

**UNIVERSITE LIBRE DES PAYS DE GRANDS LACS**  
**FACULTE DE SCIENCES ET TECHNOLOGIES**  
**APPLIQUEES**

**DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE ET INFORMATIQUE**



BP. 368 GOMA

[www.ulpgl.net](http://www.ulpgl.net)

**ETUDE ET DIMENSIONNEMENT D'UNE**  
**CENTRALE SOLAIRE DE 10MW**  
**CONNECTEE AU RESEAU POUR**  
**L'ALIMENTATION EN ELECTRICITE DU**  
**QUARTIER PANZI**

Par AKONKWA MBOGO Moise

Travail présenté en vue de l'obtention du Diplôme  
d'Ingénieur Civil en faculté des Sciences et  
Technologies Appliquées

**Option** : Electroénergétique

**Directeur** : Prof. BARAKA MUSHAGE Olivier

**Encadreur** : Msc. Bertille MUSHAGASHA Japhet

**ANNEE ACADEMIQUE 2023- 2024**

# **Epigraphe**

« L'avenir appartient à ceux qui croient en la beauté de leurs rêves. »

**Eleanor Roosevelt**

# **Dédicace**

A mon feu gardien invisible MBOGO BAHIGA PASCAL

# Remerciement

Le présent travail, fruit de nos études de deuxième cycle au département de génie électrique de l'Université Libre des Pays des Grands Lacs (ULPGL), a bénéficié de la contribution précieuse de nombreuses personnes, que nous tenons à remercier sincèrement.

Tout d'abord, notre reconnaissance infinie à notre Dieu pour sa bonté, son amour et sa miséricorde. En plus du souffle de vie qu'Il nous accorde, Il nous a éclairés et guidés dans l'accomplissement de ce travail, faisant de nous des hommes utiles à la société.

Nous exprimons notre profonde gratitude au Professeur BARAKA MUSHAGE Olivier et à Msc. Ir. Bertille MUSHAGASHA Japhet, qui, malgré leurs nombreuses responsabilités, ont accepté respectivement de diriger et d'encadrer ce travail avec bienveillance et rigueur.

Nos pensées reconnaissantes vont également à tout le personnel scientifique et aux enseignants de l'ULPGL/Goma, dont l'engagement et l'expertise ont contribué à notre formation solide et enrichissante.

Un immense merci à nos très chers parents, mon feu père MBOGO BAHIGA Pascal et ma mère MAKOPE OLUWA Marie-Jeanne, pour les innombrables sacrifices consentis en notre faveur. Leur soutien inconditionnel a été notre plus grande force.

À mon frère, BAHATI MBOGO Serge, qui nous a soutenus moralement et financièrement depuis le début de notre parcours universitaire, nous lui adressons notre gratitude infinie.

Nos sincères salutations aux autorités académiques de l'ULPGL/Goma, dont le dévouement exemplaire assure la bonne marche de notre université, même en ces temps difficiles que traverse notre pays, et dont les répercussions affectent particulièrement la formation de l'élite intellectuelle du Nord-Kivu.

Enfin, à toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont apporté leur soutien à la réalisation de ce travail, nous exprimons notre gratitude sincère. Que chacun trouve ici l'expression de notre reconnaissance éternelle.

## Résumé

Ce présent travail se rapporte à la réalisation du projet d'électrification du quartier Panzi, un quartier de la ville de Bukavu. Ce travail consiste à faire l'étude de la construction d'une ligne moyenne de 36kV, et un réseau MT/BT de 36kV/400V dit de « distribution publique » servant à l'alimentation des abonnés basse tension. Notre démarche reste dans le cadre des méthodes généralement utilisées lorsqu'on doit faire une conception d'un réseau de distribution électrique, plus exactement un réseau urbain de distribution électrique. Ce dernier est caractérisé par une architecture maillée et une densité importante des charges. Ce travail présente aussi une étude et un dimensionnement d'une centrale solaire photovoltaïque connectée au réseau électrique de 10 MW avec un système de stockage de 838 086,207 kWh une capacité largement suffisante pour répondre à la consommation journalière de Panzi qui est estimé à 556 320 kWh. La configuration de la centrale PV (nombre de modules PV, nombre d'onduleurs, nombre des batteries et la façon dont ils sont connecte en eux). Un autre objectif important de ce travail est de rendre la conception de la centrale PV économiquement viable, avec un coût total d'investissement qui est estimé à 14 764 127\$. Ainsi, une analyse économique de la centrale PV est incluse, sans rentrer dans les détails des modelés de financement.

Mots clés : Centrale solaire, Réseau de distribution, stockage de l'énergie, photovoltaïque, solaires,

# Abstract

This thesis pertains to the realization of the electrification project for the Panzi quarter in the city of Bukavu. This thesis consists of conducting a study on construction of a 36kV high voltage line, a 15kV medium voltage line, and a MV/LV distribution network serving the low voltage subscribers. Our approach remains within the framework of the commonly used methods when designing an electrical distribution network, more specifically an urban electrical distribution network. The latter is characterized by a meshed architecture and a high density of loads. This work also presents a study and sizing of a 10 MW solar photovoltaic power plant connected to the electrical grid, with a storage system of 838,086.207 kWh, a capacity more than sufficient to meet the daily consumption of Panzi, which is estimated at 556,320 kWh. The configuration of the PV plant (number of PV modules, number of inverters, number of batteries and the way they are connected to each other), Another major objective of this work is to make the design of the PV plant economically viable, with an estimated investment cost of \$ 14,764,127. Thus, an economic analysis of the PV plant is included, without going into the details of financing models.

Keywords: Solar power plant, distribution network, energy storage, photovoltaic, solar

# TABLE DES MATIERES

Epigraphe.....	1
Dédicace.....	2
- 0. Introduction générale.....	13
0.1 Contexte.....	13
0.2 Identification et formulation du problème.....	14
0.3 Questions de recherche.....	15
0.4 Formulation des hypothèses.....	15
0.5 Justification du choix du sujet et motivations.....	16
0.6 Énoncé des objectifs de recherche.....	16
0.7 Méthodologie et délimitation du travail.....	17
0.8 Structure du mémoire/ Subdivision du travail.....	17
Chapitre 1 Généralité sur les réseaux électriques.....	18
1.1 Introduction.....	18
1.2 Définition d'un réseau électrique.....	18
1.3 Organisation d'un réseau électrique.....	18
1.4 Les centrales électriques.....	20
1.4.1 Généralités sur les centrales solaires photovoltaïques.....	20
1.4.1.1 Introduction.....	20
1.4.1.3 La cellule photovoltaïque.....	22
.....	22
1.4.1.4 Principe de la conversion photovoltaïque.....	23
1.4.1.5 Le module photovoltaïque.....	24
1.4.2 L'association des modules PV.....	24
1.4.3 Les onduleurs.....	26
1.5 Classification des réseaux électriques.....	28
1.5.1 Classification suivant les tensions :.....	28
1.5.2 Classification suivant la structure topologique :.....	30

1.6	Architectures des réseaux électriques .....	32
1.6.1	Réseaux HT .....	33
1.6.2	Les postes sources.....	33
1.6.3	Les réseaux MT .....	33
1.6.4	Les différents schémas de raccordement .....	34
1.7	Les postes de transformation MT/BT ou poste de livraison .....	35
1.8	Réseaux BT .....	37
1.9	Technologies des lignes électriques .....	37
1.9.1	Les lignes aériennes .....	37
1.9.2	Les lignes aériennes BT.....	43
1.11	Conclusion partielle .....	45
 <b>Chapitre 2 : Présentation de la zone en étude, calcul et dimensionnement des différents paramètres du réseau.....</b>		<b>46</b>
2.1	Introduction partielle.....	46
2.2	Présentation de la zone d'étude .....	46
2.3	Méthodologie de construction d'un réseau électrique .....	47
2.3.1	Etude électrique de la ligne.....	48
2.3.2	Etude mécanique du réseau MT.....	54
2.3.3	Calcul mécanique des conducteurs .....	58
2.3.4	Calculs mécaniques des supports.....	59
2.3.5	Elaboration des documents d'exécution .....	66
2.4	Etude économique de l'investissement de la centrale PV.....	66
2.4.1	Calcul du coût total de la centrale PV ( $C_c$ ).....	66
2.4.2	Calcul du cout de maintenance de la centrale photovoltaïque pendant sa durée de vie ( $C_m$ ).....	67
2.4.3	Calcul du cout de remplacement ( $C_{rep}$ ).....	68
2.4.4	Calcul du coût actualisé de l'énergie ( $L_{coE}$ ).....	68
2.4.5	Revenus bruts ( $R_{gross}$ ).....	68
2.4.6	Calcul des paramètres d'évaluation .....	69
2.4.7	Taux de couverture du sol (CGR).....	69

2.4.8	Performance ratio (PR) .....	69
2.4.9	Facteur de capacité (CF) .....	69
2.4.10	Rendement spécifique (Yieldsp).....	70
2.5	Conclusion partielle .....	70

## Chapitre 3 Dimensionnement d'un réseau solaire photovoltaïque pour l'alimentation en électricité du quartier Panzi .....

3.1	Introduction .....	71
3.2	Présentation du site .....	71
3.3	Irradiation du site .....	72
3.4	Dimensionnement de la centrale photovoltaïque .....	72
3.4.1	Choix des panneaux .....	72
3.4.2	Nombre de panneaux .....	74
3.4.3	Nombre de chaînes de panneaux .....	74
3.4.4	Nombre des groupes de chaînes ou convertisseurs.....	74
3.4.5	Surface du champ photovoltaïques et énergie solaire disponible .....	75
3.4.6	Conversion en alternatif et stockage .....	76
3.4.7	Dimensionnement du système de protection de la centrale .....	77
3.4.8	Dimensionnement des câbles .....	79
3.5	Résultats obtenus avec le logiciel PVSyst .....	81
3.6	Dimensionnement de la ligne de transmission de 36 kV .....	83
3.6.1	Détermination de la puissance maximale .....	83
3.6.2	Détermination du courant supposé nominal .....	84
3.6.3	Détermination du courant de court-circuit triphasé théorique .....	84
3.6.4	Détermination de la section et types de câble à utiliser comme conducteur de phase .....	86
3.6.5	Contrainte mécanique .....	87
3.6.6	Détermination des protections contre les surtensions sur la ligne .....	91
3.7	Paramètres électrique la ligne de transmission de 36 kV .....	92
3.8	Dimensionnement du réseau électrique BT .....	93
3.8.1	Dimensionnement des ouvrages électriques .....	93
3.8.2	Tracé technique du réseau BT .....	97

3.8.3	Calcul de chute de tension BT .....	97
3.8.4	Choix des supports.....	98
3.9	Protection du réseau électrique et des transformateurs .....	99
3.9.1	Protection MT .....	99
3.9.2	Protection des transformateurs .....	99
3.10	Résultats économiques .....	101
3.11	Conclusion partielle.....	105
	<b>Conclusion générale.....</b>	<b>106</b>

# Liste des Abréviations

ACSR : Aluminium renforcé à l'acier

BT : Basse tension

Ej : Énergie journalière

Ei : Énergie journalière récupérable

HTA : Haute Tension catégorie A

HTB : Haute tension catégorie B

MPP : Point de Puissance Maximale

MT : Moyenne Tension

PV : Photovoltaïque

RDC : République Démocratique du Congo

SNEL : Société Nationale d'Électricité

TUR : Tableau Urbain de Répartition

ULPGL : Université Libre des Pays de Grands-Lacs

VAN : Valeur actuelle net

## Liste des tableaux

<b>Tableau 1-1</b> : Classification des réseaux en fonction de la tension. ....	28
<b>Tableau 2-2</b> : <i>coefficient de foisonnement ou encore de simultanéité</i> .....	49
<b>Tableau 2-3</b> : <i>Tableau donnant le coefficient K en fonction du matériau</i> . ....	51
<b>Tableau 2-4</b> : <i>Valeur du facteur a en fonction du matériau</i> .....	52
<b>Tableau 2-5</b> : <i>Hypothèses climatiques.</i> .....	56
<b>Tableau 2-6</b> : <i>Caractéristiques d'un type de support de lignes de courant électrique.</i> .....	64
<b>Tableau 2-7</b> : <i>Coefficients de dé sécurité à retenir suivant l'hypothèse considérée et pour les éléments constitutifs à dimensionner</i> .....	65
<b>Tableau 3-1</b> : <i>Caractéristique de fonctionnement d'un module PV de 280Wc</i> .....	73
Tableau 3-2 <i>Valeur de NCmax en fonction de la tenue en courant inverse du module</i> .....	77
Tableau 3-3 : <i>Valeur de Npmax en fonction de la tenue en courant inverse du module</i> .....	78
Tableau 3-4 : <i>Expressions pour le dimensionnement des dispositifs de protection</i> .....	79
Tableau 3-7 : <i>Caractéristiques des conducteurs standard du type ACSR</i> .....	88
Tableau 3-8 <i>Distances recommandées pour les systèmes électriques avec air comme diélectrique en considérant les impulsions due à la foudre comme principale source de surtension</i> .....	90
Tableau 3-9 : <i>Caractéristique typique des parafoudres a oxydes métalliques de classe section et intermédiaire</i> .....	91
Tableau 3-10 : <i>Puissance assignée par zone</i> .....	93
Tableau 3-11 : <i>Valeurs de la puissance appelée en fonction</i> .....	96

## Liste des figures

<b>Figure 1-1</b> : Organisation d'un réseau électrique. ....	19
Figure 1-2 : Schéma de principe d'une centrale photovoltaïque solaire et d'une centrale thermique solaire .....	20
<b>Figure 3-1</b> : Données météorologique du site d'IHEMBA avec PVSyst .....	72

# - 0. Introduction générale

## 0.1 Contexte

La production d'énergie électrique représente un défi crucial pour la République Démocratique du Congo (RDC), tant aujourd'hui que dans les années à venir. Cela s'explique par la croissance démographique, la demande croissante en électricité des grandes industries, principalement situées dans le sud du pays, ainsi que par le développement des infrastructures dans l'Est.

La majeure partie de la production mondiale de l'énergie est assurée par les combustibles fossiles qui sont le charbon, le pétrole, le gaz naturel ou encore de l'énergie nucléaire. À cette allure, les réserves en combustibles fossiles risqueraient de s'épuiser et les générations futures en souffriraient [1]

En ce qui concerne l'énergie électrique, la RDC pourrait se tourner vers les énergies renouvelables, notamment l'hydroélectricité, la plus ancienne de ces sources, compte tenu de son immense potentiel hydroélectrique. Avec une capacité estimée à 100 000 MW, la RDC figure parmi les cinq pays au monde dotés du plus grand potentiel en la matière [2].

La RDC pourrait également se tourner vers des sources d'énergie renouvelables telles que la biomasse, l'éolien et le solaire, qui sont inépuisables à l'échelle humaine. Ces énergies présentent l'avantage de n'émettre aucun gaz à effet de serre, (cas des éoliennes et de solaires) produisent peu de déchets, et n'engendrent pas de pollution. Elles représentent ainsi des solutions énergétiques durables pour l'avenir. Les énergies renouvelables sont les moins exploitées au niveau mondial et couvrent à peu près 20% de la consommation mondiale d'électricité [3].

Dans le cadre de ce travail, nous étudions une centrale photovoltaïque. Bien que leur rendement soit inférieur à celui de l'énergie hydroélectrique ou éolienne, les centrales photovoltaïques présentent l'avantage de produire de l'électricité à proximité des lieux de consommation, de manière décentralisée chez l'utilisateur. L'énergie solaire est disponible partout, ce qui rend l'énergie photovoltaïque exploitable aussi bien en montagne, dans des villages isolés qu'au cœur des grandes villes.

Face à la croissance démographique et au développement rapide du quartier de Panzi, nous avons jugé nécessaire de renforcer les infrastructures locales en matière d'énergie électrique, afin d'améliorer les conditions de vie de la population. Dans ce contexte, une étude a été menée pour la conception d'un réseau électrique.

Nous avons opté pour l'énergie solaire photovoltaïque comme solution pour alimenter le quartier, en raison de la faible production actuelle de la centrale de Ruzizi I à répondre à la demande croissante d'électricité de la ville de Bukavu. Cette solution temporaire est envisagée en attendant que le gouvernement réunisse les ressources nécessaires à la construction de nouvelles centrales hydroélectriques capables de répondre aux besoins énergétiques actuels et futurs du pays.

## **0.2 Identification et formulation du problème**

La RDC affiche l'un de taux d'accès à l'électricité les plus faibles de la planète : seul 10% de ses habitants y ont accès, dont 1% en milieu rural, contre 42% en moyenne sur le continent africain selon les chiffres de la banque mondiale [2]. La RDC n'a plus connu d'avancée significative dans le développement de sa production électrique depuis 1982, alors que sa population a triplé dans le même temps. A cela s'ajoute un réseau de distribution d'énergie électrique en mauvais état et carrément inexistant dans la majeure partie du pays. Pendant ce temps, plus de 90% de l'énergie consommée dans le pays provient du bois, ce qui menace les forêts congolaises sans oublier les conséquences économiques [2].

« Une entreprise sur deux considère l'électricité comme un obstacle majeur à sa croissance » selon la banque mondiale. [2]

Les installations électriques mises en service par la SNEL présentent actuellement des problèmes entre autres : le non-satisfaction de sa clientèle par rapport à la puissance demandée, l'instabilité de la tension d'alimentation délivrée par le réseau SNEL aux ménages, la vétusté, présence des chutes de tension niveau consommateurs, ...

Sur les sept cellules que compte le quartier Panzi, plus de la moitié dispose actuellement d'un réseau de distribution de l'énergie électrique défaillant. Le mauvais état de ce réseau de la SNEL a été à la base des plusieurs cas d'incendies et les pertes en vies humaines enregistrés au cours de ce quatre dernières années dans ce quartier [4]. Seules trois cellules sur sept ont tantôt accès à l'électricité accompagnée de problème de délestage et des chutes de tensions.

Pour faire face aux défauts cités ci-haut, nous avons résolu de créer un nouveau réseau électrique qui prend en comptes les normes de sécurité et capable de supporter la demande actuelle en électricité de Panzi.

### 0.3 Questions de recherche

Certaines questions conduiront le développement de ce travail étant donné que nous nous demandons :

- Quelle puissance faudra-t-il produire pour satisfaire à la demande de Panzi ? le réseau conçu serait-il capable de supporter la demande de Panzi des années futures ?
- Quelle approche devons-nous utiliser pour distribuer à chaque ménage la puissance nécessaire dont il a besoin ?
- La source de production sera-t-elle à mesure de fournir, d'une manière continue et ininterrompue, de la puissance au réseau conçu ?
- Telles sont les préoccupations auxquelles nous aurons à répondre dans notre travail.

### 0.4 Formulation des hypothèses

Les résultats de ce présent travail permettraient :

- De fournir à la population de Panzi la puissance nécessaire dont elle a besoin qui est estimée à 9,27 MW aujourd'hui et à 14 MW d'ici 20 ans avec un taux de croissance de 2,1% ;
- Au cours de notre étude nous avons supposé qu'une consommation journalière de 48kWh par ménage saurait répondre au besoin journalier de nos consommateurs d'énergie ;
- La population de Panzi étant de 160 964 habitants, seule 36% de cette population est considérée comme étant parent ou en âge de se marier, nous avons alors divisé par cinq le 36% de la population de Panzi supposée majeure pour déterminer le nombre de ménages du quartier ;
- Le réseau en étude sera capable de supporter la demande du quartier Panzi aujourd'hui et dans les années futures étant donné que nous avons tenu compte de l'expansion future du réseau sur une période de 20 ans. La centrale PV qui fait partie aussi de notre étude sera capable de fournir de l'électricité au réseau d'une manière continue et ininterrompue car hormis l'énergie que les panneaux pourront produire le jour, la centrale sera pourvue d'un système des stockages d'énergie électrique.

-

## **0.5 Justification du choix du sujet et motivations**

Ce travail consistera tout d'abord à réévaluer le besoin en électricité du quartier Panzi.

Cette étude menée permettra d'avoir les données nécessaires pour réaliser le nouveau réseau électrique de distribution d'énergie électrique à Panzi avec moins des pertes et des chutes des tensions. Si les résultats finaux de ce présent travail devaient être financés, ça permettra au quartier de se procurer des nouveaux postes de transformation MT/BT bien équipés contenant des bons matériels de protection capable de protéger les ménages et tous les équipements électriques qu'ils contiennent contre les problèmes d'ordre électrique (des surtensions), d'ordre atmosphérique (décharge de la foudre sur la ligne) ou contre tout autre problème qui pouvait se produire sur la ligne et éviter à ce que ces problèmes ne se répercutent sur les cabines (les poste de transformation) ou les ménages connectés sur le secteur

## **0.6 Énoncé des objectifs de recherche**

### **i. L'objectif général**

Notre objectif global est celui de dimensionner une centrale photovoltaïque et un réseau électrique qui pourra alimenter le quartier Panzi et ainsi palier à certains problèmes d'ordre technique et environnemental que présente le réseau existant.

### **ii. Les objectifs opérationnels/spécifiques**

Le but du présent travail sera de déterminer le nombre de ménages que compte le quartier Panzi, ce qui va conduire à déterminer le besoin actuel en électricité et permettre par la suite à dimensionner le réseau de distribution d'énergie électrique. Pour y parvenir nous sommes appelés à :

- Connaitre l'approche utilisée par la SNEL ou VIRUNGA ENERGIE dans le domaine d'électrification urbaine pour estimer la consommation spécifique de chaque ménage en termes de kilowattheure,
- A calculer le nombre exact des supports (poteaux) et poste de transformations qui feront partie du réseau,
- A calculer la section de câbles à utiliser
- A calculer les paramètres mécaniques et électriques de notre ligne ;
- A cartographier la zone en étude pour bien visualiser le trajet des supports et différents sites ou seront placés les postes de transformation ;

- Dimensionner la centrale solaire photovoltaïque.

## 0.7 Méthodologie et délimitation du travail

Pour poursuivre l'objectif de cette recherche, les méthodes et techniques suivantes sont retenues :

- La revue de la littérature pour présenter la structure d'un réseau électrique et les généralités sur les centrales solaires
- Comment faire l'analyse démographique de la population de Panzi ?
- Comment détermination des nombres des ménages du quartier Panzi ?
- Comment estimer la consommation journalière de chaque ménage ?
- Comment détermination la puissance installé et utilisé du quartier Panzi ?
- Comment dimensionner le réseau électrique et la centrale PV ?
- Comment faire l'analyse économique de la centrale PV ?

De nombreux réseaux électriques sont conçus à des fins variées. Cependant, cette étude se concentre exclusivement sur le dimensionnement d'une centrale solaire photovoltaïque et d'un réseau de distribution d'électricité destiné à un usage domestique, dans le but d'assurer un approvisionnement continu en électricité. Il ne s'agit donc pas de concevoir un réseau électrique couvrant toute la ville de Bukavu et ses industries, mais plutôt d'un réseau destiné uniquement aux ménages du quartier Panzi.

## 0.8 Structure du mémoire/ Subdivision du travail

Hormis l'introduction et la conclusion générales, ce travail est subdivisé en trois grands chapitres à savoir :

**Le chapitre premier** : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES, ce chapitre présente les théories essentielles sur les réseaux électriques et une idée sur les centrales solaires

**Le chapitre deuxième** : PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE, CALCULS ETDIMENSIONNEMENT DES DIFFERENTS PARAMETRES DU RESEAUX, ce chapitre présente la zone d'étude et prend en compte toutes les formules qui interviendront par la suite dans la réalisation du projet.

**Le chapitre troisième** : DIMENSIONNEMENT D'UN RESEAU SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE POUR L'ALIMENTATION EN ELECTRICITE DU QUARTIER PANZI, ce chapitre présente les résultats obtenu selon les objectifs que nous nous sommes fixés.

# Chapitre 1 Généralité sur les réseaux électriques

## 1.1 Introduction

Sans électricité, la vie quotidienne telle que nous la connaissons aujourd'hui, serait difficilement envisageable ; il est donc nécessaire de savoir produire de l'énergie électrique de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des usines (centrales électriques) capables de produire de l'électricité en grande quantité. Une fois le courant produit, il doit être amené jusqu'aux consommateurs. Dans un pays, le réseau de transport de l'énergie électrique et de distribution publique assure le transit de l'énergie électrique entre les points de production et les points de consommation. Le but premier d'un réseau d'énergie électrique est de pouvoir répondre à la demande des consommateurs. Ce présent chapitre portera sur les différents types et équipements des réseaux électriques ainsi que le types des centrales électriques.

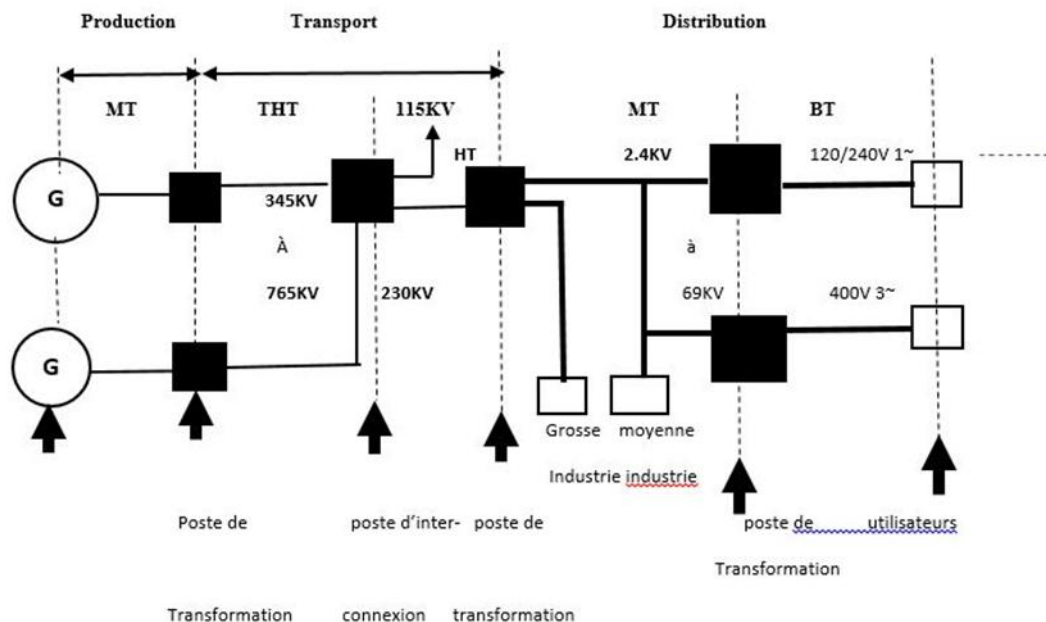
## 1.2 Définition d'un réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructure destiné à faire transiter de l'énergie électrique des centrales de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué des lignes électriques exploitées à différents niveaux de tensions, connectées entre elle par des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à une autre grâce aux transformateurs. Il doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production-transport-consommation, en mettant en œuvre des réglages ayant pour objectif d'assurer la stabilité du système. [5]

## 1.3 Organisation d'un réseau électrique

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centrales de production avec les centres de consommation (villes, usines, ...). L'énergie électrique est transportée en haute tension et/ou en très haute tension pour limiter les pertes par effet joule (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité du courant électrique), puis progressivement abaissée au niveau de la tension de l'utilisateur final.

Les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis les centrales de génération jusqu'aux maisons de campagnes le plus éloignées. [3]



*Figure 1-1 : Organisation d'un réseau électrique [6].*

Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau doit satisfaire les exigences suivantes [5] :

- Assurer au client la puissance dont ils ont besoin ;
- Fournir une tension stable dont les variations n'excèdent pas  $\pm 10\%$  de la tension nominale ;
- Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas  $\pm 0.1\%$  ;
- Fournir de l'énergie à un prix acceptable ;
- Maintenir les normes de sécurité rigoureuses

- Veiller à la protection de l'environnement.

## 1.4 Les centrales électriques

Il existe cinq principaux types de centrales électriques : les centrales à combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermiques classiques, les centrales nucléaires qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermiques, les centrales hydroélectriques, les centrales solaires ou photovoltaïques, les centrales éoliennes [3]. Pour des raisons spécifiques, nous allons juste parler des centrales solaire.

### 1.4.1 Généralités sur les centrales solaires photovoltaïques

#### 1.4.1.1 Introduction

Une centrale électrique solaire est un système de production d'électricité qui utilise l'énergie solaire comme seul carburant. Un premier processus consiste à fabriquer de l'électricité avec de l'énergie solaire en utilisant les rayonnements lumineux du soleil, qui sont directement transformés en un courant électrique par des cellules à base de silicium ou autres matériaux ayant des propriétés de conversion lumière/ électricité. Chaque cellule délivrant une faible tension. Les cellules sont assemblées en panneaux. Un autre procédé utilise des miroirs pour concentrer le flux d'énergie vers un foyer où de l'eau est vaporisée pour entraîner un alternateur. [3]



Figure 1-2 : Schéma de principe d'une centrale photovoltaïque solaire et d'une centrale thermique solaire [7] [8]

### 1.4.1.2 Le rayonnement solaire

Le rayonnement solaire est l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le Soleil. Malgré la distance considérable qui sépare le soleil de la terre 150.106 Km, la couche terrestre reçoit une quantité d'énergie importante 180.106 GW, c'est pour ça que l'énergie solaire se présente bien comme une alternative aux autre sources d'énergie. Cette quantité d'énergie quittera sa surface sous forme de rayonnement électromagnétique compris dans une longueur variant de 0.22 à 10  $\mu\text{m}$ . L'énergie associée à ce rayonnement solaire est composée de toute la gamme des rayonnements, de l'ultraviolet lointain comme les rayons gamma aux ondes radio en passant par la lumière visible. Le rayonnement solaire contient aussi des rayons cosmiques de particules animées d'une vitesse et d'une énergie extrêmement élevées. Une partie de ce rayonnement est filtrée par la couche d'ozone avant d'atteindre la troposphère. Via la photosynthèse il est nécessaire à la plupart des espèces qui vivent sur la Terre. Le rayonnement solaire reçu au sol varie dans le temps, d'une part en fonction des variations de l'activité solaire, et d'autre part en fonction des saisons (selon inclinaison de la Terre) et au sein de chaque saison en fonction des variations naturelles et anthropiques de la nébulosité. Les rayons du soleil sont à la base du rayonnement des modules et se distinguent-en :

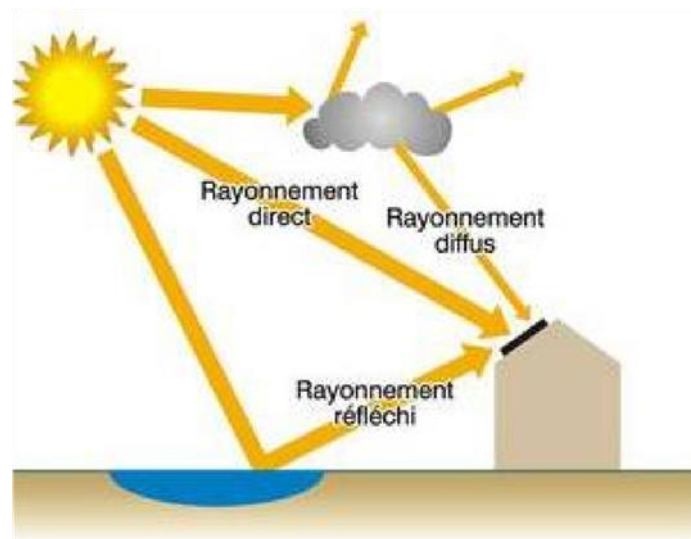
**Rayonnement direct** : celui qui atteint directement le module photovoltaïque et qui a sa valeur maximale lorsqu'il est perpendiculaire à la surface du module.

**Rayonnement diffus** : celui qui est réfléchi et partiellement absorbé par les états gazeux, comme dans le cas d'un jour nuageux, qui intéresse de toute façon chaque module photovoltaïque

**Rayonnement réfléchi** : celui réfléchi par la surface de la terre. Le rayonnement réfléchi par les surfaces adjacentes à l'installation, qui intéresse tout de même le champ photovoltaïque.

Il est, donc, très difficile qu'un module photovoltaïque reste complètement inactif pendant les heures de clarté, quelles que soient les conditions météorologiques, un minimum de rayonnement sera presque toujours capable de l'alimenter.

Cependant, il faut toujours tenir compte que les systèmes photovoltaïques, où qu'ils se trouvent, nécessitent toujours d'un minimum d'entretien, consistant principalement dans le nettoyage périodique des modules [8].



*Figure 1-3 : les différents types du rayonnement solaire [8]*

### 1.4.1.3 La cellule photovoltaïque

Plusieurs modèles mathématiques sont développés pour représenter le comportement non linéaire des jonctions des semi-conducteurs. Le modèle le plus simple est celui d'une diode en parallèle avec une source de courant idéale. La source de courant représente le courant généré par les photons et qui est constant pour une température constante et une radiation solaire constante [10].

Le courant  $I$  au niveau de la charge est :  $I = I_{sc} - I_d$

$I_{sc}$  (A), le courant de court-circuit de la cellule dépendant de l'ensoleillement et de la température. En tenant compte du courant au niveau de la diode  $I_d$  :

$$I_d = I_o = \left( e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right)$$

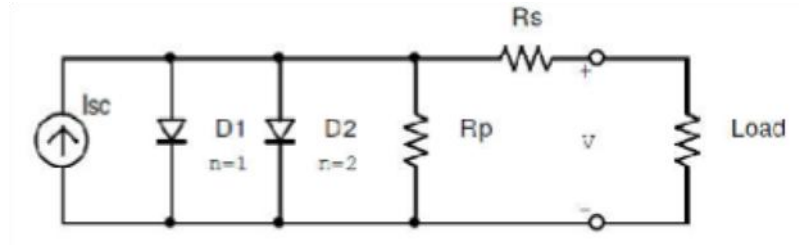
$I_o$  (A) : courant de saturation de la diode.

$K$  ( $1.381 \times 10^{-23}$  J/K) : la constante de Boltzmann.

$T$  (K) : la température effective de la cellule.

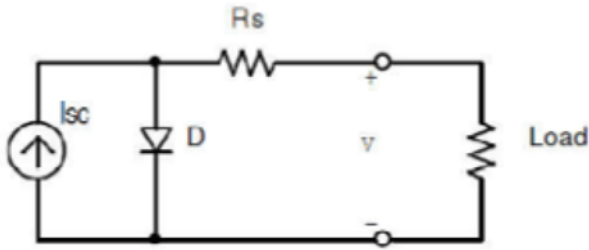
$q$  ( $1.602 \times 10^{-19}$  C) : la charge de l'électron.

$V$  (V) : la tension aux bornes de la cellule.



*Figure 1-4 : Circuit équivalent précis d'une cellule solaire photovoltaïque [10].*

Pour la modélisation du panneau, le circuit équivalent de la Figure (1-4) sera utilisé.

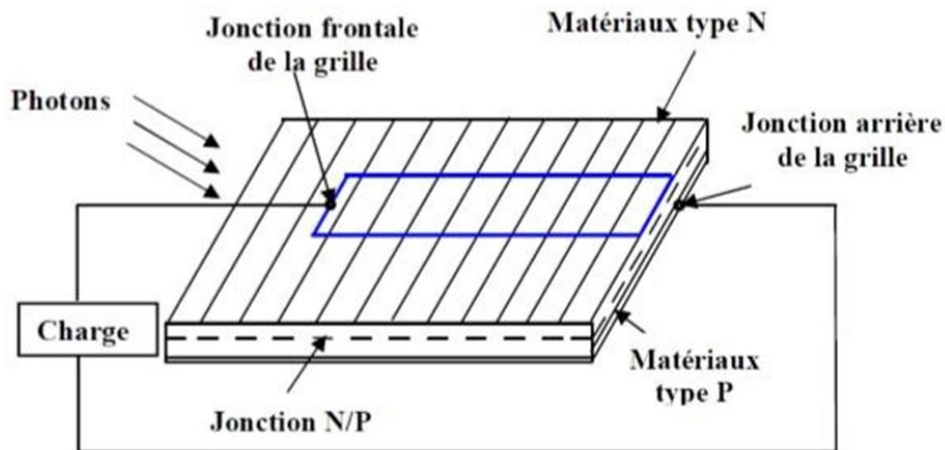


*Figure 1-5 : circuit équivalent simplifié*

*d'une cellule solaire photovoltaïque [10].*

#### **1.4.1.4 Principe de la conversion photovoltaïque**

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température de la cellule [10]. La figure (1-6) illustre le principe de conversion par une cellule PV typique :



*Figure 1-6 : Principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque [10]*

#### **1.4.1.5 Le module photovoltaïque**

Un module PV est le plus petit ensemble de cellules solaires interconnectées et complètement protégées contre l'environnement. Généralement il contient également des protections pour protéger les cellules PV d'un fonctionnement qui peut être destructif. Les modules PV convertissent directement le rayonnement solaire en énergie électrique par le biais de l'effet photovoltaïque, en effectuant ce processus de manière silencieuse et propre. Il existe de nombreuses technologies différentes pour les modules PV et, de nos jours, les instituts de recherche s'efforcent de découvrir de nouveaux matériaux et de nouvelles conceptions permettant d'améliorer les performances des cellules solaires [10]. Il existe différents types de cellules solaires. Dans ce projet, nous avons opté pour la technologie des modules polycristalin.

#### **1.4.2 L'association des modules PV**

Dans les conditions d'ensoleillement standard (1000 W/m<sup>2</sup> ; 25°C ; AM 1,5), la puissance maximale délivrée par une cellule en silicium de 150cm<sup>2</sup> est d'environ 2,3 Wc sous une tension de 0,5 V. Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur photovoltaïque de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles [10]. Les

générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires.

➤ **Regroupement en série**

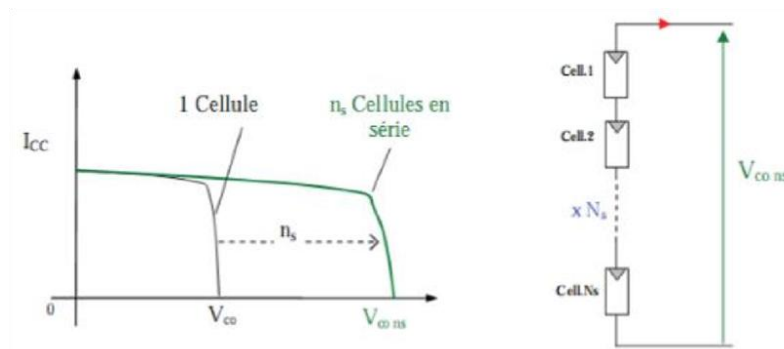
Une association de ( $N_s$ ) cellule en série (figure 1-7) permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenues par addition des tensions élémentaires de chaque cellule. L'équation résume les caractéristique électrique d'une association série de ( $N_s$ ) cellules.

$$V_{coNs} = N_s V_{co}$$

$$I_{ccNs} = I_{cc}$$

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

$I_{ccNs}$  : courant de court-circuit de  $N_s$  cellules en série.



**Figure 1-7 : Caractéristique d'un groupement de  $N$  cellules identiques en série [9]**

➤ **Regroupement en parallèle**

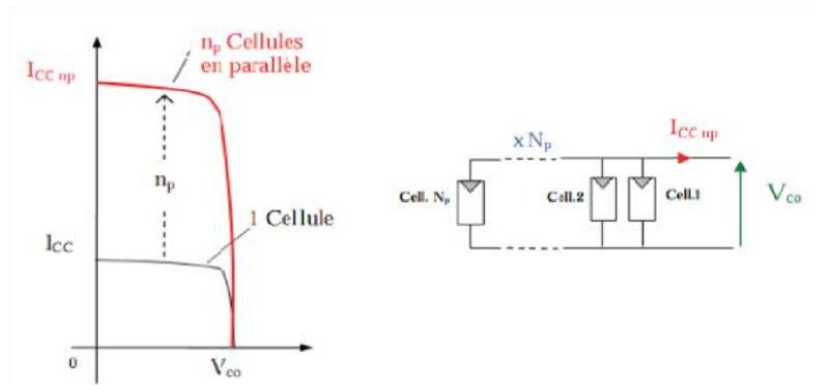
Une association parallèle de ( $N_p$ ) cellule voir (figure 1-8) est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants.

$$I_{ccNp} = I_{ccNp}$$

$$V_{co} = V_{coNp}$$

$I_{ccNp}$  : la somme des courants de cout circuit de ( $N_p$ ) cellule en parallèle.

$V_{coNp}$  : tension du circuit ouvert de ( $N_p$ ) cellules en parallèle.

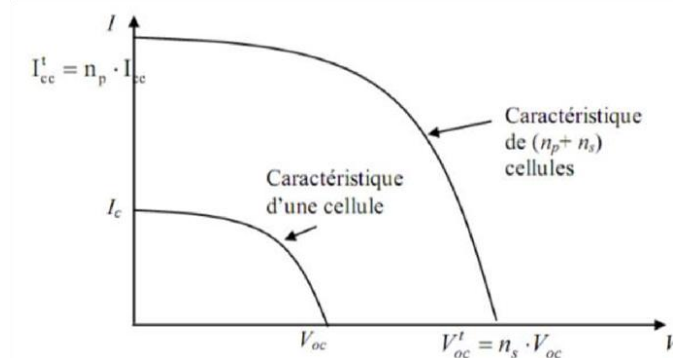


**Figure 1-8 :** Caractéristique d'un groupement de  $N$  cellules identiques en parallèle. [9]

➤ **Regroupement série/parallèle**

On utilise généralement ce type d'association pour en tirer une tension importante puisque l'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires est représentée ci-dessous, ce qui peut être généralisé sur une gamme de  $N_s$  modules solaires en série. Ce genre de groupement augmente le courant.

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque.



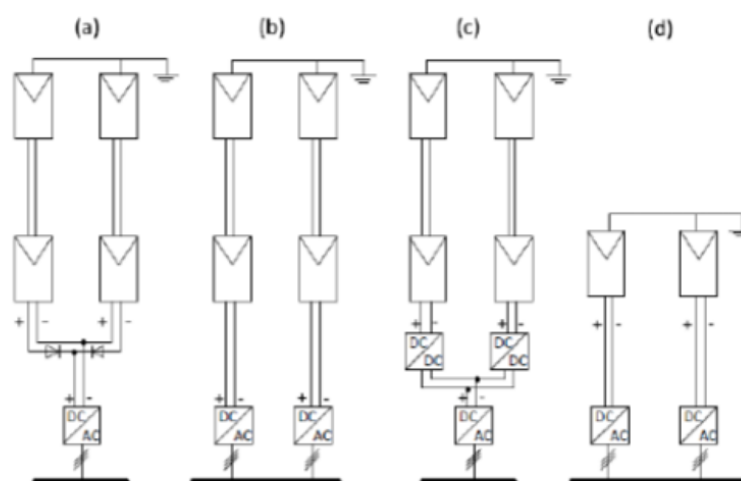
**Figure 1-9 :** Caractéristique résultante d'un groupement hybride de cellules identiques. [9]

### 1.4.3 Les onduleurs

Étant donné que les modules PV génèrent de l'énergie en courant continu, il est nécessaire, à un moment donné, de convertir l'électricité produite en courant alternatif pour répondre aux exigences du réseau. La distribution à l'intérieur de la centrale photovoltaïque peut se faire en courant continu, et la puissance fournie au réseau peut également être en courant continu, mais de nos jours, la technologie en courant

alternatif semble être la plus réaliste et la plus abordable à exploiter. Un onduleur est nécessaire pour inverser la polarité de la source en courant alternatif et pour synchroniser l'énergie produite avec le réseau. Car dans le cas d'un raccordement au réseau, l'onduleur doit intégrer un système de couplage au réseau.

Les onduleurs PV peuvent être classés en différentes topologies. La topologie de l'onduleur solaire déterminera les connexions entre les modules PV et l'onduleur et leurs applications possibles. La figure (1-10) présente différentes topologies d'onduleurs PV [10].



**Figure 1-10** : Topologies d'onduleurs PV : (a) onduleur central, (b) onduleur string, (c) onduleur multi string et (d) onduleur intégré au module [10].

- A) **Onduleurs centraux** : gamme de 100 à 1000 kW avec topologie triphasée et conception modulaire pour les grandes centrales électriques (dixièmes de MW) avec des unités de 100, 150, 250, 500 ou 1000 kW.
- B) **Onduleurs string** : pour les petites installations en toiture avec des panneaux connectés en un string (0,4-2 kW).
- C) **Onduleurs multi string** : pour les installations de moyenne taille sur toiture avec des panneaux configurés en une ou deux strings (1,5-6 kW).
- D) **Onduleurs intégrés aux modules** : pour les très petites installations PV (50-400 W).

E) **Mini-onduleurs centraux** : typiquement supérieur à 6 kW pour les grandes installations en toiture ou les petites centrales de l'ordre de 100 kW et des tailles d'unités typiques de 6, 8, 10 et 15 kW.

## 1.5 Classification des réseaux électriques

La classification des réseaux électriques permet de donner une réponse aux demandeurs de tension selon qu'ils sont : une société de commercialisation de l'énergie électrique (transport et distribution), une industrie de fabrication des équipements, ... Parmi les multiples critères permettant de différencier ou de regrouper les réseaux, nous en retiendrons trois dont l'intérêt est capital.

### 1.5.1 Classification suivant les tensions :

Les réseaux sont classés selon le niveau de tension donné par la norme française UTEC 18-510 en cinq domaines qui sont illustré dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 1-1** : Classification des réseaux en fonction de la tension. [12]

NATURE	TBT	BT	MT	HT	THT
Alternatif(V)	$U \leq 50$	$< 1000$	$1000 < U \leq 35000$	$35000 < U \leq 220000$	$U > 220000$
Continue(V)	$U \leq 120$	$120 < U \leq 1500$	$1500 < U \leq 50000$	$50000 < U \leq 225000$	$U > 380000$

Les valeurs normalisées les plus courantes sont indiquées dans les tableaux suivant : Tableau 1-2 :

*Tensions normalisées [13]*

Tension	Catégorie	Type de réseau	Pmax de la ligne
220/380V	Basse tension	Réseau de distribution	Environ 250KVA
1kV 3.3kV 6.6kV 11kV 22kV 33kV	Moyenne tension (MT)	Réseau de distribution	Entre 10 et 15 MVA
63KV	Haute tension	Réseau de repartition	De 100 à 150 MVA

90KV 110KV	(HT)		
225KV 400KV	Très haute tension (THT)	Réseau de Transport	De 500 à 1500 MVA

## b) Classification selon la fonction du réseau

Les réseaux sont construits pour acheminer l'énergie de l'usine de production à l'endroit de l'utilisation. Les conditions de ce transit ne sont cependant pas rigoureusement les mêmes d'un point à un autre de la chaîne des installations nécessaires. Les puissances en jeux et les répercussions de tout incident présentent des différences qui permettent de délimiter des fonctions spécifiques.

### ➤ **Les réseaux d'utilisation :**

Ces réseaux sont destinés à alimenter directement un grand nombre d'appareils domestiques ou des petits moteurs.

### ➤ **Les réseaux industriels :**

Ces réseaux sont des réseaux d'utilisations qui ont besoin des puissances relativement élevées. Ils sont généralement à l'intérieure de l'usine.

### ➤ **Les réseaux de distribution :**

Les réseaux de distribution ont pour fonction de fournir aux réseaux d'utilisation de la puissance dont ils ont besoin.

### ➤ **Les réseaux de répartition :**

Les réseaux de répartition fournissent la puissance aux réseaux de distribution, mais ne peuvent la transiter que sur les petites distances limitées à quelques dizaines de kilomètres. Les puissances qu'ils transportent sont des dizaines de mégawatts, ce qui nécessite l'utilisation de hautes tensions, généralement entre 33 et 110KV.

➤ **Les réseaux de transport :**

Les réseaux de transport assurent l'alimentation de l'ensemble du territoire nationale d'un pays, grâce à des transits de puissance importants sur des distances atteignant cent ou plusieurs centaines de kilomètre.

➤ **Les réseaux d'interconnexion :**

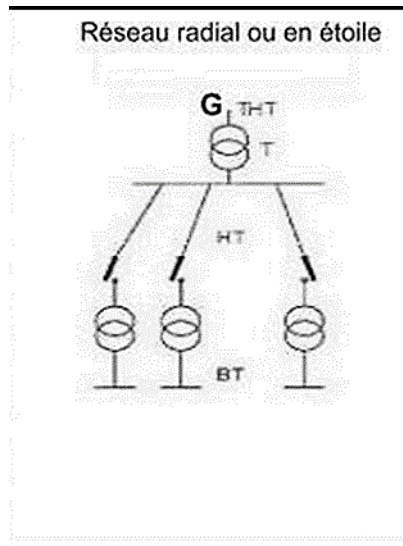
Ces réseaux consistent à faire une liaison entre les réseaux de deux pays. [3]

### **1.5.2 Classification suivant la structure topologique :**

Si les réseaux doivent faire assurer le transit d'une certaine puissance, ils doivent le faire avec une sécurité suffisante. Or, les appareils qui les constituent présentent font objet des défauts, et les lignes et postes sont soumises à des agressions externes d'ordre atmosphériques telles que la pluie, la pollution, la foudre, le choc d'engins divers, ...on augmente alors la sécurité d'alimentation :

- Soit par des lignes ou appareillages plus résistants
- Soit par des circuits plus nombreux
- Augmenter la sécurité est très couteux. Il y a donc un compromis entre le cout d'investissement supplémentaire et la valeur de ceux qu'il permet de sauver. Ce compromis n'est certainement pas le même suivant les types de réseaux et d'utilisateurs.il conduira à des topologies des réseaux différents.
- ✓ Les réseaux radiaux (ou en antenne ou encore simple dérivation) :

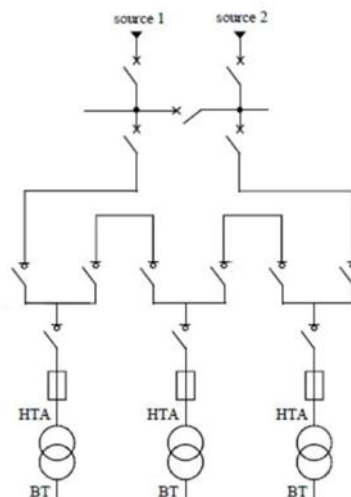
Ces réseaux sont, à partir d'un poste d'alimentation, constitués de plusieurs artères, dont chacune va en se ramifiant, mais sans jamais retrouver des points communs. Les réseaux radiaux sont des structures simples et peuvent être contrôlés et protégés par un appareillage simple. Ces réseaux sont bouclables mais non « bouclés », car en ces points est toujours placé un appareil de coupure, ouverte en exploitation normale, ce qui permet, en cas d'incident sur une artère d'alimenter certaines dérivations par les artères voisines.



**Figure 1-11 : Schéma d'un réseau radial [14]**

✓ Les réseaux bouclés (en coupure d'artères) :

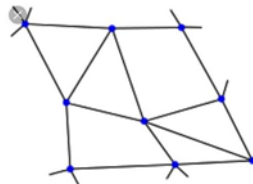
Ils sont alimentés à la fois par plusieurs sources. Les lignes les reliant appelées « boucles » n'ont pas des discontinuités, de sorte que ces sources débutent en parallèle. L'existence de plusieurs sources en parallèle augmente la sécurité d'alimentation mais le coût du réseau est plus élevé. Tous les appareils de coupure de l'artère sont fermés, sauf un il est réalisé surtout en souterrain et dans des grandes villes.



**1-12 : Schéma d'un réseau bouclé [15]**

- ✓ Les réseaux maillés :

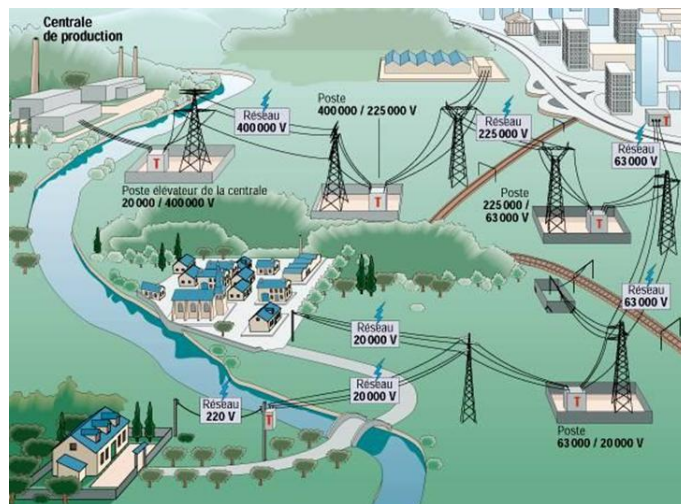
Les réseaux maillés sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées, formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet. Cette forme nécessite que toutes les lignes soient capables de supporter des surcharges permanentes. On obtient donc une meilleure sécurité à un prix très élevé.



*Figure 1-13 : Schéma d'un réseau maillé [15]*

## 1.6 Architectures des réseaux électriques

L'architecture d'un réseau de distribution électrique est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée, et la sûreté d'alimentation requise. Dans ce point nous allons identifier les différents postes de livraison HTB et HTA, et la structure des réseaux HTA et BT.



*Figure 1-14: Structures d'un réseau de distribution électrique. [16]Composition des réseaux de distribution électrique*

### **1.6.1 Réseaux HT**

Ce sont des réseaux reliant les postes de transformation principaux aux centrales de génération. Elles sont constituées des fils aériens ou des câbles souterrains fonctionnant à des tensions généralement inférieures à 230KV. On trouve aussi dans cette catégorie, les lignes servant à échanger de l'énergie entre deux grands réseaux et à augmenter la stabilité de l'ensemble.

### **1.6.2 Les postes sources [5]**

Les postes sources sont des ouvrages d'alimentation des réseaux de distribution HTA. Ils sont raccordés au réseau HTB 70KV ou 110KV dans les zones des fortes densités de consommation (cas de la SNEL Nord-Kivu et Sud-Kivu).

Chaque poste source est équipé d'au moins deux transformateurs HTB/HTA qui se secourent mutuellement. Si un transformateur se trouve hors service, l'ensemble de la charge du poste du poste est repris par le deuxième transformateur, ce qui limite considérablement le temps de coupure de la clientèle

Ils bénéficient d'équipements de surveillance, et de protection.

Le poste source contribue :

- A la mesure du flux d'énergie (équipement de comptage d'énergie, frontière avec les réseaux de transport),
- A la sûreté du réseau de transport par le système de délestage fréquence-métrique
- A la qualité et à la continuité de l'alimentation électrique par le système de réenclenchement automatique, de réglage de la tension et de compensation du réactif.

### **1.6.3 Les réseaux MT [5]**

Le réseau MT est constitué par l'ensemble des départs issus des postes-sources. Le nombre de départs par poste-source varie de quelques unités à plusieurs dizaines. Les départs MT alimentent les postes des clients raccordés en MT et les postes MT/BT dits « de distribution publique » servant à l'alimentation des clients basse tension.

Le niveau de tension est retenu en considérant la faiblesse relative des densités de charge consommatrice. En règle générale et par construction, l'ossature d'un départ MT est bouclée pour permettre une réalimentation rapide de la clientèle suite à une coupure due à des éventuels accidents.

Le régime de protection des réseaux MT est celui de la mise à la terre du neutre en un seul point, au transformateur HT/MT du poste source, par l'intermédiaire d'une résistance. Cette disposition doit être progressivement remplacée avec le temps par la technique du neutre compensé. Le neutre n'est donc pas distribué sur le réseau MT.

#### **1.6.4 Les différents schémas de raccordement [5]**

Plusieurs schémas de réseau sont possibles. Les paramètres suivants sont à examiner :

- La faculté de secourir les postes-sources, ce qui représente un objet important surtout en urbain ou la perte d'un poste source est considérée comme ne devant pas entraîner de gêne prolongée pour les clients,
- Le niveau des pertes électriques par effet joule.

Les structures MT se caractérisent en premier lieu par le mode de raccordement des points de charge-les postes « client MT » et les postes MT/BT de distribution publique. On distingue trois modes de raccordement :

##### **a) Raccordement en antenne**

Le raccordement est réalisé selon une structure de réseau permettant la desserte des points de charge par unique canalisation depuis le poste source. Cette structure, est appliquée essentiellement aux réseaux ruraux réalisés en canalisation aérienne et desservant des zones de faible densité de charge.

##### **b) Raccordement en coupure d'artères**

Le raccordement est réalisé selon une structure de réseau en coupure d'artères permettant la desserte des points de charge à partir d'une canalisation principale. Chaque point de charge est inséré en série sur l'ossature par l'intermédiaire de deux canalisations. L'ossature est exploitée en permanence ouverte à l'un des points de charge pour éviter un bouclage entre deux départs MT issus du même poste source ou postes-sources différents. La continuité de l'ossature est assurée par les jeux des barres des postes qu'elle alimente.

### **c) Raccordement en double dérivation**

Le raccordement est réalisé selon une structure de réseau en double dérivation permettant la desserte des points de charges à partir de deux canalisations distinctes issues du même poste-source ou de deux postes sources différentes. En principe, une des deux canalisations alimente en permanence le point de charge, l'autre canalisation assurant la reprise de charge en cas d'indisponibilité de la première. Un verrouillage est réalisé au niveau de chaque point de charge pour empêcher une alimentation simultanée par les deux canalisations. Cette structure est essentiellement celle des très grandes continuités de service et grande densité des puissances.

## **1.7 Les postes de transformation MT/BT ou poste de livraison**

Le poste de transformation HTA/BT est le point d'alimentation des réseaux de distribution publique BT. Il est au cœur de la distribution électrique de puissance, auprès des utilisateurs d'énergie électrique en basse tension [5]. Il existe plusieurs types de postes selon la densité de la charge à alimenter. Les postes de transformations sont placés dans des cabines maçonnées, étroites et hautes. Les postes de transformations comprennent :

- Un transformateur,
- Des appareillages de coupures et des protections moyennes et basse tension,
- Un tableau de comptage dans les postes d'abonné.

On peut classer les postes HTA/BT en deux catégories :

### **a) Postes d'extérieur**

- Sur les poteaux : puissance 25-50-100-160KVA
- Postes préfabriqués :
  - En bas de poteau : de 100 à 250KVA
  - poste compact : de 160 à 250 KVA
- Poste maçonné traditionnel : de 160 à 250 KVA



*Figure 1-15 : Image d'un poste suspendu [5]*

#### **b) Poste d'intérieur**

- Postes ouverts maçonnés ou préfabriqués,
- Postes en cellules préfabriquées métalliques.

Les puissances sont comprises entre 100 et 1250KVA. A partir de ces différents postes HTA/BT cités ci-dessus, les plus utilisés pour les réseaux de distribution exploités par la SNEL sont les postes HTA/BT haut des poteaux et les postes d'intérieur HTA/BT dits « postes en cabine ».



*Figure 1-16 : Poste intérieur [5]*

## **1.8 Réseaux BT**

Le réseau BT est composé des départs issus des postes de transformation HTA/BT. Son architecture est largement conditionnée par la voirie, la nature et la densité des constructions. Sauf cas particulier, la meilleure structure est la plus simple : de type arborescent, le moins de longueur possible, sections des conducteurs uniques ou décroissantes.

Un poste rural, sur poteau, peut alimenter un ou deux départs BT.

Un poste urbain en cabine, peut alimenter un à huit départs.

La longueur des départs BT est limitée par l'intensité et les chutes de tensions admissibles, quelques centaines de mètres en aérien. Les lignes aériennes du réseau BT sont construites en faisceaux de conducteurs isolés sur poteaux et son branchement vers l'origine de l'installation intérieure de l'utilisateur peut être réalisé soit en potelets, en aérien tendu (AT) ou exceptionnellement sur façade, avec la section 34,50 et 70mm<sup>2</sup>Alu [5].

Le mode de protection est du type « (TT) », avec neutre distribué en réseau, neutre et masses métalliques étant mis à la terre par des prises distinctes. Le niveau retenu de la tension en BT par la SNEL est de 220-240/400V.

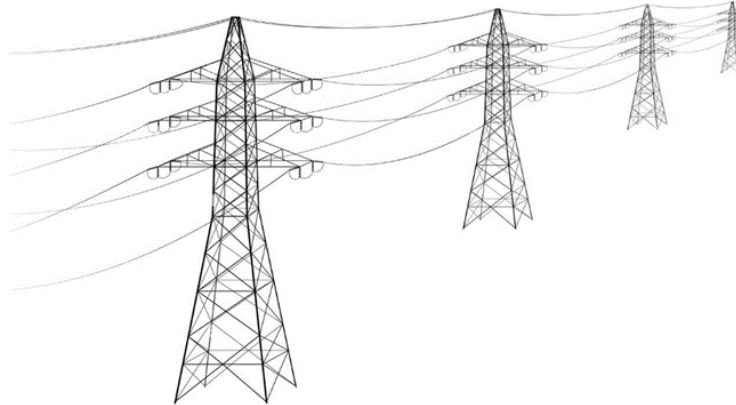
## **1.9 Technologies des lignes électriques [5]**

### **1.9.1 Les lignes aériennes**

Une ligne aérienne HTA est un ensemble de conducteurs normalement construite en triphasés assurant le transport d'une puissance électrique. Elle est l'une des principales formes d'infrastructures énergétiques, et est principalement composée de :

- Supports (en acier, en béton ou en bois)
- Armements (isolateurs, accessoires etc...)
- Conducteurs (câbles)

Autres accessoires (manchons de jonction, pinces d'encrages, princes d'alignements etc...)



*Figure 1-17: Les composants d'une ligne aérienne MT)*

### **Les supports ou poteaux électriques**

Le rôle des supports est de maintenir les câbles électriques nus à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes.

Les supports sont classés en deux groupes : les supports d'alignement et les supports d'encrages (supports d'arrêt et d'angle).

Ils sont caractérisés par leur hauteur ; leur effort nominal ; et l'effort de déformation pérennante. En fonction de leur nature, les supports possèdent des avantages et des inconvénients :

- Poteau en bois :

Avantages : léger, flexible, faible cout.

Inconvénients : efforts disponibles en tête faible (305daN)

Utilisation : réseaux BT et HTA, en région givrées etc.

- Poteau en béton :

Avantages : grande gamme de caractéristique, pas d'entretien.

Inconvénients : fragile, lourd (0.7 à 2 tonnes), peu flexible

Utilisation : réseau MT, BT

- Poteaux métalliques :

Avantage : facilité de mise en œuvre et d'ascension

Inconvénients : cout, entretien périodique (peinture)

Utilisation : éclairage public (supports tubulaire), ligne MT, BT.

## **b) Armements**

Les armements sont l'ensemble d'appareillages placé au sommet du support pour supporter et isoler les conducteurs électriques, et sont constitués des ferrures, bras, isolateurs etc...

D'une manière générale, on rencontre plusieurs types des ferrures d'armement de différentes formes et dimensions. Ils se caractérisent par leur fonction (soit en alignement, en arrêt, ou en angle) ou par l'écartement des conducteurs. On peut en citer :

- Les armements en nappe-voûte NV1, NV2, NW. Ils sont utilisés comme armements des supports d'alignement ou d'angles faibles d'inférieur à 10 degrés
- Les armements alternés, ils sont généralement utilisés dans des agglomérations et ils peuvent être utilisé en système suspendu ou rigide. Leur utilisation permet de restreindre l'espace qu'occupent les conducteurs.
- Les armements en drapeau, ils sont également utilisés dans des agglomérations près des bâtiments et sont utilisé en système suspendu ou rigide. Permet aussi de restreindre l'espace qu'occupent les conducteurs.

## **c) Les isolateurs**

- Rôle : fixer et isoler les conducteurs des masses de l'armement d'un support.
- Contraintes :

Mécanique : traction des conducteurs et intempéries.

Electrique : tension de service, surtensions atmosphériques.

- Nature : verre, porcelaine, matériaux composites.
- Type :

Isolateurs rigides (ou en tiges) formés d'un bloc de verre ou de porcelaine scellé sur une ferrure (utilisation MT).

Isolateurs suspendus composés de plusieurs éléments associés en chaînes articulés (MT, HT, THT)

- Autres accessoires :  
Protection contre les surtensions : éclateurs, parafoudres  
Autres équipements : œillets à rotule ou logement de rotule (Ball-socket) etc.



*Figure 1-18 : Les isolateurs [19]*

#### **d) Les parafoudres**

Les parafoudres sont des dispositifs capables de protéger les matériels contre les surtensions électriques importantes générées essentiellement par les ondes de foudre qui transitent par les conducteurs de lignes aériennes.

La partie supérieure du parafoudre est reliée à un des fils de la ligne à protéger et la partie inférieure est connectée au sol par une mise à la terre de faible résistance, généralement de moins d'un ohm. Ils sont placés sur les réseaux HTA aériens, devant chaque transformateur HTA/BT et à chaque descente aéro-souterraine.



**Figure 1- 19:** Parafoudres [19]

### **e) Eclateurs à cornes**

Les éclateurs sont constitués de 2 électrodes en forme de cornes, l'un reliée à la terre, l'autre au conducteur sous tension, ils protègent les matériels contre les surtensions de trop forte amplitude en écoulant le courant correspondant à la terre.

L'éclateur est un dispositif de protection placé en ancrage qui est utilisé sur les réseaux aériens THA pour la protection des transformateurs afin de limiter la surtension qui peut apparaitre aux bornes de l'appareil.

### **f) Disjoncteur**

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (tension maximale du réseau qu'il protège). Il opère à la fois :

- Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique.
- Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit dans le réseau provoqué par la foudre ou d'autres causes.

C'est l'appareil de protection capital d'un réseau TH, car capable d'interrompre un court-circuit et donc d'éviter l'endommagement du matériel connecté sur le réseau.

### g) Les fusibles

Un fusible a pour fonction la protection d'un circuit d'alimentation vis –à –vis de court-circuit ou des surintensités générées par une défaillance de la charge alimentée. L'inconvénient majeur de ces dispositifs réside dans le fait qu'ils sont endommagés par les défauts et qu'ils ont une faible sensibilité. L'exploitant doit disposer d'un grand nombre de fusibles de rechange pour les différents calibres.

La grande variété de réseaux électriques impose des modèles de fusibles de différentes natures selon l'application. Il s'agit :

- Des fusibles de type intérieur installé dans les tableaux TH en amont du transformateur,
- Des fusibles de type extérieur servant de protection aux transformateurs aériens
- Des fusibles immergés dans la cuve du transformateur.



*Figure 1-20 : Fusibles [19]*

### h) Les interrupteurs

Appareil mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales des circuits, ainsi que de supporter pendant une durée spécifiée des courants de court-circuit. Il peut être capable d'établir mais non d'interrompre les courants de court-circuit.

### I) Les conducteurs

Les conducteurs utilisés pour les réseaux aériens HTA sont des conducteurs nus en aluminium ou en alliage-acier et doivent répondre aux règles les concernant.

Il s'agit pour la majeure partie :

- Almélec (aluminium allié)
- Aluminium acier.

## 1.9.2 Les lignes aériennes BT

Les lignes de distributions BT sont construites en triphasés quatre conducteur (trois phases + neutre).

Elles sont composées des :

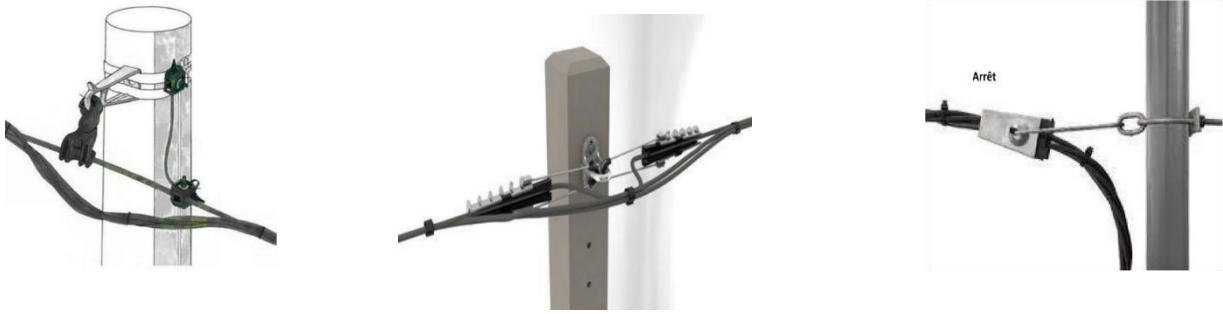
- Supports ;
- Ensemble de suspension et d'encrage ;
- Conducteurs (câbles) Les éléments constitutifs d'une ligne aérienne BT sont les suivants :

### a) Ensemble de suspension et d'encrage

- Ensemble de suspension

Il est utilisé en alignement ou en angle pour les câbles préassemblés avec neutre porteur isolé. C'est un ensemble monobloc utilisable avec le câble porteur toutes sections de 25 à 95mm<sup>2</sup>. Ils constitué de :

- ❖ CONSOLE CS : Monobloc en alliage d'aluminium. Fixation sur poteau par un boulon de diamètre 14 ou 16 mm ou par deux liens en acier inoxydable 20\*0.7mm. Un bossage supérieur évite le retournement possible de la pince sur la console.
- ❖ LIASON MOBILE LM : permet une mobilité longitudinale et transversale du corps de la pince. Réalisée en matière isolante de haute résistance mécanique et d'excellente tenue aux agents extérieurs et au vieillissement. Elle apporte une isolation complémentaire importante entre le support et le câble.



**Figure 1-21 : Type de connexion BT [17]**

▪ Ensemble d'encrage

Utilisé en encrage simple ou double pour des câbles préassemblés avec neutre porteur isolé. Utilisation sur câble porteurs de section 50 à 70 mm<sup>2</sup> et constitué de :

• CONSOLE (CA) : monobloc en alliage d'aluminium permettant l'encrage simple ou double. Fixation sur poteaux par deux liens en acier inoxydable 20\*0.7mm ou par boulon de diamètre 14 ou 16mm :

- CA 1500 : 2 boulons (type EDF) pour neutre porteur 54.6mm<sup>2</sup>
- CA 2000 : 2 boulons (type EDF) pour neutre porteur de 70mm<sup>2</sup>

- PINCE d'ANCORAGE (PA) : pince à coincement conique constituée de :

- Corps ouvert, en matière thermoplastique de haute résistance mécanique et d'excellente tenue aux agents extérieurs et au vieillissement.
- Fourniture intérieure réalisée par deux clavettes en matière plastique isolante assurant le serrage du neutre porteur sans détériorer l'isolant.
- Attache imperdable : câblette souple en acier inoxydable comportant une selle anti-usure mobile en matière isolante et deux embouts sertis aux extrémités pour assurer le verrouillage sur le corps de la pince.



*Figure 1-22 : Console d'encrage et de suspension [17]*

## Les conducteurs

Les conducteurs BT sont isolés torsadés assemblés en faisceaux. Un faisceau comprend un conducteur porteur en alliage d'aluminium, autour duquel sont torsadés les trois conducteurs de phases en aluminium, et éventuellement les conducteurs d'éclairage public en aluminium de section 16 ou 25 mm<sup>2</sup>. Tous les conducteurs sont revêtus d'une gaine isolante en polyéthylène réticulé. Les sections courantes les plus utilisées sont :  $(3 \times 35) + (1 \times 54.6) + 16 \text{ mm}^2$ ,  $(3 \times 50) + (1 \times 54.5) + 16 \text{ mm}^2$ ,  $(3 \times 70) + (1 \times 54.6 \text{ mm}^2)$ ,  $4 \times 16 \text{ mm}^2$  [5].



*Figure 1-23: Accessoires des fixations [18]*

## 1.11 Conclusion partielle

Dans ce chapitre introductif nous avons présenté les généralités sur les réseaux électriques, nous avons également parlé des centrales électriques solaires. Nous avons présenté la composition d'un réseau électrique, sa structure, ainsi que les éléments nécessaires à la réalisation d'un réseau MT/BT.

# Chapitre 2 : Présentation de la zone en étude, calcul et dimensionnement des différents paramètres du réseau

## 2.1 Introduction partielle

Les lignes aériennes sont l'une des principales formes d'infrastructures énergétiques et composantes principales des grands réseaux de distribution d'électricité. Elle distribue l'énergie électrique produite dans les centrales électriques par l'intermédiaire des postes électriques HT/MT au consommateur (MT/BT). La mise en service des infrastructures nécessite la connaissance des paramètres électriques et mécaniques de la ligne afin d'assurer une fourniture continue de l'électricité aux utilisateurs alimenté par ces réseaux. L'étude économique de la centrale PV est incluse à la fin de ce chapitre.

## 2.2 Présentation de la zone d'étude [19]

Le quartier Panzi est l'un de 3 quartiers de la commune d'Ibanda dans la ville de Bukavu avec 2°30' de latitude sud 28°50' de longitude Est et une altitude oscillant entre 1460m par rapport au niveau du lac Kivu. Il s'étend de part et d'autre de la route reliant Bukavu à Uvira sur une superficie de 5 km<sup>2</sup>, 6 hectares et 10 ares [19]. Il compte 160 964 habitants répartis dans sept cellules qui sont repris par le tableau 2-1. **Tableau 2-1 : Données statistique de la population de Panzi premier trimestre 2024 [19]**

AXE	HOMMES	FEMMES	GARCONS	FILLES	TOTAL
MAJOR VANGU	11 645	10 659	1696	1569	25 499
MULENGEZA I	13 188	12 992	1 926	1416	29 522
KAZAROHO	11 673	12 406	1 858	866	26 803
MUSHUNUNU	14 724	13 890	1 972	392	30 978
MULENGEZA 2	9 230	8 513	450	393	18 586
NDEKE	8 735	7 869	1 150	399	18 153
BIZIMA NA	5 293	5 164	504	462	11 423
					160 964

Selon les statistiques seuls 36% de la population du quartier Panzi homme et femme confondus sont actifs ; soit 57 947 personnes seulement. Grâce à cette donnée nous estimons le nombre de ménages que compte le quartier Panzi en considérant tout au plus 5 personnes par ménage, nous trouvons 11 590 ménages.

Il est limité comme le montre la figure (plan de masse) qui va suivre :

- Au nord par le quartier NDENDERE
- Au sud par le territoire Kabare
- A l'est par la rivière Ruzizi
- A l'ouest par la commune de Bagira



*Figure2-1 : Image Google earth du quartier Panzi.*

## **2.3 Méthodologie de construction d'un réseau électrique**

La construction d'un réseau électrique aérien assurant le transport de l'énergie électrique n'est pas une chose aisée, car dépendant de certains paramètres (puissance à transporter, la tension en ligne, la distance sur laquelle s'effectue le transport) ceux-ci imposent des choix et des calculs judicieux propres aux réseaux électriques et des éléments entrant dans sa réalisation.

Ainsi, la conception d'un réseau électrique se résume en quelque étapes dont :

- La détermination de la puissance électrique à transporter, et des caractéristiques des conducteurs de ligne à utiliser
- Le choix du type de support à utiliser à partir de calcul mécanique de la ligne
- Le dimensionnement des postes de transformation et la conception du réseau de distribution BT.

La détermination de la chute de tension sera basée sur le calcul de moment électrique de conducteurs.

### 2.3.1 Etude électrique de la ligne

#### A. Bilan des puissances

Le point de départ de toute planification sur les réseaux est évidemment la connaissance des charges qu'ils doivent transiter. Dans les projets d'ingénierie, le dimensionnement des différentes structures se fait en tenant compte des extensions futures. Pour un réseau électrique il est de même à tenir compte de l'évolution des charges à long terme.

En ce qui nous concerne, avons choisi une durée de vie de vingt ans pendant lesquels nous espérons tirer de nos ouvrages tout ce que nous attendons d'eux.

On établit un bilan des puissances pour déterminer la puissance appelée (ou absorbée) sur le réseau, en calculant successivement :

- La puissance installée  $P_i$  [kW]
- La puissance utilisée  $P_u$  [kW]
- La puissance maximale utilisée [kW]

#### A.1 Détermination de la puissance installée $P_i$

Le calcul de la puissance installée revient à évaluer le besoin énergétique de la zone à desservir. La détermination de la puissance installée requiert ainsi la connaissance d'un certain nombre de données techniques et sociales relatives à la zone d'étude entre autres :

- Les activités commerciales
- La population
- Les infrastructures
- La superficie.

On distingue deux sortes de puissances :

#### ❖ La Puissance domestique ( $P_d$ )

C'est la puissance appelée par l'ensemble des ménages. Elle est déterminée à l'aide de l'expression 2-1 suivante :

$$P_d = C_s \cdot I(t) \cdot N(t) \tag{2-1}$$

Avec :

Cs(t) : puissance unitaire par concession ou puissance spécifique au temps t

I(t) : taux de desserte au temps t qui est le rapport entre le nombre d'abonnés potentiels et le nombre de concessions

N(t) : nombre de ménages

❖ **La Puissance industrielle (Pid)**

Elle exprime le besoin en énergie de l'ensemble des unités industrielles.

La puissance totale installée pour une entité donnée est la somme de la puissance industrielle et domestique tel qu'illustrée à l'expression 2-2

$$P_i = P_d + P_{id} \tag{2-2}$$

**A.2 Détermination de la puissance utile Pu**

La détermination de la puissance utile est obtenue, en multipliant la puissance installée **Pi** par un coefficient de foisonnement encore appelé coefficient de simultanéité (Kf ou ks) obtenu à l'aide du tableau 2.4 qui donne les différentes valeurs du coefficient selon le nombre d'abonnés.

**Tableau 2-2:** coefficient de foisonnement ou encore de simultanéité [20].

Nombre d'abonnés	2 à 4	5 à 9	1 à 14	15 à 19	20 à 24	25 à 29	30 à 34	35 à 39	40 à 49	> 50
Facteur de simultanéité Kf ou ks	1	0.78	0.63	0.53	0.49	0.46	0.44	0.42	0.41	0.4

A titre d'exemple, pour un nombre d'abonnés supérieure à 50, la valeur de 0,4 sera prise comme facteur de simultanéité. Et la puissance utile se déterminera par :

$$P_u = P_i \cdot 0.4 \tag{2-3}$$

### A.3 Détermination de la puissance maximale utilisée $P_m$

La puissance utile correspond à une charge actuelle elle ne tient pas compte de l'évolution des charges. Le concept de la puissance maximale utilisée est introduit enfin de tenir compte de l'évolution des charges pour le réseau considéré. La détermination de la puissance maximale utilisée s'inscrit dans le cadre d'un outil de prédiction et donc de prévision de l'évolution de la charge. Afin de déterminer la puissance maximale utilisée un modèle mathématique basée sur une suite géométrique tel qu'illustrée à l'expression 2-4 est d'utilité.

$$P_n = p_o(1+\alpha)^n \quad (2-4)$$

Avec :

$P_n$  ; charge électrique après n années

$P_o$  : charge électrique à l'année d'électrification (année de référence)

$\alpha$  : Taux de croissance annuelle de la charge électrique souvent fixée à 2,1% [21]

En supposant que la charge électrique d'une année donnée est égale à la charge de l'année qui précède suivis d'une augmentation

### B. Choix de la section à l'aide du Critère du courant nominal

Le courant nominal circulant dans la ligne se calcule par la formule suivante :

$$I_n = \frac{P_m}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} \quad (2-5)$$

Avec :

U : tension nominale du réseau

$\cos\varphi$  : Le facteur de puissance

Et le courant admissible par le câble de section S (mm<sup>2</sup>) se détermine en considérant le coefficient K résumant la nature du câble par :

$$I = K * S^{0,6} \quad (2-6)$$

La connaissance du courant admissible d'un câble permet d'éviter les surcharges électriques qui peuvent endommager l'installation et présenter les risques d'incendie.

La section de câble que nous utiliserons dans le réseau HT est donnée par la formule suivante :

$$S = \left(\frac{I}{K}\right)^{1/0.6} \quad (2-7)$$

Le tableau 2-3 permet de sélectionner le câble électrique qui correspond au mieux à nos besoins en fonction du matériau de notre câble et de l'intensité du courant que nous souhaitons faire circuler dans le réseau.

**Tableau 2-3** : Tableau donnant le coefficient *K* en fonction du matériau [5].

K	CUIVRE	Almélec	Alu-Acier
		21	17.1

## B. 2 Critère du courant de court-circuit

Le critère de courant de court-circuit joue un rôle crucial dans le dimensionnement et la protection des lignes haute tension (HT). Il correspond à l'intensité maximale du courant qui peut circuler lors d'un court-circuit dans l'installation.

Ce courant peut être calculé :

Par la méthode des impédances, ce courant est déduit directement par la formule suivante :

$$I_{cc} = \frac{U}{Z_{cc} \cdot \sqrt{3}} \quad (2-8)$$

Avec :

$Z_{cc}$  : impédance équivalente en cas de court-circuit

Le calcul de l'intensité du courant de court-circuit se résume alors au calcul de l'impédance  $Z_{cc}$ , qui est l'impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par  $I_{cc}$  du générateur jusqu' au point de défaut de la source et des lignes. C'est en fait l'impédance « directe » par phase :

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum L\omega)^2} \quad (2-9)$$

Ainsi les résistances et les réactances se déduisent par :

Pour le réseau amont

$$\frac{R_a}{Z_a} \approx 0,84 \text{ en } 36 \text{ kV} \rightarrow R_a = 0,84 Z_a \quad (2-10)$$

$$\text{Et } Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}}$$

$$\text{Or } X_a = L\omega = \sqrt{Z_a^2 - R_a^2} \quad (2-11)$$

Pour la ligne

$$R = r * L$$

$$Lw = X * L$$

Il existe également pour un conducteur de section S, un courant de court-circuit Iccmax fonction du temps t de défaut et de la nature de l'âme du conducteur que celui-ci peut laisser passer sans être détérioré. Cette intensité peut s'écrire sous la formule :

$$I_{ccmax} = \frac{S * a}{\sqrt{t}} \quad (2-12)$$

Où « a » est un facteur dépendant du type de matériau constituant le câble.

Le facteur « a » est une constante spécifique à chaque matériau. Il reflète la capacité d'un matériau à dissiper la chaleur générée lors d'un court-circuit. Plus la valeur de « a » est élevée, plus le matériau peut supporter une intensité de court-circuit élevée sans être endommagé.

**Tableau 2-4 : Valeur du facteur a en fonction du matériau [5]**

Type de matériau	A
Cuivre	105,3
Aluminium	55,07
AMS	61,98
Alliage d'aluminium (almélec)	76,4

Le tableau 2-4 répertorie les valeurs de courant de court-circuit pour les différentes tensions phase à phase dans une installation électrique. La puissance de court-circuit joue le rôle crucial dans l'étude et la protection de l'installation électrique. Elle représente la puissance maximale que peut fournir le réseau en cas de court-circuit.

### B.3. Critère de la chute de tension

L'approche que nous allons utiliser est basée sur le calcul de moment électrique des conducteurs.

La chute de tension sur une ligne est donnée par :

Pour un courant triphasé on a :

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * (R \cos \varphi + L w \sin \varphi) \quad (2-13)$$

I : courant circulant dans la phase ;

R : résistance du conducteur ;

Lw : réactance inductive du conducteur ;

$\varphi$ : Angle d'utilisation = déphasage (I, U)

On sait que la puissance transmise dans une ligne est :

$$P = \sqrt{3}UI\cos\varphi \rightarrow I = \frac{P}{\sqrt{3}U\cos\varphi} \quad (2-$$

14)

En remplaçant l'expression 2-9 dans l'expression 2-10 on retrouve :

$$\Delta U = \frac{P}{U}(R + Lw \tan\varphi) \quad (2-$$

15)

En appelant u, la chute de tension en pourcentage on a :

$$\Delta U = u * \frac{U}{100} \rightarrow u = \frac{\Delta U * 100}{U} \quad (2-$$

16)

En remplaçant 2-11 dans 2-12 on obtient :

$$u = 100 * \frac{P}{U^2}(R + Lw \tan\varphi) \quad (2-$$

17)

En exprimant R et Lw en  $\Omega/\text{Km}$ , avec la longueur L d'un conducteur en Km, la relation 2-13 peut alors s'écrire :

$$u = 100 * \frac{PL}{U^2}(r + x \tan\varphi) \quad (2-$$

18)

Avec :

P : la puissance active transmise

U : la tension d'exploitation entre phases

r : la résistance linéique d'un conducteur

x : la réactance linéique d'un conducteur

Le produit PL s'appelle « moment électrique » de la charge P située à la distance L de la source et nous le notons M.

En HT, on exprime M en MW. Km et U en KV, l'expression de la chute de tension (en %) peut être prise égale à :

$$M1 = \frac{1}{100} * \frac{M}{U^2} (r + x \tan \varphi) \quad (2-$$

19)

Notons M1 : le moment électrique d'une ligne déterminée, donnant une chute de tension u=1.

$$M1 = \frac{1}{100} * \frac{U^2}{r + x \tan \varphi} \quad (2-20)$$

Les valeurs de M1 sont données dans les tables donnant les caractéristiques électriques de types de conducteur usuels, ou par des diagrammes donnés en annexe pour tan φ variant de 0 à 1 et une tension de 36kV. Pour calculer la chute de tension dans une ligne, il suffit donc d'évaluer le moment électrique M qu'elle transporte, de prendre le moment M1 du conducteur de ligne et de calculer

$$u = \frac{M}{M1} \quad (2-21)$$

Mais lorsque la chute de tension maximale admissible est de β%, le moment maximal d'une ligne peut être calculé par :

$$u = \frac{M}{M\beta} \quad (2-$$

22)

Souvent on prend β= 7,5.

### 2.3.2 Etude mécanique du réseau MT

#### A. Définitions

##### a. portée (a)

Distance horizontale « a » comprise entre deux supports consécutifs. Elle est fonction du type de ligne (écarts, agglomérations,). La portée est une donnée du problème car le calcul mécanique se conduit par chaque portée. Elle est exprimée en mètres.

##### b. Fleche (f)

Distance verticale maximale entre la droite joignant les deux attaches et les conducteurs. A l'origine, elle dépend de la tension de réglage de la ligne, la flèche varie ensuite en fonction de la température et sous l'influence des surcharges.

La flèche est choisie en fonction de la température maximale de conducteur qui est généralement pris à 55°C, c'est le cas considéré comme le plus favorable. Elle est calculée en fonction du paramètre P comme suit :

$$f = a^2 * \frac{w}{8t} \text{ ou bien } f = \frac{a^2}{8 * p} \quad (2-23)$$

Avec :

$$P = \frac{t}{w}, P \text{ est le paramètre}$$

### c. Le paramètre P

Représente le rayon de courbure du cercle tangent au sommet de la parabole.

$$P = \frac{T}{p} \quad (2-24)$$

Avec :

p : poids linéique du conducteur en daN

T : tension mécanique en daN

### d. Le canton

Un canton est une succession des portées tant que les armements sont en alignement. Les fonctions arrêt-simple, arrêt double et semi arrêt représentent les limites des cantons.

Le canton permet d'éviter une rupture en cascade de toute la ligne en cas d'incident. Selon la norme NFC 11-201, un canton ne doit pas dépasser 15 portées

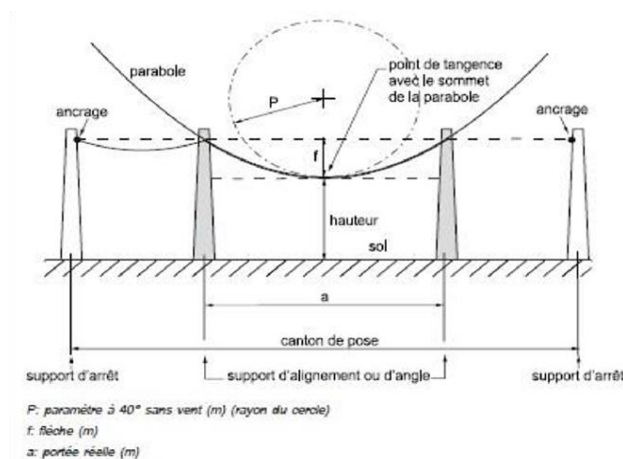


Figure 2-2 : Structure d'une ligne électrique [5]

## B. Définition des paramètres de calcul

Dans l'établissement d'un projet de construction d'une ligne, il faut en premier définir en application des dispositions réglementaires en vigueur, les conditions climatiques suivantes :

- Les températures
- L'action du vent

Ces conditions sont nécessaires à prendre en compte pour l'étude des œuvres. L'arrêt technique définit les conditions auxquelles doivent satisfaire les lignes d'énergie. Ces prescriptions constituent un minimum qu'il faut rigoureusement respecter.

**Tableau 2-5 : Hypothèses climatiques [21].**

Hypothèses A	Température [°C]	Pression du vent sur le conducteur [Pa]	Pression du vent sur le support [Pa]	Autres charges [Pa]
A1	25	200	505	0
B1	15	30	90	0
A2	25	580	1450	0

Hypothèse B	Température [°C]	Effort du vent en [Pa]
Retournement	10	180
Inclinaison	25	200

Le tableau 2-5 définit les conditions climatiques de base qui seront utilisées pour les calculs. Les résultats de ces calculs seront utilisés pour dimensionner les pylônes électriques afin qu'elles puissent résister aux conditions climatiques les plus sévères.

Hypothèse A : elle tient compte de l'influence prédominante du vent à la température ambiante moyenne de la région.

- Température : 25°C
- Pression du vent sur les conducteurs : 580Pa (36m/s)

Hypothèse B : elle tient compte de l'influence prédominante du froid à la température minimale de la région.

- Température : 10°C
- Pression du vent sur les conducteurs : 180Pa (20m/s)

### C. Condition de définition des caractéristiques des lignes aériennes

La définition des caractéristiques des lignes aériennes revient à fixer une tension mécanique à la température maximale du conducteur sans vent.

Ces conditions concernent l'état initial de la ligne et c'est dans cette hypothèse que les hauteurs minimales prescrites par l'arrêt technique sont à respecter.

### D. Détermination de la portée maximale

La distance minimale E en mètre entre deux conducteurs d'une ligne est donnée par la formule :

$$E = K_z(K_c\sqrt{Fm} + L + \frac{U}{150}) \quad (2-25)$$

Avec :

Kz : 1 pour armement drapeau (et 0,8 pour nappe horizontale/voute)

Kc : 0,9 pour l'almélec

$$Fm : \text{Fleche max} = \frac{a^2}{8P}$$

a : la portée en mètre

L : longueur libre de la chaîne (0 pour la ligne rigide)

U : la tension entre phase en kV, dans notre cas c'est égal 70kV

De cette formule, on déduit la formule de la portée maximale en mètre.

$$am = \sqrt{8P \left[ \left( \frac{\frac{E}{K_z} - \frac{U}{150}}{K_c} \right)^2 - L \right]} \quad (2-26)$$

Vous trouverez en annexe le tableau donnant l'écartement E minimal entre phase en fonction de la tension et le type d'armement.

### E. Calcul de la portée moyenne et la portée équivalente

Pour un canton comportant n portées a1, a2, a3, an :

La portée équivalente est définie par :

$$a_e = \sqrt{\frac{\sum a_i^2}{\sum a_i}} \quad (2-27)$$

La portée moyenne est définie par :

$$a_m = \frac{\sum a_i}{n} \quad (2-28)$$

### 2.3.3 Calcul mécanique des conducteurs

#### A. But des calculs

Le calcul mécanique des conducteurs consiste à étudier les variations des tensions mécaniques et des flèches, la vibration sur les conducteurs, dans le but de :

- Respecter le facteur de sécurité dans les conditions prévues
- Vérifier les distances réglementaires à la flèche maximale
- Calculer les efforts exercés par les conducteurs sur les supports

#### B. Coefficient de sécurité K

Il est donné par le rapport de la charge de rupture du conducteur par la charge de l'effort sur le conducteur au cas le plus défavorable :

$$K = \frac{\text{charge de rupture}}{\text{tension maximale}} \quad (2-29)$$

La charge maximale de rupture de l'almelec est de 32daN/mm<sup>2</sup>. Le choix de K est déterminé par les risques que l'on veut accepter. En générale, l'arrêt technique impose K= 1,5 à 3 pour le conducteur.

Dans la présente étude, nous allons prendre K=3, c'est à dire dans l'hypothèse la plus défavorable, la tension unitaire maximale à appliquer ne doit pas excéder 10,66 daN/mm<sup>2</sup>.

#### C. Influence du vent sur les conducteurs

Sous l'effet du vent la tension mécanique augmente comme si le poids est passé de P à R tel que :

$$R = \sqrt{\sum F_v^2 + p^2} \quad (2-30)$$

Ici il convient de définir un facteur de surcharge :

$$m_v = \frac{R}{p} = \frac{\sqrt{\sum F^2_v + p^2}}{p} \quad (2-31)$$

### 2.3.4 Calculs mécaniques des supports

#### A. Efforts appliqués aux supports des lignes aériennes

Les calculs mécaniques d'un support permettent de déterminer ses caractéristiques de telle sorte qu'il puisse résister simultanément :

- A l'effort du vent sur le support lui-même
- Aux efforts des conducteurs sur le support :
- Par l'action du vent sur les conducteurs
- Par leur tension mécanique

En distribution on ne tient pas compte des efforts transmis par le poids des ferrures et des isolateurs.

#### A. Effort du vent sur les supports

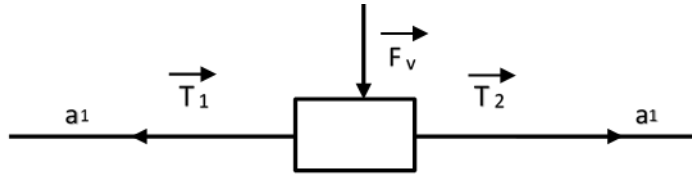
L'effort du vent sur le support lui-même est déduit par le fabricant pour définir l'effort nominal. L'effort nominal reste donc entièrement disponible pour résister aux efforts transmis par les conducteurs.

#### B. Efforts des conducteurs sur les supports

- Efforts du vent sur les conducteurs

Par rapport aux conducteurs adjacents de portées égales ou inégales, le support peut être en alignement, en étoilement, en dérivation ou en arrêt.

- Conducteurs en alignement



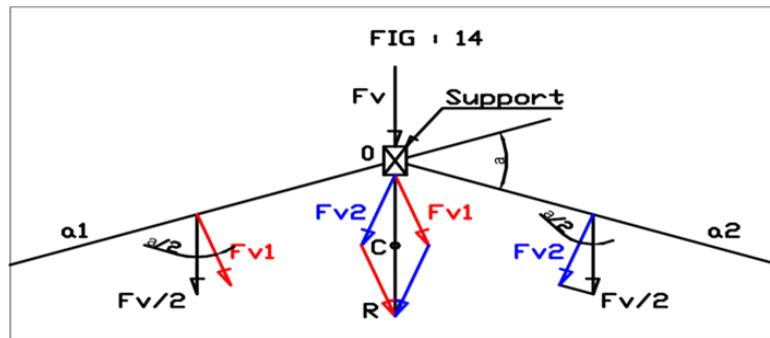
$$F_V = 48n * \frac{D(a_1+a_2)}{2} \text{ ou } F_V = 18n * \frac{D(a_1+a_2)}{2} \quad (2-32)$$

48 ou 18 : poussée du vent en daN/m<sup>2</sup> sur les conducteurs suivant l'hypothèse considérée A ou B.

n : nombre de conducteurs,

D : diamètre du conducteur en [m] a1 et a2 portées adjacentes en [m]

➤ Conducteur en angle



Les deux portées adjacentes étant égales ( $a_1=a_2$ ) et leurs conducteurs identiques, le vent soufflant dans le sens de la bissectrice de l'angle formé par la ligne, la résultante « OR » se trouve sur cette bissectrice.

Pour chaque demi-portée, nous avons :

$$F_{V1} = F_{V2} = \left(\frac{F_V}{2}\right) \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (2-33)$$

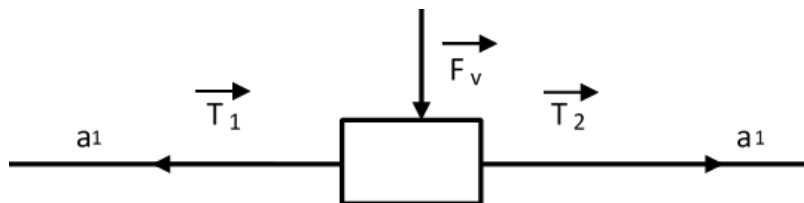
$F_V$  étant l'effort du vent calculé comme précédemment sur les conducteurs en alignement et suivant l'hypothèse considérée.  $OR = F_V * OC = 2 * F_{V1} \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)$

En remplaçant  $F_{V1}$  par sa valeur, on obtient :  $OR = F_V * \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right)$

Dans le cas où  $a_1 \neq a_2$ , on peut considérer le vent comme soufflant sur une portée moyenne  $\frac{a_1+a_2}{2}$  et agissant dans la direction de la résultante de traction des conducteurs.

- **Efforts de traction des conducteurs**

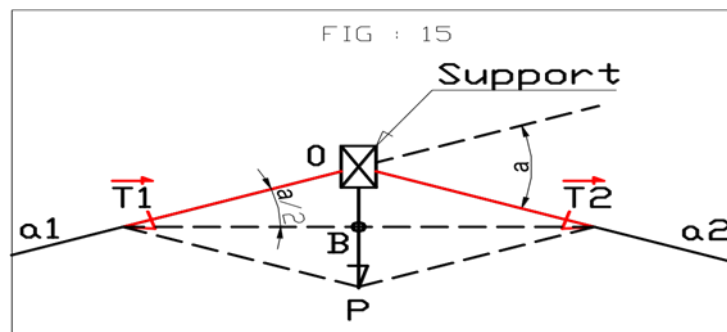
- Conducteurs en alignement



Si les deux portées adjacentes sont égales et leurs conducteurs identiques, les 2 tensions mécaniques égales et opposées s'annulent.

Dans le cas contraire, le support subit dans la direction de la ligne, un effort égal à la différence des tensions mécaniques. Il y a lieu de vérifier que cet effort transversal est acceptable pour le support choisi.

- Conducteur en angle



Les deux portées adjacentes étant égales ( $a_1=a_2$ ) et leurs conducteurs identiques pour les lignes rigides :

$T_1=T_2=T$  en daN ( $t^*$ s) tension mécanique totale dans les conducteurs pour l'hypothèse considérée.

Dans ces conditions, la résultante 'OP' se trouve sur la bissectrice de l'angle formé par la ligne.

$$OB = T \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \text{ et } OP = 2T \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

Dans le cas où T1 est différent de T2 (portées inégales), la résolution graphique s'impose pour rechercher la direction et la grandeur de la résultante.

- **Effort résultant sur les supports**

- Supports en alignement

On ne tient compte que de l'effort du vent sur les conducteurs et pour le vent seul, l'hypothèse « A » est la plus défavorable.

$$F = F_V = 48 * n * D * \left(\frac{a_1 + a_2}{2}\right) \quad (2-34)$$

- Supports d'angle

Dans le cas de portées égales et de conducteurs identiques en ligne rigide, et d'angle souples en ligne suspendues, les deux efforts, du vent ( $F_v \cdot \cos^2(\alpha/2)$ ) et de traction ( $2T \cdot \sin(\alpha/2)$ ) ayant même point d'application et même sens peuvent s'additionner arithmétiquement d'où :

$$F = F_V * \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) + 2 * T \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (2-35)$$

Avec :

F : effort total dû aux conducteurs en daN.

T : tension totale dans les conducteurs en daN

Fv: effort du vent sur tous les conducteurs en daN.

$\alpha$  : angle de déviation de la ligne (angle de piquetage)

L'effort total à prendre en compte pour le choix du support est celui de l'hypothèse la plus défavorable.

$$\text{Soit : } F_A = F_{VA} * \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) + 2 * T_A * \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

$$\text{Soit : } F_B = F_{VB} \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) + 2 * T_B * \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

NB : Dans le cas où les tensions mécaniques de part et d'autre des supports ne sont pas égales (portées inégales), la résolution graphique s'impose pour rechercher la direction et la grandeur de l'effort total.

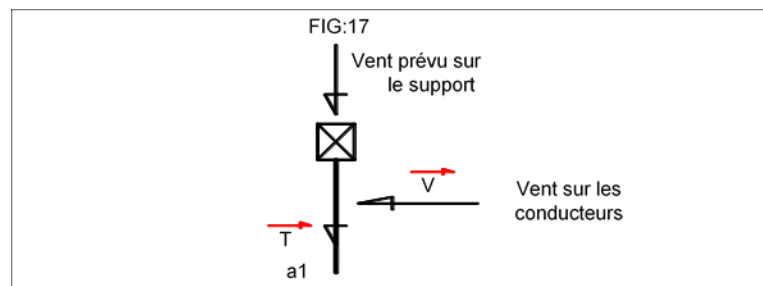
➤ Support en arrêt

Dans ce cas, on considère le vent soufflant perpendiculairement à la ligne pour engendrer la tension maximale dans les conducteurs.

Le vent ne pouvant pas souffler simultanément de cette façon puis dans le sens de l'effort de traction exercé par la ligne, on bénéficie de ce fait de l'effort prévu pour le vent sur le support lui-même.

Cet effort disponible en sus de l'effort nominal du support permet de négliger la poussée du vent sur les conducteurs :

En définitive :  $F=T$



NB : l'annexe de note de calcul mécanique nous donne les détails sur le calcul mécanique des supports selon leur position par rapport aux conducteurs.

- **Hauteur totale du support**

La hauteur d'un support de ligne électrique est limitée par les considérations suivantes :

La hauteur d'implantation qui est  $h_0$  est donnée par le tableau ci-dessous :

**Tableau 2-6 : Caractéristiques d'un type de support de lignes de courant électrique [24].**

Longueur du poteau en m	Dimensionnement des côtés du poteau en mm		Masse du poteau en Kg	Profondeur d'implantation
	Au sommet	A la base		
9	130*165	220*300	725	1,5
10	130*165	230*315	830	1,6
11	150*180	330*420	1100	1,7

Pour les lignes à très haute tension, la hauteur minimale peut varier en fonction de la tension de la ligne. Pour une ligne THT de 400 kV la hauteur minimale entre le câble est la terre G peut être de 12 mètres. Pour une ligne TH de 63kV, elle peut être de 8,5 mètres [25].

La hauteur totale du support est calculée à la flèche maximale permet de respecter la garde au sol (G), car c'est dans cette condition que l'arrêt technique définit les distances réglementaires entre le niveau du sol et les conducteurs.

Elle est donnée par la formule suivante :

$$H = h + I \text{ avec :}$$

$$h = G + f \text{ et } I = H/10 + 0,5 \text{ On a donc :}$$

$$H = (h + 0.5) \times 10/9 \tag{2-36}$$

Où :

F : Flèche à la température maximum

G : Garde au sol

I : Implantation

h : Hauteur hors sol du support

H : Hauteur totale du support

- **Calcul des nombres des supports**

$$N = \frac{D}{L} + 1 \quad (2-37)$$

N = nombre des supports

D = distance de la ligne

L = portée

- **Choix des supports**

Le calcul des efforts minimaux exercés sur les supports et de leurs hauteurs nous permet la détermination des caractéristiques des supports.

**Tableau 2-7:** Coefficients de dé sécurité à retenir suivant l'hypothèse considérée et pour les éléments constitutifs à dimensionner [25]

Hypothèse	Coefficient par rapport à la rupture
A ou B ( $\sigma$ est noté $\sigma_1$ )	$\sigma_1 \geq 3$ pour les pièces travaillant en traction: conducteurs, chaînes d'isolateurs, haubans... et les supports en bois  $\sigma_1 \geq 2,1$ : pour les pièces travaillant en flexion : autres supports, isolant, isolateurs rigides, ferrures...
Surcharges climatique (en générale $\sigma$ est noté $\sigma_2$ )	$\sigma_2 \geq 1,5$ pour les conducteurs, les haubans et les chaînes isolantes  $\sigma_2 \geq 1,3$ pour les supports en béton et les ferrures métalliques  $\sigma_2 \geq 1,9$ pour les supports en bois  $\sigma_2 \geq 1,15$ pour les poteaux métalliques

La valeur de l'effort maximal de rupture est donnée en annexe.

### **2.3.5 Elaboration des documents d'exécution**

Le document d'exécution d'une ligne électrique est essentiel pour la réalisation concrète du projet. Il constitue le guide détaillé qui permettra aux équipes de chantier de mener à bien les travaux, en respectant les normes de sécurité et les spécifications techniques. Son rôle principal est de préciser les dimensions des éléments, les matériaux à utiliser, les méthodes de construction, etc.

Le dossier d'exécution doit comprendre tous les documents nécessaires à la réalisation des travaux, entre autres :

- Le mémoire descriptif
- Le tableau de réglage
- Le carnet de piquage
- Le plan de situation

## **2.4 Etude économique de l'investissement de la centrale PV**

La réalisation de la centrale PV engendre des coûts, dans le présent point, une étude économique assez détaillée va être mise en œuvre. La méthodologie suivie et les formules utilisées pour les calculs économiques sont également basées sur l'article publié par Kerkes et al [32] . Les étapes suivies sont présentées ci-dessous :

### **2.4.1 Calcul du coût total de la centrale PV ( $C_c$ )**

Le coût d'investissement fait référence aux dépenses ponctuelles associées à l'installation de la centrale photovoltaïque. Dans le but d'estimer la viabilité d'un projet énergétique, il est important de calculer toutes les dépenses associées au projet. La première étape de l'analyse économique est le calcul du coût total du capital. Le coût d'investissement calculé pour ce projet comprend : le coût de la surface PV, le coût des onduleurs, le coût des transformateurs élévateurs, le coût du BOS (câblage électrique, compteur, protections, boîtes de jonction, armoires, appareillage de commutation, combineurs, fusibles, disjoncteurs et autres composants non électriques), le coût des travaux de génie civil et le coût du terrain. La formule utilisée pour calculer le coût d'investissement est la suivante :

$$C_c = \left( N_i * N_S * N_p * \frac{P_{mstc}}{1000} * C_{pv} \right) + \left( N_i * \frac{P_{rated}}{1000} * C_{inv} \right) + (C_{transformer} * P_{Plantnom} * 1000) + (BOS * P_{Plantnom} * 1000) + (C_{c\&i} * P_{Plantnom} * 1000) + (C_{land} * n * land)$$

(2-38)

Où :

$C_{pv}$  [€/ KWc] est le cout des modules PV

$P_{rated}$  [W] est la puissance nominale des onduleurs solaires

$P_{mstc}$  : Puissance nominale de modules

$P_{Plantnom}$  : Puissance totale injectée dans le réseau

$C_{inv}$  [€/ KWc] est le cout des onduleurs solaires

$C_{transformer}$  [€/ KWc] est le cout des transformateurs élévateurs

$C_{c\&i}$  [€/ KWc] est le cout associé à la construction et à l'installation des composants de la centrale photovoltaïque

BOS [€/ KWc] est le cout des composants de l'équilibre du système

$C_{land}$  [€/km<sup>2</sup> - an] et  $land$  [km<sup>2</sup>] sont respectivement le cout du terrain et de la surface nécessaire à l'installation de la centrale PV.

$n$  [années] est la durée de vie opérationnelle de la centrale photovoltaïque.

#### **2.4.2 Calcul du cout de maintenance de la centrale photovoltaïque pendant sa durée de vie ( $C_m$ )**

En plus de connaître le coût total du capital de la centrale PV, le calcul du coût de maintenance pendant sa durée de vie opérationnelle est important pour connaître le cadre économique du projet. La formule utilisée pour calculer ce paramètre est présentée ci-dessous :

$$C_m = P_{plantnom} * n * M_{plantnom} * 1000 \tag{2-39}$$

Où :

$M_{plant}$  [€/KWc] est le coût de maintenance de la centrale photovoltaïque. Le taux d'inflation annuel et l'actualisation nominale ne sont pas pris en compte dans ce calcul en raison du manque de données réalistes, mais pour une valeur plus précise de  $C_m$ , ces valeurs doivent être examinées attentivement.

### 2.4.3 Calcul du coût de remplacement ( $C_{rep}$ )

Certains des composants installés dans la centrale photovoltaïque devront être remplacés au cours des années d'exploitation. La durée d'exploitation de la centrale photovoltaïque en cours de conception est de 25 ans. La décision concernant les composants à remplacer sera prise en fonction des spécifications de chaque composant.

### 2.4.4 Calcul du coût actualisé de l'énergie ( $L_{COE}$ )

Le LCOE (Levelized Cost Of Energy) est un paramètre économique qui sert à quantifier le prix de l'énergie produite dans les conditions spécifiques décrites précédemment. C'est également l'un des principaux paramètres permettant de comparer différentes technologies de production. La formule utilisée dans ce projet est la suivante :

$$L_{COE} = \frac{C_C + C_m + C_{rep}}{E_{plantn} * 1000} \quad (2-40)$$

Où  $E_{plantn}$  [MWh] est l'énergie totale produite par la centrale photovoltaïque sur sa durée de vie opérationnelle.

### 2.4.5 Revenus bruts ( $R_{gross}$ )

Les revenus bruts sont la somme de tous les revenus générés par la centrale photovoltaïque pendant la durée de vie du projet. Le calcul est effectué en tenant compte du prix de l'électricité pendant la durée de vie de l'installation photovoltaïque. Ce prix peut varier en fonction du marché de l'électricité de l'endroit choisi et il est également important de prendre en compte les programmes de soutien disponibles. La formule utilisée pour les revenus bruts est la suivante :

$$R_{gross} = P_{electricity} * E_{plant_{tot}} * n \quad (2-41)$$

Où,  $P_{electricity}$  [€/MWh] est le prix de l'électricité pour la durée de vie opérationnelle de la centrale photovoltaïque.

#### 2.4.6 Calcul des paramètres d'évaluation

Les paramètres qui vont être décrits ci-dessous peuvent être considérés comme des indicateurs de qualité de la centrale solaire PV conçue. Ces paramètres peuvent également être utilisés pour prendre des décisions finales concernant la technologie utilisée et pour effectuer des comparaisons entre d'autres types de technologies de production d'énergie. Les paramètres décrits dans cette section sont : le taux de couverture du sol, le taux de performance, le facteur de capacité et le rendement spécifique.

#### 2.4.7 Taux de couverture du sol (CGR)

Ce paramètre est un indicateur de la façon dont la surface de l'installation est couverte par les modules PV et quel pourcentage est utilisé pour les autres composants. La formule de calcul de ce paramètre basé sur est présentée ci-dessous [33]

$$GCR = \frac{S_{array\ final}}{land} * 100 \quad (2-42)$$

#### 2.4.8 Performance ratio (PR)

Le ratio de performance exprime la relation entre la performance réelle de la centrale solaire photovoltaïque et sa capacité de puissance nominale. Ce paramètre peut être considéré comme un indicateur de qualité car il est généralement utilisé pour comparer différents systèmes photovoltaïques indépendamment de leur capacité installée. La période analysée est d'un an et le paramètre est calculé par la formule suivante :

$$PR(\%) = \frac{E_{Plant\ tot}}{P_{Plant\ nom} * G_t * 10^{-6}} \quad (2-43)$$

#### 2.4.9 Facteur de capacité (CF)

Ce paramètre est le rapport entre la production d'énergie réelle de la centrale PV pendant une année et sa production à la puissance nominale pendant une année. Il est généralement exprimé en pourcentage et la formule décrivant ce paramètre est présentée ci-dessous :

$$CF(\%) = \frac{E_{Planttot}}{P_{Plantnom} * 8640} \quad (2-44)$$

Avec 8640 le nombre d'heures que compte une année.

#### 2.4.10 Rendement spécifique (Yieldsp)

Le rendement spécifique d'une centrale solaire PV est la production totale d'énergie divisée par la capacité installée. Ce paramètre exprime le nombre d'heures pendant lesquelles le champ photovoltaïque devrait fonctionner à sa puissance nominale pour produire la même énergie. La formule utilisée est présentée ci-dessous, les résultats peuvent être exprimés en kWh/KWc ou en heures :

$$Yield_{SP} = \frac{E_{total}}{P_{Plantnom}} \quad (2-$$

45)

### 2.5 Conclusion partielle

Les objectifs assignés pour cette partie se résument aux formules de dimensionnement électrique et mécanique de la ligne MT, des ouvrages du réseau BT, des dispositifs de leur protection ainsi que les formules qui seront utilisé par la suite pour rendre le projet de construction de la centrale PV économiquement fiable. Au terme de cette étude, plusieurs aspects ont été abordés afin d'atteindre ces objectifs. En effets les aspects techniques ont été étudiés, auxquels des solutions appropriées ont été apportées, dans le respect des normes techniques.

# Chapitre 3 Dimensionnement d'un réseau solaire photovoltaïque pour l'alimentation en électricité du quartier Panzi

## 3.1 Introduction

Les calculs et les estimations des sections suivantes tentent de :

- Identifier un site favorable pour une centrale PV ;
- Faire une évaluation des différentes technologies (comparaison de différents modules PV et onduleurs).

## 3.2 Présentation du site

Avant de concevoir une centrale photovoltaïque, il est essentiel de choisir un emplacement optimal et d'évaluer les technologies disponibles, notamment les modules photovoltaïques et les onduleurs. La sélection du site repose principalement sur les conditions météorologiques locales, qui influencent directement la production d'énergie. Pour une centrale de 10 MW, une superficie d'environ 1 km<sup>2</sup> est estimée nécessaire pour les premières évaluations, cette valeur étant susceptible d'être ajustée au fil du projet.

Une fois ce premier dimensionnement réalisé, d'autres critères doivent être examinés pour déterminer l'emplacement définitif. Parmi les principaux facteurs à considérer figurent la disponibilité foncière, la ressource solaire, le climat, la topographie, l'occupation du sol, la réglementation locale, les impacts environnementaux et sociaux, l'accessibilité, la connexion au réseau et l'encrassement des modules.

Les coordonnées du site proposé pour l'installation de la centrale solaire PV sont 2°35'07,93''S et 28°52'59,38''E, ce qui correspond au village de IHEMBA. L'espace approximatif requis, précédemment supposé de 1 km<sup>2</sup>, peut être largement obtenu à cet endroit. Cette région est rarement peuplée et est dans la partie Est du territoire de Kabare.

### 3.3 Irradiation du site

Le fonctionnement des centrales photovoltaïque est fortement lié aux conditions météorologiques du site choisi. Le tableau illustré à la figure 3.1 donne les données météorologiques du site en étude.

L'irradiation moyenne annuelle est fixée à  $4.89\text{kWh/m}^2$ . J<sub>r</sub> ; cette valeur correspond à l'énergie moyenne reçu par  $1\text{m}^2$  de surface terrestre au site choisi.

	<b>Irrad. Glob.</b> kWh/m <sup>2</sup> .jr	<b>Diffus</b> kWh/m <sup>2</sup> .jr	<b>Tempér.</b> °C	<b>Vit. vent</b> m/s
Janvier	4.88	2.57	21.5	3.29
Février	4.85	2.71	22.4	3.50
Mars	4.93	2.45	22.3	3.39
Avril	4.94	2.40	21.0	2.81
Mai	5.04	2.15	20.7	2.69
Juin	5.09	1.75	19.6	2.69
Juillet	4.96	2.10	19.2	2.70
Août	4.89	2.47	19.6	2.81
Septembre	4.76	2.18	20.1	3.00
Octobre	4.80	2.75	21.2	3.20
Novembre	4.67	2.71	20.6	3.10
Décembre	4.84	2.02	21.3	3.29
<b>Année</b>	<b>4.89</b>	<b>2.35</b>	<b>20.8</b>	<b>3.0</b>

*Figure 3-1 : Données météorologique du site d'IHEMBA avec PVSyst*

### 3.4 Dimensionnement de la centrale photovoltaïque

#### 3.4.1 Choix des panneaux

La centrale photovoltaïque à implémenter doit être de puissance 10MW (notre puissance installée étant de 9,27 MW nous avons préféré prendre un nombre paire dans la suite de calculs). Pour générer cette puissance à partir de l'énergie photovoltaïque, nous choisissons d'utiliser des modules photovoltaïques de marque SUNTECH, dont les caractéristiques sont présentées dans le **Tableau 3-1**.

**Tableau 3-1 : Caractéristique de fonctionnement d'un module PV de 280Wc**

Caractéristique en fonctionnement dans les conditions normales	Valeur
Puissance Maximale (Pmax)	280W
Tension au point de fonctionnement Optimal (Vmp)	31,1V
Courant au point de fonctionnement Optimal (Imp)	8,95A
Tension à circuit ouvert (Voc)	38,3V
Courant de court-circuit (Isc)	9,41A
Rendement du module	17,1%
Température d'Opération du Module	-40°C à 85°C
Dimensions	1650 × 992 × 35mm

La **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** illustre la courbe de la puissance et du courant en fonction de la tension aux bornes du module SUNTECH choisi sous différentes valeurs d'irradiation.

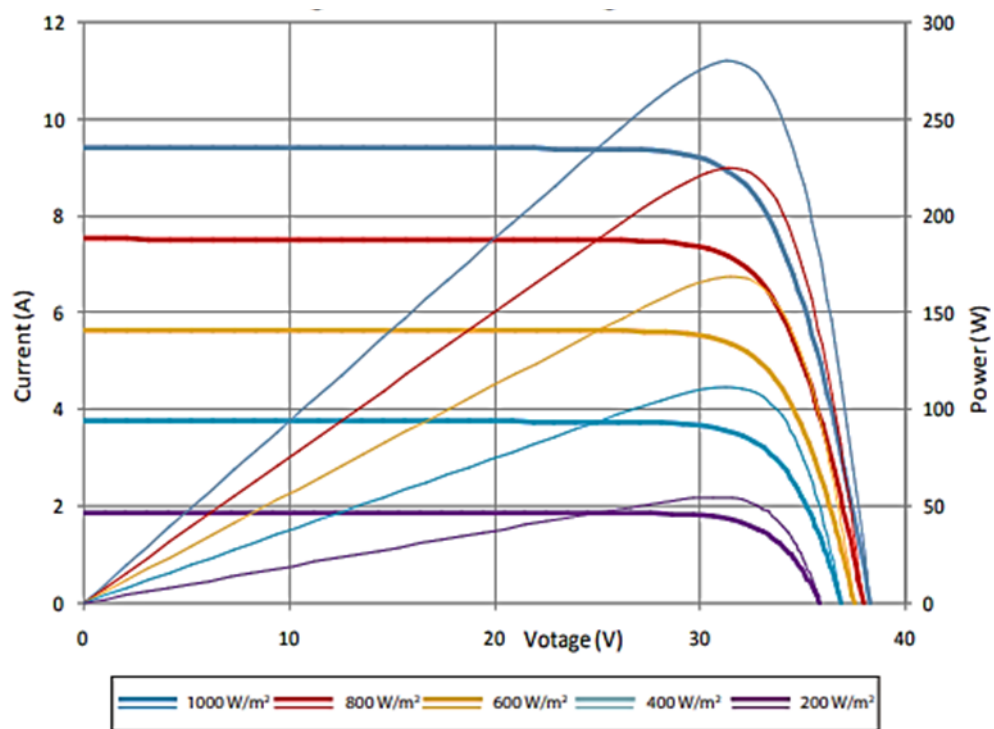


Figure : Courbe des courants en fonction de tension d'un module PV obtenu avec Excel

### 3.4.2 Nombre de panneaux

La puissance maximale d'un module étant  $P_{max} = 280W$ , la centrale devant être de  $P_{Centrale} = 10MW$ , on détermine les nombres  $n$  des modules par :

$$n = \frac{P_{Centrale}}{P_{max}} = \frac{10 \cdot 10^6}{280} = 35\,714,285 \text{ panneaux} \quad (3-$$

3)

Afin de produire les 10MW il sera ainsi nécessaire d'avoir environ 35 716 modules photovoltaïques.

### 3.4.3 Nombre de chaînes de panneaux

Pour assurer le fonctionnement technique de la centrale, ces modules sont regroupés en plusieurs chaînes photovoltaïques.

Une chaîne photovoltaïque sera constituée de  $N_s = 26$  modules en série (étant donné que les onduleurs à utiliser dans ce projet confère l'annexe, ont des tensions nominale d'entrées qui varie entre 500 et 1000V d'où l'intérêt dépendre le nombre de module en série qui permettrons d'atteindre cette tension d'entrée). Notez cependant que la tension à vide  $V_{oc}$  de chaque module équivaut à 38,3V. Nos chaînes auront ainsi une tension  $V_c$  équivalent à :

$$V_c = 26 * V_{oc} \quad (3-4)$$

$$V_c = 26 * V_{oc} = 26 * 38,3 = 995,8V$$

Ayant 35 716 modules photovoltaïques, une chaîne étant constituée de 26 modules en série a conclu aisément que le nombre de chaîne équivaut à :

$$N_{ch} = \frac{N}{N_s} \quad (3-5)$$

$$N_{ch} = \frac{N}{N_s} = \frac{35716}{26} \cong 1\,374 \text{ chaînes}$$

### 3.4.4 Nombre des groupes de chaînes ou convertisseurs

Le nombre des chaînes équivaut à 1374 chaînes de 26 panneaux. Pour des raisons techniques et économiques ces chaînes seront regroupées en groupe de 6 chaînes. D'une part, l'énergie produite par

les chaînes photovoltaïques est en courant continu, tandis que son exploitation se fait généralement en courant alternatif. Il est donc essentiel de regrouper les chaînes afin que la puissance totale du groupe corresponde à une valeur normalisée ou couramment utilisée pour la conversion.

D'autre part, attribuer un dispositif de conversion à chaque chaîne engendrerait des pertes globales élevées, chaque convertisseur ayant un rendement inférieur à 1. De plus, un nombre important de dispositifs compliquerait la maintenance. Regrouper les chaînes par six, comme défini ultérieurement, permettra d'optimiser le dimensionnement du dispositif de conversion et d'assurer un fonctionnement efficace. Le groupe de 6 chaînes nous conduit à avoir le nombre de groupe  $N_{Gp}$  équivalent à :

$$N_{Gp} = \frac{N_{ch}}{6} \quad (3-6)$$

$$N_{Gp} = \frac{N_{ch}}{6} = \frac{1374}{6} \cong 229.$$

Le nombre de groupes correspond aussi au nombre des onduleurs qu'on aura à utiliser, on choisit ainsi le nombre de groupe de chaîne à  $N_{Gp} = 229$  groupes. Avec ce nombre de groupe, chaque groupe étant composé de 6 chaînes, le nombre de chaînes actualisé correspond ainsi à 1374 chaînes. Chaque chaîne étant constituée de 26 panneaux le nombre des panneaux à 35 716 modules.

### 3.4.5 Surface du champ photovoltaïques et énergie solaire disponible

Afin de quantifier l'énergie, il est impératif de déterminer la surface que présente le champ photovoltaïque. Grace aux données du *Tableau 3-1 : Caractéristique de fonctionnement d'un module PV de 280Wc* **Tableau 3-1** on détermine que la surface  $S_m$  d'un module photovoltaïque est de 1,6368m<sup>2</sup>.

L'irradiation  $I_R$  étant de 4,89kWh/m<sup>2</sup>jr ; l'énergie  $E_R$  reçue par notre champ solaire équivaut à :

$$E_R = N * I_R * S_m \quad (3-7)$$

$$E_R = N * I_R * S_m = 35\,716 * 4,89 * 1,6368 = 285\,869,14kWh/jr$$

L'énergie  $E_R$  est reçue par notre champ solaire, l'énergie effective produite  $E_P$  dépendra du rendement de conversion  $\eta$  des modules utilisés on a donc :

$$E_P = \eta * E_R \quad (3-8)$$

$$E_p = \eta * E_R = 0.171 * 285869,14 = 48\ 883,62\text{Kwh/jr}$$

L'énergie  $E_p$  sera produite en moyenne chaque jour.

### 3.4.6 Conversion en alternatif et stockage

Afin d'alimenter les charges en alternatif un système de conversion du continu vers l'alternatif est impératif.

Une chaîne est composée de 26 modules, chacun ayant une puissance de 280 W, soit une puissance totale de 7 280 W par chaîne. Chaque groupe étant constitué de six chaînes, la puissance totale par groupe atteint 43,68 kW.

Afin d'assurer une conversion optimale, un onduleur de 50 kW sera sélectionné, capable de supporter une tension d'entrée allant jusqu'à 995,8 V.

L'intermittence de l'énergie solaire impose la mise en place de sources d'énergie secondaires pour pallier cet inconvénient. Un système de stockage permettant d'accumuler jusqu'à 60 % de l'énergie produite par la centrale est envisagé. La capacité de ce système sera déterminée par :

$$C[wh] = \frac{0.6 * N_j * E_p}{D_p} \quad (3-9)$$

Avec :

- $N_j$  : le nombre de jours d'autonomie
- $E_p$  : l'énergie produite par le champ solaire
- $D_p$  : Profondeur de décharge du système de stockage

En appliquant l'expression précédente pour 2 jours d'autonomie, et une profondeur de décharge équivalente à 70% on a :

$$C[kwh] = \frac{0.6 * 2 * 48883,63}{0.7} = 838086,207\text{kWh}$$

### 3.4.7 Dimensionnement du système de protection de la centrale

Un des défis des systèmes photovoltaïques est une protection qui assure son fonctionnement optimal, c'est-à-dire qui agit en cas de défaut et reste stable en cas de fonctionnement normal.

Dans une installation avec plusieurs chaînes de modules PV en parallèle, les modules doivent être protégés contre l'effet des courants inverses pouvant prendre naissance dans les chaînes en défaut.

Le Tableau 3-2 suivant illustre le nombre maximal  $N_{Cmax}$  des chaînes susceptibles d'être mis en parallèle sans protection pour un générateur PV.

La détermination de  $N_{Cmax}$  est donnée par le tableau 3-2, en fonction de la valeur du courant inverse maximal des modules  $I_{RM}$  et du courant de court-circuit des modules  $I_{SCSTC}$ .

Tableau 3-2 Valeur de  $N_{Cmax}$  en fonction de la tenue en courant inverse du module

Tenue en courant inverse du module	NC <sub>max</sub>
$1I_{scSTC} \leq I_{RM} < 2I_{scSTC}$	2
$2I_{scSTC} \leq I_{RM} < 3I_{scSTC}$	3
$3I_{scSTC} \leq I_{RM} < 4I_{scSTC}$	4
$4I_{scSTC} \leq I_{RM} < 5I_{scSTC}$	5
<b>Cas général : <math>NC_{max} \leq (1 + I_{RM} / I_{scSTC})</math></b>	

Pour notre cas les modules utilisés possèdent un courant inverse maximal  $I_{RM}$  de 20A ; le courant de court-circuit des modules est de 8,75A, à l'aide du tableau précédant on détermine le nombre des chaînes pouvant être mis en parallèle sans protection par [23] :

$$N_{Cmax} = 1 + \frac{I_{RM}}{I_{SCSTC}} \quad (3-10)$$

$$N_{Cmax} = 1 + \frac{I_{RM}}{I_{SCSTC}} = 1 + \frac{20}{8,75} = 3,2857$$

Étant donné que six chaînes sont placées en parallèle, il est nécessaire d'associer une protection à chaque chaîne. Cette protection a pour rôle de prévenir les surintensités ainsi que les courants inverses entre les chaînes.

Plutôt que de connecter directement les six modules en parallèle, un sous-groupe de  $N_p$  modules peut être raccordé à une protection commune. Le tableau 3-3 présente le nombre de chaînes en parallèle par dispositif de protection.

Tableau 3-3 : Valeur de  $N_{pmax}$  en fonction de la tenue en courant inverse du module

Tenue en courant inverse du module	$N_{pmax}$
$1,4 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 3,8 I_{scSTC}$	1
$3,8 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 6,2 I_{scSTC}$	2
$6,2 I_{scSTC} \leq I_{RM} < 8,6 I_{scSTC}$	3
<b>Cas général : <math>N_{pmax} \leq (1 + I_{RM} / I_{scSTC}) / 2,4</math></b>	

Pour notre cas les modules utilisés possèdent un courant inverse maximal de  $I_{RM}$  20A ; le courant de court-circuit des modules est de 8,75A. En rapportant ces valeurs au tableau 3-3, le nombre  $N_{pmax}$  des chaînes pouvant être placé sous protection commune se déterminé par [23]:

$$N_{pmax} = \frac{\left(1 + \frac{I_{RM}}{I_{scSTC}}\right)}{2,4} \quad (3-11)$$

$$N_{pmax} = \frac{\left(1 + \frac{I_{RM}}{I_{scSTC}}\right)}{2,4} = \frac{\left(1 + \frac{20}{8,75}\right)}{2,4} = 1,36$$

Ainsi, on conclut aisément que chaque chaîne doit être associée à son dispositif de protection et qu'il y'a pas lieu de regrouper les chaînes d'un même sous-groupe de 6 sous une même protection.

Le dimensionnement des dispositifs de protection se fait à l'aide du Tableau 3-4 suivant :

Tableau 3-4 : Expressions pour le dimensionnement des dispositifs de protection [23]

<b>Nc</b> Nombre de chaînes du générateur	<b>Np</b> Nombre de chaînes par dispositif de protection	Courant inverse maximal dans une chaîne	Obligation de protection	$I_n$ Courant assigné des dispositifs de protection
<b>1</b>	-	-	NON	-
<b>2</b>	-	$1,25 I_{scSTC}$		-
$Nc \leq Nc_{max}$	-	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$		-
$Nc > Nc_{max}$	<b>1</b>	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$	OUI	$I_n \geq 1,4 I_{scSTC}$ $I_n \leq I_{RM}$
	<b>Np &gt; 1</b>	$(Nc - 1) 1,25 I_{scSTC}$		$I_n \geq Np 1,4 I_{scSTC}$ $I_n \leq I_{RM} - (Np - 1) I_{scSTC}$

Ayant un nombre des chaînes  $N_C$  par générateur supérieur des chaînes  $N_{Cmax}$  susceptible d'être mis en parallèle sans protection on détermine le courant assigné aux dispositifs de protection par :

$$I_n = 1.4 * I_{SCSTC} \quad (3-12)$$

$$I_n = 1.4 * I_{SCSTC} = 1.4 * 8,75 = 12,25A$$

Le courant du dispositif de protection choisi doit être inférieur au courant inverse maximal admissible pour un générateur. On choisit ainsi des disjoncteurs ayant un calibre de 16A étant la valeur normalisée la plus proche du courant nominal.

### 3.4.8 Dimensionnement des câbles

Les câbles des chaînes doivent supporter un courant supérieur au courant assigné aux dispositifs de protection. La normalisation exige que les câbles puissent supporter un courant valant plus de  $1.3I_n$  [24], ainsi on détermine le courant pouvant être supporté par chaque câble par :

$$I_z = 1.3 * I_n \quad (3-13)$$

$$I_z = 1.3 * I_n = 1.3 * 16 = 20,8 A$$

En admettant une densité de courant maximale de  $4A/mm^2$  on détermine la section des câbles de chaque chaîne par :

$$S = \frac{I_z}{\delta} \quad (3-14)$$

$$S = \frac{I_z}{\delta} = \frac{20,8}{4} = 5,2mm^2$$

On choisit ainsi la section normalisée de 6mm<sup>2</sup>.

Sachant qu'en courant continue la chute de tension ne doit pas dépasser le 3% de la valeur nominale de la tension ici équivalent à près de 1000V on détermine la résistance maximale admissible par :

$$R = \frac{\Delta U}{I_{SCSTC}} \quad (3-15)$$

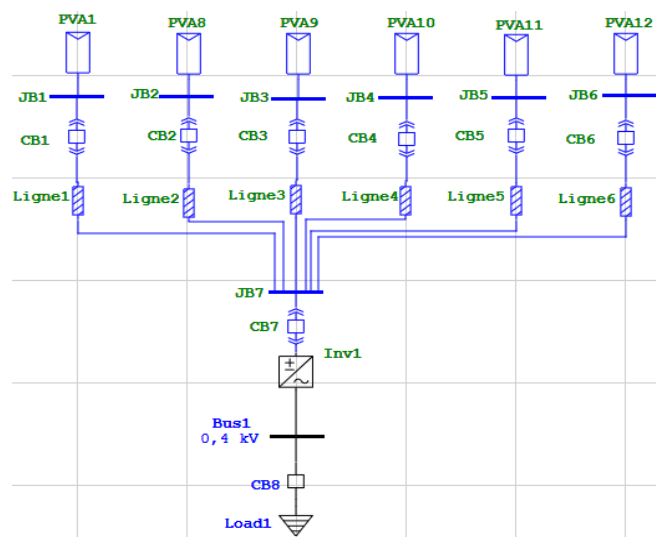
$$R = \frac{\Delta U}{I_{SCSTC}} = \frac{0,03 * 1000}{8,75} = 3,4285\Omega$$

Le câble est fait en aluminium avec 2,7\*10<sup>-8</sup>Ωm comme valeur de résistivité. La longueur maximale admissible pour le câble en aluminium est déterminée en faisant usage de la loi de Pouillet par :

$$L = \frac{R * S}{\rho} \quad (3-16)$$

$$L = \frac{R * S}{\rho} = \frac{3,4285\Omega * 6 * 10^{-6}m^2}{2,7 * 10^{-8}\Omega m} = 761,88m$$

Cette longueur est à ne pas dépasser pour chaque chaîne.

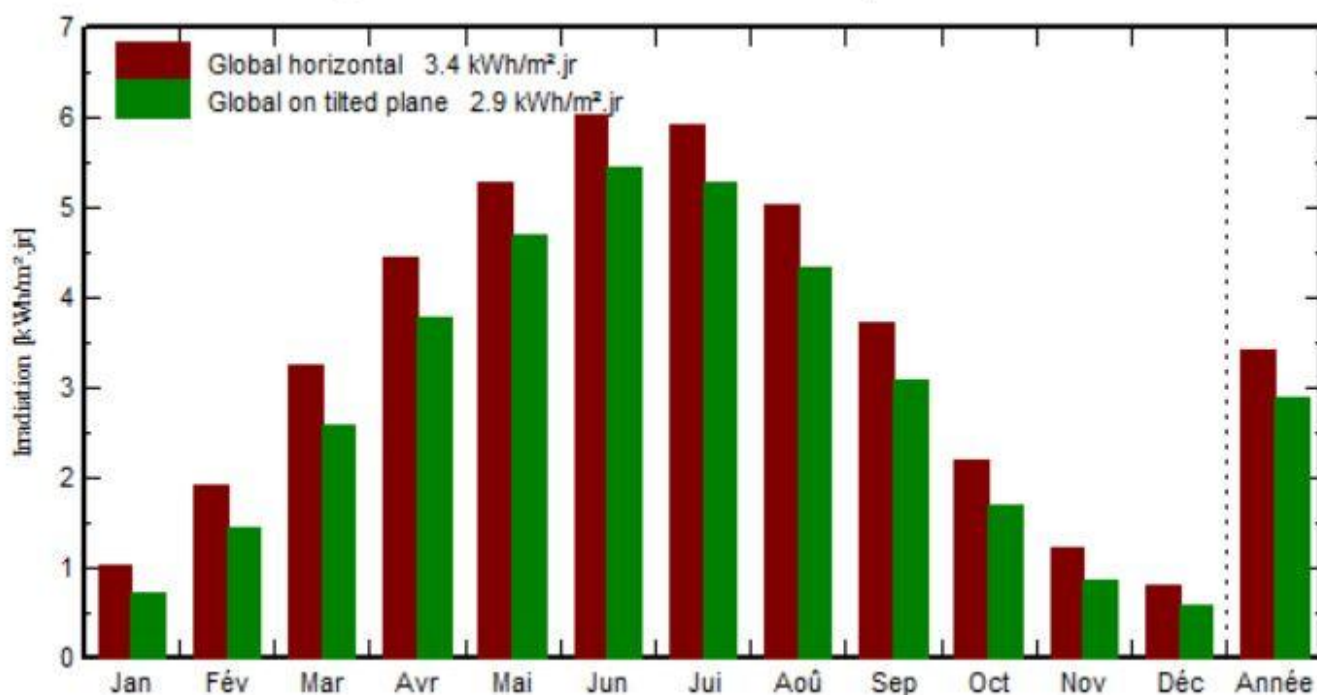


**Figure 3-3 :** Schéma d'un générateur implémenté dans le logiciel Etap

## 3.5 Résultats obtenus avec le logiciel PVSystem

### 3.5.1 Variation de production de la centrale PV en fonction de l'inclinaison de modules et des mois au cours de l'année

Nous avons utilisé le logiciel PVSystem afin de déterminer le comportement de la productivité de la centrale PV sous forme des graphiques et de tableau en fonction de l'ensoleillement au courant de l'année. Pour avoir ces données, nous avons entré les coordonnées géographiques du site telles que la latitude, la longitude, l'altitude et l'azimut.

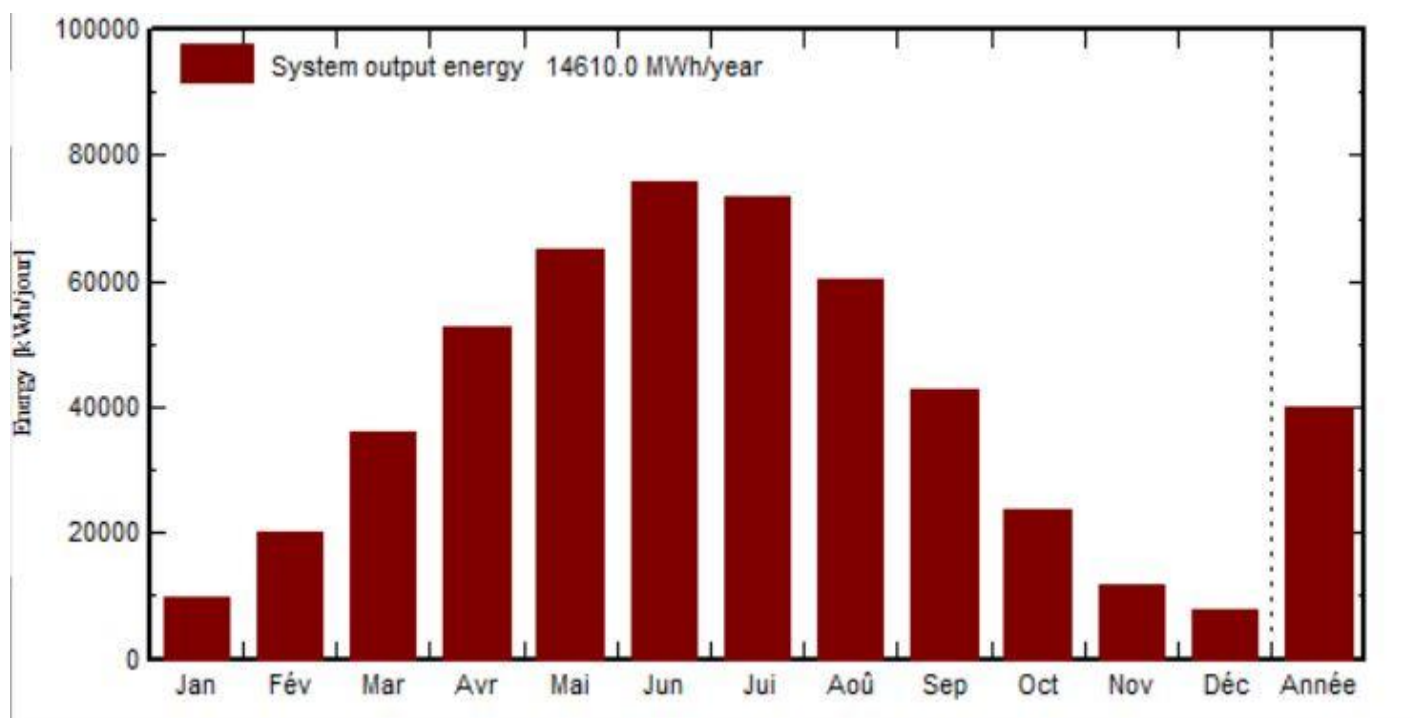


Interprétation :

Ce graphique nous donne une idée visuelle de la répartition de l'ensoleillement du site au cours d'une année. Il met en évidence l'importance de l'inclinaison des panneaux solaires pour maximiser la

production. Nous constatons que les mois les plus ensoleillés sont le mois de juin et juillet et les moins ensoleillés sont ceux de janvier et décembre au cours de l'année.

- **Courbe verte :** Représente l'irradiation solaire sur un plan horizontal
- **Courbe rouge :** représente l'irradiation solaire sur un plan incliné.



**Figure 3-4 :** Production annuelle de la centrale PV

**Interprétation du graphique :**

On observe une variation saisonnière très importante de la production d'énergie au cours de l'année. Les mois de juin, juillet, août sont ceux où la production est la plus élevée, tandis que les mois de décembre, janvier et février sont ceux où la production est la plus faible.

**Tableau 3-5 : Données relatives à la production solaire**

	Gl. horiz. kWh/m <sup>2</sup> .jr	Coll. Plane kWh/m <sup>2</sup> .jr	System output kWh/jour	System output kWh
Jan.	1.02	0.71	9867	305882
Fév.	1.91	1.45	20160	564493
Mars	3.26	2.58	35900	1112915
Avr.	4.45	3.77	52522	1575659
Mai	5.29	4.68	65161	2019995
Juin	6.03	5.44	75724	2271733
Jui.	5.92	5.27	73358	2274100
Août	5.03	4.34	60423	1873119
Sep.	3.72	3.07	42764	1282920
Oct.	2.19	1.69	23501	728531
Nov.	1.21	0.85	11802	354074
Déc.	0.80	0.57	7954	246578
Année	3.41	2.88	40027	14610000

Le tableau 3-2 donne la variation saisonnière de la centrale PV. La production d'énergie est maximale au cours de la saison sèche c'est-à-dire le mois de juin, juillet et aout et minimale dans la période de pluie c'est-à-dire au cours de période de décembre, janvier et février. Cela s'explique par la variation de l'ensoleillement au cours de l'année. Comme dans les cas précédant, nous remarquons que les valeurs qui sont dans la colonne coll. Plane sont généralement inférieur à celle de de la colonne Gl. horiz, ce qui confirme l'intérêt d'incliner les panneaux solaires pour optimiser leur rendement.

### **3.6 Dimensionnement de la ligne de transmission de 36 kV**

Données : - Longueur de la ligne 6,63km

- Niveau de tension : 36 kV

#### **3.6.1 Détermination de la puissance maximale**

En appliquant la formule 2-3 nous avons trouvé une puissance maximale utilisée de **9,27MW** (que nous avons préféré arrondir à 10MW)

Notre centrale pouvant donc produire jusqu'à 10MW, il faut une ligne de transmission capable d'écouler cette puissance pour une exploitation optimale de la centrale. Nous nous fixons donc de concevoir une ligne capable de transmettre sous 36kV une puissance de 10MW.

### 3.6.2 Détermination du courant supposé nominal

L'expression qui indique la formule de calcul du courant nominal pour notre ligne :

$$I_{\text{nom}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} U} \quad (3.17)$$

La puissance maximale ayant été calculée au point 3.6.1, en substituant la formule on a

$$I_{\text{nom}} = \frac{2 * 10 * 10^6}{\sqrt{3} * 36 * 10^3} = 160,375 A$$

### 3.6.3 Détermination du courant de court-circuit triphasé théorique

Le courant de court de circuit se détermine par :

$$I_{\text{cc,theorique}} = \frac{S_{\text{CC}}}{U' \sqrt{3}} \quad (3.18)$$

Avec  $S_{\text{CC}}$  : La puissance de court-circuit du réseau.

#### A. Détermination de la puissance $S_{\text{CC}}$

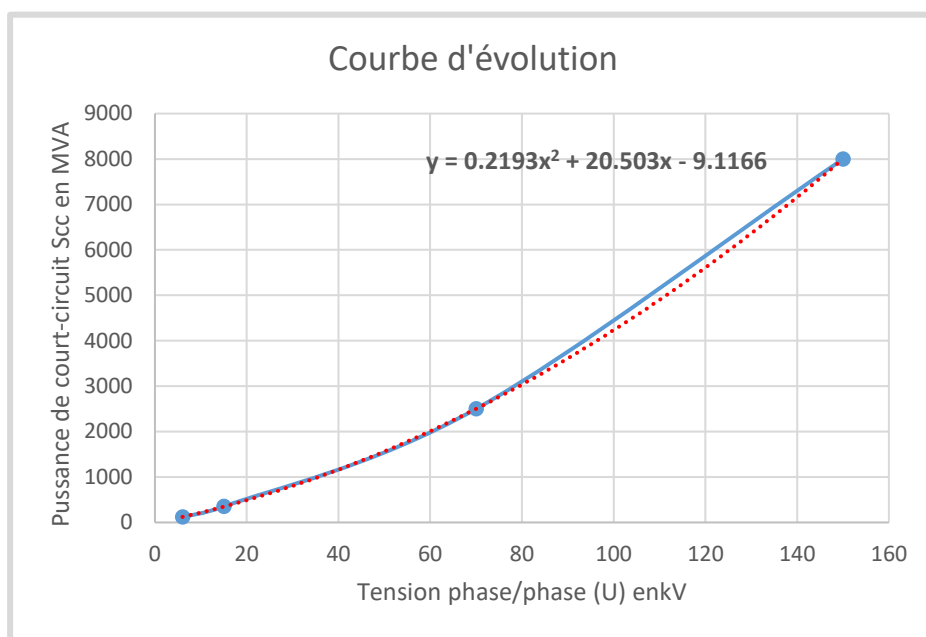
Le Tableau 3-5 donne quelque valeur de la puissance de court-circuit en fonction du niveau de tension de la ligne :

Tableau 3-5 : Quelques puissance de court-circuit en fonction de la tension [25]

Tension phase / phase (U) en kV	Puissance de court-circuit Scc en MVA
150	8000
70	2500
15	350
6	120

Nous avons choisi d'utiliser Microsoft Excel pour visualiser graphiquement la variation de la tension en fonction de la puissance maximale de court-circuit, en nous basant sur les données du Tableau 3.5. Cette approche nous permettra de calculer la puissance de court-circuit  $S_{cc}$  correspondant à une tension de 36 kV entre phases. Par la suite, Excel sera également utilisé pour extrapoler la courbe de tendance et obtenir l'équation polynomiale qui lui est associée.

La Figure 3.8 illustre la courbe obtenue sous Excel, ainsi que la fonction de tendance permettant d'effectuer une interpolation et/ou une extrapolation.



**Figure 3-5 :** Courbe d'évolution (Tension-Puissance)

L'équation de tendance obtenue à l'aide du logiciel Excel tel qu'illustré à la **Figure 3-5**

$$y = 0.2193x^2 + 20.503x - 9.1166$$

Avec  $x = 36$  kV, nous trouvons ainsi notre puissance de court-circuit maximale théorique :

$$S_{CC} = y = 284,95\text{MVA}$$

D'après l'équation (3.18) on aura :

$$I_{cc,theorique} = \frac{284,95 \times 10^6}{36000 \times \sqrt{3}} = 4.5699 \text{ kA}$$

### 3.6.4 Détermination de la section et types de câble à utiliser comme conducteur de phase

Le courant nominale étant de 160,375 A, (voire l'application de la formule 3-17 dans le point 3.6.2) pour déterminer la section du câble on va procède comme suit :

On considère que :

- La chute de tension admise pour une ligne de transmission moyenne tension est de 3-5%
- L'intensité du courant est de 160,375 A
- La résistivité de l'aluminium est de  $2,8 \times 10^{-8} \Omega m$
- La longueur (L) est de 6680m

La chute de tension  $U'$  se détermine par l'équation 3.19a avec comme réactance linéique : 0,08 mΩ/m pour les câbles multiconducteurs ou mon conducteur en trèfle. (Norme NF C 15-100)

$$U' = 3\% \text{ de } U \text{ avec } U = 36000 \text{ V} \quad (3.19a)$$

On a :

$$U' = \frac{36000 \times 3}{100} = 1080 \text{ V}$$

La section se calcule comme suit :

$$S = \frac{\rho \times L \times \cos\varphi \times I}{V' - XL \sin\varphi \times I} \quad (3.19)$$

Pour :

$$L = 6680 \text{ m}$$

$$\rho = 2,8 \times 10^{-8} \Omega m$$

$$\cos \varphi = 0,98$$

$$\sin \varphi = 0,436$$

$$I = 160,375 \text{ A}$$

$$S = \frac{2,8 \times 10^{-8} \times 6680 \times 0,98 \times 160,375}{\frac{1080}{\sqrt{3}} - 6680 \times 0,08 \times 10^{-3} \times 0,436 \times 160,375} = 50,15 \times 10^{-6} \text{ m}^2$$

Pratiquement pour des raisons économiques on prendra  $S = 70 \text{ mm}^2$ , section normalisée.

### 3.6.5 Contrainte mécanique

Après avoir identifié la contrainte électrique que notre ligne doit supporter, il est essentiel de déterminer la contrainte mécanique que les conducteurs de notre ligne doivent respecter afin d'assurer une exploitation sécurisée de celle-ci. Ci-dessous, le : Tableau 3-6 indiquant la distance minimale entre le pylône et la force de tension que doit supporter un conducteur : Tableau 3-6 *Illustration des contraintes mécanique en fonction de la tension de la ligne* [27]

Rated voltage U [kV]	Target Span [m]
≤24	100
≤132	200
≤220	250
≤400	300
>400	400

Target spam [m]	Minimum Tensile Strength [N]
≤100	20000
≤200	45000
≤250	60000
≤300	75000
>300	90000

Après avoir examiné attentivement les caractéristiques présentées dans le : Tableau 3-6, il est clair que notre ligne sera constituée de pylônes espacés de 200 mètres chacun. De plus, les câbles doivent être conçus pour supporter une tension mécanique maximale de 45 kN.

Le tableau suivant illustre caractéristiques des conducteurs standard du type ACSR.

Tableau 3-7 : Caractéristiques des conducteurs standard du type ACSR [27].

Code Name	Nominal Area	No./Nominal diameter of wires		Approximate Overall Diameter	Sectional Area			Approximate Weight	Nominal Breaking Load	Nominal DC Resistance at 20°C	Current Rating (* )
		Aluminum	Steel		Aluminum	Steel	Total				
	mm <sup>2</sup>	No./mm	No./mm	Mm	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	kg/km	KN	ohm/km	A
Gopher	25	6/2.36	1/2.36	7.08	26.24	4.38	30.62	106	9.61	1.093	115
Weasel	30	6/2.59	1/2.59	7.77	31.61	5.27	36.88	128	11.45	0.9077	129
Ferret	40	6/3.00	1/3.00	9	42.41	7.07	49.48	172	15.2	0.6766	155
Rabbit	50	6/3.35	1/3.35	10.05	52.88	8.82	61.7	214	18.35	0.5426	178
Horse	70	12/2.79	7/2.79	13.95	73.37	42.83	116.2	538	61.2	0.3936	225
Dog	100	6/4.72	7/1.57	14.15	105	13.5	118.5	394	32.7	0.2733	271
Dingo	150	18/3.35	1/3.35	16.75	158.7	8.8	167.5	506	35.7	0.1815	346
Wolf	150	30/2.59	7/2.59	18.13	158.1	36.8	194.9	726	69.2	0.1828	351
Lynex	175	30/2.79	7/2.79	19.53	183.4	42.8	226.2	842	79.8	0.1576	384
Caracal	175	18/3.61	1/3.61	18.05	184.3	10.2	194.5	587	41.1	0.1563	379
Panther	200	30/3.00	7/3.00	21	212.1	49.4	261.5	974	92.25	0.1363	580
Jaguar	200	18/3.86	1/3.86	19.3	210.6	11.7	222.3	671	46.55	0.1367	411

Après avoir examiné attentivement les valeurs illustrées dans le .

Tableau 3-7 , le conducteur codé "Horse" a été choisi car il répond à la fois aux contraintes mécaniques et électriques auxquelles la ligne est soumise. De plus, il est le plus léger de tous. En effet, ce conducteur présente une résistance à la rupture (charge de rupture nominale) de 61,2 kN, ce qui est supérieur à la contrainte que la ligne doit supporter (45kN). De plus, il peut supporter jusqu'à 225 A de courant, ce qui est bien au-dessus du courant nécessaire à notre charge, estimé à environ 160,375 A. Ainsi, le conducteur "Horse" satisfait pleinement à ce critère. Quant au dimensionnement des isolateurs, ces éléments sont essentiels pour toute ligne de transmission. Ils permettent d'isoler le conducteur des pylônes, et leur isolation ainsi que leur résistance mécanique doivent être impeccable

#### A. Détermination de la tension de contournement $\beta$

La tension de contournement, également appelée tension de fuite, se manifeste lorsqu'un courant s'échappe du conducteur et se dirige vers les bornes de la chaîne. Cette tension est directement liée au

degré de pollution de l'environnement local.

Le tableau 3-8 illustre la tension de contournement pour différents niveaux de pollution.

**Tableau 3-8 :** *Tableau de la norme IEC 60071-2 [28]*

Pollution level	Examples of typical environments	Minimum specific creepage distance mm/kV
I Light	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Areas without industries and with low density of houses equipped with heating plants</li> <li>— Areas with low density of industries or houses but subjected to frequent winds and/or rainfall</li> <li>— Agriculture areas<sup>a</sup></li> <li>— Mountainous areas</li> <li>— All these areas shall be situated at least 10 km to 20 km from the sea and shall not be exposed to winds directly from the sea<sup>b</sup></li> </ul>	27.7
II Medium	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Areas with industries not producing particularly polluting smoke and/or with average density of houses equipped with heating plants</li> <li>— Areas with high density of houses and/or industries but subjected to frequent winds and/or rainfall</li> <li>— Areas exposed to wind from the sea but not too close to coasts (at least several kilometers distant)<sup>b</sup></li> </ul>	34.6
III Heavy	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Areas with high density of industries, and suburbs of large cities with high density of heating plants producing pollution</li> <li>— Areas close to the sea or in any case exposed to relatively strong winds from the sea<sup>b</sup></li> </ul>	43.3
IV Very heavy	<ul style="list-style-type: none"> <li>— Areas generally of moderate extent, subjected to conductive dusts and to industrial smoke producing particularly thick conductive deposits</li> <li>— Areas generally of moderate extent, very close to the coast and exposed to sea spray or to very strong and polluting winds from the sea</li> <li>— Desert areas, characterized by no rain for long periods, exposed to strong winds carrying sand and salt, and subjected to regular condensation</li> </ul>	53.7

Notre ligne se trouve dans une région peu polluée, avec une distance d'isolement (phase-neutre) de 27,7 mm/kV, légèrement inférieure à la valeur normalisée par l'IEEE, qui est de  $\beta = 30$  mm/kV.

### B. Détermination de la tension de contournement $L_f$

La ligne de fuite est le chemin emprunté par un courant de fuite lorsqu'il se déplace du conducteur vers le point d'attache des chaînes. La longueur de la ligne de fuite peut être calculée en utilisant la formule illustrée ci-dessous :

$$L_f = \frac{U_M}{\sqrt{3}} \beta \quad (3.20)$$

Avec  $U_M$ : La tension la plus élevée pour le matériel.

$U_M = 50$  kV pour une tension nominale de 36 kV

Nous avons comme résultat :

$$L_f = \frac{50}{\sqrt{3}} 30 = 866,025 \text{ mm}$$

L'isolateur standard a un diamètre de 0,254 m, un espace de 0,146 m entre le centre du disque et une longueur de fuite de 292 mm Comme la longueur de contournement est égale à **866,025mm** aura besoin de 3 chaines d'isolateur (nous avons choisi des isolateurs rigides de type VHT 22T sur armement en nappe horizontale).

### Détermination des distances minimales entre phase-neutre et phase-phase

Il est crucial de maintenir une distance minimale adéquate entre les phases ainsi qu'entre les phases et le neutre, car un mauvais isolement peut potentiellement entraîner des incendies. Ces distances doivent être soigneusement sélectionnées pour garantir que le système puisse résister aux surtensions causées par des manœuvres ou la foudre.

Tableau 3-8 *Distances recommandées pour les systèmes électriques avec air comme diélectrique en considérant les impulsions due à la foudre comme principale source de surtension [28]*

Maximum system <sup>c</sup> voltage phase-to-phase (kV, rms)	Basic BIL <sup>c</sup> (kV, crest)	Minimum phase-to-ground <sup>d,f</sup> clearances		Minimum phase-to-phase <sup>d,e,f</sup> clearances	
		mm	(in)	mm	(in)
1.2	30	57	(2.3)	63	(2.5)
	45	86	(3.3)	95	(3.6)
5	60	115	(4.5)	125	(5)
	75	145	(5.6)	155	(6.2)
15	95	180	(7)	200	(8)
	110	210	(8)	230	(9)
26.2	150	285	(11)	315	(12)
36.2	200	380	(15)	420	(16)
48.3	250	475	(19)	525	(21)
72.5	250	475	(19)	525	(21)
	350	665	(26)	730	(29)
121	350	665	(26)	730	(29)
	450	855	(34)	940	(37)
	550	1045	(41)	1150	(45)
145	350	665	(26)	730	(29)
	450	855	(34)	940	(37)
	550	1045	(41)	1150	(45)
	650	1235	(49)	1360	(54)
169	550	1045	(41)	1150	(45)
	650	1235	(49)	1360	(54)
	750	1325	(56)	1570	(62)

Pour une ligne de 36 kV, il est crucial que notre système de transmission puisse résister à la foudre avec un niveau de tenue (BIL) de 200 kV. Il est essentiel que la distance minimale entre la phase et le neutre soit de 380 mm, tandis que celle entre les phases doit être de 420 mm. Il est à noter que la distance entre la phase et le neutre est bien inférieure à la longueur de fuite de nos isolateurs, ce qui garantit une protection efficace de notre système.

### 3.6.6 Détermination des protections contre les surtensions sur la ligne

Le Tableau 3-9 présente les caractéristiques des parafoudres utilisés dans le réseau pour atténuer les surtensions causées par un défaut ou une décharge électrique sur la ligne.

Tableau 3-9 : *Caractéristique typique des parafoudres à oxydes métalliques de classe section et intermédiaire [29]*

Station Class									
Steady-State Operation: System Voltage and Arrester Ratings				Protective Levels: Range of Industry Maxima per Unit of MCOV			Durability Characteristics: IEEE Std C62.11-1993		
Max System Voltage L-L kV-rms <sup>a</sup>	Max System Voltage L-G kV-rms <sup>a</sup>	Min MCOV Rating kV-rms	Duty Cycle Ratings kV-rms	0.5 μs FOW Protective Level <sup>b</sup>	8/20 μs Protective Level <sup>b</sup>	Switching Surge Protective Level <sup>c</sup>	High Current Withstand Crest Amperes	Trans. Line Discharge Miles <sup>e</sup>	Pressure Relief kA rms (symmetrical) <sup>d</sup>
4.37	2.52	2.55	3	2.32-2.48	2.10-2.20	1.70-1.85	65000	150	40-80
8.73	5.04	5.1	6-9	2.33-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65000	150	40-80
13.1	7.56	7.65	9-12	2.33-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65000	150	40-80
13.9	8.00	8.4	10-15	2.33-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65000	150	40-80
14.5	8.37	8.4	10-15	2.33-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65000	150	40-80
26.2	15.1	15.3	18-27	2.33-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65000	150	40-80
36.2	20.9	22	27-36	2.43-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65000	150	40-80
48.3	27.8	29	36-48	2.43-2.48	1.97-2.23	1.70-1.85	65000	150	40-80
72.5	41.8	42	54-72	2.19-2.40	1.97-2.18	1.64-1.84	65000	150	40-80
121	69.8	70	90-120	2.19-2.40	1.97-2.18	1.64-1.84	65000	150	40-80
145	83.7	84	108-144	2.19-2.39	1.97-2.17	1.64-1.84	65000	150	40-80
169	97.5	98	120-172	2.19-2.39	1.97-2.17	1.64-1.84	65000	175	40-80
242	139	140	172-240	2.19-2.36	1.97-2.15	1.64-1.84	65000	175	40-80
362	209	209	258-312	2.19-2.36	1.97-2.15	1.71-1.85	65000	200	40-80
550	317	318	396-564	2.01-2.47	2.01-2.25	1.71-1.85	65000	200	40-80
800	461	462	576-612	2.01-2.47	2.01-2.25	1.71-1.85	65000	200	40-80
Intermediate class									
4.37-145	2.52-83.72	2.8-84	3-144	2.38-2.85	2.28-2.55	1.71-1.85	65000	100	16.1 <sup>d</sup>

Notre ligne a une tension nominale entre phase de 36 kV, ce qui équivaut à une tension phase-neutre de  $V_{L-N} = \frac{36}{\sqrt{3}} = 20,78 \text{ kV}$  en se servant de la table on sélectionne un parafoudre de classe section ayant

comme tension maximale de fonctionnement normale-Maximum Continuous Operating Voltage (MOCV) qui excède  $V_{L-N}$ , on a pris donc le parafoudre présentant un MOCV de 36 kV.

### 3.7 Paramètres électrique la ligne de transmission de 36 kV

La détermination des paramètres électrique d'une ligne de transmission permet une modélisation de la ligne et ainsi une analyse de son fonctionnement. Notre ligne, d'une longueur de **6,68 km**, peut être modélisée comme une **ligne courte**. Cela signifie qu'elle peut être représentée par un circuit équivalent composé d'une **résistance en série avec une inductance**. L'expression suivant donne la formule pour la détermination de l'inductance de la ligne.

$$l = 2 * 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{r'} \left( \frac{H}{m} \right) \quad (3.21)$$

Avec :

- $D_{12}, D_{23}, D_{31}$  : Les distances entre les différents conducteurs
- $r'$  : Le rayon géométrique moyen des conducteurs.

Ayant choisi le conducteur de type horse, les spécifications de ce conducteur nous indiquent une résistance linéique de  $0,3936\Omega/\text{km}$ , par le tableau 3-7 ont déterminé la section de l'aluminium valant  $73,37\text{mm}^2$ .

Le rayon se détermine par :

$$r = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{4 * S}{\pi}} \quad (3.22)$$

Ainsi on détermine le rayon équivalent à  $0,0048\text{m}$ , le rayon géométrique moyen  $r'$  se détermine par :

$$r' = r * e^{-1/4}$$

Ainsi donc, le rayon géométrique moyen équivaut à  $r' = 0.0038\text{m}$

On considère une distance entre conducteur équivalente à  $600\text{mm}$ , ainsi on détermine ainsi une inductance de la ligne équivalente à  $1.0605 * 10^{-6} \left( \frac{H}{m} \right)$ .

Ainsi, notre ligne de transmission de  $6,68\text{km}$  aura comme paramètres :

- Inductance :  $L = 0,0071\text{H}$
- Résistance :  $R = 2,6292\text{ohms}$

En appliquant les formules 2-2,2-3,2-4,2-22, nous avons obtenu les résultats suivants :

$$P_i = 23,18 \text{ MW}$$

$$P_u = 9,27 \text{ MW}$$

$P_n = 14 \text{ MW}$

$u = 0,61\%$

En appliquant les formules 2-23,2-36,2-37 nous avons obtenu les résultats suivants :

$f = 1,89 \text{ m}$

$H = 13 \text{ m}$

$N = 35 \text{ supports}$

En appliquant les formules 2-32,2-34,2-35 nous avons obtenu les résultats suivants :

$F_v = 1150,10 \text{ daN}$

$F = 3761,39 \text{ daN}$

$F = 1736,28 \text{ daN}$

## 3.8 Dimensionnement du réseau électrique BT

### 3.8.1 Dimensionnement des ouvrages électriques

#### A. Choix du transformateur

Le nombre de poste à créer est limité, en privilégiant la création d'un gros poste plutôt que plusieurs petits dans la zone à alimenter.

La puissance assignée par le transformateur est donnée par la formule ci-dessous :

$$S_a = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (3.20)$$

Dans le cadre de notre travail, nous disposerons de **sept postes de transformation**, soit **un par cellule**, puisque le quartier en compte **sept**, sans inclure le poste central.

Pour déterminer la **puissance appelée** par chaque cellule, nous appliquerons la même méthode que celle utilisée pour calculer la **puissance installée** de notre réseau.

En appliquant la formule 3.20 nous avons obtenu les résultats suivants :

Tableau 3-10 : *Puissance assignée par zone*

	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4	Zone 5	Zone 6	Zone 7
Sa [kVA]	1631,93	1888,88	1715,392	1982,58	1189,5	1161,78	731,06

Les 7 zones ont des transformateurs supérieurs à 250 kVA, ce qui nous amène à choisir des postes intérieures (postes en cabine).

Pour les Zones 1, 2, 3,4, nous avons pris des transformateurs des puissances normalisées de 2000kVA, pour les zones 5,6, 1250kVA et enfin pour la zone 7 80kVA.

#### **A. Choix du schéma de raccordement des points de charge**

Dans la présente étude, le raccordement en coupure d'artère a été choisi de manière à rendre le secours des postes plus facile, ce qui représente un objectif important surtout en zone urbaine où la perte d'un poste est considérée comme ne devant pas entraîner de gêne prolongée pour les clients. Dans le cadre de notre travail, nous avons opté pour un schéma en coupure d'artères d'un poste MT/ BT à 7 postes de livraison.

#### **B. Choix des emplacements des transformateurs**

Pour le bon fonctionnement de notre réseau, nous avons divisé le quartier en 7 zones correspondant aux cellules du quartier Panzi. Les emplacements des transformateurs sont choisis de façon à desservir au mieux les charges à alimenter. Pour les sept zones, les emplacements sont choisis par la méthode du barycentre des charges. [5]

Ainsi, les sept zones ont des formes plus ou moins rectangulaires avec des dimensions suivantes :

Zone 1 :  $L=705,22$  m et  $l= 524,189$

Zone 2 :  $L=1080$ m et  $l = 876,19$

Zone 3 ;  $L= 1310$ m et  $l= 707,58$ m

Zone 4 :  $L= 1890$ m et  $l= 950$ m

Zone 5 :  $L= 772,02$ m et  $l= 198,66$ m

Zone 6 : L=1569m et l= 556m

Zone 7 : L= 699,57m et l= 632,76m

Le barycentre de chacune de zones se trouve au milieu des diagonales. La diagonale est l'hypoténuse du triangle (diagonale, longueur, largeur). Soient D1 ; D2 ; D3 ; D4 ; D5 ; D6 et D7 diagonales respectives de zone 1, zone 2, zone 3, zone 4, zone 5, zone 6 et zone 7.

$$D1 = \sqrt{(705,22^2 + 524,189^2)} = 830\text{m}$$

$$D2 = \sqrt{(1080^2 + 876,19^2)} = 1390,72\text{m}$$

$$D3 = \sqrt{(1310^2 + 707,58^2)} = 1488,88\text{m}$$

$$D4 = \sqrt{(1890^2 + 950^2)} = 2115,32\text{m}$$

$$D5 = \sqrt{(772,02^2 + 198,66^2)} = 797,17\text{m}$$

$$D6 = \sqrt{1569^2 + 556^2} = 1664,601\text{m}$$

$$D7 = \sqrt{(699,57^2 + 632,76^2)} = 943,28\text{m}$$

Donc pour la Zone 1 le transformateur sera placé à 415 m de chaque sommet et respectivement à 695,36 m ; 744,44 ; 1057,66 m ; 398,585 m ; 832,3m et 471,64 m pour les autres transformateurs.

## C. Conducteurs BT

### a. Répartition des charges

- Calculs des courants en ligne BT

Il est donné par la formule suivante :

$$I_l = \frac{P_a}{(U \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi)} \quad (3. 21)$$

Où :

$I_l$  : Est le courant de ligne

U : est la tension secondaire = 400V

$P_a$  : est la puissance appelée

En appliquant les formules 2.3 et 3.21 on obtient le résultat représenté dans le tableau ci-dessous

Tableau 3-11 : Valeurs de la puissance appelée en fonction

	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4	Zone 5	Zone 6	Zone 7
$P_a$ [KW]	1468,74	1700,46	1543,85	1784,33	1070,55	1045,61	657,96
$I_i$ [A]	2355,49	2727,11	2475,95	2861,62	1716,89	1676,89	1055,2
Abonnées	1836	2126	1929,816	2230	1334	1307	825

Pour répartir ces courants nous aurons besoin des tableaux urbains de répartition (TUR) à quatre, huit ou douze départs. Ainsi nous allons diviser le courant en ligne par 4,8 ou 12 pour comparer avec le courant admissible des câbles usuels pour le réseau BT de Panzi.

Tableau 3-12 : L'intensité admissible en régime permanent pour un échauffement de 40°C [5]

Section [mm <sup>2</sup> ]	Courant admissible [A]
70	213
50	168
35	138

- Résultat du calcul :

Tableau 3-13 : Valeurs des courants appelés en fonction des zones

Zones	Le courant par départ avec le TUR 4 [A]	Les courants par départ avec le TUR 8 [A]	Les courants par départ avec le TUR 12 [A]	Le courant par départ avec le TUR 16[A]
1	588,87	294,43	196,29	147,2
2	681,77	340,88	277,25	170,44
3	618,98	309,49	206,36	154,74
4	715,40	357,70	238,46	178,85
5	429,22	214,61	143,07	107,3

6	419,22	209,61	139,74	104,8
7	263,8	131,9	87,93	65,95

D'après les résultats de notre calcul, avec un TUR de 4, 8,12, aucune section des câbles usuels ne pourra supporter le courant appelé par départ pour les sept zones. Ce qui nous amène à choisir un TUR à 16 départs avec un câble torsadé de  $3 \times 70 + 1 \times 54,6 \text{ mm}^2$  pour l'ensemble des artères principales pour les sept zones.

### 3.8.2 Tracé technique du réseau BT

Le tracé du réseau BT a été proposé en respectant les conditions ci-dessous :

- Réaliser des portées aussi égales que possible et en évitant des angles
- Tenir en compte du nombre des portées qui ne doivent pas dépasser 10 par canton
- Eviter les surplombs des habitants en milieu des portées.

Les supports sont disposés en moyenne à 50 m les uns des autres, et implantés à 1m des limites des lotissements tout en respectant les distances réglementaires entre niveau du sol et les conducteurs.

Le tracé technique est mis en annexe pour les sept zones.

### 3.8.3 Calcul de chute de tension BT

Après avoir tracé le réseau, nous allons vérifier si la chute de tension engendré par le point de livraison le plus reulé du réseau est admissible. Pour tous les sept postes, nous allons diviser les nombres d'abonnés par le nombre des départs pour avoir le nombre d'abonnés par départ et calculer la puissance foisonnée correspondante.

Dans la suite, nous avons utilisé la méthode du moment électrique pour calculer la chute de tension.

**Tableau 3-15** : Chutes des tensions à partir des moments électriques

Zones	Nombre d'abonnés/départ	Puissance/départ [KW]	Le point le plus éloigné[m]	Moment électrique [MW. Km]	M7 [MW. Km]	$\Delta U\%$
1	114,75	91,79	618,60	56,781	18,5	3,06
2	132,87	106,27	568,024	60,36	18,5	3,26
3	120,62	96,48	844,57	81,48	18,5	4,4
4	139,37	111,52	1980	22,080	18,5	1,19
5	83,37	66,90	338,44	22,641	18,5	1,22
6	81,68	65,35	665,34	43,47	18,5	2,34
7	51,56	41,12	414,89	17,060	18,5	0,922

Le tableau 2-15 comprend sept colonnes dont la deuxième présente le nombre d'abonné pour chaque départ, le troisième représente la puissance demandée pour chaque départ, le quatrième présente le point le plus éloigné de la zone par rapport à l'emplacement du poste de transformation, le cinquième donne le moment électrique pour une chute de tension maximale admissible de 7% en basse tension, le sixième colonne donne le moment électrique pour une tension BT de 380V la septième colonne donne la valeur de la chute de tension correspondant aux ligne BT de chaque cellules.

### Interprétation

Pour la section étudiée, les chutes de tension obtenues sont de loin inférieures à la chute de tension maximale admise (7%) pour les sept zones.

### 3.8.4 Choix des supports

Pour le réseau BT à l'intérieur des zones, les calculs mécaniques ne s'imposent pas vu la résistance du câble préassemblé.

Pour la ligne BT, les supports sont des poteaux métalliques de 9m et d'efforts variant de 300daN en alignement, 500 daN en étoilement et en arrêt, 800daN pour les montées des principaux départs et les angles. [22]

## **3.9 Protection du réseau électrique et des transformateurs**

### **3.9.1 Protection MT**

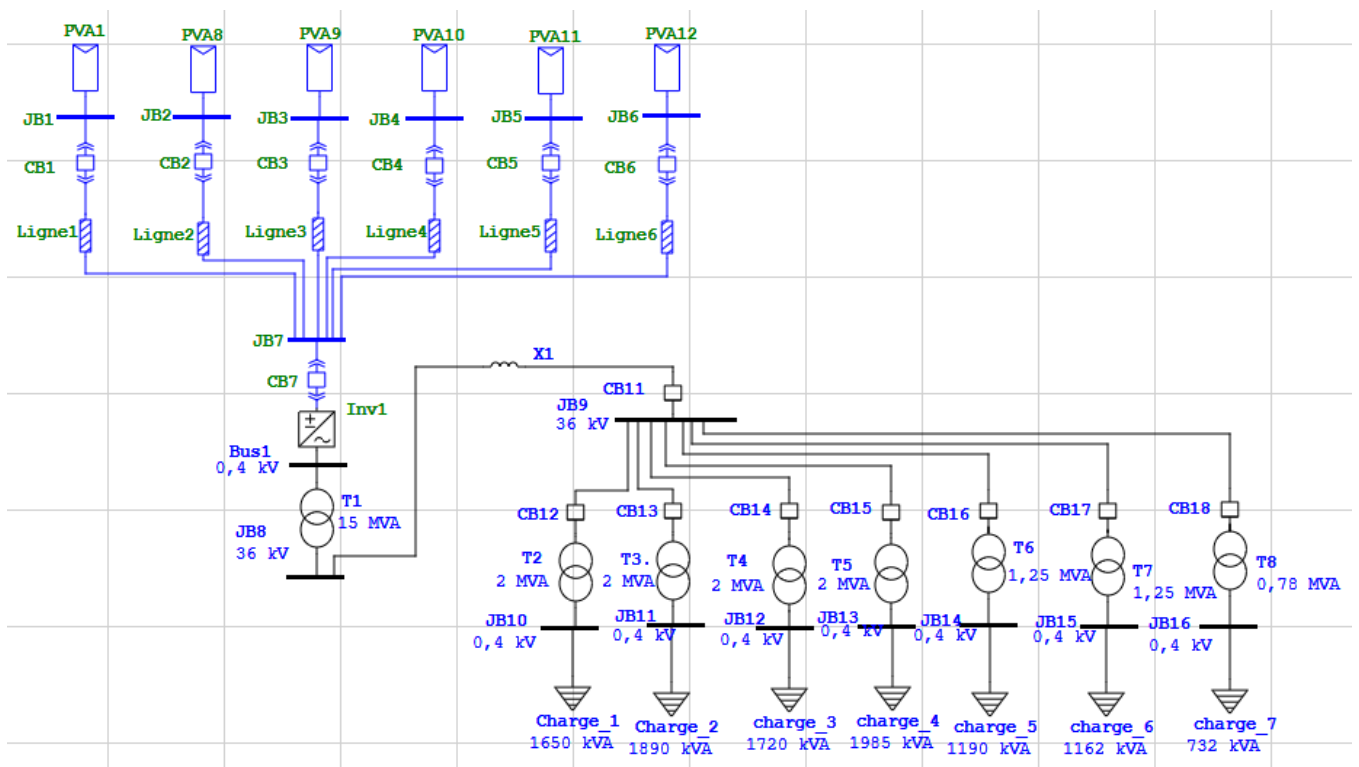
Afin de protéger les différents ouvrages du réseau contre les courants de défaut et des surtensions qui sont les facteurs constituent la principale cause d'interruptions de la fourniture d'énergie électrique, nous allons :

Pour l'isolement du côté HTA installé un interrupteur aérien à commande manuelle (IACM) de courant nominale 400A et de pouvoir de coupure de 100KA, en tête de départ pour nos sept transformateurs. Ainsi, pour la protection contre la surtension nous allons installer au niveau de descente aéro-souterraine des parafoudres.

### **3.9.2 Protection des transformateurs**

En ce qui concerne les transformateurs coté MT, à l'intérieur des cabines nous avons choisi une protection du transformateur par intermédiaire d'une cellule protection PM 200A 24KV type SM6 avec un jeu de trois de 120 A car le courant primaire est de 115,35A, respectivement pour les zones 1,2,3,4,5,6 et 7. Pour la commande nous avons choisi une cellule interrupteur IM 400A-15KV type SM6. Aussi des mises à la terre du neutre et de la masse sont assurées à l'aide des puits de terre pour la protection des personnes contre le contacte indirect.

Du côté de la basse tension la protection du transformateur sera assurée par une série de trois fusibles à couteaux (un fusible par phase) pour chaque départ et dont le calibre est fonction de l'intensité admissible dans le câble. Les intensités dans chaque départ sont respectivement de :147,2 ;170,44 ;154,74 ;178,85 ;107,3 ;104,8 et 65,95 A pour le sept zones (1-2-3-4-5-6- et 7). Le calibre des fusibles du départ doit en outre être supérieur à l'intensité dans le départ. Nous avons donc choisi des fusibles de 200A, 120A et 100A.



**Figure 3-6 :** Schéma unifilaire de la centrale PV et de l'écoulement de puissance du réseau

Notre réseau est constitué d'un générateur de type photovoltaïque, 16 jeux de barre, 8 transformateurs, et les différentes lignes.

Enfin d'effectuer le calcul d'écoulement de puissance, notre réseau illustré à la figure 3-10 est implémentée sous le logiciel Etap. Le tableau 19 illustre les résultats de l'écoulement de puissance dans le réseau.

**Tableau 16 :** Résultats écoulement de puissance

Bus ID	Tension nominale (kV)	Tension au jeu de barre (pu)	Puissance au jeu de barre (MW)	Courant au jeu de barre (A)
Bus1	0,4	1	9,912	14391
JB8	36	0,9917	9,879	159,9
JB9	36	0,9757	9,725	159,9
JB10	0,4	0,9674	1,544	2304
JB11	0,4	0,9662	1,764	2636
JB12	0,4	0,967	1,608	2401
JB13	0,4	0,9657	1,851	2767
JB14	0,4	0,9622	1,102	1653
JB15	0,4	0,9628	1,077	1615
JB16	0,4	0,9627	0,678	1017

Les résultats nous permettent de confirmer notre conception. En effet la tension au différent jeu de barre est bien supérieure à 0,95 pu qui est la valeur minimale admissible lors de l'exploitation d'un réseau électrique.

Le tableau 20 illustre les pertes dans les différentes branches du réseau.

**Tableau 20** : Résultats transit de puissance

ID	Départ	Arrivé	Puissance active de transit (kW)	Puissance réactive de transit (kVAR)	Courant (A)	Pertes Active (kW)	Pertes réactive (kW)
T1	Bus1	JB8	9911,6	1080,8	14391	33,09	661,9
T2	JB9	JB10	1557,2	27,57	25,6	13,09	27,57
T3.	JB9	JB11	1781,3	36,09	29,28	17,13	36,09
T4	JB9	JB12	1622,6	29,94	26,67	14,21	29,94
T5	JB9	JB13	1869,9	40,62	30,74	18,87	39,77
T6	JB9	JB14	1116	50,42	18,36	14,41	50,42
T7	JB9	JB15	1091	38,13	17,94	13,76	38,13
T8	JB9	JB16	687,2	24,43	11,3	8,75	24,24
X1	JB8	JB9	9878,5	418,9	159,9	153,3	171,6

Le tableau 20, nous renseigne que notre réseau est conçu de manière à minimiser les pertes actives de notre réseau.

### 3.10 Résultats économiques

Pour élaborer les calculs économiques, certaines hypothèses concernant le coût des composants et des services impliqués ont été faites. Le tableau 3-21 présente les hypothèses retenues pour les calculs [33] [29]

Tableau 3-21 : Coût supposé par composant ou service pris en compte dans la conception de l'installation photovoltaïque.

Désignation	Valeur
Module PV [\$/kW <sub>c</sub> ]	900 pour poly-Si
Cout des batteries [\$/Ah]	1,2 pour li-ion
Onduleur [USD/kW <sub>c</sub> ]	75
BOS [\$/kW <sub>c</sub> ]	111

Travaux de génie civil [\$/kWc]	248
Terrain [\$/km <sup>2</sup> -an]	130000
Transformateur [\$/kWc]	30
O&M [USD/kW <sub>c</sub> -an]	27 Pour poly-Si

Les résultats, du coût total de l'investissement, obtenus et la structure des coûts de la centrale photovoltaïque sont présentés dans le tableau suivant :

**Tableau 3-22 : Coût total de l'investissement**

Désignation	Coût
Coût des modules PV [\$]	9000000
Coût des onduleurs [\$]	562500
Coût des transformateurs [\$]	350700
Coût du BOS [\$]	1297590
Coût des travaux de génie civil et d'installation [\$]	2893275
Coût du terrain [\$]	197600
Coût des batteries [\$]	462462
<b>COÛT TOTAL DE L'INVESTISSEMENT [\$]</b>	<b>14764127</b>

Les modules PV sont les composants qui contribuent le plus au coût total de l'investissement, dans tout le projet, le coût des modules PV représente plus de 50% du coût total du projet. Le coût des onduleurs représente environ 3,83% du coût total. La part du BOS varie entre 8,78%. Les travaux de génie civil sont le deuxième coût le plus élevé pris en compte dans la conception de la centrale photovoltaïque, le coût des travaux de génie civil est de l'ordre de 19,59%. Le coût du stockage représente 3,13%. Le coût du terrain est calculé en supposant un coût fixe annuel déterminé par unité de surface et en utilisant la valeur du terrain occupé par la centrale photovoltaïque calculée précédemment. Le pourcentage des coûts du terrain se situe dans une fourchette de 1,33%. Le coût total du capital est le résultat de la somme des coûts de tous les composants et services considérés dans l'analyse. En ce qui concerne le coût total de l'investissement, la puissance totale installée n'est pas un facteur déterminant.

Les coûts d'exploitation et de maintenance (E&M), en anglais Operational and maintenance costs (O&M), associés au projet sont présentés dans le tableau (3-21). Les valeurs des coûts d'O&M sont calculées pour une durée de vie opérationnelle de la centrale photovoltaïque de 25 ans.

**Tableau 3-23 :** *Coûts d'O&M obtenus pour chaque scénario*

Désignation	Valeur
Coût O&M [\$/an]	270000
Coût de O&M [€] pour une exploitation de 25 ans	6750000

Les résultats obtenus pour l'exploitation et l'entretien sont liés à la capacité totale installée ainsi qu'à la technologie des modules utilisée (polycristalin pour notre cas).

Les onduleurs et les batteries sont le seul composant pris en compte dans la conception qui doit être remplacé pendant la durée de vie opérationnelle de la centrale solaire PV. Selon les fabricants d'onduleurs, la durée de vie opérationnelle des onduleurs centraux peut être de 20 ans ou même plus, mais les tests sur le terrain révèlent que la durée de vie réelle est de l'ordre de 10 à 20 ans. Les autres composants impliqués dans la conception du projet PV sont supposés avoir une durée de vie supérieure à 25 ans. En résumé, les coûts de remplacement pris en compte dans les calculs économiques sont exclusivement ceux dérivés du coût des onduleurs. Pour les batteries, le coût de remplacement reste la même que celui obtenu lors de calcul du cout total de l'investissement.

Les coûts énergétiques actualisés (LCOE) obtenus pour chacun des scénarios sont présentés dans le tableau 3-24 suivant.

**Tableau 3-24 :** *Les coûts énergétiques actualisés (LCOE) obtenus pour chacun des scénarios*

Désignation	Valeur
LCOE [\$/kWh]	0,31

La rentabilité économique du projet PV est évaluée en calculant la valeur actuelle nette (VAN) en anglais (NPV) et le taux de rendement interne (TRI) en anglais (IRR). Les revenus de la centrale PV

sont calculés en multipliant l'AEP par le prix de vente de l'électricité. Pour des raisons pratiques, un prix de l'électricité constant de 0,25/kWh est supposé pour les calculs. Le taux d'actualisation estimé pour les calculs est de 12%.

**Tableau 3-25 : Valeur de la VAN et le TRI obtenus**

Etape pour calculer la VAN :

1. Définir le flux de trésorerie : identifier tous le flux de trésoreries entrants et sortants associés au projet sur sa durée de vie,
2. Choisir le taux d'actualisation : le taux d'actualisation est le taux qui reflète le coût du capital ou le rendement exigé par les investisseurs.
3. Calculer la valeur actuelle des flux des trésoreries
4. Calculer la VAN : la VAN est la somme des valeurs actuelles des flux de trésoreries moins le coût initial de l'investissement
5. Interpréter les résultats : si la VAN est positive, cela signifie devrait générer plus de bénéfice et il peut être considéré comme un bon investissement. Si la VAN est négative, cela signifie que le projet ne couvre pas son coût et ne devrait pas être entrepris.

Désignation	Valeur
VAN [\$]	5664880,2
TRI [%]	14%

Pour une valeur positive de la VAN, le projet peut être accepté car l'investissement générera des bénéfices supérieurs à la rentabilité requise. La VAN est calculé en considérant un taux d'actualisation de 12%. Le TRI peut également être utilisé comme un indicateur de rentabilité d'un projet. Pour une valeur positive du TRI, le projet peut être accepté économiquement.

Sur la base des résultats obtenus pour ces deux indicateurs économiques, on peut affirmer que le projet sera rentable car il présente une VAN positive et un TRI supérieur au taux d'actualisation.

Tableau 3-26 présente le retour sur investissement RSI

<b>Désignation</b>	<b>Valeur</b>
RSI [%]	21

### **3.11 Conclusion partielle**

Au cours de ce travail, un réseau d'électrification basé sur l'énergie solaire a été dimensionné. Celui-ci comprend une centrale solaire photovoltaïque de 10 MW, une ligne de transmission de 36 kV et un réseau de distribution MT de 36kV. De plus, un réseau de distribution basse tension (400 V) a également été mis en place.

Afin d'évaluer la rentabilité économique du projet, une analyse économique a été réalisée.

## Conclusion générale

Les renforcements du réseau à travers le projet d'électrification constituent une réponse à la stratégie et politique d'accès à l'électricité, qui est une priorité pour la RDC. Les travaux menés dans le cadre de ce projet d'électrification constituent une avancée significative pour l'accès à l'électricité en RDC. Cette étude a permis de dimensionner un réseau électrique complet, intégrant une centrale solaire photovoltaïque de 10MW, capable d'alimenter le quartier Panzi avec une énergie journalière consommée estimée à 556 320kWh. Les choix technologiques ont été guidés par une analyse approfondie des contraintes techniques et économiques du site, ainsi que par les dernières avancées en matière d'énergie solaire. Les objectifs assignés pour cette étude se résument premièrement au dimensionnement électrique et mécanique de la ligne MT, des ouvrages du réseau BT et aux dispositifs de leur protection, et enfin au dimensionnement d'une centrale PV et à l'évaluation économique de cette dernière qui a mis en évidence la viabilité financière du projet sur le long terme grâce à une analyse coûts-bénéfices détaillée. Au-delà de ses aspects techniques et économiques, ce projet présente un fort potentiel en termes de développement durable. En effet, la production d'électricité à partir d'une source d'énergie renouvelable contribue à réduire les gaz à effet de serre et à améliorer la qualité de l'air. De plus, l'électrification de Panzi aura un impact positif sur les conditions de vie des habitants. Au cours de cette étude, plusieurs aspects ont été abordés afin d'atteindre nos objectifs. Après le dimensionnement de notre système, nous avons abouti aux résultats suivants :

Pour la ligne de transport :

- Tension : 36kV
- Chute de tension : 0,61%
- Courant nominal : 160,37A
- Section de câble : 70 mm<sup>2</sup>
- Inductance de la ligne : 0,0071 H/km
- Résistance de la ligne : 2,629Ω/km

Pour le réseau de distribution BT

- Nombre de postes : 7
- Section des câbles : 3x70+1x54, 6mm<sup>2</sup>
- Nombre des transformateurs : 4 de 2000kVA, 2 de 1250kVA et 1 de 780kVA

Pour la centrale PV

- Nombre des modules PV : 35 716
- Section de câble pour chaque chaîne : 6mm<sup>2</sup>
- Capacité de stockage : 838 086,207kWh

En effet les aspects techniques et économiques ont été étudiés, auxquels des solutions appropriées ont été apportées, dans le respect des normes techniques et des contraintes environnementales et réglementations en vigueur. Cependant ce présent travail présente des limites et pourra être amélioré en intégrant par exemple le système SCADA dans notre réseau de distribution permettrait de le rendre plus intelligent et d'en faciliter la gestion à moyen terme, en rendant le réseau conçu aujourd'hui intelligent dans un futur proche ou encore en faisant une étude technico-économique approfondie du réseau de transport et distribution du présent travail. Le coût global d'investissement de ce projet s'élève à 14764127 USD.

## Bibliographie

- [1] Aziza Amina, Valorisation optimale d'un système de production d'énergie photovoltaïque avec un système de stockage hybride, Université badji ohtar, 2019.
- [2] rfi, «L'imense enjeu et problème de l'accès à l'électricité,» pp. 1-25, Mardi juillet 2024.
- [3] Baraka Mushage Olivier, Centrale et réseau, Goma: Université Libre des Pays des Grands Lacs, 2022.
- [4] Mediacongo.net, «Province,» pp. 3-16, jeudi juillet 2024.
- [5] Houssamatou Doudoua Maman kabirou, Etude de la construction d'une ligne THA(20KV) et la conception d'un réseau THA/BT pour l'alimentation en énergie électrique de la cité de MAOUREY, Ecole internationale d'Ingénierie, 2018.
- [6] Dr. Aouzellag Lahaçani Narimen, Réseaux électriques, Université A. MIRA-BEJALA.
- [7] Alamy, «Centrale photovoltaïque,» Alamy, 12 4 2024. [En ligne]. [Accès le 12 4 2024].
- [8] Alejandro Miranda, «Solar ther,» Dreamstime, 2024. [En ligne]. [Accès le 12 4 2024].
- [9] Deghboudj Samir, «Centrales électriques,» ResearchGat, 7 2013. [En ligne]. [Accès le 12 4 2024].
- [10] Cheref Sarah, Etude et dimensionnement technico-économique d'une centrale photovoltaïque de 50 MW raccordé au réseau électrique à GUERRARA, 2021.
- [11] Steffen Kuntoff, «Centrale nucléaire REP.png,» Wikiversité, 4 12 2009. [En ligne]. [Accès le 12 4 2024].
- [12] EDF, «Origine de l'électricité,» EDF, 2024. [En ligne]. [Accès le 12 4 2024].
- [13] Ismail Ben Beba, «Le consortium Ddf suez-toyota oroscom va construire une centrale éolienne dans la canal de Suez,» Le 360Afrique, 31 5 2016. [En ligne]. [Accès le 12 4 2024].
- [14] Union technique d'électricité, Norme française NF C 18-510, UTC, 2012.
- [15] Schneider Electric, Guide de conception des réseaux électriques industriels, Schneider

Electrique.

- [16] Assem Thabet, topologie des réseaux électriques, 2012.
- [17] Wikipedia, «Réseaux électriques nationale,» cours universel.com, 30 10 2021. [En ligne]. [Accès le 10 4 2024].
- [18] Patrick Arequion, Réseaux électriques, 2016.
- [19] Mayouf, Organisation du transport de l'énergie électrique, 2013.
- [20] Mohamed Zellagui, Lignes aérienne MT et Bt, RechercheGate, 2018.
- [21] Mohamed Zellagui, Lignes Aériennes Mt et BT, ResearchGate, 2018.
- [22] Bureau du quartier Panzi, «Statistique de la population du quartier Panzi premier trimestre 2024,» Quartier Panzi, Bukavu, 2024.
- [23] Musongya Bisimwa Dieudonné, Cours d'installation électrique, Goma : ULPGL, 2024.
- [24] T. Kerekes, E. Koutroulis, Optimization Method for Designing Large PV Plants, Journal of photovoltaics, vol.3 N°2,pp.814822, 2013.
- [25] R. Fu, D. Feldman, R. Margolis, M. Woodhouse and K. Ardani, U.S Solar photovoltaic system cost, Benchmark, 2007.
- [26] Gérard MOINE, Spécification techniques relatives à la protection des personnes et des bien dans dans les installation photovoltaïques raccordées au réseau BT ou MT, Paris: Syndicat des energies renouvelable ADEME, 2012.
- [27] Abdelkarim GHEZAL, Aspect techniques des projets solaires PV raccordés au réseau, giz.
- [28] Societé Nigerienne d'électricité secretariat général cellules grand projet , Projet d'expension de l'acces à l'électricité au NIGER, Niamey: NIGELEC.
- [29] A. Verna and S. Singhal, Solar PV performance parameter and recommendation for optimization of performance in large scale grid connected solar PV plant, Journal of energy and power ressources, vol.2 N°2,pp.40-55, 2015.
- [30] JUnit.org. [En ligne]. Available: <http://www.junit.org>. [Accès le 2 Janvier 2019].
- [31] Wendmi Apollinaire Kagambego, Etude d'électrification de la localité rurale de Kaya navio, Ouagadougou: Institut internationale d'ingenierie, 2019.
- [32] Eric Aldo Djitrinou, Modelisation du comportement mécanique des supports de lignes électriques,

Ecole Supérieure Polytechnique, 2003.

[33] Norme française, NFC-11-201, 1996.

[34] M. Koussa, A. Malek et M. Haddadi, Validation de quelque modèle de construction des éclairagements dus au rayonnement solaire direct, diffus et globale par le ciel clair, *Rvue des Energie renouvelable* Vol.9 N°, 2006.

[35] Roca Rubi, Alvaro, *Forme et modèles de dimensionnement pour les grandes centrale PV*, Ecole Technique Supérieure d'ingénierie industrielle de Barcelone, 2018.

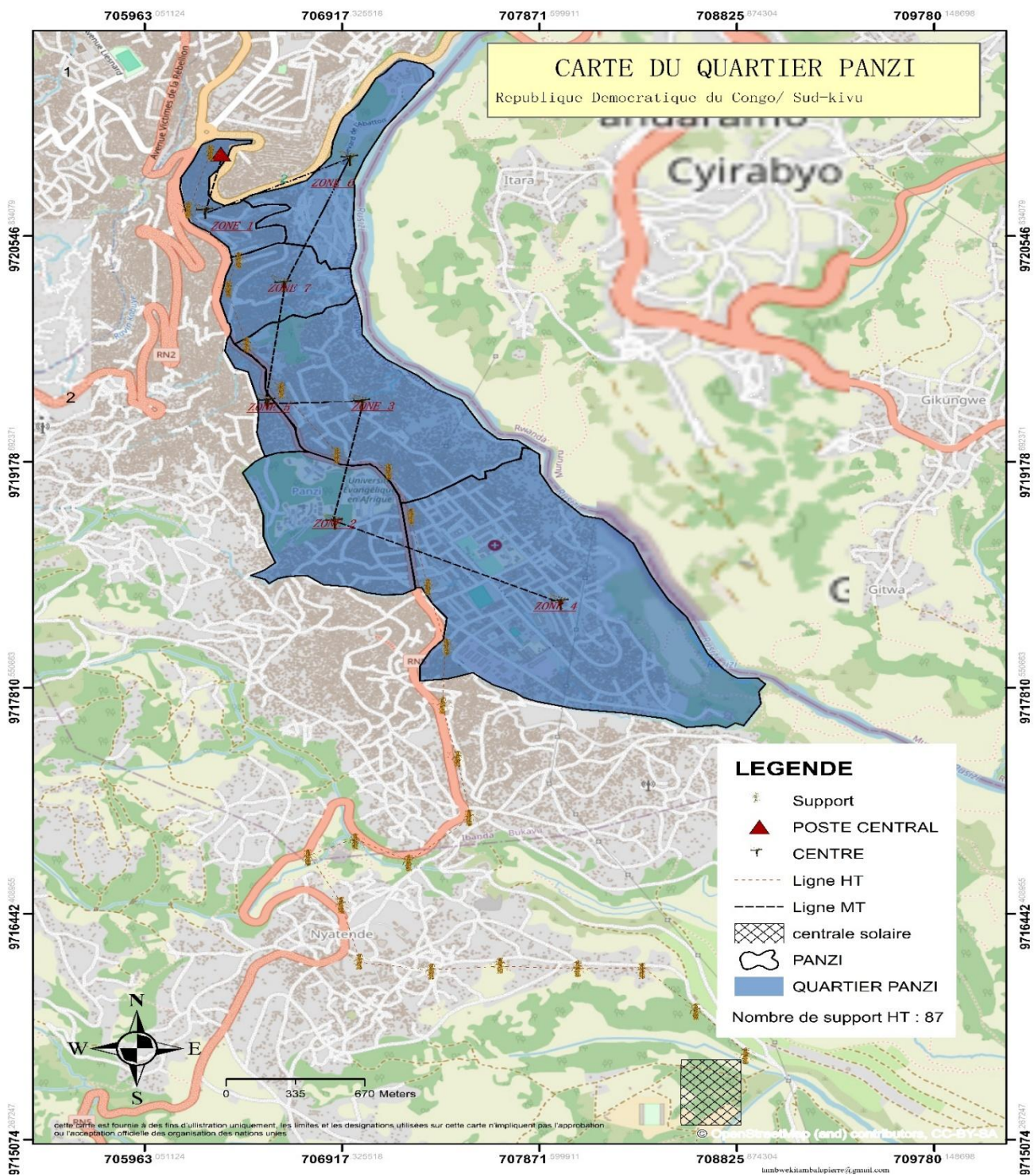
[36] T. Kerekes, E. Koutroulis, D. Séra, R. Teodorescu and M. Katsanevakis, *Méthode d'optimisation pour le dimensionnement de grandes centrales PV*, *IEEE Journal de photovoltaïques*, 2013.

[37] IFC (International Finance corpor), *Utility-Scale solar photovoltaic Power plants*, Washington DC: IFC, 2015.

[38] M. Garcia, J.A. Vera, L. Marroyo, E. Lorenzo and M. Pérez, *Progress in photovotlaics*, *Research and applications*, vol. 17, N°1, pp. 337-246, 2009.

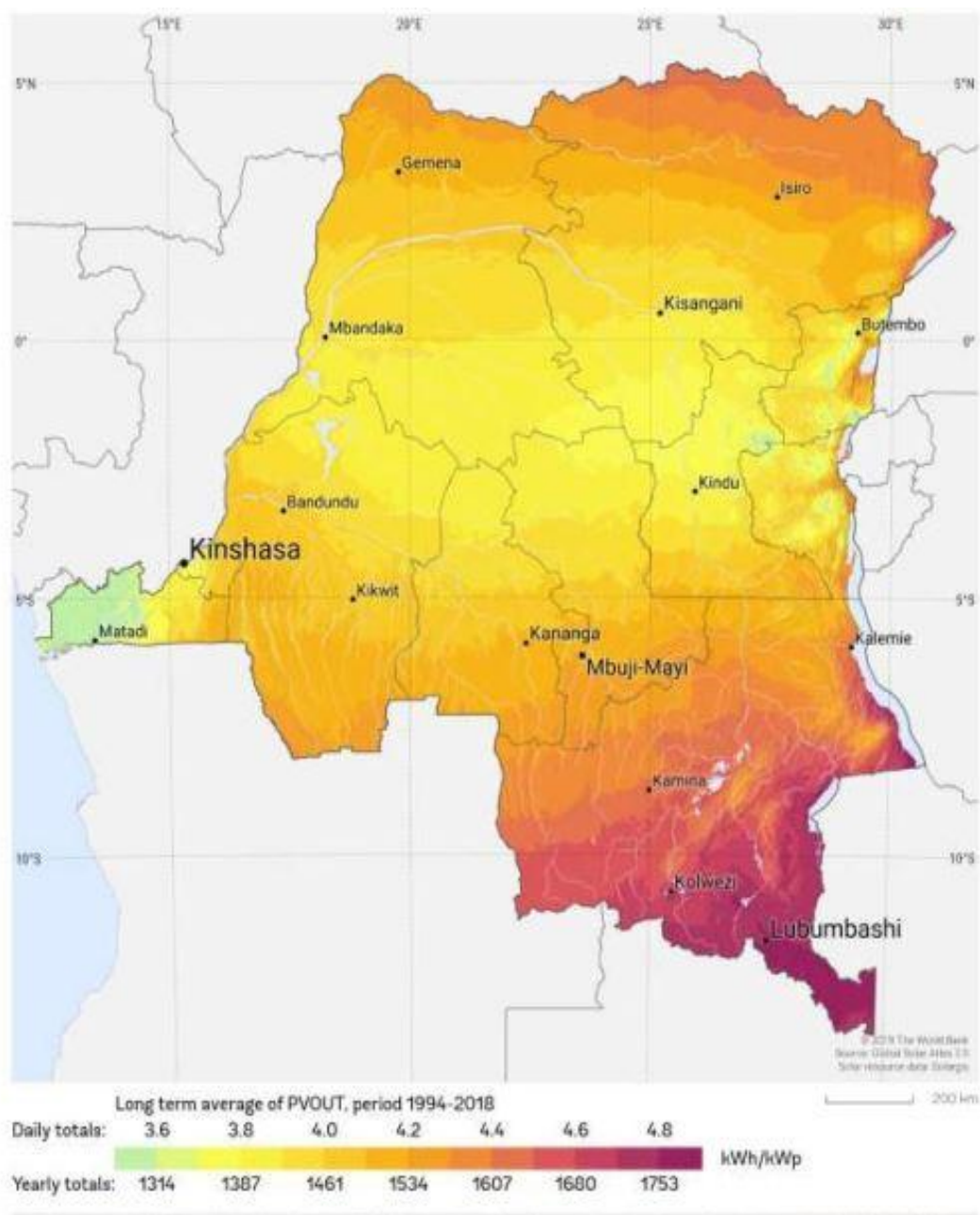
[39] Kulonwa Musobwa Prospere, Mweze Ciruza Augustion, Tabaro Kito Serge, «Les incidences démographiques, sociologique et économiques de l'exode rural dans la ville de bukavu,» p. 17, 30 10 2021.

# **Annexes**



Annexe 1 : Plan de situation du quartier Panzi

Annexe 2 : production annuelle en kWh/kWc par région en RDC



Annexe 3 : Tableau des moments électriques pour le calcul de chute de tension BT

		S mm <sup>2</sup>	r <sub>20°</sub> Ω/km	r <sub>50°</sub> Ω/km	r <sub>×1g°</sub> Ω/km	BT								
						kW × km								
						M1		M3,5		M7		M11		
						220	380	220	380	220	380	220	380	
Câbles et lignes en conduc- teurs torsadés	Cuivre (ancien- nès sections)	22	0,832	0,930	0,980	0,49	1,47	1,7	5,2	3,5	10,3	5,4	16	
		30	0,627	0,701	0,751	0,64	1,92	2,3	6,7	4,5	13,5	7,1	21	
		40	0,479	0,535	0,585	0,83	2,47	2,9	8,6	5,8	17,3	9,1	27	
		50	0,379	0,424	0,474	1,02	3,05	3,6	10,6	7,1	21,3	11,2	34	
		75	0,244	0,273	0,323	1,50	4,47	5,2	15,6	10,5	31,3	16,5	49	
		95	0,194	0,217	0,267	1,81	5,41	6,3	18,9	12,7	37,9	19,9	59	
		116	0,157	0,176	0,226	2,14	6,39	7,5	22,4	15,0	44,7	23,6	70	
	146	0,126	0,141	0,191	2,53	7,56	8,9	26,5	17,7	52,9	27,9	83		
		Alu (nouvel- les sections)	25	1,200	1,345	1,395	0,35	1,03	1,2	3,6	2,4	7,2	3,8	11
	35		0,868	0,973	1,023	0,47	1,41	1,7	4,5	3,3	9,9	5,2	16	
	50		0,641	0,718	0,768	0,63	1,88	2,2	6,6	4,4	13,2	6,9	21	
	70		0,443	0,497	0,547	0,88	2,64	3,1	9,2	6,2	18,5	9,7	29	
	95		0,320	0,359	0,409	1,18	3,53	4,1	12,4	8,3	24,7	13,0	39	
	120		0,253	0,284	0,334	1,45	4,32	5,1	15,1	10,1	30,3	15,9	48	
150	0,206		0,231	0,281	1,72	5,14	6,0	18,0	12,1	36,0	18,9	57		
185	0,164	0,184	0,234	2,07	6,17	7,2	21,6	14,5	43,2	22,8	68			
240	0,125	0,140	0,190	2,55	7,60	8,9	26,6	17,8	53,2	28,0	84			

MT										S mm <sup>2</sup>
MW = km										
M1					M7,5					
5,5	10	15	20	30	5,5	10	15	20	30	
0,31	1,02	2,3	4,1	9,2	2,3	7,7	17	31	69	22
0,40	1,33	3,0	5,3	12,0	3,0	10,0	22	40	90	30
0,52	1,71	3,8	6,8	15,4	3,9	12,8	29	51	115	40
0,64	2,11	4,7	8,4	19,0	4,8	15,8	36	63	140	50
0,94	3,10	7,0	12,4	27,9	7,0	23,2	52	93	210	75
1,15	3,75	8,4	15,0	33,7	8,5	28,1	63	110	250	95
1,34	4,42	10,0	17,7	39,8	10,0	33,2	75	135	300	145
1,58	5,24	11,8	20,9	47,1	11,9	39,3	88	155	350	116
0,22	0,72	1,6	2,9	6,5	1,6	5,4	13	22	48	25
0,30	0,98	2,2	3,9	8,8	2,2	7,3	16	29	66	35
0,39	1,30	2,9	5,2	11,7	3,0	9,8	22	39	88	50
0,55	1,83	4,1	7,3	16,5	4,1	13,7	31	55	125	70
0,74	2,44	5,5	9,8	22,0	5,5	18,3	41	73	165	95
0,91	2,98	6,7	12,0	26,9	6,8	22,5	51	90	200	120
1,08	3,56	8,0	14,2	32,0	8,1	26,7	60	105	240	150
1,29	4,27	9,6	17,1	38,5	9,7	32,1	72	130	290	185
1,59	5,26	11,8	21,1	47,4	11,9	39,5	89	160	360	240
0,11	0,38	0,8	1,5	3,4	0,9	2,8	6	11	25	7,1
0,19	0,63	1,4	2,5	5,7	1,4	4,8	11	19	43	12,6
0,21	0,69	1,6	2,8	6,2	1,6	5,2	12	21	47	14,1
0,28	0,93	2,1	3,7	8,4	2,1	7,0	16	28	63	19,6
0,30	1,01	2,3	4,0	9,1	2,3	7,6	17	30	68	22,0
0,38	1,26	2,8	5,1	11,4	2,9	9,5	21	38	85	29,3
0,47	1,55	3,5	6,2	13,9	3,5	11,6	26	46	105	38,2
0,55	1,82	4,1	7,3	16,4	4,1	13,7	31	55	125	48,3
0,63	2,10	4,7	8,4	18,9	4,8	15,7	35	63	140	59,7
0,73	2,41	5,4	9,6	21,7	5,5	18,1	41	72	165	74,9
0,82	2,72	6,1	10,9	24,5	6,2	20,4	46	86	185	93,3
0,91	3,02	6,8	12,1	27,2	6,9	22,7	51	91	200	116,2
0,18	0,60	1,3	2,4	5,4	1,3	4,5	10	18	40	22,0
0,27	0,88	2,0	3,5	7,9	2,0	6,6	15	26	60	34,4
0,39	1,29	2,9	5,1	11,6	2,9	9,6	22	39	87	54,6
0,49	1,63	3,7	6,5	14,7	3,7	12,2	28	49	110	75,5
0,66	2,18	4,9	8,7	19,7	5,0	16,4	37	66	145	117
0,76	2,51	5,6	10,0	22,6	5,7	18,8	42	75	170	148,1
0,94	3,12	7,0	12,5	28,0	7,1	23,4	53	93	210	228

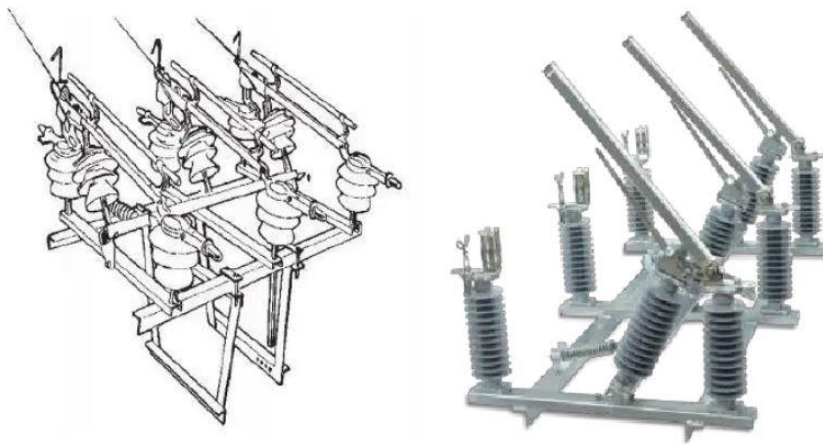
Annexe 4 : Tableau des moments électriques pour le calcul de chute de tension MT

Annexe 5 : Tableau donnant les distances minimales aux obstacles

Catégorie des ouvrages de distribution Nature des surplombs et voisinages	BT		HTA			Référence Arrêté Technique du 17 mai 2001
	Conducteurs		Conducteurs nus		Conduct. Isolés	
	Nus	Isolés	20 kV	33 kV		
<b>SURPLOMB DE TERRAINS</b> Terrain ordinaire	6 m	5 m	6 m	6 m	5 m	Article 24
Terrain agricole	6 m	5 m	6 m	6 m 20	5 m	Article 24
Cour de ferme ou d'usine	h + 1 m	h + 1 m	h + 1 m	h + 1 m 20	h + 1 m	Art. 24, h : hauteur maxi de l'engin
Enseignement, sport, jeux	INTERDIT	6 m	à éviter	à éviter	6 m	Art. 45, Art. 60-2
<b>SURPLOMB DE VOIES</b> Voies accessibles aux véhicules • routes • autoroutes	6 m 6 m	6 m 6 m	6 m 6 m	6 m 6 m	6 m 6 m	Article 24
Voies pour passage d'engins de grande hauteur	h + 1 m	h + 1 m	h + 1 m 20	h + 1 m 20	h + 1 m	Article 24
Voies et plans d'eau mat des bateaux hauteur h	h + 1 m	h + 1 m	h + 1 m	h + 1 m 20	h + 1 m	Art. 30, h : donné par règlement de police
Navigation à voile	9 m	9 m	9 m	9 m 20	9 m	si règlement n'indique pas la hauteur
Sans voile	6 m	6 m	6 m	6 m 20	6 m	si aucun règlement n'existe
Voie d'eau non navigable • au-dessus de l'étiage • au-dessus des plus hautes eaux	6 m 3 m	6 m 3 m	6 m 3 m	6 m 3 m	6 m 3 m	
<b>BATIMENTS</b> • Surplomb – toit dont la pente est > 45°	1 m	pas de distance prescrite (1)	3 m 20	3 m 20	pas de distance prescrite (1)	Articles 25 et 49
• Toit dont la pente est comprise entre 12 et 45°	2 m	pas de distance prescrite (1)	3 m 20	3 m 20	pas de distance prescrite (1)	Articles 25 et 49

## Annexe 6 : interrupteur aérien à commande manuelle IACM

### Interrupteur Aérien à Commande Manuelle IACM



<b>Tension assignée</b>	<b>24 kV</b>
<b>Courant assignée</b>	200 A
<b>Coupure : charge active</b>	50 A
<b>Coupure : transfo à vide</b>	2,5 A
<b>Coupure : boucle fermée</b>	200 A 4,8 kV
<b>Coupure : ligne à vide</b>	10 A
<b>Nombre de pôles :</b>	3
<b>Isolateurs</b>	Verre
<b>Isolmt : phase/terre- foudre</b>	125 kV
<b>Isolmt : à 50 Hz sous pluie</b>	50 kV
<b>Courant de courte durée</b>	10kA / 1s
<b>Courant crête admissible</b>	25 kA
<b>Fermeture crête ss 24 kV</b>	25 kA
<b>Supports</b>	11 / 18 m P
<b>Raccordement</b>	Broches
<b>Isolement choc de foudre</b>	250 kV
<b>Poids interrupteur</b>	104 kg
<b>Poids commande</b>	8,5 kg
<b>Poids tringlerie</b>	17 kg

## Annexe 7 : Datasheet du transformateur triphasé MT/BT



### Transformateurs de Distribution Secs Enrobés - type aTSE 800 - 3150 kVA, 17.5 kV, ECO design A<sub>0</sub>A<sub>k</sub> max.



#### Données techniques

Normes	EN 60076 - 11, EN 50588 - 1 EU Ecodesign regulation n° 548/2014
Usage intérieur	
Charge continue	
Système de refroidissement	AN, ANAF - Puissance nominale +40 %
Température ambiante	≤ 40°C, altitude ≤ 1000 m
Classification thermique	155 (F) - Echauffements 100 K
Classification climatique	C2
Classification environnemental	E2
Classification comportement au feu	F1
Décharges partielles	≤ 10 pC
Degré de protection	IP 00 - sans enveloppe IP 21, IP 31 - \ Avec enveloppe métallique
Protection contre la corrosion :	galvanisation

#### Caractéristiques techniques

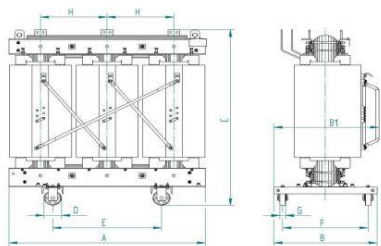
Puissance nominale	800 kVA - 3150 kVA
Haute tension	10,6-11,4-12,3-15,375 kV
Réglage Haute Tension	± 2 x 2,5 % A vide
Basse tension	420/242 V
Fréquence	50 Hz
Classe d'isolement	Um 17,5 kV LI/AC 95/38 Um 1,1 kV LI/AC - /3
Tension de court-circuit	6%
Groupe de couplage	Dyn11
Bobinages HT- Filis Alu,	coulés dans la résine
Bobinages BT - Filis Alu,	(feuillets), imprégné



Puissance nominale	kVA	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Type	aTSE	787/22	797/22	807/22	817/22	827/22	837/22	847/22
Pertes à vide A <sub>0</sub> max.	P <sub>v</sub> (W)	1300	1550	1800	2200	2600	3100	3800
Courant à vide	I <sub>v</sub> (%)	0,35	0,3	0,3	0,28	0,25	0,22	0,2
Pertes en court-circuit A <sub>k</sub> max.	P <sub>k 75°C</sub> (W)	6950	7800	9550	11300	13900	16500	19100
	P <sub>k 120°C</sub> (W)	8000	9000	11000	13000	16000	19000	22000
Niveau de bruit								
Pression (1 m)	L <sub>pA</sub> dB(A)	48	49	51	52	54	55	58
Puissance	L <sub>WA</sub> dB(A)	64	65	67	68	70	71	74
Poids total	[ kg ]	2520	3035	3430	4090	4980	5700	7550

Cotrabel bvba, Viasmarkt 12, 9000 Gent, BE Belgium, tel. 00.32.473.83.90.20 Mail: sales@cotrabel.com

137.F\_02.09.2019

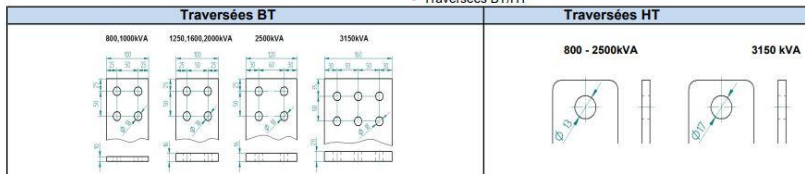


**Accessoires standards**

- 4 galets orientables
- 4 Anneaux de levage
- 4 œillets de halage
- 2 bornes de terre
- 1 plaque signalétique côté HT

**Accessoires en option**

- Des sondes de température insérées dans les bobinages basse tension- 2 thermistances PTC ou 1 sonde PT par phase
- Un récepteur de contrôle de la température avec contacts Alarme et Déclenchement et système de contrôle des ventilateurs
- Thermomètre à cadran
- Système de refroidissement AF (+40°C) avec ventilateurs
- Amortisseurs Anti Bruit
- Traversées BT/HT



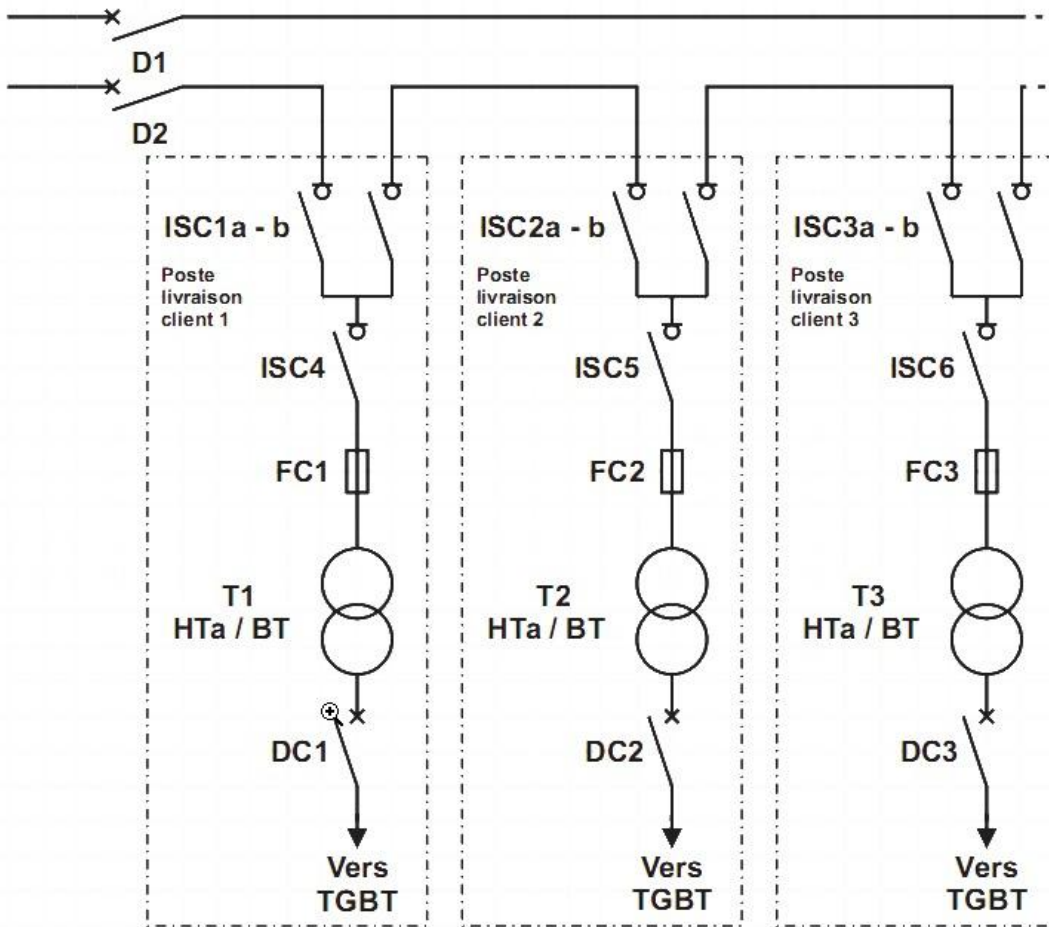
**Dimensions**

[kVA]	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
aTSE	787/22	797/22	807/22	817/22	827/22	837/22	847/22
A	1590	1660	1830	1830	1890	1980	2150
B	830	970	970	970	1270	1270	1270
C	1890	1920	2070	2215	2380	2540	2640
D	150	150	150	150	200	200	200
E	670	820	820	820	1070	1070	1070
F	670	820	820	820	1070	1070	1070
G	50	50	50	50	70	70	70
H	540	560	575	610	640	670	725

*Le fabricant se réserve le droit de modifier les dimensions finales et les poids sans avertissement au préalable.  
Cotrabel bvba, Vlasmarkt 12, 9000 Gent, BE Belgium, tel. 00.32.473.83.90.20 Mail: sales@cotrabel.com*

137\_F\_02.09.2019

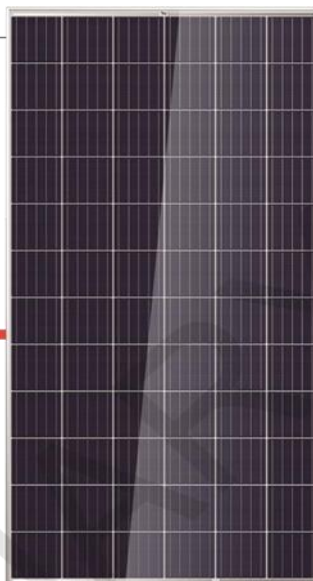
Annexe 8 : Schéma d'alimentation en coupure d'artères d'un pose MT/BT à trois postes de livraison



Mono **Multi** Solutions

# THE TALLMAX

FRAMED 72-CELL MODULE (1500V)



**72 CELL**  
MULTICRYSTALLINE MODULE

**320-340W**  
POWER OUTPUT RANGE

**17.5%**  
MAXIMUM EFFICIENCY

**0~+5W**  
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation with our partners is critical to success. Trina Solar now distributes its PV products to over 60 countries all over the world. Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners.

### Comprehensive Products And System Certificates

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse gases Emissions Verification  
 OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



**Trina**solar



#### Ideal for large scale installations

- Reduce BOS cost by connecting more modules in a string
- 1500V UL/1500V IEC certified



#### One of the industry's most trusted modules

- Field proven performance



#### Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- 100% EL double inspection



#### Certified to withstand the most challenging environmental conditions

- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h

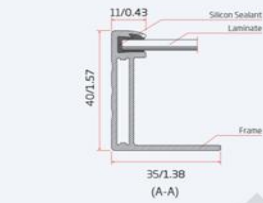
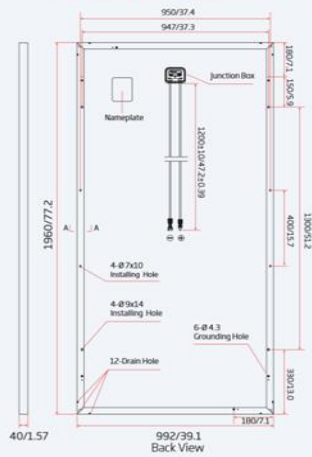
### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty · 25 Year Linear Power Warranty

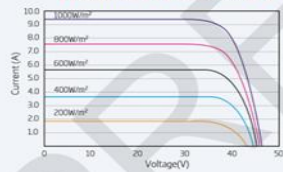


**PRODUCTS** | **POWER RANGE**  
TSM-PE14A | 320-340W

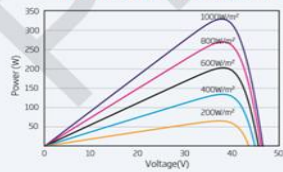
### DIMENSIONS OF PV MODULE(mm/inches)



### I-V CURVES OF PV MODULE(335W)



### P-V CURVES OF PV MODULE(335W)



### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	320	325	330	335	340
Power Output Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	37.1	37.2	37.4	37.6	37.8
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	8.63	8.73	8.83	8.91	8.99
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	45.5	45.6	45.8	46.0	46.2
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	9.15	9.19	9.28	9.35	9.42
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	16.5	16.7	17.0	17.2	17.5

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5  
\*Measuring tolerance: ±3%

### ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	237	241	245	249	252
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	34.3	34.4	34.6	34.8	35.0
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	6.92	7.00	7.08	7.14	7.21
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	42.1	42.2	42.4	42.6	42.8
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	7.39	7.42	7.49	7.55	7.60

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Multicrystalline 156.75 × 156.75 mm (6 inches)
Cell Orientation	72 cells (6 × 12)
Module Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 inches)
Weight	22.5 kg (49.6 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), 1200 mm (47.2 inches)
Connector	Trina TS4
Fire Type	Type 1 or Type 2

### TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	44°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.41%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.05%/°C

### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	15A

(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

### WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 27 pieces
Modules per 40' container: 648 pieces



# First Solar Series 4™ PV Module

ADVANCED THIN FILM SOLAR TECHNOLOGY



**122.5 WATT MODULE  
EFFICIENCY OF 17.0%**

## INDUSTRY BENCHMARK SOLAR MODULES

As a global leader in PV energy, First Solar's advanced thin film solar modules have set the industry benchmark with over 17 gigawatts (GW) installed worldwide and a proven performance advantage over conventional crystalline silicon solar modules. Generating more energy than competing modules with the same power rating, First Solar's Series 4™ and Series 4A™ PV Modules deliver superior performance and reliability to our customers.



### PROVEN ENERGY YIELD ADVANTAGE

- Generates more energy than conventional crystalline silicon solar modules with the same power due to superior temperature coefficient and superior spectral response
- Anti-reflective coated glass (Series 4A™) enhances energy production



### ADVANCED PERFORMANCE & RELIABILITY

- Compatible with advanced 1500V plant architectures
- Independently certified for reliable performance in high temperature, high humidity, extreme desert and coastal environments
- Visit [PlantPredict.com](http://PlantPredict.com) - The only Energy Prediction Software designed for Utility Scale PV



### CERTIFICATIONS & TESTS

- PID-Free, Thresher Test, Long-Term Sequential Test, and ATLAS 25+<sup>1</sup>
- IEC 61215/61646 1500V, IEC 61730 1500V, CE
- IEC 61701 Salt Mist Corrosion, IEC 60068-2-68 Dust and Sand Resistance
- ISO 9001:2015 and ISO 14001:2015
- UL 1703 Listed Fire Performance PV Module Type 10<sup>2</sup>
- CSI Eligible, FSEC, MCS, CEC Listed (Australia), SII, InMetro

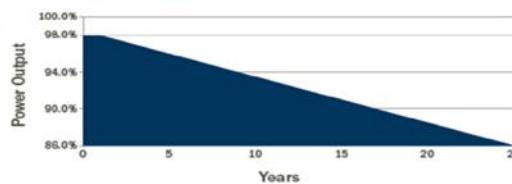


### END-OF-LIFE RECYCLING

- Recycling services available through First Solar's industry-leading recycling program or customer-selected third party.



### MODULE WARRANTY<sup>3</sup>



- 25-Year Linear Performance Warranty<sup>4</sup>
- 10-Year Limited Product Warranty

# FIRST SOLAR SERIES 4™ PV MODULE

MECHANICAL DESCRIPTION	
Length	1200mm
Width	600mm
Weight	12kg
Thickness	6.8mm
Area	0.72m <sup>2</sup>
Individual Leadwire	2.5mm <sup>2</sup> , 657mm (minimum from strain relief to connector mating surface)
Connectors	MC4 or MC4-EVO 2 <sup>9</sup>
Bypass Diode	None
Cell Type	Thin-film CdTe semiconductor, up to 216 cells
Frame Material	None
Front Glass	3.2mm heat strengthened  Series 4A™ includes anti-reflective coating
Back Glass	3.2mm tempered
Encapsulation	Laminate material with edge seal
Load Rating	2400Pa <sup>10</sup>

## MODULE NUMBERS AND RATINGS AT STANDARD TEST CONDITIONS (1000W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, 25°C)<sup>5</sup>

NOMINAL VALUES		FS-4110-3 FS-4110A-3	FS-4112-3 FS-4112A-3	FS-4115-3 FS-4115A-3	FS-4117-3 FS-4117A-3	FS-4120-3 FS-4120A-3	FS-4122-3 FS-4122A-3
Nominal Power <sup>6</sup> (-0/+5W)	P <sub>MPP</sub> (W)	110.0	112.5	115.0	117.5	120.0	122.5
Voltage at P <sub>MAX</sub>	V <sub>MPP</sub> (V)	67.8	68.5	69.3	70.1	70.8	71.5
Current at P <sub>MAX</sub>	I <sub>MPP</sub> (A)	1.62	1.64	1.66	1.68	1.70	1.71
Open Circuit Voltage	V <sub>OC</sub> (V)	86.4	87.0	87.6	88.1	88.7	88.7
Short Circuit Current	I <sub>SC</sub> (A)	1.82	1.83	1.83	1.83	1.84	1.85
Module Efficiency	%	15.3	15.6	16.0	16.3	16.7	17.0
Maximum System Voltage	V <sub>SYS</sub> (V)	1500 <sup>7,8</sup>					
Limiting Reverse Current	I <sub>R</sub> (A)	4.0					
Maximum Series Fuse	I <sub>CF</sub> (A)	4.0					

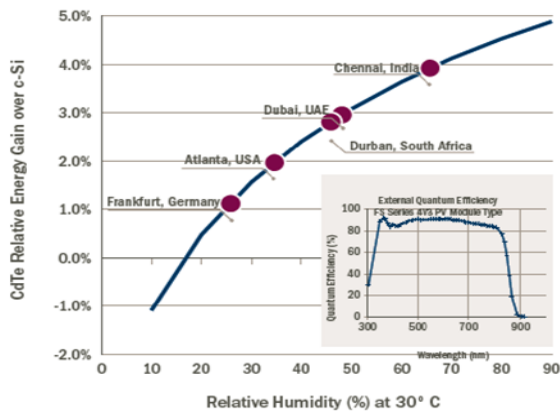
## RATINGS AT NOMINAL OPERATING CELL TEMPERATURE OF 45°C (800W/m<sup>2</sup>, 20°C air temperature, AM 1.5, 1m/s wind speed)<sup>5</sup>

Nominal Power	P <sub>MPP</sub> (W)	83.2	85.1	87.0	89.0	90.8	92.7
Voltage at P <sub>MAX</sub>	V <sub>MPP</sub> (V)	63.5	64.5	64.9	65.9	66.3	67.2
Current at P <sub>MAX</sub>	I <sub>MPP</sub> (A)	1.31	1.32	1.34	1.35	1.37	1.38
Open Circuit Voltage	V <sub>OC</sub> (V)	81.6	82.1	82.7	83.2	83.7	83.7
Short Circuit Current	I <sub>SC</sub> (A)	1.47	1.47	1.48	1.48	1.48	1.49

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Module Operating Temperature Range	(°C)	-40 to +85
Temperature Coefficient of P <sub>MPP</sub>	T <sub>K</sub> (P <sub>MPP</sub> )	-0.28%/°C [Temperature Range: 25°C to 75°C]
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	T <sub>K</sub> (V <sub>OC</sub> )	-0.28%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>	T <sub>K</sub> (I <sub>SC</sub> )	+0.04%/°C

## SUPERIOR SPECTRAL RESPONSE



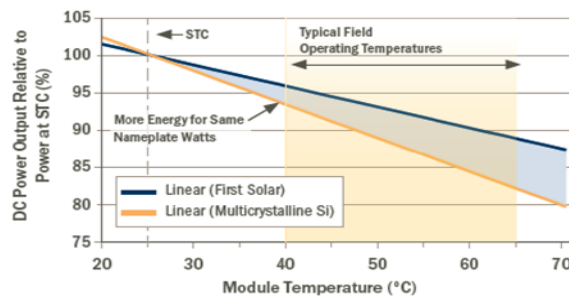
- 1 Device package meets Atlas 25+
- 2 Class A Spread of Flame / Class B Burning Brand. Roof mounted fire rating is established by assessing rack and solar module as a unit
- 3 Limited power output and product warranties subject to warranty terms and conditions
- 4 Ensures 98% rated power in first year, -0.5%/year through year 25
- 5 All ratings ± 10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change
- 6 Measurement uncertainty applies
- 7 UL 1703 1500V Listed / ULC 1703 1000V Listed
- 8 Application Class A for 1000V (class II), Application Class B for 1500V (class O) with MC4; Application Class A for 1000V and 1500V (class II) with MC4-EVO 2
- 9 Multi-Contact: MC4 (PV-KST4/PV-KBT4) or MC4-EVO 2 (PV-KST-EVO 2 / PV-KBT-EVO 2).
- 10 Higher load ratings can be met with additional clips or wider clips, subject to testing

### Disclaimer

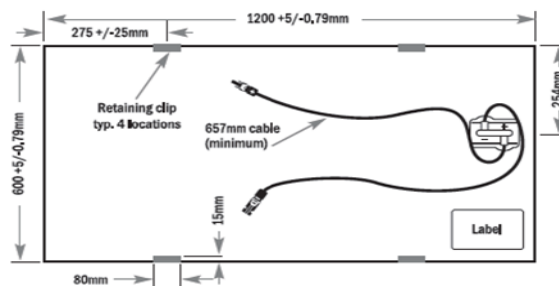
The information included in this Module Datasheet is subject to change without notice and is provided for informational purposes only. No contractual rights are established or should be inferred because of user's reliance on the information contained in this Module Datasheet. Please refer to the appropriate Module User Guide and Module Product Specification document for more detailed technical information regarding module performance, installation and use.

The First Solar logo, First Solar™, and all products denoted with \* are registered trademarks, and those denoted with a ™ are trademarks of First Solar, Inc.

## SUPERIOR TEMPERATURE COEFFICIENT



## MECHANICAL DRAWING





## Big is powerful.

The central inverter blueplanet 2200 TL3 outdoor.

The new blueplanet 2200 TL3 outdoor has been designed with the economic development of utility-scale PV installations in mind.

The central inverter features the protection class NEMA 3R for outdoor installation. It is also available as part of an Integrated Power Station (IPS). It caters for the growing need for fast and efficient execution of large-scale solar farms. Inverters, medium voltage transformer and balance of system equipment are mounted together on a single base plate, to create a ready-to-use, functional unit. Plus, the skid offers extra space for additional equipment such as monitoring accessories, weather stations, or tracker control units.

The blueplanet 2200 TL3 outdoor provides unique user-friendliness – irrespective of whether you operate it locally or by means of remote access over the Internet. The inverter is equipped with fully digital control and communicates via Sunspec Modbus TCP and RTU protocol, among others. The user interface consists of a large, graphical color LCD with touch panel. Your advantages are:

- easy operation, quick maintenance
- multiple options for monitoring, control and communication
- activation of country-specific settings at the push of a button.

This adds up to smooth, cost-effective installation and commissioning of the

blueplanet 2200 TL3 outdoor. Once in operation, your investment security has top priority: The efficiency reaches outstanding 98.3%. In addition, the inverter delivers its full rated power in a ambient temperature range of -20 to +50 °C, making it suitable for use in desert-like as well as cold climates.



## blueplanet 2200 TL3 outdoor

98.3% maximum efficiency for highest yields

NEMA 3R enclosure for outdoor use

Three power stacks for high availability

Continuous full output power at ambient temperatures up to +50 °C

Continuous, remote monitoring

7" color TFT LCD with touch panel for convenient operation

Sunspec Modbus TCP and RTU for flexible monitoring and control

Turnkey solution available with inverters, disconnection units, transformer, and accessories

[www.kaco-newenergy.com](http://www.kaco-newenergy.com)

Electrical data		2200 TL3 OD
<b>DC input</b>		
MPP range	550 V ... 830 V	
Operating range	550 V ... 1000 V	
No-load voltage	1000 V	
Max. input current	3818 A	
Number of DC inputs	24 (250 A DC fuse) 18 (400 A DC fuse)	
<b>AC output</b>		
Max. output power / rated power	2200 kVA / 2000 kW <sup>1)</sup>	
Voltage to external transformer	3 x 370 V (+/-10 %)	
Max. output current	3468 A	
Rated frequency	50 Hz / 60 Hz	
cos phi	0 inductive ... 0 capacitive (adjustable)	
<b>General electrical data</b>		
Max. efficiency	98.3 %	
CEC efficiency	98.0 %	
Internal consumption operation	< 1% of rated power (2000 W)	
Internal consumption standby	< 150 W	
<b>Mechanical data</b>		
Interfaces	Color TFT LCD with touchpanel 1 x RS485 / Ethernet / USB 1 user digital input / output	
Protocol	Modbus TCP/RTU (with Sunspec), SOAP (Simple Object Access Protocol), KACO RS485 protocol	
Ambient temperature	-20°C ... +50°C full rated power, no derating	
Max. altitude above mean sea level	2000 m <sup>2)</sup>	
Cooling	forced fan	
Audible noise	< 70 db(A) <sup>3)</sup>	
Protection class	NEMA3R	
H x W x D	2 150 x 3 400 x 1 400 mm	
Weight	5000 kg	
<b>Extras</b>		
Ground fault detection	yes	
Emergency stop	yes	
Overvoltage protection	DC side type 2 / self-supply type 2 / Ethernet AC side optional	
<b>Certifications</b>		
EMC	FCC Part 15 Class A	
Grid compliance	UL1741-2010 IEEE1547, IEEE1547.1 CSA C22.2 No. 107.1	

Conforms to the country-specific standards and regulations according to the country version that has been set.  
<sup>1)</sup> 2200 kVA @ AC voltage  $\geq$  370 V, PV input  $\geq$  630 <sup>2)</sup> Power derating above MSL 2000 m up to MSL 5000 m  
<sup>3)</sup> Measured in 10m distance.

EN 50162-03-170622

The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted.  
 This current version replaces all other versions. Download the most current version at: [www.kaco-newenergy.com](http://www.kaco-newenergy.com)

Your retailer

## Annexe 10 : Datasheet de l'onduleur KACO New Energy

## SG2500HV

## SG3000HV



SUNGROW Inverter, Designed For TrinaPro



### High Yield

- Efficient three-level topology, max. system efficiency up to 99%
- 1or2MPPT, wide MPP voltage range
- Full power opwer operation without derating at 50°C
- One inverter unit fails, the other units continue operation



### Easy O&M

- Integrated zone current monitoring function for fast trouble shooting
- Module design and front service, easy for maintenance
- DC circuit breaker design for convenient maintenance



### Saved Investment

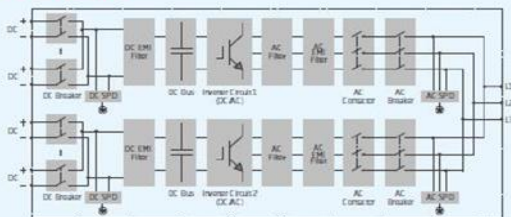
- DC 1500V system, low system initial investment
- 10-foot container design, no need to build extra inverter house
- Integrated LV auxiliary power supply



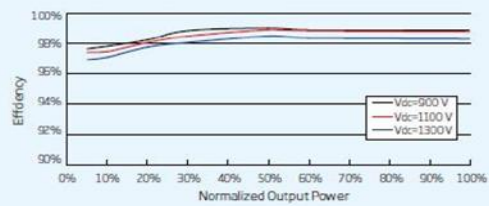
### Grid Support

- Compliance with standards: CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, G59/3
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active/Reactive power control and power ramp rate control

Circuit Diagram



Efficiency Curve



Smart Solar Solution, Optimized For Great Performance

## SG2500HV/SG3000HV

Input(DC)	SG2500HV	SG3000HV
Max.PV input voltage	1500V	
Min.PV input voltage/Startup input voltage	800V/840V	900V/940V
M.P.P voltage range for nominal power	460-850V	900-1300V
No.of independent MPP inputs	1or2	
No.of DC inputs	16-24	
Max.PV input current	3508A	5424A
Max.DC short-circuit current	4210A	6780A
<b>Output(AC)</b>		
Nominal AC power	2500KW(at 50°C)	3000KW(at 50°C)
Max.AC output power at PF=1	2750KW(at 50°C)	3000KW(at 50°C)
Max.AC apparent power	2750KVA(at 50°C)	3000KVA(at 50°C)
Max.AC output current	2886A	
Nominal AC voltage	550V	600V
AC voltage range	440-632V	480-690V
Nominal grid frequency/Grid frequency range	50Hz/45-55Hz,60Hz/55-65Hz	
THD	<3%(at nominal power)	
DC current injection	<0.5%In	
Power factor at nominal power/Adjustable power factor	>0.99/0.8 leading-0.8 lagging	
Feed-in phases/Connection phases	3/3	
<b>Efficiency</b>		
Max.AC efficiency/Euro.efficiency	99.0%/98.7%	
<b>Protection</b>		
DC reverse connection protection	Yes	
DC input protection	Circuit breaker	
AC output protection	Circuit breaker	
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II	
Grid monitoring/Ground fault monitoring	Yes/Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Anti-PID function	Optional	
<b>General Data</b>		
Dimensions(W *H *D)	2991*2591*2438mm	
Weight	5.9T	
Isolation method	Transformerless	
Degree of protection	IP54	
Auxiliary power supply	220Vac,2KVA/Optional:380Vac,up to15 KVA	
Operating ambient temoerature range	-35 to 60°C(> 50°C derating)	
Allowable relative humidity range(non-condensing)	0-95%	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max.operating altiude	4500m(> 3500m derating)	4000m(> 2000m derating)
Display	Touch screen	
Communication	Standard:RS485,Ethernet;Optional:optical fiber	
Compliance	CEA,IE 62109,IEC61727,IEC62116,IEC60058, IEC61683,CE,G59/3	
Grid Support	LVRT,HVRT,active & reactive power control and power ramp rate control	
Type designation	SG2500HV-10	SG3000HV-10



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
 ©2018 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.  
 Version number: TSM\_EN\_2018\_A [www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com)

Annexe 11 : Datasheet de l'onduleur Sungrow