



Mémoire de Master

Filière Electrotechnique

Spécialité Machine Electrique

présenté par

Derder Abdelmalek

&

Hammani Houssam

Localisation des défauts avec PMU et détection de la nature du défaut

Proposé par : Dr. BELAZZOUG

Année Universitaire 2019-2020

Remercîment

Nous remercions dieu le tout puissant de nous avoir donnée la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Tout d'abord, ce travail ne serait par aussi riche et n'aurait pas pu voir le jour sans l'aide et l'encadrement de Monsieur BELAZZOUG, enseignant au département d'électronique à la faculté de Technologie de l'université Blida 1, à qui nous lui portons nos plus sincères remerciements, sa disponibilité durant notre préparation, de ce mémoire.

Nos remerciements s'adressent également à tous nos professeurs et à toutes les personnes qui nous ont aidés et soutenue de près ou de loin, sans oublier de remercier nos familles pour leurs soutiens, sans laquelle ne nous serions pas ici aujourd'hui.

Dédicaces

Je dédie ce travail à

Mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leurs amours,
leurs soutiens et leurs prières tout au long de mes études,

Mes chers frères, pour leurs appuis et leurs encouragements,
Tous les enseignants et les étudiants de la filière génie électrique,

Mes amis, pour leurs présences et leurs aides

J'espère que ce projet donnera une satisfaction à toutes ces
personnes et à tous ceux qui auront l'occasion de le lire.

Derder Abdelmalek

Dédicaces

Je dédie ce travail accompagné d'un profond amour à

Celle qui m'a arrosé de tendresse et d'espoir, à

La mère des sentiments fragiles, qui ma bénie par ces prières,

...Maman.

Mon support dans ma vie, qui m'a appris, m'a supporté et ma

dirigé vers la gloire

....Mon père

Ma très chère sœur **NARDJESS**,

Mon cher oncle **OUAHABI RACHID** qui m'a beaucoup aidé,

Tous **Mes Amis** Pour leurs présences et leurs aides et

encouragements.

Hammani Houssam

Résumé

ملخص:

تفتح تقنية وحدات قياس الطور نافذة جديدة لمراقبة نظام الطاقة فهي قادرة على توفير بيانات متزامنة ودقيقة مثل قياس طور, زاوية, الجهد و التيار لأنظمة الطاقة كما أصبح استخدامها مهماً للغاية في المراقبة السريعة, والحماية, بل وحتى التحكم في أنظمة التوزيع الجديدة والمعقدة. ومع ذلك, فإن جودة البيانات والاتصالات هما الهدف الرئيسي لتطبيقات وحدات قياس الطور للشبكة الكهربائية بواسطة طريقة تصنيف SVM. في هذا المشروع, ندرس بالتفصيل أفضل الحلول المتعلقة بتحديد موقع وتحديد طبيعة العطل الذي يتداخل مع الشبكة IEEE14.

كلمات المفاتيح:

تحديد موقع للأعطال, وحدات المزامنة, برامج

Résumé :

La technologie Synchrophasor ouvre une nouvelle fenêtre pour l'observabilité du système d'alimentation. Les unités de mesure de Phasor (PMU) sont capables de fournir des données synchronisées et précises telles que la fréquence, la tension et les phaseurs de courant pour les systèmes d'alimentation. Ainsi, l'utilisation des PMU est devenue très importante pour une surveillance rapide, la protection et même le contrôle de nouveaux systèmes de distribution complexes. Cependant, la qualité des données et de communication sont les principales préoccupations des applications synchrophaseur. Dans ce projet nous étudierons en détail les meilleures solutions concernant la localisation des défauts sur un réseau électrique IEEE14 bus par la méthode de la classification SVM et avec identification de la nature de la défaillance interférant avec le réseau.

Mots clés : Localisation et identification défaut, Synchrophaseur PMU, Logiciel PSAT

Abstract :

Synchrophasor technology opens a new window for power system observability. Phasor measurement units (PMUs) are able to provide synchronized and accurate data such as frequency, voltage and current phasors for power systems. Thus, the utilization of PMUs has become quite important in the fast monitoring, protection, and even the control of new and complicated distribution systems. However, data quality and communication are the main concerns for synchrophasor applications. In this project we study in details the best solutions concerning the localization of the defects on an electrical network IEEE14 bus by the method of the classification SVM and identify the nature of the fault interfering with the network.

Keywords : Fault locating and identification, PMU Synchrophasors, PSAT software

Liste des acronymes et abréviations

Liste des acronymes et abréviations

HTA : Haute Tension A.

HTB : Haute Tension B.

BT : Base Tension

WAMS : Wide Area Management Systèmes.

PMU : phasor measurement units

SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition

GPS : Global Positioning system of Satellite

PDC : Phaseurs Concentrateur de données

C.E.I : Commission Electrotechnique Internationale

RNA : Réseau Neurone Artificielle

LF : Logique Floue

AG : Algorithmes Génétiques

SPMS : Système de Mesure de Phaseur Synchronisé

SVM : Support Vector Machine

K-ppv : K le Plus Proche Voisin

Liste des acronymes et abréviations

-

OPP : Optimal Placement de PMU

IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers

RMS : Root Mean Square

-

VILS : Instability Voltage Load Shedding

VSA : Voltage Stability Assessment

SE : Etat Estimation

EMS : Energy Management System

UTC: Universal temps coordonné

GSM : Generator Status Monitoring

DA : Automatisation de Distribution

ZIB : Zéro Injection Buses

PSAT: Power System Analysis Toolbox

EN 50160: Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution

Sommaire

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre 1 : Généralités sur les défauts et les protections dans les réseaux électriques.	
1.1 Introduction.....	3
1.2 Description des réseaux modernes.....	3
1.2.1 La production.....	4
1.2.2 Le transport et la répartition.....	5
1.2.3 Distribution.....	5
1.2.4 Les charges.....	6
1.3 Défauts dans les lignes de transport.....	7
1.3.1 Définition	7
1.3.2 Origines des défauts.....	7
1.3.3 Types de défauts affectant les réseaux.....	8
a) Le court-circuit.....	8
b) Le creux de tension.....	8
c) La surtension.....	8
1.3.4 Caractéristiques des défauts.....	9
1.3.5 Conséquence des défauts.....	9
1.3.5.a Les surintensités	9
1.3.5.b Les surtensions	10
1.3.6 Effet des défauts.....	10
1.3.6.a Le bon fonctionnement du réseau.....	10
1.3.6.b La tenue diélectrique des matériels.....	10
1.3.6.c La qualité de la tension.....	11
1.3.6.d Les circuits de télécommunication.....	11
1.3.6.e La sécurité des personnes.....	11
1.4 Mesure et Protection des réseaux électriques.....	11
1.4.1 Définition.....	11

Sommaire

1.4.2	Éléments constitutifs d'un système de protection.	12
1.4.3	Qualités fondamentales d'une protection électrique.....	13
1.5	Détection, classification et localisation des défauts.....	13
1.5.1	La détection du défaut.....	14
1.5.1.a	Les méthodes de détection des défauts	14
1.5.2	La classification des défauts	15
1.5.2.a	Les méthodes d'apprentissage.....	15
1.5.2.1.a)	L'apprentissage supervisé.....	15
1.5.2.1.b)	L'apprentissage non supervisé	15
1.5.2.1.c)	Algorithmes intelligents	16
1.5.3	Méthodes de localisation du défaut	16
1.5.3.a	Utilisation des phaseurs	16
1.5.3.1.a)	Localisations de défaut en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne.....	16
1.5.3.1.b)	Localisations de défaut en utilisant les données de deux extrémités de la ligne	18
1.6	Conclusion.....	19

Chapitre 2 : Vue d'ensemble des synchrophaseur (PMU)

2.1	Introduction.....	20
2.2	PMU.....	21
2.2.1	Définition.....	21
2.2.2	La technique de mesure des PMUs.....	21
2.2.3	Phaseurs Concentrateur de données (PDC).....	22
2.2.4	Réseau de communication et placement des PMUs	23
2.3	Applications des PMUs	24
2.3.1	Détection et contrôle de l'instabilité.....	25
2.3.2	Protection des réseaux électriques.....	26
2.3.3	Estimation d'Etat	26
2.4	GPS (Global Position System)	26
2.5	Système de surveillance à couverture étendue (WAMS).....	27
2.5.1	Définition.....	27

Sommaire

2.5.2	Structure d'un système WAMS.....	28
2.5.3	Ressource des données de WAMS.....	28
2.5.3.a)	Contrôle de supervision et acquisition de données (SCADA).....	29
2.5.3.b)	Système de mesure de phaseur synchronisé (SPMS).....	29
2.5.4	Applications de WAMS	30
➤	Surveillance des réseaux électriques.....	30
➤	Stratégies de commande avancées.....	30
➤	Protection avancée des réseaux	31
2.6	PMU vs SCADA	32
2.7	Conclusion.....	32

Chapitre 3 : Méthodes d'apprentissage

3.1	Introduction.....	33
3.2	Séparateur à Vaste Marge (SVM).....	33
3.2.1	Principe de la technique SVM	33
3.2.1.a)	Cas linéairement séparable	33
3.2.1.b)	Cas non-linéaires	35
3.2.1.c)	Cas non séparables.....	36
3.2.2	SVM pour les multi classes	37
3.3	Les Avantages et les inconvénients des SVM.....	37
3.4	k-plus proches voisins (K-PPV).....	38
3.4.1	Principe	38
3.4.2	Le choix de K	38
3.4.3	Les distances	39
3.4.4	Méthode des k proches voisins pondérés et classification ordinale.....	40
3.5	Avantages et inconvénient des K-PPV	41

Chapitre 4 : Simulation

4.1	Introduction.....	43
4.2	Organigramme de travail.....	44

Sommaire

4.3 Le choix du réseau.....	44
4.3.1 L'emplacement optimal de PMU.....	44
4.4 Base de données.....	44
4.4.1 Création des défauts.....	44
4.4.2 La taille des données	48
4.5 Calcul d'énergie	48
4.6 Normalisation	48
4.7 Localisation et détection du défaut.....	49
4.7.1 Etude comparative des bases de données.....	51
4.7.2 Résultat du Classifieur.....	52
4.7.3 Test de résultat	54
4.8 Conclusion.....	55
Conclusion Générale.....	56
Annexe.....	58
Bibliographie.....	65

Liste des figures

Liste des figures

Chapitre1 : Généralités sur les défauts et les protections dans les réseaux électriques.

Figure 1.1: Schéma de principe d'un réseau d'énergie électrique.....	3
Figure 1.2 : Exemple de courbe journalière de la charge.....	7
Figure 1.3: Différents types de court-circuit.....	8
Figure 1.4 : Schéma fonctionnel d'une protection électrique.....	12
Figure 1.5 : Organigramme de détection, classification et localisation des défauts.....	13
Figure 1.6 : Ligne en défaut a une distance m de la source 'GS'.....	16
Figure 1.7 : Schéma équivalent d'une ligne en défaut.....	17
Figure 1.8: Schéma de la ligne de transport en défaut.....	18

Chapitre 2:Vue D'ensemble des synchrophaseurs (PMU)

Figure 2.1: Phasor Measurement Unit (PMU).....	21
Figure 2.2 : Représentation générale d'un PMU.....	21
Figure 2.3: Forme d'onde sinusoïdale et sa représentation de phaseur).....	22
Figure 2.4 : Les signaux reçus par PMU.....	23
Figure 2.5 : Phaseurs Concentrateur de données (PDC).....	24
Figure 2.6 : Diagramme conceptuel d'un système de mesures de phaseurs synchronisées...25	
Figure 2.7 : Synchronisation de temps par GPS.....	27
Figure 2.8 : Structure d'un système WAMS.....	28
Figure 2.9 : Architecture générale d'un système SCADA.....	29
Figure 2.10 : Représentation de la structure d'un EMS/SCADA et d'un WAMS.....	31

Liste des figures

Chapitre 3: Les Méthodes D'apprentissage

Figure 3.1 : hyperplan faible marge et optimale.....	34
Figure 3.2 : Hyperplans canoniques et marge maximale.....	34
Figure 3.3 : Les SVM linéairement séparable et non linéairement séparable.....	37
Figure 3.4: Exemple de fonctionnement de la méthode des KPPV dans un espace à 2 dimensions.....	40

Chapitre 4 : Simulation

Figure 4.1 : L'organigramme de travail.....	44
Figure 4.2 : Structure de réseau test sur logiciel PSAT.....	45
Figure 4.3 : Nœud n4 $R=0.5\Omega$	46
Figure 4.4 : Nœud n4 $R=2\Omega$	46
Figure 4.5 : Nœud n4 $R=15\Omega$	47
Figure 4.6 : Creux de tension, nœud 1.....	47
Figure 4.7 : Surtension lors d'une diminution de la charge du nœud 1.....	48
Figure 4.8 : La localisation sur SVM.....	52
Figure 4.9: La localisation de 1er nœud pour le 1er scenario.....	53
Figure 4.10: La localisation de 3ème nœud pour différent scenario.....	53
Figure 4.11: Détection du type de défaut pour le 3ème bus pour le précédent scénario.....	54

Liste des tableaux

Liste des Tableaux

Tableau 2.1 : Comparaison entre PMU et SCADA.....	32
Tableau 4.1 : L'observabilité.....	45
Tableau 4.2 : La base de données de localisation d'un court-circuit.....	50
Tableau 4.3 : La base de données de localisation d'un creux de tension.....	50
Tableau 4.4 : La base de données de localisation de surtension.....	51
Tableau 4.5 : Etude pour 3 scénarios.....	51
Tableau 4.6 : Etude pour 6 scénarios.....	52
Tableau 4.7 : Etude pour 8 scénario	52
Tableau 4.8 : Résultat de test.....	55

Introduction Générale

Introduction Générale

Les lignes de transport d'énergie électrique constituent une partie essentielle d'un réseau électrique exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Ces derniers permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs dans le but d'assurer la continuité de l'alimentation des consommateurs en électricité.

Cependant, ces lignes de transport sont soumises à plusieurs perturbations (des défauts polyphasés ou monophasés) dues à des phénomènes différents qui peuvent interrompre le service, et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

La majorité des défauts sont dus à des courts-circuits causés souvent par les foudres, les pluies ou les surtensions créées par l'ouverture et la fermeture des disjoncteurs, ces courts-circuits pouvant être permanents, voilà pourquoi lors de l'occurrence de ces défauts, les exploitants doivent avoir connaissance de l'existence du défaut, l'identifier, l'isoler et le réparer le plus rapidement possible pour réalimenter les clients. Ces actions constituent la détection et la localisation de défaut dans les réseaux électriques.

Pour réaliser la détection et la localisation du défaut dans les réseaux de distribution, il est possible d'utiliser des PMU (Phasor Measurement Units) basé sur le système de positionnement global (GPS) pour la supervision, l'exploitation, la protection et le contrôle des systèmes électriques modernes.

Suite à ces observations, il est légitime de se pencher sur les questions du rôle du PMU pour détecter un problème qui affecte le réseau électrique d'une part, et la fonction des SVM dans la localisation et la détermination de la nature des ces défauts d'une autre part.

Notre travail est réparti sur quatre chapitres principaux :

- Le premier présente le contexte de la recherche qui porte sur la détection et la localisation des défauts dans les réseaux de distribution HTA. Pour cela, nous allons aborder l'architecture, l'exploitation et l'évolution des réseaux HT. Les types et les méthodes de détection et localisation des défauts sont également présentés.
- Dans le deuxième chapitre, une description générale sur les PMU, tout en citons les appareils WAMS et leurs rôles dans l'acquisition, la transmission et le traitement de données.

Introduction Générale

- Dans le troisième chapitre, nous présentons la méthode d'apprentissage SVM (support vecteur machine) utilisé lors de notre simulation, avec une description d'une deuxième méthode K-PPV (k le plus proche voisin).
- Le dernier chapitre consiste à une simulation de la méthode d'apprentissage SVM sur un réseau IEEE 14 bus.

Enfin, nous terminons notre travail par une conclusion générale et les quelques perspectives, remarques que nous avons pu constater durant la réalisation de ce modeste travail.

Chapitre 1

Généralités sur les défauts et les protections dans les réseaux électriques

1.1 Introduction

L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus répandue au monde. Elle est facilement transportable à un rendement élevé et un coût raisonnable.

Par ailleurs, un réseau électrique est un ensemble d'outils destiné à produire, transporter, distribuer l'énergie électrique et veiller sur sa qualité dans le cadre de la continuité du service et la qualité de la tension.

Cependant, les défauts enregistrés dans les lignes de transport, à l'instar des courts-circuits, perturbent le fonctionnement du réseau électrique si bien qu'un moyen de protection qui assure la sélectivité, l'isolation ou l'élimination de la zone défaillante s'impose.

Pour parvenir à ce résultat, il est primordial d'identifier les défauts qui affectent les réseaux électriques et adopter une démarche à suivre pour y remédier.

1.2 Description des réseaux modernes

Un réseau d'énergie électrique est aujourd'hui un ensemble de circuits complexes interconnectés comme le montre la figure 1.1 [1].

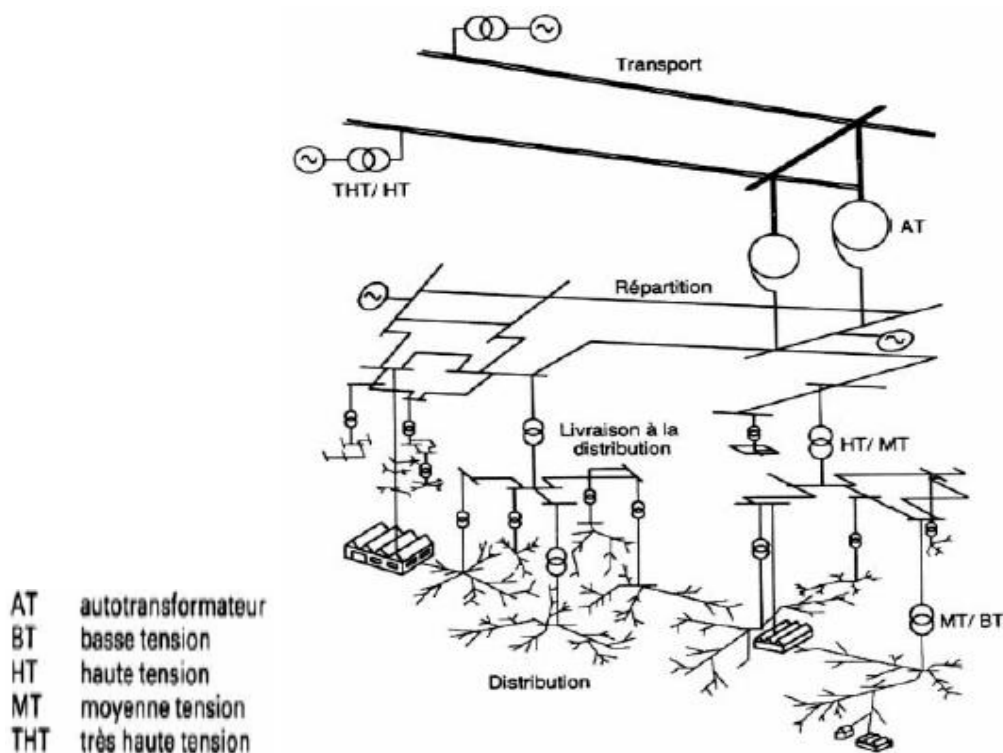


Figure 1.1: Hiérarchisation d'un réseau électrique

Le réseau électrique peut être subdivisé en quatre parties essentielles [1] :

- La production d'énergie électrique
- Le transport et la répartition
- La distribution
- Les charges

1.2.1 La production

Quand elle n'est pas d'origine chimique (batteries et accumulateurs), ou photovoltaïque (énergie solaire), l'électricité "industrielle" est toujours produite selon le même principe, la transformation d'une énergie mécanique en énergie électrique, provenant de la mise en mouvement d'un aimant dans un bobinage de fil conducteur. Ce principe de l'alternateur (comparable à la dynamo des éclairages de bicyclettes) fonctionne à partir de diverses sources motrices : force de l'eau (barrages), force du vent (éoliennes), force de la vapeur d'eau (centrales nucléaires et centrales thermiques à flamme) qui vont toutes entraîner la rotation de l'alternateur [1].

Une très grande partie de l'énergie électrique est produite par trois types de centrales :

- a) Les centrales hydrauliques
- b) Les centrales thermiques
- c) Les centrales nucléaires

Bien qu'on commence à exploiter le vent, les marées et l'énergie rayonnante du soleil, ces sources d'énergie ne représenteront, pour les années à venir, qu'une petite partie de l'énergie totale dont nous aurons besoin. Tout semble indiquer qu'au niveau mondial nous continuerons à exploiter les ressources fossiles (charbon, gaz naturel) et nucléaires.

L'électricité ne se stocke pas à l'échelle industrielle : à tout instant, la production d'électricité doit être égale à celle qui est consommée.

En Algérie, la société «Sonelgaz» veille donc à assurer, en permanence, un équilibre entre les offres de production et les besoins de consommation qui varient avec la saison, la météo du jour, de l'heure...etc. Des prévisions définissent les besoins théoriques nécessaires et les ajustements ont lieu en permanence pendant la journée [1].

1.2.2 Le transport et la répartition

Le rôle du réseau aérien de transport est d'acheminer l'énergie électrique à partir des centrales situées à différents endroits du territoire jusqu'au réseau de distribution qui en dernier lieu alimente les charges. Les lignes de transport assurent aussi l'interconnexion des réseaux régionaux, ce qui permet, non seulement d'assurer une répartition économique de l'énergie électrique dans les régions elles-mêmes dans les conditions normales d'exploitation, mais aussi, un transfert interrégional de l'énergie, dans les situations d'urgence.

Les niveaux de tension utilisés pour le transport sont différents d'un pays à un autre, mais une tendance à une normalisation existe. Font partie du réseau de transport toutes les lignes dont le niveau de tension est supérieur à 60 kV. En Algérie les tensions usitées pour le transport sont de 60 KV, 90 KV, 150 KV, 220 KV et en cours de réalisation 400 KV. Aux Etats-Unis, les tensions sont normalisées à 69 KV, 115 KV, 138 KV, 1161 KV, 230 KV, 345 KV, 500 KV, et 756 KV. Toutes les lignes de transport aboutissent à des sources dites répartition. Ces dernières permettent d'assurer la commutation des lignes d'une part, et d'abaisser la tension à des niveaux permettant la répartition de l'énergie électrique d'autre part.

Comme indiqué sur la Figure 1.1, la portion de réseau reliant les postes sources de répartition aux postes sources de distribution, au travers de transformateurs abaisseurs est dite réseau de répartition. Nous remarquerons qu'il n'existe pas de délimitation franche des niveaux de tension entre les réseaux de transport et de répartition.

1.2.3 Distribution

Le réseau de distribution est la partie de réseau reliant les postes sources de distribution aux postes de consommateurs. Les lignes du réseau primaire de distribution sont d'un niveau de tension compris entre 5.5 kV et 36 kV et alimentent les charges d'une zone géographique bien précise.

Certaines petites unités industrielles sont directement alimentées par le réseau primaire moyenne tension (MT). Le réseau secondaire de distribution est généralement à basse tension pour un usage commercial et résidentiel. En Algérie, la basse tension est de

380/220V triphasé-4 conducteurs. Dans certains pays, elle est encore en triphasé 220/127V 4 conducteurs.

Le réseau de distribution est à la fois, aérien et souterrain. Ce dernier a connu ces dernières décennies un accroissement rapide qui fait qu'il représente aujourd'hui la majeure partie du réseau de distribution.

Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau de transport et de distribution doit satisfaire les exigences suivantes :

1. Assurer au client la puissance dont il a besoin.
2. Fournir une tension stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 10\%$ de la tension nominale.
3. Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas ± 0.1 Hz.
4. Fournir l'énergie à un prix acceptable, avec le maintien des normes de sécurité rigoureuses.

1.2.4 Les charges

Les charges sont à caractère industriel, commercial et résidentiel. Si de très grandes charges industrielles peuvent être directement alimentées par le réseau de transport, les petites charges le sont par le réseau primaire de distribution.

Les charges industrielles sont des charges composées où les moteurs représentent la plus grande part. Ces charges composées sont fonction de la fréquence et de la tension et constituent la majeure partie de la charge totale d'un réseau électrique. Les charges à caractère commercial et résidentiel sont celles liées essentiellement à l'éclairage, le chauffage et la climatisation. Elles sont indépendantes de la tension et de la fréquence et absorbent très peu d'énergie réactive. La puissance active fournie à la charge s'exprime en kilowatts ou en mégawatts. L'amplitude de la puissance totale fournie, varie durant une journée et doit être à chaque instant, adaptée à la demande du consommateur.

Le diagramme journalier de l'évolution de la charge Figure 1.2. Etant la sommation des consommations, exprimées par différents types de consommateurs pendant 24 heures,

renseigne sur les habitudes de consommation de ces derniers. La plus grande valeur de la charge durant 24 heures est dite « pointe de charge » ou « pic de charge ». Les plages horaires durant lesquelles elle est atteinte sont dites « heures de pointe ». De petites centrales à démarrage rapide sont utilisées en appoint pour faire face à la demande pendant ces quelques heures [1].

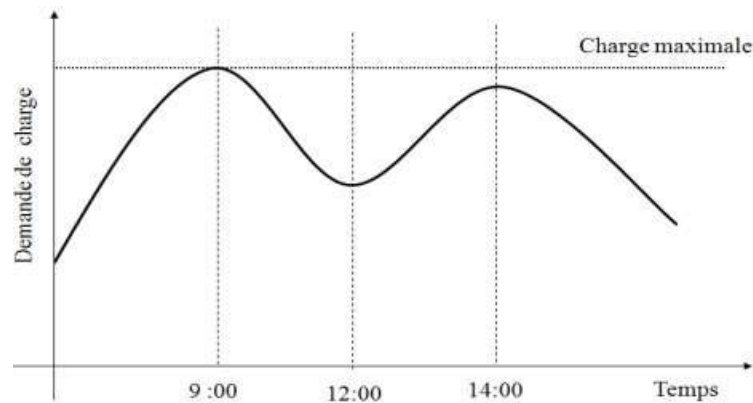


Figure 1.2 : Exemple de courbe journalière de la charge

1.3 Défauts dans les lignes de transport

1.3.1 Définition

On appelle un défaut, toute perturbation qui engendre des modifications à des paramètres électriques d'un ouvrage, il est caractérisé par un phénomène non conforme au fonctionnement normal du réseau et pouvant dans certains cas conduire à un effondrement électrique de celui-ci et la mise en danger de son environnement.

Le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul car il est lié à de nombreux paramètres aléatoires [2].

1.3.2 Origines des défauts

Les défauts liés aux lignes de transport prennent leurs racines dans :

- **Le facteur électrique** : étant donné la nature éphémère des matériaux trouvés dans le réseau électrique ou dans les postes comportant des isolants solides, liquides ou gazeux, une opération d'entretien d'équipements doit être effectuée d'une façon régulière à l'instar des isolants du matériel du réseau. En effet, ces isolants subissent

des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement qui à leur tour mènent à des courts-circuits [2].

- **Le facteur mécanique :** Il s'agit de la collusion entre la ligne de transport avec un corps conducteur étranger tel que les oiseaux [2].
- **Le facteur humain :** Il s'agit des erreurs humaines de manœuvres comme l'ouverture d'un sectionneur en charge [2].
- **Le facteur Atmosphérique :** La tenue diélectrique des isolateurs extérieurs est influencée par plusieurs facteurs environnementaux tels que la foudre, les tempêtes ou le givre. A titre d'exemple : Dans les régions froides, le givrage atmosphérique provoque un dépôt de glace accumulé sur les lignes électriques causant la réduction de leur rigidité diélectrique et conduisant à des pannes du service électrique [3].

1.3.3 Types de défauts affectant les réseaux

a) Le court-circuit

Le court-circuit est une élévation brutale de l'intensité typiquement supérieure à 10 fois la valeur du courant nominal de l'installation. Due à une liaison accidentelle de deux points de potentiel différents [2].

b) Le creux de tension

Un creux de tension est une baisse brutale de la tension en un point du réseau d'énergie électrique à une valeur comprise (par convention) entre 90% et 1% (EN 50160), ou entre 90% et 10% (IEEE 1159) d'une tension de référence, suivie d'un rétablissement après un court laps de temps compris entre la demi période fondamentale d'un réseau [2].

c) La surtension

La surtension est un phénomène qui se traduit lorsque la tension à l'entrée des bornes d'un Appareil est supérieure au seuil accepté : c'est une augmentation sur une courte durée du voltage. Elles peuvent apparaître:

- entre phases ou entre circuits différents.
- entre les conducteurs actifs et la masse ou la terre [5].

1.3.4 Caractéristiques des défauts [4]

Ils sont principalement caractérisés par :

Leurs durées : Auto-extincteur, fugitif ou permanent.

Leurs origines : Electrique, atmosphérique, mécanique et humain.

Leurs localisations : Interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique. Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

Monophasés : 80 % des cas ;

Biphasés : 15 % des cas. Ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés ;

Triphasés : 5 % seulement dès l'origine.

1.3.5 Conséquence des défauts

1.3.5.1 Les surintensités

On appelle surintensité, tout courant supérieur à une valeur assignée. Cette valeur garantit un bon fonctionnement ainsi que la sécurité des personnes et des biens. On distingue habituellement dans les surintensités, les surcharges et les courts circuits [5] .

➤ **La surcharge :**

Les dégâts causés par les surcharges plus particulièrement aux matières isolantes en contact avec les conducteurs de courant, sont la conséquence de l'effet thermique du courant. La durée de cet effet thermique est relativement longue (de quelques secondes à quelques heures) [5].

➤ **Le court-circuit :**

Echauffement important pouvant entraîner la fusion des parties actives (soudure du contact, projection de particule), l'effet thermique est tellement rapide que les dégâts dans l'installation se produisent en quelques millisecondes, provoquant également un arc électrique [5].

1.3.5.2 Les surtensions :

L'augmentation soudaine de la tension, généralement due à la foudre à un contact entre HTA et BTA, provoque un claquage des isolants et créations des courts-circuits [5].

1.3.6 Effet des défauts

Les défauts ont des effets sur :

1.3.6.1 Le bon fonctionnement du réseau

Lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, ils entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur. Si les défauts ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de la stabilité des groupes générateurs et à des endommagements du matériel dans le réseau électrique [6].

1.3.6.2 La tenue diélectrique des matériels

Dans le cas d'un défaut triphasé, les défauts provoquent des surintensités violentes qui amènent deux types de contraintes :

- Des contraintes mécaniques dues aux efforts électrodynamiques qui entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs. Ces effets sont souvent à l'origine des défauts entre phases qui sont en générale beaucoup plus sévère que les défauts entre phase et terre. Parce que le courant de défaut à la terre est limite par l'impédance de mise à la terre des points neutre des réseaux.
- Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs [6].

1.3.6.3 La qualité de la tension

Les courants de court –circuit provoquent de brusques variations de tension, non seulement sur la ligne mauvaise, mais aussi sur les lignes adjacentes [6].

1.3.6.4 Les circuits de télécommunication

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutre du réseau. La tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunication [6].

1.3.6.5 La sécurité des personnes

La mise sous tension accidentelle des masses entraîne l'élévation de potentiel des masses, cette élévation est liée à l'écoulement des courants de défaut à la terre. Les conducteurs tombés au sol présentent des risques pour les personnes. Le mode de mise à la terre des points neutre joue de ce fait un rôle essentiel dans la protection des personnes contre les chocs électriques [6].

1.4 Mesure et Protection des réseaux électriques

Les différentes parties des installations électriques peuvent être le siège d'un nombre d'incidents qui sont dus en général à l'apparition de défauts.

Lorsqu'un défaut se produit sur un élément du réseau électrique, il est indispensable de mettre hors tension l'élément ou la partie du réseau en défaut, afin de limiter les dégâts que l'arc électrique peut causer et d'éviter la répercussions du défaut sur le fonctionnement général du réseau électrique et des centrales de production [7].

1.4.1 Définition

La protection est un ensemble d'organes destinés à protéger les équipements et le personnel [7].

1.4.2 Eléments constitutifs d'un système de protection

Les protections électriques mettent en œuvre différents éléments : des capteurs, des relais, des automates et des disjoncteurs. Elles fonctionnent typiquement en l'espace de quelques centaines de millisecondes.

Chaque composant du réseau nécessite des types de protections spécifiques [8].

- ✓ **Des capteurs et réducteurs de mesures** : Pour éliminer un problème, il faut tout d'abord le détecter, et pour cela un capteur est requis afin de mesurer les différentes mesures physiques nécessaires à l'évaluation de la situation. Ou au moins des réducteurs de mesures qui permettent d'abaisser l'amplitude des valeurs à mesurer (transformateurs de courant ou de tension) pour les rendre lisibles par des capteurs électroniques.
- ✓ **Relais et automates**: Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température,...etc.) et les transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance. Les automates servent pour les fonctions de réenclenchement [9].
- ✓ **Un disjoncteur**: De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel d'un réseau à haute tension, car il est seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc d'éviter que le matériel connecté sur le réseau soit endommagé par ce court-circuit [10].

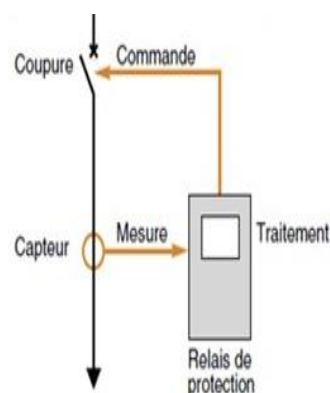


Figure 1.4 : Schéma fonctionnel d'une protection électrique

1.4.3 Qualités fondamentales d'une protection électrique [11] [12] [13]

Un système de protection doit avoir des qualités de :

- **rapidité** : La rapidité de fonctionnement et des performances des protections sont prioritaire afin d'éliminer le plus vite possible les défauts.
- **sélectivité** : La sélectivité a pour but d'isoler rapidement une partie défaillante en un point du réseau de distribution sans privé la continuité de service d'alimentation en énergie électrique.

Les différents moyens les plus importants pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique sont :

1. Sélectivité chronométrique
 2. Sélectivité ampérométrique
 3. Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.
 4. La sélectivité par l'utilisation de protections directionnelles ou différentielles.
- **Sensibilité** : La protection doit détecter tous les défauts, même les plus faibles.
 - **Fiabilité** : Elle combine les notions de sûreté et de sécurité.

1.5 Détection, classification et localisation des défauts

La fourniture d'électricité, en ce qui concerne la sûreté et la disponibilité, constitue un point clef de la gestion des réseaux électriques. Une des tâches importantes de la gestion du réseau consiste à traiter correctement l'occurrence des défauts. En général, on distingue trois niveaux de traitement suite à l'apparition d'un défaut sur un réseau de distribution : [14]

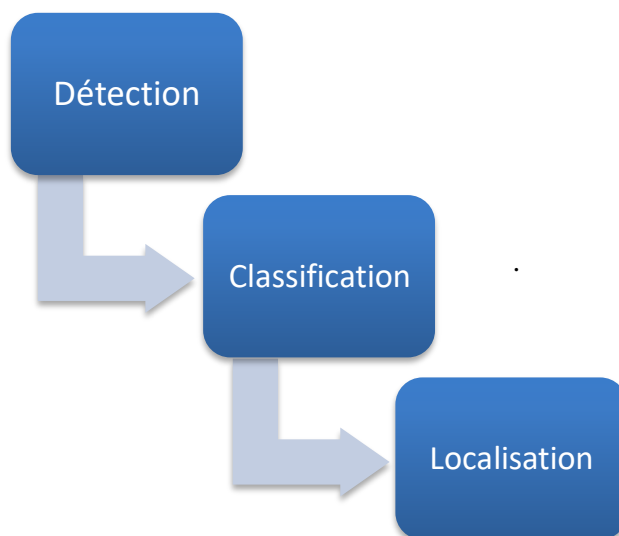


Figure 1.5: Organigramme de détection, classification et localisation des défauts

1.5.1 La détection du défaut

Les protections contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant un certain nombre des grandeurs électriques caractéristiques (courant, tension, fréquence) ou des combinaisons de ces grandeurs (puissance, etc.). Ces grandeurs électriques sont fluctuantes du fait notamment des variations de la charge ou de topologie des réseaux, néanmoins elles évoluent dans un domaine normalement fixé par les règles générales d'exploitation des réseaux.

Suite à la sortie brusque des grandeurs de ces domaines, des anomalies se forment et sont exploitées comme critère de détection [14].

La détection du défaut doit être très rapide car elle entraîne l'ouverture des disjoncteurs qui mettront hors tension la partie défectueuse du réseau [15].

1.5.1.1 Les méthodes de détection des défauts

On distingue les méthodes de détection de défaut actuellement en service suivant les paramètres électriques utilisées :

- **Courant de phase :**

Quand le défaut se produit, le courant de phase augmente très vite et devient très élevé. Si le seuil de courant est franchi ou si l'augmentation du courant durant une durée spécifique dépasse une valeur prévue, le défaut est déterminé [16].

- **Tension neutre terre :**

La tension neutre terre, relativement faible en service normal, augmente immédiatement avec l'apparition d'un défaut monophasé. Dans le cas d'un défaut franc, elle atteint même la tension nominale simple du réseau. Ce phénomène peut être exploité pour la détection de défauts en définissant des valeurs seuils pour la tension neutre-terre ou pour sa variation. Plus le défaut est résistif, plus cette méthode devient sensible aux autres facteurs qui peuvent faire varier la tension neutre-terre (i.e. asymétrie du réseau) [16].

- **Le défaut peut être détecté en utilisant l'indicateur nT: (T : période du signal)**

Calculé à partir des échantillons du courant issu de la ligne. Les valeurs de nT sont comparées à la valeur prédéterminée pour le système à l'état sain. Si la valeur de l'amplitude à nT est supérieure à celle de T, donc la ligne est en défaut [8].

1.5.2 La classification des défauts

La classification est d'abord employée pour désigner le partage d'un ensemble d'individus en classes de telle sorte que tout individu appartienne à une classe ou une catégorie prédéfinie. Le terme classification sert aussi à une opération statistique qui consiste à regrouper des objets (individus ou variables ou observations) en un nombre limité de groupe (classes, segments), et de les classer en fonction de certaines de leurs caractéristiques [17].

1.5.2.1 Les méthodes d'apprentissage [17]

Les algorithmes d'apprentissage peuvent se catégoriser selon le mode d'apprentissage qu'ils emploient.

Nous pouvons classer les types d'apprentissages en plusieurs catégories très distinctes :

1.5.2.1.a) L'apprentissage supervisé

L'apprentissage supervisé se fait sur la base d'une vérité fondamentale. En d'autres termes, une connaissance préalable de ce que devraient être les valeurs de sortie de nos échantillons est connue. Par conséquent, l'objectif de l'apprentissage supervisé est d'apprendre une fonction qui, à partir d'un échantillon de données et des résultats souhaités, se rapproche le mieux de la relation entre entrée et sortie observable dans les données.

Parmi les méthodes d'apprentissage supervisé on distingue les méthodes suivantes :

- ✓ Machine à vecteurs de support,
- ✓ Réseau de neurones,
- ✓ Méthode des k plus proches voisins,

1.5.2.1.b) L'apprentissage non-supervisé

L'apprentissage non supervisé consiste à ne disposer que des données d'entrée (X) et pas de variables de sortie correspondantes. Celles-ci sont appelées apprentissage non supervisé car, contrairement à l'apprentissage supervisé ci-dessus, il n'y a pas de réponse correcte ni d'enseignant. Les algorithmes sont laissés à leurs propres mécanismes pour découvrir et présenter la structure intéressante des données. L'objectif de l'apprentissage non supervisé regroupé (classer) les individus qui se ressemblent le plus qui ont des caractéristiques semblables.

1.5.2.1.c) Algorithmes intelligents [17]

- **Réseau de neurone artificiel (RNA)**

Les réseaux de neurones artificiels sont des réseaux fortement connectés de processeurs élémentaires fonctionnant en parallèle. Chaque processeur élémentaire calcule une sortie unique sur la base des informations qu'il reçoit. Toute structure hiérarchique de réseaux est évidemment un réseau. Toute est motionné sur [17] [18].

- **Logique floue (LF)**

La logique floue est une extension de la logique booléenne créée par Lotfi Zadeh en 1965 en basant sur sa théorie mathématique des ensembles flous, la logique floue confère une flexibilité très appréciable au raisonnement qui l'utilise, ce qui rend possible la prise en compte des imprécisions et des incertitudes. Voir [18].

1.5.3 Méthodes de localisation du défaut

La localisation de défaut est devenue de plus en plus importante pour connaître l'endroit de défaut et le réparer afin de réduire le temps de l'entretien et de la restauration du réseau électrique. Afin de réaliser ce but des différents algorithmes de localisation ont été développés jusqu'à présent pour obtenir une meilleure évaluation de l'endroit de défaut selon les données d'une seule ou des deux extrémités de la ligne. Parmi ces méthodes il y'a :

1.5.3.1 Utilisation des phraseurs

1.5.3.1.a) Localisations de défaut en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne

➤ **Utilisation de l'imaginaire de la composante fondamentale des signaux**

Cet algorithme est basé seulement sur l'utilisation de la partie imaginaire de l'impédance apparente de la ligne Z_F par unité de distance de défaut [19].

La Figure 1.6 montre une ligne de transport alimentée par deux sources GS et GR avec un défaut à une distance « m » de la source GS.

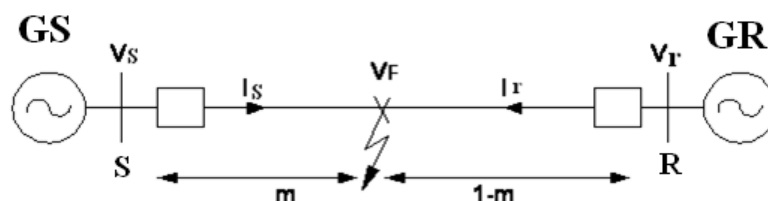


Figure 1.6 : Ligne en défaut à une distance m de la source 'GS'

Le défaut de ligne électrique de la figure 1.6 est schématisé dans la figure suivante :

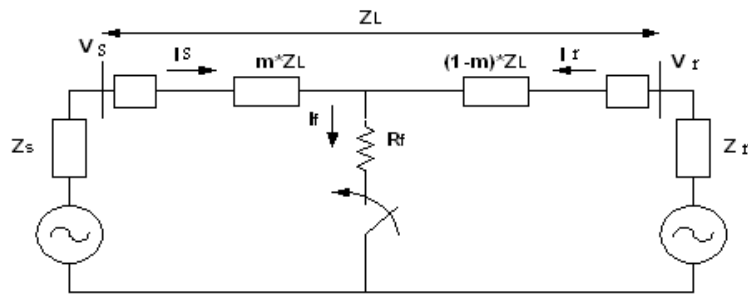


Figure 1.7 : Schéma équivalent d'une ligne en défaut.

Avec :

V_S : la tension à l'entrée de la ligne.

I_S : le courant à l'entrée de la ligne.

V_r : la tension à la sortie de la ligne.

I_r : le courant à la sortie de la ligne.

R_f : la résistance du défaut.

I_f : le courant du défaut

Z_L : l'impédance totale de la ligne entre le jeu de barre S et R.

m : distance du défaut.

Z_s et Z_r : impédances respectives des sources « GS » et « GR ».

A partir de la Figure 1.6 on peut écrire l'équation suivante :

$$V_S = m.Z_L. I_S + R_f. I_f \quad (1.1)$$

La valeur de l'impédance Z_{fS} mesurée à partir de jeu de barre « S » (impédance de la boucle en défaut vue de S) peut être déterminée en divisant l'équation (1.1) par le courant mesuré I_S .

$$Z_{fS} = \frac{V_S}{I_S} = m. Z_L + R_f. \frac{I_f}{I_S} \quad (1.2)$$

La localisation du défaut est définie par :

$$m = \frac{\text{Im}(Z_{fS})}{\text{Im}(Z_L)} \quad (1.3)$$

$$m = \frac{\text{Im}\left(\frac{V_S}{I_S}\right)}{\text{Im}(Z_L)} \quad (1.4)$$

➤ Méthode de « Takagi »

Cette méthode est basée sur l'utilisation des mesures de la composante fondamentale des signaux des courants et des tensions d'une seule extrémité de la ligne [19].

Posons :

$$\Delta I_S = I_S - I_L \quad (1.5)$$

D'où :

I_S : le courant à la source GS après le défaut.

I_L : le courant à la source GS avant le défaut.

L'équation (1.1) peut s'écrire :

$$V_s = m \cdot Z_{1L} \cdot I_S + R_f \cdot \frac{\Delta I_S}{d_s} \quad (1.6)$$

d_s est le facteur de distribution de courant.

$$d_s = \frac{\Delta I_G}{I_f} = \frac{Z_R + (1-m) \cdot Z_L}{Z_S + Z_L + Z_R} = |d_s| \angle \beta \quad (1.7)$$

En multipliant les deux cotes de l'équation (1.6) par le conjugué complexe ΔI_S^* , et en employant seulement la partie imaginaire on obtient :

$$\text{Im}(V_s \cdot \Delta I_S^*) = m \cdot \text{Im}(Z_{1L} \cdot I_S \cdot \Delta I_S^*) + R_f \cdot \text{Im}\left(\frac{1}{d_s}\right) \quad (1.8)$$

Si le système est homogène, l'angle du facteur courant de distribution est presque nul

($\text{Im}(1/d_s) = 0$), la distance au défaut est :

$$m = \frac{\text{Im}(V_s \cdot \Delta I_S^*)}{\text{Im}(Z_L \cdot I_S \cdot \Delta I_S^*)} \quad (1.9)$$

1.5.3.1.b) Localisations de défaut en utilisant les données de deux extrémités de la ligne

Le modèle du réseau de transport montré dans la Figure 1.8 est appliqué pour évaluer l'endroit de défaut en utilisant les mesures synchronisées des deux extrémités de la ligne.

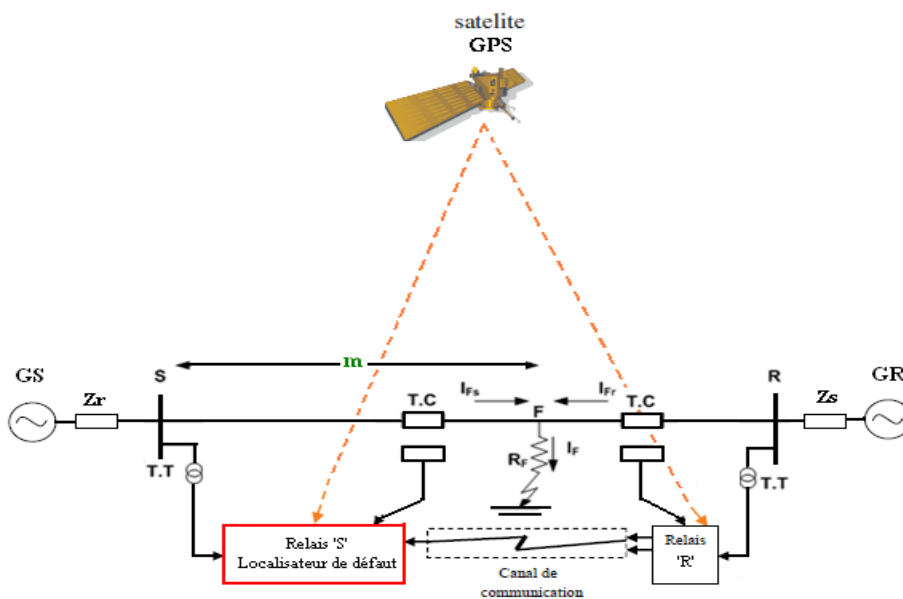


Figure.1.8 : Schéma de la ligne de transport en défaut.

Ce modèle se compose de deux générateurs (GS, GR) et une ligne de transport et deux jeux de barres 'S' et 'R'. Il est considéré qu'un défaut se produit à la distance « m » et l'endroit de défaut « m » est évalué par le relais 'S' (figure.1.8). Le système GPS (Global Positioning System) est utilisé pour assurer la synchronisation des données entre les deux relais 'S' et 'R'.

Les algorithmes proposés pour la localisation de défauts utilisent les signaux des tensions et des courants des deux extrémités de la ligne, Ceci exige un bon système de communication pour réaliser la synchronisation [20].

1.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit le réseau électrique et les défauts qui peuvent survenir, ainsi que les différentes mesures de protections contre ces anomalies, tout en citant les techniques de détection, classification et localisation des défauts électriques.

Chapitre 2

Vue d'ensemble des Synchrophaseurs (PMU)

2.1 Introduction :

Les unités de mesure des phaseurs synchronisés (PMU) ont été introduites pour la première fois au début des années quatre vingt (1980) et sont depuis devenues comme l'un des appareils de mesure les plus importants dans l'avenir des réseaux électriques avec de nombreuses applications actuellement en développement dans le monde entier [21].

Grâce à la qualité supérieure de ces (PMU) l'utilisation d'un nouveau système de contrôle en temps réel WAMS (Wide-Area Measurement System) permet d'avoir une vue globale du réseau. Les données mesurées peuvent être intégrées dans un environnement opérationnel et exploitées afin de déterminer l'origine, la nature et la gravité des perturbations sur le système électrique [21].

Dans ce chapitre, une vue globale de cette technologie a été faite en tenant compte de ses avantages et de ses applications courantes sur les réseaux électriques.

2.2 PMU

2.2.1 Définition

L'unité de mesure de phaseur synchronisée (PMU) est un dispositif capable de mesurer le phaseur de tension et de courant synchronisés dans un système d'alimentation. La synchronisation entre les PMU est obtenue par échantillonnage simultané de la tension et les tracés actuels, utilisant un signal de synchronisation commun du satellite de positionnement global (GPS). La capacité de calculer ces phaseurs synchronisés fait du PMU l'un des appareils de mesure les plus importants dans l'avenir de la surveillance et du contrôle du système électrique [21].

Le PMU est illustrée à la figure 2.1 et 2.2 [21].

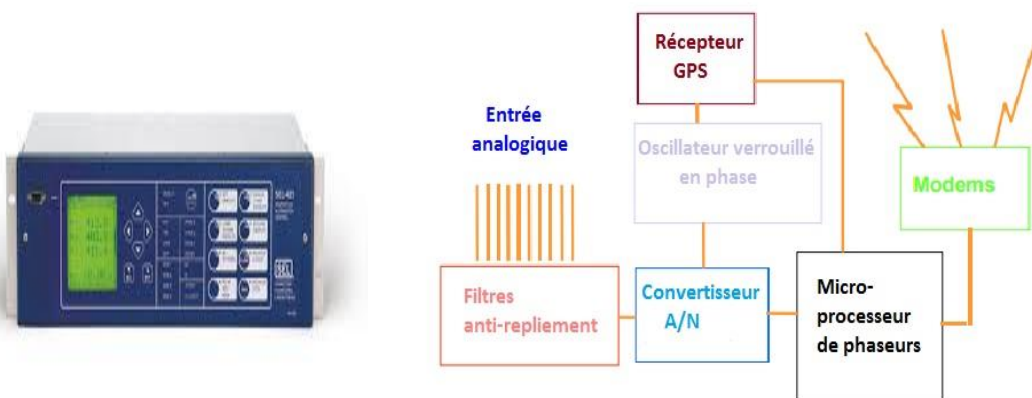


Figure 2.1 :Phasor Measurement Unit (PMU) **Figure 2.2 :**Représentation générale d'un PMU

2.2.2 La technique de mesure des PMU

Le phaseur est une grandeur avec une magnitude et une phase (par rapport à une référence) utilisées pour représenter un signal sinusoïdal. La phase ou l'angle de phase reflète la distance entre le pic sinusoïdal du signal par rapport à une référence spécifiée et exprimée à l'aide d'une mesure angulaire. Ici, la référence est un point fixe dans le temps (tel que le temps = 0) comme l'indique la figure 2.3.

L'amplitude du phaseur est liée à l'amplitude du signal sinusoïdal.

Chapitre 2 : VUE D'ENSEMBLE DES SYNCHROPHASEUR(PMU)

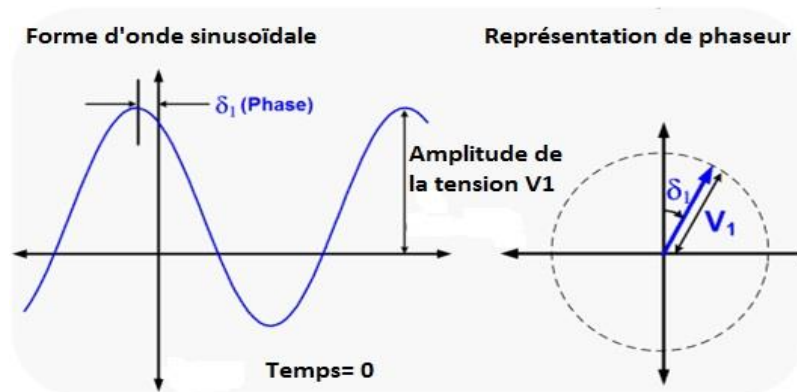


Figure 2.3 : Forme d'onde sinusoïdale et sa représentation de phaseur

Un signal sinusoïdal peut être défini par la formule suivante:

$$x(t) = X_m * \cos(2\pi ft + \varphi) \quad (2.1)$$

Où :

X_m : L'amplitude.

f : la fréquence.

Un tel signal est généralement représenté par un phaseur complexe:

$$X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\varphi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} * (\cos\varphi + j\sin\varphi) = X_r + jX_i \quad (2.2)$$

$\frac{X_m}{\sqrt{2}}$: La valeur quadratique moyenne (RMS).

X_r et X_i : Les parties réelles et imaginaires de la valeur complexe (ses composantes rectangulaires).

φ : l'angle de phase (Sa valeur dépend de la référence de temps. En particulier, lorsque $t = 0$ est supposé, pour le standard).

La représentation du synchrophaseur du signal $x(t)$ dans l'équation (2.1) est la valeur X dans l'équation (2.2) où φ est l'angle de phase instantané par rapport à une fonction cosinus à la fréquence nominale du système synchronisée avec UTC.

Le phaseur de la composante 50 Hz est obtenue en se basant sur la forme d'onde de tension analogique en numérique échantillonné qui est synchronisé avec le signal d'horloge à partir du récepteur GPS dans des emplacements distribués (bus1 et bus 2). Comme le montre la figure 2.4 [22] [23].

Chapitre 2 : VUE D'ENSEMBLE DES SYNCHROPHASEUR(PMU)

Toutefois, les PMU peuvent prendre en charge plusieurs sources temporelles, y compris les références non GPS, dans la mesure où elles sont toutes étalonnées et fonctionnent de manière synchrone. Les phaseurs horodatés qui en résultent peuvent être transmis à un récepteur local ou distant à des taux allant jusqu'à 120 échantillons par seconde. Il est utile de voir les mesures synchronisées dans le temps sur une grande surface pour examiner le fonctionnement de la grille dans son ensemble et de déterminer qu'elles parties de la grille sont touchées par différentes perturbations [24].

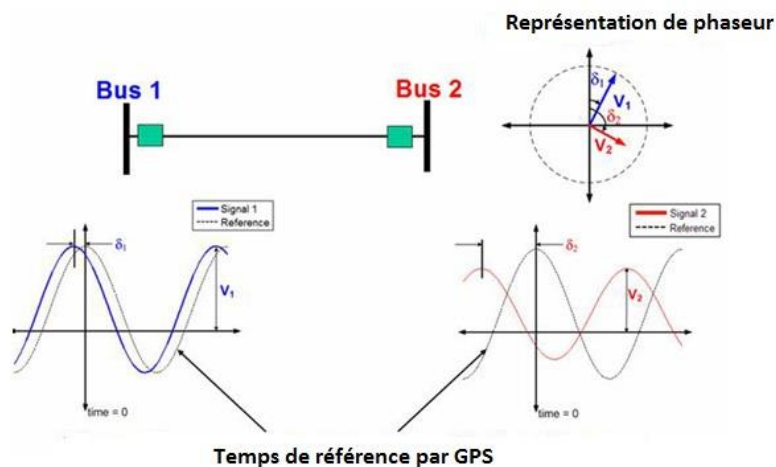


Figure 2.4 : Les signaux reçus par PMU

2.2.3 Phaseurs Concentrateur de données (PDC)

Les concentrateurs de données de Phaseur (PDC) recueillent des données de Phaseur provenant de plusieurs PMU ou d'autres PDC et alignent les données en fonction des horodatages. L'ensemble de données synchronisé dans le temps créé peut ensuite être transmis à d'autres systèmes d'information. Un PDC effectue également des vérifications de la qualité des données et signale les données manquantes ou problématiques (en attendant une période de temps définie, si nécessaire, pour que toutes les données soient entrées). Certains PDC stockent également les données de phaseur comme le montre la figure 2.5 et peuvent les réduire afin que les données de phaseur puissent être transmises directement aux applications qui utilisent les données à des taux d'échantillonnage plus lents, comme un système SCADA [25].

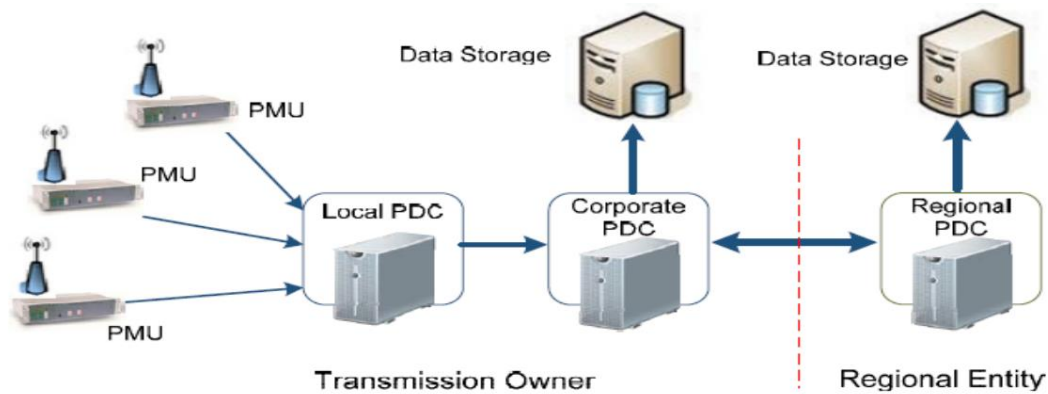


Figure 2.5 :Phaseurs Concentrateur de données (PDC)

2.2.4 Réseau de communication et placement des PMU

Un système de mesure à grande surface (WAMS), est une infrastructure qui utilise les technologies de pointe permettant d'exploiter les réseaux électriques dans leur capacité optimale en accordant les données de mesure de phaseur en temps réel, le WAMS simplifie la surveillance, la compréhension de grands réseaux électriques [26].

Les PMU constituent la composante principale d'un WAMS et fournissent entre 30 à 120 mesures de phaseurs par seconde avec une précision d'une microseconde ce qui permet une bonne observabilité du réseau.

Les données de phaseurs synchronisées de tension, de courant, et de fréquence obtenus par les PMU branchés à des jeux de barres du réseau sont envoyés dans un (PDC) comme montré dans la Figure 2.6 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 (Super PDC) où sont traitées et interprétées, afin de détecter d'éventuelles anomalies sur le réseau [27].

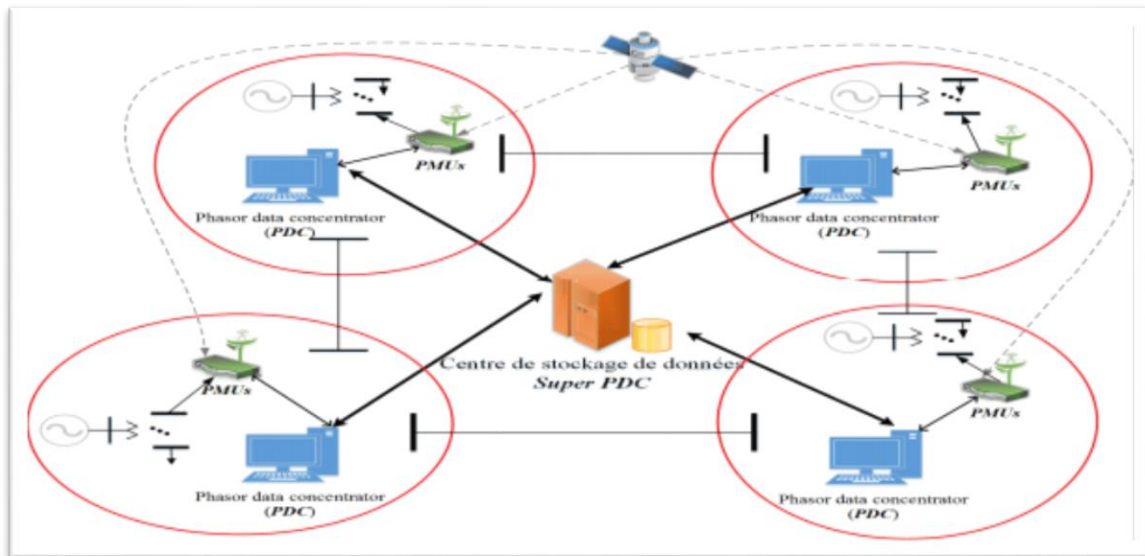


Figure 2.6:Diagramme conceptuel d'un système de mesures de phaseurs synchronisés

2.3 Applications des PMU

Les PMU sont également utilisés pour diverses applications de système d'alimentation en ligne. Les mesures de données provenant de différents emplacements sont utilisées dans la planification et le fonctionnement du système. De plus, les synchrophaseurs aident à cerner les lacunes et aident aussi à l'évaluation et à la mise en œuvre du système. Ci-dessous quelques-unes des principales applications du PMU [28].

2.3.1 Détection et contrôle de l'instabilité

L'instabilité du système commence par la perte de synchronisation du générateur. En cas de synchronisation, les autres générateurs essaient de compenser l'écart de vitesse. Toutefois, l'effet de l'inertie des générateurs pourrait entraîner une perte de stabilité du système entier ou partiel. Dans la plupart des cas, cette instabilité aura un impact important sur le fonctionnement du système. Cependant, dans d'autres cas, il pourrait avoir un grand impact et ne se dégrade pas ce qui provoque le système à perdre son synchronisme qui conduit à l'effondrement du système. Afin d'éviter cela, les PMU pourraient être utilisés avec une protection de grande surface hors synchronisation pour détecter l'instabilité suffisamment tôt avant l'effondrement du système [28].

Chapitre 2 : VUE D'ENSEMBLE DES SYNCHROPHASEUR(PMU)

2.3.2 Protection des réseaux électriques

Certaines pannes d'électricité sont inévitables ,c'est pour cela qu'il est primordial d'évaluer des méthodes afin de rétablir le courant le plus rapidement possible et à un coût minimal après de tels évènements. L'état actuel du système est souvent différent de celui qui a été retenu dans les études de planification. Les PMU offrent une excellente solution pour déterminer une stratégie de restauration prenant en compte l'état actuel et réel du WAMS [29].

2.3.3 Estimation d'état

Les PMU sont devenus très populaires dans l'estimation de l'état du système électrique. Les algorithmes traditionnels utilisent des difficultés techniques et computationnelles de puissance réelle et réactive et des problèmes tels que des intervalles d'estimation plus longs. Pour surmonter ces difficultés et améliorer la capacité de calcul, l'algorithme d'estimation de l'état est doté de PMU possédant une capacité de synchronisation des données de haute précision. Le synchrophaseur peut mesurer les tensions de bus et les courants de ligne par intervalles d'une microseconde [28].

2.4 GPS (Global Position System)

Le GPS est un système de géolocalisation par satellite, ce système se compose de 24 satellites répartis en six orbites, à raison de quatre satellites par orbite, à une altitude approximative de 13,000 miles au-dessus de la surface de la Terre, développé par l'armée américaine, et mis à disposition des civils. Il permet de déterminer les coordonnées géographiques de n'importe quel point situé à la surface du globe. Sa précision est aujourd'hui de l'ordre du mètre [30].

Les satellites GPS fournissent un signal de synchronisation temporelle très précis, disponible, via une entrée d'antenne, dans tout le système d'alimentation. Cela signifie que les enregistrements de tension et de courant de différentes sous-stations peuvent être directement affichés sur le même axe temporel et dans le même diagramme de phaseur [30].

La figure 2.7 montre le fonctionnement du GPS pour organiser le temps de synchronisation.

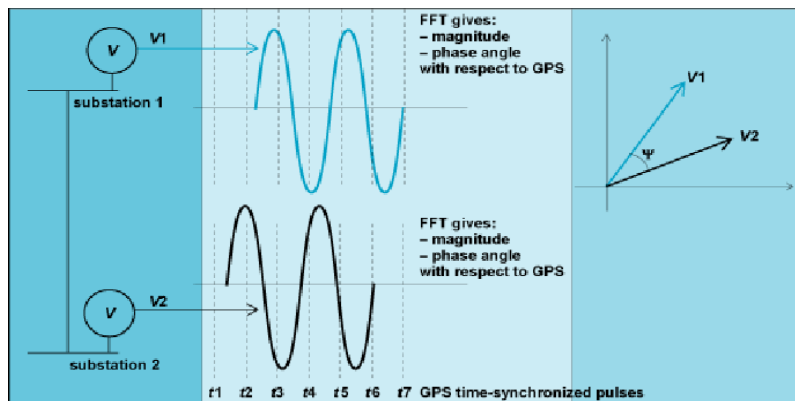


Figure 2.7 : Synchronisation de temps par GPS

2.5 Système de surveillance à couverture étendue(WAMS)

La vitesse de scrutation et les calculs des systèmes SCADA devient lents et incapable de fournir l'information sur l'état dynamique du réseau électrique. Avec l'augmentation des interconnexions et de la taille des réseaux électriques actuels, un système SCADA mesure l'amplitude des tensions mais ne tient pas compte des angles de phase correspondants .En effet, pour les courants alternatifs, ces angles sont importants à connaître dans la mesure où ils permettent à faire des calculs d'écoulement de puissance et de limites de stabilité , ce système WAMS saisit l'état d'un réseau haute tension en temps réel et identifie au moyen de satellites GPS d'éventuels problèmes d'instabilité. La technologie WAMS a été distinguée par le Massachusetts Institute of Technology (MIT) comme une des dix technologies susceptibles de «changer le monde» [31].

2.5.1 Définition

Un système de surveillance à couverture étendue(WAMS) est un système de télégestion basé sur les données de mesure de phaseur en temps réel (PMU), qui facilite la surveillance, la compréhension et la gestion de grands réseaux électriques.L'acquisition des tensions (module et phase), des courants et de la fréquence du réseau d'une façon synchronisée et en temps réel par le système WAMS donne une très bonne connaissance du comportement du réseau ainsi qu'une vision de son évolution en cours d'exploitation, avec une possibilité de contrôler plus efficacement les différentes grandeurs électriques et d'avoir des fonctions plus avancées pour la protection et la détection des défauts, l'amortissement des oscillions très basse fréquence et l'évaluation de toute instabilité au sein des réseaux

Chapitre 2 : VUE D'ENSEMBLE DES SYNCHROPHASEUR(PMU)

électriques à grande échelle dues à des déviations de la tension ou d'oscillations électriques entre régions [32].

2.5.2 Structure d'un système WAMS :

Les données synchronisées de courant, de tension et de fréquence prises par les PMU branchés à des jeux de barres du réseau sont envoyées vers un concentrateur de données de phaseur PDC situé dans des sous-stations ou des centres de contrôle en utilisant un réseau de communication en fibre optique dédiée. Comme montré dans la Figure 2.8. Toutes les informations sont stockées dans un centre principal (Super PDC) où sont traitées et interprétées afin de les utiliser dans des applications de protection et de contrôle des réseaux électriques [33].

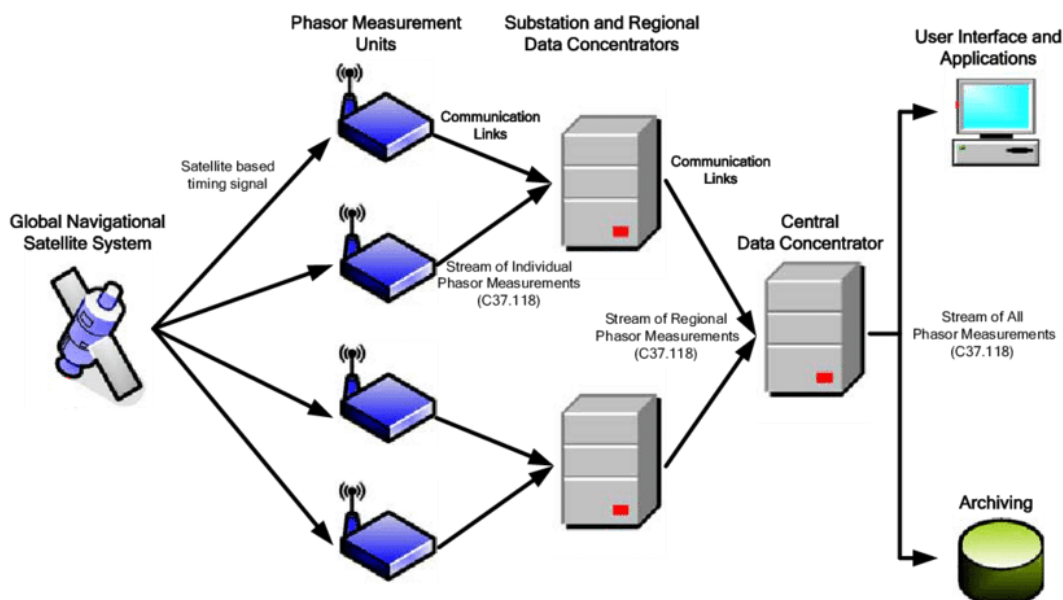


Figure 2.8 : Structure d'un système WAMS

2.5.3 Ressource des données de WAMS

Les données et informations en ligne de l'ensemble du système sont essentielles pour une exploitation sécurisée et le contrôle des systèmes interconnectés, en général, les informations fournies par les ressources de données sont différentes en termes d'importance, de format, de volume, de taux d'échantillonnage. [34]

Les données du réseau électrique sont classées en deux groupes principaux : les données opérationnelles et les données non opérationnelles. Les données opérationnelles ont deux ressources :

Chapitre 2 : VUE D'ENSEMBLE DES SYNCHROPHASEUR(PMU)

- Contrôle de supervision et d'acquisition de données (SCADA).
- Système de mesure de phaseur synchronisé (SPMS).

2.5.3.a) Contrôle de supervision et d'acquisition de données (SCADA) [32] [34]

SCADA est un système de télégestion à grande échelle permettant d'exploiter le réseau en temps réel avec un grand nombre de données provenant des différents points du réseau électrique.

Le schéma général d'un système SCADA est montré sur la figure ci-dessous.

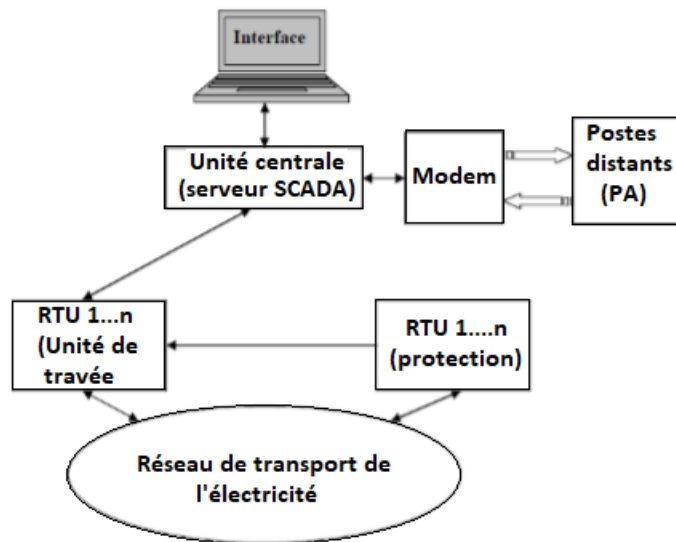


Figure 2.9 : Architecture générale d'un système SCADA

Un système SCADA doit accomplir des tâches tels que :

- La visualisation des données d'exploitation à travers la totalité des installations électriques.
- L'acquisition, le stockage et l'extraction des données.
- La capture des notifications d'alarme adressées au personnel d'exploitation et de maintenance par message texte ou par voie vocale.
- La génération des rapports d'exploitation et les rapports réglementaires régulièrement.
- Evaluation de la sécurité du réseau.

2.5.3.b) Système de mesure de phaseur synchronisé (SPMS)

Le SPMS a été introduit dans le système d'alimentation au milieu des années quatre vingt. Ce système a été perfectionné en rajoutant un système de positionnement global (GPS) afin de mesurer les courants, tensions et de calculer l'angle entre eux, avec la capacité

Chapitre 2 : VUE D'ENSEMBLE DES SYNCHROPHASEUR(PMU)

de mesurer également la fréquence local, le taux de changement de fréquence et peuvent être personnalisés afin de mesurer les harmoniques.

Un SPMS se constitue d'un PMU, PDC et d'un système de communication [34].

2.5.4 Applications de WAMS

Un système WAMS peut rassembler la majorité des applications comme suit :

- Surveillance des réseaux électriques,
- Stratégies de commande avancées,
- Protection avancée des réseaux.

➤ Surveillance des réseaux électriques

Les PMU sont l'un des piliers principaux sur lesquels est fondé le système WAMS, avec l'avantage de fournir de 30 jusqu'à 120 mesures de phaseurs par seconde et d'une microseconde de précision permettant une bonne observabilité et une vue globale du réseaux [36]. Le système WAMS fourni aux exploitants de réseau d'autres avantages [32] :

- Une estimation précise de l'état du réseau menant à la compréhension des phénomènes dynamiques et de prendre les mesures qui s'imposent.
- Les systèmes WAMS facilitent la réalisation des solutions novatrices aux problèmes traditionnels de surveillance et d'exploitation.
- Permettent une vue globale du comportement du réseau en temps réel.

➤ Stratégies de commande avancées

Dans un réseau interconnecté, tous les systèmes de commande traditionnels possèdent une boucle de contre-réaction locale. En cas d'un défaut dans le réseau, ces boucles de commande ne voient pas le réseau dans sa globalité. C'est pour cela l'utilisation des PMU est nécessaire afin de réaliser des systèmes de commande avancés utilisant des mesures à distance, améliorant ainsi les performances des régulateurs installés au niveau des réseaux électriques.

Etant donné la rapidité des données fournis par les PMU (l'ordre de millisecondes), les systèmes WAMS produisent des recommandations instantanées des données globales du réseau électrique. De plus, en cas d'un blackout, les systèmes WAMS proposent des stratégies de restaurations du réseau, tout en assurant la stabilité du système électrique [35].

Chapitre 2 : VUE D'ENSEMBLE DES SYNCHROPHASEUR(PMU)

➤ Protection avancée des réseaux électriques

Avec les systèmes WAMS, il devient possible de créer des actions très rapides à partir des mesures précises de la tension, des angles de phase, de la fréquence coordonnée par des ordinateurs centraux [34]. Ce qui permet de réaliser des systèmes de protection plus performant.

D'autres applications des systèmes WAMS sont présentées : [36] [37]

- Détection d'oscillation de basse fréquence
- Transmission et applications de transmission secondaire
- Enregistrement automatique d'événements.

2.6 PMU vs SCADA

Une suite d'applications collectées dans un système de gestion de l'énergie (EMS) souvent fournies par le SCADA est requise pour la surveillance, le contrôle et l'optimisation des performances des systèmes de production et de transport.

Les données PMU peuvent être exploitées dans les applications (EMS) afin de perfectionner la surveillance du réseau, comme le montre la figure ci-dessous [32].

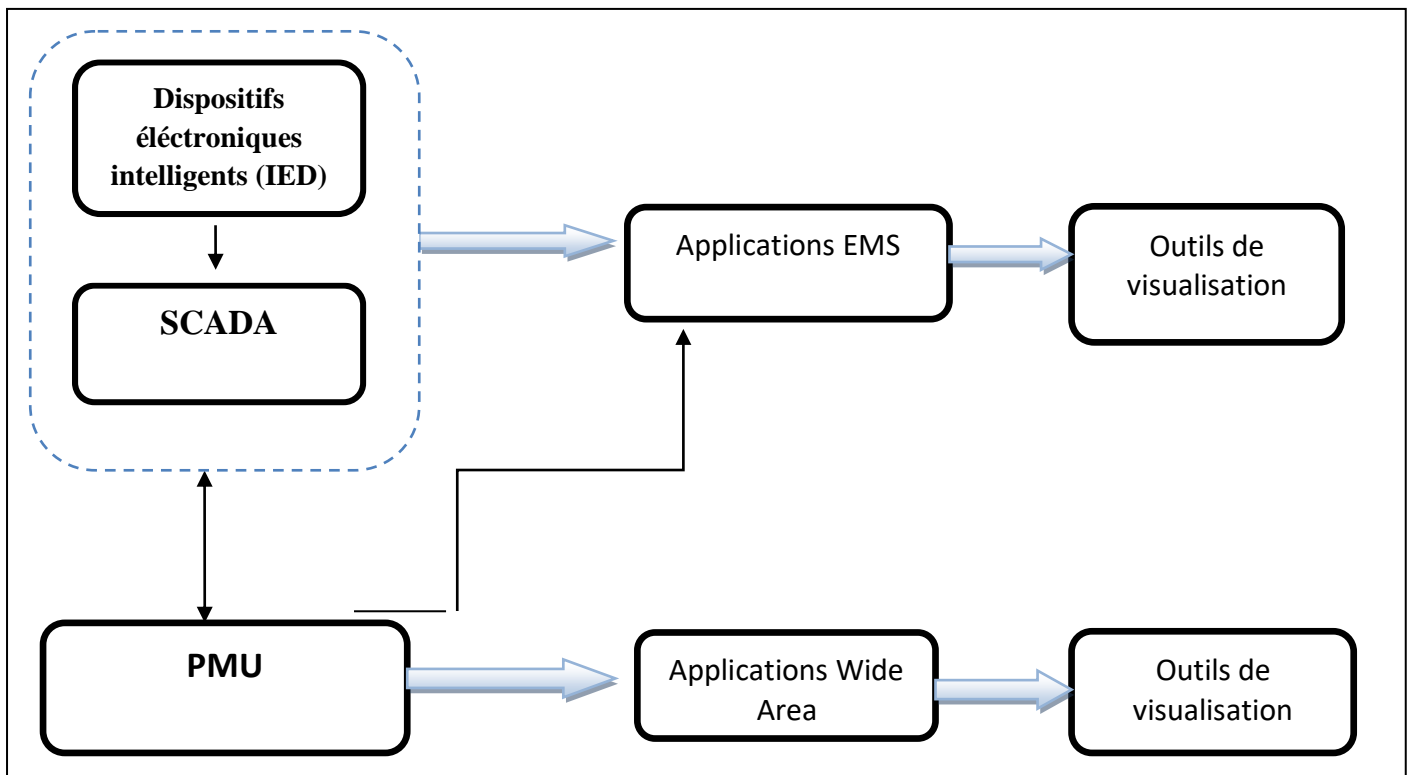


Figure 2.10 : Représentation de la structure d'un EMS/SCADA et d'un WAMS

Le tableau 2.1 représente une comparaison entre les PMU et SCADA [27] [32].

Chapitre 2 : VUE D'ENSEMBLE DES SYNCHROPHASEUR(PMU)

Attributs	EMS/SCADA	PMU
Mesure des angles de phase	Non	Oui
Résolution	2 – 4 échantillons par cycle	50 – 60 échantillons par cycle
Observabilité	Régime permanent	Régime dynamique et transitoire
Surveillance	Local	Wide-Area

Tableau 2.1 : Comparaison entre PMU et SCADA

Afin de préserver la durabilité du service, une diversité de sources de données est requise. C'est pour cela les techniciens et les ingénieurs utilisent les données des PMU ainsi que celles des SCADA [38].la référence [39] expose une méthode intéressante pour inclure les données de phaseurs dans l'EMS/SCADA.

2.7 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présentés la technologie des synchrophaseurs ainsi que ses principales applications dans le réseau électrique et à la fin une comparaison entre les données PMU et SCADA à été faite.

Nous pouvons en conclure que les grands opérateurs de réseaux électriques à travers le monde croient que le système WAMS est une partie essentielle du fonctionnement de système d'alimentation et de contrôle et que les PMU constituent l'avenir pour un bon contrôle, une meilleur surveillance et protection dans le réseau électrique.

Chapitre 3

Méthodes d'apprentissage

3.1 Introduction

La classification consiste à classer des individus en fonction de certaines de leurs caractéristiques. Différents types de classification existent, la classification supervisée est la plus utilisée, qui est un processus comprenant deux phases : apprentissage et classement. La phase d'apprentissage consiste à construire un modèle (ou classifieur) qui décrit un ensemble prédéterminé de classes d'exemples. La phase de classement consiste à utiliser le modèle pour affecter une classe à un nouvel exemple.

Plusieurs méthodes de classification supervisée publiées dans la littérature s'appuient sur des techniques différentes, Nous nous intéressons dans ce chapitre sur la méthode des Séparateurs à Vastes Marges (SVM) et K Plus Proches Voisins (K-PPV).

3.2 Séparateurs à Vaste Marge (SVM)

Les Supports Vecteurs Machines appelés aussi séparateurs à vaste marge (SVM) sont une famille d'algorithmes d'apprentissage automatique, développer à partir des considérations théoriques de Vladimir Vapnik au début des années 90 sur le développement d'une théorie statistique d'apprentissage «la théorie de Vapnik-Chervonenkis» permettant de résoudre des problèmes de classification binaire que de régression ou de détection d'anomalie. Ils sont connus pour leurs solides garanties théoriques, leur grande flexibilité ainsi que leur simplicité d'utilisation et de travailler avec des données de grandes dimensions.

Les SVM ont été largement utilisés dans des applications très répondues. Cette façon d'optimisation standard est utilisée pour trouver la solution de maximisation de marge pour la séparation de deux différentes classes tout en minimisant les erreurs d'apprentissage [40].

3.2.1 Principe de la technique SVM

3.2.1.a) Cas linéairement séparable

Etant donné un ensemble de points d'apprentissage $\{x_i, y_i\}_{i=1}^n$ où chaque x_i appartient à \mathbb{R}^d et y_i à $\{-1, 1\}$, y_i définissant la classe d'un exemple donné, l'objectif des SVM est de trouver un hyperplan permettant de séparer l'ensemble d'apprentissage de sorte que tous les points d'une même classe soient d'un même côté de l'hyperplan.

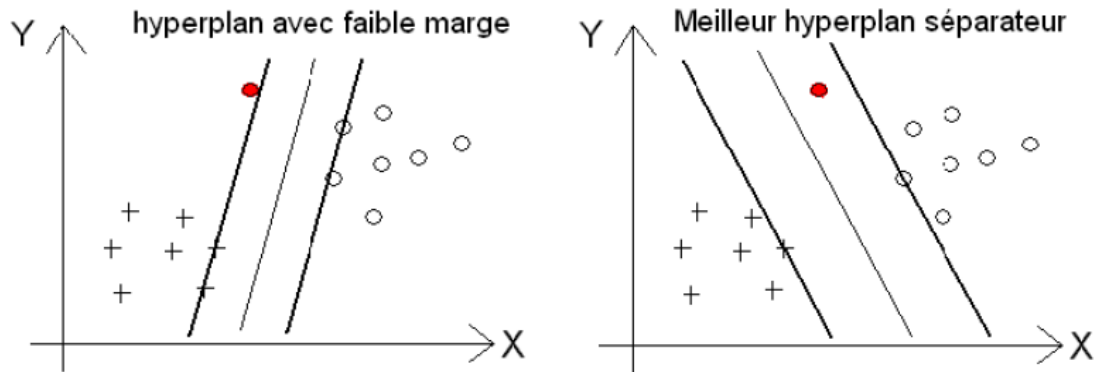


Figure 3.1: hyperplan faible marge et optimale

Cela équivaut (après une éventuelle normalisation) à trouver un hyperplan $\mathcal{F}(x)$ défini par $w \in \mathbb{R}^d$ et $b \in \mathbb{R}$ tel que :

$$y_i(\langle w, x_i \rangle + b) \geq 1 \quad i=1 \dots \ell \quad (3.1)$$

Parmi l'ensemble des hyperplans satisfaisant ces conditions, les SVM cherchent celui qui maximise la distance entre l'hyperplan et les points les plus proches de chaque classe comme le montre la figure 3.2, cette distance étant définie comme : $\frac{2}{\|w\|}$.

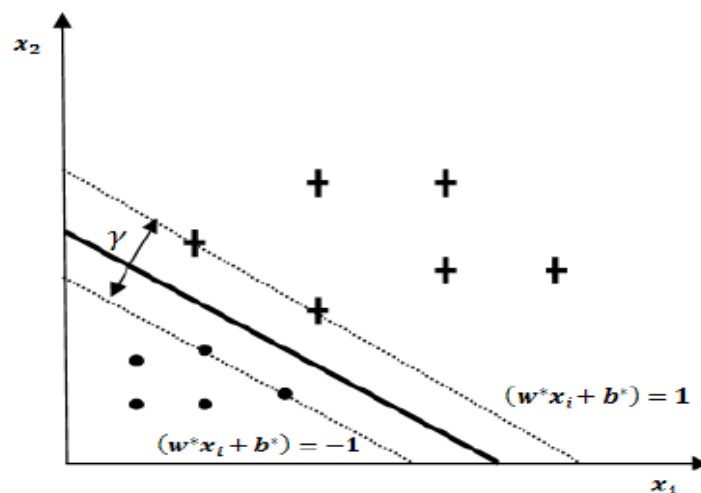


Figure 3.2 : Hyperplans canoniques et marge maximale

Ainsi le problème global équivaut à :

$$\min_{w,b} \frac{1}{2} \|w\|^2 \quad (3.2)$$

$$\text{Tq} \quad y_i \mathcal{F}(x) \geq 1 \quad i=1 \dots \ell$$

Dans la mesure où $\|w\|^2$ est un critère convexe et l'ensemble des contraintes de ce problème sont linéaires, ce problème peut se résoudre en utilisant les multiplicateurs de Lagrange α et le dual lagrangien de ce problème. Cela permet d'écrire que le vecteur w est :

$$w = \sum_{i=1}^{\ell} \alpha_i^* y_i x_i \quad (3.3)$$

Où les α_i^* sont la solution du problème suivant :

$$\min_{\alpha} \frac{1}{2} \sum_{i,j} \alpha_i \alpha_j y_i y_j \langle x_i, x_j \rangle - \sum_{i=1}^{\ell} \alpha_i \quad (3.4)$$

$$\text{Tq} \quad \sum_{i=1}^{\ell} \alpha_i y_i = 0$$

$$\alpha_i \geq 0 \quad \forall i$$

Ce dernier est un problème d'optimisation quadratique standard qui se résout maintenant grâce à des outils courants. Finalement l'hyperplan de décision est :

$$\mathcal{F}(x) = \sum_{i=1}^{\ell} \alpha_i y_i \langle x_i, x \rangle + b \quad (3.5)$$

Où b est le multiplicateur de Lagrange associé à la contrainte $\sum_{i=1}^{\ell} \alpha_i y_i = 0$ du problème dual. La classe d'un nouveau point x est ensuite donnée par le signe de $\mathcal{F}(x)$ [41].

3.2.1.b) Cas non-linéaires

L'idée est de projeter les points d'apprentissage dans un espace H donné grâce à une fonction $\Phi(x)$ et d'appliquer la même méthode d'optimisation de la marge dans l'espace H . Ce dernier problème s'écrit simplement puisque d'après les équations (3.4) et (3.5) les points x_i n'interviennent dans la solution qu'à travers leurs produits scalaires. Ainsi le cas non-linéaire s'obtient aisément en remplaçant $\langle x_i, x_j \rangle$ par

$K \langle x_i, x_j \rangle = \langle \Phi(x_i), \Phi(x_j) \rangle$. Dans ce cas, la frontière de décision devient :

$$\mathcal{F}(x) = \sum_{i=1}^{\ell} \alpha_i y_i K \langle x_i, x \rangle + b \quad (3.6)$$

Comme on peut le constater, la projection des points x_i dans H se fait de manière implicite à travers la définition de la fonction $K(x,y)$. Si cette fonction $K(x,y)$ satisfait aux conditions de Mercer [43, 44] alors il existe une fonction Φ telle que $K(x,y) = \langle \Phi(x), \Phi(y) \rangle$. L'ensemble des fonctions noyaux $K(x,y)$, admissibles pour les SVM sont donc celles-ci. En

Chapitre 3 : Méthodes d'apprentissage

pratique, les noyaux les plus utilisés sont les noyaux gaussiens ou les noyaux polynomiaux définis par :

- noyau gaussien de largeur de bande σ :

$$K(x,y) = e^{-\frac{\|x-y\|^2}{2\sigma^2}} \quad (3.7)$$

- Noyau polynomial d'ordre p :

$$K(x,y) = (\langle x, y \rangle + 1)^p \quad (3.8)$$

Le paramètre σ permet de régler la largeur de la gaussienne. En prenant un σ grand, la similarité d'un exemple par rapport à ceux qui l'entourent sera assez élevée, alors qu'en prenant un σ tendant vers 0, l'exemple ne sera similaire à aucun autre [44].

3.2.1.c) Cas non séparables

Dans le cas où l'ensemble d'apprentissage n'est pas séparable, le domaine du problème d'optimisation comme défini à l'équation (1) est vide et il n'admet donc pas de solution. Ainsi, pour traiter ce cas, il est nécessaire d'introduire des variables de relâchement au niveau des contraintes, et le problème devient :

$$\min_{w,b,\xi} \frac{1}{2} \|w\|^2 + C \sum_{i=1}^{\ell} \xi_i^2 \quad (3.9)$$

$$\text{Tq } y_i \mathcal{F}(x) \geq 1 - \xi_i \quad i=1 \dots \ell \quad (3.10)$$

Où ξ_i est la variable de relâchement d'une contrainte et C un coefficient de pénalisation du relâchement. Le traitement de ce problème se fait de manière simple en montrant que l'ajout de la pénalisation quadratique des points mal classés équivaut à traiter le cas séparable en remplaçant $K \langle x_i, x_j \rangle$ par [45] :

$$K \langle x_i, x_j \rangle + \frac{1}{C} \delta_{i,j} \quad (3.11)$$

Où $\delta_{i,j}$ est le symbole de Kronecker. Notons que la pénalisation quadratique peut être remplacée par une pénalisation linéaire.

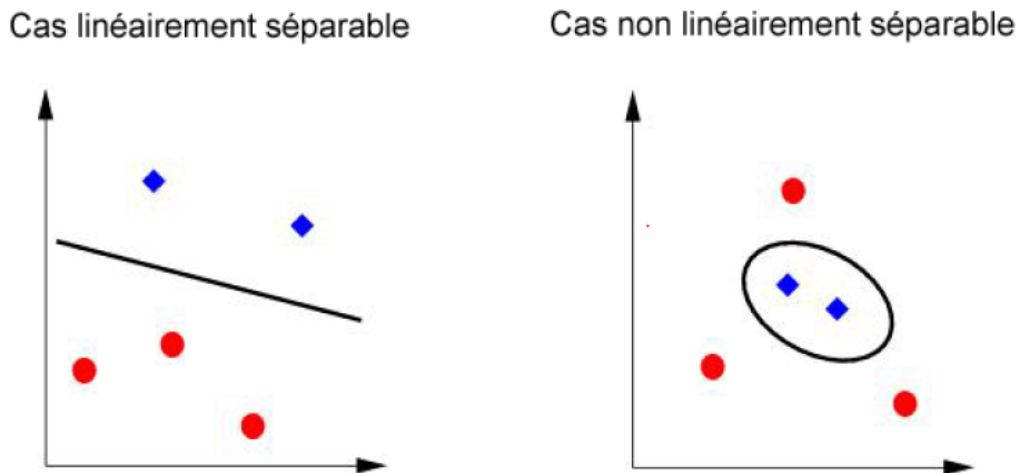


Figure 3.3: Les SVM linéairement séparable et non linéairement séparable

3.2.2 SVM pour les multi classes

A l'origine, les SVM ont été conçus essentiellement pour les problèmes à 2 classes, cependant plusieurs approches permettant d'étendre cet algorithme aux cas à N classes ont été proposées [46] :

- **Un contre tous** : Une approche étendant la notion de marge aux cas multiclassés. Cette formulation intéressante permet de poser un problème d'optimisation unique. Le problème fait intervenir N fonctions de décision.
- **Un contre un** : Au lieu d'apprendre N fonctions de décisions, ici chaque classe est discriminée d'une autre. Ainsi, $\frac{N*(N-1)}{2}$ fonctions de décisions sont apprises et chacune d'entre elles effectue un vote pour l'affectation d'un nouveau point x. La classe de ce point x devient ensuite la classe majoritaire après le vote [47].

3.3 Les Avantages et les inconvénients des SVM

3.3.1 Les Avantages

- Les SVM permettent de traiter des données de très grande dimension
- Facile à manipuler et présentent de bon comportement en prédiction.
- Décision rapide. La classification d'un nouvel exemple consiste à voir le signe de la fonction de décision $f(x)$ [48].

3.3.2 Les inconvénients

- Temps de calcul élevé lors d'une régularisation des paramètres de la fonction noyau.
- Classification binaire d'où la nécessité d'utiliser l'approche un-contre-un.
- Calculs matriciel important [48].

3.4 k-plus proches voisins (K-PPV)

Les 'k plus proches voisins' ou k-nearestneighbors en anglais (d'où l'appellation knn) est une méthode non paramétrique dans laquelle le modèle mémorise les observations de l'ensemble d'apprentissage pour la classification des données de l'ensemble de test. En effet, cet algorithme est qualifié comme paresseux (Lazy Learning) car il n'apprend rien pendant la phase d'entraînement. Pour prédire la classe d'une nouvelle donnée d'entrée, il va chercher ses K voisins les plus proches et choisira la classe des voisins majoritaires [49].

3.4.1 Principe

Le principe de cet algorithme de classification est très simple. On lui fournit un ensemble des données d'apprentissages D , une fonction de distance d et un entier K . Pour tout nouveau point de test x , pour lequel il doit prendre une décision, l'algorithme recherche dans D les K points les plus proches de x au sens de la distance d , et attribue x à la classe qui est la plus fréquente parmi ces K voisins [49].

3.4.2 Le choix de K

Le choix de la valeur K à utiliser pour effectuer une prédiction avec K-NN, varie en fonction du jeu de données. En règle générale, moins on utilisera de voisins (un nombre K petit) plus on sera sujette au sous apprentissage (underfitting). Par ailleurs, plus on utilise de voisins (un nombre K grand) plus, sera fiable dans notre prédiction. Toutefois, si on utilise K nombre de voisins avec $K=N$ et N étant le nombre d'observations, on risque d'avoir du overfitting et par conséquent un modèle qui se généralise mal sur des observations qu'il n'a pas encore vu. C'est pour cela que le paramètre k doit être déterminé par l'utilisateur : $k \in \mathbb{N}$. En classification binaire, il est utile de choisir k impair pour éviter les votes égalitaires. Le meilleur choix de k dépend du jeu de données [49]

3.4.3 Les distances

- **Distance euclidienne**

La distance la plus connue est la distance Euclidienne, qui définit l'espace cartésien. Donnée pour des vecteurs de dimension n par l'équation suivante : [50]

$$d(x, y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2} \quad (3.12)$$

Où : x, y sont des vecteurs.

- **Distance Minkowsky**

Cette distance est le cas général de la distance euclidienne avec une variable P, qui nous donne l'équation suivante : [50]

$$d(x, y) = \frac{(\sum_{i=1}^n |x_i - y_i|^p)^{1/p}}{p} \quad (3.13)$$

P : Paramètre

- **Distance Manhattan [50]**

Pour $p = 1$, on obtient la distance de Manhattan (aussi appelée distance « city-block » ou métrique absolue), donné par :

$$d(x, y) = \sum_{i=1}^n |x_i - y_i| \quad (3.14)$$

- **Illustration montrant le principe de fonctionnement des K-PPV**

Dans l'exemple qui suit, nous considérons trois classes, représentées respectivement en jaune ($Y = 1$), en vert ($Y = 2$) et en noir ($Y = 3$), la valeur de $K=11$. Les points jaunes, verts et noirs sont les éléments de la classe connue, ils constituent l'ensemble d'apprentissage. L'élément inconnu est matérialisé par le point rouge. Pour déterminer sa classe, il faut calculer toutes les distances entre ce point et chacun des points de la base de référence, de manière à déterminer les k voisins les plus proches parmi le nuage de points. Sur cet

exemple, vu que les 5 points les plus proches du point rouge sont jaunes ; l'élément inconnu appartient, alors à cette même classe d'éléments [51].

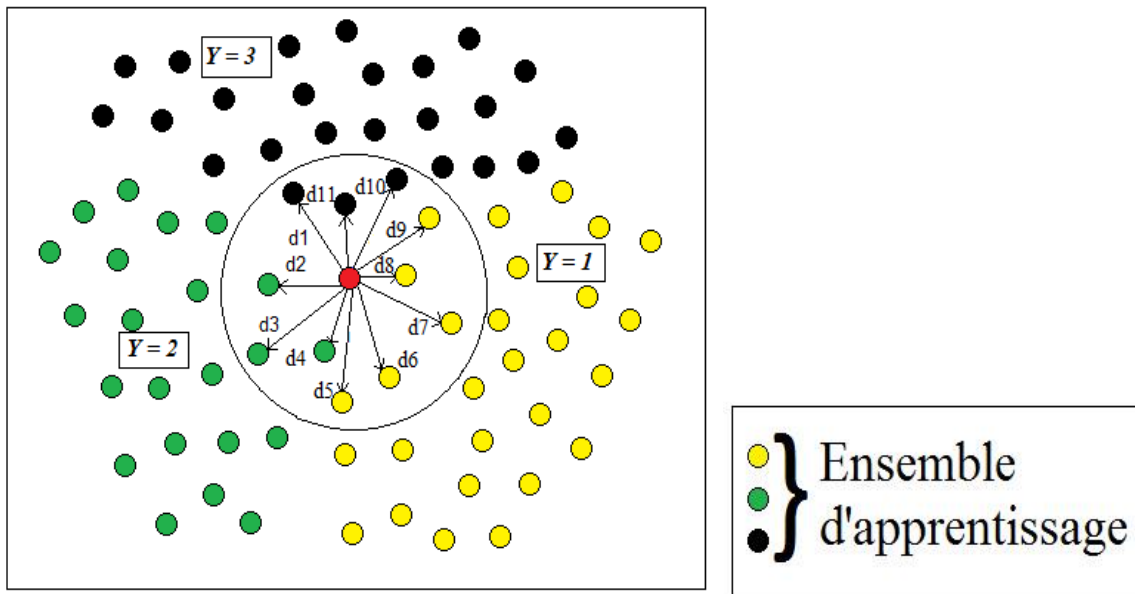


Figure 3.4: Exemple de fonctionnement de la méthode des KPPV dans un espace à 2 dimensions.

3.4.4 Méthode des k proches voisins pondérés et classification ordinale

✓ Similarité entre voisins

Cette technique étend la méthode des k plus proches voisins selon :

- un schéma de pondération des plus proches voisins est introduit en fonction de leur similarité avec la nouvelle observation à classer.
- le fait que le vote des plus proches voisins est équivalent au mode de la distribution de la classe, la seconde extension utilise la médiane ou la moyenne de cette distribution, si la variable cible est relative à une échelle ordinale ou de niveau plus élevé [51].

Cette extension est fondée sur l'idée que les observations de l'échantillon d'apprentissage, qui sont particulièrement proches de la nouvelle observation (y, \mathbf{x}) , doivent avoir un poids plus élevé dans la décision que les voisins qui sont plus éloignés du couple (y, \mathbf{x}) . Ce n'est pas le cas avec la méthode K-PPV : en effet seuls les k plus proches voisins

Chapitre 3 : Méthodes d'apprentissage

influencent la prédiction, mais l'influence est identique pour chacun des voisins, indépendamment de leur degré de similarité avec (y, x) . Pour atteindre ce but, les distances, sur lesquelles la recherche des voisins est fondée dans une première étape, sont transformées en mesures de similarité, qui peuvent être utilisées comme poids [51].

✓ Standardisation des Co-variables

Dans une première étape, les k plus proches voisins sont sélectionnés selon la distance de Minkowski, en supposant que les deux paramètres k et q aient été fixés par l'utilisateur. Afin de pondérer de façon équitable chacune des Co-variables pour le calcul des distances, les valeurs doivent être standardisées. Dans un contexte de ratio ou de différence, cet objectif est atteint en divisant simplement les variables par leur déviation standard [51].

3.5 Avantages et inconvénient des K-PPV

3.5.1 Avantages

- L'algorithme est simple et facile à mettre en œuvre.
- Aucune hypothèse sur les données (linéaires, affines,...)
- L'algorithme est polyvalent. Il peut être utilisé pour la classification, la régression.[51]

3.5.2 Inconvénients

- L'algorithme devient beaucoup plus lent à mesure que le nombre d'exemples d'apprentissage augmente.
- Le choix de la méthode de calcul de la distance ainsi que le nombre de voisins K peut ne pas être évident
- Lenteur en classement.[51]

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté de manière simple une comparaison théorique entre les deux méthodes de classification supervisée SVM et K-PPV. Cette étude nous a permis de connaître les avantages et les inconvénients de chaque méthode et généralement il n'existe pas des règles fixées et précises pour choisir les valeurs optimales afin d'assurer une méthode de classification.

Chapitre 3 : Méthodes d'apprentissage

Dans le chapitre suivant nous allons présenter l'étude expérimentale d'une des techniques de classification citée.

Chapitre 4

Simulation

4.1 Introduction

La localisation de défaut est devenue de plus en plus importante pour connaître l'endroit du défaut et le réparer afin de réduire le temps de l'entretien et de la restauration du réseau électrique. Pour ce faire différentes techniques ont été développées jusqu'à présent pour obtenir une meilleure évaluation de l'endroit du défaut et de déterminer sa nature selon les données des lignes électriques.

L'utilisation des synchrophaseurs (PMU) est une nouvelle technique dans le domaine de la localisation des défauts qui est récemment évoluée. Reconnaissant l'importance de la fonction de localisation des défauts, plusieurs algorithmes de localisation de défauts basés sur le PMU ont été proposés dans les littératures.

Pour ce faire, nous avons simulé le réseau 14 bus dans PSAT, et créé trois défauts pour des résistances différentes pour chaque scénario, et récupéré les données de chaque scénario afin de construire une base d'étude globale.

Nous avons utilisé SVM pour classer le défaut de ligne (Court-circuit, creux de tension et surtension). Et le Classifier SVM Pour la localisation et la nature du défaut.

4.2 Organigramme de travail

La figure 4.1 ci-dessous, décrit les différentes étapes à suivre pour réaliser notre travail intitulé 'localisation des défauts avec PMU tout en détection la nature du défaut'.

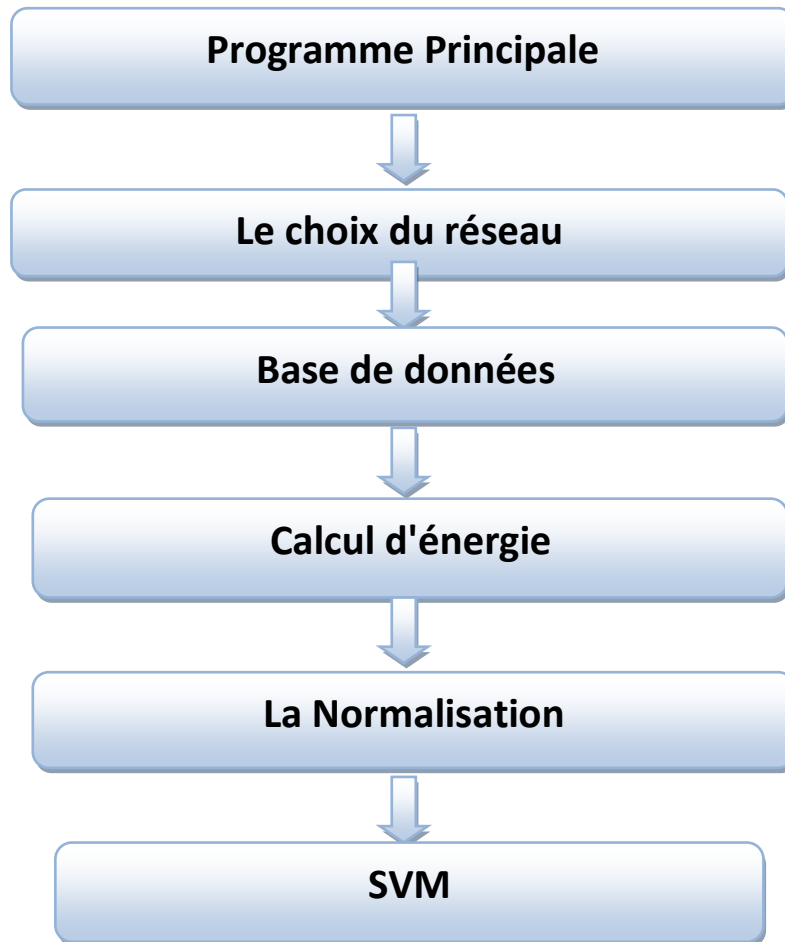


Figure 4.1: L'organigramme de travail

4.3 Le choix du réseau

Nous avons choisis un réseau IEEE 14 bus montré dans la Figure 4.2 contient :

- 5 générateurs.
- 4 transformateurs.
- 14 jeux de barres.
- 11 charges statiques.

Chapitre 4 : Simulation

Les paramètres complets du réseau test, sont présentés en Annexe A.

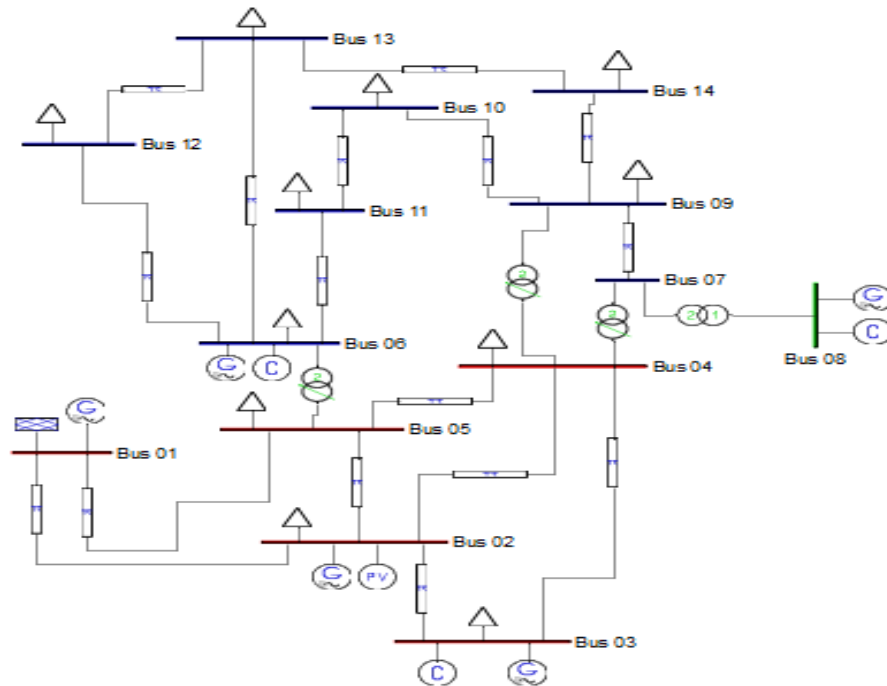


Figure 4.2: Structure de réseau test sur logiciel PSAT.

4.3.1 L'emplacement optimal de PMU

Nous avons pris les emplacements des PMUs trouvés dans la référence [52]

Réseau	Nombres de PMU	L'emplacement des PMU
IEEE 14-Bus	4	1,4,10,13

Tableau 4.1 : L'observabilité

4.4 Base de données

La base de données est obtenue à partir de PSAT, présenter en annexe B.

4.4.1 Créations des défauts

Dans ce modèle de 14 JB, nous nous intéressons en premier lieu à l'introduction des défauts (en agissant sur leurs emplacements, leurs durées et leurs résistances).

➤ Court-circuit triphasé

Nous avons créé un défaut de court circuit triphasé à l'aide de la fonction « Fault.con ».

Chapitre 4 : Simulation

Format de données de défaut (Fault.con) sur annexe C.

Pour l'obtention d'un seul scénario, il faut tout d'abord fixé sur Fault.con la résistance du défaut. Après nous avons changé la valeur de nœud pour chaque simulation, avec un temps de simulation de $t=20s$ et d'un temps de défaut de $t=0.1s$.

Fault.con = [(n) 100 80 60 3 3.1 (R) 1]

Voici quelques figures pour 3 différentes résistances de défaut sur un seul nœud.

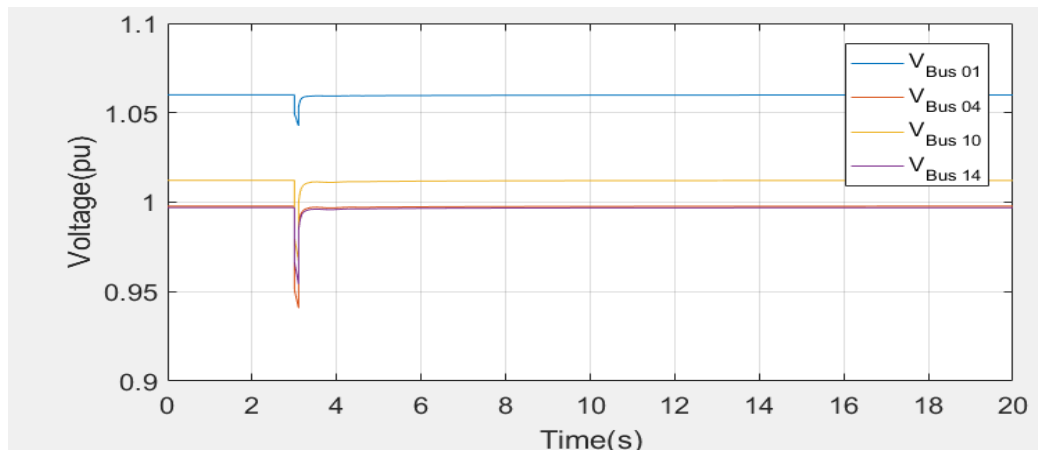


Figure 4.3: Nœud n4 R=0.5

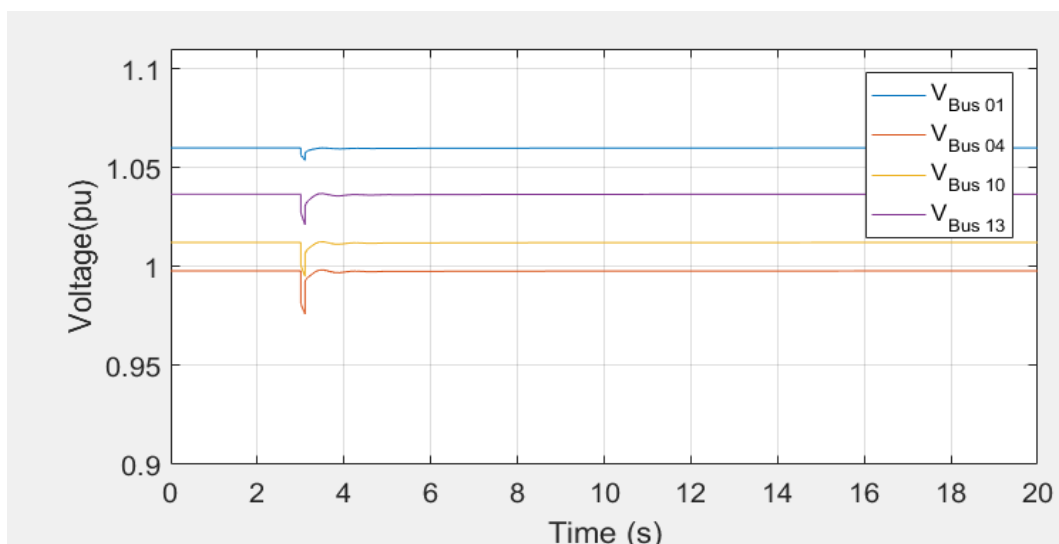


Figure 4.4 : Nœud n4 R=2

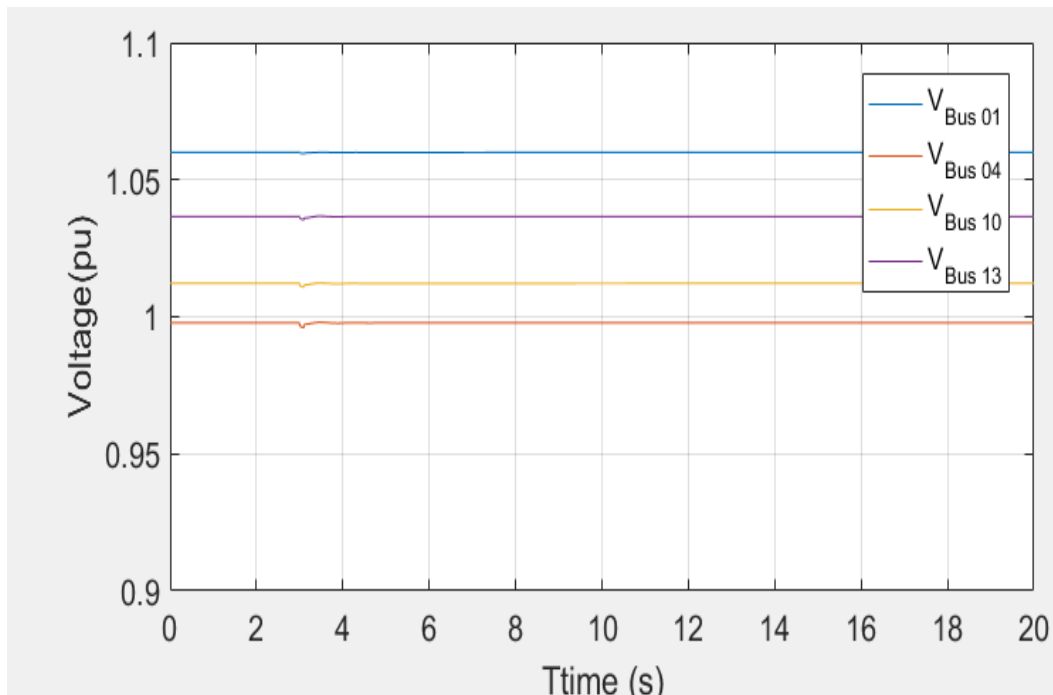


Figure 4.5: Nœud n4 R=15 Ω

Interprétation des Résultats

- Nous remarquons que pour chaque scénario le pique de défaut diffère, due à la consommation du courant par la résistance.
- Plus la résistance possède une valeur élevée plus celle-ci résiste à la circulation du courant.

➤ Creux de tension

Pour créer un creux de tension nous avons augmenté la charge de chaque bus, puis nous avons récupéré sa base de donnée.

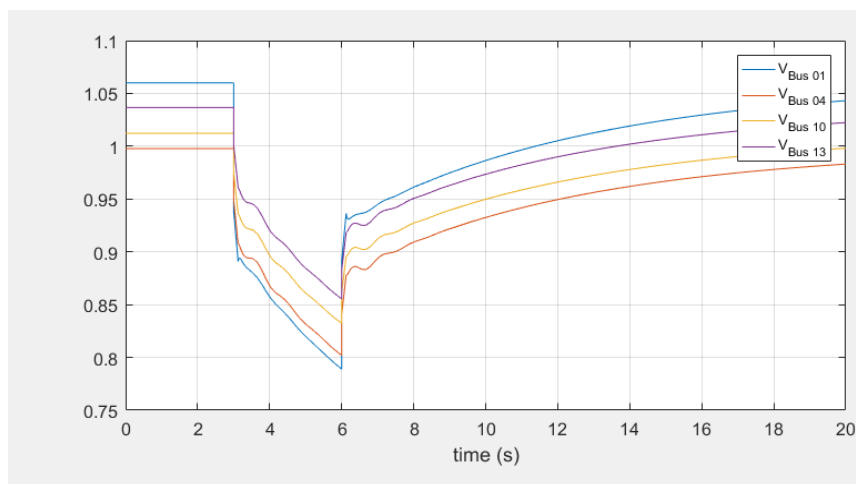


Figure 4.6 : Creux de tension, nœud 1

Chapitre 4 : Simulation

➤ Surtension

Pour la surtension c'est l'inverse, une diminution momentanée de la charge.

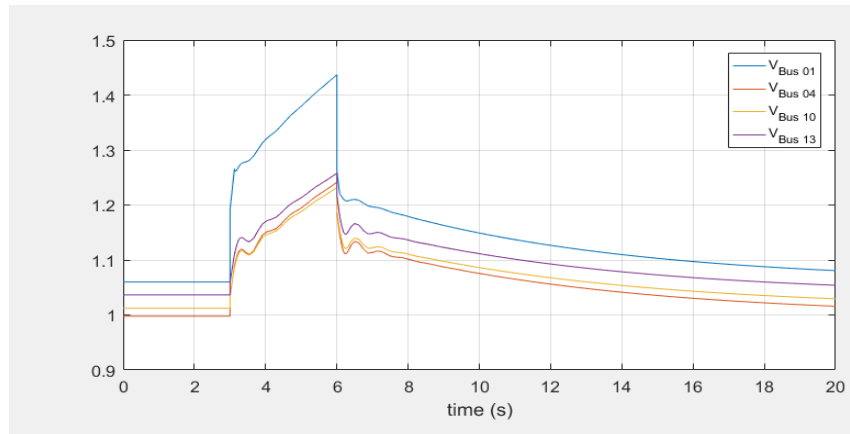


Figure 4.7 : Surtension lors d'une diminution de la charge du nœud 1

4.4.2 La taille des données

Après l'étape de création de défauts, nous avons pu construire à partir de PSAT une base de données de (336*4).

Entrées = l'énergie pour les différents scénarios de défaut

Sortie = numéro du nœud en défaut + Type de défaut

4.5 Calcul d'énergie

L'équation utilisée :

$$Ve_{PMUi} = \sum_{i=1}^K (Ve_{PMUi}(t))^2 \quad (4.1)$$

Avec :

V : représente le signale de tension au nœud PMUi.

K : nombre d'échantillon.

T : période d'échantillon.

i : l'emplacement du PMU.

4.6 Normalisation

Après la récupération de la base des données et le calcul d'énergie des signaux, la prochaine étape est la normalisation de ces derniers.

La normalisation des données permet de s'affranchir de la différence de normes des variables. En effet, des variables avec de grandes valeurs peuvent avoir une plus grande influence que des variables avec de petites valeurs, sans être plus significatives. La méthode

Chapitre 4 : Simulation

la plus simple et la plus utilisée traite chaque variable indépendamment et calcule pour chaque variable sa valeur moyenne et son écart type.

L'équation utilisée :

$$V(i,j) = \frac{V(i,j) - \text{mean}(V(i,j))}{\sqrt{\text{std}(V(i,j))}} \quad (4.2)$$

Avec :

$V(i,j)$ est la *ième* entrée dans le tableaux, j est l'ordre de PMU.

mean est la moyenne, comme elle est présenté dans l'équation (4.3)

$$\text{mean} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (4.3)$$

Std: Standard déviation.

$$\text{std} = \sqrt{\left(\frac{1}{n-1} * \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2\right)} \quad (4.4)$$

4.7 Localisation et Détection de défaut

A partir de notre base de données ci dessous, nous pouvons localiser les défauts affectant notre système.

Dans le cas de notre étude, nous avons utilisé la classification pour avoir un meilleur pourcentage d'observabilité.

Chapitre 4 : Simulation

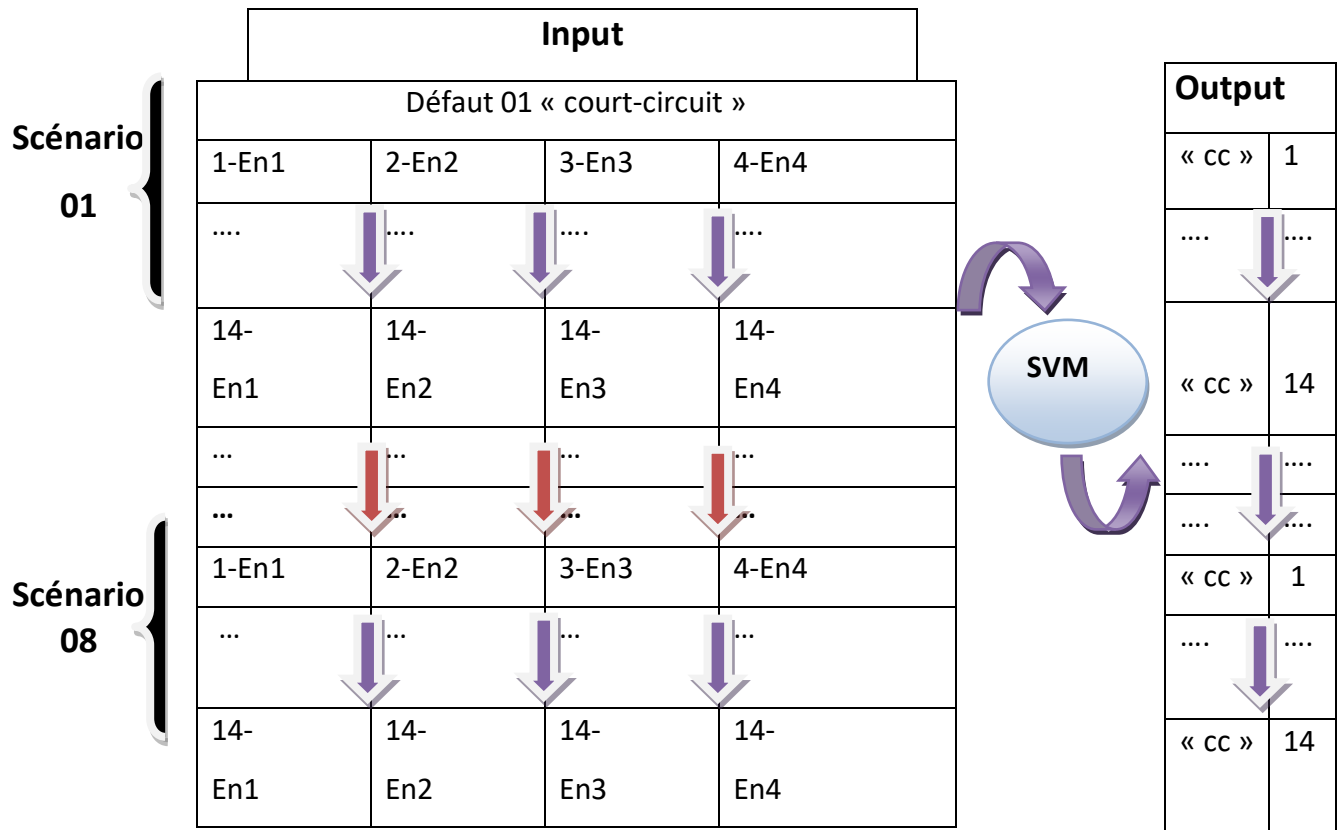


Tableau 4.2 : La base de données de localisation d'un court-circuit

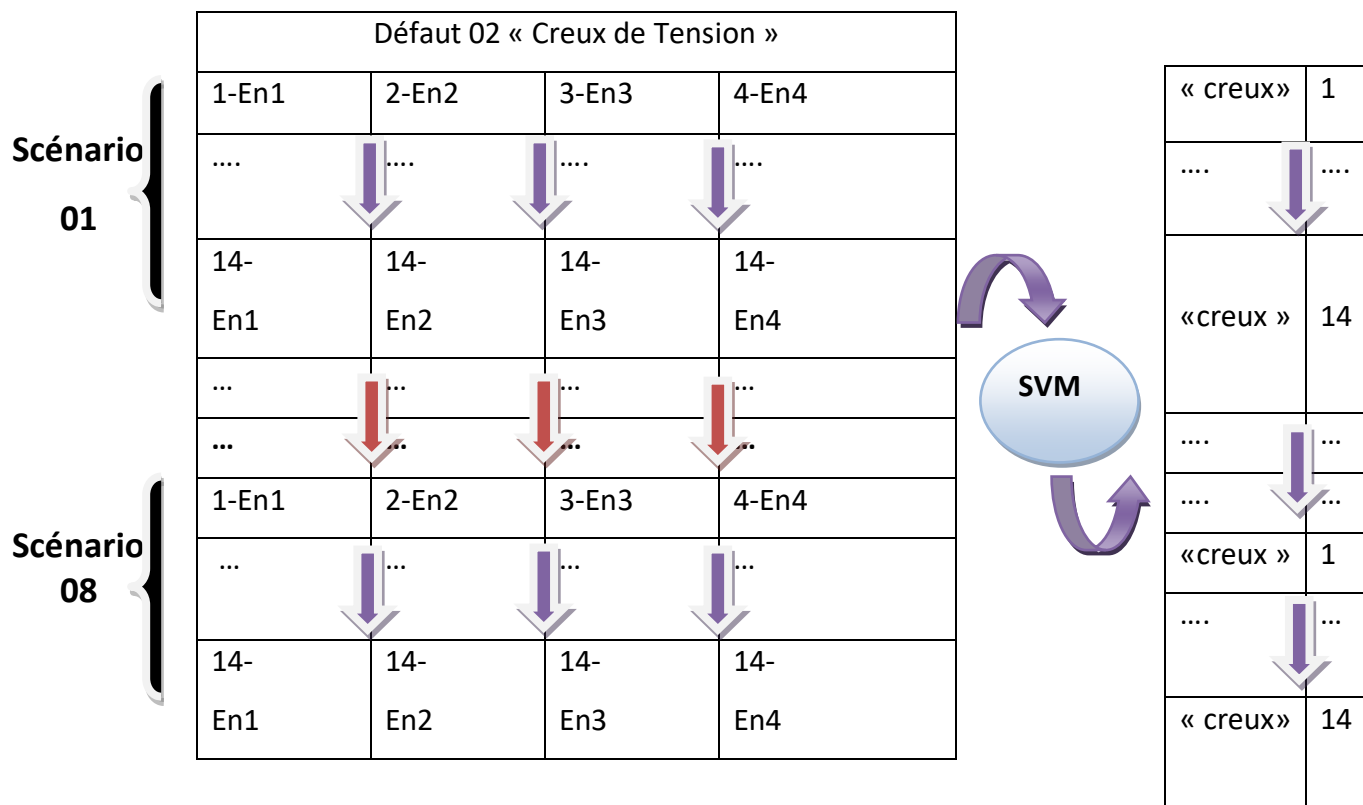


Tableau 4.3 : La base de données de localisation d'un creux de tension

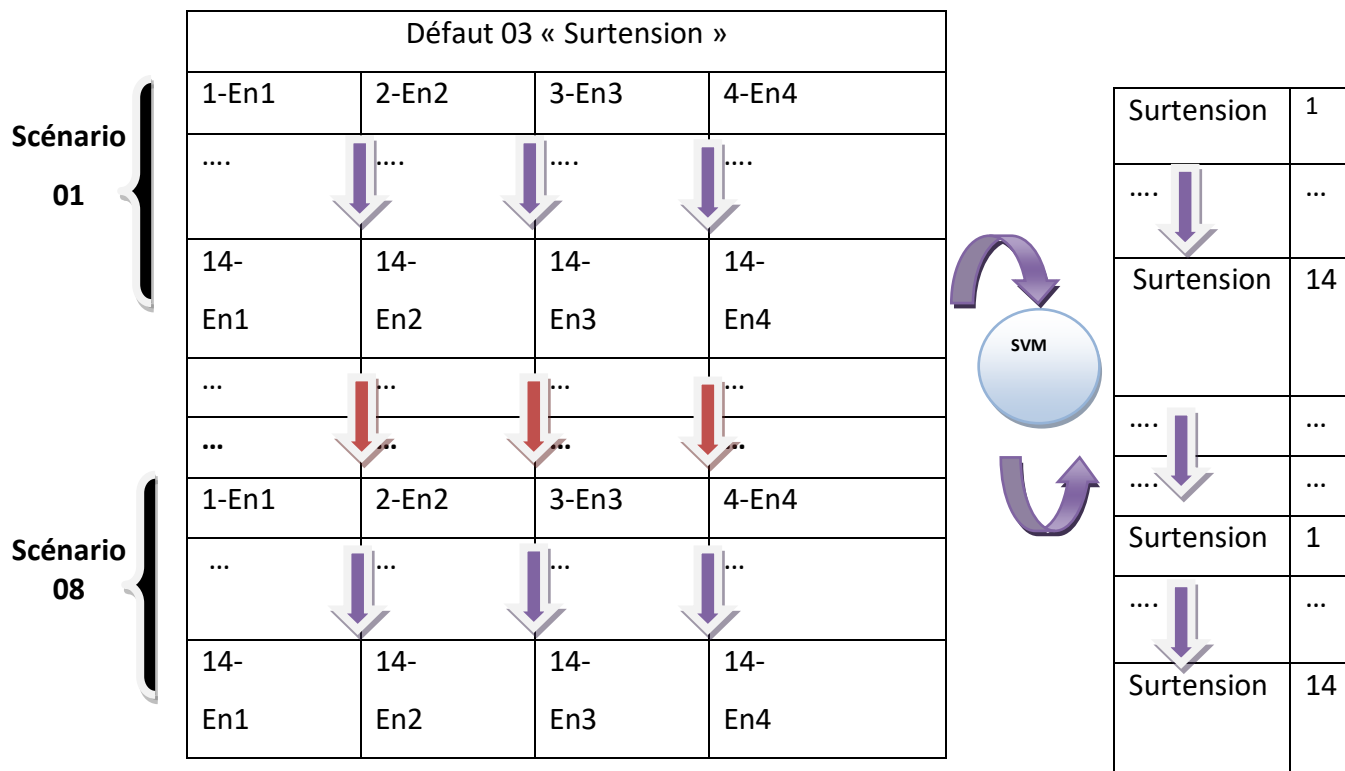


Tableau 4.4 : La base de données de localisation de surtension

4.7.1 Etude comparative des bases de données

Dans cette étude, on va comparer les résultats des types de SVM pour chaque choix du scénario afin de connaître combien il nous faut de scénario pour la localisation

Type de SVM	Pourcentage
Linear	47%
Quadratic	46%
Cubic	57.2%
Fine Gaussian	27%
Medium Gaussian	16%

Tableau 4.5: Etude pour 3 scénarios

Type de SVM	Pourcentage
Linear	63%
Quadratic	70%
Cubic	71%
Fine Gaussian	68.7%
Medium Gaussian	50%

Tableau 4.6: Etude pour 6 scénarios

Type de SVM	Pourcentage
Linear	69%
Quadratic	73%
Cubic	79.7%
Fine Gaussian	69%
Medium Gaussian	57.3%

Tableau 4.7: Etude pour 8 scénarios

D'après ces tableaux, nous remarquons que le pourcentage des types de SVM augmente lorsque nous avons ajouté plus de scénarios et cela revient à la technique de SVM qui travaille avec une grande base de données pour une bonne classification.

4.7.2 Résultat de classifier

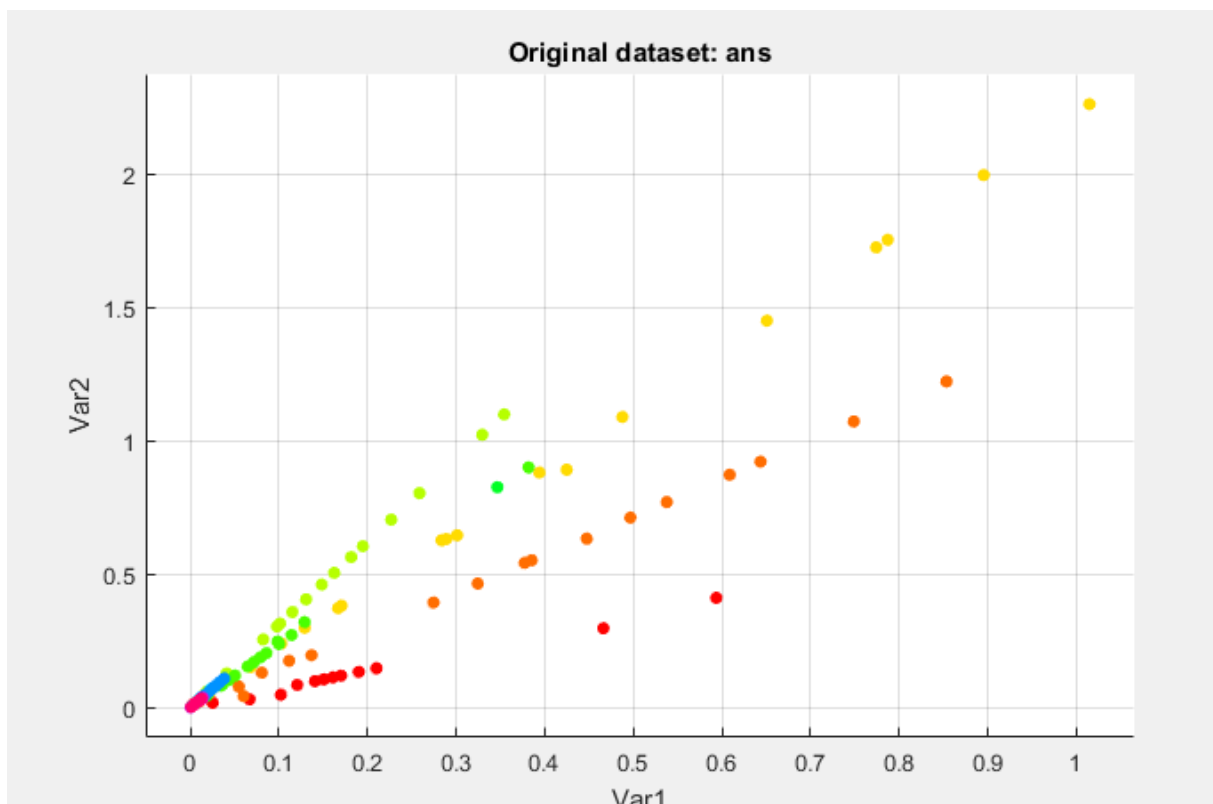


Figure 4.8 : La localisation sur SVM

Pour avoir le nombre de nœud ou il y a un défaut après que nous avons fait la classification, il faut appuyer sur matlab « **Export model** » ou cette fonction vas extraire les résultats de la classification au matlab pour la localisation sur « **command window** ».

Tout d'abord, nous avons chargé notre base de données **SVM** qui contient un tableau de (336*4).

Ensuite, on va choisir une ligne parmi 336 lignes (14 nœuds * 3 * 8 scénario =336), Les exemples suivants reflètent toute la procédure de notre travail sur matlab.

Chapitre 4 : Simulation

```
Command Window

>> load('svm00001.mat')
>> in=svm00001(:,1:4);
>> X=in(1,:);
>> yfit = trainedClassifier.predictFcn(X)

yfit =

    0.0714

>> yfit*14

ans =

    1.0000

fx >>
```

Figure 4.9: La localisation de 1er nœud pour le 1er scenario

```
Command Window

>> load('energieessaicreux.mat')
>> in=ssvm(:,1:4);
>> X=in(115,:);
>> yfit = trainedClassifier.predictFcn(X)

yfit =

    0.2143

>> yfit*14

ans =

    3.0000

fx >>
```

Figure 4.10: La localisation de 3ème nœud pour différent scenario

A l'issue de la localisation du défaut, Nous avons pu prédire la nature du défaut, comme le montre la figure 4.11.

Chapitre 4 : Simulation

```
Command Window
>> load('SVM4TYPE.mat')
Variables have been created in the base workspace.
Structure 'trainedClassifier' exported from Classification Learner.
To make predictions on a new table, T:
    yfit = trainedClassifier.predictFcn(T)
For more information, see How to predict using an exported model.
>> load('energieessaicreux.mat')
>> in=ssvm3(:,1:4);
>> X=in(115,:);
>> yfit = trainedClassifier.predictFcn(X)

yfit =

    'creux'
```

Figure 4.11: Détection du type de défaut pour le 3ème bus pour le précédent scénario

4.7.3 Test de résultat

Nous avons créé des défauts sur différents nœuds avec des valeurs de résistance aléatoire. Après création de ces derniers, nous avons extraits nos signaux de tension du PSAT et refaire les mêmes étapes précédentes.

Enfin, nous avons testé nos résultats avec notre modèle (base de données classifieur)

Erreur = N° de nœud – localisation de défaut

Model (Base de données)	Test		Erreur
	Résistance de défaut	Localisation de Défaut	
1	7.4	1	0
7	0.3	7	0
13	12.5	13	0

Tableau 4.8: Résultat de test

➤ Interprétation

D'une manière générale, les résultats obtenus de la localisation sont assez intéressants par rapport à une faible base de données, nous remarquons également que la résistance du défaut joue un rôle très important dans la localisation du défaut et que chaque type de défaut a un effet différent sur les tensions au point du défaut.

Du côté économique et technique, l'emplacement optimal est celui dans lequel on place les PMU afin d'avoir une bonne observabilité du réseau. Vu le coût excessif de cet appareil, nous avons utilisé 4 pmu pour que le réseau reste observable.

Les résultats de tableau 4.8 sont assez intéressants. Ce dernier revient au pourcentage de la classification de notre base de données.

4.8 Conclusion

Dans ce dernier chapitre, nous avons élaboré une simulation afin de localiser et de déterminer la nature du défaut affectant notre réseau IEEE14 bus doté de 4 PMU à travers l'une des méthodes d'apprentissage SVM.

Dans un premier temps, nous avons simulé différents types de défauts sur des endroits de réseau distincts accompagnées de multiples résistances, afin de tester la performance de la localisation du défaut et les influences des différents paramètres (type de défaut, Emplacement et résistance du défaut) avec l'utilisation des synchrophaseurs.

Suite à la localisation du défaut, nous avons mis au point une reconnaissance de la nature du défaut.

Finalement, nous concluons que la localisation de défaut avec PMU est fiable et performante avec des erreurs minimales.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Ce mémoire aborde le développement de nouvelles méthodes de classification et de localisation des défauts avec identification de leurs natures (court-circuit, creux de tension ou surtension) dans les lignes de transport à très haute tension qui peuvent résoudre les problèmes affectant la stabilité des réseaux électriques. A cette fin, différentes méthodes de classification et de localisation ont été développées tels que le SVM et K-PPV, pour obtenir une meilleure évaluation de l'endroit du défaut selon les données des signaux de tensions PMU. Ce travail a été subdivisé en 4 chapitres.

Nous avons entamés notre travail, par une présentation de l'architecture et l'exploitation du réseau électrique, avec l'étude des différents types de défauts, leurs origines et leurs impacts sur le fonctionnement du réseau électrique. Afin de préserver le système, il est nécessaire de prendre des mesures de protection appropriées. En effet, pour assurer sa continuité, une étude des différents types de protection a été présentée. Ainsi que les méthodes de détection et localisation de défauts des réseaux HTA, en nous intéressant plus particulièrement à celles des apprentissages supervisés.

Le deuxième chapitre décrit la technologie Synchro-phaseur, ainsi que ses principales applications. Après une étude approfondie, nous avons constaté que les synchrophaseurs appelés également PMU sont l'une des solutions pour rendre le réseau plus fiable. D'Autre part, il est possible d'estimer le stress sur le réseau et de synchroniser les lignes de transmissions entre elles, grâce aux données récoltées par le GPS afin d'éviter les coupures de courant à grande échelle.

Le troisième chapitre représente la partie théorique de notre simulation, où nous avons présenté de manière simple et complète le concept du système d'apprentissage introduit par Vladimir Vapnik, les SVM et le K-PPV, Nous avons donné une vision générale et une vision purement mathématiques de ces techniques, en finalisant notre chapitre par leurs avantages et inconvénients.

La dernière partie de ce travail représente une simulation de trois défauts dans un réseau de 14 bus, et faire une localisation du défaut en utilisant le classifieur SVM.

Les résultats obtenus après la simulation de localisation de défauts ont été assez concluants.

Conclusion Générale

Comme perspective, nous proposons d'utiliser une base de données assez grande avec plusieurs scénarios afin d'avoir de meilleurs résultats et de doubler le nombre des synchrophaseurs dans chaque bus pour soutenir et de remplacer le PMU au cas d'endommagement de ce dernier, dans le but d'assurer la continuité du réseau électrique.

Annexe

Annexe

Annexe A

Colonne	Variable	Description	Unité
1	-	Nombre de bus	Int
2	Sn	Puissance apparente	MVA
3	Vn	Voltage	Kv
4	Fn	Fréquence	Hz
5	tf	Temps de défaut	s
6	te	Temps d'échantillonnage	s
7	rf	Résistance de défaut	p.u
8	xf	Réactance de défaut	p.u

Format de données de défaut (Fault.con)

Annex B

➤ Données de base et caractéristiques:

From bus	To bus	Tap setting value (pu)
4	7	0.978
4	9	0.969
5	6	0.932
7	8	

Tableau 1 : Donnée du transformateur

Annexe

Line No.	From Bus	To Bus	Line Impedance	
			Resistance (p.u)	Reactance (p.u)
1	1	2	0.01938	0.05917
2	2	3	0.04699	0.19797
3	2	4	0.05811	0.17632
4	1	5	0.05403	0.22304
5	2	5	0.05695	0.17388
6	3	4	0.06701	0.17103
7	4	5	0.01335	0.04211
8	5	6	0.00000	0.25202
9	4	7	0.00000	0.20912
10	7	8	0.00000	0.17615
11	4	9	0.00000	0.55618
12	7	9	0.00000	0.11001
13	9	10	0.03181	0.08450
14	6	11	0.09498	0.19890
15	6	12	0.12291	0.25581
16	6	13	0.06615	0.13027
17	9	14	0.12711	0.27038
18	10	11	0.08205	0.19207
19	12	13	0.22092	0.19988
20	13	14	0.17093	0.34802

Table 2 :Line data

Annexe

Bus No.	Voltage(p.u)		Génération		Load		Reactive power limits (p.u)	
	Magnitude (p.u)	Phase angle(degrees)	Real power (p.u)	Reactive power (p.u)	Real power(p.u)	Reactive power (p.u)	Q min	Q max
1	1.06	0.000	2.324	-0.169	0.000	0.000	-	-
2	1.045	0.000	0.400	0.000	0.217	0.127	-0.40	0.5
3	1.010	0.000	0.000	0.000	0.942	0.191	0	0.40
4	1.000	0.000	0.000	0.000	0.478	0.039	-	-
5	1.000	0.000	0.000	0.000	0.076	0.016	-	-
6	1.070	0.000	0.000	0.000	0.112	0.075	-0.06	0.25
7	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-	-
8	1.090	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.6	0.24
9	1.000	0.000	0.000	0.000	0.295	0.166	-	-
10	1.000	0.000	0.000	0.000	0.090	0.058	-	-
11	1.000	0.000	0.000	0.000	0.035	0.018	-	-
12	1.000	0.000	0.000	0.000	0.061	0.016	-	-
13	1.000	0.000	0.000	0.000	0.135	0.058	-	-
14	1.000	0.000	0.000	0.000	0.149	0.050	-	-

Table 3 : Donnée des Bus et résultat d'écoulement de puissance

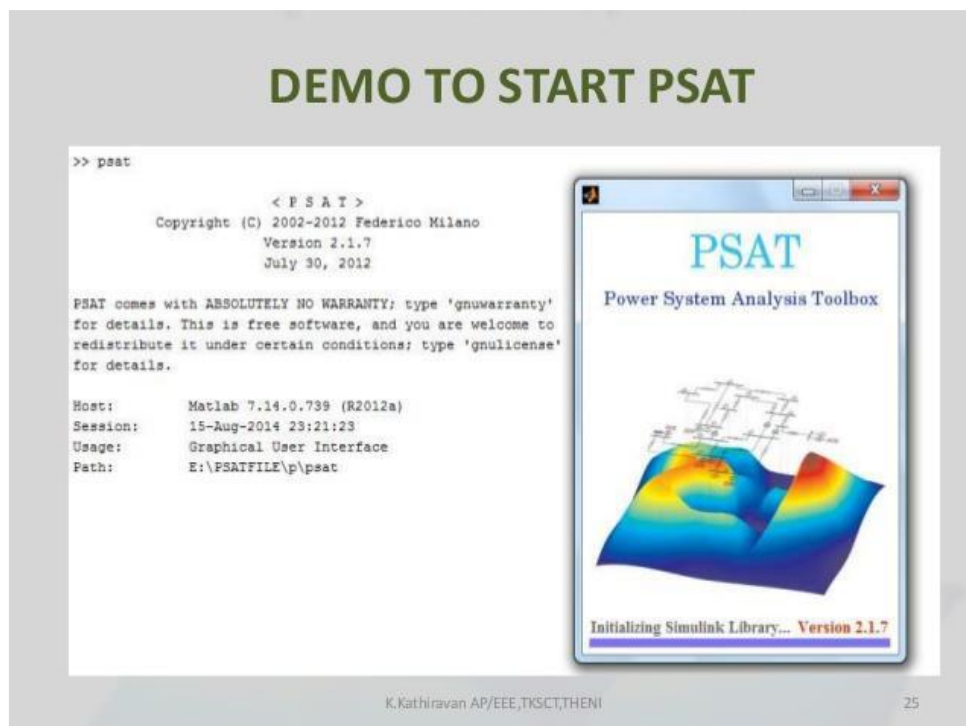
➤ Logiciel Utilisé «PSAT »

PSAT (Power System AnalysisToolbox) est un logiciel destiné à l'analyse et l'étude des réseaux électriques, Il est développé sous MATLAB par Mr. Federico Milano ; Professeur, Docteur à l'université de Castilla-La Mancha, Ciudad Real, Spain. PSAT bénéficie largement des remarques et observations des chercheurs spécialisés dans le réseautélectrique via leurs

Annexe

contributions dans le forum de ce dernier. Pour cela, il a connu des améliorations remarquables d'une version à une autre.

PSAT est un logiciel, simple, intéressant, qui englobe plusieurs domaines de recherche dans l'étude et l'analyse des réseaux électriques. La manipulation de PSAT peut être effectuée, soit par l'interface graphique, soit par la programmation en ligne en utilisant leurs fonctions prédéfinies.



Les descriptions des paramètres du réseau :

Column	Variable	Description	Unit
1	-	Bus number	int
2	V_b	Voltage base	kV
† 3	V_0	Voltage amplitude initial guess	p.u.
† 4	θ_0	Voltage phase initial guess	rad
† 5	A_i	Area number <i>(not used yet...)</i>	int
† 6	R_i	Region number <i>(not used yet...)</i>	int

Figure PSAT 1: Bus.con

Annexe

Column	Variable	Description	Unit
1	k	From Bus	int
2	m	To Bus	int
3	S_n	Power rating	MVA
4	V_n	Voltage rating	kV
5	f_n	Frequency rating	Hz
6	-	<i>not used</i>	-
7	k_T	Primary and secondary voltage ratio	kV/kV
8	r	Resistance	p.u.
9	x	Reactance	p.u.
10	-	<i>not used</i>	-
† 11	a	Fixed tap ratio	p.u./p.u.
† 12	ϕ	Fixed phase shift	deg
† 13	I_{max}	Current limit	p.u.
† 14	P_{max}	Active power limit	p.u.
† 15	S_{max}	Apparent power limit	p.u.
† 16	u	Connection status	{0, 1}

Figure PSAT2 : Line.con

Column	Variable	Description	Unit
1	-	Bus number	int
2	S_n	Power rating	MVA
3	V_n	Voltage rating	kV
4	f_n	Frequency rating	Hz
5	t_f	Fault time	s
6	t_c	Clearance time	s
7	r_f	Fault resistance	p.u.
8	x_f	Fault reactance	p.u.

Figure PSAT 3 : Fault.con

Column	Variable	Description	Unit
1	-	Generator number	int
2	1	Exciter type	int
3	$V_{r\ max}$	Maximum regulator voltage	p.u.
4	$V_{r\ min}$	Minimum regulator voltage	p.u.
5	μ_0	Regulator gain	p.u./p.u.
6	T_1	1 st pole	s
7	T_2	1 st zero	s
8	T_3	2 nd pole	s
9	T_4	2 nd zero	s
10	T_e	Field circuit time constant	s
11	T_r	Measurement time constant	s
12	A_e	1 st ceiling coefficient	-
13	B_e	2 nd ceiling coefficient	-
14	u	Connection status	{0, 1}

Figure PSAT.4 : Exc.con

Annexe

Column	Variable	Description	Unit
1	-	Bus number	int
2	S_n	Power rating	MVA
3	V_n	Voltage rating	kV
4	P_L	Active Power	p.u.
5	Q_L	Reactive Power	p.u.
† 6	V_{max}	Maximum voltage	p.u.
† 7	V_{min}	Minimum voltage	p.u.
† 8	z	Allow conversion to impedance	{0, 1}
† 9	u	Connection status	{0, 1}

Figure PSAT.5 : PV.con

Bus.con : Les informations techniques de nœuds

PV.con : les nœuds du réseau ou le puissance active et voltage son connue

PQ.con : Les nœuds du réseau ou la puissance active et réactive son connue

Fault.con : La description de création d'un défaut de court-circuit triphasé

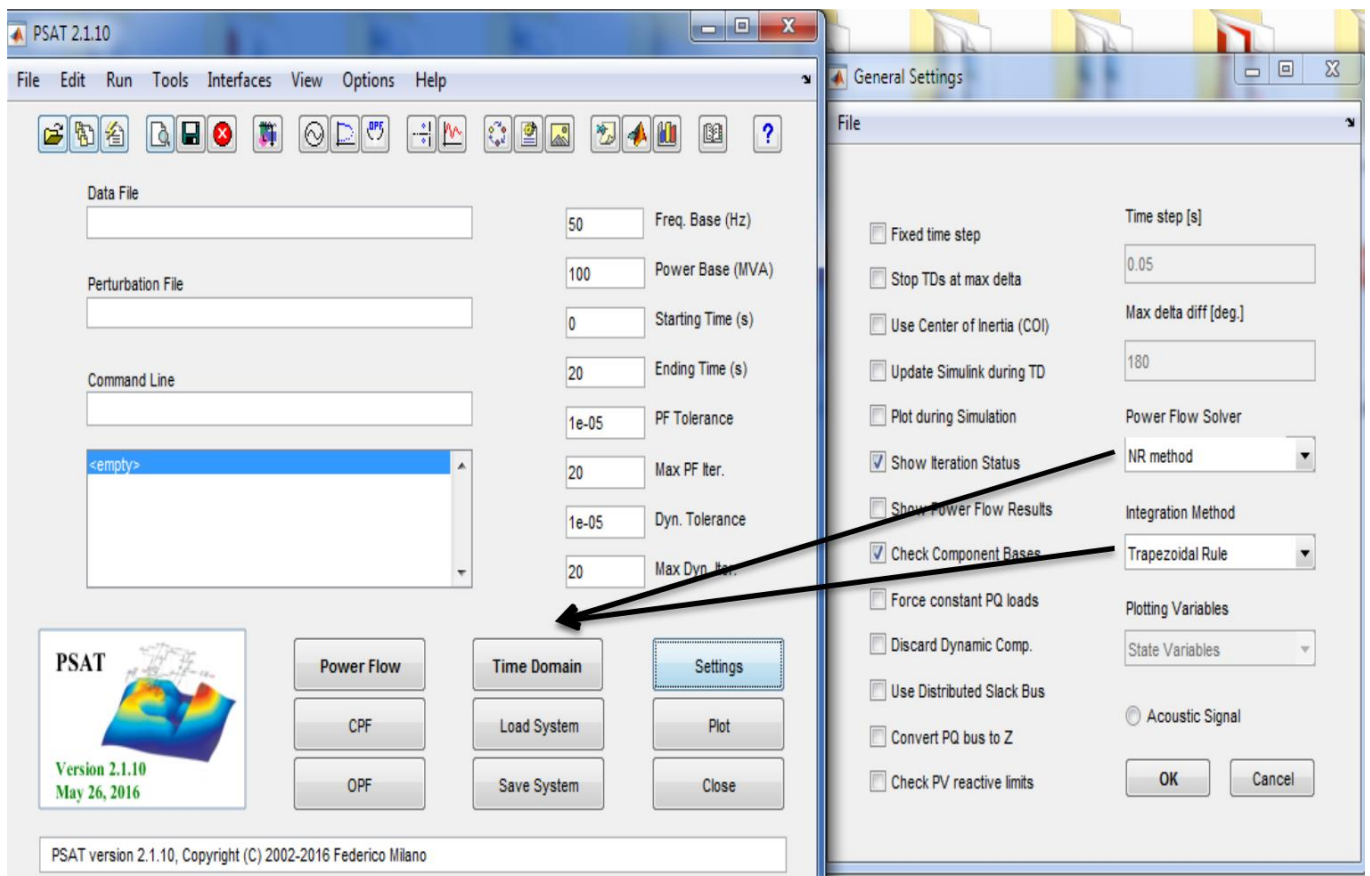


Time Domain

Cette fonction sur PSAT résout nos équations différentielles du réseau, alors cette fonction décrit les méthodes d'intégration de domaine temporel utilisées dans PSAT et leurs paramètres. Une catégorie particulière de paramètres est les instantanés qui permettent de calculer des points spécifiques pendant les simulations de temps. Comment inclure les perturbations est également. Les défaillances triphasées et les opérations de disjoncteur sont prises en charge au moyen de fonctions et de structures spécifiques, tandis qu'une perturbation générique peut être créée pour écrire une fonction définie par l'utilisateur. Enfin, les utilitaires de traçage pour les simulations dans le domaine temporel sont brièvement décrits au moyen d'exemples simples.

Annexe

Donc Time Domain utilise des méthodes algébriques pour la résolution de notre système. comme, jacobin, Euler, trapèze, NR,..ect



Bibliographie

Bibliographie

- [1]. Théodore Wildi, Gilbert Sybille. Electrotechnique. 4eme édition. De Boeck; 2005
- [2]. Cong Duc PHAM, « détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie disperse »
- [3]. A.E. Boyer et J.R.Meale, « *Insulation Flashover under icing conditions on the Ontario-Hydro 500kV transmission line system* », dans Proc. CEA Spring Meeting, Montreal, Québec, p.20, mars 1998.
- [4]. B. de Metz-Noblat, F. Dumas, G. Thomasset, "Calcul des courants de courts circuits", Schneider Electric, Cahier technique No. 158, 2000.
- [5]. Abdellah EL MAHJOUBY, effet de l'intégration des énergies renouvelables sur les méthodes de locations des défauts dans les réseaux de distribution, université Sidi Mohamed Ben Abdellah, 14 juin 2016
- [6]. L. Taleb, S. Ouled Cheikh 'Détection et classification des défauts de court-circuit dans une ligne HT', l'obtention du diplôme master, Département de Génie Electrique, Université Belhadj Bouchaïbd'ain-temouchent, 2017
- [7]. MADANI NORA ,MENAI DAHBIA. Etude des protections de réseau électrique THT à SONELGAZ. DEPARTEMENT ELECTROTECHNIQUE, UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI - OUZOU, 2012.
- [8]. S. Bouraghda, A. Boukadoum S. Leulmi, " Détection des Défauts dans les Lignes de Transport par les RNA Utilisant le MATLAB SIMULINK", 1Department of Electrical Engineering, University of August, 1955.
- [9]. Mohamed Zellagui, Étude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV), Constantine, Université Mentouri, 2010
- [10]. BENOZZA Abdellah et BAKHTI Jihad<< Etude d'une interconnexion des lignes de transport 500 kV et 220 kV>> Mémoire master, université Mohamed BOUDIAF, ORAN
- [11]. M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.

Bibliographie

- [12] : P. Carrive," Structure et planification, Réseau de distribution "Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique, 1990.
- [13] : C. CLAUDE & D. PIERRE, « Protection des Réseaux de Transport et de Répartition » Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.
- [14]. Ibrahim Farhat" Fault Detection, Classification and Location in Transmission Line Systems Using Neural Networks" *Ph.D. Dissertation mars 2003, Concordia University Montreal, Quebec, Canada..*
- [15]. T. Welfonder, « Localisation de défauts monophasés dans les réseaux de distribution à neutre compensé » Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 1998
- [16]. M. Clement, P. Millet, L. Perrault, J. Raymongue, « Spécification HN 45-S-51 Réseaux HTA souterrains – Détecteurs de défauts monophasés directionnels et polyphasés non directionnels» Service matériel électrique département CIMA - EDF, 19/1/2001
- [17]. M^{elle} MAHDJANE Karima, 'Détection d'anomalies sur des données biologiques par SVM' , Mémoire de Magister 14/10 /2012, UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU
- [18]. https://www.researchgate.net/publication/267041176_introduction_a_La_Logique_Floue
- [19]. Mr. DAAOU Yassine,« CLASSIFICATION ET LOCALISATION DES DÉFAUTS DANS LES LIGNES DE TRANSPORT À THT EN TEMPS RÉEL», mémoire Magister 2011 , Oran.
- [20]. D. Ouahdi, R. Ladjeroud, and I. Habi "An approach in the Improvement of the Reliability of Impedance Relay" Proceedings of world academy of science, engineering and technology volume 30 july 2008.
- [21]. A.G. Phadke, "Synchronized Phasor Measurements in Power Systems," IEEE Computer Applications in Power, April 1993.

Bibliographie

- [22]. PHADKE, Arun G.; THORP, John Samuel. Synchronizedphasormeasurements and their applications. New York: Springer, 2008. [30]
- [23]. LAVERTY, David M., et al. The Open PMU platform for open-source phasormeasurements. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2013, 62.4: 701709.
- [24]. Kirkham (December 2016). "Pure and appliedmetrology". *IEEE Instrumentation & Measurement Magazine*. **19** (6): 19–24.
- [25]. Greene, Bradley Kerwin, "Novel Applications for PhasorMeasurementUnits and Synchrophasor Data." Master'sThesis, University of Tennessee, 2013.
- [26]. Momoh, James A. 2012. Smart gridfundamentals of design and analysis (2012).Hoboken: John Wiley& Sons, 1 texte électronique (234 p.) p.
- [27]. Hussein SUPRÊME, DÉTECTION EN TEMPS RÉEL DE L'INSTABILITÉ TRANSITOIRE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES AVEC LES MESURES SYNCHRONISÉES DE PHASEURS, ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE UNIVERSITÉ DU QUÉBEC,2017
- [28]. Al-zahawi, Tara. (2018). *Modified Application of PhasorMeasurement Unit in Voltage Monitoring of Power System*. 230-234.
- [29]. Bretas, A. S., et A. G. Phadke. 2003. « Artificial neural networks in power system restoration ». IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, no 4, p. 1181-1186.
- [30]. Haridas, Rohini. (2015). *GPS BasedPhasorTechnology in Electrical Power System*.*International Journal of Electronics and Electrical Engineering*.
- [31]. M. Donolo, "Advantages of SynchrophasorMeasurements over SCADA Measurements for Power System State Estimation", Technical Report of Schweitzer Engineering Laboratories, Jan 2006.
- [32]. FethiBoussadia, "Optimisation de la sécurité des réseaux électriques", thèse de doctorat en science en électrotechnique, option 'Réseaux électriques ', université Ferhat ABBAS, SETIF 1.

Bibliographie

- [33]. D. Hossu, "Modern scadaphilosophy in power system operation - A survey", U.P.B. Sci. Bull., Series C, Vol. 73, Iss. 2, 2011, ISSN 1454-234x,
- [34]. Mohammad Shahraeini and Mohammad Hossein Javidi, Wide Area Measurement Systems, Golestan University, Ferdowsi University of Mashhad, Iran, 2012
- [35]. B. Rakesh , B. Bobba, J. Dagle, E. Heine, Himanshu Khurana, William H. Sanders, Peter Sauer, and Tim Yardley, " Wide Area Measurement Systems, NASP Inet, and Security", IEEE power & energy magazine , Vol: 10 , Issue: 1 , PP: 67 - 73 Jan.-Feb. 2012
- [36]. D. Cai , " Wide area monitoring, protection and control in the future great Britain power system", PHD Thesis of Philosophy, Faculty of Engineering and Physical Sciences, University of Manchester, 2012.
- [37]. A. Bentouati, A. RabeAmani, 'detection , classification et localisation des défauts dans un réseau de transport', l'obtention du diplôme de Master en électrotechnique, réseaux électrique , université Houari Boumediene, 2018.
- [38]. *Eastern Interconnection Wide Area SynchroPhasor Angles Baselineing Study*.
<<https://www.naspi.org/File.aspx?fileID=519> >.
- [39]. Zhou, Ming, Virgilio A Centeno, James S Thorp et Arun G Phadke. 2006. « An alternative for including phasor measurements in state estimators ». *IEEE transactions on power systems*, vol. 21, no 4, p. 1930-1937.
- [40]. V. Vapnik & C. Cortes, "Support-vector network", *Machine Learning*, 20, pp 273-297, 1995.
- [41]. Alain Rakotomamonjy, Frédéric Suard , laboratoire Perception, Systèmes et Informations, FRE CNRS 2645. INSA de Rouen Avenue de l'Université 76801 Saint Etienne du Rouvray / alain.rakotomamonjy@insa-rouen.fr.
- [42]. J. Mercer. Functions of positive and negative type and their connection with the theory of integral equations. *Philos. Trans. Roy. Soc. London*, 209:415-446,, 1909.
- [43]. B. Scholkopf and A. Smola. *Leaning with Kernels*. MIT Press, 2001.

Bibliographie

- [44]. dspace.univ-tlemcen.dz/bitstream/112/322/11/chapitreII.pdf
- [45]. N. Cristianini and J. Shawe-Taylor. *Introduction to Support Vector Machines*. Cambridge University Press, 2000.
- [46]. C.-W. Hsu and C.-J. Lin. A comparison of methods for multi-class support vector machines. *IEEE Transactions on Neural Networks*, 13:415–425, 2002.
- [47]. J. Friedman. Another approach to poly chotomous classification. Technical report, Department of Statistics, Stanford University, 1996.
- [48]. <https://le-datascientist.fr/les-svm-support-vector-machine>
- [49]. Jérôme AZE. *Cours Datamining K-plus proches voisins*, Université de Paris, mars 2007.
- [50]. Eve Mathieu-Dupas, 'Algorithme des K plus proches voisins pondérés et application en diagnostic', 42èmes journées de statistique, Marseille France, 2010
- [51]. HOUCHI Fatma, 'Reconnaissance automatique de défauts sur le réseau électrique', Faculte du genieelectrique et d'informatique departement d'electronique, 'Universite mouloud mammeri de tizi-ouzou', 2016
- [52]. Strategic Placements of PMUs for Power Network Observability Considering Redundancy Measurement - Scientific Figure on ResearchGate. Available from: https://www.researchgate.net/figure/Optimal-placement-of-PMU-for-IEEE-14-bus-test-system_fig2_328722818 [accessed 17 Sep, 2020].