

**LICENCE SCIENCES ET TECHNIQUES**  
**Génie Electrique**

**RAPPORT DE FIN D'ETUDES**

**Intitulé :**

**La modélisation d'un réseau de  
distribution d'énergie par des  
systèmes Multi-Agents.**

**Réalisé Par :**

**TASRA SABAH**

**Encadré par :**

**Pr TIJANI LAMHAMDI (FST FES)**

**Mr BARI ZAID (RADEEF)**

**Soutenu le 05-07-2022 devant le jury**

**Pr TIJANI LAMHAMDI (FST FES)**

**Pr JORIO MOHAMMED (FST FES)**

## Remerciement :

Le travail présenté dans ce rapport a été effectué au sein de la Régie Autonome de Distribution d'Eau et d'Électricité de Fès. Rien de cela n'aurait été possible sans ceux qui ont partagé avec moi leur savoir, leurs efforts et qui m'ont permis de surmonter les difficultés par leurs aides précieuses et leurs conseils.

Nous profitons tout d'abord de l'occasion de présenter mes sincères remerciements à mon encadrant académique de projet Monsieur le professeur **TIJANI LAMHAMDI**, pour l'encadrement exemplaire, l'intérêt, ses conseils, sa disponibilité et sa confiance qu'il m'a donné au cours de cette période.

En premier lieu, je tiens à remercier mon maître de stage, **Mr. BARI ZAID, chef de service de télécommunication**, à la régie autonome de Fès qui m'a bien accueilli au sein de la société, et qui a permis à ce travail de voir le jour, ses conseils et ses remarques m'ont été d'une très grande utilité et m'ont guidé pour l'élaboration des différentes phases de ce travail.

Je tiens à remercier tous les techniciens qui m'ont accompagné durant ma période de stage et qui nous ont fourni toutes les informations et les connaissances nécessaires.

Je tiens à remercier tous les professeurs membres de jury Monsieur le professeur **TIJANI LAMHAMDI**, Monsieur le professeur **JORIO MOHAMMED**, du grand honneur que vous faites en acceptant de juger ce travail. Je vous exprime toute mes reconnaissances et mon respect.

Enfin, je remercie tous les enseignants du département Génie électrique ainsi que tout le corps pédagogique et administratif de notre **Faculté des Sciences et Techniques de Fès**.

## Résumé :

Pour faire face à la concurrence internationale, et répondre aux exigences du client, les organismes de distribution d'électricité doivent mettre en place une stratégie rapide et efficace pour pallier aux problèmes de distribution. Parmi les problématiques rencontrées est celle de la détection et la localisation des défauts.

La détection et la localisation de défauts sont dès lors une composante de plus en plus importante pour cette gestion. Dans les réseaux électriques, il existe plusieurs types de défauts (polyphasés ou monophasés). Lors de l'occurrence de ces défauts, les exploitants doivent avoir connaissance de l'existence du défaut, l'isoler et le réparer le plus rapidement possible pour réalimenter les clients. Ces actions constituent la détection et localisation de défauts dans les réseaux électriques.

Pour répondre aux besoins des clients d'électricité en cas de coupure dans les réseaux HTA, la RADEEF depuis huit ans a créé un bureau central de commande pour augmenter la rapidité et la précision de localisation du défaut. La diversité des moyens de communication, les technologies de l'information et des télécommunications sont devenues une condition suffisante pour assurer une communication illimitée. Le cahier de charge que nous avons proposé et de créer une nouvelle plateforme plus facile à utiliser et plus rapide et qui assure une bonne continuité d'électricité.

## Liste de figure :

Figure1: Organigramme général de la RADEEF (page10)    Figure 32 : Interface graphique (page36)	
Figure02 : Architecture générale du réseau de distribution.....	11
Figure03 : Simple antenne.....	12
Figure04 : Double antenne.....	12
Figure05 : Double antenne double jeu de barre.....	13
Figure06 : Défaut triphasé.....	13
Figure07 : Défaut biphasé isolé/Terre.....	14
Figure09 : Défaut monophasé.....	14
Figure10: Constitution d'un IPD.....	17
Figure11 : IPD non directionnel.....	18
Figure12 : IPD directionnel.....	18
Figure 13: Signalisation des IPD non directionnels lors d'un défaut polyphasé.....	18
Figure14 : Signalisation des IPD directionnels lors d'un défaut monophasé-terre.....	18
Figure15 : Schéma général du procédé de la détection et la localisation.....	19
Figure 16 : Défaut monophasé.....	20
Figure 17 : Circulation des courants pour un défaut monophasé.....	21
Figure 18 : Défaut biphasé terre.....	24
Figure 19 : Topologie du réseau.....	28
Figure 20 : Interface graphique (JADE GUI).....	30
Figure22: Démarrer le MainContainer avec l'application JAVA.....	31
Figure23: Démarrer un AgentContainer avec l'application JAVA.....	32
Figure24 : la création d'un agent.....	32
Figure25 : Déployer des agents.....	33
Figure26 : Affectation d'un comportement pour un agent.....	33
Figure27 : L'envoi d'un message.....	34
Figure28 : La réception d'un message.....	34
Figure 29 : Architecture de réseau à base de Système Multi-Agents.....	34
Figure 30 : Agent sniffer.....	35
Figure 31 : Diagramme des statistiques.....	35

## Liste des abréviations

<b>RADEEF</b>	: Régie Autonome de Distribution d'Eau et d'Électricité de Fès
<b>CFE</b>	: Compagnie Fessie d'Électricité
<b>HTA</b>	: Haute Tension A
<b>BCC</b>	: Bureau de Contrôle Commande
<b>SCADA</b>	: Supervisory Control And Data Acquisition
<b>PA</b>	: Poste Asservis
<b>MT</b>	: Moyenne Tension
<b>BT</b>	: Basse Tension
<b>HTB</b>	: Haute Tension A
<b>BTA</b>	: Basse Tension A
<b>IPD</b>	: Indicateur de Passage de Défaut
<b>SMA</b>	: Systèmes Multi-Agents
<b>IA</b>	: Intelligence Artificielle
<b>IAD</b>	: Intelligence Artificielle Distribuée
<b>JADE</b>	: Java Agent Development Framework
<b>FIPA</b>	: Fountion for Intelligent Physical Agents
<b>DF</b>	: Director Facilitor
<b>ACC</b>	: Agent Communication Channel
<b>AMS</b>	: Agent Management System
<b>ACL</b>	: Agent Communication Language
<b>API</b>	: Application Programming Interface
<b>DDR</b>	: Les dispositifs différentiels résiduels

## Table de matière :

Remerciement.....	1
Résumé.....	2
Liste des figures.....	3
Liste des abréviation.....	4
Introduction générale.....	1
<b>Chapitre I : Présentation de la RADEEF.....</b>	<b>3</b>
<b>1. Introduction .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Présentation générale de la RADEEF.....</b>	<b>3</b>
2.1. Présentation de la RADEEF.....	3
2.2. Spécification de la RADEEF.....	4
2.3. Organigramme de la RADEEF.....	4
<b>Chapitre II : Introduction à la détection et la localisation des défauts dans réseau HTA.....</b>	<b>5</b>
<b>1. Introduction : .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Architecture du réseau de distribution HTA.....</b>	<b>5</b>
<b>3. Types et caractéristiques des défauts.....</b>	<b>7</b>
3.1 Type des défauts.....	7
3.2 Caractéristiques des défauts .....	8
<b>4. Détection et localisation des défauts dans le réseau HTA.....</b>	<b>9</b>
4.1 Généralités.....	9
4.2 Méthode de détection des défauts.....	9
4.2.1 Courant de phase.....	9
4.2.2 Tension neutre terre.....	10
4.2.3 Tension résiduelle et courant résiduel.....	10
4.3 Méthode de localisation des défauts.....	10
4.3.1 Reconfiguration du réseau.....	10
4.3.2 Calcul de la distance de défaut.....	10
4.3.3 L'indicateur de Passage de Défaut (IPD).....	10
<b>5. L'indicateur de Passage de Défaut (IPD).....</b>	<b>10</b>
5.1 Constitution des IPD.....	10
5.2 Types d'indicateur de passage de défauts.....	11
5.3 Avantages, inconvénient et limites de IPD.....	12
<b>6. Localisation de défaut à l'aide des IPD.....</b>	<b>12</b>
6.1 Signalisations fournies par les IPD .....	12
6.2 La localisation de défaut et la reprise de service.....	12
<b>7. Conclusion.....</b>	<b>13</b>
<b>Chapitre III : Modélisation du réseau HTA par des agents.....</b>	<b>14</b>
<b>1. Introduction.....</b>	<b>14</b>
<b>2. Modélisation des défaut dans un réseau HTA.....</b>	<b>14</b>
2.1 Défaut monophasé.....	14
2.2 Défaut biphasé.....	16
2.3 Défaut triphasé.....	17
2.4 Défaut biphasé-terre.....	18
<b>3. Introduction aux systèmes multi-agents.....</b>	<b>19</b>
3.1. Définition.....	19
3.2. Domain d'application.....	20

---

3.3. Concept de l'agent.....	20
3.3.1. Définition.....	20
3.3.2. Caractéristique.....	20
<b>4. Conclusion.....</b>	<b>21</b>
<b>Chapitre IV : Implémentation de la solution proposée pour la détection de défaut dans le réseau de distribution d'énergie avec JADE en utilisant les Systèmes Multi-Agents .....</b>	<b>22</b>
<b>1. Introduction .....</b>	<b>22</b>
<b>2. Présentation de l'application.....</b>	<b>22</b>
2.1. Topologie du réseau utilisé.....	22
2.2. Outils utilisées pour l'implémentation de l'application.....	22
2.3. Description de l'application.....	24
2.4. Les bibliothèques utilisées.....	24
2.5. Mis en œuvre les Systèmes Muti-Agents avec la plateforme.....	25
2.5.1. Démarrer le MainContainer avec l'application JAVA .....	25
2.5.2. Démarrer un AgentContainer avec l'application JAVA.....	26
2.5.3. La création des agents.....	26
2.5.4. Déployer l'agent sur la ligne de commande.....	27
2.5.5. Affecter le comportement à un agent.....	27
2.5.6. La communication entre les agents.....	28
2.6. Application.....	28
<b>3. Etude comparative.....</b>	<b>30</b>
<b>4. Conclusion.....</b>	<b>30</b>
<b>5. Conclusion générale.....</b>	<b>31</b>
<b>6. Les Références.....</b>	<b>32</b>

## Introduction générale

L'enseignement universitaire a pour but d'orienter les étudiants non seulement pour la recherche scientifique mais aussi à la vie professionnelle, raison pour laquelle, il est prévu un stage à la fin d'année du cycle Licence.

Mon choix a été porté à la régie autonome de la distribution de l'eau et de l'électricité Fès (RADEEF), qui est un établissement public à caractère industriel et commercial, doté de l'autonomie financière et de la personnalité civile qui opère sur la région Fès et assure à la population la distribution de l'eau potable, de l'électricité et la gestion de l'assainissement liquide.

De nos jours, l'énergie électrique est un bien de consommation à part entière devenu indispensable, non seulement pour la vie quotidienne de chacun mais, également, pour l'économie des pays. En effet, les moindres pannes électriques ont des conséquences économiques et sociétales considérables.

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout continuité du service.

Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension HTA constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

La nécessité d'avoir des réseaux électriques fiables et économiques est un enjeu de plus en plus important, pour cela le sujet traité dans ce mémoire s'intéresse à une étude réelle effectuée pendant deux mois au sein de la RADEEF.

L'objectif d'un gestionnaire de réseau de distribution moyenne tension (MT) est de garantir la continuité de service tout en réduisant la quantité d'énergie non distribuée (END).

Dans ce fait, avoir un réseau électrique fiable et économique consiste à détecter tout défaut (Défaut à la terre ou entre phase) qui surviendrait sur le réseau afin de protéger les éléments du réseau contre des surintensités destructrices. Une fois le défaut détecté, il faut pouvoir le localiser au mieux afin de ne mettre hors tension que la partie du réseau la plus proche du défaut.

La localisation de défaut est une opération très délicate, surtout pour les réseaux de distribution, aussi elle consiste donc à identifier le tronçon en défaut et la position du défaut sur ce tronçon. Mais cela prend un temps de coupure d'électricité important.

La présente étude a pour but d'évaluer le potentiel de méthodes de localisation des défauts.



Notre travail porte sur *La modélisation d'un réseau de distribution d'énergie par des Systèmes Multi-Agents* qui sert à créer un nouveau système de communication pour localiser facilement les défauts des câbles souterrains dans une courte durée.

En conséquence à cela, le présent rapport décrit l'essentiel du travail réalisé lors de ce projet. Il est structuré en quatre chapitres :

- Le premier chapitre, est une présentation générale de la RADEEF, qui représente le cadre dans lequel j'ai passé mon stage.
- Le deuxième chapitre, portes une introduction à la détection et la localisation des différents types de défauts dans le réseau HTA.
- Le troisième chapitre, concerne une modélisation de réseau HTA par des agents (Etude théorique).
- Le dernier chapitre, consiste au traitement et implémentation de la solution proposée dans notre cahier de charge.

La conclusion s'adresse à récapituler les différents axes discutés.

# *Chapitre I : Présentation de la Régie Autonome de Distribution d'Eau et d'Electricité de la Wilaya de Fès et son réseau électrique*

## **1. Introduction**

La RADEEF, Régie Autonome intercommunale de Distribution d'Eau et d'Électricité de la wilaya de Fès est un établissement public à caractère industriel et commercial, doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière. Dans ce chapitre, porte sur la présentation générale de l'établissement d'accueil. Suivi, une autre présentation sur la structure, les divisions et plus précisément la Division d'Exploitation Électricité.

## **2. Présentation générale de la RADEEF**

### **2.1 Présentation de la RADEEF**

La Régie Autonome de Distribution d'Eau et d'Electricité de la ville de Fès (R.A.D.E.E.F) est un établissement public à caractère industriel et commercial, doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière. Elle a été créée par la délibération du conseil municipal de la ville de Fès en date du 30 Avril 1969 et avait comme mission principale la gestion du réseau électrique de la ville. A partir de 1970, la régie assurait aussi la distribution de l'eau potable. En 1993, la régie a commencé l'étude, la réalisation ainsi que l'entretien liquide du réseau d'assainissement. La régie bénéficie d'un monopole d'Etat dans les zones urbaines de Fès puisqu'elle assure ses besoins en Eau et en Electricité à partir de l'Office National de l'Electricité et de l'Eau potable (ONEE). La régie (RADEEF) assure la distribution de l'énergie électrique moyenne tension et basse tension à plus de 1.076.251 habitants répartis sur l'ensemble du territoire de la préfecture de Fès qui regroupe la commune urbaine de la ville partagée en arrondissements : Agdal, Zouagha, Saiss, Médina, Jnanates, Mérinides, et les communes Ain Chkef et Mechoir.

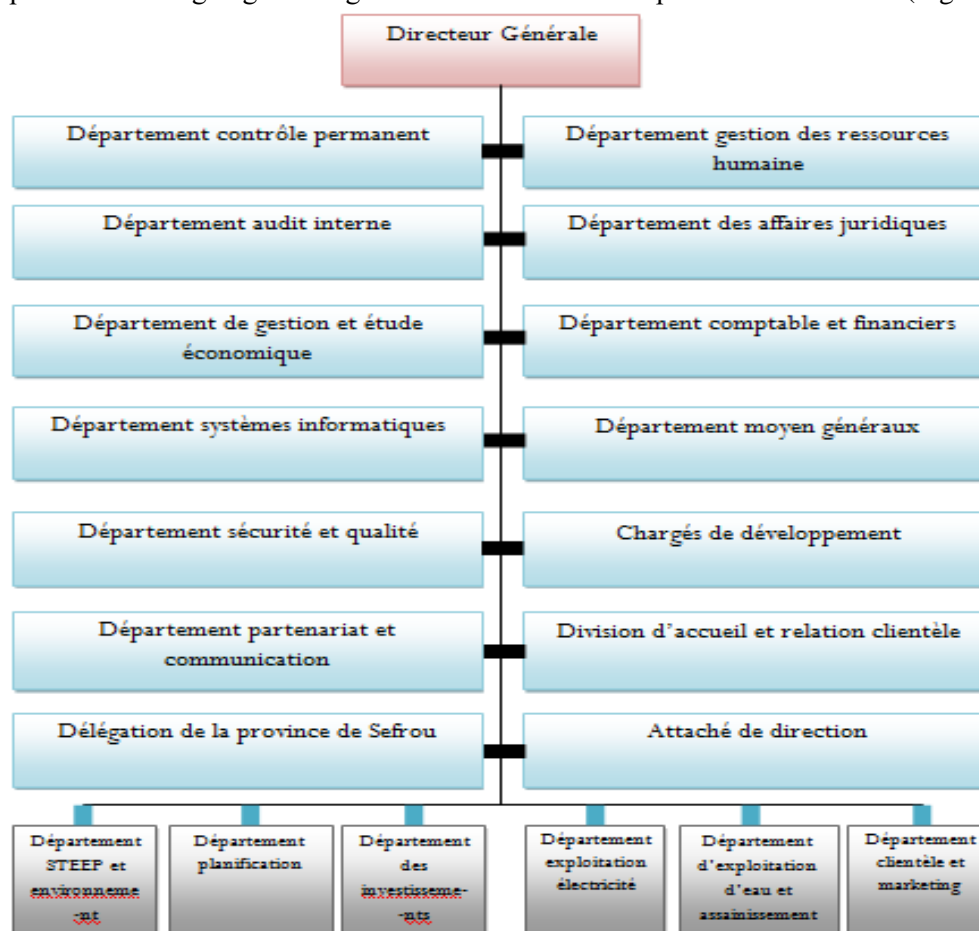
### **2.2 Spécification de la RADEEF**

- Dénomination :Régie Autonome intercommunal de Distribution d'Eau et d'Electricité de Fès (RADEEF).
- Siège social :10,rue Mohammed EL KAGHAT B.P : 2007,Fès.
- Date de création : 1<sup>er</sup> Janvier 1970.
- Forme Juridique : établissement Public à caractère Commercial doté l'autonomie financière.
- Exercice comptable : Du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre.
- L'activité : Distribution d'eau et d'électricité et service d'assainissement.
- Principal fournisseur : O.N.E.E

- L'effectif : 1109 agents.
- Téléphone : 05-35-62-50-15.
- Fax : : 05-35-62-07-95.
- E-mail : [dg@radeef.ma](mailto:dg@radeef.ma).

### 2.3 Organigramme de la RADEEF

Généralement c'est l'organigramme qui retrace la structure hiérarchique de l'entreprise. Il précise la répartition des tâches entre les services et le niveau hiérarchique des différents responsables. L'organigramme général de la RADEEF se présente comme suit (Figure01) :



*Figure01 : Organigramme général de la RADEEF*

## Chapitre II : Introduction à la détection et la localisation des défauts dans réseau HTA

### 1. Introduction

L'approvisionnement d'électricité, en ce qui concerne la sécurité et la disponibilité, constitue un point clef de la gestion des réseaux électriques. Ceci est particulièrement vrai pour les réseaux de distribution, lien entre le transport et les consommateurs. La gestion de tels réseaux est complexe du fait de leur architecture, du faible nombre de données disponibles, et des perturbations variées qui peuvent s'y produire. Une des tâches importantes de la gestion du réseau consiste à traiter correctement l'occurrence des défauts.

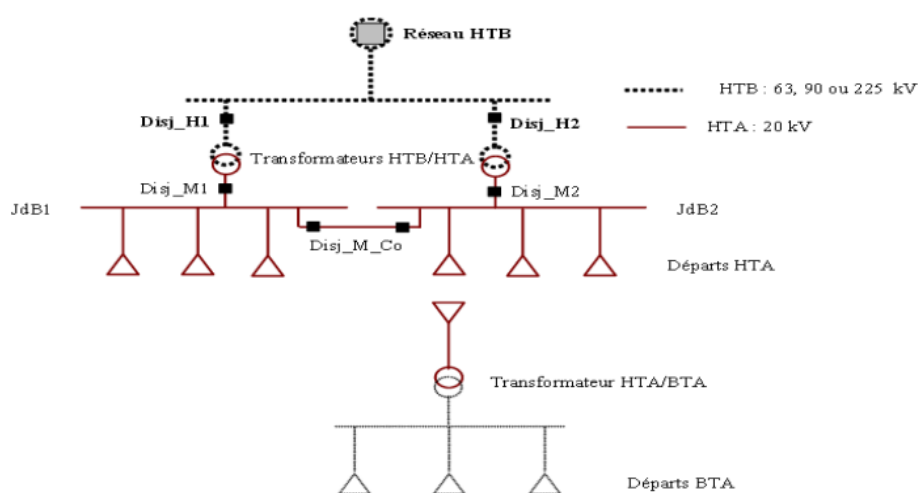
Donc La détection et la localisation des défauts sont dès lors une composante de plus en plus importante pour cette gestion.

Actuellement la seule technique utilisée pour la localisation des défauts dans Les systèmes de distribution de l'énergie électrique est l'inspection visuelle des DDR qui impose un temps de restauration très important.

Ce chapitre explicite les méthodes de détection des défauts dans les réseaux de distribution, et ensuite présente les méthodes de localisation qui ont été choisies pour cette étude, Afin d'avoir une idée plus large sur la précision de chaque méthode.

### 2. Architecture du réseau de distribution HTA

Les réseaux de distribution sont en général conçus de façon hiérarchisée dans le sens des transits de puissance.



*Figure02 : Architecture générale du réseau de distribution.*

L'architecture générale du réseau de distribution HTA est représentée sur la figure02, à partir d'un point de connexion au réseau HTB, un jeu de barres alimente deux transformateurs HTB/HTA. Leur puissance est dimensionnée afin qu'un seul transformateur puisse alimenter l'ensemble de la charge du réseau au

cours d'une période de maintenance sur l'une des deux branches du poste (redondance au niveau des branches du poste). Des disjoncteurs sont placés en amont (Disj\_H1 et Disj\_H2) et en aval (Disj\_M1 et Disj\_M2) des transformateurs pour les protéger et éviter que les défauts du poste ne remontent au niveau HTB. Chaque transformateur dessert un jeu de barres (JdB1 et JdB2) sur lequel partent plusieurs départs HTA. Une interconnexion entre les jeux de barre HTA permet de les coupler (en actionnant les disjoncteurs Disj\_M\_Co) lorsqu'une branche du poste est en maintenance. D'autres schémas sont aussi utilisés comme la structure en double antenne (avec deux arrivées HTB) et celle en doubles antenne et double jeu de barre.

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants :

### **\*Simple antenne**

#### **Mode d'exploitation**

##### Normal

-Les Transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB (Figure ).

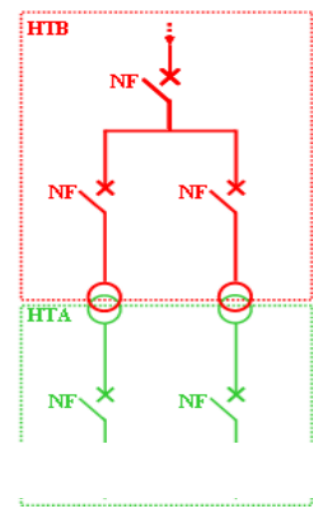
##### Perturbé

-En cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateur HTB/HTA sont mis hors services.

#### **Avantage et inconvénients**

Avantage : Coût minimal.

Inconvénient : Disponibilité faible.



*Figure03: Simple antenne*

### **\*Double antenne simple jeu de barre**

#### **Mode d'exploitation**

##### Normal

-Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage.

-Les transformateurs sont donc alimentés par les deux sources simultanément.

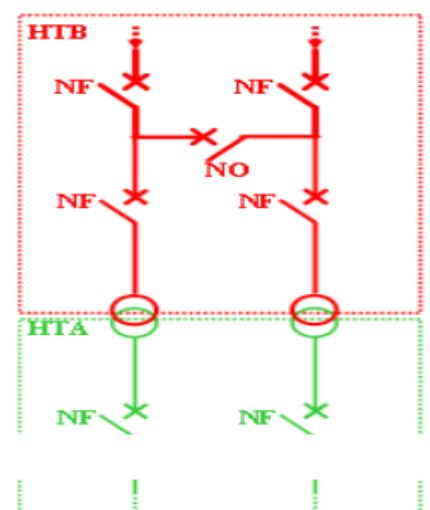
##### Perturbé

-En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

#### **Avantages et inconvénients**

##### Avantages

-Bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau.



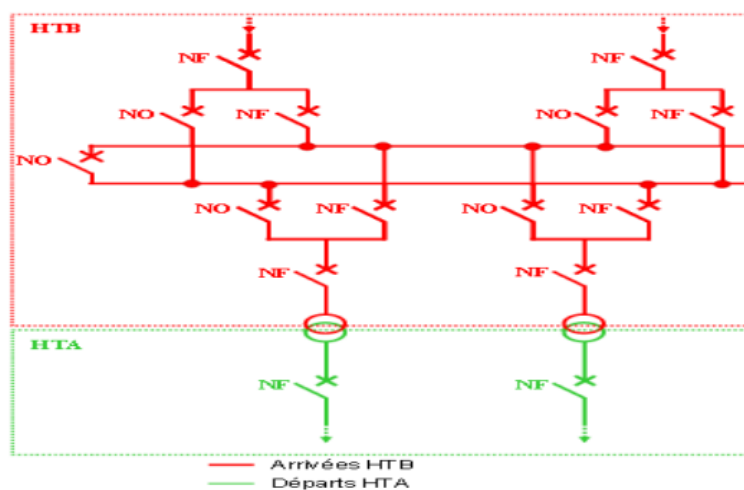
*Figure04 : Double antenne*

- Maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci.

#### Inconvénients :

- Solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne.
- Ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci.

### \*Double antenne double jeu de barre



*Figure05 : Double antenne double jeu de barre*

#### Mode d'exploitation :

##### Normal :

- La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JB1 et les départs Dép1 et Dép2.
- La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JB2 et les départs Dép3 et Dép4.
- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert (Figure05).

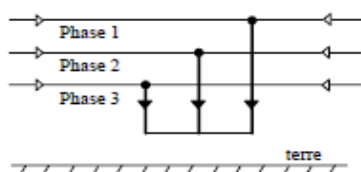
##### Perturbé :

- En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

## 3. Types et caractéristiques des défauts

### 3.1 Type des défauts

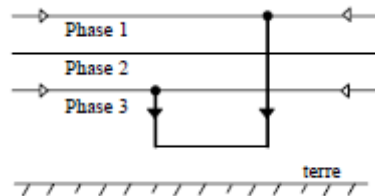
- **Les défauts triphasés :** Ce sont les courts-circuits entre les trois phases avec ou sans mise à la terre. (Figure06)



*Figure06 : Défauts triphasé*

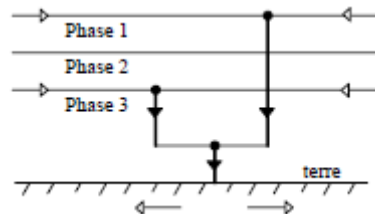
- **Les défauts biphasés :** Ce sont les courts-circuits entre deux phases ou une phase et le neutre avec ou sans mise à la terre.

**1<sup>ers cas</sup> : Défauts biphasé isolé :** c'est un court-circuit entre deux phases (Figure07).



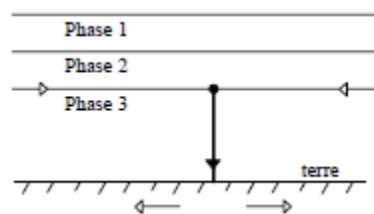
*Figure07 : Défaut biphasé isolé*

**2<sup>ers cas</sup> : Défauts biphasé terre :** c'est un défaut constitué par un court-circuit entre deux phases et la terre (Figure08).



*Figure 08 : Défaut biphasé terre*

- **Les défauts monophasés :** Ce sont des défauts entre une phase et la terre ou une phase et le neutre. Ils génèrent la circulation d'un courant homopolaire. Leur intensité est limitée par la résistance de terre et par la mise à la terre du neutre. (Figure09)



*Figure09 : Défaut monophasé*

### 3.2 Caractéristiques des défauts

Dans le réseau de distribution nous pouvons distinguer deux classes de défaut :

- **Les défauts non permanents :** Un Défaut auto-extincteur monophasé est un défaut qui s'élimine seul, sans coupure de l'alimentation ou la fermeture du disjoncteur shunt. Un Défaut fugitif : c'est un défaut éliminé par un cycle rapide.
- **Les défauts permanents :** Ce sont les défauts qui n'ont pas être éliminé par les différents cycles de réenclenchement.

Les défauts provoquant un arc électrique sont souvent auto-extincteurs lorsqu'il s'agit d'un réseau à neutre compensé. Par contre ils peuvent être réamorçant, c'est-à-dire constitués d'une suite de défauts fugitifs.

Les défauts polyphasés sont la plupart du temps des défauts en régime établi 50Hz. Ils sont éliminés par l'ouverture d'un disjoncteur en réseau. Ils entraînent toujours un creux de tension, plus ou moins important en fonction de la puissance de court-circuit. Les défauts polyphasés peuvent être dans tous les cas, des défauts auto-extincteur.

## 4. Détection et localisation des défauts dans le réseau HTA

### 4.1 Généralités

On distingue trois niveaux de traitement suite à l'apparition d'un défaut sur un réseau de distribution :

**La détection** doit être très rapide car elle entraîne l'ouverture des disjoncteurs qui mettent hors tension la partie défectueuse du réseau. Elle est réalisée à partir des informations localement disponibles à l'endroit des Indicateurs de Passage de Défaut (IPD) et des relais de protection (courants et tensions mesurés). Lors du défaut polyphasé, le courant de défaut est très grand par rapport au celui de charge, la détection de ce type de défaut est donc simplement effectuée par le franchissement d'un seuil de courant. Par contre, lors du défaut monophasé, le courant de défaut est faible la détection de défaut est beaucoup plus compliquée.

**La sélection** du départ en défaut pour déterminer le départ qui a subi ou qui subit le défaut. Cette étape permet la localisation du défaut plus rapide.

**La localisation** peut donc être plus lente que la détection. En revanche, elle doit être plus précise afin de pouvoir manœuvrer les interrupteurs de réseau de façon optimale. Cependant, il ne faut pas négliger le fait qu'une localisation trop lente peut retarder la réalimentation d'un certain nombre de clients, et nuire à la qualité de fourniture en augmentant l'énergie non distribuée.

La localisation peut permettre :

- Soit de réaliser une localisation de la zone en défaut.
- Soit de calculer de façon la plus précise possible, la distance entre le défaut et un point de référence souvent représenté par le jeu de barre en sortie du poste source.

Dans la suite, nous présentons quelques méthodes de détection et localisation de défaut. Nous précisons pour chacune les domaines d'application (détection et localisation de défaut).

### 4.2 Méthode de détection des défauts

Les défauts dans les réseaux électriques reposent sur le franchissement d'un seuil prévu des grandeurs électriques. Ce seuil peut porter sur le courant, la tension, les dérivées de ces grandeurs, les composants harmoniques.

#### 4.2.1 Courant de phase

Quand le défaut se produit, le courant de phase augmente très vite et il devient très élevé. On utilise ces caractéristiques pour détecter le défaut (méthode Ampérométrique). 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. Cette méthode est utilisée pour détecter le défaut triphasé, biphasé ou monophasé.

#### 4.2.2 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.

#### 4.2.3 Tension résiduelle et courant résiduel

La tension résiduelle et le courant résiduel sont les sommes vectorielles des tensions simples et des courants de phases des trois phases. En l'absence de défaut à la terre, leurs valeurs sont égales à zéro. Quand le défaut se produit, elles deviennent non nulles. On profite de cette caractéristique pour détecter le défaut en comparant la tension résiduelle avec un seuil prévu.

### 4.3 Méthode de localisation

#### 4.3.1 Reconfiguration du réseau

Cette méthode est utilisée pour localiser la zone en défaut. Les réseaux de distribution disposent d'organes de coupure en réseau en des points stratégiques qui permettent, après la détection d'un défaut permanent, de reconfigurer le réseau afin de réalimenter la majorité des consommateurs. Seul le tronçon en défaut n'est alors plus alimenté afin de réparer les matériels endommagés et éliminer la cause du défaut.

La décision de manœuvre des organes de coupure est effectuée en recoupant les indications des Indicateurs de Présence de Défauts (IPD).

#### 4.3.2 Calcul de la distance de défaut

Ce sont des méthodes de localisation précise du défaut par calcul de la distance entre le défaut et un point de référence souvent représenté par le jeu de barre en sortie du poste source. Les méthodes courantes s'appuient sur la mesure de grandeurs électriques à la fréquence fondamentale.

#### 4.3.3 L'Indicateur de Passage de Défaut (IPD)

L'IPD est un appareil qui est installé tout au long des départs HTA et qui, par l'analyse des signaux locaux courant et tension, est capable de signaler en local ou à distance à l'exploitant du réseau la présence du défaut.

Ces informations permet soit :

- la localisation des défauts permanents
- la localisation des origines des défauts non permanents s'ils sont comptabilisés et leurs caractéristiques mémorisées par les IPD.

## 5. L'indicateur de Passage de Défaut (IPD)

### 5.1 Constitution des Indicateur de Passage de Défaut (IPD)

Un IPD peut présenter l'architecture suivante : (Figure10)

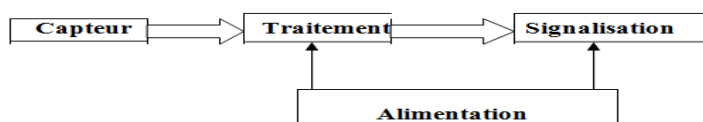


Figure10: Constitution d'un IPD

- Capteurs

Ils récupèrent des informations comme les courants de phase ou les courants Résiduels et les différentes tensions. Pour les IPD dans les parties souterraines, ils sont généralement installés dans des postes HTA/BT ou des ouvrages Équipés d'interrupteurs HTA.

- Traitement

Ce bloc joue le rôle de traitement des données d'entrée (courant, tension), Afin de savoir si le réseau fonctionne normalement ou anormalement. Le principe de détection de défaut consiste à effectuer des comparaisons entre les données et des seuils spécifiques.

- Signalisation

Après le traitement des paramètres d'entrées, l'IPD va émettre de signaux pour indiquer l'état de la partie de réseau surveillé. Ces signaux se présentent sous formes visuelles ou peuvent être envoyés au centre de gestion pour la localisation de défauts.

- Alimentation

C'est un module supplémentaire qui alimente l'appareil composé de piles ou de batteries rechargeables ou de panneaux solaires.

## 5.2 Types d'indicateur de passage de défauts

Il existe de nombreux types d'IPD dans les réseaux de distribution classifiés selon :

- Le type du réseau surveillé.
- Les variables électriques utilisées (courants de phase et résiduels...)
- La méthode de détection (directionnelle ou non directionnelle).

- IPD non directionnels

Ils permettent de savoir s'il y a un courant de défaut qui circule mais ne peuvent pas déterminer la direction du défaut. La méthode de détection dans ce type d'appareil repose sur un critère de détection Ampère métrique, Ces IPD sont utilisés pour détecter les défauts polyphasés et les défauts monophasés-terre, Ils ne peuvent pas détecter les défauts de type auto-extincteurs. (Figure11)

- IPD directionnels

Ils peuvent voir la présence du défaut et déterminer la direction du défaut par rapport à leur position. Ils conservent le même principe de détection pour les défauts polyphasés (dépassement d'un seuil de courant), Mais ils utilisent l'analyse des sens de variation relative du courant et de tension résiduelle à l'apparition d'un défaut monophasé terre pour indiquer son position. (Figure12)

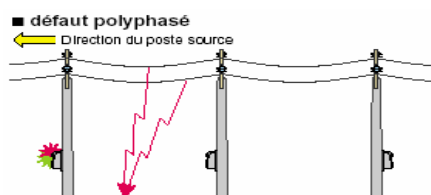


Figure11 : IPD non directionnel

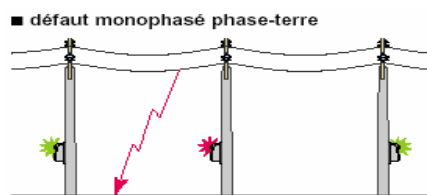


Figure12 : IPD directionnel

### 5.3 Avantage, inconvénient et limite de IPD

Le principal avantage des IPD est leur coût relativement faible. Ils peuvent être installés en grand nombre sur les réseaux HTA. Les limites intrinsèques des détecteurs de défaut actuels et ce, quelle que soit leur génération, sont liées essentiellement à la qualité des capteurs qu'ils utilisent. Une autre limite extrinsèque des détecteurs de défaut actuels est liée à l'apparition sur les réseaux HTA de production décentralisée. En effet, la présence de producteurs risque, dans une mesure non connue à ce jour, de perturber la détection des défauts polyphasés par les détecteurs utilisant les courants de phase. Par contre, la production décentralisée ne devrait pas perturber outre mesure la détection des défauts monophasés terre.

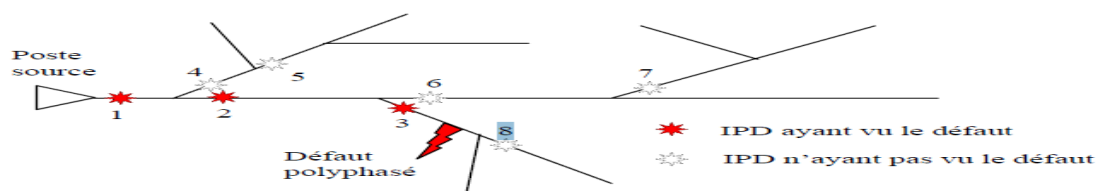
## 6. Localisation de défaut à l'aide des IPD

### 6.1 Signalisations fournies par les IPD

#### 6.1.1 Les défauts polyphasés

L'IPD utilisé est non directionnel, Il indique quelle que soit sa génération, si le défaut est en aval de sa position par rapport au poste source qui « alimente » le défaut.

La figure suivante illustre ce principe. (Figure13)

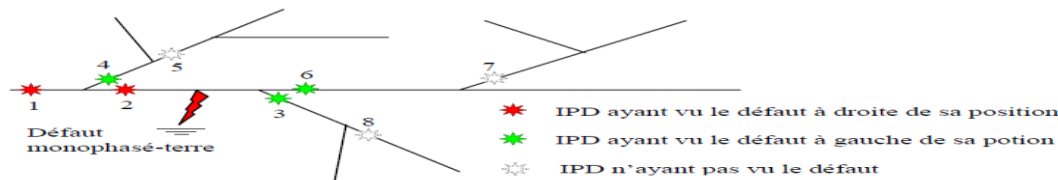


*Figure 13: Signalisation des IPD non directionnels lors d'un défaut polyphasé*

Les IPD 1,2 et 3 signaleront que le défaut est en aval de leur position par rapport au poste source. L'exploitant saura que le défaut se situe entre le dernier IPD ayant vu le défaut c'est-à-dire celui qui allumé (IPD 3) et les premiers n'ayant pas vu le défaut c'est-à-dire celui qui est éteint (IPD 8).

#### 6.1.2 Les défauts monophasés

Avec l'IPD non directionnel, le principe de signalisation est strictement identique à celui décrit pour les défauts polyphasés ci-dessus. IPD directionnel indiquera la position du défaut à droite ou à gauche de sa position et ceci indépendamment de la position du poste source. (Figure 14)

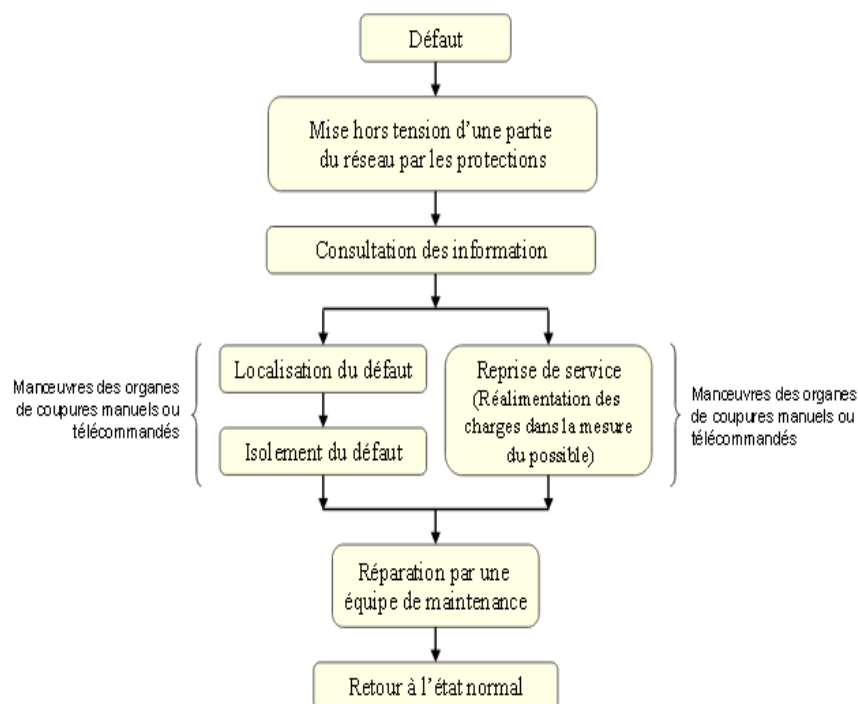


*Figure14 : Signalisation des IPD directionnels lors d'un défaut monophasé-terre*

Pour ces IPD, les signalisations seront identiques quelle que soit la position du poste source sur ce schéma. Les IPD 1, 2, 3, 4 et 6 signaleront par exemple la direction dans lequel se trouve le défaut. Dans ce cas, l'exploitant saura que le défaut se situe entre les IPD 2,3 et 6. Il est possible que les IPD 7 et 8 ne fournissent aucune signalisation : ils signaleront la position du défaut si le courant capacitif.

## 6.2 La localisation de défaut et la reprise de service

Pour avoir un retour à l'état normal lors d'un défaut, on constate différentes actions à suivre (Figure15) :



*Figure15 : Schéma général du procédé du détection et la localisation du défaut*

## 7. Conclusion

Dans ce chapitre, on a traité des différents types de défauts. Suivi, d'une présentation des grandes familles des méthodes de localisation de défauts, ainsi que leurs améliorations. Ensuite on a entamé quelques étapes de détection, de localisation et de recherche de défauts pour comprendre l'objet central de la solution proposée dans notre cahier de charge.

## Chapitre III : Modélisation du réseau HTA par des agents

### 1. Introduction

La fonction principale d'un réseau électrique est d'acheminer l'énergie des centres de Production jusqu'aux consommateurs. La fourniture d'électricité, en ce qui concerne la sûreté et la disponibilité, constitue un point clef de la gestion des réseaux électriques. Ceci est particulièrement vrai pour les réseaux de distribution de l'énergie électrique qui sont soumis à des défauts provoqués par diverses sources telles que les conditions météorologiques défavorables, la défaillance des équipements et les contacts avec des objets externes.

### 2. Modélisation des défauts

#### 2.1. Défaut monophasé

Ce sont les défauts entre une phase et la terre ou une phase et le neutre. Ils génèrent la circulation d'un courant homopolaire, son intensité est limitée par la résistance de terre et par la mise à la terre du neutre. (Voir (Figure 16)).

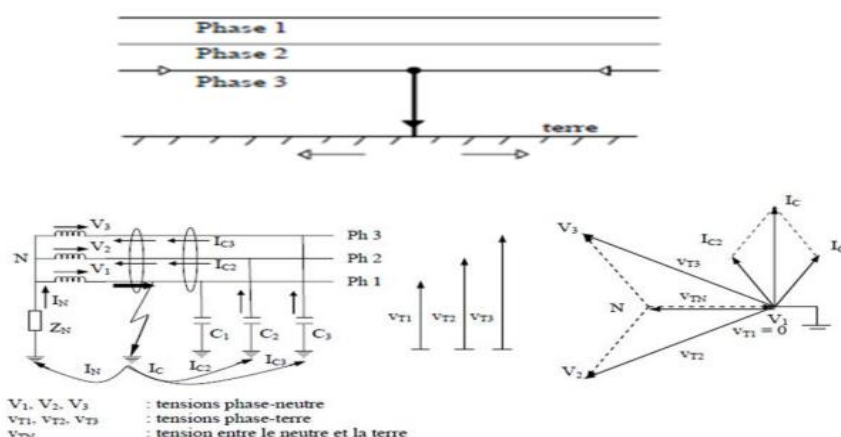


Figure 16 : Défaut monophasé

Les tensions par rapport à la terre sont :

$$V_{T1} = 0 \quad (1)$$

$$V_{TN} = -V_1 \quad (2)$$

$$V_{T2} = V_2 + V_{TN} = V_2 - V_1 \quad (3)$$

$$V_{T3} = V_{TN} + V_3 = V_3 - V_1 \quad (4)$$

$$V_{rsd} = V_{T1} + V_{T2} + V_{T3} = V_2 - V_1 + V_3 - V_1 = V_1 + V_2 + V_3 - 3V_1 = -3V_1 \quad (5)$$

Le module de la tension du point neutre par rapport à la terre est donc égal à la tension simple :

$$|V_{TN}| = V_n$$

$V_n$  : la tension simple nominale

Le courant  $I_N$  qui circule dans la mise à la terre :

$$I_N = -\frac{V_{TN}}{Z_N} = \frac{V_1}{Z_N} = -\frac{V_{rsd}}{3Z_N} \quad (6)$$

Le courant capacitif en aval du défaut est :

$$\underline{I}_C = \underline{I}_{C2} + \underline{I}_{C3} \quad (7)$$

Avec  $\underline{I}_{C2} = jC\omega V_{T2} = jC\omega(V_1 - V_2)$  (8)

Et  $\underline{I}_{C3} = -jC\omega V_{T3} = jC\omega(V_1 - V_3)$  (9)

D'où :  $\underline{I}_C = jC\omega(V_1 - V_2 + V_1 - V_3) = 3jC\omega V_1 = -jC\omega V_{rsd}$  (10)

$$|I_C| = 3C\omega V_n \quad (11)$$

La valeur du courant de défaut est donc :

$$I_f = \underline{I}_N + \underline{I}_C = \frac{V_1}{Z_N} + \mathbf{j3C\omega V_1} = -\frac{V_{rsd}}{3Z_N} - \mathbf{jC\omega V_{rsd}} \quad (14)$$

Le courant résiduel en amont du défaut est :  $I_{rsd} = I_f - I_C$

Le courant résiduel en aval du défaut est :  $I_{rsd} = -I_C$

Nous allons considérer un réseau de distribution avec plusieurs départs et chaque départ comprend des branches. Les courants traversant de positions possibles d'installation des IPD (positions de mesure signalées dans le dessin) sont analysés. (Voir la figure17)

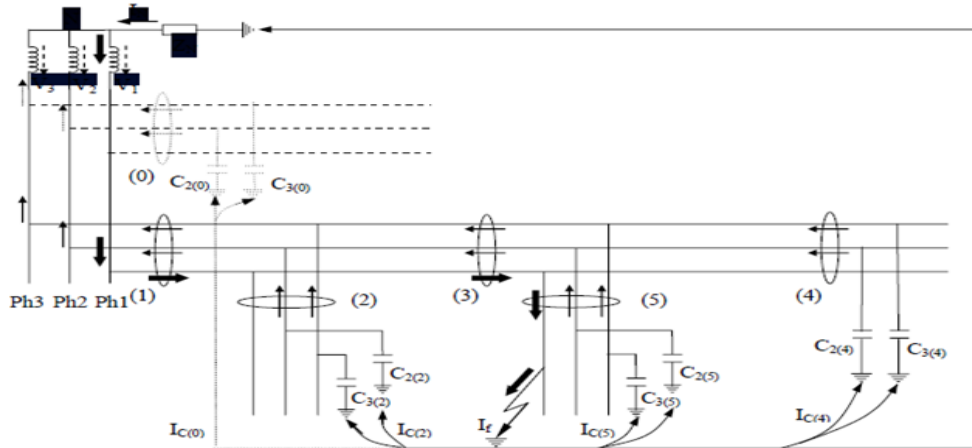


Figure 17 : Circulation des courants pour un défaut monophasé

On a :  $I_f = \underline{I}_N + \underline{I}_C = -\frac{V_{rsd}}{3Z_N} - \mathbf{jC\omega V_{rsd}}$  (15)

Avec :  $\underline{I}_C = \underline{I}_{C(1)} + \underline{I}_{C(0)}$  (16)

$I_C$ : courant capacitif total du réseau.

$I_{C(1)}$ : courant capacitif total du départ considéré.

$I_{C(0)}$ : courant capacitif total des autres départs dans le réseau.

Le courant capacitif fourni par la partie du départ en aval du point (i) est :

$$\underline{I}_{C(i)} = \underline{I}_{C2(i)} + \underline{I}_{C3(i)} = -jC_{(i)}\omega V_{T2} - jC_{(i)}\omega V_{T3} \quad (16)$$

$$= jC_{(i)}\omega(V_1 + V_2 + V_3) \quad (17)$$

$$= \mathbf{j3C_{(i)}\omega V_1} \quad (18)$$

Le courant capacitif total est :

$$\underline{I}_{C(i)} = \underline{I}_{C(0)} + \underline{I}_{C(1)} = -j(C_{(0)} + C_{(1)})\omega V_{rsd} = -\mathbf{jC\omega V_{rsd}} \quad (19)$$

Les courants résiduels aux points de la Figure 14 sont :

$$I_{rsd(0)} = -I_{C(0)} = jC_{(0)}\omega V_{rsd} \quad (20)$$

$$I_{rsd(2)} = -I_{C(0)} = jC_{(0)}\omega V_{rsd} \quad (21)$$

$$I_{rsd(4)} = -I_{C(4)} = jC_{(4)}\omega V_{rsd} \quad (22)$$

$$I_{rsd(1)} = I_f - I_{C(1)} = (\underline{I}_N - jC\omega V_{rsd}) + jC_{(1)}\omega V_{rsd} = \underline{I}_N - j(C - C_{(1)})\omega V_{rsd} \quad (23)$$

$$= \underline{I}_N - jC_{(0)}\omega V_{rsd} \quad (24)$$

$$I_{rsd(3)} = I_f - I_{C(3)} = (\underline{I}_N - jC\omega V_{rsd}) + jC_{(3)}\omega V_{rsd} = \underline{I}_N - j(C - C_{(3)})\omega V_{rsd} \quad (25)$$

$$I_{rsd(5)} = I_f - I_{C(5)} = (\underline{I}_N - jC\omega V_{rsd}) + jC_{(5)}\omega V_{rsd} = \underline{I}_N - j(C - C_{(5)})\omega V_{rsd} \quad (26)$$

$C \geq C_i \forall i$ , donc la partie capacitive du courant  $I_{rsd(1)}$ ,  $I_{rsd(3)}$  et  $I_{rsd(5)}$  est négative.

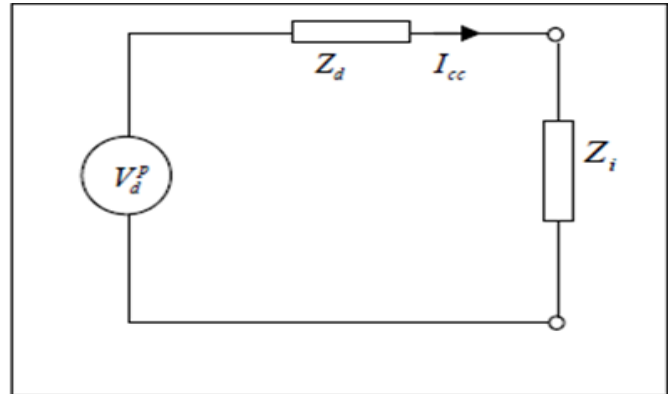
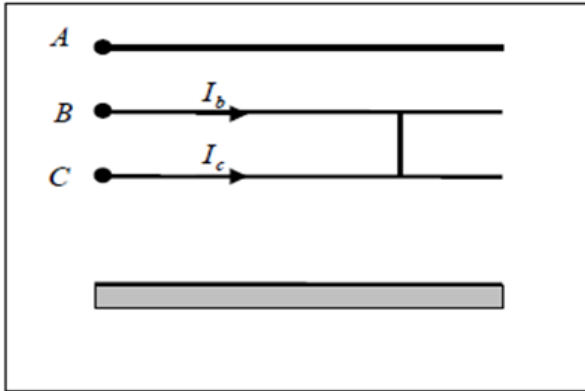
## 2.2. Défaut biphasé

$$V_B = V_C, V_{bc} = 0$$

$$\underline{I}_b = -\underline{I}_c$$

$$I_a = 0 \text{ (phase saine)}$$

-Traduction en grandeurs symétriques :



$$V_{bn} + V_{nc}$$

$$V_{bc} = (a^2 \cdot V_d + a \cdot V_i + V_h) - (a \cdot V_d + a^2 V_i + V_h) = 0 \quad (27)$$

$$V_{bc} = V_d(a^2 - a) + V_i(a - a^2) + V_h(1 - 1) = 0 \quad (28)$$

$$\Rightarrow V_d(a^2 - a) = V_i(a^2 - a) \quad (29)$$

$$\Rightarrow V_d = V_i$$

$$\text{D'où} \quad V_d^p - Z_d \cdot I_d = -Z_i \cdot I_i \quad (30)$$

$$\text{Donc} \quad \underline{I}_d = -\underline{I}_i \quad (31)$$

$$\text{Et} \quad \underline{I}_d = \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i} \quad (32)$$

Retour aux grandeurs de phase :

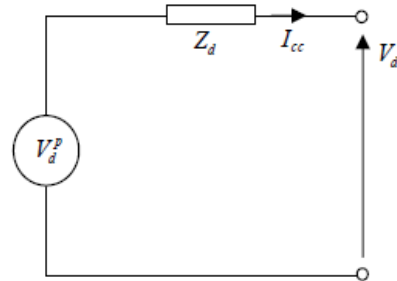
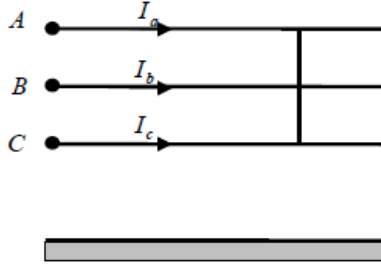
$$I_a = 0 \quad \underline{I}_d = -j\sqrt{3} \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i} \quad \underline{I}_c = j\sqrt{3} \frac{V_d^p}{Z_d + Z_i}$$

### 2.3. Défaut triphasé

Expression du défaut

$$V_a = V_B = V_c = 0$$

Traduction en grandeurs symétriques :



$$V_d = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (33)$$

$$V_i = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (34)$$

$$V_h = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (35)$$

Puisque  $V_a = V_B = V_c = 0$

$$V_d = V_i = V_h = 0$$

En appliquant le théorème de Thévenin aux composantes symétriques liées à chaque Schéma. On obtient les équations suivantes :

$$(36) \quad V_d = V_d^p - Z_d \times I_d$$

$$(37) \quad V_i = Z_i \times I_i$$

$$(38) \quad V_h = Z_h \times I_h$$

Avec  $V_d^p$  la tension préexistante au point de défaut et  $Z_d, Z_i, Z_h$  les impédances équivalentes au réseau dans les trois systèmes.

D'après les équations 14, 15 et 16 :

$$I_d = \frac{V_d^p}{Z_d}, \quad I_h = 0$$

$$\text{Retour aux grandeurs de phase. } I_a = I_d + a^2I_i + aI_h \quad (39)$$

$$I_b = a^2I_d + aI_i + I_h \quad (40)$$

$$I_c = aI_d + aI_i + a^2I_h \quad (41)$$

En remplaçant les courants  $I_d, I_i, I_h$  par leurs expressions :



$$I_a = \frac{V_d^p}{Z_d}, \quad I_b = a^2 \times \frac{V_d^p}{Z_d}, \quad I_c = a \times \frac{V_d^p}{Z_d}$$

## 2.4. Défaut biphasé-terre

Considérons le schéma de la Figure 15 dont le défaut se situe entre la phase 2, la phase 3 et la terre.

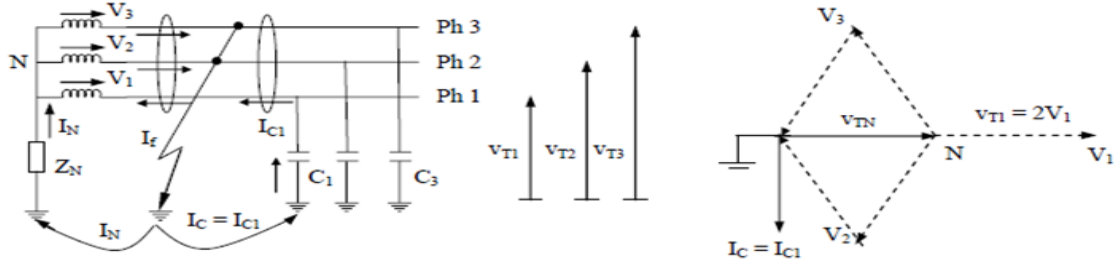


Figure 18 : Défaut biphasé terre

Les tensions par rapport à la terre sont :

$$V_{T2} = 0 \quad (42)$$

$$V_{T3} = 0 \quad (43)$$

$$V_{TN} = -(V_2 + V_3) = -(V_1 + V_2 + V_3) + V_1 = V_1 \quad (44)$$

$$V_{T1} = V_{TN} + V_1 = 2V_1 \quad (45)$$

$$V_{rsd} = V_{T1} + V_{T2} + V_{T3} = 2V_1 \quad (46)$$

Le module de la tension du point neutre par rapport à la terre est donc égal à la tension simple:  $|V_{TN}| = V_n$

Le courant  $I_N$  qui circule dans la mise à la terre est :

$$I_N = -\frac{V_{TN}}{Z_N} = \frac{V_1}{Z_N} = -\frac{V_{rsd}}{2Z_N} \quad (47)$$

Le courant capacitif en aval du défaut est :

$$\underline{I}_C = \underline{I}_{C1} = -jC\omega V_{T1} = -jC\omega 2V_1 = -jC\omega V_{rsd} \quad (48)$$

$$|I_C| = 2C\omega V_n \quad (49)$$

La valeur du courant de défaut est donc :

$$\underline{I}_f = \underline{I}_N + \underline{I}_C = \frac{V_1}{Z_N} - j2C\omega V_1 = \frac{V_{rsd}}{2Z_N} - jC\omega V_{rsd} \quad (50)$$

Le courant résiduel en amont du défaut est :  $\underline{I}_{rsd} = \underline{I}_f - \underline{I}_C$

Le courant résiduel en aval du défaut est :  $\underline{I}_{rsd} = -\underline{I}_C$

En appliquant la même analyse au réseau de distribution considéré au paragraphe précédent, nous obtenons dans le cas du défaut biphasé-terre les résultats suivants :

$$(51) \quad \underline{I}_f = \underline{I}_N + \underline{I}_C = -\frac{V_{rsd}}{2Z_N} - jC\omega V_{rsd}$$

Avec  $\underline{I}_C = \underline{I}_{C(1)} + \underline{I}_{C(0)}$

Où  $I_C$ : courant capacitif total du réseau.

$I_{C(1)}$ : courant capacitif total du départ considéré.

$I_{C(0)}$ : courant capacitif total des autres départs dans le réseau.

Le courant capacitif fourni par la partie du départ en aval du point (i) est:

$$\underline{I}_{C(i)} = \underline{I}_{C(1)}(i) = -jC_{(i)}\omega V_{T1} = -jC_{(i)}\omega 2V_1 = -jC_{(i)}\omega V_{rsd} \quad (52)$$

Le courant capacitif total :

$$\underline{I}_C = \underline{I}_{C(1)} + \underline{I}_{C(0)} \quad (53)$$

$$\underline{I}_C = -j(C_{(0)} + C_{(1)})\omega V_{rsd} = -jC\omega V_{rsd} \quad (54)$$

Les courants résiduels aux points repérés sur la Figure 18 sont :

$$\underline{I}_{rsd(0)} = -\underline{I}_{C(0)} = jC_{(0)}\omega V_{rsd} \quad (55)$$

$$\underline{I}_{rsd(2)} = -\underline{I}_{C(2)} = jC_{(2)}\omega V_{rsd} \quad (56)$$

$$\underline{I}_{rsd(4)} = -\underline{I}_{C(4)} = jC_{(4)}\omega V_{rsd} \quad (57)$$

$$\underline{I}_{rsd(1)} = \underline{I}_f = \underline{I}_N + \underline{I}_{C(1)} = (\underline{I}_N - jC\omega V_{rsd}) + jC_{(1)}\omega V_{rsd} = \underline{I}_N - j(C - C_{(1)})\omega V_{rsd} = \underline{I}_N - jC_{(0)}\omega V_{rsd} \quad (58)$$

$$\underline{I}_{rsd(3)} = \underline{I}_f = \underline{I}_N + \underline{I}_{C(3)} = (\underline{I}_N - jC\omega V_{rsd}) + jC_{(3)}\omega V_{rsd} = \underline{I}_N - j(C - C_{(3)})\omega V_{rsd} \quad (59)$$

$$\underline{I}_{rsd(5)} = \underline{I}_f = \underline{I}_N + \underline{I}_{C(5)} = (\underline{I}_N - jC\omega V_{rsd}) + jC_{(5)}\omega V_{rsd} = \underline{I}_N - j(C - C_{(5)})\omega V_{rsd}. \quad (60)$$

### 3. Introduction aux Systèmes Multi-Agents

Depuis au moins le premier siècle avant notre ère, l'homme s'est penché sur la création de machines capables d'imiter le raisonnement humain. Le terme « intelligence artificielle » a été créé plus récemment, en 1955 par John McCarthy.

De nos jours, êtres humains et machines génèrent des données plus vite qu'il n'est humainement possible de les absorber et de les interpréter pour prendre des décisions complexes, il existe une catégorie de systèmes de simulation inspirés de la nature et particulièrement adaptés à de nombreuses problématiques en électricité : les Systèmes Multi-Agents. Ces systèmes sont composés d'entités autonomes (les agents) qui interagissent entre eux et avec un environnement dans lequel elles évoluent.

L'objectif de ce chapitre conclusif est d'implémenter et tester la solution proposée pour la détection des défauts dans les réseaux de distribution d'énergie utilisant les systèmes Multi-Agents.

#### 3.1 Définition

Les Systèmes Multi-Agents (SMA) comportent plusieurs agents qui interagissent entre eux dans un environnement Commun. Certains de ces agents peuvent être des personnes ou leur représentants (avatars), logiciels, des système cyber-physique ou même des machines mécaniques. En effet, un SMA est un ralliement d'agents dont chacun est pourvu d'une ou de plusieurs compétences élémentaires.

En d'autres termes, on répand l'intelligence à tout agent autonome n'ayant qu'une vision locale du problème ou une tâche élémentaire d'un travail à réaliser.

Un système Multi Agent est un système formé des éléments suivants :

- Un environnement est une aire possédant habituellement une métrique.
- Un ensemble d'objets qui sont positionnés dans l'espace sont passifs et capables d'être perçus, anéantis, conçus et transformés par les agents.

- Un groupe d'agents qui sont les entités actives du système.
- Un ensemble de relations qui associent les objets entre eux.

Les agents sont aptes à passer à l'action, à examiner la situation et à raisonner comme dans les systèmes d'Intelligence Artificielle classique. Etant un concept primordial pour les SMA, l'action, s'appuie sur le fait que les agents réalisent des tâches qui vont amener l'environnement des agents ainsi que leurs futures décisions prises à se modifier.

### 3.2 Domaines d'application

Les SMA sont pluridisciplinaires, ils ont pu se frayer une place dans les systèmes Manufacturiers, les systèmes financiers, les loisirs, les télécommunications, les systèmes embarqués, ainsi que maintes applications. On utilise les SMA, à titre d'exemple, dans le domaine du Grid Computing où des machines localisées sur internet communiquent, se partagent des tâches de calcul et de gestion de données.

### 3.3 Concept de l'agent

#### 3.3.1 Définition

Un agent est une entité réelle ou virtuelle, dont le comportement est autonome, L'agent est une entité réelle ou virtuelle qui peuvent communiquer avec d'autre agent, possède des compétences et des comportements, offre des services, interagir dans un environnement

Le processus de fonctionnement de l'agent comprend donc trois phases successives :

- Une phase de perception qui permet d'élaborer une idée sur l'état actuel de l'environnement via un ensemble de capteurs.
- Une phase de délibération qui permet de décider quelle action à exécuter suivant l'état de l'environnement et l'état interne de l'agent, c'est à ce niveau que le comportement de l'agent est décrit donc c'est la phase la plus importante.
- Et finalement la phase d'action, c'est l'exécution de l'action par l'actionneur correspondant, l'exécution qui va apporter des modifications sur l'état de l'environnement et sur l'état de l'agent.

#### 3.3.2 Caractéristique

Les différentes caractéristiques de l'entité agent peuvent être résumées dans la définition suivante : « un agent est un système informatique situé dans un environnement, et qui agit de façon autonome et flexible pour atteindre les objectifs pour lesquels il a été conçu ».

**L'autonomie**. L'agent est capable d'agir sans l'intervention d'un tiers (humain ou agent) et contrôle ses propres actions ainsi que son état interne ; en d'autres termes, les agents sont dits autonomes dans le sens où le créateur du système ne pilote pas leur comportement. C'est l'agent qui décide de ses actions par rapport à un éventail de possibilités données.

**La situation** les agents sont situés dans un environnement contenant également des entités passives, manipulées par les agents (par exemple, des ressources, des données, des objets physiques...) et communément appelées objets.

L'agent est capable d'agir sur son environnement à partir des entrées sensorielles qu'il reçoit de ce même environnement.

**La réflexibilité**. L'agent est capable de réaliser des actions d'une façon autonome et réflexible afin d'atteindre les objectifs qui lui ont été fixés.

Les Systèmes Multi-Agents comme des systèmes composés des éléments suivants :

- ✓ **Un environnement**

C'est-à-dire un espace disposant généralement d'une métrique.

✓ **Un ensemble d'objets**

Situés dans cet environnement cela signifie que pour tout objet il est possible à un moment donné d'associer une position, ces objets sont passifs, c'est-à-dire qu'ils peuvent être créés, détruits, manipulés et perçus par les agents.

✓ **Un ensemble d'agents**

Ce sont des objets particuliers, ils représentent les entités actives du système.

✓ **Un ensemble de relations**

Qui unissent les objets entre eux.

✓ **Un ensemble d'opérations**

Ce sont les différents types de manipulation qu'appliquent les agents sur les objets du Système et qui sont en générale : perception production, consommation, transformation...etc.

Les Systèmes Multi-Agents possèdent en plus des avantages traditionnels de la résolution distribuée des problèmes comme la modularité la rapidité et la fiabilité due à la redondance, l'avantage de faire intervenir des schémas d'interaction sophistiqués qui incluent la coopération, la coordination et la négociation qui sont généralement assurés par une communication entre les différents participant.

## 4. Conclusion

Les Systèmes Multi-Agents (SMA) représentent actuellement un domaine très actif et largement appliqué. Ils proposent une nouvelle approche de l'informatique qui se situe comme un prolongement et une extension de la notion d'objet. En mettant l'accent sur l'interaction et la satisfaction individuelle, ils s'interdisent de penser le global centralisé. Dans un SMA, tout est distribué, réparti : la connaissance, le contrôle, les compétences, l'activité, la planification, etc. De ce fait, les SMA s'adaptent bien aux systèmes complexes et ouverts où il est difficile de tout décrire à l'avance. La localité est ainsi un gage de performance et d'adaptabilité.

La question qui se pose est : comment crée un réseau intelligent qui sert à détecter et localiser les défauts d'une façon rapide et qui assure la reprise de service ?

## Chapitre IV : Implémentation de la solution proposée pour la détection de défaut dans le réseau de distribution d'énergie avec JADE en utilisant les systèmes multi-agents

### 1. Introduction

Le rôle d'un agent, selon les définitions précédentes, consiste soit à chercher des informations pour un internaute soit à enregistrer ses pratiques de navigation. Pour la solution proposée, j'ai utilisé les systèmes multi agents, pour optimiser le temps de recherche de défaut dans les réseaux électrique. Cette dernière partie a pour objectif premier, de créer une application système multi-agents qui permet de contrôler et d'afficher les résultats de l'acquisition des données. Le deuxième objectif est la présentation des résultats des tests effectués sur le réseau électrique de la RADEEF.

### 2. Présentation de l'application

#### 2.1 Topologie du réseau utilisé

La figure suivante illustre la topologie du réseau dont nous nous sommes servis, composée d'un agent manager et quelque postes agents.

L'agent manager va initier des négociations avec les postes agents qui possèdent l'ensemble des informations (les états, les valeurs des courants et le type de défaut détecté). (Voir (Figure19))



*Figure 18 : Topologie du réseau*

#### 2.2 Outils utilisés pour l'implémentation de l'application

Pour l'implémentation d'un système multi-agent, nous devons utiliser une plate-forme multi-agent spécifique qui nous permette la construction et la mise en service d'agents au sein d'un environnement particulier. Dans le cadre de notre application, nous avons opté, parmi plusieurs plates-formes pour « JADE » (Java Agent Development Framework) en raison de sa simplicité d'utilisation. De plus, notre application se constitue de plusieurs agents : un agent par Manager et un agent pour chaque poste.

## 1. JADE

JADE est une plate-forme multi-agent créée par le laboratoire TILAB et décrite par Bellifemine et al. JADE permet le développement de systèmes multi-agents et d'applications conformes aux normes FIPA (Fondation for Intelligent Physical Agents). Elle est implémentée en JAVA et fournit des classes qui implémentent « JESS » pour la définition du comportement des agents. JADE possède trois modules principaux (nécessaire aux normes FIPA).

**DF « Director Facilitator »** pourvoit un service de « pages jaunes » à la plate-forme.

**ACC « Agent Communication Channel »** gère la communication entre les agents.

**AMS « Agent Management System »** supervise l'enregistrement des agents, leur authentification, leur accès et l'utilisation du système.

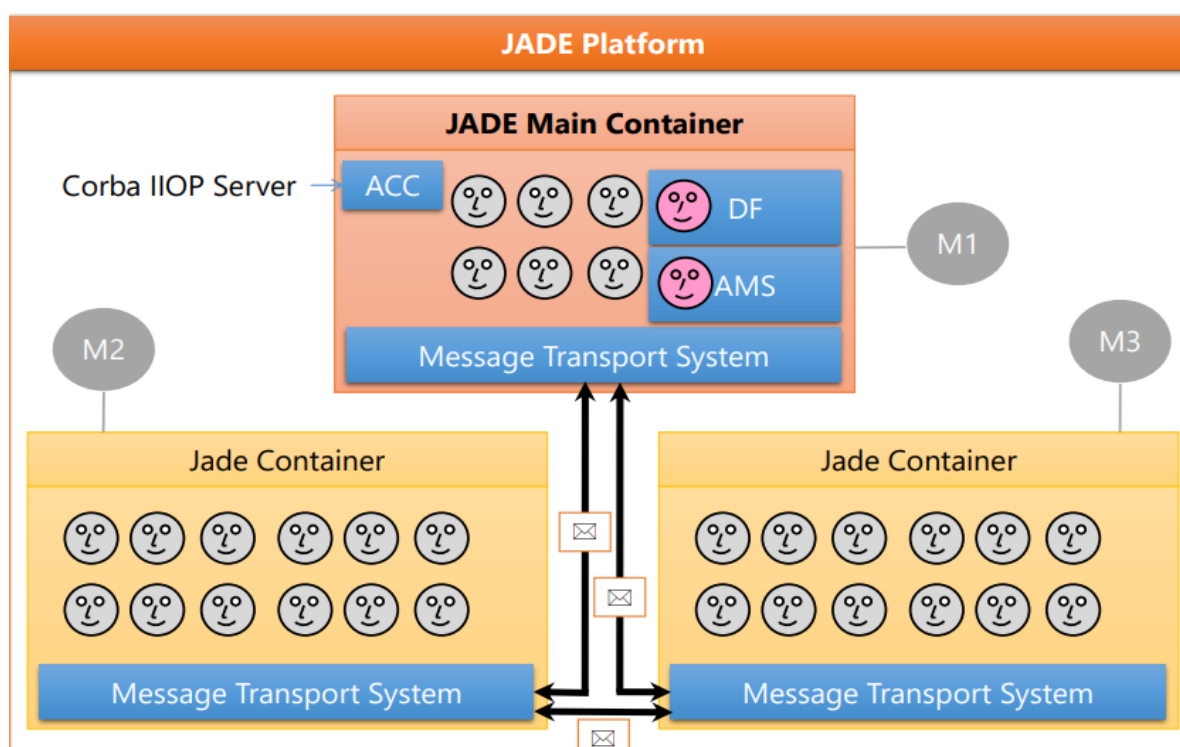
Ainsi, que d'autres modules

**Un run time Environnement :** l'environnement où les agents peuvent vivre. Il doit être activé pour pouvoir lancer les agents.

Une librairie de classes : que les développeurs utilisent pour écrire leurs agents.

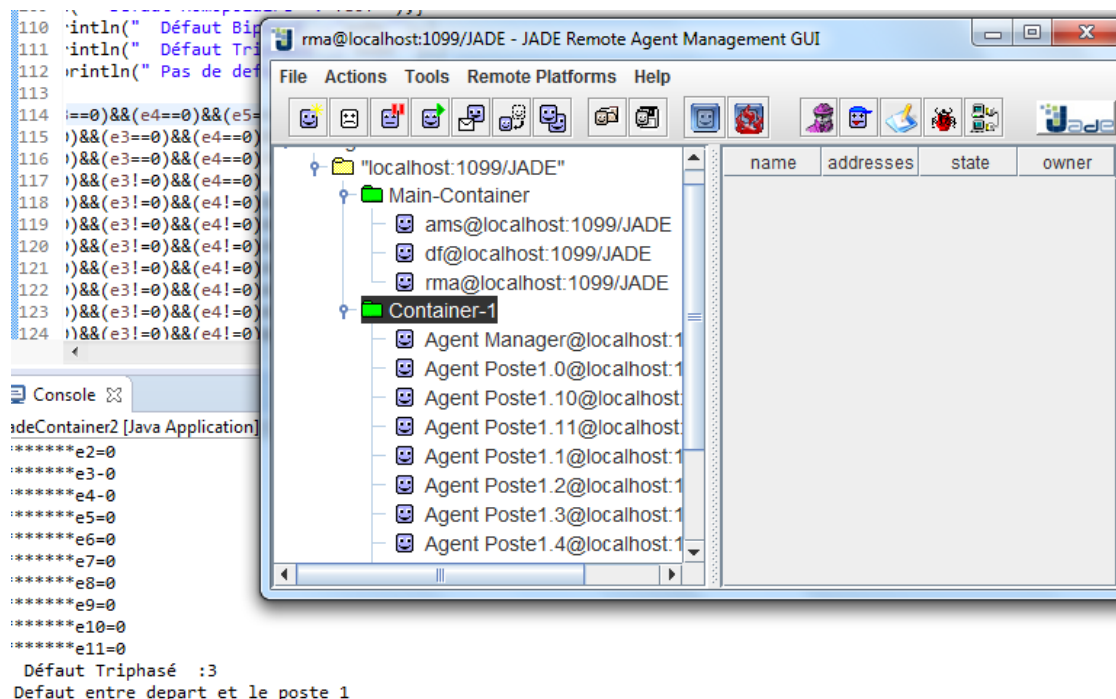
Une suite d'outils graphiques : qui facilitent le débogage, la gestion et la supervision de la plate-forme des agents.

**-JADE plateforme :**



*Figure19 : JADE plateforme*

**-JADE GUI :** permet d'ouvrir la fenêtre suivante (voir (Figure20))



*Figure 20 : Interface graphique (JADE GUI)*

**Dummy Agent (DA) :** cet outil offre la liberté aux utilisateurs d'interagir avec les agents JADE d'une façon particulière. L'interface permet la composition et l'envoi de messages ACL, et maintient une liste de messages ACL envoyés et reçus.

**Sniffer Agent (SA) :** quand un utilisateur décide d'épier un agent ou un groupe d'agents, il se sert d'un agent Sniffer. Chaque message partant ou allant vers ce groupe est capté et affiché sur l'interface du sniffer. L'utilisateur peut voir et enregistrer tous les messages, pour éventuellement les analyser plus tard.

**Inspector Agent :** Cet agent permet de gérer et de contrôler le cycle de vie d'un agent s'exécutant et de la file de ses messages envoyés et reçus.

## **2. JFreechart :**

**JFreeChart** est une API Java open source sous licence LGPL (Lesser General Public Licence) qui permet d'afficher des données statistiques sous la forme de graphiques et de diagrammes de très bonne qualité. Elle possède plusieurs formats dont le camembert, les barres ou les lignes et propose de nombreuses options de configuration pour personnaliser le rendu des graphiques. Elle peut s'utiliser dans des applications standalone ou des applications web et permet également d'exporter le graphique sous la forme d'une image.

## **3. JEXCEL :**

JExcel est une API Java open source sous licence LGPL (Lesser General Public Licence) qui permet de lire et écrire un fichier Excel avec java.

## 2.3 Description de l'application

Dans cette section, nous allons décrire le fonctionnement de notre application, les configurations faites ainsi que les résultats obtenus. Nous serons amenés à parler aussi au sujet des comparaisons effectuées avec l'état actuel du réseau électrique.

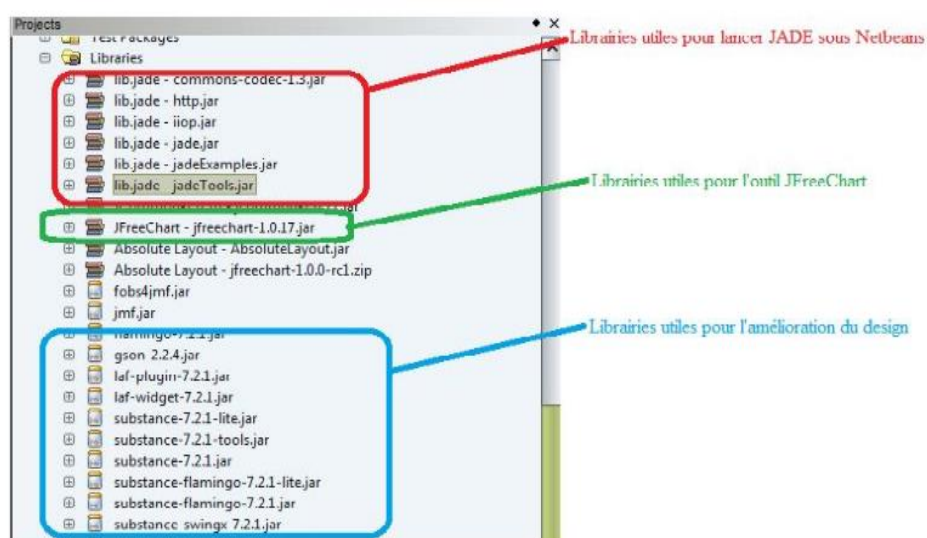
La réalisation de cette application a été faite sous Eclipse version 2022-03 en se basant sur JADE version 4.3.1 avec l'utilisation de l'outil JFreeChart version 1.0.17 pour créer des graphiques et des diagrammes de très bonne qualité, aussi, l'utilisation de l'outil JExcel pour lire les trois courants de phase de chaque poste à partir du fichier Excel.

## 2.4 Les bibliothèques utilisées

Les bibliothèques utilisées pour configurer la plateforme JADE

Les bibliothèques utilisées pour configurer l'outil JFreeChart.

Les bibliothèques utilisées pour configurer l'outil JFreeExcel. (Voir (Figure21))



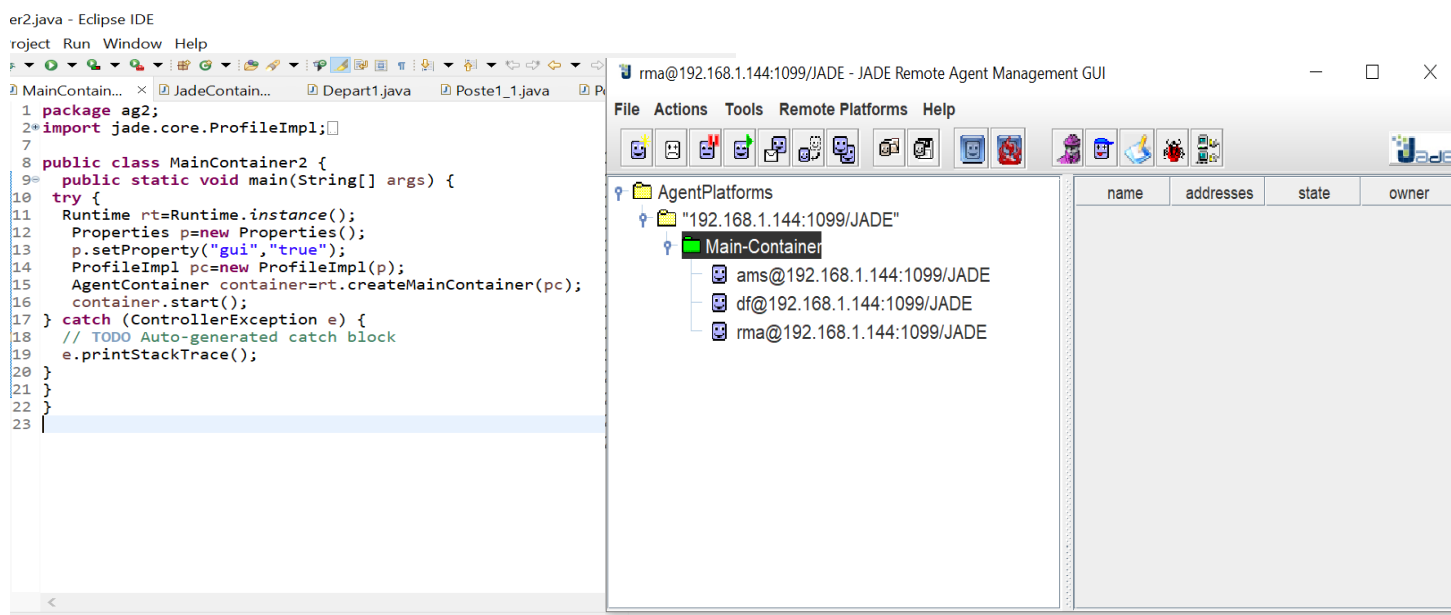
*Figure21 : Bibliothèques utilisées*

## 2.5 Mis en œuvre les Systèmes multi-agent avec la plateforme JADE

### 2.5.1 Démarrer le MainContainer avec l'application JAVA

MainContainer : C'est le conteneur principal qui doit toujours être en activité pour que les autres conteneurs peuvent démarrer. (Voir la (Figure22))



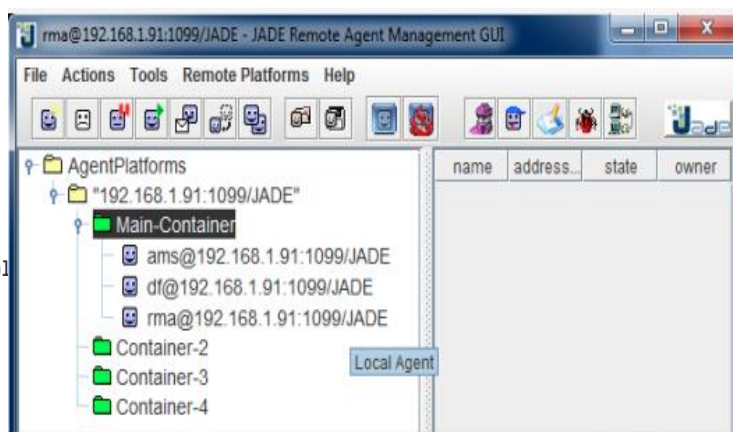


*Figure22 : Démarrer le MainContainer avec l'application JAVA*

### 2.5.2. Démarrer un AgentContainer avec l'application JAVA

Un AgentContainer c'est l'environnement où on peut déployer des agents. ((Figure23))

```
import jade.core.ProfileImpl;
import jade.core.Runtime;
import jade.wrapper.AgentContainer;
public class Container {
    public static void main(String[] args) {
        try {
            Runtime runtime=Runtime.instance();
            ProfileImpl profileImpl=new ProfileImpl(false);
            profileImpl.setParameter(ProfileImpl.MAIN_HOST,"localhost");
            AgentContainer agentContainer=runtime.createAgentContainer(profileImpl);
            agentContainer.start();
        } catch (Exception e) { e.printStackTrace(); }
    }
}
```

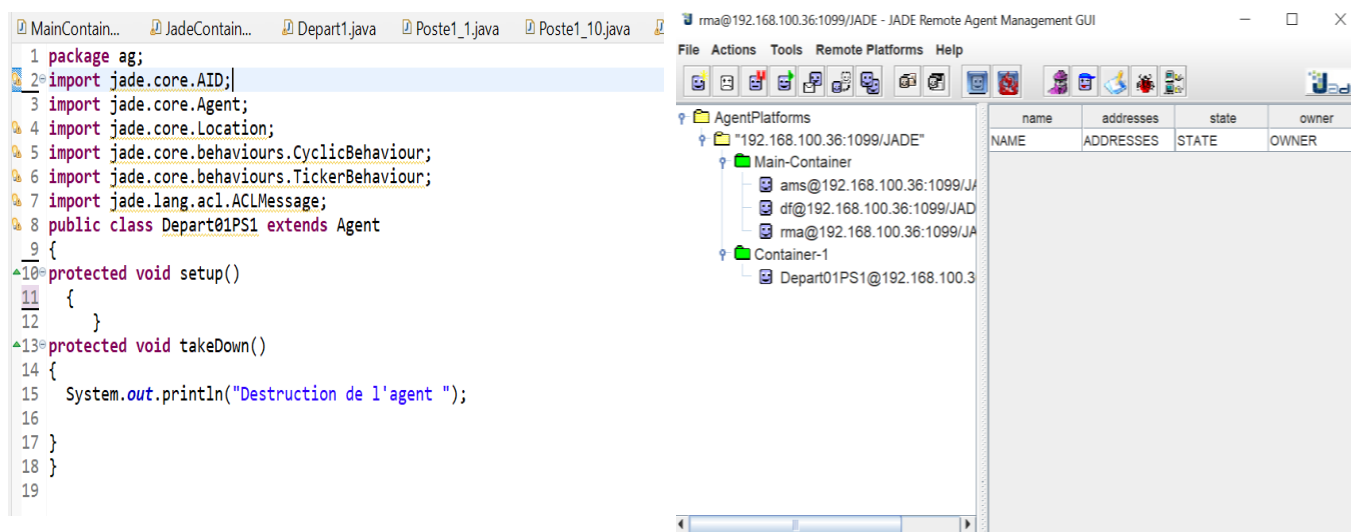


*Figure23: Démarrer un AgentContainer avec l'application JAVA*

### 2.5.3. La création des agents

- **Un agent JADE :** est une entité réelle ou virtuelle, qui agit d'une façon autonome, peut communiquer avec d'autres agents, doté de capacités semblable aux êtres vivants. ((Figure24))

Le processus de fonctionnement de l'agent comprend donc trois phases successives :

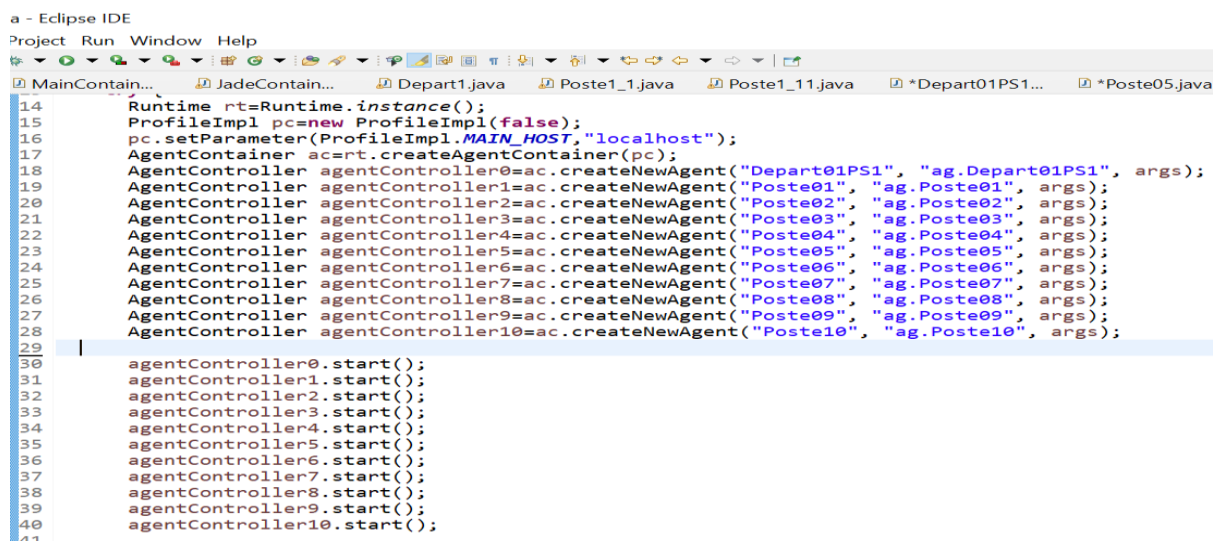


*Figure24 : la création d'un agent*

#### 2.5.4. Déployer l'agent sur la ligne de commande

Déployer un agent sur la ligne de commande c'est de le mettre prêt pour la commande et les ordres donner.

Pour déployer l'agent dans un container sur la ligne de commande (figure 25) :



*Figure25 : Déployer des agents*

#### 2.5.5. Affecter le comportement à un agent

Les comportements « Behaviours » définissent le comportement de l'agent, l'ajout d'un comportement est réalisé par la méthode « addBehaviour ».

L'agent peut exécuter plusieurs Behaviours simultanément en choisissant un bon mécanisme de passation d'un Behaviour à un autre (c'est à la charge du programmeur et non pas à la charge du JADE). (Voir (Figure26))

```

    addBehaviour(new TickerBehaviour(this,10000){
        private int compteur=0;
        protected void onTick(){
            ++compteur;
        }
    });

```

*Figure26 : Affectation d'un comportement pour un agent*

### 2.5.6. La communication entre les agents

La communication est l'un des concepts pertinents dans les systèmes multi-agents.

Comme chez les humains, la communication est à la base de l'interaction et de l'organisation sociale, elle permet aux agents de coopérer, négocier, échanger des informations et effectuer des tâches en commun. Sans communication,

On distingue essentiellement deux modèles de communication :

- Communication par partage d'information.
- Communication par envoi de message.

#### Communication par envoi de messages

Les systèmes multi-agents fondés sur la communication par envoi de messages se caractérisent par le fait que chaque agent possède une représentation propre et locale de l'environnement qui l'entoure. Chaque agent va alors interroger les autres agents sur cet environnement ou leur envoyer des informations sur sa propre perception des choses. La communication se fait soit en mode point à point, soit en mode par diffusion.

#### L'envoi d'un message (Figure27)

```

62  ACLMessage msg=receive();
63  if(msg!=null){
64  if ( ((a1>60)&&(b1<=60)&&(c1<=60))||((a1<=60)&&(b1>60)&&(c1<=60))||((a1<=60)&&(b1<=60)&&(c1>60)) ){
65      e1=1;
66      ACLMessage etat1 = new ACLMessage(ACLMessage.INFORM);
67      etat1.addReceiver(new AID("Agent Manager", AID.ISLOCALNAME));
68      etat1.setContent("Poste1_"+e1+"");
69
70      send(etat1);
71  }
72

```

*Figure27 : L'envoi d'un message*

#### La réception d'un message (Figure28)

```

1  //compteur ;
2  ACLMessage etat5=receive();
3  if (etat5!=null) {
4      JOptionPane.showMessageDialog(null,"Message recieved"+etat5.getContent());
5  }else block();
5

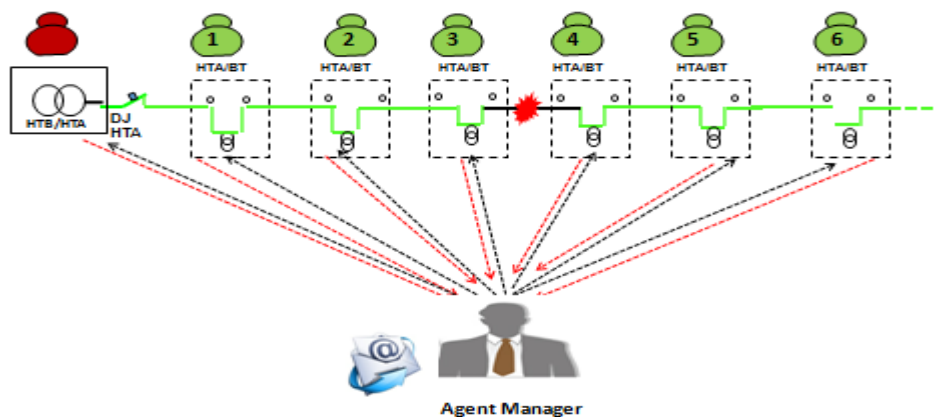
```

*Figure28 : La réception d'un message*

## 2.1 Application

Au niveau de l'application le courant de seuil est de 60A, ainsi, elle se compose d'un seul agent Manager et de 11 Postes agents. Chaque poste agent détient des informations sur les paramètres suivants : L'état de l'interrupteur, le type de défaut et les valeurs des courants.

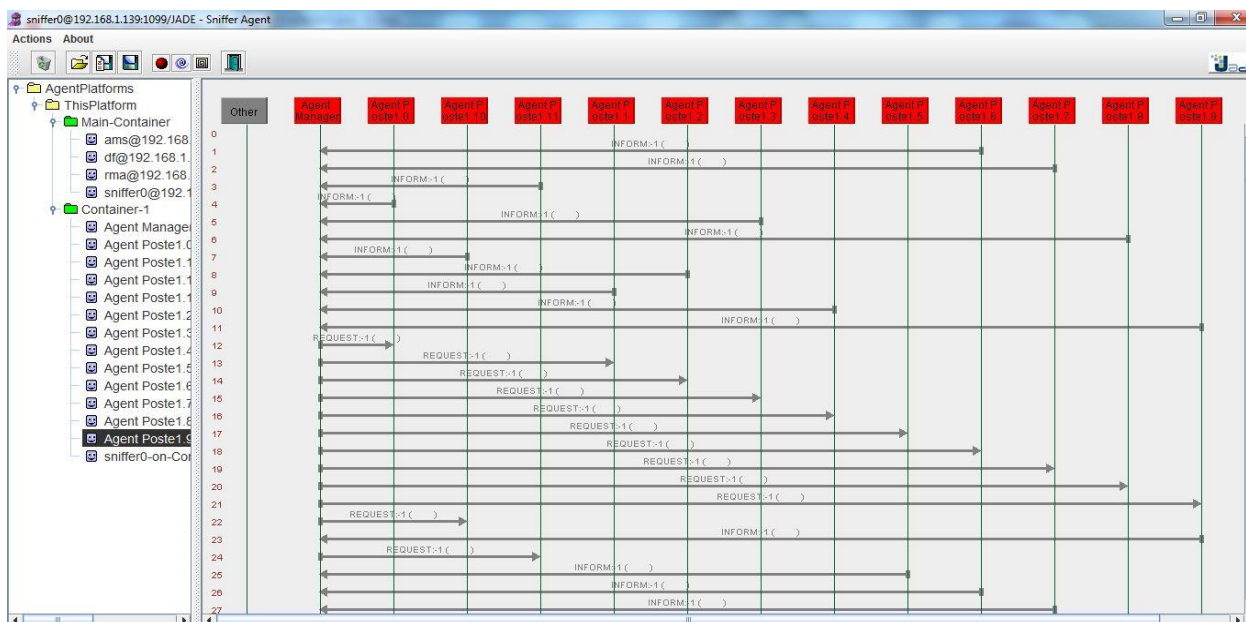
Au lancement de la simulation, l'agent manager envoie un message à tous les postes agents afin de leur demander les informations, ces informations sont traitées par le manager, ce dernier détecte, localise le défaut et commande les postes pour changer l'état (ouverture/fermeture) (voir la figure suivant).



*Figure 29 : Architecture de réseau à base de Système Multi-Agents*

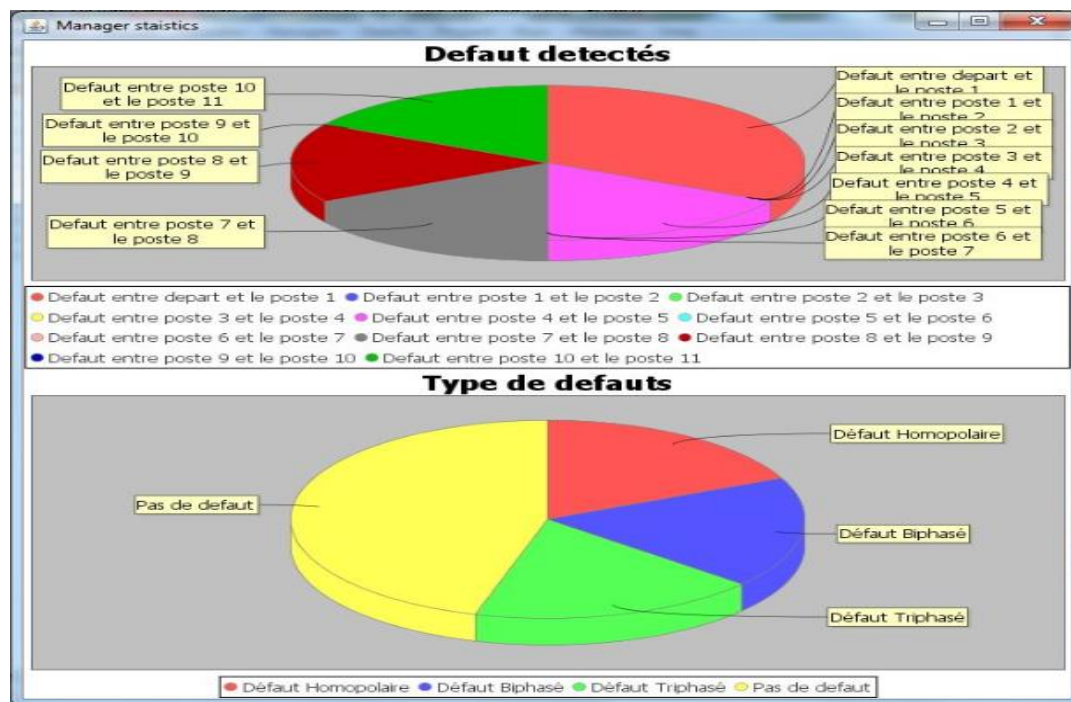
Notre application rassemble les éléments suivants :

**Agent sniffer :** Pour afficher les interactions entre l'agent manager et les postes agents. Voir (Figure29)



*Figure 30 : Agent sniffer*

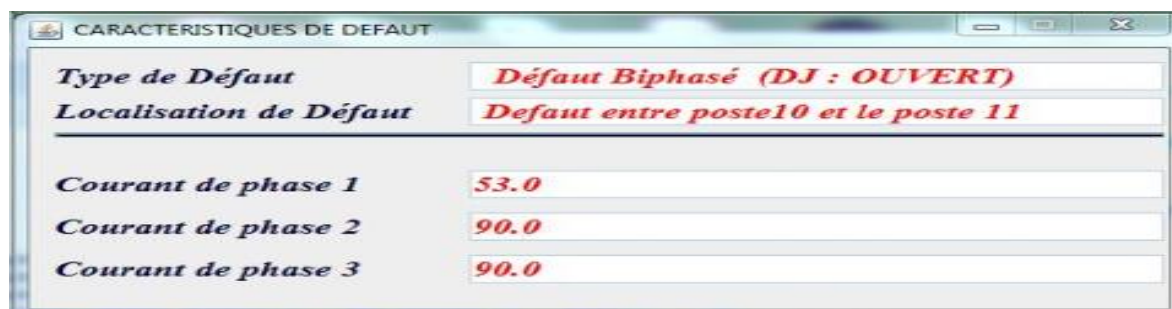
**L'histogramme :** pour afficher le nombre de chaque type de défauts détectés et les le nombre des défauts détectés entre les postes(Figure 30).



*Figure 31 : Diagramme des statistiques*

**Interface graphique :** joue le rôle de l'afficheur qui affiche (Figure 31) :

- le type de défaut l'état du disjoncteur (fermé ou ouvert).
- Localisation du défaut.
- Les courants des trois phases du Départ.



*Figure 32 : Interface graphique*

### 3 Etude comparative

Dans cette section, nous allons élaborer une comparaison entre les résultats obtenus avec cette solution proposée (réseau électrique intelligent), et ceux obtenus avec le réseau classique.

Critères de comparaison	Réseau actuel de la RADEEF	Réseau à base des systèmes multi-agents
Détection de défaut	Ça dépend des capteurs de défaut utilisé	Ouvert à utiliser les 2 méthodes de détection à la fois
Temps de Localisation du défaut	De 15 min à 30 min	Instantané
Les avantages	-	Autonome, Intelligent Temps de localisation est instantané Génère des statistiques
Communication entre le manager et les Postes		Bidirectionnel

*Tableau d'étude comparative*

## 4 Conclusion

Dans ce chapitre, mon ambition était de présenter, principalement, la solution proposée des Systèmes Multi-Agents pour la détection des défauts, pour cela nous avons divisés ce chapitre en deux sections :

La première était destinée à définir le Système Multi-Agents, et à expliquer son principe de fonctionnement, ainsi que les différents moyens de partage des informations entre les agents.

Dans la deuxième, nous avons démontrés les résultats de simulation de l'application proposée que nous avons obtenu pour le réseau de distribution HTA.

Après, nous avons fait une étude comparative entre la méthode actuelle utilisé à la RADEEF et cette méthode proposé.

## Conclusion générale

Le sujet de ce projet porte sur la localisation des défauts dans les réseaux de distribution d'énergie en se fondant sur les Systèmes Multi-Agents à partir des mesures des courants au niveau des postes sources.

Dans ce projet, nous avons tout d'abord, défini l'architecture détaillée d'un réseau de distribution en étant un élément très important dans la chaîne du flux d'énergie électrique, et les différents types de structures des réseaux. Une liste des défauts qui peuvent intervenir dans les réseaux HTA est présentée. Puis nous avons précisés les origines, la nature, les types, la modélisation des défauts.

Ensuite, nous avons abordés les cycles actuels de détection et d'élimination des défauts, en particulier ceux qui utilisent les Indicateurs de Passage de Défaut (IPD) qui sont des appareils de détection de défaut largement utilisés dans les réseaux de distribution d'aujourd'hui. Enfin, nous avons implémentés et présentés la solution proposée.

Au terme de ce travail élaboré dans le cadre de mon projet, nous considérons que l'utilisation des Systèmes Multi-Agents été bénéfique vu qu'il m'a permis de consolider mes connaissances vers la conception d'une application utile dans le domaine d'électricité.

En effet, l'apport de mon projet se résume surtout dans la découverte d'un nouveau domaine vaste et innovant et la familiarisation avec les techniques de développement qui m'a permis d'améliorer mes compétences et mes acquis en ce qui concerne la programmation.

Comme la compréhension et la maîtrise du domaine de l'électricité et les systèmes intelligents était mon premier objectif dans cette formation. Ce stage à été pour moi, une occasion pour avancer avec un grand pas vers cet objectif, appliquer mes acquis dans un travail concret et me confronter à plusieurs défis au cours de cette réalisation que ce soit technique ou organisationnel.

## Références

- ✚ Sansonnet Jean-Paul, Plates-formes des systèmes multi-agents, Disponible sur : [http://perso.limsi.fr/jps/enseignement/examsma/2005/1.plateformes\\_2/SAIDNA%20Said/Jade.htm](http://perso.limsi.fr/jps/enseignement/examsma/2005/1.plateformes_2/SAIDNA%20Said/Jade.htm).
- ✚ JADE (Java Agent DEvelopment Framework) disponible à <http://jade.tilab.com/>
- ✚ A.B. Ocnasu, «Evaluation de la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution par la simulation Monte Carlo : application à des stratégies de maintenance optimales», Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble soutenue le 10 octobre 2008 .
- ✚ Benaouda, A., Zerhouni, N., & Varnier, C. (2006). Une approche multi-agents coopératifs pour la gestion des ressources matérielles dans un contexte multi-sites de e-manufacturing. In 6ème Conférence Francophone de Modélisation et Simulation, MOSIM'06. Modélisation, Optimisation et Simulation des systèmes: défis et opportunités. (No. sur CD ROM)
- ✚ [4] Cong Duc PHAM, « Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée », Rapport de projet fin d'étude 2004/2005 Institut National Polytechnique de Grenoble
- ✚ Brakni Ilhem, Planification multi-agents pour la composition dynamique, Projet de Fin d'Etude, Université de Tébessa -Algerie-, 2010. Disponible sur le site : [http://www.memoireonline.com/08/11/4782/m\\_Planification-multi-agents-pour-lacomposition-dynamique40.html](http://www.memoireonline.com/08/11/4782/m_Planification-multi-agents-pour-lacomposition-dynamique40.html), consulté le 28/05/2014