

REPUBLIQUE DU SENEGAL
UNIVERSITÉ ASSANE SECK DE ZIGUINCHOR

UFR : Sciences et Technologies

Département : Physique



Mémoire de fin de cycle pour l'obtention du diplôme de master

Mention : Physique et Applications

Spécialité : Physique des Matériaux

Sujet :

**ETUDE ET CONCEPTION D'UN DISPOSITIF DE MESURE DE LA
RÉSISTANCE DE TERRE DANS LES POSTES MOYENNE
TENSION (MT)**

Présenté et soutenu publiquement par

LEYE DIOP

Sous la direction de : **Pr Ababacar NDIAYE**

Le 08 / 08 / 2024

Devant le jury composé de :

| Prénom et nom (s) | Grade | Qualité | Etablissement |
|---------------------------|---------------------------------|--------------------------|----------------------|
| Moustapha THIAME | Professeur assimilé | Président du jury | UASZ/UFRST |
| Issa FAYE | Maître de conférences assimilé | Rapporteur | UASZ/UFRST |
| Mouhamadou SY | Maître de conférences titulaire | Examineur | UASZ/UFRST |
| Ansoumane DIEDHIOU | Maître de conférences titulaire | Examineur | UASZ/UFRST |
| Ababacar NDIAYE | Professeur assimilé | Encadrant | UCAD/ESP |

Année académique 2022-2023

Dédicaces

Je dédie ce travail à mon **défunt père Ndjine DIOP** pour tout ce qu'il a fait pour moi depuis ma naissance, je remercie profondément pour l'éducation qu'il m'a donnée afin de nous guider sur le bon chemin. Que la terre lui soit légère et que **DIEU** l'accueille dans son paradis céleste.

A ma très **chère mère, Dior FAYE** pour tout ce qu'elle a fait et continue de faire pour ses enfants.

Merci **Maman**, puisse **Dieu** vous donne longue vie pleine de santé et de prospérité.

A toute ma famille : mes grands frères **Gora DIOP, Babacar DIOP**, et mes petits frères **Assane Diop, Ousseynou Diop, Masaer**, et **Abdou DIOP** et mes grandes sœurs **Thiama DIOP, Ramatoulaye DIOP, Fatou DIOP**, et mes petites sœurs **Maty DIOP, Amy DIOP, Rokhaya DIOP** et **Fama DIOP**.

Merci également à tous les membres de ma famille, qui ont toujours été présents à mes côtés et que je n'ai jamais oublié. Merci à ma meilleure amie Tacko Siré BA avec qui j'ai partagé de bons moments à l'université et sache que je serais toujours là pour toi ma siré.

Un grand merci à mon **oncle Mamadou DIOP** qui m'a soutenu moralement et matériellement tout au long de mes études. Merci **Mamadou DIOP**, que Dieu vous donne une très longue vie pleine de santé, de prospérité avec toute votre famille.

A mes amis, pour leur présence encourageante et leur soutien moral tout au long de ce parcours.

A mes professeurs, pour leur enseignement inspirant et leurs conseils précieux qui ont enrichi mes connaissances et à toutes les personnes qui ont croisé mon chemin et ont contribué, à leur manière, à la réalisation de ce travail.

Remerciements

Je remercie le Bon **DIEU** de m'avoir donné la santé, le courage et la force de mener à terme ce mémoire.

Mes remerciements vont à mes **Parents** qui n'ont ménagé aucun effort pour ma réussite, dont les conseils avisés et le soutien indéfectible ont enrichi ce travail.

Que nos remerciements s'adressent tout particulièrement à notre encadreur le professeur **Mr Ababacar NDIAYE** enseignant chercheur à l'école polytechnique de Dakar, qui nous a en cadré durant tout le long de ce travail, pour sa disponibilité, ses conseils, son soutien permanent et son encouragement. Vos qualités humaines et scientifiques m'ont permis de mener à bien ce travail. Merci beaucoup **Monsieur NDIAYE**.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon maître de stage **Mr Moustapha GUEYE** chef d'unité d'étude de suivi et d'exploitation (UESE) du réseau électrique de la Délégation SUD de la Senelec de Ziguinchor pour son partage d'expérience, ses explications, claires, précises et concises pendant la période de stage ainsi que sa disponibilité avisée m'ont été d'un apport précieux, mais aussi de m'avoir aidé, encadré, orienté et conseillé.

Je remercie aussi **Mr Cheikh B DIOP**, Chef Service Distribution (SD) Régionale SUD, Direction Distribution pour ses conseils et encouragements.

Je tiens aussi a remercié **Mr Mamadou lamine MBAYE**, ingénieur électromécanicien, Chef Service Production Régionale SUD, Direction de Production et **Mr Nicolas Charles Théophile BENGA**, **Mr Malang DIEME**, Chef d'unité de maintenance et dépannage technique (UMDT), **Mr Issa KEITA** et toute son équipe qui ont contribué à la réalisation de ce travail.

Mes remerciements vont également aux membres du jury, **Mr Moustapha THIAME**, **Mr Issa FAYE**, **Mr Mouhamadou SY**, **Mr Ansoumane DIEDHIOU** et **Mr Ababacar NDIAYE** pour l'intérêt qu'ils ont porté sur notre travail en acceptant d'examiner notre mémoire et de l'enrichir par leurs recommandations.

Enfin un grand merci à tous les **Enseignants du Département de Physique** de l'université Assane Seck de Ziguinchor qui ont participé à notre formation durant tout notre cycle universitaire, pour leurs disponibilités et encouragements, ainsi que tous les **Enseignants** qui ont contribué à notre formation et à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce travail et merci aussi à tous mes camarades de promotion.

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|------|
| Dédicaces..... | i |
| Remerciements..... | ii |
| Liste des figures..... | vii |
| Liste des tableaux..... | x |
| Sigles et Abréviations..... | xi |
| Nomenclature..... | xii |
| Résumé..... | xiii |
| Abstract..... | xiv |
| INTRODUCTION GENERALE..... | 1 |
| CHAPITRE I : PRESENTATION GENERALE DE LA SENELEC..... | 3 |
| I.1.Introduction..... | 3 |
| I.2.Historique..... | 3 |
| I.3.Missions de la Senelec..... | 4 |
| I.3.1. Production de la Senelec..... | 4 |
| I.3.2. Transport de la Senelec..... | 5 |
| I.3.3. Distribution..... | 6 |
| I.4.Cadre institutionnel..... | 6 |
| I.5.Relation commerciale..... | 7 |
| I.6.Organisation de la Senelec..... | 9 |
| I.6.1.Direction Générale..... | 9 |
| I.6.2. Direction Audit Interne et Contrôle (DAIC)..... | 10 |
| I.6.3. Direction des Affaires Juridiques (DAJ)..... | 10 |
| I.6.4. Direction de l'Administration, du Patrimoine et des Approvisionnements (DAPA)..... | 10 |
| I.6.5. Direction Commerciale et de la Clientèle (DCC)..... | 11 |
| I.6.6. Direction Distribution (DD)..... | 11 |
| I.6.7. Direction des Etudes Générales (DEG)..... | 11 |
| I.6.8. Direction des Finances et de la Comptabilité (DFC)..... | 12 |
| I.6.9. Direction des Grands Projets de Production (DGP)..... | 12 |
| I.6.10.Direction de la Production (DP)..... | 12 |
| I.6.11. Direction Sécurité Environnement (DQSE)..... | 12 |
| I.6.12. Direction des Ressources Humaines (DRH)..... | 13 |
| I.6.13. Direction des Systèmes d'Information (DSI)..... | 13 |
| I.6.14. Direction du Transport et de l'Achat d'Énergie (DTAE)..... | 13 |
| I.7.Organigramme de la direction de distribution..... | 14 |

| | |
|--|-----------|
| I.8.Présentation du service d'accueil : Le Service Etude Qualité du Réseau (SEQR)..... | 14 |
| I.9.Conclusion..... | 16 |
| CHAPITRE II : PRÉSENTATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION..... | 17 |
| II.1. Introduction..... | 17 |
| II.2. Réseau de distribution..... | 17 |
| II.2.1. Domaines de tension | 18 |
| II.2.2. Topologies des différents types de réseaux électrique..... | 18 |
| II.2.2.1. Réseau maillé..... | 18 |
| II.2.2.2. Réseau bouclé..... | 19 |
| II.2.2.3. Réseau arborescent..... | 19 |
| II.3. Présentation des postes sources HTA et HTB du réseau de distribution..... | 20 |
| II.3.1. Postes de livraison HTB / HTA..... | 20 |
| II.3.1.1. Simple antenne | 20 |
| II.3.1.2. Double antenne | 21 |
| II.3.1.3. Double antenne - double jeu de barres | 22 |
| II.3.2. Postes de livraison HTA/ BT..... | 23 |
| II.3.2.1. Simple dérivation ou en antenne..... | 23 |
| II.3.2.2. Coupure d'artère ou en boucle | 23 |
| II.3.2.3. Double dérivation..... | 24 |
| II.3.3. Différents types de postes de transformation HTA/BT..... | 25 |
| II.3.3.1. Postes d'extérieur..... | 25 |
| II.3.3.2. Postes d'intérieur..... | 25 |
| II.3.4. Régime de neutre ou schéma des liaisons à la terre..... | 26 |
| II.3.4.1. Régime de liaison TT..... | 27 |
| II.3.4.2 Régime de liaison TN..... | 27 |
| II.3.4.3. Régime de liaison IT..... | 28 |
| II.3.5. Problématique du sujet..... | 29 |
| II.4. Conclusion..... | 30 |
| CHAPITRE III : MATERIELS ET METHODES DE MESURE..... | 31 |
| III.1. Introduction..... | 31 |
| III.2. Matériels utilisés..... | 31 |
| III.2.1. Pince ampèremétrique..... | 32 |
| III.2.2. Multimètre..... | 32 |

| | |
|--|----|
| III.2.3. Telluromètre..... | 33 |
| III.3. Modes opératoires..... | 33 |
| III.4. Différentes méthodes de mesure..... | 34 |
| III.4.1. Mesure de terre 3 pôles dite méthode des 62 %..... | 35 |
| III.4.2. Mesure de boucle de terre à 2 pinces de terre sans piquet de terre..... | 36 |
| III.4.3. Méthode de mesure en triangle 2 piquets..... | 37 |
| III.4.4. Mesure de boucle Phase-PE..... | 39 |
| III.4.5. Mesure de boucle de terre à 2 pinces et mesure à une pince de terre..... | 40 |
| III.4.5.1. Mesure sans déconnecter la barrette de terre et sans piquet de terre..... | 40 |
| III.4.5.2. Mesure à une pince de terre..... | 40 |
| III.5. Conclusion..... | 40 |
| CHAPITRE IV : CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DU DISPOSITIF..... | 42 |
| IV.1. Introduction..... | 42 |
| IV.2. Objectif de la conception des réseaux de terre..... | 42 |
| IV.3. Principes fondamentaux de la conception..... | 42 |
| IV.4. Critères et contraintes..... | 42 |
| IV.5. Différents types de mise à la terre..... | 42 |
| IV.5.1. Prise de terre par câblette seul..... | 43 |
| IV.5.2. Prise de terre par piquet en cuivre..... | 43 |
| IV.5.3. Prise de terre intégrant des procédés chimiques..... | 44 |
| IV.6. Dimensionnement..... | 44 |
| IV.6.1. Dimensionnement du poste..... | 44 |
| IV.6.1.1. Section du câble en aval du transformateur..... | 46 |
| IV.6.1.2. Section des phases..... | 46 |
| IV.6.1.3. Détermination de la section du conducteur neutre..... | 46 |
| IV.6.1.4. Tableau urbain de répartition..... | 47 |
| IV.6.1.4.1. Choix de protection du tableau urbain réduit..... | 48 |
| IV.6.1.4.2. Section des départs..... | 49 |
| IV.6.1.4.3. Calibre du fusible de protection du transformateur..... | 49 |
| IV.6.2. Etude théorique du dispositif de mesure..... | 51 |
| IV.6.2.1. Analyse du besoin..... | 52 |
| IV.6.2.2. Analyse fonctionnelle du besoin..... | 53 |
| IV.6.2.2.1. Identification des phases de vie du projet..... | 53 |
| IV.6.2.2.2. Fonctions de services..... | 56 |
| IV.6.2.3. Analyse fonctionnelle technique..... | 63 |

| | |
|--|----|
| IV.6.3. Dimensionnement du dispositif..... | 65 |
| IV.6.3.1. Source de tension du dispositif..... | 65 |
| IV.6.3.1.1. Dimensionnement du pont diviseur de tension..... | 66 |
| IV.6.3.1.2. Capteur de tension..... | 68 |
| IV.6.3.1.3. Relais..... | 69 |
| IV.6.3.2. Capteur de courant et acquisition des données..... | 70 |
| IV.6.3.2.1. Capteur de courant..... | 70 |
| IV.6.3.2.2. Acquisition des données..... | 71 |
| IV.6.3.3. Choix de l'alerte..... | 72 |
| IV.6.3.4. Présentation de la carte Arduino et du code..... | 73 |
| IV.6.3.4.1. Présentation de la carte Arduino..... | 73 |
| IV.6.3.4.2. Présentation du code informatique des Programmmations..... | 74 |
| IV.6.3.5. Schéma de câblage sur PROTEUS..... | 74 |
| IV.6.4. Simulation sur PROTEUS..... | 75 |
| IV.7. Conclusion..... | 78 |
| Conclusion générale..... | 80 |
| Perspectives..... | 80 |
| Références bibliographiques..... | 82 |

Liste des Figures

| | |
|---|----|
| Figure I.1 : Organisation de la Senelec | 9 |
| Figure I.2 : Organigramme de la direction de distribution | 14 |
| Figure II.1 : Réseau en structure maillée | 19 |
| Figure II.2 : Réseau en structure bouclé | 19 |
| Figure II.3 : Réseau en structure arborescente | 20 |
| Figure II.4 : Alimentation simple antenne d'un poste HTB/HTA..... | 21 |
| Figure II.5 : Alimentation double antenne d'un poste HTB/HTA..... | 21 |
| Figure II.6 : Alimentation double antennes- double jeu de barres d'un poste HTB/HTA | 22 |
| Figure II.7 : Schéma d'alimentation simple dérivation..... | 23 |
| Figure II.8 : Schéma d'alimentation en coupure d'artère | 24 |
| Figure II.9 : Schéma d'alimentation double dérivation | 24 |
| Figure II.10 : Poste sur poteau de type H61..... | 25 |
| Figure II.11 : Poste d'intérieur préfabriquée | 26 |
| Figure II.12 : Schéma d'un régime TT | 27 |
| Figure II.13 : Schéma d'un régime TN..... | 28 |
| Figure II.14 : Schéma d'un régime IT..... | 29 |
| Figure III.1 : Pince ampèremétrique | 32 |
| Figure III.2 : Multimètre | 32 |
| Figure III.3 : Appareil de mesure de la prise de terre ou telluromètre..... | 33 |
| Figure III.4 : Schéma fréquemment utilise pour la mesure de terre..... | 34 |
| Figure III.5 : Illustration du procédé de la mesure de la mesure | 36 |
| Figure III.6 : Principe de mesure avec deux pinces ampèremétrique | 37 |
| Figure III.7 : Principe de mesure en triangle..... | 38 |

| | |
|---|----|
| Figure III.8 : Mesure bouche phase | 39 |
| Figure III.9 : Schéma explicatif de la méthode de mesure en pince | 40 |
| Figure IV.1 : Schéma unifilaire du poste | 46 |
| Figure IV.2 : Fusible calibré de 200 A | 48 |
| Figure IV.3 : Tableau urbain réduit à huit départs porte-fusibles | 49 |
| Figure IV.4 : Schéma du besoin..... | 52 |
| Figure IV.5 : Diagramme des EME pour la phase conception | 54 |
| Figure IV.6 : Diagramme des EME de la phase montage | 54 |
| Figure IV.7 : Diagramme des EME dans la phase utilisation normal..... | 55 |
| Figure IV.8 : Diagramme des EME pour la phase maintenance | 55 |
| Figure IV.9 : Diagramme des interacteurs de la phase conception..... | 57 |
| Figure IV.10 : Diagramme des interacteurs de la phase montage..... | 59 |
| Figure IV.11: Diagramme des interacteurs pour la phase utilisation normal. | 60 |
| Figure IV.12 : Diagramme des interactions pour la phase maintenance..... | 62 |
| Figure IV.13 : Diagramme FAST de notre dispositif..... | 64 |
| Figure IV.14 : Pont diviseur de tension..... | 66 |
| Figure IV.15 : Schéma du bloc d'alimentation sur le logiciel Proteus..... | 67 |
| Figure IV.16 : Circuit alimentation sur le logiciel après correction des résistances..... | 68 |
| Figure IV.17 : Capteur de tension alternative ZMPT101B | 69 |
| Figure IV.18 : Relais SONGLE SLA-05VDC-SLS | 70 |
| Figure IV.19. Capteur de courant SCT-013-30..... | 71 |
| Figure IV.20 : Module i2C ADS1015..... | 72 |
| Figure IV.21 : Carte Arduino UNO..... | 74 |
| Figure IV.22 : Schéma de câblage sur PROTEUS..... | 74 |

| | |
|--|----|
| Figure I.V23 : Logo de Logiciel PROTEUS..... | 75 |
| Figure IV.24 : Schéma du dispositif sur PROTEUS..... | 75 |
| Figure IV.25 : Circuit de terre des masses ou du neutre..... | 76 |
| Figure IV.26 : Mesure de la valeur de résistance de la boucle de terre du neutre | 77 |
| Figure IV.27 : Mesure de la valeur de résistance de la boucle de terre du neutre..... | 78 |

Liste des tableaux

| | |
|--|----|
| Tableau I.1 : Puissance assignée du Réseau interconnecte..... | 5 |
| Tableau I.2 : Puissances totales des 10 Postes de transformations 90/30 KV..... | 5 |
| Tableau I.3 : Puissances totales des 3 postes de transformations 225/30 KV..... | 6 |
| Tableau II.1 : Domaines de tensions..... | 18 |
| Tableau IV.1 : Constitution d'une prise de terre par câblette (s) uniquement..... | 43 |
| Tableau IV.2 : Constitution d'une prise de terre par piquet | 44 |
| Tableau IV.3 : Section minimale du conducteur de neutre | 47 |
| Tableau IV.4 : Caractéristiques TR4-800 I et TR5-1200 I | 47 |
| Tableau IV.5 : Caractéristiques TR8-1200 I et TR8-1800 I..... | 48 |
| Tableau IV.6 : Caractéristiques du TUR 4 | 48 |
| Tableau IV.7 : Calibre des fusibles pour protection transformateur | 50 |
| Tableau IV.8 : Récapitulatif du dimensionnement du poste | 51 |
| Tableau IV.9 : Caractéristiques des fonctions de service pour la phase conception..... | 58 |
| Tableau IV.10 : Caractérisation des fonctions de service pour la phase montage..... | 60 |
| Tableau IV.11 : Caractérisation des fonctions de service pour la phase utilisation normal..... | 61 |
| Tableau IV.12 : Caractérisation des fonctions de service pour la phase maintenance..... | 63 |
| Tableau IV.13 : Caractéristiques du capteur de courant SCT-013-30..... | 70 |

Sigles et Abréviations

| | |
|-----------|---|
| SEES | Société D'éclairage Electricité du Sénégal |
| NSEES | Nouvelle Société D'éclairage Electricité du Sénégal |
| CEES | Compagnie d'Electricité du Sénégal |
| CAE | Compagnie Africaine d'Electricité |
| EEOA | Compagnie des Eaux et Electricité de l'Ouest Africain |
| SENELEC | Société National d'Electrique du Sénégal |
| ASER | Agence Sénégalaise de l'Electrification Rural |
| DD | Direction Distribution |
| SEQR | Service Etude Qualité du Réseau |
| HTB | Haute tension B |
| HTA ou MT | Haute tension A (ou Moyenne tension) |
| BT | Basse tension |
| VAC | Tension alternative |
| VDC | Tension continue |
| NF | NF (Normalement Ferme) -> ou bouton interrupteur d'arrêt d'urgence appui va ouvrir le circuit donc couper l'alimentation l'appareil |
| FP | Fonction principale |
| FC | Fonction contrainte |
| EME | Eléments du Milieu Extérieur |
| CPI | Contrôleur Permanent de l'Isolation |
| DDR | Dispositif Différentiel Résiduel |
| PE | Conducteur de protection |

Nomenclature

| SYMBOLE | GRANDEUR | UNITÉ |
|----------------|------------------------------|-----------------|
| Ω | Résistance | Ohms |
| U | Tension | Volt |
| I | Intensité | Ampère |
| Hz | Fréquence | Hertz |
| kVA | Puissance | Kilovolt-ampère |
| ρ | Résistivité | $\Omega.m$ |
| S | Section du conducteur | mm^2 |
| K | Facteur global de correction | - |
| Z | Impédance | Ω |

Résumé

Ce mémoire a pour objectif de concevoir un dispositif de mesure de résistance de terre dans les postes de moyenne tension pour assurer la sécurité des personnes et des équipements de puissances. Les postes étant des endroits de rencontre de courants qualifiés de fort comme la moyenne tension et de faible comme la basse tension. L'absence de protection peut entraîner de réels dangers dans la vie des personnes et des équipements sensibles. C'est la raison pour laquelle sont installées à l'intérieur des postes, des dispositifs de protection comme la mise à la terre. L'intérêt de ce dernier est de décharger les capacités contenues dans les câbles et éviter les retours possibles de tension liés à des erreurs de manœuvre en passant par la terre du neutre reliée au neutre du circuit basse tension dont la valeur maximale admissible est de **5 ohms** et la terre des masses métalliques reliée à toutes les carcasses métalliques du poste dont la valeur seuil est de **10 ohms**.

Ce rapport répond aux besoins des exploitants du réseau mais aussi à ceux du service d'Etude de la Qualité du Réseau (SEQR) dont l'une des missions est de s'assurer de la conformité des installations électriques MT/BT.

Il nous a été bénéfique en ce sens qu'il a été une occasion pour nous de mieux maîtriser le fonctionnement mais aussi la programmation des cartes ARDUINO mais il nous a aussi poussé à d'avantage nous renseigner tant sur les différentes procédures de mesure de terre que sur les normes à respecter lors de l'installation de réseaux MT/BT.

Ce dispositif permettra de limiter, voire éradiquer les problèmes de terre dans les postes. Ce qui nous invitera d'être exposés aux courants homopolaires qui entraînent des déclenchements des encadrants des transformateurs HTB/HTA et HTA/BT. Cela permettra donc à la Senelec de limiter les délestages et d'accroître son bénéfice via l'énergie vendue et permettra également d'augmenter la marge de sécurité de son personnel.

Mots Clés : Conception, dispositif de mesure, mise à la terre, résistance de terre, résistivité du sol, moyenne tension, transformateur

Abstract

This dissertation aims to design a device for measuring earth resistance in medium voltage substations to ensure the safety of people and power equipment. The substations are places where currents qualify as strong, such as medium voltage, and weak, such as base voltage. The absence of protection can cause real danger to the lives of people and sensitive equipment. This is the reason why protective devices such as earthing are installed inside the substations, the purpose of which is to discharge the capacities contained in the cables and avoid possible voltage returns linked to them. Has operating errors passing through the earth of the neutral connected to the neutral of the low voltage circuit whose maximum admissible value is **5 ohms** and the earth of the metal masses connected to all the metal carcasses of the station whose threshold value is **10 ohms**.

This report meets the needs of network operators but also those of the Network Quality Study service (SEQR), one of whose missions is to ensure the conformity of MT/BT electrical installations.

It was beneficial to us in the sense that it was an opportunity for us to better master the operation but also the programming of the ARDUINO cards but it also pushed us to learn more about the different earth measurement procedures as on the standards to be respected when installing MT/BT.

This system will make it possible to limit or even eradicate soil problems in stations. This will invite us to be exposed to the zero sequence currents which cause the frames of the HTB/HTA and HTA/BT transformers to trip. This will therefore allow Senelec to limit load shedding and increase its profit via the energy sold and will also increase the safety margin of its staff.

Keywords : Design, measuring device, earthing, earth resistance, ground resistivity, medium voltage, transformer

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie électrique est un facteur primordial du développement qui constitue aujourd'hui la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Mais avant de la consommer, il aura fallu la produire, en générale dans des unités de production de grande puissance, la transporter, puis la distribuer vers chaque consommateur. Par conséquent, la SENELEC, société chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente au Sénégal consacre des efforts dans le but d'améliorer la qualité de fourniture et le fonctionnement du réseau électrique. Son réseau électrique (de transport et de distribution) a pour rôle d'acheminer l'énergie électrique vers les lieux de consommation, avec des étapes d'élévation et de baisse du niveau de tension dans des postes de transformation. Ces derniers sont des endroits de rencontre de courants qualifiés de fort comme la moyenne tension HTA et de courants faibles comme la basse tension BT [1]. Ce sont aussi des installations qui sont placées à un nœud d'un réseau qui regroupe un ensemble d'équipement pour faciliter l'exploitation tout en assurant la protection.

L'absence de protection de ces postes peut entraîner de réel danger sur la vie des personnes et la mise en péril des équipements électriques et des biens. Raison pour laquelle des dispositifs de protection seront mis en place contre ces perturbations, d'où la prise de terre. Ces derniers sont au nombre de deux dans les installations : la terre du neutre reliée au neutre du circuit basse tension du poste et la terre des masses métalliques reliée à toutes les carcasses métalliques du poste dont le but est de protéger les équipements sensibles du poste, protéger les personnes, les installations de puissance et de maintenir un potentiel de référence.

Ainsi, ces dispositifs de protection contre les perturbations nécessitent généralement un système de mise à la terre pour l'écoulement rapide des courants de défauts dans le sol et d'assurer un fonctionnement adéquat des installations électriques en tenant compte des prises de terre voisines et de respecter la valeur de la résistance fixée. Ainsi la nature du sol et sa résistivité peuvent influencer beaucoup sur le comportement de la mise à la terre, et le profil de l'élévation du potentiel engendré par le courant qui s'écoule dans le sol lors d'un défaut quelconque. Pour assurer leurs sécurités et celle des équipements, ces derniers nous amènent à mener des campagnes de mesures de la résistance de terre dans les postes de transformations MT afin de donner les valeurs de résistance de terre, réguler les valeurs de résistance de terre puis d'envoyer des signaux d'alerte aux équipements du poste concerné [2]. D'après la recherche effectuée dans le cadre du sujet, on peut diviser le rapport en quatre principaux chapitres.

Le premier chapitre est consacré à la présentation générale de la structure d'accueil (la SENELEC) puis la direction concernant notre étude. Dans le deuxième chapitre, nous exposons le réseau de distribution, la structure d'un poste moyenne tension HTB/HTA et HTA/BT afin de poser la problématique du sujet. Dans le troisième chapitre, nous présentons les différentes méthodes et matériels de mesure des résistances de terre et enfin nous procéderons à l'étude, la conception et le dimensionnement du dispositif de mesure dans le chapitre quatre.

CHAPITRE I : PRESENTATION GENERALE DE LA SENELEC

I.1. Introduction

La SENELEC, Société Nationale d'Électricité du Sénégal, est une entreprise sénégalaise. Son siège social se trouve à Dakar. Dans le classement des 500 meilleures entreprises africaines, la société est à la 244e place en 2007 (contre 233e l'année précédente). C'est la cinquième entreprise sénégalaise dans ce palmarès annuel. La Senelec s'occupe de l'électrification en milieu urbain, qui reste rentable en raison de la concentration des usagers, tandis que l'électrification rurale est déléguée à l'Agence Sénégalaise de l'Électrification Rurale (ASER).

C'est dans le but de faire découvrir l'entreprise au sein de laquelle nous avons effectué notre stage que s'inscrit le présent chapitre. Ainsi pour comprendre la Senelec, il est nécessaire de connaître son historique, ses missions, son cadre institutionnel, ses relations commerciales et son organisation.

I.2. Historique

La SENELEC est la résultante de plusieurs mutations dans l'exploitation de l'énergie depuis 1889, date à laquelle il y a eu les premières électrifications dans la région de Saint Louis par HIPPOLYTE VAUBOUR ingénieur civile.

On assistera à la mise en place de la première centrale électrique à Saint Louis par la société d'Éclairage Électrique du Sénégal (SEES). En 1891, cette dernière fait faillite et une Nouvelle Société d'Éclairage Eclectique du Sénégal (NSEES) connu sous le nom d'établissement du CARPOT fut créée.

En 1909, la compagnie d'électricité du Sénégal est arbitrée à Dakar, ce qui amène la Compagnie Africaine d'Électricité (CAE) à se substituer aux établissements CARPOT. La région de Louga fut éclairée à cette époque, et les premiers groupes à vapeur sont mises en place dans les différentes centrales. Le secteur électrique au Sénégal a connu une croissance après la deuxième guerre mondiale du fait du repli sur le sol Africain des grandes sociétés européennes avec des installations d'autres groupes et le lancement de projet des lignes de distribution de service public.

Avec l'indépendance du Sénégal en 1960, le premier groupe de la centrale 3 du cap des biches est mis en service et à cette époque l'état sénégalais commença à participer à l'exploitation de

l'électricité. Il possédait le quart du capital de la société des eaux et électricité de l'ouest africain (EEOA) du Sénégal et de la compagnie africaine d'électricité dès 1972.

L'état sénégalais rachetant ainsi les installations de production, de transport et de distribution et créa deux sociétés :

- Électricité du Sénégal (EDS), société de patrimoine au capital entièrement public et responsable des investissements ;
- La société sénégalaise de distribution d'énergie électrique SENELEC, société d'économie mixte dont le capital est constitué à 50% par les (EEOA) qui sont chargées de l'exploitation des ouvrages, mais ses parts furent rachetées par l'État en 1982, la matérialisation devenant effective.

L'État créa alors par la loi numéro 83-72 du 5 juillet 1983 une société unique : la Société National d'Électricité SENELEC. Avec cette nouvelle initiative, l'État mit en œuvre des projets dans le secteur électrique pour accroître les infrastructures de la nouvelle société avec la construction du nouveau siège sociale ; la capacité de la centrale 4 fut renforcée par la mise en place d'un troisième groupe diesel.

En 1999, il y avait eu un changement dans le cadre institutionnel, car la société passa sous le contrôle du consortium Hydro-Québec Elyo. Mais, cette passation de propriété ne dura pas puisque, un an après, le partenariat fut rompu et la société revient à l'Etat du Sénégal.

Le 26 octobre 2001 a eu lieu une assemblée générale extraordinaire, ou une augmentation de capital en numéraire d'une somme de 40 milliards de FCFA fut effective, portant le capital à 119.433.850.000FCFA [3].

I.3. Missions de la Senelec

La Senelec a comme mission prioritaire de fournir de l'électricité aux citoyens et industries afin de participer activement au développement du Sénégal. Elle détient le monopole du transport, de la distribution et de la vente d'énergie électrique sur l'ensemble du territoire [4].

I.3.1. Production de la Senelec

La puissance totale installée du parc de production est de 601,5 MW. Mais différentes contraintes, dont la vieillesse de certains équipements, font que la puissance assignée du parc de production n'est que de 528,4 MW en 2016. Cette puissance est répartie comme suite dans le tableau I.1 [4] :

Réseau interconnecté : 495 MW

Tableau I.1 : Puissances assignées du Réseau interconnecté

| Production propre de Senelec : 327 MW | | Production privée : 168 MW | |
|---------------------------------------|--------|----------------------------|-------|
| Centrales à vapeur | 91 MW | Diesel temporaire | 58 MW |
| Production Diesel | 164 MW | Hydroélectrique Manantali | 60 MW |
| Turbine à Gaz | 72 MW | GTI | 50 MW |

I.3.2. Transport de la Senelec

La fonction du réseau de transport est d'acheminer l'électricité en haute tension (90 et 225 kV) des centrales où elle est produite vers les centres de consommation. Au Sénégal, le réseau de transport comprend un réseau national et un réseau supranational.

⇒ Le réseau national comprend 327,5 km de lignes 90 kV et 10 postes de transformation 90/30 kV avec une puissance totale de 1127 MVA, repartis dans le tableau suivant :

Tableau I.2 : Puissances totales des 10 postes de transformation 90/30 kV

| | |
|-----------------------------------|---------|
| Bel Air | 362 MVA |
| Hann | 240 MVA |
| Mbao | 80 MVA |
| Cap des Biches | 25 MVA |
| Thiès Thiona | 80 MVA |
| Mbour | 40 MVA |
| Tobène | 20 MVA |
| Touba | 80 MVA |
| Kaolack | 80 MVA |
| 1 poste de répartition HT Sococim | 120 MVA |

⇒ Le réseau supranational comprend les 945 km de la ligne 225 kV Manantali – Matam – Dagana – Sakal - Tobène. Il alimente le poste 225/90 kV de Tobène (2x75 MVA) et les postes 225/30 kV dans le tableau suivant :

Tableau I.3 : Puissances totales des postes de transformations 225/30 KV

| | |
|--------|----------|
| Matam | 1x20 MVA |
| Dagana | 1x20 MVA |
| Saka | 1x50 MVA |

I.3.3. Distribution

Alimenté à partir des postes HT/MT et MT/MT, les réseaux électriques de la SENELEC diffusent l'électricité vers les autres utilisateurs : particuliers, administrations, industries et commerces. Les transits entre la production et les points de consommation constituent un processus complexe du fait de l'impossibilité de stocker l'électricité et de la nécessité de faire face à une demande variable à tout instant. Au cœur de ce processus se trouve la répartition de Hann, véritable centre d'aiguillage de l'électricité qui, 24 heures sur 24, veille au maintien de l'équilibre production-consommation. La répartition est assistée par le bureau Central de Conduite qui veille en permanence sur le réseau MT de Dakar.

Le réseau de distribution est constitué de 13 sous-stations de 30/6,6 kV ; 6827 km de lignes MT (6,6 et 30 kV) ; 6761 km de lignes basse tension et 3287 postes MT/BT [5].

I.4. Cadre institutionnel

La Senelec est une société anonyme à capital publique majoritaires, concessionnaire de la production, du transport, de la distribution et de la vente de l'énergie électrique, mais également, de l'identification, du financement et de la réalisation de nouveaux ouvrages sur son périmètre. L'Etat accordait annuellement à la Senelec une subvention importante de l'ordre de 120 milliards FCFA. Mais aujourd'hui, avec la baisse du fuel et dans sa nouvelle politique de se prendre en charge, elle compte réduire considérablement ce soutien pour l'orienter vers d'autres secteurs. Cela, en misant sur le mixe énergétique.

Aujourd'hui avec la nouvelle restructuration elle compte se prendre en charge pour soulager l'état et mettre à la disposition des usagers une prestation de service pour une satisfaction totale. Mais cependant depuis peu, elle a décidé de renoncer à la subvention de l'État et à fonctionner avec ces propres ressources.

L'état assure la régulation et le contrôle du secteur pour la recherche de l'efficacité du système économique, eu égard à la position stratégique de l'industrie électrique dans l'économie nationale. Ces fonctions sont assurées à travers le Ministère de l'Energie et des Mines qui assure

la tutelle administrative et technique du secteur de l'énergie par l'intermédiaire de la Direction de L'Energie et de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie.

Depuis sa création en 1984, la Senelec a été l'un des moteurs les plus dynamiques du développement économique et social du Sénégal. De 604 GWh en 1984, ses ventes sont passées à 1540 GWh en 2005. Dans le même temps, sa pointe de 99 MW à 343 MW et sa puissance installée de 184 MW à 514 MW dont 158 MW de production privée.

Aujourd'hui, le principal défi que la société doit relever est celui du financement de son développement dans un contexte caractérisé par la globalisation de l'économie mondiale.

Pour garantir le succès de cette entreprise, le gouvernement du Sénégal a adopté un certain nombre de textes qui prévoient la libéralisation du secteur autour des axes suivants :

- Ouverture du segment de la production au secteur privé pour la réalisation et la gestion de centrales électriques ;
- Maintien à la Senelec, du monopole du transport de l'électricité sur l'ensemble du territoire ainsi que l'exclusivité de la distribution sur son périmètre [6].

I.5. Relation commerciale

Le territoire national est découpé en 6 délégations régionales à l'intérieur desquelles s'exerce la gestion des relations avec la clientèle. Chaque délégation régionale regroupe les agences et les bureaux commerciaux ainsi que les services techniques chargés de l'exploitation, de l'entretien et de la maintenance des réseaux de distribution.

Six (6) délégations régionales présentent les caractéristiques suivantes :

⇒ La Délégation Régionale Dakar 1 (DRD1) : ses limites correspondent à celles du département de Dakar. Elle compte :

- 5 agences : Vincens, Médina, Bourguiba, Ouakam, Patte d'Oie ;
- 4 bureaux commerciaux : Sicap, Hann, Yoff et Parcelles Assainies.

⇒ La Délégation Régionale Dakar 2 (DRD2) : département de Pikine et de Rufisque.

- 4 agences : Pikine, Guédiawaye, Thiaroye, Rufisque ;
- 2 bureaux commerciaux : Yeumbeul et Bargny.

⇒ La Délégation Régionale Centre Ouest (DRCO) : régions de Thiès et de Diourbel.

- 3 agences : Thiès, Mbour et Touba ; 2 districts : Tivaouane et Diourbel ;
- 9 bureaux commerciaux : Méckhé, Mboro, Bambey, Khombole, Cayar, Mbacké, Nguékokh, Joal et Thiadiaye.

⇒ La Délégation Régionale Centre Est (DRCE) : régions de Kaolack, Fatick et Tambacounda.

- 1 agence : Kaolack ; 2 districts : Fatick et Tambacounda ;
- 9 bureaux commerciaux : Kaffrine, Niore, Koungeul, Sokone, Guinguinéo, Kédougou, Bakel, Kidira, et Diawara.

⇒ La Délégation Régionale Nord (DRN) : régions de Saint Louis, Louga et Matam.

- 2 agences : Saint Louis et Louga ; 2 districts : Richard Toll, Matam ;
- 9 Bureaux commerciaux : Darou Mousty, Linguère, Dahra, Bremer, Ross Béthio, Dagana, Podor, Ndioum, Orkadiéré.

⇒ La Délégation Régionale Sud (DRS) : régions de Ziguinchor et de Kolda

- 1 agence : Ziguinchor ; 1 district : Kolda
- 7 Bureaux commerciaux : Bignona, Cap skiring, Medina Wandifa, Sédhiou, Kafountine Djouloulou, Goudomp.
- Le Département Grands Comptes

Un département Grands Comptes chargé de la gestion des clients spéciaux : Clients MT, HT et UP2, Administration et Collectivités Locales, Ambassades et Missions diplomatiques est également mise en place.

Depuis 1993, la gestion des relations avec la clientèle est entièrement automatisée. Toutes les opérations commerciales depuis l'abonnement jusqu'à la résiliation sont gérées en quasi temps réel. Le client peut obtenir toutes les informations commerciales qu'il désire dans toute agence, connaître la situation de son compte et régler ses factures à partir de n'importe quel guichet. De leur côté, les responsables à tous les niveaux peuvent suivre toutes les opérations, les orienter, mesurer les performances des différents postes de travail et exercer un contrôle efficace sur les activités des intervenants et des unités. Ces performances sont possibles grâce à un Système informatique de gestion et d'information Clientèle (SIC) entièrement conçu, réalisé et mis en service par les commerciaux et les informaticiens de l'entreprise [7].

I.6. Organisation de la Senelec

La Senelec, pour pouvoir mettre en application ses projets de développement, s'est doté d'une nouvelle structure organisationnelle à travers la note de direction n 013 qui régleme l'organigramme générale et le fonctionnement de la Senelec.

La nouvelle organisation est illustrée dans la figure I.1

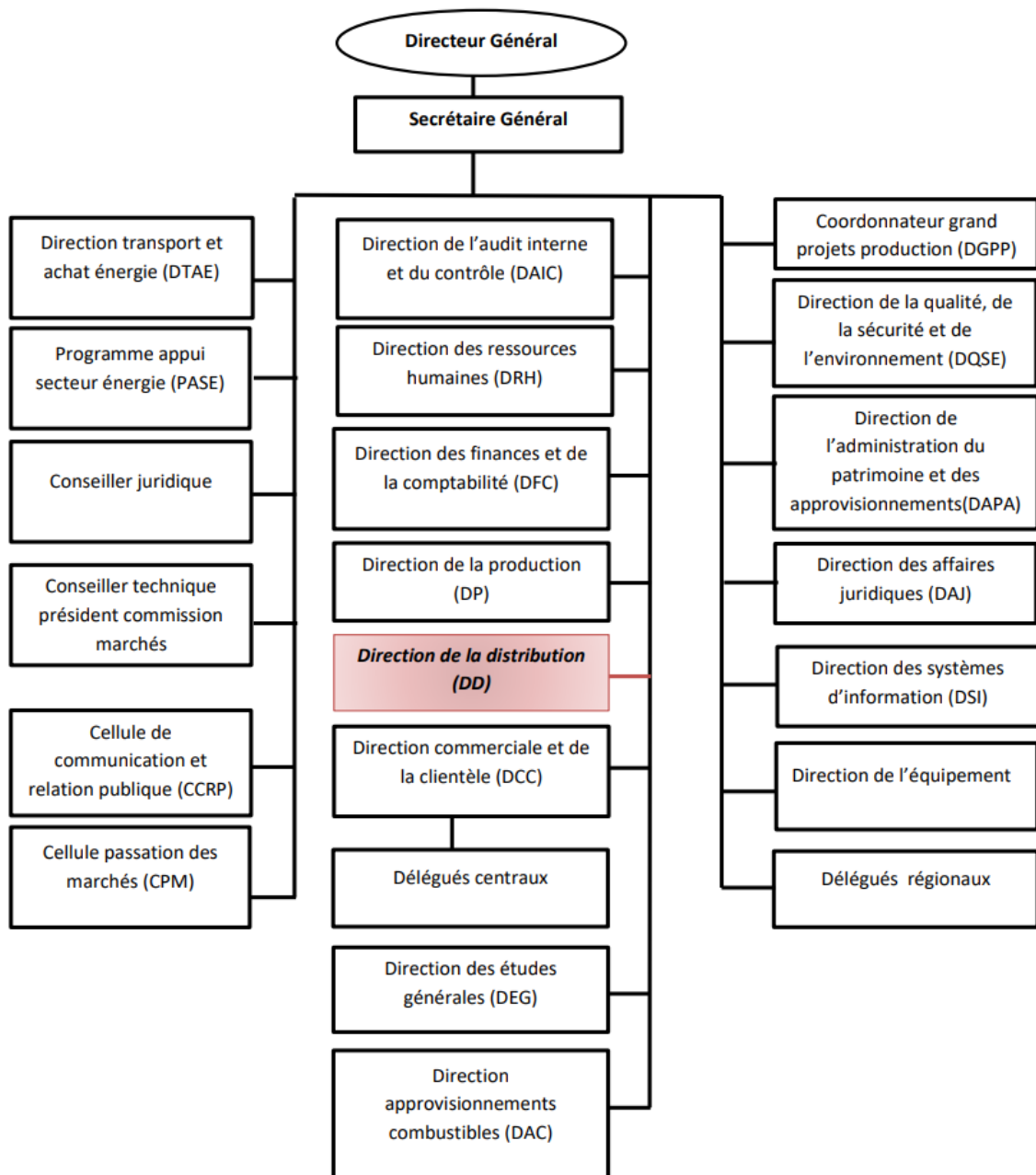


Figure I.1 : Organigramme de la Senelec

I.6.1. Direction Générale

Elle est responsable de la gestion et de l'administration courante de la société. Elle assure les relations avec les pouvoirs publics, les principaux acteurs du secteur économique national et les

organismes internationaux. Ainsi elle coordonne et gère l'entreprise avec ces différents démembrements que sont :

I.6.2. Direction Audit Interne et Contrôle (DAIC)

Cette direction est chargée de l'audit technique, financier, comptable et social des procédés et règles de gestion des unités. Il assiste les directions dans la rédaction des procédures. Elle a pour mission la protection des biens de l'entreprise en exerçant un contrôle ciblé sur le respect des procédures administratives, comptables, commerciales, d'achat et de gestion de stocks. Elle réalise des études, enquêtes ponctuelles ou missions d'inspection. Elle contrôle le respect de la destination effective des biens et services acquis par la Senelec. Elle contrôle le respect des normes techniques de réalisation des ouvrages d'exploitation et de maintenance. Elle est chargée de contrôler, mesurer et analyser l'activité de l'entreprise. Elle apporte au Directeur Général, à travers un système d'informations fiable, les éléments essentiels pour le pilotage de l'entreprise. Elle fait un contrôle de vérification, mais surtout de pilotage, détermine des indicateurs de gestion technique, commerciale, comptable et financière. En outre, elle assure le suivi, la mesure des indicateurs et relève les écarts de réalisation par rapport aux objectifs fixés pour informer et conseiller les directions opérationnelles et alerter le Directeur Général à travers un tableau de bord du suivi de son exécution. Elle formule des avis et propositions tendant à améliorer les performances des services.

I.6.3. Direction des Affaires Juridiques (DAJ)

Elle assiste le Directeur Général dans le secrétariat du Conseil d'Administration, assiste les directions opérationnelles et fonctionnelles dans les négociations des contrats et dans la rédaction des clauses juridiques des différents documents contractuels dont elle assure la garde. Elle assure un rôle de conseil dans la sécurisation, au plan administratif, du patrimoine immobilier de l'entreprise. Elle peut solliciter, en cas de besoin, des conseils externes et, dans ce cas, veille à la bonne exécution des contrats qui en découlent. Elle gère les contrats d'assurance et assure la garde des contrats signés par l'entreprise. Elle est responsable du traitement des dossiers contentieux entre Senelec et ses assureurs (bris de machines, responsabilité civile, etc.) entre Senelec et ses clients et entre Senelec et les tiers avec l'appui des Conseils.

I.6.4. Direction de l'Administration, du Patrimoine et des Approvisionnements (DAPA)

Elle gère les services administratifs et généraux ainsi que les baux immobiliers ; elle est responsable de la gestion du patrimoine, de l'élaboration, de la mise à jour et de la mise en place

des procédures administratives et des notes d'organisation. Elle assure les approvisionnements de matériel et fournitures d'exploitation et d'entretien dans les meilleures conditions de qualité, de prix et de délais et gère les stocks de manière optimale. Elle assure la gestion des assurances du matériel roulant. Elle a en charge de l'Entretien Général, des activités de Génie Civil relatives notamment aux nouveaux projets de production, réseaux, et immobilier.

I.6.5. Direction Commerciale et de la Clientèle (DCC)

Cette Direction a pour mission l'élaboration des politiques dans le domaine de la gestion commerciale, de la communication commerciale et du processus clientèle qu'elle gère au mieux des intérêts de l'entreprise et pour la satisfaction de la clientèle. Elle gère les agences commerciales de la région de Dakar et assure un appui technique aux agences commerciales des Délégations Régionales, leur fixe des objectifs et veille en rapport et sous la supervision directe des Délégués Régionaux à leur réalisation. Elle est responsable de la clientèle d'affaires, des clients de l'administration et des clients à grande puissance, elle doit assurer une gestion de proximité sur ces clients. Elle a pour mission de lutter efficacement contre les pertes non techniques et notamment contre la fraude sur l'électricité. Elle a en charge la fonction comptage et télérelève (acquisition, réparation, vérification, étalonnage, télérelève, GPRS, CPL...). Elle est responsable du Marketing en vue de donner une perception positive de l'image et des produits de l'entreprise. Elle centralise le suivi des revenus des ventes diverses et en assure le recouvrement des factures en relation avec les unités de Senelec émettrices de ces factures.

I.6.6. Direction Distribution (DD)

Elle a pour missions d'élaborer les politiques et procédés dans le domaine des techniques de la distribution, elle doit veiller à ce que le courant électrique soit livré dans les limites de tension réglementaires. Elle élabore les normes, notes d'information techniques et méthodes de travail. Elle apporte son appui aux Services Distribution des Délégations Régionales. Elle est responsable de l'ingénierie et des travaux de tous les projets de renforcement et d'extension des installations de réseaux de transport et de distribution. Elle peut, en accord avec les structures d'exploitation, déléguer la réalisation de certains projets, notamment dans le cadre du renforcement des installations.

I.6.7. Direction des Études Générales (DEG)

Elle est chargée des études économiques, des études tarifaires, de la planification stratégique, des études de planification technique, économique et financière du calcul de rendement. Elle est responsable du modèle financier de Senelec. Elle est également chargée d'établir et de

réactualiser les plans directeurs dans les domaines de la production, du transport et de la distribution ainsi que les plans d'investissement à moyen et long terme.

Elle gère l'observatoire de la demande et les statistiques générales de l'entreprise et élabore le rapport annuel d'activités. Elle est chargée des relations extérieures et des relations institutionnelles et internationales. Elle est chargée de la gestion des projets maîtrise de la demande, de l'économie d'énergie et du rendement global.

I.6.8. Direction des Finances et de la Comptabilité (DFC)

Elle est responsable de l'enregistrement exact, exhaustif et traçable de toutes les transactions comptables et financières de la Senelec, de l'établissement et de la présentation à bonne date et selon les règles de l'art des états financiers de synthèse approuvés par les auditeurs externes. Elle est responsable de la gestion financière de l'entreprise et à cet effet, assure la satisfaction des besoins financiers d'investissement et d'exploitation au coût optimal. Elle assure de façon satisfaisante les obligations financières vis-à-vis des bailleurs de fonds et des fournisseurs. Elle assure le suivi des emprunts dont elle surveille l'adéquation avec la possibilité de l'entreprise.

I.6.9. Direction des Grands Projets de Production (DGP)

Elle assure le suivi et le pilotage du processus de mise en œuvre des grands projets d'investissement de production pour les filières Charbon, Gaz Naturel Liquéfié et Energie Renouvelable. Elle peut s'appuyer sur les autres directions de Senelec comme la DTAE, la DFC et la DAJ pour les négociations de contrats, la DQSE pour les études d'impact environnemental et la DAPA pour les aspects de Génie Civil. Elle assure la veille pour la technologie future de Gaz Naturel Liquéfié et de gaz naturel national qui serait découvert. Elle anime la structure d'innovation technologique.

I.6.10. Direction de la Production (DP)

Elle assure la maintenance et l'exploitation des installations de production de la société et le suivi des contrats d'opérations et de maintenance signés avec les constructeurs de centrales. Elle gère les centrales de Senelec du réseau interconnecté, des régions et les centres secondaires. Elle est responsable de la disponibilité et des paramètres technico-économiques des unités de production de Senelec ainsi que les projets de réhabilitation. Elle est responsable des projets de nouvelles centrales diesel.

I.6.11. Direction Sécurité Environnement (DQSE)

Cette Direction impulse une démarche qualité au sein de l'entreprise, propose des objectifs de certification et suit les conditions de leur réalisation. Elle a en charge le pilotage des activités

relatives à la sécurité, à l'hygiène et à l'environnement au sein de l'entreprise. Elle est chargée des études d'impact environnemental et social ainsi que de la gestion des moyens permettant de faire face aux risques en découlant. Elle veille, en rapport à la Direction des Ressources Humaines, à la sécurité et à la santé au Travail.

I.6.12. Direction des Ressources Humaines (DRH)

Elle est chargée de la gestion prévisionnelle et de la gestion administrative centralisée des ressources humaines. Elle est responsable de l'élaboration de la stratégie de formation, élabore puis exécute les plans de formation. Elle gère le centre de formation ainsi que le projet de centre d'excellence en relation avec le WAPP. Elle organise et délivre au personnel et ayants droit les services de santé et de prévention médicale, veille au respect des règles d'hygiène et de sécurité au travail. Elle veille au climat social par l'écoute de l'ensemble du personnel et par une bonne concertation avec les organisations syndicales. Elle veille à l'application des accords sociaux entre la Direction Générale et les partenaires sociaux. En charge la promotion sociale. Elle veille au respect par Senelec des règles et obligations professionnelles en relation avec l'Inspection du Travail, la Caisse de Sécurité Sociale, les Organisations Professionnelles, etc.

I.6.13. Direction des Systèmes d'Information (DSI)

Cette dernière élabore le plan directeur informatique optimal, est responsable de la sécurité informatique et assure la gestion du parc de matériel informatique, la maintenance et l'exploitation du matériel et des logiciels de gestion. Elle assiste les directions dans la mise en place d'applications et d'outils spécialisés. Elle a en charge les projets informatiques, de téléphonie et ceux relatifs au réseau de communication voix et données. Elle assure l'implantation de nouveaux progiciels et la formation des utilisateurs. Elle gère l'infrastructure du réseau de communication voies et données (WAN et LAN, faisceaux hertziens, boucle locale radio), la téléphonie, les fax.

I.6.14. Direction du Transport et de l'Achat d'Énergie (DTAE)

Elle est responsable de la conduite du Système Electrique Production-Transport-Consommation (sûreté du système électrique, placement optimal des moyens de production du système électrique). Elle a en charge la gestion des achats d'énergie, des exportations et importations d'énergie. Elle assure la maintenance et l'exploitation des Réseaux de transport et de télécommunications propres aux scandas (télé conduite, scanda EMS, scandas DMS, SCCN, la fibre optique, la radiocommunication de l'exploitation (pour les voix et les données électriques) ainsi que les projets correspondants.

I.7. Organigramme de la direction de distribution

La direction de distribution est composée de quatre principaux départements que sont :

- Le Département Gestion Technique (DGT) qui comporte deux services à savoir la SNCT (Service Normalisation et Coordination Technique) et le SEQR (Service d'Études et de Qualité des Réseaux).
- Le Département de Conduite Logistique (DCL) qui est composée de deux services que sont Le BCC (Bureau Central de Conduite) qui supervise le réseau de Dakar et le BRC (Bureau Régional de conduite) qui prend en charge le réseau des régions.
- Le Département de l'Exploitation et de la Maintenance de la Distribution (DXMD) qui est composée des services de distribution (Dakar ; Pikine – Guédiawaye ; Rufisque – Bargny – Diamniadio) et de la maintenance spécialisée.
- Le Département Coordination Distribution Régionale (DCDR)

La hiérarchisation dans ce département est représentée dans la figure I.2

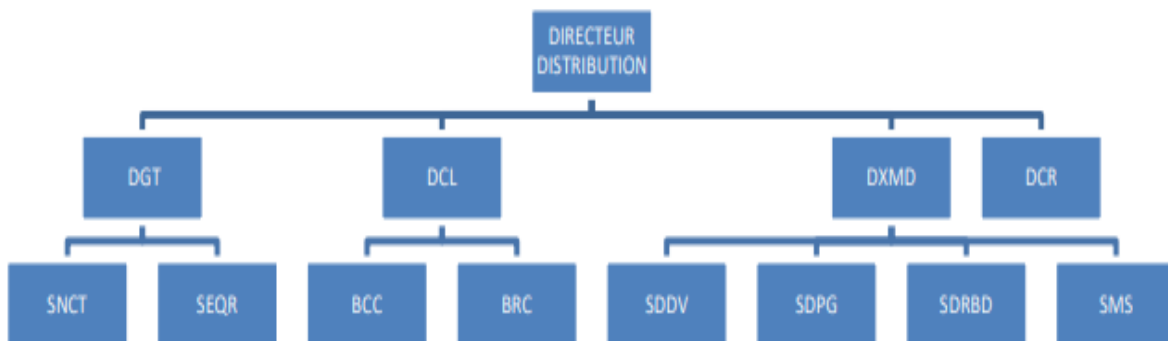


Figure I.2 : Organigramme de la Direction Distribution

I.8. Présentation du service d'accueil : Le Service Étude Qualité du Réseau (SEQR)

Le Service Études et Qualité des Réseaux est composé de trois unités que sont : L'unité Étude de Structures et Qualité de Service, l'unité Études Programmes et Budgets et enfin l'unité Projets Spécifiques. Ses principales activités sont :

- Assurer l'élaboration et la gestion d'un Système d'Information des Réseaux (SIR) de distribution ;
- Procéder aux études de restructuration et de suivi de l'évolution des réseaux de distribution en liaison avec la Direction des Grands Projets de Distribution (DGPD) ;
- Procéder aux études de restructuration et de suivi de l'évolution des réseaux de Distribution en liaison avec la direction de l'équipement et de l'environnement ;
- Veiller au suivi de la réalisation des grands projets en matière de distribution en relation avec la direction de l'équipement et de l'environnement ;
- Mettre en œuvre et piloter le programme d'amélioration de la qualité de service des réseaux de distribution HTA et basse tension ;
- Elaborer, suivre et mettre à jour la cartographie numérisée des réseaux ;
- Assurer la gestion de l'inventaire des réseaux de distribution ;
- Procéder à l'analyse du comportement des réseaux HTA et BT en vue de l'amélioration de la qualité de service de la distribution ;
- Assurer la gestion centralisée des imputations pour obligations contractuelles ;
- Assurer la gestion et le suivi de l'exécution du budget des investissements pour les unités de la distribution ;
- Garantir un appui technique aux délégations régionales dans le domaine de la distribution ;
- Gérer les imputations des travaux inscrits dans le fond de préférence et aux termes des obligations contractuelles ;
- Assurer la gestion et le suivi des réclamations techniques des clients en rapport avec les services de distribution ;
- Piloter et suivre les mises à jour de l'inventaire des réseaux de distribution
- Définir les conditions de raccordement des clients GP (grande puissance en BT) [8].

I.9. Conclusion

L'évolution démographique partout dans le monde est à l'origine de bon nombre de modifications dans les différents secteurs comme l'industrie ou encore l'électricité. Ces modifications dans le secteur électrique se traduisent par une augmentation de la charge par conséquent une augmentation de la production et une densification des différents réseaux (transport, distribution).

Ce chapitre a permis d'avoir une idée sur l'organisation générale de la Senelec. Ainsi, nous avons pu identifier les différents services contribuant à l'exécution de ses activités.

Ainsi, nous procéderons à la présentation de son réseau de distribution et ses différentes structures dans le chapitre suivant.

CHAPITRE II : PRESENTATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION

II.1. Introduction

L'électricité est une énergie souple et adaptable, mais elle est difficilement stockable, alors que la consommation des clients et la coïncidence de la demande sont constamment variables. Ces exigences nécessitent la permanence du transport et la mise à disposition de l'énergie par un réseau de distribution :

Les lignes électriques sont généralement construites pour une distribution triphasée. Elles sont de deux sortes :

- lignes HT (HTA avec une tension de 30 kV isolées à 36 kV et HTB avec une tension de 90 et 225 kV) ;
- Lignes BT avec une tension de 400 V entre deux conducteurs de phase et 230 V entre un conducteur de phase et le neutre.

Dans ce présent chapitre, nous allons procéder à la présentation d'un réseau de distribution, les postes sources de transformation HTB/HTA et HTA/BT et leurs différentes structures ainsi que le régime de neutre.

II.2. Réseau de distribution

Le réseau de distribution est la partie du réseau électrique servant à alimenter les consommateurs. Ils ont comme point de départ les postes sources. Ces réseaux comportent des transformateurs à partir desquels la HTB est distribuée en triphasé sans neutre et ces transformateurs peuvent être couplés [9].

Dans le réseau électrique, on peut distinguer quatre domaines de tension différents :

- La très basse tension (TBT) ;
- La basse tension (BT) ;
- La Haute tension A (HTA) ;
- La Haute tension B (HTB) [9]

II.2.1. Domaines de tension

Les ouvrages et installations électriques sont classés en domaines de tension, qui sont définis selon la norme NF C18-510/A1. En pratique, un domaine de tension est important en matière d’habilitation électrique. Il conditionne le champ d’intervention du personnel en fonction du niveau d’habilitation obtenu. En fonction du domaine de tension, les risques et les précautions à prendre lors des interventions ne sont pas les mêmes [9].

Ces domaines de tension sont classés dans le tableau II.1 comme suit :

Tableau II.1 : Domaines de tensions [9]

| Domaines de tension | | Valeur de tension nominale | |
|---------------------|-----------------------------|---|---|
| | | En Courant alternatif | En courant continu lisse |
| TBT | | $U_n \leq 50 \text{ kV}$ | $U_n \leq 120 \text{ kV}$ |
| BT | Plus de Distinction BTA/BTB | $50 \text{ V} < U_n < 1000 \text{ V}$ | $120 \text{ V} < U_n < 1,5 \text{ kV}$ |
| HT | HTA | $1 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$ | $1,5 \text{ kV} < U_n \leq 75 \text{ kV}$ |
| | HTB | $50 \text{ kV} < U_n$ | $75 \text{ kV} < U_n$ |

II.2.2. Topologie des différents types de réseaux électriques

II.2.2.1. Réseau maillé

Ce réseau est fortement maillé et tous les accès sont alimentés au moins de deux côtés.

Dans ce cas, les postes électriques (point bleues) sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques apportant ainsi une grande sécurité d’alimentation (figure II.1).

Ce type de réseau est très avantageux de par ses nombreuses possibilités de reprise en cas de défaut sur un tronçon mais aussi la possibilité d’alimenter tous les clients de part et d’autre du défaut. L’inconvénient est que le coût est important [10].

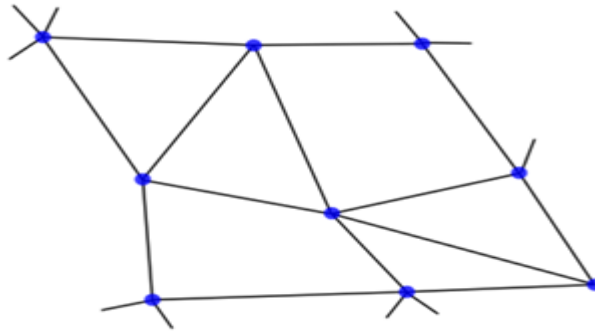


Figure II.1 : Réseau en structure maillé [10]

II.2.2.2. Réseau bouclé

C'est un réseau maillé simplifié qui présente un certain nombre de boucles fermées et contient un nombre limité de sources. Sa disposition fait qu'en partant du point d'alimentation (point rouge), toutes les lignes sont développées en antennes et qui sont alimentées par une seule ligne principale (figure II.2).

Ce type de réseau est avantageux car la sécurité d'alimentation reste élevée même si elle est inférieure à celle de la structure maillée.

Elle a comme avantage la possibilité de reprise pour les clients en cas de défaut.

L'inconvénient est en cas de défaut, les clients situés en amont du tronçon en défaut ne pourront être alimentés [10].

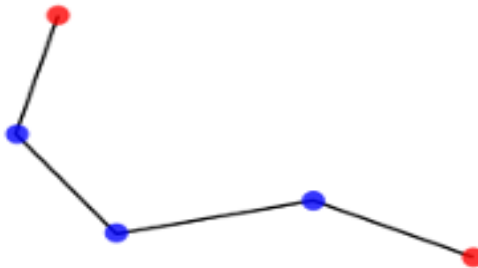


Figure II.2 : Réseau en structure bouclé [10]

II.2.2.3. Réseau arborescent

Dans ce réseau, la source d'énergie est représentée par le point rouge et l'énergie est véhiculée par voie radial c'est-à-dire de la source vers le consommateur. Cela s'explique que tout point de consommation sur la structure ne peut être alimenté que par un seul chemin électrique possible (figure II.3).

Ce réseau est avantageux de par son coût moins cher et l'inconvénient est en cas de défaut au niveau du poste ou un tronçon prive tous les clients en aval d'électricité [10].

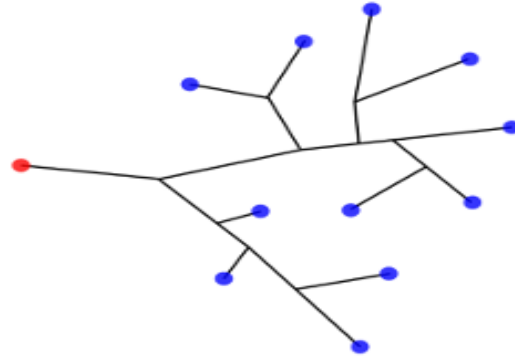


Figure II.3 : Réseau en structure arborescente [10].

II.3. Présentation des postes sources HTA et HTB du réseau de distribution

Le réseau électrique est un système composé de plusieurs sources d'alimentation dont le point de départ est assuré par les postes sources qui sont alimentés par des puissances supérieures à 10 mVA. Ces derniers permettent d'assurer la connexion entre le réseau de transport d'électricité et le réseau de distribution. Elles ont pour but de transformer une très haute tension THT en haute tension HT et permettent d'assurer le transport de l'énergie électrique vers plusieurs canalisations haute tension qu'on appelle départs. Ces postes sont toujours équipés de transformateurs, des équipements de surveillance, de protection et de télécommande c'est-à-dire on peut les manipuler à distance mais aussi des équipements de comptage d'énergie et des systèmes automatiques de délestage pour pouvoir contribuer à la sécurité du système électrique

L'interconnexion entre les réseaux HTB/ HTA, HTA/BT est illustrer par différents schémas.

II.3.1. Postes de livraison HTB / HTA

Ces postes sont généralement alimentés par des puissances supérieures à 10 mVA dont le point de raccordement au réseau de distribution HTB d'une part et la borne aval des transformateurs HTB/HTA d'autre part. Les schémas électriques les plus utilisés sont : l'alimentation simple antenne, double antenne et double jeu de barres [11].

II.3.1.1. Simple antenne

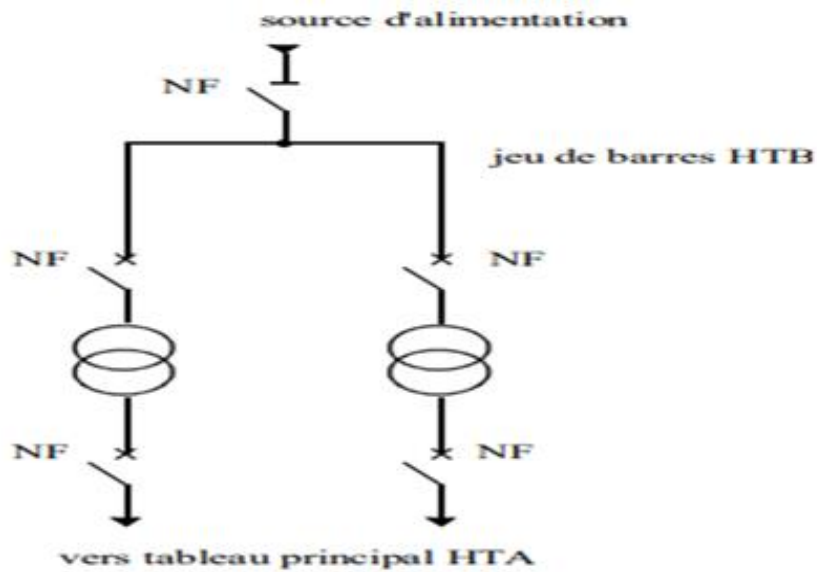


Figure II.4 : Alimentation simple antenne d'un poste HTB/HTA [11]

Ce schéma (figure II.4) nous présente une seule source d'alimentation et un jeu de barre.

Il a pour avantage un coût minimale de réalisation, et il a comme inconvénient la faible disponibilité, et en cas de défaut sur la source, l'alimentation sera coupée sur toute les lignes qui sont raccordées sur ce poste.

II.3.1.2. Double antenne

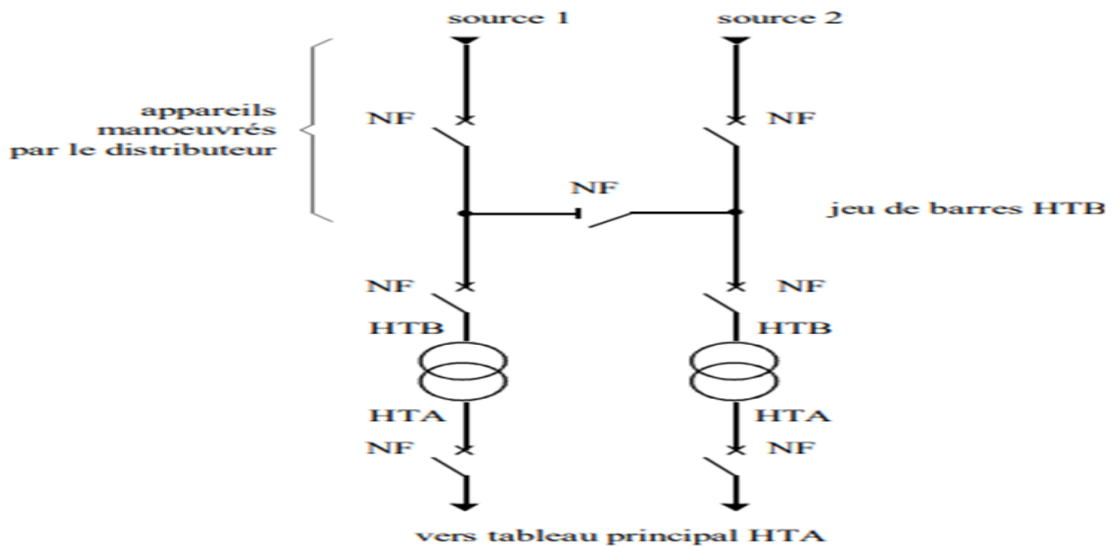


Figure II.5 : Alimentation double antenne d'un poste HTB/HTA [11]

En fonctionnement normale, les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage. Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources

simultanément (figure II.5). En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

Il a comme avantage une bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau, possibilité de maintenance du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci.

L'inconvénient est que la solution est plus coûteuse que l'alimentation simple antenne et ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres lors des activités de maintenance [11].

II.3.1.2. Double antenne - double jeu de barres

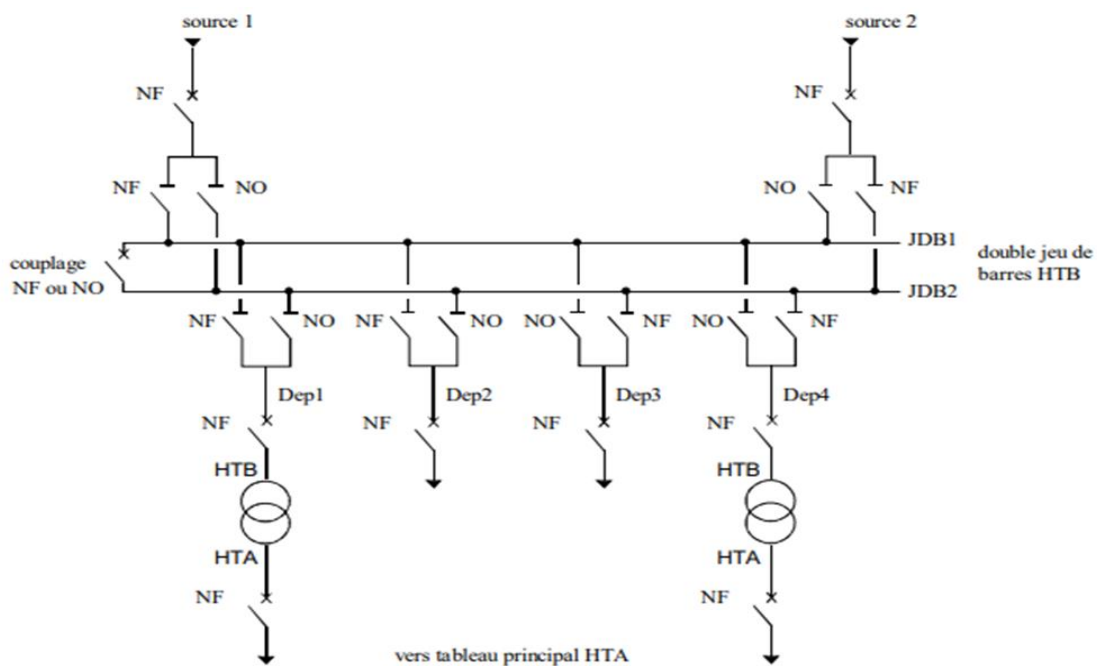


Figure II.6: Alimentation double antenne-double jeu de barres d'un poste HTB/HTA [11]

En fonctionnement normale, la source 1 alimente, par exemple, le jeu de barre JDB1 et les départs Dep1 et Dep2. La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barre JDB2 et le départs Dep3 et Dep4. Dans ce cas, le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert (figure II.6). En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

En cas de défaut sur un jeu de barre (maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

Il a comme avantages : une bonne disponibilité d'alimentation, une très grande souplesse

d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres, une possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé). L'inconvénient, surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres [11].

II.3.2. Postes de livraison HTA/ BT

Ils sont régis par la norme NF C 13-100, ils ne comportent qu'un seul transformateur dont le courant secondaire est inférieur ou égal à 2000 A, soit une puissance inférieure ou égale à 1250 kVA pour une tension composée de 400 V.

Selon les besoins de continuité de service et de contrainte de coût et selon les départs de la Partie HTA en aval du transformateur, nous pouvons avoir une alimentation en « antenne » Ou « simple dérivation », une alimentation double dérivation et une alimentation en coupure d'artère ou en « boucle » [11].

II.3.2.1. Simple dérivation ou en antenne

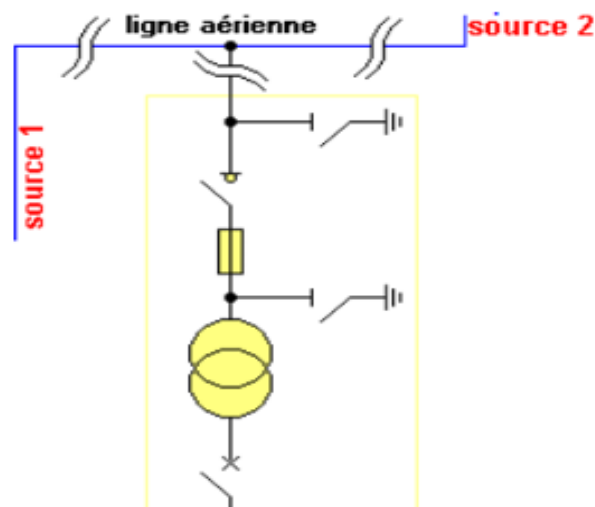


Figure II.7 : Schéma d'alimentation simple dérivation [11]

Le poste est alimenté par une dérivation du réseau en antenne de distribution moyenne tension (figure II.7). Il comporte une cellule d'arrivée et protection générale par interrupteur sectionneur et fusible. Nous avons donc une alimentation unique pour les récepteurs par conséquent, en cas de défaut sur un tronçon de câble ou dans un poste, les utilisateurs en aval seront privés d'alimentation le temps de la réparation.

II.3.2.2. Coupure d'artère ou en boucle

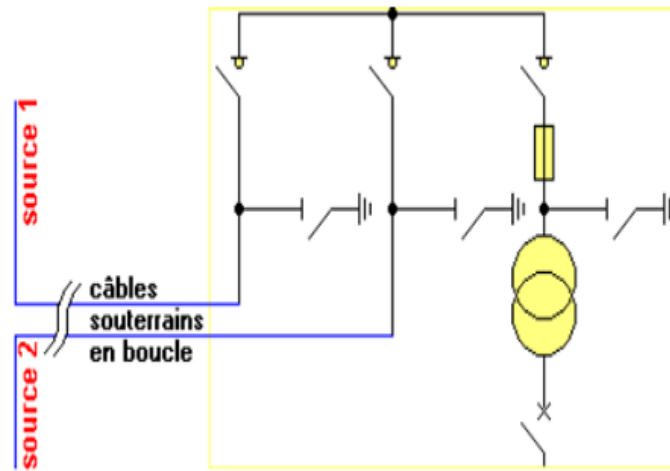


Figure II.8 : Schéma d'alimentation en coupure d'artère [11]

Dans ce cas, le poste comporte trois cellules à haute tension (figure II.8) :

Deux cellules d'arrivées avec interrupteur sectionneur ; une cellule départ et protection générale par interrupteur sectionneur et fusible, par sectionneur et disjoncteur ou par combiné interrupteur-fusible. En cas de défaut sur un tronçon de câble ou dans un poste, l'ouverture des deux appareils de protection ou de sectionnement qui l'encadrent permet d'isoler le tronçon en défaut puis on réalimente la boucle en refermant le disjoncteur [11].

II.3.2.3. Double dérivation

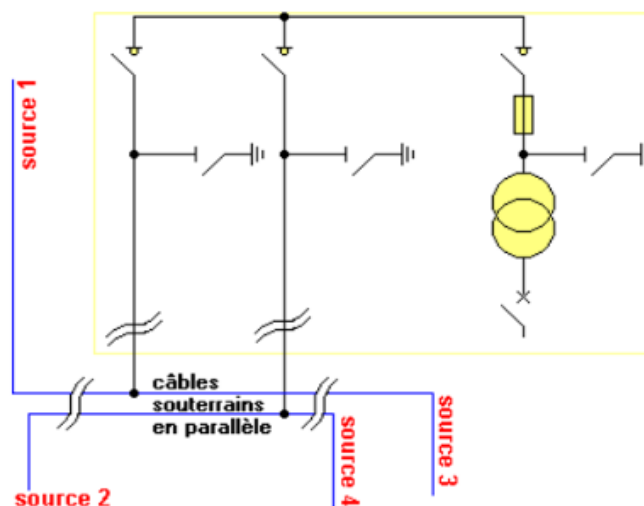


Figure II.9 : Schéma d'alimentation double dérivation [11]

Le poste comporte deux (2) cellules d'arrivée à interrupteur sectionneur avec verrouillage mécanique et une cellule départ et protection générale par interrupteur-fusible ou disjoncteur et

sectionneur. Le poste est alimenté par plusieurs sources distinctes à travers deux câbles posés en parallèle (figure II.9) [11].

II.3.3. Différents types de postes de transformation HTA/BT

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale (IEC), un poste électrique est la « partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, et, éventuellement, des transformateurs » [12].

II.3.3.1. Postes d'extérieur

- **Postes aériens** : Ce sont les postes sur poteau avec un transformateur de type H61 et un disjoncteur. Ces postes sont raccordés en dérivation sur les réseaux aériens avec une puissance maximale de 160 kVA [12]. Il est représenté sur la figure II.10



Figure II.10 : Poste sur poteau de type H61 [12]

II.3.3.2. Postes d'intérieur

Ils sont de deux sortes :

- **Les postes préfabriqués** : Ils sont construits en usine en béton ou en béton CCV. Dans tous les cas, l'enveloppe doit être homologuée par Senelec. La gamme de puissance acceptable pour ces types de poste est limitée à 630 kVA ;

- **Les postes maçonnés** : Ils doivent être construits avec des dimensions qui respectent le plan type Senelec. Ils peuvent accueillir en plus des autres équipements un transformateur de puissance qui peut aller jusqu'à 630 kVA pour les postes de distribution et au-delà pour les postes de livraison [12]. Ce poste est illustré sur la figure II.11.



Figure II.11 : Poste d'intérieur préfabriqué [12]

D'après la structure des réseaux présente ci-dessus, nous avons d'autres structures dans le réseau de distribution de la Senelec.

Dans ce cas, nous avons une structure en antenne qui présente une cellule de départs HTA avec une seule source qui alimente le transformateur, en coupure d'artère nous avons aussi deux cellules de départs HTA avec deux sources qui alimentent notre transformateur, en Te, la structure présente trois cellules de départs HTA avec trois cellules sources qui assurent l'alimentation du transformateur, une structure en croix dont quatre cellules de départ HTA et une alimentation du transformateur assurée par quatre sources et enfin, on a une structure en étoile assurée par cinq cellules de départ HTA avec cinq sources qui permettent d'alimenter notre transformateur [12].

II.3.4. Régime de neutre ou schéma des liaisons à la terre

Le régime TT est l'un des installations qui est adopté par les services de distribution Publique mais il existe d'autres régimes de neutre que sont TN et IT qui ont pour but de garantir la protection des personnes et des biens contre tout défaut d'isolement. Ils ont formé une boucle de défaut pouvant écouler les courants de défaut afin d'inciter les différents dispositifs de protection par coupure automatique dans le but d'éviter les accidents d'électrisation, même d'électrocution. En effet, chaque régime présente des différences au niveau du mode de connexion du conducteur du neutre de la source par rapport à la terre mais aussi la façon dont les masses métalliques sont raccordées dans l'installation. Ces régimes présentent trois configurations différentes [13].

II.3.4.1. Régime de liaison TT

Ce régime permet de limiter les conséquences, en mettant en œuvre des dispositifs différentiels résiduel (DDR) capables de détecter le défaut terre afin d'éviter un court-circuit lorsqu'il subit un défaut terre. Ce régime (figure II.12) est considéré comme le champion de la sécurité car apportant une grande sécurité [13].

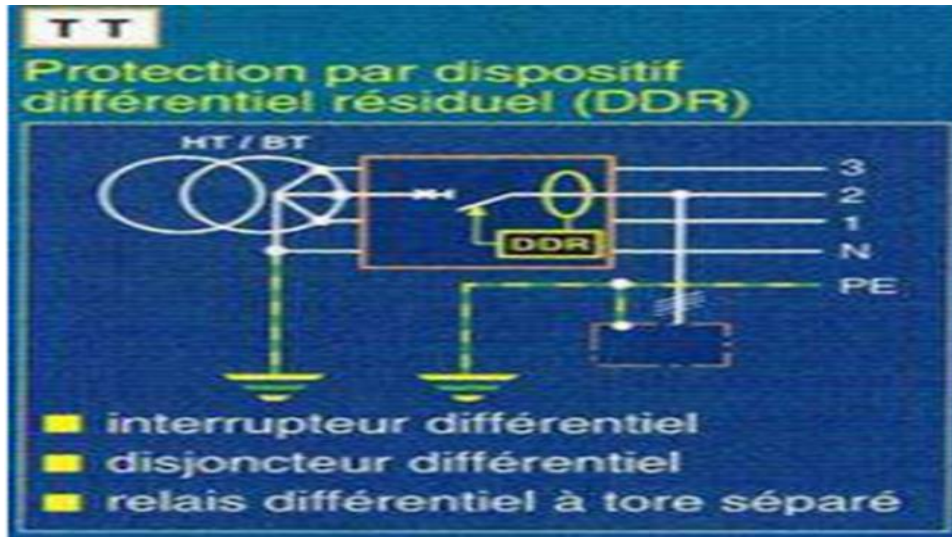


Figure II.12 : Schéma d'un régime TT [13]

- **Avantage** : Ce régime a pour avantage un bon compromis entre un courant de défaut faible et des surtensions bien écoulées et les protections sont simples, sélectives et le courant est limité [13].

- **Inconvénients** : Par contre, ce régime est incapable d'assurer la continuité de service en cas de défaut terre. Le coût de la résistance de mise à la terre augmente avec la tension et le courant car la puissance dissipée est proportionnelle au carré du courant [13].

II.3.4.2. Régime de liaison TN

Ce régime est capable de se protéger en provoquant un déclenchement lorsqu'il subit un défaut. Ce dernier ressemble à un court-circuit qui peut endommager les équipements et c'est le disjoncteur qui déclenche au premier défaut. L'impédance de la boucle de défaut est trop faible au point qu'elle ne passe par la terre. Celui-ci se transforme en court-circuit qui doit être éliminé par les dispositifs de protection s'il y a défaut d'isolement. Ce régime (figure II.13) est considéré comme le champion de l'économie car le coût est moins cher. Ce schéma n'est pas autorisé aux l'installation domestiques [13].

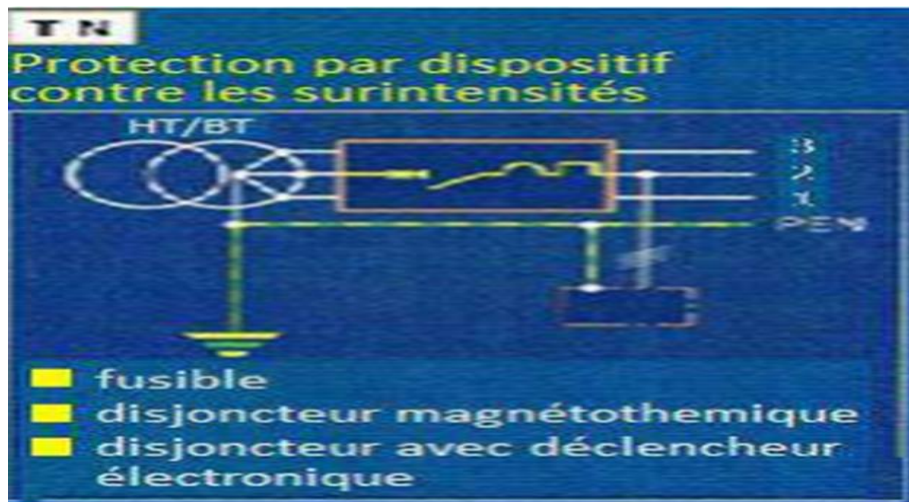


Figure II.13 : Schéma d'un régime TN [13]

- **Avantages :** Coupure au premier défaut, employé avec succès dans les installations électriques dont les récepteurs ont naturellement des défauts d'isolement très élevés comme les radars, les installations de calcul et d'acquisition de données qui utilisent des filtres capacitifs de forte puissance entre chaque phase et la masse [13].

- **Inconvénients :** Les installations doivent être calculées et essayées avec le plus grand soin en ce qui concerne la protection de surintensité de courant (relais électromagnétiques) avant toute mise en service normal. Ces installations alimentent des récepteurs sans protection différentielle ; en cas de défaut d'isolement, c'est la protection magnétique qui déclenchera la coupure de l'alimentation électrique [13].

II.3.4.3. Régime de liaison IT

C'est grâce à l'utilisation des réseaux à neutre isolé IT, ce régime (figure II.14) peut rendre moins dangereux ou inoffensif le défaut terre. Ce schéma de liaison du neutre a une particularité de ne pas s'attaquer l'effet, mais à la cause afin de limiter le courant de défaut à quelques milliampères. Il n'est pas nécessaire de déclencher et l'exploitation peut continuer. C'est le champion de la disponibilité car il est plus facile de le manœuvré par rapport aux régimes précédents [13].

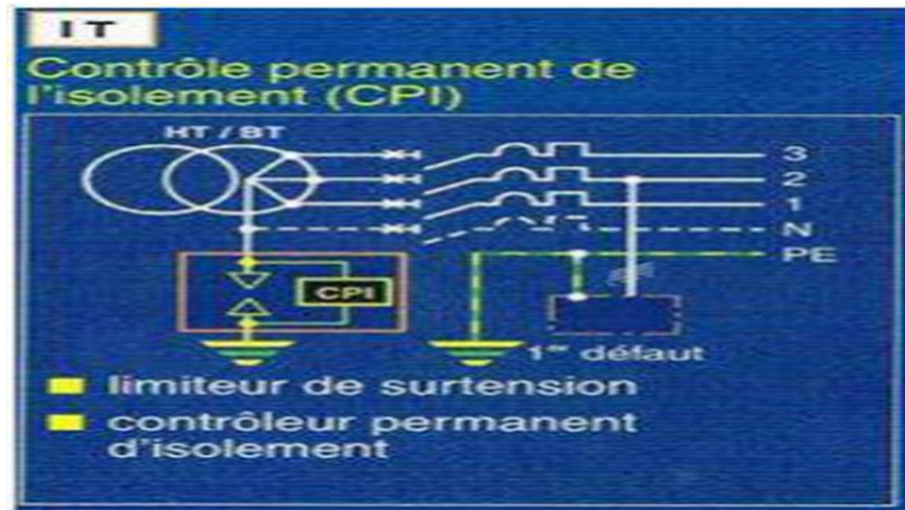


Figure II.14 : Schéma d'un régime IT [13]

- **Avantage** : Ce régime a comme avantage la continuité de service car le courant de défaut I_d , très faible, permet de ne pas déclencher automatiquement [13].
- **Inconvénients** : Le non élimination des surtensions par écoulement à la terre est un problème majeur si elles sont élevées. De plus, en cas de mise à la terre d'une phase, les autres se trouvent portées à la tension composée par rapport à la terre ; ce qui renforce la probabilité d'un second défaut. Le coût d'isolement est plus élevé car la tension composée reste appliquée entre phase et terre [13].

II.3.5. Problématique du sujet

Dans toute installation industrielle, le raccordement d'un réseau de terre est une des règles de base à respecter pour garantir la sécurité des équipements et des personnes.

La réalisation de la protection des circuits de mise à la terre font office de jonction entre la terre et les masses métalliques ou le neutre sont installées dans les postes HTA/BT.

L'absence d'une mise à la terre ou encore la présence d'une mise à la terre défectueuse dans un poste de transformation peut en cas de défaut d'isolement entraîner le report de la phase sur la carcasse.

Ainsi toute personne qui la touche, se transforme alors en conducteur capable de véhiculer le courant à la terre avec à la clé, le risque de s'électrocuter et nuire à l'ensemble des installations du poste.

Pour se prémunir de ce danger électrique, il est donc essentiel de prêter une attention particulière à l'état des installations électriques du poste, et en particulier à celui de sa mise à la terre. Pour

ce faire, des contrôles réguliers et des mesures des terres doivent être effectués en respectant les conditions suivantes :

- Avoir une valeur de résistance inférieure ou égale à 10 Ohms à la barrette de coupure de la terre des masses ;
- Avoir une valeur de résistance inférieure ou égale à 5 ohms à la barrette de coupure de la terre du neutre.

Les mises à la terre sont en outre indispensables pour pouvoir établir des mesures de protection efficaces contre les chocs électriques dans les systèmes TN et TT. Elles sont aussi utilisées pour prévenir les surtensions, notamment les surtensions dues à la commutation ou les surtensions atmosphériques, dans les installations électriques.

De nos jours, les conducteurs de terre sont de plus en plus importants, y compris en lien avec la compatibilité électromagnétique (CEM). Les mesures de protection avec des conducteurs de protection tout comme la protection contre les surtensions nécessitent des mises à la terre à basse impédance. Les contrôleurs électriciens et les personnes compétentes qui contrôlent les installations doivent toujours se demander si, parmi les procédés de mesure disponibles, la méthode donnée est appropriée et utile pour la mesure de protection qu'il s'agit de contrôler. C'est la principale difficulté

II.4. Conclusion

L'énergie électrique est distribuée localement en moyenne tension HTA selon plusieurs schémas de distribution correspondants à diverses contraintes de continuité des services et de coût. Selon la puissance de l'installation, plusieurs types de livraison (HT ou BT) sont possibles avec des contrats tarifaires adaptés. Ces schémas de distribution que nous avons sont réalisés au moyen de cellule HTA utilisant une technologie spécifique et assurant outre le raccordement, le sectionnement, la protection et le comptage de l'énergie électrique. Ainsi nous aborderons dans le chapitre suivant les différentes méthodes techniques et matériels utilisées pour mesurer la valeur de la résistance de terre dans les postes.

CHAPITRE III : MATÉRIELS ET MÉTHODES DE MESURE

III.1. Introduction

Tout poste de transformation doit comporter une prise de terre des masses et une prise de terre du neutre pour assurer la sécurité des personnes et des équipements de puissance contre tout courant de défaut pouvant les traverser et mettre en danger la vie des personnes et des biens : celle-ci s'incorpore à l'ensemble des mises à la terre du neutre du réseau BT.

Tous les postes comprendront :

- Une prise de terre avec un fond de fouille en cuivre nu 38 mm^2 ,
- Un circuit de terre des masses en cuivre ou équivalent avec une valeur de résistance $R \leq 10 \Omega$ où sont reliées les masses de tous les circuits HTA et BT (châssis et masses d'appareillages HTA, cuve du transformateur, disjoncteur BT ou châssis du tableau BT...) au moyen de cosses sertis ;
- Un conducteur de neutre avec une valeur de résistance $R \leq 5 \Omega$.

Les paramètres qu'il faut prendre en considération tels que : la nature du sol, la valeur de résistance et nature de défaut et sa durée, en fin le facteur coût qui est toujours considéré durant la réalisation.

Dans ce chapitre nous allons présenter les différents matériels et méthodes de mesure de la prise de terre ainsi que les avantages et leurs inconvénients puis nous évoquerons les critères nous ayant poussés à choisir une méthode précise. A partir de ces résultats, on peut juger s'il y a intérêt de proposer des solutions pour cette prise de terre, comme il nous faudra choisir celles qui minimisent le coût des installations, tout en respectant les normes.

III.2. Matériels utilisés

Pour contrôler le circuit de terre, il existe plusieurs appareils qui nous permettent d'arriver à nos fins. Les appareils utilisables sont nombreux et le plus adapté est choisi en fonction d'un bon nombre de paramètres fixés par l'installation sur laquelle doit être effectuée la mesure.

Il existe deux grandes familles d'appareils de vérification des circuits de terre :

- Les testeurs de terre : ils permettent de dire si la terre est correctement raccordée où

non mais aussi permettent de contrôler l'efficacité du différentiel de protection ;

- Les mesureurs de terre : ils permettent de mesurer la valeur ohmique de la terre.

Dans le cadre de notre projet, nous voyons que seule la seconde famille nous concerne. Ainsi, les appareils auxquels nous faisons référence en évoquant la famille des mesureurs de terre sont : Une pince ampèremètre, un multimètre et un telluromètre

III.2.1. Pince ampèremétrique

Elle permet de mesurer les différentes grandeurs notamment : l'intensité du courant, la tension que ce soit en alternatif ou en continue, la résistance et pour finir, la continuité (figure III.1).



Figure III.1 : Pince ampèremétrique

III.2.2. Multimètre

Ce sont des appareils de mesure des différentes valeurs caractérisant le courant électrique. Ils servent à la détection des problèmes sur les circuits électriques en général et mesurent au moins les trois grandeurs suivantes : la tension, le courant et la résistance (figure III.3)



Figure III.2 : Multimètre

III.2.3. Telluromètre

Un telluromètre (figure III.3), est un instrument de mesure électrique permettant de mesurer la résistivité du sol ainsi que la résistance des prises de terre.



Figure III.3 : l'appareil de mesure de la prise de terre ou Telluromètre

III.3. Modes opératoires

En fonction de la grandeur à mesurer, il convient de placer le sélecteur sur le symbole correspondant et effectuer la mesure via les cordons ou la pince. Pour effectuer des mesures avec les cordons, il convient d'insérer d'abord le cordon de noir dans la fiche COM, puis insérer le cordon rouge dans la fiche $V\Omega$. Au terme des mesures, retirer les cordons dans l'ordre inverse et mettre la pince hors tension.

Une fois les piquets mis en place et raccordés aux bornes E, ES, S et H, la mesure est déclenchée par une simple pression sur le bouton poussoir et le choix du calibre et du courant se fait automatiquement pour un maximum de précision. Le résultat de la mesure et son unité s'inscrivent directement sur l'afficheur numérique, de grande taille et rétroéclairé

Trois témoins lumineux signalent les événements susceptibles d'invalider le résultat de la mesure :

- LED rouge clignotante faut (E-H) : indication de défaut circuit courant (tension aux

Bornes ≥ 30 V crête) ;

- LED rouge clignotante résistance élevée (ES-S) : résistance trop élevée dans le circuit tension ($R \geq 50$ k Ω) ;

- LED rouge clignotante bruit élever (ES-S) : bruit parasite ≥ 13 V crête dans le circuit tension

III.4. Différentes méthodes de mesure

Pour la mesure de la résistance du réseau de terre, nous utiliserons la même méthode et le même matériel que pour la mesure de la résistance de terre. La seule différence demeure sur le point de piquage. Rappelons que les valeurs limites sont de **10 Ω** pour la résistance de terre, et **1 Ω** pour la résistance du réseau de terre. Cependant, de nombreuses mesures peuvent être appliquées selon les caractéristiques de l'installation telles que la possibilité de mettre l'installation hors tension, de déconnecter la prise de terre, d'avoir une prise de terre unique à mesurer ou reliée à d'autres, la précision de la mesure souhaitée, le lieu de l'installation (milieu urbain ou non).

Pour ce faire on fait appel à plusieurs méthodes de mesure, dont on distingue deux types :

- type de mesure avec déconnection obligatoire de la barrette de terre.
- type de mesure sans déconnecter la barrette de terre.

Ainsi, les différentes méthodes techniques de mesures utilisées dans nos installations qui satisfont nos besoins sont : Mesure de terre 3 pôles dite méthode des 62 %, la méthode de mesure en triangle (2 piquets), Mesure de boucle Phase-PE, Mesure de boucle de terre à 2 pinces et mesure avec pince de terre etc...

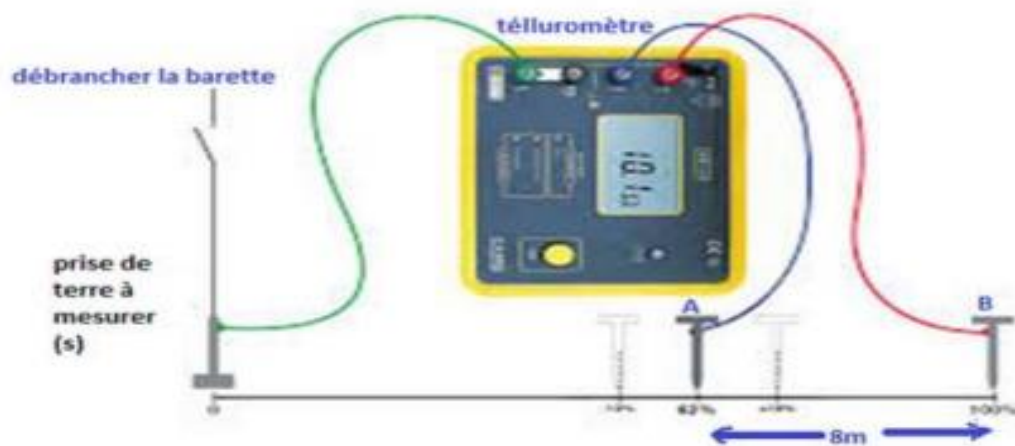


Figure III.4 : Schéma fréquemment utilisé pour la mesure de terre [14].

- le fil vert ou contact à la terre **E** est le conducteur enterré qui assure le contact électrique avec la terre qui l'entoure ;
- le fil rouge qui est relié au borne **H** est un contact à la terre auxiliaire à travers lequel circule le courant de mesure ;

- le fil bleu qui est relié à la borne **S** est un piquet de terre auxiliaire utilisé pour mesurer le potentiel. La tension proportionnelle à la résistance de terre à déterminer est mesurée entre le piquet **S** et le contact de terre **E** ou le piquet auxiliaire **ES**.
- la borne noir **ES**, désigne le point de mesure relié à la mise à la terre ou un système de terre qui permet de mesurer le potentiel électrique existant à cet endroit par rapport au piquet de terre auxiliaire **S**.

III.4.1. Mesure de terre 3 pôles dite méthode des 62 %

Cette méthode est réalisée grâce à l'utilisation de trois piquets de terre. Elle nous permet d'évaluer la valeur de la résistance de terre dans le circuit en injectant du courant à travers le telluromètre dans des piquets plantés dans le sol (figure III.5).

Le premier piquet est relié au circuit de terre du poste et les deux autres piquets seront plantés dans le sol afin de réaliser la mesure.

Pour effectuer une bonne mesure, il faut que la prise auxiliaire de référence de potentiel **S** ne soit pas plantée dans les zones d'influences des terres **E** et **H**, zones d'influence créées par la circulation du courant **i**.

La méthode idéale pour garantir la plus grande précision de mesure consiste à placer le piquet **S** à **62 %** de **E** sur le droit **EH**.

Il convient ensuite de s'assurer que la mesure ne varie pas ou peu en déplaçant le piquet **S** à $\pm 10 \%$ de **S** et **S'** de part et d'autre de sa position initiale sur la droite **EH**.

Par conséquent, si la mesure varie, alors **S** se trouve dans une zone d'influence et dans ce cas, il faut augmenter la distance et recommencer les mesures afin d'avoir une mesure correcte [14].

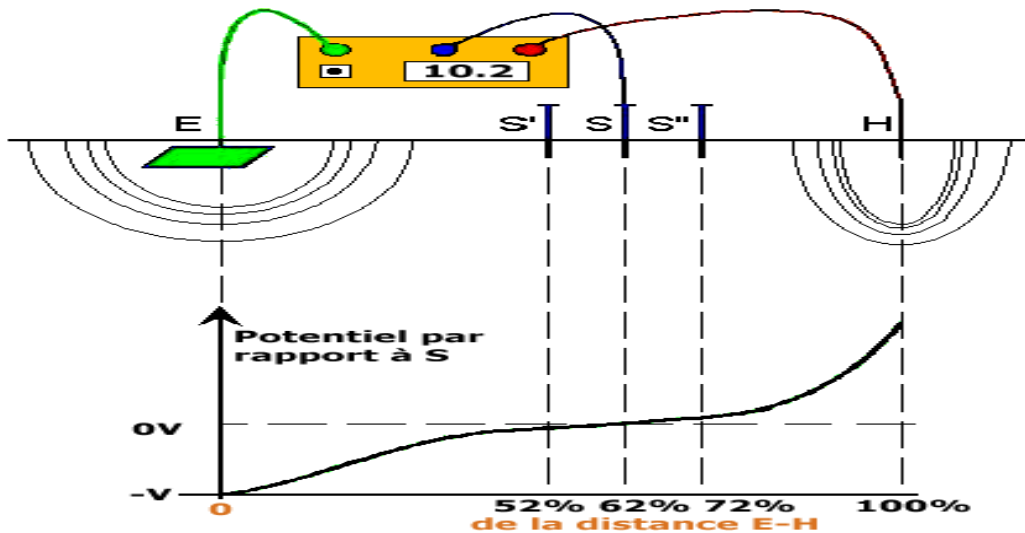


Figure III.5 : Illustration du procédé de la mesure [14]

⇒ Cette méthode présente comme avantages :

- La possibilité de connaître la résistance de la terre avant l'installation définitive du poste ;
- La mesure de la résistance de terre dans les milieux où l'implantation des piquets est possible.

⇒ Elle a aussi ses limites que sont :

- Impossibilité d'utiliser cette méthode lorsque l'alignement des piquets n'est pas possible ;
- Obligation de déconnecter la barrette de terre en raison de possible influence de l'installation électrique.

III.4.2. Mesure de boucle de terre à 2 pinces de terre sans piquet de terre

Cette méthode est uniquement applicable aux prises de terre qui sont montées en parallèle et ne nécessite pas la déconnection de la barrette de terre (figure III.6). Elle est basée sur le même principe.

La première pince ampérométrique injecte une tension, tandis que la deuxième pince mesure le courant qui passe effectivement dans le circuit. Cela nous permet de mesurer avec redressement synchrone, la tension et le courant afin de calculer la résistance de terre R_E [14].

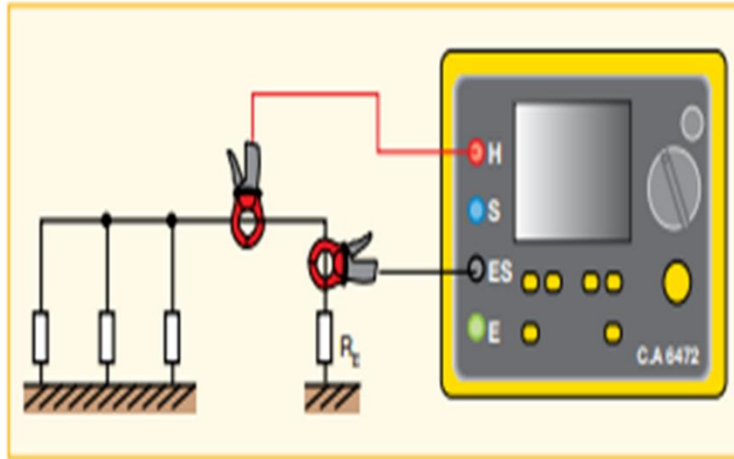


Figure III.6: Méthode à 2 pinces [14]

⇒ Les avantages d'une telle méthode sont :

- Possibilité de réaliser la mesure dans tous les types de postes et de milieux ;
- Obtention de la valeur recherchée en un temps record ;
- Facilité de mise en œuvre ;
- Possibilité d'effectuer la mesure sur des réseaux de terre en parallèle ;
- Permet d'effectuer la mesure sur des circuits où la méthode à une pince ne peut être mise en œuvre.

⇒ Les inconvénients de la méthode à 2 pinces sont :

- Ne s'applique qu'aux circuits de terre bouclés ;
- L'opérateur doit déterminer la présence de circuits de terre en parallèles car pouvant grandement influencer sur les résultats obtenus ;
- Nécessite une adaptation de la fréquence du signal émis par le générateur en fonction de la longueur de la boucle.

III.4.3. Méthode de mesure en triangle 2 piquets

Cette méthode est basée sur l'utilisation de deux piquets ou électrodes auxiliaire.

Son principe consiste à injecter un courant généré par le telluromètre à travers les deux piquets dont l'un représente le piquet de terre et l'autre les électrodes et cela nous permet de relever la

tension qui existe entre le piquet de terre et la troisième électrode afin d'avoir la valeur de la résistance de terre en appliquant la loi d'ohm ($R = U / I$) (figure III.7).

Le premier piquet représente celui de terre qui est relié au circuit de terre du poste et les deux autres piquets sont plantés de tel sorte qu'ils forment un triangle équilatéral avec le premier piquet. Le troisième piquet qui n'est parcouru par aucun courant de la part du générateur du telluromètre est celui qu'on doit déplacer pour pouvoir effectuer des mesures.

On effectue une première mesure en plaçant S d'un côté puis une seconde mesure en plaçant S de l'autre côté.

Par conséquent, si les valeurs trouvées sont très différentes, alors le piquet S est dans une zone d'influence dans ce cas, il faut augmenter les distances et recommencer les mesures.

Si les valeurs trouvées sont voisines, à **quelques % près**, la mesure peut être considérée comme correcte [14].

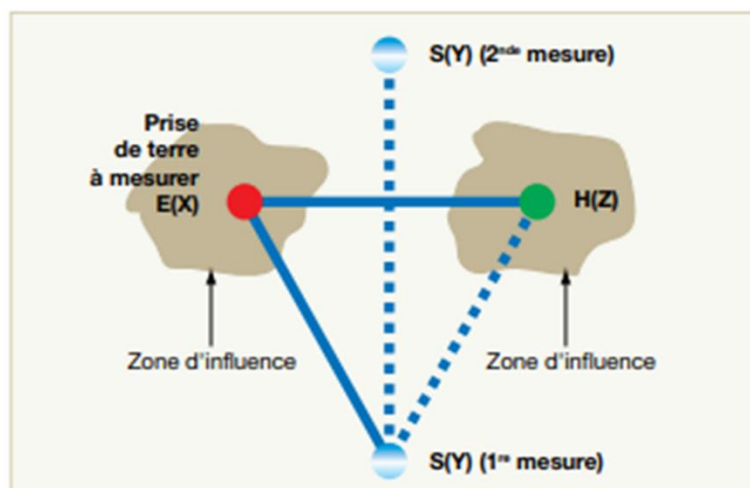


Figure III.7 : Principe de mesure en triangle [14]

⇒ Cette technique présente comme avantage :

- La possibilité de réaliser des mesures dans des endroits pas très grands.

⇒ Elle présente des inconvénients que sont :

- L'impossibilité de réaliser la mesure en milieu urbain (impossibilité de planter des piquets) ;
- l'incertitude des résultats ;
- L'obligation de déconnecter le circuit de terre du poste donc laisser l'installation sans protection le temps de la mesure.

⇒ **Avantage des mesures de terre avec la méthode de 3 pôles ou quatre pôles**

La méthode de mesure de terre en 3 pôles ou 4 pôles présente des avantages car on peut réaliser cette mesure sur un circuit à l'absence de tension (hors-tension). Elle nous permet aussi d'avoir une valeur de résistance de terre sans que le bâtiment ne soit raccordé au réseau de distribution d'énergie électrique.

III.4.4. Mesure de boucle Phase-PE

Dans certains lieux, l'implantation de piquet s'avère un peu difficile à cause des sols souvent bétonnés ou manque de place. Raison pour laquelle la méthode de boucle Phase-PE (figure III.8) sera utilisée en alternative pour pouvoir mesurer la valeur de la résistance sans difficulté. Cette méthode s'applique uniquement aux installations électriques dont le schéma de liaison à la terre est le régime TT.

Elle est basée sur le même principe d'injection de courant à travers l'appareil de mesure. Le courant est toujours injecté à travers le circuit de terre de protection PE puis passant par le conducteur neutre du transformateur car ces deux terres se trouvent dans la même zone d'influence. Le retour du courant à l'appareil se fait par l'une des phases du secondaire [14].

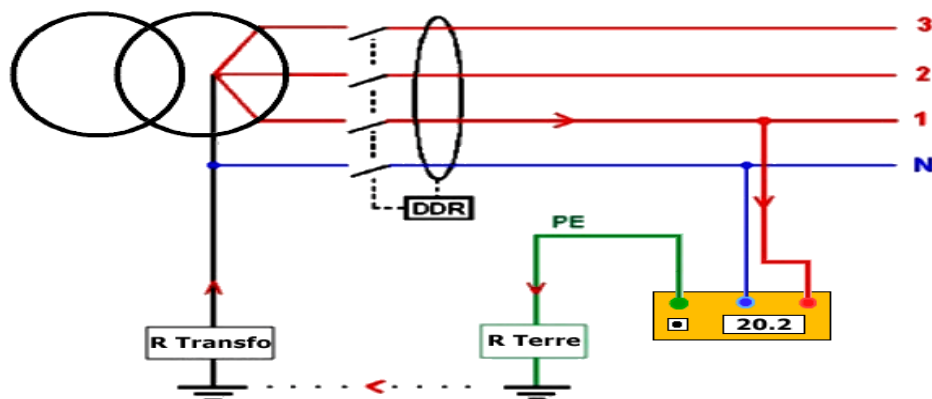


Figure III.8 : Mesure boucle phase PE [14]

⇒ **Les avantages qu'offre cette méthode sont :**

- La possibilité d'effectuer les mesures sans pour autant couper l'alimentation et les protections du poste.
- La possibilité d'effectuer les mesures dans tous type de poste (non nécessite de planter des piquets)

⇒ Cette méthode de mesure a aussi ses limites :

- Impossible de l'utiliser en milieu urbain à cause du piquet à planter ;
- Inadaptée aux circuits de terre réalisés en boucle au lieu des piquets.

III.4.5. Mesure de boucle de terre à 2 pinces et mesure à une pince de terre

III.4.5.1. Mesure sans déconnecter la barrette de terre et sans piquet de terre

Cette méthode nous permet de mesurer la valeur de la résistance de terre sans pour autant interrompre l'alimentation du poste mais aussi la possibilité de réaliser la mesure dans tous type de poste sans nécessité de planter des piquets [14].

III.4.5.2. Mesure à une pince de terre

Cette méthode (figure III.9) nous offre des avantages en mettant une mise en œuvre plus simple et rapide c'est-à-dire un simple serrage du câble qui est relié à la terre et qui nous permet de déterminer la valeur de la résistance de terre et la valeur des courants qui circulent dans l'installation [14].

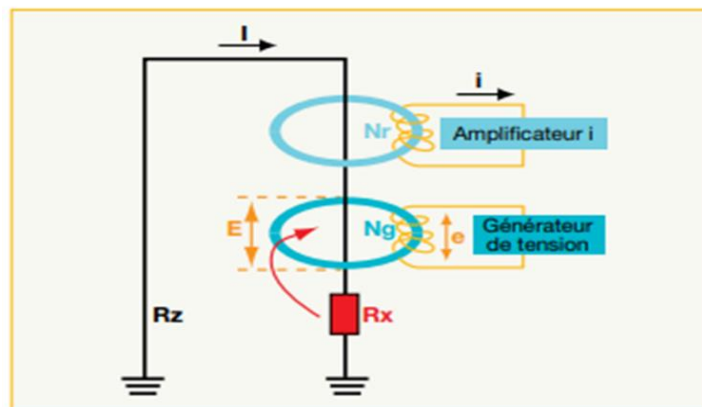


Figure III.9 : Schéma explicatif de la méthode de mesure en pince [14]

III.5. Conclusion

La notion de mise à la terre aboutit à beaucoup de champs de recherche dans le domaine électrique. Le mode de fonctionnement se base sur la façon dont certains dispositifs sont mis à la terre et différentes valeurs des paramètres des mises à la terre comme la résistance, l'inductance et la capacité. Dans l'analyse des mises à la terre, le paramètre le plus essentiel est la résistance dont la valeur doit être la plus faible pour pouvoir garantir la sécurité des personnes

et du matériel. Cette valeur de la résistance dépend toujours de la nature du sol c'est-à-dire la résistivité et la configuration des électrodes de terre.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes méthodes, techniques et matériels de mesures de la prise de terre dont le choix de la prise de terre dépend de la résistivité des sols. L'étude réalisée dans ce chapitre nous informe sur la nécessité de protéger les personnes et les matériels contre les dangers.

Pour le quatrième et dernier chapitre, nous procéderons à l'étude, à la conception et au dimensionnement du dispositif de mesure des résistances de terre.

CHAPITRE IV : CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DU DISPOSITIF

IV.1. Introduction

L'étude, la conception et le dimensionnement sont les phases fondamentales du dispositif de mesure des résistances de terre dans le cadre du projet. Elles concernent la caractérisation des différents éléments et les normes de conception et dimensionnement du dispositif à respecter dans les postes de transformation du réseau électrique.

IV.2. Objectif de la conception des réseaux de terre

L'objectif principale de la conception de la mise à la terre des postes sources est de transporter le courant électrique à la terre dans de meilleures conditions sans autant dépasser les limites d'exploitation. Mais, aussi d'assurer la continuité de service et de pouvoir garantir qu'une personne ne court pas de risque à proximité d'une installation électrique de mise à la terre d'un choc électrique.

IV.3. Principes fondamentaux de la conception

Les tensions nominales du réseau, le courant de défaut de terre, la durée du défaut, et l'intensité permanente constituent les principaux paramètres qui définissent une résistance de mise à la terre. L'intensité du défaut à la terre présente une variation extrême parce qu'il dépend de la capacité du réseau de terre à absorber le défaut [15].

IV.4. Critères et contraintes

Les exigences auxquelles doit répondre un système de réseau de mise à la terre sont :

- Il doit être capable de résister à la corrosion et de pouvoir supporter un courant de défaut élevé.
- Il doit également assurer la sécurité des personnes afin de garantir la continuité de service en face du défaut en prenant en considération les différents paramètres comme la nature du sol, la valeur de défaut et sa durée et le coût durant la réalisation [15].

IV.5. Différents types de mise à la terre

Une prise de terre est généralement composée de trois parties dont une partie métallique qui sera enterrée et permet d'assurer le contact profond avec le sol constitue la prise de terre, puis

une câblette de mise à la terre venant de la masse métallique du matériels électrique et un raccordement entre les deux [15].

N.B : Il est formellement interdit de réaliser une prise de terre dans un lit d'une cour d'eau.

IV.5.1. Prise de terre par câblette seule

La câblette est un petit câble électrique en cuivre nu de faible section, 28mm² avec 78 brins de 4mm², utiliser pour la confection d'une mise à la terre, elle permet également de relier la masse d'un matériel électrique à une prise de terre entre eux [15].

Le tableau IV.1 représente les différents assemblages possibles.

Tableau IV.1 : Constitution d'une prise de terre par câblette (s) uniquement

| Partie supérieure | Raccord | Partie inférieure |
|---|--------------------------|--------------------------|
| Câblette venant de l'équipement | Connecteur en « c » | Câblette enterrée |
| | Soudure aluminothermique | |
| Même câblette, sans raccord (Technique du piquet- tracteur) | | |

IV.5.2. Prise de terre par piquet en cuivre

Ce piquet présente une couche de cuivre destitué ou déposé sur l'âme en acier par électrolyse avec une valeur minimale de 350 microns, une longueur de 1m et de diamètre 17,3 mm. Il est aussi auto allongeable avec une meilleure conductibilité et sa capacité de tenue aux impulsions lui permet aussi de préconiser dans les lieux de résistivité moyenne à faible pourcentage de roches [15].

Le tableau IV.2 représente les différents assemblages possibles.

Tableau IV.2 : Constitution d'une prise de terre par piquet

| Partie supérieure | Raccord | Partie inférieure |
|--------------------------|---|--|
| Extrémité câblette | Cosse à sertir | Piquet auto-allongeable acier inox ou acier cuivre |
| | Cosse à emboutir | |
| | Cosse à serrage mécanique indémontable | |
| | Soudure aluminothermique (Sur la tête du premier pique) | |

IV.5.3. Prise de terre intégrant des procédés chimiques

Dans ce cas, les prises de terre utilisent l'enfouissement de conducteurs dans le sol avec des composants chimiques qui permettent de diminuer la résistivité du sol. Ses composants chimiques peuvent être incorporés directement aux équipements permettant la réalisation des prises de terre [15].

IV.6. Dimensionnement

IV.6.1. Dimensionnement du poste

Dans un poste électrique, la création d'un nouveau poste devient obligatoire lors que la puissance installée est supérieure à 100 kW. Ces dimensions sont déterminées en fonction de son équipement électrique, sa position dépend de la disponibilité d'espace pour son emplacement. Ces postes comprennent : d'un transformateur abaisseur de distribution MT / BT qui est caractérisé par des rapports de transformation de 30 kV/0,4 kV mais aussi des couplage D/Yn.11 et des gammes de puissances, de tension primaires et secondaires dont les valeurs respectives sont 10 kV ou 30 kV et 230 V et 400V ; des protections générales HTA qui sont assurées par des fusibles dont ces derniers sont associés à des interrupteurs sectionneur ; une protection BT avec un tableau urbain réduit qui est composé de quatre ou huit départs protégés par des fusibles pour le cas des alimentations urbaines par contre on utilise un disjoncteur concernant le cas des alimentations privées.

Le choix du poste se fait en fonction de la puissance du transformateur, en ce qui concerne les postes H61, les puissances doivent être inférieures ou égales à 160 kVA mais les postes en cabine ou préfabriqués disposent des puissances qui sont inférieures ou égales à 630 kVA. Dans le cas des postes de livraison, la puissance assignée doit être supérieure ou égale à 630 kVA. La protection du

poste est assurée par un disjoncteur BT qui doit adapter à la puissance de service du transformateur. Ils sont toujours raccordés par une liaison souterraine ou aéro-souterraine HTA. La liaison entre le transformateur et le tableau BT est réalisée en câbles unipolaires à âme de cuivre. Elle comprend :

Pour des transformateurs de 160 kVA (400V) , on a 1 câble de 150 mm² par phase et 1 câble de 95 mm² pour le neutre ; pour des transformateurs de 250 kVA (400V), on a 1 câble de 240 mm² par phase et 1 câble de 150 mm² pour le neutre ; pour des transformateurs de 400 kVA (400V) on a 2 câbles de 240 mm² par phase et 1 câble de 240 mm² pour le neutre ; pour des transformateurs allant jusqu'à 630 kVA (400V) ; on a 2 câbles de 300 mm² par phase et 1 câble de 300 mm² pour le neutre ; pour des transformateurs de 800 kVA (400V), on a 3 câbles de 240 mm² par phase et 1 câble de 240 mm² pour le neutre. Le circuit d'éclairage du poste est protégé par un disjoncteur unipolaire installé au niveau du tableau BT qui est équipé par une niche EP de dimensions 500 mm× 500 mm permettant l'installation du disjoncteur clients.

Pour les postes clients de puissance installée supérieure à 630 kVA, la tension primaire de service est égale à 10 kV ou 30 kV et celle du secondaire, la tension dépend des besoins d'utilisation. Le choix de protection des transformateurs dépend de la puissance de service.

- Pour les puissances inférieures à 1000 kVA, si la distance D entre le transformateur et la cellule de protection est supérieure à 100 mètres, on utilise une protection par disjoncteur par contre si la distance D est inférieure à 100 mètres, la protection sera assurée par fusible HTA ou disjoncteur.
- Pour les puissances supérieures à 1000 kVA, quelle que soit la distance D, la protection sera assurée par disjoncteur [16].

La figure IV.1 ci-dessous représente le schéma unifilaire du poste :

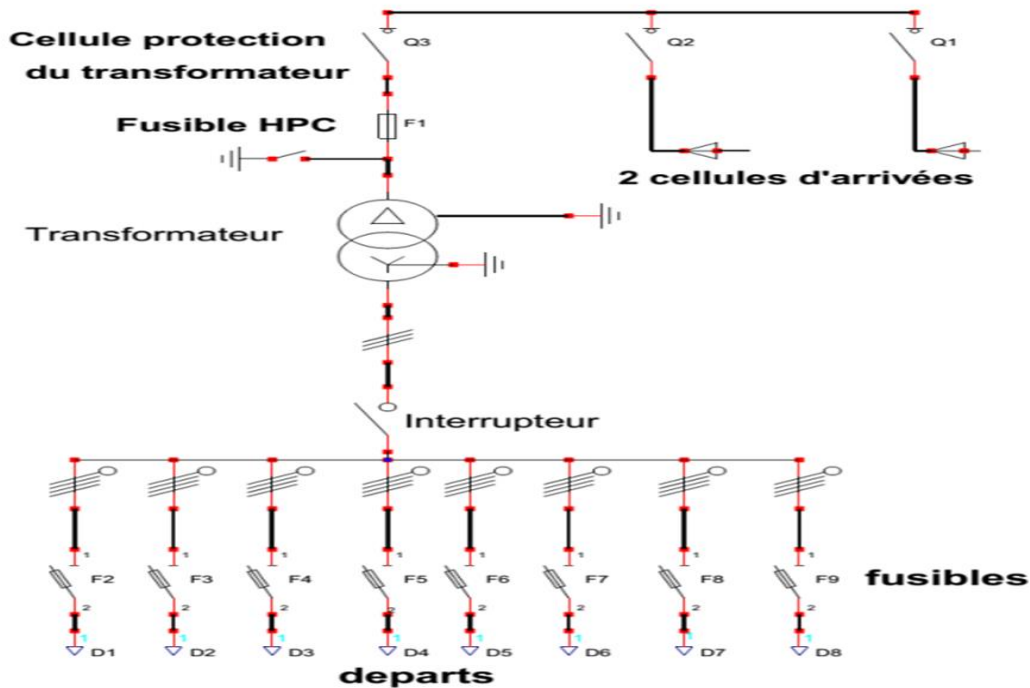


Figure IV.1 : Schéma unifilaire du poste [16]

IV.6.1.1. Section du câble en aval du transformateur

Le câble de type U1000R02V permet d'assurer le raccordement du secondaire du transformateur avec le tableau urbain. Dans ce cas, on utilise des cosses de serrage qui présentent une tenue mécanique rigide, mais aussi ils facilitent la connexion et la déconnexion.

IV.6.1.2. Section des phases

En connaissant le type de canalisation, on peut choisir les éléments qui composent l'installation. Ces éléments sont basés sur le mode de pose, la nature de l'âme et de l'isolant des conducteurs, mais aussi la nature des appareils de protection et le type de schéma de liaison à la terre. Ces calculs se font pour une phase. Pour déterminer la section des câbles, on doit connaître la puissance d'utilisation pour pouvoir déterminer le courant maximale I_B enfin de déduire le courant assigné I_n du dispositif de protection.

Connaissant la puissance d'utilisation, on détermine le courant maximal d'emploi I_B et on en déduit le courant assigné I_n du dispositif de protection. Le facteur global de correction k est déterminé à partir des conditions d'installation. Cela nous permet de choisir la section adéquate du conducteur en fonction du courant I_n et de k puis de procéder à la vérification de la chute de tension maximale et la tenue des conducteurs à la contrainte thermique en cas de court-circuit [16].

IV.6.1.3. Détermination de la section du conducteur neutre

Les câbles utilisés en réseau électrique sont souvent en âme d'aluminium qui est conforme à la norme NF C 33-220 ou équivalent. Dans ce cas nous avons utilisé trois sections de conducteur neutre dont les valeurs sont : 340 mm² ; 150 mm² ; et 95 mm².

Nous constatons que le neutre est la moitié du nombre de câbles par phase [16].

Le tableau IV.3 représente la section minimale du conducteur neutre.

Tableau IV.3 : Section minimale du conducteur de neutre

| Section du câble en mm ² | Section de neutre en mm ² |
|-------------------------------------|--------------------------------------|
| 3 × 95 | 1 × 50 |
| 3 × 150 | 1 × 70 |
| 3 × 240 | 1 × 90 |

Dans ce cas, la section du câble de neutre sera donc de 1 x 50 mm² Cuivre par contre la section des câbles entre le secondaire du transformateur et le tableau BT sera de 3 x (3 x 95) + 1 x 50 mm².

IV.6.1.4. Tableau urbain de répartition

Ces tableaux ci-dessous représentent le réseau basse tension des postes de transformation HTA/BT de distribution publique, mais aussi d'assurer l'alimentation des clients, il permet aussi de répartir la distribution en augmentant le nombre de départ avec un pouvoir de couper, isoler et condamner les différents départs. Il permet aussi d'assurer la coupure générale basse tension à l'aide d'un interrupteur. Il présente comme avantages la réduction d'un encombrement, mais aussi l'évolution du nombre de départs, la possibilité de la coupure d'une seule phase qui présente un défaut enfin d'assurer l'intervention sous tension et sécurité d'exploitation [16].

Les tableaux IV.4 ; IV.5 et IV.6 ci-dessous montrent les caractéristiques des différents types de départs d'un tableau réduit urbain.

Tableau IV.4 : Caractéristiques TR4- 800 I et TR5-1200 I

| | TR4-800 I | TR5-1200 I |
|-----------------------------|------------------|-------------------|
| Puissance de transformateur | 400 kVA | 630 Kva |
| Interrupteur | 800 A | 1200 A |
| Nb de départs TUR Max | 4 | 5 |
| Cotes H × L × P (mm) | 1450 × 630 × 450 | 1450 × 650 × 450 |

Tableau IV.5 : Caractéristiques TR8-1200 I et TR8-1800 I

| | TR8-1200 I | TR8-1800 I |
|-----------------------------|-------------------|-------------------|
| Puissance de transformateur | 630 Kva | 1000 Kva |
| Interrupteur | 1200 A | 1800 A |
| Nb de départs TUR max | 8 | 8 |
| Cotes H × L ×P (mm) | 1450 × 900 × 450 | 1450 × 900 × 540 |

Tableau IV.6 : Caractéristiques du TUR 4

| | TR4-400I |
|-----------------------------|-----------------|
| Puissance de transformateur | 400 Kva |
| Interrupteur | 800 Kva |
| Nombre de départs TUR max | 4 |

IV.6.1.4.1. Choix de protection du tableau urbain réduit

Ce choix est basé sur un dispositif de protection ou fusibles (figure IV.2) calibré afin de pouvoir supporter le courant nominal débité par le transformateur MT/BT et un interrupteur de protection qui a pour rôle d'établir ou d'interrompre un circuit, mais aussi de pouvoir réaliser une coupure entre le transformateur et les départs.



Figure IV.2 : Fusible calibré de 200 A



Figure IV.3 : Tableau urbain réduit à huit départs porte-fusible

IV.6.1.4.2. Section des départs

Avec un courant nominal de 630 A en amont du tableau urbain réduit, nous pouvons avoir un courant de 160 A qui traversent ces quatre départs et que chaque départ doit former un ensemble monobloc qui porte les coupe-circuit ou porte fusible et la barrette de neutre. Le type de câble dont les conducteurs sont en aluminium à la sortie du poste est de nature HN33S33. Le câble en aval du transformateur est enterré en souterraine jusqu'à la sortie du poste puis remonté sur le support aérien.

IV.6.1.4.3. Calibre du fusible de protection du transformateur

Un câble MT de section 240mm^2 permet d'assurer la liaison entre le point d'entrée du poste et la cellule de protection du transformateur. Cette protection est assurée par un fusible HPC (haute pouvoir de coupure) qui est calibré à **31,5 A** dont cette valeur est déterminée à partir du tableau IV.7

Tableau IV.7: Calibre des fusibles pour protection transformateur

| Tension Nominale kV | Puissance transformateur KVA | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|---------------------------------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----|
| | 25 | 50 | 100 | 125 | 160 | 200 | 250 | 315 | 400 | 500 | 630 | 800 | 1000 | 1250 | 1600 | |
| | 3 | 3,3 | 4,16 | 5,5 | 6 | 6,6 | 10 | 11 | 13,8 | 15 | 20 | 22 | 30 | 36 | 45 | 60 |
| 7,2 | 16 | 16 | 31,5 | 63 | 63 | 63 | 80 | 100 | 100 | 125 | | | | | | |
| 7,2 | 16 | 16 | 31,5 | 31,5 | 63 | 63 | 80 | 80 | 100 | 125 | | | | | | |
| 7,2 | 6,3 | 16 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 63 | 63 | 80 | 80 | 100 | 125 | | | | | |
| 7,2 | 6,3 | 16 | 16 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 63 | 63 | 63 | 80 | 100 | 125 | | | | |
| 7,2 | 6,3 | 16 | 16 | 16 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 63 | 63 | 80 | 100 | 125 | | | | |
| 7,2 | 6,3 | 16 | 16 | 16 | 16 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 63 | 63 | 80 | 100 | 125 | | | |
| 12 | 6,3 | 6,3 | 16 | 16 | 16 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 43 | 43 | 63 | 80 | 100 | | | |
| 12 | 6,3 | 6,3 | 16 | 16 | 16 | 16 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 43 | 63 | 80 | 100 | | | |
| 17,524 | 6,3 | 6,3 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 43 | 63 | 80 | | |
| 17,524 | 6,3 | 6,3 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 31,5 | 31,5 | 31,5 | 43 | 63 | 80 | | |
| 24 | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 31,5 | 31,5 | 43 | 63 | 80 | | |
| 24 | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 31,5 | 43 | 63 | | |
| 36 | | | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 31,5 | 43 | 63 | | |

Tableau IV.8 : Récapitulatif du dimensionnement du poste [16]

| TRANSFORMATEUR | |
|---|---------------------------------------|
| Puissance en (kVA) | 630 |
| FREQUENCE EN (HZ) | 50 |
| TENSION PRIMAIRE EN (V) | 30000 |
| TENSION SECONDAIRE EN (V) | 400 |
| TENSION DE COURT-CIRCUIT EN (%) | 4 |
| COUPLAGE DU TRANFORMATEUR | Dyn |
| MODE D'INSTALLATION | Prefabriqué |
| SECTION DES CABLES DU POSTE | |
| CABLES HTA EN AVAL DU TRANSFORMATEUR | 240 mm ² |
| CABLES ENTRE LE TRANSFORMATEUR ET LE TABLEAU BT | 3 × (3 × 95) + 50 mm ² Cu |
| SECTION DES DEPARTS DU TUR | (3 × 70)+ 50 mm ² |
| SECTION DES CABLES AERIENS | |
| FAISCEAUX | (3 × 70) + 54,6 + 25 mm ² |
| DERIVATIONS | (3 × 35) + 54,6 + 16 mm ² |
| BRANCHEMENTS SIMPLES MONOPHASE | 2 × 16 mm ² |
| CARACTERISTIQUES DES PROTECTIONS DU POSTE HTA/BT | |
| FUSIBLE HPC | 31,5 A |
| INTERRUPTEUR | 800 A |
| FUSIBLE EN BT | 200 A |

IV.6.2. Etude theorique du dispositif de mesure

Cette partie servira de complément d'information en présentant théoriquement le procédé permettant d'accéder au résultat escompté.

Pour parvenir à nos besoins, nous avons recours à une technique qu'est l'analyse fonctionnelle. Elle permet d'identifier les relations du produit avec son contexte d'utilisation, afin de dégager des Fonctions de Service, aptes à satisfaire le besoin.

Dans cette partie, nous faisons recours à l'analyse fonctionnelle des besoins et technique afin de mieux faire comprendre les tenants et aboutissants de la conception de ce dispositif.

IV.6.2.1. Analyse du besoin

Le processus d'analyse des besoins évalue la différence entre résultats actuels et résultats souhaités. Bien réalisée, cette analyse nous permet d'obtenir des informations précieuses au sujet et met en lumière des pistes d'amélioration pour gagner en efficacité.

Première étape de l'analyse fonctionnelle, l'analyse du besoin consiste à rechercher, à comprendre et à exprimer le besoin de l'utilisateur. Nous ne nous intéressons pas à la solution technique, mais à la satisfaction client. À ce stade, le diagramme bête à cornes est utile : ce support visuel matérialise l'expression du besoin. Dans cette partie, nous allons poser trois questions qui matérialisent notre dispositif.

- À qui le produit rend-il service ?
- Sur quoi le produit agit-il ?
- Dans quel but ?

La réponse à ces trois questions est souvent représentée grâce à un outil graphique appelé schéma du besoin (figure IV.4).

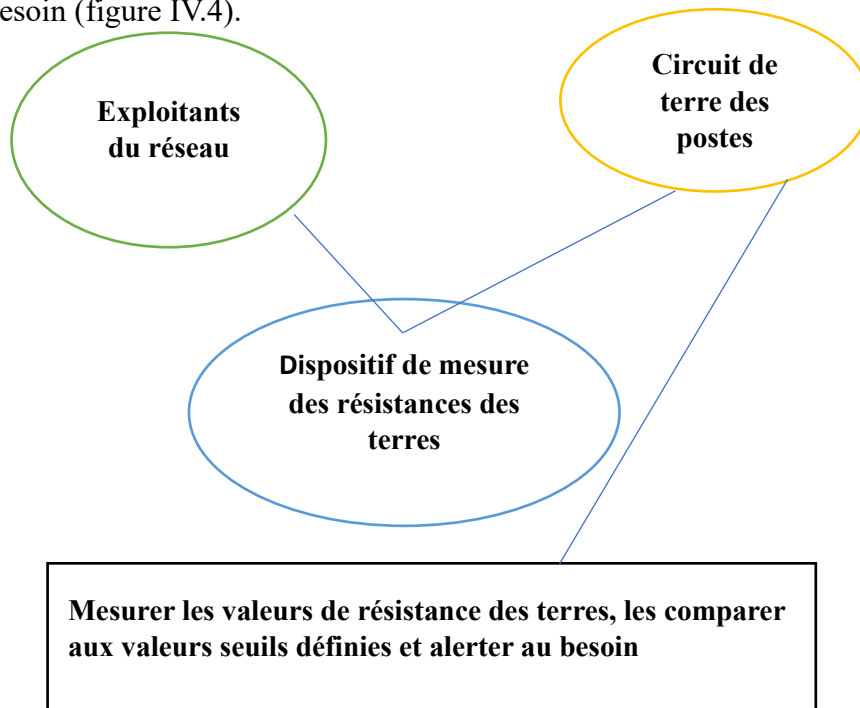


Figure IV.4 : Schéma du besoin

Ce schéma peut être littéralement traduit par la phrase suivante : le dispositif dont nous

Etudions ; sa conception est destinée aux exploitants du réseau en ce sens qu'il permet de

mesurer la valeur des résistances des circuits de terre et d'alerter, au besoin, les équipes compétentes.

IV.6.2.2. Analyse fonctionnelle du besoin

Cette deuxième étape vise à identifier et à recenser les fonctions de services du produit, en se projetant dans le contexte de son utilisation. Nous réfléchissons sur les différents types de fonctions :

- La fonction principale satisfait le besoin ;
- Les fonctions contraintes sont imposées par les usages et les réglementations ;
- Les fonctions complémentaires constituent la marge de manœuvre de l'équipe projet.

À ce stade, l'analyse est fréquemment formalisée par le diagramme pieuvre : le schéma représente les fonctions de services, et définit les liens entre le produit et son environnement ainsi que les éventuelles interactions entre les fonctions.

La réalisation de l'analyse fonctionnelle du besoin passe par plusieurs étapes que sont :

- rechercher les fonctions de services que doit rendre le projet ;
- ordonner ces fonctions ;
- les caractériser , les hiérarchiser.

IV.6.2.2.1. Identification des phases de vie du projet

Le cycle de vie du projet étant constitué de multiples étapes, on doit identifier le milieu extérieur correspondant à chaque phase de vie du projet.

Identification et caractérisation des Eléments du Milieu Extérieur (E.M.E.) ;

Identification des Fonctions de Service (F.S.) ;

Caractérisation des (F.S.).

Dans le cadre de notre sujet , nous identifions les différentes phases pour la conception de notre dispositif dont :

- La conception, le montage, l'utilisation normale et la maintenance .

Ainsi, nous avons par exemple pour le cas de la phase de conception, le diagramme suivant (figure IV.5).

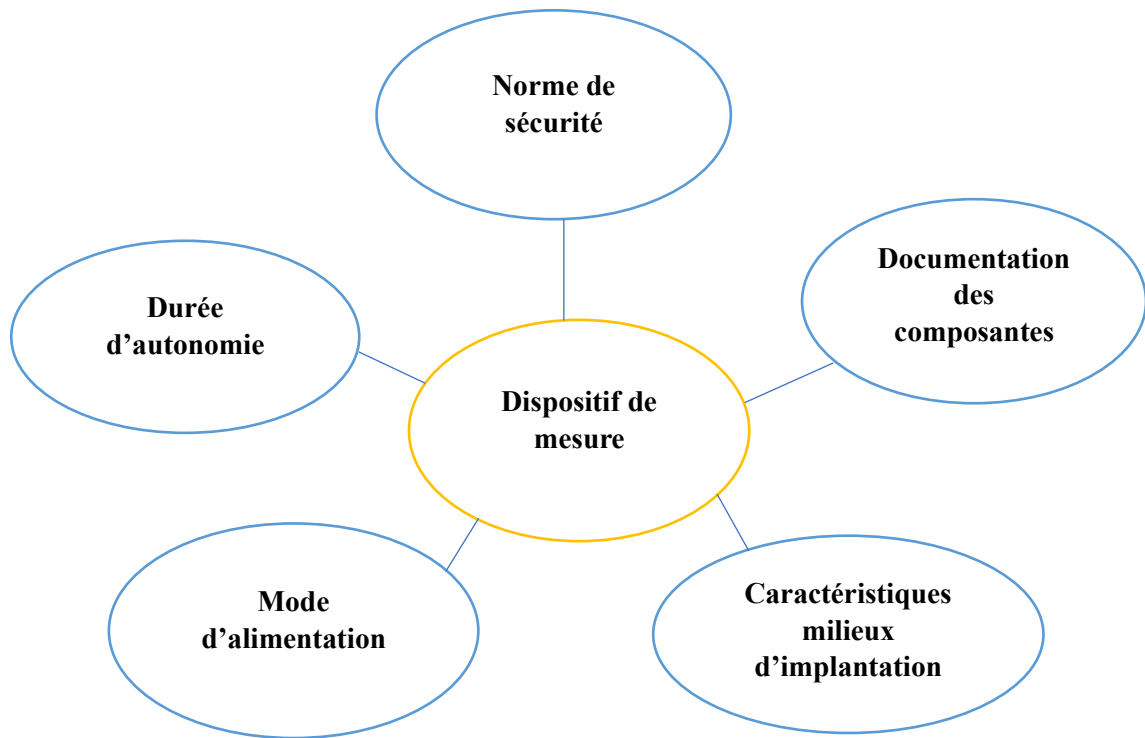


Figure IV.5 : Diagramme des EME pour la phase conception

Les figures IV.5, IV.6, IV.7 et IV.8 montrent les éléments du milieu extérieur en relation avec le dispositif pour chaque phase de vie du projet.

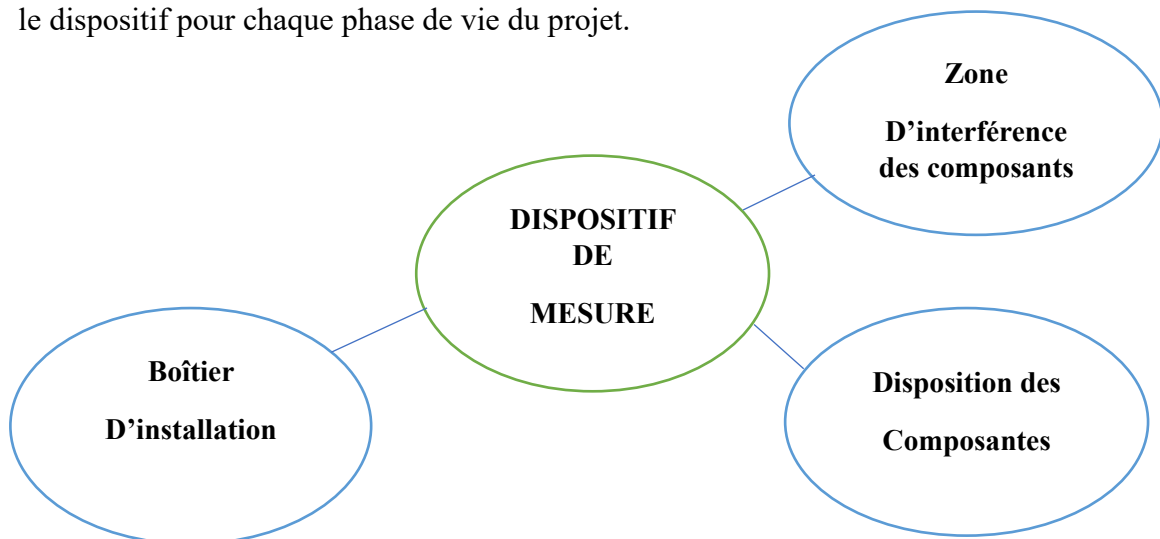


Figure IV.6 : Diagramme des EME de la phase montage

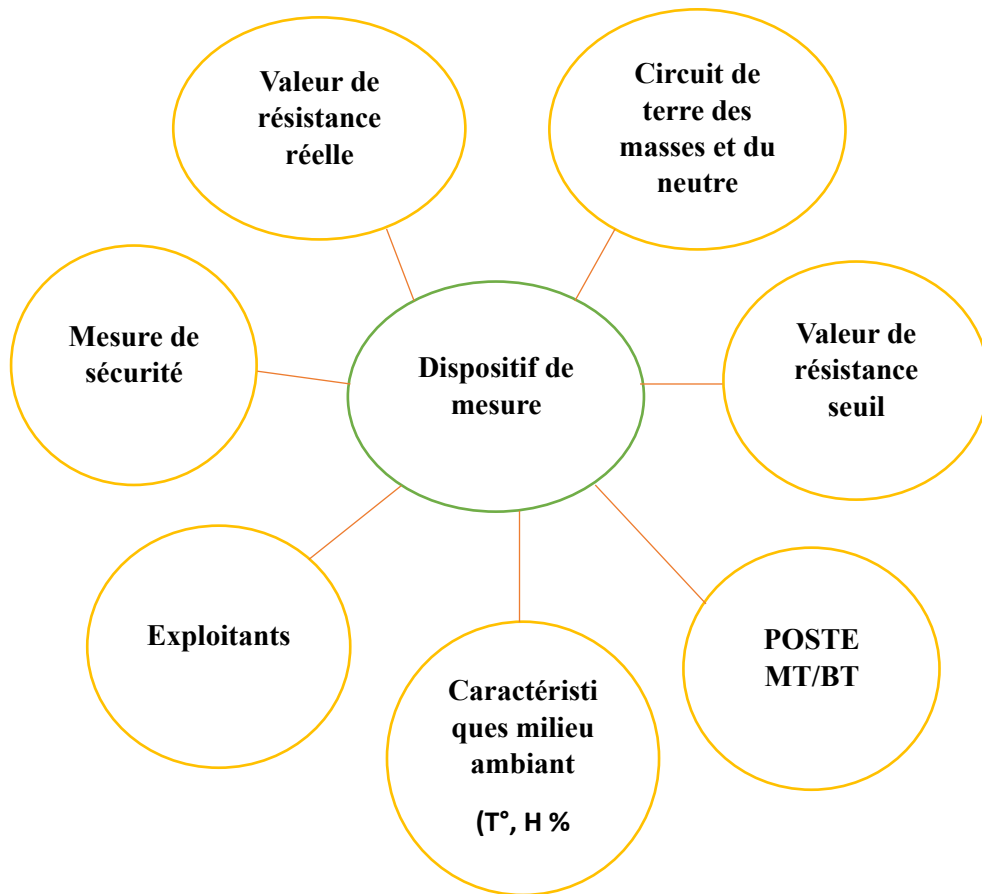


Figure IV.7 : Diagramme des EME dans la phase utilisation normal

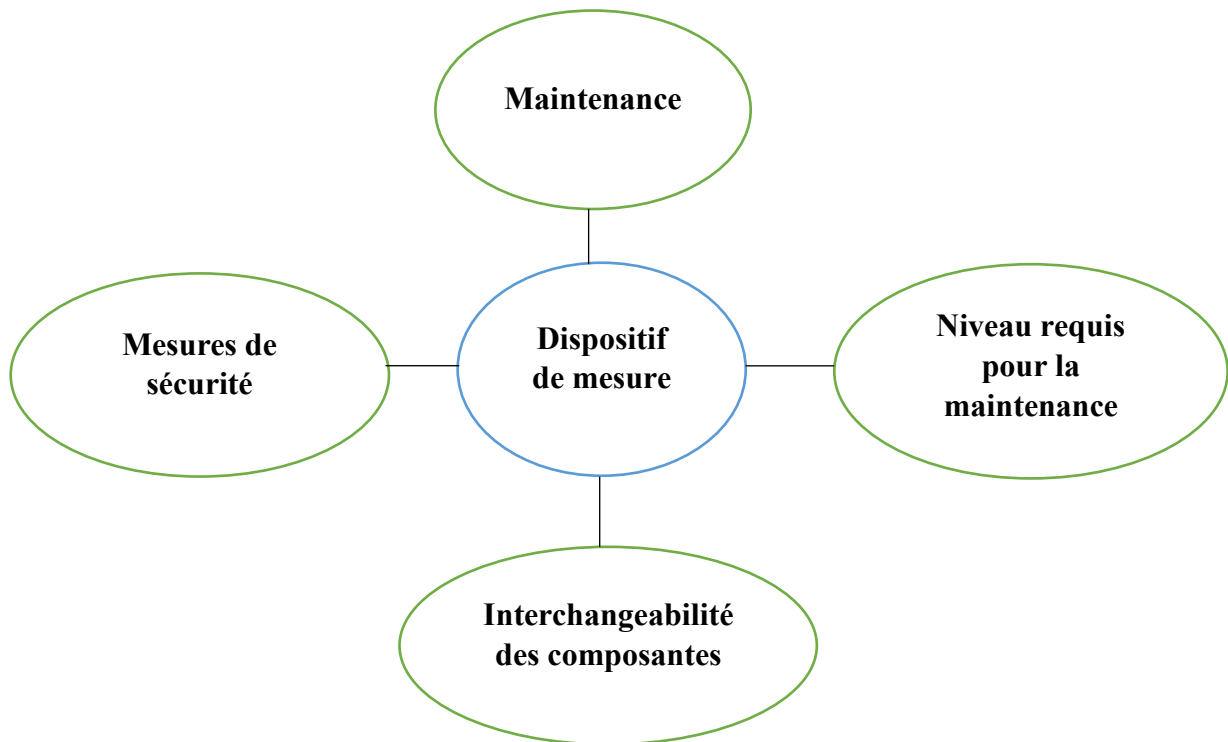


Figure IV.8 : Diagramme des EME pour la phase maintenance

IV.6.2.2.2. Fonctions de services

La fonction de service est une action demandée à un produit ou réalisée par lui, afin de satisfaire une partie du besoin d'un utilisateur donné.

On identifie les Fonctions de Service grâce à un outil graphique : le graphe des interacteurs, ou graphe fonctionnel (le « Diagramme Pieuvre ») :

- Les relations du produit avec son milieu extérieur (pour une phase de vie donnée) sont représentées par des traits.
- Chaque trait correspond à une Fonction de Service (F.S.)
- Chaque trait doit relier le produit à un EME ou bien relier plusieurs EME en passant par le produit.

Les contraintes de projet désignent les limites générales d'un projet, notamment les délais, les coûts et les risques. Il est important d'identifier les contraintes d'un projet, car elles ont des répercussions sur les performances de ce dernier.

A présent que les éléments du milieu extérieur ont été listés pour chaque phase de vie du projet, nous pouvons déterminer les différentes fonctions de services grâce à l'outil qu'est le diagramme des interacteurs. Les fonctions de services sont subdivisées en 2 familles que sont :

- les fonctions principales : elles associent au moins deux éléments du milieu extérieur avec le dispositif de mesure ;
- les fonctions contraintes : elles relient un élément du milieu extérieur avec le dispositif de mesure.

Pour chaque phase de vie du projet, nous déterminerons les fonctions de services et nous les caractériserons.

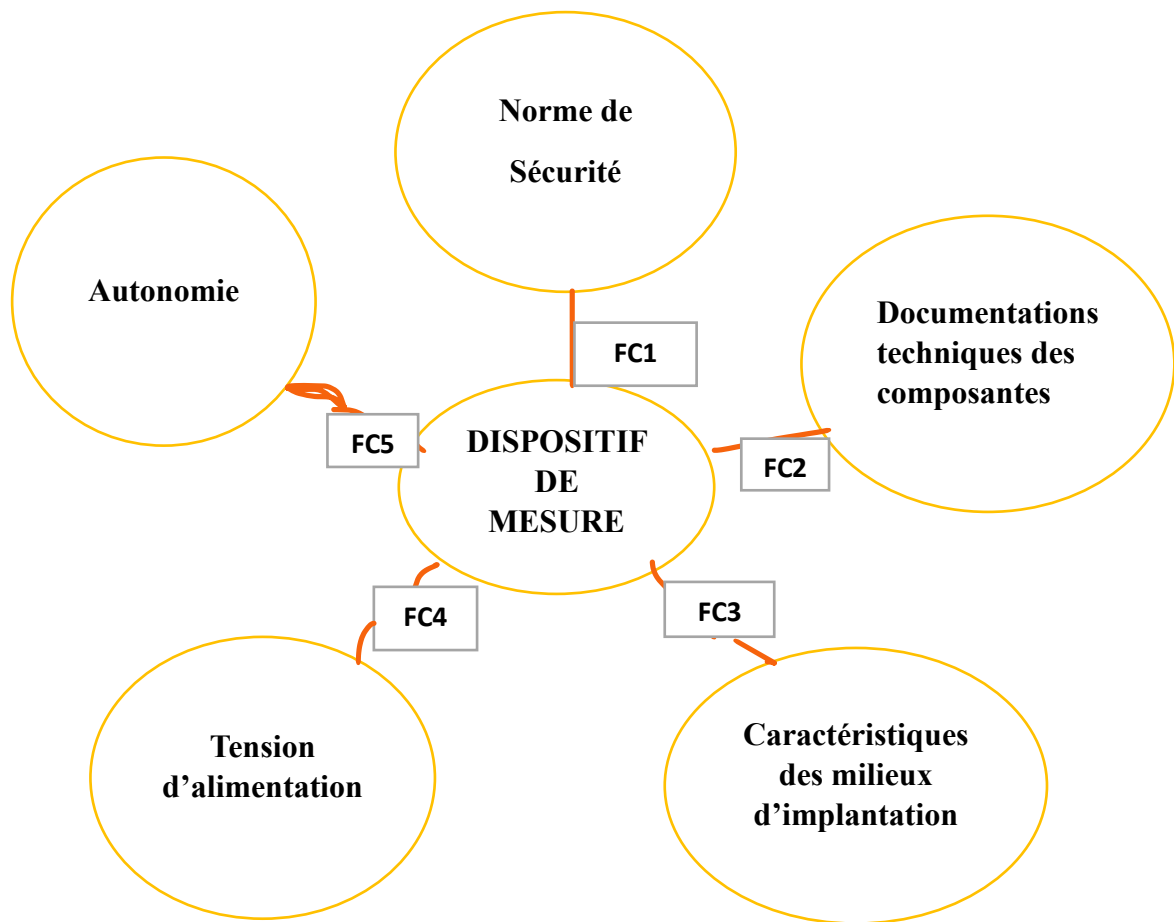


Figure IV.9 : Diagramme des interacteurs de la phase conception

Le tableau IV.9. permet de caractériser les différentes fonctions de service pour la phase de Conception.

Tableau IV.9 : Caractérisation des fonctions de service pour la phase conception

| Fonction de service | Critère | Valeur |
|---|---|-------------------|
| FC1: Répondre aux normes de sécurité. | Tension maximale générée | < 50 V |
| | Courant maximal circulant | < 30 mA |
| FC2: Respecter les spécifications techniques des composantes | Plage de température de Fonctionnement | - |
| | Humidité maximale Admissible | - |
| | Plage de tension de Fonctionnement | 12 – 220 V |
| FC3 : Vérifier la compatibilité avec les milieux ambiants | Température maximale | 50 °C |
| | Humidité maximale | - |
| FC4 : Respecter la tension d'alimentation | Tension maximale | 220 V AC |
| FC5 : Tenir une durée Déterminée | Durée d'autonomie | 24 h |

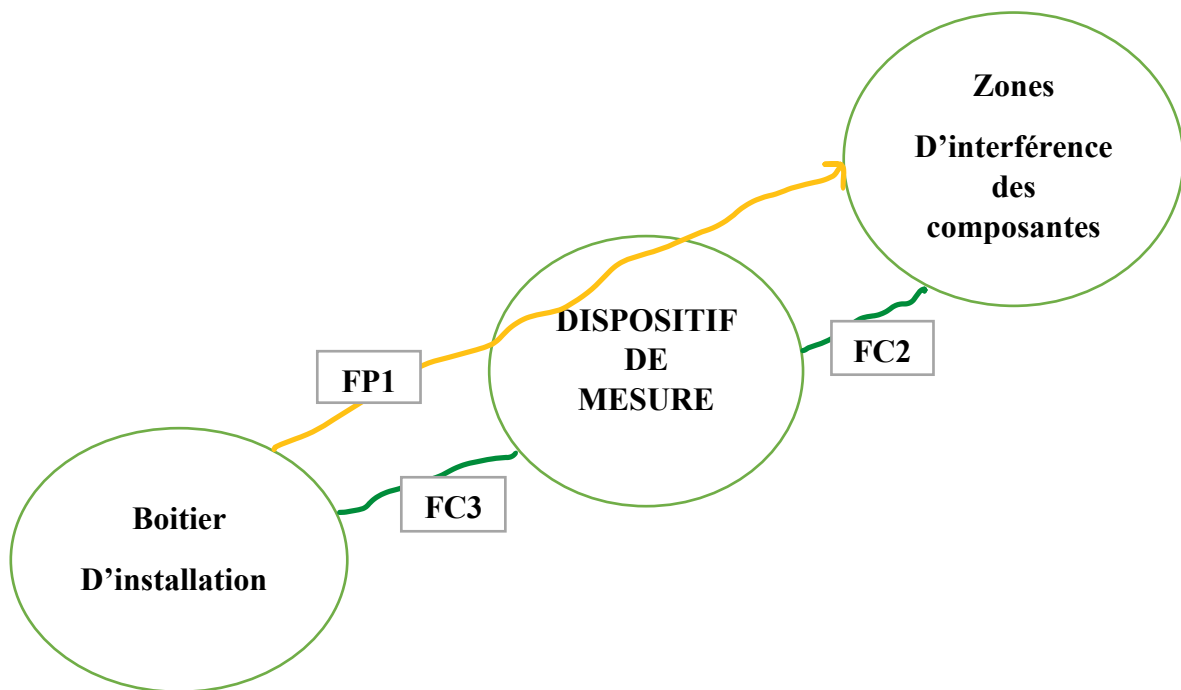


Figure IV.10 : Diagramme des interacteurs de la phase montage

Les dimensions du boîtier d'installation doivent respecter les zones d'interférence des composants. La relation entre les deux est une fonction à obligatoirement respecter faisant d'elle une fonction principale. Cette fonction fait que les composants doivent être disposées de manière optimale dans le boîtier afin d'éviter au maximum toute interférence.

Le tableau IV.10 permet de caractériser les différentes fonctions de service pour la phase de montage

Tableau IV.10 : Caractérisation des fonctions de service pour la phase montage

| Fonction de service | Critere | Valeur |
|---|--|--------|
| FP1 : Disposer de manière optimale les composants dans le boîtier d'installation | Distances minimales entre Composantes | - mm |
| FC2 : Eviter les interférences entre composants | Distances fixées par les fabricants de composants | - mm |
| FC3 : Définir les dimensions de notre boîtier d'installation | Longueur x Largeur x Hauteur | - mm |

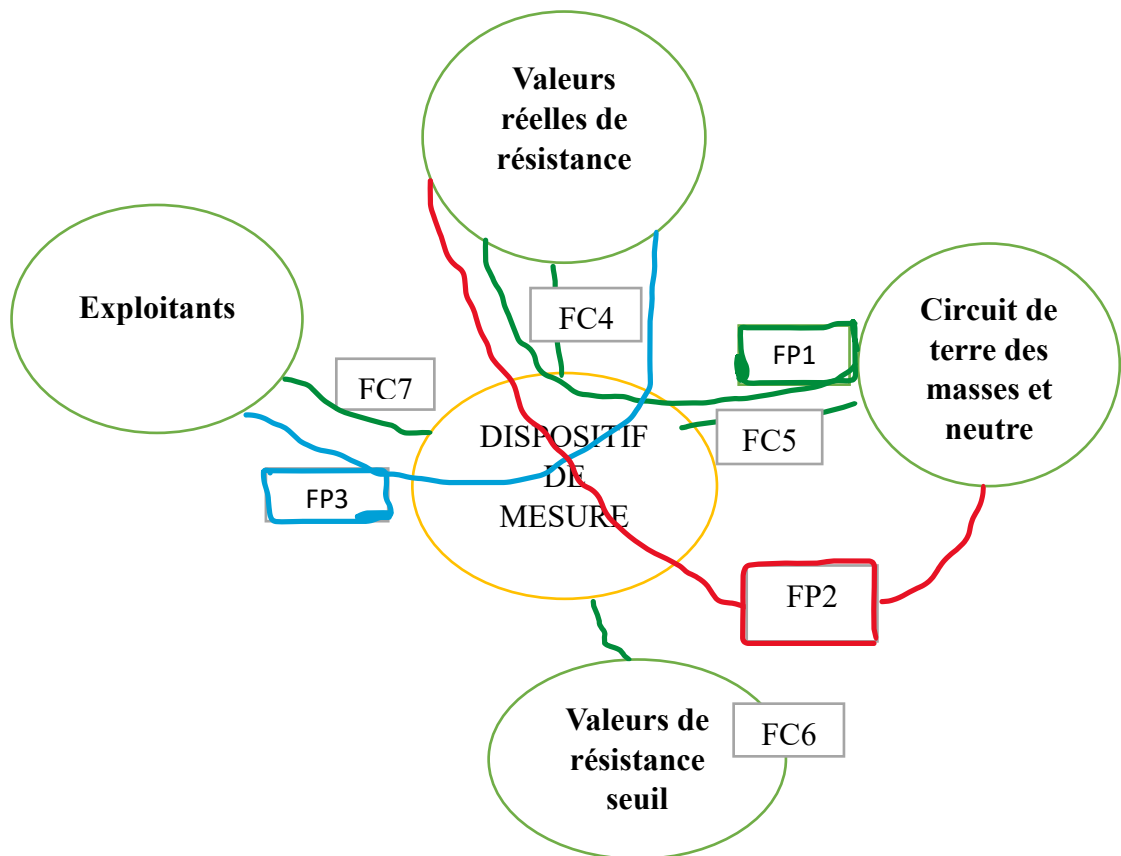


Figure IV.11 : Diagramme des interactions pour la phase Utilisation normale

Le tableau IV.11. permet de caractériser les différentes fonctions de service pour la phase d'utilisation normale.

Tableau IV.11: Caractérisation des fonctions de service pour la phase en utilisation normale

| Fonctions de service | Critère | Valeur |
|--|--|---|
| FP1 : Obtenir la valeur de résistances des terres | Valeur de résistance | Ω |
| FP2 : Comparer les valeurs de Résistance obtenues et seuil | Valeur maximale pour la Terre des masses | 10 Ω |
| | Valeur maximale pour la terre du neutre | 5 Ω |
| FP3 : Alerter les exploitants si les valeurs réelle sont hors plage | Temoin lumineux rouge à lumière vive | |
| FP4 :Donner les valeurs réelles de résistance | Ecran LCD | Ecran 98 x 60 x 20 mm Ou 4 x 20 caractères |
| FC5 : Soumettre les circuits de terre à une tension | Tension maximale à laquelle soumettre les circuits de terre | 50 V |
| FC6 : Mémoriser les valeurs de résistance seuils | Valeurs maximales admissibles respectives pour la terre des masses et du neutre | 10 et 5 Ω |
| FC7 : Mettre hors de danger les Exploitants | Tension maximale de contact | 50 V |

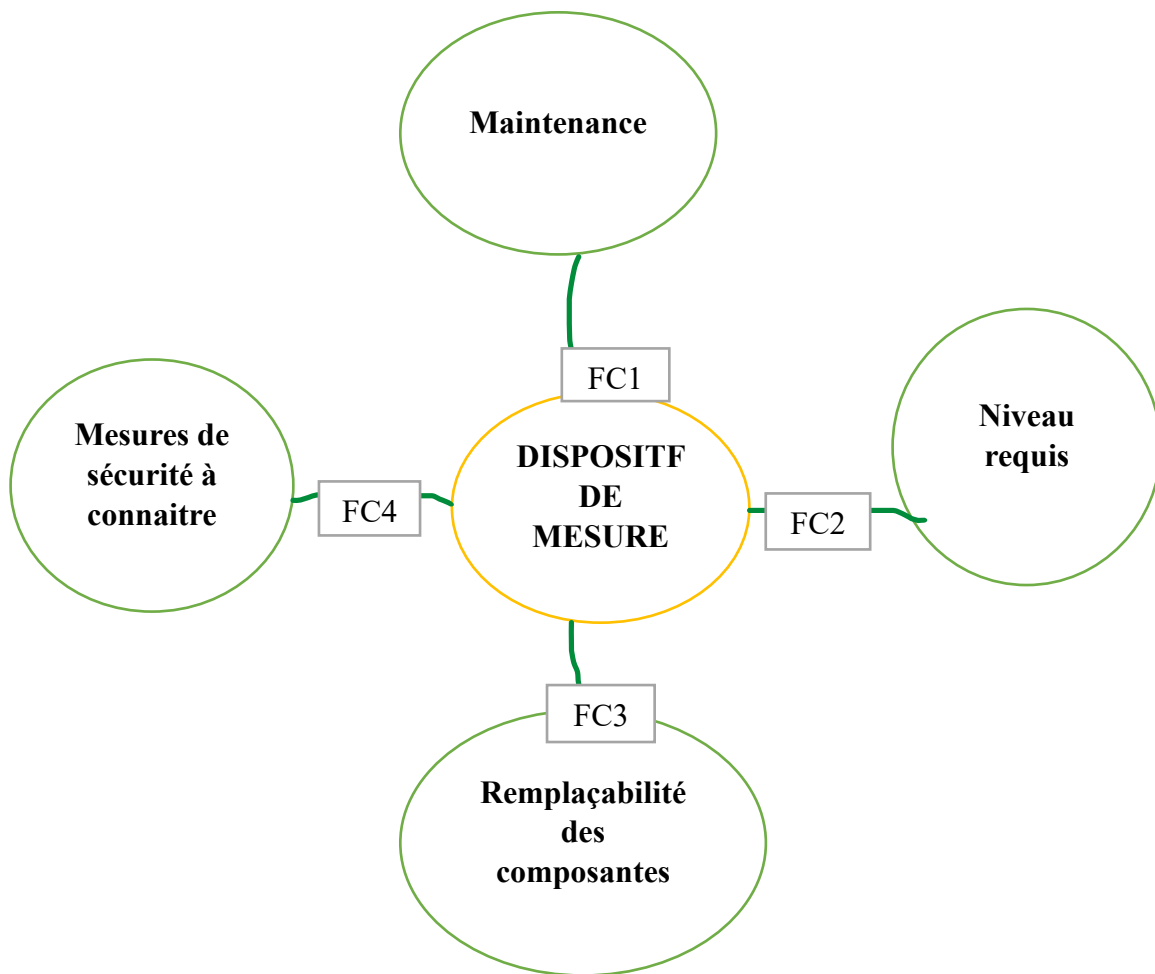


Figure IV.12 : Diagramme des interactions pour la phase maintenance

Le tableau IV.12 permet de caractériser les différentes fonctions de service pour la phase de Maintenance

Tableau IV.12 : Caractérisation des fonctions de service pour la phase maintenance

| Fonction de service | Critere | Valeur |
|---|---|---|
| FC1 : Assurer la maintenabilité du dispositif de mesure | Durée de vie du dispositif | X mois |
| | Résistance à la pénétration de corps solides et liquides | IP 67 |
| FC2 : S'assurer du niveau des maintenanciers | Niveau d'étude minimal | BAC+2 |
| FC3 : Connaître le temps au bout duquel opérer des remplacements | Durée de vie des composants du dispositif | X mois |
| FC4 : Etre au courant des mesures de sécurité à prendre | Formation des opérants (habilitation électrique) | Ecran 98 x 60 x 20 mm Ou 4 x 20 caractères |

IV.6.2.3. Analyse fonctionnelle technique

L'analyse fonctionnelle technique permet de faire la transition entre l'analyse fonctionnelle du besoin et la conception détaillée qui prend enfin en compte les considérations technologiques de notre produit. Elle permet la recherche de solutions technologiques mais aussi d'associer toute fonction technique et toute solution technologique à la fonction de service la justifiant.

Afin de mener à bien cette étape de la conception de notre produit, nous utilisons un outil appelé la méthode F.A.S.T (Functionnal Analysis System Technique) (figure I.V.13).

Nous allons donc, réaliser le diagramme FAST de notre dispositif afin d'en connaître toutes les fonctions ainsi que les solutions nous aidant à réaliser ces dites fonctions.

Nous précisons que ce diagramme fera intervenir les fonctions de services jugées pertinentes développées tout le long de l'analyse des besoins de notre dispositif.

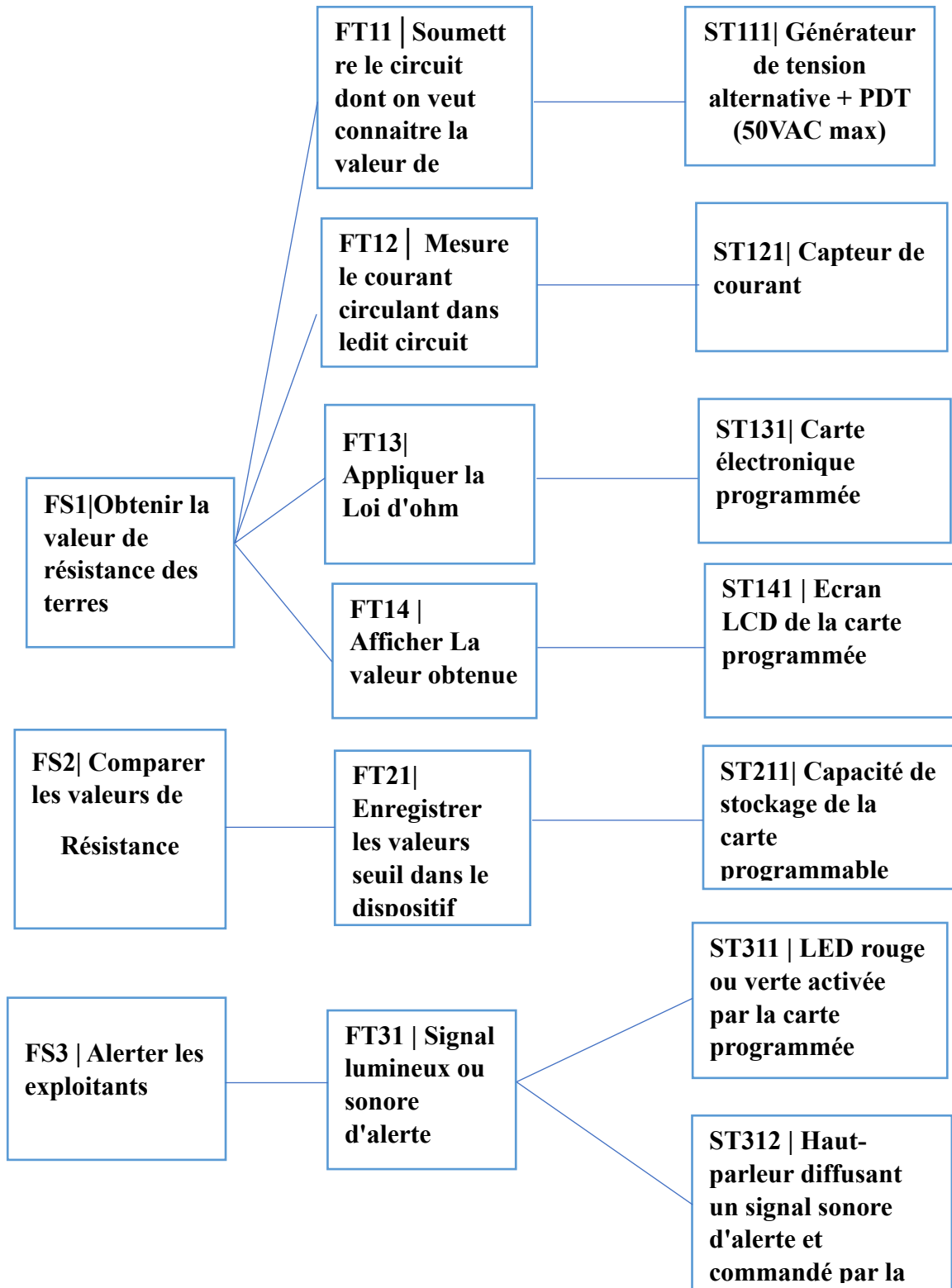


Figure IV.13 : Diagramme FAST de notre dispositif

Dans ce diagramme les abréviations **FS**, **FT** et **ST** ont pour signification respectives : Fonction de service, Fonction technique et Solution technologique. Nous avons, à présent, défini les principales fonctions de notre dispositif ainsi que les solutions qui s'offrent à nous afin de pouvoir le concevoir. Nous pouvons donc procéder à l'étude pratique dans laquelle nous choisirons les composants qui nous conviennent le mieux et expliquerons le pourquoi de leur choix.

IV.6.3. Dimensionnement du dispositif

A présent que nous avons achevé l'étude théorique de notre dispositif, nous pouvons nous concentrer sur sa composition.

L'étude théorique nous ayant permis de dresser une liste des composantes dont nous pourrions avoir besoin, il nous reste maintenant à les choisir judicieusement afin de bien répondre aux contraintes évoquées un peu plus haut.

Le choix des composantes se fera dans l'ordre suivant :

. Pour cela , on aura besoin d'une source de tension alternative , un capteur de courant et acquisition de données, un type d'alerte visible ou audible, une carte programmable et de l'afficheur de code. Ces derniers, nous permettent de pouvoir réaliser le fonctionnement du dispositif.

Après avoir choisi les composantes, nous nous attélerons à l'écriture du programme qui permettra à tous les composantes de fonctionner en totale symbiose afin d'atteindre le but recherché.

IV.6.3.1. Source de tension du dispositif

Le dispositif dont nous étudions la conception doit avoir une source de tension qui sera utilisée pour son alimentation, mais également pour d'autres fonctions. En effet, l'alimentation de notre dispositif aura plusieurs fonctions à savoir :

- Soumettre à une tension alternative inférieure à **50 VAC** le circuit dont on souhaite connaître la valeur de résistance ;
- Alimenter la carte programmable réalisant le calcul.

Pour arriver à réaliser ces fonctions, nous ferons recours aux montages suivants :

- Un pont diviseur de tension ;

- Un transformateur **220 VAC / 9VDC**.

Notre alimentation aura le fonctionnement suivant :

la tension alternative 220VAC du secteur du poste alimentera le transformateur 220VAC/9VDC alimentant la carte Arduino et passera simultanément par un pont diviseur de tension dont la tension de sortie aura une tension alternative inférieure à 50VAC qui servira à mettre sous tension le circuit dont on souhaite mesurer la valeur de résistance.

IV.6.3.1.1. Dimensionnement du pont diviseur de tension

Le pont diviseur de tension aura pour fonction de réduire la tension de sorte à ce qu'elle soit inférieure à 50 VAC. Il doit être dimensionné en conséquence.

Un pont diviseur de tension est un montage formé de deux résistances dont le but est de fournir une tension plus petite à partir d'une tension plus grande.

Il est représenté dans la figure IV.14.

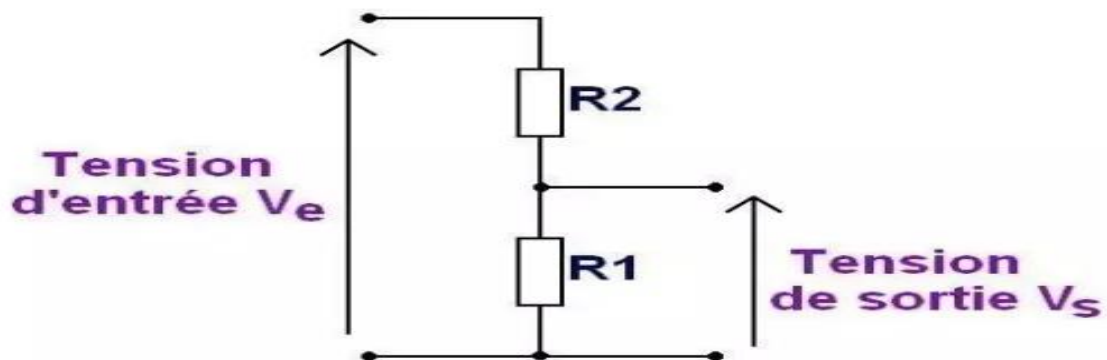


Figure IV.14 : Pont diviseur de tension

Dans ce cas, nous aurons besoin d'une tension de sortie alternative inférieure à 50 VAC afin de déduire la relation entre la tension d'entrée et sortie en fonction des résistances.

$$V_S = \frac{R_1}{R_1 + R_2} * V_e$$

En fixant les valeurs de tensions d'entrée et de sortie respectivement

- $0 < V_e < 250\text{VAC}$;
- $0 < V_s < 50\text{VAC}$;

Nous pouvons déterminer les valeurs des résistances par calcul.

Pour plus de sécurité, il est souhaitable de fixer la tension de sortie maximale de notre pont diviseur de tension à 48 VAC . Dans ce cas nous obtenons :

$$48 = \frac{R_1}{R_1 + R_2} * 250$$

Pour la résistance R2, nous avons fixé la valeur à R2 = 5000 ohms et nous obtenons la valeur de R1 = 21042 ohms.

Dans ce cas , le circuit sera représenté comme suit dans la figure IV.15

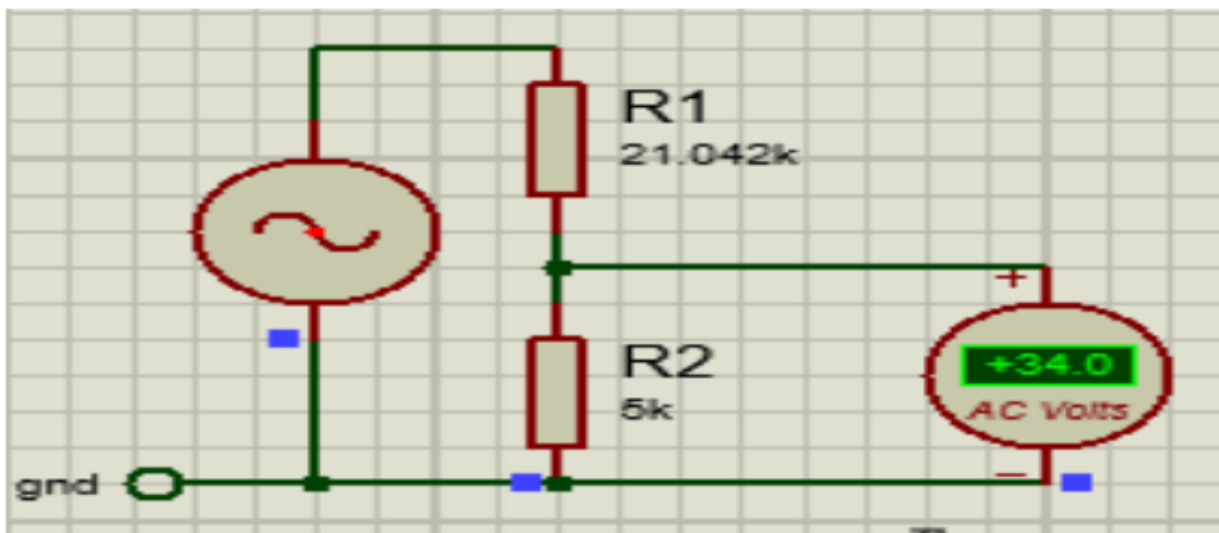


Figure IV.15 : Schéma du bloc d'alimentation sur le logiciel Proteus

Nous remarquons que lorsque la tension d'entrée est maximale, la tension de sortie est nettement inférieure à la limite que l'on avait fixé . Cela est dû aux caractéristiques intrinsèques des composants utilisés dans le dispositif. Afin d'avoir une tension qui s'approche des 50 V, nous ajustons la valeur de R1 à 21000 ohms et cherchons la valeur de R2 correspondante.

Après plusieurs ajustement, nous trouvons la valeur R2 = 7500 ohms comme étant la valeur de résistance adéquate qui nous permet d'obtenir une tension de sortie proche des 50 VAC.

Après correction des valeurs de résistance, notre alimentation peut être schématisée comme suite dans la figure IV.16.

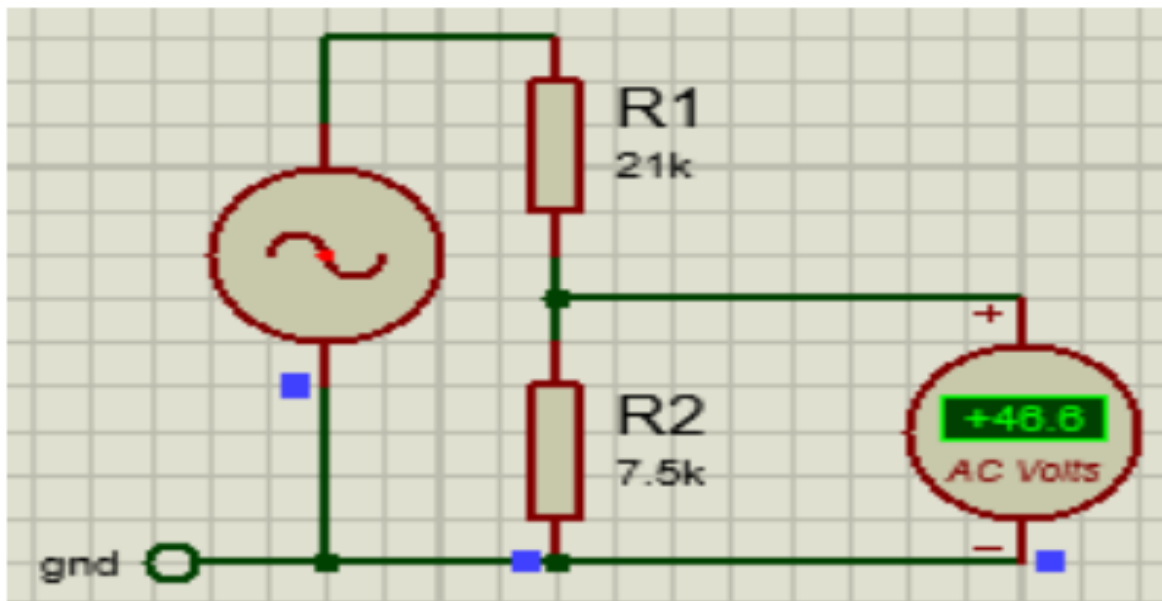


Figure IV.16 : Circuit alimentation sur le logiciel après correction des résistances

Le secteur est représenté par un générateur de tension alternative d'amplitude maximale 250VAC et de fréquence 50 Hz.

Maintenant que nous avons dimensionné notre pont diviseur de tension fournissant la tension à laquelle doit être soumis le circuit testé, nous nous occuperons de pouvoir en lire la valeur afin de l'intégrer directement dans le calcul de la résistance du circuit testé.

Pour réaliser cette fonction de mesure, nous avons dans un premier temps pensé à construire un pont diviseur de tension suivi d'un dispositif de lissage permettant à la carte Arduino de calculer la tension dont on souhaite connaître la valeur à travers le rapport de transformation du pont diviseur de tension. Cependant, lors de nos recherches nous avons trouvé un capteur qui remplirait parfaitement la fonction du pont diviseur de tension tout en occupant moins de place dans l'espace que dans la rédaction du code.

IV.6.3.1.2. Capteur de tension

Le capteur compatible avec Arduino que nous avons trouvé est le module ZMPT-101B qui est un capteur de tension pouvant mesurer jusqu'à 50 VAC est représenté dans la figure IV.17.

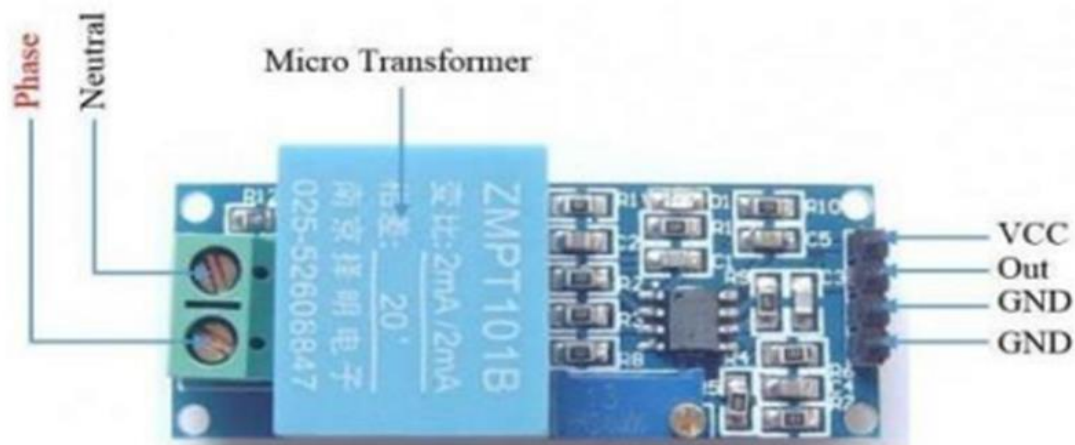


Figure IV.17 : Capteur de tension alternative ZMPT101B [17]

Ce capteur a été choisi non seulement pour sa capacité à mesurer les tensions alternatives allant jusqu'à 50 V, mais aussi parce qu'il permet de résoudre le problème d'incompatibilité de fréquence et de nature qui se présente entre le signal mesuré et le signal lisible à travers les entrées analogiques de la carte Arduino.

En effet, la carte Arduino étant équipée d'entrées analogiques ne pouvant recevoir que des tensions jusqu'à 5VDC, la première solution consistait à construire un pont diviseur de tension suivi d'un lissage de cette même tension pour laquelle nous avons recherché un capteur de tension alternative dont le signal de sortie, déjà traité, serait bien compatible avec les entrées de la carte Arduino [17].

IV.6.3.1.3. Relais

Dans le circuit d'alimentation global de notre dispositif nous ferons intervenir un relais qui aura pour fonction de soumettre, à intervalles de temps réguliers prédéfinis, le circuit testé à la tension de sortie de notre pont diviseur de tension.

Le choix de notre relais se fera en fonction des caractéristiques du signal qu'il laissera passer.

Ainsi, notre relais sera chargé de couper ou laisser transiter le signal dont les caractéristiques sont les suivantes :

- Tension Maximale : 50VAC
- Courant Maximale : 30 A

Nous avons donc choisi le relais dont la référence est la suivante : SLA-05VDC-S-L-C. Le relais précédemment cité est illustré dans la figure IV.18



Figure IV.18 : Relais SONGLE SLA-05VDC-SLC

Ayant à présent choisi toutes les composantes qui entrent dans le circuit d'alimentation de notre dispositif, nous pouvons nous atteler à la partie acquisition de données de notre dispositif [18].

IV.6.3.2. Capteur de courant et acquisition des données

IV.6.3.2.1. Capteur de courant

Le capteur de courant que nous choisissons pour notre dispositif tient compte de plusieurs paramètres tels que la nature du signal de sortie (tension , courant) et la valeur du signal.

Le mode de connexion du capteur est aussi une caractéristique non négligeable étant donné que nous pouvons trouver des capteurs à connexions par pince et d'autres à tore.

La configuration des boucles de terre dans les postes MT/BT nous oblige en quelques sortes à utiliser des tores pour la mesure du courant. Ces derniers sont plus convenables et sont très faciles à positionner.

Nous choisissons un capteur à grande plage de mesure (0- 30A) dont la référence est : SCT013-030V[19].

Tableau IV.13 : Caractéristiques du capteur de courant SCT-013-030V

| Input current | Output voltage | Non-linearity | Build-in sampling resistance (R_L) |
|----------------------|-------------------------|-------------------------|--|
| 0-3 A | 0-1V | ±1 | 62 Ω |
| Turn ratio | Resistance grade | Work temperature | Dielectric strenght (between shell and output) |
| 1800 :1 | Grade B | - 25°C ~ +70°C | 1500V AC / 1 min 5A |

Les spécifications techniques de cette composante sont présentées dans le tableau IV.13.

Ce capteur aura pour fonction de lire la valeur du courant circulant dans la boucle testée.

La tension lue en sortie du capteur nous renseignera sur la valeur du courant lue grâce au rapport donné par le constructeur sur le rapport entre l'entrée et la sortie du capteur (30A/1V). Nous pourrons ainsi, à partir de la valeur du courant obtenue après traitement, déterminer la valeur de résistance de la boucle testée à travers la loi d'ohm.

Notre capteur de courant est représenté dans la figure IV.19.



Figure IV.19 : Capteur de courant SCT-013-30

En sortie du capteur, nous avons une tension comprise entre 0 et 1V, qui varie en fonction du courant circulant dans la boucle testée.

Pour lire la valeur mesurée avec exactitude, nous faisons appel à un module qui n'est rien d'autre qu'un convertisseur Analogique/ Numérique.

IV.6.3.2.2. Acquisition des données

L'acquisition de données du capteur est réalisée à l'aide d'un CAN nommé ADS1015.

L'ADS1015 est une puce électronique de chez TEXAN INSTRUMENT permettant de faire de la conversion analogique numérique. Ainsi, par exemple, il est courant de s'en servir pour faire de la mesure de tension à intervalle régulier, et transmettre ces infos à un microcontrôleur.

Nous faisons appel à cette puce électronique principalement à cause de la meilleure résolution qu'elle nous offre. Par comparaison la résolution de l'Arduino Uno est de 10 bits alors que notre ADS1015 offre une résolution de 12 bits. En d'autres termes si vous alimentez un Arduino en

5Volts, alors la précision d'un bit vaudra $5/2^{10}$ volts, soit environ 4,8 Mv alors qu'en passant par ADS1015, la précision de la mesure sera de $5/2^{12}$ soit environ 1,22 mv.

Là où l'ADS1115 devient d'avantage plus intéressant qu'un simple convertisseur analogique numérique basique, c'est qu'il intègre un PGA (Programmable Gain Amplifier),pérméttant d'amplifier un signal, pour faire des lectures plus précises encore. En plus de cela, on peut mesurer jusqu'à 16 tensions différentes sur un Arduino avec seulement 2 fils afin d'économiser les entrées et sorties de son microcontrolleur et tout cela grace à l'i2C.

La fonction de notre ADS1015 que nous utiliserons est la lécture de tension différentielle entre deux de ses broches d'entrées.

Dans la conception, nous utilisons une ADS1015 à cause de la simulation sur PROTEUS. En effet, nous avons pas trouvé la bibliothèque PROTEUS correspondant à cette composante.

Dans la pratique, nous utilisons une ADS1115 (figure IV.20) qui nous offre, pour une tension de 5V, une précision de 15 bits soit $5/2^{16}$ soit 0,152 Mv [20].



Figure IV.20 : Module i2C ADS1015 [20].

IV.6.3.3. Choix de l'alerte

Notre dispositif ne doit pas simplement servir à mesurer la valeur de tension, mais il doit aussi alerter en cas d'anomalie de la valeur des résistances de terre.

Pour alerter, nous avons eu plusieurs alternatives que sont :

- Le signal sonore ;
- Le signal lumineux.

Dans la simulation, nous avons recours à un signal lumineux dont l'allumage est conditionné par la comparaison de la valeur de résistance avec la valeur seuil.

Nous avons choisi 2 LED de couleurs Rouge et Verte dont la verte est allumée lorsque la valeur de résistance lue est inférieure au seuil et le Rouge allumée dans le cas contraire.

IV.6.3.4. Présentation de la carte Arduino et du code

IV.6.3.4.1. Présentation de la carte Arduino

Les cartes Arduino sont des microcontrôleurs par excellence, pour des créations de système et pour le développement de robotique et domotique. Pour fonctionner, une carte Arduino a besoin d'une alimentation. Mais sur le marché, on rencontre divers modèles. Pour une utilisation précise, il y'a le modèle adapté qui est choisi sur la base de plusieurs critères dont les plus importants sont :

- Le nombre d'entrées sorties numériques ou analogiques
- La taille mémoire
- Le prix
- La dimension

Nous avons donc choisi la carte Arduino UNO

Elle possède 14 entrées / sorties dont 6 sont analogiques et 6 digitales or nous avons besoin de 9 pins dans le cadre de notre dispositif.

L'espace de stockage maximale de l'Arduino est 32 kB or notre programme occupe 8,418 kB soit 26% de la mémoire de stockage des programmes. Les valeurs globales utilisent 530 octets soit 25% de la mémoire dynamique.

Nous nous rendons compte que la carte Arduino UNO satisfait amplement nos exigences en plus d'être très accessible sur le marché et peu chère.

Ses dimensions sont de 69mm*54mm et pèse 25g donc présente des dimensions raisonnables face aux autres cartes Arduino capables de faire le même travail que celui dont nous avons besoin [21].

La carte Arduino UNO se présente comme illustré dans l'image IV.21



Figure IV.21 : Carte Arduino UNO[21].

IV.6.3.4.2. Présentation du code informatique des programmes

Pour assurer l'interaction de tous les composants de notre dispositif, on fait intervenir le code informatique qui permet de faire interagir les capteurs et modules ensemble.

IV.6.3.5. Schéma de câblage sur PROTEUS

Après avoir énumérer toutes nos composantes et en donnant la particularité de chacun, nous vous présentons notre schéma de câblage du dispositif (figure IV.22).

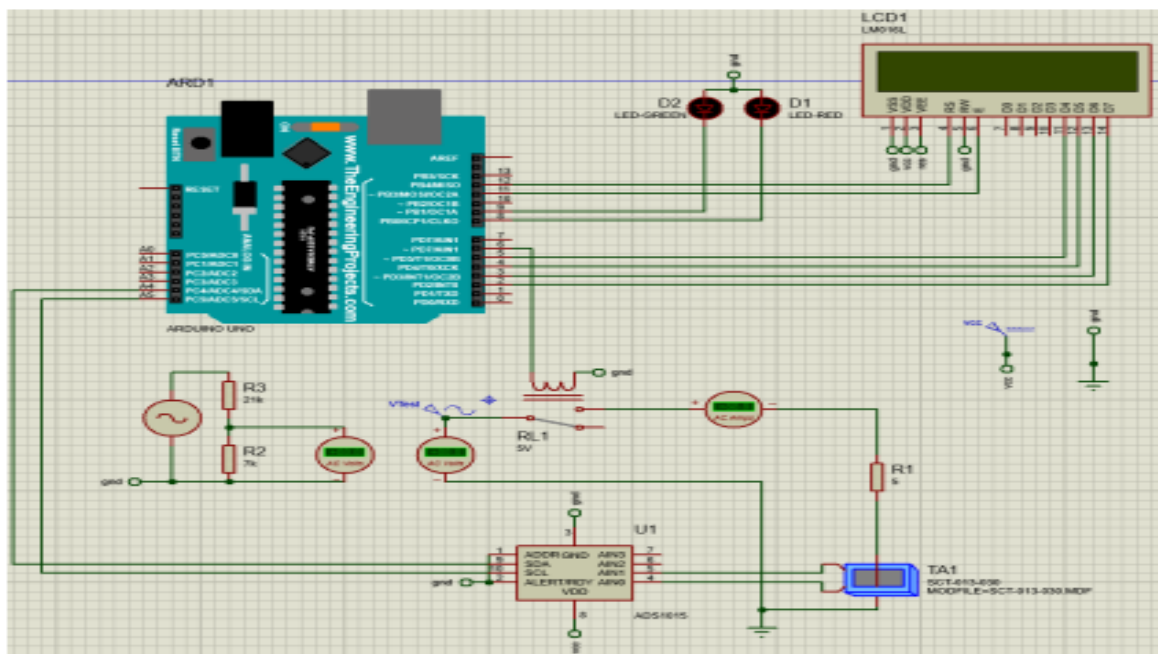


Figure IV.22 : Schéma câblage sur PROTEUS

IV.6.4. La simulation sur PROTEUS

À présent que nous avons nos composants ainsi que le code les faisant travailler tous ensemble, la simulation de notre dispositif peut être faite sur PROTEUS qui est un logiciel de simulation électronique illustré sur la figure IV.23.



Figure IV.23 : Logo de Logiciel PROTEUS

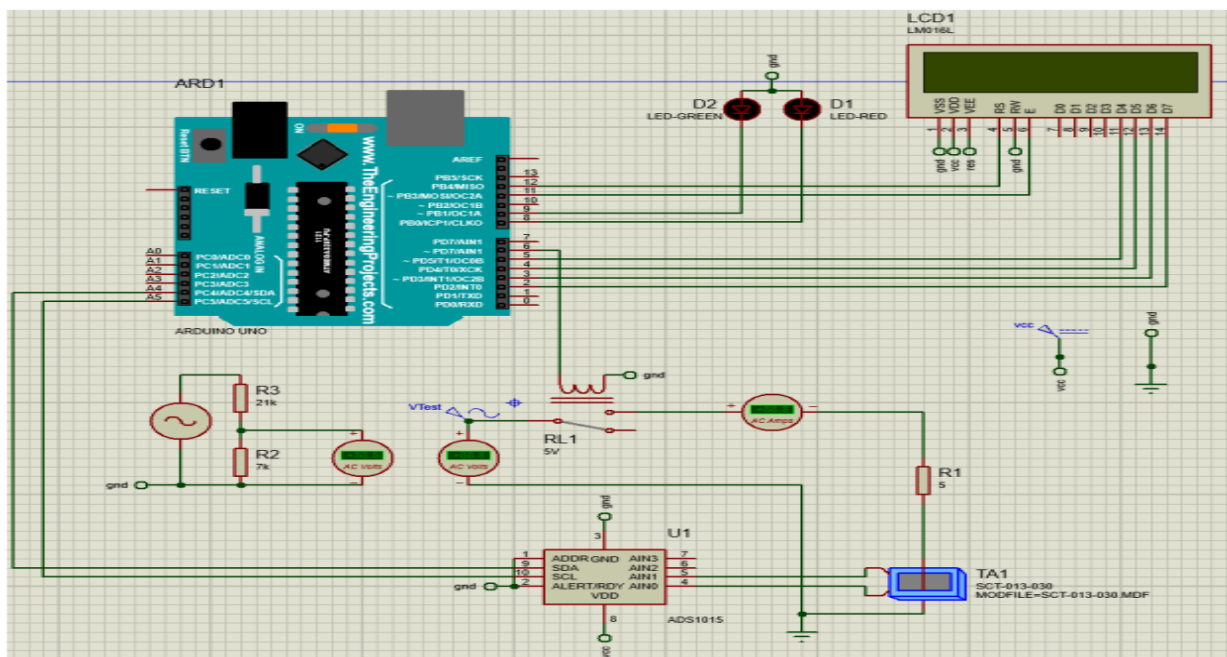


Figure IV.24 : Schéma du dispositif sur PROTEUS

Dans le schéma ci-dessous, notre circuit de terre est représenté par la partie du circuit présentée dans la figure IV.24

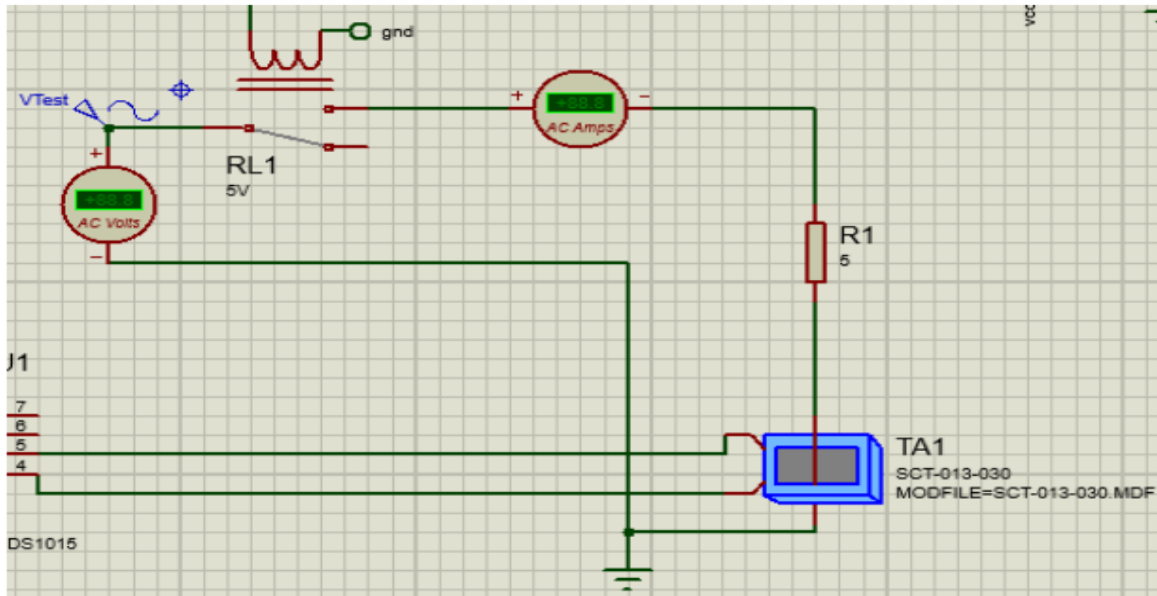


Figure IV.25 : Circuit de terre des masses ou du neutre

La valeur de résistance du circuit de terre des masses ou du neutre est donnée ici par la valeur de la résistance branchée en série dans le circuit.

Pour l'expérimentation, nous ferons donc varier la valeur de la résistance afin de voir si la valeur renvoyée par le code est exacte, mais aussi pour voir si l'alerte est correctement donnée.

Pour la simulation, nous considérons les paramètres suivants :

- La mesure est effectuée sur le circuit de terre du neutre dont la valeur maximale admissible est de **5 Ohms**.
- Une alerte doit être lancée si la valeur est hors intervalle de tolérance

Pour commencer, nous allons mettre la valeur de résistance à 10 Ohms et observer le comportement du dispositif.

❖ **Simulation avec une valeur de résistance anormale**

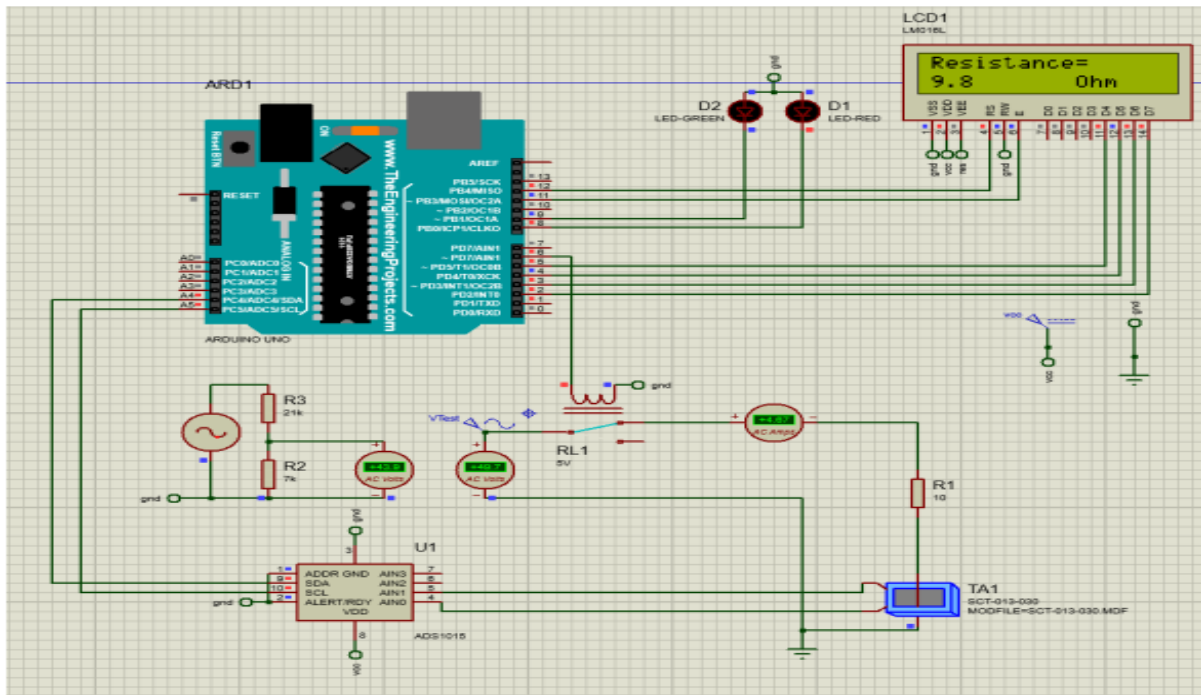


Figure IV.26 : Mesure de la valeur de résistance de la boucle de terre du neutre

Observations

Pour le circuit de terre du neutre, la valeur maximale admissible est de **5 Ohms**.

Pour la simulation, nous avons fixé la valeur de résistance à **10 Ohms** et nous remarquons que :

- La valeur de résistance renvoyée par le dispositif est sensiblement égale à la valeur réelle de la résistance du circuit.
- La LED Rouge alerte sur la non-conformité du circuit en s'allumant, car il faut rappeler que la valeur réelle est 2 fois supérieure à la valeur seuil.

Conclusion :

Le dispositif répond bien avec **une erreur de 2%**.

❖ Simulation avec une valeur de résistance normale

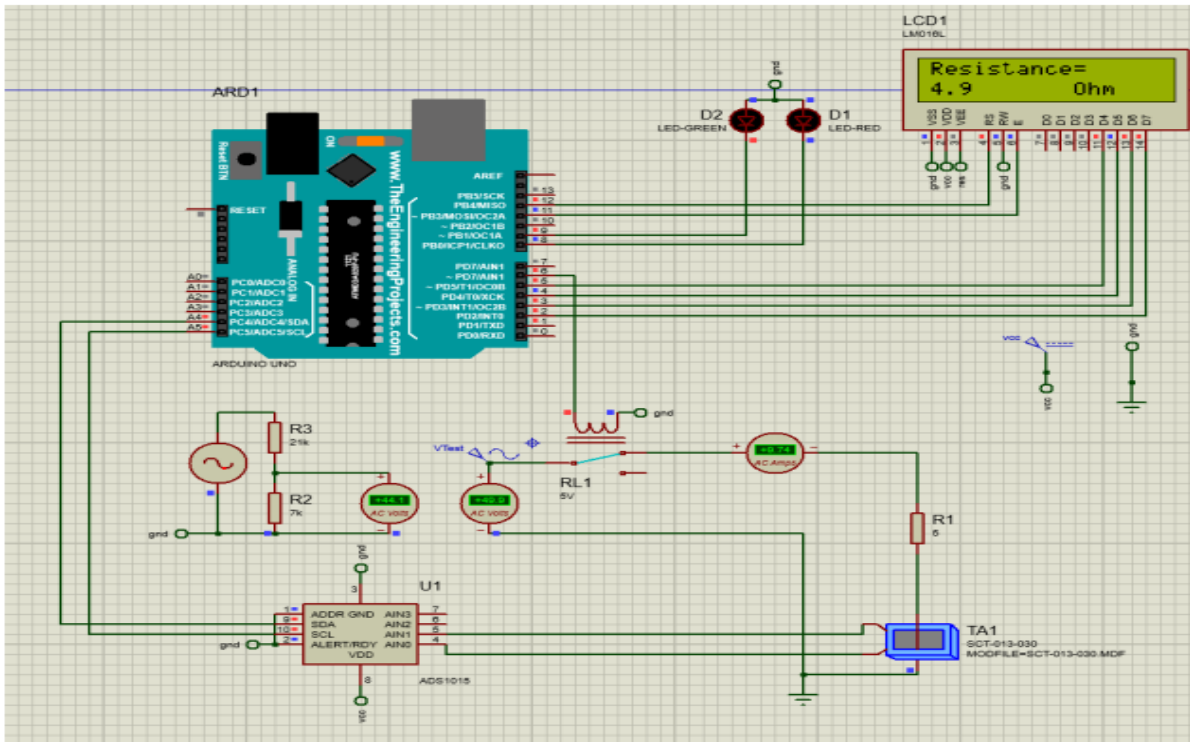


Figure IV.27 : Mesure de la valeur de résistance de la boucle de terre du neutre

Observations

Pour le circuit de terre du neutre, la valeur maximale admissible est de **5 Ohms**.

Pour la simulation, nous avons fixée la valeur de résistance à **5 Ohms** et nous remarquons que :

- La valeur de résistance renvoyée par le dispositif est sensiblement égale à la valeur réelle de la résistance du circuit
- La LED Verte alerte sur la conformité du circuit en s'allumant

Conclusion

Le dispositif répond bien avec **une erreur de 2%**.

IV.7. Conclusion

La mise à la terre dans les réseaux électriques paraît être simple, cependant elle n'a cessé de présenter des difficultés, la conception et l'installation du système de mise à la terre doivent être réalisées par un spécialiste en électricité ou en protection, la mise à la terre d'une installation électrique consiste à relier les masses ou le neutre de celle-ci à une prise de terre

par l'intermédiaire d'un ou plusieurs conducteurs de terre. La conception de réseau de terre doit permettre d'assurer le maintien de la sécurité des personnes, et un potentiel de référence.

Nous avons présenté dans ce chapitre les différentes mises à la terre réalisées. L'analyse analytique nous a permis de connaître et de découvrir d'autres modèles de prise de terre qui sont rarement utilisés ailleurs et nullement utilisés à la SENELEC.

Conclusion générale

Le concept de mise à la terre implique plusieurs domaines de recherches. On conclut que le fonctionnement des équipements électriques dépend surtout de la manière dont certains dispositifs sont mis à la terre.

La résistance est le paramètre le plus important dans l'analyse de mise à la terre pour assurer la sécurité des personnes et des installations électriques. La valeur de la résistance dépend de la nature du sol. Plusieurs études sont faites dans ce domaine depuis des années pour réduire la complexité de calcul étant donné que la résistance de mise à la terre doit être faible.

Les moyens pour réduire cette résistance à moindre coût sont proposés dans ce manuscrit. Les méthodes les plus utilisées sont l'ajout de piquet, l'utilisation d'une couche de faible résistivité autour de piquet de terre avec cette technique où le taux de réduction est honorable.

Les difficultés pour atteindre des valeurs assez faibles des résistances de mise à la terre nous amènent aux recommandations suivantes pour les mises à la terre dans les postes des réseaux électrique :

- aux planificateurs des réseaux électriques d'améliorer les mises à la terre pour toutes les installations électriques en basse tension ;
- interdire l'usage de sel pour améliorer la résistivité, car celui-ci perd son efficacité avec le temps et cause la corrosion aux piquets ;
- faire le suivi et les contrôles périodiques de mise à la terre pour l'amélioration des valeurs hors normes ;
- créer un organe qui a pour tâche de vérifier les mises à la terre et attribuer aux personnes compétentes la conception, l'installation, la mesure et la réparation des prises de terre ;
- Enfin le Sénégal doit aller plus loin en ce qui concerne les systèmes de mises à la terre et leurs donner une importance particulière en vue de leurs importance surtout en premier lieu la protection des personnes. Les systèmes de mise à la terre des réseaux électriques présentaient de simples circuits de terre, mais ils étaient considérés comme étant efficaces.

Ce travail ouvre des perspectives intéressantes sur le plan de la recherche pouvant aboutir à développer des réseaux de mise à la terre avec la création des cellules de suivis. À l'avenir, il

y'aura des développements pour aider les gens à prendre conscience du danger électrique. Cela nous conduira à réaliser des prises de terre dans tous les domiciles et ce qui est presque absent.

Références bibliographiques

- [1] Jean-Pierre NZURU NSEKERE «Contribution à l’analyse et à la réalisation des mises à la terre des installations électriques dans les régions tropicales» Thèse de Doctorat de l’Université de Liège Faculté des sciences appliquées, Février 2009.
- [2] Zidane Zin Abidine/modélisation et simulation des prises de terre dans les systèmes électriques, université Ferhat Abbas 2012.
- [3] « Historique – Senelec ». <https://www.senelec.sn/historique>
- [4] L R. / S. Sakho, « MISSION REGALIEENNE DE LA SENELEC » , www.casa24.sn
- [5] « Cadre institutionnel – Senelec ». <https://www.senelec.sn/cadre-institutionnel>
- [6] « Direction Production Commerciale (DPC) - Senelec ». <https://www.senelec.sn/direction-principale-commerciale-dpc>
- [7] « Organigramme - senelec ». <https://www.senelec.sn/organigramme>
- [8] Jean-Claude sabonnadière, Nouredine hadjSaïd. « Lignes et réseaux électrique 2», Lavoisier, Paris, 2007.
- [9] « DIAXENS - les conditions d’habilitation, domaines de tensions,symboles habilitation électrique, B0, BS, BP, BE, B1, B2, BR » . <https://www.habilitation-electrique.com/habiliter,3,domaine-tension.html>
- [10] « Structures topologiques des reseaux electriques – Apprendre en ligne ». <https://www.clicours.com/structures-topologiques-des-reseaux-electriques>
- [11] <https://www.techno-science.net/glossaire-definition/Reseu-electrique-page-2.html#:~:text=Les%20r%C3%A9seaux%20%C3%A9lectriques%20peuvent%20%C3%AAtre,une%20grande%20s%C3%A9curit%C3%A9%20d’alimentation.&text=Les%20grands%20r%C3%A9seaux%20d’%C3%A9nergie>
- [12] « Les Postes HTA – BT | PDF | Réseau électrique | Poste électrique »,Scribd. <https://fr.scribd.com/document/434035539/Les-Postes-HTA-BT>
- [13] Brochure de bondonnai de schémas de liaisons à la terre avec recherche automatique de

défaut "SLTXM200", Schneider Electric

[14] « dc_f_guide-terre_ed4.pdf » Disponible sur : https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/dc_f_guide-terre_ed4.pdf

[15] «guide-de-conception-des-reseaux-electrique-industriels-by-genie-electromecanique-com.pdf ». Disponible sur : <https://www.automation-sense.com/medias/files/guide-de-conception-des-reseaux-electrique-industriels-by-genie-electromecanique-com.pdf>

[16] « Dimensionnement des conducteurs et protection : methodologie et definitions — Guide de l'installation Electrique ».https://fr.electrical-installation.org/frwiki/Dimensionnement_des_conducteurs_et_protection:_m%C3%A9thodologie_et_d%C3%A9finitions
<https://www.infoelec.dz/article/regimes-du-neutre-tt-tn-ou-it.html>

[17] <https://www.datasheet4u.com/datasheet-pdf/ZemingLangxi/ZMPT101B/pdf.php?id=1381510>

[18] <http://www.datasheet39.com/PDF/841321/SLA-05VDC-S-L-C-datasheet.html>

[19] <https://datasheet4u.com/datasheet-pdf/XiDiTechnology/SCT-013-030/pdf.php?id=1004704>

[20] <https://www.ti.com/product/ADS1015>

[21] <http://www.mon-club-elec.fr/pmwiki> reference arduino/pmwiki.php?n=Main.MaterielUno

