

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Dr. Tahar Moulay de Saïda
Faculté de Science et Technologie
Département d'Electrotechnique et
d'Automatisme



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme de

Master (LMD)

Spécialité : RESEAUX ELECTRIQUES

Filière : Electrotechnique

Intitulé :

**Développement et réalisation d'un nouveau système SCADA
pour la gestion intelligente des cellules électriques de
distributions**

Présenté par :

**LAKEL Abdelkrim
GUENDOUZI Wafaa
BAHRI Maroua**

Devant le jury composé de :

**Pr MEZOUAR Abdelkader
Pr LAKDJA Fatiha
Dr HAFFAF Aziz
Dr AMARA Mohamed**

**Président
Encadreur
Co-Encadreur
Examineur**

Soutenu le 19/06/2025
Promotion 2024-2025



Remerciements

*Avant toute chose, nous remercions **Dieu** Tout-Puissant pour ses innombrables bienfaits, pour la force, la patience et la persévérance qu'Il nous a accordés afin de mener à bien ce travail, malgré les obstacles rencontrés (الحمد لله).*

*Nous souhaitons exprimer notre profonde et sincère gratitude à nos encadrants, **Madame LAKDJA Fatiha**, Professeure à l'Université de Saïda Dr Moulay Tahar, et **Monsieur HAFFAF Aziz**, Maître de conférences MCA au sein du même établissement, pour l'accompagnement exemplaire dont ils nous ont fait bénéficier tout au long de ce travail. Leur bienveillance, leur rigueur scientifique, ainsi que la qualité de leurs orientations nous ont été d'un soutien inestimable à chaque étape de la réalisation de ce mémoire. Leur disponibilité constante, leur écoute attentive et leurs précieux conseils ont largement contribué à nourrir notre réflexion et à faire de cette expérience un véritable apprentissage, tant sur le plan scientifique que personnel. Nous leur adressons nos remerciements les plus respectueux et reconnaissants.*

*Nous exprimons nos remerciements les plus sincères à **Monsieur MEZOUAR Abdelkader**, Professeur à l'Université de Saïda Dr Moulay Tahar, pour avoir accepté de présider le jury de ce mémoire et pour l'honneur qu'il nous a fait par sa présence.*

*Nous adressons nos sincères remerciements à **Monsieur AMARA Mohamed**, Maître de conférences MCA à l'Université de Saïda Dr Moulay Tahar, pour avoir honoré notre jury de sa présence en qualité d'examineur de ce mémoire.*

Nous remercions chaleureusement tous nos enseignants pour avoir enrichi nos connaissances et stimulé notre curiosité intellectuelle tout au long de notre parcours universitaire.

Dédicace

A nos Parents,

À ceux dont les prières ont illuminé nos chemins,

À ceux qui nous ont appris que la volonté ne faiblit jamais, et que le rêve, aussi lointain soit-il, naît toujours du berceau de l'espoir...

À nos chers parents, nous nous inclinons avec humilité devant votre grandeur.

C'est vous qui avez semé en nous les graines de l'ambition, et nous avez nourris de votre tendresse, de votre patience et de votre constance.

Nous vous dédions ce travail, modeste fruit face à l'immensité de votre don, et témoignage d'une reconnaissance que les mots ne sauraient exprimer pleinement.

À nos Amis,

À nos compagnes de route et d'amitié sincère, **Reffas Aïcha, Nemer Kouloud** et **Cherifi Imene** Vous avez été le baume dans les moments de fatigue, le soutien dans chaque épreuve.

Vos sourires, vos mots, vos gestes resteront gravés dans nos cœurs, témoins d'une amitié profonde et précieuse.

Ce mémoire n'est pas seulement une réalisation académique, C'est le fruit d'un labeur, d'une persévérance, et d'une belle union d'âmes...

Nous vous l'offrons avec fierté, gratitude et affection.

GUENDOUZI Wafaa

BAHRI Maroua

Dédicace

À la mémoire de mon cher père,

Tu es parti en silence, mais ta présence demeure gravée dans mon cœur.
Tu m'as appris la force dans la discrétion, le courage dans les épreuves.
Que Dieu t'accorde Sa miséricorde et t'ouvre les portes du paradis.

À ma mère bien-aimée,

Toi qui as été la prière constante, le pilier inébranlable,
Ta patience, ton amour et tes sacrifices sont la lumière de mon parcours.
Je te dois bien plus que ce que les mots peuvent exprimer.

À mes amis et collègues de travail,

Merci pour votre soutien, votre présence, et vos encouragements sincères.
Votre amitié a rendu le chemin plus doux et les défis plus supportables.

À toute ma famille,

À ceux qui, de près ou de loin, ont cru en moi,
Votre amour et vos prières ont été une source inestimable de force.
Ce mémoire est le fruit d'un long travail, Je vous le dédie avec tout mon respect, ma reconnaissance et mon affection.

LAKEL Abdelkrim

Liste d'abréviation

BTA	Basse Tension au niveau A
BT	Basse Tension
HT	Haute Tension
HTA	Haute Tension A
HTB	Haute Tension B
THT	Très Haute Tension
MT	Moyenne Tension
SCADA	Système de Contrôle et d'Acquisition de Données
TC	Transformateur de Courant
TT	Transformateur de Tension
PIC	Microcontrôleur
PLC	Automate Programmable Industriel
PWM	Modulation de Largeur d'Impulsion
RMU	Ring Main Unit
UART	Récepteur-Émetteur Asynchrone Universel
Modbus RTU	Protocole de communication série utilisé dans l'industrie
CAN	Convertisseur Analogique-Numérique
EEPROM	Mémoire morte programmable et effaçable électroniquement
EP	Écoulement de Puissance
GSM	Système Global pour les Communications Mobiles
IA	Intelligence Artificielle
IACT	Interrupteur Aérien à Creux de Tension
IAT	Interrupteur Aérien Télécommandé
IHM	Interface Homme-Machine
IMD	Dispositif de Surveillance d'Isolement (Insulation Monitoring Device)
LabVIEW	Environnement de développement graphique
LoRa	Communication longue portée et faible consommation
IT	Régime Isolé-Terre (schéma de liaison à la terre)

«ابتكار وإنجاز نظام SCADA جديد للتحكم الذكي في خلايا التوزيع الكهربائية»

الملخص

مع تطور شبكات التوزيع الكهربائي واتساع نطاقها، أصبحت الحاجة ملحة إلى أنظمة ذكية قادرة على مراقبة خلايا التوزيع وإدارتها بكفاءة وفعالية. فالتسيير اليدوي التقليدي لم يعد يواكب التحديات التقنية الحديثة، خاصة فيما يتعلق بالكشف السريع عن الأعطال واتخاذ القرارات المناسبة في الوقت الحقيقي ومن هذا المنطلق، تتناول هذه المذكرة تطوير وتنفيذ نظام SCADA ذكي، متكامل ومتعدد الوظائف، مخصص للإشراف والتحكم في خلايا التوزيع ضمن شبكات الكهرباء، بهدف تحسين تسيير هذه الخلايا وضمان استمرارية الخدمة وجودتها ولتحقيق هذا الهدف، قمنا أولاً بتقديم نظرة عامة على الشبكات الكهربائية، تلاها عرض لمعماريات شبكات التوزيع، ثم وصف للمشروع المقترح من حيث المبدأ والأهداف. يتكوّن هذا النظام من جزئين رئيسيين: جزء مادي وآخر برمجي، ويعتمد على مجموعة من الوحدات التكنولوجية المتكاملة والدوائر الإلكترونية يعتمد النظام على مجسات (حساسات) لرصد المعطيات الكهربائية، وعلى بروتوكولات اتصال تسلسلية، بالإضافة إلى وسائل اتصال سلكية ولاسلكية. كما يدمج تقنيات ووحدات للتحكم الصناعي تعتمد على المتحكمات الدقيقة (Microcontrôleurs) والمتحكمات المنطقية القابلة للبرمجة (PLC). وبفضل قدرته على جمع جميع البيانات المتعلقة بالخلايا، يتيح هذا النظام للمشغلين مراقبة شاملة وتحكماً لحظياً وفعالاً في خلايا التوزيع. وهو قادر على كشف الأعطال، تحديد موقعها، عزل الجزء المتأثر في الوقت الحقيقي، إلى جانب وظائف أخرى. بالإضافة إلى ذلك، يمكن التحكم في نظام SCADA يدوياً وكذلك عن بُعد، مع إمكانية إدارته باستخدام تطبيق على الهاتف المحمول. أما الجزء البرمجي من النظام، فهو عبارة عن واجهة تفاعلية بين الإنسان والآلة، تتيح مراقبة ديناميكية وفورية للخلايا، مع إمكانية اتخاذ القرارات المناسبة. في حين يُركّب الجزء المادي على مستوى مراكز خلايا التوزيع، ويُثبت الجزء البرمجي في غرف التحكم وفي الختام، قمنا بعرض تفاصيل إنجاز النموذج الأولي للنظام ومحاكاة برامجه وكذلك ميدانياً في بيئة واقعية.

الكلمات المفتاحية: نظام سكاذا SCADA، التحكم الذكي، خلايا التوزيع الكهربائية، المراقبة عن بعد، الكشف عن الأعطال، المتحكمات الدقيقة، شبكات التوزيع، الاتصال التسلسلي، الأتمتة الصناعية

« Développement et réalisation d'un nouveau système SCADA pour la gestion intelligente des cellules électriques de distribution »

Résumé

Avec le développement et l'expansion des réseaux de distribution électrique, le besoin d'avoir des systèmes intelligents capables de surveiller et de gérer efficacement les cellules de distribution est devenu de plus en plus pressant. En effet, la gestion manuelle traditionnelle ne répond plus aux défis technologiques actuels, notamment en ce qui concerne la détection rapide des défauts et la prise de décisions en temps réel.

Dans ce contexte, ce mémoire traite du développement et de la mise en œuvre d'un système SCADA intelligent, intégré et multifonctionnel, dédié à la supervision et au contrôle des cellules de distribution dans les réseaux électriques, dans le but d'optimiser leur gestion et de garantir la continuité ainsi que la qualité du service.

Pour atteindre cet objectif, nous avons d'abord présenté un aperçu général des réseaux électriques, suivi d'une étude des architectures des réseaux de distribution, avant de décrire le projet proposé en termes de principe et d'objectifs. Le système se compose de deux parties principales : une partie matérielle et une partie logicielle, reposant sur un ensemble de modules technologiques intégrés et de circuits électroniques.

Le système s'appuie sur des capteurs pour surveiller les données électriques, des protocoles de communication série, ainsi que des moyens de communication filaires et sans fil. Il intègre également des technologies de contrôle industriel basées sur des microcontrôleurs et des automates programmables (PLC).

Grâce à sa capacité à collecter l'ensemble des données relatives aux cellules, ce système permet aux opérateurs d'assurer une surveillance globale et un contrôle instantané et efficace des cellules électriques. Il est capable de détecter les défauts, de localiser leur position, d'isoler la partie affectée en temps réel, entre autres fonctionnalités. En plus, le système SCADA peut être contrôlé aussi bien manuellement qu'à distance, avec la possibilité d'être géré à l'aide d'une application mobile.

La partie logicielle du système se présente sous forme d'une interface homme-machine interactive, permettant une surveillance dynamique et instantanée des cellules, avec possibilité de prise de décision. Quant à la partie matérielle, elle est installée au niveau des centres de cellules de distribution, tandis que la partie logicielle est déployée dans les salles de contrôle.

En conclusion, nous avons exposé en détail la réalisation du prototype du système, sa simulation à l'aide de logiciels spécialisés, ainsi que sa validation sur le terrain dans un environnement réel.

Mots-clés : Système SCADA, gestion intelligente, cellules de distribution électrique, supervision à distance, détection des défauts, microcontrôleurs, réseaux de distribution, communication série, automatisation industrielle.

« Development and implementation of a new SCADA system for the intelligent management of electrical distribution cells »

Abstract

With the development and expansion of electrical distribution networks, the need for intelligent systems capable of efficiently monitoring and managing distribution cells has become increasingly urgent. Traditional manual management can no longer keep pace with modern technical challenges, particularly regarding rapid fault detection and real-time decision-making.

In this context, this thesis addresses the development and implementation of an intelligent, integrated, and multifunctional SCADA system, dedicated to the supervision and control of distribution cells within electrical networks. The aim is to improve the management of these cells and ensure service continuity and quality.

To achieve this objective, we first provided a general overview of electrical networks, followed by a discussion on the architectures of distribution networks. We then presented the proposed project in terms of its principles and objectives. The system consists of two main parts: a hardware component and a software component. It relies on a set of integrated technological modules and electronic circuits.

The system uses sensors to monitor electrical data, serial communication protocols, as well as wired and wireless communication methods. It also integrates industrial control technologies based on microcontrollers and programmable logic controllers (PLCs).

Thanks to its ability to collect all data related to the cells, the system enables operators to ensure comprehensive monitoring and real-time, efficient control of the electrical distribution cells. It is capable of detecting faults, locating them, isolating the affected section in real-time, among other functionalities. Moreover, the SCADA system can be controlled both manually and remotely, with the possibility of being managed through a mobile application.

The software part of the system is an interactive human-machine interface (HMI) that allows dynamic and real-time monitoring of the cells, with decision-making capabilities. The hardware part is installed at the distribution cell centers, while the software part is deployed in the control rooms.

As a final step, we presented in detail the development of the system prototype, its simulation using specialized software, and its validation in a real-world environment.

Keywords : SCADA system, intelligent control, electrical distribution cells, remote monitoring, fault detection, microcontrollers, distribution networks, serial communication, industrial automation.

Table des matière

Résumé	I
Table des matières	IV
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	X
Introduction générale	1
Chapitre 1 : Généralité sur les réseaux Électriques	
1.1. Introduction	3
1.2. Définition du réseau électrique	3
1.3. Gamme des tensions utilisées par le groupe Sonelgaz	4
1.4. Les caractéristiques d'électricité	5
1.5. Organisation d'un réseau électrique	6
1.5.1. Les centrales de production de l'électricité	6
1.6. Postes électriques	6
1.6.1. Transformateurs de puissance	7
1.6.2. Transformateurs de mesure de courant et de tension	8
1.6.3. Disjoncteurs	8
1.6.4. Sectionneurs	9
1.6.5. Jeux de barres	9
1.6.6. Isolateurs	10
1.6.7. Autres appareillages d'un poste	10
1.6.7.1. Parafoudres	11
1.6.7.2. Eclateurs	11
1.6.7.3. Supports	11
1.6.7.4. Câbles conducteurs	12
1.6.7.4.1. Lignes aériennes	12
1.6.7.4.2. Câbles souterraines	13
1.6.7.4.3. Câbles de garde	13
1.6.7.4.4. Centre de dispatching (centre de conduite réseau)	14
1.7. Types des réseaux électriques	15
1.7.1. Réseau d'interconnexion et de transport	15
1.7.2. Réseaux de répartition	15

1.7.3. Réseaux de distribution	15
1.8. Conclusion	17
Chapitre 2 : Les architectures de réseaux de distribution	
2.1.Introduction	18
2.2. Définition du réseau de distribution	18
2.3. Réseaux de distribution	19
2.3.1. Réseaux de distribution a moyenne tension HTA	19
2.3.2. Réseaux de distribution a basse tension BTA	19
2.4. Les réseaux de distribution aeriens	20
2.4.1. Les réseaux de distribution aériens	21
2.4.2. Les réseaux de distribution souterrains	22
2.5. Topologies du reseau electrique	24
2.5.1. Réseau maille	24
2.5.2. Réseau boucle	25
2.5.3. Réseau radia	25
2.6. Définition d'une cellule HTA intelligente	26
2.6.1. Les cellules HTA dites classiques	26
2.6.2. Avantage des cellules HTA intelligentes	27
2.6.3. Technologies utilisées dans une cellule HTA intelligente	28
2.7. Les risques d'une mauvaise maintenance des cellules HTA	28
2.7.1. Risques lies a la securite	28
2.7.2. Risques pour la continuite de service	29
2.8. Surveillance d'une cellule HTA	29
2.8.1. Importance de la surveillance des cellules	30
2.9. Definition d'un défaut	31
2.9.1. Origines des defauts	31
2.9.1.1. Defauts d'origine externe	31
2.9.1.2 . Defauts d'origine interne	31
2.9.2. Différents types de défaut	31
2.9.2.1 .Surintensite	31
2.9.2.2. Surtension	32
2.9.2.3. Le déséquilibre	33
2.9.3. Caractéristique de défauts	33



2.9.3.1 .Leur emplacement	33
2.9.3.2 .Leurs durées	34
2.10. Le courant de court-circuit	34
2.10.1. Utilité de calcul de courant de court-circuit	34
2.10.2. Méthodes de calcul du courant de court-circuit	35
2.10.2.1. Méthodes des composantes symétriques	35
2.11. Principe de l'écoulement de puissance	40
2.11.1. Description du problème	40
2.11.2. But de l'étude de l'écoulement de puissance	41
2.11.3. Objectifs du calcul de l'écoulement de puissance	41
2.12. Conclusion	42
Chapitre 3 : Description de notre Projet	
3.1. Introduction	43
3.2 .Problematique	43
3.3 .Solution et objectif du projet	43
3.4 .Description du projet	44
3.4.1. Partie réalisation	44
3.4.1.1. Description technique de la carte électronique	45
3.4.1.2. Intégration technique de la carte dans les cellules électriques	45
3.4.2. Partie logicielle	46
3.4.2.1. Conception de la carte électronique intelligente	46
3.4.2.2. Choix du microcontrôleur (pic18f45k22)	46
3.4.2.3. Architecture générale du système intègre	50
3.4.2.4. Réseau de communication pour le contrôle et la surveillance des réseaux électriques	51
3.4.2.5. Architecture Intégrée de Communication et de Supervision	52
3.4.2.6. Intégration de la téléphonie mobile (GSM) dans les réseaux d'automatisation industrielle	55
3.5. Puissances dans un système triphase non équilibre	56
3.6. Transmission de données via UART avec un microcontrôleur	57
3.7. Transmission des données vers le système SCADA	58
3.7.1. Réception des données par le système SCADA	60
3.8. Conclusion	63

Chapitre 4 : Réalisation – Simulations du prototype de notre projet	
4.1. Introduction	64
4.2. Rôle du réseau de distribution moyenne tension HTB	64
4.3. Conception de notre projet	65
4.3.1. Prototype réduit d'un système intègre de supervision et de contrôle	65
4.4. Simulation et validation du système développe	66
4.4.1. Tests de simulation avec différentes charges	67
4.5. Développement d'un système SCADA interactif et facile a utilisé	71
4.6. Interface des paramètres de protection	72
4.7. Test des options de notre prototype	73
4.7.1. Option de localisation et de détection de défaut	73
4.7.1.1. Scenario 1 – création d'un défaut sur la ligne ou un câble souterrain électrique	75
4.7.1.2. Scenario 2 – création d'un défaut interne au transformateur	77
4.7.1.3. Scenario 3 – création d'un défaut a la terre	79
4.7.2. Option d'introduction d'intelligence artificielle	80
4.7.2.1. Performance intelligente et fiabilité du système électrique grâce a l'intelligence artificielle	82
4.7.3 .Option : contrôlé sécurise du système via une application mobile	84
4.8. Impact potentiel de projet	86
4.8.1. Impact technique et scientifique	86
4.8.2. Impact économique	87
4.8.3. Impact social et environnemental	87
4.9. Conclusion	88
Conclusion générale	89
Référence	91

Liste des figures

Chapitre 1 : Généralité sur les réseaux Électriques	
Figure (1. 1): Hiérarchisation d'un réseau électrique	4
Figure (1. 2): Schéma simplifié d'un réseau électrique	4
Figure(1. 3) : Appareils électriques dans un poste	7
Figure (1. 4) : Transformateur de puissance triphasé	8
Figure (1. 5) : Transformateur de mesure	8
Figure (1. 6): Disjoncteur	9
Figure (1. 7) : Sectionneurs	9
Figure (1. 8) : Jeux de barres	10
Figure (1. 9) : Isolateurs	10
Figure (1. 10) : Parafoudres	11
Figure (1. 11) : Eclateurs	11
Figure (1. 12) : Quelques structures de pylônes	12
Figure (1. 13) : Conducteur d'une ligne aérienne	13
Figure (1.14): Coupe d'un câble souterrain	13
Figure (1. 15) : Câble de garde	14
Figure (1. 16) : Centre dispatching	14
Figure (1. 17): Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algéri	16
Chapitre 2 : Les architectures de réseaux de distribution	
Figure (2. 1): Niveaux de tension selon la norme UTE C 15-510	20
Figure (2. 2): Schémas de distribution du neutre	21
Figure (2. 3): Réseau rural de type aérien	22
Figure (2. 4) : Structure en double dérivation	23
Figure (2. 5) : Structure en coupure d'artère	24
Figure (2. 6) : Illustration d'un réseau maillé	25
Figure (2. 7) : Illustration d'un réseau bouclé	25
Figure (2. 8) : Schéma illustrant un réseau radial	26
Figure (2. 9) : Schéma de cellule électrique	26
Figure (2. 10): Une cellule HTA intelligente	27
Figure (2. 11): Une mauvaise maintenance des cellules HTA	28

Figure (2. 12) : La surveillance d'une cellule HTA	30
Figure (2. 13): Système triphasé	35
Figure (2. 14): Système direct	36
Figure (2. 15): Système inverse	36
Figure (2. 16): Système homopolaire	36
Figure (2. 17): Disposition des vecteurs affectés de l'opérateur " a "	37
Figure (2. 18) : Système du vecteur	38
Figure (2. 19) : Système du vecteur	38
Figure (2. 20) : Système inverse	38
Figure (2. 21) : Système homopolaire	39
Chapitre 3 : Description de notre Projet	
Figure (3. 1): Schéma des composants de la carte électronique	45
Figure(3. 2): Intégration technique de la carte dans les cellules électriques	45
Figure (3. 3): Interface de mesure haute tension et fort courant pour entrée CAN du PIC	48
Figure(3. 4) : Schéma explicatif de l'intégration de la carte électronique	51
Figure (3. 5) : Connexion - cartes électroniques-une unité PLC - système SCADA	52
Figure (3. 6): Illustrant l'intégration d'un système automatisé composé de plusieurs unités PLC interconnectées à un serveur central	53
Figure (3. 7) : Illustrant l'utilisation d'un réseau téléphonique sans fil (GSM) pour la communication avec l'ensemble des composants du système	56
Figure (3. 8): Envoi des données à travers l'UART	59
Figure (3. 9): Architecture de communication entre le microcontrôleur P et le système SCADA via UART/RS485	60
Figure (3. 10): Illustration de la partie logicielle du système SCADA dans LabVIEW	61
Figure(3. 11): Réception des données dans LabVIEW pour un système SCADA	62
Figure (3. 12): Interface homme-machine dans LabVIEW pour SCADA	62
Figure (3. 13): Serveur pour l'échange de données entre LabVIEW et d'autres systèmes SCADA	63
Chapitre 4 : Réalisation – Simulations du prototype de notre projet	
Figure (4. 1): Schéma fonctionnel dans Proteus	67
Figure (4. 2): Schéma de la charge dans le cas purement résistive	68
Figure (4. 3): Résultat de simulation pour une charge purement résistive	68
Figure (4. 4): Schéma de charge inductive	69

Figure (4. 5): Simulation de résultat de charge inductive	69
Figure (4. 6): Schéma de charge capacitive	70
Figure (4. 7): Résultat de simulation pour une charge capacitive	70
Figure (4. 8) : Interface Homme-Machine (IHM) Principale du Système SCADA	72
Figure (4. 9) : Interface de configuration des paramètres de protection électrique	73
Figure (4. 10) : Interface physique du système	74
Figure (4. 11) : Défaut simulé sur la ligne ou un câble souterrain électrique	75
Figure (4. 12) : Visualisation de l'alerte sur l'interface de supervision	76
Figure (4. 13) : Visualisation de Localisation de défaut sur l'interface de supervision	76
Figure (4. 14) : Détection de l'emplacement du défaut via la cartographie	77
Figure (4. 15) : Défaut interne simulé dans le transformateur	77
Figure (4. 16) : Affichage de l'alerte sur la plateforme de supervision	78
Figure (4. 17) : Visualisation de Localisation de défaut sur l'interface de supervision	78
Figure (4. 18) : Détection de l'emplacement du défaut via la cartographie	79
Figure (4. 19) : Défaut à la terre IT	79
Figure (4. 20) : Visualisation de l'alerte sur l'interface de supervision	80
Figure (4. 21) : Illustration de l'intégration du système d'intelligence artificielle	82
Figure (4. 22) : Image illustrant l'intervention du système d'intelligence artificielle pour corriger une erreur humaine	83
Figure (4. 23) : Schéma illustrant les messages de défaut et la localisation de l'incident	84
Figure (4. 24) : Schéma illustrant les composants de l'interface d'ouverture et de fermeture	85

Liste des tableaux

Chapitre 1 : Généralité sur les réseaux Électriques	
Tableau (1. 1) : Les niveaux de tension	5



Introduction Générale

De nos jours, l'énergie électrique, devenue un bien de consommation à part entière, est indispensable non seulement pour la vie quotidienne, mais également pour le développement économique des nations. Les moindres perturbations dans la fourniture électrique ou une insuffisance de puissance peuvent avoir des répercussions économiques et sociétales majeures. La nécessité de disposer de réseaux électriques fiables, sûrs et économiques constitue donc un enjeu crucial [1].

Les réseaux électriques se composent généralement de trois niveaux : la production, le transport et la distribution. Parmi ces niveaux, le réseau de distribution représente le dernier maillon de la chaîne. Il a pour mission de livrer l'énergie aux utilisateurs finaux en garantissant une continuité de service, une stabilité de la tension ainsi qu'une qualité d'alimentation optimale. Cependant, ces réseaux sont souvent confrontés à plusieurs défis techniques, notamment les défauts électriques tels que les surintensités, surtensions, déséquilibres, ou encore les défauts d'origine interne et externe, qui peuvent perturber le fonctionnement global du système et engendrer des risques humains, matériels et économiques considérables.

Dans ce contexte, le projet que nous présentons propose un dispositif innovant pour assurer la supervision, la surveillance et le contrôle automatisé, à distance et en temps réel, des cellules électriques des réseaux de distribution. Cette solution répond aux défis actuels du secteur en remplaçant la gestion manuelle traditionnelle, associée à des temps de réaction lents en cas d'anomalie (coupures de courant, défauts, etc.), à des risques humains pour les ingénieurs et techniciens lors des interventions, ainsi qu'à d'importantes pertes technico-économiques liées aux interruptions de service pour les opérateurs et les clients.

La solution repose sur une carte électronique intelligente intégrée dans les cellules HTA, permettant une collecte en temps réel des données critiques, l'identification automatique des anomalies, et la transmission de ces informations à un système SCADA via un réseau de communication.

Ce système offre ainsi une réactivité accrue, une sécurité renforcée et une meilleure efficacité dans la gestion des infrastructures électriques.

Après une brève introduction, le présent travail s'articule autour de quatre chapitres répartis de la manière suivante :

- ✚ Dans le **premier chapitre**, nous traitons des généralités sur les réseaux électriques. On y présente les niveaux de tension, les caractéristiques principales de l'électricité, les composants essentiels d'un poste électrique, ainsi que les types de réseaux (transport, répartition, distribution).
- ✚ Le **deuxième chapitre** est consacré à l'étude des architectures des réseaux de distribution. On y détaille les différentes structures de réseaux (aériens, souterrains), les topologies (radiale, maillée, bouclée), la cellule HTA intelligente, ses avantages et ses technologies, ainsi que les types et origines des défauts, leurs caractéristiques, et les méthodes de calcul des courants de court-circuit et de l'écoulement de puissance.
- ✚ Dans le **troisième chapitre**, nous présentons la description détaillée de notre projet. La problématique y est exposée, suivie des objectifs de la solution proposée. Ce chapitre regroupe également la partie matérielle (réalisation et intégration de la carte électronique) ainsi que la partie logicielle (architecture du système, choix du microcontrôleur, communication UART, intégration SCADA et GSM).
- ✚ Le **quatrième chapitre** expose la phase de réalisation et de simulation du prototype. On y présente les tests de validation, l'interface SCADA développée, les options ajoutées au prototype (détection et localisation des défauts, introduction d'intelligence artificielle, contrôle sécurisé via mobile), et l'évaluation de l'impact potentiel du projet.

Nous allons clôturer ce travail par une conclusion générale, puis nous dresserons la liste des références utilisées.



Généralité sur les réseaux Électriques

Sommaire :

1.1. INTRODUCTION	3
1.2. DEFINITION DU RESEAU ELECTRIQUE	3
1.3. GAMME DES TENSIONS UTILISÉES PAR LE GROUPE SONELGAZ.....	4
1.4. LES CARACTERISTIQUES D'ELECTRICITE	5
1.5. ORGANISATION D'UN RESEAU ELECTRIQUE	6
1.6. POSTES ELECTRIQUES	6
1.7. TYPES DES RESEAUX ELECTRIQUES.....	15
1.8. CONCLUSION.....	17



Chapitre 1: Généralité sur les réseaux électriques

1.1 .INTRODUCTION

Le réseau électrique peut être défini comme l'infrastructure permettant la connexion entre la production d'électricité et les usages finaux. En établissant cette interface, il assure non seulement un lien physique pour le transport des flux d'énergie, mais aussi la mise à disposition de divers services au bénéfice de la collectivité.

En jouant un rôle central dans la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande, il constitue une composante essentielle des « systèmes électriques » : des ensembles interconnectés de production, de transport/distribution et de consommation d'énergie [2].

Dans les pays disposant d'un système électrique sophistiqué, le réseau est organisé en plusieurs niveaux, chacun assurant des fonctions spécifiques. Il se distingue par des tensions adaptées aux différentes missions de ces niveaux. L'architecture du réseau public peut prendre diverses formes, notamment radiale, bouclable ou maillée, selon les besoins en termes de continuité de service et de fiabilité du réseau [3].

1.2 .DÉFINITION DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Un réseau électrique constitue un ensemble d'infrastructures énergétiques, dont la disponibilité peut varier, permettant de transmettre l'énergie électrique des sites de production vers les utilisateurs finaux. Il est composé de lignes électriques fonctionnant à divers niveaux de tension, interconnectées au sein de postes électriques. Ces derniers sont essentiels pour distribuer l'électricité et adapter les niveaux de tension grâce à l'utilisation de transformateurs.

Le rôle du réseau est de gérer de manière dynamique l'ensemble des processus de production, de transport et de consommation, en effectuant des ajustements visant à maintenir la stabilité du système global. Le réseau de transport de l'électricité est segmenté en lignes à très haute, moyenne et basse tension (distribution).

La configuration de ces réseaux varie selon les pays, mais peut généralement être décrite de la manière suivante [1].

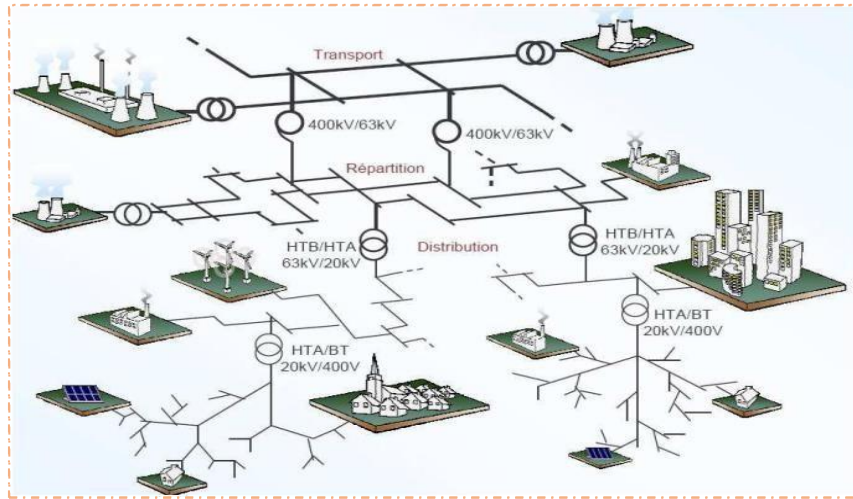


Figure (1. 1): Hiérarchisation d'un réseau électrique [1].

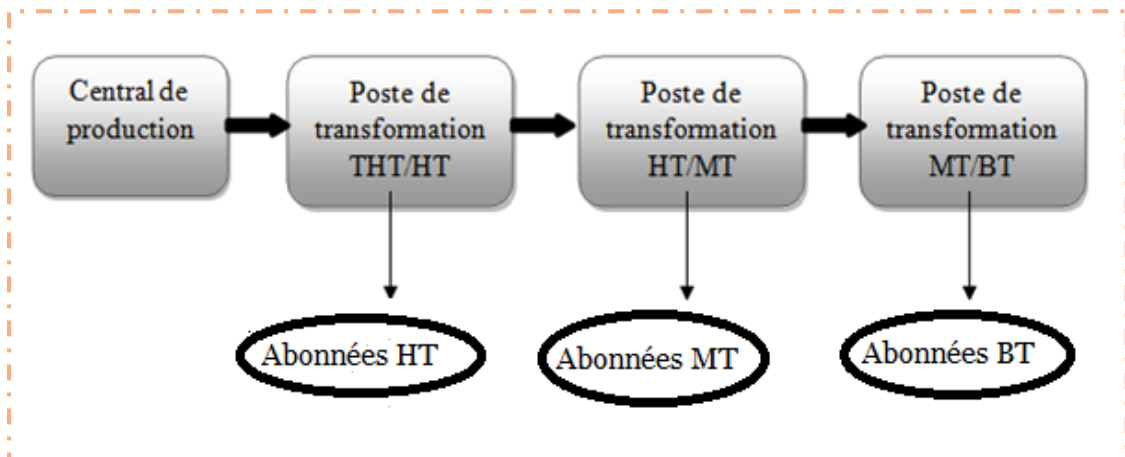


Figure (1. 2): Schéma simplifié d'un réseau électrique [1].

1.3. GAMME DES TENSIONS UTILISÉES PAR LE GROUPE SONELGAZ

Le choix du niveau de tension et de la fréquence est basé sur des critères technico-économiques et des facteurs historiques. Chaque pays dispose de ses propres niveaux de tension et de fréquence, en raison de ses particularités et de son évolution historique.

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension.

Nous prendrons par convention dans ce qui suit :

- ✓ HTB désignera la Haute Tension HT et la très haute tension THT.

60 kV – 90 kV – 150 kV – 220kV – 400 kV

- ✓ HTA désignera la Moyenne Tension MT.

5.5 kV – 10 kV – 15 kV – 20 kV – 30 kV

- ✓ BTB et BTA désignerons le domaine de la Basse Tension BT.

400 V.

Tableau (1. 1): Les niveaux de tension [4].

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale	
		Tension Alternative [V]	Tension Continue [V]
Très Basse Tension (TBT)		$U_n < 50$	$U_n < 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n < 500$	$120 < U_n < 750$
	BTB	$500 < U_n < 1000$	$750 < U_n < 1500$
Haute tension (HT)	HTA	$1000 < U_n < 50000$	$1500 < U_n < 75000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

1.4 .LES CARACTERISTIQUES D'ELECTRICITES

L'électricité possède plusieurs caractéristiques essentielles. L'un de ses principes fondamentaux est qu'elle ne se stocke pas directement, bien qu'elle soit toujours disponible en temps réel, quelle que soit l'heure de la journée ou la saison. Une fois produite, elle emprunte un réseau de lignes aériennes et souterraines, souvent comparé à un réseau routier, avec des autoroutes, des voies nationales et des routes secondaires. Ce réseau de transport et de distribution est structuré autour de postes électriques servant d'échangeurs.

Par ailleurs, l'électricité présente une très faible capacité d'accumulation en courant continu et aucune en courant alternatif. Dès sa production, elle est immédiatement livrée aux consommateurs, circulant instantanément sur les lignes électriques depuis les centrales de production jusqu'aux lieux de consommation tels que les magasins, les usines et les bureaux.

On retient également les caractéristiques suivantes :

- La possibilité de modifier ses paramètres à volonté grâce aux transformateurs, afin de l'adapter aux exigences du transport et de l'utilisation.
- Un coût variable en raison de l'impossibilité de stocker de grandes quantités d'énergie (TWh) pour faire face aux fluctuations de la demande.
- Une grande facilité de transport sur de longues distances [5].

1.5. ORGANISATION D'UN RESEAU ELECTRIQUE

1.5.1. Les centrales de production de l'électricité

L'énergie électrique est produite par conversion de l'énergie primaire, qui peut provenir de différentes sources :

- Fossile : pétrole, charbon, gaz naturel.
- Nucléaire : énergie issue de la fission de l'uranium.
- Hydraulique : exploitation de la force du courant d'eau des rivières et barrages.
- Renouvelable : sources naturelles comme le vent, le soleil, les vagues, etc.

Les principaux modes de production de l'électricité sont :

- Les centrales à combustion fossile, utilisant des hydrocarbures ou du charbon pour produire de l'énergie thermique convertie en électricité.
- Les centrales à fission nucléaire, exploitant la chaleur générée par la fission des atomes d'uranium pour produire de la vapeur et entraîner des turbines.
- Les centrales hydrauliques, utilisant la force de l'eau pour actionner des turbines et produire de l'électricité.
- Les centrales à énergies renouvelables, qui exploitent des sources naturelles inépuisables comme l'éolien, le solaire ou la biomasse [5].

1.6. POSTES ELECTRIQUES

Les postes électriques jouent un rôle essentiel dans l'adaptation de la tension selon les lignes et les réseaux. Ils permettent également de transformer l'électricité et d'assurer une surveillance à distance des différentes lignes qu'elle emprunte.

Selon leur rôle, on distingue trois types de postes : les postes d'interconnexion, les postes de transformation et les postes mixtes[6].

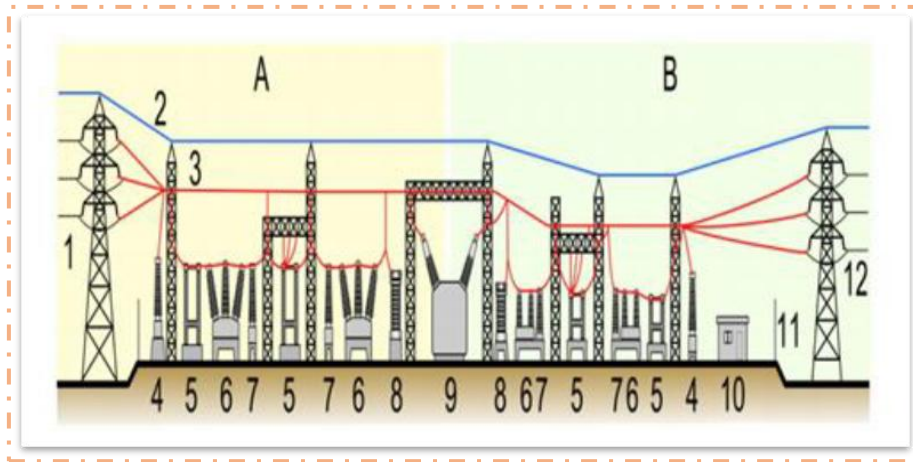


Figure (1. 3) : Appareils électriques dans un poste
(A : Côté primaire, B : Côté secondaire).

Les postes contiennent un certain nombre d'appareils électriques qui participent au bon fonctionnement du réseau :

1. Ligne électrique primaire .
2. Câble de garde.
3. Ligne électrique.
4. Transformateur de tension.
5. Sectionneur.
6. Disjoncteur.
7. Transformateur de courant.
8. Parafoudre.
9. Transformateur de puissance.
10. Salle de contrôle.
11. Clôture.
12. Ligne électrique secondaire.

1.6.1. Transformateurs de puissance

Ils ajustent la tension électrique soit à la hausse (par exemple, de 20 kV à 400 kV en sortie de centrales) pour le transport sur de longues distances, soit à la baisse (par exemple, de 63 kV à 20 kV) afin de fournir l'énergie aux réseaux de distribution.



Figure (1. 4): Transformateur de puissance triphasé.

1.6.2. Transformateurs de mesure de courant et de tension

Ils sont utilisés pour mesurer la tension ou le courant lorsque leurs valeurs sont trop élevées pour une mesure directe. Leur rôle est de transformer ces grandeurs de manière proportionnelle et sans déphasage. Ils servent ainsi à alimenter des appareils de mesure, des compteurs, des relais et d'autres dispositifs analogues.

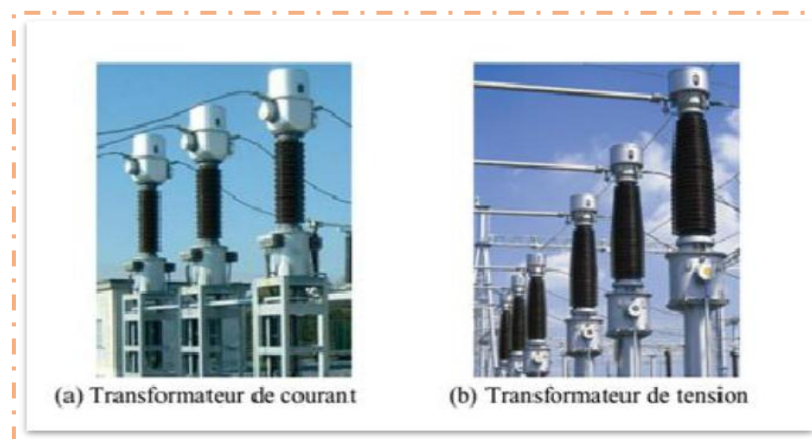


Figure (1. 5) : Transformateur de mesure.

1.6.3. Disjoncteurs

Ils assurent la protection du réseau contre d'éventuelles surcharges causées par des courants de défaut, tels que ceux générés par la foudre ou un amorçage avec une branche d'arbre. Leur rôle est d'isoler ou de rétablir certaines portions du circuit en mettant sous ou hors tension les éléments concernés.



Figure (1. 6): Disjoncteur.

1.6.4. Sectionneurs

Ils assurent la coupure visible d'un circuit électrique et aiguillent le courant dans le poste.



Figure (1. 7): Sectionneurs.

1.6.5. Jeux de barres

Dans la distribution électrique, un jeu de barres désigne un conducteur en cuivre ou en aluminium permettant le transport de l'électricité à l'intérieur d'un tableau électrique, d'un appareillage ou d'un poste électrique. Généralement, les jeux de barres prennent la forme de barres plates ou de tubes. Ils sont considérés comme des conducteurs de faible impédance, auxquels plusieurs circuits électriques peuvent être connectés en différents points.



Figure (1. 8): Jeux de barres.

1.6.6. Isolateurs

Les isolateurs assurent l'isolement électrique entre les câbles conducteurs et leurs supports. Ils sont disposés en chaîne, dont la longueur augmente avec le niveau de tension : environ 6 isolateurs pour du 63 kV, 9 pour du 90 kV, 12 pour du 225 kV et jusqu'à 19 pour une très haute tension de 400 kV. En plus de leur rôle d'isolement, les chaînes d'isolateurs remplissent une fonction mécanique en supportant les efforts exercés par les conducteurs, notamment sous l'effet du vent, de la neige ou du givre.

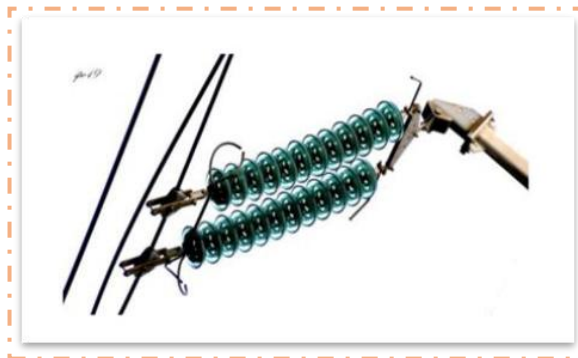


Figure (1. 9): Isolateurs.

1.6.7. Autres appareillages d'un poste

En plus de leur rôle de transformation, les postes électriques assurent la jonction entre les différents réseaux, permettant ainsi d'aiguiller l'énergie du lieu de production vers le lieu de consommation. Par ailleurs, grâce à un appareillage électrique performant, ils détectent et éliminent très rapidement les incidents, tels que les courts-circuits, qui peuvent survenir sur les lignes ou au sein du poste lui-même, généralement en moins d'une seconde.

1.6.7.1. Parafoudres

Les parafoudres sont des dispositifs conçus pour limiter les surtensions affectant les transformateurs, instruments et machines électriques, causées par la foudre ou par des manœuvres de commutation. Leur partie supérieure est connectée à l'un des conducteurs de la ligne à protéger, tandis que leur partie inférieure est reliée au sol par une mise à la terre de faible résistance, généralement inférieure à un ohm.



Figure (1. 10): Parafoudres

1.6.7.2. Eclateurs

L'éclateur est un dispositif simple composé de deux électrodes : l'une est connectée au conducteur à protéger, tandis que l'autre est reliée à la terre. Placé stratégiquement dans le réseau, il constitue un point de faiblesse intentionnel permettant l'écoulement des surtensions vers la terre, assurant ainsi la protection du matériel électrique.



Figure (1. 11): Eclateurs.

1.6.7.3. Supports

Les supports, tels que les pylônes, ont pour rôle de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité par rapport au sol et aux obstacles environnants, garantissant ainsi la protection des personnes et des installations à proximité des lignes électriques.

Le choix des pylônes dépend des caractéristiques des lignes à installer, de l'environnement, ainsi que des contraintes mécaniques imposées par le terrain et les

conditions climatiques de la zone. Leur silhouette est déterminée par la disposition des câbles conducteurs. Généralement, on utilise des pylônes en treillis d'acier. Plus la tension transportée est élevée, plus l'envergure des pylônes est grande et plus leur hauteur est importante.



Figure (1. 12): Quelques structures de pylônes.

1.6.7.4. Câbles conducteurs

1.6.7.4.1. Lignes aériennes

Pour le transport du courant, des câbles conducteurs sont installés sur les pylônes. Étant donné que le courant utilisé est triphasé, chaque circuit comporte trois câbles (ou faisceaux de câbles) conducteurs. Les lignes peuvent être simples (un seul circuit) ou doubles (deux circuits par file de pylônes). Chaque phase peut être équipée de 1, 2, 3 ou 4 câbles conducteurs, appelés faisceaux. Ces câbles conducteurs sont « nus », c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air.

La distance entre les conducteurs et entre ceux-ci et le sol garantit un isolement adéquat, et cette distance augmente en fonction du niveau de tension. Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés, au profit des conducteurs en aluminium ou en alliage aluminium-acier.

Il existe également des conducteurs ayant une âme centrale en acier, autour de laquelle sont tressés des brins d'aluminium.



Figure (1. 13): Conducteur d'une ligne aérienne.

1.6.7.4.2. Câbles souterrains

Un câble électrique à haute tension est conçu pour le transport de l'électricité, qu'il s'agisse de courant alternatif ou de courant continu. Il est constitué de différentes couches assemblées de manière concentrique. Au centre, un conducteur permet de transporter l'électricité. Autour de ce conducteur, on trouve une couche semi-conductrice interne, suivie d'une isolation électrique qui empêche le courant de s'écouler vers la terre. Ensuite, une gaine métallique entoure le tout afin de confiner le champ électrique à l'intérieur du câble. Enfin, une protection extérieure assure les propriétés mécaniques du câble et le protège des agressions extérieures, telles que l'humidité ou les contraintes physiques.



Figure (1.14): Coupe d'un câble souterrain.

1.6.7.4.3. Câbles de garde

Les câbles de garde ne conduisent pas le courant. Placés au-dessus des conducteurs des lignes aériennes à haute tension, ils agissent comme des paratonnerres.

Leur rôle est d'attirer les coups de foudre et d'éviter que la foudre n'endommage les conducteurs. Ces câbles sont généralement fabriqués en acier, ce qui leur confère la résistance nécessaire pour supporter les effets de la foudre.

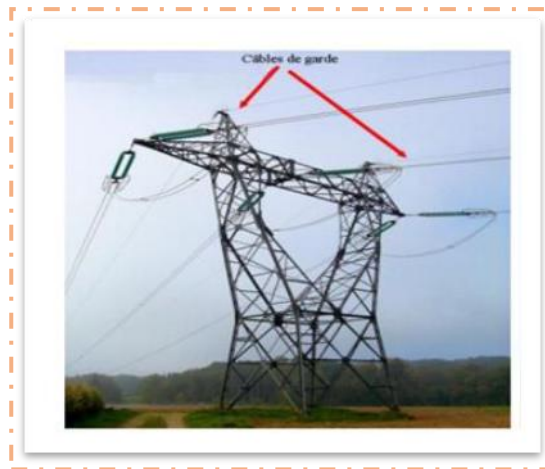


Figure (1. 15): Câble de garde.

1.6.7.4.4. Centre de dispatching (centre de conduite réseau)

Le système de transport et de fourniture d'énergie électrique est géré par un centre de conduite réseau, également appelé dispatching. Ce dernier est chargé d'assurer l'équilibre entre la demande et la fourniture d'énergie électrique, ainsi que la gestion du plan de tension et du transit sur le réseau interconnecté. Les équipes du dispatching travaillent en rotation 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 pour garantir cet équilibre, tout en supervisant en temps réel l'état du réseau haute tension. Le dispatching est également responsable de la gestion des réseaux de répartition, en veillant tout particulièrement à la continuité de l'alimentation des réseaux de distribution et des consommateurs raccordés en haute tension (HTB).

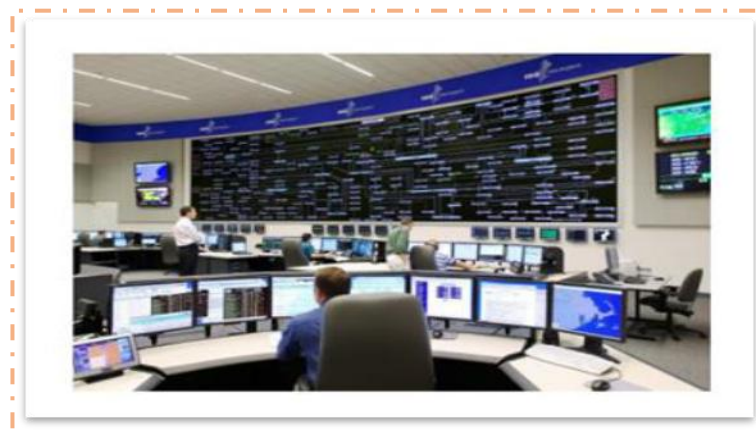


Figure (1. 16): Centre dispatching.

1.7. TYPES DES RESEAUX ELECTRIQUES

1.7.1. Réseau d'interconnexion et de transport [7] [8]

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont pour rôle principal :

- ✓ Transport : Collecter l'électricité produite par les grandes centrales et la transporter en grands flux vers les zones de consommation. Ces réseaux constituent l'ossature du transport de l'énergie sur de longues distances.
- ✓ Interconnexion : Permettre la connexion entre différentes zones de production pour faciliter une distribution équilibrée de l'énergie et compenser les fluctuations de l'offre et de la demande.

Les caractéristiques de ces réseaux incluent :

- ✓ Tension : 150 kV, 220 kV, et parfois 420 kV.
- ✓ Le réseau est neutre, directement mis à la terre pour garantir la sécurité.
- ✓ Réseau maillé, ce qui permet une transmission stable et fiable de l'électricité.

1.7.2. Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition sont responsables de distribuer l'énergie provenant des réseaux de transport au niveau régional.

Ils se distinguent par les caractéristiques suivantes :

- ✓ Répartition régionale : L'électricité est envoyée depuis les réseaux de transport vers les réseaux locaux via des postes de transformation (HT/MT).
- ✓ Structure : Ces réseaux sont principalement constitués de lignes aériennes, mais dans les zones urbaines denses, des câbles souterrains sont utilisés.
- ✓ Tension : Les réseaux de répartition ont généralement une tension de 90 kV ou 63 kV.
- ✓ Mise à la terre : Le neutre est connecté à la terre via des réactances ou des transformateurs, avec des limites sur le courant neutre pour garantir la stabilité du système.

1.7.3. Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution sont ceux qui véhiculent l'électricité à des tensions inférieures à 63 kV, destinées à l'alimentation des utilisateurs finaux.

Les principales caractéristiques incluent :

- ✓ Tension faible : L'électricité est distribuée à partir des postes de transformation HTB/HTA à une tension plus faible.

- ✓ Postes de transformation HTA/BTA : Ce sont les derniers maillons de la chaîne de distribution qui alimentent les consommateurs.
- ✓ Couverture : Ces réseaux desservent aussi bien les zones urbaines que les zones rurales, via des lignes aériennes ou des câbles souterrains selon les besoins.

Ces réseaux assurent une distribution fiable de l'énergie à une large gamme d'utilisateurs, des industries nécessitant de grandes puissances (plus de 60 MVA) aux consommateurs domestiques [9][10].

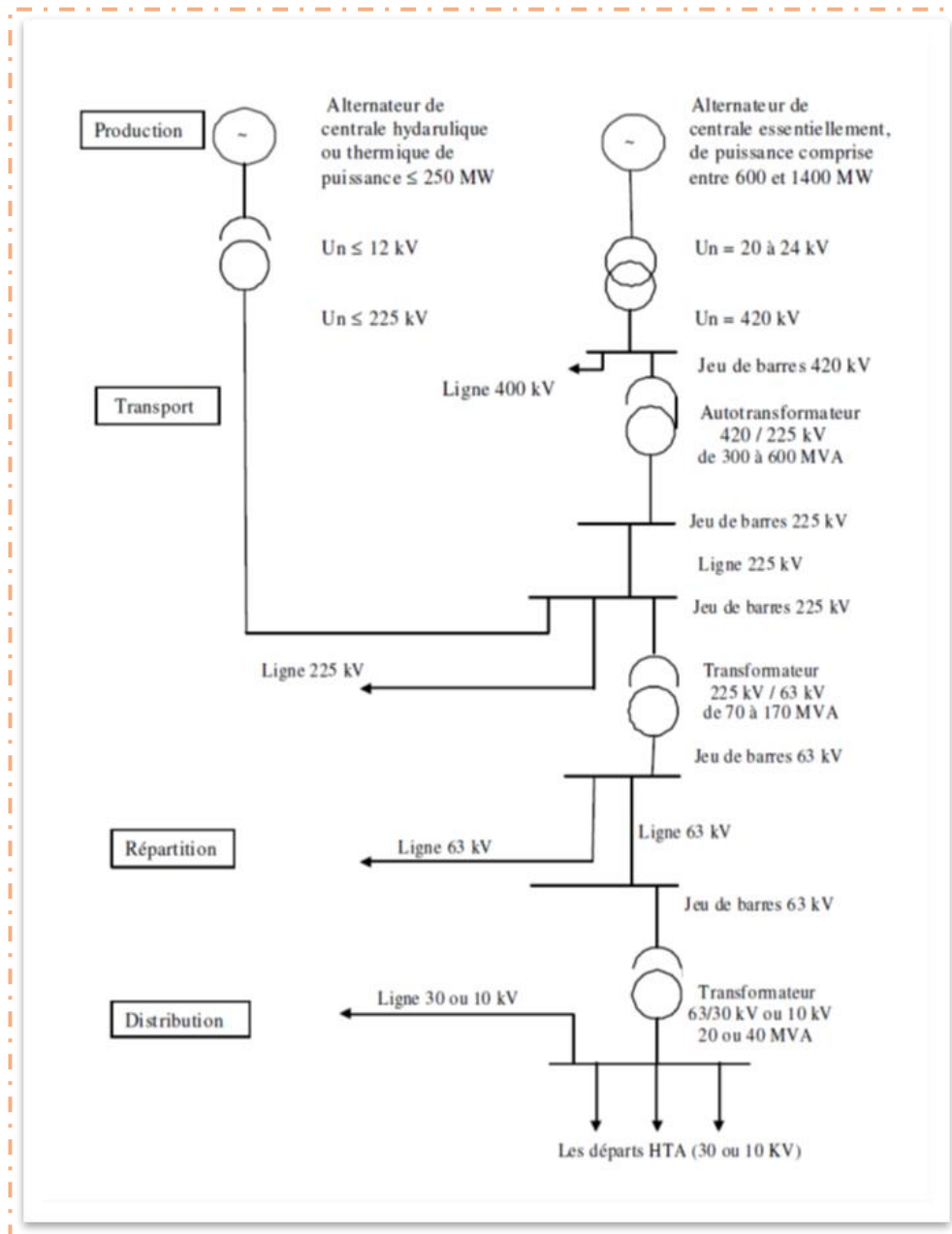
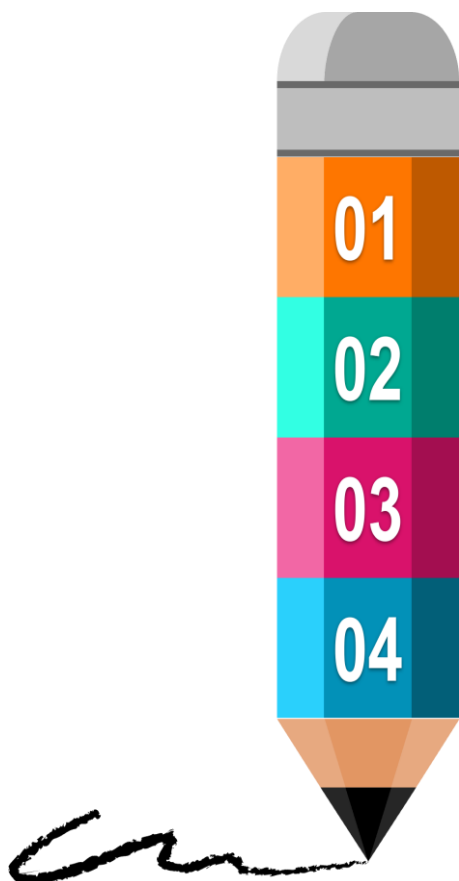


Figure (1. 17): Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie.

1.8. CONCLUSION

Ce premier chapitre a permis de comprendre l'organisation générale des réseaux électriques, depuis la production jusqu'à la consommation. Nous avons vu que le réseau est structuré en plusieurs niveaux : transport, répartition et distribution, chacun ayant un rôle clé dans l'acheminement de l'électricité.

Le réseau de distribution, qui constitue l'étape finale avant la livraison aux consommateurs, joue un rôle essentiel dans la stabilité et l'efficacité du système électrique. C'est pourquoi, dans le prochain chapitre, nous nous intéresserons à son architecture, ses composants et ses enjeux technologiques.



Les architectures de réseau de distribution

Sommaire :

2.1.INTRODUCTION.....	18
2.2 .DEFINITION DU RESEAU DE DISTRIBUTION	18
2.3. RESEAUX DE DISTRIBUTION	19
2.4. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION AERIENS	20
2.5. TOPOLOGIES DU RESEAU ELECTRIQUE	24
2.6. DEFINITION D'UNE CELLULE HTA INTELLIGENTE.....	26
2.7 .LES RISQUES D'UNE MAUVAISE MAINTENANCE DES CELLULES HTA.....	28
2.8. SURVEILLANCE D'UNE CELLULE HTA.....	29
2.9. DEFINITION D'UN DEFAULT.....	30
2.10. LE COURANT DE COURT-CIRCUIT	34
2.11. PRINCIPE DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE (EP)	40
2.12. CONCLUSION	42



Chapitre 2: Les architectures de réseau de distribution

2.1 .INTRODUCTION

Les réseaux de distribution jouent un rôle essentiel dans la diffusion de l'énergie électrique au niveau local, avec une tension inférieure ou égale à 50 kV (HTA). Ils sont subdivisés en réseaux HTA (tension moyenne) et BTA (basse tension). La séparation entre ces deux niveaux de tension se fait généralement dans les postes de distribution publique HTA/BTA, qui servent de point de transition entre les deux. Ces postes représentent la dernière étape du transport de l'énergie, assurant le passage des centres de production aux consommateurs finaux. En règle générale, les réseaux de distribution sont plus vastes et plus denses que les réseaux de transport et de répartition, qui alimentent ces derniers par l'intermédiaire de postes de transformation de haute tension, permettant de passer du niveau B au niveau A [11].

Dans cette optique, ce chapitre s'attache à explorer les fondements techniques des réseaux de distribution modernes. Il examine d'abord leurs architectures, qu'elles soient radiales, maillées ou bouclé, en soulignant leurs effets sur la performance et la fiabilité du réseau. Ensuite, la topologie électrique est abordée comme un levier essentiel de flexibilité et de continuité de service. L'étude se poursuit avec la cellule HTA intelligente, composant stratégique assurant une surveillance et un contrôle en temps réel. Une attention particulière est portée à la gestion des défauts électriques, à leur classification ainsi qu'aux méthodes de localisation utilisées pour réduire les interruptions. Enfin, l'analyse de l'écoulement de puissance vient compléter cette approche en apportant une compréhension approfondie des flux énergétiques et du comportement global du réseau.

2.2 .DEFINITION DU RESEAU DE DISTRIBUTION

La distribution désigne le processus consistant à acheminer des produits de consommation ou des biens manufacturés depuis leur lieu de fabrication et de vente jusqu'à l'endroit où ils seront utilisés, en surmontant divers obstacles tels que le temps et la géographie. Cette activité a pour objectif principal de satisfaire les besoins des acheteurs tout en garantissant un service de qualité de la part des producteurs.

Un réseau de distribution représente un ensemble d'entreprises qui travaillent ensemble pour livrer des biens et des services à leurs clients. La chaîne d'approvisionnement débute lorsque le produit est fabriqué et livré à un premier point, comme un grand grossiste. Ensuite, le produit est acheminé vers des entrepôts plus petits, avant d'être finalement disponible dans les magasins ou d'autres entreprises. Il est évident que plus le réseau et la chaîne d'intermédiaires à travers lesquels un bien passe pour parvenir au consommateur final sont longs, plus les coûts à supporter ne seront élevés.

Il est important de noter que le réseau de distribution peut avoir un impact significatif sur le prix final du produit. Il est donc essentiel d'intégrer une entreprise de transport efficace au sein du réseau de distribution, car, de nos jours, les coûts de transport jouent un rôle déterminant dans les frais d'expédition [12].

2.3. RESEAUX DE DISTRIBUTION

2.3.1. Réseaux de distribution a moyenne tension HTA

La finalité du réseau de distribution HTA est de transporter l'électricité depuis le réseau de répartition jusqu' aux points de consommation intermédiaires, tels que les Postes de distribution publique HTA/BTA et les postes de livraison pour les abonnés à Consommation moyenne. Sa structure peut être aérienne ou souterraine, avec des tensions variant de quelques kilovolts jusqu'à 40 kV.

✓ *Caractéristiques du réseau HTA :*

- Tensions courantes : 30 kV et 10 kV (les plus répandus).
- Mise à la terre : neutre relié à la terre par une résistance.
- Configuration des réseaux souterrains : fonctionnement en boucle ouverte.

2.3.2. Réseaux de distribution a basse tension BTA

Le réseau de distribution BTA a pour but de transporter l'électricité depuis le réseau de distribution HTA vers les zones de faible consommation dans le secteur public, avec un accès aux abonnés BTA.

Il constitue le dernier maillon de la hiérarchie des réseaux électriques et permet d'alimenter un grand nombre de consommateurs, principalement dans le secteur domestique. Sa structure peut être aérienne ou souterraine, en fonction de l'environnement.

✓ *Caractéristiques du réseau BTA :*

- Tensions courantes : 230/400 V.
- Mise à la terre : neutre directement relié à la terre.
- Configurations possibles :
- Réseaux radiaux, maillés, bouclés [13,14].

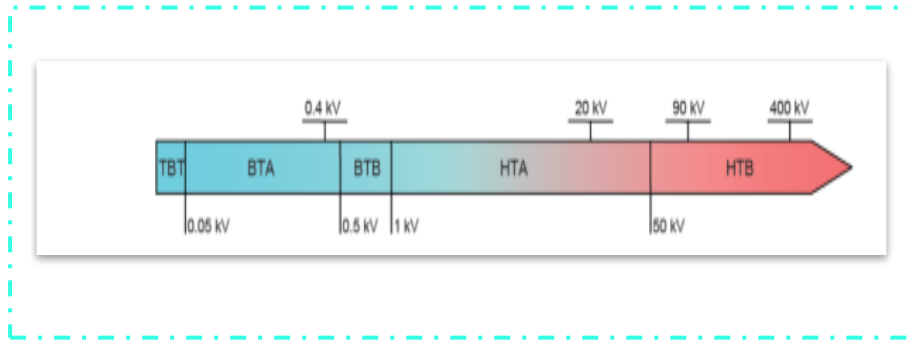


Figure (2. 1): Niveaux de tension selon la norme UTE C 15-510 [14].

2.4. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION AERIENS

Les réseaux de distribution aériens, associés aux zones rurales de faible densité de charge, sont de structure arborescente bouclable mais exploitée en radial. Les boucles peuvent se situer entre les postes HTB/HTA ou entre départs voisins du même poste source. La figure (2.2) illustre la structure radiale.

Le départ type est constitué d'une ossature principale de section relativement forte et des dérivations de section plus faible alimentant des grappes de plusieurs postes HTA/BTA. Au poste source, un disjoncteur MT (Moyen Tension), à cycle de ré enclenchements rapides.

Puis lents, est installé en tête de l'ossature pour éliminer les défauts auto-extincteurs, fugitifs et semi-permanents [11].

En tête de chaque dérivation, il est installé un IACT (Interrupteur Aérien à Creux de Tension). Ce dernier permet d'isoler la dérivation en cas de défaut en s'ouvrant automatiquement pendant les déclenchements lents du cycle du disjoncteur de départ, évitant ainsi d'affecter l'ossature principale.

L'emploi récent des IAT (Interrupteurs Aériens Télécommandés) dans l'exploitation des réseaux HTA aériens a beaucoup réduit les durées de coupure et par conséquent l'énergie non distribuée. Ces IAT, placés le long des ossatures et aux points de bouclage, permettent de localiser et d'isoler rapidement le tronçon en défaut et effectuer les secours nécessaires.

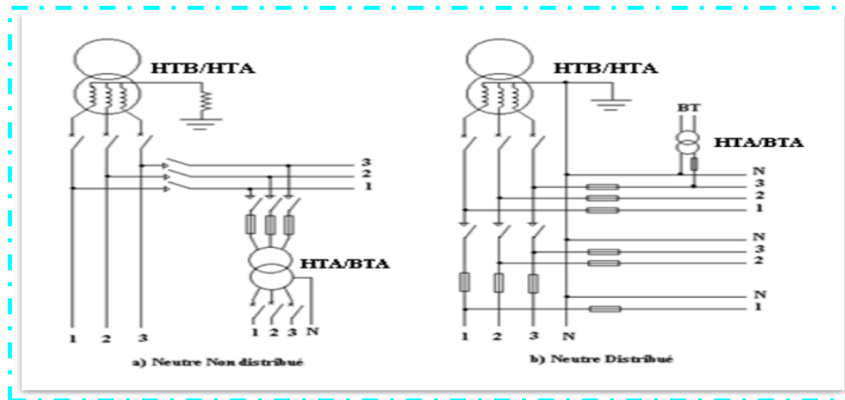


Figure (2. 2): Schémas de distribution du neutre.

On distingue par ailleurs : les réseaux ruraux de types aériens et les réseaux urbains de types souterrains.

2.4.1. Les réseaux de distribution aériens

Les réseaux de distribution aériens, associés aux zones rurales de faible densité de charge, sont de structure arborescente bouclable mais exploitée en radial. Les boucles peuvent se situer entre les postes HTB/HTA ou entre départs voisins du même poste source. La figure (2.3) illustre la structure radiale.

Le départ type est constitué d'une ossature principale de section relativement forte et des dérivations de section plus faible alimentant des grappes de plusieurs postes HTA/BTA. Au poste source, un disjoncteur MT (Moyen Tension), à cycle de ré enclenchements rapides.

Puis lents, est installé en tête de l'ossature pour éliminer les défauts auto-extincteurs, fugitifs et semi-permanents [11].

En tête de chaque dérivation, il est installé un IACT (Interrupteur Aérien à Creux de Tension). Ce dernier permet d'isoler la dérivation en cas de défaut en s'ouvrant automatiquement pendant les déclenchements lents du cycle du disjoncteur de départ, évitant ainsi d'affecter l'ossature principale.

L'emploi récent des IAT (Interrupteurs Aériens Télécommandés) dans l'exploitation des réseaux HTA aériens a beaucoup réduit les durées de coupure et par conséquent l'énergie non distribuée. Ces IAT, placés le long des ossatures et aux points de bouclage, permettent de localiser et d'isoler rapidement le tronçon en défaut et effectuer les secours nécessaires.

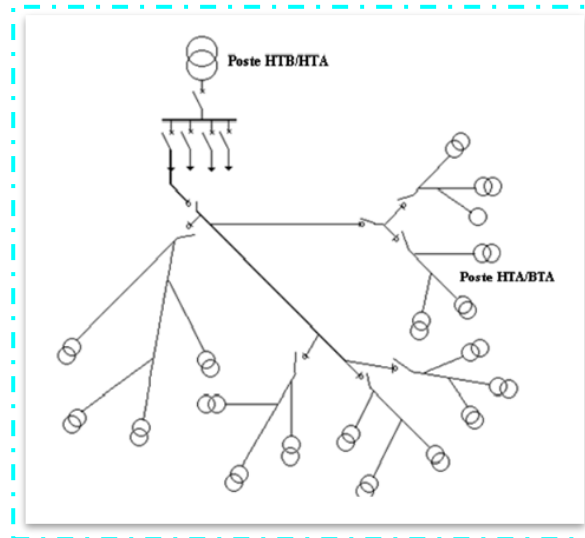


Figure (2. 3): Réseau rural de type aérien.

2.4.2. Les réseaux de distribution souterrains

La structure des réseaux de distribution souterrains, employés dans des zones urbanisées à forte densité de charge, est caractérisée par le nombre de voies d'alimentation utilisables pour desservir une même charge (poste HTA/BTA). Les structures à deux voies d'alimentation sont les plus fréquentes.

On y distingue : la structure en coupure d'artère et la structure en double dérivation.

a) Structure en double dérivation

La façon la plus simple d'obtenir deux voies distinctes d'alimentation consiste à doubler le réseau radial à partir du jeu de barres du poste source HTB/HTA (figure II.4). Chaque poste de transformation HTA/BTA est raccordé à deux câbles par un dispositif inverseur. En cas de défaut sur le premier câble de travail, il peut être basculé automatiquement sur le deuxième câble de secours. C'est une structure difficilement exploitable manuellement mais facilement automatisable malgré les coûts [11].

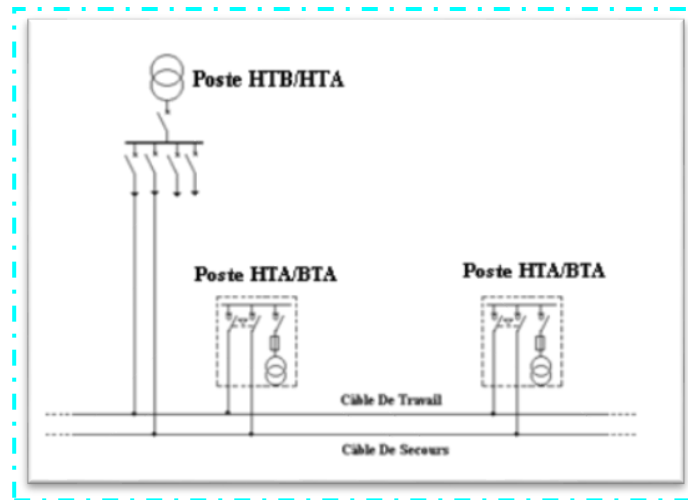


Figure (2. 4): Structure en double dérivation.

a) Structure en coupure d'artère

Dans cette architecture (figure 2.5), un câble part d'un poste source HTB/HTA, passe successivement par les postes HTA/BTA à desservir avant de rejoindre soit un autre poste source HTB/HTA, soit un départ différent du même poste source HTB/HTA, soit un câble secours.

Au niveau des postes HTA /BTA des interrupteurs sont placés de part et d'autre des postes sources. Ils sont tous normalement fermés sauf un qui permet l'exploitation radiale.

Ainsi en cas de défaut sur un tronçon de câble, on peut l'isoler en ouvrant les deux interrupteurs qui l'encadrent.

La fermeture de l'interrupteur normalement ouvert permet la réalimentation du reste des charges non touchées par le défaut.

Bien que son exploitation manuelle soit plus économique que la double dérivation mais nécessite un temps d'intervention plus long, d'environ une heure.

Son automatisation actuellement coûteuse peut se développer avec la baisse des coûts de transmission et des systèmes de gestion centralisée [11].

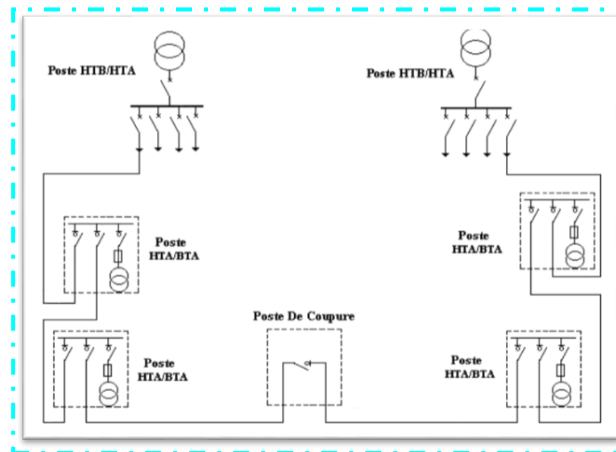


Figure (2. 5): Structure en coupure d'artère.

2.5. TOPOLOGIES DU RESEAU ELECTRIQUE

Il est important de trouver un compromis entre le coût des investissements supplémentaires et celui de la défaillance éventuelle, que l'on peut tirer par l'énergie risquant de ne pas être distribuée. Ce compromis ne peut être le même suivant les fonctions assurées par les réseaux, leur tension, le type d'utilisateurs raccordés à ceux-ci. Cela conduit à des différentes topologies de réseaux dont nous pouvons citer les réseaux radiaux, bouclés et maillés [5].

2.5.1. Réseau maille

Ce sont des réseaux dans lesquels les liaisons forment des boucles dont la majorité a des côtés communs, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet. Ainsi, si un hôte est hors service, ses voisins passeront par une autre route. Cela évite d'avoir des points sensibles, qui en cas de panne, coupent la connexion d'une partie du réseau. Cette structure nécessite que tous les tronçons de lignes (ou de câbles) soient capables de surcharges permanentes, et qu'ils soient munis à leurs deux extrémités, d'appareils de coupure, les isolant en cas d'avarie. Cette structure est généralement utilisée pour le transport.

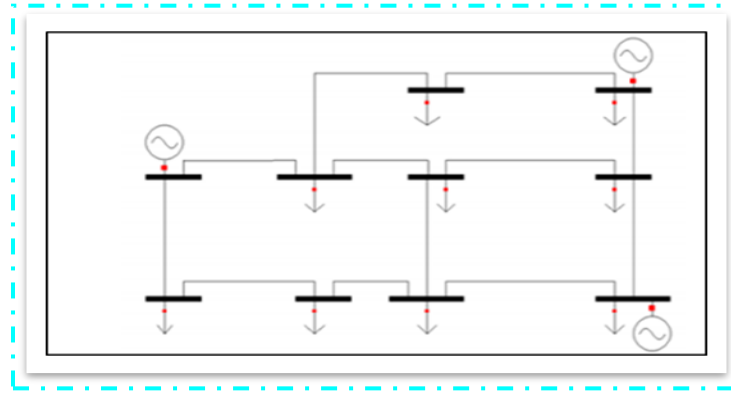


Figure (2. 6): Illustration d'un réseau maillé.

2.5.2. Réseau boucle

Un réseau bouclé est un réseau maillé simplifié présentant un certain nombre de boucles fermées. Le réseau est dit bouclé car pour chaque phase, les lignes forment un circuit fermé sur lui-même. Chacune de boucle contient un nombre limité de sources.

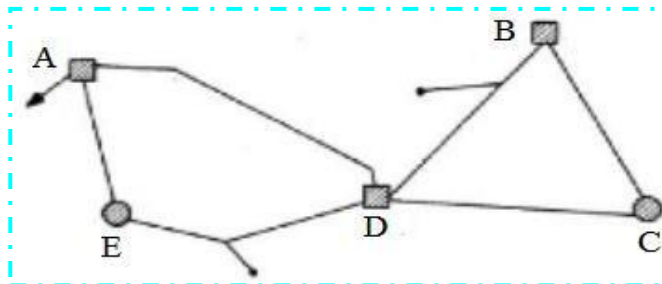


Figure (2. 7): Illustration d'un réseau bouclé.

2.5.3. Réseau radial

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution HTA ou BTA alimentés au départ par un poste source HTA ou BTA.

Leur configuration est celle rencontrée dans l'exploitation des réseaux de distribution, dont les sources de tension sont constituées d'un ou plusieurs transformateurs abaisseurs. La tension fournie par chacune de ces sources peut être variable, suivant les fluctuations du réseau HTA auquel est branché le transformateur, ou réglable si le rapport de transformation peut être modifié.

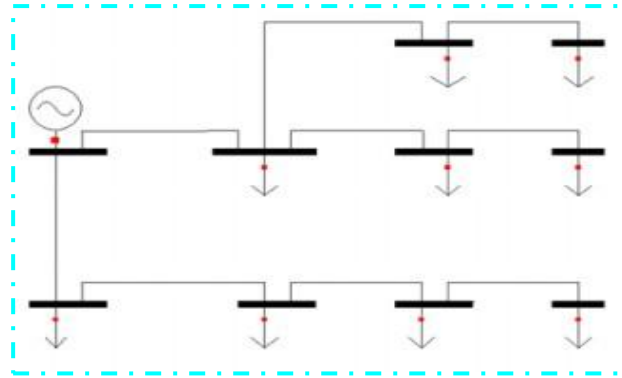


Figure (2. 8): Schéma illustrant un réseau radial

2.6. DEFINITION D'UNE CELLULE HTA INTELLIGENTE

2.6.1. Les cellules HTA dites classiques

Les cellules HTA dites classiques se limitaient à des fonctions de base telles que la protection, la coupure et la commande manuelle des circuits électriques. Dépourvues de capacités de communication ou de traitement de données, elles nécessitaient une intervention humaine directe pour toute opération de diagnostic ou de manœuvre, ce qui rendait la gestion du réseau moins efficace et plus sujette aux erreurs.

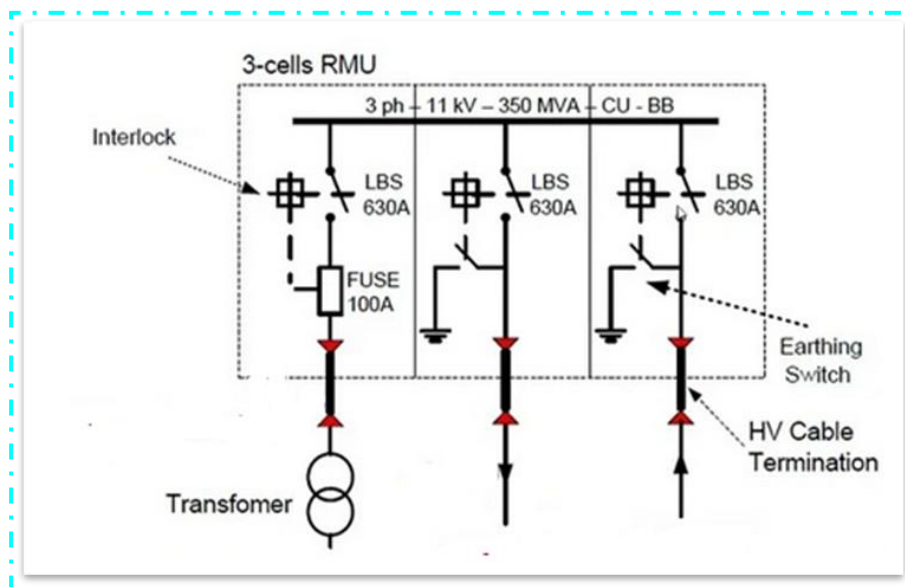


Figure (2. 9): Schéma de cellule électrique [23].

Les progrès technologiques ont permis l'évolution des cellules HTA vers des systèmes plus intelligents et connectés. Une cellule HTA intelligente intègre des capteurs et des

dispositifs de communication qui optimisent la gestion du réseau électrique. Ces équipements de distribution moyenne tension sont équipés de technologies avancées, notamment :

- ✓ Des capteurs connectés pour la surveillance en temps réel des paramètres électriques.
- ✓ Des systèmes de communication facilitant l'interaction avec un système de supervision à distance (SCADA).
- ✓ Des algorithmes d'analyse prédictive pour anticiper les pannes et améliorer la maintenance.
- ✓ L'automatisation des commandes afin d'optimiser les flux électriques et réduire les coupures.



Figure (2. 10): Une cellule HTA intelligente.

2.6.3. Avantage des cellules HTA intelligentes

💡 Amélioration de la fiabilité du réseau

Les cellules HTA intelligentes permettent une détection rapide des défauts et un isolement efficace, réduisant ainsi les interruptions de service et améliorant la stabilité du réseau.

💡 Optimisation de la maintenance

Grâce à la surveillance en temps réel et aux capacités d'analyse prédictive, la maintenance devient plus ciblée, proactive et efficace, réduisant ainsi les interventions non planifiées.

💡 Réduction des coûts d'exploitation

En optimisant la gestion énergétique et en minimisant les défaillances, ces cellules contribuent à une réduction significative des coûts associés aux réparations et aux pertes d'énergie.

💡 Contribution à la transition énergétique

L'intégration des cellules HTA intelligentes dans des réseaux intelligents (smart grids) favorise l'intégration des énergies renouvelables et permet une gestion plus efficace de l'énergie, soutenant ainsi la transition énergétique.

2.6.4. Technologies utilisées dans une cellule HTA intelligente

- 💡 IoT et capteurs intelligents : Surveillance en temps réel des paramètres électriques et environnementaux grâce à des capteurs connectés.
- 💡 Systèmes SCADA et Cloud computing : Supervision et analyse des données à distance via des systèmes de contrôle avancés
- 💡 Automates programmables : *Gestion et commande automatisées des équipements pour une efficacité accrue.*
- 💡 Intelligence artificielle et machine Learning : Analyse des tendances et prédiction des pannes en utilisant des algorithmes avancés [16].

2.7 .LES RISQUES D'UNE MAUVAISE MAINTENANCE DES CELLULES HTA

Les cellules HTA jouent un rôle crucial dans la distribution de l'électricité en moyenne tension, et sont utilisées dans les postes de transformation ainsi que dans les infrastructures industrielles. Une maintenance inadéquate ou négligée de ces équipements peut avoir des répercussions importantes sur la sécurité, la fiabilité et la rentabilité des installations.



Figure (2. 11): Une mauvaise maintenance des cellules HTA.

2.7.1. Risques liés à la sécurité

Une maintenance inadéquate peut exposer les opérateurs et les installations à des risques graves, tels que :

- 💡 Électrocution et arcs électriques : L'accumulation de poussière, l'humidité ou des connexions mal serrées augmentent le risque d'arcs électriques, pouvant entraîner des blessures graves, voire fatales.
- 💡 Incendies électriques : Un entretien insuffisant peut entraîner une surchauffe des cellules HTA, ce qui peut provoquer des incendies et endommager des équipements coûteux.
- 💡 Explosions des équipements : Un défaut d'isolement ou un court-circuit interne peut causer des explosions, mettant ainsi en danger à la fois le personnel et les infrastructures.

2.7.2. Risques pour la continuité de service

Sans une maintenance régulière, les entreprises risquent de rencontrer :

- 💡 Des coupures imprévues affectant la production industrielle et les services essentiels.
- 💡 Une dégradation progressive des composants, conduisant à des pannes coûteuses et imprévues.
- 💡 Une baisse de la performance des équipements, engendrant une alimentation électrique instable [17].

2.8. SURVEILLANCE D'UNE CELLULE HTA

Les cellules HTA sont cruciales pour la distribution de l'électricité en moyenne tension. Une surveillance adéquate permet de garantir leur bon fonctionnement, d'anticiper les pannes et d'assurer la sécurité des installations. Voici les principales méthodes et outils nécessaires pour surveiller une cellule HTA.



Figure (2. 12) : La surveillance d'une cellule HTA.

2.8.1. Importance de la surveillance des cellules

La surveillance régulière d'une cellule HTA est essentielle pour :

- 💡 Prévenir les pannes et éviter les interruptions de service.
- 💡 Optimiser la durée de vie des équipements en détectant les signes d'usure.
- 💡 Renforcer la sécurité en réduisant les risques d'incendie et d'explosion.
- 💡 Garantir la conformité avec les normes en vigueur [18].

La cellule électrique constitue un élément essentiel du réseau de distribution, mais elle reste exposée à divers défauts pouvant compromettre la sécurité et la continuité du service. Il est donc important de définir, identifier ces défauts et de savoir comment les traiter efficacement.

2.9. DEFINITION D'UN DEFAUT

Un défaut désigne toute perturbation entraînant une variation anormale du courant et de la tension par rapport à leurs valeurs nominales, souvent caractérisée par un dépassement de seuil critique. Par exemple, un contact accidentel entre deux conducteurs peut provoquer une élévation soudaine de l'intensité électrique, menaçant ainsi l'intégrité du circuit et augmentant les risques d'incendies ou d'accidents. Dans certains cas extrêmes, un défaut peut même entraîner un effondrement du réseau électrique, compromettant sa stabilité et mettant en péril son environnement.

2.9.1. Origines des défauts

Le fonctionnement d'un réseau électrique peut être affecté par divers incidents ayant des origines variées. Ces incidents peuvent être classés en deux grandes catégories.

2.9.1.1. Défauts d'origine externe

Ces défauts résultent d'événements indépendants du réseau électrique, dont les principales causes sont :

- 💡 Mécaniques : Ils peuvent être provoqués par la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne. De plus, des amorçages peuvent survenir en raison du contact de branches, de brindilles ou même d'oiseaux avec les conducteurs.
- 💡 Atmosphériques : Ce type de défaut est souvent causé par la foudre frappant une ligne aérienne ou un poste électrique. On peut également inclure les amorçages liés à l'accumulation de dépôts conducteurs sur les isolateurs, ainsi que les travaux de terrassement qui entraînent des défauts permanents sur les câbles souterrains.

2.9.1.2. Défauts d'origine interne

Contrairement aux défauts externes, ces anomalies sont inhérentes au réseau lui-même, sans influence extérieure. Elles peuvent être causées par :

- 💡 Les surtensions : résultant de phénomènes de résonance.
- 💡 Les surintensités : pouvant être engendrées par une surcharge, un court-circuit ou un défaut d'isolement.
- 💡 L'ouverture d'un circuit électrique en charge : pouvant entraîner des perturbations dans le réseau.

Ces défauts, qu'ils soient internes ou externes, peuvent compromettre la stabilité et la sécurité du réseau électrique, nécessitant ainsi une surveillance et des mesures de protection adaptées.

2.9.2. Différents types de défauts

Les défauts rencontrés dans un réseau électrique se manifestent principalement sous trois formes : les surintensités, les surtensions et les déséquilibres.

2.9.2.1. Surintensité

Les surintensités résultent généralement de surcharges ou de courts-circuits, deux phénomènes pouvant compromettre la sécurité et l'efficacité du réseau électrique.

a) Les surcharges

Les surcharges peuvent survenir sous deux formes :

- 💡 Surcharges normales : Ces phénomènes se produisent notamment lors de la mise sous tension des transformateurs et d'autres équipements électriques, entraînant une augmentation temporaire de l'intensité du courant sans impact majeur sur le réseau.
- 💡 Surcharges anormales : Elles apparaissent lorsque la puissance des appareils installés dépasse la capacité de la ligne d'alimentation, ou lorsque les machines sont sollicitées au-delà de leurs limites opérationnelles. Cette surcharge excessive provoque une montée progressive en température des installations, pouvant, à terme, entraîner leur détérioration.

b) Court-circuit

Ces défauts peuvent survenir à la suite d'un contact accidentel entre phases ou entre une phase et la terre, soit en raison d'une défaillance de l'isolation, soit à la suite d'une manœuvre incorrecte. Cela peut entraîner une augmentation significative de l'intensité du courant, augmentant ainsi les risques d'accidents.

2.9.2.2 .Surtension

Une surtension se définit comme une élévation temporaire de la tension, mesurée entre un conducteur de phase et la terre ou entre deux conducteurs de phase, dont la valeur crête dépasse la limite tolérable pour le matériel concerné. Selon leur origine, les surtensions peuvent être classées en deux catégories :

a) Surtensions d'origine externe

Ces surtensions résultent principalement de phénomènes atmosphériques, notamment de la foudre. Elles peuvent se produire de deux manières :

- 💡 Foudres directes : Impact direct de la foudre sur une ligne électrique, un pylône ou un équipement du réseau, entraînant des surtensions brutales et de fortes intensités.
- 💡 Foudres indirectes : Effets électrostatiques ou électromagnétiques causés par la foudre frappant à proximité du réseau, générant des surtensions induites qui peuvent affecter les installations électriques.

b) Surtensions d'origine interne

Ces surtensions proviennent de perturbations internes au réseau, résultant d'une variation brusque et temporaire de la tension par induction. Elles peuvent être causées par :

- 💡 L'ouverture et la fermeture d'un circuit : Lorsqu'un circuit électrique est mis sous tension ou hors tension, des variations rapides de tension peuvent induire des surtensions transitoires.
- 💡 Le claquage d'un isolant : Une défaillance soudaine d'un isolant peut provoquer une élévation brutale de la tension dans le circuit.

La protection contre ces surtensions, qu'elles soient d'origine interne ou externe, est essentielle pour préserver l'intégrité des équipements et assurer la fiabilité du réseau électrique.

2.9.2.3. Le déséquilibre

On parle de déséquilibre dans un système triphasé lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées de 120° les unes par rapport aux autres. Ce type d'anomalie peut être provoqué par un courant de court-circuit, une rupture de phase ou encore un dysfonctionnement du disjoncteur.

Les conséquences de déséquilibre sont :

- 💡 Echauffement des conducteurs.
- 💡 Vibration des moteurs [19].

2.9.3. Caractéristique de défauts

Les défauts sur les réseaux moyens tension peuvent être classés en fonction de leur emplacement, de leur durée et de la complexité de leur élimination.

2.9.3.1. Leur emplacement

On distingue deux principales catégories de défauts en fonction de leur position dans le réseau :

- 💡 Les défauts situés en aval des disjoncteurs protégeant les départs MT : Ils concernent les lignes aériennes et les câbles isolés constituant les antennes principales et les dérivations, ainsi que la partie moyenne tension des postes de transformation HTA et BTA.
- 💡 Les défauts situés en amont des disjoncteurs de protection des départs MT : Ils affectent la partie moyenne tension des postes HTA /BTA.

2.9.3.2. Leurs durées

Les défauts sont classés selon la durée de la mise hors tension de la partie concernée, laquelle dépend des valeurs atteintes par la tension et l'intensité du courant. On distingue ainsi :

- 💡 Défauts permanents : Ils provoquent un déclenchement définitif nécessitant l'intervention du personnel d'exploitation pour rétablir le service. Ils résultent généralement de ruptures de conducteurs, de claquages d'isolateurs, etc.
- 💡 Défauts semi-permanents : Leur disparition requiert une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes), sans nécessiter toutefois d'intervention humaine pour la reprise du service.
- 💡 Défauts fugitifs : Ils disparaissent après une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).
- 💡 Défauts auto-extincteurs : Ils s'éteignent spontanément en un temps très court, sans provoquer de déclenchement du réseau. Ce type de défaut est fréquemment observé en cas de défaut monophasé sur un réseau MT.
- 💡 Défauts intermittents : Ils se manifestent de manière répétée sur de courtes périodes et disparaissent d'eux-mêmes, comme c'est le cas lorsqu'un conducteur oscille sous l'effet d'un vent violent.

2.10. Le courant de court-circuit

2.10.1. Utilité de calcul de courant de court-circuit

Il est essentiel de déterminer la valeur du courant de court-circuit I_{cc} à chaque point d'une installation où un dispositif de protection (fusible ou disjoncteur) est installé pour interrompre un court-circuit. Il est primordial de s'assurer que le pouvoir de coupure du dispositif de protection est supérieur au courant de court-circuit à cet endroit.

L'incapacité d'un fusible ou d'un disjoncteur à interrompre un court-circuit peut avoir des conséquences graves. Pour cette raison, deux valeurs du courant de court-circuit doivent être prises en compte :

- 💡 La valeur maximale : lorsqu'un court-circuit survient directement aux bornes du dispositif de protection, dans le cas le plus critique (défaut triphasé).

💡 La valeur minimale : lorsqu'un court-circuit se produit à l'extrémité de la liaison protégée, c'est-à-dire à l'entrée du dispositif de protection suivant, dans le cas le plus favorable (défaut biphase).

La valeur maximale permet de déterminer :

- 💡 Le pouvoir de coupure requis pour le fusible ou le disjoncteur à cet emplacement ;
- 💡 Le pouvoir de fermeture du disjoncteur en cas de fermeture sur un court-circuit ;
- 💡 La résistance électrodynamique des câbles et de l'appareillage électrique.

Quant à la valeur minimale, elle permet de choisir la courbe de déclenchement du disjoncteur ou du fusible afin d'assurer une sélectivité optimale des déclenchements [19].

2.10.2. Méthodes de calcul du courant de court-circuit

2.10.2.1. Méthodes des composantes symétriques

En fonctionnement normal, les réseaux triphasés constituent des ensembles équilibrés. Mais dans le cas où ils sont le siège de défauts, cet équilibre fait place à une dissymétrie importante [20].

a) Définition des Composantes Symétriques

Un système triphasé sinusoïdal équilibré est formé par trois grandeurs sinusoïdales ayant même amplitude et même pulsation, mais présentant deux à deux un déphasage de 120° (ou égal à un multiple de 120°). Voir figure (2.13).

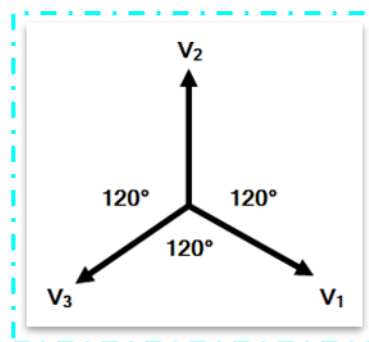


Figure (2. 13): Système triphasé

À partir des trois vecteurs V , on peut former plusieurs systèmes équilibrés. La distinction essentielle repose sur le sens du déphasage, qui peut être horaire ou antihoraire.

En numérotant les vecteurs V_1 , V_2 , et V_3 si les indices croissent dans le sens horaire, chaque vecteur est en retard de 120° sur le précédent. Ce système est alors dit direct. (Voir figure (2.14)).

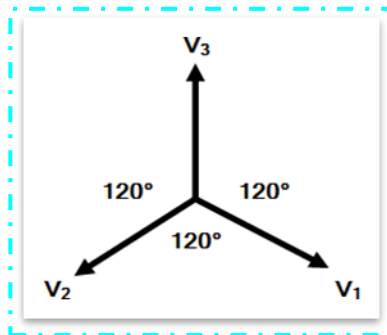


Figure (2. 14): Système direct.

Si les numéros décroissent dans le sens horaire, chacune des grandeurs possède un déphasage avant de 120° par rapport à celle qui la précède, et ceci dans l'ordre de numérotation : le système est inverse. Voir figure (2.15).

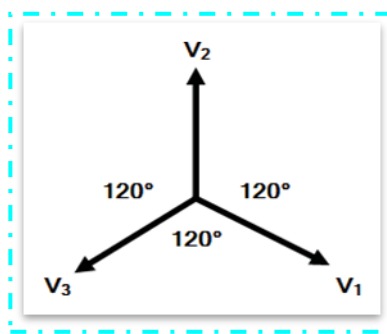


Figure (2. 15): Système inverse.

Si les trois vecteurs sont confondus, les grandeurs constituant le système sont en phase : le système est homopolaire. Voir figure (2.16).

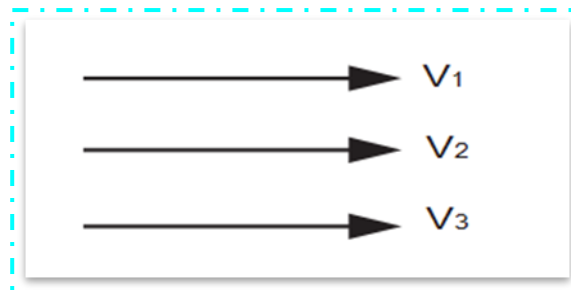


Figure (2. 16): Système homopolaire.

Les trois systèmes définis précédemment, ont reçu le nom de composantes symétriques car ce sont les éléments les plus simples auxquels on puisse ramener un système triphasé déséquilibré quelconque.

Remarque : Les systèmes direct et inverse ne diffèrent que par la numérotation des grandeurs qui les constituent.

b) Définition et propriété de l'opérateur " a "

Le principe de la méthode des composantes symétriques consiste à ramener un système de trois vecteurs quelconques à trois systèmes de vecteurs symétriques. Pour faciliter cette opération, on fait appel à un nouvel opérateur appelé " a ".

Un vecteur V affecté de l'opérateur " a " est un vecteur « a V » qui est déphasé de 120° en avant par rapport au vecteur V, le sens de déphasage étant le sens trigonométrique ou anti-horaire.

Un vecteur V affecté de l'expression a^2 est un vecteur a^2V qui est déphasé de 240° en avant par rapport au vecteur V, le sens de déphasage étant le sens trigonométrique ou anti-horaire.

La figure (2.17) : explique la disposition des vecteurs affectés de l'opérateur " a "

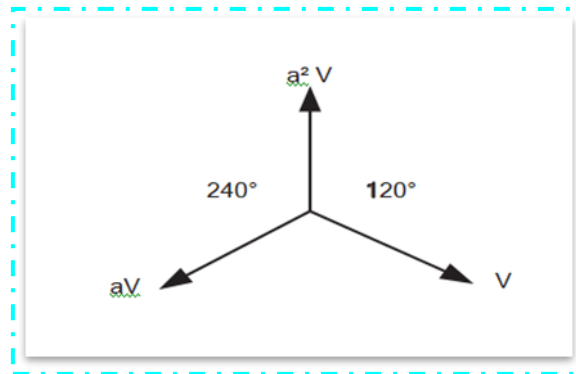


Figure (2. 17): Disposition des vecteurs affectés de l'opérateur " a "

Un déphasage avant ou arrière de 360° fait coïncider le vecteur a^3V avec le vecteur V, ce qui permet d'écrire :

$$a^3V = V \rightarrow a^3 = 1 \quad (2.1)$$

$$a^0 = a^3 = a = \dots = 1 \quad (2.2)$$

$$a = a = a = \dots = a \quad (2.3)$$

$$a = a = a = \dots = a^2 \quad (2.4)$$

$$1/a^2 = a^2 = a \quad (2.5)$$

$$1/a = a^1 = a^2 \quad (2.6)$$

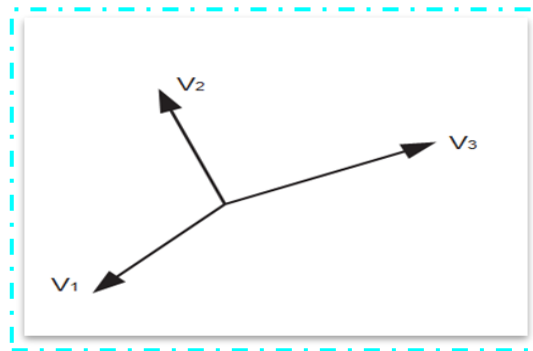
Si on fait l'addition, on constate que :

$$V + aV + a^2V = 0 \quad \text{avec } V \neq 0 \quad (2.7)$$

$1 + a + a^2 = 0$ "a" est appelé "Opérateur de Rotation Triphasé".

C. Décomposition d'un système de vecteurs en ses composantes symétriques

Soit un système triphasé quelconque formé de trois vecteurs V_1, V_2, V_3 . Par définition, le vecteur de chaque phase est la somme de trois vecteurs appartenant chacun à l'un des 3 systèmes direct, inverse et homopolaire. Voir figure (2.18).



Figure(2. 18) : Système du vecteur.

V_{d1}, V_{d2}, V_{d3} : sont les vecteurs constituant le système direct.

V_{i1}, V_{i2}, V_{i3} : sont les vecteurs constituant le système inverse.

V_{o1}, V_{o2}, V_{o3} : sont les vecteurs constituant le système homopolaire.

On peut écrire :

$$V_1 = V_{d1} + V_{i1} + V_{o1} \quad (2.8)$$

$$V_2 = V_{d2} + V_{i2} + V_{o2} \quad (2.9)$$

$$V_3 = V_{d3} + V_{i3} + V_{o3} \quad (2.10)$$

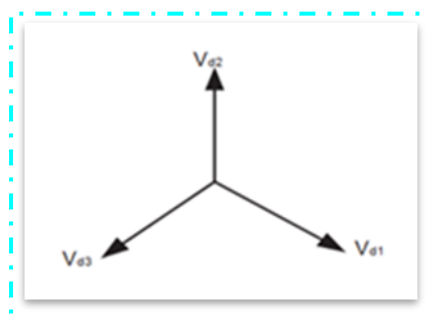


Figure (2. 19): Système direct

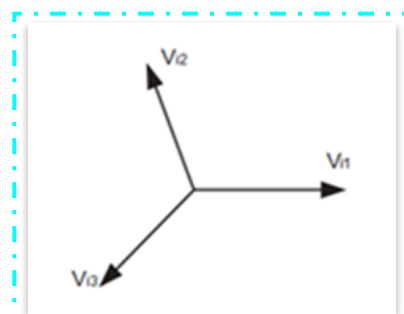


Figure (2. 20) : Système inverse.



Figure (2. 21) : Système homopolaire

V_{d1} , V_{i1} et V_{o1} sont choisis comme vecteurs origines, c'est à dire que :

$$V_{d1} = V_d \quad (2.11)$$

$$V_{i1} = V_i \quad (2.12)$$

$$V_{o1} = V_o \quad (2.13)$$

Nous pouvons écrire :

$$\begin{cases} V_{d2} = a^2 V_d \\ V_{i2} = a V_i \\ V_{o2} = V_{o3} = V_o \end{cases} \quad (2.14)$$

$$\quad \quad \quad (2.15)$$

$$\quad \quad \quad (2.16)$$

$$\begin{cases} V_{d3} = a V_d \\ V_{i3} = a^2 V_i \end{cases} \quad (2.17)$$

$$\quad \quad \quad (2.18)$$

Les expressions des vecteurs V_1, V_2 et V_3 deviennent alors :

$$V_1 = V_d + V_i + V_o \quad (2.19)$$

$$V_2 = a V_d + a^2 V_i + V_o \quad (2.20)$$

$$V_3 = a^2 V_d + a V_i + V_o \quad (2.21)$$

$$V_1 + V_2 + V_3 = V_d(1 + a^2 + a) + V_i(1 + a + a^2) + 3V_o \quad (2.22)$$

Ce qui permet d'écrire :

$$V_0 = \frac{1}{3} (V_1 + V_2 + V_3) \quad (2.23)$$

Si on multiplie (2. 20) par a et (2.21) par a^2 , on obtient :

$$V_1 = V_d + V_i + V_o \quad (2.24)$$

$$a V_2 = a^3 V_d + a^2 V_i + a V_o = V_d + a^2 V_i + a V_o \quad (2.25)$$

$$a^2 V_3 = a^3 V_d + a^4 V_i + a^2 V_o = V_d + a V_i + a^2 V_o \quad (2.26)$$

$$V_1 + aV_2 + a^2V_3 = 3V_d + V_i(1 + a^2 + a) + V_o(1 + a + a^2) \quad (2.27)$$

Ce qui permet d'écrire :

$$V_d = \frac{1}{3}(V_1 + aV_2 + a^2V_3) \quad (2.28)$$

Si on multiplie (2.20) par a^2 et (2.21) par a , on obtient :

$$V_1 = V_d + V_i + V_o \quad (2.29)$$

$$a^2V_2 = a^4V_d + a^3V_i + a^2V_o = aV_d + V_i + a^2V_o \quad (2.30)$$

$$aV_3 = a^2V_d + a^3V_i + aV_o = a^2V_d + V_i + aV_o \quad (2.31)$$

$$V_1 + a^2V_2 + aV_3 = V_d(1 + a + a^2) + 3V_i + V_o(1 + a^2 + a) \quad (2.32)$$

Ce qui permet d'écrire :

$$V_i = \frac{1}{3}(V_1 + a^2V_2 + aV_3) \quad (2.33)$$

✓ Constructions des composantes symétriques :

Soit un système triphasé quelconque formé de trois vecteurs V_1, V_2, V_3 . Par définition, le vecteur de chaque phase est la somme de trois vecteurs appartenant chacun à l'un des 3 systèmes direct, inverse et homopolaire.

$$\begin{cases} V_o = \frac{1}{3}(V_1 + V_2 + V_3) & (2.34) \\ V_d = \frac{1}{3}(V_1 + aV_2 + a^2V_3) & (2.35) \\ V_i = \frac{1}{3}(V_1 + a^2V_2 + aV_3) & (2.36) \end{cases}$$

L'analyse des défauts aide à comprendre le comportement du réseau en cas de perturbations. Toutefois, pour garantir la stabilité et l'efficacité du réseau, il est essentiel d'étudier l'écoulement de la puissance et sa répartition équilibrée.

2.11. PRINCIPE DE L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE (EP)

2.11.1. Description du problème

Dans un réseau électrique, la puissance circule des centrales vers les centres de charge, donc des recherches ont été nécessaires pour trouver les tensions des nœuds et la quantité de flux de puissance à travers les lignes de transmission. L'objectif d'une étude de l'écoulement

de puissance est d'obtenir des informations complètes sur l'angle et l'amplitude de la tension pour chaque nœud, dans les conditions de fonctionnement du système spécifiées.

Une fois cette information est connue, on peut déterminer analytiquement le flux de puissance active et réactive sur chaque branche. D'autres quantités, telles que les valeurs de courant, les valeurs de puissance et les pertes de puissance, peuvent être calculées facilement lorsque les tensions des jeux de barres sont connues [25, 26].

La solution du problème de flux de puissance commence par l'identification des variables connues et inconnues dans le système qui dépendent du type de jeu de barres. Ce dernier est défini par quatre paramètres, les puissances actives et réactives (P , Q), le module et la phase de tension (V , δ). Pour chaque jeu de barres deux grandeurs sont spécifiées et les deux autres grandeurs restent à calculer [24, 25, 26].

Les calculs de flux de puissance permettent de mieux comprendre le comportement d'un système d'alimentation en régime permanent. Cela est nécessaire dans de nombreuses applications de contrôle et de planification. Par exemple, à chaque fois que les composants du système électrique doivent être mis hors service pour des raisons de maintenance ou si un composant tombe en panne, il est essentiel de savoir si le réseau fonctionnera toujours dans les limites ou bien des mesures supplémentaires doivent être prises [27].

2.11.2. But de l'étude de l'écoulement de puissance

Le problème de l'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions du réseau électriques pour des extrémités spécifiées et des conditions données aux jeux de barres. Les buts se résument dans les points suivants [21] :

- ⚙ Assurer l'équilibre entre la production et la demande d'énergie.
- ⚙ Il faut conserver les tensions de jeu barre entre la limite théorique :
 $(v_{\min} < v < v_{\max})$, on utilisant le contrôle de puissance.
- ⚙ Planification de réseau (à partir de calcul de la charge).

2.11.3. Objectifs du calcul de l'écoulement de puissance

L'écoulement de puissance permet d'investiguer les points suivants [22]:

- ⚙ La détermination des tensions en tout point du réseau.
- ⚙ La détermination des puissances actives et réactives.
- ⚙ L'effet de la modification de la topologie du réseau.
- ⚙ L'étude les pertes (Perte d'un générateur, d'une ligne ou autre).

- ⚙ L'optimisation du fonctionnement du réseau.
- ⚙ L'optimisation des pertes.

L'objectif primordial des opérateurs des réseaux électriques est d'assurer la continuité de service (Alimentation de leurs abonnés), tout en respectant plusieurs exigences [24] :

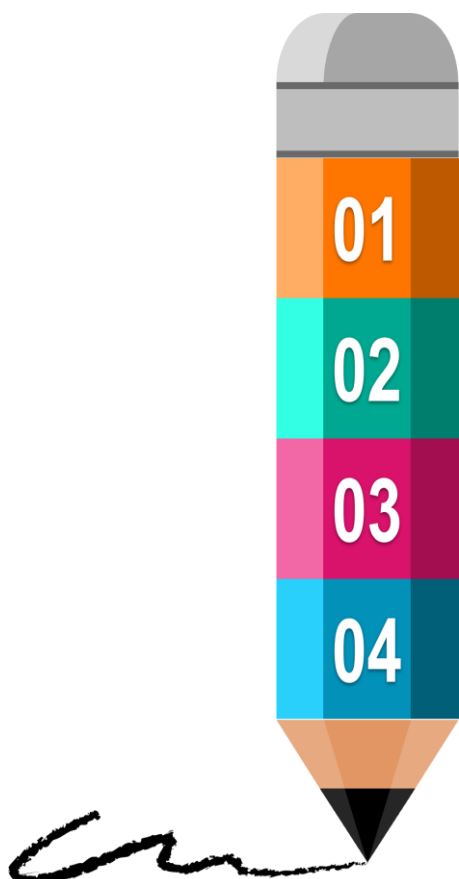
- ⚙ Les tensions et la fréquence de réseau doivent être dans des limites acceptables
 $V_{\min} < V < V_{\max}$.
- ⚙ La forme d'onde du courant et de la tension doit d'être sinusoïdale (Eviter les harmoniques).
- ⚙ Les lignes de transmission doivent fonctionner dans leurs limites thermiques et de stabilité ($P_{tr} < P_{tr\max}$).

Les équations non linéaires qui définissent le problème de flux de puissance nous obligent à utiliser des algorithmes itératifs.

2.12. CONCLUSION

Ce chapitre nous a permis d'approfondir notre compréhension de l'architecture des réseaux de distribution, en mettant en lumière le rôle stratégique des cellules intelligentes, les types de défauts rencontrés, ainsi que les mécanismes d'écoulement de puissance électrique. Ces notions constituent une base théorique essentielle pour la conception de solutions de supervision et de contrôle répondant aux exigences des réseaux modernes.

Dans cette continuité, le chapitre suivant sera consacré à l'approche pratique adoptée dans le cadre de ce projet. Nous y présenterons les différentes composantes du système SCADA (Dispositif intelligent de supervision et de contrôle à distance des cellules électriques des réseaux de distribution) proposé, à savoir : la partie de base (pratique), la partie logicielle, ainsi que le module de glaciation, dans le but de concrétiser une plateforme intelligente, fiable et évolutive pour la gestion des cellules électriques des réseaux de distribution.



Description de notre Projet

Sommaire :

3.1. INTRODUCTION	43
3.2. PROBLEMATIQUE	43
3.3. SOLUTION ET OBJECTIF DU PROJET	43
3.4. DESCRIPTION DU PROJET	44
3.5. PUISSANCES DANS UN SYSTEME TRIPHASE NON EQUILIBRE.....	56
3.6. TRANSMISSION DE DONNEES VIA UART AVEC UN MICROCONTROLEUR.....	57
3.7. TRANSMISSION DES DONNEES VERS LE SYSTEME SCADA.....	58
3.8. CONCLUSION	63



Chapitre 3:

Description de notre Projet

3.1. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous présentons une description détaillée de notre projet, qui se compose de deux parties : la réalisation pratique et le développement logiciel. Il est important de souligner que ce projet a été entièrement conçu et développé à 100 % en intégrant à la fois des solutions locales et logicielles propres à notre conception.

3.2. PROBLÉMATIQUE

La gestion traditionnelle des cellules électriques dans les réseaux de distribution présente plusieurs limites qui affectent l'efficacité, la sécurité et la continuité du service. Le recours aux manœuvres manuelles entraîne une perte de temps considérable et augmente le risque de détérioration des équipements de protection, engendrant ainsi des coûts supplémentaires liés à la maintenance et au remplacement des composants.

De plus, l'intervention des ingénieurs et techniciens sur le terrain expose ces derniers à des risques élevés en raison d'une sécurité insuffisante. L'absence d'un système de contrôle à distance efficace complique la prévention des incidents et la gestion proactive du réseau. Ces contraintes entraînent des interruptions de service imprévues, compromettant la stabilité du réseau et générant des pertes économiques importantes.

Face à ces défis, il devient essentiel d'adopter une solution moderne et intelligente permettant d'optimiser la gestion des cellules électriques, d'améliorer la supervision du réseau et de renforcer la sécurité des interventions.

3.3. SOLUTION ET OBJECTIF DU PROJET

Conscients des défis liés à la gestion des cellules électriques, nous avons développé notre propre système SCADA, une solution innovante et entièrement conçue localement pour transformer la gestion des réseaux de distribution. Ce système révolutionnaire permet un contrôle intelligent et à distance, optimisant ainsi les opérations et réduisant le besoin d'interventions humaines risquées.

Grâce à une supervision continue et une collecte de données en temps réel, il garantit une gestion proactive, minimisant les interruptions imprévues et améliorant considérablement la fiabilité du réseau. De plus, en étant développé, installé et maintenu localement, notre SCADA favorise l'indépendance technologique, réduit les coûts liés aux importations et contribue activement à la dynamisation de l'économie nationale.

3.4. DESCRIPTION DU PROJET

Les réseaux électriques à moyenne tension jouent un rôle clé dans la distribution d'énergie, en reliant les postes sources aux postes secondaires. Le réseau en anneau, par sa configuration, permet d'assurer une alimentation continue grâce à la redondance des sources, renforçant ainsi la fiabilité du système. Les cellules électriques, éléments centraux de ce réseau, assurent la coupure et l'isolement des sections, facilitant la maintenance sans interrompre l'alimentation des autres parties.

Cependant, la commande manuelle encore largement utilisée représente une limite majeure. En cas de défaut ou de saturation du gaz SF6 utilisé comme isolant, une manœuvre peut provoquer une explosion, mettant en danger les techniciens. De plus, l'absence d'automatisation ralentit les interventions, prolonge les coupures et expose le système à des erreurs humaines liées à l'appréciation de l'état réel des équipements.

Pour répondre à ces défis, le projet propose un système de gestion à distance et de supervision intelligente des cellules électriques. Cette solution vise à réduire les risques humains, à accélérer les manœuvres, et à assurer une surveillance continue, garantissant ainsi sécurité, fiabilité et performance dans l'exploitation du réseau.

3.4.1. Partie réalisation

Dans le cadre du développement d'un système moderne de supervision et de commande à distance des cellules électriques, nous avons conçu une carte électronique innovante, intégrée directement au sein des cellules, permettant un contrôle fiable et une surveillance continue en temps réel. Ce dispositif s'inscrit pleinement dans la logique des réseaux de distribution intelligents, en contribuant à améliorer la sécurité, la performance et la réactivité du réseau tout en réduisant l'intervention humaine directe.

3.4.1.1. Description technique de la carte électronique

La carte est conçue pour fonctionner de manière autonome tout en restant connectée à son environnement. Elle intègre des capteurs, des microcontrôleurs, un automate programmable (PLC), des modules RS485, des disjoncteurs intelligents et des écrans. Ce matériel permet de recueillir et traiter les données, puis d'exécuter les commandes selon les décisions du système.

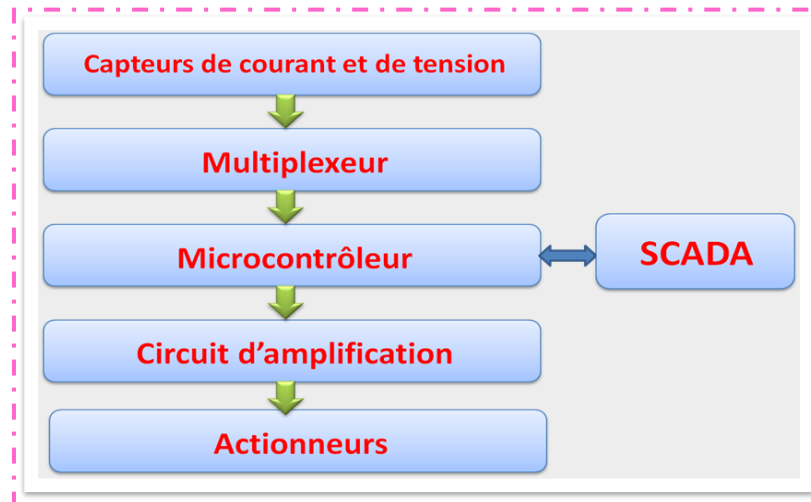


Figure (3. 1): Schéma des composants de la carte électronique.

3.4.1.2. Intégration technique de la carte dans les cellules électriques

La carte est installée à l'intérieur de la cellule électrique et raccordée aux circuits de commande (disjoncteurs, relais...) par des signaux logiques. Les capteurs internes transmettent leurs mesures à la carte, qui les analyse, les envoie au centre de contrôle et exécute les éventuelles commandes reçues, telles que l'ouverture ou la fermeture. La carte est conçue pour s'intégrer facilement dans une architecture SCADA, permettant ainsi une supervision centralisée, une coordination intelligente et une exploitation optimale du réseau électrique.

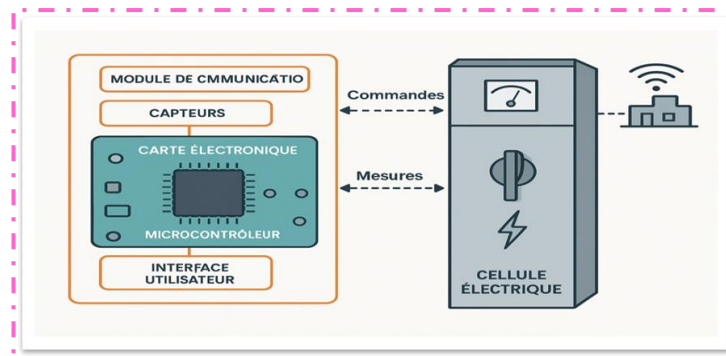


Figure (3. 2): Intégration technique de la carte dans les cellules électriques.

3.4.2. Partie logicielle

Dans le cadre de notre projet de supervision intelligente des cellules moyenne tension, divers outils logiciels et environnements de programmation ont été utilisés, chacun remplissant une fonction spécifique dans la conception, la programmation, la simulation et la supervision du système. Le composant logiciel comprend des algorithmes et des programmes embarqués dans les contrôleurs, des applications de communication basées sur des protocoles avancés, ainsi que des interfaces utilisateur pour la surveillance et le contrôle à distance. Il assure l'analyse des données, la prise de décisions intelligentes et la mise à disposition d'une interface interactive pour les opérateurs.

3.4.2.1. Conception de la carte électronique intelligente

Le projet commence par la conception d'une carte électronique intelligente destinée à la supervision et au pilotage des cellules moyenne tension. Cette carte combine des circuits logiques câblés à un microcontrôleur chargé de la gestion globale du système. Elle est dotée de capteurs de courant en entrée et en sortie, ainsi que de capteurs de tension installés sur les barres de liaison, assurant une acquisition précise et complète des grandeurs électriques. La carte permet également de commander les contacteurs de puissance pour effectuer l'armement du moteur de ressort (au niveau de la cellule d'entrée), le déclenchement du disjoncteur ou du sectionneur, ainsi que le réarmement des dispositifs de coupure en entrée et en sortie. Sur le plan de la sécurité, elle dispose d'entrées numériques isolées par opto coupleurs, utilisées pour surveiller l'état des cellules (ouverte ou fermée), la position des ressorts de manœuvre et la pression du gaz SF₆, un isolant utilisé dans les cellules moyennes tension. La surveillance de cette pression est cruciale pour éviter les défauts d'isolement, et toute anomalie détectée entraîne automatiquement le déclenchement d'une alarme ou d'un dispositif de coupure de sécurité.

3.4.2.2. Choix du microcontrôleur (pic18f45k22)

Le microcontrôleur de la gamme Microchip, le PIC18F45K22 a été utilisé comportant les caractéristiques qui en font un choix optimal pour une application embarquée industrielle [28]:

- Fréquence de fonctionnement jusqu'à 64 MHz.
- 32 Ko de mémoire Flash, 1,5 Ko de RAM, et 256 octets d'EEPROM.
- 35 broches d'E/S numériques configurables.
- Convertisseur ADC 10 bits avec 30 canaux.
- Deux modules EUSART pour la communication série (Modbus RTU – RS232/RS485).
- Modules Capture/Compare/PWM.
- Faible consommation et modes de veille.
- Tension de fonctionnement : 1.8 V à 5.5 V.

Le microcontrôleur exécute un programme embarqué qui assure la surveillance en continu des capteurs, l'enregistrement et la communication des données, la comparaison avec les seuils de sécurité et le déclenchement automatique d'actions en cas d'anomalie.

Ce traitement local permet une réaction rapide du système face aux situations critiques, tout en assurant la traçabilité et l'analyse à distance via l'interface SCADA [29].

Dans le cadre de notre système de supervision électrique, la mesure du courant constitue une étape essentielle pour la surveillance en temps réel du fonctionnement des cellules d'entrée et de sortie. Pour ce faire, une chaîne de mesure analogique a été mise en œuvre autour du microcontrôleur, qui intègre un convertisseur analogique-numérique [30].

Le courant fort de la ligne (jusqu'à 600 A) est d'abord réduit à une valeur mesurable via un transformateur de courant de type 600/5 A. Ce transformateur fournit en sortie un courant proportionnel au courant primaire, selon la relation suivante :

$$I_s = \frac{I_p}{\text{rapport de transformation}} \quad (3.1)$$

Où :

- I_s : Le courant secondaire.
- I_p : Le courant primaire.

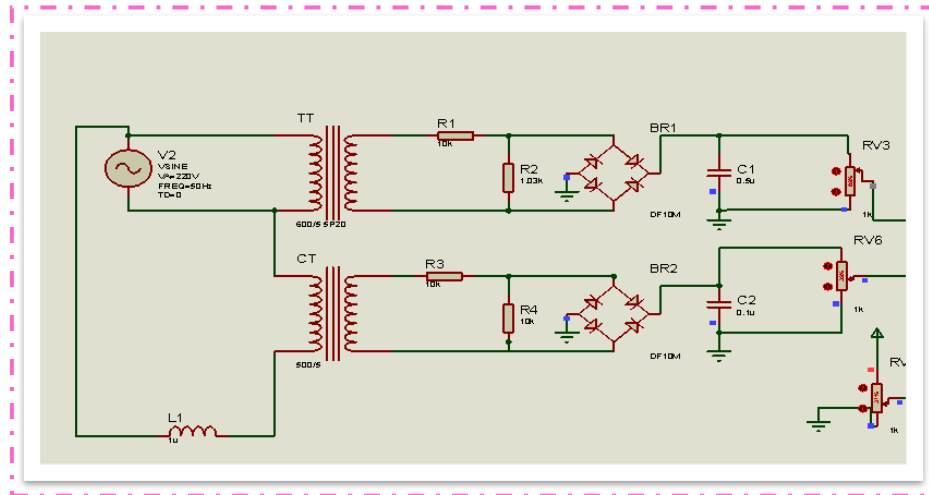


Figure (3. 3): Interface de mesure haute tension et fort courant pour entrée CAN du PIC.

Dans notre système, la surveillance du courant est assurée par un transformateur de courant (TC), destiné à la protection. Ce TC est capable de maintenir une précision acceptable jusqu'à 20 fois le courant nominal, ce qui le rend particulièrement adapté pour détecter les surintensités telles que les courts-circuits.

Le courant mesuré est converti en une tension analogique via une résistance de shunt, puis appliqué à une entrée analogique (CAN) du microcontrôleur. Le microcontrôleur lit en continu cette valeur à l'aide de son convertisseur analogique-numérique 10 bits intégré.

Une valeur seuil de sécurité est programmée dans le logiciel embarqué. Lorsque le courant mesuré dépasse ce seuil (par exemple en cas de court-circuit), le système identifie l'anomalie. Pour éviter toute fausse détection due à des transitoires momentanés, une temporisation logicielle est intégrée afin de confirmer la persistance de la surintensité sur un intervalle de temps donné.

Une fois le court-circuit confirmé, le microcontrôleur :

- Active un contacteur de déclenchement pour ouvrir le circuit,
- Enregistre l'événement dans la mémoire,
- Et transmet l'information vers l'interface de supervision SCADA via un module de communication industrielle.

L'utilisation d'un TC garantit une fiabilité élevée de la détection, même en présence de courants très élevés atteignant jusqu'à 20 fois la valeur nominale, ce qui est essentiel dans les installations à moyenne ou haute tension.

Le microcontrôleur permet également de mesurer la tension du réseau grâce à son convertisseur analogique-numérique. Toutefois, la tension du réseau étant trop élevée pour être lue directement, une étape d'adaptation est nécessaire. Un transformateur de tension (TT) ou un diviseur de tension est utilisé pour réduire la tension à un niveau compatible avec les entrées CAN du PIC.

Une fois le signal conditionné, le microcontrôleur effectue une conversion analogique-numérique, puis applique un facteur d'échelle pour calculer la tension réelle du réseau. Cette information est exploitée pour surveiller l'état du système et, en cas d'anomalie (surtension ou sous-tension), le programme peut activer des dispositifs de protection appropriés.

Le déphasage entre le courant et la tension est une donnée essentielle pour analyser la nature de la charge et évaluer le facteur de puissance.

✓ **Méthodes utilisées:**

1. Les signaux analogiques sont convertis en signaux logiques (0/1) via des comparateurs.
2. Le PIC18F45K22 mesure le temps écoulé entre les passages par zéro de la tension et du courant via des interruptions ou entrées capture.

La fréquence peut être mesurée à l'aide d'un microcontrôleur en déterminant la durée d'un cycle complet. Cette durée est appelée période (T). La fréquence est ensuite calculée à l'aide de la relation suivante :

$$f = \frac{1}{T} \quad (3.7)$$

Où :

- f : La fréquence.
- T : La période.

Dans un système électrique triphasé, il est fondamental de surveiller plusieurs grandeurs pour chaque phase, notamment les tensions de phase, les courants de phase et d'autres paramètres dérivés : puissance, facteur de puissance, fréquence, etc

3.4.2.3. Architecture generale du système intégré

Dans le cadre de notre projet de supervision des réseaux électriques moyenne tension (MT), l'architecture intégrée repose sur l'interconnexion de la carte mère avec les transformateurs de courant (TC) et de tension (TT), connectés à l'unité de boucle annulaire (Ring Main Unit, RMU).

Trois transformateurs sont installés sur les câbles d'entrée dans la cellule d'arrivée, et de manière identique dans la cellule de départ

Concernant la cellule dédiée au transformateur, l'installation de capteurs supplémentaires n'est pas nécessaire : les valeurs électriques peuvent être déterminées par des calculs mathématiques basés sur la loi des nœuds de Kirchhoff. Cette approche permet d'optimiser le câblage tout en assurant une précision suffisante des mesures.

Chaque carte électronique déployée assure :

- La collecte en temps réel des données énergétiques pour chaque poste de transformation MT/BT.
- La transmission des mesures vers l'unité centrale de supervision.
- Le contrôle à distance de l'ouverture et de la fermeture des cellules de l'unité RMU.
- L'envoi continu de l'état opérationnel de chaque cellule (ouverte ou fermée).

Grâce à cette organisation, le système développé contribue à l'automatisation, à la sécurisation et à l'optimisation de la gestion des réseaux électriques moyenne tension.

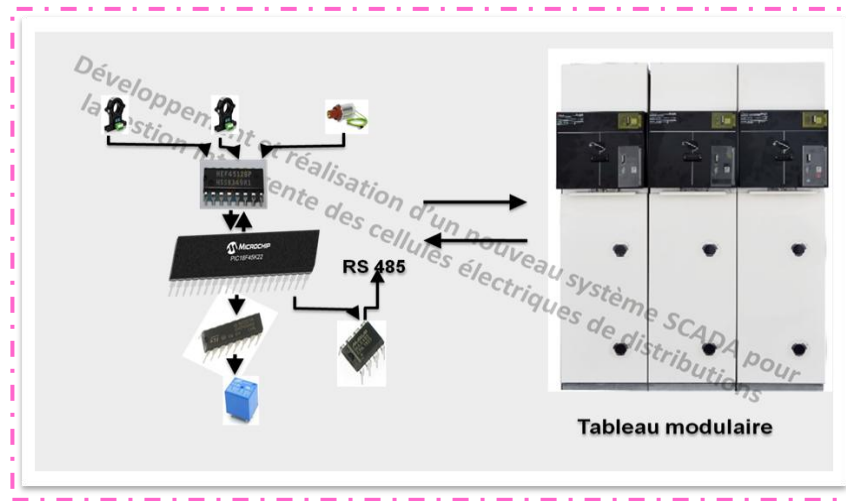


Figure (3. 4) : Schéma explicatif de l'intégration de la carte électronique.

3.4.2.4. Réseau de communication pour le contrôle et la surveillance des réseaux électriques

Dans un réseau de distribution électrique moyenne tension, les centres de transformation sont interconnectés par des lignes aériennes et souterraines, formant une architecture maillée ou circulaire afin d'assurer une meilleure continuité de service.

Chaque centre comprend plusieurs cellules électriques, chacune équipée d'une carte électronique de commande et de supervision développée dans le cadre de ce projet. Pour permettre une communication fiable et structurée entre ces cartes et le système de supervision central, le protocole de communication série Modbus RTU a été intégrée.

Ce protocole, largement adopté dans le domaine industriel, fonctionne selon une architecture maître-esclave via une liaison RS-485, où chaque carte se voit attribuer une adresse esclave unique assurant son identification sur le réseau.

L'utilisation du Modbus RTU présente plusieurs avantages : une communication standardisée favorisant l'interopérabilité avec divers équipements industriels, une maintenance simplifiée grâce à la possibilité de surveillance et de diagnostic à distance, une grande modularité permettant d'ajouter ou de remplacer des équipements sans perturber le réseau existant, et enfin, une réduction significative des temps de réaction grâce à la remontée rapide des anomalies vers le centre de contrôle.

3.4.2.5. Architecture intégrée de communication et de supervision

Dans le cadre du développement des réseaux électriques intelligents, l'intégration de solutions de supervision et d'automatisation s'avère indispensable pour assurer un contrôle en temps réel des équipements répartis sur l'ensemble du réseau. Dans notre système, les données collectées par les cartes électroniques installées dans les cellules des centres de transformation sont d'abord transmises à un automate programmable industriel (PLC), qui se charge localement de la collecte des états, mesures et alarmes, ainsi que de l'analyse des informations techniques. Ensuite, le PLC transmet ces données à un serveur central via une liaison Ethernet ou un réseau industriel sécurisé.

Ce serveur remplit deux fonctions principales : d'une part, il transmet les données vers le système SCADA pour une visualisation en temps réel de l'état du réseau ; d'autre part, il reçoit les commandes du SCADA et les relaie vers le PLC pour exécution locale (ajustement de seuils, commande d'ouverture ou de fermeture des cellules, etc.). Cette architecture de communication bidirectionnelle offre un pilotage à distance fiable et sécurisé, améliore significativement la réactivité face aux anomalies, et garantit une modularité ainsi qu'une évolutivité adaptée aux exigences futures des réseaux électriques intelligents.

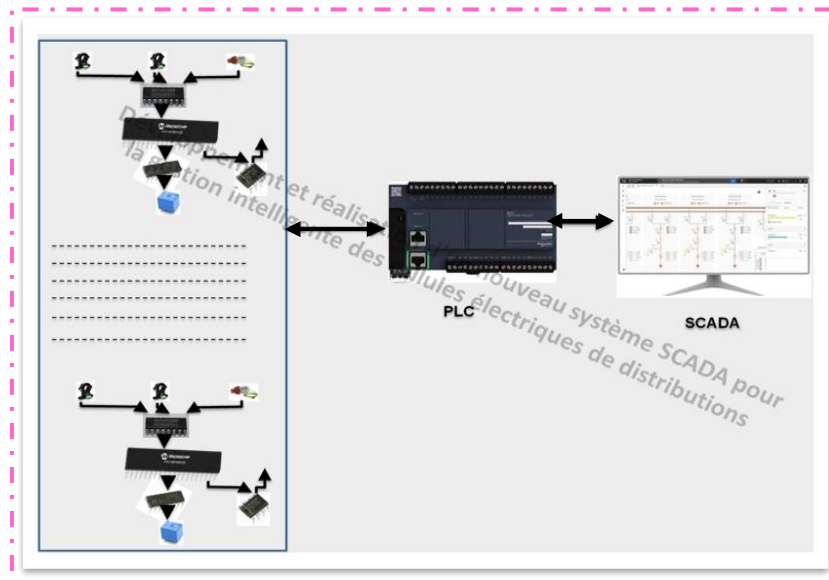


Figure (3. 5) : Connexion - cartes électroniques-une unité PLC - système SCADA.

La figure représente de manière schématique l'architecture d'un système d'automatisation distribué dans un réseau électrique.

Plusieurs cartes électroniques, intégrées dans des cellules électriques distinctes, sont connectées à une unité d'automate programmable industriel (PLC) via une liaison série de type Modbus RTU. Cette unité centrale collecte les données issues des cartes, telles que les états, les mesures ou les alarmes techniques.

Ensuite, le PLC transmet ces informations à un serveur central à travers une liaison Ethernet ou par fibre optique, selon les exigences de distance et de fiabilité. Le serveur assure l'interface avec le système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), permettant ainsi la supervision, le contrôle à distance, et l'historisation des données.

Ce type de configuration garantit une gestion centralisée, évolutive et réactive de l'ensemble des équipements terrain.

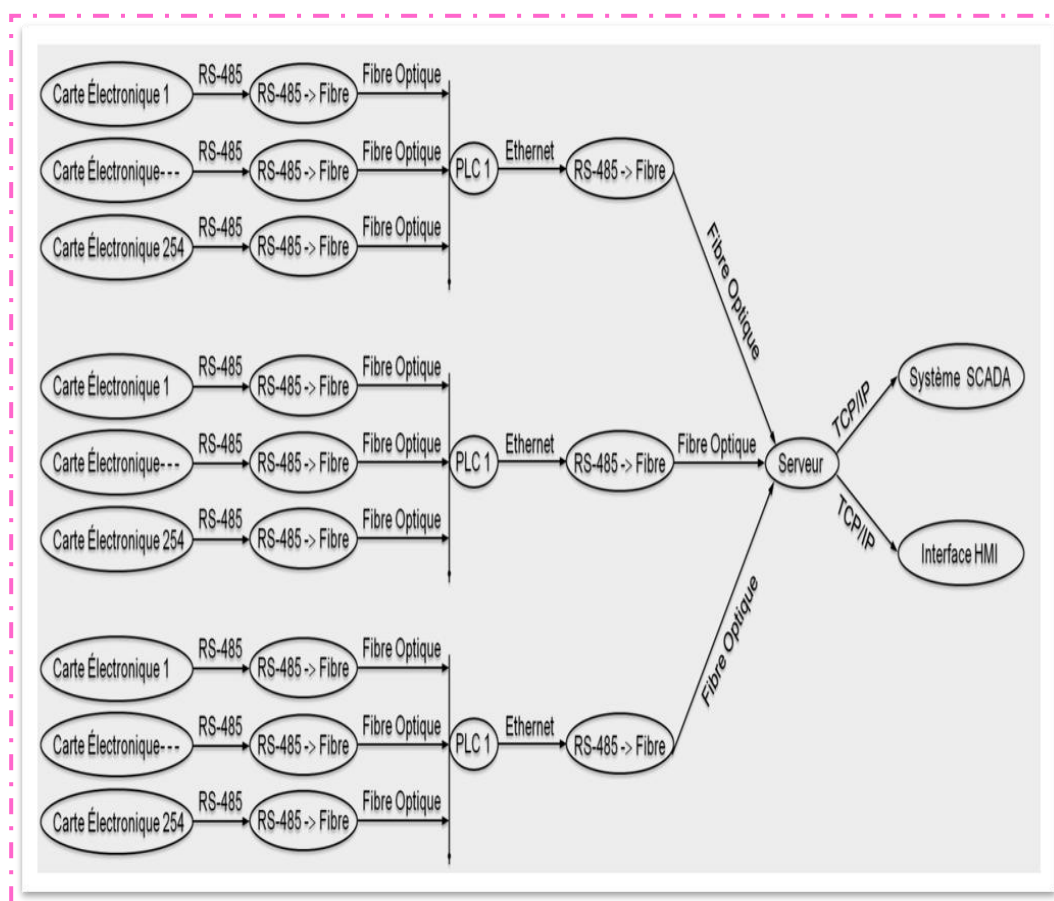


Figure (3. 6) : Illustrant l'intégration d'un système automatisé composé de plusieurs unités PLC interconnectées à un serveur central.

Cette figure met en évidence l'architecture d'une infrastructure d'automatisation industrielle distribuée, dans laquelle plusieurs automates programmables industriels (PLCs) sont déployés sur différents points d'un réseau électrique. Chaque PLC assure la gestion locale des équipements (tels que les cellules électriques, capteurs, actionneurs, etc.) et collecte des données en temps réel à travers des liaisons de terrain (Modbus RTU, Profibus, etc.).

L'ensemble de ces PLCs est relié à un serveur central via un réseau Ethernet industriel ou une liaison à fibre optique, ce qui permet :

- La centralisation des données techniques issues du terrain.
- La supervision globale à travers un SCADA.
- La transmission bidirectionnelle des commandes et des alarmes.
- L'analyse et l'archivage des événements pour l'aide à la décision et la maintenance prédictive.

Ce modèle d'architecture permet la mise en place d'un système intelligent, modulaire et évolutif, répondant aux besoins actuels en matière de gestion énergétique, d'automatisation et de continuité de service dans les réseaux électriques modernes.

Dans les systèmes d'automatisation industriels modernes, la communication entre les dispositifs (capteurs, actionneurs, automates, IHM, SCADA) repose sur des protocoles standardisés et des supports physiques adaptés aux contraintes du terrain.

Les protocoles de communication industrielle les plus répandus, Modbus RTU se distingue par sa simplicité, sa robustesse et sa compatibilité avec une large gamme d'équipements. Fonctionnant sur une liaison série, il peut être adapté à différents moyens de transmission selon les contraintes de distance, d'environnement électromagnétique ou d'isolation requise. La transmission par fibre optique offre une solution idéale pour les longues distances, avec une immunité totale aux interférences électromagnétiques grâce à l'utilisation de convertisseurs RS-485 ↔ fibre optique. Dans les zones éloignées ou mobiles, la communication GSM/4G constitue une alternative efficace, reposant sur des modems capables de transmettre les trames Modbus via IP (comme Modbus TCP over VPN), permettant ainsi une supervision à distance sans câblage.

Le Wi-Fi, bien qu'il soit sensible aux perturbations, reste une option flexible pour une communication locale sans fil, particulièrement utile dans des environnements industriels compacts ou pour des déploiements temporaires. Enfin, les réseaux maillés, utilisant des technologies comme Zigbee, LoRa ou WirelessHART, permettent de créer des architectures où chaque nœud peut relayer les données, ce qui les rend particulièrement adaptés aux applications à grande échelle ou à faible consommation énergétique.

3.4.2.6. Intégration de la téléphonie mobile (gsm) dans les réseaux d'automatisation industrielle

Dans le cadre du développement des réseaux électriques distribués et de l'automatisation industrielle sur de vastes territoires, il est indispensable d'assurer une communication fiable, flexible et accessible entre les différents équipements du système.

Pour répondre à ces exigences, l'intégration de la technologie GSM comme moyen de transmission sans fil s'impose comme une solution efficace, grâce à l'utilisation de convertisseurs RS-485 vers GSM.

Cette approche présente plusieurs avantages stratégiques :

- Disponibilité élevée des réseaux cellulaires, même dans les zones reculées.
- Réduction des coûts liés à l'installation d'une infrastructure câblée étendue.
- Flexibilité de déploiement, en supprimant les contraintes de câblage physique.
- Interopérabilité avec les protocoles industriels standards (ex : Modbus RTU ou Modbus TCP via des tunnels IP sécurisés).

Grâce à cette intégration, chaque automate ou carte électronique équipée d'un module GSM devient un nœud communicant indépendant, capable de transmettre et de recevoir des données à distance.

Cette architecture renforce considérablement :

- La résilience du réseau,
- L'efficacité opérationnelle,
- Et la supervision centralisée du système global.

Ainsi, la technologie GSM offre une solution optimale pour l'automatisation industrielle moderne, notamment dans des environnements étendus, difficiles d'accès ou nécessitant une grande flexibilité de communication.

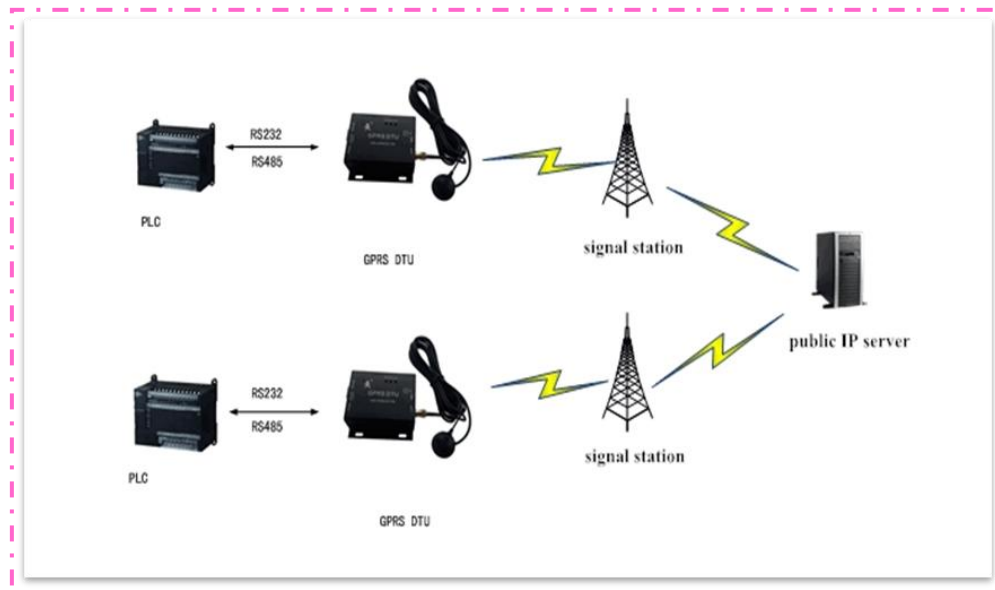


Figure (3. 7) : Illustrant l'utilisation d'un réseau téléphonique sans fil (GSM) pour la communication avec l'ensemble des composants du système.

Cette figure démontre comment un réseau mobile GSM peut être exploité pour établir une communication sans fil entre les différentes unités du système, notamment les automates (PLC), les cartes électroniques de contrôle, et le serveur central. Chaque composant équipé d'un module GSM devient un point de communication autonome, capable d'échanger des données en temps réel, ce qui permet une gestion à distance, une flexibilité d'installation, et une grande efficacité.

3.5. PUISSANCES DANS UN SYSTÈME TRIPHASÉ NON ÉQUILIBRÉ

Dans un système triphasé non équilibré, les tensions et les courants peuvent différer d'une phase à l'autre, ce qui complique le calcul des puissances.

Il devient donc essentiel d'adopter des méthodes spécifiques pour déterminer les différentes formes de puissances : actif, réactive et apparente.

Ces mesures sont cruciales pour assurer le bon fonctionnement des charges notamment industrielles et pour identifier d'éventuels déséquilibres ou défauts [31].

1. Puissance active (P)

La puissance active représente l'énergie réellement consommée pour produire un travail utile (chaleur, lumière, mouvement...). Elle s'exprime en watts (W) et est calculée pour chaque phase selon la formule :

$$P = \sum_{i=1}^3 \cos(\theta_i) \cdot I_i \cdot U_i \quad (3.8)$$

Où :

- U_i : la tension de phase i ,
- I_i : le courant dans la phase i ,
- θ_i : l'angle entre le courant et la tension dans la phase i .

2. Puissance réactive (Q)

La puissance réactive est la portion de la puissance qui ne produit pas de travail direct mais qui est nécessaire pour maintenir les champs magnétiques dans des équipements tels que les moteurs et les transformateurs. Elle est mesurée en volts-ampères réactifs (VAR) et peut être calculée par la relation suivante :

$$Q = \sum_{i=1}^3 \sin(\theta_i) \cdot I_i \cdot U_i \quad (3.9)$$

Les paramètres sont similaires à ceux de la puissance active, mais avec un facteur de sinus au lieu du cosinus, car la puissance réactive est liée à la composante imaginaire de la puissance.

3. Puissance apparente (S)

La puissance apparente est la somme de la puissance active et réactive dans un système triphasé. Elle est mesurée en volts-ampères (VA) et peut être calculée en utilisant la formule suivante :

$$S = \sum_{i=1}^3 I_i \cdot U_i \quad (3.10)$$

Cette quantité représente la puissance totale demandée par la charge, mais elle ne distingue pas entre la puissance réellement utilisée pour effectuer du travail et la puissance utilisée pour créer les champs magnétiques.

3.6. TRANSMISSION DE DONNÉES VIA UART AVEC UN MICROCONTRÔLEUR

Afin de permettre la communication entre le microcontrôleur et des dispositifs externes (ordinateur, module GSM, etc.), le protocole UART (Universal

Asynchronous Receiver Transmitter) est utilisé. C'est un protocole de transmission série asynchrone, largement utilisé dans les systèmes embarqués.

1. Définition de l'UART

L'UART est un protocole qui permet d'envoyer et de recevoir des données sans signal d'horloge commun, en utilisant une cadence prédéfinie appelée baud rate. Il est souvent utilisé pour transmettre des données telles que les mesures de tension, de courant ou de puissance à une interface de supervision [32].

2. Principe de transmission UART

a. Cadence de communication (baud rate)

- Exprimée en bits par seconde (bps) (ex. : 9600, 19200, etc.)
- L'émetteur et le récepteur doivent être synchronisés sur la même vitesse

b. Structure d'une trame UART classique

- 1 bit de start (valeur basse : 0)
- 8 bits de données (ou 7/9 bits selon la configuration)
- 1 bit de stop (valeur haute : 1)
- Optionnel : 1 bit de parité pour le contrôle d'erreur

3. Applications courantes de l'UART

- Envoi de données vers un terminal série (ex. : Tera Term, RealTerm)
- Communication avec des modules externes : GPS, Bluetooth, GSM
- Transmission des mesures électriques (tension, courant, puissance) vers :
 - un PC pour traitement ou affichage
 - une interface SCADA pour la supervision industrielle

3.7. TRANSMISSION DES DONNÉES VERS LE SYSTÈME SCADA

Dans le cadre de notre projet, l'un des objectifs essentiels était d'assurer la communication entre le microcontrôleur et le système de supervision SCADA. Pour cela, nous avons utilisé une liaison série via le protocole UART, associée à un module de communication industrielle (par exemple RS485) pour garantir la

robustesse et la fiabilité de l'échange de données, même dans un environnement électriquement perturbé.

Les grandeurs mesurées (tension, courant, fréquence, puissance...) sont prélevées en temps réel par les capteurs, puis traitées numériquement par le microcontrôleur. Ensuite :

- Ces données sont formatées sous forme de trames compatibles avec le protocole utilisé.
- Elles sont envoyées périodiquement via l'UART vers une interface de communication (par exemple un convertisseur UART/RS485). Transmis vers le système SCADA qui seront affichés sous forme de graphiques, d'alarmes, ou d'indicateurs sur une interface homme-machine (IHM).

Ce processus permet de suivre en temps réel l'état du réseau électrique et d'agir rapidement en cas d'anomalie détectée (surcharge, court-circuit, chute de tension...).

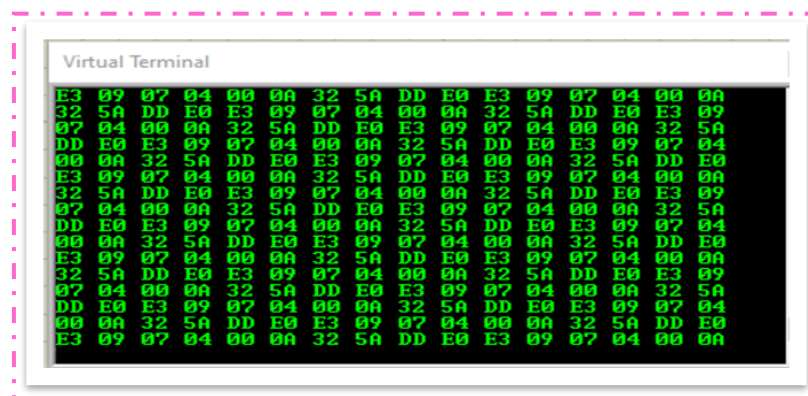


Figure (3. 8): Envoi des données a travers l'UART.

La trame 32 5A DD E0 E3 09 07 04 00 0A représente une séquence hexadécimale transmise via l'interface UART. Elle est utilisée pour transférer les données mesurées (telles que la tension, le courant ou la puissance) entre le microcontrôleur et un dispositif de supervision ou d'affichage.

Chaque octet de cette trame a une signification précise. Par exemple :

- 32 : peut représenter l'identifiant de début de trame ou l'adresse d'un esclave.
- 5A DD E0 E3 : séquence codée correspondant à une valeur analogique convertie.
- 09 07 : peut représenter un horodatage (heure/minute).

- 04 00 : informations de statut ou d'alarme.
- 0A : fin de trame ou caractère de contrôle (comme saut de ligne).

Cette structure permet un échange fiable et structuré des données. Elle est essentielle dans les systèmes embarqués où la précision et la synchronisation de l'information sont critiques.

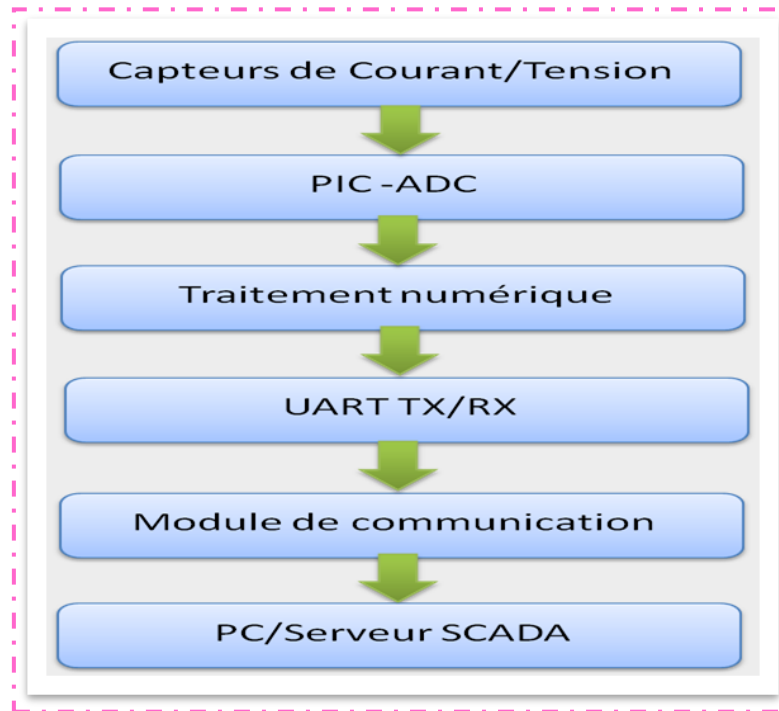


Figure (3. 9): Architecture de communication entre le microcontrôleur P et le système SCADA via UART/RS485.

3.7.1. Réception des données par le système SCADA

Dans le cadre de notre projet, la plateforme LabVIEW (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench) a été utilisée pour assurer la supervision et l'affichage en temps réel des données transmises par le microcontrôleur. Développé par National Instruments, LabVIEW est un environnement de développement graphique reconnu pour sa performance dans les applications industrielles et les systèmes SCADA.

L'un de ses principaux atouts réside dans la création d'interfaces homme-machine (IHM) personnalisées et intuitives, permettant de visualiser aisément des grandeurs électriques telles que la tension, le courant, la fréquence ou la puissance. Grâce à son approche basée sur la programmation graphique par blocs, LabVIEW

offre à l'opérateur une interaction simple, ergonomique et visuellement claire avec le système.

LabVIEW est également compatible avec de nombreux protocoles de communication industrielle, facilitant l'échange de données avec le microcontrôleur via une liaison série, par exemple. Cela permet la réception continue des mesures issues du terrain, leur traitement instantané (filtrage, conversion, détection de seuils), ainsi que leur affichage en temps réel, garantissant une réactivité optimale du système. La plateforme intègre par ailleurs une riche bibliothèque d'outils d'analyse et de visualisation, allant des calculs statistiques et physiques (moyennes, puissances, écarts...) aux représentations graphiques variées telles que des courbes temporelles, des jauges ou des histogrammes. Des alarmes visuelles et sonores peuvent également être déclenchées automatiquement en cas de dépassement de seuils, permettant une détection rapide des anomalies.

Enfin, LabVIEW se distingue par sa grande modularité et son extensibilité, facilitant son intégration avec d'autres systèmes tiers via un serveur. Cela en fait un outil parfaitement adapté pour une architecture SCADA évolutive, capable de s'adapter aux besoins futurs du système de supervision.

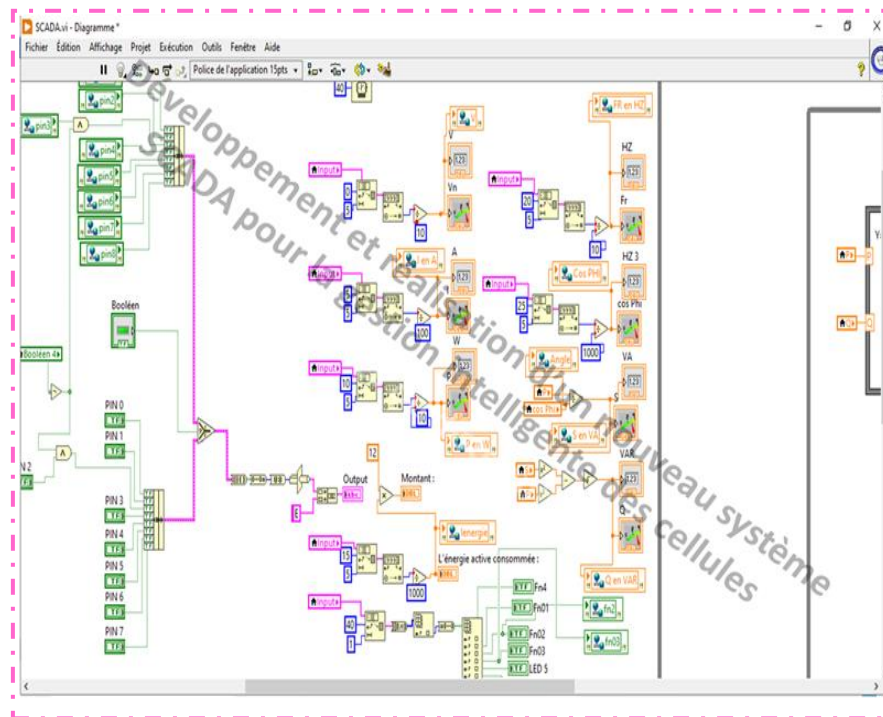


Figure (3. 10): Illustration de la partie logicielle du système SCADA dans LabVIEW.

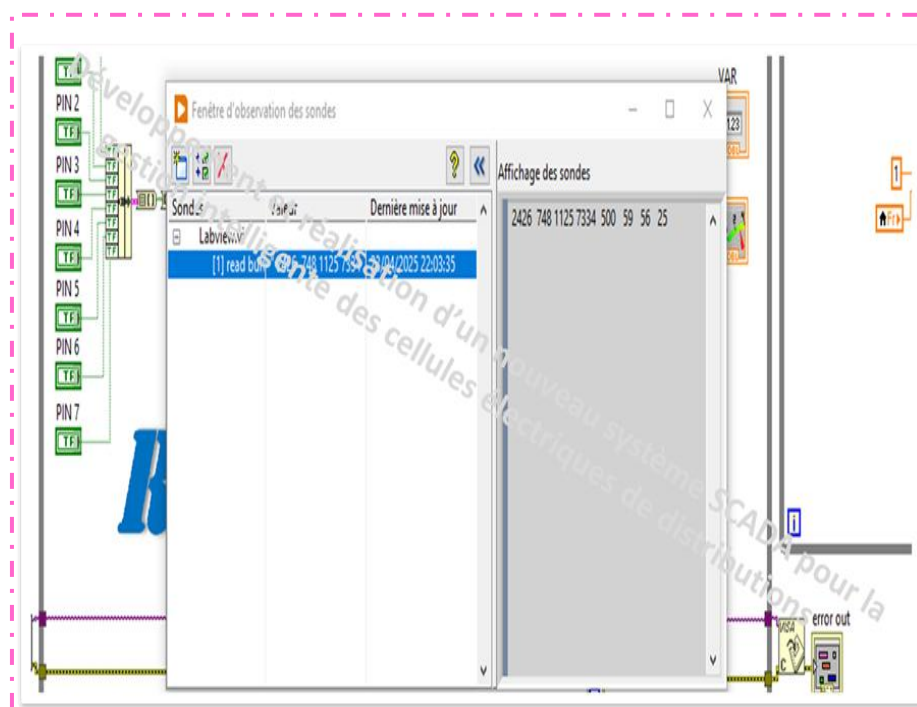


Figure (3. 11): Réception des données dans LabVIEW pour un système SCADA.

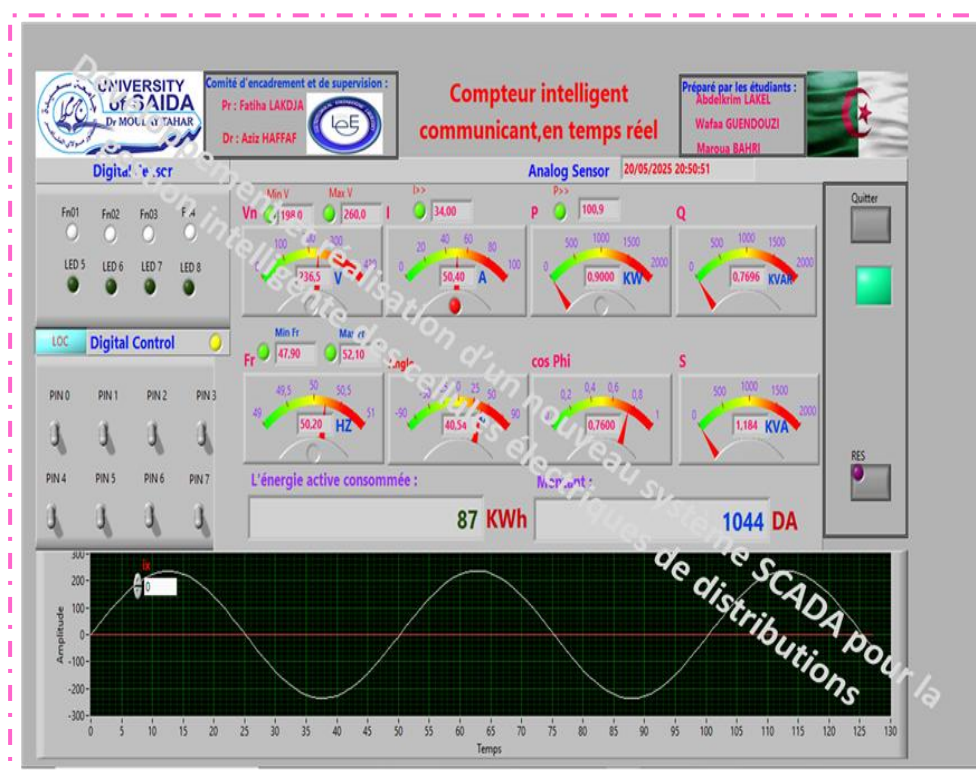


Figure (3. 12): Interface homme-machine dans LabVIEW pour SCADA.

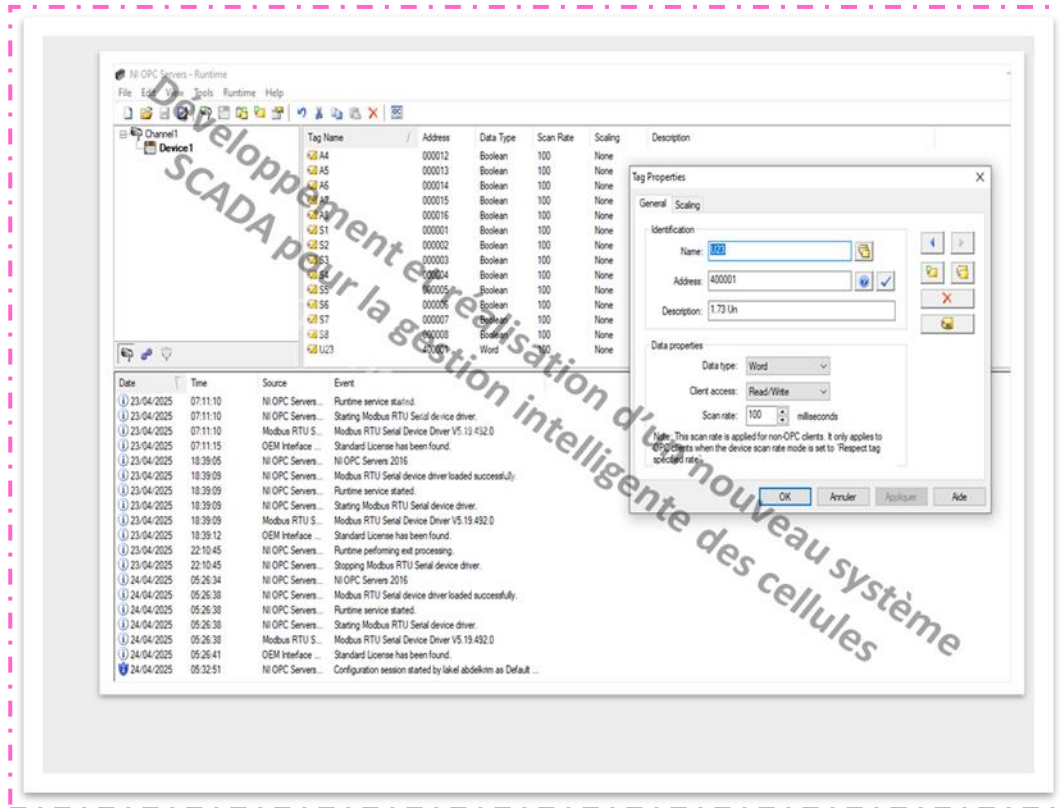
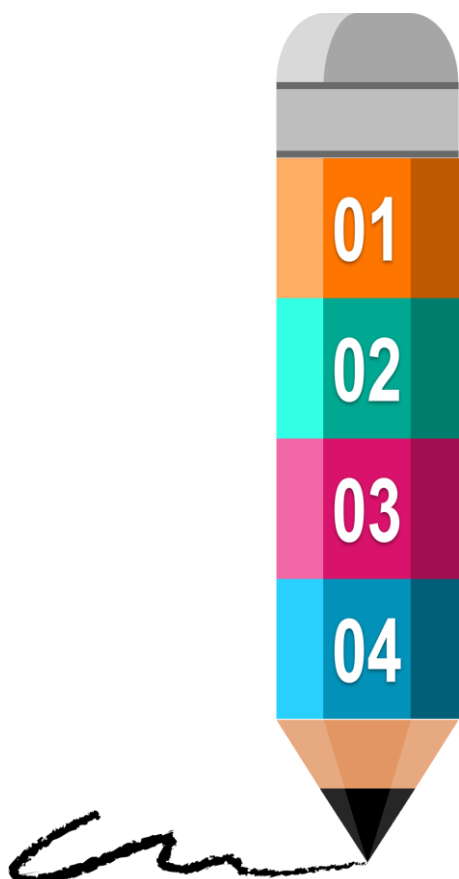


Figure (3. 13): Serveur pour l'échange de données entre LabVIEW et d'autres systèmes SCADA.

3.8. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté de manière détaillée la conception et la réalisation de notre système de surveillance énergétique, en abordant à la fois les aspects matériels et logiciels. L'intégration du microcontrôleur, la mise en œuvre du multiplexage des signaux triphasés, ainsi que le développement de l'interface SCADA sous LabVIEW, ont constitué des étapes clés dans la concrétisation de notre projet.

Cependant, pour confirmer la robustesse, la précision et la pertinence de notre solution dans des conditions variées, une phase de simulation approfondie s'impose.



Réalisation - Simulations du prototype de notre projet

Sommaire :

4.1. INTRODUCTION	64
4.2. ROLE DU RESEAU DE DISTRIBUTION MOYENNE TENSION HTB.....	64
4.3. CONCEPTION DE NOTRE PROJET	65
4.4. SIMULATION ET VALIDATION DU SYSTEME DEVELOPPE	66
4.5. DEVELOPPEMENT D'UN SYSTEME SCADA INTERACTIF ET FACILE A UTILISER..	71
4.6. INTERFACE DES PARAMETRES DE PROTECTION.....	72
4.7. TEST DES OPTIONS DE NOTRE PROTOTYPE.....	73
4.8. IMPACT POTENTIEL DE PROJET	86
4.9. CONCLUSION.....	88



Chapitre 4: **Réalisations - Simulations du prototype de notre projet**

4.1. INTRODUCTION

Ce chapitre représente l'aspect pratique de notre projet, marquant le passage de la phase de conception théorique à la phase de réalisation et d'expérimentation concrète. L'accent est mis sur le développement du prototype du système SCADA intelligent que nous avons proposé, avec une présentation détaillée des différentes étapes de sa mise en œuvre, allant de la conception à la simulation, puis aux essais sur le terrain. L'objectif de ce chapitre est de vérifier l'efficacité du système proposé dans la surveillance du réseau de distribution électrique, son contrôle, ainsi que dans la détection rapide et précise des défauts.

Cette section propose une description complète du développement de l'interface de supervision, de la configuration des paramètres de protection, de l'intégration des technologies d'intelligence artificielle, ainsi que de l'utilisation d'une application mobile pour le contrôle à distance. Plusieurs scénarios sont également simulés pour reproduire des défauts réels, afin d'évaluer la réactivité du système et sa performance. Ce volet se conclut par une évaluation de l'impact potentiel du projet sur les plans technique, économique et social, soulignant ainsi la valeur ajoutée des solutions intelligentes dans le secteur de l'énergie électrique.

4.2. ROLE DU RESEAU DE DISTRIBUTION MOYENNE TENSION HTB

Les réseaux de distribution à moyenne tension (HTB) jouent un rôle essentiel dans la fourniture d'énergie électrique aux utilisateurs finaux. Afin d'optimiser leur fiabilité et d'assurer une gestion rapide des pannes, un modèle de réseau circulaire interconnectant plusieurs centres de transformation peut être une solution efficace. Ce système vise à permettre une gestion fluide de la distribution de l'énergie tout en réduisant le temps de rétablissement des services après une défaillance.

Dans ce cadre, les centres de transformation sont reliés entre eux par des câbles aériens et souterrains, formant une boucle ou un maillage fermé. Cette configuration présente plusieurs avantages majeurs :

La topologie circulaire permet de localiser rapidement les pannes à l'aide de capteurs intelligents et de systèmes de surveillance à distance. L'intégration de technologies telles que SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) et des dispositifs de mesure à distance permet une détection en temps réel, facilitant ainsi l'identification précise du point de défaillance.

En cas de panne, l'acheminement de l'énergie peut être redirigé via un autre chemin dans la boucle, assurant ainsi la continuité de l'approvisionnement électrique dans les autres parties du réseau. Ce système de « rétablissement automatique » permet de limiter, voire d'annuler, les coupures de courant.

La configuration en boucle garantit une résilience accrue face aux défaillances, permettant à l'énergie d'atteindre les zones affectées par des itinéraires alternatifs. Ainsi, même si un segment du réseau est hors service, la distribution de l'énergie continue sans interruption majeure.

L'utilisation de technologies avancées, telles que les systèmes de commande automatisés, la gestion de la demande en temps réel et l'intégration de l'intelligence artificielle, permet de maximiser l'efficacité du réseau. Ces technologies offrent une gestion proactive des pannes, un équilibrage optimal de la charge et une gestion dynamique des flux d'énergie.

4.3. CONCEPTION DE NOTRE PROJET

Notre projet constitue une solution innovante dédiée à la surveillance en temps réel, à la commande à distance, et à la gestion intelligente des postes de distribution électrique moyenne tension. Il intègre plusieurs technologies de communication industrielle telles que Modbus RTU, RS-485, GSM et Wi-Fi, afin d'assurer une communication fiable et flexible avec l'ensemble des équipements du réseau.

4.3.1. Prototype réduit d'un système intègre de supervision et de contrôle

Afin de valider le concept développé dans le cadre de notre projet, un prototype réduit a été réalisé.

Ce modèle miniature reproduit de manière fidèle les principales fonctionnalités d'un réseau électrique réel, tout en évoluant dans un environnement sécurisé, ce qui permet une exploration approfondie du système sans exposer les utilisateurs à des risques électriques importants. Le prototype se compose de deux parties complémentaires. La partie matérielle intègre des cartes de contrôle, des automates programmables industriels (PLC), ainsi que des capteurs et des actionneurs installés sur différentes cellules de distribution. Quant à la partie logicielle, elle est dédiée à la supervision, à la collecte des données et à la commande à distance, s'appuyant sur une interface SCADA ergonomique et conviviale.

Pour garantir la sécurité des utilisateurs, le système a été conçu pour fonctionner sous une tension inférieure à 48V, ce qui le rend inoffensif en conditions normales d'utilisation, notamment en milieu sec. Malgré sa taille réduite et sa faible tension, ce prototype permet de simuler de manière réaliste les mécanismes de commande, les opérations de surveillance, ainsi que les échanges de données via des protocoles de communication industrielle, comme dans un système grandeur nature.

4.4. SIMULATION ET VALIDATION DU SYSTEME DEVELOPPE

Après l'élaboration du programme principal à l'aide de MikroC PRO for PIC, une compilation a été réalisée, générant un fichier HEX indispensable pour simuler le fonctionnement du microcontrôleur dans l'environnement Proteus. La première étape a consisté à concevoir le schéma complet de la carte électronique sur Proteus, en y intégrant tous les composants nécessaires au bon fonctionnement du système : le microcontrôleur, les capteurs de courant et de tension, les optocoupleurs, les relais, un afficheur LCD, ainsi que les circuits de conditionnement.

Le fichier HEX obtenu a ensuite été chargé dans le microcontrôleur virtuel, permettant de simuler avec précision le comportement du système embarqué. La simulation a joué un rôle fondamental dans le processus de développement. Elle a permis de valider la logique du programme embarqué en observant son comportement dans un environnement virtuel, de tester les réactions du système face à différentes conditions d'entrée (telles que la surtension, la surintensité ou les seuils critiques), et de corriger les anomalies éventuelles avant la fabrication de la carte physique.

L'analyse des résultats de simulation a confirmé la performance et la fiabilité du système développé. Les essais ont montré que les mesures analogiques issues des capteurs étaient correctement acquises par les entrées CAN du microcontrôleur PIC18F45K22. Le multiplexeur analogique a permis une commutation précise entre les différents signaux de tension et de courant des trois phases. Les seuils de protection ont été respectés : en cas de court-circuit ou de surtension, le système déclenchait immédiatement les sorties de sécurité. De plus, la communication UART a fonctionné de manière fluide et sans erreurs, assurant une transmission fiable des données vers l'interface SCADA.

Cette phase de simulation a constitué une étape essentielle de validation fonctionnelle, fournissant une preuve de concept robuste et facilitant la transition vers l'intégration matérielle réelle du système.

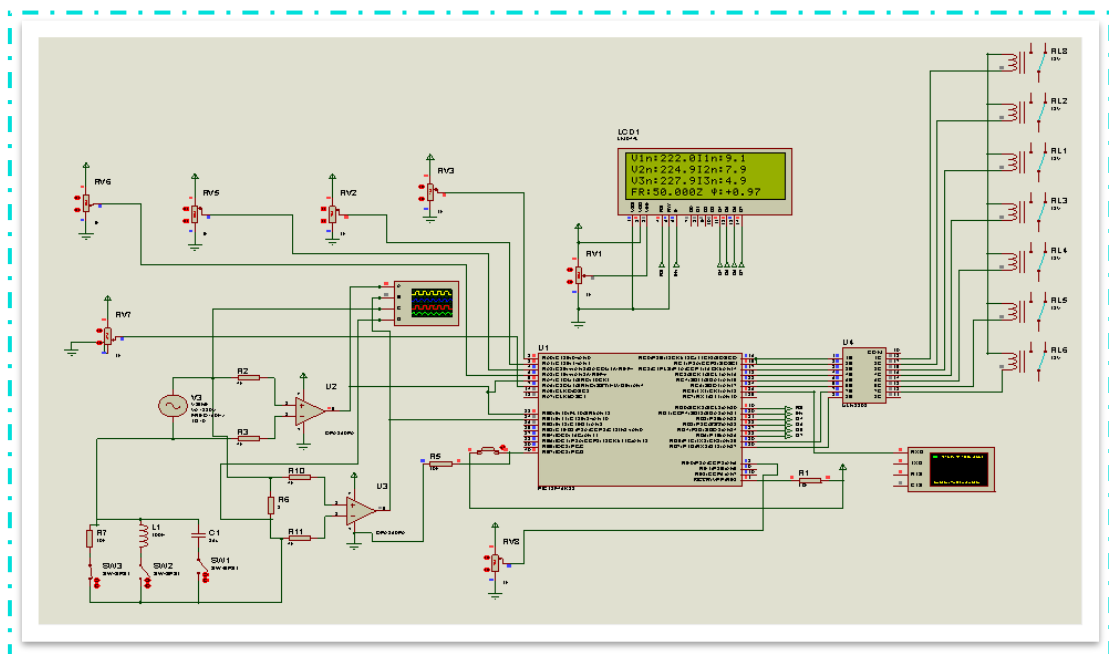


Figure (4. 1): Schéma fonctionnel dans Proteus.

4.4.1. Tests de simulation avec différentes charges

Dans le but de valider l'efficacité et la robustesse du programme embarqué, plusieurs scénarios de simulation ont été menés dans l'environnement Proteus en intégrant des charges de nature variée : charges résistives, inductives, capacitives, ainsi que des combinaisons déséquilibrées, représentatives des situations réelles rencontrées dans les réseaux de distribution électrique.

Ces simulations ont permis de soumettre le système à des conditions dynamiques et complexes, révélant plusieurs points forts de l'architecture développée. Le système a démontré une stabilité de fonctionnement, avec une précision constante dans l'acquisition des mesures, même face à des variations rapides des grandeurs électriques. Le microcontrôleur s'est également montré réactif dans le traitement et la gestion des données reçues, assurant une analyse rapide et fiable des situations simulées. Enfin, la transmission des informations vers l'interface de supervision s'est déroulée sans perte ni erreur, garantissant une fiabilité optimale dans le processus de communication.

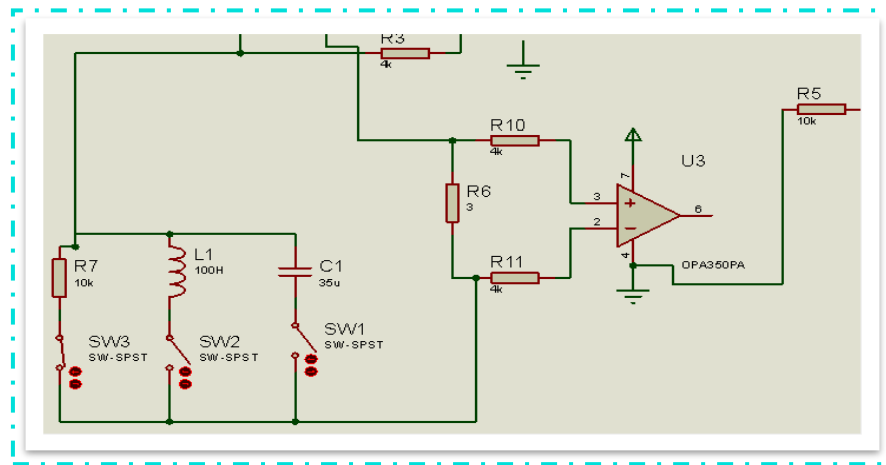


Figure (4. 2): Schéma de charge dans le cas purement résistive.

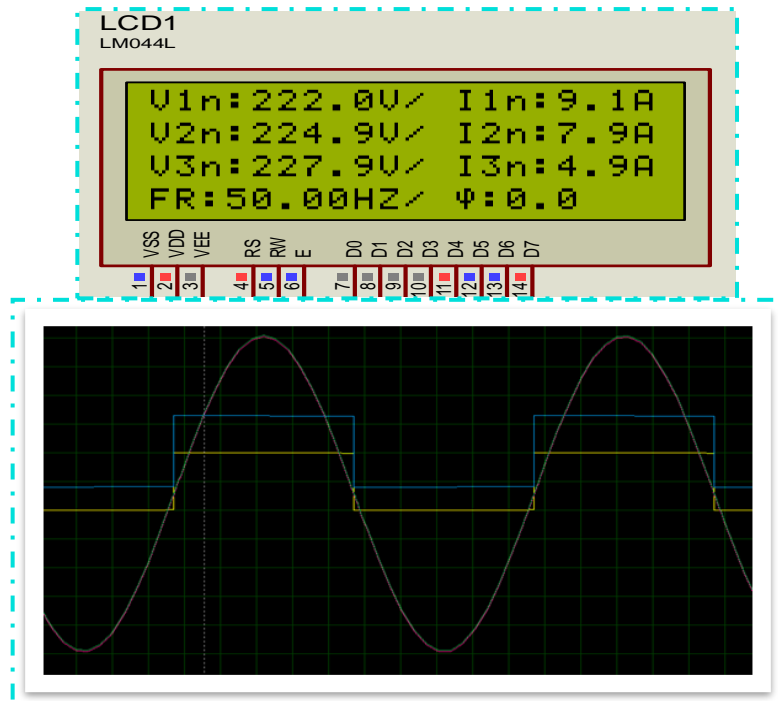


Figure (4. 3): Résultat de simulation pour une charge purement résistive.

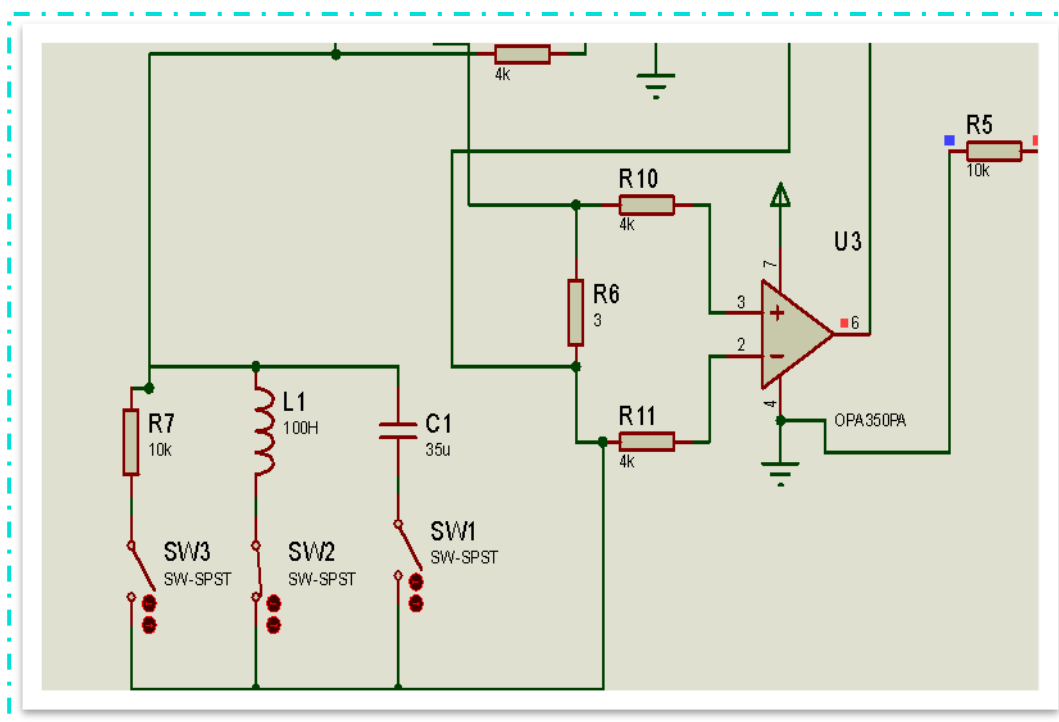


Figure (4. 4): Schéma de charge inductive.

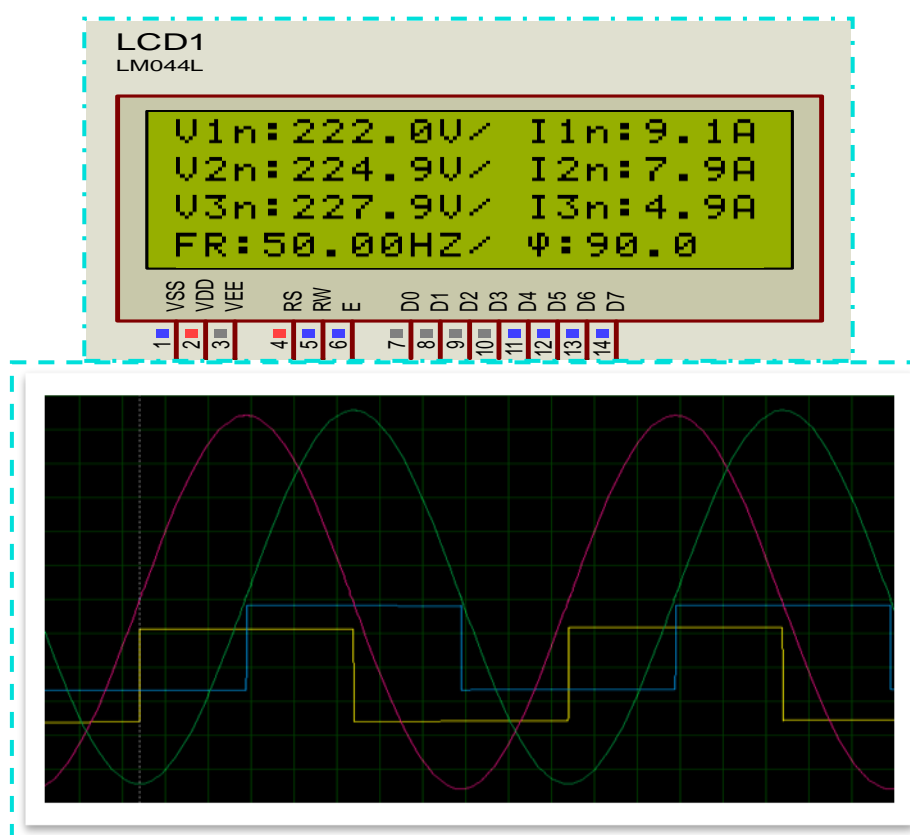


Figure (4. 5): Résultat de simulation pour une charge inductive.

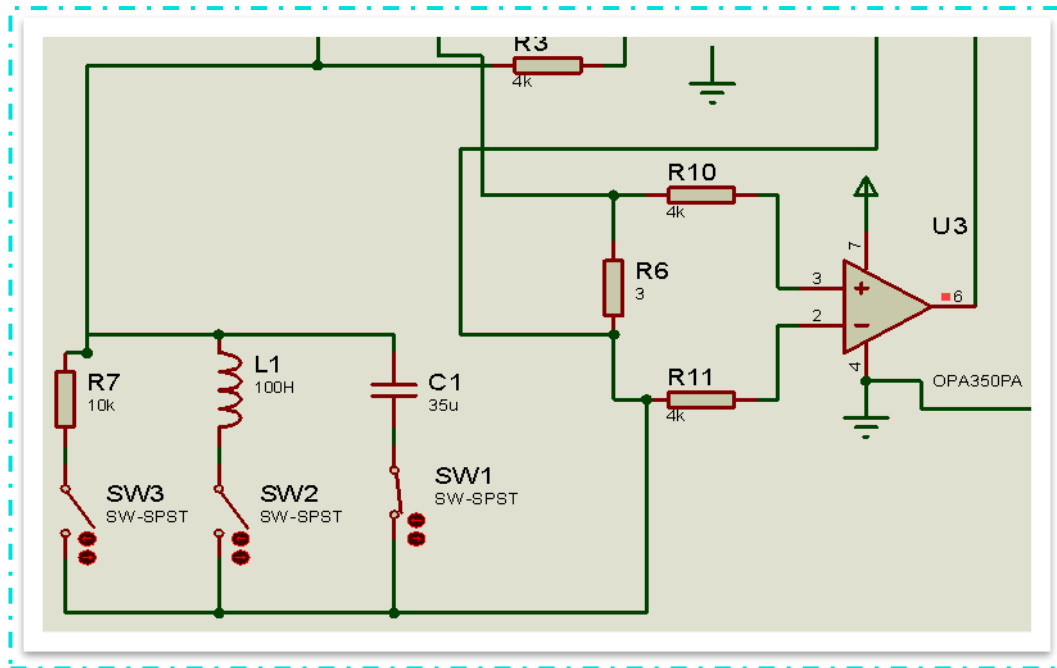


Figure (4. 6): Schéma de charge capacitive.

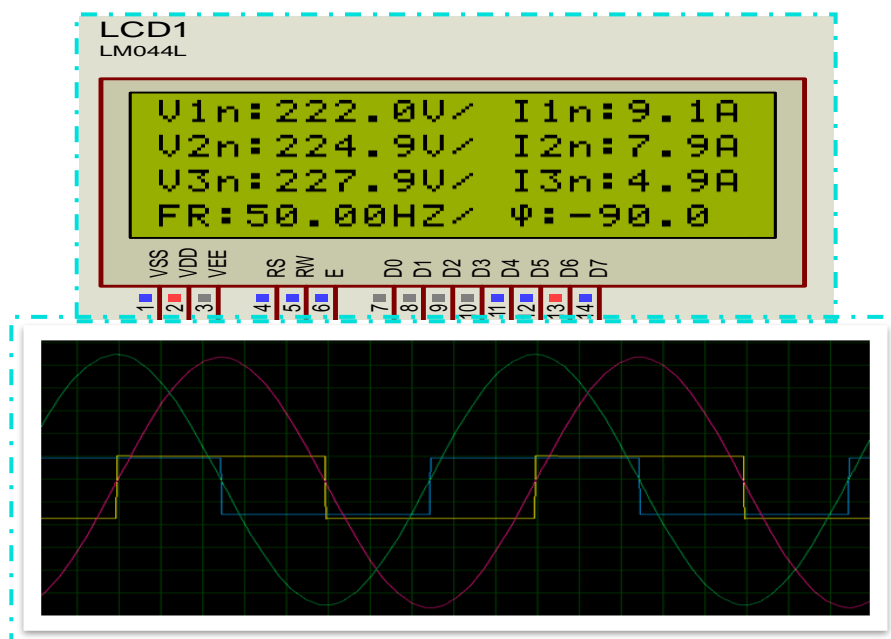


Figure (4. 7): Résultat de simulation pour une charge capacitive.

Ces essais approfondis nous ont permis de conclure que le système développé réagit efficacement aux différentes natures de charge tout en assurant une surveillance continue et performante des paramètres électriques.

4.5. DEVELOPPEMENT D'UN SYSTEME SCADA INTERACTIF ET FACILE A UTILISER

Un système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) a été développé afin d'assurer une gestion optimale, en temps réel, des équipements électriques du réseau. Ce système se distingue par son interactivité et son interface conviviale, offrant aux opérateurs une expérience de supervision simplifiée et performante.

Les principales caractéristiques de notre système SCADA sont les suivantes :

- Interface utilisateur intuitive :

Conçue pour être claire et structurée, l'interface graphique permet une navigation aisée entre les différentes fonctions du système, réduisant ainsi le besoin de formation spécifique.

- Contrôle en temps réel :

Le système assure la supervision et le contrôle en temps réel des principaux paramètres électriques, tels que la tension, le courant, la puissance et les états de protection, permettant une prise de décision rapide et efficace.

- Alertes et notifications automatiques : Dès qu'un seuil critique est atteint ou qu'une anomalie est détectée, des alertes visuelles et sonores sont générées. Ces alertes peuvent également être transmises à distance via des canaux sécurisés pour garantir une intervention rapide.
- Accès à distance sécurisé : Le système permet aux utilisateurs d'accéder aux données et aux commandes via une interface web ou mobile, offrant ainsi une grande flexibilité tout en maintenant un haut niveau de sécurité des opérations.
- Personnalisation avancée : Il est possible de configurer individuellement les seuils de protection, les paramètres de mesure, ainsi que les critères d'alarme, en fonction des besoins spécifiques de chaque installation.
- Archivage et analyse des données : Toutes les données sont archivées dans des bases de données sécurisées, permettant d'effectuer des analyses historiques et d'assurer un suivi précis de l'évolution des paramètres électriques.

Fiabilité et sécurité renforcées : la robustesse du système est garantie par l'adoption de protocoles de communication sécurisés, assurant non seulement la

protection de l'intégrité des données échangées, mais également la sécurisation de l'accès au système contre toute tentative d'intrusion ou d'attaque externe.

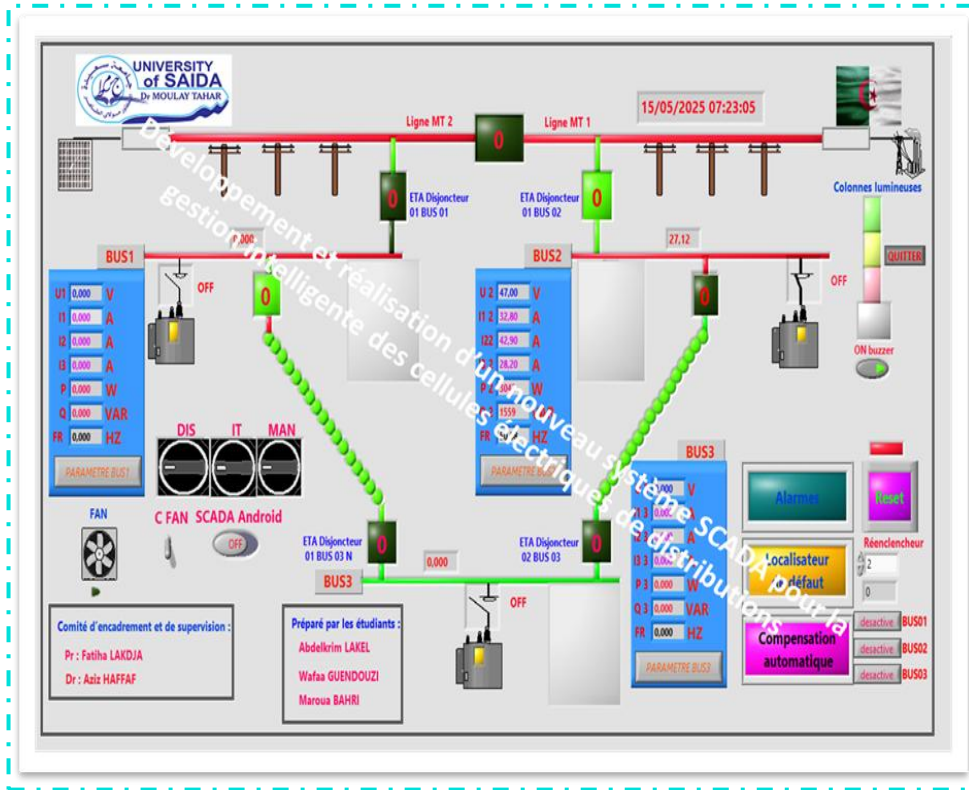


Figure (4. 8): Interface Homme-Machine (IHM) Principale du Système SCADA.

4.6. INTERFACE DES PARAMETRES DE PROTECTION

Une illustration représentant l'interface des paramètres de protection pour un système électrique. L'interface comprend des sections pour configurer différents réglages de protection, tels que la protection contre les surcharges, la protection contre les courts-circuits et les réglages de température. Chaque section dispose de curseurs ou de cases de saisie pour ajuster les valeurs. L'interface inclut également des boutons pour enregistrer et appliquer les modifications. Les paramètres sont affichés avec des icônes intuitives pour chaque type de protection, utilisant une disposition moderne et épurée de l'interface utilisateur.

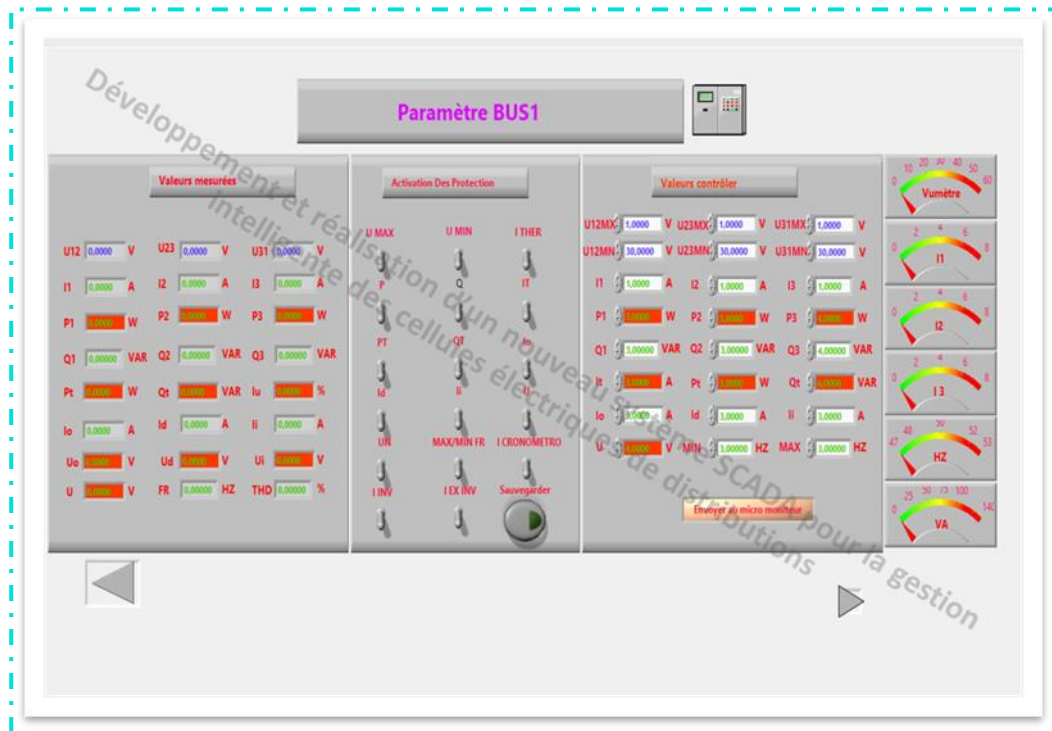


Figure (4. 9) : Interface de configuration des paramètres de protection électrique

4.7. TEST DES OPTIONS DE NOTRE PROTOTYPE

Le prototype que nous avons développé a été concrètement mis en œuvre sur le terrain, en intégrant à la fois les volets matériel et logiciel. Afin de valider son bon fonctionnement, nous avons conçu et mis en œuvre plusieurs scénarios représentatifs.

4.7.1. Option de localisation et de détection de défaut

Une interface de localisation et de détection de défaut constitue une fonctionnalité essentielle dans les systèmes de surveillance des réseaux électriques modernes. Elle permet d'afficher de manière claire et intuitive la position exacte du défaut sur le réseau ainsi que la distance à partir du point de mesure. Pour cela, un schéma ou une carte du réseau est généralement utilisé afin de localiser précisément l'endroit où une anomalie ou une défaillance a été détectée, facilitant ainsi une réaction rapide et ciblée.

L'interface utilise des indicateurs visuels, tels que des codes couleurs et des symboles distinctifs, pour représenter la gravité du défaut : par exemple, le rouge signale un défaut grave.

défaut critique tandis que le jaune indique une anomalie de moindre importance. Outre la localisation graphique, l'interface fournit également des informations complémentaires essentielles comme la tension, le courant et le type de défaut (court-circuit, surcharge, mise à la terre, etc.).

Ces données permettent aux opérateurs de prendre rapidement des décisions éclairées concernant les actions correctives à entreprendre, telles que l'isolement automatique de la zone affectée ou le déclenchement de procédures de dépannage spécifiques.

Commentaires : Cette fonctionnalité renforce considérablement la réactivité du système SCADA en offrant une vue d'ensemble claire, précise et actualisée du réseau et de ses éventuelles anomalies. Elle contribue à optimiser la gestion des pannes en réduisant les délais d'intervention et en minimisant les temps d'arrêt. Par ailleurs, la présentation graphique et les outils interactifs intégrés à l'interface de supervision facilitent le contrôle et la gestion à distance, rendant l'exploitation du réseau plus efficace et plus fiable.

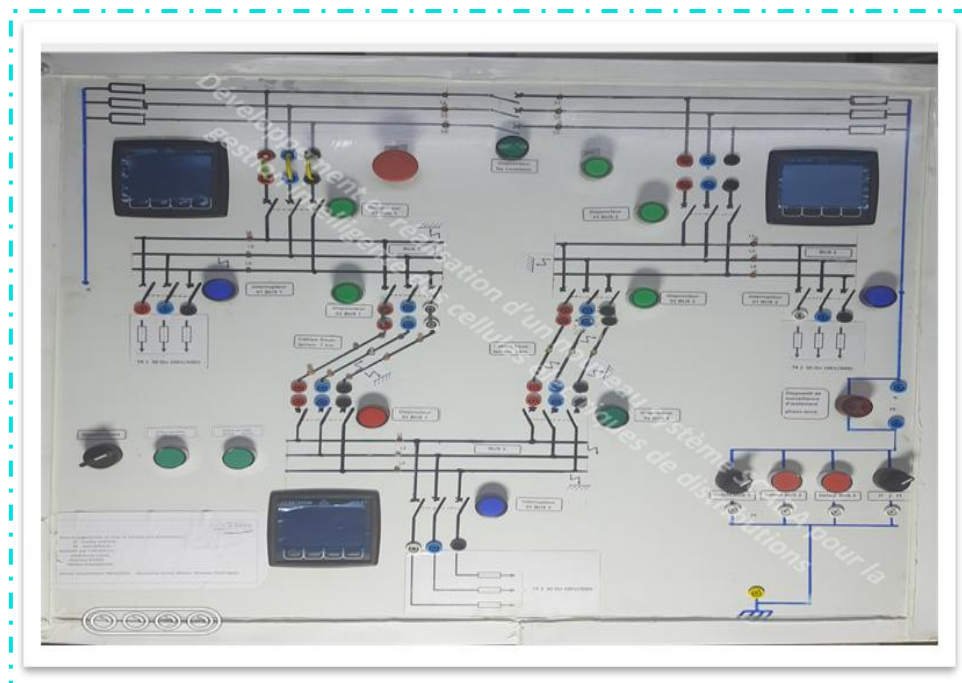


Figure (4. 10) : Interface physique du système.

4.7.1.1 . Scenario 1 – création d'un défaut sur la ligne ou un câble souterrain électrique

Lors de ce premier test, un défaut a été délibérément introduit sur la ligne électrique afin d'évaluer la rapidité de détection et de réaction du système intelligent mis en place. Cette expérience vise à reproduire un incident courant comme un court-circuit ou une défaillance d'isolement, fréquemment rencontrés dans les réseaux de distribution électrique.

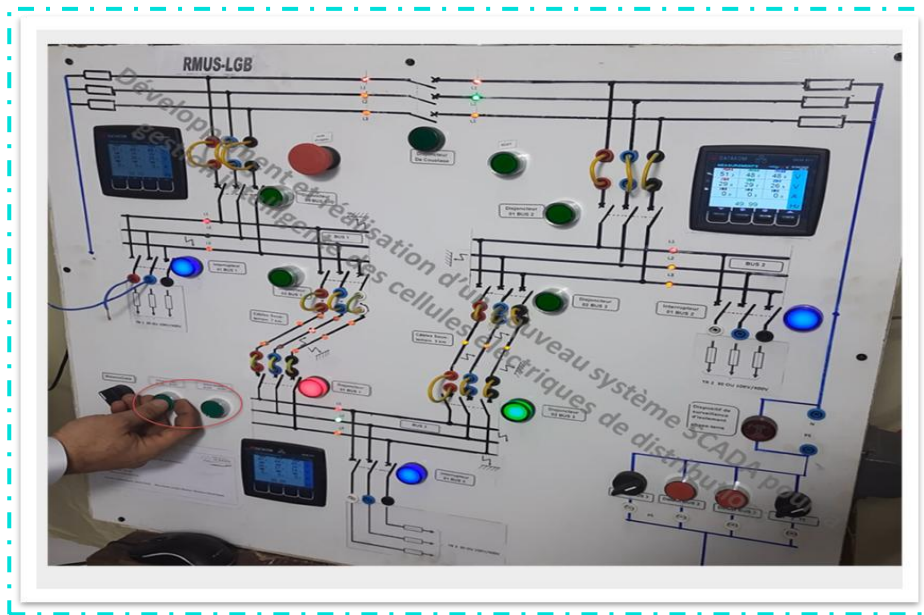


Figure (4. 11) : Défaut simulé sur la ligne ou un câble souterrain électrique..

À l'apparition du défaut, le système a automatiquement identifié l'anomalie grâce aux capteurs embarqués. Une alerte a immédiatement été transmise à la plateforme de supervision, contenant des données détaillées telles que la localisation précise de la panne, l'intensité du courant détecté, ainsi que l'état opérationnel de la cellule concernée.

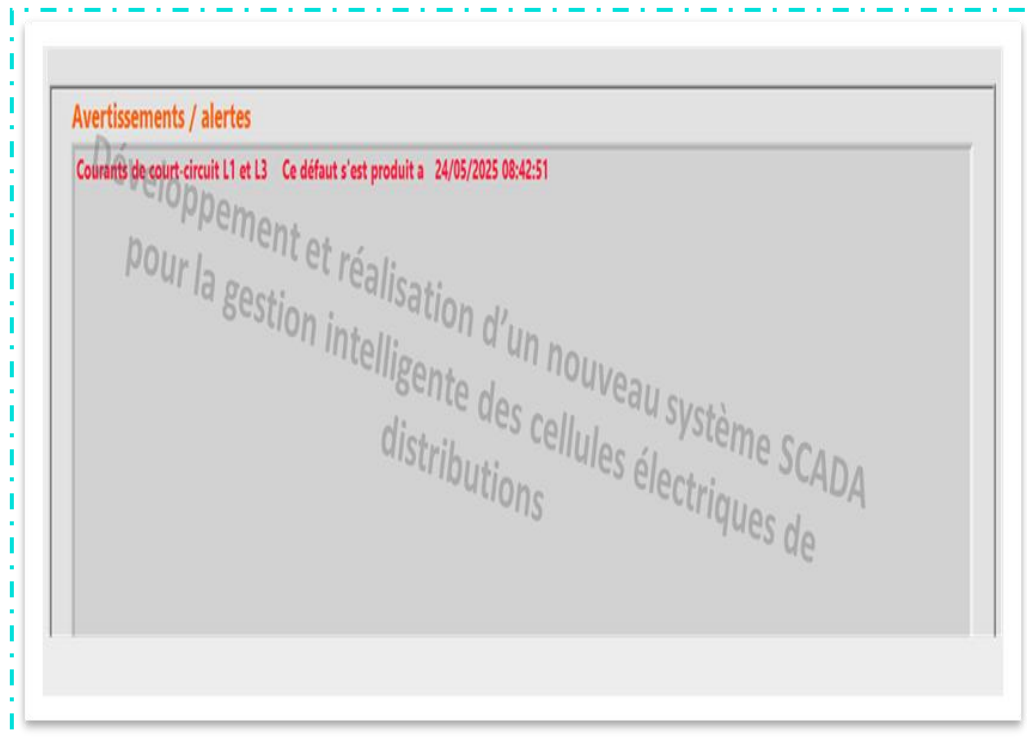


Figure (4. 12) : Visualisation de l’alerte sur l’interface de supervision..



Figure (4. 13) : Visualisation de Localisation de défaut sur l’interface de supervision.

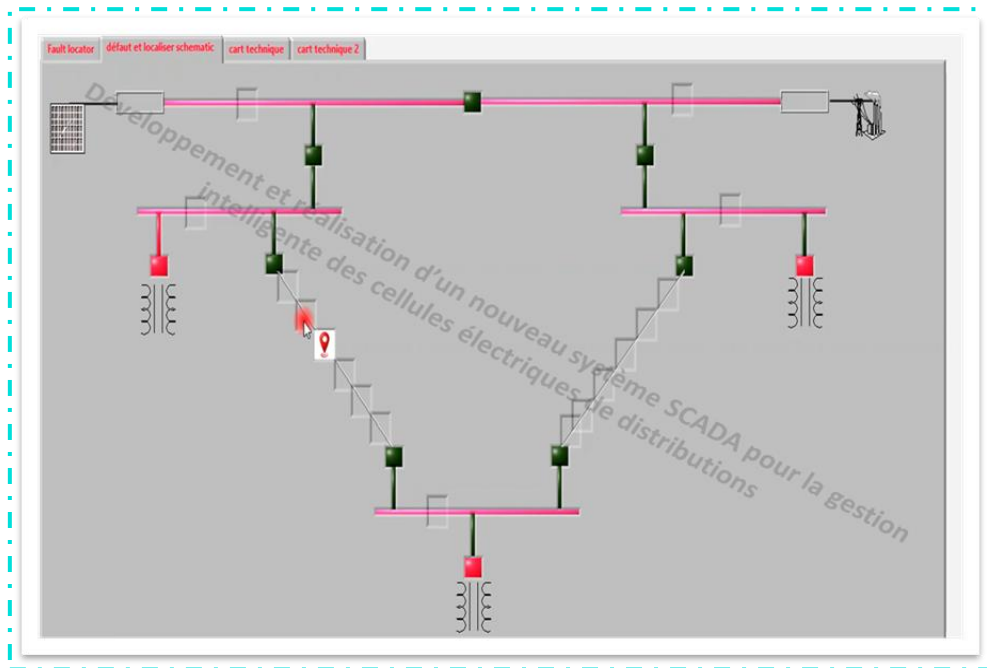


Figure (4. 14) : Détection de l'emplacement du défaut via la cartographie.

4.7.1.2. Scenario 2 – création d'un défaut interne au transformateur

Pour ce deuxième scénario, un défaut a été intentionnellement généré à l'intérieur du transformateur dans le but d'examiner la réactivité du système intelligent développé. Ce test simule des incidents typiques, tels qu'un court-circuit interne ou une élévation anormale de température, pouvant perturber le fonctionnement du réseau de distribution.

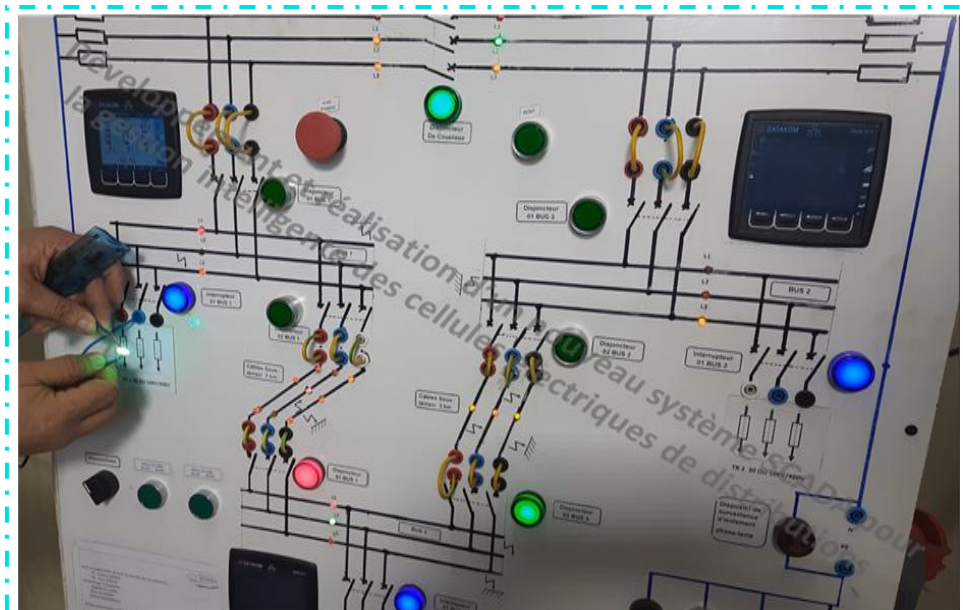


Figure (4. 15) : Défaut interne simulé dans le transformateur.

Suite à l'apparition du défaut, le système a détecté automatiquement l'anomalie via les capteurs intégrés au transformateur. Une notification d'alerte a été aussitôt envoyée à l'interface de supervision, précisant l'emplacement du problème, l'intensité du courant mesuré, ainsi que le statut de la cellule affectée.

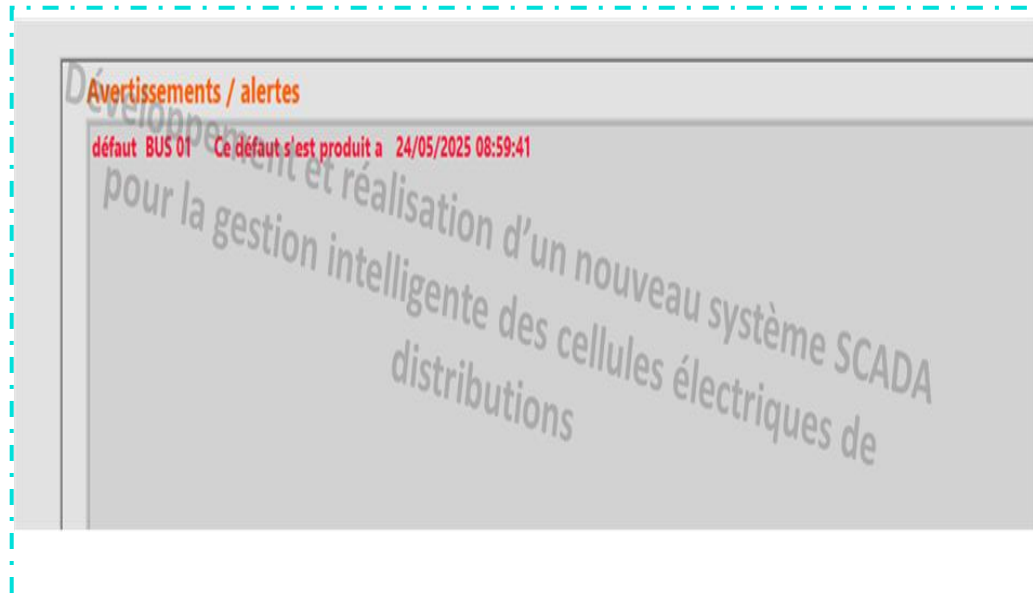


Figure (4. 16) : Affichage de l'alerte sur la plateforme de supervision.



Figure (4. 17) : Visualisation de Localisation de défaut sur l'interface de supervision.

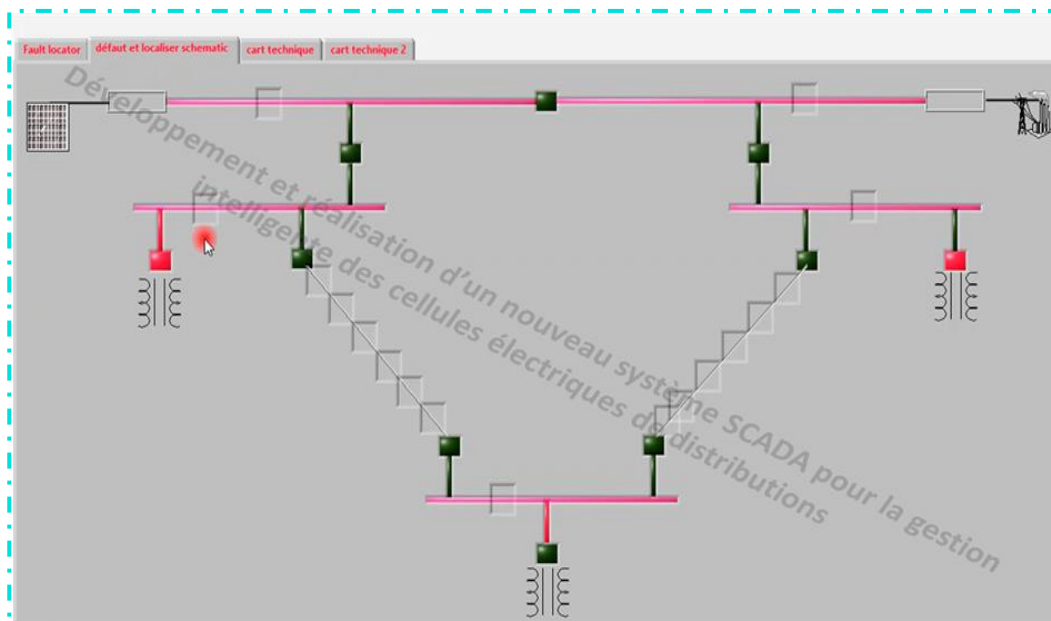


Figure (4. 18) : Détection de l'emplacement du défaut via la cartographie.

4.7.1.3 . Scenario 3 – création d'un défaut a la terre

Dans ce troisième scénario de test, un défaut à la terre a été introduit de manière volontaire au niveau du jeu de barres, dans le but d'évaluer la réactivité et la précision du système intelligent de supervision. Ce test vise à simuler des situations réelles, telles qu'un court-circuit ou une défaillance d'isolement, qui figurent parmi les anomalies les plus couramment rencontrées dans les réseaux de distribution électrique.



Figure (4. 19) : Défaut à la terre IT.

Dans cet exemple, un défaut a été intentionnellement créé entre une phase et la terre dans un système à neutre isolé (IT). Au niveau de la partie matérielle, le déclenchement de ce défaut a entraîné l'activation d'un buzzer sonore, indiquant la présence d'un premier défaut d'isolement phase-terre. Cette alerte a été accompagnée d'un signal lumineux, permettant aux opérateurs d'identifier rapidement l'anomalie sans interruption immédiate du service.

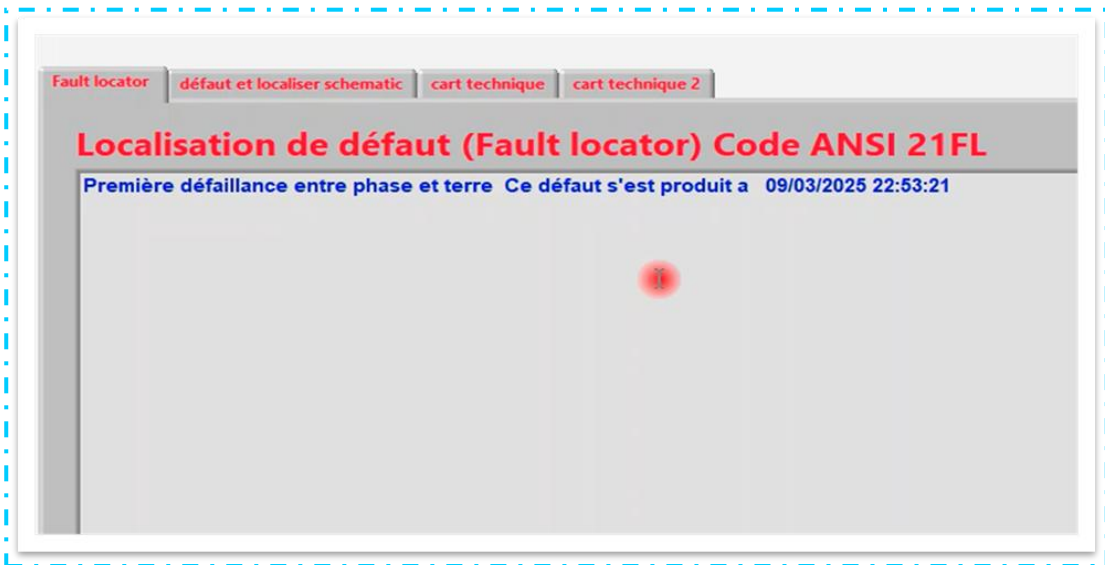


Figure (4. 20) : Visualisation de l'alerte sur l'interface de supervision.

Le système a immédiatement transmis une alerte via l'interface SCADA ainsi qu'un message sur téléphone portable, signalant la détection d'un premier défaut d'isolement entre une phase et la terre.

4.7.2. Option d'introduction d'intelligence artificielle

L'évolution rapide des technologies numériques a ouvert la voie à une transformation profonde des systèmes de supervision industriels. Dans ce contexte, l'intégration de l'intelligence artificielle (IA) dans notre système SCADA vise à renforcer l'automatisation, l'efficacité opérationnelle et la capacité d'anticipation du réseau électrique.

Grâce à l'IA, notre système SCADA ne se limite plus à la simple acquisition et visualisation des données en temps réel ; il devient capable d'apprendre, de détecter automatiquement les anomalies, de prévoir les pannes, et de recommander des actions correctives avant même l'apparition des défaillances.

Les principaux apports de cette intégration peuvent être résumés comme suit :

Détection intelligente des défauts : Les algorithmes d'apprentissage automatique analysent les variations anormales de tension, de courant ou de fréquence pour localiser avec précision les incidents.

Maintenance prédictive : En analysant l'historique des données, l'IA permet de prédire les défaillances potentielles et d'optimiser les cycles de maintenance, réduisant ainsi les coûts et les interruptions.

Optimisation de la gestion de l'énergie : Le système peut ajuster dynamiquement les paramètres d'exploitation pour minimiser les pertes et équilibrer la charge.

Réduction du temps de réponse : Grâce à la prise de décision automatisée, le système peut réagir en quelques millisecondes aux événements critiques, sans intervention humaine.

Évitement des erreurs humaines : L'automatisation intelligente réduit considérablement les risques liés aux erreurs de manipulation ou de diagnostic, en assurant des actions précises et rapides.

Fermeture automatique des cellules : En cas d'incident détecté, le système est capable de déclencher automatiquement l'ouverture ou la fermeture des cellules électriques, assurant une continuité de service sécurisée.

Isolation dynamique des défauts : Le système identifie la zone affectée et procède à son isolement automatique, limitant ainsi l'impact sur le reste du réseau.

Transmission de rapports détaillés : Lorsqu'un défaut survient, des messages détaillés sont générés et envoyés automatiquement aux opérateurs et techniciens, incluant l'heure, le type de défaut, la localisation exacte, et les mesures prises.

En intégrant ces fonctionnalités avancées, notre système SCADA devient une plateforme intelligente, autonome et proactive, répondant pleinement aux exigences de sécurité, de fiabilité et de performance des réseaux intelligents de demain.

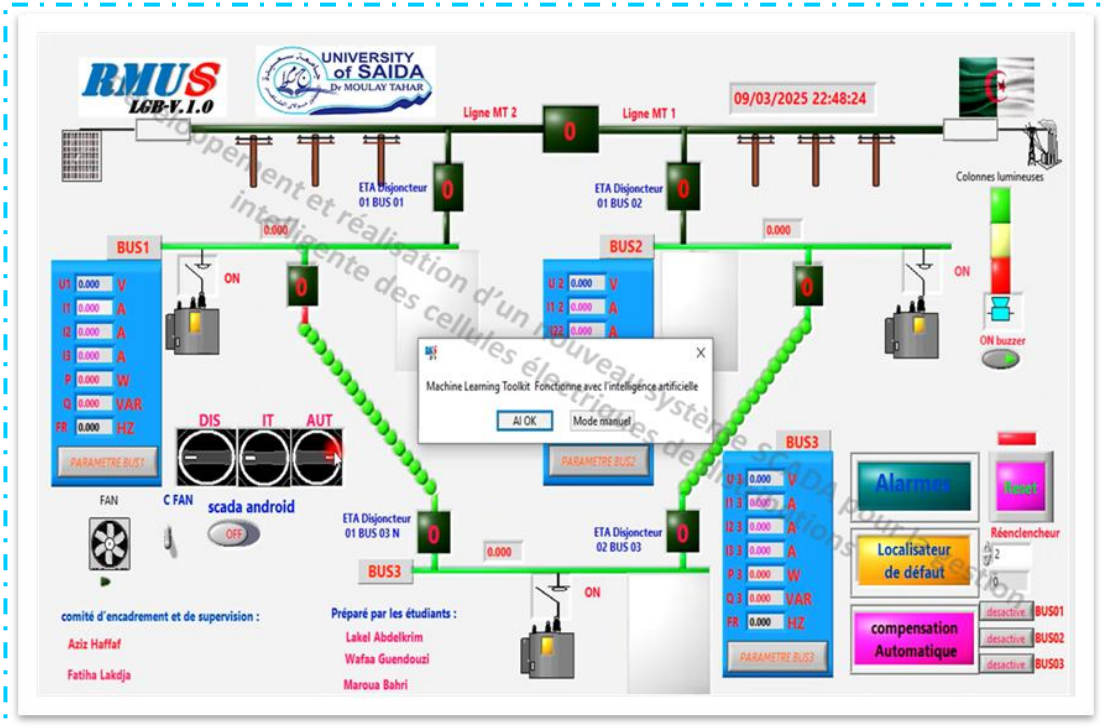


Figure (4. 21) : Illustration de l'intégration du système d'intelligence artificielle.

4.7.2.1. Performance intelligente et fiabilité du système électrique grâce à l'intelligence artificielle

L'intégration de l'intelligence artificielle (IA) dans la gestion des réseaux électriques permet d'atteindre un haut niveau de performance, de sécurité et de fiabilité dans l'exploitation de la chaîne énergétique. Le système intelligent agit comme un assistant évolué, capable de surveiller, analyser, anticiper et réagir face à divers événements critiques.

Ce système offre plusieurs avantages majeurs :

Sécurité et fiabilité accrue : Grâce à des algorithmes avancés, l'IA identifie rapidement les anomalies, réduit les risques de défaillance et assure une réaction instantanée, tout en respectant les règles de sélectivité et de stabilité du réseau.

Envoi d'alertes intelligentes : Lors de toute situation anormale, le système génère automatiquement des alertes sonores et des notifications via messages (SMS, email ou SCADA), permettant une intervention rapide et ciblée des opérateurs.

Souplesse et fluidité dans l'exploitation : L'IA permet une gestion souple et adaptative du réseau en temps réel, facilitant le fonctionnement normal, les basculements automatiques, ainsi que la reprise rapide après incident.

Respect des priorités humaines : Bien que le système dispose d'une autonomie décisionnelle, il intègre une hiérarchie de contrôle où la priorité est donnée à la commande humaine en cas de conflit ou d'ambiguïté, garantissant ainsi une supervision humaine continue.

Apprentissage basé sur l'expérience du terrain : L'IA évolue à partir des historiques d'événements réels et des expériences vécues dans le réseau, ce qui permet une amélioration continue de la qualité des décisions et une adaptation dynamique aux particularités de chaque poste ou région.

En résumé, le recours à l'intelligence artificielle dans notre système de gestion électrique représente un saut qualitatif vers une exploitation intelligente, autonome et résiliente, tout en restant sous contrôle humain et orientée vers la sûreté, la continuité de service et l'optimisation des ressources.

Dans l'image suivante, un exemple est présenté montrant l'intervention du système d'intelligence artificielle suite à un oubli de l'opérateur, ayant laissé un interrupteur dans une position inadéquate pour le fonctionnement normal.

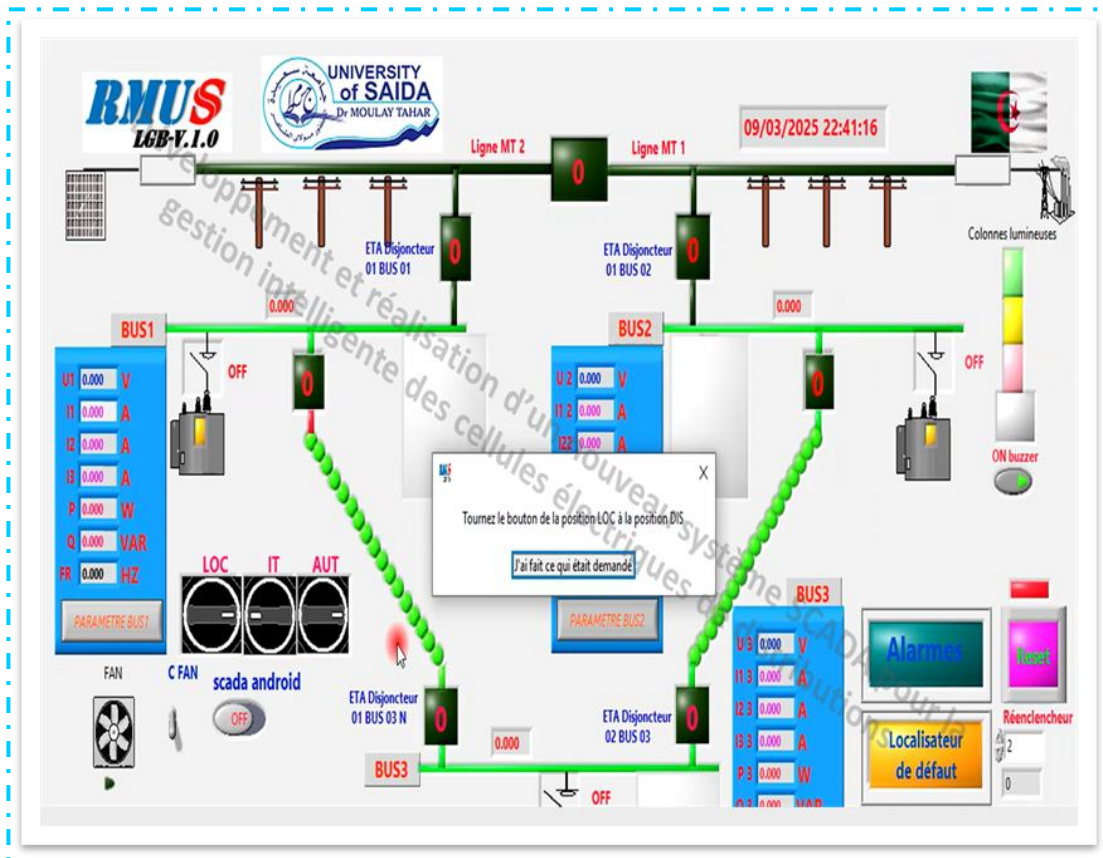


Figure (4. 22) : Image illustrant l'intervention du système d'intelligence artificielle pour corriger une erreur humaine.

4.7.3. Option : contrôle sécurise du système via une application mobile

Le système développé intègre une application mobile permettant aux opérateurs et techniciens d'accéder à distance à l'interface de supervision. Grâce à cette solution, il est possible de surveiller l'état du réseau en temps réel, d'exécuter des commandes de contrôle, et de recevoir instantanément les alertes en cas d'anomalie.

Une attention particulière a été portée à la sécurité : l'utilisation de l'application mobile permet au technicien de commander l'ouverture ou la fermeture des cellules sans devoir intervenir physiquement à proximité des équipements sous tension, éliminant ainsi tout risque d'électrisation ou d'accident. Ce mode de fonctionnement à distance optimise non seulement la rapidité d'intervention, mais renforce également la sécurité du personnel et la fiabilité des opérations de maintenance et d'exploitation.

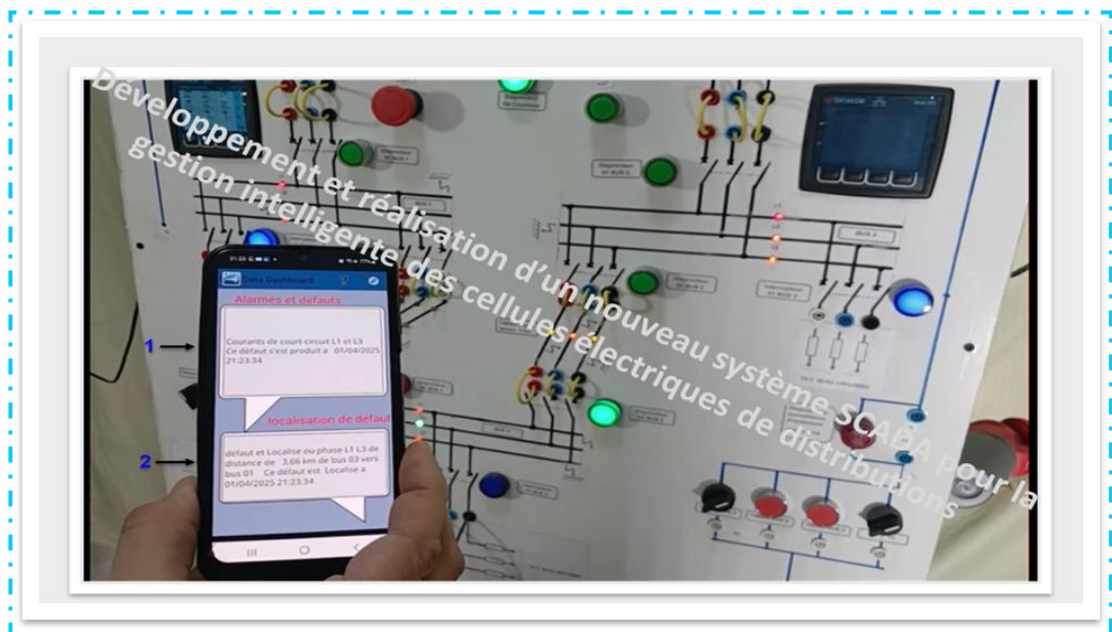


Figure (4. 23) : Schéma illustrant les messages de défaut et la localisation de l'incident.

Dans l'architecture de supervision mise en place, l'interface utilisateur intègre deux messages essentiels pour la gestion des défauts sur le réseau.

Le premier message ("Message 1") a pour fonction de signaler l'occurrence d'un défaut sur l'installation. Cette alerte immédiate permet aux opérateurs d'être informés en temps réel d'une anomalie nécessitant une intervention.

Le deuxième message ("Message 2") fournit une information complémentaire cruciale : il indique la distance exacte entre le poste de contrôle et le lieu du défaut, calculée à partir des mesures électriques collectées (tension, courant, temps de propagation).

Cette double communication permet de réduire significativement le temps de diagnostic, de localiser rapidement l'origine du problème, et d'organiser efficacement les interventions de maintenance, tout en renforçant la sécurité et la continuité de service du réseau.

Cette interface permet à l'opérateur de contrôler à distance l'ouverture et la fermeture des cellules électriques du réseau. Elle fournit des commandes sécurisées et un retour d'information en temps réel sur l'état de chaque cellule. Grâce à cette interface, il est possible d'effectuer des opérations de manœuvre sans se déplacer physiquement sur site, ce qui améliore la réactivité, réduit les temps d'intervention, et renforce la sécurité des opérateurs.

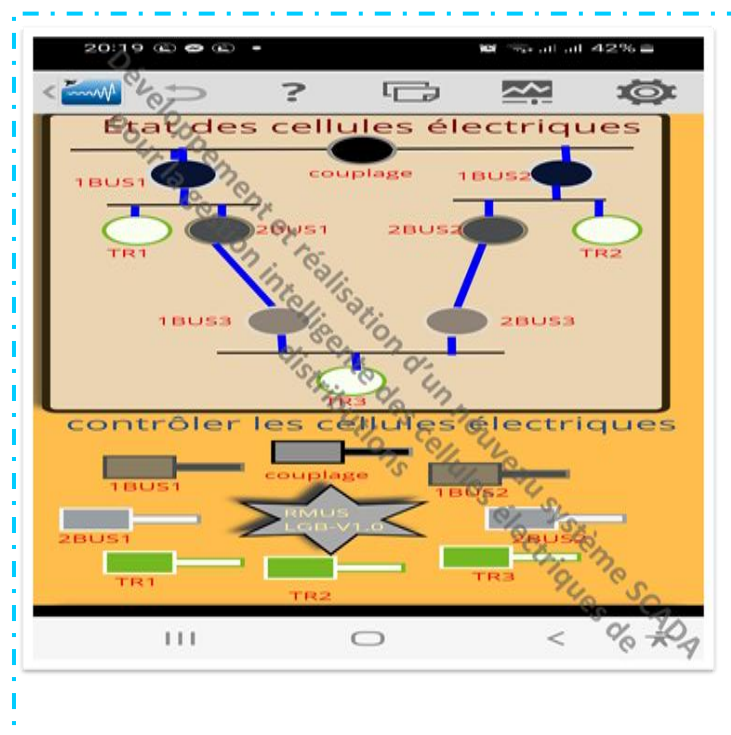


Figure (4. 24) : Schéma illustrant les composants de l'interface d'ouverture et de fermeture.

Le projet porte sur le développement d'un système SCADA avancé, conçu pour la supervision, le contrôle et la protection des réseaux électriques, notamment ceux fonctionnant en boucle à courant alternatif. Ce système intelligent se distingue par un ensemble de fonctionnalités innovantes.

Il est capable de détecter et de localiser avec précision les défauts sur le réseau en s'appuyant sur les lois de Kirchhoff et sur des mesures en temps réel des courants et tensions. Dès l'apparition d'un incident, deux messages sont automatiquement générés : l'un pour signaler le défaut, l'autre pour indiquer sa position exacte. Le système offre également une interface de commande intuitive, permettant aux opérateurs d'agir à distance sur les cellules de distribution, que ce soit en mode manuel ou automatique, avec le soutien d'une intelligence artificielle intégrée. La gestion des alarmes a été pensée de manière intelligente : des alertes visuelles claires et instantanées assurent une réaction rapide et sécurisée. Par ailleurs, une application mobile dédiée permet aux techniciens d'intervenir à distance, sans compromettre leur sécurité. Le système propose aussi une interface de configuration dynamique des paramètres de protection, incluant l'activation ou la désactivation des fonctions de sécurité, la définition de seuils personnalisés, et la synchronisation directe avec le microcontrôleur. Enfin, une visualisation graphique en temps réel des signaux analogiques via une interface oscillographique enrichit la compréhension des phénomènes électriques et améliore la réactivité en cas de dysfonctionnement.

4.8 .IMPACT POTENTIEL DE PROJET

Le projet présenté ne se limite pas uniquement à l'amélioration des performances techniques des infrastructures énergétiques, mais son impact s'étend également à des aspects économiques, sociaux et environnementaux essentiels, faisant de cette recherche une contribution importante et innovante dans plusieurs domaines.

4.8.1. Impact technique et scientifique

Le projet permet un contrôle total et immédiat à distance des cellules électriques ainsi que des systèmes associés, ce qui renforce considérablement les performances et l'efficacité globale du réseau. Grâce à l'intégration de technologies intelligentes telles que l'Internet des objets (IoT), la gestion du flux d'énergie est optimisée, assurant une surveillance précise et en temps réel. Cette avancée facilite également l'accélération des interventions de maintenance et la restauration rapide du service, contribuant ainsi à une amélioration notable de la qualité de la distribution énergétique.

Par ailleurs, le développement de méthodologies innovantes pour la surveillance continue des réseaux et l'analyse approfondie des données ouvre de nouvelles perspectives d'innovation dans le domaine du génie énergétique. Enfin, ce projet favorise le transfert de technologies avancées et renforce la recherche scientifique, notamment dans le milieu universitaire, participant ainsi au progrès des connaissances et au développement des compétences spécialisées.

4.8.2. Impact économique

Le projet ouvre la voie à la création de nouvelles opportunités d'emploi dans les secteurs du développement, de l'installation et de la maintenance des systèmes intelligents, dynamisant ainsi le marché du travail local. En outre, il permet une réduction significative des coûts opérationnels liés aux interruptions, grâce à une détection rapide des pannes et à une réparation efficace, minimisant ainsi les temps d'arrêt. Cette initiative favorise également l'émergence de nouvelles perspectives d'investissement dans des secteurs stratégiques, tout en diminuant la dépendance aux importations par le biais de solutions locales performantes et compétitives. Enfin, elle renforce l'autonomie technologique du pays en assurant la disponibilité de la maintenance et du développement à l'échelle locale, ce qui contribue à réduire les coûts et à consolider l'indépendance nationale dans le domaine énergétique.

4.8.3. Impact social et environnemental

Ce projet contribue significativement à l'amélioration de la qualité de vie des utilisateurs en assurant une alimentation électrique stable et continue, réduisant ainsi les coupures prolongées et leurs impacts négatifs. Il soutient également la transition énergétique en facilitant l'intégration des sources d'énergie renouvelable, ce qui renforce la durabilité et l'efficacité globale du réseau. Par ailleurs, la sécurité des ingénieurs et techniciens est améliorée grâce à la réduction des interventions humaines dans des environnements à risques, diminuant ainsi les accidents liés aux pannes électriques. Enfin, ce projet favorise la création d'emplois spécialisés dans l'installation et la maintenance des systèmes intelligents, stimulant le développement professionnel local et contribuant à la croissance économique et sociale.

4.9. CONCLUSION

Ce système SCADA intelligent offre une solution complète pour la supervision, la protection et le contrôle des réseaux électriques en boucle. Grâce à sa capacité de localisation rapide des défauts, son interface conviviale, et son contrôle mobile sécurisé, il répond aux exigences actuelles en matière de fiabilité, de sécurité et de performance des infrastructures énergétiques modernes.

Son adoption contribuera à réduire les temps d'arrêt, optimiser la maintenance et assurer une meilleure continuité de service dans les réseaux industriels et urbains.

Conclusion Générale

À l'issue de cette étude approfondie, il apparaît clairement que la gestion et la supervision des réseaux électriques de distribution sont au cœur des défis majeurs que doit relever le secteur énergétique aujourd'hui. Ces réseaux, qui constituent le maillon essentiel entre la production d'énergie et le consommateur final, nécessitent une attention particulière pour garantir non seulement la continuité de l'alimentation, mais aussi la qualité et la sécurité du service électrique. Cette recherche a ainsi permis de mettre en lumière les limites intrinsèques des méthodes traditionnelles de supervision, souvent inadaptées face à la complexité croissante des réseaux, aux multiples types de défauts, et aux exigences croissantes en matière de fiabilité et de réactivité.

L'organisation méthodique de ce travail en quatre chapitres distincts a permis de structurer la démarche selon une progression logique et cohérente, facilitant ainsi la compréhension des problématiques et des solutions proposées :

✿ Le premier chapitre a été consacré à la pose des fondations théoriques indispensables. En offrant une vision globale et détaillée du système électrique, de ses composants fondamentaux et des typologies variées des réseaux de distribution, il a permis de contextualiser parfaitement le projet. Ce socle théorique solide est essentiel pour appréhender les contraintes spécifiques des environnements dans lesquels la solution technique s'intègre, notamment en matière de niveaux de tension, équipements des postes, et configuration des réseaux.

✿ Le deuxième chapitre a approfondi l'analyse technique des architectures de distribution électrique, en insistant sur les défis associés à la complexité de ces réseaux. L'introduction de la notion innovante de cellule HTA intelligente y a apporté une réponse pertinente aux problématiques de contrôle et de protection locale. L'étude détaillée des différents types d'anomalies et de défauts susceptibles de perturber le réseau a permis d'orienter clairement les besoins fonctionnels auxquels le système devait répondre, tout en soulignant l'importance d'une surveillance fine et d'une intervention rapide.

✿ Le troisième chapitre a constitué le cœur technique de cette recherche. Il a présenté la conception électronique détaillée de la solution, en exposant les choix stratégiques en termes de matériel et de logiciel. L'architecture modulaire proposée, associée à l'intégration de technologies de communication modernes telles que GSM et UART, a démontré la flexibilité, la robustesse et la faisabilité de notre système. Ces caractéristiques sont primordiales pour assurer une exploitation efficace sur le terrain, capable de s'adapter aux évolutions futures et aux spécificités locales des réseaux de distribution.

✿ Enfin, le quatrième chapitre a porté sur la validation pratique de la démarche. À travers la simulation rigoureuse et la réalisation concrète du prototype, nous avons pu démontrer la fiabilité et l'adaptabilité du système. L'interface SCADA développée, dotée de fonctionnalités avancées, a permis une gestion intuitive et efficace, tandis que les scénarios de tests appliqués ont confirmé la capacité du système à répondre aux situations réelles, y compris face à des défauts critiques. Cette validation concrète atteste de la pertinence, de la robustesse et du potentiel de mise en œuvre à grande échelle de la solution proposée.

Ce travail de recherche a donc conduit à la conception d'une solution innovante, performante et adaptable, répondant pleinement aux exigences actuelles et futures des réseaux de distribution électrique.

En outre, il ouvre la voie à une amélioration continue des méthodes de gestion et de supervision des infrastructures, dans une optique d'optimisation de la qualité du service et de renforcement significatif de la sécurité électrique.

Références

- [1] S. Anouar, « Protection des Réseaux Electriques HTB en utilisant une Protection à Minimum d'Impédance Directionnelle ». Mémoire de master de Université de Tébessa, 2022.
- [2] Alain Doulet , Pierre Bornard, « Réseaux électriques – Avant -propos»,2024
- [3] S. Fergani, « Optimisation du réseau d'un tertiaire alimenté par une source solaire », Thèse de doctorat, *USTO-MB* ,2017.
- [4] https://fac.umc.edu.dz/fstech/cours/G%20Transport/M1TDH_Cours%20Equipe ment%20Electrique.pdf
- [5] K. Mohammed ; H. Nadjat ; L. Merwane, « Simulation et étude de l'écoulement de puissance optimal dans un réseau électrique avec l'intégration des sources à énergies renouvelables: Application sur le Réseau électrique Algérien (étude technico/économique) ». Mémoire de master de Université de *Naâma* , 2021 .
- [6] B. Aziz , « Support de Cours Réseaux Electriques »,2022
- [7] François Meslier , Henri Persoz, « D 4070 réseaux de transport et d'interconnexion de l'énergie électrique, développement et planification»,1989.
- [8] Planification des réseaux électriques", Edition EDF, collection EYROLS, 2022.
- [9] D4210 Réseaux de distribution Structure et Planification par Philippe CARRIVE
- [10] Règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et règles de conduite du système électrique, par Ministère de l'énergie et des mines, 2008.
- [11] <https://drive.google.com/file/d/1oH9ctlcSixSnZMcpO6n4Oe0hVdzlA54/view>
- [12] Marathon International. (n.d.). Qu'est-ce qu'un réseau de distribution? [Consulté le : 28 Mai 2025].
- [13] <https://drive.google.com/file/d/10HD3JbBbfljgmaaL81cglHI3JE-dnjZR/view?usp=sharing>
- [14] S.Debbakh ; Y.Elbar ,«Minimisation des pertes d'un réseau électrique de distribution en présence d'un générateur d'énergie dispersé par une méthode hybride PSO-Firefly » . Mémoire de master d'Université de Ouargla, 2020/2021.
- [15] Université de Sidi Bel Abbès. (n.d.). [PDF document on electrical systems]. DSpace Repository, [Consulté le : 28 Mai 2025].

-
- [16] <https://planification.site/cgi-sys/suspendedpage.cgi>
 - [17] Planification.site. (2025, February). Quels sont les risques d'une mauvaise maintenance des cellules HTA ? [Consulté le : 28 Mai 2025].
 - [18] .Planification.site. (2025, February). Comment surveiller une cellule HTA ? [Consulté le : 28 Mai 2025].
 - [19] S. Yacine; CH. Madjid ; G. Madjid, « Etude des protection des départs MT application poste 60/30 kV ». Mémoire de master de Université de TIZI-MEDEN, 2013.
 - [20] IFEG – Ecole Technique de Blida.
 - [21] A.Khaled ; A .Ahmed , «Analyse du réseau électrique par le logiciel Powerworld ».Mémoire de master de Biskra, 2022.
 - [22] Université Mentouri Constantine. (n.d.). Chapitre 2 : Écoulement de puissance [PDF file]. TELUM Platform,[Consulté le : 28 Mai 2025].
 - [23] <https://www.electricityencyclopedia.com/2023/02/RMU-Construction-Types.html>
 - [24] Olivier Bossi, «Contribution au dimensionnement et à la gestion par optimisation de systèmes de stockage d'énergie pour les réseaux électriques ferroviaires ». thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2016.
 - [25] Kriti Singhal, Comparison between Load Flow Analysis Methods in Power System using MATLAB, International Journal of Scientific & Engineering Research, Vol. 5, No. 5, page.1412- 1419, May-2014.
 - [26] Archita Vijayvargia, Sweety Jain, Sneha Meena, Vinita Gupta, Comparison between Different Load Flow Methodologies by Analyzing Various Bus Systems, International Journal of Electrical Engineering, Vol. 9, No. 2, page. 127-138, 2016.
 - [27] R. Idema, D. J. P. Lahaye, C. Vuik, and L. van der Sluis, “Fast Newton load flow,” in Proc. 2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conf. Expo., page. 1–7, Apr. 2010.
 - [28] Microchip Technology Inc., PIC18F45K22 Data Sheet: 28/40/44-Pin, Low-Power, High-Performance Microcontrollers with XLP Technology, DS41412F, 2010.
 - [29] Stuart A. Boyer, SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition, ISA, 2009.
 - [30] Wayne Wolf, Computers as Components: Principles of Embedded Computing System Design, Morgan Kaufmann, 2012
 - [31] Energy Systems A New Approach to Engineering Thermodynamics
 - [32] Microchip Technology ‘PIC18F45K22 Data Sheet (Datasheet) page 52

