Coté DC dans les installations PV .....	38
Figure II. 7 : Protection pour la connexion en parallèle des chaînes de modules photovoltaïques. ....	38
Figure II. 8 : Protection pour la connexion en parallèle des chaînes de modules photovoltaïques. Diodes de coupure inversées. ....	39
Figure II. 9 : Protection pour la connexion en parallèle des chaînes de modules photovoltaïques. Un simple parallèle .....	39
Figure II. 10 : L'emplacement des fusibles .....	40
Figure II. 11: Protection pour la connexion en parallèle PV (Disjoncteurs automatiques).....	41
Figure II. 12 : Localisation de la foudre.....	42
Figure II. 13 : Coté AC.....	42
Figure II. 15 : Schéma unifilaire de raccordement des chaînes .....	44
Figure II. 14 : raccordement de deux Chaînes de module.....	44
Figure II. 16 : L'étape suivante concerne le calcul du câble reliant l'onduleur au SKID .....	45
Figure II. 17 : Schéma de câblage des équipements de SKID .....	45
Figure III. 1 : Schéma synoptique de l'installation PV .....	49
Figure III. 2 : 1er cas de regroupement des chaînes d'onduleur .....	50
Figure III. 3 : Schéma d'une table (reliant deux chaînes solaire) .....	51
Figure III. 4 : Câbles de section 4mm <sup>2</sup> reliant deux chaînes solaires.....	52
Figure III. 5 : Câble Electrique collecteur 95 mm <sup>2</sup> .....	53
Figure III. 6 : Câble DC Principal d'une section de 150 mm <sup>2</sup> .....	54
Figure III. 7 : Câble de transmission DC central box vers l'onduleur .....	55
Figure III. 8 : la section du câble transformateur- RMU.....	57
Figure III. 9 : Schémas unifilaires des cheminements des câbles pour 16MWc.....	57
Figure III. 10 : Schémas unifilaires des cheminements des câbles 14MWc .....	58
Figure III. 11 : Protection de l'onduleur .....	59
Figure III. 12 : Schéma uni filaire de la connexion RMU entre deux Skid .....	60
Figure IV. 1 : Barre de menu ETAP .....	62
Figure IV. 2 : Barre d'outils du projet.....	63
Figure IV. 3 : Présentation de l'éditeur d'éléments (a)AC éléments (b) DC éléments (c)Éléments d'instrumentation.....	64

Figure IV. 4 : Schéma générale de sous station de 1MW (deux onduleurs et un transformateur) noms ded blocs .....	65
Figure IV. 5 : Schéma de SKID qui comporte 8 tables en parallèle.....	66
Figure IV. 6 : Schéma de SKID qui comporte 3 tables en parallèle.....	66
Figure IV. 7 : Le panneau solaire utilisé dans la centrale photovoltaïque.....	67
Figure IV. 8 : Dimensionnement de l'onduleur par ETAP.....	69
Figure IV. 9 : Dimensionnement de Transformateur par ETAP .....	70
Figure IV. 11 : Dimensionnement de câble qui relié deux strings .....	71
Figure IV. 10 : Schéma d'une table photovoltaïque (2 strings parallèle) .....	71
Figure IV. 12 : Câble collecteur de 8 tables parallèle .....	72
Figure IV. 13 : Dimensionnement de câble qui relié 8 tables .....	72
Figure IV. 14 : Câble de la boite centrale.....	72
Figure IV. 15 : Dimensionnement de câble de la boite centrale.....	72
Figure IV. 17 : Dimensionnement du câble de transmission DC central box vers l'onduleur .....	73
Figure IV. 16: Câble de transmission DC central box vers l'onduleur .....	73
Figure IV. 18 : Câble de transmission MT .....	73
Figure IV. 19 : Dimensionnement du câble de transmission MT.....	74
Figure IV. 20 : Dimensionnement de fusible de string (15 A) .....	75
Figure IV. 21 : Courbe de l'évolution du courant admissible $I_z(A)$ par rapport au temps(s) cas de fusible .....	76
Figure IV. 22 : Dimensionnement de fusible des tables(200 A).....	76
Figure IV. 24 : Dimensionnement de fusible des tables (100 A).....	77
Figure IV. 23 : Courbe de l'évolution du courant admissible $I_z(A)$ par rapport au temps(s) cas de fusible (200 A) .....	77
Figure IV. 25 : Courbe de l'évolution du courant admissible $I_z(A)$ par rapport au temps(s) cas de fusible (100 A correct 25).....	78
Figure IV. 26 : Dimension de disjoncteur DC qui protège l'onduleur.....	78
Figure IV. 27 : Courbe de l'évolution du courant admissible $I_z(A)$ par rapport au temps(s) cas de disjoncteur .....	79
Figure IV. 28 : Dimension de disjoncteur AC qui protège l'onduleur .....	79
Figure IV. 29 : Courbe de l'évolution du courant admissible $I_z(A)$ par rapport au temps(s) cas de disjoncteur AC.....	80

## **ABREVIATIONS**

TN :Terrestrial Neutral (schéma de liaison à la terre)

IT :Isolated Terra (schéma de liaison à la terre)

TT : Terre-Terre (schéma de liaison à la terre)

NF : Norme Française

DDR : Dispositif Différentiel Résiduel

PR : Polyéthylène Réticulé

PVC : Polychlorure de Vinyle

IEC : International Electrotechnical Commission (CEI en français)

CEI : Commission Électrotechnique Internationale (IEC en anglais)

BT : Basse Tension

MT/BT : Moyenne Tension/Basse Tension

PE : Protection Équipotentielle (conducteur de protection)

PEN : Conducteur combiné de protection et de neutre

TH3 : Taux d'harmonique de rang 3

ABB :Asea Brown Boveri, entreprise spécialisée dans les technologies de l'énergie et de l'automation

TGBT : Tableau Général Basse Tension

PV : Photovoltaïque

CEREFÉ : Commissariat aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique

MW:Mégawatt(s)

STC: Conditions de Tests Standards (Standard Test Conditions)

AM : Air Mass

UOC : Tension en Circuit Ouvert

FF : Facteur de Forme

AGCP : Appareil Général de Commande et de Protection

IRM : Intensité du courant retour maximal

SPD : Dispositif de Protection contre les Surtensions (Surge Protective Device)

UL :UnderwritersLaboratories (organisation de sécurité)

MCOV : Tension de fonctionnement continue maximale (Maximum Continuous Operating Voltage)

LPS : Système de Protection contre la Foudre (Lightning Protection System)

MPPT : Point de Puissance Maximale Suivi (Maximum Power Point Tracking)

NFPA : Association Nationale de Protection contre l'Incendie (National Fire Protection Association)

RMU : Ring Main Unit (Unité de boucle principale)

CB : Cellule de boucle

TSA : Transformateur Sectionneur d'Abrégé

SKID : Ensemble de sous-systèmes dans une centrale PV

ETAP : Analyse Transitoire des Programmes Électriques

AC : Courant Alternatif

DC: Courant Continu

OLE: Object Linking and Embedding

OLV: Object Linking and Viewing

XLPE : Polyéthylène Réticulé

MT : Moyenne Tension

# **Introduction générale**

## **Introduction générale**

Le dimensionnement d'une installation électrique signifie calculer et déterminer les caractéristiques physiques de ses éléments tels que les sources d'énergie, les conducteurs de distribution d'énergie et les dispositifs de protection. En plus assurer le contrôle des différents étages de l'installation et optimiser les coûts de réalisation. Donc, le design est un art relativement difficile dans la mesure où il nécessite de prendre en compte de nombreuses exigences spécifiées par le maître d'ouvrage.

De manière générale, on commence par dessiner un schéma unifilaire de l'installation et de ses niveaux de distribution (panneaux, réservoirs, canalisations, récepteurs, etc.). Le concepteur doit inventorier les puissances des récepteurs suivant la hiérarchie de fonctionnement en tenant compte des facteurs d'utilisation, de simultanéité et d'extension, afin de pouvoir dimensionner les sources nécessaires pour l'alimentation.

La deuxième tâche sera consacrée au dimensionnement des canalisations qui concerne la détermination des courants d'emplois, la prise en compte des modes de poses, des facteurs de milieu influents, l'évaluation des courants admissibles et finalement le choix de la section des conducteurs.

La dernière étape cruciale est la détermination de la protection qui demande une estimation des courants de court-circuit et le choix des dispositifs de protection. Cependant un ingénieur doit achever son travail par le système de contrôle et le plan d'exécution. Ces étapes peuvent être réalisées soit grâce à des logiciels, soit manuellement en s'appuyant sur des guides normatifs (CEI, UTE ou NFC).

Ces dernières années, le programme des énergies renouvelables en Algérie a connu un développement remarquable dans le domaine de la mise en œuvre des installations photovoltaïques. Cependant, dans ce contexte, que notre étude de dimensionnement sera appliquée à l'installation d'une centrale photovoltaïque de grande envergure. D'une part, acquérir des connaissances dans ce domaine et d'autre part, connaître le principe de fonctionnement des stations photovoltaïques.

Les systèmes photovoltaïques, comme tous les systèmes d'alimentation électrique, doivent disposer d'une installation dimensionnée sur les normes internationales qui règlementent le bilan de puissance, les sections et les poses des câbles et la protection appropriée contre les surintensités et les surtensions.

Une installation correctement dimensionnée et protégée garantit non seulement une performance optimale mais aussi la sécurité des installations et des opérateurs. Ces aspects techniques sont essentiels pour le développement et l'exploitation des centrales photovoltaïques, contribuant ainsi à une production d'énergie renouvelable fiable et durable. Le travail de notre projet de fin d'étude représente une méthodologie de calculs et de protection des câbles de la centrale photovoltaïque de 30MW de Saida. Pour bien faire notre mémoire sera réparti sur quatre axes.

Le premier axe sera consacré à des généralités sur la méthodologie de dimensionnement des installations électriques et les principes de la protection des circuits contre les surintensités. Le principe de la méthode de calcul de section des câbles, la détermination de la chute de tension et la sélectivité seront décrits.

Le deuxième axe présentera une description de l'installation photovoltaïque raccordée au réseau avec les armoires de protection et de distribution DC & AC. La détermination de la puissance crête du champ PV et le dimensionnement des câbles, des dispositifs de protection, la mise à la terre de la partie AC et la protection contre les contacts directs seront expliqués. La méthode utilisée pour le dimensionnement sera décrite.



Le troisième axe sera réservé au calcul analytique des sections de câbles et la protection. Une présentation de la centrale des équipements nécessaires pour une installation photovoltaïque sera décrite. Le calcul des sections des câbles et les schémas de protection seront expliqués.

Le quatrième axe sera dédié à la simulation d'une sous station par le logiciel ETAP. Des interprétations et commentaires seront édités.

Ce travail sera conclu par une conclusion générale

**Chapitre I :**  
**Généralités sur la méthodologie de  
dimensionnement des installations électriques**

## I.1 Introduction

La conception de l'installation électrique est un art difficile car il nécessite le respect des impératifs techniques, normatifs, économiques, contractuels et stratégiques. L'installation électrique est un ensemble cohérent d'appareillage, de câbles, et de récepteurs. Les dimensions de l'installation électrique impliquent le choix optimal de ces deux catégories d'éléments. L'appareillage électrique assure la protection des biens et personnes, le sectionnement et l'isolation d'un circuit ainsi que la commande des machines. [1]

D'un autre côté, les câbles sont les piliers d'une installation électrique, leur surdimensionnement génère considérablement des coûts supplémentaires dans la mise en œuvre du projet, en revanche un sous dimensionnement provoque des échauffements et causer un dysfonctionnement de l'installation électrique, d'où la nécessité d'un dimensionnement optimal. Ce qui exige de prendre en compte, le mode de pose, la nature des milieux traversés, la température du milieu, l'intensité à transporter la longueur et la matière du câble. La chute de tension admissible, la valeur du courant de court-circuit et le temps de coupure sur défaut sont des paramètres essentiels pour la protection.

La protection joue un rôle fondamental dans le design final d'installation.[2] Ce chapitre présentera les généralité sur la méthodologie de dimensionnement des installations électriques , le choix optimal des sections de câbles et des protections pour garantir un fonctionnement normal des équipements sans dégradation ou échauffement.

## I.2 Méthode de dimensionnement d'une installation

Généralement, la méthode dimensionnelle standard contient plusieurs étapes intégrées comme indiqué ci-dessous :

1. Établir le schéma unifilaire de l'installation en notant les puissances des récepteurs, les longueurs de câbles et leurs modes de poses.
2. Choisir le schéma de liaison à la terre : TT, IT, ou TN. Les régimes de neutre seront traités dans un article à venir. Mais il faut retenir que le SLT influence le choix du nombre de pôles des appareils de protection et le choix ou non des protections différentielles.
3. Choisir la puissance de la source à partir du bilan de puissance de l'installation, la méthode est expliquée par la suite : Etude d'une installation – le bilan de puissance.
4. Déterminer le courant d'emploi  $I_B$  pour chaque départ : au lieu d'utiliser le courant nominal pour dimensionner les câbles, on utilise le courant  $I_B$  qui est l'image de la puissance réellement véhiculée par le câble. Pour un récepteur final le courant  $I_B$  tient compte du coefficient d'utilisation du récepteur donc

$$I_B = Ku * I_N \text{ (I.1),}$$

ou  $I_N$  est le courant nominal du récepteur. Pour un tableau le courant  $I_B$  doit être calculé à partir de la puissance d'utilisation  $P_u$  du tableau calculée dans le bilan de puissance.

5. Calculer le courant admissible  $I_z$  du conducteur : le courant admissible 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 ou sont posées les canalisations :

$$I_z \geq \frac{I_b}{(Km * Kg * Kt * Kc)} \text{ (I.2)}$$

- $Km$  : coefficient relatif au mode de pose (sur chemins de câbles, enterré, encastré dans des goulottes...).
- $Kg$  : symbolise l'effet des courants des autres canalisations en proximité, donc fonction de leurs nombres et leurs distances de la canalisation étudiée.
- $Kt$  : coefficient dépendant de la température ambiante.
- $Kc$  : un coefficient de correction

La norme NFC15100 fournit des tableaux de choix de ces coefficients.

6. Choisir la section  $S_z$  relative au courant admissible, ce choix se fait à partir des tableaux de la norme. La section  $S_z$  n'est pas forcément la section finale à retenir, elle doit répondre à la contrainte de chute de tensions et au courant de court-circuit.
7. Calculer la chute de tension aval du câble en tenant compte de la chute de tension amont et de la résistance et réactance du câble. Si la chute de tension ne dépasse pas la limite prescrite par la norme (6% pour l'éclairage et 8 % pour les forces motrices pour un poste) donc  $S_z$  est retenue sinon il faut passer à la section juste supérieure. Puis recalculer la chute de tension.
8. Calculer la section de court-circuit du câble  $S_{cc}$  relatif à la contrainte thermique admissible par le câble. Les deux sections  $S_{cc}$  et  $S_z$  seront comparée, la plus grande est retenue.
9. la détermination de la protection qui demande une estimation des courants de court-circuit et le choix des dispositifs de protection ;
10. Le choix et le réglage de la sélectivité ; [3]

### I.2.1 Dimensionnement des sources d'alimentation

Il faut bien noter que la puissance d'une installation n'est pas la somme arithmétique des puissances des récepteurs, pour la simple raison que les récepteurs ne fonctionnent pas tous en même temps ni en plein charge, d'où la nécessité d'application des coefficients de simultanéité  $K_{set}$  d'utilisation  $K_u$ .

C'est donner à une source la puissance nécessaire pour alimenter une installation ou une de ses parties en tenant compte les différentes caractéristiques des circuits et récepteurs.

➤ Méthodologie pour faire un bilan de puissance :

1. Identifier pour chaque poste les différents types d'appareillages du projet ;
2. Calculer la puissance totale de chaque appareillage ;
3. Renseigner les coefficients normalisés pour chaque appareillage ;
4. Calculer la puissance totale foisonnée de chaque appareillage ;
5. Déterminer le niveau de réserve de puissance de l'installation ;
6. Calculer la somme totale de l'installation en Kw ;
7. Convertir la puissance totale de l'installation en kVA à partir du facteur de puissance.[4]

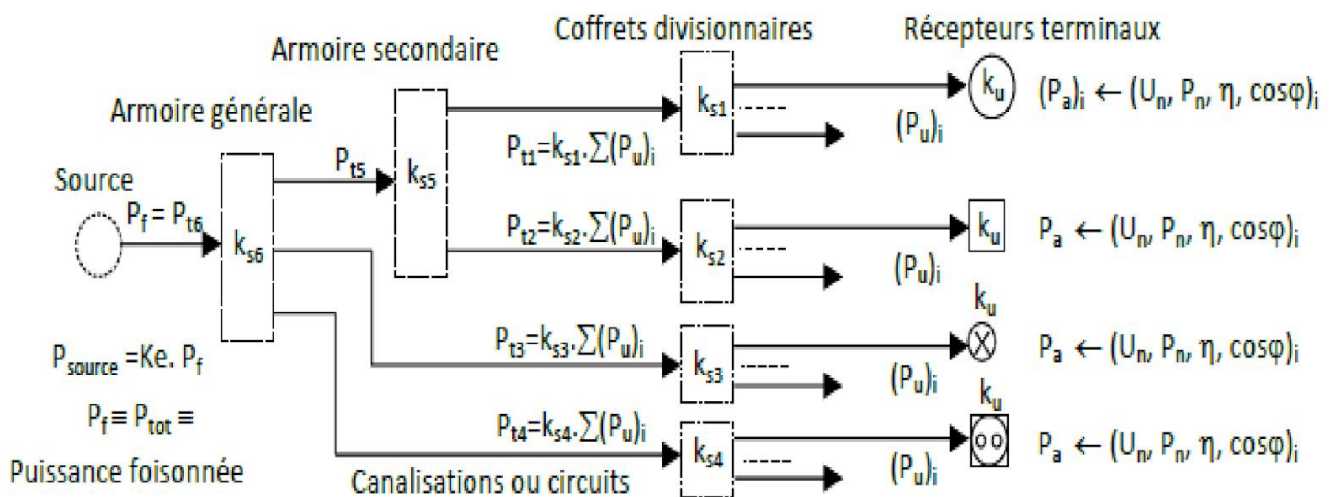


Figure I. 1: Un prototype du schéma unifilaire pour le flux de puissance

### I.2.2 Puissance installée

$$P_{installée} = \sum P_{nominales} \text{ (Récepteurs)} \quad (I.3)$$

La valeur de la puissance nominale d'un récepteur est donnée par sa documentation technique. En pratique, le rendement de l'installation est égal :

### I.2.3 Puissance absorbée (KVA)

$$P_{absorbée} = \frac{P_{installée}}{(\eta * \cos \phi)} \quad (I.4)$$

### I.2.4 Puissance d'utilisation

La puissance d'utilisation  $P_u$  est égale à la somme des puissances absorbées, valorisées par le facteur d'utilisation :

$$P_{utilisation} = K_{utilisation} * P_{absorbée} \quad (I.5)$$

$K_u$ , facteur d'utilisation maximum : Il traduit le fait que le régime de fonctionnement d'un récepteur peut être inférieur à la puissance nominale. Il s'applique individuellement à chaque récepteur [5].

Tableau I. 1: tableau du facteur d'utilisation

Utilisation	Force motrice	Eclairage, chauffage, ventilation et PC
<b>Ku</b>	0,75 à 1	1

### I.2.5 Puissance foisonnée

Elle est égale à la somme des puissances d'utilisation, valorisées par le facteur de simultanéité.

$$P_{foisonnée} = KS * P_u = KS * K_u * P_{abs} \quad (I.6)$$

### I.2.6 Puissance prévisionnée

Elle est égale à la somme des puissances d'utilisation, valorisées par le facteur de prévisions d'extension  $K_{pré}$

$$P_{prévision} = K_{pré} * P_{foisonnée} = K_{pré} * KS * K_u * P_{abs} \quad (I.7)$$

### I.2.7 Courant d'emploi : $I_B$

Le courant d'emploi  $I_B$  est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal. [6]

$$I_B = \frac{P_{prévision}}{V} \quad (I.8)$$

### I.2.8 Courant admissible $I_Z$

- Le courant admissible est la valeur constante de l'intensité que peut supporter, dans des conditions données, un conducteur sans que sa température soit supérieure à la valeur spécifiée.
- Le courant admissible est désigné par  $I_Z$ .
- Le courant d'emploi ( $I_B$ ) est lié au courant admissible par la relation :

$$I_Z \geq \frac{I_B}{K_m * K_g * K_t * K_c} \geq I_B \quad (I.9)$$

### I.2.9 Facteurs de correction :

- $K_m$  : coefficient relatif au mode de pose (sur chemins de câbles, enterré, encastré dans des goulottes...).
- Les coefficients sont donnés par des tableaux reliés au mode de pose.

Tableau I. 2 : Détermination du facteur de correction  $K_m$

Lettre de sélection	Cas d'installation	$K_m$
<b>B</b>	Câbles dans des produits encastrés directement dans des matériaux thermiquement isolants	0,70
	Conduits encastrés dans des matériaux thermiquement isolants	0,77
	Câbles multiconducteurs	0,90
	Vide de construction et caniveaux	0,95
<b>C</b>	Sous plafond	0,95
<b>B, C, E, F</b>	Autres cas	1

- $K_g$  : symbolise l'effet des courants des autres canalisations en proximité, donc fonction de leurs nombres et leurs distances de la canalisation étudiée.

Tableau I. 3 : Détermination du facteur de correction  $K_g$

Lettre de	Disposition des câbles jointifs	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs
-----------	---------------------------------	--

sélection		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
<b>B, C</b>	Encastré ou noyés dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45
<b>C</b>	Simple couche sur les murs ou sur les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	0,70
	Simple couche au plafond	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61	0,61
<b>E, F</b>	Simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou tablettes verticale	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72	0,72
	Simple couche sur des échelles à cable, corbeaux, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78	0,78

-Kt : coefficient dépendant de la température ambiante.

Tableau I. 4 : Détermination du facteur de correction Kt

Température Ambiante en C°	Nature de l'isolant		
	Elastomère (caoutchouc)	Polychlorure de vinyle (PVC)	Polyéthylène réticulé (PR) butyle, éthylène, propylène (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	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00
35	0,93	0,93	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		0,50	0,71

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, appliquer un facteur de correction de : Kc

Tableau I. 5 : Facteurs multiplicatifs de K2 pour pose en plusieurs couches notes les facteurs de correction

Nombre de couches	2	3	4 ou 5	6 à 8	9 et +
Facteur de correction	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66

### I.3 Principe de la méthode de calcul de section des câbles

En conformité avec les recommandations de la norme NF C 15-100, le choix de la section des canalisations et du dispositif de protection doit satisfaire plusieurs conditions nécessaires à la sécurité de l'installation. La canalisation doit : - véhiculer le courant maximal d'emploi et ne pas générer des chutes de tension supérieures aux valeurs admissibles. [7]

#### I.3.1 La section

- Elle est donnée par le tableau des courants admissibles ;
- Pour un mode de pose on détermine la méthode de référence ;
- En fonction de la nature de l'isolant (PVC ou PR), et du nombre de conducteurs actifs (2, ou 3), on se situe dans une colonne du tableau précédent ;
- En parcourant la colonne sélectionnée on recherche la valeur de l'intensité admissible, et ceci pour des conducteurs en cuivre ou en aluminium ;

- La section du conducteur se situe dans la colonne de gauche sur la ligne correspondante au courant admissible. [8]

Tableau I. 6 : Détermination de la section minimale en fonction de la lettre de sélection, du type de conducteur et de l'intensité admissible fictive Iz

Intensités normalisées en A										
1 - 2 - 3 - 5 - 10 - 16 - 20 - 25 - 32 - 40 - 50 - 63 - 70 - 80 - 100 - 125 - 160 - 200 - 250 - 320 - 400 - 500										
		Isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)								
		Caoutchouc ou PVC			Butyle ou PR ou éthylène PR					
Lettre de sélection	B	PVC 3	PVC 2		PR 3		PR 2			
	C		PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2		
	E			PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2	
	F				PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2
Section	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
Cuivre	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
(mm <sup>2</sup> )	4	28	32	34	36	40	42	45	49	
	6	36	41	43	48	51	54	58	63	
	10	50	57	60	63	70	75	80	86	
	16	68	76	80	85	94	100	107	115	
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
	70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
	95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
	120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
	150		299	319	344	371	395	441	473	504
	185		341	364	392	424	450	506	542	575
	240		403	430	461	500	538	599	641	679
	300		464	497	530	576	621	693	741	783
	400					656	754	825		940
	500					749	868	946		1083
	630					855	1005	1088		1254
Section	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28	
Aluminium	4	22	25	26	28	31	33	35	38	
(mm <sup>2</sup> )	6	28	32	33	36	39	43	45	49	
	10	39	44	46	49	54	59	62	67	
	16	53	59	61	66	73	79	84	91	
	25	70	73	78	83	90	98	101	108	121
	35	86	90	96	103	112	122	126	135	150
	50	104	110	117	125	136	149	154	164	184
	70	133	140	150	160	174	192	198	211	237
	95	161	170	183	195	211	235	241	257	289
	120	186	197	212	226	245	273	280	300	337
	150		227	245	261	283	316	324	346	389
	185		259	280	298	323	363	371	397	447
	240		305	330	352	382	430	439	470	530
	300		351	381	406	440	497	508	543	613
	400					526	600	663		740
	500					610	694	770		856
	630					711	808	899		996

### I.3.2 Chaleur de conducteur

Dans les conducteurs isolés, placés sous conduit, la chaleur produite par le passage du courant est dissipée dans le milieu ambiant par conduction ou par convection.

Cette dissipation dépend :

- De la méthode de référence liée au mode de pose ;
- De la température que peut supporter l'isolant ;
- Du nombre de conducteurs actifs du câble ou de la canalisation. [9]

### I.3.3 Méthode de référence

Pour déterminer une section de conducteur à partir d'une intensité d'emploi, on doit tenir compte du mode de pose. A chaque mode de pose codifié de 1 à 81 correspond une méthode de référence désignée par une lettre majuscule : B, C, D, E, F

- Méthode B : Les conducteurs sont enfermés dans des enceintes non ventilées, la dissipation de la chaleur est mauvaise.
- Méthode C : Les câbles sont à l'air libre, mais disposés contre des parois qui limitent la dissipation de la chaleur.
- Méthode D : Concerne uniquement les câbles enterrés.
- Méthode E : Câbles multiconducteurs à l'air libre.
- Méthode F : Câbles mono conducteurs à l'air libre.
- Cette méthode de référence est imposée par la norme C 15-100, ou un tableau spécial indique la méthode de référence correspondant à chaque mode de pose.

Tableau I. 7 : Détermination de la lettre de sélection

Type d'élément conducteur	Mode de pose	Lettre de sélection
Conducteurs et câbles multiconducteur	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sous conduit, profilé ou goulotte, apparent ou encastré</li> <li>• Sous vide de construction, faux plafond</li> <li>• Sous caniveau, moulures, plinthes, chambranles</li> </ul>	B
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En apparent contre mur ou plafond</li> <li>• Sur chemin de câble ou tablettes mon perforées</li> </ul>	C
Câbles multiconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sur échelle, corbeaux, chemin de câbles perforé</li> <li>• Fixé en apparent, espacés de la paroi</li> <li>• Câbles suspendus</li> </ul>	E
Câbles mono conducteur	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sur échelle, corbeaux, chemin de câbles perforé</li> <li>• Fixé en apparent, espacés de la paroi</li> <li>• Câbles suspendus</li> </ul>	F

### I.3.4 Températures de référence

- Températures ambiantes : Les échanges thermiques s'opèrent avec le milieu ambiant, les valeurs ont été calculées pour des températures de :
- 30 °C dans l'air, pour tous les modes de pose.
- 20 °C dans le sol, pour les câbles enterrés ou placés dans des conduits enterrés.
- Température des conducteurs isolés : En fonction de la nature de l'isolant, l'âme conductrice peut être portée à une température maximale fixée par la norme :
- 70 °C isolant en polychlorure de vinyle (PVC). 90 °C isolant en polyéthylène réticulé (PR) .105 °C isolant minéral.[11]

### I.3.5 Nombre de conducteurs actifs

C'est le nombre de conducteurs parcourus par le courant absorbé par les appareils, soit 2 en monophasé, et 3 en triphasé : exemple (PR 3).

## I.4 Détermination de la chute de tension

L'impédance d'une canalisation est faible mais non nulle : lorsqu'elle est traversée par le courant d'emploi, il y a chute de tension entre son origine et son extrémité.

Or le bon fonctionnement d'un récepteur (moteur, éclairage) est conditionné par la valeur de la tension à ses bornes. Il est donc nécessaire de limiter les chutes de tension en ligne par un dimensionnement correct des canalisations d'alimentation.

Cette section permet de déterminer les chutes de tension en ligne afin de vérifier qu'elles soient :

- Conformes aux normes et règlements en vigueur ;
- Acceptables par le récepteur ;
- Adaptées aux impératifs d'exploitation. [12]



### I.4.1 Limite maximale de la chute de tension

La limite maximale de la chute de tension varie d'un pays à un autre. Les valeurs typiques pour des installations BT sont données dans le tableau (Tableau I.7). [13]

Tableau I. 8 : Limite maximale de la chute de tension

Type d'installations	Eclairage	Autres usages (force motrice)
Alimentation par le réseau BT de distribution publique	3%	5%
Alimentation par poste privé MT/BT	6%	8%
Lorsque les canalisations principales de l'installation ont une longueur supérieure à 100 m, ces chutes de tension peuvent être augmentées de 0,005 % par mètre de canalisation au-delà de 100 m, sans toutefois que ce supplément soit supérieur à 0,5 %.		

Lorsque la chute de tension est supérieure aux valeurs du tableau (I.7), il sera nécessaire d'augmenter la section de certains circuits jusqu'à ce que l'on arrive à des valeurs inférieures à ces limites.

### I.4.2 Calcul de la chute de tension :

Les chutes de tension sont déterminées à partir des valeurs du courant d'emploi des circuits. La longueur de la canalisation ou de la ligne, est la longueur d'un seul conducteur de la canalisation. Le calcul de la chute de tension est l'application directe de la loi d'Ohm :

- DC :  $u = R * I$  avec  $R = \rho \frac{L}{S}$  (I.10)

- CA :  $u = Z * I$  (I.11)

Formule générale :  $u = b * \left( \rho_1 \frac{L}{S} * \cos\varphi + \lambda L * \sin\varphi \right) * I_B$  (I.12)

$u$ : Chute de tension

$b$ : coefficient dont la valeur est de : 2 en monophasé et en continu ; 1 en triphasé, tension phase neutre  $\sqrt{3}$   
 Les circuits triphasés très déséquilibrés, une seule phase chargée, sont considérés comme des circuits monophasés.

$\rho_1$ : Résistivité : - pour le cuivre 0,0225 mm<sup>2</sup>/m & pour l'aluminium 0,0360 mm<sup>2</sup>/m

$L$ : Longueur simple de la canalisation en m &  $S$ : Section des conducteurs en mm<sup>2</sup>.

$\lambda$ : Réactance linéique des conducteurs, on prend une valeur moyenne égale à 0,08. 10<sup>-3</sup>Ω/m

$I_B$ : Courant d'emploi en Ampère.

$\Delta u = \frac{100 * u}{U_0}$  (I.13)      $u = \frac{6 * L}{L_{max}}$  (I.14)

### I.4.3 Vérification des chutes de tension :

La chute de tension sur une canalisation est calculée par la formule :

$$u = b \left( \rho_1 \frac{L}{S} \cos\varphi + \lambda L \sin\varphi \right) I_B \text{ (I.15)}$$

Tableau I. 9 : Formules de calcul de la chute de tension soit les

Circuit	Chute de tension ( $\Delta U$ )	
	En volts	En %
Monophasé : deux phases	$u = 2 \left( \rho_1 \frac{L}{S} \cos\varphi + \lambda L \sin\varphi \right) I_B$	$\frac{100 \times \Delta V}{U_n}$
Monophasé : phase et neutre	$u = 2 \left( \rho_1 \frac{L}{S} \cos\varphi + \lambda L \sin\varphi \right) I_B$	$\frac{100 \times \Delta V}{V_n}$
Triphasé équilibré : trois phases (avec ou sans neutre)	$u = \sqrt{3} \left( \rho_1 \frac{L}{S} \cos\varphi + \lambda L \sin\varphi \right) I_B$	$\frac{100 \times \Delta V}{V_n}$

Les valeurs de  $\lambda$  en BT sont :

0,09\*10<sup>-3</sup> Ω/m pour les câbles tripolaires ;

0,08\*10<sup>-3</sup> Ω/m pour les câbles unipolaires serrés en nappe ou en triangle ;

0,08\*10<sup>-3</sup> Ω/m pour les câbles unipolaires espacés  $d = 8 \times r$

$d$  : Distance moyenne entre conducteur ;

$r$  : Rayon des âmes conductrices.

#### I.4.4 Chute de tension relative :

On définit la chute de tension relative :

$$\frac{100 \times \Delta V}{V_n} \quad (\text{I.6})$$

Pour les circuits triphasés ou monophasés alimentés entre phase et neutre. La norme C 15-100 limite les valeurs de chute de tension admissibles selon le type de réseau et la nature du récepteur. La chute de tension à considérer est mesurée entre le point de raccordement BT et le récepteur.

Tableau I. 10 : Exemple de détermination des chutes de tension en ligne

Chutes de tension en % pour 100m de câble et un $\cos\phi = 0,85$																		
In (A)	Câble en cuivre S en mm <sup>2</sup>											Câble en aluminium S en mm <sup>2</sup>						
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	10	16	25	35	50	70	95
1	0,5	0,4																
2	1,1	0,6	0,4															
3	1,5	1	0,6	0,4								0,4						
5	2,6	1,6	1	0,6	0,4							0,6	0,4					
10	5,2	3,2	2	1,4	0,8	0,5						1,3	0,8	0,5				
16	8,4	5	3,2	2,2	1,3	0,8	0,5					2,1	1,3	0,8	0,6			
20		6,3	4	2,6	1,6	1	0,6					2,5	1,6	1,1	0,7	0,5		
25		7,9	5	3,3	2	1,3	0,8	0,6				3,2	2	1,3	0,9	0,6	0,5	
32			6,3	4,2	2,6	1,6	1,1	0,8	0,5			4,1	2,6	1,6	1,2	0,9	0,6	0,5
40			7,9	5,3	3,2	2,1	1,4	1	0,7	0,5		5,1	3,2	2,1	1,5	1,1	0,8	0,6
50				6,7	4,1	2,5	1,6	1,2	0,9	0,6	0,5	6,4	4,1	2,6	1,9	1,4	1	0,7
63				8,4	5	3,2	2,1	1,5	1,1	0,8	0,6	8	5	3,2	2,3	1,7	1,3	0,9
70					5,6	3,5	2,3	1,7	1,3	0,9	0,7		5,6	3,6	2,6	1,9	1,4	1,1
80					6,4	4,1	2,6	1,9	1,4	1	0,7		6,4	4,1	3	2,2	1,5	1,3
100					8	5	3,3	2,4	1,7	1,3	1			5,2	3,8	2,7	2	1,5
125						5,4	4,1	3,1	2,2	1,6	1,3			6,5	4,7	3,3	2,4	1,9
160							5,3	3,9	2,8	2,1	1,6				6	4,3	3,2	2,4
200							6,4	4,9	3,5	2,6	2				5,6	4	3	

#### I.5 Courant de court-circuit

La connaissance des intensités de court-circuit ( $I_{cc}$ ) aux différents points d'une installation est indispensable pour la conception d'un réseau. [14]

- Le calcul du courant de court-circuit triphasé maximal est utilisé pour :
  - La vérification du pouvoir de coupure du dispositif de protection,
  - La vérification des contraintes thermiques des conducteurs lorsque le dispositif de protection est un disjoncteur.
- Le calcul du courant de court-circuit triphasé minimal est utilisé pour :
  - La vérification du seuil de déclenchement en cas de court-circuit lorsque le dispositif de protection est un disjoncteur,
  - La vérification des contraintes thermiques des conducteurs lorsque le dispositif de protection est un fusible.
- Le calcul du courant de court-circuit phase-terre minimal (en schéma TN et IT) est utilisé pour la vérification de la protection des personnes.

#### I.6 Protection générale des systèmes électrique

La protection électrique désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Elle est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Voici quelques points importants à retenir :

- Objectifs de la protection électrique :

- Éviter les dégâts causés par les défauts électriques (court-circuit, surtensions, etc.) ;
- Assurer la stabilité et la continuité de l'alimentation électrique ;
- Protéger les personnes et les équipements électriques.
- Défauts électriques :
  - Le court-circuit et les surtensions sont des exemples de défauts électriques ;
  - Ils peuvent endommager les équipements et perturber la stabilité du réseau.
- Qualités fondamentales d'une protection électrique :
  - Rapidité d'intervention : Les protections doivent agir en quelques centaines de millisecondes ;
  - Sélectivité : Chaque zone du réseau doit être correctement protégée sans laisser de points sans protection.
- Éléments mis en œuvre dans une protection électrique :
  - Capteurs : Mesurent les paramètres électriques ;
  - Relais : Détectent les défauts et prennent des décisions pour protéger le réseau ;
  - Automates : Gèrent les séquences d'intervention ;
  - Disjoncteurs : Coupent l'alimentation en cas de défaut. [15]

### **I.6.1 Protection contre les chocs électriques**

La Norme NF C 15-100 définit les mesures destinées à assurer la protection des personnes et des animaux contre les chocs électriques.

#### **I.6.1.1 Protection contre les chocs directs**

En dehors des mesures de protection traditionnelle (isolation, obstacles, éloignement, TGBT), de la NF C 15-100 reconnaît comme mesure de protection complémentaire, l'emploi de dispositifs différentiels résiduels. Le courant différentiel assigné de fonctionnement devra, être inférieur ou égal à 30 mA.

#### **I.6.1.2 Protection contre les chocs indirects**

A la suite d'un défaut entre une partie active et une masse reliée à la terre, un dispositif de protection doit séparer automatiquement de l'alimentation le circuit ou l'appareil en défaut, de telle façon qu'une tension supérieure à 50 Volts alternatif ne puisse se maintenir pendant un temps suffisant pour créer un risque d'effet physiopathologique.

### **I.7 Sélection et application de l'appareillage**

Pour choisir l'appareillage électrique adapté au récepteur demande une bonne connaissance du comportement du récepteur lors de l'utilisation normale et lors de dysfonctionnement en prenant en considération la cadence de fonctionnement, le risque de surcharge, la résistance au court-circuit et la résistance aux surtensions. Les constituants (appareillages, sous-ensembles) doivent être conformes aux normes correspondantes et convenir à leur application particulière en ce qui concerne la présentation extérieure de l'ensemble, leurs caractéristiques électriques et mécaniques.

L'appareillage électrique est classé en plusieurs catégories selon :

#### ➤ Sa fonction

Pour adapter la source d'énergie au comportement du récepteur, il est défini cinq grandes fonctions à remplir par l'appareillage électrique :

- le sectionnement, l'interruption et la commutation ;
- la protection contre le court-circuit ;
- la protection contre les surcharges.

#### ➤ Son installation

On peut distinguer : le matériel pour l'intérieur, le matériel pour l'extérieur.

#### ➤ Le type de matériel

Deux types sont distingués :

- le matériel ouvert, dont l'isolation externe est faite dans l'air ;

- le matériel sous enveloppe métallique ou blindé, muni d'une enveloppe métallique, reliée à la terre, qui permet d'éviter tout contact accidentel avec les pièces sous tension.

➤ La température de service

L'appareillage est prévu pour fonctionner avec les températures normales de service suivantes :

- la température maximale de l'air ambiant n'excède pas 40 °C et sa valeur moyenne, mesurée pendant une période de 24 h, n'excède pas 35 °C ;
- la température minimale de l'air ambiant n'est pas inférieure à - 25 °C ou - 40 °C.

➤ Technique de coupure

L'histoire de l'appareillage électrique est riche d'inventions diverses, de principes de coupure performants, de technologies très variées utilisant des milieux aussi différents pour l'isolement et la coupure. On peut résumer les milieux suivants qui ont été choisis pour la coupure : • air • huile • air comprimé • SF6 • vide.

## I.8 Normes appareillage et réglementation

- Normes internationales principales

IEC 60947-1 : règles générales.

IEC 60947-2 : disjoncteurs.

IEC 60947-3 : interrupteurs, sectionneurs, interrupteurs sectionneurs et combinés fusibles.

IEC 60947-4 : contacteurs et démarreurs moteurs.

- Normes européennes principales

EN 60898 : disjoncteurs modulaires ≤ 125 A pour installations domestiques et analogues.

EN 60947-2 : disjoncteurs à usage industriel.

## I.9 Principe de la protection des circuits contre les surintensités

Le principe consiste à disposer à l'origine du circuit un appareil de protection suivant les figures (I.2) et figure(I.3).

- Agissant en cas de surintensité en un temps inférieur à la caractéristique  $I$  en fonction de  $t$  du câble ;
- Mais pouvant laisser passer en permanence le courant d'emploi  $I_B$  de ce circuit. Explication des figures.

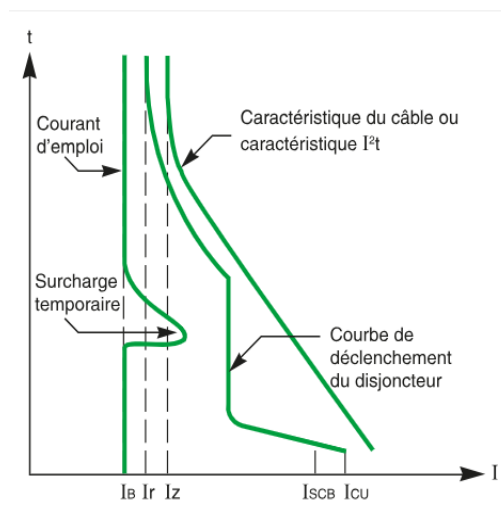


Figure I. 2 : Principe de la protection d'un circuit : cas du disjoncteur

Pour les courts-circuits de durée inférieure à 5 secondes, la caractéristique du conducteur isolé peut être approchée à l'aide de la formule :

$I^2t = k^2 S^2$  (I.22) qui exprime que la chaleur dégagée admissible est proportionnelle au carré de la section du conducteur isolé, avec :

- $t$  : Durée du court-circuit en secondes
- $S$  : Section du conducteur isolé en  $\text{mm}^2$

- $I$  : Courant de court-circuit effectif en A, exprimé en valeur efficace
- $k$  : Constante caractéristique du conducteur isolé

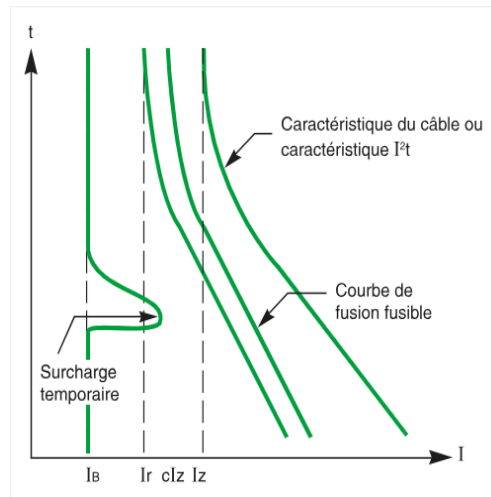


Figure I. 3 : Principe de la protection d'un circuit : cas du fusible

Pour un même conducteur isolé, l'intensité admissible varie selon l'environnement. Par exemple, pour une température  $\theta$  ambiante élevée ( $\theta_{a1} > \theta_{a2}$ ),  $I_{z1}$  est inférieur à  $I_{z2}$ .

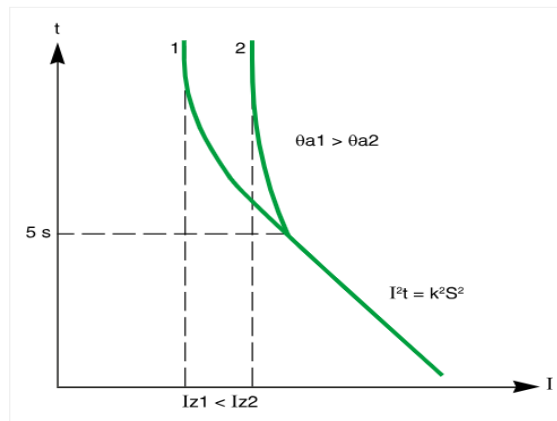


Figure I. 4 : Caractéristiques I fonction de t d'un conducteur en fonction de la température ambiante

### I.11 Sélectivité

La sélectivité dans le déclenchement de la protection à maximum de courant est normalement mise en œuvre dans les installations publiques et industrielles pour isoler du système la partie concernée par un défaut, en provoquant le déclenchement du seul disjoncteur immédiatement en amont de ce même défaut.

L'exemple de la figure qui suit met en évidence la nécessité de coordonner le déclenchement entre les deux disjoncteurs A et B de façon qu'en cas de défaut en C on ait le déclenchement du seul disjoncteur B, ce qui garantit la continuité du service au reste de l'installation alimenté par le disjoncteur A.

Alors que dans le domaine des courants de surcharge il existe normalement une sélectivité naturelle à cause de la différence entre les courants assignés du disjoncteur de protection de l'utilisateur et du disjoncteur général en amont, dans le domaine des courants de court-circuit la sélectivité peut être obtenue en différenciant les valeurs des courants et éventuellement des temps de déclenchement.

- La sélectivité peut être totale ou partielle :
  - sélectivité totale : seul le disjoncteur B s'ouvre pour toutes les valeurs de courant inférieures ou égales au courant maximum de court-circuit présent en C.

– sélectivité partielle : seul le disjoncteur B s'ouvre pour des courants de défaut inférieurs à une certaine valeur ; pour des valeurs égales ou supérieures on a le déclenchement de A et B. [16]

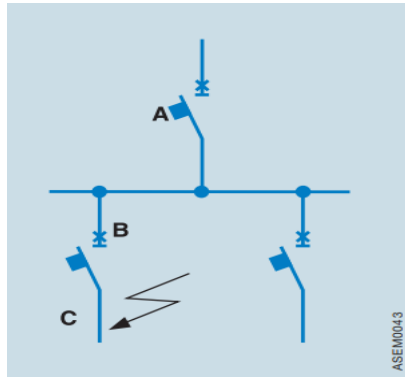


Figure I. 5: Schéma de circuit avec sélectivité des protections

En règle générale, les types de sélectivité suivants sont possibles :

### I.11.1 Sélectivité ampérométrique

Obtenue en réglant sur des valeurs différentes les courants de déclenchement instantané de la chaîne de disjoncteurs (réglages supérieurs pour les disjoncteurs en amont).

Elle est principalement mise en œuvre dans les installations de distribution terminale où les disjoncteurs sont équipés d'une protection à déclenchement instantané ; le résultat est souvent une sélectivité partielle.

### I.11.2 Sélectivité chronométrique

Obtenue en introduisant volontairement des retards de plus en plus grands dans les temps de déclenchement des disjoncteurs les plus en amont dans la chaîne ; le rapport entre les seuils de déclenchement en amont et en aval doit être supérieur à 1,5 comme pour la sélectivité ampérométrique.

Dans ce cas, pour les disjoncteurs à déclenchement retardé, on doit vérifier que la valeur du courant  $I_{cw}$  est appropriée à la situation la plus critique prévue au point d'installation (courant maximum prévu-retard programmé).

La sélectivité chronométrique exige la programmation d'un retard d'au moins 100 ms par rapport au temps de déclenchement du disjoncteur en aval.

Toutes les versions des déclencheurs à microprocesseur équipées de la fonction de protection S sont donc adaptées à la sélectivité chronométrique.

### I.11.3 Sélectivité de zone

Applicable aux fonctions de protection S et G. Ce type de sélectivité permet de réduire les temps de déclenchement du disjoncteur le plus proche du défaut par rapport à ceux prévus par la sélectivité chronométrique.

Par zone, on entend la partie d'installation comprise entre deux disjoncteurs en série. A travers un simple fil de connexion, chaque disjoncteur qui perçoit un défaut communique ce dernier au disjoncteur en amont ; la zone du défaut est celle immédiatement en aval du disjoncteur qui détecte le défaut mais qui ne reçoit aucune communication des disjoncteurs en aval. Ce disjoncteur s'ouvrira sans attendre le retard programmé.

Tous les disjoncteurs Emax dans les versions B-N-S-H-V équipés de déclencheurs PR122 et PR123 permettent de réaliser la sélectivité de zone.

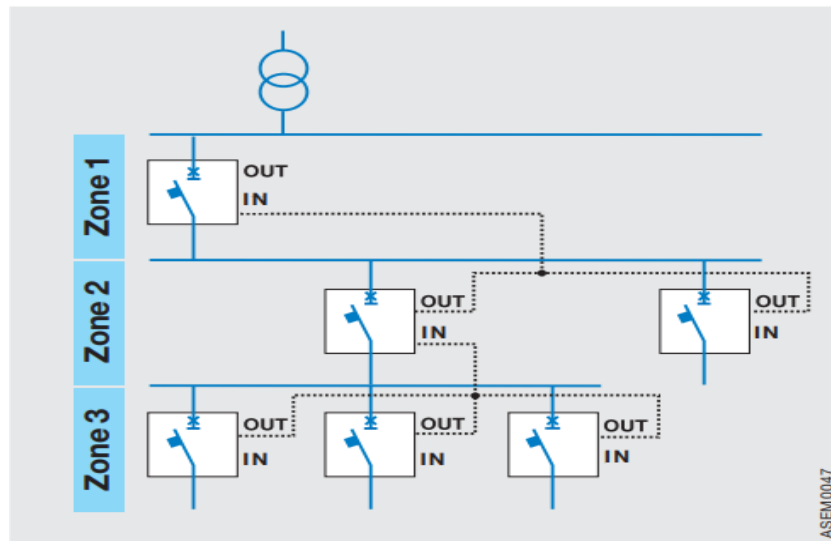


Figure I. 6 : Sélectivité par zone

### I.12 Conclusion

Pour conclure, la conception d'une installation électrique conforme aux normes NF C 15-100 est une tâche complexe et cruciale, intégrant des considérations techniques, économiques et sécuritaires. À travers ce document, nous avons exploré les principes fondamentaux du dimensionnement des câbles et la sélection des dispositifs de protection pour assurer la sécurité des biens et des personnes ainsi que la fiabilité de l'installation électrique.

Le respect des normes et des bonnes pratiques de conception garantit non seulement la conformité réglementaire mais aussi la durabilité de l'installation dans des conditions variées d'utilisation et d'environnement. Chaque décision, depuis le choix des sections de câbles jusqu'à l'association des dispositifs de protection, est guidée par des critères précis visant à minimiser les risques d'incidents tout en optimisant les coûts d'implémentation.

Enfin, il est crucial de souligner que la sécurité électrique ne se limite pas à la simple conformité aux normes mais implique également une compréhension approfondie des comportements électriques et une application rigoureuse des principes de sécurité. L'ensemble de ces aspects contribue à la réalisation d'installations électriques fiables, sûres et économiquement viables, répondant aux exigences actuelles et futures de notre société technologique.

**Chapitre II :**  
**Installation photovoltaïques raccordées au**  
**réseau électrique**



## II.1 Introduction

Ces dernières années, le développement de la production d'électricité via photovoltaïque (PV) a permis d'amorcer d'une dynamique économique plus ou moins croissante en Algérie. En fait, selon le rapport de 2020 du Commissariat aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique [1], le bilan cumulé des réalisations en matière d'installations PV basse tension a été évalué à plusieurs Mégawatts. Cette dynamique a engendré l'émergence d'un nombre appréciable de bureaux de conception et d'entreprises à installer des systèmes solaires photovoltaïques. Compte tenu de la consistance et de la multiplication des programmes solaires photovoltaïques dans tous les secteurs de l'activité et sur l'ensemble du territoire national, ce qui nécessite de nombreuses compétences et connaissances en électrotechniques pour suivre ces réalisations. Par conséquent, notre tendance à étudier ces installations et à acquérir une connaissance précise de cette technologie est devenue nécessaire.

L'objet de notre travail est d'étudier la méthodologie de la mise en œuvre du câblage et de la protection de l'installation d'une centrale photovoltaïque à grande échelle raccordés au réseau. Donc, comment choisir et calculer les sections des conducteurs électriques ainsi leurs emplacements. Nous avons besoin de connaître tous les outils techniques et pratiques précisant les règles de l'art et les standards normatifs qui devant être respectés pour la mise en œuvre d'installations solaires PV de qualité.

## II.2 Description des installations photovoltaïques

Les installations photovoltaïques (PV), qui servent de dispositifs pour convertir l'énergie solaire en énergie électrique, peuvent être connectées au réseau électrique ou autonome. L'énergie électrique produite par les installations photovoltaïques autonomes est soit utilisée directement par les consommateurs ou stockés dans des batteries ou dans d'autres systèmes de stockage pour une utilisation ultérieure.

L'énergie électrique produite par les installations PV raccordées au réseau électrique peut être complètement injectée dans le réseau ou bien, à la fois, être utilisée pour répondre aux besoins électriques du consommateur tout en injectant l'excédent dans le réseau. De même, il est fait appel au réseau électrique pour soutirer l'énergie manquante pour satisfaire la demande de l'utilisateur. Généralement un système PV est composé d'un champ photovoltaïque, d'un système de protection et d'un onduleur DC/AC. [16]

### II.2.1 Le générateur photovoltaïque

Un générateur photovoltaïque est constitué d'un ensemble de modules photovoltaïques constitués de cellules solaires connectées en série et/ou en parallèle. Tout module photovoltaïque est caractérisé par les paramètres électriques suivants :

- Puissance maximale ( $P_{max}$ ) ;
- Tension en circuit ouvert ( $U_{OC}$ ) ;
- Courant de court-circuit ( $I_{SC}$ ) ;
- Facteur de forme ( $FF$ ), également appelé facteur d'idéalité ;
- Rendement de conversion. [17]

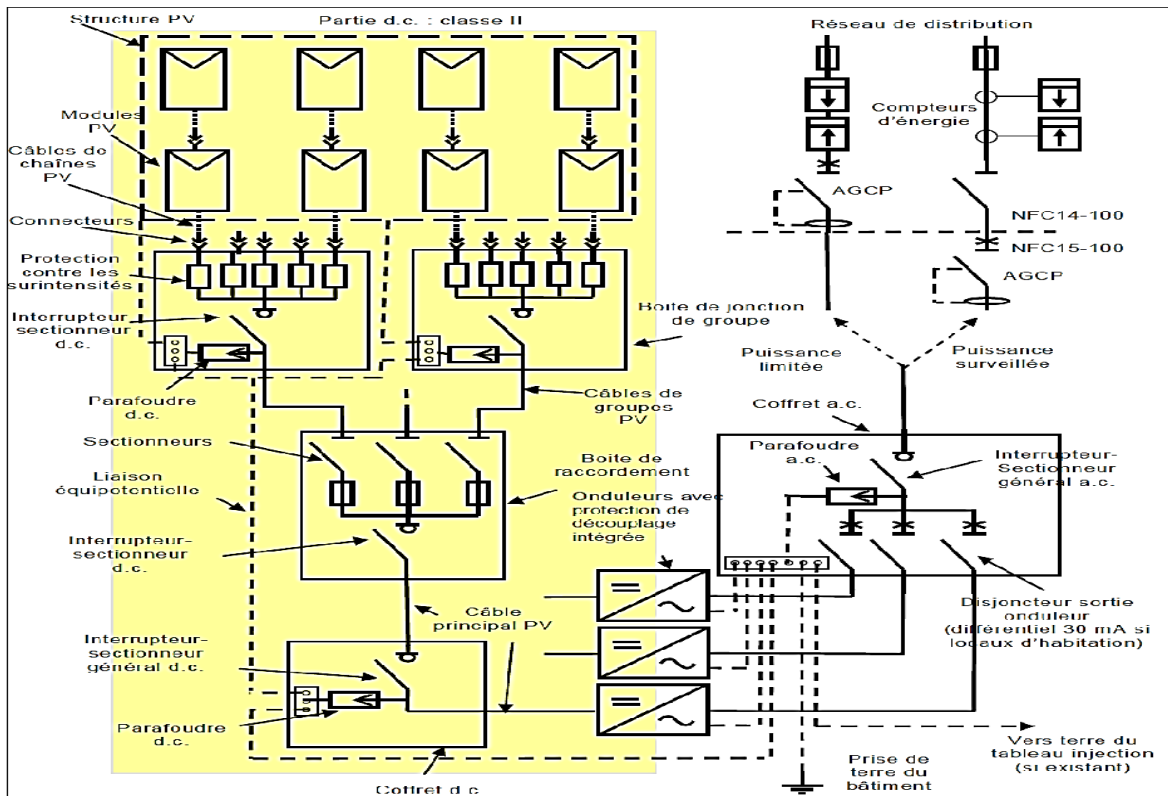


Figure II. 1 : Schéma synoptique général d'une installation PV

Les paramètres d'un panneau PV sont indiqués dans les fiches techniques fournies par les fabricants des modules PV. Ils sont mesurés en laboratoire sous des conditions de tests standards (STC : 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C et AM1.5). Les caractéristiques du champ PV (puissance, tension et courant) dépendent de celles des modules PV ainsi que de leurs branchements, comme le montre la figure (II. 2). En effet, le branchement des modules en série permet d'augmenter la tension du champ PV tandis que le branchement en parallèle sert à augmenter son courant.

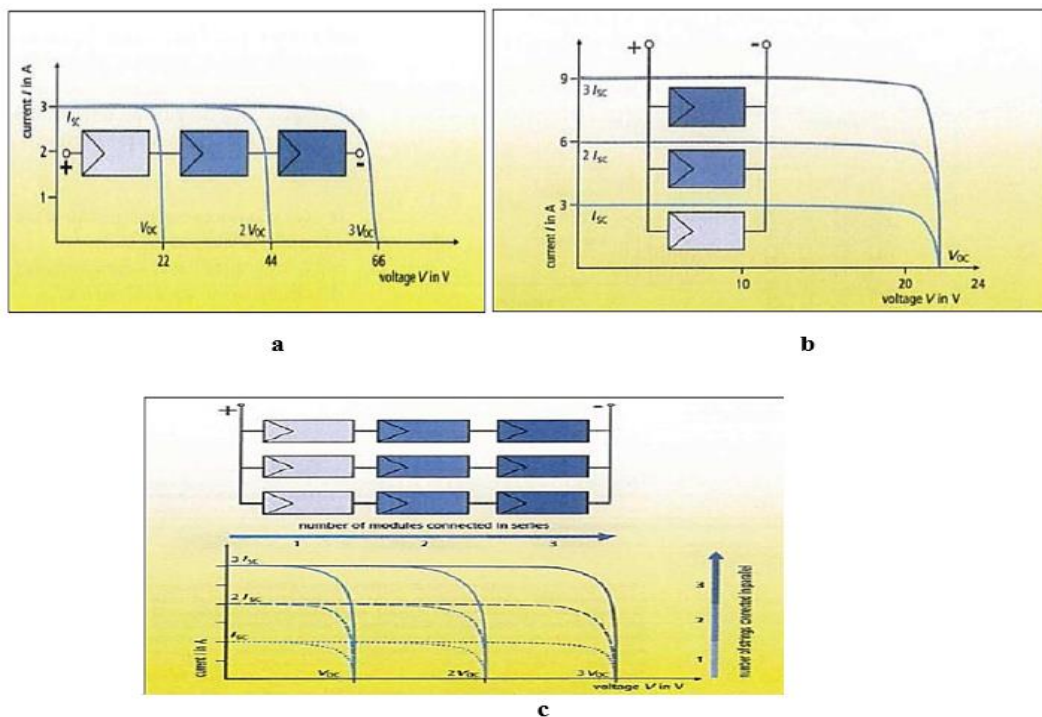


Figure II. 2 : Branchements des modules PV

Ainsi, pour augmenter d'avantage la puissance, la tension et le courant du champ PV, le branchement série-parallèle des modules est nécessaire.

Branchement pour la tension ;

Branchement parallèle pour le courant ;

Branchement mixte pour la puissance.

### **II.2.2 L'onduleur solaire (convertisseur DC/AC)**

Un onduleur solaire, également appelé convertisseur DC/AC, est un appareil électronique utilisé pour convertir le courant continu (DC), généré par un système photovoltaïque, en courant alternatif (AC). Tout onduleur solaire est caractérisé par :

Une puissance, une tension et un courant admissibles en entrée DC ;

Une puissance, une tension, une fréquence et un courant en sortie AC ;

Un rendement de conversion. [18]

### **II.2.3 Les armoires de protection et de distribution DC & AC**

Toute installation photovoltaïque doit être équipée d'un système de protection contre les risques électriques potentiels afin de protéger les personnes et les équipements. A cet effet, des armoires de protection (enveloppes) doivent être prévues contre les surintensités et les surtensions dans les parties DC et alternatif AC. Le boîtier DC et le boîtier AC sont respectivement installés en amont et en aval de l'onduleur. Le coffret de protection DC se compose généralement de :

- Fusibles solaires DC spécifiques aux installations PV ;
- Interrupteur(s)-sectionneur(s) DC ;
- Parafoudre(s) DC.

Le coffret de protection AC est généralement constitué de :

- Disjoncteur(s) différentiel(s) ;
- Interrupteur(s)-sectionneur(s) AC ;
- Parafoudre(s) AC.

Outre les coffrets DC/AC principal, installés au plus près de l'onduleur DC/AC, les installations PV peut également contenir de :

Boite(s) de jonction et de raccordement des chaînes PV et/ou des groupes PV avec :

- Fusibles solaires DC spécifiques aux installations PV ;
- Interrupteur(s)-sectionneur(s) DC ;
- Parafoudre DC.

Coffret de protection des batteries avec :

- Fusibles DC ;
- Sectionneur(s) ou interrupteur(s)-sectionneur(s).

L'architecture descriptive d'une installation PV raccordées au réseau, est présentée dans la Figure II.3.

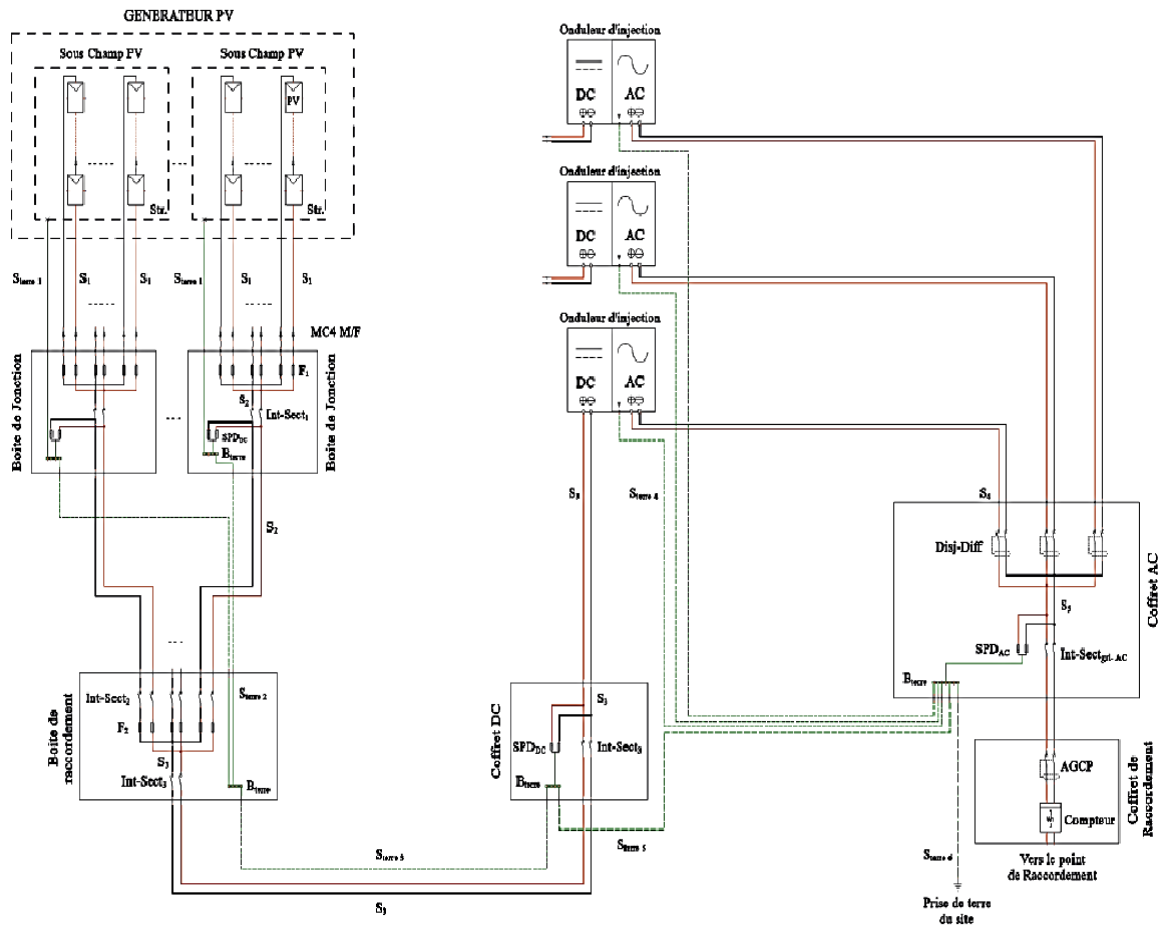


Figure II. 3 : Architecture descriptive d'une installation PV raccordée au réseau électrique

### II.3 Détermination de la puissance crête du champ PV

La puissance crête du champ photovoltaïque (PC) permettant de répondre aux besoins énergétiques est donnée par l'expression suivante :

$$Pc(Wc) = \frac{Ec}{PR \times Jr} \cdot 1000W/m^2$$

Avec :

$Ec$  (Wh/j) : Consommation énergétique journalière ;

$PR$  : Ratio de performance qui prend en compte plusieurs facteurs (efficacité des équipements (modules, batteries, régulateur, onduleur) ;

$Jr$  : Pertes dans les câbles, inclinaisons, incertitudes liées aux conditions météorologiques, etc.).

La valeur du rapport de performance est comprise entre 0,55 et 0,75 pour les installations solaires indépendantes et entre 0,70 et 0,85 pour les installations solaires connectées au réseau. Lors du dimensionnement d'un système photovoltaïque, il est recommandé d'utiliser des outils numériques de dimensionnement du système photovoltaïque pour :

Preise en compte de différents facteurs, notamment les conditions climatiques et les caractéristiques des équipements (modules, onduleurs) ;

Faciliter le choix des équipements (modules, batteries, régulateurs, onduleurs) ;

Déterminer de manière optimale la taille du générateur PV et des différents équipements. [19]

### II.4 Dimensionnement des câbles et des dispositifs de protection

La sélection et le dimensionnement des câbles, des dispositifs de protection et la séparation des installations photovoltaïques connectées au réseau commencent par une évaluation des puissances de chaque branche, le calcul du courant d'emploi en respectant les critères expliqués précédemment dans le chapitre I. Tenant compte des facteurs de température et de pose le courant admissible sera calculé ce

qui permis de déterminer la section des câbles. Le calcul de la chute de tension sera vérifié de la même manière. Les chutes de tension cumulées du câble entre chaque chaîne PV et l'onduleur doivent être calculées, et la plus grande quantité cumulée sera conservée. La chute de tension maximale dans la partie DC ou AC ne doit pas dépasser 3 %, idéalement 1 %.[20]

## II.5 Canalisation

Le choix des canalisations dans la partie générateur PV doit répondre aux exigences suivantes :

Les câbles PV doivent :

Être au minimum de type C2 (non propagateur de la flamme) ;

Posséder une température admissible sur l'âme d'au moins 90°C ;

Être mono-conducteurs avec une isolation équivalente à la classe II ;

Résister aux conditions externes AN3 (rayons ultra-violets) notamment pour les câbles exposés directement au rayonnement solaire.

La température prise pour le dimensionnement des câbles PV est de 70°C :

- Un facteur de correction de 0.58 doit être appliqué si les câbles sont soumis à l'échauffement direct des modules et/ou au rayonnement solaire ;
- Un facteur de correction de 0.77 doit être appliqué si les câbles cheminent dans des isolants thermiques de toitures ou de façade ;
- Un facteur de correction de 0.45 doit être appliqué si les câbles sont à la fois soumis à l'échauffement direct des modules et/ou au rayonnement solaire et cheminent dans des isolants thermiques de toitures ou de façade.

La mise en place des canalisations doit répondre aux exigences suivantes :

Les canalisations issues des champs PV installés dans les locaux à usage tertiaire ou d'habitation, doivent cheminer par l'extérieur jusqu'au local électrique.

L'ensemble des câbles et connexions doivent être à l'abri de toute détérioration externe.

Les câbles DC et le conducteur d'équipotent alité doivent être jointifs (côte à côte) afin de minimiser la surface des boucles.

Les polarités des câbles de la partie DC doivent être repérables par marquage (+/-) aux extrémités ou par couleurs.

Dans le cas de câbles enterrés, la mise en œuvre des canalisations doit être conforme aux exigences de la norme NA CEI 60364. [21]

## II.6 Mise à la terre des installations photovoltaïques

La mise à la terre des différents éléments constituant une installation PV est obligatoire.

### II.6.1 Mise à la terre de la partie DC

Les modules PV, les chemins de câbles et les structures métalliques porteuses (supports) doivent être reliés à la terre.

La liaison des différents éléments à la terre se fait via des connecteurs adaptés.

L'ensemble des éléments doivent être reliés à la même prise de terre.

La section minimale des conducteurs de mise à la terre, repérés par une coloration vert-et-jaune, est de 6 mm<sup>2</sup> en cuivre ou équivalent.

L'onduleur doit être relié à la liaison équipotentielle via un conducteur de section minimale de 6mm<sup>2</sup> en cuivre ou équivalent.

Lors du raccordement des modules PV, la surface des boucles doit être la plus faible possible pour ne pas générer des boucles d'inductions comme le montre la figure (II.4). Ainsi, la liaison équipotentielle et les câbles DC (+/-) doivent être jointifs (côte à côte).

En cas de maintenance, la liaison équipotentielle des masses doit être continue et maintenue.

[22]

### II.6.2 Mise à la terre de la partie AC

La mise à la terre de la partie AC doit être réalisée suivant à la norme NA CEI 60364.

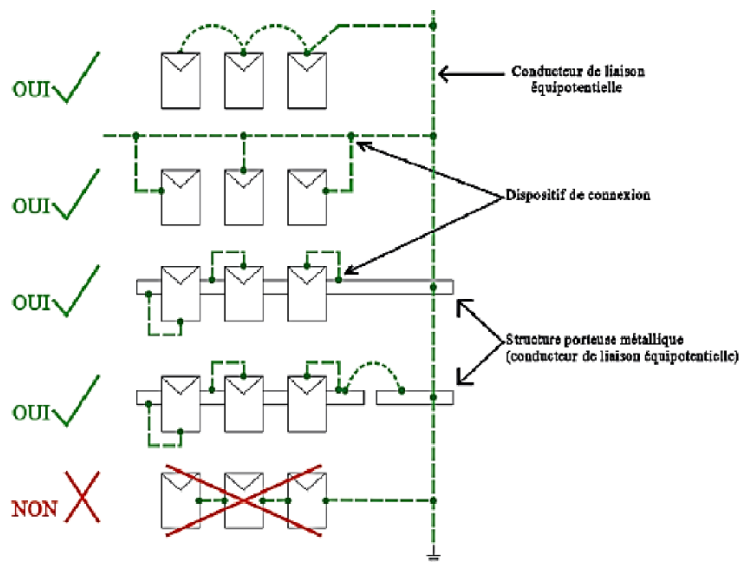


Figure II. 4 : Exemples de mise en œuvre de la liaison équipotentielle

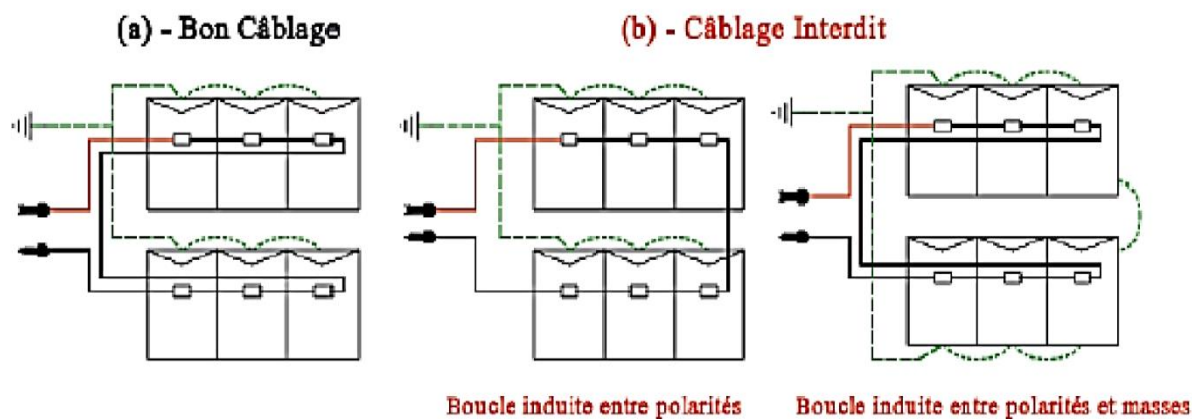


Figure II. 5 : Exemples de raccordement des modules PV et boucles d'induction

## II.7 Les dangers qui menacent les panneaux solaires

La durée de vie d'un panneau solaire avoisine en général 30 à 40 ans. Ces technologies sont conçues pour résister au temps. Toutefois, ils ne sont pas exempts de dangers. En effet, ils peuvent s'endommager sous l'effet :

Du vent qui peut salir le panneau avec des poussières et feuilles mortes ou qui, avec de fortes rafales, peut parfois décrocher les modules photovoltaïques ;

De la foudre : qui peut entraîner la formation d'arc électrique et dans de rares cas déclencher des incendies sur les panneaux photovoltaïques ;

De l'eau qui peut endommager les composants électroniques en s'infiltrant.

C'est pourquoi, il peut être bon d'investir dans un système de protection pour les panneaux solaires. [23]

### II.7.1 Protection DC

Conformément aux dispositions établies par la norme CEI 64-8 (article 712), une protection contre les surintensités doit être assurée lorsque la capacité de charge du câble est inférieure à 1,25 fois le courant de défaut calculé en tout point. Cela signifie que dans la majorité des petites installations ou lorsque plusieurs onduleurs ont été installés, il suffit d'installer un interrupteur-sectionneur qui, comme l'établit le Guide 82-25, doit être au moins de la classe DC21. Le guide 82-25 précise également qu'il est conseillé d'installer un dispositif d'isolement sur chaque chaîne afin de permettre l'inspection ou l'entretien de cette dernière sans avoir à arrêter d'autres parties du système.

Les parties conductrices exposées de tous les équipements doivent être mises à la terre au moyen du conducteur de protection afin de protéger les personnes des contacts indirects. Le générateur PV ne peut être mis à la terre que s'il est séparé du réseau de distribution basse tension par un transformateur.

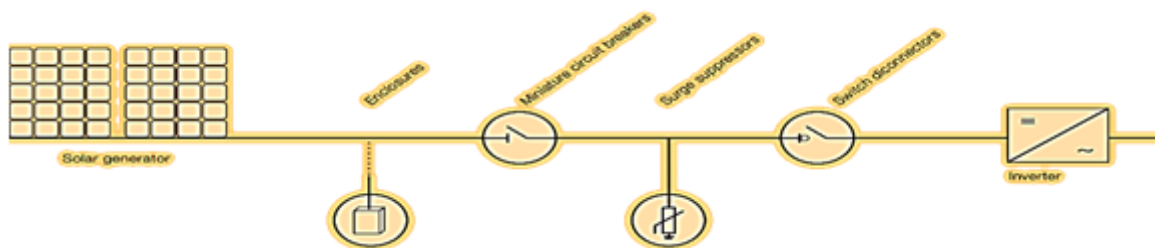


Figure II. 6 : Coté DC dans les installations PV

### II.7.1.1 Protection des Strings contre les courants inverses

Lorsque le schéma d'installation prévoit une conversion centralisée avec l'utilisation d'un seul onduleur, les chaînes doivent être protégées contre le courant inverse. Celui-ci pourrait circuler suite à des pannes ou des déséquilibres temporaires du système dus par exemple à certains modules solaires partiellement ombragés ou recouverts de neige, de feuilles, etc.

Le courant recerclé peut atteindre des valeurs extrêmement élevées, surtout lorsqu'il y a un grand nombre de chaînes. Les modules ne supportent pas ce type de courant et, en l'absence de dispositifs de protection, ils développent des défauts en très peu de temps. Il existe différentes méthodes pour connecter les strings de modules solaires en parallèle dans des conditions sûres : s'il n'y a que quelques strings (1 ou 2), évidemment formés du même nombre de modules, la connexion en parallèle peut se faire sans danger, sinon protection les appareils doivent être installés en série avec chaque chaîne. [24]

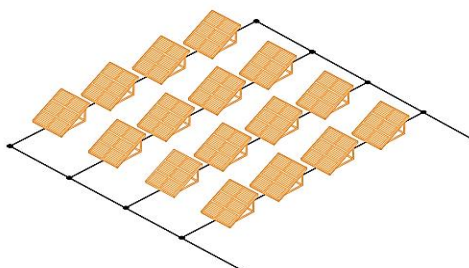


Figure II. 7 : Protection pour la connexion en parallèle des chaînes de modules photovoltaïques.

Avantages : simple à réaliser

Inconvénients : les cordes sont sujettes aux inversions de puissance ; ne peut être utilisé que pour un très petit nombre de chaînes.

### II.7.1.2 Diode de coupure inversée

Cette solution est déconseillée car tout le monde ne la considère pas adaptée à la protection des strings. Il ne remplace pas les protections contre les surintensités (IEC TS 62257-7-1) car la diode de blocage peut ne pas fonctionner correctement et être court-circuitée.

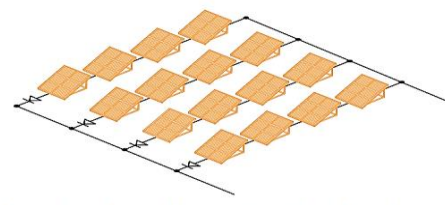


Figure II. 8 : Protection pour la connexion en parallèle des chaînes de modules photovoltaïques. Diodes de coupure inversées.

Avantages : Empêcher les inversions de puissance

Inconvénients : Ils ne sont pas considérés comme des dispositifs de protection. Ils entraînent une perte de puissance dans le circuit.

### II.7.1.3 Fusibles

Les fusibles sont la protection de chaîne la plus utilisée par les concepteurs car, contrairement aux diodes, ils déconnectent le circuit en cas de défauts. Cependant, bien que les fusibles soient simples à utiliser, il faut être très prudent dans leur dimensionnement et leur choix car certaines exigences fondamentales doivent être prises en compte :

Ils doivent posséder une caractéristique de déclenchement gR, adaptée à la protection des circuits à semi-conducteurs ;

Ils doivent être dimensionnés pour des valeurs de courant au minimum de 1,25 IS et au maximum à la valeur indiquée par le constructeur pour la protection des modules. En l'absence d'indications précises, considérer qu'une valeur doit être de 2,0 IS ou moins ;

Ils doivent être installés dans des sectionneurs-fusibles dédiés, capables de dissiper la puissance qui se développe dans les pires conditions de fonctionnement. Avec sa petite taille et son coût compétitif, cette solution n'empêche pas complètement la circulation du courant inverse dans les modules, qui doivent donc pouvoir supporter des valeurs d'au moins deux ou trois fois l'ISC (ces valeurs sont normalement supportées par la majorité des modules disponibles sur le marché).

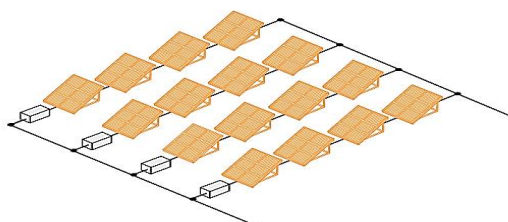


Figure II. 9 : Protection pour la connexion en parallèle des chaînes de modules photovoltaïques. Un simple parallèle

Avantages : simple à réaliser

Inconvénients : les cordes sont sujettes aux inversions de puissance ; ne peut être utilisé que pour un très petit nombre de chaînes

### II.7.1.4 Emplacement des fusibles CC

Lorsque la présence de fusible est justifiée, ceux-ci s'installent sur chacune des polarités de chacune des chaînes photovoltaïques ainsi qu'illustré sur le schéma ci-dessous : [25]



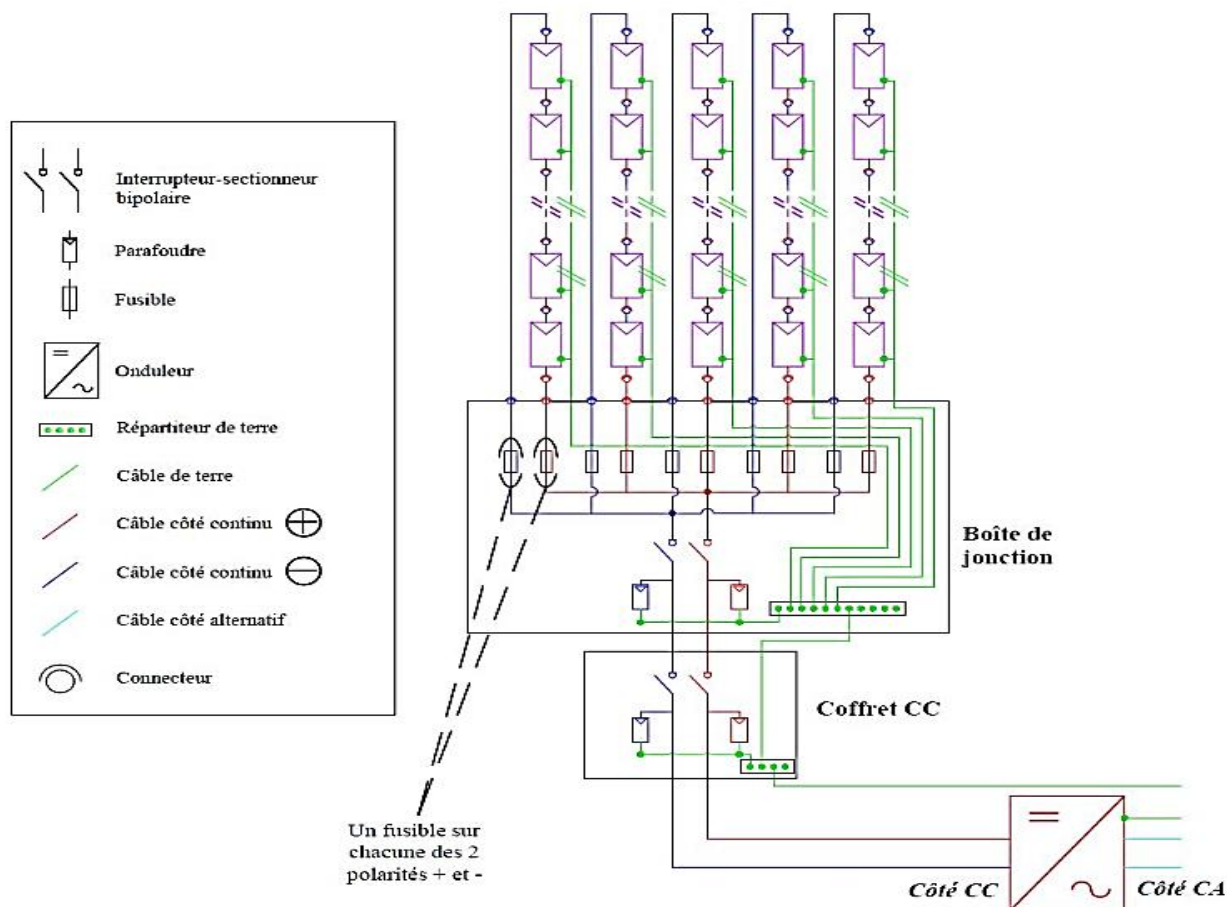


Figure II. 10 : L'emplacement des fusibles

### II.7.1.5 Présence ou non des fusibles CC

En situation de fonctionnement normal, le fusible doit assurer le rôle de conduction. Lors de l'apparition d'un défaut électrique (courant anormalement élevé par rapport au courant nominal de conduction), le fusible assure alors le rôle de coupure : le fusible, qui se présente sous la forme d'un ruban ou d'un fil métallique, fond puis se vaporise en raison de l'apport d'énergie par le défaut électrique qu'il doit interrompre.

Les fusibles n'empêchent pas les courants retours mais fondent dès qu'ils dépassent la valeur limite IRM, empêchant ainsi la détérioration des modules. Cette solution est beaucoup moins onéreuse que les diodes. Elle est ainsi préférée par les concepteurs d'installations photovoltaïques.

C'est la valeur du courant retour maximal des modules IRM qui justifie la présence ou non des fusibles. Lorsque l'intensité du courant retour est susceptible de dépasser IRM, il est nécessaire d'installer des fusibles.

Tableau II. 1 : Courant de retour maximal et exigence de fusibles en fonction du nombre de chaînes parallèle.

$N_c$ : Nombre de chaîne en parallèle	Valeur maximale du courant retour dans une chaîne (A)	Présence de fusible obligatoire ?
$N_c = 1$	0	NON
$N_c = 2$	$1.25 \times I_{CC} = 10.4625 \text{ A}$	NON
$N_c = 3$	$2 \times 1.25 \times I_{CC} = 20.925 \text{ A}$	OUI
$N_c \geq 4$	$(N_c - 1) \times 1.25 \times I_{CC}$	OUI

Nous remarquons qu'à partir de trois chaînes en parallèle, le courant retour est susceptible de dépasser la valeur du courant  $I_{RM}$ . Il est donc nécessaire d'installer des fusibles à partir de 3 chaînes en parallèle, avec ce type de module.

### II.8.1.6 Calibrage des fusibles CC

Pour qu'un fusible assure la protection contre les surintensités produites par les courants retours, il convient de (re)définir trois types de courant :

$I_B$  : Le courant maximal d'emploi dans les conducteurs

$I_N$  : Le courant assigné du fusible ou courant nominal du fusible

$I_{RM}$  : Le courant retour maximal que peut supporter un module sans être endommagé

Deux conditions nécessaires sont à respecter pour qu'un fusible assure la protection contre les surintensités produites par les courants retours :

$$I_B \leq I_N \text{ (II.1)} \& I_N \leq I_{RM} \text{ (II.2)}$$

### II.7.1.7 Disjoncteurs miniatures

L'utilisation de disjoncteurs thermomagnétiques constitue une autre méthode de protection des chaînes photovoltaïques. Ainsi, les fabricants ont créé des produits spécifiques comprenant des solutions technologiques capables de fonctionner aux valeurs élevées de tension continue habituelles dans ces applications. Techniquement parlant, c'est la meilleure solution même si elle n'est pas si économique. Dans certains cas, il pourrait également être susceptible de se déclencher accidentellement en présence de surtensions passagères (d'origine atmosphérique par exemple).

Cependant, dans de tels cas, ils peuvent être réinitialisés sans avoir à ne remplacer aucun composant. Un autre avantage est que les fonctions de protection et d'isolement peuvent être assurées par un seul appareil. [26]

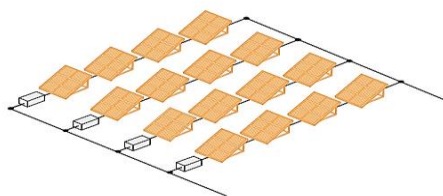


Figure II. 11: Protection pour la connexion en parallèle PV (Disjoncteurs automatiques).

Avantages : un seul appareil assure à la fois les fonctions de protection et d'isolement.

Inconvénients : Plus cher

### II.7.1.8 Classifications des dispositifs de protection contre les surtensions

Les SPD offrent une protection contre les dangers causés par les surtensions. UL 1449 définit les SPD de type 1, type 2 et type 3.

- Type 1 : SPD à un port, installés entre le secondaire du transformateur de service et le dispositif de surintensité, y compris les boîtiers de prise de compteur de wattheures. Ils protègent contre les coups de foudre directs (onde de 10/350  $\mu$ s) et sont utilisés dans les onduleurs centraux et systèmes photovoltaïques.
- Type 2: SPD installés du côté charge du dispositif de surintensité, protégeant contre les coups de foudre indirects (onde de 8/20  $\mu$ s). Ils sont utilisés dans les panneaux de dérivation, les onduleurs string, et les boîtiers réseau pour empêcher la propagation des surtensions.
- Type 3: SPD installés au point d'utilisation, à au moins 10 mètres du panneau de service électrique, tels que des cordons connectés ou des prises.

Les SPD sont essentiels pour les systèmes photovoltaïques en raison de leur sensibilité aux surtensions directes et indirectes. [27]

### II.7.1.9 Sélection et installation de dispositifs de protection contre les surtensions

Les systèmes photovoltaïques ont des caractéristiques uniques, qui nécessitent donc l'utilisation de SPD spécialement conçus pour les systèmes photovoltaïques. Les systèmes photovoltaïques ont des tensions continues élevées pouvant atteindre 1 500 volts. Leur point de puissance maximale fonctionne

à quelques centiles seulement en dessous du courant de court-circuit du système. Pour déterminer le module SPD approprié pour le système PV et son installation, vous devez savoir :

La densité des éclairs autour des éclairs ;

La température de fonctionnement du système ;

La tension du système ;

Le courant nominal de court-circuit du système ;

Le niveau de forme d'onde contre lequel on souhaite se protéger (foudre indirecte ou directe). [28]

### II.7.1.10 Localisation de la foudre

Lorsqu'un éclair frappe au point A (voir Figure (II.12)), le panneau solaire photovoltaïque et l'onduleur risquent d'être endommagés. Seul l'onduleur sera endommagé si la foudre frappe au point B. Cependant, l'onduleur est généralement le composant le plus coûteux d'un système photovoltaïque. C'est pourquoi il est essentiel de sélectionner et d'installer correctement le SPD approprié sur les lignes AC et DC. Plus la gâche est proche de l'onduleur, plus l'onduleur sera endommagé. [29]

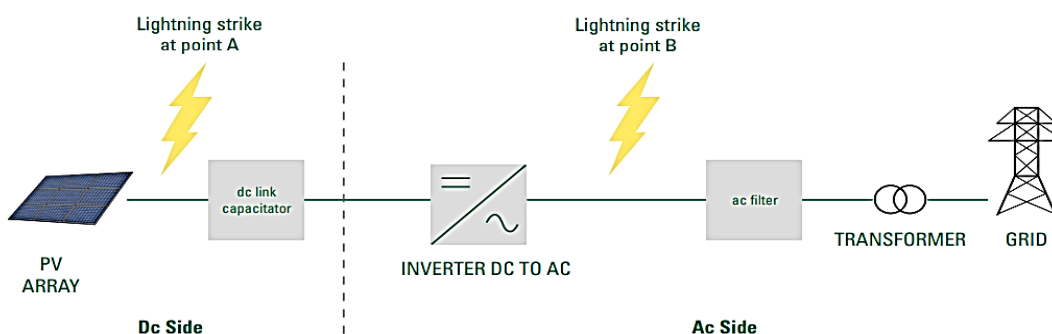


Figure II. 12 : Localisation de la foudre

## II.7.2 Protection AC

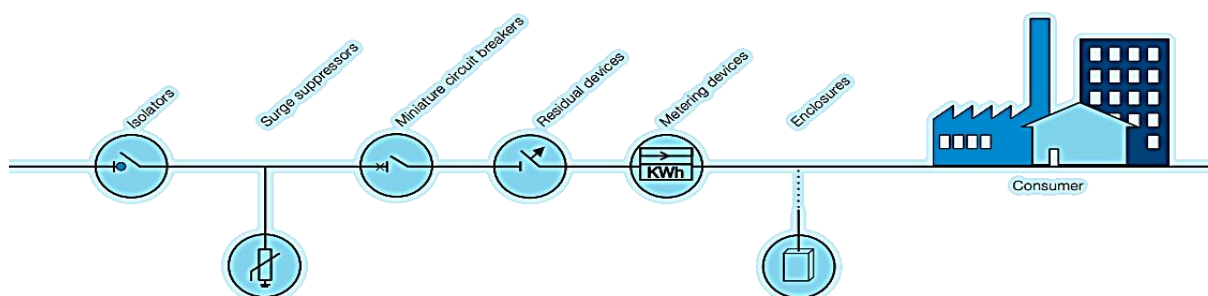


Figure II. 13 : Coté AC

### II.7.2.1 SPD pour le côté AC

La protection contre les surtensions est tout aussi importante pour le côté AC que pour le côté DC. Assurez-vous que le SPD est spécifiquement conçu pour le côté CA. Pour une protection optimale, le SPD doit être dimensionné spécifiquement pour le système. Une sélection appropriée garantira la meilleure protection avec la plus longue durée de vie. Côté courant alternatif, plusieurs onduleurs peuvent être connectés au même SPD s'ils partagent la même connexion au réseau.

### II.7.2.2 Installation du SPD

Les SPD doivent toujours être installés en amont des appareils qu'ils vont protéger. La norme NFPA 780 12.4.2.1 indique qu'une protection contre les surtensions doit être fournie sur la sortie CC du panneau solaire du positif à la terre et du négatif à la terre, au niveau du boîtier de combinaison et de recombinaison pour plusieurs panneaux solaires et à la sortie CA de l'onduleur. La bonne installation d'un SPD repose sur trois valeurs, qui sont :

Tension de fonctionnement continue maximale : La tension que le SPD activera.

Niveau de protection en tension : La catégorie de surtension de l'équipement doit être supérieure au niveau de protection en tension du SPD.

Courant de décharge nominal : valeur maximale de la forme d'onde (8/20  $\mu$ s pour les SPD de type 2) que le SPD est capable de supporter après des surtensions répétitives.

### **II.7.3 La protection de son installation solaire grâce à la mise à la terre**

La mise à la terre est obligatoire depuis 1991 dans tous les logements neufs. Avant cela, elle concernait les pièces d'eau, comme la salle de bain. Il s'agit de drainer le courant sous la terre pour éviter les électrocutions.

Les installations solaires peuvent elles aussi être mises à la terre. En effet, en théorie, les panneaux et le matériel photovoltaïque disposent d'une isolation renforcée pour prévenir tout risque d'électrocution ou de formation d'arcs électriques.

Cependant une dégradation liée à l'usure ou à des intempéries, par exemple, pourraient endommager l'isolation des composants électriques et mettre en danger la sécurité des occupants de la maison. Afin d'assurer une protection supplémentaire, il faut donc mettre à la terre l'installation solaire. [30]

### **II.7.4 Les coffrets de protection**

Un coffret de protection photovoltaïque permet de faire la jonction entre les panneaux photovoltaïques et le piquet de terre. Il protège les panneaux solaires, mais aussi de toute votre installation électrique. Il s'assure de la bonne tension électrique de l'ensemble.

Ces boîtiers de protection intègrent en général un parafoudre. En cas de risque, ils peuvent faire disjoncter le tableau électrique.

En fonction de votre installation, différents coffrets de protection peuvent être envisagés :

Un coffret AC pour les centrales équipées d'un micro-onduleur ;

Un coffret AC/DC pour les panneaux solaires avec un onduleur.

Ces coffrets peuvent s'installer sur un branchement en monophasé ou en triphasé selon les caractéristiques de votre centrale solaire. [31]

## **II.8 Anomalies & défauts au niveau des modules PV**

Les modules photovoltaïques (PV) peuvent subir divers types de dégradations affectant leurs performances :

- Décoloration de l'encapsulation : Provoque des pertes optiques et une baisse de performance.
- Corrosion : Affecte les interconnexions et augmente la résistance des contacts.
- Délamination : Perte d'adhésion entre les couches du module, due à des défauts de fabrication ou de montage.
- Sectionnement des interconnexions : Causé par corrosion, points chauds et chocs mécaniques.
- Fissure des cellules : Provoque des surfaces inactives et des points chauds.
- Traces d'escargot : Décoloration des électrodes, accentuant la visibilité des fissures.
- Points chauds : Échauffement localisé dû à un ombrage partiel, une diode bypass défectueuse ou des fissures.
- Bris du verre : Causé par des chocs mécaniques.
- Endommagement du cadre : Dû à des chocs, charges excessives ou fixation insuffisante.
- Endommagement des diodes bypass : Problèmes de connexion, chocs mécaniques ou corrosion.
- Endommagement de la boîte de jonction : Dysfonctionnements des contacts à cause de la défaillance des diodes bypass ou des interconnexions.
- Sous-ventilation : Provoque une surchauffe et une dégradation des performances.
- Encrassement : Couche de salissure réduisant l'efficacité des modules.
- Défauts des dispositifs de protection et de sectionnement : Fusibles, disjoncteurs ou parafoudres défectueux.
- Défauts des câbles et connecteurs : Surchauffe ou dégradation des câbles DC.
- Défauts de l'onduleur : Mauvais fonctionnement du MPPT ou surchauffe.

Ces problèmes réduisent l'efficacité et la durabilité des installations photovoltaïques. [33]

## II.9 Objectif de notre travail

Notre travail visera le calcul des sections du câblage de l'installation de la centrale photovoltaïque de grande échelle de la wilaya de Saida de capacité de 30 MW d'une part. D'autre part la mise en place des dispositifs de protection des personnes et des biens. Cette structure a été réceptionnée mise en fonctionnement en 2017. [34]

## II.10 Description de la méthode suivie

La méthode proposée repose sur le principe de diviser chaque centrale en petites centrales électriques d'une puissance crête de 1MWc Interconnectées. Ainsi, chacune dispose essentiellement d'un champ de panneaux photovoltaïques et d'un onduleur de 1 MW. Chacun des deux sous-systèmes (02 onduleurs) sera connecté à un transformateur en formant une deuxième connexion appelée SKID qui à son tour se connectera à une cellule moyenne tension appelée unité de boucle principale appelée RMU. Concernant la troisième connexion, le total des SKID sera divisé en deux ou trois groupes. Chaque ensemble de SKID sont mis en boucle grâce aux RMU et chaque boucle est reliée à un transformateur de réseau. Il est préférable de réduire le nombre d'onduleurs connectés à un transformateur de réseau pour réduire la taille de ce dernier. Ainsi, pour notre étude, la centrale de 30 MW sera divisée en 15 sous champs (SKID), soit 30 onduleurs Ainsi, le dimensionnement est simplifié pour une petite centrale d'une capacité d'un MWc.

### II.10.1 Description de sous champ (2 MW)

Un sous champ dans notre étude est constitué simplement de deux onduleurs raccordés à un transformateur. Chaque onduleur représente un mini générateur photovoltaïque de marque Canada Solar CS6P avec une puissance de 250W, qui produit une puissance de 1 MW. Pour bien faire, nous précéderons par une recherche biographique sur tous les éléments principales et nécessaires au dimensionnement d'un sous champ.

### II.10.2 Le schéma unifilaire de raccordement des chaînes d'un sous champ d'un MW

Après le calcul du nombre de panneaux à mettre en série pour former une chaîne (branche ou string) de tension suivant la tension de l'onduleur. Chaque deux chaînes seront connectées en parallèle par un câble-T ;

La deuxième étape chaque 8 paires de chaînes seront raccordé ensemble avec un câble. D'une section plus grande ;

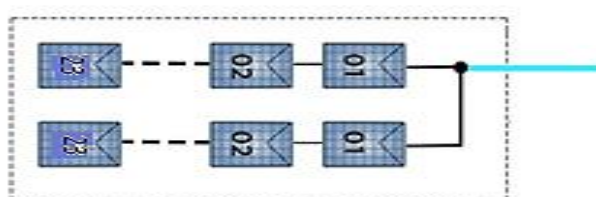


Figure II. 14 : raccordement de deux Chaînes de module

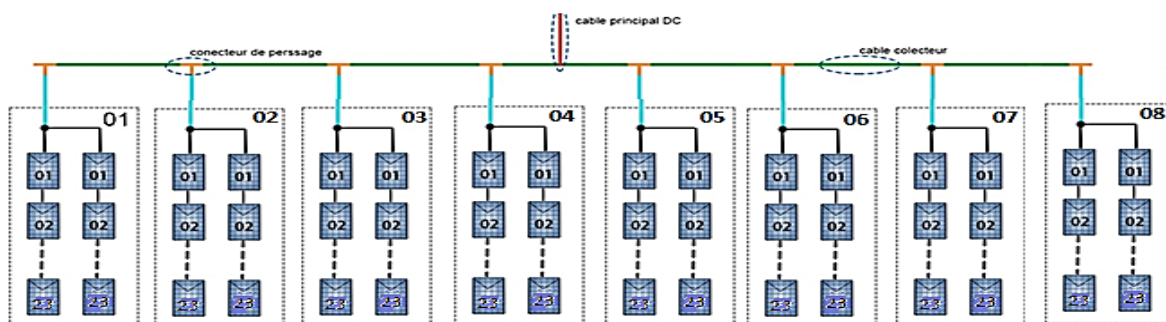


Figure II. 15 : Schéma unifilaire de raccordement des chaînes

Enfin suivant le nombre total des strings déterminera le nombre des groupes de 16 par exemple si l'onduleur a besoin de 160 branches, donc ils seront répartis en 10 groupes de 16. Cependant, l'ensemble de ces groupes sera relié avec un câble principal DC en aluminium.

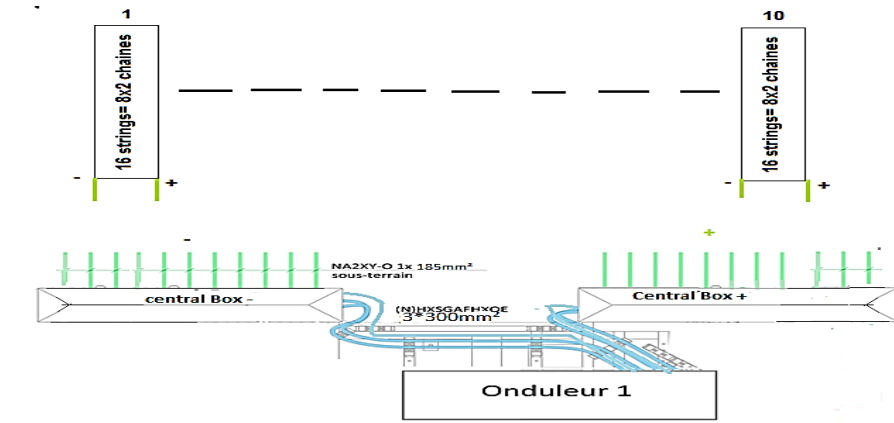


Figure II. 16 : L'étape suivante concerne le calcul du câble reliant l'onduleur au SKID

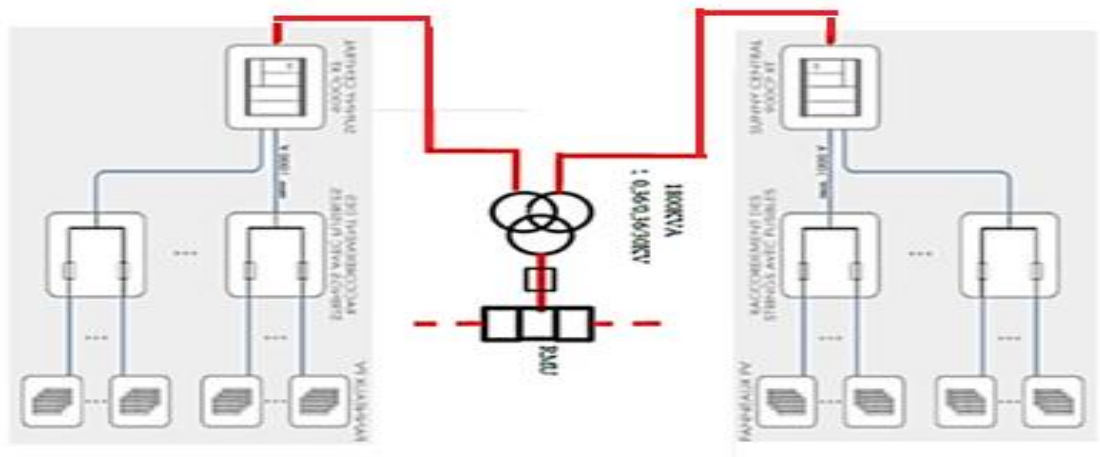


Figure II. 17 : Schéma de câblage des équipements de SKID

La dernière étape sera le calcul du câble reliant le transformateur au RMU qui sera le même qui relie les RMU entre elle.

## II.11 Conclusion

Ce chapitre nous a permis d'avoir des compétences importantes sur les systèmes photovoltaïque. Une description des installations photovoltaïques, les armoires de protection et de distribution DC & AC et architecture descriptive d'une installation PV raccordée au réseau électrique ont été détaillés. Nous avons acquis des connaissances précieuses sur le dimensionnement des câbles, des dispositifs de protection, les dangers qui menacent les panneaux solaires et les classifications des dispositifs de protection contre les surtensions. Nous avons conclu ce chapitre par une description de la méthode suivie et les schémas unifilaires de raccordement des chaînes d'un sous champ d'un MW

**Chapitre III :**  
**Calcul analytique des sections des câbles et la  
protection de la centrale PV**

### III.1 Introduction

Une méthodologie de conception des installations commence toujours par une estimation de puissance à installée, pour une installation PV raccordée au réseau, la puissance est définie en fonction des besoins énergétiques, de la surface disponible et le budget du maître de l'ouvrage. Le choix de la technologie dépend non seulement de la puissance mais aussi du contexte d'ensoleillement du site, et du coût d'investissement. La capacité maximale totale de la centrale photovoltaïque de notre cas d'étude s'élève à 30MWc, répartis sur une superficie de 42 hectares, divisée en deux stations de 16 MW et 14 MW. Cependant, pour faciliter la réalisation de la centrale photovoltaïque, le transport du matériel et afin d'assurer une rapidité de maintenance en cas de défaillance et éviter le retard de la production nous proposons une approche de dimensionnement basée sur la répartition progressive de l'installation globale.

### III.2 Présentations de la centrale PV

#### III.2.1 Technologie installée

- **Panneaux photovoltaïques**

Les panneaux installés sont de technologie « Canadian Solar CS6P 250 W » leurs caractéristiques sont indiquées sur le tableau ci-dessous

Tableau III. 1 : Les caractéristiques des panneaux utilisés

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/m<sup>2</sup>, spectre de 1,5 AM et température des cellules de 25°C.

Tableau III. 2 : Caractéristique de température

Caractéristiques de température		
Coefficient de température	Pmax	-0,43%/°C
	Voc	-0,34 %/°C
	Isc	0,065 %/°C
Température normale de fonctionnement des cellules		45±2°C

- **Onduleurs**

Les onduleurs placés avec les panneaux photovoltaïques pour convertir le courant continu en courant alternatif sont choisis de marque « Onduleur Sunny Central 800CP XT » ces caractéristiques sont illustrées sur le tableau ci-dessous



Tableau III. 3 : Les caractéristiques de l'onduleur

Paramètres	Spécification
Fabricante	Sunny
Type	SC 880CP-10
Poids (kg)	1900
Dimensions (L / H / P) (mm)	2562 / 2272 / 956
<b>Entrée DC</b>	
Puissance DC max. (pour $\cos \varphi = 1$ ) (KW)	954
Tension d'entrée max (V)	1000
$U_{MPP\_min}$ pour $I_{MPP} < I_{DCmax}$ (V)	568
Tension d'entrée assignée (V)	681
Courant d'entrée max (A)	1400
Courant de court-circuit max (A)	2500
Nombre d'entrées MPP indépendantes	1
Nombre d'entrées DC	9
<b>Sortie CA</b>	
Puissance assignée (à 25 °C) (kVa) / Puissance nominale AC (kVa)	(à 50 °C) 935 / 850
Tension nominale AC (V) / Plage de tension nominale AC (V)	386 / 348 à 443
Fréquence du réseau AC(Hz) / Plage (Hz)	50, 60 / 47 à 63
Fréquence (Hz) / tension de réseau assignée (V)	50 / 386
Courant de sortie max (A) / Taux de distorsion harmonique max	1411 / 0.03
Phases d'injection / Phases de raccordement	3/3
<b>Rendement</b>	
Rendement max	98.6%
Rendement européen	98.4%
Rendement CEC	98.5%

### III.3 répartition de l'installation

La méthode proposée repose sur le principe de diviser la centrale de 30 MW en petites centrales électriques d'une puissance crête de 1MWc. Interconnectées. Ainsi, chacune dispose essentiellement d'un champ de panneaux photovoltaïques et d'un onduleur de 1 MW. Chaque deux sous-systèmes (02 onduleurs) seront connectés à un transformateur de trois bobines en formant une deuxième connexion appelée SKID qui à son tour se connectera à une cellule moyenne tension appelée unité de boucle principale appelée RMU. Concernant la troisième connexion, le total des SKID sera divisé en deux ou trois groupes. Chaque ensemble de SKID sont mis en boucle grâce aux RMU et chaque boucle est reliée à un transformateur de réseau. Il est préférable de réduire le nombre d'onduleurs connectés à un transformateur de réseau pour réduire la taille de ce dernier. Ainsi, pour notre étude, la première centrale de 16 MW sera divisée en 08 sous champs (SKID), soit 16 onduleurs et la deuxième centrale de 14MW sera également divisée en 7 SKID, équivalent à 14 onduleurs. Ainsi, le dimensionnement est simplifié pour une petite centrale d'une capacité d'un MWc. Le schéma unifilaire de la figure III.1 illustre un parti du schéma global de l'installation.

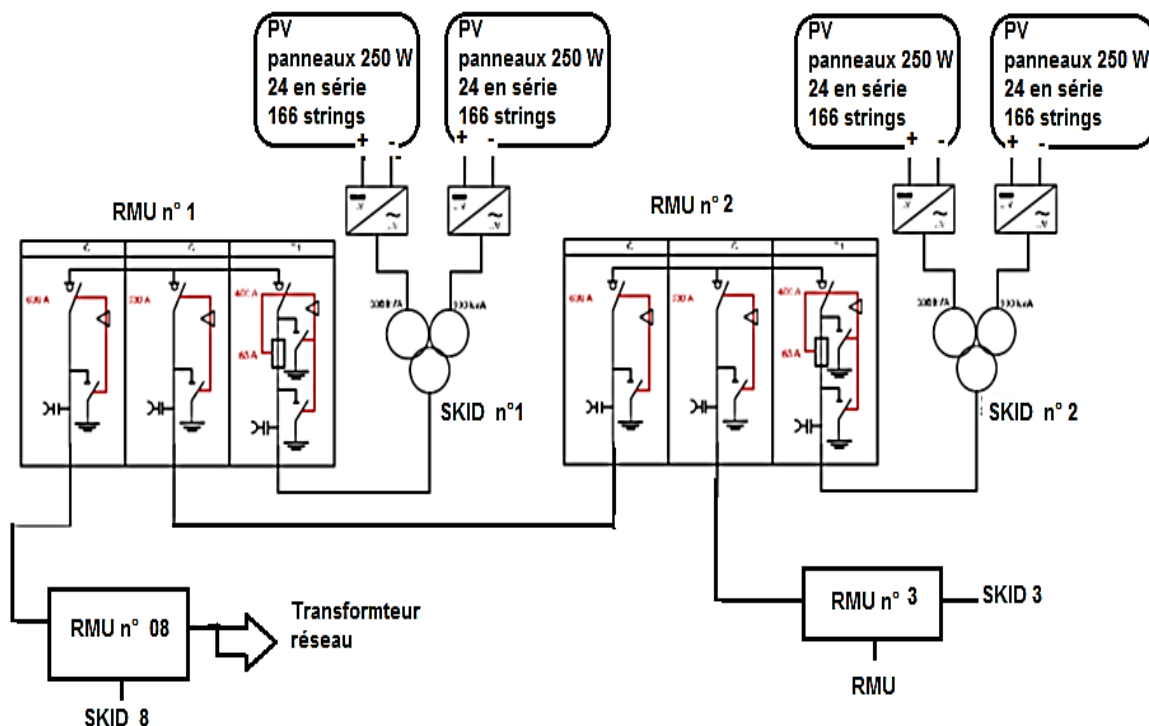


Figure III. 1 : Schéma synoptique de l'installation PV

Le calcul des sections est recteur à une installation d'un SKID de 2 MW, donc il peut être simplifier au calcul des câbles reliant les panneaux à l'onduleur de 01 MW. [21]

- **Le nombre des panneaux par onduleurs :**

$$\text{Nombre de panneaux} = \frac{\text{Puissance totale}}{\text{Puissance du panneau}} \quad (\text{III.1})$$

Donc

$$N_{tsc} = \frac{996000}{250} = 3984 \text{ panneaux} \quad (\text{III.2})$$

La plage de tension de l'onduleur :  $[641-850]/25\text{C}^\circ / [583-850]/50\text{C}^\circ$

- **Le nombre maximal de panneaux en série par branche :**

Calcul de la tension circuit ouvert du module au minimum de température

$$U_{oc_{minT}} = V_{oc} * \left[ 1 + \frac{-0,34\%C^\circ}{100} * ((-5) - 25) \right] \quad (\text{III.3})$$

$$U_{oc_{minT}} = 37,2 * \left[ 1 + \frac{-0,34\%C^\circ}{100} * ((-5) - 25) \right] = 41V$$

$$N_{ssc} = E/U_{oc_{minT}} = 1000/41V = 24,39 \approx 24 \text{ panneaux par string} \quad (\text{III.4})$$

Le nombre maximal des modules série par branche place par l'entreprise de réalisation est  $N_{ssc} = 24$  modules ce la respecte l'intervalle de la tension de l'onduleur, qui est de 1000V, tout en évitant d'être dans un sous dimensionnement de l'onduleur.

- **Nombre de module en parallèle (chaînes) :**

$$N_{psc} = N_{tsc}/N_{ssc} = \frac{3984}{24} = 166 \text{ Chaînes de PV en parallèles} \quad (\text{III.5})$$

$$\text{Donc : } I_{max} = (N_{psc} \times I_{scpv}) = 166 \times 8,87 = 1472,42A. \quad (\text{III.6})$$

Avec :

- $N_{tsc}$  : nombre totale de module pour 01 MW.
- $N_{ssc}$  : Nombre réel de modules en série pour 01 MW
- $N_{psc}$  : nombre réel de module en parallèle pour 01 MW
- $U_{ondmax}$  : tension max de l'onduleur
- $U_{C0minT}$  : Tension du circuit ouvert du module.
- $I_{max}$  : courant max des chaines
- $I_{SCPv}$  : le courant de court-circuit du panneau photovoltaïque.
- $V_{oc}$  : tension en court circuit ouvert de panneau

### III.3.1 Schéma Unifilaire de 01 MW

Chaque onduleur est constitué de 16 chaînes solaires, chaque une contient 24 modules montée en série. Ainsi pour une bonne protection, le schéma électrique est constitué comme suit :

- Chaque deux 2 strings connectés en parallèle et forme une table ;
- Chaque 08 table (16 strings) connectés ensembles pour former un générateur ;
- Chaque générateur aura une sortie positive (+) vers le centrale Box positif et une sortie négative (-) vers le centrale Box négatives ;
- A partie des centrales Box deux câbles seront connectés avec l'onduleur (un câble (+) et l'autre négative)
- La sortie alternative de l'onduleur sera connectée au transformateur par un câble souterrain

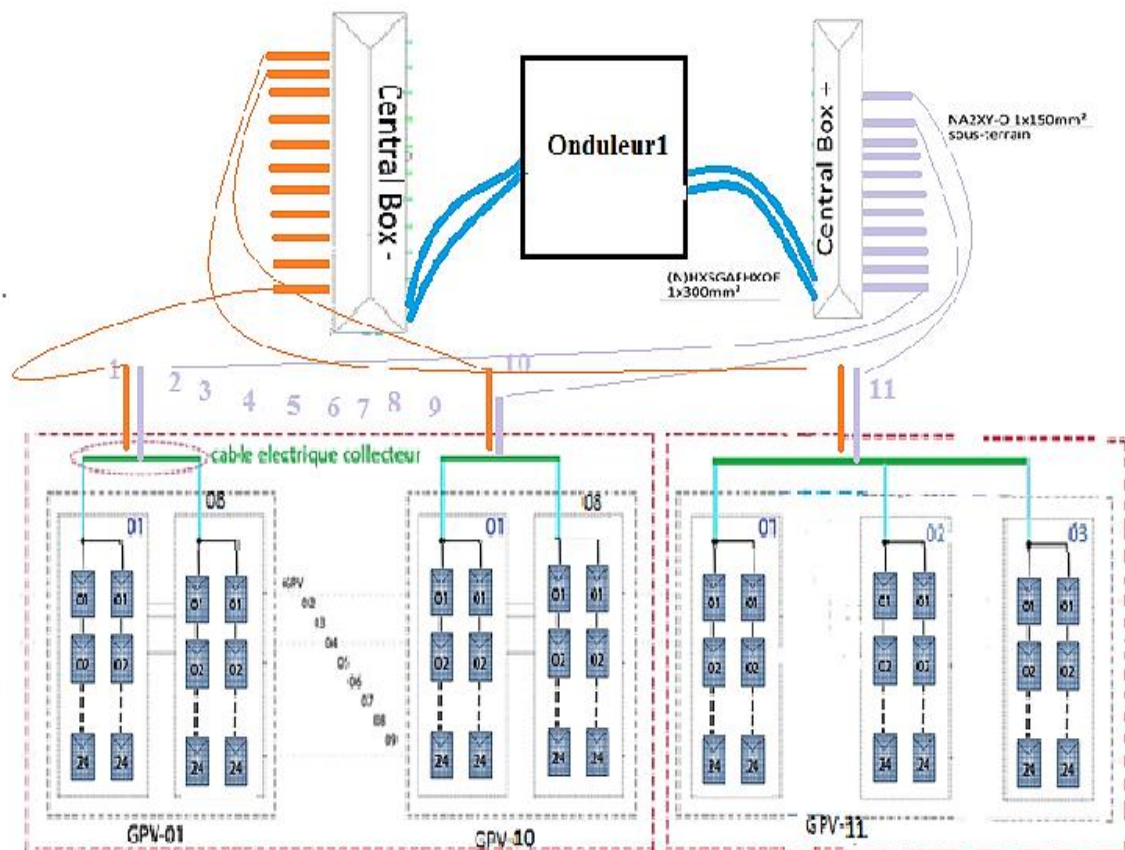


Figure III. 2 : 1er cas de regroupement des chaînes d'onduleur

D'après les caractéristiques électriques du tableau du fabricant du module photovoltaïque les fusibles de protection série ont un calibre maximal de 15 A.

### III.4 Le calcul des sections des câblages

- Le câble DC de la chaîne solaire (combineur en T) :

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

Courant de fonctionnement optimum ( $I_{mpp}$ ) = 8.3 A

Courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) = 8.87 A

Nombre de chaînes en T est égale à deux

Ce qui implique que le courant ( $I_c$ ) circulant dans une chaîne est :

$$I_c = 8.3 \times 1.25 \times 2 = 20,75 A \text{ (III.7)}$$

Où 1.25 Est un coefficient de protection contre la surcharge côté continu provient de la norme 712.433.

- **Le courant d'emploi  $I_B$  :**

$$I_B = 8.87 \times 1.25 \times 2 = 22.175 A \text{ (III.8)}$$

- **Courant admissible  $I_z$  :**

$$I_z > \frac{I_B}{k_1 \times k_2 \times k_3} \quad \text{(III.9)}$$

Les valeurs de K1, K2 et K3 sont

$$K_1 = 1, \quad K_2 = 0.85, \quad K_3 = 0.79, \quad K_n = 1.45 \text{ et } K_s = 1$$

$$\text{Donc : } I_z > \frac{22,1751}{0.85 \times 0.79} = 33.02 A \quad \text{(III.10)}$$

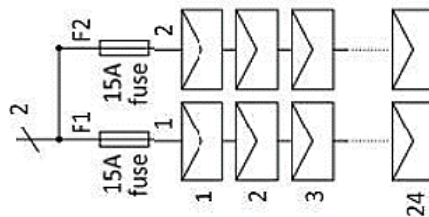
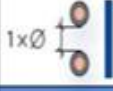



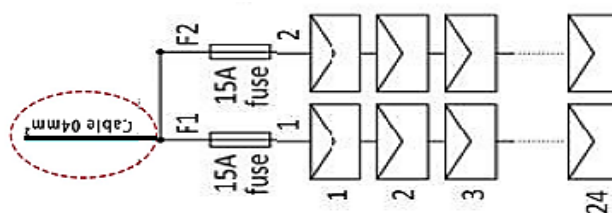


Figure III. 3 : Schéma d'une table (reliant deux chaînes solaire)

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant qui est de 33.02 A, en se réfère à l'annexe 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 on choisit la valeur supérieure la plus proche. Il y en a deux possibles, un câble en cuivre de 4 mm<sup>2</sup> avec une capacité de 36A.

Tableau III. 4 : Câble électrique regroupant deux chaînes

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 <sup>2</sup>	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 III. 4 : Câbles de section 4mm<sup>2</sup> reliant deux chaînes solaires

- **Câble Électrique collecteur :**

Le câble électrique collecteur est un câble qui regroupe plusieurs tables, chaque table est constituée de deux chaînes, le regroupement de 8 tables est considéré comme un générateur photovoltaïque standard. Alors On a trois cas pour le dimensionnement de ce câble en fonction des générateurs photovoltaïque.

- **Calcule les courants  $I_B$  et  $I_Z$  du Câble électrique collecteur :**

Le courant d'emploi  $I_B$  :

- Pour 16 chaînes :  $I_B = 8.87 \times 16 \times 1.25 = 177,4A$ (III.11)

- Pour 6 chaînes :  $I_B = 8.87 \times 6 \times 1.25 = 66,525A$  (III.12)

Courant admissible  $I_Z$  :

Les valeurs de K1, K2 et K3 sont égale à :

$$K1 = 1 \quad K2 = 0.94 \quad K3 = 0.79$$

Donc

- Pour 16 chaînes :  $I_Z > \frac{177,41}{0.94 \times 0.79} = 238,89 A$ (III.13)

- Pour 6 chaînes :  $I_Z > \frac{69,91}{0.94 \times 0.79} = 89,58A$ (III.14)

Le tableau ci-dessous résume la solution des calculs pour trouver la section du câble collecteur la plus adaptée. Le nombre de chaînes connectées pour former un générateur n'est pas cohérent, il en résulte donc des sections de câbles différentes. Les tableaux de référence proposent des sections pour les câbles en cuivre ou en aluminium. Le câble choisi est celui de 95 mm<sup>2</sup>, avec pour courant plus proche de 241A.

Tableau III. 5 : Câble Electrique collecteur d'une section de 95mm<sup>2</sup>

Section nominale des conducteurs mm <sup>2</sup>	Câbles multiconducteurs		Câbles monoconducteurs				
	Deux conducteurs chargés	Trois conducteurs chargés	Deux conducteurs chargés jointifs	Trois conducteurs en trèfle 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

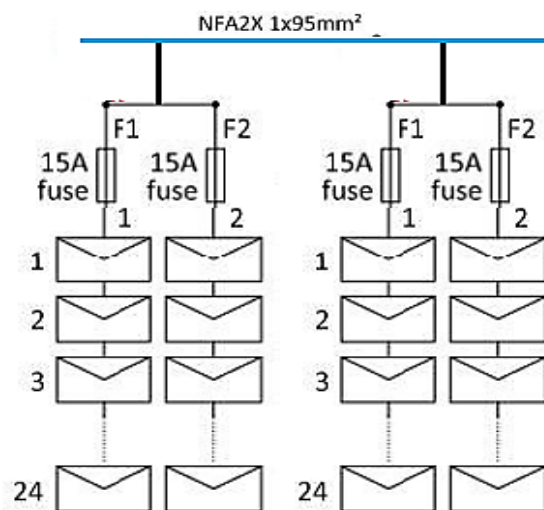


Figure III. 5 : Câble Electrique collecteur 95 mm<sup>2</sup>

• Dimensionnement du câble collecteur pour 16 chaînes

Câble DC Principal :

La puissance des générateurs photovoltaïque sera transmise vert une boite de raccordement appelé le central box grâce à 11 câbles (DC principale) qui seront ensuite regroupé avec un jeu de bar.

Vue que le même courant circule dans la section précédente 95mm<sup>2</sup>, va circuler dans ce nouveau câble qui relie le câble collecteur avec le central box parce que nous avons la même puissance produite, Mais

suite à des contraintes ce câble doit avoir un autre mode de pose, puisqu'il sera enterré. Donc en doit augmenter la section de ce dernier et on a pris un câble de 150mm<sup>2</sup>en Aluminium avec un courant admissible de 261A.

Tableau III. 6 : Câble Electrique collecteur d'une section de 150mm<sup>2</sup>

Section nominale des conducteurs mm <sup>2</sup>	Méthodes de référence du Tableau B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
1	2	3	4	5	6	7	8
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	233
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

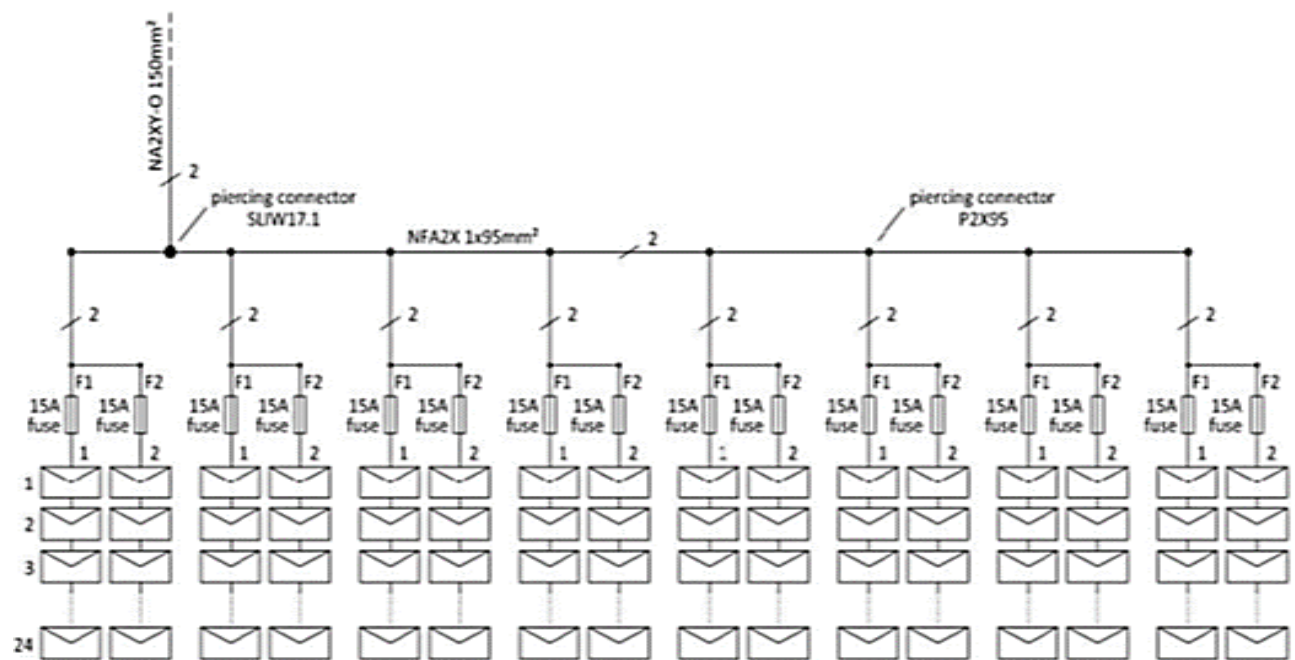


Figure III. 6 : Câble DC Principal d'une section de 150 mm<sup>2</sup>

• **Câble de transmission DC central box vers l'onduleur :**

La puissance à la sortie du jeu de bar du central box est transportée vers l'onduleur avec des câbles qui sont présenté dans la figure III.6

Courant d'emplois  $I_B : I_B = 177.4 \times 11 = 1951,4A(III.15)$

Courant admissible  $I_z$ :

$K1, K2$  et  $K3$  :

$$K1 = 1,12, \quad K2 = 1, \quad K3 = 0.87$$

$$I_z > \frac{I_{BK1}}{K2 \times K3} = \frac{1951,41,12}{1 \times 0.87} = 2002,67 A(III.16)$$

Vue que notre courant est très élevé on va le transporter sur deux câbles parallèles ce qui implique que :

$$I_z = 2002,672 A \rightarrow I_{z1C} = 1001,33A \tag{III.17}$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant qui est de 1001,33A en se réfère au tableau III.7, Alors on choisit la valeur supérieure du courant admissible de 1041A et on obtient une section de 300 mm<sup>2</sup>.

Tableau III. 7 : Référence de Câble de transmission DC central box vers l'onduleur

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

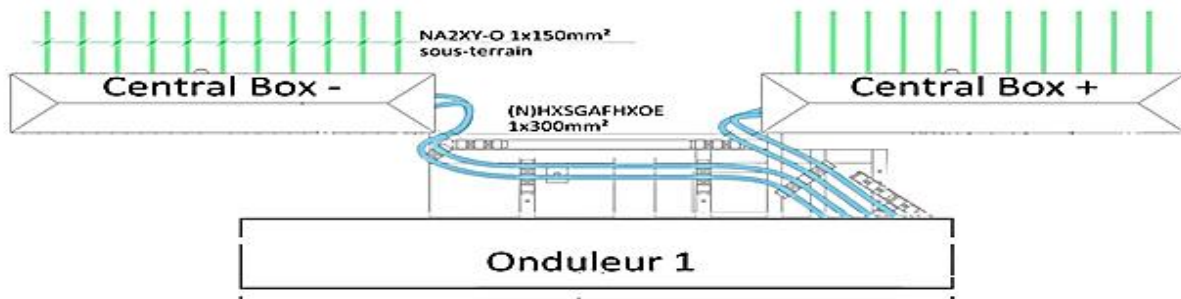


Figure III. 7 : Câble de transmission DC central box vers l'onduleur

• **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  $I_{B, skid}$  :

$$I_{B, skid} = \frac{2 \times 880 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 27 \times 10^3} = 37.64 \text{ A (III.18)}$$

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

$$I_{PV, journalier} = 6 \times I_{SKID} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A / jours (III.19)}$$

Courant admissible  $I_z$  :

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

$$I_z > \frac{I_b}{K1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.95 \times 0.82 \times 0.71} = 408.32 \text{ A (III.20)}$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant qui est de 408.32 A en se réfère au tableau III.8, Alors on obtient une section de 240 mm<sup>2</sup> correspond à un courant admissible de 422 A.

Connexion boucle :

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

Le courant d'emploi  $I_{B, boucle}$  :

$$I_{B, boucle} = 6 \times 37.64 = 225.84 \text{ A (III.21)}$$

Courant admissible  $I_z, boucle$  :



Les valeurs de K1, K2 et K3 :

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

$$I_z > \frac{I_b}{K1 \times K2 \times K3} = \frac{225.840.9}{0.88 \times 0.71} = 401.62 \text{ A} \quad (\text{III.22})$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant de 401.62 A en se réfère au tableau III.7, puisque la valeur calculée n'est pas normalisée sur ce tableau, donc on choisit la première valeur supérieure normalisée sur le tableau  $I_z = 422 \text{ A}$  et on obtient une section de 240 mm<sup>2</sup>

• **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 :

Courant d'emploi  $I_{B, \text{boucle}}$  :

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

Courant admissible  $I_z$  :

K1, K2 et K3 Egales :

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

$$I_z > \frac{I_B}{K1 \times K2 \times K3} = \frac{225.84}{0.95 \times 0.73 \times 0.79} = 412.21 \text{ A} \quad (\text{III.23})$$

Pour trouver la section du câble qui correspond à notre courant en se réfère au tableau III.8, alors on obtient une section de 240 mm<sup>2</sup> correspond à un courant admissible de 422 A.

Tableau III. 8 : Référence des Câble de transmission MT

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 (trefoil)*</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 (trefoil)*</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 (trefoil)*</i>	Capacité de charge : en état enterré (à plat) * <i>Current ratings of cable in ground (flat)*</i>
mm <sup>2</sup>	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

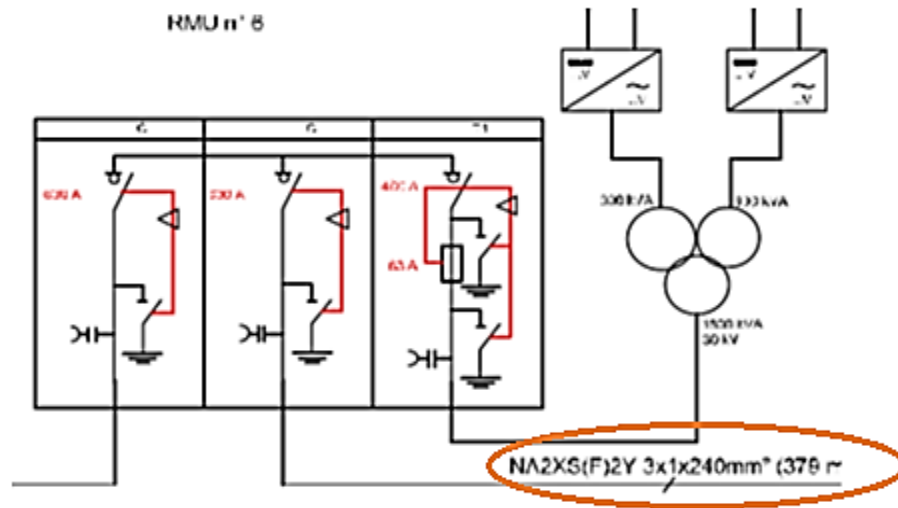


Figure III. 8 : la section du câble transformateur- RMU

### III.5 Schéma bloc des cheminements des câbles :

Ce schéma représente les cheminements des câbles du panneau au réseau électrique, il faut bien notée que l'installation constitué de 8 Skid, qui forme une boucle, nous avons ainsi deux boucles pour la centrale de 16MWc et 07 Skid pour celui de 14 MWc qui forme une boucle et nous en avons 2.

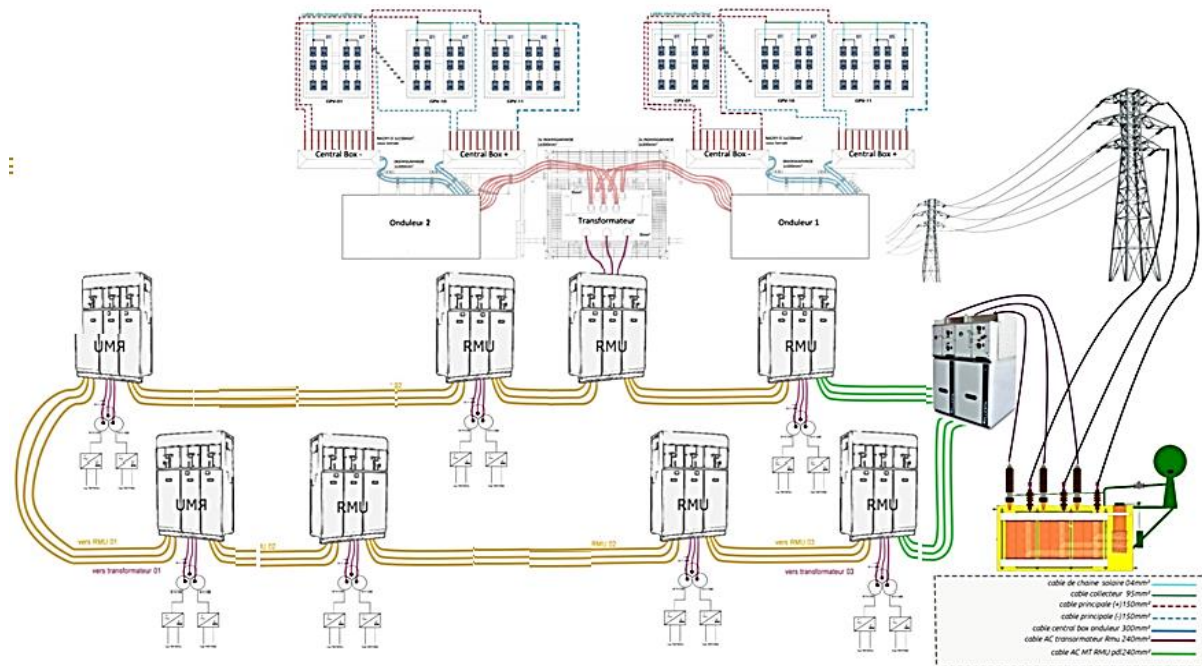


Figure III. 9 : Schémas unifilaires des cheminements des câbles pour 16MWc

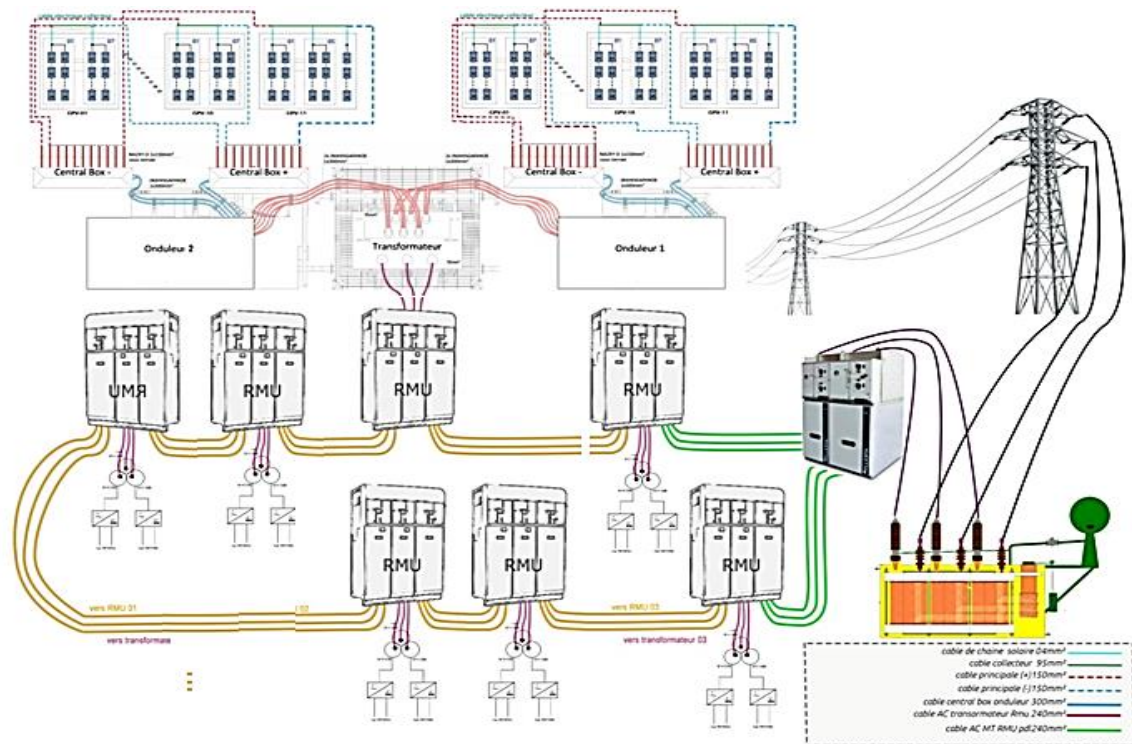


Figure III. 10 : Schémas unifilaire des cheminements des câbles 14MWc

### III.6 Poste de livraison :

Pour la réalisation de la centrale nous avons besoin des onduleurs et pour cela nous utiliserons des onduleurs, connectés par paires à 30 transformateurs 60KVA. Les RMU sont connectés pour former une ou deux boucles fermées, raccordées aux cellules de protection moyenne tension. Les quatre cellules de boucle sont protégées par des disjoncteurs dits coter boucle, commandés par des relais de protection. Le disjoncteur des cellules MT coté ligne protège le jeu de barres des cellules MT. Le poste de livraison reçoit l'énergie produite par la centrale et l'évacue vers le réseau, il assure la liaison entre la centrale photovoltaïque et le réseau. Il se compose de 9 cellules MT à savoir :

1. Cellule d'évacuation type disjoncteur CB ;
2. Cellule réserve type disjoncteur CB ;
3. Cellule de mesure type M4 ;
4. Cellule boucle1 type disjoncteur CB ;
5. Cellule boucle2 type disjoncteur CB ;
6. Cellule réserve type disjoncteur CB ;
7. Cellule boucle2 type disjoncteur CB ;
8. Cellule boucle1 type disjoncteur CB ;
9. Cellule protection transformateur TSA type combiné interrupteur fusibles sectionneur.

### III.7 Poste de commande :

La centrale photovoltaïque est équipée d'un système de contrôle et de commande. Dans le cas de basse tension sur le réseau, la centrale se détachera automatique, à travers l'ouverture du disjoncteur général MT. Au retour de la tension, la centrale se reconnectera automatiquement au réseau. Le poste de commande est proche au poste de livraison, il est constitué de deux parties séparées Par une cloison

- Une salle de commande dotée d'un bureau avec un ordinateur centralisant toutes les Informations sur la centrale photovoltaïque. De ce poste est établit la nécessité d'une maintenance préventive et/ou curative. Toutes les données de production de la centrale sont répertoriées grâce à un logiciel de commande

- Une salle de stockage et maintenance permettant d'emmagasiner le matériel et outils de petite et moyenne taille nécessaire à la maintenance de l'installation photovoltaïque.

### III.8 Mesure et Protection

Dans une centrale photovoltaïque, la protection et les mesures sont essentielles pour assurer le bon fonctionnement, la sécurité et la performance optimale du système. Voici quelques-unes des éléments clés :

1. Mesure de la production électrique : Des dispositifs surveillent la production d'électricité des panneaux solaires, incluant compteurs d'énergie et capteurs de courant et tension.
2. Protection contre les surtensions : Les parafoudres dévient les surtensions pour protéger les équipements électriques sensibles.
3. Protection des transfos SKID, des cellules arrivées, des boucles contre les surintensités : Fusibles et disjoncteurs interrompent le courant en cas de surintensité due à un court-circuit ou une surcharge.

La protection des transformateurs "SKID" contre les surintensités est cruciale pour garantir leur bon fonctionnement. Les méthodes courantes incluent l'utilisation de fusibles, de relais de surintensité et de disjoncteurs. Les fusibles fondent en cas de surcharge, les relais surveillent le courant et déclenchent une action de protection, tandis que les disjoncteurs coupent automatiquement le courant en cas de surcharge ou de court-circuit. En combinant ces méthodes, on assure une protection complète et fiable des transformateurs contre les surintensités.

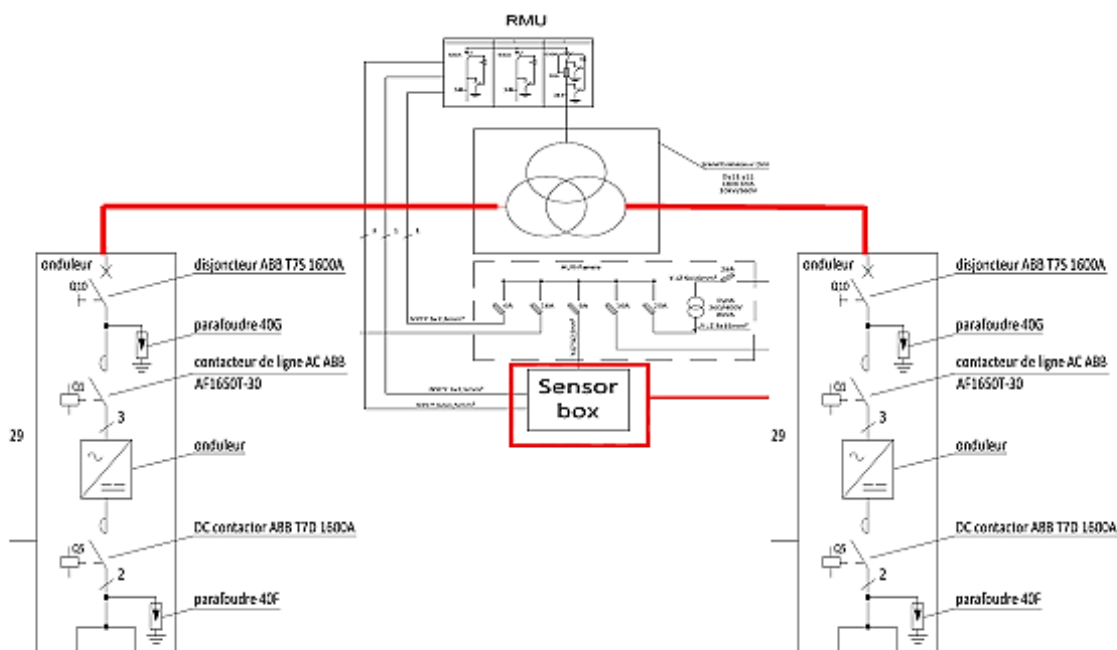


Figure III. 11 : Protection de l'onduleur

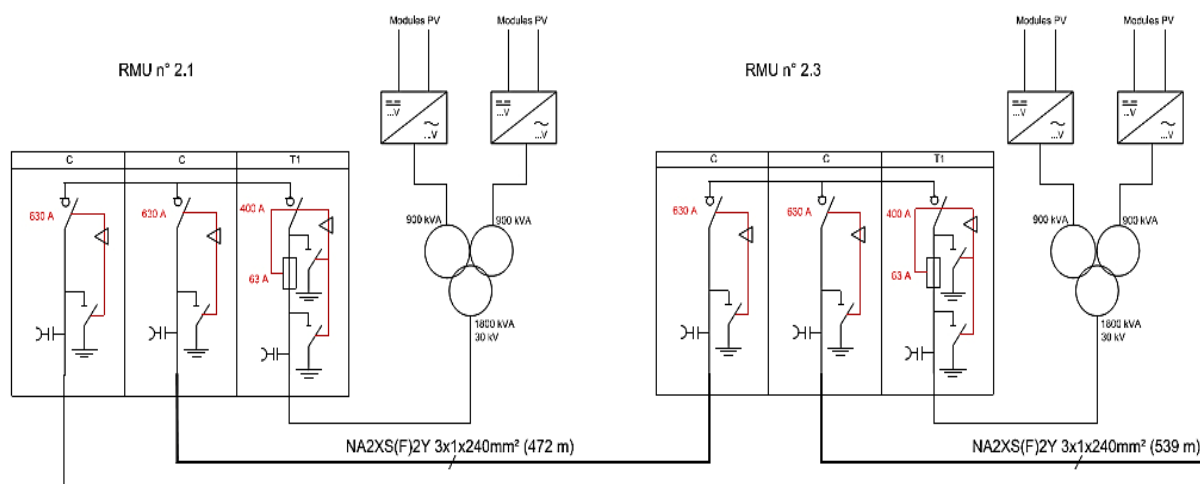


Figure III. 12 : Schéma uni-filaire de la connexion RMU entre deux Skid

La protection des cellules électriques contre les surintensités est essentielle pour prévenir les dommages aux équipements. Les méthodes courantes incluent l'utilisation de fusibles, de disjoncteurs et de relais de surintensité. Les fusibles fondent en cas de surintensité, les disjoncteurs coupent automatiquement le courant en cas de surcharge, et les relais déclenchent des actions de protection. Certains systèmes utilisent également des limiteurs de courant pour prévenir les surintensités. En combinant ces méthodes, une protection efficace est assurée pour les cellules électriques.

La protection des boucles contre les surintensités est cruciale dans les systèmes électriques. Les méthodes courantes incluent l'utilisation de fusibles, de disjoncteurs, de relais de surintensité et de limiteurs de courant. Les fusibles et les disjoncteurs interrompent le courant en cas de surcharge, les relais déclenchent des actions de protection, et les limiteurs de courant préviennent les surintensités. En combinant ces méthodes, une protection efficace des boucles est assurée.

### III.6 Conclusion

La conception d'une centrale photovoltaïque (PV) de 30 MWc nécessite une méthodologie précise et rigoureuse, prenant en compte plusieurs paramètres techniques et économiques. La division de la centrale en petites unités interconnectées de 1 MWc chacune facilite l'installation, la maintenance et la gestion des opérations. Les choix technologiques, notamment pour les panneaux solaires et les onduleurs, sont déterminants pour l'efficacité et la performance du système.

Le dimensionnement des câbles est une étape critique, nécessitant des calculs minutieux pour assurer la sécurité et la performance optimale de l'installation. Les divers composants, de la connexion des panneaux à l'onduleur jusqu'à la connexion au réseau, doivent être soigneusement sélectionnés en fonction de leurs caractéristiques électriques et de leur capacité à gérer les courants et tensions spécifiques à l'installation.

La protection des installations, incluant les onduleurs, les transformateurs et les cellules électriques, est essentielle pour prévenir les surintensités et assurer la longévité et la fiabilité de la centrale. Les mesures de protection, comme les fusibles et les disjoncteurs, jouent un rôle crucial dans la sécurité opérationnelle.

Finalement, une conception bien pensée et une mise en œuvre méthodique des différents éléments garantissent le succès d'une centrale photovoltaïque, maximisant la production d'énergie et minimisant les risques d'interruptions et de défaillances.

**Chapitre IV :**  
**Simulation de la sous-station de 01 MW par le**  
**logiciel ETAP**

## IV.1 Introduction

De manière générale, on sait que l'utilisation des outils informatiques a facilité la vie dans différents domaines, ce qui est également vrai dans le domaine des calculs des installations électriques. Une installation d'une centrale photovoltaïque présente ses propres difficultés qui doivent être prise en charge pour la fiabilité et la durabilité de fonctionnement de cette dernière. Un défi majeur est le calcul des sections optimales des câbles et leurs poses qui minimisent les pertes par effet de joules et évite l'échauffement des câbles. La protection des équipements d'une installation influe aussi sur la production d'une centrale solaire. En raison de ces complications des logiciels sont disponibles pour aider avec le dimensionnement et analyser la performance des installations électriques des systèmes industriels. Dans notre projet, nous avons choisi d'utiliser le logiciel ETAP. Une brève présentation de cet outil sera décrite dans ce chapitre. La simulation par ce logiciel commence par la conception du schéma unifilaire de l'installation d'un sous champ de 01 MW sur l'interface de ce dernier. Le logiciel ETAP étant utilisé pour le calcul et l'estimation de charge nous permet d'avoir des informations (section optimale, puissances active réactive, tension et protection) sur notre installation ainsi que sur les différents éléments qui s'y trouvent. Ce logiciel peut valider rapidement les résultats analytiques de notre conception.

## IV.2 Présentation du logiciel ETAP

ETAP est un logiciel complet pour l'analyse, la conception, la simulation, l'exploitation et l'automatisation des réseaux électriques industriels, de distribution et de production. Développée dans le cadre d'un programme d'assurance qualité, ETAP est un système intelligent de gestion de l'énergie en temps réel pour contrôler, commandé, automatisé et simulé. ETAP est un ensemble d'outils de base, de modules d'analyse intégrés et de bibliothèques d'ingénierie qui permet de créer, configurer, personnaliser et gérer les modèles de réseaux électriques. Les outils de base permettent de construire rapidement et facilement des schémas unifilaires de réseaux alternatifs et continus, triphasés et monophasés, avec un nombre illimité de jeux de barres et d'éléments, comprenant une instrumentation détaillée et des composants de mise à la terre. Inclut un schéma unifilaire intelligent, des éditeurs d'éléments, un gestionnaire de configuration, un gestionnaire de rapports, des assistants de projet et d'étude, une base de données multidimensionnelle, un gestionnaire de thèmes, une fonction d'échange de données et une gestion des accès utilisateurs.

Des modules d'analyse intégrés tels que le courant admissible dans les câbles, le dimensionnement des câbles et les constantes de ligne de transport offrent des fonctionnalités intégrées et autonomes pour concevoir, analyser et dimensionner des équipements. Des bibliothèques d'ingénierie fournissent des données complètes, vérifiées et validées, basées sur des documents publiés par les constructeurs et optimise le fonctionnement des réseaux électriques.

### IV.2.1 Barre de menu

La barre de menus contient une liste complète des options de menu. Chaque option active une liste déroulante de commandes telles que Opérations sur les fichiers, Impression, Conversions de base de données, échange de données, Objets OLE, Normes de projet, Paramètres de projet et Options de projet,

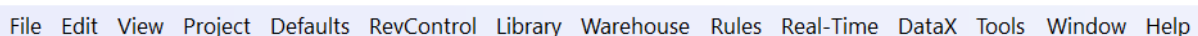


Figure IV. 1 : Barre de menu ETAP

Bibliothèques, Valeurs par défaut, Polices d'annotation, Base et Révision.

### IV.2.2 Barre d'outils du projet

La barre d'outils Projet contient des boutons qui fournissent des raccourcis pour de nombreuses fonctions couramment utilisées. Ces fonctions sont : Créer des projets, Ouvrir des projets, Enregistrer

des projets, Imprimer, Aperçu avant impression, Couper, Copier, Coller, Zoom panoramique, Annuler, Rétablir, Zone de texte, Affichage grille, Vérification de continuité, Thèmes, Obtenir un modèle, Ajouter au modèle OLV, Lien hypertexte, calculateur de puissance, recherche et aide. Dans la barre d'outils, cliquez sur Power Grid bouton. Le curseur se transforme en icône Grille de puissance quand vous passez sur l'OLV. Cliquez sur n'importe où dans l'OLV pour placer un utilitaire sur votre diagramme à une ligne.



Figure IV. 2 : Barre d'outils du projet

### IV.2.3 Modifier les barres d'outils

Les barres d'outils Modifier sont actives lorsque vous êtes en mode Edition. Vous pouvez cliquer ou double-cliquez pour sélectionner, glisser-déposer des éléments CA, CC et d'instrument sur les diagrammes à une ligne. En outre, vous pouvez effectuer les opérations suivantes les fonctions :

- Afficher et imprimer des rapports de sortie personnalisables
- Modifier les options d'affichage
- Gestionnaire de rapports du calendrier d'accès
- Ajout de nouveaux systèmes de grille au sol
- Ajouter des réseaux composites et des moteurs composites.



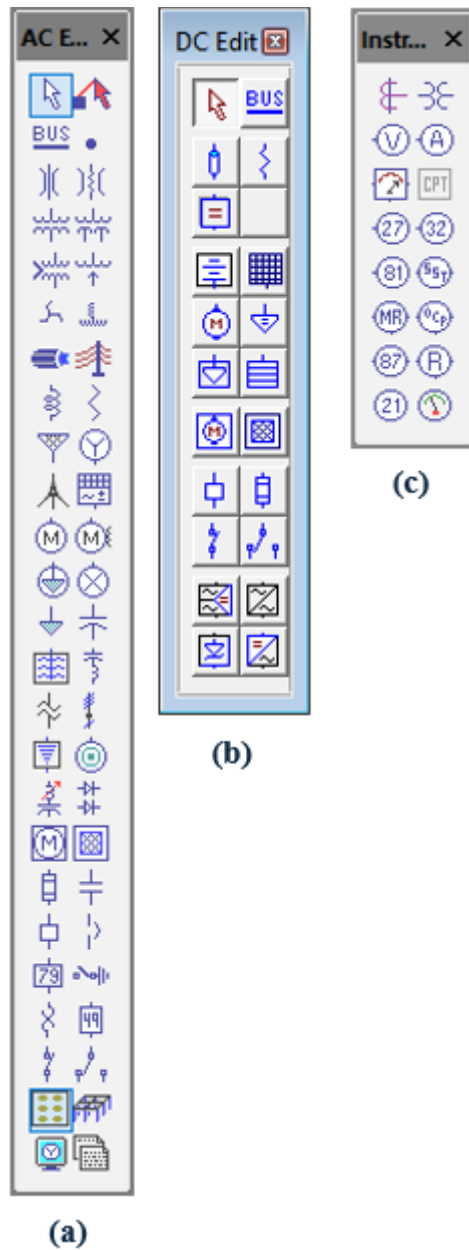


Figure IV. 3 : Présentation de l'éditeur d'éléments (a)AC éléments (b) DC éléments (c)Éléments d'instrumentation.

### IV.3 Conception sur ETAP

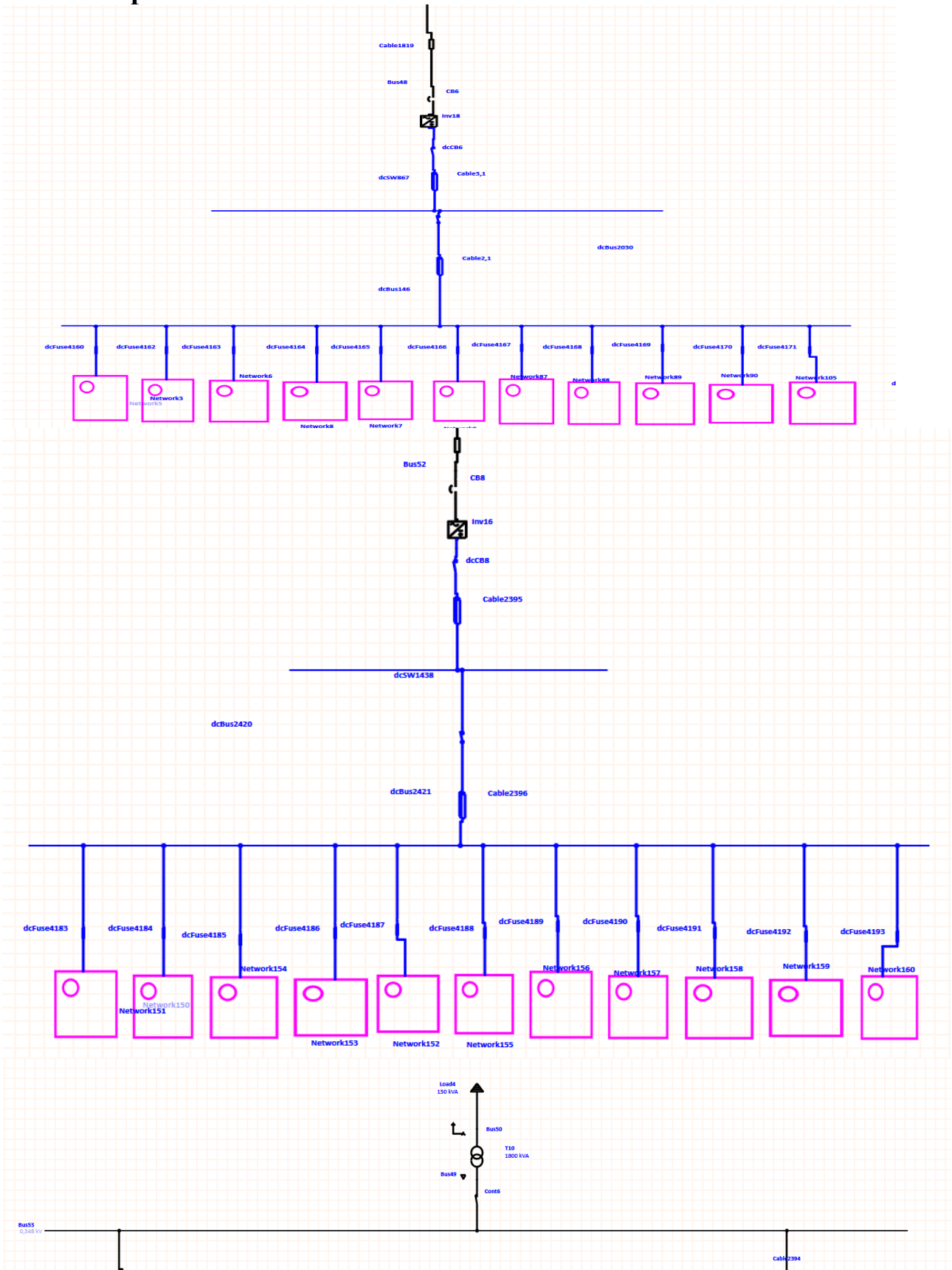


Figure IV. 4 : Schéma générale de sous station de 1MW (deux onduleurs et un transformateur) noms ded blocs

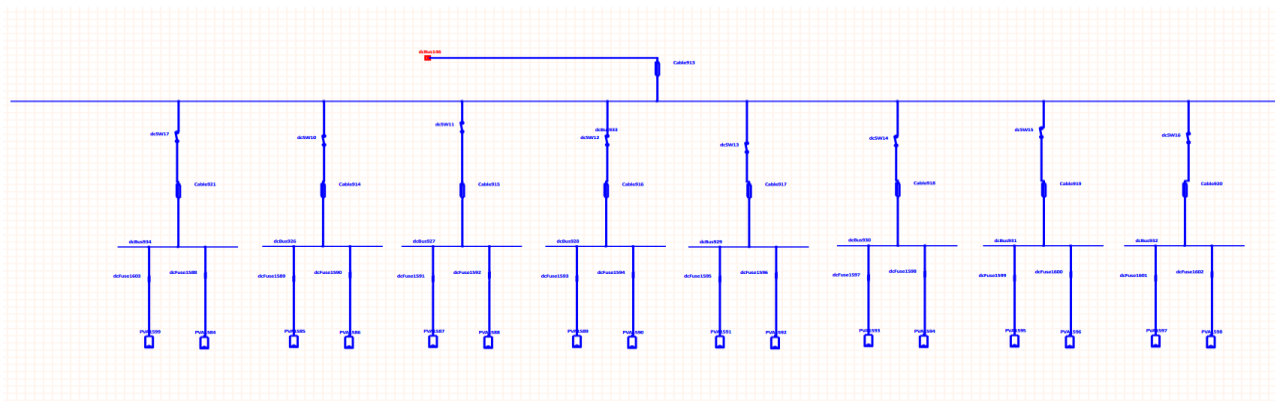


Figure IV. 5 : Schéma de SKID qui comporte 8 tables en parallèle

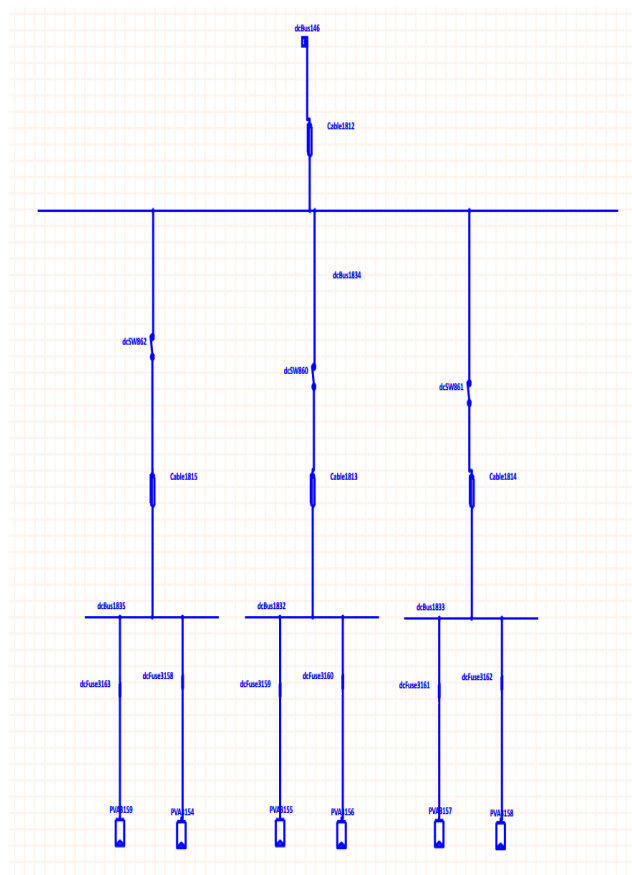


Figure IV. 6 : Schéma de SKID qui comporte 3 tables en parallèle

#### IV.4 Fonctionnement

Dans la centrale il y a 119520 panneaux photovoltaïques (CS6P-250P-silicium poly-cristallin) divisée en 15 sous-champs, les sous-champs sont identiques. Chaque sous-champ consiste de 7968 panneaux photovoltaïques installés, deux onduleurs, quatre boîtes centrales et un transformateur. L'onduleur est alimenté par deux boîtes centrales. Chaque boîte ressemble un total de 11 câbles, les 10 premiers câbles avec des fusibles de protection de 200 A chacun porte huit tables en parallèle et le dernier avec une fusible de protection de 100 A porté 3 tables en parallèle. Une table est composée de deux strings en parallèle et chaque string comprend 24 panneaux photovoltaïques de puissance crête de 250 W.

#### IV.5 Composantes de simulation sous ETAP :

### IV.5.1 Les panneaux solaires

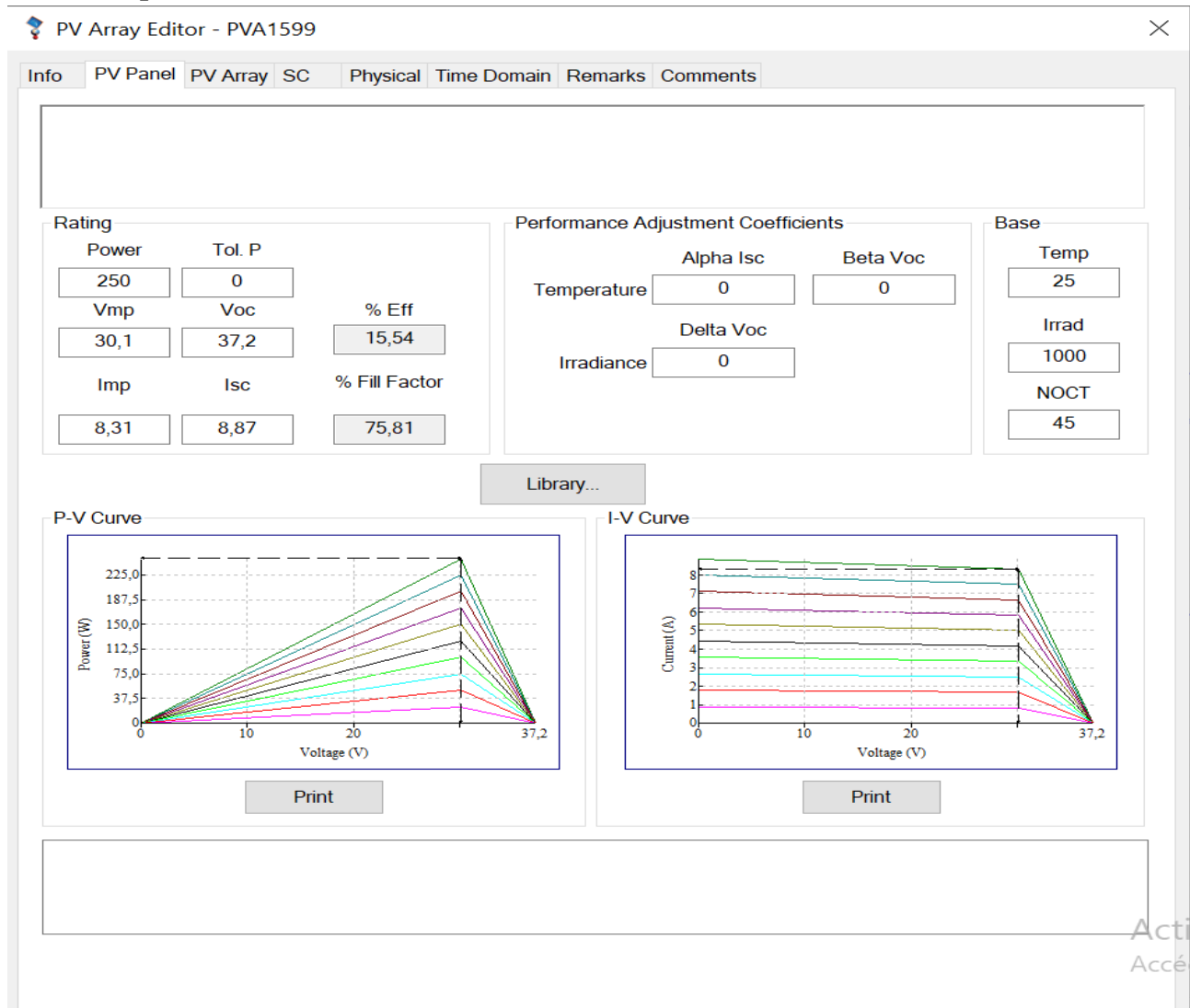


Figure IV. 7 : Le panneau solaire utilisé dans la centrale photovoltaïque

Les équipements photovoltaïques sont constitués de modules installés sur des supports fixes ; ancré au sol. Le choix de la technologie, des supports fixes et de l'implantation résulte d'un compromis entre les contraintes techniques du site, l'économie, la distance entre les panneaux (minimisation des ombrages), le productible spécifique et l'irradiation annuelle.

Pour obtenir des puissances importantes, les modules solaires doivent être associés en série-parallèle pour constituer un panneau solaire. Ceux-ci sont reliés électriquement et assemblés sur un châssis. Pour cela les ingénieurs ont choisi les panneaux solaires du fabricant CandianSolar qui a multiple des modèles. Le choix s'est porté sur le modèle CS6P-250P dont les caractéristiques illustrées dans la figure (IV.7)

### IV.5.3 L'Onduleur

Dans la centrale, il y a 30 onduleurs de type Sunny Central 850CP XT. Pour chaque onduleur possède une puissance d'entrée maximum DC de 954 kW, une tension d'entrée maximum de 1000 V et avec un courant d'entré max de 1400 A. La puissance nominale de sortie AC est de 850 kW, d'où un rendement de l'ordre de 98% dans les conditions, standards. Notant dispositif de qu'il existe un suivi du point de puissance maximum qui permet de contrôler la tension et le courant de sortie des rangées PV pour générer la puissance maximale possible à une irradiation et une température donnée.

Tableau IV. 1 : Caractéristique de l'Onduleur

<b>Paramètres</b>	<b>Spécification</b>
Fabricante	Sunny
Type	SC 880CP-10
Poids (kg)	1900
Dimensions (L / H / P) (mm)	2562 / 2272 / 956
<b>Entrée DC</b>	
Puissance DC max. (pour $\cos \varphi = 1$ ) (KW)	954
Tension d'entrée max (V)	1000
$U_{MPP\_min}$ pour $I_{MPP} < I_{DCmax}$ (V)	568
Tension d'entrée assignée (V)	681
Courant d'entrée max (A)	1400
Courant de court-circuit max (A)	2500
Nombre d'entrées MPP indépendantes	1
Nombre d'entrées DC	9
<b>Sortie CA</b>	
Puissance assignée (à 25 °C) (kVa) / Puissance nominale AC (kVa)	(à 50 °C) 935 / 850
Tension nominale AC (V) / Plage de tension nominale AC (V)	386 / 348 à 443
Fréquence du réseau AC(Hz) / Plage (Hz)	50, 60 / 47 à 63
Fréquence (Hz) / tension de réseau assignée (V)	50 / 386
Courant de sortie max (A) / Taux de distorsion harmonique max	1411 / 0.03
Phases d'injection / Phases de raccordement	3/3
<b>Rendement</b>	
Rendement max	98.6%
Rendement européen	98.4%
Rendement CEC	98.5%

Grâce à un modèle réel, nous remplissons les informations dans le logiciel, ce qui nous aidera certainement à rendre le processus de dimensionnement plus précis.

DC 954 kW 1000 V		AC 0,386 kV 858,6 kVA	
DC Rating			
<input checked="" type="checkbox"/> kW	<input type="text" value="954"/>	V	<input type="text" value="1000"/>
		Vmax	<input type="text" value="110"/> %
		Vmin	<input type="text" value="0"/> %
	FLA	<input type="text" value="954"/>	
Efficiency			Imax
%Load	<input type="text" value="100"/>	<input type="text" value="75"/>	<input type="text" value="50"/>
		<input type="text" value="25"/>	<input type="text" value="150"/> %
%Eff.	<input type="text" value="90"/>	<input type="text" value="90"/>	<input type="text" value="90"/>
		<input type="text" value="90"/>	<input type="text" value="90"/>
AC Rating			
kVA	<input type="text" value="858,6"/>	kV	<input type="text" value="0,386"/>
		FLA	<input type="text" value="1284"/>
		Normal Operating Voltage	
		Vmin	<input type="text" value="90"/> %
		Vmax	<input type="text" value="110"/> %
%PF	<input type="text" value="100"/>	Min. PF	<input type="text" value="80"/>
		Max. PF	<input type="text" value="100"/>
AC Grounding			
<input type="checkbox"/> Grounded	Earthing Type		<input type="checkbox"/> Distributed Neutral
	<input checked="" type="checkbox"/> IT - Individual		

Figure IV. 8 : Dimensionnement de l'onduleur par ETAP

#### IV.5.4 Transformateur

L'énergie électrique ainsi produite est évacuée vers un le transformateur élévateur triphasé (360V/30Kv) puis vers un poste de distribution avant départ sur des réseaux isolés.

Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système PV du réseau. L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur.

1800 kVA IEC Liquid-Fill Other 65 C			0,36 30 kV																
<b>Voltage Rating</b> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 33%;"></td> <td style="width: 33%; text-align: center;">kV</td> <td style="width: 33%; text-align: center;">FLA</td> <td style="width: 33%; text-align: center;">Nominal Bus kV</td> </tr> <tr> <td>Prim.</td> <td style="text-align: center;"><input type="text" value="0,36"/></td> <td style="text-align: center;"><input type="text" value="2887"/></td> <td style="text-align: center;"><input type="text" value="0,348"/></td> </tr> <tr> <td>Sec.</td> <td style="text-align: center;"><input type="text" value="30"/></td> <td style="text-align: center;"><input type="text" value="34,64"/></td> <td style="text-align: center;"><input type="text" value="30"/></td> </tr> <tr> <td colspan="4" style="text-align: center;">Other 65</td> </tr> </table>				kV	FLA	Nominal Bus kV	Prim.	<input type="text" value="0,36"/>	<input type="text" value="2887"/>	<input type="text" value="0,348"/>	Sec.	<input type="text" value="30"/>	<input type="text" value="34,64"/>	<input type="text" value="30"/>	Other 65				<b>Z Base</b>  kVA <input type="text" value="1800"/>
	kV	FLA	Nominal Bus kV																
Prim.	<input type="text" value="0,36"/>	<input type="text" value="2887"/>	<input type="text" value="0,348"/>																
Sec.	<input type="text" value="30"/>	<input type="text" value="34,64"/>	<input type="text" value="30"/>																
Other 65																			
<b>Power Rating</b>  kVA Rated <input type="text" value="1800"/> Other 65  Derated <input type="text" value="1800"/>  % Derating <input type="text" value="0"/>			<b>Alert - Max</b>  kVA <input type="text" value="1800"/>  <input checked="" type="radio"/> Derated kVA <input type="radio"/> User-Defined																
MFR <input type="text"/>			<b>Installation</b>  Altitude <input type="text" value="1000"/> m  Ambient Temp. <input type="text" value="30"/> °C																
<b>Type / Class</b> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 25%; text-align: center;">Type</td> <td style="width: 25%; text-align: center;">Sub Type</td> <td style="width: 25%; text-align: center;">Class</td> <td style="width: 25%; text-align: center;">Temp. Rise</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"><input type="text" value="Liquid-Fill"/> ▾</td> <td style="text-align: center;"><input type="text" value="Other"/> ▾</td> <td style="text-align: center;"><input type="text" value="Other"/> ▾</td> <td style="text-align: center;"><input type="text" value="65"/> ▾</td> </tr> </table>				Type	Sub Type	Class	Temp. Rise	<input type="text" value="Liquid-Fill"/> ▾	<input type="text" value="Other"/> ▾	<input type="text" value="Other"/> ▾	<input type="text" value="65"/> ▾								
Type	Sub Type	Class	Temp. Rise																
<input type="text" value="Liquid-Fill"/> ▾	<input type="text" value="Other"/> ▾	<input type="text" value="Other"/> ▾	<input type="text" value="65"/> ▾																

Figure IV. 9 : Dimensionnement de Transformateur par ETAP

**IV.5.2 les câbles**

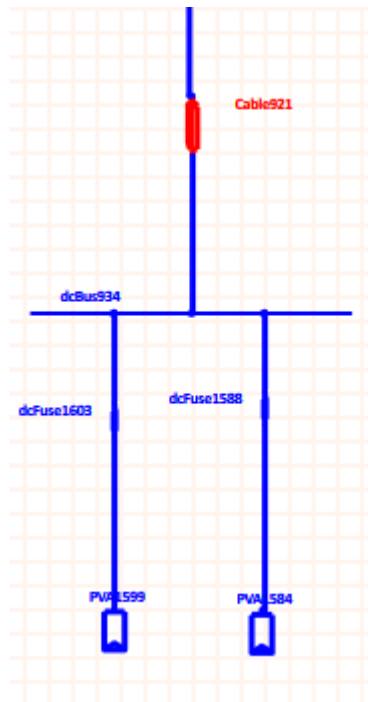


Figure IV. 10 : Schéma d'une table photovoltaïque (2 strings parallèle)

#### IV.5.2.1 Câble entre deux strings

Après avoir renseigné les données du panneau solaire, le logiciel choisit automatiquement le câble approprié après avoir renseigné les données du panneau solaire en suivant les directives mentionnées précédemment, dans ce cas le choix s'est porté sur un câble de cuivre de 4 mm<sup>2</sup> isolé par XLPE (polyéthylène).

Heesung	Non-Mag.	50 Hz			Code : 4
XLPE	100 %	1,0 kV	1/C	CU	4 mm <sup>2</sup>

Results

	Number/Phase	Size	Capacity	Vd	
Optimal Size:	1	4	43	0,59	Select
1 Size Smaller:	1	2.5	32	0,95	Select

Required:

Figure IV. 11 : Dimensionnement de câble qui relié deux strings



### IV.5.2.2 Câble qui relié 8 tables parallèle

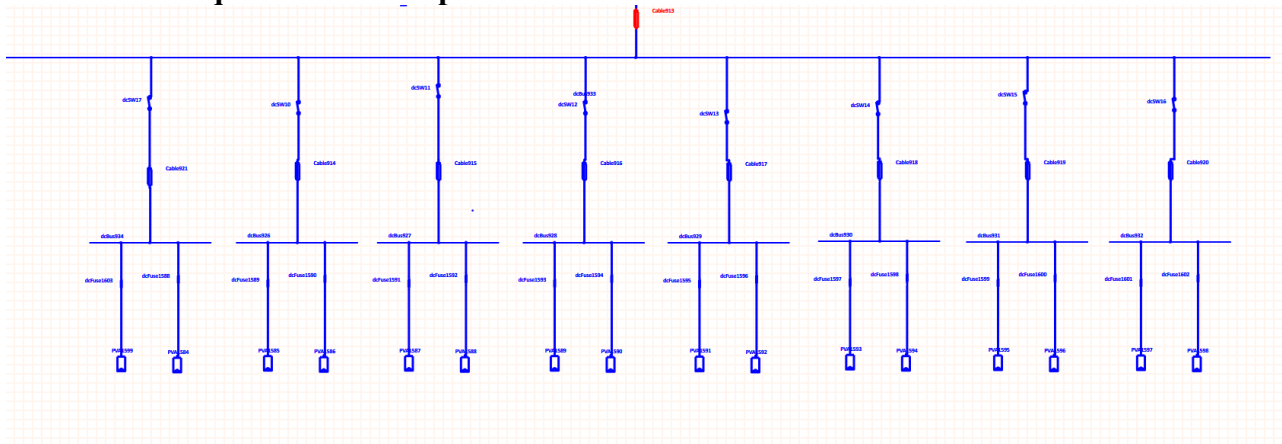


Figure IV. 12 : Câble collecteur de 8 tables parallèle

De la même manière qu'auparavant, le logiciel collecte des paramètres des 8 tables, il Choisisse ensuite le câble capable de gérer le courant de ces branches. Le simulateur a proposé le câble suivant : un câble de cuivre isolé en caoutchouc 2 et d'une section de 95 mm<sup>2</sup>.

ICEA	Mag.	50 Hz	Code : 95		
Rubber 2	100 %	1,0 kV	1/C	CU	95 mm <sup>2</sup>

Figure IV. 13 : Dimensionnement de câble qui relié 8 tables

### IV.5.2.3 Câble de boîte centrale

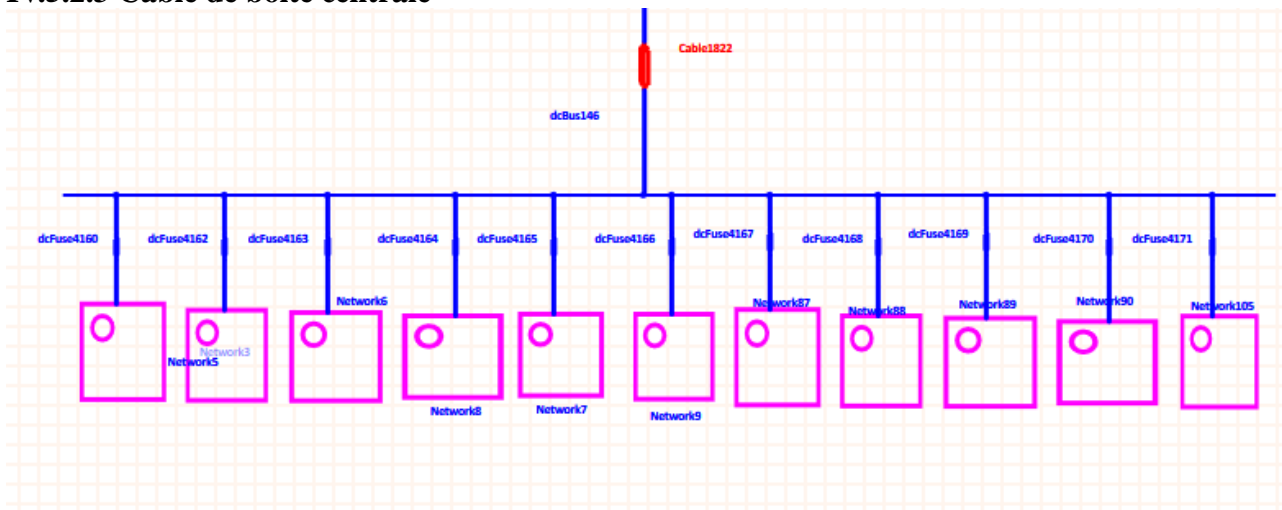


Figure IV. 14 : Câble de la boîte centrale

Grâce à la division détaillée de cette station, la tâche du logiciel est devenue quelque peu facile. ETAP doit maintenant dimensionner le câble qui relie 11box en parallèle au total de 83 tables ou 166 strings. D'après le logiciel ETAP on a choisi un câble de cuivre isolé en caoutchouc et d'une section de 150 mm<sup>2</sup> isolé en caoutchouc 2. (jeu de barre)

ICEA	Mag.	50 Hz	Code : 150		
Rubber 2	100 %	1,0 kV	1/C	CU	150 mm <sup>2</sup>

Figure IV. 15 : Dimensionnement de câble de la boîte centrale

#### IV.5.2.5 Câble de transmission DC central box vers l'onduleur

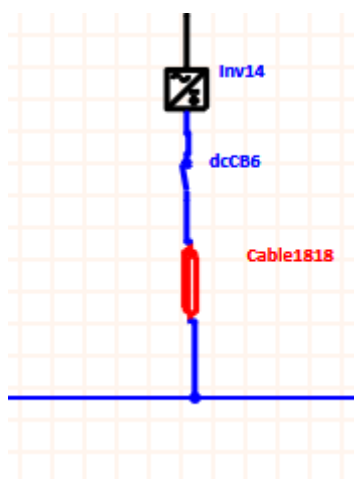


Figure IV. 16: Câble de transmission DC central box vers l'onduleur

Avec le dernier câble DC, qui rassemble 11 boîtiers et les relie à l'onduleur pour que ce dernier commence à inverser le courant en courant AC, le logiciel ETAP a choisi un câble de cuivre de 300 mm<sup>2</sup> isolé en caoutchouc 2.

ICEA	Mag.	50 Hz	Code : 300		
Rubber 2	100 %	1,0 kV	1/C	CU	300 mm <sup>2</sup>

Figure IV. 17 : Dimensionnement du câble de transmission DC central box vers l'onduleur

#### IV.5.2.6 Câble de transmission MT

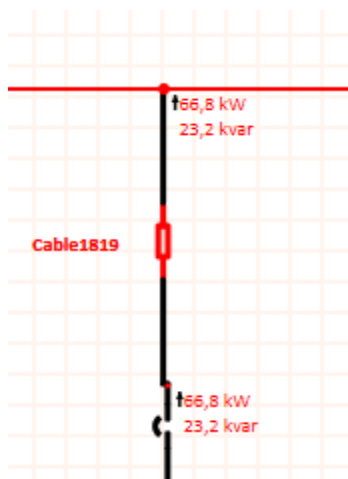


Figure IV. 18 : Câble de transmission MT

Une fois que l'onduleur a fait son travail, il a besoin d'un conducteur pour transférer le courant alternatif, c'est le rôle de ce câble qui va transférer ce courant de l'onduleur au transformateur. D'après le logiciel ETAP on a choisi un câble triphasé de cuivre isolé en caoutchouc et d'une section de 240 mm<sup>2</sup> isolé en caoutchouc.

ICEA	Mag.	50 Hz	Code : 240		
Rubber	100 %	1,0 kV	3/C	CU	240 mm <sup>2</sup>

Figure IV. 19 : Dimensionnement du câble de transmission MT

## IV.6 Rapport récapitulatif de branchement

Après avoir exécuté la simulation en détail précédemment, nous avons obtenu ces résultats, qui soutiennent la validité du choix des câbles dimensionnés.

Les pertes au niveau des câbles est imperceptible et le même pour la chute de tension relative.

Tableau IV. 2 : Rapport de branchement des câbles de 4 mm<sup>2</sup>

Branch Flow Summary Report										
Branch		Connected Bus ID		Branch Flow				% Bus Voltage		
ID	Type	From Bus	To Bus	(kW) From-To	(kW) To-From	(kW) Losses	Amp	From Bus	To Bus	% Vd
Cable921	Cable	dcBus933	dcBus934	-11.159	11.185	0.026	15.170	101.82	102.06	0.24
Cable914	Cable	dcBus933	dcBus926	-11.159	11.185	0.026	15.170	101.82	102.06	0.24
Cable915	Cable	dcBus933	dcBus927	-11.159	11.185	0.026	15.170	101.82	102.06	0.24
Cable916	Cable	dcBus933	dcBus928	-11.159	11.185	0.026	15.170	101.82	102.06	0.24
Cable917	Cable	dcBus933	dcBus929	-11.159	11.185	0.026	15.170	101.82	102.06	0.24
Cable918	Cable	dcBus933	dcBus930	-11.159	11.185	0.026	15.170	101.82	102.06	0.24
Cable919	Cable	dcBus933	dcBus931	-11.159	11.185	0.026	15.170	101.82	102.06	0.24
Cable920	Cable	dcBus933	dcBus932	-11.159	11.185	0.026	15.170	101.82	102.06	0.24

D'après les résultats du rapport, nous pouvons dire que le choix du câble de 4 mm<sup>2</sup> est idéal selon la simulation  $V_d = 0.24\% < 4\%$

Tableau IV. 3 : Rapport de branchement des câbles de 95 mm<sup>2</sup>

Cable1,1	Cable	dcBus146	dcBus933	-92.547	92.643	0.097	127.274	100.66	100.76	0.11
Cable1,2	Cable	dcBus146	dcBus960	-92.547	92.643	0.097	127.274	100.66	100.76	0.11
Cable1,3	Cable	dcBus146	dcBus969	-92.547	92.643	0.097	127.274	100.66	100.76	0.11
Cable1,4	Cable	dcBus146	dcBus978	-92.547	92.643	0.097	127.274	100.66	100.76	0.11
Cable1,5	Cable	dcBus146	dcBus987	-92.349	92.445	0.096	126.923	100.72	100.82	0.10
Cable1,6	Cable	dcBus146	dcBus996	-92.349	92.445	0.096	126.923	100.72	100.82	0.10
Cable1,7	Cable	dcBus146	dcBus1685	-92.349	92.445	0.096	126.923	100.72	100.82	0.10
Cable1,8	Cable	dcBus146	dcBus1694	-92.349	92.445	0.096	126.923	100.72	100.82	0.10
Cable1,9	Cable	dcBus146	dcBus1703	-92.349	92.445	0.096	126.923	100.72	100.82	0.10
Cable1,10	Cable	dcBus146	dcBus1712	-92.349	92.445	0.096	126.923	100.72	100.82	0.10
Cable1,11	Cable	dcBus146	dcBus1834	-34.671	34.698	0.027	47.651	100.72	100.80	0.08

Les câbles qui relient les 8 tables en parallèle sont identiques et bien dimensionnés par le logiciel ETAP.  $V_d = 0.11\% < 4\%$   $V_d = 0.08\% < 4\%$

Tableau IV. 4 : Rapport de branchement des câbles de 150 mm<sup>2</sup>

Cable2,1	Cable	dcBus2030	dcBus146	-962.847	965.885	3.038	1382.152	96.43	96.74	0.30
Cable2,2	Cable	dcBus2030	dcBus2029	-962.639	965.675	3.037	1381.854	96.43	96.74	0.30

Même pour les câbles de 150 mm<sup>2</sup> on peut dire qu'ils sont dans les normes  $V_d = 0,3\%$

Tableau IV. 5 : Rapport de branchement des câbles de 300 mm<sup>2</sup>

Cable3,1	Cable	dcBus2032	dcBus2030	-1830.141	1835.382	5.240	2772.941	96.92	91.62	0.28
----------	-------	-----------	-----------	-----------	----------	-------	----------	-------	-------	------

Le Câble de transmission DC central box vers l'onduleur est le dernier câble dans la partie DC, ce dernier transmet l'Énergie continue à l'onduleur qu'il va convertir à une Énergie alternative.

Le dimensionnement de ce câble a nous donné un résultat similaire à celui que nous avons obtenu 300 mm<sup>2</sup> et  $V_d = 0,28\%$ .

## IV.7 Protection des appareillages

Comme c'est le cas pour le dimensionnement des câbles, nous avons, à l'aide du programme, dimensionné la protection adaptée à chaque partie. Bien entendu, afin d'en assurer la continuité et la maintenance de l'installation.

### IV.7.1 Protections des strings par des fusibles

Les strings sont protégés par des fusibles de 15 A comme illustré dans la figure

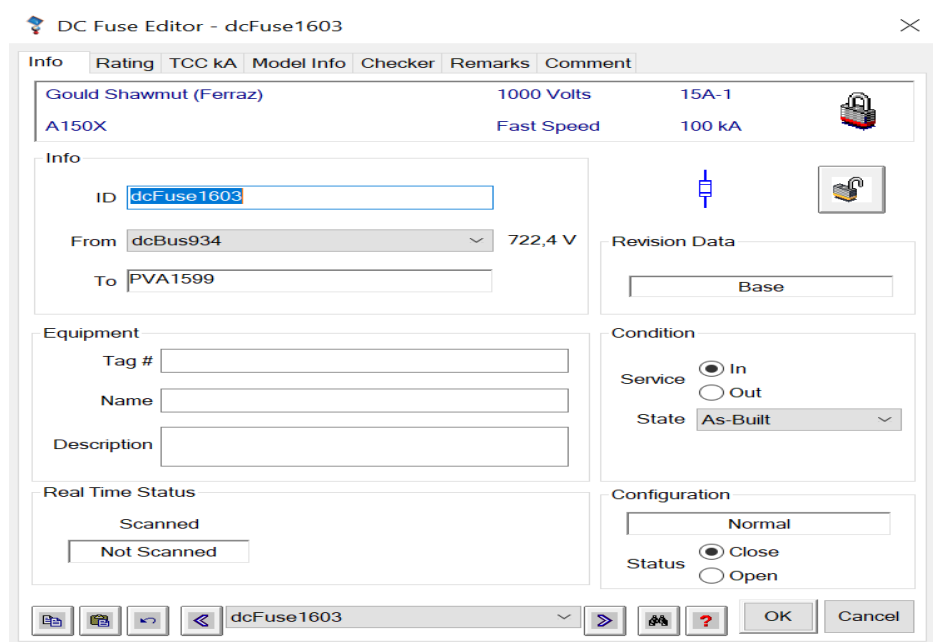


Figure IV. 20 : Dimensionnement de fusible de string (15 A)

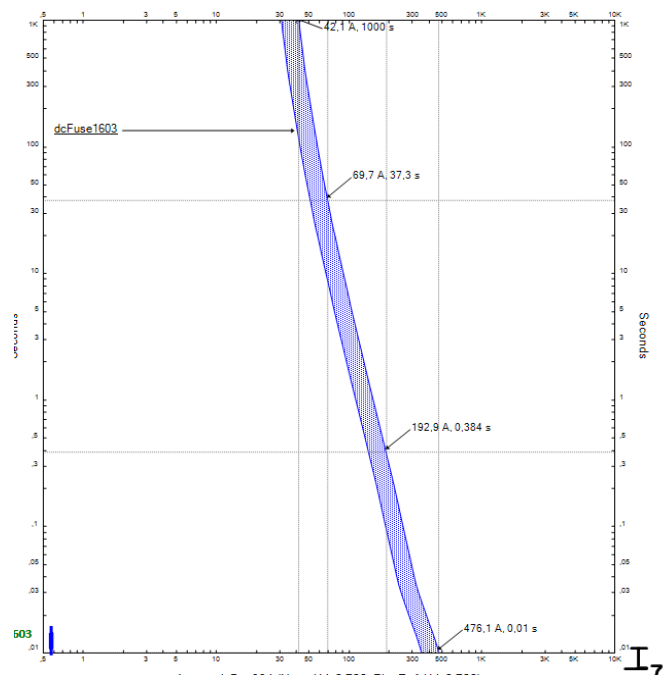


Figure IV. 21 : Courbe de l'évolution du courant admissible  $I_z(A)$  par rapport au temps(s) cas de fusible

Zone de Surcharge : les courants sont légèrement supérieurs à 15 A, la courbe montre un temps de déclenchement plus long.

Courants Inférieurs à 15 A :

- Le fusible ne se déclenche pas, ce qui est attendu car ces courants sont en dessous du seuil nominal.

Courants de Surcharge Modérée (15 A - 30 A) :

- Le fusible se déclenche après un certain délai, permettant de gérer des surcharges temporaires. Par exemple, à 30 A ( $2 \times I_N$ ), le fusible pourrait se déclencher en environ 10 secondes.

Courants de Court-Circuit (30 A et Plus) Zone de Court-Circuit : les courants sont beaucoup plus élevés, la courbe descend rapidement.

- Le déclenchement est rapide. À des courants de 150 A ( $10 \times I_N$ ), le fusible se déclenche presque instantanément, protégeant ainsi le circuit contre les dommages graves.

À travers la courbe nous avons trouvé le point que le fusible coupe automatiquement le courant. Au point de  $I_z = 478,1 A$  le fusible coupé instantanément.

## IV.7.2 Protection des tables

### IV.7.2.1 Table protéger par fusibles de 200 A


Bussmann	500 Volts	200	
FEE	High Speed	50 kA	

Figure IV. 22 : Dimensionnement de fusible des tables(200 A)

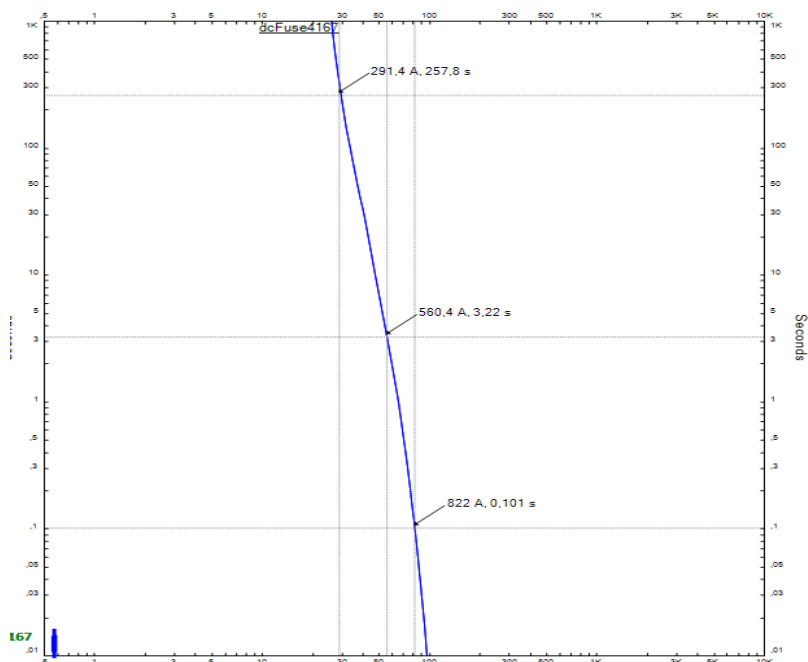


Figure IV. 23 : Courbe de l'évolution du courant admissible  $I_z$ (A) par rapport au temps(s) cas de fusible (200 A)

#### Courants Inférieurs à 200 A :

- Le fusible ne se déclenche pas, ce qui est attendu car ces courants sont en dessous du seuil nominal.

#### Courants de Surcharge Modérée (200 A - 400 A) :

- Le fusible se déclenche après un certain délai, permettant de gérer des surcharges temporaires. Par exemple, à 300 A ( $1,5 \times I_N$ ), le fusible pourrait se déclencher en environ 10 à 30 secondes.

#### Courants de Court-Circuit (2000 A et Plus) :

- Le déclenchement est rapide. À des courants de 2000 A ( $10 \times I_N$ ), le fusible se déclenche presque instantanément, protégeant ainsi le circuit contre les dommages graves.

À travers la courbe nous avons trouvé le point que le fusible coupe automatiquement le courant.

Au point de  $I_z = 822 A$  le fusible coupé instantanément.

#### IV.7.2.2 Table protéger par fusibles de 100 A

Bussmann	500 Volts	100	
FEE	High Speed	50 kA	

Figure IV. 24 : Dimensionnement de fusible des tables (100 A)

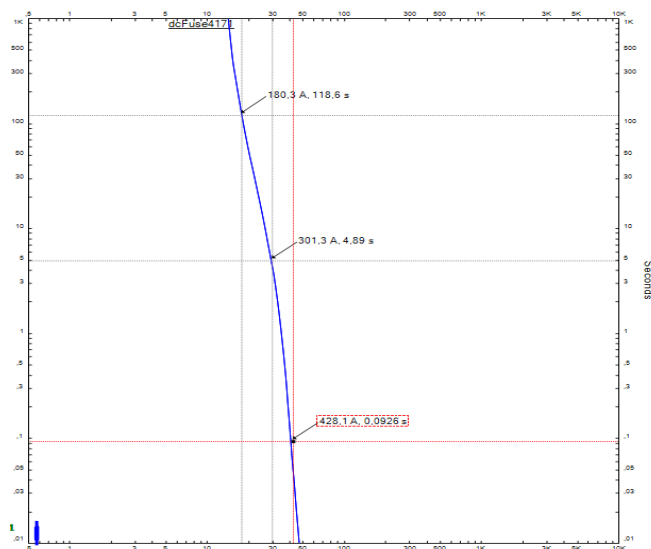


Figure IV. 25 : Courbe de l'évolution du courant admissible  $I_z$ (A) par rapport au temps(s) cas de fusible (100 A correct 25)

Courants Inférieurs à 100 A :

- Le fusible ne se déclenche pas, ce qui est attendu car ces courants sont en dessous du seuil nominal.

Courants de Surcharge Modérée (100 A - 200 A) :

- Le fusible se déclenche après un certain délai, permettant de gérer des surcharges temporaires. Par exemple, à 150 A, le fusible pourrait se déclencher en environ 10 à 30 secondes.

Courants de Court-Circuit (1000 A et Plus) :

- Le déclenchement est rapide. À des courants de 1000 A, le fusible se déclenche presque instantanément, protégeant ainsi le circuit contre les dommages graves.

À travers la courbe nous avons trouvé le point que le fusible coupe automatiquement le courant.

Au point de  $I_z = 428,1 \text{ A}$  le fusible coupé instantanément.

## IV.7.2 Protection d'onduleur

### IV.7.2.1 Protection d'onduleur partie DC

L'onduleur dans cette sous station est protégé par un disjoncteur.



ABB	500 V max.			
T2S	2 Pole	Size	3.2	
ABB				
T2 160-MF	1			

Figure IV. 26 : Dimension de disjoncteur DC qui protège l'onduleur

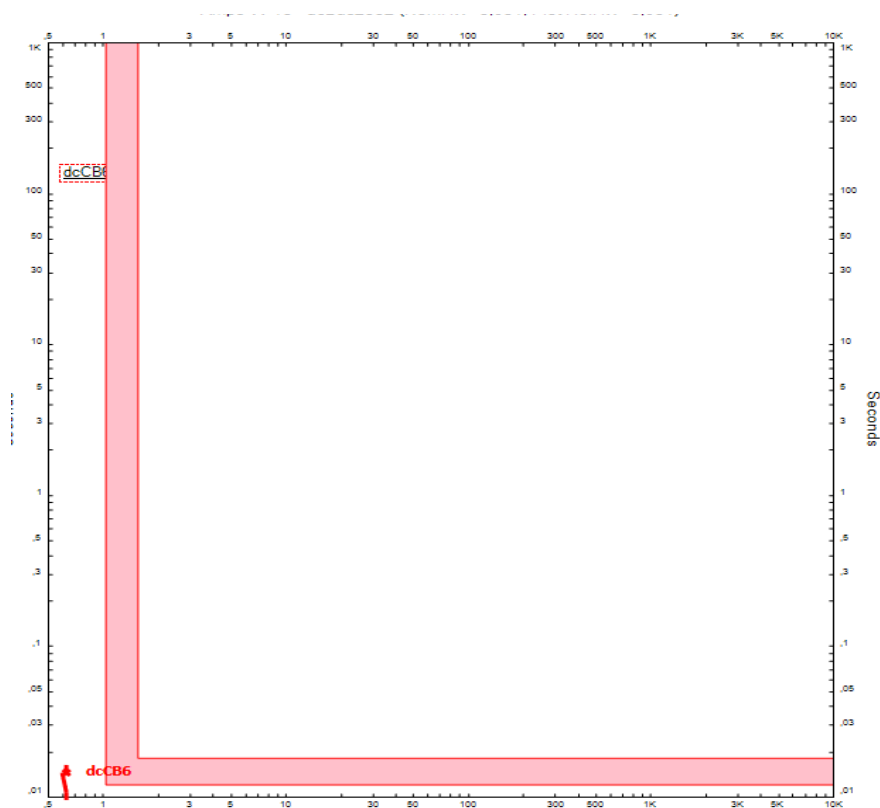


Figure IV. 27 : Courbe de l'évolution du courant admissible Iz(A) par rapport au temps(s) cas de disjoncteur

**Courants Inférieurs au Courant Nominal :**

- Le disjoncteur ne se déclenche pas, ce qui est attendu car ces courants sont en dessous du seuil de déclenchement.

**Courants de Surcharge Modérée :**

- Le disjoncteur se déclenche après un certain délai, permettant de gérer des surcharges temporaires.

**Courants de Court-circuit :**

- Le déclenchement est rapide. À des courants de  $10 \times I_N$ , le disjoncteur se déclenche presque instantanément, protégeant ainsi le circuit contre les dommages graves.

D'après la courbe nous avons trouvé le courant de déclenchement 10,4 A et du temps de 0,0122 s.

**IV.7.2.2 Protection d'onduleur partie AC**




ABB	0,69 kV max.	40 kA @ 0,22 kV	
E2B	3 Pole	Size 1600	
ABB		1600	
SACE PR111			

Figure IV. 28 : Dimension de disjoncteur AC qui protège l'onduleur



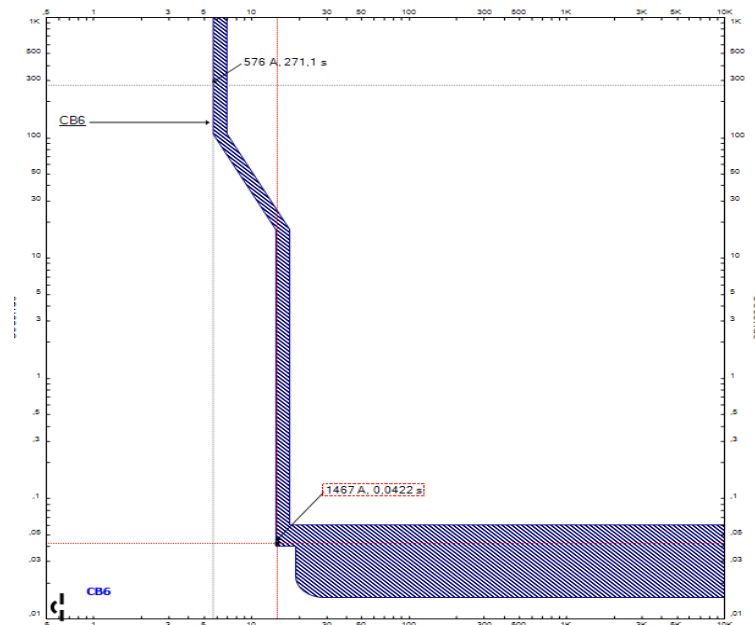


Figure IV. 29 : Courbe de l'évolution du courant admissible  $I_z(A)$  par rapport au temps(s) cas de disjoncteur AC

Courants Inférieurs à 1600 A :

- Le disjoncteur ne se déclenche pas, ce qui est attendu car ces courants sont en dessous du seuil nominal.

Courants de Surcharge Modérée (1600 A - 3200 A) :

- Le disjoncteur se déclenche après un certain délai, permettant de gérer des surcharges temporaires. Par exemple, à 2000 A, le disjoncteur pourrait se déclencher en environ 10 à 30 secondes.

Courants de Court-Circuit (16000 A et Plus) :

- Le déclenchement est rapide. À des courants de 16000 A, le disjoncteur se déclenche presque instantanément, protégeant ainsi le circuit contre les dommages graves.

D'après la courbenous avons trouvé le courant de déclenchement 1467A et du temps de 0,0422s.

#### IV.8 Comparaison des Résultats de Simulation et de Calcul Manuel

Nous avons terminé la simulation avec le logiciel ETAP pour le dimensionnement des câbles et la protection des installations de notre centrale photovoltaïque. Les résultats obtenus sont identiques à ceux de notre calcul manuel, confirmant ainsi la précision et la fiabilité de notre méthodologie. Les sections de câbles déterminées par ETAP correspondent parfaitement à nos valeurs calculées, garantissant une capacité adéquate pour gérer les courants nominaux et de court-circuit. De plus, les dispositifs de protection proposés par la simulation sont bien dimensionnés, offrant une protection efficace contre les surintensités et les défauts. Cette concordance valide non seulement nos calculs, mais aussi l'efficacité du logiciel utilisé, assurant la sécurité et la performance de notre système photovoltaïque.

#### IV.9 Conclusion

Dans ce Chapitre nous avons simulé notre schéma sur le logiciel ETAP afin de nous apercevoir de l'écoulement de charge de notre sous station, vérifier la bonne sélection des câbles dimensionné et les dispositifs de protection.

Le logiciel ETAP est un outil performant pour la conception des réseaux étant donné qu'à travers ça on peut savoir les éventuelles menaces qui se trouvent dans les réseaux et dont nous pouvons simuler une solution et également prévenir contre d'autres défauts qui peuvent surgir aux cours du fonctionnement normal du réseau.

## **Conclusion générale**

## CONCLUSION GENERAL

Les exigences du protocole de Kyoto imposent que notre avenir énergétique doit être basé sur des énergies non polluantes ayant des ressources importantes. Pour cela on a recours aux énergies renouvelables qui sont issues de phénomènes naturels réguliers où constants provoqués principalement par le soleil.

Aujourd'hui, l'énergie est essentielle pour répondre aux besoins des individus, des industries ou des transports. Ces impacts environnementaux, sont minimes par rapport aux avantages à long terme et les avancées dans ce domaine en feront une énergie de plus en plus propre aux fils des années. Ainsi on peut dire que le photovoltaïque répond aux exigences du protocole de Kyoto, et que c'est une énergie qui sera exploitée et utilisée.

Les installations photovoltaïques doivent être dimensionnées pour qu'elles puissent fournir l'énergie dans les conditions les plus favorables, ce qui nous permet d'aboutir à une meilleure optimisation des installations photovoltaïques.

Notre travail consiste l'étude de l'installation de la centrale photovoltaïque de SAIDA d'une puissance de 30 MW connectée au réseau de distribution électrique moyenne tension.

Nous avons constaté que l'installation de la centrale PV interconnectée au réseau est intéressante du point de vue énergétique, à cet effet le développement du marché photovoltaïque nécessite de connaître parfaitement la production électrique de ces systèmes sur différents sites en particulier et en prenant en compte des pertes dans le système, des données météorologiques et aussi de l'état de l'art des composants afin d'estimer sa rentabilité économique et améliorer son rendement.

Le calcul des sections des câbles dans une centrale photovoltaïque est un élément essentiel pour garantir la sécurité, la fiabilité et la performance à long terme du système. Le dimensionnement, de la protection doivent être réalisés avec rigueur et en conformité avec les normes et réglementations en vigueur. Ce projet de fin d'étude nous a permis d'acquérir plusieurs compétences dans le domaine des installations photovoltaïques. L'utilisation du logiciel ETAP nous a permis de valider et de vérifier rapidement les résultats obtenus par le calcul analytiques

Enfin cette approche méthodique permet de concevoir un réseau de câbles fiable et sécuritaire, contribuant ainsi à la pérennité et à la performance optimale de la centrale photovoltaïque.

## Bibliographie

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] *IEC Officers, CH: International Electrotechnical Commission, 2020, archived from the original on 2020-01-03, retrieved 2017-11-16*
- [2] *IEC Organization and funding, CH: International Electrotechnical Commission, 2017, archived from the original on 2012-01-23, retrieved 2017-11-16*
- [3] *"France's H1 solar deployments jump 217% Y/Y". Renewablesnow.com. Retrieved 2021-10-18.*
- [4] "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018" (PDF). *www.epia.org*. EPIA - European Photovoltaic Industry Association. p. 26. Archived from the original (PDF) on 25 June 2014. Retrieved 12 June 2014.
- [5] *Évaluation d'une intensité absorbée Par Jacques BOURBON* <https://fr.scribd.com/doc/143184822/Le-calcul-du-courant-d-emploi-pdf>
- [6] Guide de l'installation électrique, Schneider Electric
- [7] Guide de protection électrique, Schneider Electric
- [8] Chute de tension Annexes Technique, Miguléz câbles
- [9] Patrick Abati, « Calcul des courants de court-circuit [archive] », sur *sitelec.org*, origine : Académie d'Aix-Marseille, 15 novembre 2011.
- [10] *Règles de conception Schneider Electric, Puissance de court-circuit.*
- [11] PREVENTION DU RISQUE ELECTRIQUE, Lucien Réchard (Extrait de la revue J3E N°380 du 7 avril 1976)
- [12] Section du conducteur neutre, Prysmain.
- [13] LA COORDINATION ENTRE LES DISPOSITIFS DE PROTECTION, Le Grand.
- [14] Etude de sélectivité, Cahors.
- [15] UTE C 15-712-2 : Installations électriques à basse tension - guide pratique: installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie, Union Technique de l'Électricité, 2013. <https://ute-asso.fr>.
- [16] UTE C 15-712-1: Installations électriques à basse tension - guide pratique installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution, Union Technique de l'Électricité, 2013. <https://ute-asso.fr>.
- [17] Revue des pannes des modules photovoltaïques, Rapport IEA-PVPS T13-01, 2014. [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS\\_T1301\\_2014\\_Review\\_of\\_Failures\\_of\\_Photovoltaic\\_Modules\\_Final.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T1301_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf).
- [18] Évaluation des pannes de modules photovoltaïques sur le terrain, Rapport IEA-PVPS T13-09, 2017. [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2017/09/170515\\_IEA-PVPS-report\\_T13-09-2017\\_Internetversion\\_2.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2017/09/170515_IEA-PVPS-report_T13-09-2017_Internetversion_2.pdf).
- [19] Dysfonctionnements électriques des installations photovoltaïques : points de vigilance, Agence Qualité Construction (AQC), 2018. <https://qualiteconstruction.com/wp-content/uploads/2018/12/e-dysfonctionnements- electriques-installations-Photovoltaïques-vigilance.pdf>
- [20] Quantification des risques techniques dans les systèmes d'énergie photovoltaïque, Rapport IEA PVPST13-23, 2021. [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/11/Report-IEA%E2%80%9393PVPS-T13-23\\_2021-Quantification-of-Technical-Risks-in-PV-Power-Systems\\_final.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/11/Report-IEA%E2%80%9393PVPS-T13-23_2021-Quantification-of-Technical-Risks-in-PV-Power-Systems_final.pdf).
- [21] "Merlin Gérin", *Cahier technique n° 158 – Calcul des courants de court-circuit*
- [22] "Règles de conception Schneider Electric, Puissance de court-circuit les serie l'auteur
- [23] "Dimensionnement d'un système connecté au réseau », Institut national de l'énergie solaire
- [24] "Photovoltaic Systems" par James P. Dunlop
- [25] "Photovoltaic Design and Installation For Dummies" par Ryan Mayfield

- [26]"Solar Electricity Handbook – 2023 Edition" par Michael Boxwell
- [27]"Designing with Solar Power: A Source Book for Building Integrated Photovoltaics (BIPV)" par Deo Prasad et Mark Snow
- [28]"Photovoltaic Systems Engineering" par Roger Messenger et Amir Abtahi
- [29]"Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems" par Arno Smets, Klaus Jäger, Olindo Isabella, René van Swaaij, etMiroZeman
- [30]"Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers" par Deutsche GesellschaftfürSonnenenergie (DGS)
- [31]"Grid-Connected Solar Electric Systems: The Earthscan Expert Handbook for Planning, Design and Installation" par Geoff Stapleton et Susan Neill
- [32]"Photovoltaic System Design" par K. Lal
- [33]"Handbook of Photovoltaic Science and Engineering" par Antonio Luqueet Steven Hegedus
- [34] Etude de la station photovoltaïque d'AIN SKHOUNA wilaya de Saida, CHAMI Nadir