

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

UNIVERSITÉ MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTÉ DE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DÉPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Études de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies
Filière : Électrotechnique
Spécialité : Réseaux électriques

Présenté par

Naima BENAMEUR
Hayet DJEMA

Thème

Etude et simulation de l'application des synchrophaseurs dans les réseaux électriques

Mémoire soutenu publiquement le 17 / 09 / 2024 devant le jury composé de :

Mme Ghania YOUSFI

Maître assistant classe A, UMMTO, Présidente

Mme Djamilia TALAH

Maître assistant classe B, UMMTO, Encadrante

Mr Azzouz MIOUAT

Maître assistant classe A, UMMTO, Examineur

Remerciements

Tout travail n'est jamais totalement l'œuvre d'une personne. A cet effet, nous tenons à exprimer nos sincères reconnaissances et nos vifs remerciements à tous ceux qui ont contribué et qui ont pris part à l'élaboration de ce mémoire. Nous tenons à remercier avant tout le *bon Dieu* pour nous avoir donné le courage ; la volonté et les moyens de mener ce travail à son terme.

Nos remerciements vont tout d'abord à notre promotrice *Melle. Talah Djamilá* pour nous avoir honorée en acceptant de diriger ce travail, pour sa disponibilité permanente, ses conseils judicieux, ses remarques et orientations, mais aussi pour ses qualités humaines qu'elle se donne pour mission de transmettre. Qu'elle trouve ici le témoignage de notre profond respect. Nous exprimons notre gratitude pour l'ensemble des enseignants du département d'Electrotechnique de l'université *MOULOUD MAMMERRI de TIZI-OUZOU*, pour nous avoir fait bénéficier de leurs connaissances tout au long de notre cursus.

Nous remercions également les membres du jury qui ont eu l'amabilité d'accepter de participer à notre soutenance et d'évaluer ce modeste travail, et nous espérons qu'il sera à la hauteur de leurs attentes. Qu'ils trouvent ici l'expression de notre gratitude

Nos vifs remerciements s'adressent à nos parents, qui nous ont toujours suivis avec leurs prières et leurs soutiens moral et financier.

Que tous ceux qu'on n'a pas cités trouvent également l'expression de notre profonde gratitude.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

- A ma directrice de mémoire, *Melle TALAH DJAMILA*, de m'avoir encadrée, orientée, aidée et conseillée tout le long de ce travail
 - A la mémoire de mes grands-mères : *Aïcha et wardia*
 - A mon grand-père
 - A cet homme discret, un homme fort, un homme fier : c'est mon *père*. L'homme attentionné et sage, celui qui a guidé mes pas sur le chemin de la vie, mon, exemple éternel, mon soutien moral, ma source de joie et de bonheur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir et briller, à toi mon papa, à qui je souhaite un prompt rétablissement.
 - A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, dans ton amour je suis née, dans tes bras tu m'as bercée, de tes mots tu m'as consolée, à la plus belle perle ma tendre mère, ma vie et mon bonheur *maman* que j'adore.
 - *A vous mes parents* : quoi que je fasse ou je dise je ne saurai point vous remercier comme il se doit. En témoignage de votre affection, votre sacrifice et vos précieux conseils qui m'ont conduit à la réussite dans tout ce que je fais.
 - *A ma Sœur et mon bras droit Dyhia* : puisse dieu te donne santé courage, bonheur et réussite
 - *A son mari : Hamza*
 - *A mon frère Lounes* : puisse dieu te donne santé, bonheur, courage et réussite
 - *A ma sœur Sihem* : puisse dieu te donne santé courage, bonheur et réussite
 - *A ma petite princesse Eline* ma nièce adorée
 - *A mon petit neveu Islamou*
 - A mon adorable binôme *Hayet* que je remercie pour son aide et son soutien et à qui je souhaite la réussite dans la vie professionnelle.
 - Aux personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé, qui étaient toujours à mes cotés et qui m'ont accompagné durant mon chemin d'études
- A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible

Naïma

Dédicaces

Je souhaite exprimer ma profonde gratitude à travers ce mémoire :

A toutes les personnes qui ont contribué la réalisation de ce mémoire.

Tout d'abord, je remercie sincèrement ma directrice de mémoire, *Melle TALAH DJAMILA*, de m'avoir encadrée, orientée, aidée et conseillée tout le long de ce travail.

Un merci tout particulier à mes *chers parents*, ainsi qu'à ma sœur et mon frère
Pour leur soutien indéfectible et leur patience tout ou long de ce parcours.
Leur présence et leur amour ont été une source inestimable de motivation et de réconfort.

Je tiens également à remercier ma binôme *NAIMA*, pour sa collaboration et son soutien ses idées et son enthousiasme ont été essentiels pour la réussite de cette recherche.

Enfin, je remercie mes amis ainsi que toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.

Hayet

Résumé

Les synchrophaseurs (Phasor Measurement Units- PMUs) sont considérés aujourd'hui comme des appareils de mesure les plus importants dans l'avenir des réseaux électriques, afin de surveiller le réseau électrique et fournir à l'opérateur une visibilité étendue sur le réseau de transport d'énergie électrique (wide-area grid visibility). Ce projet fait l'objet d'une étude en simulation de PMU et de son emplacement optimal dans un réseau électrique

Abstract

Phasor Measurement Units (PMUs) are considered today as one of the most important measurement devices for the future of electrical networks. In order to monitor the electrical grid and provide the operator with extensive visibility over the transmission network (Wide Area Grid Visibility), this project involves a simulation study of PMUs and their optimal placement within the electrical grid.

الملخص

تعتبر وحدات قياس الطور اليوم من اهم اجهزة القياس لمستقبل شبكات الكهرباء من اجل مراقبة الشبكة الكهربائية و توفر رؤية شاملة للمشغل على شبكة نقل الطاقة الكهربائية (رؤية الشبكة الواسعة النطاق). يتناول هذا المشروع دراسة محاكاة لوحدات قياس الطور و تحديد موقعها المثلى داخل الشبكة الكهربائية

Mot clés

PMU, Synchrophaseurs, Reseaux electriques , Global-Binary Algorithm, IEEE 9 BUS , ZIB, GPS
, Wide-Area Monitoring systems, Optimal PMU Placement

Liste des abréviations

TIC : Technologies de l'Information et de la Communication

FACTS :Flexible Alternating Current Transmission Systems

PMU : Phasor Measurement Units

GPS : Global Positioning System Satellite

WAMS : Wide Area Monitoring Systems

UTC: Coordinated Universal Time

DFT: Discrete Fourier Transform **ROCOF**:

Rate Of Change Of Frequency **PDC**:

Concentrateur de Données de Phaseurs **ADC**

:Analogue Digital Converter

A/D : (alternative/ Direct)

PPLC : Phase-Locked Loop Circuit

LDC : Local Data Concentrators

SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition

NASPI : North American Synchrophasor Initiative

ILP : Integer Linear Programming

INLP : Integer Non Linear Programming

IQP :Integer Quadratic Programming

BILP : Binary Integer Linear Programming

SA : Simulated Annealing

GA : Genetic Algorithm

PSO : Particle Swarm Optimization

TS : Tabu Search

BFS : Best-First Search algorithm

TLBO :Teaching–learning-based optimization technique

ES : Exhaustive Search

IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers

ZIB : Zéro Injection Bus

BUS : Binary Unit System

GBA : Global-Binary Algorithm

OPP : Optimal PMU placements

Table des matières

Table des matières

Remerciements	
Résumé	
Table des matières	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Introductions générale.....	1

Chapitre I : Notions de base sur les réseaux électriques

I.1 Introduction :	3
I.2 Historique :.....	3
I.3 Définition d'un réseau électrique :.....	3
I.4 Rôle du réseau électrique :.....	4
I.5 Organisation d'un réseau électrique :.....	4
I.6 Catégories des réseaux électriques :.....	5
I.6.1.Réseau de transport et d'interconnexion	5
I.6.2 Réseau de répartition	5
I.6.3 Réseau de distribution	5
I.7 Topologie des réseaux électriques	6
I.7.1 Réseau maillé	6
I.7.2 Réseau bouclé	6
I.7.3 Réseau radial	6
1.7.4 Réseau arborescent	6
I.8 Postes électriques.....	7
I.8.1 Définition d'un poste.....	7
I.8.2 Types des postes électriques	7
1. Les postes de transformation (poste source)	7
2. Les Postes d'interconnexion	8
3. Les postes de distribution	8
1.8.3 Eléments du poste	8
1. Jeu de barre	8
2. Disjoncteur	9
3. Sectionneurs.....	9
4. Les parafoudres	10
5. Transformateurs.....	10
I.9 Les lignes électriques	11
I.9.1 Les Composants d'une ligne	12
1. Conducteurs	12
2. Isolateurs	12

3. Supports	12
I.9.2 Les différents types des lignes électriques	13
1. Lignes de distribution BT :	13
2. Lignes de transport HT :	13
3. Les lignes de transport THT :	13
I.10 Les défauts électriques	13
I.10.1 Classification des défauts.....	13
1. Les courts circuits :	14
2. Creux de tension :	14
3. Harmoniques :	14
I.11 Conclusion	14

Chapitre II : Généralités sur les PMUs

II.1 Introduction	15
II.2 Réseau électrique moderne	15
II.3 Historique des PMUs	16
II.4 Définition du PMU.....	17
II.5 Principe fondamental du PMU	18
II.5.1 Technique de mesure de PMU	18
II.5. 2 Représentation d'un synchrophaseur	19
II.5.3 Modèle d'estimation d'un synchrophaseur	20
II.6 Architecture des PMUs	22
II.6.1 Unité de synchronisation d'horloge	23
II.6.2 Unité de mesure	24
II.6.3 Unité de transmission de données	25
II.7 Communication des PMUs	26
II.8 Utilité des PMUs	27
II.9 Applications des PMUs	28
II.9.1 Protection des PMUs	28
II.9.2 Contrôle du système électrique	28
II.9.3 Surveillance des réseaux électriques	29
II.10 Comparaison PMU vs SCADA.....	29
II.11 Perspectives des PMUs	30
II.12 Conclusion	31

Chapitre III : Emplacement optimal des PMUs

III.1 Introduction	32
III.2 Problème de placement optimal du PMU	32
III.3 Règles de placement	33
III.4 Concept d'observabilité complète et incomplète	34
III.5 Zéro injection bus	35
III.6 Méthodes de programmations mathématiques.....	36
III.6 .1 Programmation Linéaire entière (ILP)	37
III.6.2 Programmation quadratique en nombres entiers (IQP)	37
III.7 Méthodes heuristiques e méta-heuristiques	37

III.7.1 Recuit simulé (Simulated Annealing SA)	37
III.7.2 Algorithme génétique (Genetic Algorithm GA)	38
III.7.3 Recherche d'arbre couvrant	38
III.7.4 Optimisation des essaims de particules	39
III.7.5 Algorithme de pollinisation (Pollinisation Algorithm FPA)	39
III.7.6 Recherche taboue TS	39
III.7.7 Algorithme de la meilleure première recherche BFS	40
III.7.8 Optimisation basée sur l'enseignement-apprentissage	40
III.7.9 Recherche exhaustive	41
III.8 Algorithme binaire globale(Global-Binary Algorithm GBA)	41
III.8.1 Algorithme de fractionnement	42
III.8.1.a Première étape : OPP de chaque sous-système	44
III.8.1.b Deuxième étape : Solution globale de l'OPP	45
III.9 Comparaison de différentes méthodes pour l'emplacement OPP	48
III.10 Conclusion	49

Chapitre IV : Etude en simulation

IV.1 Introduction	50
IV.2 Choix du réseau d'application	50
IV.3 Emplacement optimal des PMUS sur IEEE 9 Bus	51
IV.4 Simulation et résultats	52
IV.4 .1 Simulation sans anomalie	52
Interprétation des résultats	54
IV.4.2 Application d'un défaut pahse-terre	55
Résultats de simulation pour le PMU1	56
Résultats de simulation pour le PMU2	57
Résultats de simulation pour le PMU 3	58
IV.5 Comparaison des réponses des trois PMUs	60
IV.6 Conclusion	62
Conclusion générale	63
Références bibliographiques	65

Liste des figures

Figure I.1 Organisation d'un réseau électrique (réseau national)

Figure I.2 : Différentes topologies des réseaux électriques : (1) Réseau maillé, (2). Réseau bouclé, (3). Réseau radial, (4). Réseau arborescent

Figure I.3 : Jeux de barre

Figure I.4 : Disjoncteur

Figure I.5 : Sectionneur HT

Figure I.6 : Parafoudres

Figure I.7 : Transformateur

Figure I.8 : Les lignes électriques

Figure I.9 : Types usuels de pylônes en treillis pour lignes à deux ou plusieurs ternes

Figure I.10 : Forme d'onde d'un creux de tension

Figure I.11 : Harmonique

Figure II.1 Le premier prototype de PMU

Figure II.2 : Evolution de la technologie des synchrophaseurs

Figure II.3 Forme d'onde sinusoïdale et sa représentation de phaseur

Figure II.4 : Convention de la représentation d'un synchrophaseur (adaptée de IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems - 2006, p.7)

Figure II.5 : Section monophasée du modèle de traitement du signal PMU

Figure II.6 : Modèle complet de traitement du signal PMU

Figure II.7 : Architecture interne du PMU

Figure II.8 : Configuration PMU avec GPS, Transformateur de Courant, et transformateur de potentiel

Figure II.9 : Architecture d'un réseau de communication PMU

Figure II.10 : Applications des PMUs dans les réseaux électriques

Figure III.1 : Règles de placement du PMU

Figure III.2 : L'observabilité complète

Figure III.3 : L'observabilité incomplète

Figure III.4 : Schéma explicatif du ZIB

Figure III.5 : Exemple d'un système à 10 bus

Figure III.6 : Organigramme de l'algorithme binaire global : (a) étape 1, (b) étape 2

Figure IV.1 : Topologie du réseau IEEE 9 bus

Figure IV.2 : Résultats de simulation de l'algorithme GBA pour IEEE 9 bus

Figure IV.3 : Bloc de simulation de IEEE 9Bus avec application des PMUs

Figure IV.4 : La forme de la tension et le courant

Figure IV .5 : Le module, l'angle de phase et la fréquence de la tension, enregistrés par le PMU1

Figure IV .6 : Le module, l'angle de phase et la fréquence du courant, enregistrés par le PMU1

Figure IV.7 : Bloc de simulation de IEEE 9Bus avec application des PMUs avec application d'un défaut.

Figure IV.8 : La forme de la tension et le courant lors d'un défaut Phase-terre, entre 1 et 1.1s

Figure IV.9 : Le module, l'angle de phase et la fréquence de la tension, enregistrés par le PMU1 lors du défaut

Figure IV.10 : Le module, l'angle de phase et la fréquence du courant, enregistrés par le PMU1 lors du défaut

Figure IV.11 : Le module, l'angle de phase et la fréquence de la tension, enregistrés par le PMU2 lors du défaut

Figure IV.12: Le module, l'angle de phase et la fréquence du courant enregistrés par le PMU2 lors du défaut

Figure IV. 13 : Le module, l'angle de phase et la fréquence de la tension, enregistrés par le PMU3 lors du défaut

Figure IV.14 : Le module, l'angle de phase et la fréquence du courant enregistrés par le PMU3 lors du défaut

Figure IV.15 : Fréquence mesurée par les PMU

Figure IV.16 : Angle de phase des tensions mesurées par les PMU

Figure IV.17 : Module mesuré par les PMU

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Comparaison entre SACDA et PMU

Tableau III.1 : Nombre minimal de PMU en excluant et en incluant ZIB

Tableau III.2 : Nombre minimal de PMU pour l'observabilité de l'ensemble du système dans les conditions normales

Tableau III.3 : Comparaison des résultats optimaux de placement des PMU de différents Algorithmes

Tableau III.4 : Comparaison des résultats de la méthode BFS et PLI

Tableau III.5 : Nombre optimal des PMU sans ZIB

Tableau III.6 : Nombre minimal de PMU OPP

Tableau III.7 : Nombre minimal de PMU

Tableau III.8 Tableau récapitulatif pour le nombre optimal du PMU, pour les différentes méthodes d'optimisation.

Tableau IV.1 : Emplacement optimal des PMU du réseau IEEE 9 bus par GBA

Introduction générale

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures spécialisées conçu pour transporter l'énergie électrique des installations de production vers les utilisateurs finaux, assurant ainsi la distribution efficace et sécurisée de l'électricité sur de longues distances [1].

L'évolution des réseaux électriques, combinée aux technologies FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) et à l'optimisation des infrastructures, conduit à l'émergence de réseaux électriques intelligents (smart grids). Ces nouveaux réseaux s'appuient principalement sur les technologies de l'information et de la communication (TIC), qui jouent un rôle central dans la modernisation et l'optimisation des réseaux électriques [2]. Cette évolution est également accompagnée par l'intégration de la technologie des synchrophaseurs pour améliorer la surveillance et le contrôle du réseau [2].

Un synchrophaseur, dit aussi, Unité de Mesure de Phase (PMU) est un dispositif électronique essentiel pour le contrôle en temps réel des réseaux électriques, assurant leur stabilité et leur fiabilité. En utilisant la synchronisation temporelle dérivée du GPS, les PMUs captent de manière synchrone les vecteurs de phase de tension et de courant, générant ainsi des données de Synchrophaseur. Ces données synchronisées, provenant de plusieurs PMUs, sont centralisées pour l'analyse, le contrôle et la protection du réseau [3].

Les Unités de Mesure de Phase (PMUs) permettent un contrôle informatisé en temps réel pour assurer la stabilité et la fiabilité des réseaux électriques modernes [3]. L'installation des PMUs dans les interconnexions contribue grandement à surveiller la fiabilité du réseau et à détecter les oscillations. Les données fournies par les PMUs améliorent la surveillance et aident au contrôle et à la protection [4].

Dans le cadre de ce projet de fin d'études, nous explorons l'application des synchrophaseurs (PMUs) au sein des réseaux électriques. Ainsi, plusieurs méthodes pour la détermination des positions les plus stratégiques pour l'installation des PMUs seront exposées, afin d'optimiser la surveillance et la gestion du réseau. Notre objectif est de déterminer l'emplacement optimal des PMUs sur un réseau électrique normalisé, à savoir le réseau IEEE 9 bus, et d'analyser le comportement de ces dispositifs. Notre travail est réparti en quatre chapitres :

Le premier chapitre consiste à la présentation des généralités sur les réseaux électriques à savoir leurs rôles, leurs catégories et topologies, ainsi que les différents défauts qui peuvent parvenir sur les réseaux.

Dans le deuxième chapitre, nous abordons les synchrophaseurs en commençant par un bref historique. Nous traitons ensuite la technique de mesure des PMUs et leurs applications, pour finir par leurs perspectives.

Le troisième chapitre est consacré à l'emplacement optimal des PMUs sur un réseau électrique, à savoir les problèmes et les règles de placement d'un PMU, ainsi quelques différentes méthodes pour un emplacement optimal des PMUs.

Le quatrième chapitre est réservé à l'étude en simulation sous MATLAB, qui consiste à la détection de l'emplacement optimal des PMUs sur un modèle de réseau IEEE 9 bus, puis leurs implémentations sur ce réseau.

Et enfin, nous terminons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I

I.1 Introduction

Un réseau électrique comprend un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs. Ce réseau sert à transporter et distribuer de l'énergie électrique, tout en garantissant la continuité de service et la qualité de la tension. La gestion dynamique de l'ensemble production-transport-consommation doit également être assurée par un réseau électrique, en mettant en place des réglages visant à garantir la stabilité de l'ensemble [5]. L'architecture ou le design du réseau joue un rôle essentiel dans la réalisation de ces objectifs [6].

Ce chapitre est consacré à la présentation des réseaux électriques et ses équipements, ainsi que ses différents types.

I.2 Historique

La première installation de distribution d'énergie électrique alimentée par deux dynamos est présentée par Marcel Deprez à l'Exposition internationale d'électricité de Paris de 1881. En 1882, les deux frères Charles et Franck Sprague ont eu l'initiative de créer un système de transport de courant électrique à New York [7]. Le développement de l'électricité a été marqué par Thomas Edison qui a créé en 1878 l'Edison Electric Light Co (qui est devenu en 1892 General Electric). Il a déposé le brevet de l'ampoule électrique en 1879, puis établi le réseau électrique de New York. Son objectif principal était l'éclairage et il se développe rapidement : de 1200 ampoules en 1882, il passe à 10 000 l'année suivante. C'est à cette époque que se développent les premières expériences de transport de l'énergie électrique, notamment par Marcel Deprez (1882) qui a parvenu à transporter 400 W sur 57 km de distance, en courant continu, mais avec un rendement global de seulement 30 %. En 1884, Lucien Gaulard et John Gibbs ont développé un transformateur de grande puissance à courant triphasé, permettant ainsi de modifier facilement le niveau de tension. L'année suivante, ils montrent l'intérêt du transformateur en ouvrant une ligne de 80 km alimentée en courant alternatif sous une tension de 2 000 V [7].

I.3 Définition d'un réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble de dispositifs qui permettent de transporter, distribuer et garantir la qualité de l'énergie électrique, en particulier la continuité de service et la qualité de la tension. Il est composé de câbles électriques utilisés à des niveaux de tension variés, reliés les uns aux autres par des postes électriques. Grâce aux transformateurs, les postes électriques permettent de distribuer l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre.

I.4 Rôle du réseau électrique

Le réseau électrique est utilisé afin de garantir trois objectifs essentiels[8] :

Un des objectifs principaux est de garantir le bon fonctionnement en régime normal et en régime perturbé. Cela représente à la fois un défi financier et de sécurité pour les biens matériels et les individus

Garantissant une continuité de service optimale.

Optimiser la qualité de l'électricité en garantissant la stabilité de la tension et de la fréquence.

I.5 Organisation d'un réseau électrique

La liaison entre la production et la consommation s'effectue par la mise en place de lignes aériennes et de canalisations souterraines. Les lignes sont reliées à des points connus sous le nom de postes. Ces postes, qui jouent un rôle essentiel, incluent généralement des transformateurs équipés de dispositifs de contrôle, de réglage et de protection [9]. L'organisation d'un réseau électrique est illustrée dans la figure I.1

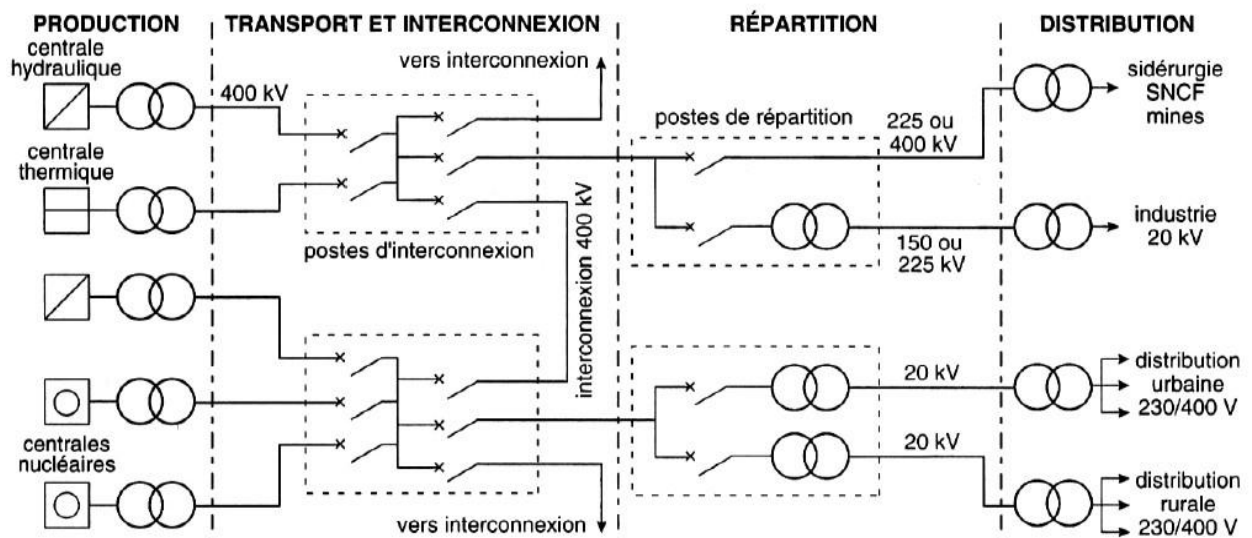


Figure I.1 Organisation d'un réseau électrique [9]

Les réseaux électriques jouent un rôle essentiel en reliant les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques, etc. aux centres de consommation tels que les villes, les usines, etc. Le transport de l'énergie électrique est effectué à une tension élevée et/ou très élevée afin de réduire les pertes à effet Joule (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité du courant électrique), puis progressivement réduite à la tension de l'utilisateur. Les réseaux électriques sont composés de tous les appareils utilisés pour produire, transporter, distribuer et utiliser l'électricité depuis les centrales jusqu'aux domiciles[10].

I.6 Catégories des réseaux électriques

Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en trois grandes catégories :

I.6.1. Réseau de transport et d'interconnexion

La puissance électrique est générée par un alternateur à une tension moyenne (12 à 15 kV), puis elle est distribuée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise à une tension plus élevée ou très élevée afin de diminuer les pertes dans les lignes. Les distances et les puissances transportées influencent le niveau de la tension de transport. Plus les distances sont grandes, plus la tension doit être élevée, de même que la puissance. Par exemple, la tension utilisée par le réseau de transport en Algérie est de 220 kV (voir 400 kV pour certaines lignes dans le sud notamment), le réseau européen utilise 400 kV, le réseau nord-américain utilise 735 kV[3].

I.6.2 Réseau de répartition

L'objectif des réseaux de répartition est de redistribuer l'énergie provenant des réseaux de transport au niveau régional. Leur tension varie en fonction de la région, ils transportent l'énergie électrique sur des distances de plusieurs dizaines de kilomètres et peuvent être configurés en boucle ouverte ou fermée. Les postes d'interconnexion sont reliés directement aux grands consommateurs industriels, qui nécessitent des puissances de dizaines voire de centaines de Mégawatts, grâce au réseau de répartition. Cela permet de répartir la puissance dans les différentes régions (urbaines et rurales). La tension utilisée dans ce genre de réseau est de 30 kV et 63 kV[11].

I.6.3 Réseau de distribution

Les réseaux de distribution sont des composants essentiels du système électrique, car ils permettent de distribuer l'énergie électrique à l'échelle locale. Les valeurs de tension sont de 30 kV pour la tension moyenne et de 400 V pour la basse tension. L'objectif des réseaux de distribution est d'assurer l'alimentation de tous les consommateurs tout en minimisant les pertes. On distingue deux types de réseaux de distribution : le réseau à tension moyenne (HTA) avec des niveaux de 10 kV et 30 kV reliés au réseau de transport, et le réseau à basse tension (BT) avec une tension de 0.4 kV[12].

I.7 Topologie des réseaux électriques

Les topologies varient selon le type de réseau. Le choix de cette topologie est influencé par : la fiabilité souhaitée, la souplesse et la maintenance, ainsi que les dépenses d'investissement et d'exploitation. Les topologies couramment rencontrées sont les suivantes :

I.7.1 Réseau maillé

Il s'agit d'une topologie quasiment standard pour les réseaux de transport. Au niveau des postes d'interconnexion, tous les centres de production sont reliés entre eux par des lignes THT, ce qui crée un réseau. Cette structure favorise une fiabilité accrue, mais requiert une surveillance à l'échelle nationale[14].

I.7.2 Réseau bouclé

On utilise principalement cette topologie dans les réseaux de distribution et de répartition MT. Les postes HT ou MT alimentés par le réseau HTA sont connectés entre eux afin de créer des boucles, ce qui permet d'accroître la disponibilité. Toutefois, il convient de souligner que les réseaux MT ne sont pas nécessairement sécurisés[14].

I.7.3 Réseau radial

Il s'agit d'une structure basique que l'on retrouve généralement dans la distribution MT et BT. La ligne est constituée de postes de distribution MT ou BT alimentés initialement par un poste source HT ou MT[14].

1.7.4 Réseau arborescent

Cette structure, souvent utilisée en milieu rural et parfois en milieu urbain lorsque les charges tolèrent des interruptions, se compose d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution basse tension (BT) à travers des branchements à différents niveaux des lignes moyennes tension/basse tension (MT/BT) [14].

Les différentes topologies sont illustrées dans la figure I.2

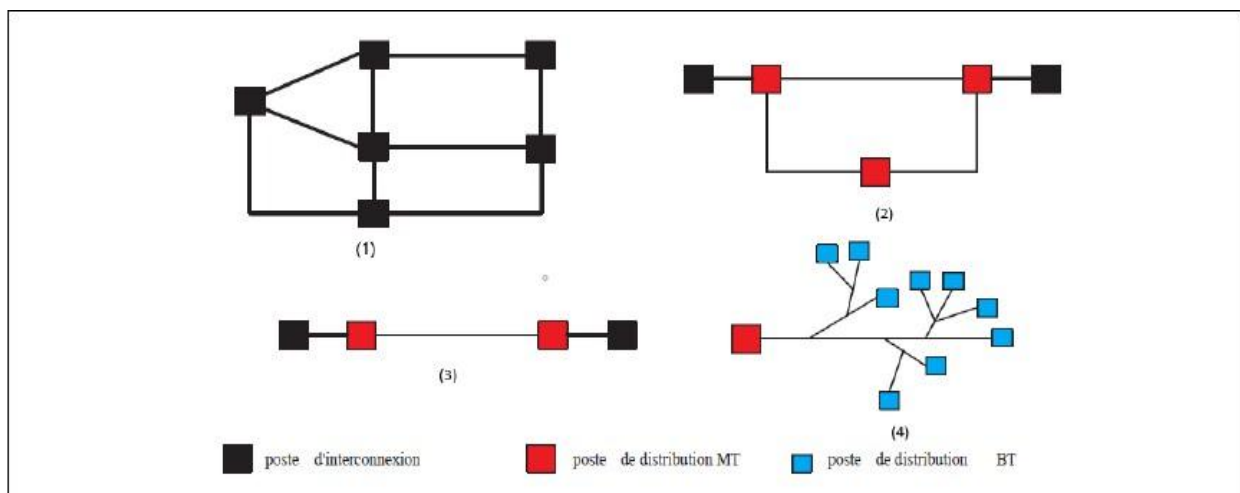


Figure I.2 : Différentes topologies des réseaux électriques : (1) Réseau maillé, (2). Réseau bouclé, (3). Réseau radial, (4). Réseau arborescent[2]

I.8 Postes électriques

Selon la commission électrotechnique internationale, un poste électrique est la (partie d'un réseau électrique, qui sert à transporter ou à distribuer ou même à interconnecter les réseaux entre eux).

I.8.1 Définition d'un poste

Les postes électriques jouent un rôle crucial dans le réseau électrique, assurant à la fois la transmission et la distribution de l'électricité. Ils sont équipés de dispositifs de contrôle et de protection, comme des disjoncteurs, des parafoudres, et des systèmes de mise à la terre pour protéger l'infrastructure contre les surcharges et les surtensions[15].

I.8.2 Types des postes électriques

On distingue plusieurs types de postes selon les fonctions qu'ils remplissent :

Les postes de transformation (poste source)

Les postes de transformation offrent la possibilité de passer d'une tension d'entrée spécifique à une tension de sortie qui peut être plus élevée ou plus faible. Autrement dit, il y a au moins deux ensembles de barres à des tensions différentes qui sont reliés par un ou plusieurs convertisseurs[2].

Les Postes d'interconnexion

Ces postes incluent un ou plusieurs points communs triphasés, connus sous le nom de jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être connectés[2]. Deux cellules sont présentes dans les postes de transformations mixtes, l'une pour la distribution publique et l'autre pour la livraison aux clients MT[3].

Les postes mixtes, les plus courants, qui remplissent un rôle dans le réseau d'interconnexion et qui incluent également un ou plusieurs niveaux de transformation. Il permet de :

- Faire passer ou interrompre le courant, grâce aux disjoncteurs ;
- Garantir la continuité ou l'isolement d'un circuit, grâce aux sectionneurs ;
- Changer la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance[8].

Les postes de distribution

L'objectif est de réduire la tension afin de fournir de l'électricité aux clients résidentiels ou industriels[2].

1.8.3 Eléments du poste

La plupart des postes de transformations, y compris ceux affectés aux réseaux de transport, comprennent les parties suivantes :

1. Jeu de barre

Un jeu de barre, aussi appelé barre omnibus, est un circuit triphasé utilisé dans un poste électrique pour relier tous les transformateurs de puissance et les lignes de même tension. Constitué de trois tubes creux en alliage d'aluminium (Almélec) supportés par des colonnes isolantes en céramique, chaque jeu de barres occupe toute la longueur du poste. Il est possible de segmenter les jeux de barres, chaque segment étant équipé d'un réducteur de tension pour contrôler la tension de référence lors des manœuvres de synchronisation [3]. Un poste électrique peut être équipé d'un, deux ou trois jeux de barres en fonction de la tension à gérer[2]. Le jeu de barre est illustré dans la figure I.3



Figure I.3 : Jeux de barre [2]

2. Disjoncteur

Le disjoncteur est un dispositif conçu pour interrompre à la fois les courants normaux et les courants de défaut importants [2]. Il peut fonctionner comme un gros interrupteur, commandé manuellement ou à distance, et ouvre automatiquement un circuit lorsque le courant dépasse une valeur prédéfinie. Contrairement à un fusible, il offre une protection réutilisable et plus sûre, sans nécessiter de remplacement après chaque interruption [2] [3]. Le disjoncteur est illustré dans la figure I.4



Figure I.4 : Disjoncteur [2]

3. Sectionneurs

Les sectionneurs sont des dispositifs conçus pour ouvrir ou fermer un circuit électrique à vide, sans pouvoir couper un courant en charge. Leur rôle principal est de déconnecter un élément du réseau électrique, comme une ligne à haute tension ou un transformateur, pour permettre des opérations de maintenance en toute sécurité. Ils peuvent être commandés manuellement ou à distance et sont dotés d'un dispositif de verrouillage pour éviter toute ouverture accidentelle due à des courants instables [2] [3]. Le sectionneur est illustré dans la figure I.5



Figure I.5 : Sectionneur HT [2]

4. Les parafoudres

Les dispositifs visent à protéger les transformateurs, instruments, et machines électriques contre les surtensions dues à la foudre et aux manœuvres de commutation. Un conducteur de la ligne est connecté à la partie supérieure du parafoudre, tandis que la partie inférieure est mise à la terre avec une faible résistance[2]. L'énergie des ondes de surtension est déviée et dirigée vers la terre, ce qui évite les dommages aux équipements électriques [16]. Les parafoudres sont illustrées dans la figure I.6



Figure I.6 : Parafoudres [2]

5. Transformateurs

Un transformateur de puissance est un dispositif statique à deux enroulements ou plus, fonctionnant par induction électromagnétique, qui transfère la puissance d'un niveau de tension à un autre avec une grande efficacité[2][8]. Il est illustré dans la figure I.7



Figure I.7 : Transformateur [2]

Transformateurs de courant : Selon la Commission électrotechnique Internationale, une transformation de courant mesure les courants en produisant un courant secondaire proportionnel et presque en phase avec le primaire. Sa principale caractéristique est le rapport de transformation, comme 400A/1A. Il est généralement connecté à un ampèremètre, mais peut aussi être utilisé avec un wattmètre ou des relais de protection [2].

Transformateurs de tension : Selon la définition donnée par la Commission électrotechnique internationale, un transformateur de tension est une transformation de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi,

pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions[2].

Autotransformateurs : L'autotransformateur transforme le courant alternatif sans assurer une isolation électrique. Il est plus compact, léger et efficace que les transformateurs traditionnels, mais son absence d'isolation limite son usage dans certaines situations [8].

I.9 Les lignes électriques

Les conducteurs, les isolateurs et les supports constituent une ligne de transport. Une ligne a pour fonction principale de transporter une puissance active. En cas de transport d'une puissance réactive, il est nécessaire que celle-ci soit faible par rapport à la puissance active. Elle doit présenter les éléments essentiels suivants :

- Il est important que la tension reste constante tout au long de la ligne et pour toutes les charges allant de zéro à la charge nominale.
- Il est essentiel que les pertes soient minimales pour assurer un bon rendement de la ligne.
- Les conducteurs ne doivent pas être surchargés par les pertes joules.

Les éléments suivants déterminent le type de ligne utilisé :

- La puissance à transporter, la distance de transport et le coût[2].

Les lignes électriques sont illustrées dans la figure I.8



Figure I.8 : Les lignes électriques [2]

I.9.1 Les Composants d'une ligne

Une ligne de transport se compose de conducteurs, d'isolateurs, de supports et de câbles de garde.

- 1. Conducteurs :** Les conducteurs des lignes haute-tension sont généralement en cuivre ou en aluminium avec une âme en acier. Les faisceaux de conducteurs sont utilisés pour réduire l'effet couronne et améliorer l'efficacité. Les lignes peuvent être

aériennes, souterraines ou maritimes, et leur conception doit tenir compte des facteurs environnementaux, des coûts et de la fiabilité [2].

2. **Isolateurs** : Les isolateurs soutiennent et isolent les conducteurs de la terre, étant généralement fabriqués en métal. Ils doivent offrir une haute résistance à l'isolement et une bonne résistance mécanique pour supporter la tension des conducteurs [2].
3. **Supports** : Les pylônes en treillis d'acier soutiennent les conducteurs des lignes aériennes, les maintenant à une distance prémunie du sol et des obstacles pour garantir la sécurité et l'isolation [2]. Ils sont illustrés dans la figure I.9

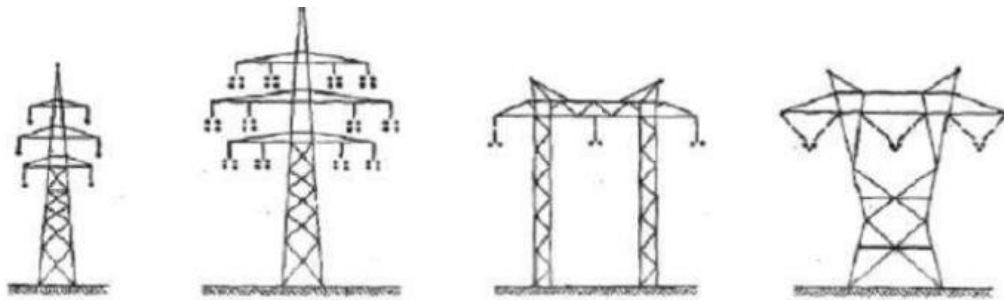


Figure I.9 : Types usuels de pylônes en treillis pour lignes à deux ou plusieurs ternes [2]

4. **Câbles de garde** : Les câbles de protection, situés au sommet des pylônes, protègent les conducteurs contre la foudre et améliorent la mise à la terre des lignes aériennes. Composés d'une section d'acier entourée de fils d'aluminium, ces câbles se classifient en deux types : les câbles Almélec-acierclassiques et ceux incluant des circuits de télécommunication [2] [8].

I.9.2 Les différents types des lignes électriques

On distingue quatre types de lignes

Lignes de distribution BT : Il s'agit de lignes reliant les clients aux principaux postes de transformation de la société d'électricité. Ils ont une tension allant de 1 kV à 50 kV[2].

Lignes de transport HT : En général, les lignes opèrent à des tensions inférieures à 400 kV. On retrouve également dans cette catégorie des lignes permettant de transmettre de l'énergie entre deux grands réseaux [3].

Les lignes de transport THT : Il s'agit de lignes reliant les centrales éloignées aux centres de consommation ou d'usage. Ces lignes peuvent mesurer jusqu'à 1000 km de long et elles sont opérationnelles à des tensions allant jusqu'à 750 kV[3].

I.10 Les défauts électriques

Les réseaux de distribution d'énergie peuvent rencontrer divers incidents, souvent dus à des défauts, qui génèrent des courants de court-circuit entre conducteurs et le sol. Un défaut est toute perturbation entraînant une variation du courant ou de la tension par rapport aux valeurs nominales, ce qui peut provoquer une rupture électrique du réseau et mettre en péril son environnement [17].

I.10.1 Classification des défauts

Les courts circuits : Le courant instantané de court-circuit est une surintensité due à une faible impédance entre deux points du même circuit. Sur un réseau triphasé, les types de court-circuit sont :

- a) Monophasé : une phase connectée au neutre ou à la terre.
- b) Biphase : deux phases reliées entre elles.
- c) Triphasé : les trois phases combinées.

Creux de tension : Un creux de tension se produit lorsque la tension diminue de 10 % à 90 % de l'amplitude pendant 10 ms à quelques secondes, parfois dépassant 90 % de la tension nominale, entraînant une brève coupure. Il peut être causé par des phénomènes naturels, des imperfections dans les installations, ou des démarrages de courants de grande intensité (moteurs, transformateurs, etc.) [18]. La forme d'onde d'un creux de tension est illustrée dans la figure I.10

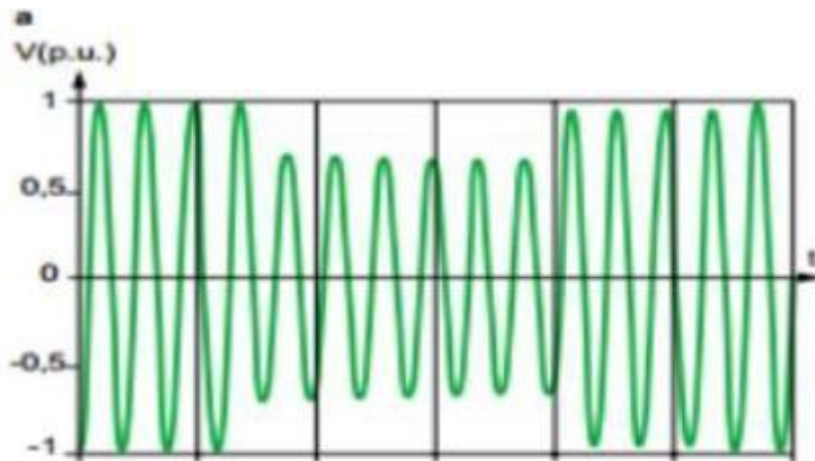


Figure I.10 : Forme d'onde d'un creux de tension [18]

Harmoniques : Les harmoniques se caractérisent par des tensions ou des courants sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence du réseau. Les

harmoniques sont illustrés dans la figure I.11

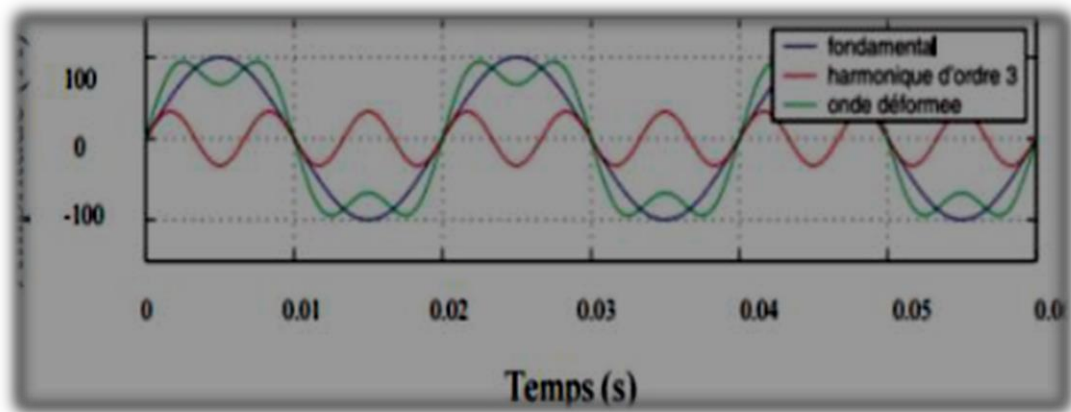


Figure I.11 : Harmoniques [19]

I.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les notions de base sur les réseaux électriques, en décrivant leur topologie, et citant les différentes catégories de ces derniers, ainsi que la description des éléments impliqués dans le transport d'énergie électrique.

Le prochain chapitre se penchera sur les aspects généraux des PMUs, nous aborderons le principe de fonctionnement des PMUs, et explorer leur utilisation et leur importance dans les réseaux électriques.

Chapitre II

II.1 Introduction

Afin d'assurer la stabilité des réseaux électriques, des mesures temporelles synchronisées et efficaces des paramètres du système électrique sont indispensables. Les unités de mesure de phase synchronisées (PMUs), communément appelées des « Synchrophaseurs », qui sont actuellement en cours de développement dans le monde entier, ont été introduites pour la première fois au début des années 1980. Depuis, ils sont devenus une technologie éprouvée pour ses nombreuses applications : surveillance, contrôle et protection des réseaux électriques en temps réel.

Ce chapitre est consacré à la présentation générale des Synchrophaseurs et les techniques de mesures adoptées pour cette technologie, en tenant compte de son architecture et de ses applications usuelles dans les réseaux électriques.

II.2 Réseau électrique moderne

L'évolution technologique a entraîné une augmentation de l'utilisation de l'électricité, ce qui demande des systèmes électriques plus étendus et plus performants. La surveillance de tels réseaux nécessite des moyens précis pour assurer la stabilité du système électrique. Un petit défaut sur le réseau électrique peut provoquer des déclenchements en cascade, ce qui peut entraîner des pannes de courant en cascade[20]. Afin de réduire ces risques, des mesures de contrôles à grande échelle sont mises en place à travers le monde.

Le réseau électrique moderne appelé encore « smart grid » est un réseau d'alimentation électrique dans lequel les informations sont communiquées de manière bidirectionnelle à l'aide de la technologie de communication numérique. La synchronisation et les mesures en temps réel nécessitent l'utilisation de la technologie des PMUs, qui sont capables de fournir des mesures synchronisées horodatées des phases de tension et de courant à l'aide de satellites du système de positionnement global (GPS), en microsecondes, pour maintenir le réseau électrique exempt de défauts. Le PMU a été principalement employé jusqu'à présent pour la surveillance des zones étendues (Wide Area Monitoring Systems, WAMS). Les mesures temporelles synchronisées et efficaces des paramètres du système électrique sont fournies par les PMUs, ce qui permet une surveillance, une protection et un contrôle complet du système[20].

II.3 Historique des PMUs

En 1893, Charles Proteus Steinmetz a présenté un article sur la description mathématique simplifiée des formes d'onde de l'électricité en courant alternatif. Ainsi, Steinmetz a dénommé sa représentation « un phaseur »[21].

Au début de 1980, l'accent était mis sur la recherche et le développement d'appareils de mesure PMU. Le premier prototype de synchrophaseur a été développé en 1988, par les docteurs Arun G. Phadke et James S. Thorp à Virginia Tech laboratory, la technique de calcul du phaseur de Steinmetz a évolué vers le calcul des mesures de phaseur en temps réel synchronisées, par référence de temps absolue fournie par le système de positionnement globale (Global Positioning System Satellite, GPS). Cette technique est appelée ensuite les mesures de phase synchronisées des synchrophaseurs ou Phasor Measurement Unit (PMUs)[22]. Les premiers PMUs commercialisés ont été construits en 1992, à Virginia Tech en collaboration avec Macrodyne Technology.

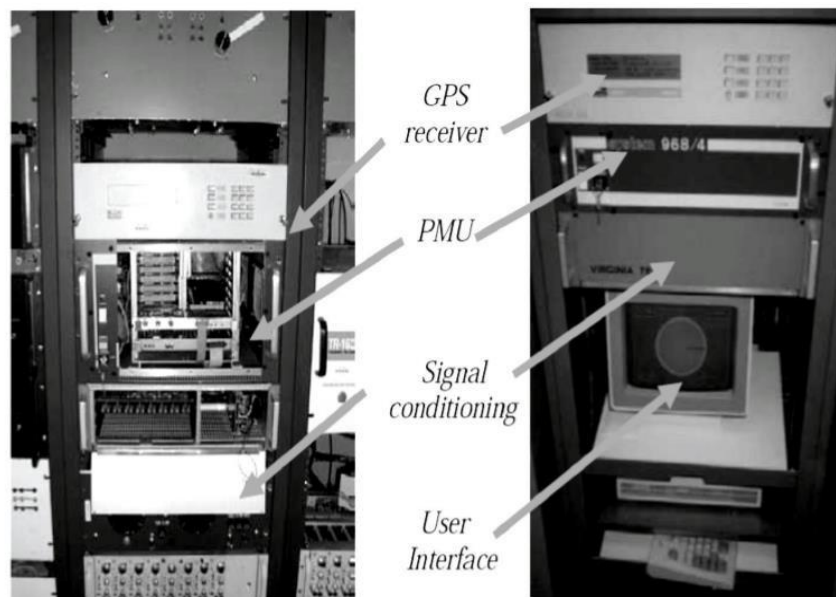


Figure II.1 Le premier prototype de PMU [23]

Le premier document préparatoire de standard des Synchrophaseurs a été écrit en 1995 (IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, 1995) et confirmé, puis voté en 2005 (IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, 2006)[24]. Une mise à jour complète de ce dernier a été effectuée en janvier 2011, en recommandant plus clairement les principes à respecter en utilisant des PMUs sur les réseaux électriques[24]. Par la suite, des modifications de standard des Synchrophaseurs ont été établies en 2014 (IEEE C37.118.1a-2014)[25]. L'évolution des Synchrophaseurs et ses standards sont illustrés sur la figure (II.2).

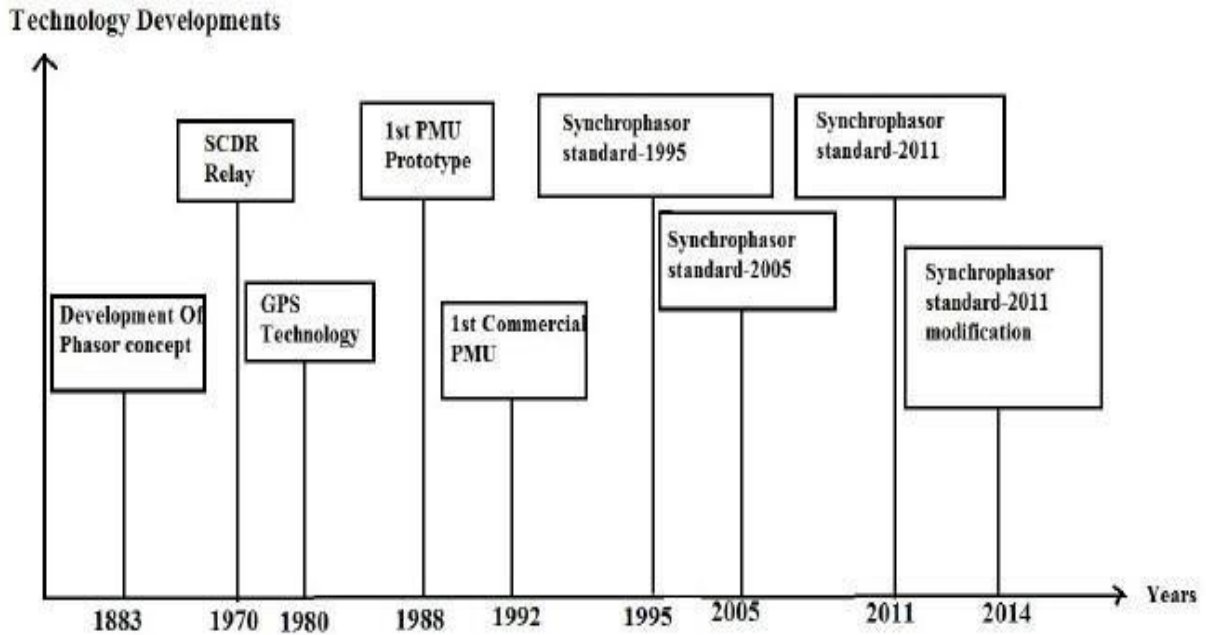


Figure II.2 : Evolution de la technologie des synchrophaseurs [25]

II.4 Définition du PMU

Les synchrophaseurs, reconnus sous le nom Unité de mesure de phase ou Phasor Measurement Unit (PMUs) en anglais, sont des dispositifs qui mesurent en temps réel la tension, le courant ainsi que la fréquence et calculent les phaseurs (l’amplitude et l’angle de phase). Ils sont synchronisés à une référence de temps absolu provenant du système de positionnement global (GPS, Global Positioning System)[24]. Cet ensemble de données synchronisées de l’état du réseau est appelé les données phaseurs.

Un phaseur est un nombre complexe qui représente à la fois l’amplitude et l’angle de phase de la tension et du courant sinusoïdaux à un instant précis.

Mathématiquement une forme d'onde peut être représentée par l'équation suivante :

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \tag{II.1}$$

Le phaseur correspondant est de la forme :

$$X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos(\phi) + j\sin(\phi)) \tag{II.2}$$

Avec :

X_m : Amplitude de la forme d'onde sinusoïdale

$\omega = 2 * \pi * f$ où f est la fréquence instantanée

ϕ : L’angle de phase, dépend du temps, particulièrement de l’instant initial t= 0.

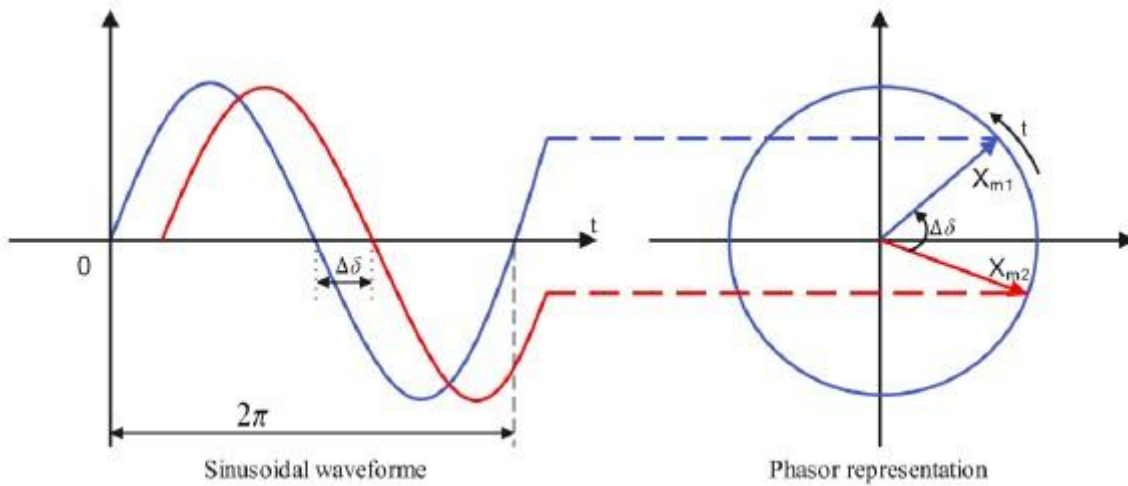


Figure II.3 Forme d’onde sinusoïdale et sa représentation de phaseur[27]

II.5 Principe fondamental du PMU

Le PMU est un appareil logique qui permet au synchrophaseur de mesurer de manière synchronisée une quantité décrite par un phaseur du temps qui possède des données de magnitude et de phase, comme un vecteur. Le PMU enregistre les niveaux de courant et de tension avec une grande précision. Ces valeurs sont combinées avec les valeurs de fréquence d'alimentation, de taux de changement de fréquence d'alimentation et de données binaires optionnelles, qui sont également horodatées à une station d'analyse centrale[23].

II.5.1 Techniques de mesure de PMU

Pour une analyse précise d'un signal sinusoïdal (tension ou courant), il est utile de connaître l'amplitude, la fréquence et l'angle de phase des grandeurs variant dans le temps, pour permettre une synchronisation pendant un intervalle de temps spécifique[26].

Comme on l’a expliqué, précédemment un signal sinusoïdal peut se représenter mathématiquement sous la forme :

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \tag{II.1}$$

Avec

$$X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos(\phi) + \sin(\phi)) \tag{II.2}$$

La représentation de synchrophaseur du signal $x(t)$ est la valeur efficace X, avec ϕ est l'angle de phase instantané qui représente le décalage d'une fonction cosinus à la fréquence nominale du système synchronisé au temps universel (Coordinated Universal Time, UTC).

La technique de transformée de Fourier discrète (DFT Discrete Fourier Transform) est utilisée pour l'estimation des phaseurs. Si $X(t)$ est échantillonné "M" fois par cycle du signal de 50Hz, alors l'ensemble échantillonné " x_k " est produit selon l'équation suivante:

$$x_k = \sqrt{2} \sin \left(\frac{2\pi m}{M} k + \phi \right) \quad (\text{II.3})$$

Les paramètres du PMU peuvent alors être calculés à partir des équations suivantes :

La transformée de Fourier d'un signal sinusoïdal $X(t)$ dans le domaine temporel peut être calculée en utilisant l'équation suivante :

$$X(k) = \frac{1}{M} \sum_{n=0}^{M-1} x(n) e^{-j2\pi \frac{kn}{M}} \quad (\text{II.4})$$

Les équations suivantes donnent l'amplitude $\text{Mag}X$ et l'angle de phase (X)

$$\text{Mag}X(k) = \sqrt{\text{Re}X(k)^2 + \text{Im}X(k)^2} \quad (\text{II.5})$$

$$\text{Phase}(X) = \tan^{-1} \frac{\text{Im}X(k)}{\text{Re}X(k)} \quad (\text{II.6})$$

$$f(k) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\phi(k)}{dt} \quad (\text{II.7})$$

Le ROCOF (Rate of Change of Frequency) qui est le taux de changement de fréquence est défini par :

$$\text{ROCOF} = \frac{df(t)}{dt} \quad (\text{II.8})$$

Les mesures de fréquence et le taux de changement de fréquence sont importants, car les mesures PMU ne sont utiles que lorsqu'elles sont comparées entre elles, au concentrateur de données de phaseurs (PDC).

II.5.2 Représentation d'un synchrophaseur

En utilisant des horloges synchronisées en tant que référence, par convention, la représentation de vecteur de phase d'un signal sinusoïdal constant par un PMU se fait tel qu'indiqué sur la Figure II.4, et l'angle est noté positif dans le sens de l'aiguille d'une montre. On reproduit sur la Figure II.4 (a) une sinusoïde de période T à des instants multiples de t_0 , où n est pas un multiple de 1 [24].

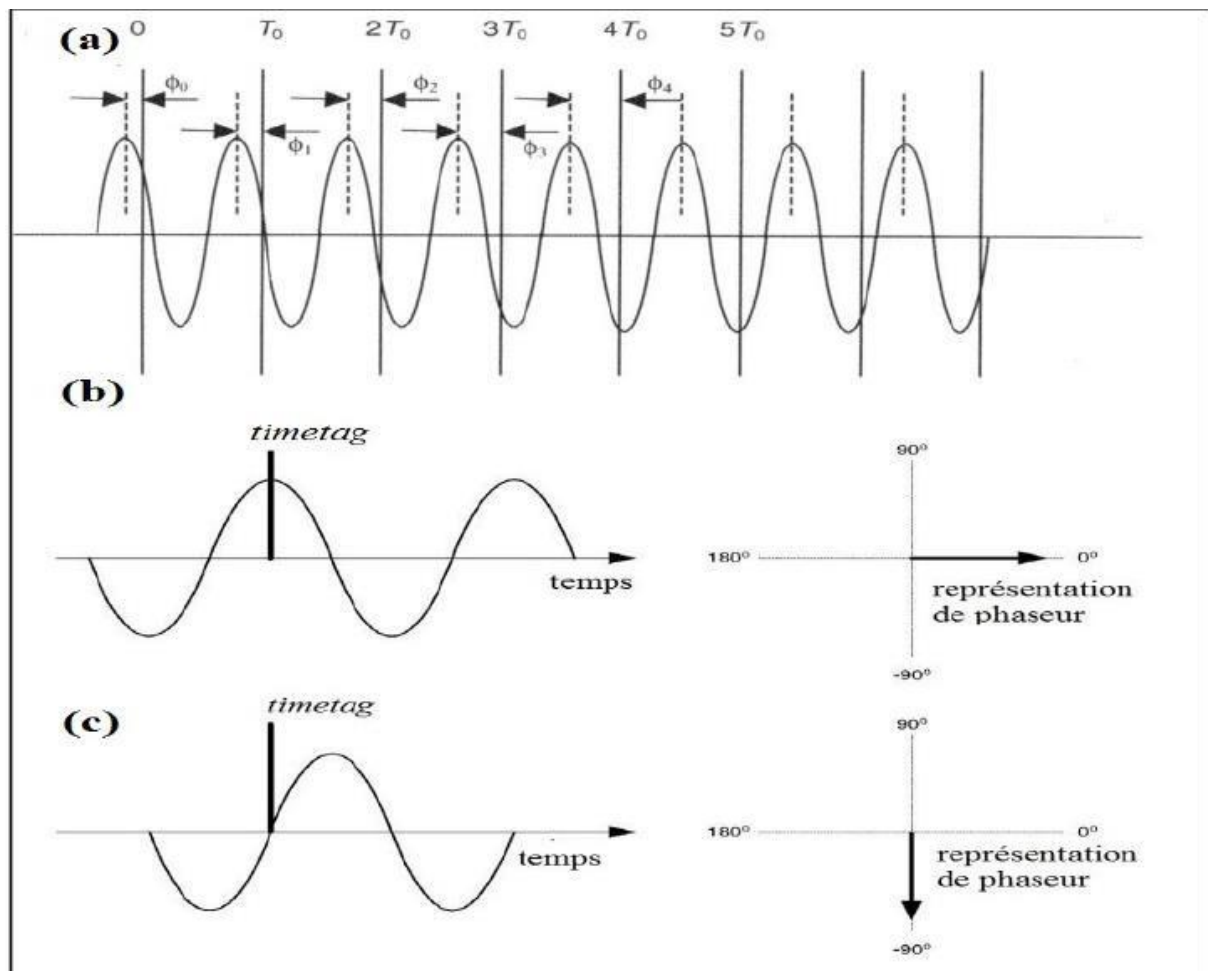


Figure II.4 : Convention de la représentation d'un synchrophaseur(adaptée de IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems - 2006, p.7) [24]

La référence utilisée pour représenter le phaseur de l'entrée sinusoïdale mesurée est l'instant témoin (timetag). L'angle de phase est égal à l'espacement angulaire entre l'instant témoin et le sommet de la sinusoïde, ce qui établit une relation entre l'instant témoin et la représentation du vecteur de phase. Par exemple, dans la Figure II.4 (b), le signal a une crête qui correspond au timetag qui mesure l'angle de 0° , tandis qu'à la Figure II.4 (c), le signal passe par zéro au timetag qui mesure l'angle de -90° , conformément à la norme du synchrophaseur. L'angle de phaseur seul n'a aucune signification. Cependant, lorsque tous les PMUs utilisent la même référence de temps, leurs mesures sont comparables, et les différences d'angle de phase entre les phaseurs ont un sens exact[24].

II.5.3 Modèle d'estimation de synchronisation

Les étapes de traitement de mesures effectuées au sein de PMU sont illustrées dans la figure II.5. Le modèle suppose que l'échantillonnage à fréquence fixe est synchronisé à une référence temporelle absolue, suivie d'une multiplication complexe avec la fréquence nominale de la porteuse (nominal carrier frequency). Il est également envisageable d'utiliser

d'autres méthodes telles que l'échantillonnage suivi en fréquence (frequency-tracked sampling), la porteuse suivie en fréquence (frequency-tracked carrier) ou les méthodes d'estimation non linéaires sont également possibles. En fonction de l'algorithme et l'échantillonnage utilisés, la sortie de cette conversion peut être plus ou moins proche du taux d'échantillonnage d'origine [27].

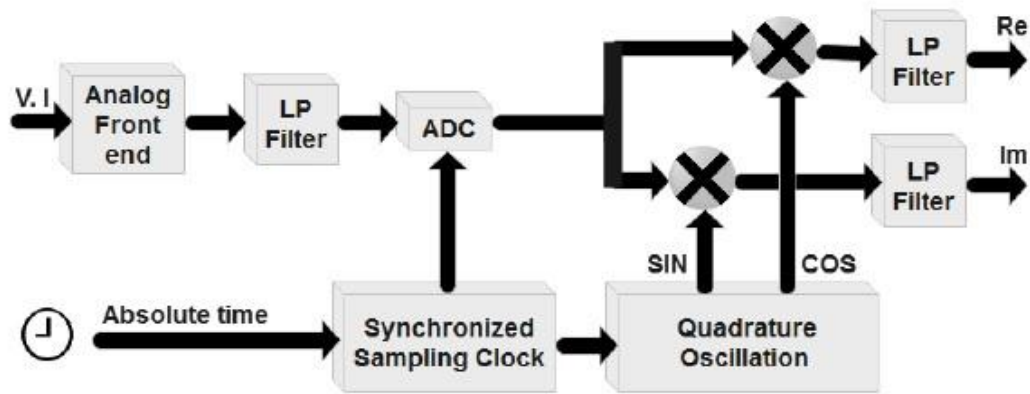


Figure II.5 : Section monophasée du modèle de traitement du signal PMU [27]

On calcule la séquence positive normale en transformant les composantes symétriques. Ensuite, on calcule la fréquence en utilisant le taux de variation de l'angle de phase. Cette méthode donne le décalage par rapport à la valeur nominale, car l'angle de phase varie en fonction de la différence entre la fréquence réelle et la fréquence nominale [27].

Afin de simplifier la génération de l'horodateur(timestamp) et la compensation de phase, l'algorithme utilise un nombre impair d'échantillons. Cela permet aux conversions et au filtrage d'utiliser un échantillon de l'horodateur(timestamp) sans ajustement. Cette mise en œuvre d'algorithme de référence utilise un taux d'échantillonnage de 15 échantillons/cycle qui donne ($50 * 15 = 750$) échantillon/s pour un système de 50 Hz.

Tous les traitements présentés sont au taux d'échantillonnage ADC (Analog Digital Converter), le taux renvoyé est produit par ré-échantillonnage à la sortie du système (decimator stage)[27].

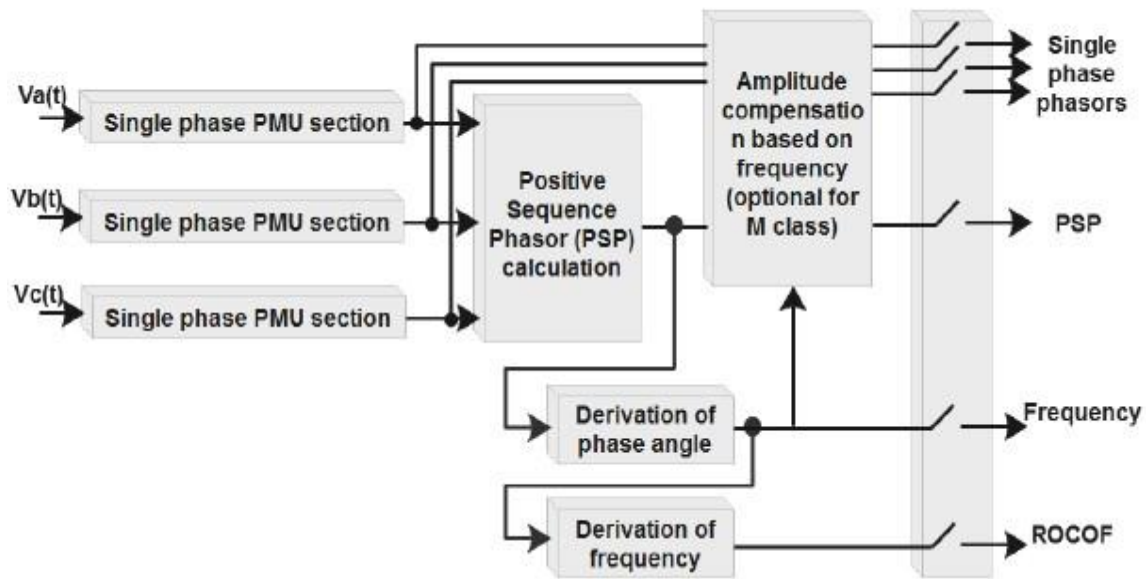


Figure II.6 : Modèle complet de traitement du signal PMU[27]

II.6 Architecture des PMU

La structure interne du PMU comprend de nombreux éléments essentiels, tels que des composants électriques et électroniques prometteurs pour assurer l'exactitude et la diffusion des informations. Un GPS, un modem, un convertisseur A/D (alternative/ Direct), des filtres anti-crénelages, un microprocesseur phaseur et un oscillateur à boucle à verrouillage de phase sont parmi ces éléments [28]. La structure complète du dispositif PMU est illustrée dans la figure II.7, tandis que tous les éléments installés de l'appareil sont décrits dans la même section.

Comme il est indiqué sur la figure II.7, le PMU reçoit directement les informations provenant des sources d'alimentation comme le transformateur de courant et le transformateur de potentiel. La source d'alimentation génère les données d'entrée, qui sont ensuite intégrées dans le premier module d'un périphérique PMU, qui est un filtre anti-aliasing. Par la suite, le convertisseur analogique-numérique (A/D) recueille le signal analogique pour le convertir en signal numérique. Après cela, le signal numérisé est transmis au microprocesseur phaseur qui effectue le calcul du signal synchronisé en utilisant un algorithme spécifique. Finalement, l'ensemble des données internes traitées sont envoyées à l'unité de traitement et de communication du module d'interface utilisateur [28].

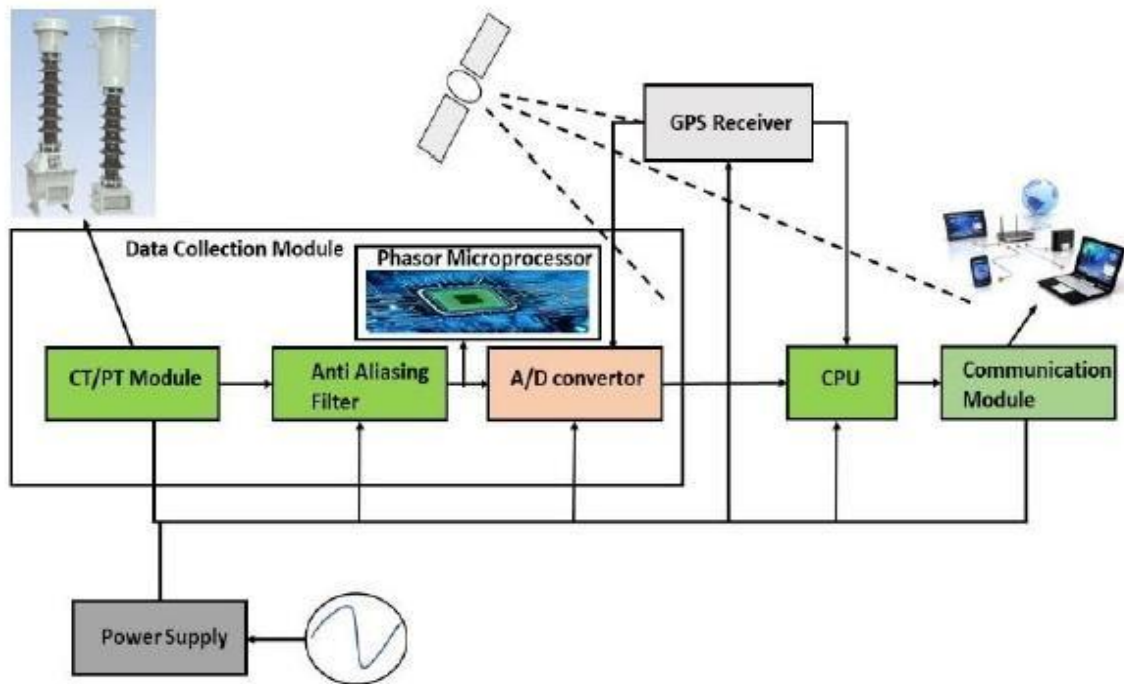


Figure II.7 : Architecture interne du PMU [28]

Les PMUs sont globalement composés de trois unités de base : unité de synchronisation d'horloge, unité de mesure et unité de transmission de données :

II.6.1 Unité de synchronisation d'horloge

L'unité de synchronisation d'horloge comprend des récepteurs GPS et des oscillateurs à verrouillage de phase. Les récepteurs GPS sont utilisés pour détecter les signaux de synchronisation provenant des satellites GPS. Ces signaux sont ensuite utilisés par les oscillateurs à verrouillage de phase pour fournir des signaux de synchronisation au système d'acquisition de données [20].

L'utilisation du système de positionnement global permet de surveiller de manière précise une réponse du système. Il attribue des données, des faits et le lieu d'un objet sur n'importe quelle zone de la Terre dans différentes conditions atmosphériques. Il est constitué de 24 satellites destinés à être placés sur une orbite à des fins d'exploitation. Ces satellites envoient le signal « une impulsion par seconde, PPS » avec une précision de 1 ms pour l'échantillonnage des signaux d'entrée [28].

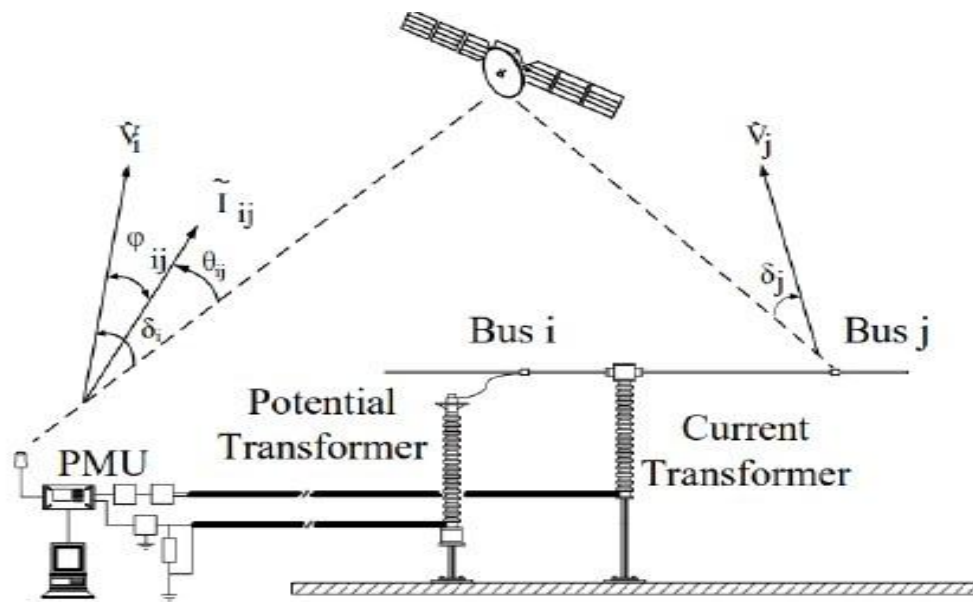


Figure II.8 : Configuration PMU avec GPS, Transformateur de Courant, et transformateur de potentiel [28]

II.6.2 Unité de mesure

L'unité de mesure peut être divisée en trois composantes de base : unité d'interface, unité d'échantillonnage et unité de calcul de Phaseur.

- L'unité d'interface : composée d'un circuit d'interface pour les entrées de données analogiques, les filtres anti-aliasing et le conditionnement du signal. Les filtres anti-crénelage se présentent principalement sous des formes analogiques qui traitent le signal avant l'échantillonnage. Avant qu'un signal ne soit plus simple, il est préférable d'utiliser un filtre anti-aliasing afin de limiter la bande passante d'un signal. Après l'échantillonnage, il est nécessaire que la fréquence d'échantillonnage d'un signal soit deux fois supérieure à la fréquence maximale. Il est impossible de récupérer les données obtenues à partir du signal original si le taux d'échantillonnage est inférieur au double de la fréquence maximale d'un signal. Ainsi, les filtres anti-aliasing servent à restreindre la bande passante d'un signal pour satisfaire l'exigence du théorème d'échantillonnage [28].
- Unité d'échantillonnage : composée de convertisseurs analogique-numérique. La conversion des signaux échantillonnés est effectuée en utilisant des convertisseurs analogique-numérique pour obtenir le signal de sortie du filtre anti-aliasing. Pour obtenir une sélection adéquate de signaux d'entrée, ces signaux sont d'abord reçus puis convertis à l'aide d'un convertisseur analogique vers un convertisseur numérique. Dans le cadre d'une conversion numérique, ces signaux analogiques sont transmis par des filtres anti-aliasing vers l'analogique et ensuite vers les convertisseurs numériques.

(Une fois la conversion est terminée, la phase de boucle de verrouillage détermine le taux d'échantillonnage d'un signal. Ensuite, ces signaux sont transmis au microprocesseur via le convertisseur A vers le convertisseur D. En outre, dans un système de transmission, il y a six canaux. Les valeurs de l'ADC(Analogue Digital Converter), sont employées afin de mettre en marche les quantités de phaseurs, qui sont séparés en deux parties, chaque demi-partie étant attribuée aux phases de tension et aux phases de courant respectivement [28].

Dans un appareil PMU, un circuit en boucle à phase verrouillée(Phase-Locked Loop Circuit, PLLC) permet de synchroniser directement les données afin d'obtenir des mesures précises. Par la suite, le PMU génère des données à un taux d'échantillonnage élevé pouvant atteindre 10 kHz [28]. Le PLL consiste à repérer le comportement des signaux et à générer une variation de phase entre eux. Ce processus est réalisé en modifiant la fréquence de boucle et en créant la différence de phase entre deux signaux de phaseur. Dans le but d'échantillonner les données, un oscillateur à verrouillage de phase divise les données GPS, qui sont constituées d'une impulsion par seconde, en une plage appropriée d'impulsions par seconde [28].

- c) Unité de calcul de Phaseur : comprenant un processeur ou un microcontrôleur et un périphérique de stockage. Le microprocesseur phaseur est perçu comme étant l'élément central du dispositif PMU, car il assure la gestion des flux et des informations d'un signal à travers tout le système [28]. Les microprocesseurs phaseurs reçoivent les données échantillonnées par PLL ainsi que les informations du GPS. Ensuite, on combine l'amplitude de tension et de courant de manière optimiste. Un algorithme discret de Transformée de Fourier (TFD) est utilisé pour traiter les données.

II.6.3 Unité de transmission de données

L'unité de transmission de données récupère les données mesurées à partir de l'unité de mesure et les transmet via un protocole de communication approprié. Les modes de transmission peuvent varier selon les besoins ou la disponibilité des ressources. Les données transmises sont collectées au niveau du concentrateur de données et/ou peuvent être échangées entre d'autres unités du PMU pour des applications de contrôle et de protection [20].

II.7. Communication des PMUs

Les PMUs sont placés sur des nœuds (jeux de barres) choisis du réseau électrique, à partir desquels elles recueillent les données, calculent les paramètres désirés, les enregistrent et les stockent, puis les envoient aux concentrateurs de données locaux (Local Data Concentrators, LDC) [20], situé dans des sous-stations ou des centres de contrôle en utilisant un réseau de communication en fibre optique dédiée. Toutes les informations sont stockées dans un centre principal de concentrateur de données de phaseur (Phasor Data Concentrator, PDC), appelé Super PDC, où on les traite et les interprète afin de détecter d'éventuelles anomalies sur le réseau [24].

Un PDC (concentrateur de données Phasor) est un dispositif de collecte de données PMU qui synchronise les mesures effectuées à tout instant. Le PMU produit des données qui sont transmises et reçues à travers un appareil modem, qui est employé pour relier le PMU à d'autres éléments du réseau électrique, pour la gestion de zones étendue (WAMS) et l'estimation de l'état [28]. Le PDC établit une communication avec différentes unités de mesure de phaseur (PMU) et assure la surveillance de l'ensemble du système de mesure, de traitement et de stockage de données. Les informations en temps réel offrent un aperçu immédiat du système électrique, ce qui permet à l'opérateur de repérer les anomalies et d'en identifier la cause [27].

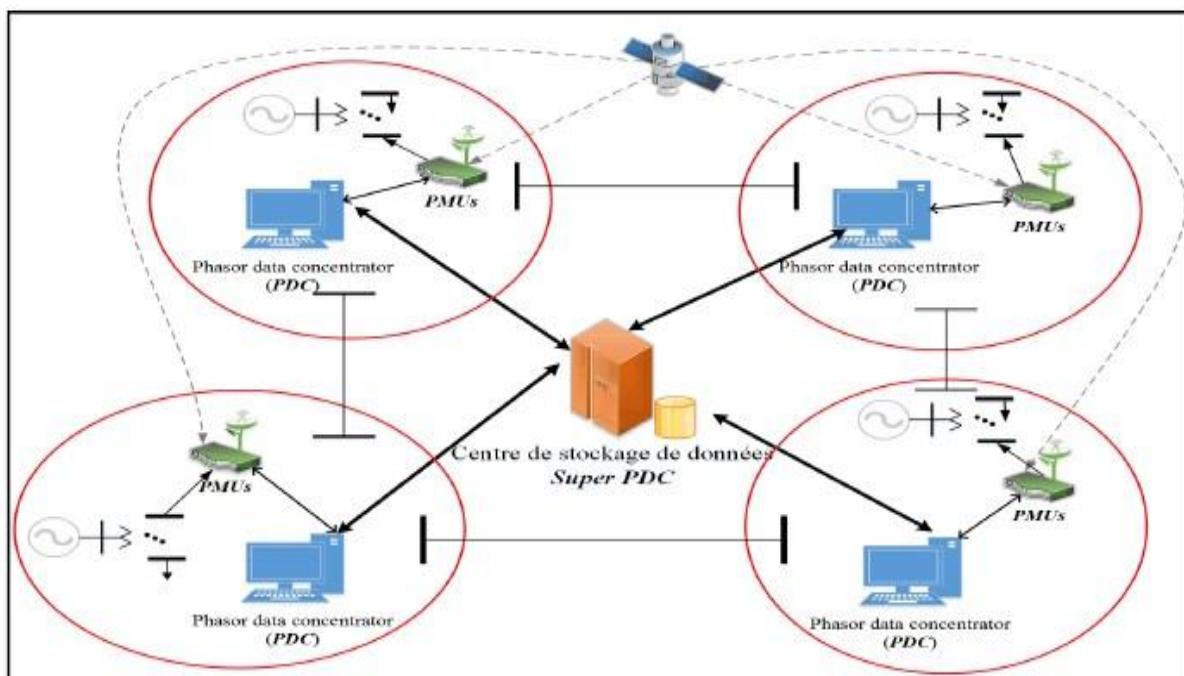


Figure II.9 : Architecture d'un réseau de communication PMU [24]

II.8 Utilité des PMUs

L'importance des données des Synchroniseurs est justifiée par la nécessité de surveiller de manière plus précise et efficace les caractéristiques dynamiques du réseau électrique. Le besoin d'une unité de mesure de phaseur (PMU) a été identifié lorsque les pannes de courant ont commencé à se transiter à l'échelle mondiale. La prédiction des pannes, l'enregistrement des perturbations, l'empêchement de la panne de se propager à la partie saine du système et la prévention de l'instabilité étaient alors cruciaux pour les compagnies de production d'électricité[20].

Grâce à la précision du PMU, les entreprises de production d'électricité peuvent exercer un contrôle sur un réseau électrique. Pour améliorer la prévention des pannes et/ou la capacité de protection du système, il est possible d'utiliser les PMU en alliance avec les dispositifs de protection existants. La technologie synchroniseur permet également d'utiliser des techniques de relais adaptatives [20]. Les mesures de phaseur synchronisées jouent un rôle primordial dans la prévention des pannes. La PMU peut transmettre les données à une vitesse pouvant aller de 10 à 60 mesures par seconde. Quand elle est reliée à une ligne ou un bus essentiel, une PMU évalue les tensions du bus, les courants triphasés de la ligne et la fréquence, à partir desquels on peut calculer les mégawatts et les mégavars[20].

II.9 Application des PMUs

En 2005, le North American Synchronasor Initiative (NASPI) a été lancé dans le but d'améliorer la surveillance, le contrôle et la fiabilité des réseaux électriques à travers les WAMS. En s'appuyant sur la mission et la vision de NASPI, on peut affirmer que les mesures synchronisées peuvent être utilisées pour réaliser des tâches en temps réel (online) ou hors-ligne (offline) [24]. Les différentes applications des PMUs peuvent être classifiées en trois grandes classes : la surveillance, le contrôle et la protection, illustrées sur la FigureII.10

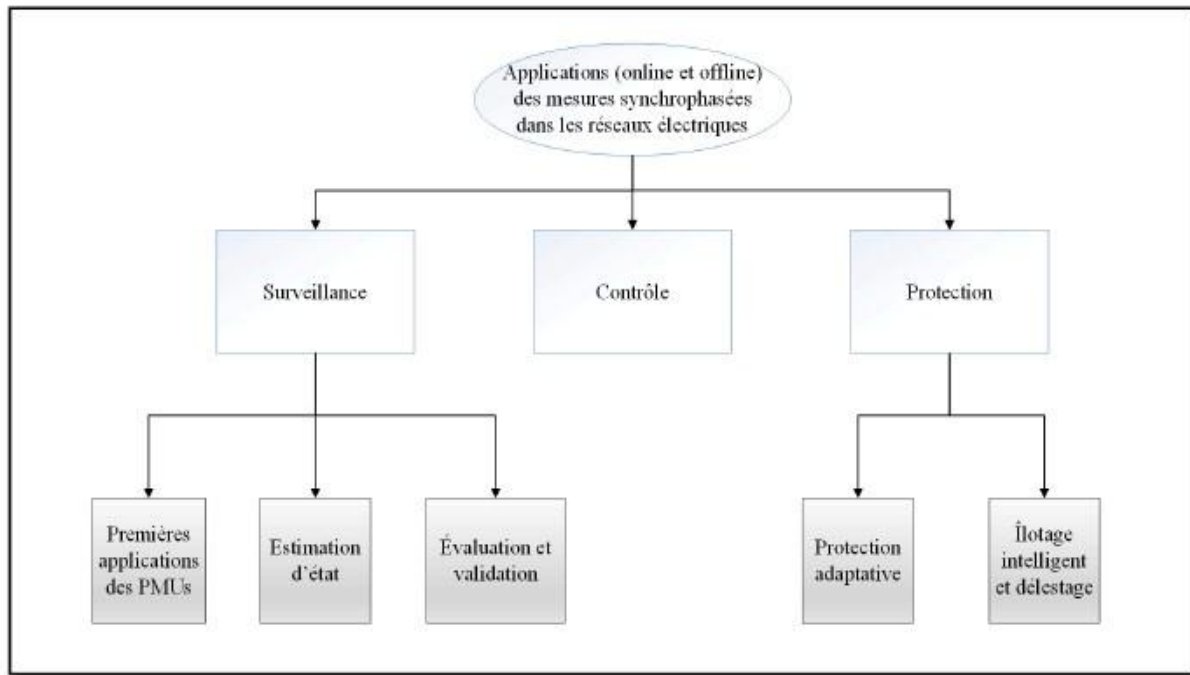


Figure II.10 : Applications des PMUs dans les réseaux électriques[24]

II.9.1 Protection du système électrique

Les mesures des systèmes électriques sont toujours soumises à des instabilités graves, et toute incertitude dans les appareils de mesure entraîne des pannes dans le système. Afin de prévenir les pertes dans le système électrique, un système PMU contemporain est mis au point afin de combler les lacunes qui pourraient affecter la production, la transmission et les circuits de distribution. Le système de protection joue un rôle essentiel dans tout système en garantissant la sécurité et en isolant les composants du système opérationnel qui sont détectés dans des conditions défectueuses. En général, un concept de relais adaptatif est développé dans l'infrastructure afin de faire face aux fluctuations des conditions défectueuses [28].

II.9.2 Contrôle du système électrique

La contribution du PMU permet de créer des dispositifs flexibles pour le système de transmission de courant alternatif (FACT), ce qui permet de compenser la puissance réactive et d'améliorer la capacité de transmission du système. Le dispositif FACT vise principalement à superviser le bon fonctionnement du système électrique et à exploiter de manière précise les données disponibles du réseau de transport. On l'emploie afin de résoudre les problèmes de flux effrénés dans la boucle et de contrôler la fluidité de la puissance, ainsi que d'améliorer la zone fortement chargée. Mathématiquement, l'action de contrôle est effectuée en utilisant la modélisation, mais ces modélisations ne garantissent pas de précision dans des conditions dominantes. La synchronisation des données par PMU permet de contourner les contraintes du système de retour direct des zones éloignées vers le contrôleur. Ainsi, en associant le

contrôleur PMU et le contrôleur local, on pourra accroître la résistance globale du réseau électrique [28].

II.9.3 Surveillance des réseaux électriques

L'assistance au contrôle et à la surveillance en temps réel permet au réseau électrique de rester sous les marges de sécurité en cas de panne, tout en fonctionnant proche de ses limites. Un système électrique équipé de PMU lui permet de fonctionner à une capacité plus élevée, avec une rentabilité optimale et une précision améliorée [28]. La stabilité des petites oscillations de signaux, qui sont des oscillations électromécaniques causées par les angles des générateurs qui oscillent les uns avec les autres, est une condition essentielle pour assurer le bon fonctionnement du réseau. Les variations de tension et les éléments du flux alternatif de puissance peuvent causer des endommagements aux générateurs. Il est donc important de vérifier qu'il y a un couple d'amortissement adéquat au niveau des rotors du générateur. Les générateurs peuvent être endommagés par ces oscillations électromécaniques, ce qui nécessite donc une compensation [27].

II.10 Comparaison PMU vs SCADA

Les systèmes de mesure, de contrôle, de surveillance et d'acquisition de données (SCADA) sont utilisés dans la surveillance traditionnelle du système électrique. Les mesures du système électrique sont transmises aux systèmes SCADA par les relais de protection et les compteurs. Le système SCADA établit une communication régulière avec les dispositifs de mesure afin de recevoir les données. Un grand nombre d'appareils de mesure peuvent communiquer entièrement en seulement 2 à 10 secondes. Les dates de mesure SCADA ne sont pas précises. De plus, les compteurs utilisent principalement des horloges locales comme relais de protection traditionnels pour effectuer les mesures. En conséquence, il est difficile de comparer les mesures provenant de deux points de mesure différents en raison des horloges locales incohérentes.

Il est essentiel d'utiliser les angles de phase de tension et de courant afin d'évaluer la stabilité des systèmes électriques. Toutefois, la mesure des angles de phase est complexe en raison de l'horodatage imprécis et incohérent des mesures SCADA [27].

Tableau II.1 : Comparaison entre SACDA et PMU [24, 27]

Caractéristiques		
SACADA		PMU
1	Fonctionnement limité	Fonctionnement étendu
2	Le fonctionnement du système est principalement manuel.	Le système fonctionne de manière manuelle, automatique et décentralisée.
3	Limité aux utilisateurs et aux entreprises	Le marché de l'électricité s'élargit pour les consommateurs, les utilisateurs et les entreprises.
4	Le taux de réponse lent dans un état d'urgence	Le taux de réponse est élevé
5	Temps de réaction plus lent	Réaction plus rapide et rapide temps
6	Analogiques	Digitales
7	2 – 4 échantillons par cycle	Plus de 60 échantillons par cycle
8	Régime permanent	Régime dynamique et transitoire

II.11 Perspectives des PMUs

Les PMUs proposent une multitude d'avantages potentiels aux ingénieurs du système électrique en facilitant des solutions novatrices aux problèmes de services publics classiques [29] :

L'état du système d'alimentation peut être estimé à intervalles réguliers, ce qui permet d'observer des phénomènes dynamiques à partir d'un point central et de prendre les mesures de contrôle appropriées.

Garantir une qualité de puissance satisfaisante pour les consommateurs.

La synchronisation GPS permet d'obtenir l'état du système instantanément et avec précision, ce qui améliore considérablement les analyses après les perturbations.

Des mesures de phaseurs synchronisées pourraient permettre d'établir une protection avancée, ce qui permettrait d'améliorer la réponse globale du système face à des événements catastrophiques.

II.12 Conclusion

Dans ce chapitre, la technologie des synchrophaseurs a été exposée ainsi que ses principales applications. La technologie PMU permet d'obtenir des données en temps réel sur les phaseurs (les amplitudes et l'angle de phase) concernant le courant et la tension. Ces informations fournies par le PMU permettent d'améliorer le suivi et contribuent au contrôle et à la sécurité du réseau électrique. En effet, les PMUs offrent une vision globale du

comportement du réseau en temps réel grâce aux mesures synchronisées, ainsi, repérer d'éventuelles ruptures au sein du réseau. Par conséquent, il est nécessaire d'installer les PMUs dans des emplacements optimaux sur le réseau électrique. Le chapitre suivant fera l'objet de la problématique d'emplacement des PMUs dans les réseaux électriques.

Chapitre III

III.1 Introduction

La stratégie de l'emplacement du PMU est une préoccupation majeure à l'heure actuelle. Toutefois, il est essentiel de prendre en considération une méthodologie adéquate pour déterminer les endroits où le PMU doit être placé afin de concevoir un système entièrement observable.

Ce chapitre traite l'emplacement optimal des PMUs (OPP) dans le réseau électrique, où nous allons considérer les règles de placement, les problèmes de placement optimal des PMUs, les différentes méthodes pour un emplacement optimal des PMUs, et enfin un algorithme d'application est envisagé.

III.2 Problème de placement optimal du PMU

Bien que l'utilisation des PMUs ait augmenté récemment, leur coût élevé ainsi que celui des services de communication signifie qu'il n'est pas possible d'installer ces unités sur tous les bus du système. Cependant, il est crucial de déterminer le nombre optimal de PMUs et leur emplacement idéal pour assurer l'observabilité globale du système, tout en réduisant les coûts [29, 30]. Selon la loi d'Ohm, placer un PMU sur un nœud rend également les nœuds voisins visibles, ce qui permet d'observer le système avec moins de PMUs que de nœuds. Cela permet d'identifier les nœuds les plus critiques du système en fonction des variations de charges, et donc de positionner les PMUs de manière optimale pour surveiller efficacement tous les nœuds sensibles. Grâce à cette approche, on parvient à réduire le nombre de PMUs nécessaires, ce qui contribue à diminuer les coûts du système tout en assurant sa sécurité [29].

Pour placer les PMUs de manière optimale et assurer une observation approfondie de l'ensemble du réseau électrique, une méthodologie idéale est nécessaire. Plusieurs approches ont été développées pour résoudre ce problème, et ces techniques se classent généralement en deux catégories : conventionnelles et méta-heuristiques.

Pour soulever le problème du placement optimal des PMUs (OPP), des techniques traditionnelles telles que la programmation linéaire sont souvent utilisées [31]. En parallèle, des méthodologies d'optimisation heuristiques et méta-heuristiques sont également employées, comme le recuit simulé, les arbres couvrants, l'optimisation par essais particuliers... Ces algorithmes sont particulièrement efficaces pour surmonter des problèmes tels que la difficulté à éviter les minimas locaux et à gérer les contraintes inhérentes aux techniques conventionnelles [31].

III.3 Règles de placement

L'analyse du réseau se base principalement sur une condition liée aux lois du courant dans les branches et de la tension aux nœuds, en théorie des circuits. Diverses règles sont mises en place pour garantir une observation complète du réseau. L'opérateur du système peut obtenir un ensemble de mesures de phaseur synchronisées via les PMUs, rendant ainsi le système observable. Il est crucial de rendre chaque bus visible, qu'il ait une production ou une demande. Voici comment aborder le concept d'observabilité dans ces trois cas [29]

1. Pour les PMUs connectés dans des bus, il est connu que le phaseur de tension et le phaseur de courant de toutes les branches incidentes sont identifiés. On les désigne sous le nom de « mesures directes ». Selon la figure III.1, l'emplacement du PMU dans le bus 02 est considéré comme une mesure directe. De plus, le PMU mesure également les courants de branche associés au nœud. Les mesures du PMU dans ce cas sont V_2 , $I_{1,2}$ et $I_{3,2}$ ce qui correspond aux caractéristiques des conducteurs ($R_{1,2} + jX_{1,2}$, $R_{3,2} + jX_{3,2}$ et $R_{4,2} + jX_{4,2}$). La zone observée par le PMU sur un bus est représentée sur la figure III.1 [29].
2. Dans le deuxième cas, lorsque les phaseurs de courant et de tension dirigés vers un côté d'une branche sont approuvés, on obtient le phaseur de tension situé à l'autre extrémité de la branche [29]. Ces mesures sont connues sous le nom de « pseudo mesures ». On peut mesurer la tension selon les formules suivantes [29]

$$V_1 = V_2 + I_{1,2} * (R_{1,2} + jX_{1,2}) \quad (\text{III.1})$$

$$V_3 = V_2 - I_{3,2} * (R_{3,2} + jX_{3,2}) \quad (\text{III.2})$$

$$V_4 = V_2 - I_{4,2} * (R_{4,2} + jX_{4,2}) \quad (\text{III.3})$$

3. Quand les phaseurs de tension le long d'une branche sont identifiés, on peut déterminer avec précision le phaseur de courant de cet élément de circuit. Ces mesures sont également appelées "mesures indirectes" [29].

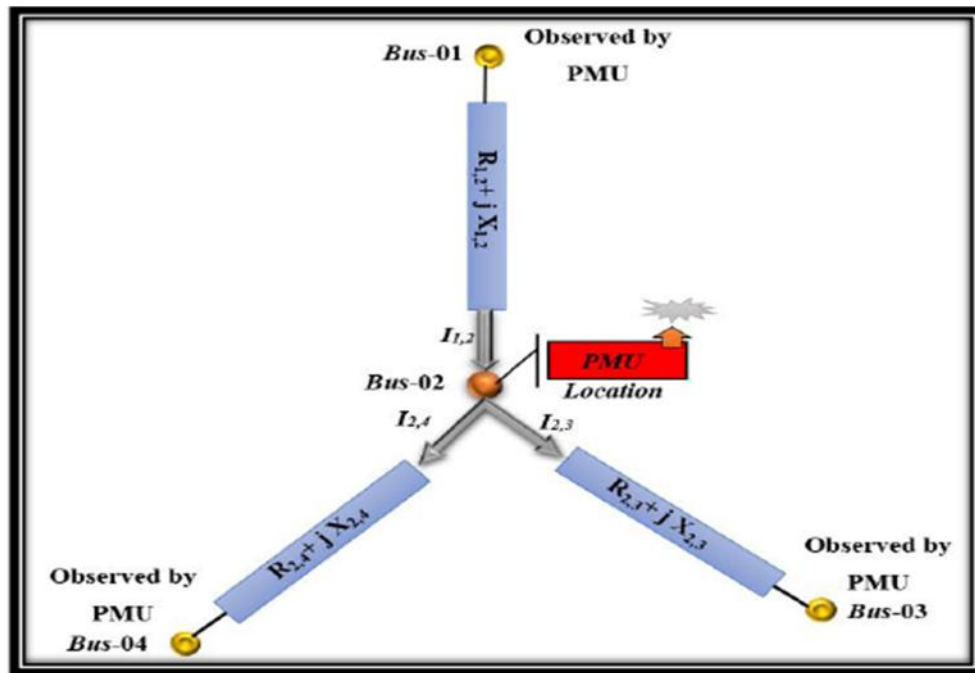


Figure III.1 : Règles de placement du PMU [29]

III.4 Concept d'observabilité complète et incomplète

Si le nombre et l'emplacement des PMUs sont adéquats pour mesurer les tensions de tous les bus du système, un réseau électrique est parfaitement observable [23]. Un exemple de scénario d'observabilité complète est présenté dans la figure III.2

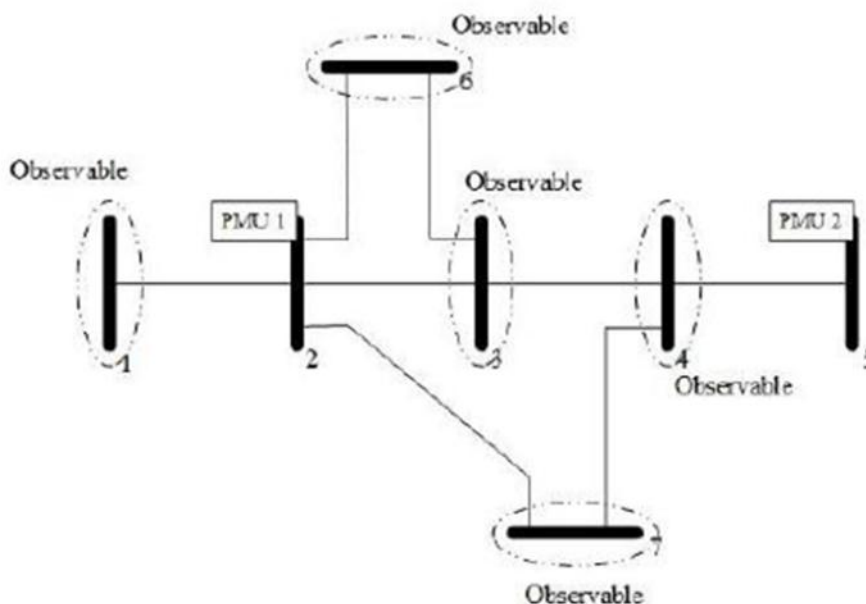


Figure III.2 : L'observabilité complète [23]

Il est possible d'observer un bus lorsque la tension du nœud peut être directement calculée en fonction des tensions et des courants des nœuds dérivés d'autres bus. Comme illustré dans la figure, les tensions des nœuds et les courants de dérivation du bus 2 et 5

peuvent être mesurés à l'aide du PMU 1 et 2 respectivement). Les bus 1, 3, 6 et 7 sont donc observables grâce au bus 2, tandis que le bus 4 est observable grâce à sa connexion directe avec le bus 5.

Le PMU 1 observe les bus 1,2 et 3 en raison de sa connexion directe avec les PMU, tandis que le PMU2, situé sur le bus 4, observe les bus 3,5 et 4 en raison de sa connexion directe avec les PMU. Cependant, les bus 6 et 7 ne sont pas observés car ils ne sont pas connectés aux PMU [23].

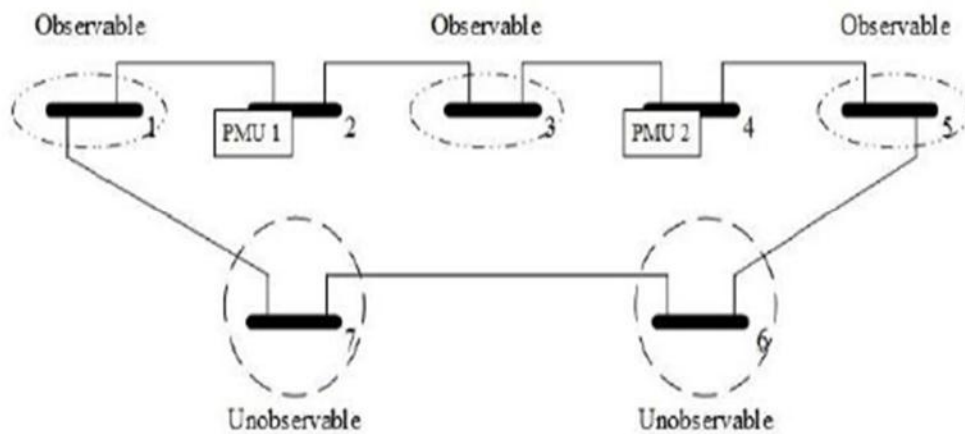


Figure III. 3 : L'observabilité incomplète [23]

III. 5 Bus à zéro injection

Les bus à zéro injection (ZIB) sont toujours présents dans les systèmes d'alimentation, où ni la génération ni la charge ne sont connectées [29].

1. Un PMU est placé sur un bus et tous les autres bus qui y sont directement connectés sont observés, comme le montre la figure 4 (a).
2. Le bus non observable peut être observé, si un ZIB observable est entouré de tous les bus observables à l'exception d'un, Figure 4 (b).
3. En entourant un bus non observé de tous les bus observables, il est possible de le rendre observable, figure 4 (c).
4. En cas de liaison entre un bus radial et un ZIB, il n'est pas requis de mettre en place un PMU sur le ZIB adjacent, figure 4 (d).
5. En cas de connexion de deux bus radiaux ou plus au même ZIB, comme illustré sur la figure 4 (e), il est nécessaire de placer un PMU sur le ZIB afin d'observer tous les bus radiaux qui lui sont connectés [29].

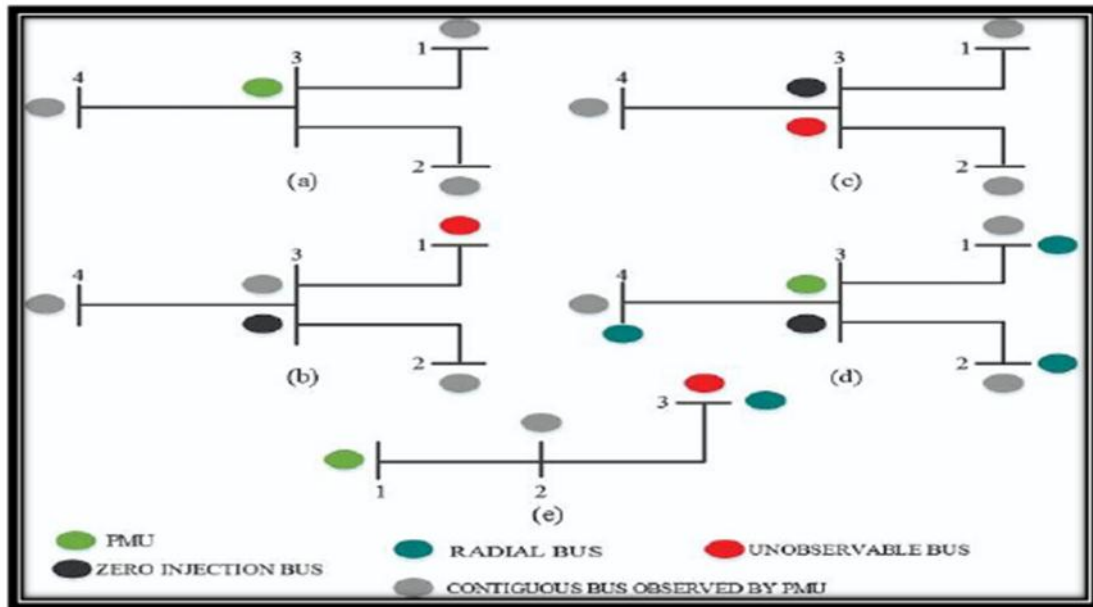


Figure III.4 : Schéma explicatif du ZIB [29]

III.6 Méthodes de programmation mathématiques

La programmation entière est une approche de résolution de problèmes d'optimisation impliquant des variables de conception entières, divisée en trois types principaux : la programmation linéaire entière (ILP), la programmation non linéaire en nombres entiers (INLP) et la programmation quadratique en nombres entiers (IQP).

Diverses techniques sont utilisées pour placer efficacement les PMUs dans un réseau électrique. Par exemple, certains auteurs se sont concentrés sur la minimisation du nombre de PMUs afin d'améliorer la résilience du système face aux pertes de mesures et aux données erronées, tandis que d'autres ont développé des méthodes pour placer les PMUs en tenant compte de contraintes budgétaires. Des formulations générales ont été proposées pour modéliser l'emplacement des PMUs, prenant en compte des tests avec et sans injection (zéro injection bus, ZIB). Certaines études ont utilisé des approches de programmation linéaire entière pour résoudre le problème de placement des PMUs, en considérant également des contraintes d'injection nulle modélisées sous forme de contraintes linéaires. L'objectif principal de ces travaux de recherche est d'optimiser le placement des PMUs de manière à assurer une observabilité totale du système électrique [30].

III.6.1 Programmation linéaire entière (ILP)

La méthode vise à réduire le nombre de PMUs stratégiquement placées pour améliorer la mesure du réseau électrique. Elle intègre les mesures traditionnelles et maintient la même formulation même en cas de redondance. L'algorithme moderne en quatre étapes optimise le placement des PMUs pour une observation efficace du système en cas d'urgence, en prenant

en compte les bus à injection non nulle. Les résultats sont évalués en fonction de l'observabilité du bus et du niveau de redondance du système [31].

Les résultats de la méthode montrent une amélioration significative dans le placement optimal des PMUs pour une surveillance efficace du réseau électrique. La formulation universelle et l'algorithme en quatre étapes offrent une approche robuste pour gérer les imprévus et améliorer l'observabilité du système [31].

Tableau III.1 : Nombre minimal de PMU en excluant et en incluant ZIB [31]

N	Système IEEE	Aucune panne de PMU		Panne de PMU unique	
		Sans ZIB	Avec ZIB	Sans ZIB	Avec ZIB
1	14 bus	4	3	9	7
2	57 bus	17	14	33	29
3	118 bus	32	32	68	64

III.6.2 Programmation quadratique en nombres entiers (IQP)

La matrice de connectivité décrit la structure du réseau et sert à modéliser le placement optimal des PMUs. En combinant des contraintes linéaires et des variables entières, on optimise la fonction objective quadratique pour déterminer le nombre idéal de PMU assurant une observabilité complète du système [31].

Tableau III.2 : Nombre minimal de PMU pour l'observabilité de l'ensemble du système dans les conditions normales [31]

Systèmes de testes	Nombre minimal de PMUs
IEEE 14 bus	4
IEEE 30 bus	10
IEEE 57 bus	17
IEEE 118 bus	32

III.7 Méthodes heuristiques et méta-heuristiques

III.7.1 Recuit simulé (Simulated Annealing SA)

Le recuit simulé (SA) est une technique issue des méta-heuristiques. Son principal objectif est d'obtenir une solution satisfaisante, même si elle n'est pas optimale, dans un délai donné. L'objectif est de trouver une solution adéquate plutôt que la solution parfaite dans un temps limité. Basée sur l'observabilité partielle du système, l'approche SA recommande une stratégie optimale de placement des PMUs. D'abord, elle rend le système observable et détermine le nombre de PMUs nécessaires en utilisant les arbres couvrants du graphe du système. Ensuite, elle présente l'effet d'un concept novateur, appelé « profondeur d'in-observabilité », sur le

nombre de PMUs placées. Cette méthode offre aussi des solutions pertinentes pour le problème de placement des PMUs avec une contrainte de communication. SA a été utilisée pour maximiser la redondance de mesure. De plus, l'impact des ZIB sur la visibilité du système est pris en compte, ce qui permet de réduire le nombre de PMUs installées sans affecter significativement l'observabilité complète. Pour vérifier la cohérence, l'efficacité et l'efficacité de cette technique, plusieurs systèmes de bus standard IEEE ont été examinés. Une autre étude utilise une technique SA en plusieurs étapes pour déterminer le meilleur emplacement combinant PMUs et unités de mesure conventionnelles. Cette méthode permet de trouver les emplacements optimaux plus rapidement que d'autres algorithmes basés sur des mouvements ascendants en plusieurs phases, ce qui lui permet d'atteindre la meilleure solution plus rapidement que les méthodes SA classiques [31].

III.7.2 Algorithme génétique (Genetic Algorithm, GA)

L'algorithme génétique (GA) est l'une des heuristiques les plus connues. C'est une méthode de recherche adaptative qui simule le processus d'évolution naturelle pour trouver des solutions [31]. Les algorithmes génétiques sont des outils de recherche qui s'inspirent de l'évolution naturelle. Un exemple concret est l'utilisation de processus basés sur les algorithmes génétiques pour résoudre des problèmes spécifiques. Ces processus impliquent des opérations telles que la mutation et le croisement pour améliorer les solutions au fil des générations. Un autre exemple est l'algorithme génétique d'immunité (IGA) qui a été développé pour améliorer la convergence et réduire la dégénérescence dans les solutions. Cet IGA a montré des résultats significatifs sur différents systèmes en un temps relativement court. Enfin, la combinaison de la théorie des algorithmes génétiques avec des graphes a permis d'estimer des solutions optimales pour des problèmes complexes en utilisant des algorithmes de tri spécifiques [30]

III.7.3 Recherche d'arbre couvrant

Les chercheurs ont utilisé l'arbre filé et l'algorithme de recherche arborescente pour améliorer la solution du problème OPP en tenant compte des PMUs à moindre canal et multi canal pour une observabilité optimale, connue sous le nom de recherche par arbre couvrant [31]. L'objectif était d'analyser comment la profondeur d'observabilité influence le nombre total de PMUs installées dans le réseau. Ils ont utilisé cette méthode pour visualiser le réseau électrique et ont déterminé les meilleurs emplacements pour les PMUs en utilisant la recherche arborescente. Cette méthode implique que l'algorithme se déplace de bus en bus de l'arbre couvrant jusqu'à ce que tous les bus soient visités, marquant ainsi la fin de la recherche.

Cette méthode a également été perfectionnée pour repérer les PMUs avec un nombre minimal[31].

III.7.4 Optimisation des essais de particules

Un PSO(Particle Swarm Optimization) binaire discret (BPSO) mis à jour est utilisé pour placer les PMUs de manière optimale afin de résoudre le problème OPP et même pour acquérir une redondance de mesure maximale sur chaque bus du système de réseau électrique. Sur une variété de bus IEEE standard, cette technique a été utilisée avec succès. La méthode offre les avantages de la simplicité, d'une optimisation rapide des ajustements et de multiples possibilités de solutions [31].

III.7.5 Algorithme de pollinisation (Pollination Algorithm, FPA)

Afin de fournir une observabilité complète avec une redondance maximale des mesures sur les bus du système, ce problème tente de limiter le nombre de PMUs utilisés [31]. Les résultats de la méthode, comparés à ceux obtenus par diverses méthodes d'optimisation conventionnelles, sont présentés dans le tableau suivant [31]

Tableau III.3 : Comparaison des résultats optimaux de placement des PMU de différents Algorithme [31].

Système de test	FPA	BPSO	BILP
IEEE 14-bus	4	4	4
IEEE 30-bus	10	10	10
IEEE 57-bus	17	17	17
IEEE 118-bus	32	31	32

III.7.6 Recherche Taboue TS

L'algorithme de recherche Taboue (**Tabu Search, TS**) est une méthode méta-heuristique de recherche locale. En orientant et en guidant la recherche, cette approche est utilisée pour résoudre des problèmes d'optimisation combinatoire. Le problème OPP est formulé avec une grande précision et un coût de traitement réduit grâce à cet algorithme. Une méthode d'analyse rapide de l'observabilité assure la pleine observabilité du réseau. Ainsi, par rapport aux méthodes d'analyse d'observabilité traditionnelles, cette technique fournit des résultats plus rapides et plus précis. La recherche taboue (TS) utilise une matrice d'incidence augmentée qui manipule divers modèles d'estimation d'état pour obtenir rapidement et efficacement l'observabilité du réseau [31].

III.7.7 Algorithme de la meilleure première recherche BFS

L'algorithme (Best-First search algorithm, BFS) est utilisé pour atteindre l'OPP avec une observabilité complète. Et réduire le nombre d'appareils de mesure déjà déterminés par BFS et éviter la redondance des mesures des systèmes créés par cet algorithme [31].

Dans un système de test IEEE, la méthode mentionnée est mise en application. En excluant tous les bus radiaux de chaque site de placement de PMU, il est établi que le nombre de PMUs requis pour assurer une couverture complète du système est diminué [31]. Le tableau III.4 compare les résultats et montre que cette méthode est nettement plus précise que d'autres techniques [31].

Tableau III.4 : Comparaison des résultats de la méthode BFS et PLI [31]

Système de test	Avec ZIB		Sans ZIB	
	PLI	Méthode BFS	PLI	Méthode BFS
IEEE 30-bus	4	4	3	3
IEEE 57-bus	10	10	7	7
IEEE 118-bus	84	77	70	57

III.7.8 Optimisation basée sur l'enseignement-apprentissage

Cette méthode est utilisée pour les problèmes OPP (Teaching-learning-based optimization technique, TLBO) avec ou sans implication de ZIB. Par rapport à d'autres approches comme GA et BPSO, cet algorithme donne des résultats différents et se révèle plus efficace. La méthode d'optimisation basée sur l'enseignement-apprentissage (TLBO) demande moins d'ajustements de paramètres et de variables. La stratégie TLBO semble plus simple à mettre en place et converge plus rapidement que les approches actuelles [31]. Le nombre optimal de PMUs sans ZIB obtenu avec cette méthode est comparé à d'autres techniques existantes dans le tableau III.5.

Tableau III.5 : Nombre optimal des PMU sans ZIB [31]

Système de test	Nombre optimal des PMU		
	GA	BPSO	TLBO
IEEE 14-bus	4	4	4
IEEE 30-bus	10	10	10
IEEE 57-bus	17	17	17

III.7.9 Recherche exhaustive

La méthode de recherche exhaustive (Exhaustive Search, ES), est une méthode d'analyse et un modèle algorithmique qui examine toutes les solutions envisageables. Cette approche est exhaustive car elle assure l'exploration de tous les états possibles avant de se conclure par une défaillance unitaire [31]. La méthode ES inclut le ZIB, elle est réalisée à l'aide de ILP (Integer Linear Programming). Elle prend en compte les contingences sur une seule ligne tout en observant l'ensemble du réseau. Grâce à des calculs réduits, elle permet d'atteindre rapidement l'emplacement optimal global[31].

Tableau III.6 : Nombre minimal de PMU OPP [31]

Système de test	ZIB/Panne d'un PMU								
	ILP			ES			RES		
IEEE 9-bus	3	2	6	3	2	6	3	2	6
IEEE14-bus	4	3	9	4	3	9	4	3	9
IEEE 24 bus	7	6	14	-	-	-	7	6	14
IEEE 30-bus	10	7	21	-	-	-	10	7	21

III.8 Algorithme binaire globale (Global-Binary Algorithm, GBA)

Le problème de placement optimal des PMU peut être formulé comme un problème d'optimisation sous contraintes, où la fonction objective vise à minimiser le nombre total de PMU nécessaires à placer, et assurer l'observabilité de chaque bus dans le réseau. En général, le problème d'optimisation peut être exprimé comme suit [32] :

$$\min_{\mathbf{p}} \sum_{k \in \mathcal{B}} p_k, \quad \mathbf{F} \mathbf{p} \geq \mathbf{1} \quad (III.4)$$

Où \mathbf{F} est le vecteur d'observabilité $[F_1, \dots, F_n]$,

$$\begin{cases} F_k = 1 & \text{Si le bus } k \text{ est observable et} \\ 0 & \text{Sinon} \end{cases}$$

\vec{o} est un vecteur binaire qui représente le placement des PMUs [o_1, \dots, o_N],

$$\begin{cases} o_k = 1 & \text{si un PMU est placé au bus } k \\ 0 & \text{sinon.} \end{cases}$$

N est le nombre total de bus. \vec{u} est un vecteur unitaire de dimension $(1 \times N)$ [$1 \ 1 \ 1 \ \dots \ 1$]. La matrice de connectivité A est une matrice carrée $(N \times N)$ qui représente la topologie du réseau [$a_{ij}, \dots, a_{ij}, \dots, a_{ij}$].

$$\begin{cases} a_{ij} = 1 & \text{Si le bus } i \text{ et le bus } j \text{ sont connectés} \\ a_{ij} = 0 & \text{Sinon} \end{cases}$$

Les éléments de la diagonale principale de A sont toujours des uns.

Si une redondance des mesures est nécessaire, la condition d'observabilité ($\lambda > 0$) doit être ajustée dans les systèmes électriques, pour appliquer le critère de contingence n-1, le vecteur $\vec{\varphi}$ devrait contenir des valeurs de deux.

En se basant sur le concept de la matrice de connectivité et du vecteur de redondance, l'équation (III.1) peut être mise à jour comme suit :

$$\vec{S} = \vec{\varphi} \times \vec{o}, \quad \vec{S} \geq \vec{\varphi} \quad (\text{III.5})$$

L'algorithme suppose que le bus local n'affecte pas l'observabilité du bus distant. Par conséquent, un système électrique étendu et interconnecté peut être divisé en plusieurs zones (sous-systèmes) [32]. L'observabilité de chaque sous-système est indépendante des autres. Comme la solution des problèmes est finie, il peut vérifier toutes les solutions possibles sans exception. La probabilité d'obtenir ici une solution globale est de 100 % car tous les cas potentiels sont pris en compte [32]. L'algorithme comporte trois étapes principales :

1. Diviser le système en sous-systèmes plus petits,
2. Obtenir l'OPP de chaque sous-système,
3. Rassembler l'OPP pour l'ensemble du système.

III.8.1 Algorithme de fractionnement

Cet algorithme fournit une nouvelle matrice de connectivité (matrice modifiée) pour rendre la méthode binaire globale plus efficace. Son développement est motivé par le défi de trouver des solutions d'espace de taille optimale pour des systèmes massifs. Dans un système à 30 bus, la taille des solutions est de $(\mathcal{Z} = 2^{30} - 1)$. Le processus de division doit garantir un nombre minimal de bus interconnectés pour améliorer le comportement de l'algorithme et réduire le fonctionnement de la deuxième étape [32]. La procédure systématique de l'algorithme de fractionnement peut être résumée comme suit :

1. Sélectionnez le nombre entier minimal supérieur ou égal à $(N/30)$, le nombre de sous-systèmes, et sélectionnez la taille de chaque sous-système.
2. Commencez par la première ligne et additionnez tous les éléments du premier sous-système, deuxième, troisième, ... jusqu'à la fin. La somme ne doit pas inclure les éléments des diagonaux.
3. La somme maximale dans la ligne « n » correspond au groupe approprié. Ensuite, déplacez la « n ème » ligne et la « n ème » colonne vers une position dans le meilleur groupe.
4. Continuez jusqu'à ce que tous les bus soient sélectionnés dans leur meilleur groupe et réalisez une matrice de connectivité modifiée et centralisée autour de la diagonale principale. Modifiez la taille de n'importe quel sous-système si cela est nécessaire.
5. Identifiez les bus interconnectés.

Considérons l'exemple d'un système avec dix bus. La matrice de connectivité est présentée sur la figure III.5 Les éléments vides font référence à des zéros. En appliquant les étapes précédentes comme suit [32] :

1. Supposons que le système soit divisé en trois sous-systèmes (respectivement 3, 3 et 4 bus). Dans la matrice de connectivité, figure 5 (a), la matrice est colorée en jaune, vert et marron, pour distinguer les sous-systèmes.
2. D'après la figure, la somme des éléments de la première rangée est nulle dans la première zone, 1 dans la deuxième et 2 dans la troisième (ne tenez pas compte de la diagonale principale dans la sommation).
3. La première rangée est classée dans la troisième zone, le groupe approprié du premier bus est donc le troisième. La première rangée devrait être remplacée par les bus 7 ou 9, classés en première zone. Sélectionnons le bus 9 ; les neuvièmes (ligne et colonne) doivent remplacer la première ligne et la première colonne. La nouvelle matrice sera celle illustrée sur la figure III.5 (b).
4. La deuxième itération montre que le bus deux est classé dans la deuxième zone, tandis que le bus six est classé dans la troisième et le bus 7 dans la première zone. La matrice modifiée finale est présentée dans la figure III.5(c).
5. D'après la figure III.5 (c), les bus interconnectés sont les bus 2 et 3 [32].

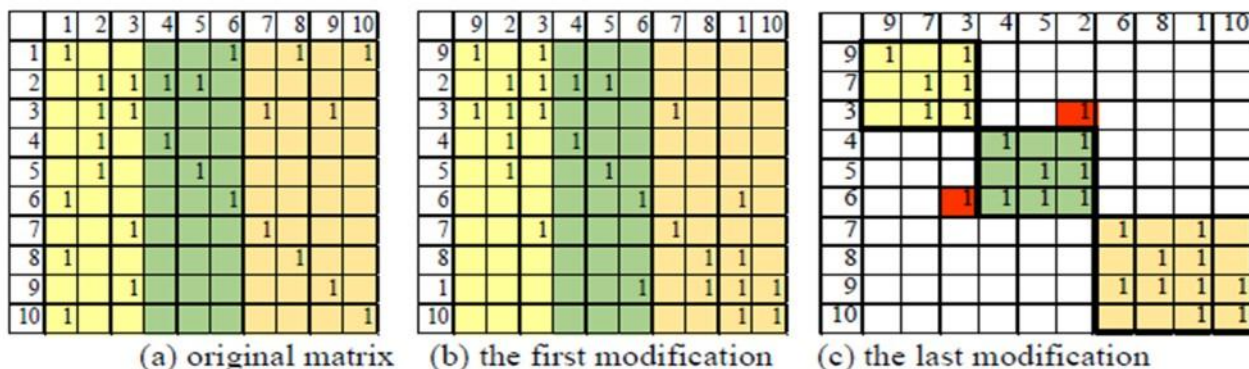


Figure III.5 : Exemple d'un système à 10 bus [32]

D'après la figure III.5 (c), la densité de ceux-ci se situe autour de la diagonale principale. Toutes les matrices de connectivité des sous-systèmes peuvent être identifiées en ignorant toutes celles de la zone sélectionnée, figure III.5(c). La matrice de connectivité du premier sous-système est la matrice jaune 3 x 3. La matrice verte 3 x 3 représente la matrice de connectivité du deuxième sous-système. Enfin, la matrice de connectivité du troisième sous-système est représentée par la matrice orange 4x4. Sur la base de cet algorithme, tout système étendu peut être divisé en un nombre illimité de sous-systèmes plus petits [32].

III.8.1.a Première étape : OPP de chaque sous-système

Dans la première étape, comme le montre la figure III.6 (a), l'algorithme global binaire est appliqué à chaque sous-système pour obtenir des solutions. Il utilise le concept de solutions en espace limité pour tout problème binaire. La figure III.6 se compose de 13 blocs décrits ci-dessous [32] :

1. L'algorithme de fractionnement, définit les blocs 1, 2 et 3. Cet algorithme est répété pour chaque sous-système.
2. Bloc 4 : sélectionner un nombre aléatoire de PMU (K) autour de (N/4) où N est la taille du sous-système. Fixez Y=2 pour la condition de terminaison afin d'arrêter l'algorithme lorsque l'OPP est atteint.
3. Bloc 5 : générer toutes les combinaisons possibles de « k » nombres sur l'espace N, représentant les différentes répartitions des « k » PMU dans le système N-Bus. La variété totale de « k » PMU sur le système N-bus est donnée par l'équation (III.6). L'ensemble des solutions est enregistré dans la matrice X.

$$N = \frac{C!}{k! (C-k)!} \quad (III.6)$$

4. Bloc 6 : calculer la condition d'observabilité
5. Bloc 7 : vérification de l'observabilité basée sur la redondance requise sur les mesures.
6. Bloc 8 : Si « k » PMU rendent le système observable, vérifiez la valeur de Y.

Si $Y = 1$, arrêtez l'algorithme et K est le nombre optimal.

Si Y n'est pas égal à 1 essayez de réduire le nombre de PMU (K) dans le bloc 9, définissez $Y=0$ et revenez au bloc 5.

7. Bloc 10 : si le nombre K de PMUs n'est pas suffisant pour atteindre le niveau d'observabilité requis, vérifiez la valeur de Y .

Si Y est zéro, alors le nombre optimal de PMUs est supérieur à celui actuel (K). Aller au bloc 12 et générer l'emplacement en utilisant la condition d'observabilité, bloc 13.

Si Y n'est pas zéro, essayez d'ajouter un PMU au nombre actuel (K), fixez la valeur de Y à 1 et retournez au bloc 5.

Une fois cette étape calcule le nombre optimal de PMUs, la solution de chaque sous-système. (X_1, X_2, \dots), appelé sous-espace, est identifiée. Une solution de sous-espace définit toutes les combinaisons de placements PMUs optimaux pour un sous-système spécifique. Chaque matrice de solution de sous-espace comporte de nombreuses lignes (vecteurs) ; chaque vecteur représente un emplacement particulier de PMU [32].

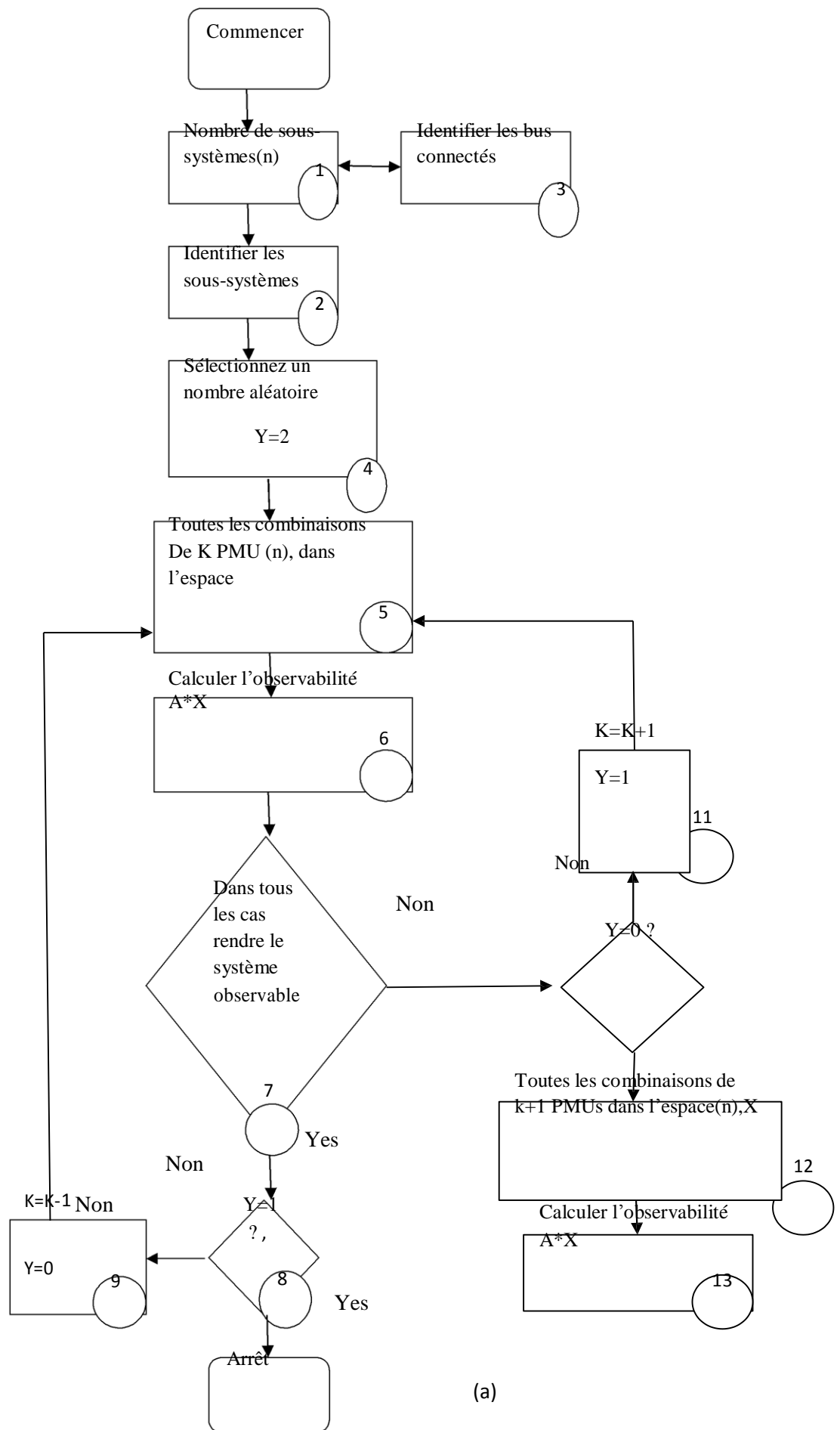
III.8.1.b Deuxième étape : solution globale de l'OPP

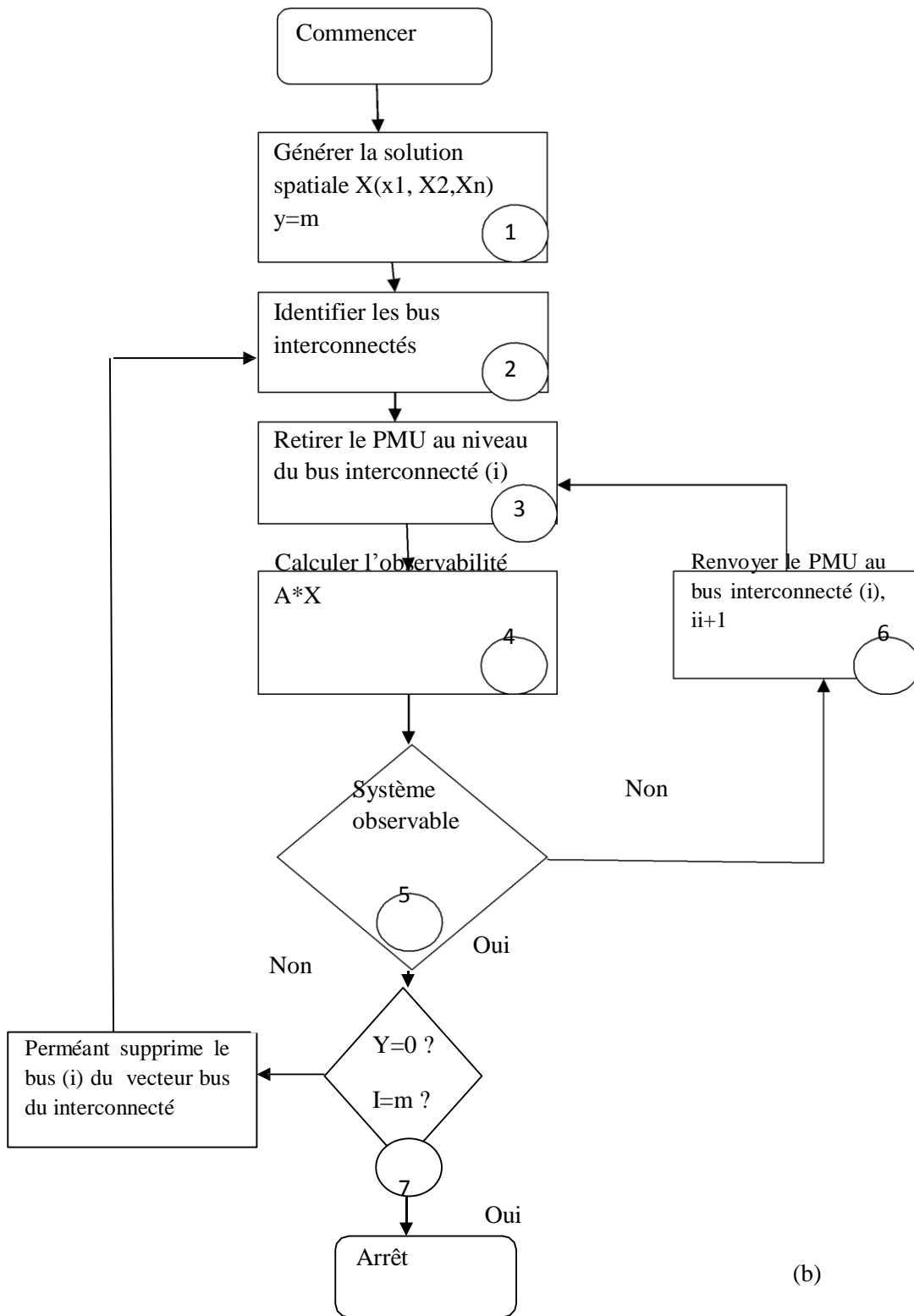
La deuxième étape, Figure III.6 (b), sélectionne la nouvelle solution parmi la combinaison de solutions du sous-système. En essayant de supprimer les PMUs au niveau des bus interconnectés (qui connectent une zone à une autre), les placements optimaux finals des PMU seront définis. L'agrégation de toutes les solutions doit prendre en compte tous les croisements possibles entre les vecteurs dans chaque matrice de sous-espace, étape 1. La deuxième étape tente de supprimer le PMU placé sur le bus interconnecté et de vérifier l'observabilité du système, voir Figure III.6 (b). L'organigramme de cette étape est décrit ci-dessous [32] :

1. Le premier bloc génère une solution en rassemblant toutes les solutions de sous-espace de l'étape 1. La solution doit couvrir toutes les combinaisons entre les vecteurs de sous-espace. Dans ce bloc, le critère d'arrêt est initialisé, où (m) est le nombre de bus interconnectés.
2. Bloc 2 : Identifier les bus interconnectés à partir de l'algorithme de division et initialiser le compteur (i).
3. Bloc 3 : supprimez le PMU au niveau du bus interconnecté s'il existe dans toute la matrice de solutions spatiales.
4. Bloc 4 : calculez le vecteur d'observabilité (F) à partir de l'équation 5 en utilisant la matrice de connectivité complète du système.

5. Bloc 5 : vérification de l'observabilité. Si une solution spatiale rend le système observable, vérifiez la condition d'arrêt dans le bloc 7, renvoyez le PMU retiré du bloc 3 et ajoutez un 'un' au compteur (i), bloc 6.
6. Bloc 7 : vérifier les conditions d'arrêt :
Deux conditions sont définies : Y pour une boucle externe et (i) pour une boucle interne. Si les critères d'arrêt ne sont pas atteints, et que le système est observable, le PMU supprimé est définitivement absent de la solution pour obtenir une nouvelle solution avec un nombre de PMU inférieur et revenir au bloc 2.

Enfin l'algorithme génère la solution finale composée de toutes les combinaisons possibles de placement de PMUs, avec un nombre minimal.





(b)

Figure III.6 : Organigramme de l'algorithme binaire global : (a) étape1, (b) étape 2 [32]

L'algorithme GBA a été appliquée à différents systèmes de test IEEE avec différents tests. Le tableau III.7 représente le nombre minimal de PMU nécessaire pour différents systèmes[32].

Tableau III.7 : Nombre minimal de PMU [32]

Système de test	Cas	GBA	
		Taille de solution	Nombre de PMU
IEEE-14Bus	Sans ZIB	5	4
	Avec ZIB	1	3
IEEE-30 BUS	Sans ZIB	858	10
	Avec ZIB	68	7
IEEE- 118 BUS	Sans ZIB	1457	31
	Avec ZIB	765	28

III.9 Comparaison de différentes méthodes pour l'emplacement OPP

Le nombre minimal de PMUs avec et sans ZIB, pour les différentes techniques existantes, appliquées sur différents systèmes de test, sont données dans le tableau suivant :

Tableau III.8 Tableau récapitulatif de nombre optimal de PMUs, pour les différentes méthodes d'optimisation.

Système de test Méthode	IEEE 9 BUS		IEEE 14 BUS		IEEE 30 BUS		IEEE 57 BUS		IEEE 118 BUS	
	Sans ZIB	Avec ZIB	Sans ZIB	Avec ZIB	Sans ZIB	Avec ZIB	Sans ZIB	Avec ZIB	Sans ZIB	Avec ZIB
ILP	3	2	4	3	10	7	17	14	32	32
IQP	/	/	4	3	10	7	17	14	32	32
SA	/	/	4	3	10	7	17	14	/	/
GA	/	/	4	3	10	7	17	14	/	/
BPSO	/	/	4	3	10	7	17	14	32	32
PA	/	/	4	4	10	10	17	17	32	31
TS	/	/	4	4	10	10	10	10	32	32
BFS	/	/	4	4	4	3	10	7	57	77
TLBO	/	/	4	4	10	10	17	17	32	32
ES	3	2	4	4	/	/	/	/	/	/
RES	3	2	4	4	10	7	/	/	/	/
GBA	/	/	4	3	10	7	/	/	31	28

Le tableau (III.8) présente le nombre optimal de PMUs pour différents systèmes de test IEEE (9, 14, 30, 57, et 118 bus) en utilisant différentes méthodes d'optimisation dans deux cas : avec et sans bus ZIB.

Le nombre optimal de PMUs consigné avec les différentes méthodes d'optimisation est quasiment le même, à l'exception des deux méthodes BFS et TS, où nous avons noté un nombre minimum de PMU pour le réseau IEEE 57bus. D'autre part, nous avons noté qu'avec la méthode BFS, le nombre optimal de PMUs est assez important par rapport aux autres méthodes pour le réseau IEEE 118, contrairement à la méthode GBA qui offre une solution compétitive avec un nombre de PMUs relativement faible.

III. 10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons défini la notion de bus à zéro injection, ainsi que, les techniques d'observabilités pour un emplacement optimal des PMUs. De plus, les différentes méthodes d'emplacement optimal des PMUs ont été abordées, afin de déterminer le nombre de PMUs nécessaires et leurs emplacements optimaux dans un réseau électrique. Ainsi, une comparaison de différentes méthodes citées a été élaborée à la fin de ce chapitre.

Le chapitre suivant sera consacré à l'application de la méthode Global-Binary Algorithm sur un réseau standard IEEE 9 bus, pour déterminer l'emplacement optimal des PMUs, suivi par une étude en simulation de ce réseau.

Chapitre IV

IV.1 Introduction

La modélisation et la simulation sont cruciales pour l'étude des réseaux électriques avec efficacité, précision et rapidité, sans l'intervention sur site.

Dans ce chapitre, une étude en simulation est menée sur un réseau électrique standard IEEE 9 bus. Cette étude consiste l'application de la méthode Global-Binary Algorithm pour l'optimisation de l'emplacement optimal des PMUs sur ce réseau. Ainsi, nous avons considéré deux cas de simulations distinctes : la première sans défauts, et la seconde en présence d'un défaut.

IV.2 Choix du réseau d'application

La méthode GBA a été appliquée en particulier sur le réseau Jordanie de 68 nœuds, comme elle a été examinée sur des modèles de test IEEE de 14 nœuds et plus. De ce fait, nous avons envisagé de l'appliquer, de notre part, sur le réseau IEEE 9 bus.

Le réseau IEEE 9 bus est un modèle de test couramment utilisé dans les simulations pour l'étude et l'analyse des réseaux électriques. Il se compose de 3 générateurs, 9 nœuds (bus), des lignes de transmission et des charges électriques, comme illustré dans la figure IV.1

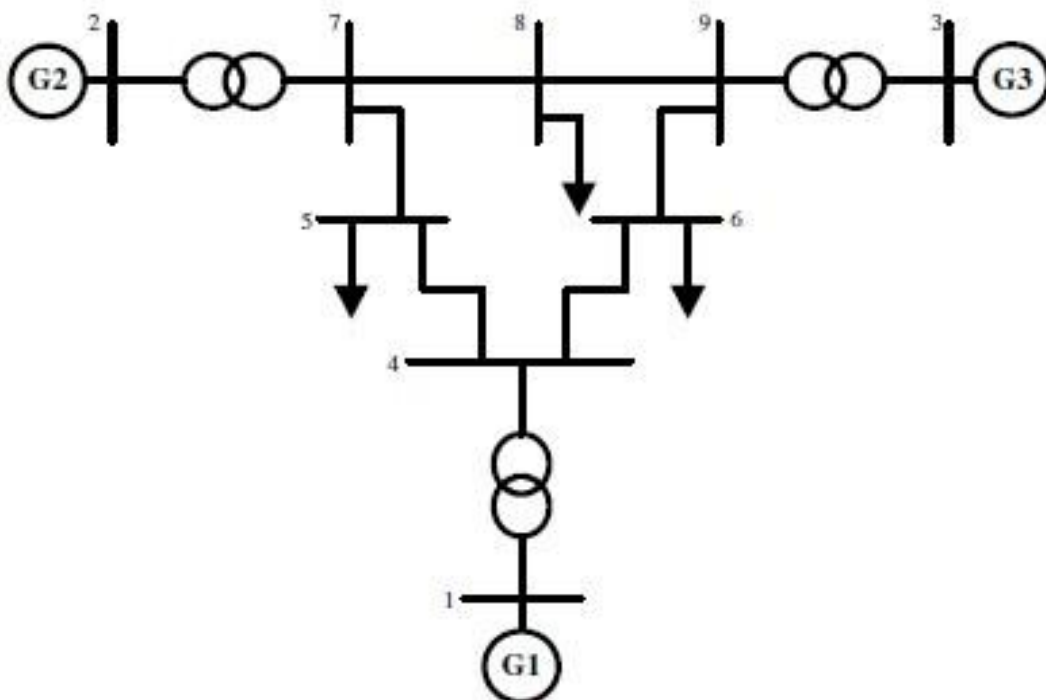


Figure IV.1 : Topologie du réseau IEEE 9 bus

IV.3 Emplacement optimal des PMU sur IEEE 9 Bus

Comme nous l'avons mentionné dans le chapitre 3, nous allons appliquer la technique « Global Binary Algorithm, GBA » sur un réseau IEEE 9 Bus, pour déduire le nombre de PMU nécessaire et l'emplacement optimal de ces derniers.

La matrice de connectivité A est une matrice carrée (9×9) qui représente la topologie du réseau IEEE 9 bus. Rappelons que les éléments de la diagonale principale de A sont toujours des uns, et :

$$\begin{cases} a_{ik} = 1 & \text{Si le bus } i \text{ et le bus } k \text{ sont connectés} \\ a_{ik} = 0 & \text{Sinon} \end{cases}$$

Nous obtenons donc la matrice suivante :

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

Les résultats de simulation du programme de Global Binary Algorithm sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.1 : Emplacement optimal des PMUs du réseau IEEE 9 bus par GBA

Cas	Nombre de PMUs	Emplacement optimal des PMUs
Avec ZIB	3	Nœuds 2 ,4 et 9
Sans ZIB	3	Nœuds 3 ,4 et 7

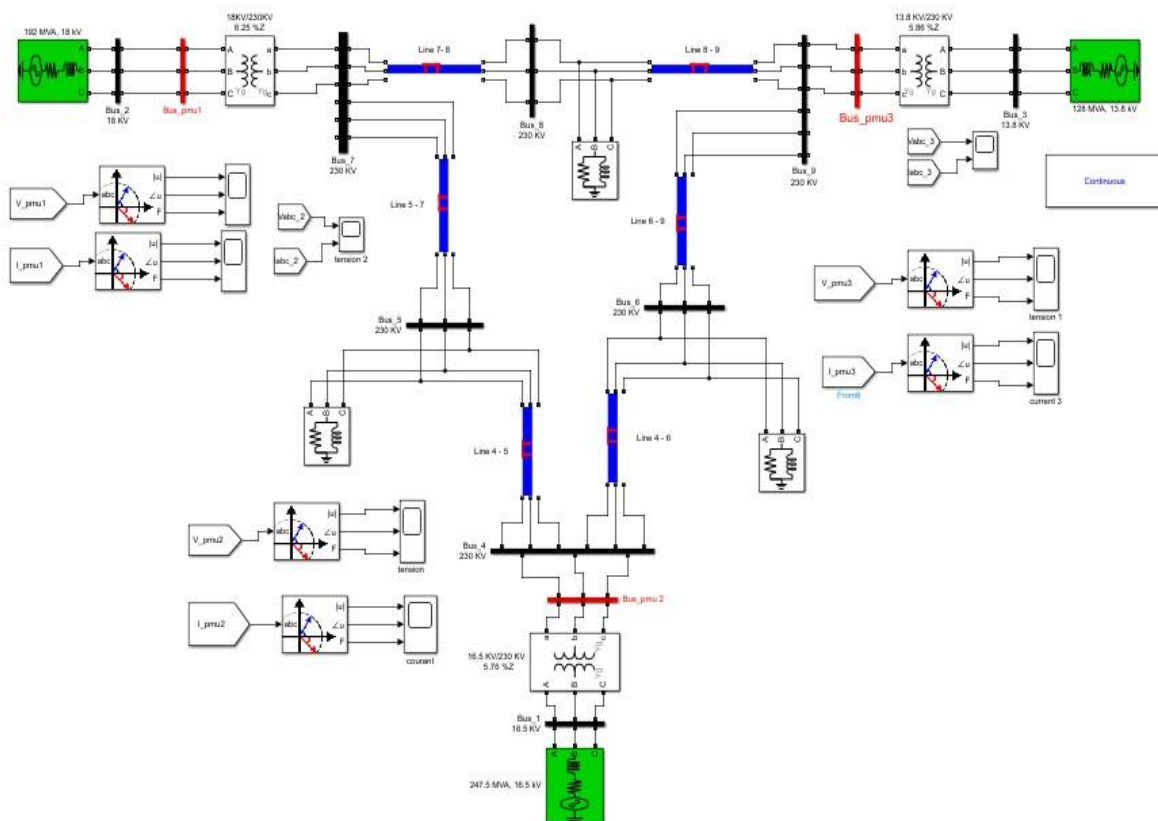
Command Window	Command Window
<pre>New to MATLAB? See resources for Getting Started. 1 include zero injection bus? 1- YES 2- NO 1 optimal Number of PMU :3 optimal PMU location : 2 4 9</pre>	<pre>New to MATLAB? See resources for Getting Started. 1 include zero injection bus? 1- YES 2- NO 2 optimal Number of PMU :3 optimal PMU location : 3 4 7</pre>

Figure IV.2 : Résultats de simulation de l'algorithme GBA pour IEEE 9bus**IV.4 Simulation et résultats**

Le modèle de réseau IEEE 9 Bus a été exécuté sous Matlab Simulink en tenant compte de l'emplacement optimal des PMUs sur le réseau considéré, pour deux cas différents : simulation sans anomalie et simulation avec un défaut.

IV.4.1 Simulation sans anomalie

Dans ce cas, nous avons simulé le modèle IEEE 9 Bus en implémentant les 3 PMUs : PMU 1, PMU2 et PMU3 au niveau des nœuds 2, 4 et 9, respectivement. Le bloc de simulation est montré sur la figure IV.3

**Figure IV .3** : Bloc de simulation de IEEE 9Bus avec application des PMUs

Les résultats de simulation sont représentés sur les figures suivantes sachant que les figures sont tracées en utilisant les valeurs relatives (pu) :

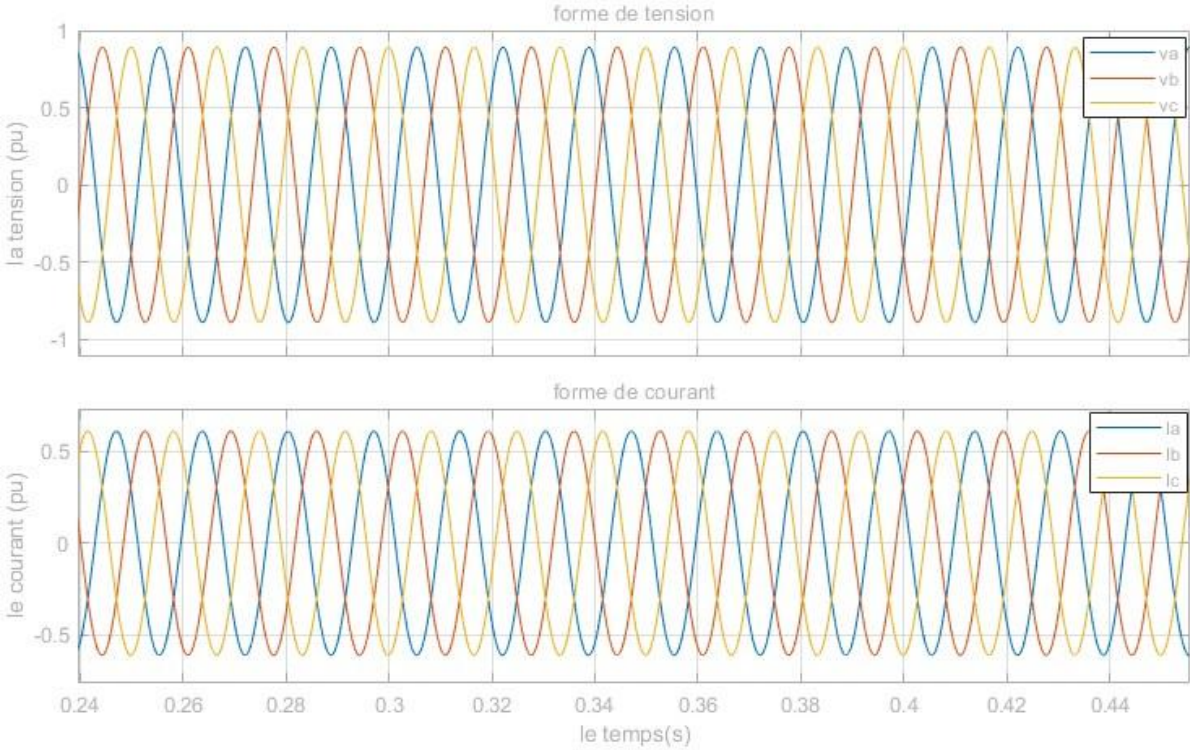


Figure IV. 4 : La forme de la tension et du courant

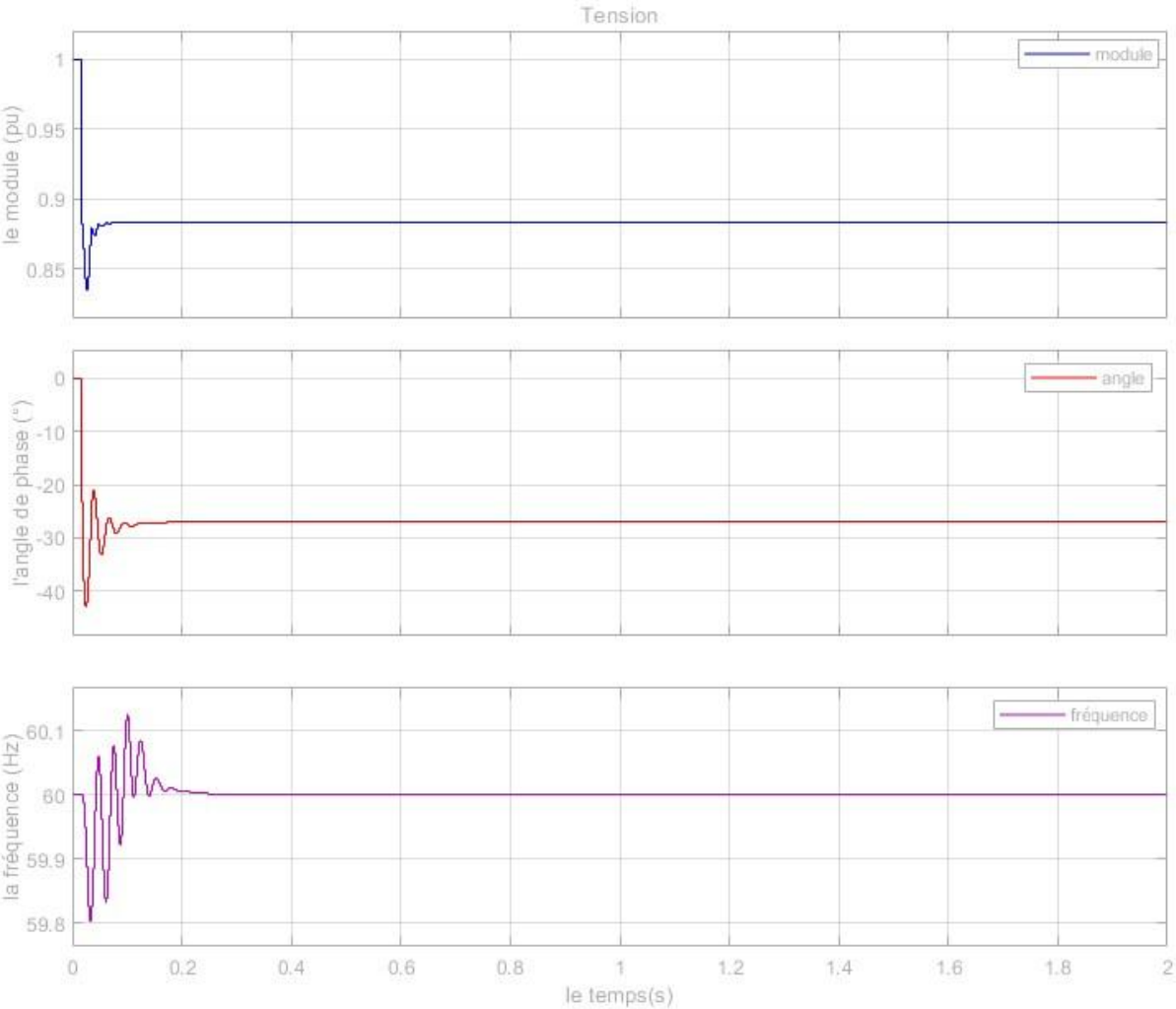


Figure IV .5 :Le module, l'angle de phase et la fréquence de la tension, enregistrés par le PMU1

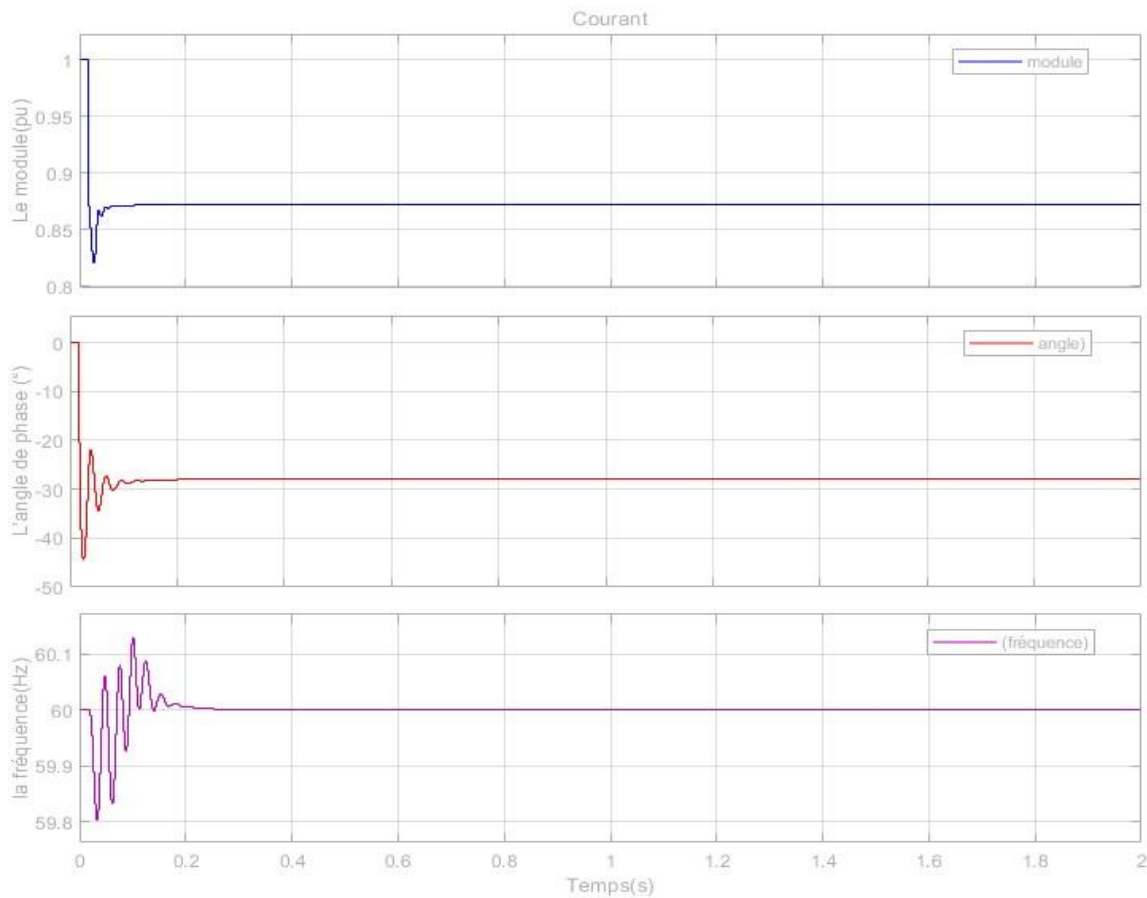


Figure IV .6 : Le module, l'angle de phase et la fréquence du courant, enregistrés par le PMU1

a) Interprétation des résultats

La figure IV.4 représente la forme de la tension et le courant au niveau du nœud N° 2, qui sont d'une forme triphasée sinusoïdale. Et c'est la même forme au niveau de toutes les lignes et nœuds.

Les figures IV.5, IV.6 représentent, respectivement, les paramètres relevés par le PMU, à savoir le module, l'angle de phase et la fréquence de la tension et du courant au niveau du nœud 2 où nous avons implémenté le premier PMU.

IV.4.2 Application d'un défaut phase-terre

Dans ce cas, un défaut monophasé phase-terre est appliqué à l'instant $t=1s$ pour une durée de 0.1s, au niveau de la ligne 4-6 du côté de la charge triphasée. Le bloc de simulation sous Matlab Simulink est représenté sur la figure ci-dessous.

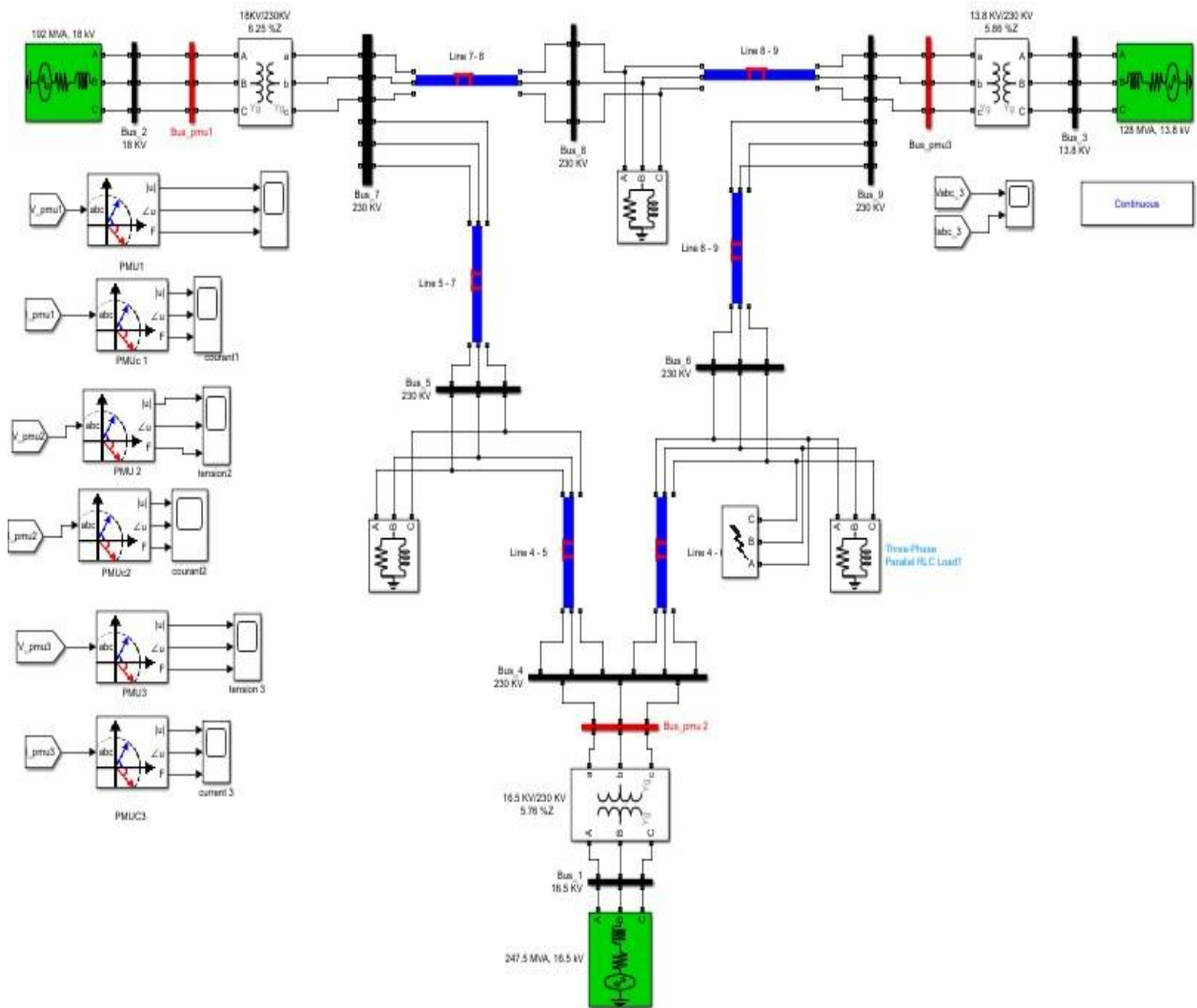


Figure IV.7 : Bloc de simulation de IEEE 9Bus avec application des PMUs avec application d'un défaut.

Les résultats de simulation sont représentés sur les figures suivantes sachant que les figures sont tracées en utilisant les valeurs relatives (pu) :

:

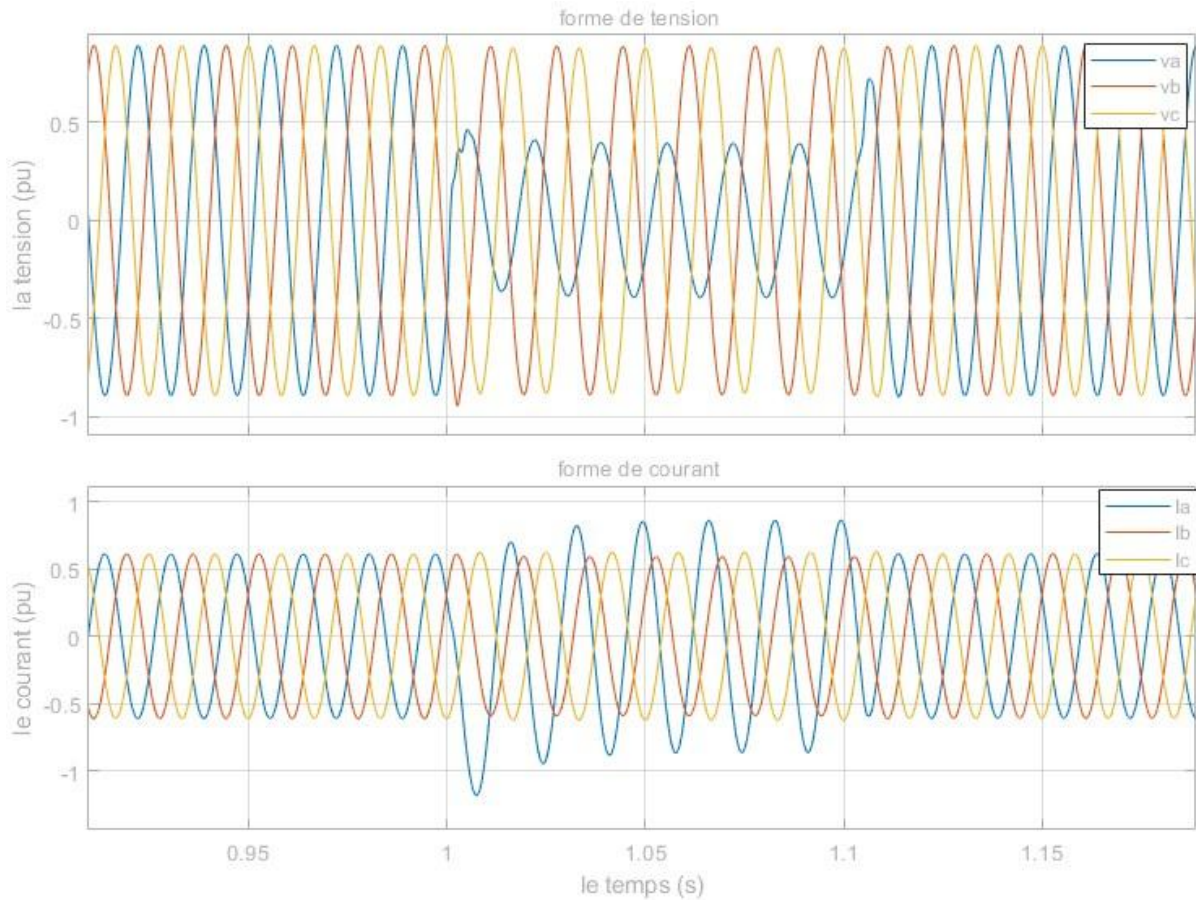


Figure IV.8 : La forme de la tension et le courant lors d'un défaut Phase-terre, entre 1 et 1.1s

La figure IV.8 représente la forme de la tension et le courant au niveau du nœud N° 2 où on observe une chute notable de la tension entre 1 et 1,1 secondes. A l'exception de cette période, la tension est relativement stable et sinusoïdale.

a) Résultats de simulation pour le PMU1

Les figures IV .9 et 10 représentent, respectivement, les paramètres relevés par le PMU 1 à savoir le module, l'angle de phase et la fréquence de la tension et du courant, après application d'un défaut à l'instant $t=1s$.

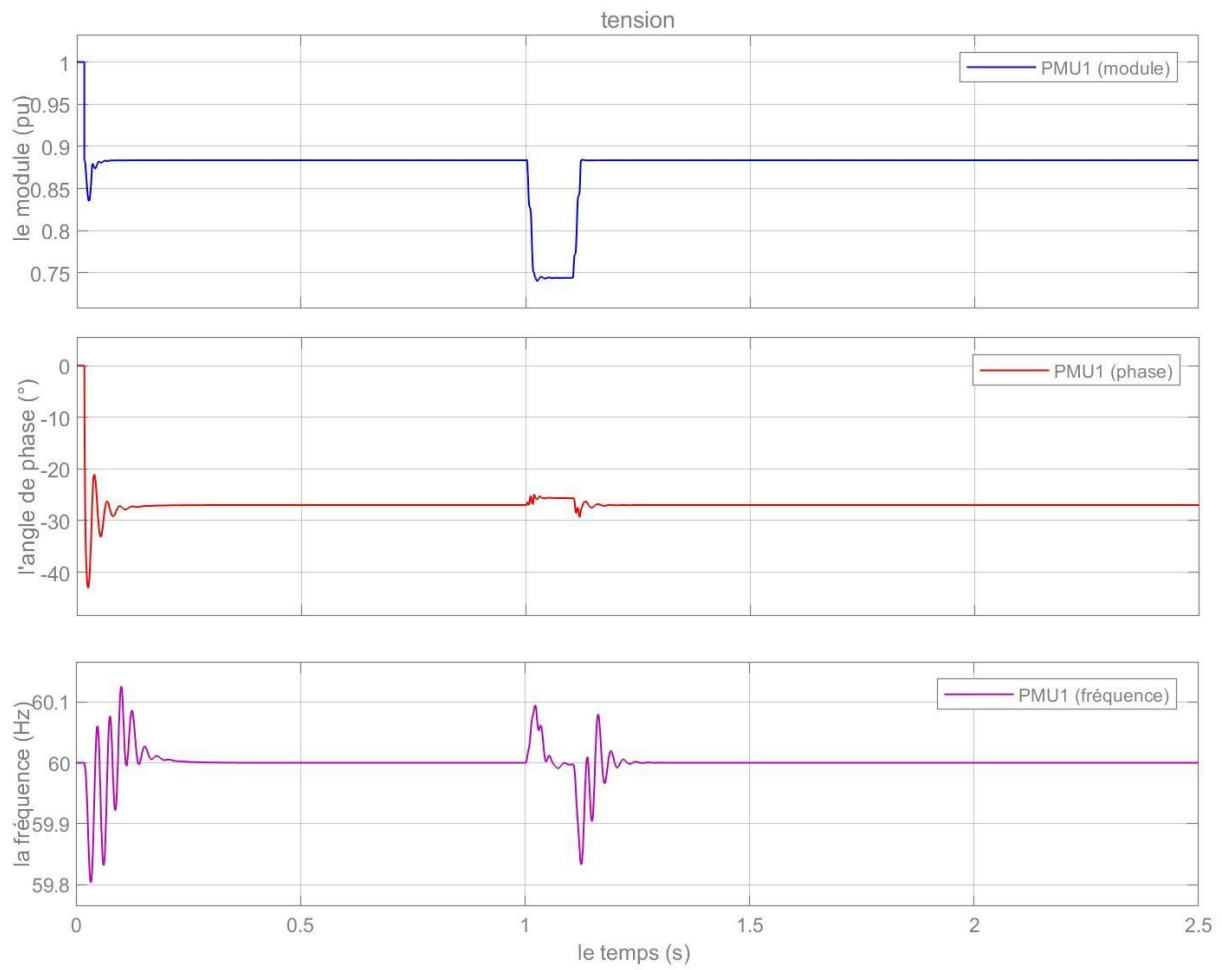


Figure IV.9 : Le module, l'angle de phase et la fréquence de la tension, enregistrés par le PMU1 lors du défaut

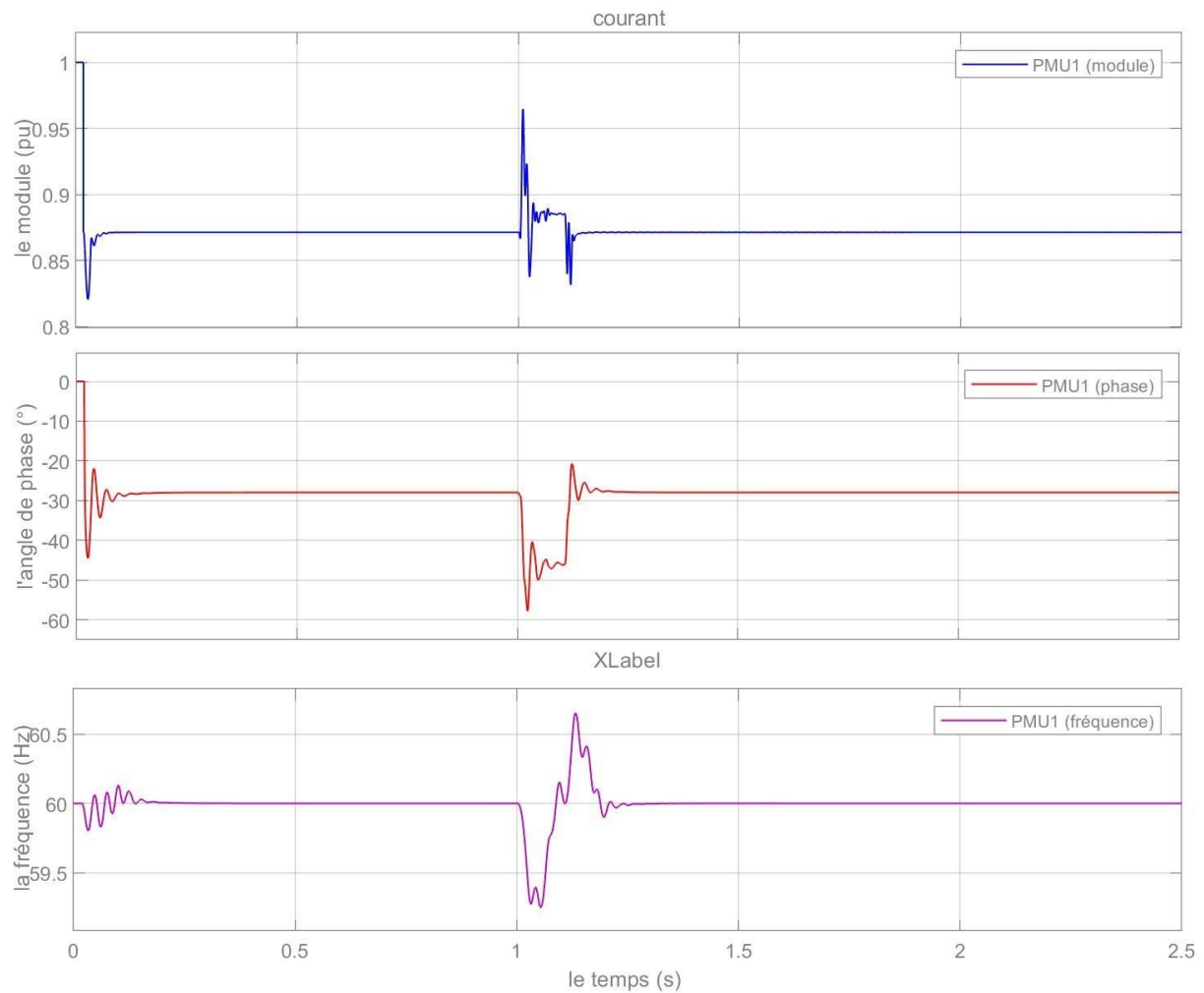


Figure IV.10 : Le module, l'angle de phase et la fréquence du courant, enregistrés par le PMU1 lors du défaut

b) Résultats de simulation pour le PMU 2

La figure IV .11 et IV .12 représentent, respectivement, les paramètres relevés par le PMU 2 à savoir le module, l'angle de phase et la fréquence de la tension et du courant au niveau du nœud 4 où nous avons implémenté le second PMU.

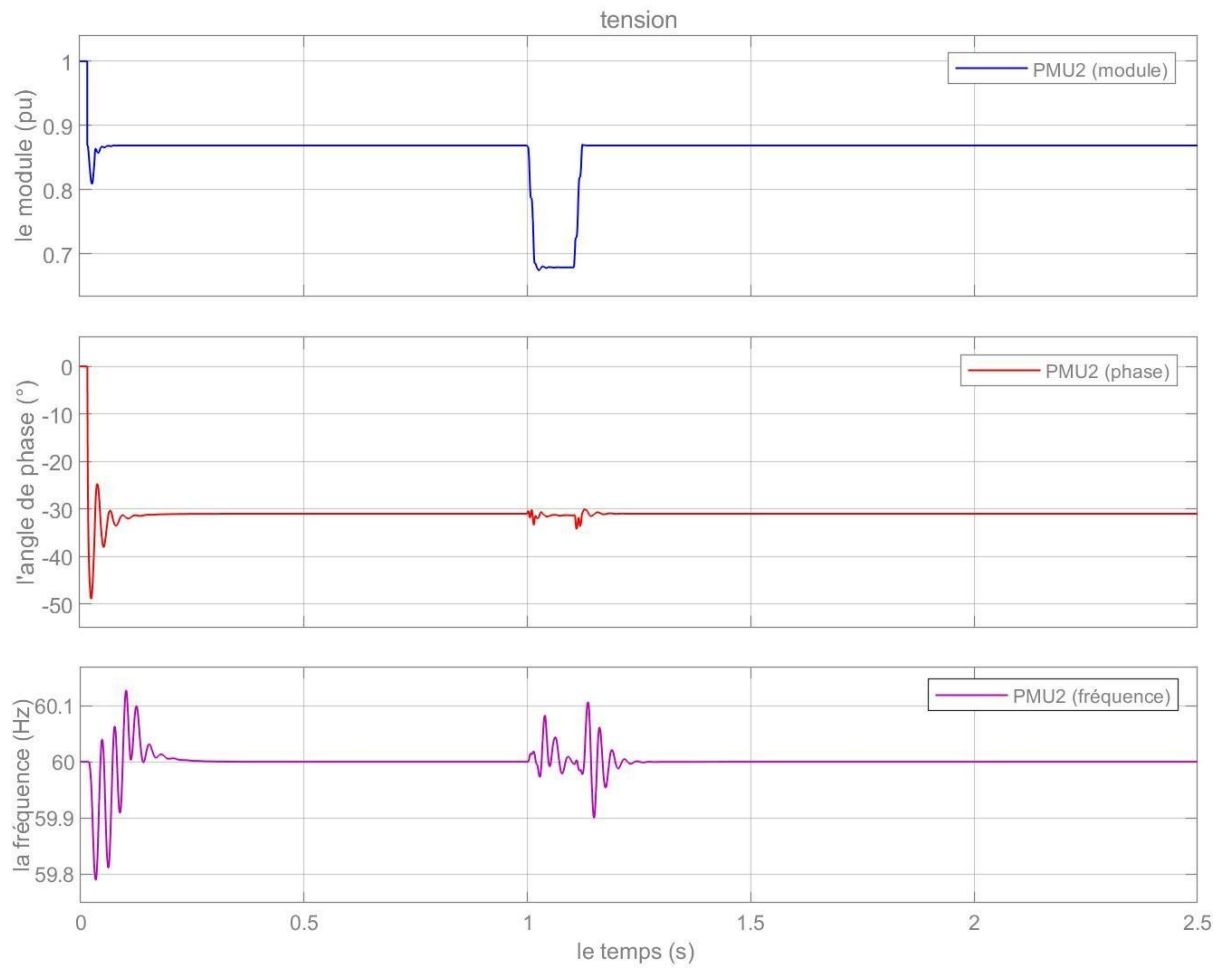


Figure IV.11 : Le module, l'angle de phase et la fréquence de la tension, enregistrés par le PMU2 lors du défaut

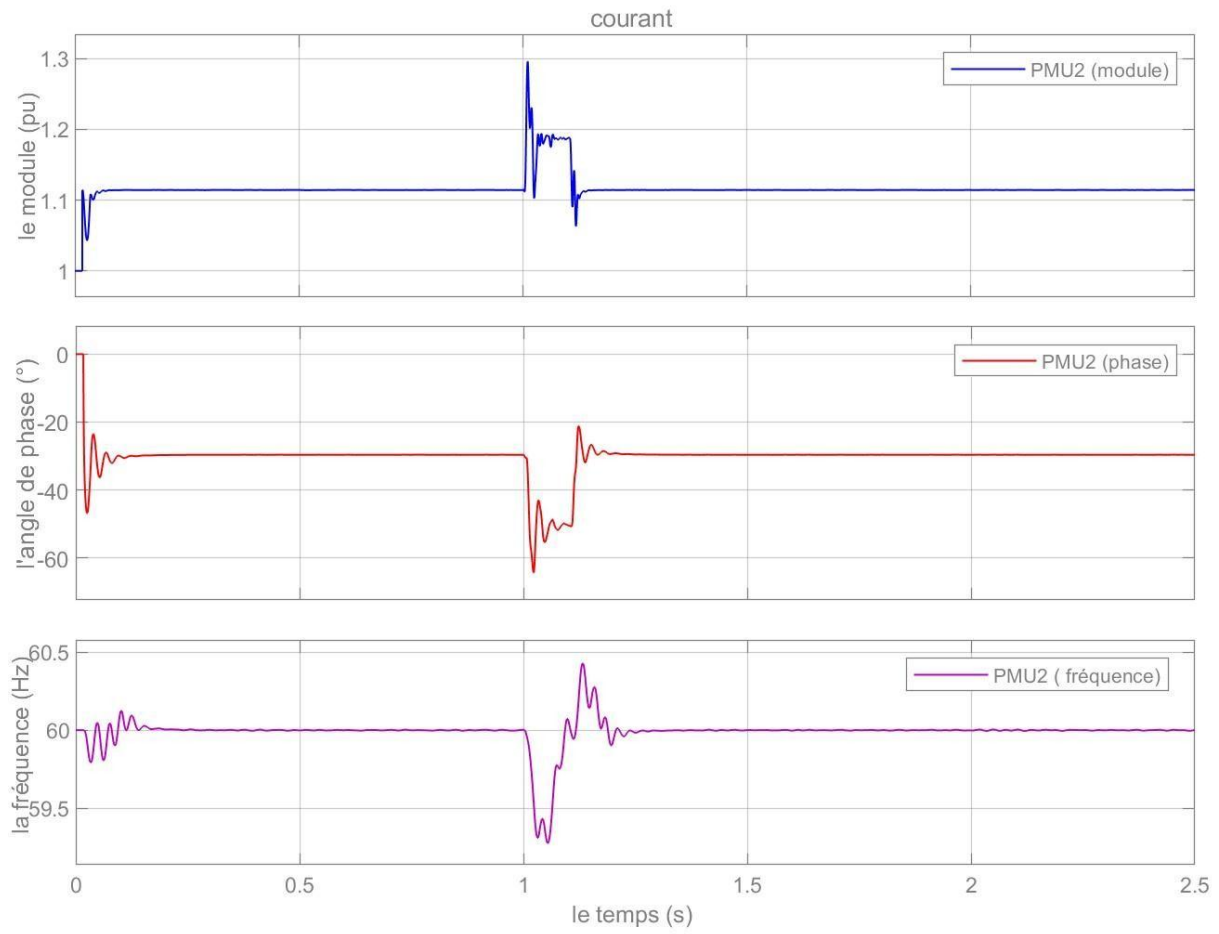


Figure IV.12: Le module, l'angle de phase et la fréquence du courant enregistrés par le PMU2 lors du défaut

c) Résultats de simulation pour le PMU 3

Les figures IV .13et IV .14 représentent, respectivement, les paramètres relevés par le PMU3 à savoir le module, l'angle de phase et la fréquence de la tension et du courant, au niveau du nœud 9 où nous avons implémenté le troisième PMU.

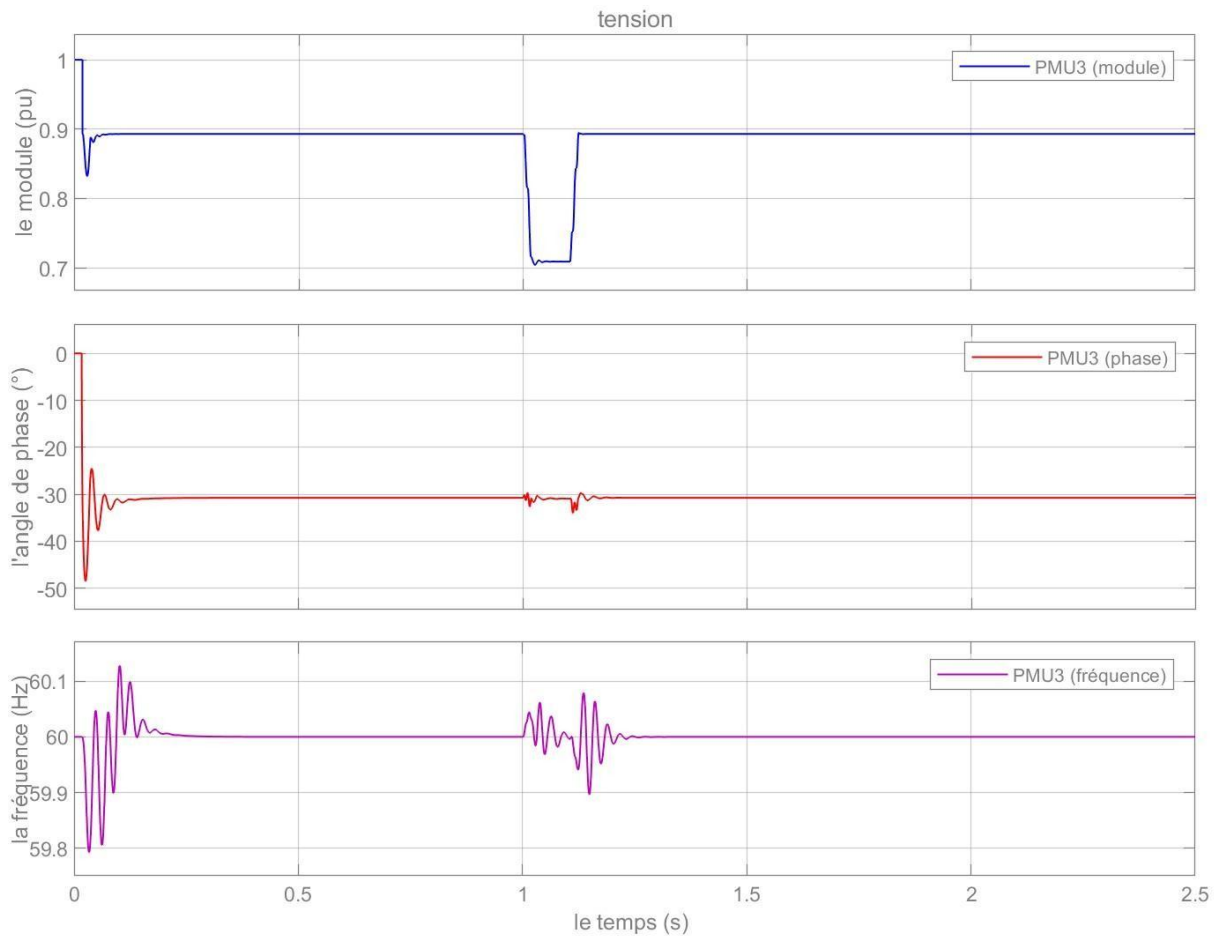


Figure IV. 13 :Le module, l’angle de phase et la fréquence de la tension, enregistrés par le PMU3 lors du défaut

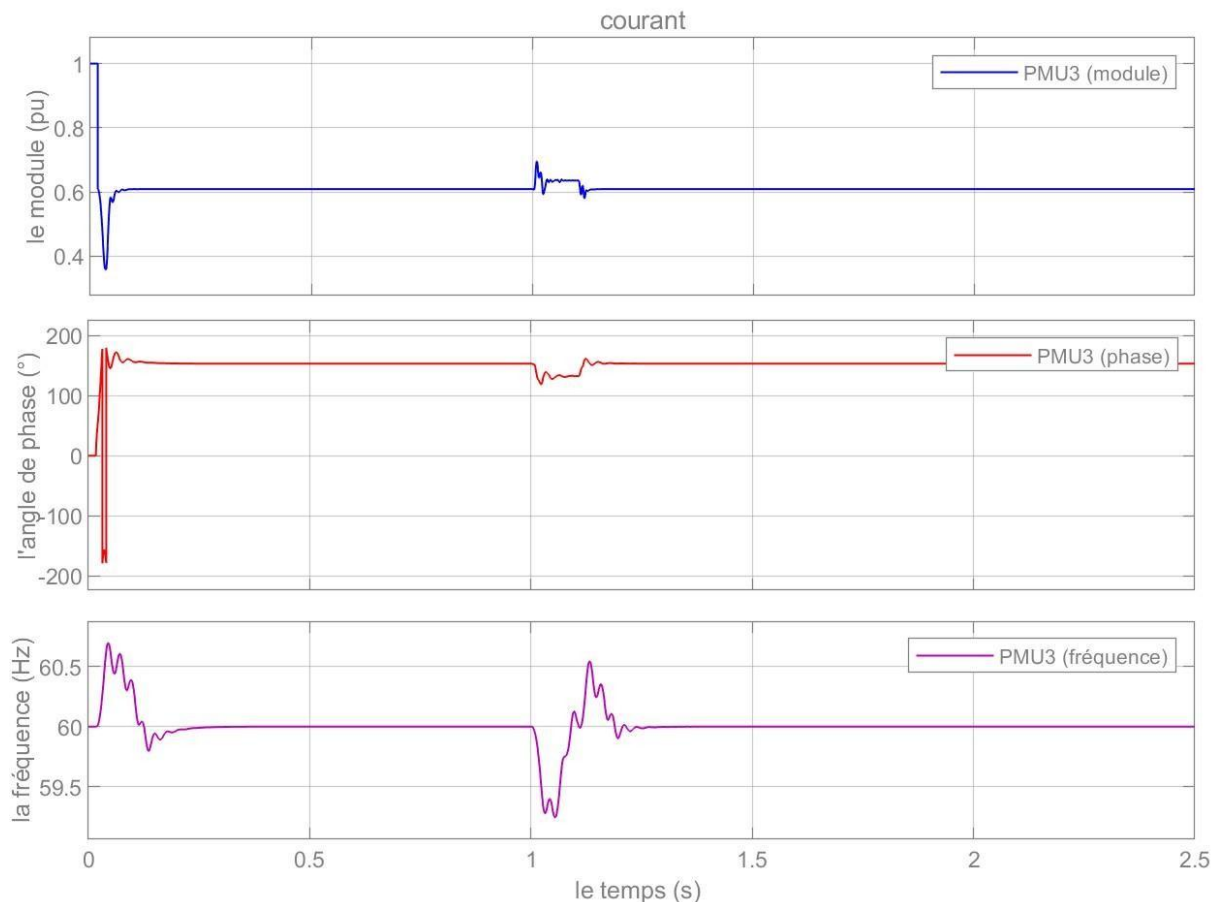


Figure IV.14 : Le module, l'angle de phase et la fréquence du courant enregistrés par le PMU3 lors du défaut

Interprétation des résultats

-Avant le défaut (0 à 1 seconde) : Le système est stable. Les modules de la tension et du courant sont constants, l'angle de phase entre la tension et le courant est stable, et la fréquence est proche de sa valeur nominale (60 Hz), indiquant un réseau en équilibre sans perturbations.

-Pendant le défaut (1 à 1,1 secondes) : Le réseau subit un déséquilibre temporaire dû à un court-circuit « phase-terre ». Ce déséquilibre se manifeste par une chute brusque du module de la tension, une augmentation rapide du module du courant, une variation soudaine de l'angle de phase, ainsi que des fluctuations de la fréquence. Ces changements indiquent une perturbation importante du réseau.

-Après le défaut (après 1,1 secondes) : Une fois le défaut est disparu, tous les paramètres (module de la tension et du courant, angle de phase, et fréquence) reviennent progressivement à leurs valeurs normales. Cependant, des oscillations transitoires peuvent persister pendant un certain temps avant que le réseau revient à son état stable.

IV.5 Comparaison des réponses des trois PMUs

Les figures IV.15, IV.16 et IV.17 montrent l'évolution des mesures de : fréquence, angle de phase des tensions et les modules mesurés par les trois PMUs (1, 2 et 3) avant, pendant et après un défaut « phase-terre ».

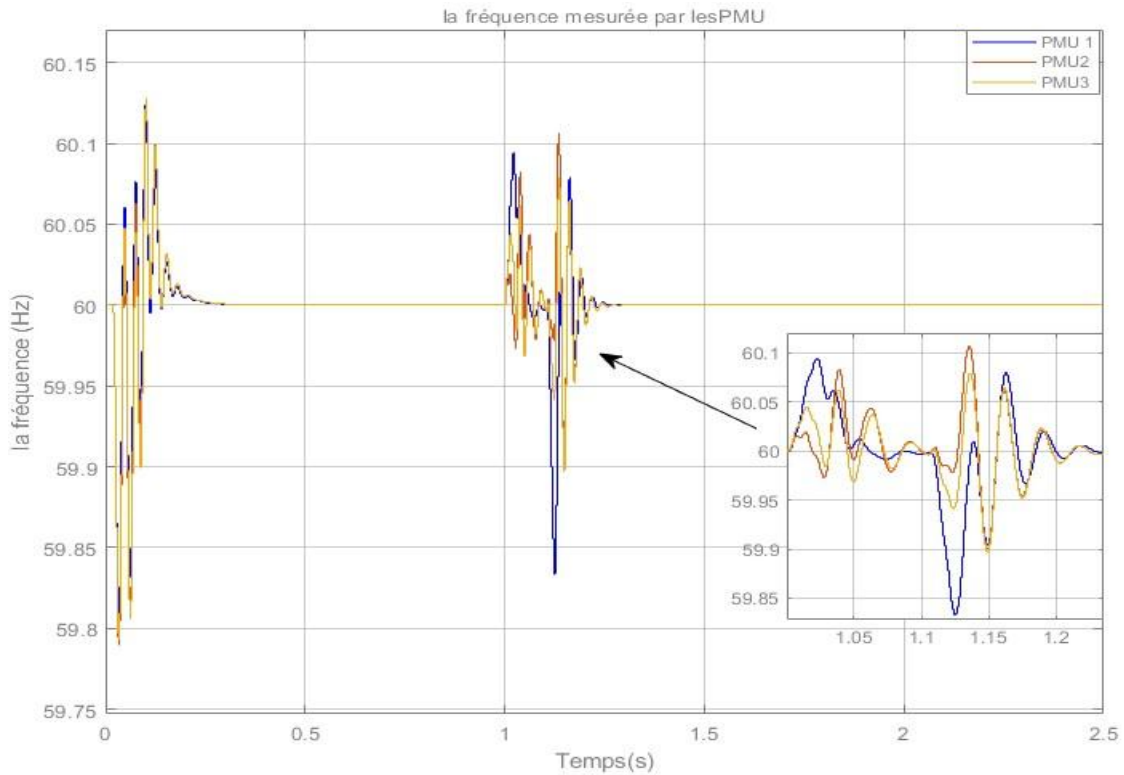


Figure IV.15 : Fréquence mesurée par les PMUs

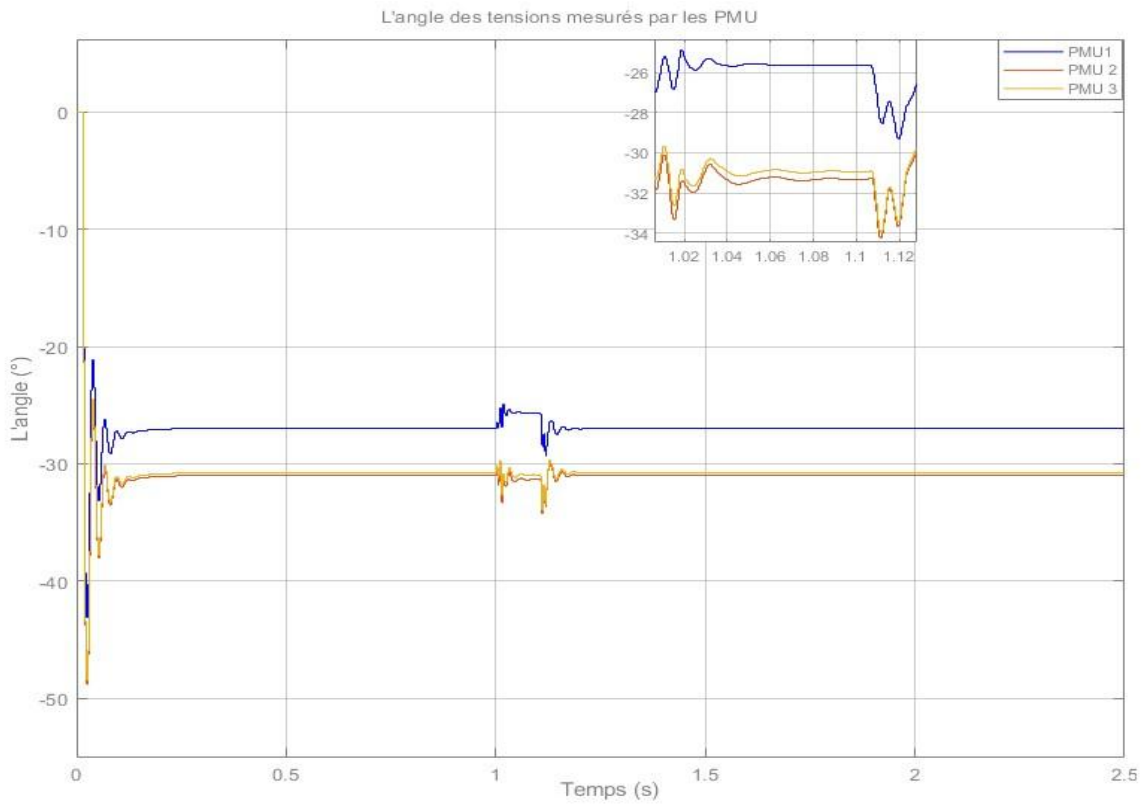


Figure IV.16 : Angle de phase des tensions mesurées par les PMUs

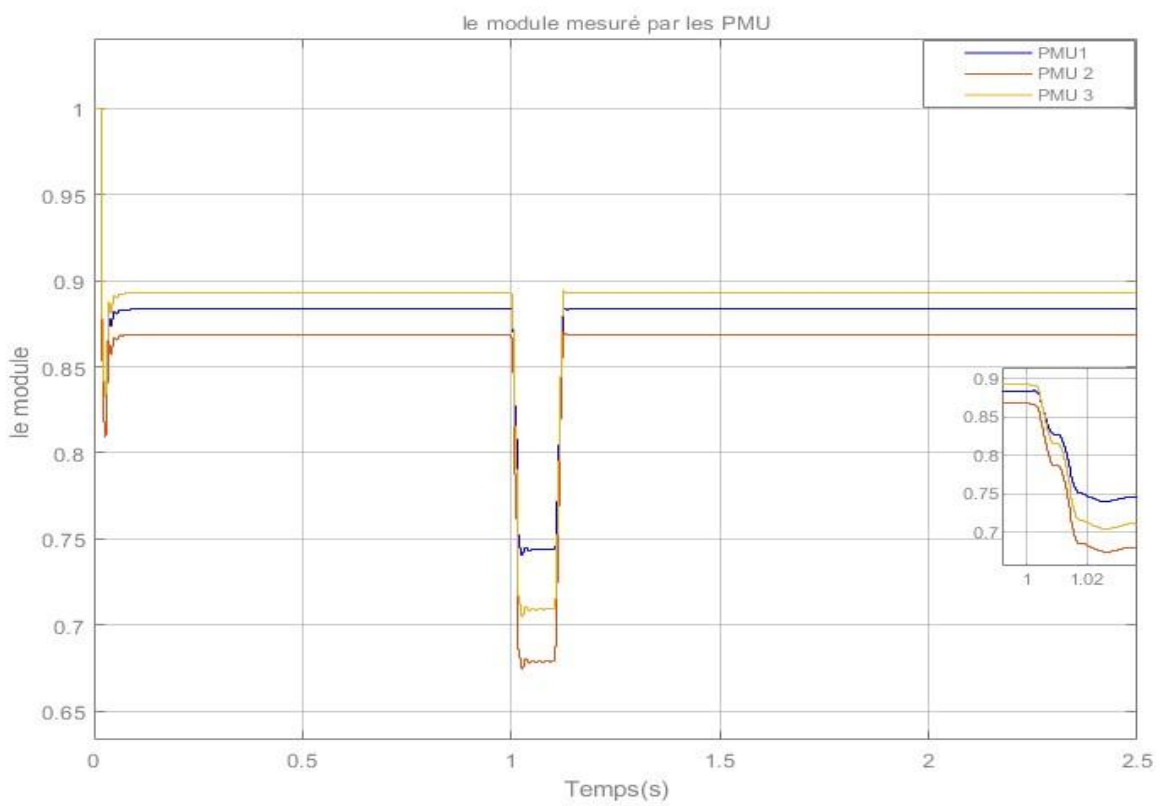


Figure IV.17 : Module mesuré par les PMUs

Les résultats de simulation montrent que les réponses du PMU2 et le PMU3 sont presque similaires, en termes d'évolution des grandeurs électriques (tension, courant, angle de phase et fréquence), et en termes de temps de réponse. Cela est dû au fait que le PMU 2 (situé au nœud 4) et le PMU 3 (situé au nœud 9) sont positionnés presque à la même distance du point de défaut. En revanche, le PMU 1 (situé au nœud 2) est plus éloigné du défaut, ce qui entraîne une légère différence de sa réponse, par rapport aux PMU2 et PMU3, notamment en termes de temps de réponse. Cette différence est perceptible, mais reste minime. Cela s'explique par le fait que la méthode Global- Binary Algorithm (GBA) assure une bonne observabilité du réseau, par conséquent, les trois PMUs parviennent à capturer efficacement les perturbations. En effet, les résultats de simulation montrent l'efficacité de l'approche GBA en termes d'observabilité, du nombre de PMUs installés et leurs emplacements optimaux.

IV.6 Conclusion

L'analyse des données relevées par chaque PMU montre leur capacité à détecter les défauts sur un réseau électrique. Les différences dans les mesures de tension et de courant entre les PMUs permettent de déterminer non seulement la présence d'un défaut, mais aussi sa localisation approximative et son impact sur les différentes parties du réseau. Cela illustre l'importance des PMUs dans la surveillance et la protection des réseaux électriques, permettant une détection rapide des défauts et une intervention ciblée pour éviter des perturbations majeures du réseau.

Conclusion générale

Cette étude se concentre sur l'utilisation des Synchrophaseurs (PMUs) pour la surveillance en temps réels des réseaux électriques, en exposant le rôle stratégique des PMUs, ainsi que, leur emplacement optimal pour renforcer la stabilité et la résilience du réseau électrique.

La technologie des synchrophaseurs (PMUs) permet de collecter en temps réel des données précises sur les phaseurs de courant et de tension. Grâce aux mesures synchronisées, les PMUs offrent une vue d'ensemble du réseau, permettant de détecter rapidement les anomalies.

Toutefois, il est crucial de déterminer l'emplacement optimal de PMUs pour assurer l'observabilité globale du réseau électrique, et de minimiser le nombre de PMUs installés afin de réduire les coûts, tout en assurant une surveillance fiable et robuste des systèmes électriques. Il est essentiel de prendre en considération une méthodologie adéquate de l'emplacement des PMUs. Dans ce travail, la méthode Global-Binary Algorithm a été adoptée, en simulation, pour l'optimisation de l'emplacement optimal des PMUs sur un réseau standard IEEE 9 bus. Les résultats de simulation ont montré l'efficacité de l'algorithme Global-Binary Algorithm en termes d'observabilité, du nombre de PMUs installés et leurs emplacements optimaux. De plus, les PMUs ont montrés leur capacité à détecter les défauts et leurs localisations approximatives sur le réseau, par l'analyse des mesures synchronisées.

Ce travail souligne l'importance de l'intégration des PMUs dans les réseaux électriques pour améliorer la surveillance, le contrôle et la protection des systèmes électriques. En effet, le développement de cette technologie constitue un progrès significatif vers des systèmes électriques intelligents (Smart Grid).

Comme perspectives, il sera indispensable de poursuivre les recherches sur l'emplacement optimal des PMUs dans les réseaux électriques, en adoptant de nouvelles méthodes telles que les algorithmes d'apprentissage automatique.

Nous souhaitons vivement que ce travail sera utile pour les étudiants à venir.

Références bibliographiques

- [1] BENAMOR Abdelmonaim et HAMZA Mouadh. " Planification du réseau de distribution(30kV) des zones agricoles de la région de Tolga (Ourelal) ", mémoire de fin d'études, université Mohamed Khider de Biskra (2019/ 2020).
- [2] ADJABI Fadia et MERGAZ Bisma . "Contribution à l'Etude Des Schémas De Liaison A La Terre Etude du cas IT". Mémoire de fin d'études, université 8 Mai 1945 – GUELMA (2021).
- [3] NABACHE Terkia et TEZKRATT Fatima. " Restructuration Du Réseau Electrique MT De La Région De Fréha Pour Alimentation Du Pôle d'Excellence De Tamda ", mémoire de fin d'études, université MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU (2014).
- [4] RAMI G. " Contrôle De Tension Auto Adaptatif Pour Des Productions Décentralisées d'Energies Connectées Au Réseau Electrique De Distribution", thèse de doctorat. Université de Grenoble (2006).
- [5] <https://www.techno-science.net>
- [6] W. C. B. Vicente. " Modélisation Des Réseaux De Distribution Sous Incertitude ", thèse de doctorat. Université de Grenoble (2012).
- [7] [Réseau électrique — Wikipédia \(wikipedia.org\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9seau_%C3%A9lectrique)
- [8] BELLAREDJ A et GAOUAR Y. "Conception Et Simulation D'une Ligne Aérienne De Transport Electrique 220 KV". Mémoire de master, Université de ABOUBAKR BELKAID de TLEMCEM (2016).
- [9] ABBASSEN Samira et KACED Nassima." Etude Des Protections Des Départs MT Application Poste 60/30KV FREHA ". Projet de fin d'étude (ingénieur). Université de TIZI-OUZOU (2008).
- [10] CHERNAI S et HOUASSINE H. " Dimensionnement Et Protection D'un Départ Moyenne Tension, Application Au Départ Issus De TIZI _MEDDEN", projet de fin d'études, Université de TIZI-OUZOU (2007).
- [11] Mr MOUDOUD Mustapha. " Conduite Des Réseaux Electriques " Support de cours (2024)
- [12] KETFI Nadhir. "Contribution A La Gestion Des Réseaux De Distribution En Présence De Génération D'énergie Dispersée ", thèse De Doctorat En Sciences université De Batna, Décembre (2014).
- [13] BRAHMIA Tareq et KOUADRIA Faris " Modélisation des paramètres des lignes électriques", diplôme de MASTER Académique, Université 8 Mai 1945 – GUELMA, (2020).
- [14] HAMOUDI Farid « Réseaux De Transport Et De Distribution Electrique », Université De .BEJAIA
- [15] <https://www.choisir.com>
- [16] [Parafoudre : rôle, composition, installation, modèle, prix | Choisir.com](#)
- [17] GHEMMOURI L. HAMMOUCHE « Réglage Des Relais De Protection Pour Les Départs Moyenne Tension Au Complexe de l'ENIEM »
- [18] Djaffar Ould Abdeslam. " Techniques Neuromimétiques Pour La Commande Dans Les Systèmes Electriques : Application Au Filtrage Actif Parallèle Dans Les Réseaux Electriques Basse Tension", thèse de doctorat, université de HAUTE-ALASCE des sciences techniques (2005).
- [19] CHELLI Zoubir. "Amélioration De La Qualité De l'Energie Electrique Par Un

- Filtre Actif d'Harmonique ", thèse de doctorat université BADJI MOKHTAR ANNABA (2015).
- [20] MUHAMMAD Ali. "Design And Development Of A Synchrophasor Measurements Unit as per IEEE Standard", (2011).
- [21] LAOUAMER Mosbah. " Contribution A l'Utilisation Des Unités De Mesure Du Phaseur PMU Pour l'Amélioration Du Comportement Dynamique Du Réseau Electrique», thèse doctoraten réseaux électriques, université Dr Yahia Fares de MEDEA, (2019).
- [22] PHADKE A.G. "Synchronized Phasor measurements In Power Systems".
- [23] KERRI Youcef et BENKHETTAR Abd-erahim . " Application Des Synchrophaseurs Dans la Détection Et Localisation Des Défauts Dans Un Réseau Electrique " , mémoire de fin d'étude, Université SAAD DAHLAB de BLIDA (2019) .
- [24] HUSSEIN Suprême. " Détection En Temps Réel De L'instabilité Transitoire Des Réseaux Electrique Avec Les Mesures Synchronisées " , thèse doctorat, université de Québec MONTRÉAL (2017).
- [25] MAHBOUBI Meriem. " A New Framework Of PMU Based On FPGA", thèse de doctorat .Université M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES (2022).
- [26] RODRIGO J. " PMU Based Situation Awareness For Smart Distribution Grids «, thèse doctorat, (2015).
- [27] TSEBIA Mohammed. "Inter-Area Oscillation Minimization In Power System" , thèse de doctorat , Université M'HAMED BOYGARA BOUMERDES (2023) .
- [28] BABA Maveeya. "A Review Of The Importance Of Synchrophasor Technology, Smart Grid, And Applications «, bulltin of the polish academy of scuiences technical sciences Vol.70 (2022).
- [29] LATRI Badreddine et Halima Mansour Oussama. " Optimisation D e l'Emplacement Des PMUs Dans Un Réseau Electrique " , mémoire de fin d'étude de l'université Saad Dahlab Blida (2020).
- [30] RICHA, N. "OPTIMAL PMU PLACEMENT: AN INCLUSIVE REVIEW", international Journal of Latest Trends in Engineering andTechnology Vol. 16.
- [31] WILIS Negi. "A Review of Various Optimization Strategies for Handling Optimal PMU Placement Problems", international Journal for Research in Applied Science & Engineering Technology Vol .11 (2023).
- [32] Al-Momani Mohammad. "Global-Binary Algorithm; New Optimal Phasor Measurement Unit Placement Algorithm ". Jordan Journal of Energy , Vol.1,n.1 (2023).
- [33] BOUZIDI Athmane " Modélisation Et Simulation Des Réseaux Electriques ".Support de cours, université Abderrahmane Mira de Béjaia