

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

Université A.MIRA-BEJAIA

Faculté de Technologie
Département de Génie
Electrique



Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique

Option : Réseaux Électriques

Thème:

**Impact de la production décentralisée sur le
plan de protection dans les réseaux de
distribution**

Préparé par :

M^{me}. BENMEDDOUR Sassa

M^{me}. TOUAHRIA Wissam

Encadré par :

M^{me}. N.AOUZELLAG

M. M.KHIARI

Année Universitaire : 2019/2020



Remerciements

On tient tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous 'a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

Nos sincère remerciements pour notre encadreur Mme N.AOUZELLAG, et également, et notre co-encadreur M. M.KHIARI pour leurs disponibilités, leurs conseils lucides et pertinents, leurs patiences et leurs précieux suivis durant toute la période du travail.

A l'issue de notre stage, nous remercions tout le personnel de la direction de distribution de l'électricité et du gaz de Bejaia pour leurs orientations et accueil sympathique lors de la période du stage.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail en acceptant d'examiner notre mémoire et de l'enrichir par leurs recommandations.

Nous remercions également tous les enseignants de département Génie Electrique de l'université de Bejaïa qui ont participé à notre formation pendant tout le cycle universitaire.

Nous exprimons nos profonds remerciements et tous nos respects pour nos très chers parents, qui nous ont éduqué, encadré et soutenu par tous les moyens, jours après jours, depuis notre naissance jusqu'à ce jour-là.

DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail :

A mes parents

A mes chères Sœurs

A toute ma famille

A tous mes amis.

A ma binôme **Wissam** et qu'à toute sa famille

Et à tous mes amis de près ou de loin.

BENMEDDOUR Sassa

DEDICACE

je dédie mes meilleurs vœux

À mes très chers parents, à qui je n'arriverai jamais à exprimer ma gratitude et ma reconnaissance, pour leurs amours leurs soutiens tout au long de ma vie ;

À mes chers frères **Ghilas** et **Samir**, chères sœurs **Zina**, **Ouardia** et **Fouzia** ;

À toute la famille (**TOUAHRIA**, **BOULKARIA**).

À la mémoire de mon cher oncle (**DADA ALI**), et ma chère grande mère (**YAMMA KOKO**) ;

À mami **Abla** et papi **khaled** ;

À Mon fiancé pour ses encouragements ;

À mon frère **Sido**, tu seras le prochain;

À ma binôme **BENMEDDOUR Sassa**, et mes meilleurs amis ;

À toute la promotion d'électrotechnique sans exceptions ;

À tous ceux qui me connaissent de près ou de loin ;

À tous ceux qu'ils ont aimé me voir à ce jour-là.

TOUAHRIA Wissam

Sommaire

| | |
|---|----|
| Introduction générale | 1 |
| Chapitre I: État de l'art sur les réseaux de distribution | |
| I.1. Introduction..... | 3 |
| I.2. Fonctionnement d'un système électrique vertical | 3 |
| I.2.1. Production | 3 |
| I.2.2. Réseau électrique | 3 |
| I.2.2.1 Niveau de tension des réseaux électriques | 3 |
| I.2.2.2 Topologie des réseaux électriques..... | 4 |
| I.2.2.3. Structure des réseaux électriques | 5 |
| I.2.3. Consommation | 6 |
| I.3. Caractéristiques techniques des réseaux de distribution..... | 7 |
| I.3.1. Postes sources HTB/HTA | 7 |
| I.3.2. Lignes et départ HTA..... | 8 |
| I.3.3. Poste HTA/BT..... | 9 |
| I.3.4. Réseau BT..... | 11 |
| I.4. Conclusion | 11 |
| Chapitre II: Principes généraux du plan de protection dans les réseaux de distribution | |
| II.1. Introduction | 12 |
| II.2. Différents types de défaut..... | 12 |
| II.2.1. Courts circuits..... | 12 |
| II.2.1.1. Origines des courts circuits | 12 |
| II.2.1.2. Caractéristiques des courts circuits | 13 |
| II.2.2. Surcharges..... | 14 |
| II.2.3. Surtensions..... | 14 |
| II.2.3.1. Types des surtensions..... | 14 |
| II.3. Système de protection | 15 |
| II.3.1. Constitution du système de protection..... | 15 |
| II.3.1.1. Transformateurs de mesure | 15 |
| II.3.1.2. Relais de protection..... | 17 |

| | |
|---|----|
| II.3.1.3.Appareillages de coupure..... | 17 |
| II.3.2. Qualités principales d'un système de protection | 17 |
| II.3.2.1. Rapidité..... | 17 |
| II.3.2.2. Sélectivité..... | 17 |
| II.3.2.3. Sensibilité..... | 18 |
| II.3.2.4. Fiabilité | 19 |
| II.3.3. Différents types de protection..... | 19 |
| II.4. Conclusion..... | 23 |

Chapitre III: Production décentralisée et ses impacts sur le réseau de distribution

| | |
|--|----|
| III.1. Introduction..... | 24 |
| III.2. Productions décentralisées | 24 |
| III.3. Différents types de productions décentralisées | 25 |
| III.3.1. Classifications en fonction du type de source d'énergie utilisée..... | 25 |
| III.3.2. Classifications en fonction du type de puissance délivrée | 25 |
| III.4. Intégration de la GED sur les réseaux de distribution | 25 |
| III.4.1. Conditions techniques de raccordement..... | 25 |
| III.4.1.1 Type de raccordement..... | 25 |
| III.4.1.2 Tension au point de raccordement..... | 26 |
| III.4.1.3.Tenue en fréquence..... | 26 |
| III.4.1.4 Tenue en tension | 27 |
| III.4.2. Impacts de la GED sur les réseaux de distribution..... | 28 |
| III.6. Conclusion | 33 |

Chapitre IV: calcul de l'écoulement de puissances et simulation numérique

| | |
|---|----|
| IV.1.Introduction..... | 35 |
| IV.2. Calcul de l'écoulement de puissances | 35 |
| IV.2.1 Méthode de calcul de l'écoulement de puissances dans un réseau de distribution radial..... | 35 |
| IV.2.1.1 Construction de la Matrice [BIBC] | 35 |
| IV.2.1.2 Construction de la matrice [BCBV] | 37 |
| IV.2.1.3 Développement de la méthode | 38 |
| IV.2.1.4 Algorithme de la méthode | 38 |
| IV.3. Présentation du réseau étudié..... | 39 |

| | |
|---|-----------|
| IV.4.Plan de travail pour le calcul de l'écoulement de puissances | 40 |
| IV.4.1. Etat du réseau sans la présence de la production décentralisée | 40 |
| IV.4.2. Etat du réseau avec insertion d'une production décentralisée | 43 |
| IV.4.3. Calcul des courants de courts circuits pour le départ 'AMALOU' | 50 |
| IV.4.4.Réglage du relais ampèremétrique du départ 'AMALOU' | 51 |
| IV.4.4. 1. Réglage de la protection contre les défauts entre phases | 51 |
| IV.4.4. 2. Réglage de la protection contre les défauts homopolaires | 53 |
| IV.4.5 Impact de la PD sur le système de protection du départ 'AMALOU' :..... | 55 |
| IV.5.Conclusion | 59 |
| | |
| Conclusion générale | 60 |
| | |
| Bibliographie | 62 |
| | |
| Annexes | 66 |

Liste des abréviations

| | |
|-----------------|---|
| THT | Très haute tension. |
| HT | Haute tension |
| MT | Moyenne tension. |
| BT | Basse tension |
| TBT | Très basse tension |
| THT | Très haute tension. |
| HT | Haute tension |
| HTB | Réseau de haute tension de niveau B |
| HTA | Réseau de haute tension de niveau A. |
| BTB | Réseau de basse tension de niveau B |
| BTA | Réseau de basse tension de niveau A |
| CT, CS | Câble de Travail, Câble de Secours respectivement |
| NO | Normalement ouvert |
| NF | Normalement fermé |
| $\sum R$ | Somme des résistances |
| $\sum X$ | Somme des réactances |
| U_n | Tension composée entre phase |
| S_n | Puissance apparente nominale |
| Z_{cc} | Impédance équivalente à l'ensemble des impédances parcourues le courant de défaut |
| TC | Transformateurs de courant |
| TT | Transformateurs de tension |
| SF6 | Hexafluorure de soufre |
| GED | Générateurs d'énergie dispersés |
| PD | Production décentralisée |
| IEEE | L'Institute of Electrical and Electronics Engineers |
| CIGRE | International des Grands Réseaux Electriques |
| I_p | Courant primaire du transformateur de courant |
| I_s | Courant secondaire du transformateur de courant |
| V_p | Tension primaire du transformateur de tension |
| V_s | Tension secondaire du transformateur de tension |
| I_1, I_2, I_3 | Courants correspondant à la 1 ^{ère} , 2 ^{ème} et la 3 ^{ème} phase respectivement |
| I_o | Courant qui traverse la capacité d'un conducteur Pa rapport à la terre |
| I_{rsd} | Courant résiduel |
| ΔS_{ij} | Perte de puissance apparente entre les nœuds i et j |
| ΔP_{ij} | Perte de puissance active entre les nœuds i et j |

| | |
|---------------------|---|
| ΔQ_{ij} | Perte de puissance réactive entre les nœuds i et j |
| R_{ij} | Résistance d'un segment entre les nœuds i et j |
| X_{ij} | Réactance d'un segment entre les nœuds i et j |
| I_{ij} | Courants transités du nœud i à j |
| ξ | Tolérance |
| τ | Taux d'intégration |
| P_{Ch} | Puissance active demandée par les charge |
| P_{PD} | Puissance fournie par la PD |
| Z_{L_i} | Impédance de ligne i du départ 'AMALOU' |
| Z'_{L_i} | Impédance de ligne i du départ 'AKBOU2' |
| I_{ccmin} | Courant de court-circuit minimal |
| I_{ccmax} | Courant de court-circuit maximal |
| $I_{cc_triphasé}$ | Courant de court-circuit triphasé |
| $I_{cc_biphasé}$ | Courant de court-circuit biphasé |
| X_{HTB} | Réactance du réseau HTB ramenée en HTA |
| X_T | Réactance du transformateur HTB/HTA |
| X_L | Réactance de la ligne |
| R_L | Résistance de la ligne |
| S_{cc} | Puissance du court-circuit du transformateur HTB/HTA |
| U_{cc} | Tension de court-circuit du transformateur HTB/HTA |
| I_{th} | Courant thermique |
| $I_{violent}$ | Courant violent |
| I_H | Courant homopolaire |
| $L_{Câble}$ | Longueur de la ligne souterraine |
| L_{Ligne} | Longueur de la ligne aérienne |
| N_{poste} | Nombre des postes MT/BT |
| $I_{H_Câbles}$ | Courant homopolaire créé par les câbles |
| I_{H_Lignes} | Courant homopolaire créé par les lignes |
| I_{H_Poste} | Courant homopolaire créé par les postes de transformation HTA/BT |
| I_{cc_PS} | Courant de court-circuit issu du poste source |
| I_{cc_PD} | Courant de court-circuit issu de la production décentralisée |
| \bar{I}_{cc_tot} | Courant de court-circuit total issu des productions décentralisées et du poste source |
| $I_{cc_PD_{tot}}$ | Courant de court-circuit total issu des productions décentralisées |
| DR | Déclenchement-réenclechement triphasé rapide |
| Z_d | Impédance direct |

| | |
|------------------------|---|
| Z_i | Impédance indirect |
| K | Coefficient de surcharge admissible sur les Conducteurs |
| $I_{\text{surcharge}}$ | Courant de surcharge |
| C_o | Capacité d'un conducteur du départ par rapport à la terre |
| DLF | Distribution Load Flow |
| JORA | Journal Officiel de la République Algérienne |

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Fig. I. 1 : Schéma global du système électrique | 3 |
| Fig. I. 2 : Topologies des réseaux électrique | 5 |
| Fig. I. 3 : Hiérarchisation d'un réseau électrique en fonction de leurs tensions et leurs architectures | 5 |
| Fig. I. 4 : Courbe de charge de la journée du 17 juillet 2017 | 6 |
| Fig. I. 5 : Structure générale d'un réseau de distribution | 7 |
| Fig. I. 6 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA | 8 |
| Fig. I. 7 : Réseau rural de type aérien | 8 |
| Fig. I. 8 : Exploitation en boucle ouverte des réseaux de distribution souterrains | 9 |
| Fig. I. 9 : Schéma illustratif des différentes structures d'alimentation HTA/BT..... | 9 |
| Fig. I. 10 : Structure en simple dérivation | 10 |
| Fig. I. 11 : Structure en double dérivation..... | 10 |
| Fig. I. 12 : Structure en coupure d'artère..... | 11 |
| Fig. II. 1: Schéma monophasé équivalent du réseau amont en court-circuit..... | 13 |
| Fig. II. 2 : Composants d'un système de protection | 15 |
| Fig. II. 3 : Désignation des bornes du transformateur de courant..... | 16 |
| Fig. II. 4 : Désignation des bornes du transformateur de tension | 16 |
| Fig. II. 5: Représentation de la sélectivité totale | 18 |
| Fig. II. 6 : Représentation de la sélectivité partielle | 18 |
| Fig. II. 7 : Fiabilité d'une protection | 19 |
| Fig. II. 8 : Protection à temps indépendant..... | 20 |
| Fig. II. 9 : Protection à temps dépendant..... | 20 |
| Fig. II. 10 : Principe de fonctionnement de la protection différentielle..... | 21 |
| Fig. II. 11 : Illustration du rôle des protections directionnelles..... | 22 |
| Fig. II. 12 : Principe d'installation de la protection de distance | 22 |
| Fig. III. 1 : Illustration des configurations de raccordement | 26 |
| Fig. III. 2 : Profil de tenue aux creux de tension d'une installation de production synchrone | 27 |
| Fig. III. 3 : Profil de tenue aux creux de tension d'une installation de production non synchrone | 28 |
| Fig. III. 4 : Impact de la production décentralisée sur les transits de puissance..... | 28 |
| Fig. III. 5 : Principe de changement de prises | 29 |
| Fig. III. 6 : Schéma de principe d'un transformateur comportant un régleur en charge | 30 |
| Fig. III. 7 : Schémas illustratif de l'impact sur le transformateur régleur en charge | 30 |
| Fig. III. 8 : Schémas illustratif sur l'impact de production décentralisée sur le plan de tension | 31 |
| Fig. III. 9 : Impacts de production décentralisée sur le courant de court-circuit | 32 |
| Fig. III. 10 : Problème d'aveuglement de protection | 33 |
| Fig. III. 11 : Problème de déclenchement intempestif des protections..... | 33 |
| Fig. IV. 1 : Exemple d'un réseau de distribution | 36 |
| Fig. IV. 2 : Représentation unifilaire du réseau de distribution 'AMALOU' | 39 |
| Fig. IV. 3 : Tension aux nœuds..... | 40 |
| Fig. IV. 4 : Chutes de tension..... | 40 |
| Fig. IV. 5 : Pertes des puissances actives dans les segments..... | 41 |
| Fig. IV. 6 : Pertes des puissances réactives dans les segments..... | 41 |
| Fig. IV. 7 : Sens du transit de puissances du réseau de distribution 'AMALOU'..... | 42 |
| Fig. IV. 8 : Tension aux nœuds avant et après insertion d'une PD au noeud41..... | 43 |
| Fig. IV. 9 : Chutes de tension aux nœuds avant et après insertion d'une PD au nœud 41 | 44 |
| Fig. IV. 10 : Pertes des puissances actives dans les segments avant et après insertion d'une PD au nœud 41 | 44 |

| | |
|---|----|
| Fig. IV. 11 : Pertes des puissances réactives dans les segments avant et après insertion d'une PD au nœud 41 . | 44 |
| Fig. IV. 12 : Sens du transit de puissances après insertion d'une PD au nœud 41 | 45 |
| Fig. IV. 13 : Tension avant et après l'insertion d'une PD aux nœuds 41 et 35 | 46 |
| Fig. IV. 14 : Chutes de tension avant et après l'insertion d'une PD aux nœuds 41 et 35 | 47 |
| Fig. IV. 15 : Tension aux nœuds avant et après l'insertion d'une PD au nœud 35 avec la variation du taux d'intégration..... | 48 |
| Fig. IV. 16 : Chutes de tension avant et après l'insertion d'une PD au nœud 35 avec la variation du taux d'intégration..... | 49 |
| Fig. IV. 17 : Défaut au nœud 40 du réseau 'AMALOU' en présence de deux PD aux nœuds 35 et 28 | 55 |
| Fig. IV. 18 : Défaut au nœud 2 du réseau 'AKBOU2' en présence de PD au nœud 28 du départ 'AMALOU' . | 57 |

Liste des tableaux

| | |
|--|----|
| Tab. I. 1 : Niveaux de tension en Algérie | 4 |
| Tab. II. 1 : Effet Ferranti sur une ligne à 380kV, 50Hz ($L=1,01\text{mH/km}$ et $C=11,48\text{nF/km}$) | 14 |
| Tab. III. 1 : Niveau de tension au point de raccordement en fonction de la puissance installée | 26 |
| Tab. III. 2 : Contrainte de la tenue aux variations de fréquence..... | 26 |
| Tab.IV. 1 : Pertes totales des puissances actives et réactives dans les segments | 41 |
| Tab.IV. 2: Courants transités dans les segments | 42 |
| Tab.IV. 3 : Pertes totales des puissances actives et réactives dans les segments avant et après insertion d'une PD au nœud 41 | 45 |
| Tab.IV. 4 : Courants transités dans les segments après insertion d'une PD au nœud 41 | 45 |
| Tab.IV. 5 : Courants transités dans les segments après l'insertion d'une PD au nœud 35..... | 47 |
| Tab.IV. 6 : Pertes totales des puissances actives et réactives dans les segments avant et après insertion d'une PD aux nœuds 41 et 35..... | 48 |
| Tab.IV. 7 : comparaison entre les pertes des puissances actives et réactives avec la variation du taux d'intégration de la PD au nœud N° 35..... | 49 |
| Tab.IV. 8 : Pertes des puissances actives et réactives de la première partie | 50 |
| Tab.IV. 9 : Pertes des puissances actives et réactives de la deuxième partie | 50 |
| Tab.IV. 10 : Courant thermique du conducteur..... | 52 |
| Tab.IV. 11 : Choix du seuil de réglage du courant de phase utilisé par 'SONELGAZ' | 52 |
| Tab.IV. 12 : courant homopolaire par unité de longueur créé par les lignes et les câbles | 54 |
| Tab.IV. 13 : choix du seuil de réglage du courant homopolaire utilisé par 'SONELGAZ' | 54 |
| Tab.IV. 14 : Seuils de réglage calculé pour le départ 'AMALOU' | 55 |

Introduction générale

Les réseaux électriques sont considérés comme des infrastructures hautement critiques pour notre société. A l'origine, ces réseaux ont été construits suivant une organisation verticale dans laquelle les transferts de l'énergie suivent le schéma dit de haut en bas : production- transport - distribution. En effet, ils ont été exploités de manière centralisée. Ainsi, la plus grande partie de la production électrique est engendrée par les centrales de grande capacité de production telles que les centrales thermiques, nucléaires, etc. Ensuite, l'énergie électrique produite est acheminée vers les consommateurs souvent sur des grandes distances et à travers une structure du réseau hiérarchique, de la très haute tension, à la moyenne tension puis à la basse tension [1-2].

Cependant, ce mode de fonctionnement classique est confronté à une problématique liée au développement technologique actuelle, du fait qu'il conduit de plus en plus à une croissance époustouflante de la demande en énergie, et cette croissance ne s'accompagne pas en parallèle d'une augmentation des capacités de transport et de production pour satisfaire les consommateurs [2].

La dérégulation et l'ouverture du marché d'électricité ont créé un cadre favorable pour l'apparition et le développement de petits producteurs, connectés aux réseaux électriques d'une manière décentralisée. Les sources décentralisées de petites tailles sont connectées, en général, aux réseaux de distribution, car elles consistent à générer localement l'énergie électrique au plus près des centres de consommation et donc destinée à être transportée sur des courtes distances. Cette insertion permet à ces réseaux de dépendre moins des réseaux de transport et d'apporter une solution à la problématique d'accroissement de la demande en énergie et d'éviter l'achat et l'installation de nouvel équipement, comme les lignes et les transformateurs. Elle peut servir aussi pour satisfaire aux besoins locaux en charge ou surcharge et, de ce fait, réduire les pertes, le coût de transport et de distribution et augmenter la qualité de service. Elle contribue également à l'amélioration du profil de la tension et au soulagement des lignes des réseaux de distribution [1-2].

Malgré que l'intégration des productions décentralisées dans les réseaux de distribution a plusieurs avantages, en revanche, elle présente aussi plusieurs impacts négatifs qui peuvent poser certains problèmes sur ceux-ci lors d'un fort taux de son insertion. En effet, ces réseaux n'ont pas été conçus pour accueillir ce type de production car leur insertion peut avoir des conséquences importantes sur la circulation des flux énergétiques qui peuvent devenir bidirectionnels et donc sur la philosophie et l'implémentation du système de gestion et de protection du réseau [1].

L'objectif de ce mémoire consiste à faire une étude sur l'intégration des productions décentralisées dans un réseau de distribution HTA (30kV), d'une architecture radiale, proposé par la société nationale d'électricité et du gaz 'SONELGAZ', dans le but d'analyser les principaux impacts de ce type de production sur le système de protection existant (impact sur les courants de court-circuit, et sur le plan de protection, à savoir, l'aveuglement des protections et le déclenchement intempestif des départs sains), pour cela notre travail sera développé en quatre chapitres comme suit :

Le premier chapitre expose une présentation des réseaux électriques classiques à savoir les réseaux de transport, de répartition et de distribution, ces différentes structures ainsi que le rôle que joue chaque type dans l'acheminement de l'énergie électrique vers les zones de consommations. Une attention particulière sera dédiée au réseau de distribution.

Le deuxième chapitre est une présentation générale du système de protection à savoir son principe de fonctionnement, les différents dispositifs qui le constituent ainsi que ces différents types dédiés à l'élimination des défauts.

Le troisième chapitre expose des généralités sur la production décentralisée et ces différents types. Ils seront aussi développés les problèmes induits par ce type de production lors d'une intégration massive dans les réseaux de distribution.

Le quatrième chapitre constitue une contribution au calcul de l'écoulement de puissances du réseau 'AMALOU' avec une méthode basée sur la topologie des réseaux de distribution. Un cas d'étude est également proposé sur lequel nous allons exposer l'impact de l'insertion des productions décentralisées sur le plan de la protection existante dans ce réseau.

Une conclusion générale et des solutions à apporter pour une meilleure exploitation des réseaux de distribution futurs en présence des productions décentralisées clôtureront ce mémoire et des annexes viendront approfondir certains aspects.

I.1. Introduction

Nous sommes dans une époque où l'électricité est un pion essentiel de notre vie quotidienne, et elle représente la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Elle est produite traditionnellement par des unités de production de grande puissance, et transportée à travers un réseau électrique hiérarchisé et suivant une organisation dite verticale, et cela concerne plus exactement le réseau de transport, répartition et de distribution [1-2].

Dans ce chapitre nous allons présenter en général la description et le fonctionnement du système électrique, de la production jusqu'à la consommation. Une attention particulière est dédiée au réseau de distribution.

I.2. Fonctionnement d'un système électrique vertical

Un système électrique est composé de trois segments de base : la production, le réseau (Transport, Répartition, Distribution) et les consommateurs. La figure (I.1) illustre le schéma global du système électrique [1].

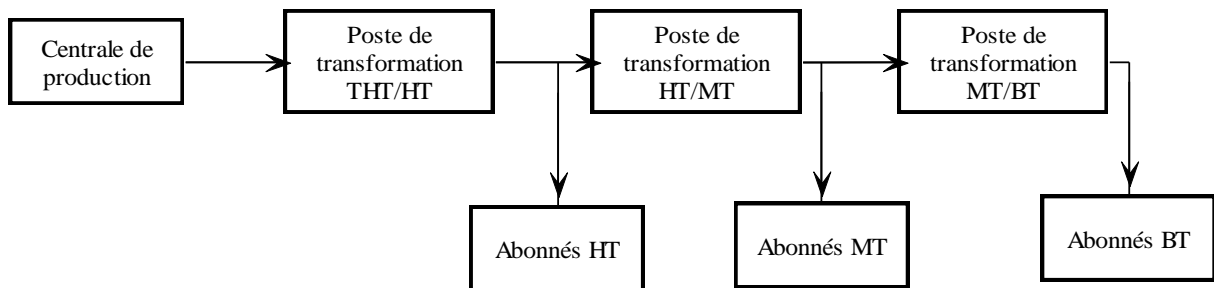


Fig. I. 1 : Schéma global du système électrique

I.2.1. Production

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport via un transformateur de groupe. L'ordre de grandeur de la puissance active produite par ces groupes est compris entre 100MW pour les centrales thermiques de faibles puissances et 1650MW pour les plus puissantes tranches des centrales nucléaires [3].

I.2.2. Réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs à travers une structure du hiérarchique verticale [1][4].

I.2.2.1 Niveau de tension des réseaux électriques

La nouvelle norme en vigueur en Algérie définit les niveaux de tension comme représentés dans le tableau I.1 [2].

Tab. I. 1 : Niveaux de tension en Algérie

| Domaines de tension | | Valeur de la tension composée nominale (Un en Volts) | |
|--------------------------|-----------|---|------------------------|
| | | Tension Alternative | Tension Continue |
| Très basse tension (TBT) | | $U_n < 50$ | $U_n < 120$ |
| Basse Tension (BT) | BTA | $50 < U_n < 500$ | $120 < U_n < 750$ |
| | BTB | $500 < U_n < 1000$ | $750 < U_n < 1500$ |
| Haute Tension (HT) | HTA ou MT | $1000 < U_n < 50\ 000$ | $1500 < U_n < 75\ 000$ |
| | HTB | $U_n > 50\ 000$ | $U_n > 75\ 000$ |

I.2.2.2 Topologie des réseaux électriques

Ils existent plusieurs structures, dans ce qui suit, sont présentées les plus habituelles :

A. Réseau maillé

Les réseaux maillés (figure. I.2.a), sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet, de plus, le nombre de sources débitant en parallèle peut atteindre plusieurs dizaines. Cette structure nécessite que tous les tronçons de ligne soient capables de supporter des surcharges permanentes et qu'ils soient munis à leurs deux extrémités d'appareils de coupure les isolants en cas d'avaries. On obtient ainsi une meilleure sécurité, mais à un prix plus chers [5].

B. Réseau bouclé

Les réseaux bouclés (figure. I.2.b) sont alimentés à la fois par plusieurs sources; les postes sont raccordés en coupure d'artère cette disposition permet lors d'une coupure, une continuité de service. L'existence de plusieurs sources en parallèle augmente la sécurité d'alimentation en cas d'avarie de l'une d'elles (transformateurs) ou en cas d'avarie sur une boucle [5].

C. Réseau radial / arborescent

Une topologie radiale (figure. I.2.d), et celle dont le schéma unifilaire est dit «arborescent» (figure. I.2.c), représente la forme de réseau la plus simple. Les lignes se développent en antenne en partant de la station de transformation. Tous les accès ne sont alimentés que par une seule ligne. Ainsi, le flux de puissance n'a qu'un trajet possible. La sécurité par contre est rudimentaire, puisque une avarie sur une ligne et l'ouverture du disjoncteur concerné entraîne une interruption de service pour tous les usagers en aval, sans oublier que les consommateurs les plus éloignés de la chaîne de consommation doivent faire face aux importantes fluctuations de tension [6].

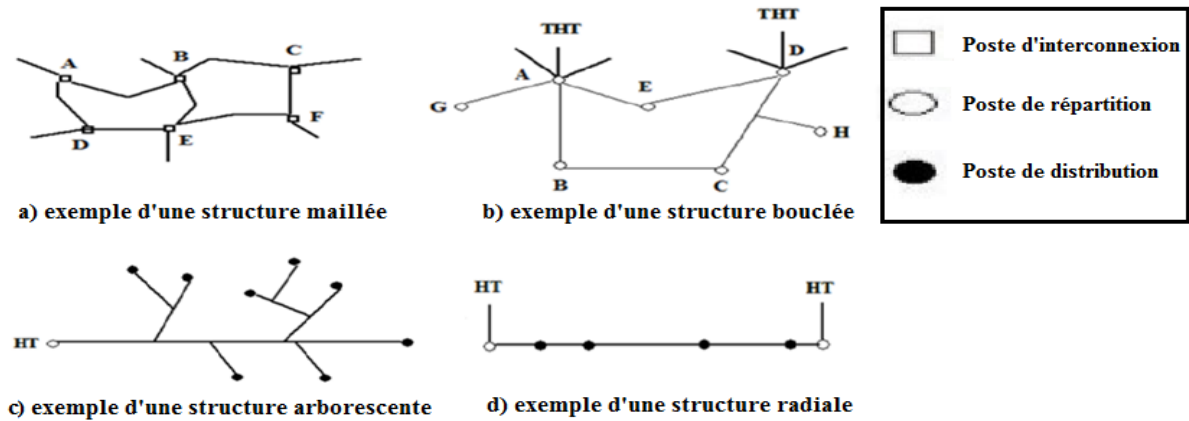


Fig. I. 2 : Topologies des réseaux électriques [7]

I.2.2.3. Structure des réseaux électriques

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions. La figure I.3 illustre la hiérarchisation d'un réseau électrique en fonction de leur tension [8].

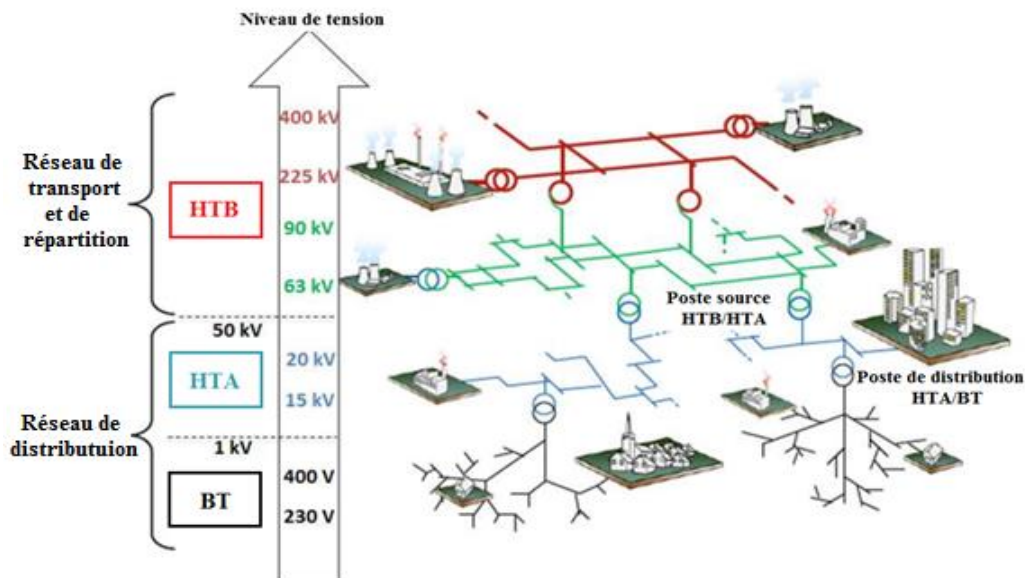


Fig. I. 3 : Hiérarchisation d'un réseau électrique en fonction de leurs tensions et leurs architectures [8]

A. Réseau de transport et de répartition

Le réseau de transport assure le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Afin de minimiser, entre autre, les pertes joules sur les lignes, ces réseaux sont à très haute tension (de 400 kV ,225 kV). Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés ou interconnectés afin de collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation, et de permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion) [2] [9].

Le réseau de répartition (63kV, 90kV), celui-ci assure le transport des réserves en électricité composées de l'énergie puisée au réseau de transport et de productions de plus petites échelles vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci [10]. Les réseaux de répartition ont fréquemment une structure bouclée (figure I.2.b) et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée (le réseau est dit bouclé) soit en boucle ouverte (le réseau est alors dit débouclé). Certaines alimentations se font aussi en antenne (poste G, figure I.2.b) ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes (poste H, figure I.2.b) [7].

B. Réseau de distribution

Le réseau de distribution est la partie d'un réseau électrique desservant les consommateurs d'électricité. Il assure la distribution de l'énergie électrique au niveau local. La tension des réseaux de distribution se situe normalement entre 50kV et 400V. Ils sont constitués de deux niveaux d'appellation : « Haute Tension A » (HTA) et « basse tension » (BT). Ces réseaux seront représentés en détails dans la section I.3. En Algérie, la tension nominale des réseaux de distribution HTA est de 10kV et 30kV. Ces niveaux de tension permettent un bon compromis pour limiter les chutes de tension, minimiser le nombre de postes source (poste de connexion HTB/HTA) [2].

I.2.3. Consommation

Dans un système électrique, les consommateurs appelés charges sont caractérisées par leurs puissances actives et réactives consommées. De ces puissances mesurées sur un certain intervalle de temps sont déduites les puissances maximales (de pointe) et moyennes. Par la mesure des courants dans les postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution, des courbes de consommation appelées courbes de charge sont tracées pour connaître l'évolution des charges au cours du temps (figure I.4). Elles permettent aux gestionnaires de réseau de prédire l'évolution de la consommation sur les réseaux et donc, entre autre, de définir les plans prévisionnels de production [2].

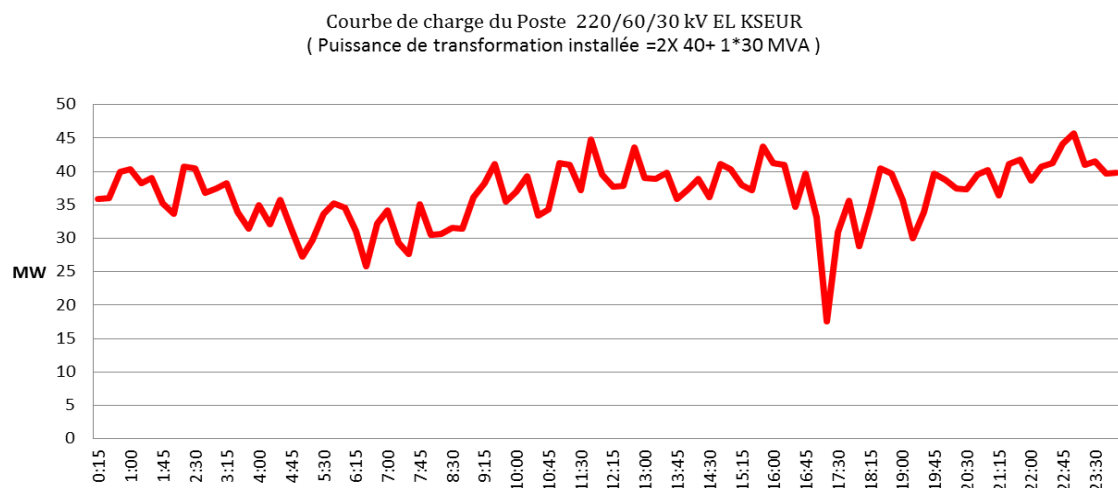


Fig. I. 4 : Courbe de charge de la journée du 17 juillet 2017 [10]

I.3. Caractéristiques techniques des réseaux de distribution

Pour des raisons de coût et de simplicité technique, les réseaux de distribution ont une structure radiale ou arborescente, ce qui simplifie considérablement le système de protection puisque le transit de puissance se fait de manière unilatérale du poste source HTB/HTA vers les postes HTA/BT et les consommateurs finaux (figure I.5). Ceci permet notamment la localisation et l'élimination rapide de défauts, ainsi que l'évaluation de l'énergie aux postes sources. Cette structure est donc parfaitement adaptée à un système verticalement intégré dans lequel la production est centralisée et la consommation distribuée [2].

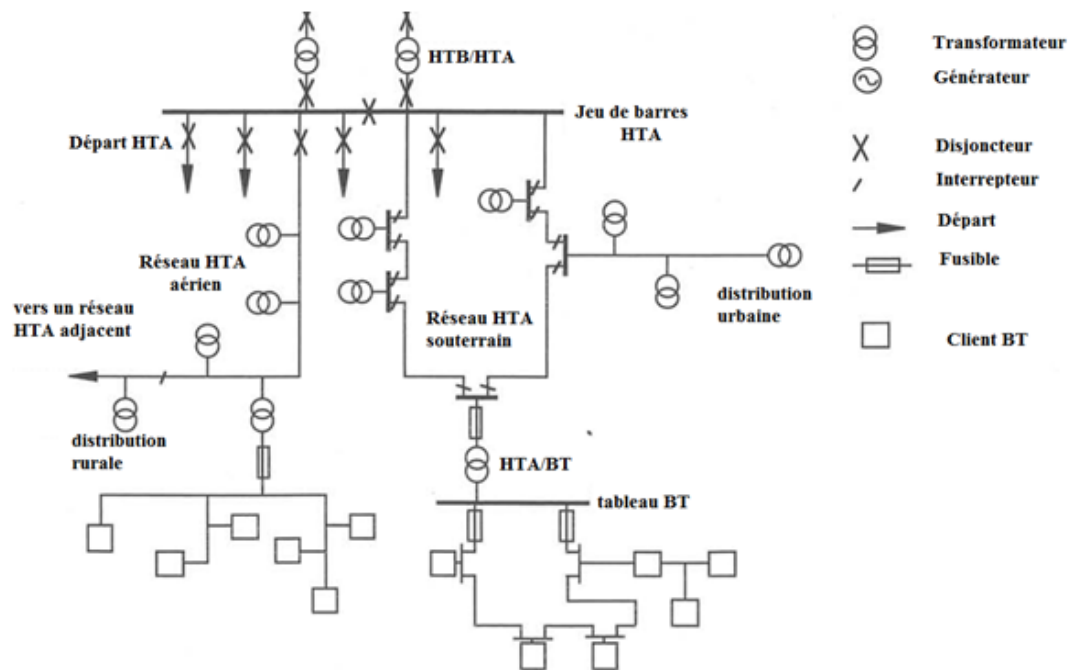


Fig. I. 5 : Structure générale d'un réseau de distribution [2]

I.3.1. Postes sources HTB/HTA

Les postes sources sont les premiers éléments du réseau de distribution. Ils transmettent l'énergie depuis le réseau de transport ou de répartition au réseau de distribution, en transformant l'énergie électrique de la haute tension (HTB) à la moyenne tension (HTA). Les postes sources sont constitués en phase initiale d'un transformateur alimenté par une arrivée HTB (HT1) et alimentant lui-même un ou deux jeux de barres. En seconde phase, avec l'augmentation des charges à desservir, un deuxième transformateur est ajouté formant avec le premier un groupe appelés transformateurs demi-rame et côté HTA, un autre jeu de barres alimente les différents départs du réseau de distribution. Les transformateurs fonctionnent en régime radial mais en cas de défaillances, il est possible d'isoler un des transformateurs et de répartir la charge sur celui qui reste sans dépasser en régime nominal normalement 50% de sa capacité maximale. Le poste est généralement raccordé à une deuxième arrivée HTB (HT2) appelée 'garantie ligne'. En phase finale, un troisième transformateur et quelque fois plus est ajouté en double attache [11]. La figure I.6 montre le principe des postes sources HTB/HTA.

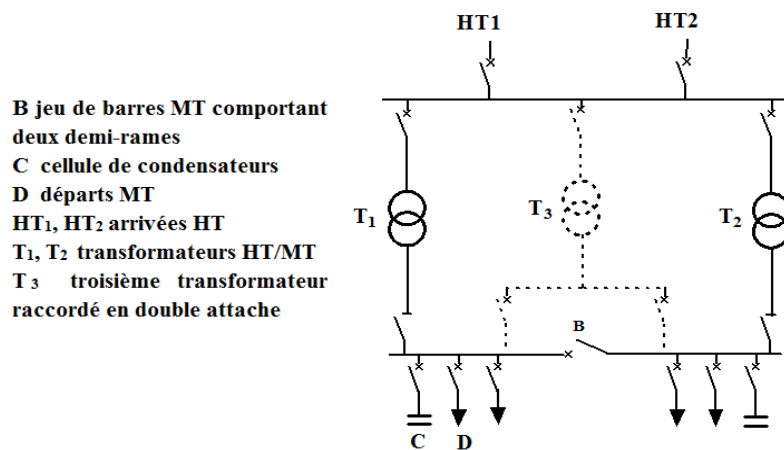


Fig. I. 6 : Schéma de principe des postes sources HTB/HTA [12]

I.3.2. Lignes et départ HTA

Selon la densité de charges à desservir, le réseau de distribution sera réalisé soit en lignes aériennes (lignes entièrement sur poteaux), soit en câbles souterrains (câbles entièrement enterrés).

A. Réseaux HTA aériens

Les réseaux de distribution aériens (figure I.7), associés aux zones rurales de faible densité de charge, sont de structure arborescente bouclable mais exploitée en radiale. Les boucles peuvent se situer entre les postes HTB/HTA ou entre départs voisins du même poste source. Le départ type est constitué d'une ossature principale de section relativement forte et des dérivations de section plus faible alimentant en structure dite simple dérivation (figure I.10) des grappes de plusieurs postes HTA/BT. La tension décroît progressivement, le long d'un départ, en fonction de l'impédance des câbles et des charges desservies. Le dimensionnement de ces ouvrages est lié aux chutes de tension maximales admissibles en raison de l'éloignement des charges à desservir [2] [13].

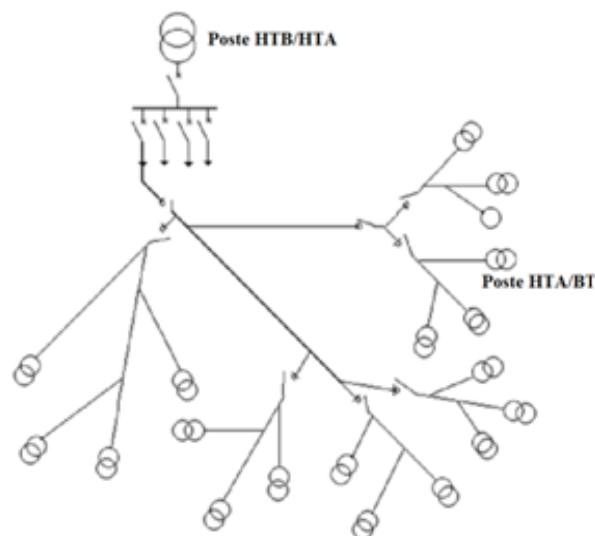


Fig. I. 7 : Réseau rural de type aérien [13]

B. Réseaux HTA souterrains

Du fait de leur forte capacité homopolaire et de leur plus petite longueur, les départs souterrains urbains sont moins sensibles aux chutes de tension. Le facteur impactant sur le dimensionnement, dans le cas présent, le courant maximum admissible dans les câbles du fait de la forte densité de charges à alimenter [2]. Les réseaux urbains comportent en général des boucles que l'on exploite ouvertes par l'intermédiaire d'un appareil de coupure (figure I.8). Souvent, on trouve de nombreux interrupteurs qui permettent en cas d'incident sur une ligne d'isoler le tronçon défectueux et de réalimenter certaines dérivations (poste HTA/BT) en utilisant les structures à deux voies d'alimentation, on y distingue : la structure en double dérivation et la structure en coupure d'artère comme montré sur les figures (I.11) et (I.12) respectivement [13-14].

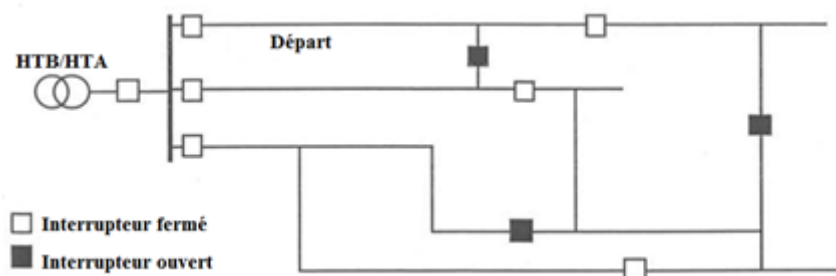


Fig. I. 8 : Exploitation en boucle ouverte des réseaux de distribution souterrains [14]

I.3.3. Poste HTA/BT

Ils sont l'interface entre les réseaux HTA et BT. Ils ont essentiellement un rôle de transformation HTA/BT auquel peuvent éventuellement être associées une fonction d'exploitation HTA et une fonction de répartition BT, suivant la charge à desservir. Les postes HTA/BT peuvent être connectés au réseau de distribution de trois manières comme les montre la figure(I.9) [15]:

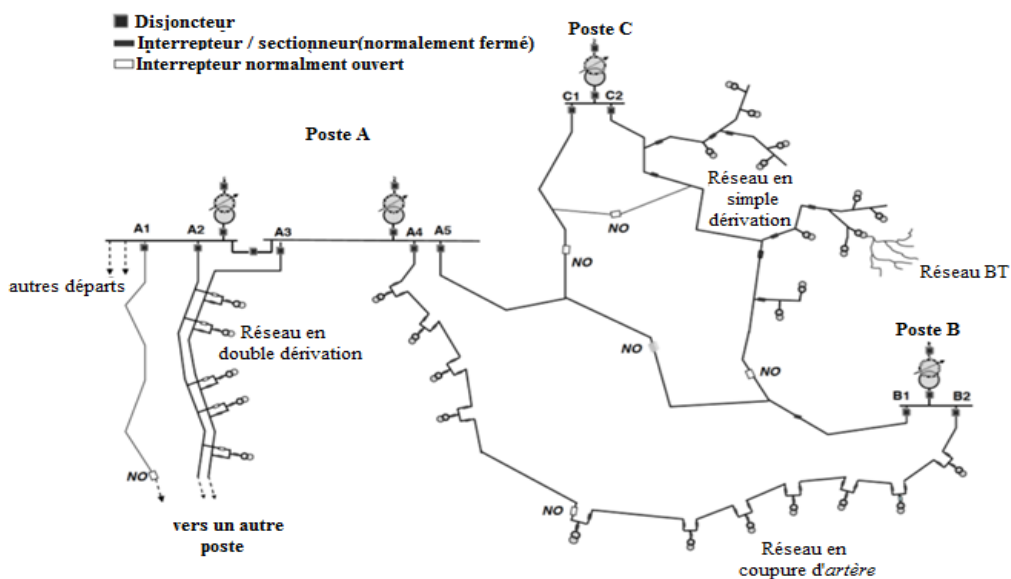


Fig. I. 9 : Schéma illustratif des différentes structures d'alimentation HTA/BT

A. Structure en simple dérivation

En simple dérivation, comme montré sur la figure (I.10), une seule ligne lie le transformateur au réseau. Si cette ligne connaît un défaut, une intervention sur le câble ou la ligne nécessite dans la majorité des cas d'interrompre l'alimentation de la clientèle [16].

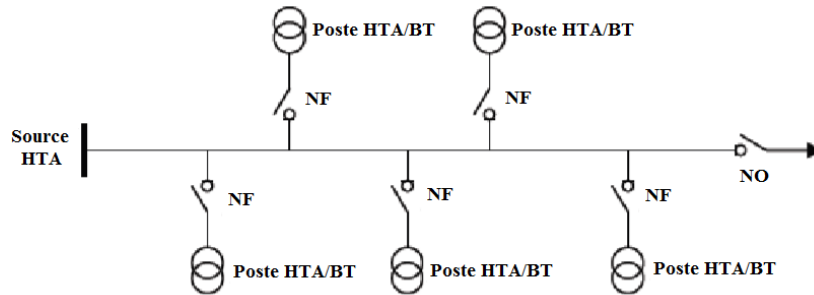


Fig. I. 10 : Structure en simple dérivation

B. Structure en double dérivation

La façon la plus simple d'obtenir deux voies distinctes d'alimentation consiste à doubler le réseau radial à partir du jeu de barres du poste source (HTB/HTA) (figure I.11). Chaque poste de transformation (HTA/BT) est raccordé à deux câbles par un dispositif inverseur. En cas de défaut sur le premier câble de travail (CT), il peut être basculé automatiquement sur le deuxième câble de secours (CS) [13].

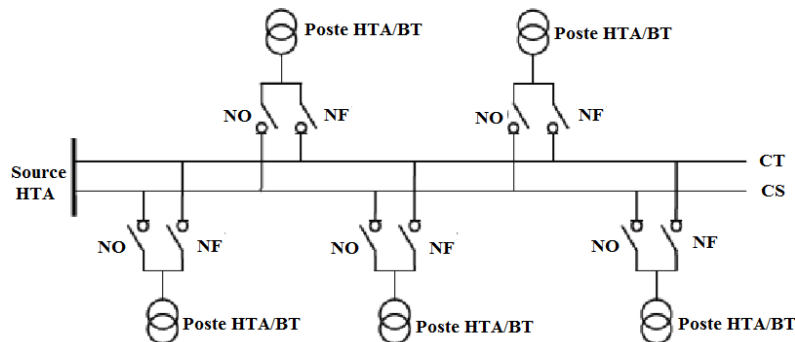


Fig. I. 11 : Structure en double dérivation

C. Structure en coupure d'artère

Dans cette architecture (figure I.12), un câble part d'un poste source HTB/HTA, passe successivement par les postes HTA/BT à desservir avant de rejoindre soit un autre poste source HTB/HTA, soit un départ différent du même poste source HTB/HTA, soit un câble de secours. Au niveau des postes HTA/BT, des interrupteurs sont placés de part et d'autre des postes sources. Ils sont tous normalement fermés sauf un qui permet l'exploitation radiale. Ainsi en cas de défaut sur un tronçon de câble, on peut l'isoler en ouvrant les deux interrupteurs qui l'encadrent. La fermeture de l'interrupteur normalement ouvert permet la réalimentation du reste des charges non touchées par le défaut [13].

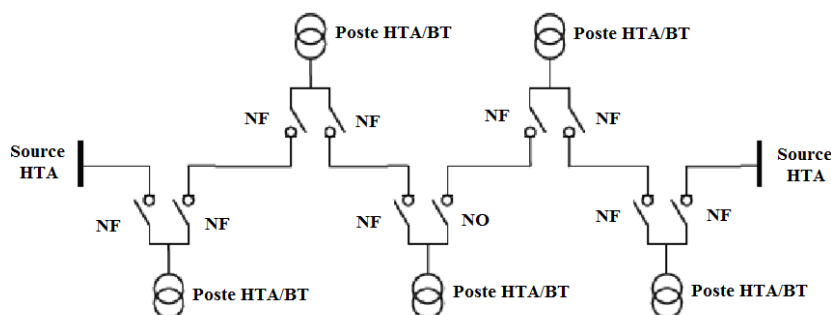


Fig. I. 12 : Structure en coupe d'artère

I.3.4. Réseau BT

Le réseau BT est composé des départs issus des postes de transformation HTA/BT. C'est une structure simple, quelques points de tronçonnement sont néanmoins réalisés et servent, au raccordement d'un groupe électrogène. Aucun bouclage n'est en principe réalisé sur le réseau BT. Un poste rural, peut alimenter un ou deux départs BT. Un poste urbain peut alimenter de un à huit départs. La longueur des départs BT est limitée par l'intensité et les chutes de tension.

Les lignes aériennes sont construites en faisceaux de conducteurs isolés sur poteaux ou sur façade. Les liaisons de secours entre lignes BT sont réservées aux cas exceptionnels. Le mode de protection est de type «TT», avec neutre distribué en réseau, neutre et masses métalliques étant mis à la terre par des prises distinctes [17].

I.4. Conclusion

Au cours de ce chapitre nous avons présenté les réseaux de transport, de répartition et de distribution comme étant une structure représentative des réseaux électriques, nous avons aussi donné un aperçu sur le rôle important que joue chaque type dans l'acheminement de l'énergie électrique vers les zones de consommations ainsi que le niveau de tension et l'architecture adéquate que possède chacun pour une meilleure gestion de l'énergie. Une attention particulière a été dédiée au réseau de distribution.

Le chapitre suivant sera consacré à la description des systèmes de protection installés dans les réseaux électriques afin de remédier aux différents types d'anomalies pouvant toucher le bon fonctionnement de ceux-ci.

II.1. Introduction

Les défauts sur les réseaux électriques provoquent des perturbations affectant leur fonctionnement et la qualité d'alimentation de la clientèle. Un défaut est une situation anormale, dont la majorité des cas c'est un court-circuit. Le système de protection protège les réseaux contre les effets des défauts. En général, le système de protection ne peut pas éviter les dommages au réseau, il fonctionne après que quelques dégâts ont déjà été produits. Le but du système de protection est donc de protéger les personnes et de limiter les dégâts des équipements en isolant l'ouvrage en défaut du reste du réseau avec un grand degré de fiabilité et le plus vite possible, c'est la propriété de sélectivité d'un système de protection.

Ce chapitre définit les différents types de défaut dans les réseaux électriques, les qualités principales et la constitution d'un système de protection (transformateurs de mesure, les relais et appareillages de coupure) ainsi que les différentes protections existantes.

II.2. Différents types de défaut

Une augmentation ou une diminution anormale des grandeurs nominales dans un circuit électrique constitue un défaut. Ce sont le plus souvent les variations anormales de la tension et de l'intensité du courant qui sont à l'origine de ces défauts. Les défauts les plus courants sont :

II.2.1. Courts circuits

Les courts circuits sont des phénomènes transitoires, ils apparaissent lorsque l'isolement, entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre, est rompu. Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau. Les courts circuits peuvent provoquer des dégâts économiques importants s'ils ne sont pas éliminés rapidement par les systèmes de protection. Un court-circuit peut être « franc » quand c'est une liaison accidentelle entre conducteurs à impédance nulle ou « impédant » dans le cas contraire. Un court-circuit peut être interne s'il est localisé au niveau d'un équipement, ou externe s'il se produit dans les liaisons [18].

II.2.1.1. Origines des courts circuits

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques.

- **Les lignes aériennes:** sont soumises aux perturbations atmosphériques (foudre, tempêtes, ...etc.), les régions montagneuses par exemple sont beaucoup plus exposées que d'autres à la foudre ;
- **Les câbles souterrains:** sont exposés aux agressions extérieures (engins mécaniques de terrassement par exemple) qui entraînent systématiquement des courts circuits permanents ;
- **Les matériels des réseaux et postes électriques:** comportent des isolants (solides, liquides ou gaz) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre parties sous tension et masse. Les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts d'isollements [19].

II.2.1.2. Caractéristiques des courts circuits

Les courts circuits sont caractérisés par leurs types (formes), leurs durées et l'intensité du courant. Les ingénieurs en réseaux électriques utilisent souvent le terme « défaut ».

A. Différents types de court-circuit : Plusieurs types de court-circuit peuvent se produire dans un réseau électrique, à savoir, le court-circuit triphasé (réunion des trois phases), le court-circuit biphasé isolé (défaut entre deux phases), le court-circuit biphasé terre (défaut entre deux phases et la terre) et le court-circuit monophasé (défaut entre une phase et la terre) [20].

B. Durée des courts circuits : Un court-circuit est toujours le résultat d'un manque d'isolement, à partir de là on distingue six types [21-23] :

- ✓ **Courts circuits Fugitifs :** Ils sont éliminés par les automatismes de reprise de service après une ouverture d'environ **0,3s** ou par le disjoncteur shunt-réenclencheur;
- ✓ **Courts circuits permanents:** Ils ne sont pas éliminés par les ré-enclenchements mais par le fonctionnement des protections et nécessitent alors une intervention du personnel d'exploitation;
- ✓ **Courts circuits auto extincteurs:** C'est ceux qui disparaissent naturellement avant le fonctionnement des protections en des temps très courts (environ **100ms**);
- ✓ **Courts circuits semi permanents:** Ils exigent une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation;
- ✓ **Court-circuit évolutifs:** Ce sont des défauts monophasés évoluant au même lieu en défauts biphasés ou triphasés accompagnés d'un creux de tension perceptible par les clients ;
- ✓ **Court-circuit intermittents:** Ce sont les défauts les plus difficiles à détecter, il représente des défauts monophasés de durée allant de **10 à 20 ms** qui se réamorcent selon une période généralement comprise entre **100 et 200 ms**.

C. Intensité

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend du type du court-circuit.

Un réseau simplifié se réduit à une source de tension alternative constante, une impédance Z_{cc} représentant toutes les impédances situées en amont du défaut, et une impédance de charge (figure II.1) [24].

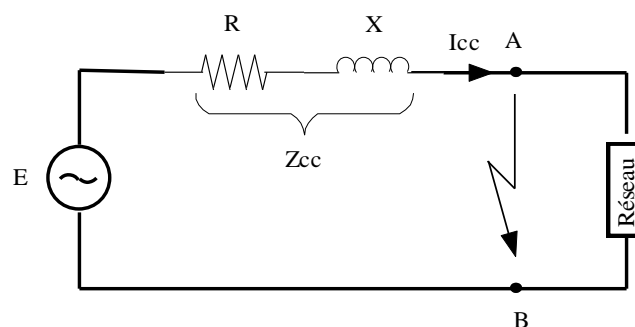


Fig. II. 1: Schéma monophasé équivalent du réseau amont en court-circuit

Un défaut d'impédance négligeable apparaissant entre les points A et B donne naissance à une intensité de court-circuit très élevée I_{cc} , limitée uniquement par l'impédance Z_{cc} . L'intensité I_{cc} s'établit suivant un régime transitoire en fonction des réactances X et des résistances R composant l'impédance Z_{cc} et elle est donnée par l'expression (II.1).

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3}Z_{cc}} \quad (\text{II.1})$$

Où :

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \quad (\text{II.2})$$

Avec,

U_n : Tension composée entre phase ;

Z_{cc} : Impédance équivalente à l'ensemble des impédances parcourues par le courant de défaut, de la source jusqu'au défaut présumé ;

R, X : Résistance et réactance en série parcourues par le courant de défaut respectivement.

Les courts circuits dans les réseaux électriques ont des effets multiples et néfastes (dus aux surintensités, thermiques, électrodynamiques, d'induction, surtension et chutes de tension) et leurs conséquences sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant [25].

II.2.2. Surcharges

Le courant de surcharge est une surintensité de nature progressive qui se produit dans un circuit sain suite à une augmentation de la charge [26].

II.2.3. Surtensions

Une surtension est toute tension entre un conducteur de phase et la terre, ou entre conducteurs de phase, dont la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel. Une surtension est dite de mode différentiel si elle apparaît entre conducteurs de phase ou entre circuits différents. Elle est dite de mode commun si elle apparaît entre un conducteur de phase et la masse ou la terre [26].

II.2.3.1. Types des surtensions

Les surtensions peuvent être d'origine internes dite « surtensions internes » ou d'origine externes nommées « surtensions externes » [26].

A. Origine internes: Ces surtensions sont causées par un élément du réseau considéré et ne dépendent que des caractéristiques et de l'architecture du réseau lui-même, exemple : Surtension par effet Ferranti (tableau II.1) dans le cas des lignes longues.

Tab. II. 1 : Effet Ferranti sur une ligne à 380kV, 50Hz ($L=1,01\text{mH/km}$ et $C=11,48\text{nF/km}$) [27].

| Longueur | Surtension |
|----------|------------|
| 100 km | 0,6 % |
| 200 km | 2,3 % |
| 300 km | 5,4 % |
| 400 km | 9,9 % |

B. Origine externes: Ces surtensions sont provoquées ou transmises par des éléments externes au réseau, dont on peut citer à titre d'exemple la surtension provoquée par la foudre [26].

II.3. Système de protection

C'est un ensemble de dispositions destinées à la détection des défauts et situations anormales des réseaux afin de garantir la sécurité en mettant hors tension les portions qui sont en défauts [19].

II.3.1. Constitution du système de protection

Le système de protection est composé de trois parties fondamentales comme montré sur la figure (II.2):

- ✓ Des capteurs ou réducteurs de mesure (de courant et de tension) qui abaissent les valeurs à surveiller à des niveaux utilisables par les protections ;
- ✓ Un système des relais de protection, qui surveillent en permanence l'état électrique du réseau et qui élaborent des ordres de commande au circuit de déclenchement ;
- ✓ Un appareillage de coupure (disjoncteurs, fusibles), qui permet d'isoler les zones qui sont en défauts [28].

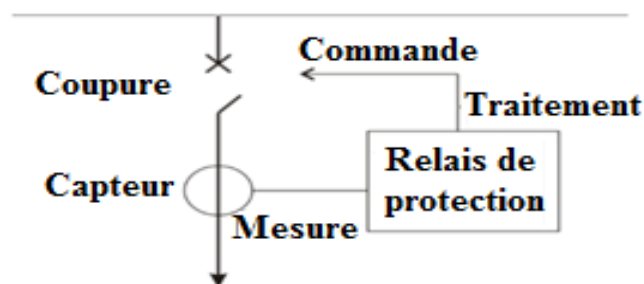


Fig. II. 2 : Composants d'un système de protection [23]

II.3.1.1. Transformateurs de mesure

Pour des raisons de dimensionnement et de coût, les relais de protection sont prévus pour des courants et des tensions de valeurs réduites. De plus, pour assurer la sécurité des opérateurs, il faut interposer une séparation galvanique entre le réseau surveillé qui se trouve à tension élevée et le circuit de mesure à tension réduite mis à la terre en un point. On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT) [28].

A. Transformateur de courant (TC)

Les courants dans le réseau électrique sont souvent trop importants pour traverser directement les appareils de mesure. Les transformateurs d'intensité (transformateurs de courant) permettent de ramener ces courants forts à des valeurs acceptables pour la plupart des appareils, généralement 1 à 5 ampères (figure II.3) [29-30].

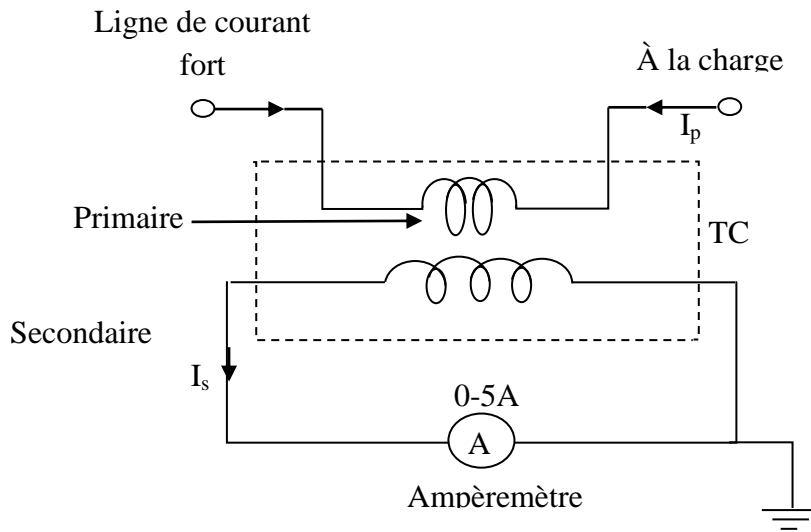


Fig. II. 3 : Désignation des bornes du transformateur de courant [27]

Le rapport de transformation du TC s'exprime par :

$$m = \frac{I_p}{I_s} \tag{II.3}$$

B. Transformateur de tension (TT)

Le réducteur de tension est un véritable transformateur de tension, dont le primaire reçoit la tension du réseau, et le secondaire restitue une tension image. Puisque les niveaux de tension dans le réseau sont de l'ordre de kilovolts, les transformateurs de tension (figure II.4) sont utilisés pour abaisser les tensions à des niveaux acceptables par les relais. Ils sont fournis sous forme standard dont la tension du secondaire est 100V ou 10V (tension entre phase) [29-30].

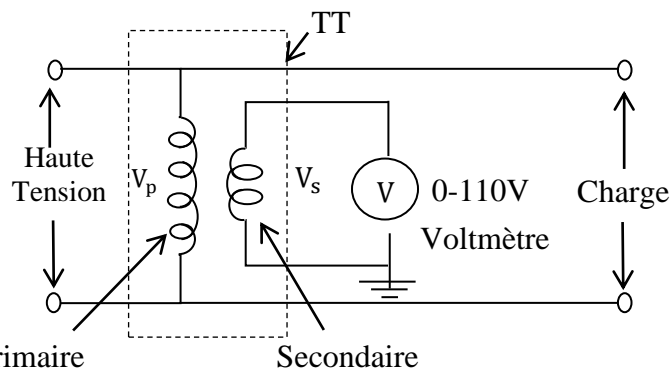


Fig. II. 4 : Désignation des bornes du transformateur de tension [27]

Le rapport de transformation de TT est :

$$m = \frac{V_s}{V_p} \tag{II.4}$$

II.3.1.2. Relais de protection

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ... etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande). Lorsque les informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance. Un relais de protection détecte l'existence des conditions anormales (courts circuits, variation de tension... etc.) par la surveillance continue, détermine quels disjoncteurs à ouvrir et alimente les circuits de déclenchement. Il existe essentiellement trois classes de relais : Relais électromagnétiques, relais statiques, relais numérique [31-32].

II.3.1.3. Appareillages de coupure

A. Disjoncteur

Le disjoncteur est un appareil dont la fonction est d'établir ou d'interrompre tout courant pouvant apparaître dans un circuit à vide, en charge, en surcharge ou en défaut, c'est-à-dire en court-circuit. Il est essentiel dans la protection des réseaux électriques HTA, car il est le seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc éviter que le matériel soit endommagé. Suivant le moyen utilisé pour éteindre l'arc électrique lors de l'ouverture ou de la fermeture du circuit, on définit : Disjoncteur à vide, Disjoncteur en utilisant l'air, Disjoncteur à huile et Disjoncteur SF6 [33].

B. Fusibles

Les fusibles permettent d'interrompre automatiquement un circuit parcouru par une surintensité pendant un intervalle de temps donné. L'interruption du courant est obtenue par la fusion d'un conducteur métallique calibré. Ils sont surtout efficaces pour la protection contre les courts circuits, vis-à-vis desquels ils agissent, le plus souvent, en limiteurs de la valeur crête du courant de défaut [28].

II.3.2. Qualités principales d'un système de protection

Pour qu'un système de protection accomplisse convenablement sa mission, il doit présenter les qualités suivantes [19] :

II.3.2.1. Rapidité

Le court-circuit est donc un incident qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances prioritaires.

Le temps d'élimination du court-circuit comprend deux composantes principales :

- ✓ Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes) ;
- ✓ Le temps d'ouverture des disjoncteurs [19].

II.3.2.2. Sélectivité

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner. Il existe deux types de sélectivité [34] :

➤ Sélectivité totale

Pour toutes les valeurs des défauts, depuis la surcharge jusqu'au court-circuit franc, la distribution est totalement sélective si D_2 s'ouvre et D_1 reste fermé. La figure (II.5) montre une représentation de la sélectivité totale.

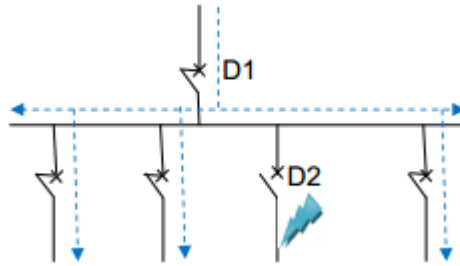


Fig. II. 5 : Représentation de la sélectivité totale

➤ Sélectivité partielle

La sélectivité est partielle si le dispositif D_2 fonctionne seul jusqu'à une valeur de court-circuit inférieure à I_{cc} . Au-delà, les deux dispositifs en amont fonctionnent (D_1 et D_2 s'ouvrent). La figure (II.6) montre une représentation de la sélectivité partielle.

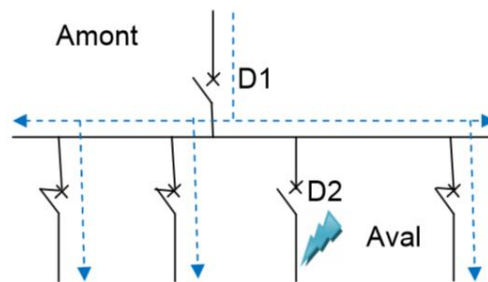


Fig. II. 6 : Représentation de la sélectivité partielle

Les moyens les plus importants qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, sont de trois types résumés comme suit: sélectivité ampèremétrique par les courants, sélectivité chronométrique par le temps et sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

II.3.2.3. Sensibilité

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts circuits entre le courant maximal (triphase) qui est fixé par le dimensionnement des installations et le courant minimal (biphase) dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles. La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner [19].

II.3.2.4. Fiabilité

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international.

- Une protection à un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu ;
- La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de (figure II. 7) [19] :
 - La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement ;
 - La sécurité : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.



Fig. II. 7 : Fiabilité d'une protection [19]

II.3.3. Différents types de protection

Les protections sont utilisées pour détecter et isoler tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique. La fonction de protection est réalisée par des relais, qui comparent en permanence les grandeurs électriques du réseau à des seuils réglables. En fonction du type de protection, les grandeurs mesurées par les capteurs peuvent être : courant, tension et les grandeurs calculées peuvent alors être : puissances, impédances. Lorsque la mesure dépasse le seuil, la protection donne des ordres d'action comme l'ouverture du disjoncteur. Nous listons dans la suite quelques algorithmes de protection [23].

A. Protection ampèremétrique

Ces protections mesurent un courant ou une combinaison de courants (courant direct, inverse, homopolaire). Il existe des relais à maximum de courant de phase et d'autres à maximum de courant de terre [23][29].

A.1. Protection à maximum de courant de phase

Ce type de protection est utilisé pour détecter la surintensité monophasée, biphasée ou triphasée. Lorsqu'un, deux ou trois des courants concernés dépassent la consigne correspondante au seuil, la protection s'active et donne l'ordre de déclenchement. La commande de déclenchement peut même être bloquée pendant un temps égale à la temporisation sélectionnée. Suivant le calcul de la temporisation en fonction du courant mesuré, il existe des relais à temps indépendant et à temps dépendant [23].

✓ Protection à temps indépendant

Ces protections (figure II.8) ont une temporisation constante, indépendante de la valeur du courant. La courbe de déclenchement est simple et définit une zone de fonctionnement limitée à gauche par le seuil de fonctionnement en courant, I_S (seuil de courant), et en bas par le retard de fonctionnement de la protection, T (temporisation) [23].

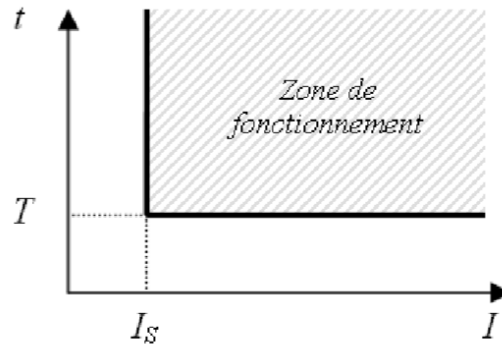


Fig. II. 8 : Protection à temps indépendant

✓ Protection à temps dépendant

Ces protections (figure II.9) ont une temporisation dépendante du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. On l'appelle inverse parce que le retard diminue avec l'augmentation du courant mesuré, à l'image de la fusion d'un fusible en fonction de la surintensité qui le parcourt [23].

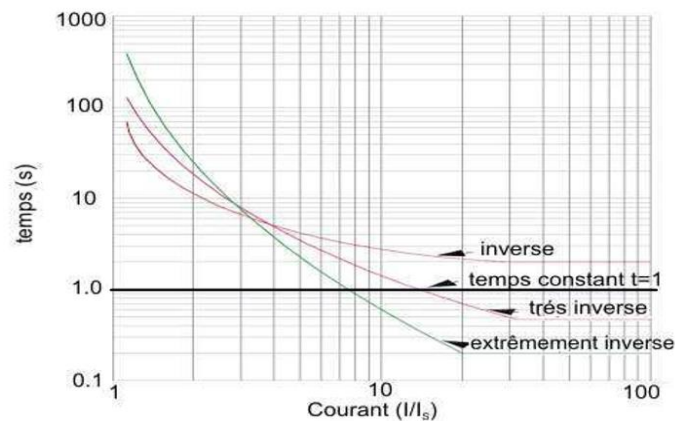


Fig. II. 9 : Protection à temps dépendant

A.2. Protection à maximum de courant de terre

Les protections ampèremétrique de terre sont utilisées pour détecter les défauts à la terre. Elles sont activées lorsqu'il y a un courant résiduel qui circule dans la terre. Ce dernier qui caractérise le courant de défaut à la terre est égal à la somme vectorielle des 3 courants de phase. Le courant résiduel est égal aussi à 3 fois le courant capacif I_0 .

$$I_{\text{rsd}} = 3 \cdot I_0 = I_1 + I_2 + I_3 \quad (\text{II.5})$$

En régime de fonctionnement normal, le courant résiduel I_{rsd} est quasi nul. Lors d'un défaut il

donne une image du courant de défaut qui passe par la terre (dans les cas des réseaux sans neutre distribué). Le principe de ce type de protection est simple, si la valeur mesurée de courant dépasse le seuil pendant une durée égale à la temporisation choisie, le relais sera activé. Ces protections peuvent être à temps dépendant ou indépendant comme les protections à maximum de courant de phase [23].

B. Protection de mesure de tension

Ces protections peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne, ce type de relais est habituellement temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaires [28].

C. Protection de mesure d'impédance

Ces protections prennent en compte en permanence les grandeurs d'une même phase (le courant, la tension et le sens de l'écoulement de l'énergie) pour évaluer l'impédance du réseau sur cette phase, vue du point où est situé le relais de mesure. Cette évaluation d'impédance est réalisée en générale sur les trois phases soit entre phase et neutre, soit entre phases. Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques : tension et courant direct, inverses ou homopolaires [28].

D. Protection de mesure de puissance

La mesure de la puissance dans un réseau triphasé peut être effectuée de différentes manières : par des protections de puissance active ou réactive, monophasée ou triphasée et par des protections de puissance dites à angle dont l'angle affectant la mesure est obtenu par un raccordement particulier des grandeurs V et I (alimentation par exemple du relais par le courant de la phase A et la tension entre les deux phases A et B) [28].

E. Protection différentielle

La protection différentielle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller (un moteur, un transformateur, un jeu de barres lignes et câbles) pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne à cette partie. Elle est basée sur la comparaison du courant d'entrée et de sortie d'un élément, si la comparaison indique la présence d'une différence, cela veut dire la présence d'un défaut et le relais doit agir. La différence mesurée doit être significative pour qu'elle soit attribuée à un défaut. La figure (II.10) montre le principe de fonctionnement de la protection différentielle [28].

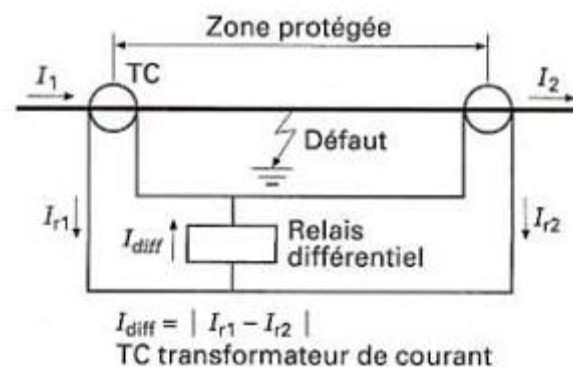


Fig. II. 10 : Principe de fonctionnement de la protection différentielle

F. Protection directionnelle

C'est la mesure du sens d'écoulement du courant, c'est-à-dire la mesure du déphasage entre courant et tension, qui permet de détecter la direction dans laquelle se trouve le défaut. Elle est nécessaire en cas de défaut :

- en présence de plusieurs sources ;
- si boucles fermées ou câbles en parallèles ;
- en neutre isolé pour les retours de courants capacitifs ;
- et pour détecter le sens anormal d'écoulement d'énergie active ou réactive (machines tournantes).

Ainsi, dans la situation d'un réseau à deux sources illustrée par la figure (II.11), les protections à maximum de courant déclencheraient [35].

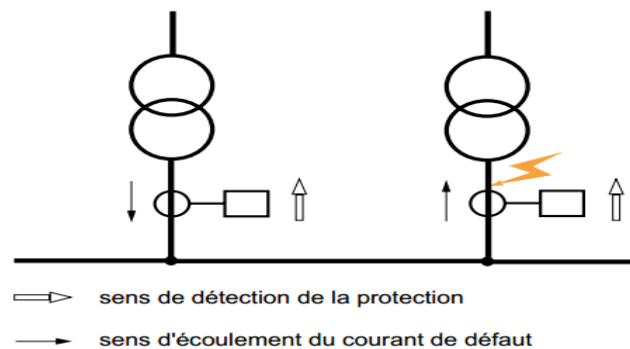


Fig. II. 11 : Illustration du rôle des protections directionnelles

G. Protection à distance

On utilise une protection capable de mesurer l'impédance d'une ligne instantanément (figure II.12). En effet, l'impédance d'une ligne électrique est proportionnelle à sa longueur. Le principe de base de la protection à distance implique la division de la tension au point de mesure par le courant mesuré. Par exemple l'impédance apparente ainsi calculée est comparée avec l'impédance de la ligne R_Z . Si l'impédance mesurée est inférieure à R_Z (soit de 0 à 100%), on suppose qu'il y a un défaut sur la ligne entre le relais et l'extrémité de la ligne ainsi protégée [23].

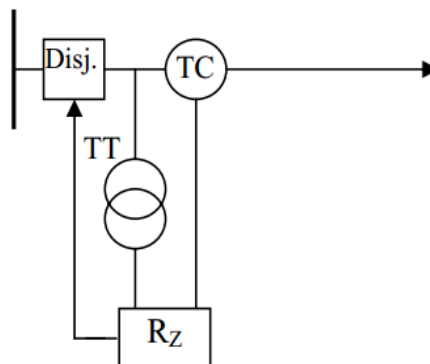


Fig. II. 12 : Principe d'installation de la protection de distance [36]

II.4. Conclusion

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différentes protections existantes dans un réseau électrique du fait que les éléments qui le constituent sont très sensibles et doivent être bien surveillés et protégés contre les différents types d'anomalies qui peuvent être engendrées.

Dans le chapitre qui suit nous allons définir la production d'énergie à base de ressources renouvelables nommée production décentralisée. Nous allons nous intéresser aussi à son intégration dans les réseaux de distribution et traiter ses apports ainsi que ses impacts sur ceux-ci.

III.1. Introduction

Les réseaux de distribution constituent conventionnellement des circuits électriques passifs dans lesquels les flux de puissance active et réactive s'écoulent des hautes vers les basses tensions. Ces flux ainsi que les tensions sont déterminés par les charges. Les systèmes de protection et le réglage de la tension sont actuellement basés sur ce caractère unidirectionnel de l'échange d'énergie. Mais depuis déjà quelques années, on assiste dans le monde à une libéralisation de la production et une ouverture du marché d'électricité qui ont permis de créer un cadre favorable pour l'apparition et le développement de petits producteurs, connectés directement aux réseaux de distribution d'une manière décentralisée et qui consiste à générer localement l'énergie électrique. Par conséquent, le flux de puissance n'est plus distribué verticalement, mais aussi horizontalement (deviennent bidirectionnels), rendant ainsi les réseaux de distribution plus actifs dans lesquels les flux de puissance et les tensions seront gouvernés non seulement par les charges, mais aussi par les sources [1][37].

Dans ce chapitre nous allons présenter les différents types des productions décentralisées, leurs impacts sur le fonctionnement du réseau de distribution lors d'un fort taux d'intégration et aussi citer les conditions techniques à mettre en œuvre pour une insertion sans accroc.

III.2. Productions décentralisées

Ce sont des unités de la Génération d'Énergie Décentralisée ou Distribuée (GED), appelées aussi Productions Décentralisées (PD). Elles se distinguent des unités de production centralisée par le fait qu'elles sont le plus souvent raccordées au réseau de distribution et par leurs petite taille.

Cependant, l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) définit les productions décentralisées comme l'énergie électrique générée par des installations qui sont suffisamment plus petites que les centrales classiques de production pour permettre leurs interconnexions à presque n'importe quel point du réseau électrique. Alors que le Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRE) la définit comme toutes les unités de production avec une capacité maximale de 50 MW à 100 MW, qui sont habituellement connectés au réseau de distribution [13].

Ces productions décentralisées se développent dans tous les pays à base d'unités de cogénération, d'énergies renouvelables ou de production traditionnelle, installées par des producteurs indépendants [38]. De nombreuses raisons, techniques et économiques, justifient le développement de ce type de production, parmi lesquelles nous relevons les suivantes [39]:

- ✓ La technologie disponible actuellement offre les garanties de fiabilité pour des unités de 100 kW à 150 MW ;
- ✓ Les sites pour une production de puissance réduite sont plus faciles à trouver; la production est réalisée à proximité de son utilisation, de manière à réduire les frais de transport;
- ✓ Les rendements énergétiques supérieurs des systèmes de cogénération ou à cycle combiné (gaz et vapeur) permettent une réduction des frais de fonctionnement;
- ✓ Les politiques des états pour promouvoir des technologies propres afin de réduire les émissions de CO₂, et promouvoir les énergies renouvelables par des subsides et des interventions dans les tarifs, qui conduisent à des conditions économiques intéressantes.

III.3. Différents types de productions décentralisées

Des classifications sont faites en fonction du type de source d'énergie utilisée et en fonction de la capacité à fournir des puissances actives et réactives [3].

III.3.1. Classifications en fonction du type de source d'énergie utilisée

- ✓ **Energies renouvelables** : Les principales technologies des énergies renouvelables sont [7] : l'hydraulique, l'éolien, la géothermie, l'hydrolienne, le solaire photovoltaïque, le solaire thermique, la biomasse et déchets et la marémotrice.
- ✓ **Energies non renouvelables** : Les principales technologies sont le thermique à flamme (avec turbine à vapeur), les turbines à gaz et les moteurs atmosphériques (moteurs diesel), ainsi que l'hydrogène piles à combustibles produisent directement de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène par réaction inverse de l'électrolyse de l'eau [2][7].
- ✓ **Cogénération** : C'est une technique permettant de récupérer la chaleur produite par toute microcentrale électrique proche de bâtiments en fonctionnant à haute température [7].

III.3.2. Classifications en fonction du type de puissance délivrée

Les GED peuvent être classés en quatre grands types basés sur la capacité de fournir de la puissance active et réactive [2]:

- ✓ **Le premier type** est capable de fournir que la puissance active tels que les photovoltaïques, les micro-turbines, les piles à combustible;
- ✓ **Le deuxième type** est capable de délivrer des puissances actives et réactives (Les unités à base de machines synchrones: cogénération, turbines à gaz, etc.);
- ✓ **Le troisième type** est capable de fournir que la puissance réactive (Les compensateurs synchrones tels que les turbines à gaz) ;
- ✓ **Le quatrième type** est capable de délivrer une puissance active en consommant de la puissance réactive (Les générateurs à induction, qui sont utilisés dans des parcs éoliens).

III.4. Intégration de la GED sur les réseaux de distribution

III.4.1. Conditions techniques de raccordement

Le raccordement aux réseaux de distribution HTA d'unités de production décentralisées doit respecter certaines contraintes techniques et impose généralement des aménagements dans le réseau pour assurer un fonctionnement correct de ce dernier, qui n'ont pas été à l'origine conçus et développés pour accueillir des unités de production. Des précautions sont ainsi à prévoir par des règles de raccordement afin de conserver le bon déroulement du fonctionnement du réseau. Ces règles sont des prescriptions techniques de conception et de fonctionnement : la protection, la puissance d'installation, la perturbation de la fréquence et la tension [40].

III.4.1.1 Type de raccordement

Deux types de configuration de raccordement sont envisagés [40]:

- ✓ **Le raccordement en départ mixte** : le raccordement à un départ existant auquel des consommateurs et éventuellement des producteurs sont déjà raccordés (figure III.1.a).

- ✓ **Le raccordement en départ direct** : le raccordement au poste source le plus proche via un départ nouvellement créé pour le nouvel utilisateur (figure III.1.b).

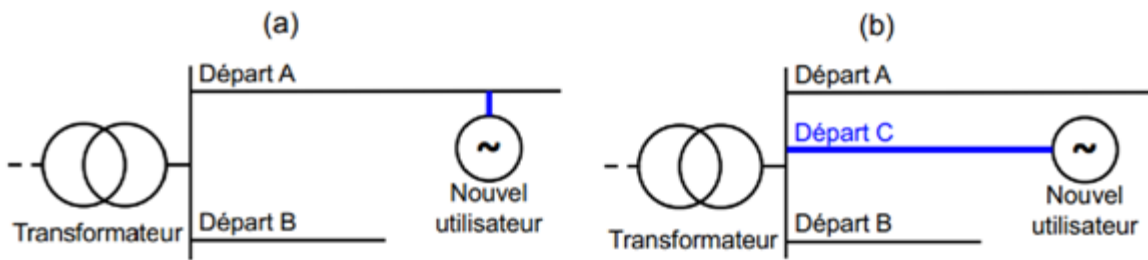


Fig. III. 1 : Illustration des configurations de raccordement
(a) départ mixte (b) départ direct [40]

III.4.1.2 Tension au point de raccordement

La tension au point de raccordement détermine la puissance maximale de l’installation de production. Le tableau (III.1) donne les niveaux de tension au point de raccordement en fonction de la puissance de l’installation [41].

Tab. III. 1 : Niveau de tension au point de raccordement en fonction de la puissance installée [41]

| Réseau | Limite de tension | Niveaux réel | Limite de puissance |
|--------|---|---------------------|-------------------------|
| BT | $U \leq 1\text{kV}$ (raccordement monophasé) | 230 V | $P \leq 18\text{ kVA}$ |
| | $U \leq 1\text{kV}$ (raccordement triphasé) | 400 V | $P \leq 250\text{ kVA}$ |
| HTA | $1\text{ kV} < U \leq 50\text{ KV}$ | 15 KV, 20 KV, 33 KV | $P \leq 17\text{ MW}$ |

Au réseau de distribution, la puissance à insérer ne doit pas dépasser la somme de la puissance maximale du transformateur du poste source et la charge minimale du départ [42].

III.4.1.3.Tenue en fréquence

- ✓ **Tenue en fréquence en régime normal** : Les installations de production doivent avoir la capacité constructive pour fonctionner sans limitation de durée dans la plage de fréquence entre 48 Hz et 52 Hz [41].
- ✓ **Tenue en fréquence en régime perturbé** : Les installations de production doivent être conçues pour permettre un fonctionnement exceptionnel pour des durées limitées. Les durées de fonctionnement sont celles spécifiées dans le tableau (III.2) [41].

Tab. III. 2 : Contrainte de la tenue aux variations de fréquence [41]

| Intervalle de fréquence | Durée de fonctionnement |
|-------------------------|-------------------------|
| 46,5 Hz - 47 Hz | 5 secondes |
| 47 Hz - 47,5 Hz | 10 secondes |
| 47,5 Hz - 48 Hz | 20 secondes |
| 48 Hz – 52 Hz | Illimitée |
| 52 Hz – 52,5 Hz | 10 secondes |

III.4.1.4 Tenue en tension

A. Tenue en tension en régime normal

Toute installation de production d'énergie doit pouvoir produire sa puissance maximale dans les plages de fonctionnement normal. Elle doit en outre pouvoir fonctionner pendant un temps limité lorsque la tension pour des raisons qui ne lui sont pas dues atteint des valeurs exceptionnelles. Les plages de variations de la tension sont comprises entre les valeurs minimale U_{\min} et maximale U_{\max} définies comme suit [41]:

- ✓ Pour les productions non synchrones on distingue deux cas :
 - Pour les réseaux aériens, $\pm 12\%$ autour de la valeur nominale de la tension ;
 - Pour les réseaux souterrains, $\pm 6\%$ autour de la valeur nominale de la tension.

B. Tenue aux creux de tension

B.1. Exigences spécifique aux installations de production synchrones

L'installation de production synchrone doit rester couplée et synchronisée au réseau de distribution lors des défauts avec une tension retenue aux bornes HTA du transformateur du groupe, de 0% de la tension nominale pour une durée de 0.3 seconde et lors de défauts avec une tension retenue de 50% de la tension nominale pour une durée de 0.6 seconde. Les tensions et temporisations durant lesquelles les installations de production synchrone doivent demeurer en service sont spécifiées dans figure (III.2) [41].

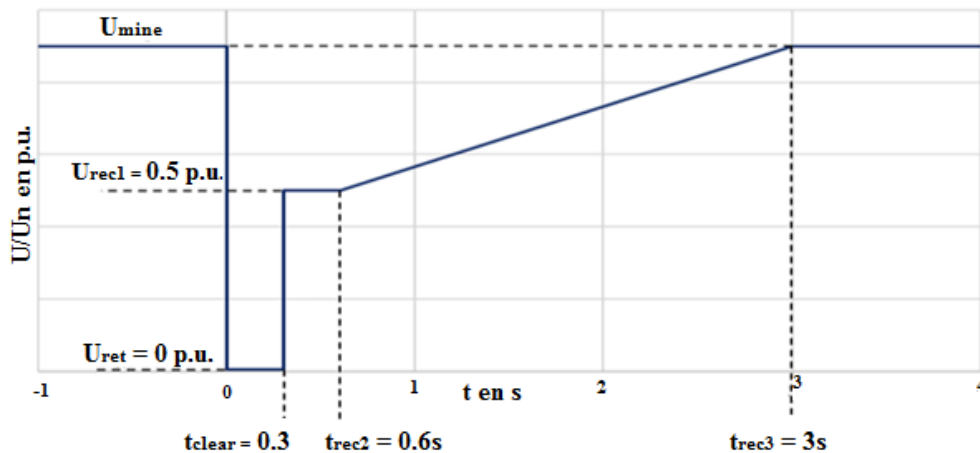


Fig. III. 2 : Profil de tenue aux creux de tension d'une installation de production synchrone

B.2. Exigences spécifique aux installations de production non synchrones

L'installation de production non-synchrone doit rester couplée et synchronisée au réseau de distribution lors des défauts avec une tension retenue aux bornes HTA du transformateur du groupe de 0% de la tension nominale pour une durée de 0.3 seconde, et lors de défauts avec une tension retenue de 10% de la tension nominale pour une durée de 0.6 seconde.

Les tensions et les temporisations pour lesquelles les installations de production non-synchrones doivent demeurer en service sont spécifiées dans figure (III.3).

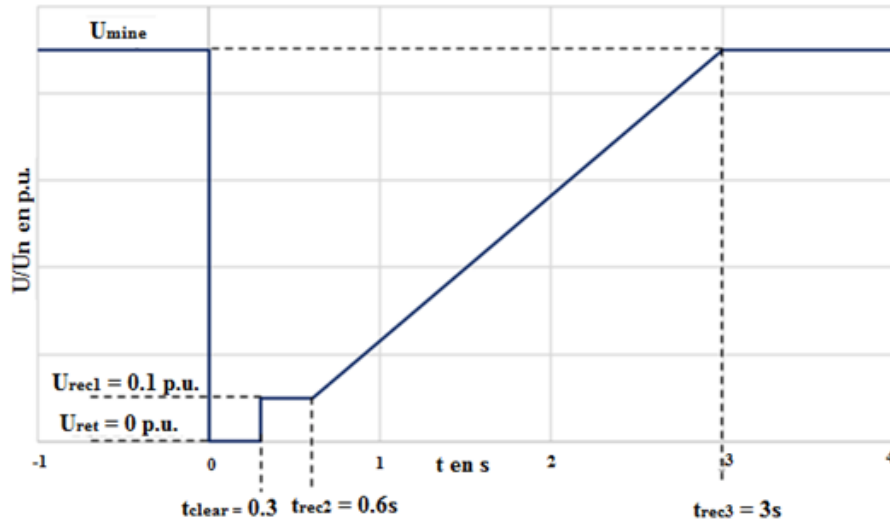


Fig. III. 3 : Profil de tenue aux creux de tension d’une installation de production non synchrone

III.4.2. Impacts de la GED sur les réseaux de distribution

L’insertion de la GED au sein du réseau de distribution existant n’est pas sans impact sur l’exploitation et le fonctionnement de ce dernier. Dans les paragraphes suivants, plusieurs de ces impacts vont être présentés.

A. Impacts sur les transits de puissances

L’un des premiers impacts liés à l’introduction de la GED dans un réseau de distribution qui vient à l’esprit concerne la modification des transits de puissances. Sur la figure (III.4.a), la représentation du transit de puissance active est donnée pour un réseau de distribution sans GED. Pour ce réseau, les flux de puissance sont unidirectionnels et proviennent du réseau de transport. Quand une GED de puissance 5 MW est introduite au nœud 5 (figure III.4.b), elle alimente la charge connectée au même nœud et exporte de la puissance vers les autres charges, les flux de puissance deviennent alors bidirectionnels. Il peut arriver, selon l’état de charge du réseau, le nombre et la taille des GED, qu’on se trouve dans une situation d’exportation d’énergie vers le réseau de transport comme illustré dans la figure (III.4.c), si on connecte des GED au nœud 3 de 5 MW et au nœud 5 de 6 MW [43-44].

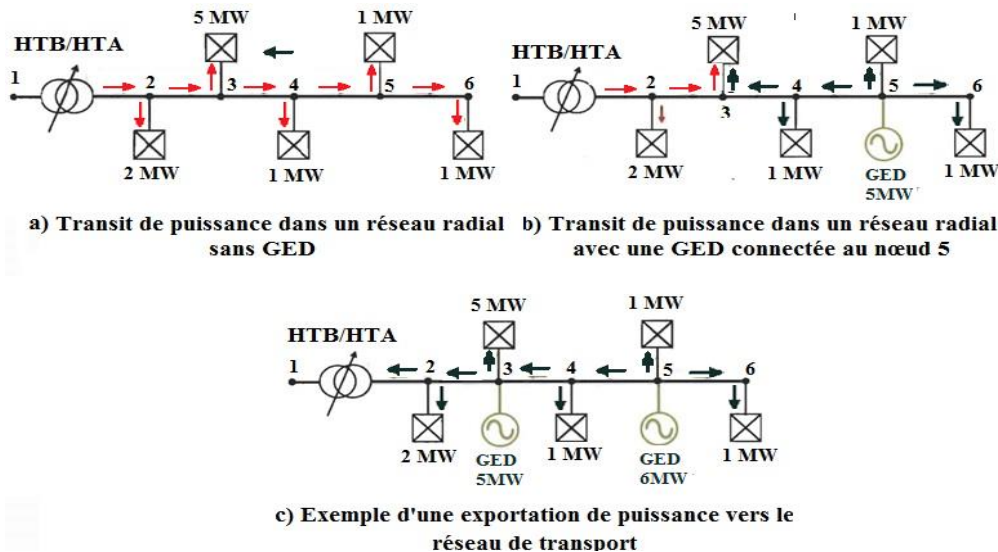


Fig. III. 4 : Impact de la production décentralisée sur les transits de puissance

B. Capacité du réseau et la congestion

La disponibilité de la capacité, ou l'absence de congestions de ligne dans la partie du réseau où la GED est insérée, peut jouer un rôle primordial sur l'intégration de la GED. Les réseaux de transport ont une structure maillée qui offre plusieurs voies à l'écoulement de puissances, tandis que les réseaux de distribution, de structures radiales ou bouclées, permettent ainsi quelques directions pour le flux d'énergie. Par conséquent, la capacité de transmission de puissance dans la distribution est nettement inférieure que dans le transport.

Il est également intéressant de noter qu'une insertion appropriée de la GED à proximité des charges ne conduisent généralement pas à une augmentation des congestions de la distribution, mais peut-être à leur réduction [13].

C. Impacts sur le transformateur régleur en charge

Le réglage de la tension par les transformateurs avec des changeurs de prises fonctionnant en charge consiste à passer d'une prise à une autre sans déconnecter le transformateur du réseau. Le changement de prises (qu'il soit pour augmenter ou pour diminuer la tension) intervient lorsque la tension mesurée en un point du réseau dépasse soit la tension minimale U_{\min} soit la tension maximale U_{\max} et que le dépassement de la tension dure un temps minimum t_{\min} (figure III.5).

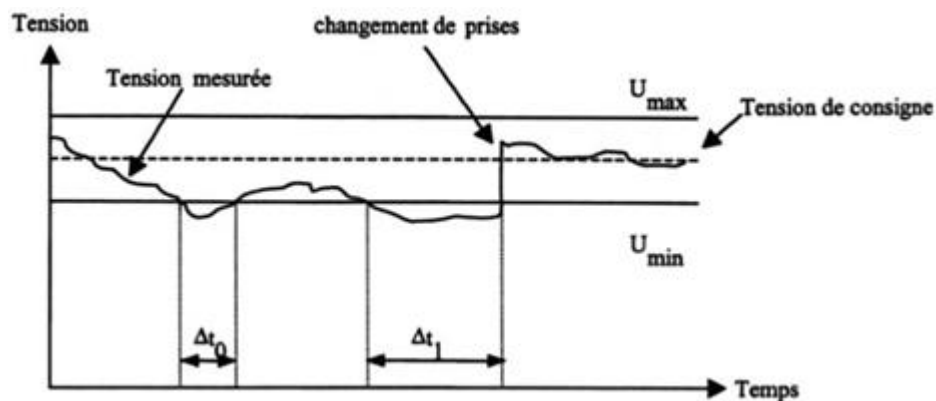


Fig. III. 5 : Principe de changement de prises [44]

Il existe deux types de régleurs en charge sans et avec compoundage et sont définis comme suit [44] :

- ✓ **Régleur en charge sans compoundage** : La tension mesurée U_{mes} , généralement à la sortie du transformateur (figure III.6.a), est comparée aux tensions U_{\min} et U_{\max} . Si $U_{\text{mes}} > U_{\max}$, alors il y a un changement de prises afin de réduire l'écart de tension, par contre si $U_{\text{mes}} < U_{\min}$, le changement de prise va permettre d'augmenter la tension au secondaire du transformateur [44].
- ✓ **Régleur en charge avec compoundage** : La tension comparée aux tensions U_{\min} et U_{\max} est une somme vectorielle de la tension mesurée et de la chute de tension dans la résistance de compoundage (figure III.6.b). Le compoundage permet de prendre en compte le courant débité par le ou les transformateurs du poste source et par conséquent d'estimer la chute de tension dans le réseau [44].

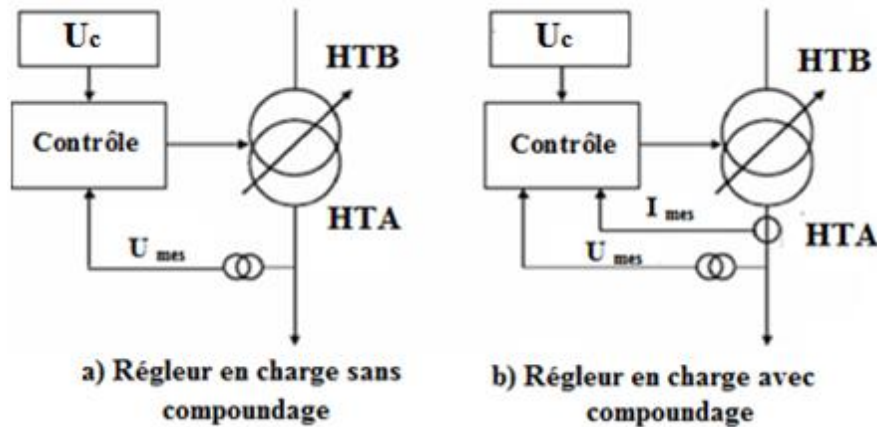


Fig. III. 6 : Schéma de principe d'un transformateur comportant un régleur en charge [45]

Pour le cas où le régleur en charge possédait une résistance de compoundage, du fait de l'introduction de GED (figure III.7), la puissance transitant dans le poste source diminue, ce qui provoque un changement (diminution) de la prise, l'état de charge du réseau est estimé à partir de la mesure de la tension en sortie du transformateur et du courant transitant dans celui-ci. L'introduction de GED modifie (diminution) le transit de puissance dans le transformateur du poste source. Le régleur en charge estime donc une chute de tension dans le réseau moins importante. Par conséquent, il diminue la prise ce qui a pour effet de faire diminuer la tension pour l'ensemble des nœuds du réseau. Cette diminution de la tension est sans conséquence pour les nœuds du départ où la GED est connectée. En effet, du fait de la connexion de la GED, la tension a augmenté. Par contre pour les nœuds des départs ne comportant pas de GED, la baisse de tension peut amener la tension du départ en dessous de la limite autorisée [44].

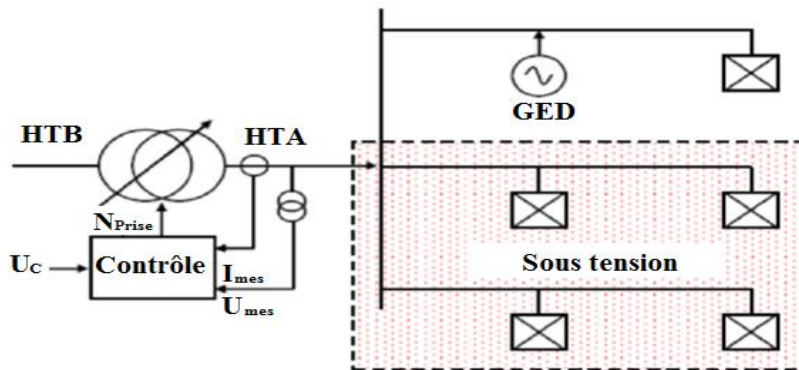


Fig. III. 7 : Schémas illustratif de l'impact sur le transformateur régleur en charge [45]

D. Modification du plan de tension

On sait que dans un réseau de distribution les nœuds proches d'une source ont une tension plus élevée, la tension diminuant au fur et à mesure que l'on s'éloigne. Mais en présence de GED, cette règle sera modifiée, tel que au point du raccordement il y'a une amélioration du plan de tension, comme il est illustré sur la figure (III.8.a) sans la présence de GED et la figure (III.8.b) avec présence de GED [46].

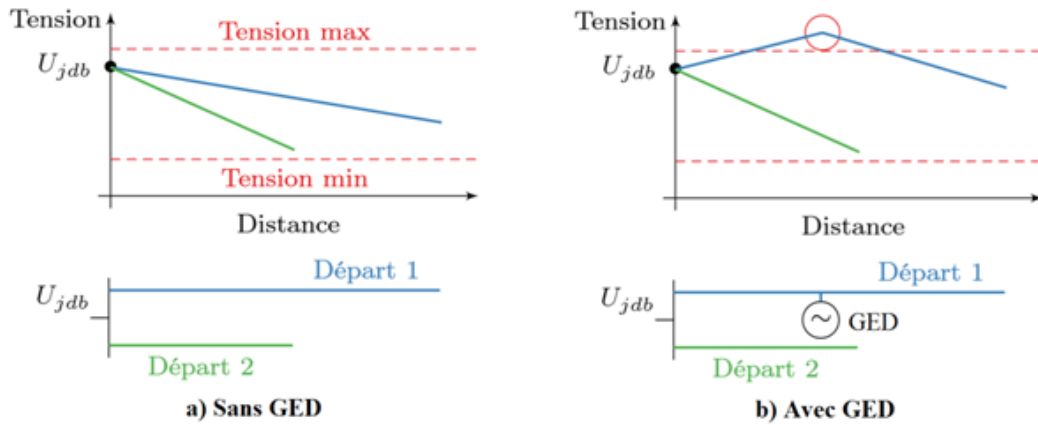


Fig. III. 8 : Schémas illustratif sur l'impact de production décentralisée sur le plan de tension

E. Impact sur la qualité du système

L'effet de l'intégration de la GED sur la qualité de l'énergie concerne trois aspects majeurs, à savoir, les creux de la tension, le flicker et les harmoniques.

- ✓ **Creux de tension :** Les creux de tension sont des chutes brusques de la tension, suivies de son rétablissement après une courte durée. Ils interviennent lors de la connexion des GED de type asynchrone au réseau électrique, ce type de générateur consomme de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique et fait appel à un fort courant, ce qui contribue au creux de tension (en profondeur) [42].
- ✓ **Flicker :** Il s'agit de variations rapides de la tension inférieures à 10 % de la tension nominale de manière répétitive. Le « flicker » n'a aucune incidence sur les matériels, cependant il provoque une gêne visuelle car il est responsable du papillotement des ampoules à incandescence. Le « flicker » peut apparaître en raison de l'intermittence des GED (les variations fréquentes de leurs énergies primaires causant alors des variations importantes de puissance) si celles-ci sont des éoliennes ou encore des panneaux photovoltaïques [42].
- ✓ **Harmoniques :** Ils sont essentiellement provoqués par la présence de charges non linéaires et de convertisseurs de puissance. Ces harmoniques provoquent une surchauffe de l'équipement, un fonctionnement défectueux du système de protection, et des interférences dans les circuits de communication. Les dispositifs d'électronique de puissance utilisés pour optimiser la puissance extraite des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes à vitesse variables et panneaux photovoltaïques) présentent l'inconvénient d'être des sources d'harmoniques [42].

F. Variations brusques de puissance

Un producteur peut se connecter et se déconnecter à n'importe quel moment, ou bien certaines GED comme l'éolien et les panneaux photovoltaïques ont des capacités aléatoires puisque dépendantes de facteurs climatiques pouvant entraîner de brusques variations de puissance (par exemple si une pointe de vent fort se produit, la ferme éolienne est arrêtée et ne débite plus aucune puissance) [46].

G. Impact sur la stabilité du système

Les génératrices de productions décentralisées peuvent être de type synchrone ou asynchrone. L'insertion de générateurs synchrones dans le réseau va changer le temps critique d'élimination de défaut (correspondant à la durée maximale d'une perturbation à laquelle le système peut résister sans perte de stabilité). Ceci influencera directement la limite de la stabilité dynamique du système en considération [46].

H. Impact sur le courant de court-circuit

La contribution de la production décentralisée lors d'un défaut peut modifier les niveaux de courant de court-circuit, leurs variations dépendent du nombre d'unité de GED inséré et la puissance délivrée par celles-ci, tel que l'augmentation de ces derniers entraîne une élévation du courant de court-circuit. Cette élévation peut alors créer des problèmes pour le fonctionnement des composants de distribution comme les lignes, les disjoncteurs et les interrupteurs, s'ils ont été dimensionnés pour supporter des courants de court-circuit inférieurs. Ces composants, lorsqu'ils transportent des courants de défaut persistant, sont soumis à des contraintes thermiques et mécaniques [13].

Les figures (III.9.a) et (III.9.b) illustrent l'impact de production décentralisée sur le courant de court-circuit.

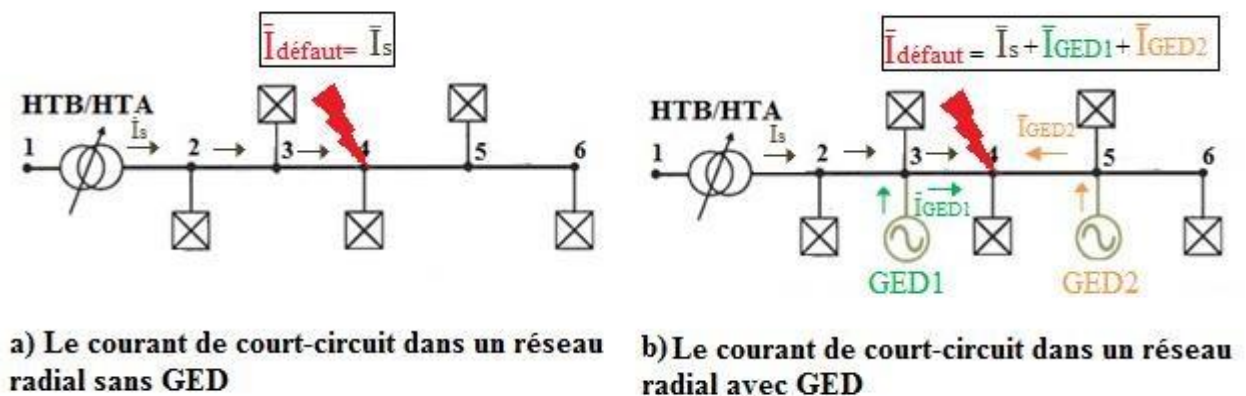


Fig. III. 9 : Impacts de production décentralisée sur le courant de court-circuit

I. Impact sur le plan de protection

Le plan de protection est un système coordonné de protections visant à isoler très rapidement un ouvrage en défaut (ligne, transformateur, jeu de barres, ...etc.) afin de garantir la sécurité des biens et des personnes. Différents types de relais mesurant différentes grandeurs physiques sont utilisés. La modification des courants de court-circuit due à l'insertion de GED peut conduire à une modification du réglage des protections voire même à leur changement. Deux principaux problèmes apparaissent suite à une insertion de GED, le problème d'aveuglement de protections et celui du déclenchement intempestif des protections [43].

- ✓ **Problème d'aveuglement des protections** : Ce problème d'aveuglement se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ possédant une GED. La figure (III.10) illustre un exemple d'aveuglement de protection en présence d'une GED.

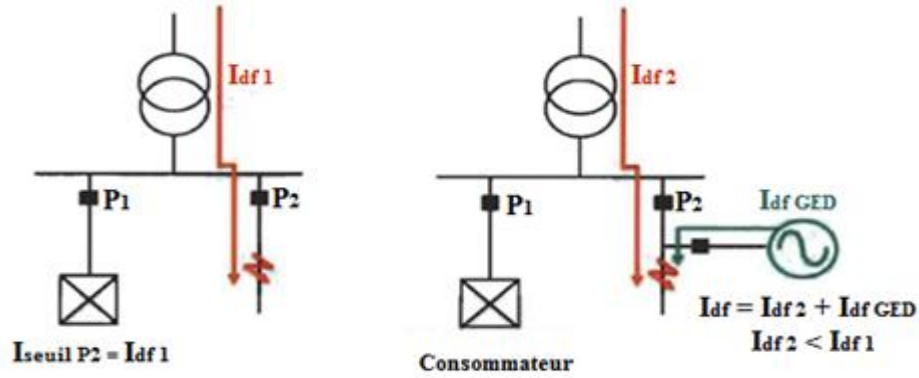


Fig. III. 10 : Problème d'aveuglement de protection

En l'absence de GED, le seuil de protection P_2 est réglé à $I_{\text{Seuil } P_2} = I_{df1}$, avec $I_{\text{Seuil } P_2}$ est le courant de défaut provenant du réseau amont ; Si on raccorde une GED, elle va participer au courant de défaut, et on aura $I_{df} = I_{df2} + I_{df \text{ GED}}$. Le courant apporté par le réseau amont I_{df2} est alors plus faible que I_{df1} (plus faible que $I_{\text{Seuil } P_2}$), d'où le phénomène d'aveuglement de protection P_2 apparaîtra.

- ✓ **Problèmes du déclenchement intempestif des protections :** Le problème de déclenchement intempestif se produit lorsqu'un défaut apparaît sur un départ adjacent au départ possédant une GED (voir la figure III.11). En effet, la GED participant au courant de défaut peut faire déclencher la protection d'un départ sain (P_2), si le courant de défaut apporté par la GED est supérieur au seuil de la protection de (P_2).

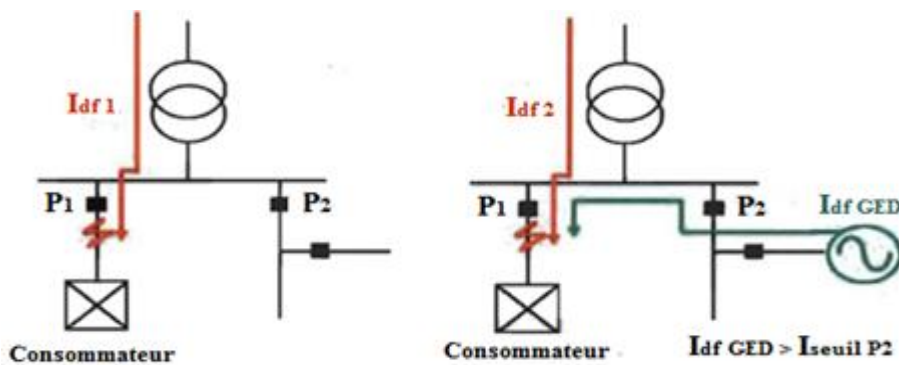


Fig. III. 11 : Problème de déclenchement intempestif des protections

III.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons abordé, tout d'abord, une vision sur la production décentralisée ainsi que ses intérêts qui justifient le développement de ce type de production. Ensuite, nous avons cité les conditions techniques de leur raccordement aux réseaux de distribution. Nous avons abordé aussi les différents problèmes rencontrés pour un fort taux d'intégration, liés au fait que les réseaux de

distribution n'ont pas été initialement conçu pour accueillir ces unités de production d'électricité. La compromission de la passivité du réseau par ces unités peut poser un certain nombre de problèmes, notamment sur les courants de court-circuit et le plan de protection.

Dans le chapitre qui suit, nous allons faire une analyse de l'impact d'intégration des productions décentralisées sur les courants de court-circuit ainsi que sur le plan de protection (l'aveuglement des protections et le déclenchement intempestif des départs sains) d'un réseau de distribution réel de 30KV avec une architecture radiale, proposé par la société nationale de l'électricité et du gaz ' SONELGAZ '.

IV.1.Introduction

Afin d'évaluer l'impact des productions décentralisées et les changements qu'elles apportent sur le fonctionnement des protections existantes dans un réseau électrique, une simulation sera effectuée sur un réseau de distribution (30 kV) avec une architecture radiale, proposé par la société nationale d'électricité et du gaz 'SONELGAZ'. Ce réseau est situé dans la commune 'AMALOU' dans la vallée de la Soummam à la wilaya de Bejaia en Algérie.

En premier lieu, dans cette partie nous allons définir une méthode ainsi que son développement qui traite le problème lié au calcul de l'écoulement de puissances dans un réseau de distribution radial afin d'évaluer l'état du réseau étudié, c'est-à-dire, les tensions aux nœuds, les courants transités à travers les lignes électriques, ainsi que les chutes de tension et les pertes de puissances. Par la suite, nous allons intégrer des productions décentralisées dans ce réseau, et faire une analyse paramétrique afin d'étudier son comportement après leurs insertions, Un nouveau calcul en présence de défaut sera effectué afin d'évaluer l'impact causé par cette intégration sur le plan de protection et sur le sens du transit des courants (puissances) dans les lignes.

IV.2. Calcul de l'écoulement de puissances

Le calcul de l'écoulement de puissances nous permet de déterminer le module et le déphasage des tensions de tous les nœuds ainsi que les puissances actives et réactives qui transitent dans les segments. Ce qui veut dire résoudre un système de (2n) équations algébriques non linéaires pour (n) nœuds, il est nécessaire d'utiliser des méthodes de calcul numérique [47].

IV.2.1 Méthode de calcul de l'écoulement de puissances dans un réseau de distribution radial

Cette méthode est basée sur la construction de deux matrices, la matrice [BIBC] (bus-injection to branch-current) représente le rapport entre les courants injectés aux nœuds charge et les courants des segments et la matrice [BCBV] (branch-current to bus-voltage) qui représente le rapport entre les courants des segments et les tensions aux nœuds [48].

En exploitant la structure arborescente d'un réseau de distribution, il est possible de déterminer directement le sens d'un courant grâce à la configuration radiale. On peut alors construire un algorithme basé sur ce principe.

IV.2.1.1 Construction de la Matrice [BIBC]

Soit le réseau de distribution illustré sur la figure (IV.1). Les puissances des charges peuvent être converties aux courants des charges équivalentes injectées par l'expression (IV.1) :

$$\bar{I}_i = \left(\frac{P_i + jQ_i}{\bar{V}_i} \right)^* \quad (IV.1)$$

Les courants des segments peuvent être obtenus en appliquant les lois de Kirchhoff au réseau de distribution. Les courants des segments peuvent être exprimés en fonction des courants de charges [49].

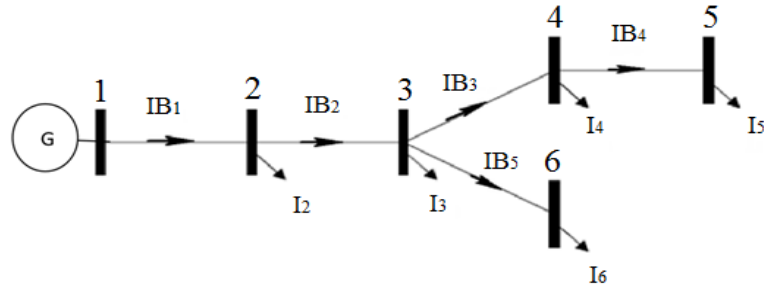


Fig. IV. 1 : Exemple d'un réseau de distribution

Avec,

$$\begin{aligned}
 \bar{I}B_1 &= \bar{I}_2 + \bar{I}_3 + \bar{I}_4 + \bar{I}_5 + \bar{I}_6 \\
 \bar{I}B_2 &= \bar{I}_3 + \bar{I}_4 + \bar{I}_5 + \bar{I}_6 \\
 \bar{I}B_3 &= \bar{I}_4 + \bar{I}_5 \\
 \bar{I}B_4 &= \bar{I}_5 \\
 \bar{I}B_5 &= \bar{I}_6
 \end{aligned}
 \tag{IV.2}$$

Par conséquent, le rapport entre les courants injectés aux nœuds et les courants des segments peuvent être exprimé comme suit :

$$\begin{bmatrix} \bar{I}B_1 \\ \bar{I}B_2 \\ \bar{I}B_3 \\ \bar{I}B_4 \\ \bar{I}B_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_2 \\ \bar{I}_3 \\ \bar{I}_4 \\ \bar{I}_5 \\ \bar{I}_6 \end{bmatrix}
 \tag{IV.3}$$

L'équation (IV.3) peut être réécrite sous la forme générale :

$$[\bar{I}B] = [BIBC][\bar{I}]
 \tag{IV.4}$$

Où :

$[\bar{I}B]$: Vecteur des courants de segments de dimension m ;

$[\bar{I}]$: Vecteur des courants de charges (injectés) de dimension (n - 1) ;

$[BIBC]$: Matrice reliant les courants de segments avec les courants de charges, elle est de dimension (n-1) x m.

m et n : représentent respectivement le nombre de segments et de nœuds.

La matrice $[BIBC]$ est une matrice triangulaire supérieure, qui contient que des zéro et des (+1) seulement. Elle est calculée comme suit :

- Étape 1a. Pour un réseau de distribution avec (m) segments et (n) nœuds, la dimension de la matrice [BIBC] est ((n-1) x m) ;
- Étape 2a. Si une ligne (B_k) est située entre deux nœuds i et j, copier la colonne i de la matrice [BIBC] à la colonne j, et mettre (+1) en position de la ligne k dans la colonne j ;
- Étape 3a. Un procédé de répétition de l'étape (2a) jusqu'à inclure tous les segments dans la matrice [BIBC].

IV.2.1.2 Construction de la matrice [BCBV]

C'est le rapport entre les courants des segments et les tensions aux nœuds. Par exemple, les tensions aux nœuds 3 et 4 sont [48] :

$$\begin{aligned}\bar{V}_3 &= \bar{V}_2 - \bar{IB}_2 \cdot \bar{Z}_{23} \\ \bar{V}_4 &= \bar{V}_3 - \bar{IB}_3 \cdot \bar{Z}_{34}\end{aligned}\tag{IV.5}$$

Avec,

\bar{V}_i : Tension au nœud i ;

\bar{Z}_{ij} : Impédance de la ligne entre les nœuds i et j.

La tension au nœud 4 peut être exprimée en fonction des courants de segment comme écrite dans l'expression (IV.6) tel que :

$$\bar{V}_4 = \bar{V}_1 - \bar{IB}_1 \cdot \bar{Z}_{12} - \bar{IB}_2 \cdot \bar{Z}_{23} - \bar{IB}_3 \cdot \bar{Z}_{34}\tag{IV.6}$$

Les mêmes procédures peuvent être appliquées sur d'autres nœuds, le rapport entre les courants de segments et les tensions aux nœuds peut être exprimé par

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \\ \bar{V}_4 \\ \bar{V}_5 \\ \bar{V}_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & 0 & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & \bar{Z}_{34} & 0 & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & \bar{Z}_{34} & \bar{Z}_{45} & 0 \\ \bar{Z}_{12} & \bar{Z}_{23} & 0 & 0 & \bar{Z}_{36} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{IB}_1 \\ \bar{IB}_2 \\ \bar{IB}_3 \\ \bar{IB}_4 \\ \bar{IB}_5 \end{bmatrix}\tag{IV.7}$$

L'équation (IV.7) peut être réécrite sous la forme générale :

$$[\Delta \bar{V}] = [BCBV][\bar{IB}]\tag{IV.8}$$

Où :

$[\Delta \bar{V}]$: Vecteur des chutes de tension, de dimension (n - 1) ;

$[BCBV]$: Matrice qui relie les courants de segments et les chutes de tension, de dimension (n-1) x m.

La matrice $[BCBV]$ prend comme éléments les impédances des segments, pour la construire, on suit la procédure suivante :

- Étape 1b. Pour un réseau de distribution avec (m) segments et (n) nœuds, la dimension de la matrice $[BCBV]$ est $((n-1) \times m)$;
- Étape 2b. Si une ligne (B_k) est située entre deux nœuds i et j, copier la ligne du nœud i de la matrice $[BCBV]$ à la ligne du nœud j, et mettre l'impédance de ligne Z_{ij} en position de la ligne j et de la colonne k ;
- Étape 3b. Un procédé de répétition de l'étape (2b) jusqu'à inclure toutes les segments dans la matrice $[BCBV]$.

IV.2.1.3 Développement de la méthode

Le développement des matrices $[BIBC]$ et $[BCBV]$ est basé sur la structure topologique des réseaux de distribution. En combinant les expressions (IV.4) et (IV.8), la relation entre les courants injectés aux nœuds et les tensions des nœuds peut être exprimée comme suit :

$$[\Delta \bar{V}] = [BCBV][BIBC][\bar{I}] = [DLF][\bar{I}] \quad (IV.9)$$

La solution de l'écoulement de puissances du réseau de distribution peut être obtenue par les équations itératives (IV.10), (IV.11) et (IV.12) :

$$\bar{I}_i^k = \left(\frac{P_i + jQ_i}{\bar{V}_i^k} \right)^* \quad (IV.10)$$

$$[\Delta \bar{V}^{k+1}] = [DLF][\bar{I}^k] \quad (IV.11)$$

Et

$$[\bar{V}^{k+1}] = [\bar{V}_1] - [\Delta \bar{V}^{k+1}] \quad (IV.12)$$

IV.2.1.4 Algorithme de la méthode

Étape 1. Introduire les données de réseau ;

Étape 2. Appliquer les procédures (1a), (2a), (3a) et l'équation (IV.3) pour former la matrice $[BIBC]$;

Étape 3. Appliquer les procédures (1b), (2b), (3b) et l'équation (IV.8) pour former la matrice $[BCBV]$;

Étape 4. Appliquer l'équation (IV.9) pour former la matrice $[DLF]$;

Étape 5. Mettre le compteur d'itération k à 0 ;

Étape 6. Calculer l'écoulement de puissances en employant les équations (IV.10), (IV.11), (IV.13).

$$\Delta \bar{S}_{ij} = \Delta P_{ij} + j\Delta Q_{ij} = R_{ij} \cdot (I_{ij})^2 + jX_{ij} \cdot (I_{ij})^2 \quad (IV.13)$$

Étape 7. Tester la convergence pour le calcul de l'erreur $\max_i (|\bar{I}_i^{k+1}| - |\bar{I}_i^k|)$, dans cette étape on distingue deux cas :

- Si $\max_i (|\bar{I}_i^{k+1}| - |\bar{I}_i^k|) > \xi$ (la tolérance), aller à l'étape (8) ;
- Si $\max_i (|\bar{I}_i^{k+1}| - |\bar{I}_i^k|) < \xi$ (la tolérance), aller à l'étape (9) ;

Étape 8. Itération $k = k + 1$, aller à l'étape 6 ;

Étape 9. Imprimer les résultats.

IV.3. Présentation du réseau étudié

Le réseau étudié dans ce travail est un réseau de distribution de la commune 'AMALOU' de la wilaya de Bejaïa. Les caractéristiques de ce réseau sont données comme suit:

- Nombre de nœud : **88**;
- Nombre de segments : **87**;
- Nœud de référence : Nœud **1** ;
- Tension de base : **30kV** ;
- Puissance de base : **9,72MVA**;
- Nature des conducteur : Almélec ;

Les données des lignes (impédances) ainsi que des charges (puissances actives et réactives) sont résumées dans le tableau (A.2) de l'annexe 1.

La structure réelle du réseau étudié se trouve dans l'annexe 2, et la figure (IV.2) illustre sa représentation unifilaire.

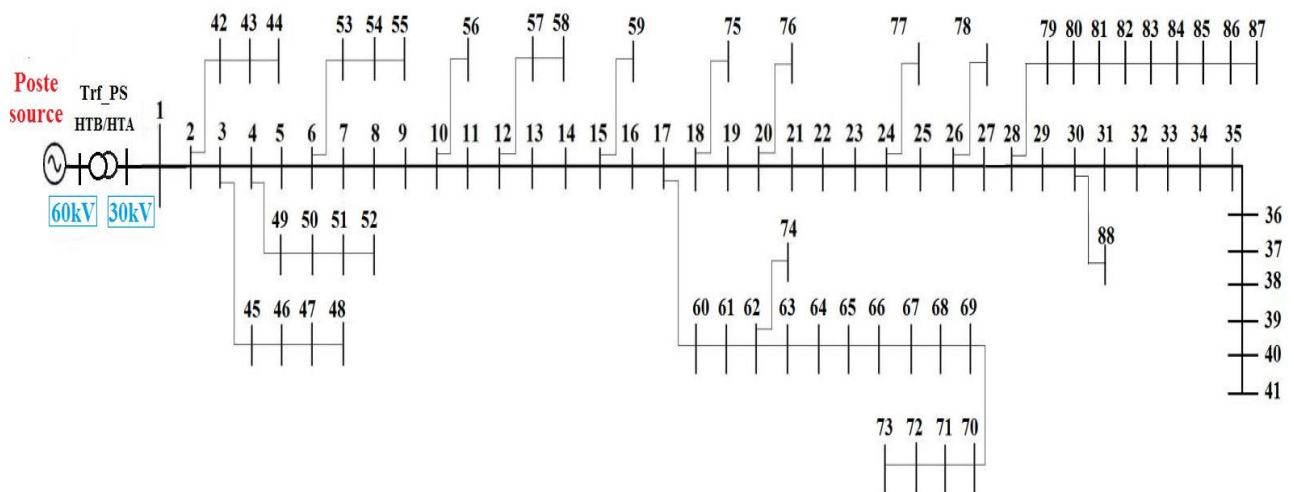


Fig. IV. 2 : Représentation unifilaire du réseau de distribution 'AMALOU'

IV.4. Plan de travail pour le calcul de l'écoulement de puissances

Le présent travail a été divisé en trois parties essentielles définies comme suit :

- ✓ Etudier l'état du réseau (tension aux nœuds, chute de tension et pertes des puissances dans les lignes, sens du transit de puissances) ;
- ✓ Etudier l'état du réseau avec insertion d'une production décentralisée ;
- ✓ Etudier l'état du réseau, en cas de défaut sur celui-ci, en présence d'une production décentralisée (les impacts sur les flux de puissances, sur le courant de court-circuit et sur l'état de fonctionnement des protections).

IV.4.1. Etat du réseau sans la présence de la production décentralisée

Les résultats de l'écoulement de puissances obtenus pour le réseau de distribution 'AMALOU' sont présentés sur les figures de (IV.3) à (IV.7) et les tableaux (IV.1) et (IV.2).

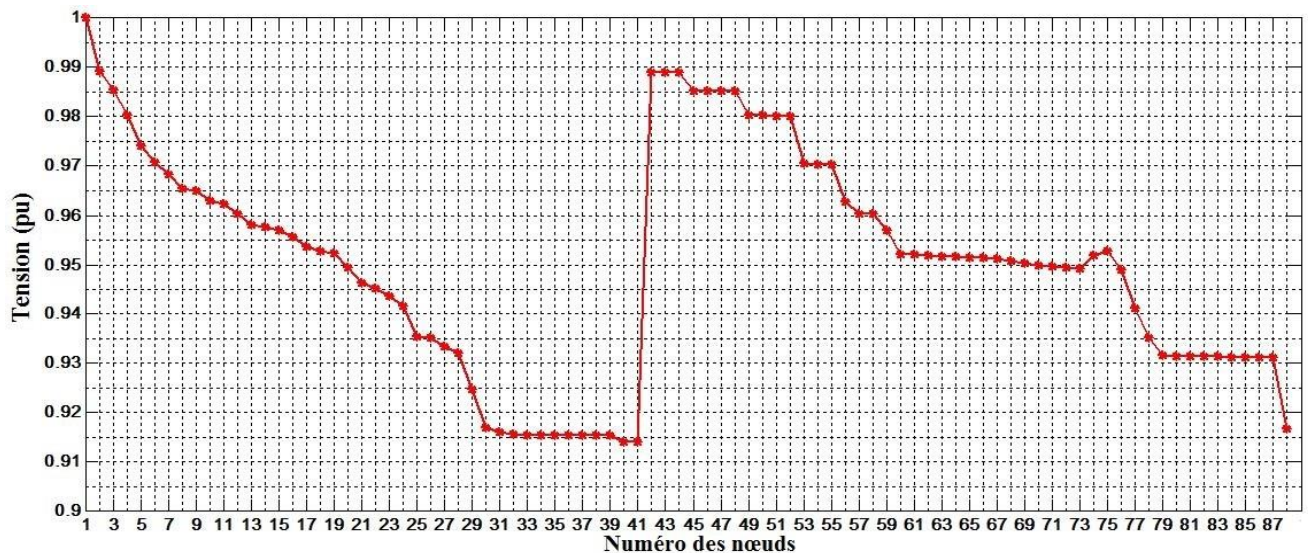


Fig. IV. 3 : Tension aux nœuds

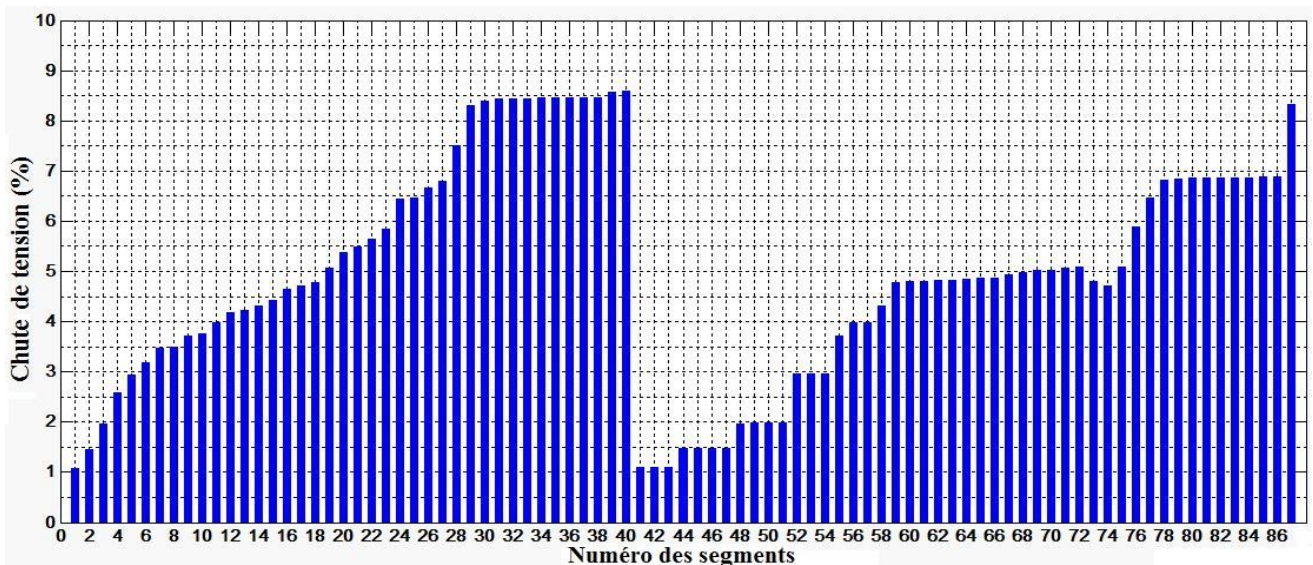


Fig. IV. 4 : Chutes de tension

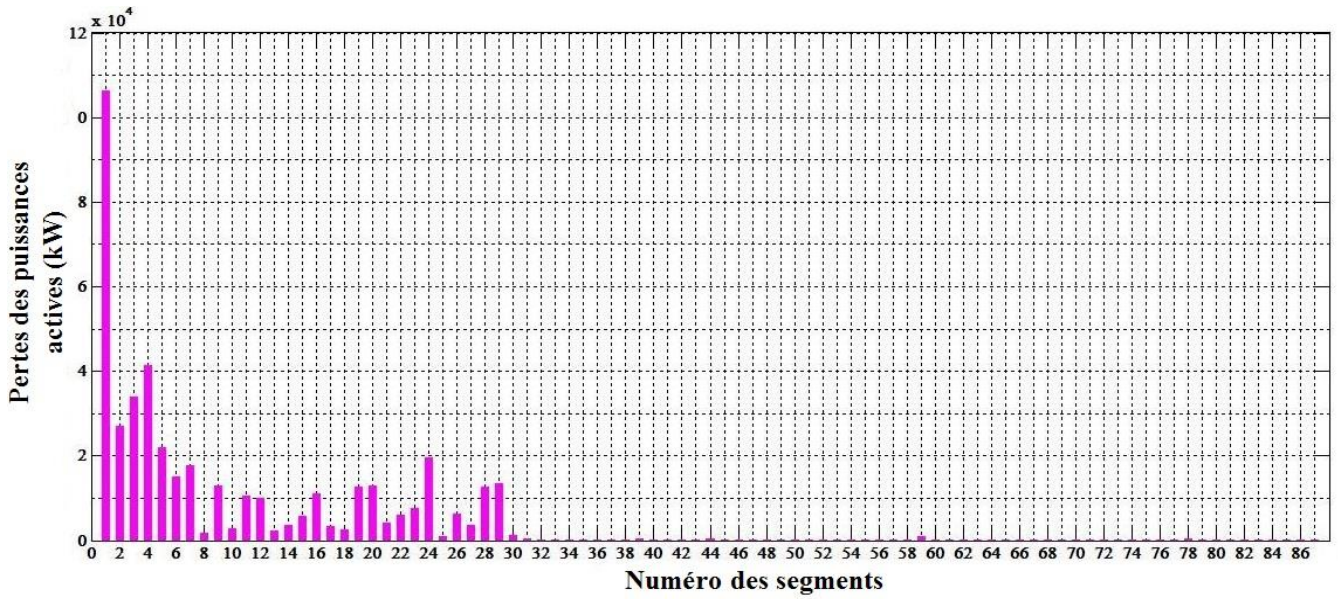


Fig. IV. 5 : Pertes des puissances actives dans les segments

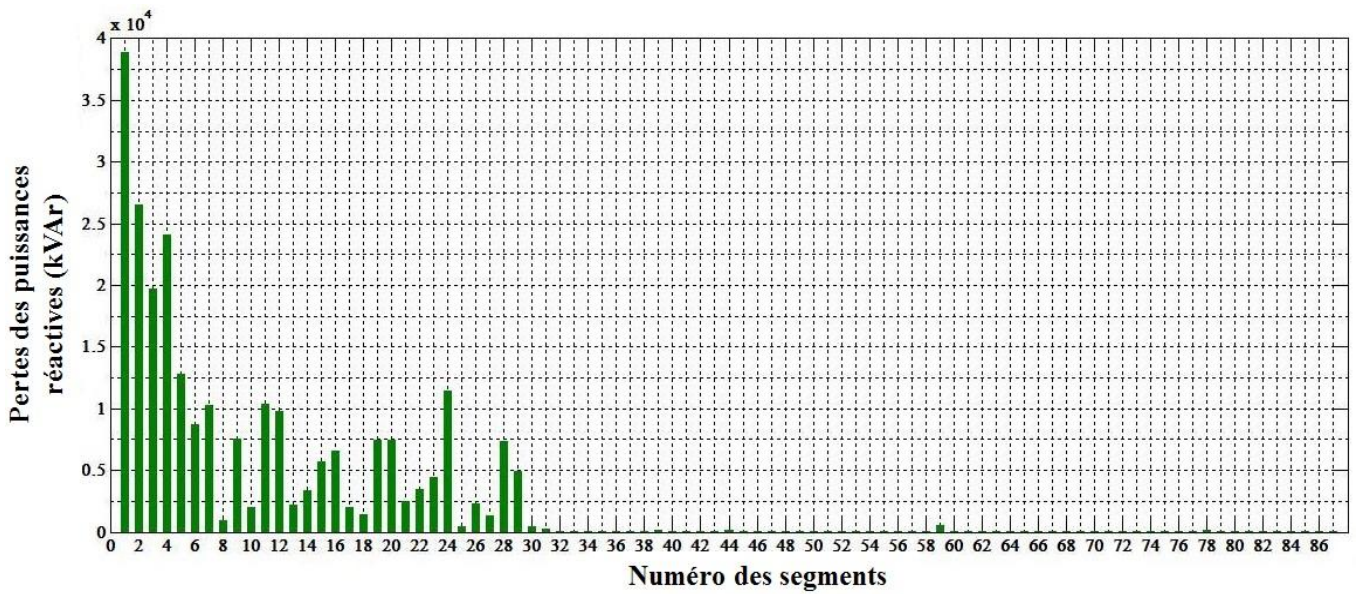


Fig. IV. 6 : Pertes des puissances réactives dans les segments

Tab.IV. 1 : Pertes totales des puissances actives et réactives dans les segments

| | |
|---|--------|
| Pertes totales de puissance active (kW) | 434,73 |
| Pertes totales de puissance réactive (kVAr) | 248,23 |

Tab.IV. 2: Courants transités dans les segments

| N° segment | IB (pu) | θ (deg) | N° segment | IB (pu) | θ (deg) | N° segment | IB (pu) | θ (deg) |
|------------|---------|----------|------------|---------|----------|------------|---------|----------|
| 1 | 1,0509 | -31,6873 | 30 | 0,1469 | -31,5648 | 59 | 0,0850 | -31,7470 |
| 2 | 1,0238 | -31,6880 | 31 | 0,1217 | -31,5644 | 60 | 0,0773 | -31,7457 |
| 3 | 0,8123 | -31,6831 | 32 | 0,1116 | -31,5643 | 61 | 0,0748 | -31,7453 |
| 4 | 0,7741 | -31,6824 | 33 | 0,0914 | -31,5641 | 62 | 0,0700 | -31,7444 |
| 5 | 0,7741 | -31,6824 | 34 | 0,0788 | -31,5640 | 63 | 0,0651 | -31,7434 |
| 6 | 0,7308 | -31,6824 | 35 | 0,0707 | -31,5638 | 64 | 0,0574 | -31,7414 |
| 7 | 0,7260 | -31,6824 | 36 | 0,0505 | -31,5633 | 65 | 0,0496 | -31,7390 |
| 8 | 0,7213 | -31,6825 | 37 | 0,0379 | -31,5627 | 66 | 0,0418 | -31,7360 |
| 9 | 0,7165 | -31,6825 | 38 | 0,0328 | -31,5624 | 67 | 0,0341 | -31,7320 |
| 10 | 0,6896 | -31,6831 | 39 | 0,0303 | -31,5622 | 68 | 0,0292 | -31,7297 |
| 11 | 0,6819 | -31,6832 | 40 | 0,0253 | -31,5620 | 69 | 0,0268 | -31,7286 |
| 12 | 0,6616 | -31,6826 | 41 | 0,0271 | -31,6584 | 70 | 0,0268 | -31,7286 |
| 13 | 0,6592 | -31,6825 | 42 | 0,0271 | -31,6584 | 71 | 0,0219 | -31,7275 |
| 14 | 0,6567 | -31,6823 | 43 | 0,0075 | -31,6583 | 72 | 0,0170 | -31,7268 |
| 15 | 0,6442 | -31,6811 | 44 | 0,2115 | -31,7071 | 73 | 0,0049 | -31,7586 |
| 16 | 0,6248 | -31,6785 | 45 | 0,0638 | -31,7071 | 74 | 0,0097 | -31,7602 |
| 17 | 0,5398 | -31,6678 | 46 | 0,0563 | -31,7071 | 75 | 0,0316 | -31,7539 |
| 18 | 0,5301 | -31,6661 | 47 | 0,0375 | -31,7071 | 76 | 0,0614 | -31,7362 |
| 19 | 0,5253 | -31,6652 | 48 | 0,0382 | -31,6972 | 77 | 0,0128 | -31,7311 |
| 20 | 0,4936 | -31,6595 | 49 | 0,0193 | -31,6960 | 78 | 0,0848 | -31,6858 |
| 21 | 0,4629 | -31,6535 | 50 | 0,0118 | -31,6957 | 79 | 0,0491 | -31,6856 |
| 22 | 0,4506 | -31,6510 | 51 | 0,0071 | -31,6954 | 80 | 0,0292 | -31,6855 |
| 23 | 0,4458 | -31,6500 | 52 | 0,0433 | -31,6822 | 81 | 0,0211 | -31,6854 |
| 24 | 0,3844 | -31,6362 | 53 | 0,0243 | -31,6821 | 82 | 0,0162 | -31,6854 |
| 25 | 0,3646 | -31,6310 | 54 | 0,0167 | -31,6821 | 83 | 0,0112 | -31,6853 |
| 26 | 0,3518 | -31,6274 | 55 | 0,0269 | -31,6688 | 84 | 0,0081 | -31,6853 |
| 27 | 0,2924 | -31,6111 | 56 | 0,0204 | -31,7007 | 85 | 0,0050 | -31,6852 |
| 28 | 0,2076 | -31,5807 | 57 | 0,0096 | -31,7007 | 86 | 0,0050 | -31,6852 |
| 29 | 0,1827 | -31,5672 | 58 | 0,0126 | -31,7454 | 87 | 0,0307 | -31,5774 |

La figure (IV.7) représente le sens du transit des courants dans les segments du réseau, qui montre que le sens de transit de puissances dans le réseau étudié est unidirectionnel, descendant depuis le poste source vers les charges.

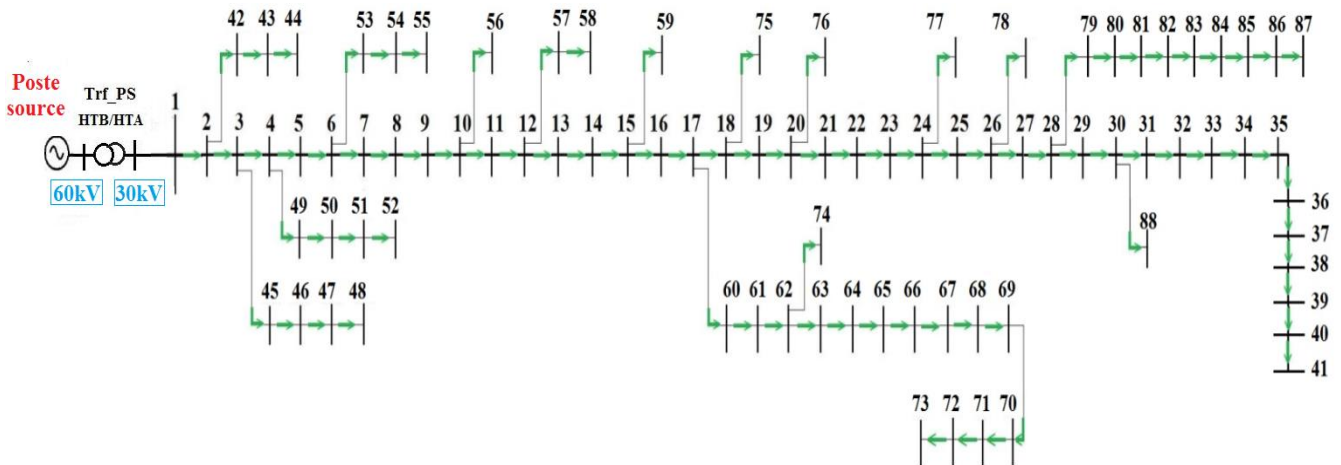


Fig. IV. 7 : Sens du transit de puissances du réseau de distribution 'AMALOU'

Interprétation des résultats

Les figures (IV.3) et (IV.4) représentent l'allure de la tension au niveau des différents nœuds du réseau, ainsi que les chutes de tension au niveau des segments. On remarque que la valeur de la tension la plus basse est de **0,9141 pu** qui se trouve au niveau du nœud **41**, cela est justifié par l'accumulation des chutes de tension dans les segments, tel que la plus grande valeur atteint une amplitude de **8,5859%** au niveau du segment N° **40**. Pour les pertes totales des puissances actives et réactives au niveau de chaque segment, nous notons qu'elles sont respectivement de **434,73 kW** et **248,23 kVAr** (tableau IV.1) représentant **5,27%** et **4,85%** des puissances demandées. Les figures (IV.5) et (IV.6) montrent que les plus grandes pertes des puissances actives et réactives sont enregistrées au niveau du premier segment avec des valeurs de **106,37 kW** et **38,86 kVAr**. Ces résultats sont dus à l'intensité des courants traversant ces segments (tableau IV.2) ainsi qu'aux caractéristiques électriques, résistance et réactance relatives à chaque segment du réseau (voir le tableau (A.1) de l'annexe 1).

IV.4.2. Etat du réseau avec insertion d'une production décentralisée

A. Premiers scénario : Effet sur le plan de tension et flux de puissances

Vu la valeur importante de la chute de tension constatée au nœud **41**, une production décentralisée est connectée à ce niveau en générant une puissance active à un taux d'intégration de **30%** de la puissance totale demandée par les charges afin d'évaluer les grandeurs du réseau, à savoir, les tensions aux nœuds et les puissances transitées à travers les segments. Le taux d'intégration est calculé à partir de l'expression (IV.14).

$$\tau = \frac{P_{PD}}{P_{Ch}} \cdot 100 \quad (IV.14)$$

Sachant que la puissance totale demandée par les charges P_{Ch} est de **9,713 MVA** avec un $\cos(\varphi)$ moyen de **0,85 AR** et la puissance injectée par la PD est de **2,477 MW**, les résultats de l'écoulement de puissances obtenus après l'intégration de la PD au nœud **41** sont présentés dans les figures de (IV.8) à (IV.12) et les tableaux (IV.3) et (IV.4)

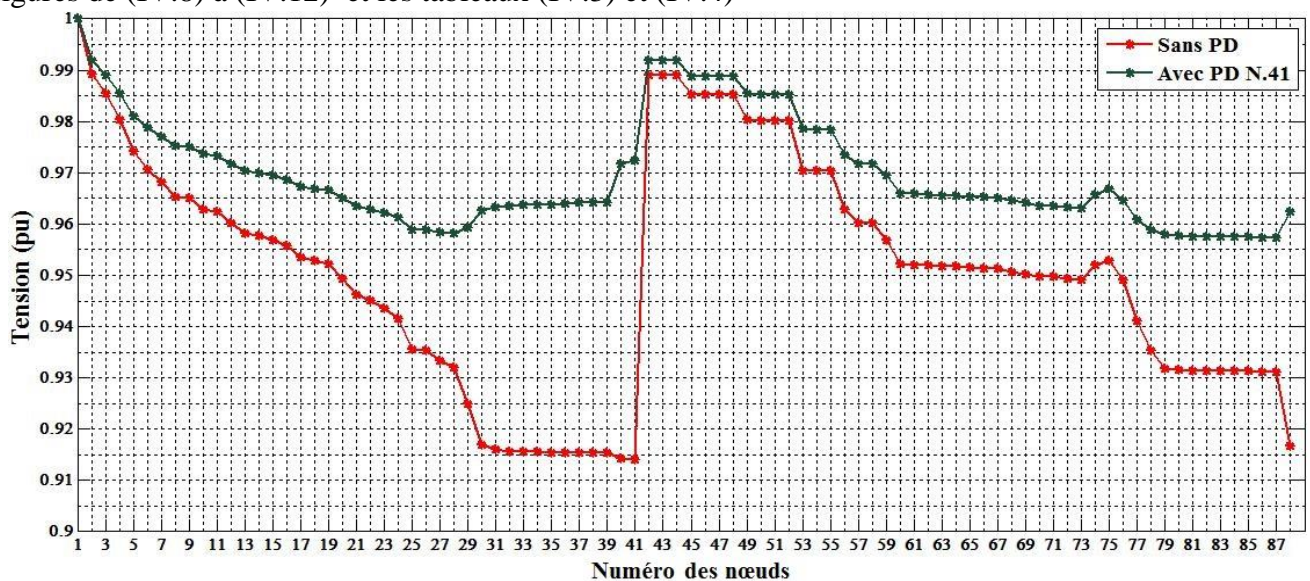


Fig. IV. 8 : Tension aux nœuds avant et après insertion d'une PD au noeud41

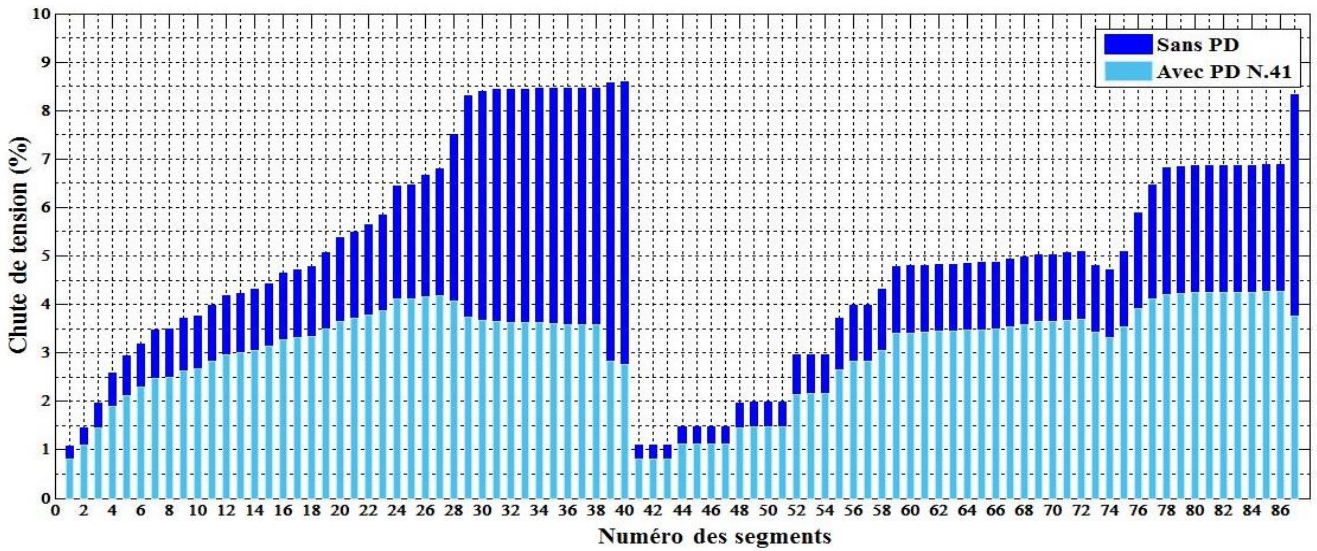


Fig. IV. 9 : Chutes de tension aux nœuds avant et après insertion d'une PD au nœud 41

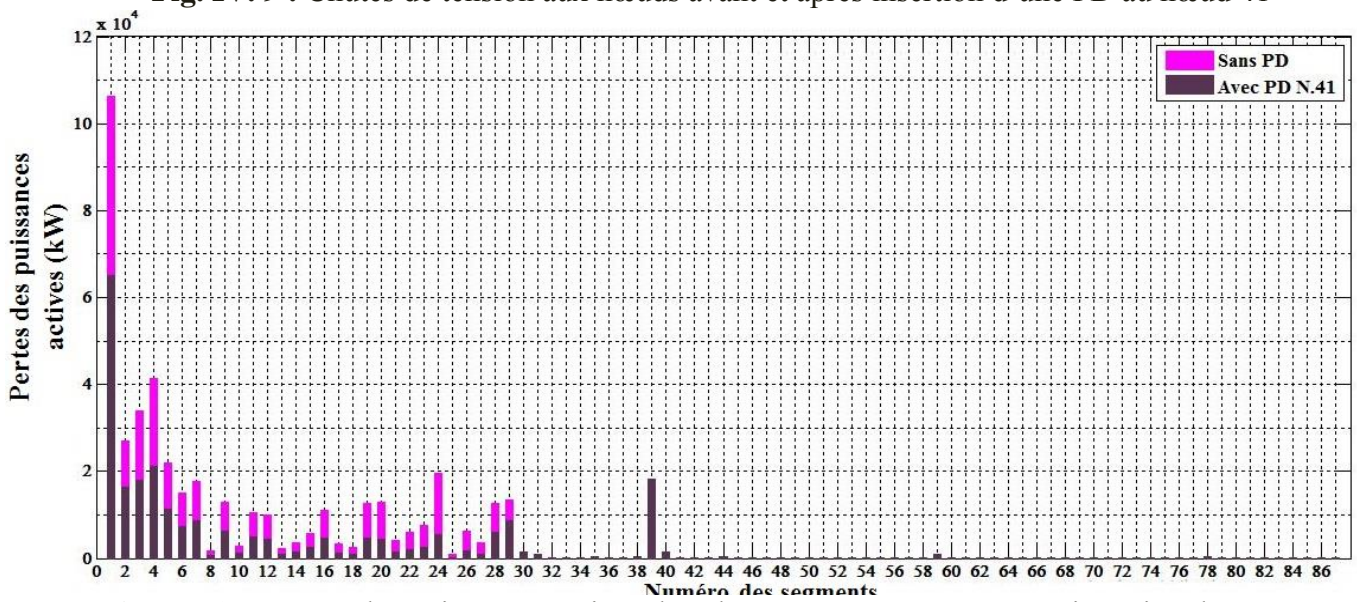


Fig. IV. 10 : Pertes des puissances actives dans les segments avant et après insertion d'une PD au nœud 41

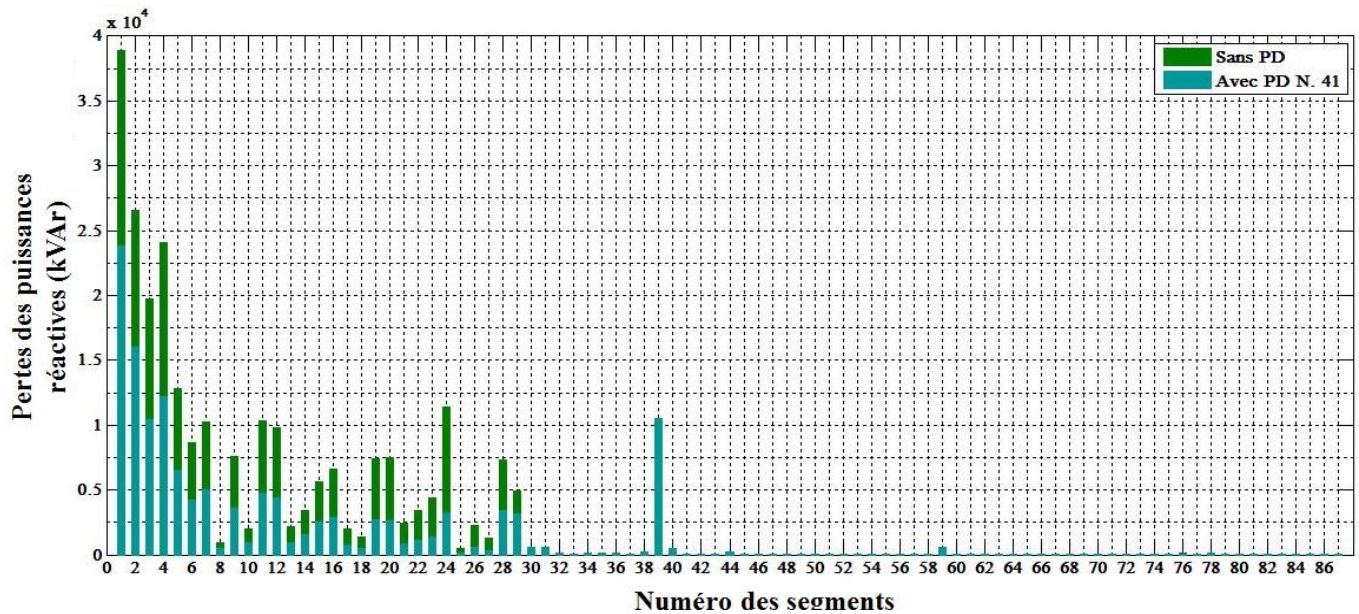


Fig. IV. 11 : Pertes des puissances réactives dans les segments avant et après insertion d'une PD au nœud 41

Tab. IV. 3 : Pertes totales des puissances actives et réactives dans les segments avant et après insertion d'une PD au nœud 41

| | Sans PD | Avec PD N.41 |
|---|---------|--------------|
| Pertes de puissances actives totales (kW) | 434,73 | 241,96 |
| Pertes de puissance réactive totales (kVAr) | 248,23 | 135,75 |

Tab. IV. 4 : Courants transités dans les segments après insertion d'une PD au nœud 41

| N° segment | IB (pu) | θ (deg) | N° segment | IB (pu) | θ (deg) | N° segment | IB (pu) | θ (deg) |
|------------|---------|-----------|------------|---------|-----------|------------|---------|----------|
| 1 | 0,8221 | -41,0987 | 30 | 0,1619 | -150,8603 | 59 | 0,0838 | -31,2837 |
| 2 | 0,7955 | -41,4196 | 31 | 0,1754 | -157,6144 | 60 | 0,0762 | -31,2825 |
| 3 | 0,5889 | -44,9122 | 32 | 0,1814 | -160,0195 | 61 | 0,0738 | -31,2821 |
| 4 | 0,5521 | -45,8225 | 33 | 0,1942 | -164,3650 | 62 | 0,0690 | -31,2812 |
| 5 | 0,5521 | -45,8225 | 34 | 0,2028 | -166,7928 | 63 | 0,0642 | -31,2802 |
| 6 | 0,5105 | -47,0194 | 35 | 0,2084 | -168,2402 | 64 | 0,0565 | -31,2782 |
| 7 | 0,5060 | -47,1634 | 36 | 0,2230 | -171,5303 | 65 | 0,0489 | -31,2759 |
| 8 | 0,5014 | -47,3106 | 37 | 0,2325 | -173,3722 | 66 | 0,0412 | -31,2730 |
| 9 | 0,4969 | -47,4605 | 38 | 0,2364 | -174,0673 | 67 | 0,0336 | -31,2692 |
| 10 | 0,4714 | -48,3565 | 39 | 0,2383 | -174,4062 | 68 | 0,0288 | -31,2669 |
| 11 | 0,4642 | -48,6307 | 40 | 0,2422 | -175,0580 | 69 | 0,0264 | -31,2658 |
| 12 | 0,4450 | -49,4001 | 41 | 0,0270 | -31,6080 | 70 | 0,0264 | -31,2658 |
| 13 | 0,4427 | -49,4957 | 42 | 0,0270 | -31,6080 | 71 | 0,0216 | -31,2648 |
| 14 | 0,4405 | -49,5922 | 43 | 0,0075 | -31,6078 | 72 | 0,0168 | -31,2641 |
| 15 | 0,4287 | -50,1111 | 44 | 0,2107 | -31,6167 | 73 | 0,0048 | -31,2950 |
| 16 | 0,4107 | -50,9682 | 45 | 0,0635 | -31,6167 | 74 | 0,0096 | -31,2856 |
| 17 | 0,3330 | -55,8319 | 46 | 0,0561 | -31,6167 | 75 | 0,0311 | -31,2282 |
| 18 | 0,3243 | -56,5332 | 47 | 0,0374 | -31,6167 | 76 | 0,0601 | -31,0794 |
| 19 | 0,3200 | -56,8984 | 48 | 0,0380 | -31,5609 | 77 | 0,0125 | -30,9430 |
| 20 | 0,2923 | -59,5430 | 49 | 0,0192 | -31,5597 | 78 | 0,0824 | -30,8451 |
| 21 | 0,2661 | -62,6356 | 50 | 0,0117 | -31,5594 | 79 | 0,0477 | -30,8448 |
| 22 | 0,2559 | -64,0382 | 51 | 0,0070 | -31,5591 | 80 | 0,0284 | -30,8447 |
| 23 | 0,2519 | -64,6316 | 52 | 0,0430 | -31,4507 | 81 | 0,0206 | -30,8447 |
| 24 | 0,2045 | -73,9794 | 53 | 0,0241 | -31,4506 | 82 | 0,0157 | -30,8446 |
| 25 | 0,1909 | -77,9296 | 54 | 0,0165 | -31,4506 | 83 | 0,0109 | -30,8446 |
| 26 | 0,1826 | -80,8055 | 55 | 0,0266 | -31,3555 | 84 | 0,0079 | -30,8446 |
| 27 | 0,1519 | -97,7439 | 56 | 0,0201 | -31,3443 | 85 | 0,0048 | -30,8445 |
| 28 | 0,1416 | -130,1274 | 57 | 0,0095 | -31,3443 | 86 | 0,0048 | -30,8445 |
| 29 | 0,1475 | -139,3917 | 58 | 0,0124 | -31,3313 | 87 | 0,0293 | -30,2278 |

La figure (IV.12) représente le sens du transit des courants dans les segments après l'intégration de la PD au nœud 41.

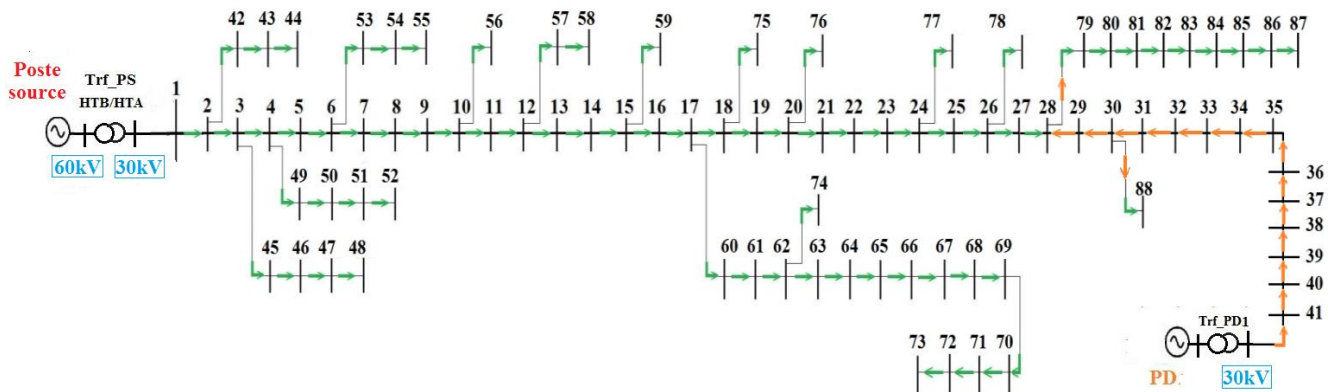


Fig. IV. 12 : Sens du transit de puissances après insertion d'une PD au nœud 41

Interprétation des résultats

La figure (IV.8) montre l'évolution des tensions, avant et après insertion de la production décentralisée au niveau du nœud **41** avec un taux d'intégration de **30%** de la puissance demandée. La première chose à remarquer à travers cette figure est l'amélioration de l'amplitude des tensions, spécialement le nœud où la production décentralisée a été installée, elle passe de **0,9141 pu** à **0,9724 pu**. En comparant les tableaux (IV.2) et (IV.4), on observe clairement une diminution remarquable des amplitudes des courants de segments. Cela reflète l'apport de cette insertion pour le soulagement des lignes, ce qui a mené à la minimisation des chutes de tension (figure IV.9) ainsi à la diminution des pertes des puissances actives et réactives dans les segments d'après les figures (IV.10) et (IV.11). Avant l'intégration de la production décentralisée, l'amplitude de la chute de tension la plus importante était dans le segment N° **40** avec **8,5859%**, mais après cette insertion, toutes les chutes ont diminué, mais cette fois-ci la plus importante est enregistrée sur le segment N° **86** avec **4,2589%**. Quant aux puissances active et réactive qui étaient respectivement de **434,73 kW** et **248,23 kVAr**, elles ont baissé jusqu'à **241,96 kW** et **135,75 kVAr** comme montré sur le tableau (IV.3). Le maximum des pertes actives et réactives est toujours enregistré au niveau du premier segment avec **65,1 kW**, **23,784 kVAr** respectivement.

On remarque aussi qu'après l'intégration de la PD, les phases correspondantes aux courants des segments (de **28** à **40**) n'appartiennent pas à l'intervalle $[-90^\circ, 90^\circ]$, ce qui donne des $\text{Cos}(\theta_i) < 0$, et cela explique un changement dans le sens des courants actifs (puissances actives) transités à travers ces segments. En absence de défaut, ce changement présente une influence sur le sens du flux de puissance comme montré sur la figure (IV.12).

B. Deuxième scénario : Recherche de l'emplacement optimal

Dans cette partie d'étude, nous allons nous intéresser à chercher l'emplacement de la production décentralisée qui offre la chute de tension et les pertes des puissances actives et réactives les plus faibles. Donc Nous allons insérer une production décentralisée avec un taux d'intégration toujours de **30%** aux nœuds qui ont présenté les tensions les plus faibles. Les meilleurs ont été obtenus pour une PD insérée au nœud **35** les résultats sont représentés sur les figures (IV.13 et IV.14) et les tableaux (VI.5 et VI.6).

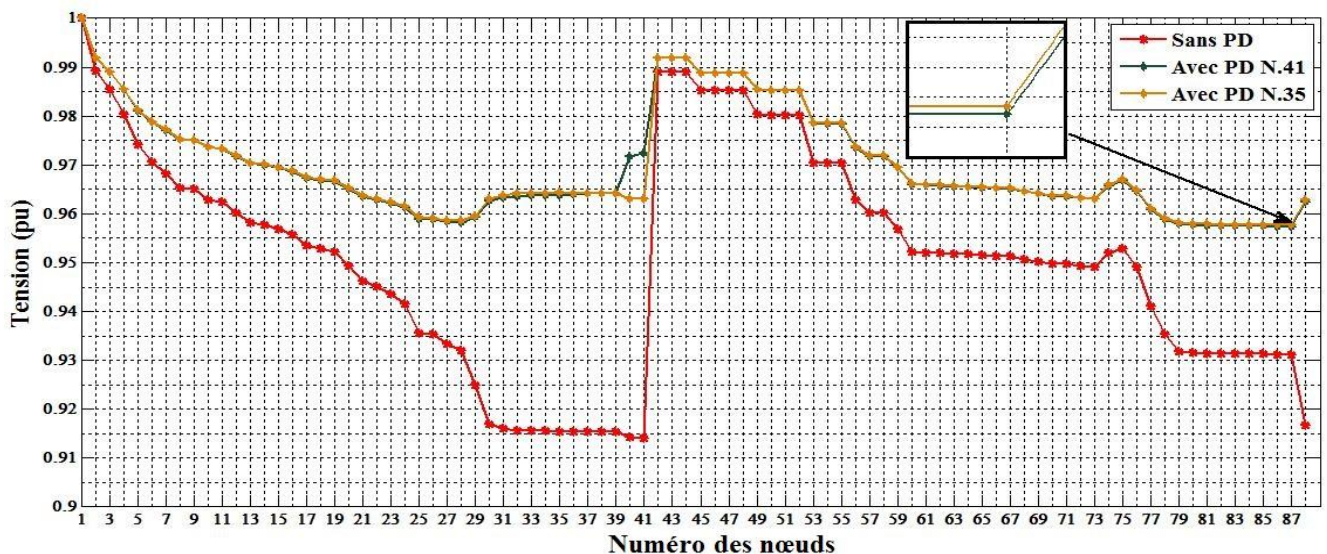


Fig. IV. 13 : Tension avant et après l'insertion d'une PD aux nœuds 41 et 35

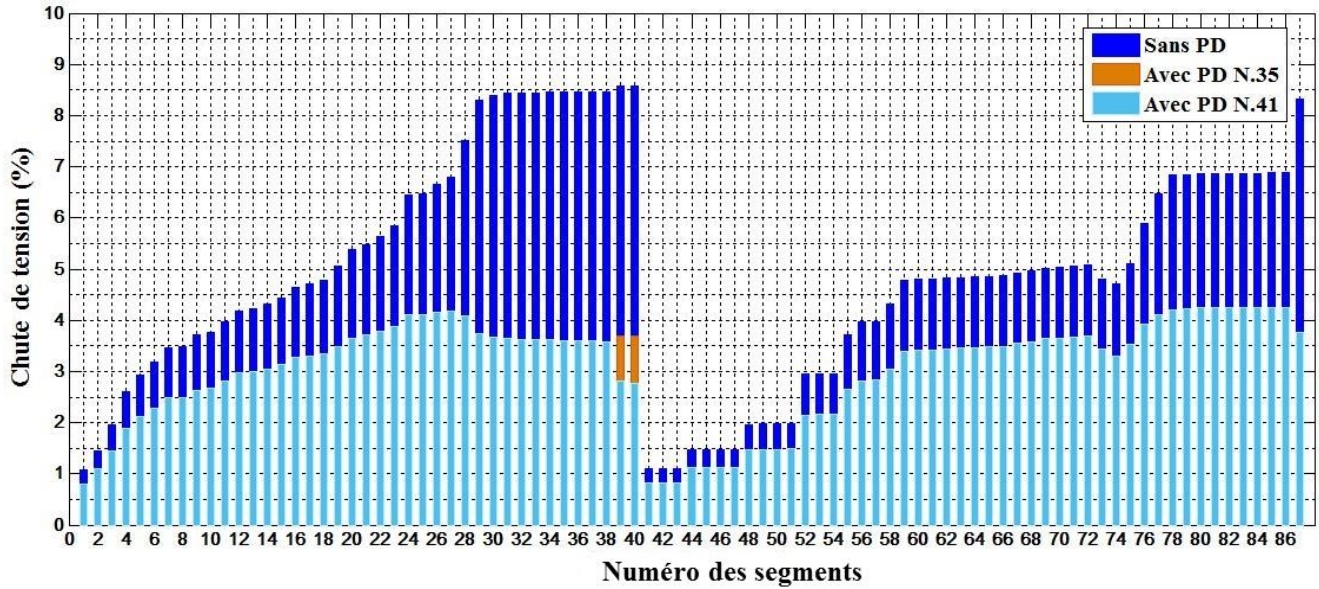


Fig. IV. 14 : Chutes de tension avant et après l'insertion d'une PD aux nœuds 41 et 35

Tab.IV. 5 : Courants transités dans les segments après l'insertion d'une PD au nœud 35

| N° segment | IB (pu) | θ (deg) | N° segment | IB (pu) | θ (deg) | N° segment | IB (pu) | θ (deg) |
|------------|---------|-----------|------------|---------|-----------|------------|---------|----------|
| 1 | 0,8196 | -41,1346 | 30 | 0.1632 | -151,5905 | 59 | 0,0838 | -31,2834 |
| 2 | 0,7930 | -41,4577 | 31 | 0.1769 | -158,2323 | 60 | 0,0761 | -31,2822 |
| 3 | 0,5865 | -44,9785 | 32 | 0.1830 | -160,5957 | 61 | 0,0738 | -31,2818 |
| 4 | 0,5496 | -45,8972 | 33 | 0.1959 | -164,8648 | 62 | 0,0690 | -31,2809 |
| 5 | 0,5496 | -45,8972 | 34 | 0.2045 | -167,2499 | 63 | 0,0642 | -31,2799 |
| 6 | 0,5081 | -47,1059 | 35 | 0.0671 | -30,1404 | 64 | 0,0565 | -31,2780 |
| 7 | 0,5036 | -47,2513 | 36 | 0.0479 | -30,1400 | 65 | 0,0489 | -31,2757 |
| 8 | 0,4990 | -47,4000 | 37 | 0.0360 | -30,1395 | 66 | 0,0412 | -31,2727 |
| 9 | 0,4944 | -47,5515 | 38 | 0.0312 | -30,1392 | 67 | 0,0336 | -31,2689 |
| 10 | 0,4690 | -48,4570 | 39 | 0.0288 | -30,1390 | 68 | 0,0288 | -31,2666 |
| 11 | 0,4617 | -48,7342 | 40 | 0.0240 | -30,1388 | 69 | 0,0264 | -31,2656 |
| 12 | 0,4426 | -49,5122 | 41 | 0.0270 | -31,6082 | 70 | 0,0264 | -31,2656 |
| 13 | 0,4403 | -49,6088 | 42 | 0.0270 | -31,6082 | 71 | 0,0216 | -31,2645 |
| 14 | 0,4381 | -49,7065 | 43 | 0.0075 | -31,6081 | 72 | 0,0168 | -31,2639 |
| 15 | 0,4263 | -50,2313 | 44 | 0.2107 | -31,6168 | 73 | 0,0048 | -31,2947 |
| 16 | 0,4083 | -51,0987 | 45 | 0.0635 | -31,6168 | 74 | 0,0096 | -31,2853 |
| 17 | 0,3307 | -56,0263 | 46 | 0.0561 | -31,6168 | 75 | 0,0311 | -31,2280 |
| 18 | 0,3221 | -56,7378 | 47 | 0.0374 | -31,6168 | 76 | 0,0601 | -31,0792 |
| 19 | 0,3177 | -57,1082 | 48 | 0.0380 | -31,5611 | 77 | 0,0125 | -30,9428 |
| 20 | 0,2901 | -59,7926 | 49 | 0.0192 | -31,5599 | 78 | 0,0824 | -30,8452 |
| 21 | 0,2639 | -62,9346 | 50 | 0.0117 | -31,5596 | 79 | 0,0477 | -30,8450 |
| 22 | 0,2538 | -64,3605 | 51 | 0.0070 | -31,5592 | 80 | 0,0284 | -30,8448 |
| 23 | 0,2498 | -64,9639 | 52 | 0.0430 | -31,4508 | 81 | 0,0205 | -30,8448 |
| 24 | 0,2027 | -74,4757 | 53 | 0.0241 | -31,4507 | 82 | 0,0157 | -30,8448 |
| 25 | 0,1892 | -78,4963 | 54 | 0.0165 | -31,4507 | 83 | 0,0109 | -30,8447 |
| 26 | 0,1810 | -81,4228 | 55 | 0.0266 | -31,3556 | 84 | 0,0079 | -30,8447 |
| 27 | 0,1510 | -98,6192 | 56 | 0.0201 | -31,3443 | 85 | 0,0048 | -30,8446 |
| 28 | 0,1421 | -131,1030 | 57 | 0.0095 | -31,3443 | 86 | 0,0048 | -30,8446 |
| 29 | 0,1484 | -140,2822 | 58 | 0.0124 | -31,3311 | 87 | 0,0293 | -30,2294 |

Tab.IV. 6 Pertes totales des puissances actives et réactives dans les segments avant et après insertion d'une PD aux nœuds 41 et 35

| | Sans PD | Avec PD N.41 | Avec PD N.35 |
|---|---------|--------------|--------------|
| Pertes de puissances actives totales (kW) | 434,73 | 241,96 | 220,18 |
| Pertes de puissance réactive totales (kVAr) | 248,23 | 135,75 | 123,37 |

Interprétation des résultats

La figure (IV.13) montre une comparaison des niveaux de tension aux différents nœuds du réseau étudié avant et après insertion de la PD aux nœuds **35** et **41**. A travers cette figure on remarque que les amplitudes des tensions sont améliorées pour les deux emplacements de PD, mais en comparant le tableau (IV.4) et (IV.5), on observe une légère différence des amplitudes des courants de segments entre les deux emplacements, ils sont plus faibles pour le cas de l'emplacement au nœud **35**. Ce qui a mené à la diminution des chutes de tension de **4,2589%** à **4,2312%** dans le segment N° **86** (la plus importante chute de tension enregistrée dans ce segment) (figure IV.14) ainsi que des pertes totales des puissances actives et réactives qui étaient de **241,96kW** et **135,75kW** (cas de l'emplacement de la PD au nœud **41**), elles ont baissé à **220,18 kW** et **123,37kVAr** respectivement pour le cas de son emplacement au nœud **35**.

C. troisième scénario : Augmentation du taux d'intégration

Dans cette partie, on garde l'emplacement de la PD au nœud **35** car c'est celui qui a donné les plus faibles pertes des puissances et chutes de tension, mais cette fois-ci, on fait varier le taux d'intégration de la PD de **30%**, **35%** puis **40%** afin d'analyser son influence sur le profil de la tension aux nœuds. Un calcul de l'écoulement de puissances est effectué et a donné les résultats présentés dans les figures (IV.15) et (IV.16) et résumés dans le tableau (IV. 7).

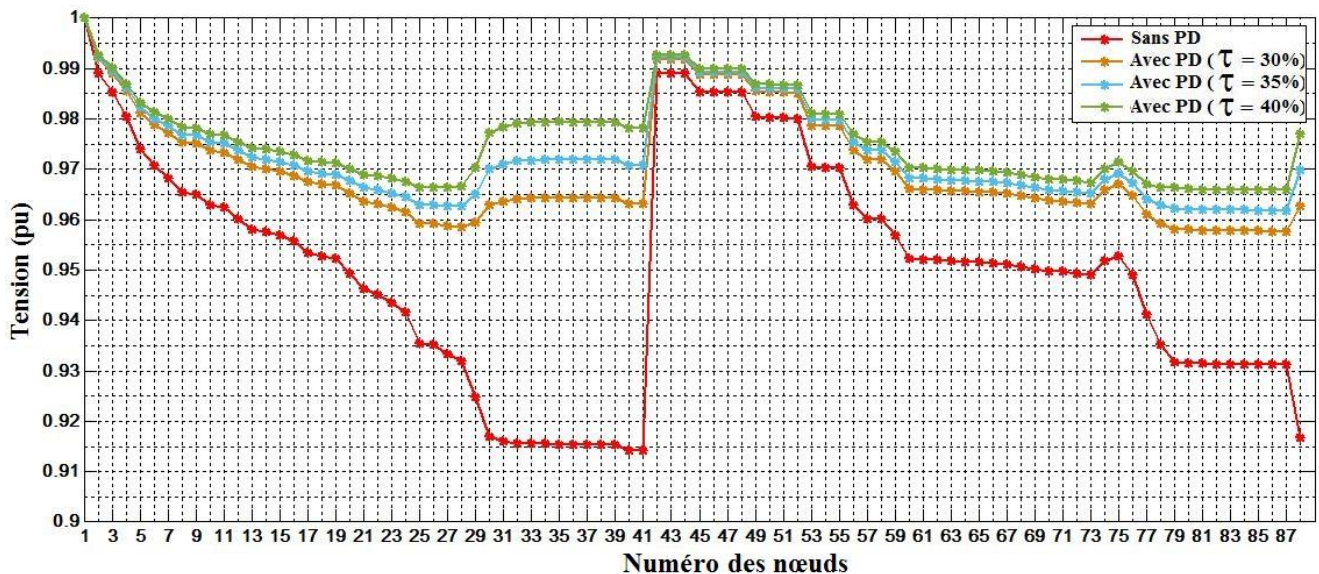


Fig. IV. 15 : Tension aux nœuds avant et après l'insertion d'une PD au nœud 35 avec la variation du taux d'intégration

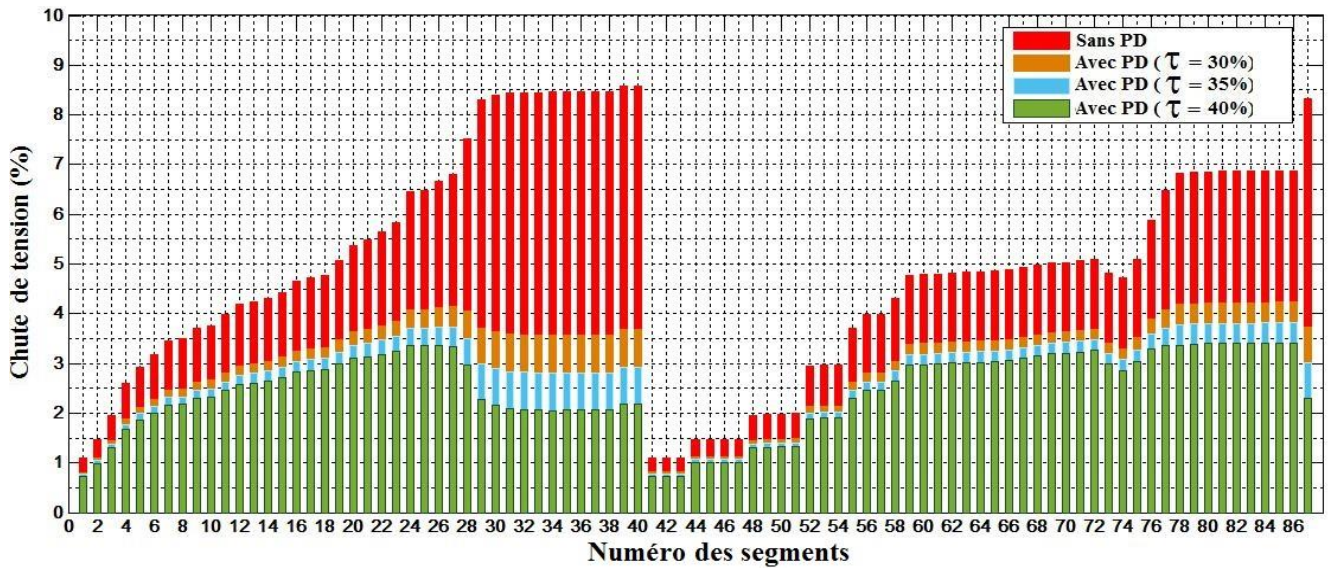


Fig. IV. 16 : Chutes de tension avant et après l’insertion d’une PD au nœud 35 avec la variation du taux d’intégration

Tab. IV. 7 : comparaison entre les pertes des puissances actives et réactives avant et après intégration de la PD au nœud 35 avec la variation du taux d’intégration

| | $\tau = 0\%$ | $\tau = 30\%$ | $\tau = 35\%$ | $\tau = 40\%$ | $\tau = 46\%$ |
|--|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Pertes de Puissance active totale (kW) | 434,73 | 220,18 | 210,53 | 207,41 | 211,89 |
| Pertes de Puissance réactive totale (kVAr) | 248,23 | 123,37 | 116,41 | 112,92 | 113,08 |

Interprétation des résultats

À travers les figures (IV.15), (IV.16) et le tableau (IV.7), on remarque qu’à chaque fois qu’on augmente le taux d’intégration, le profil de la tension devient meilleur et les chutes de tension se réduisent ainsi que les pertes des puissances actives et réactives. En revanche, au-delà de 46% qu’on considère comme le taux critique, les pertes de puissances actives et réactives commencent à augmenter.

Pour un taux d’intégration de 40%, on remarque que la chute de tension la plus importante est enregistrée au niveau du segment N° 86 avec une valeur de 3,4169%. quant aux pertes des puissances actives et réactives sont devenues respectivement 207,41kW et 112,92kVAr.

D. Quatrième scénario : Fort taux d’intégration

Dans ce qui suit, le travail sera divisé en deux parties comme suit :

- ✓ **Partie 1** : Garder toujours l’emplacement de la première PD au nœud 35 et l’insertion d’une deuxième PD dans deux emplacements différents aux nœuds 87 puis au 28 mais cette fois-ci avec un taux d’intégration de 20% pour chacune .
- ✓ **Partie 2** : Augmenter le taux d’intégration à 40% au nœud 28 en plaçant deux PD de tel sorte à créer une situation critique suite à un fort taux d’intégration.

Les résultats sont présentés respectivement sur le tableaux (IV.8)et tableau (IV.9).

Tab.IV. 8 : Pertes des puissances actives et réactives de la première partie

| | PD au nœud 35 $\tau = 40\%$ | PD ₁ au nœud 35 $\tau_1 = 20\%$ PD ₂ au nœud 87 $\tau_2 = 20\%$ | PD ₁ au nœud 35 $\tau_1 = 20\%$ PD ₂ au nœud 28 $\tau_2 = 20\%$ |
|--|--------------------------------|--|--|
| Pertes de Puissance active totale (kW) | 207,41 | 183,59 | 174,53 |
| Pertes de Puissance réactive totale (kVAr) | 112,92 | 103,04 | 97,83 |

Tab.IV. 9 : Pertes des puissances actives et réactives de la deuxième partie

| | PD au nœud 35 $\tau = 40\%$ | PD ₁ , PD ₂ au nœud 28 $\tau_1 + \tau_2 = 40\%$ |
|--|--------------------------------|--|
| Pertes de Puissance active totale (kW) | 207,41 | 193,63 |
| Pertes de Puissance réactive totale (kVAr) | 112,92 | 106,92 |

Interprétation des résultats

Pour la première partie (tableau IV.8), on remarque que l'intégration de deux productions décentralisées dans deux endroits différents avec un taux de **20%** pour chacune d'elles est plus bénéfique que de garder un seul emplacement de la PD avec un taux de **40%**. En comparant entre les deux emplacements de la 2^{ème} production décentralisée on remarque que son intégration au nœud **28** qui a donné de bons résultats par rapport à son emplacement au nœud **87**. Alors, c'est ce que nous allons garder pour la prochaine étude dans le but de visualiser le premier impact de la PD sur le courant de court-circuit, ainsi que sur le plan de protection (aveuglement de protection) en cas de défaut.

Concernant la deuxième partie (tableau IV.9), on remarque que pour un fort taux d'intégration des PD de **40%** au niveau du nœud **28**, les résultats sont meilleurs par rapport au même taux d'intégration au niveau du nœud **35**. Alors, c'est ce que nous allons garder aussi pour la prochaines étude dans le but de visualiser le deuxième impact de la PD sur le courant de court-circuit, ainsi sur le plan de protection (déclenchement intempestif de protection) en cas de défaut.

IV.4.3. Calcul des courants de courts circuits pour le départ 'AMALOU'

Cette partie d'étude a pour objectif de déterminer les courants de défaut (maximal et minimal) du départ 'AMALOU' afin de les utiliser dans la partie qui suit, et qui est sur le dimensionnement de la protection de ce départ.

En se basant sur les relations qui se trouvent dans l'annexe 3, le calcul des courants de défaut du départ étudié est comme suit :

A. Calcul du courant de défaut minimal I_{ccmin}

On suppose un courant de court-circuit biphasé à l'extrémité finale du réseau (bout du départ du réseau 'AMALOU' au nœud 41, et on détermine le courant de défaut par l'expression (IV.15):

$$I_{ccmin} = |\bar{I}_{cc_biphasé}| = \frac{U_n}{2\sqrt{(\sum_{i=1}^{41} R_{L_i})^2 + (X_{HTB} + X_T + \sum_{i=1}^{41} X_{L_i})^2}} \quad (IV.15)$$

La valeur de l'impédance de la ligne entre le poste source et le point de défaut est de $\sum_{i=1}^{41} \bar{Z}_{L_i} = 19,7445 + j10,4773\Omega$.

Le courant de court-circuit biphasé (minimal) est égal à :

$$I_{ccmin} = \mathbf{621,0626A}$$

B. Calcul du courant de défaut maximal I_{ccmax}

On suppose un court-circuit triphasé en tête du départ au nœud 2, et on détermine le courant de défaut maximal par l'expression (IV.16):

$$I_{ccmax} = |\bar{I}_{cc_triphassé}| = \frac{U_n}{\sqrt{3}\sqrt{(\sum_{i=1}^2 R_{L_i})^2 + (X_{HTB} + X_T + \sum_{i=1}^2 X_{L_i})^2}} \quad (IV.16)$$

La valeur de l'impédance de la ligne entre le poste source et le point de défaut est de $\sum_{i=1}^2 \bar{Z}_{L_i} = 0,9178 + j0,3353\Omega$.

Donc, Le courant de court de court-circuit triphasé (maximal) est égal à :

$$I_{ccmax} = \mathbf{4081,3432A}$$

IV.4.4. Réglage du relais ampèremétrique du départ 'AMALOU'

IV.4.4. 1. Réglage de la protection contre les défauts entre phases

A. réglage du 1^{er} seuil ($I_{reg\ ph}$)

La protection devra satisfaire aux conditions suivantes [50] :

- La protection doit agir en cas de dépassement de la tenue thermique du conducteur (voir le tableau IV.10).

$$I_{reg\ ph} < K.I_{th} \quad (IV.17)$$

Avec,

K est le coefficient de surcharge admissible sur les Conductus (K = 1, 2).

Tab.IV. 10 : Courant thermique du conducteur [50]

| Type de réseau | Section du conducteur (mm ²) | Limite thermique(A) |
|--------------------------|--|---------------------|
| MT 30 KV (Aérien) | 93.3 ALM | 270 |
| | 34.4 ALM | 140 |
| | 54.6 ALM | 190 |
| MT 30 KV (Souterrain) | 70 CU | 225 |
| | 120 AL | 280 |

- L'intensité du réglage de phase ($I_{reg\ ph}$) doit être inférieure (d'environ **20%**) à l'intensité du courant de court-circuit biphasé ($I_{cc_biphasé}$) apparaissant au point du départ pour lequel l'impédance de court-circuit est la plus grande [50-51].

$$I_{reg\ ph} \leq 0,8.I_{cc_biphasé} \tag{IV.18}$$

Il doit être choisi supérieur au courant de surcharge maximal ($I_{surcharge}$), défini par le courant admissible des conducteurs (I_p) « généralement $1,3.I_n$ où I_n est le courant nominal du départ » ou par le courant de surcharge maximal des transformateurs de courant de la ligne (I_{nTC}) [50-52].

$$I_{reg\ ph} > I_{surcharge} \tag{IV.19}$$

Par suite des possibilités de surcharge des transformateurs de courant, il est donc généralement possible de prendre [50][52] :

$$I_{reg\ ph} \leq 0,85.I_{cc_biphasé} \tag{IV.20}$$

Le tableau (IV.11) résume le choix du seuil de réglage qui est utilisé par 'SONELGAZ' :

Tab.IV. 11 : Choix du seuil de réglage du courant de phase utilisé par 'SONELGAZ' [51]

| Limite des valeurs du courant de réglage de phase $I_{reg\ ph}$ | | |
|---|------------------------|---|
| $I_{reg\ ph}$ | $0,85.I_{cc_biphasé}$ | Si : $0,85.I_{cc_biphasé} \leq 1,2.I_{th}$ |
| | $1,2.I_{th}$ | Si : $0,85.I_{cc_biphasé} > 1,2.I_{th}$ |

Le réglage de la temporisation du premier seuil peut varier entre **0.5s** et **0.9s** [51].

- **Calcul du 1^{er} seuil ($I_{reg\ ph}$) du départ 'AMALOU'**

Puisqu'on a plusieurs valeurs des sections dans le départ ' AMALOU' (**120 mm²** en aluminium au souterrain et **93 mm², 54,6mm² et 34,4 mm²** Almélec en aérien). Alors dans ce cas on prend le courant thermique le plus grand parmi ceux qui correspondent aux sections citées ci-dessus. Le tableau (IV.10), cette valeur correspond à $I_{th} = 280A$.

- On calcule $0,85.I_{cc_biphase}$

$$0,85.I_{cc_biphase} = 527,9032A$$

- On calcule $1,2.I_{th}$

$$1,2.I_{th} = 336A$$

D'après le tableau (IV.11), On remarque que $0,85.I_{cc_biphase} > 1,2.I_{th}$. Alors dans ce cas on prend le 1^{er} seuil de réglage de phase égale à :

$$I_{reg\ ph} = 1,2.I_{th} = 336A$$

Remarque

Le 1^{er} seuil de réglage de phase ($I_{reg\ ph}$) adopté par 'SONELGAZ' est égal à **300A**, et le réglage de la temporisation égale à **0.8s**.

B. réglage du 2^{ème} seuil ($I_{violent}$) :

Le second seuil à maximum de courant devra éliminer rapidement le court-circuit d'un courant élevé très proche de la tête du départ et il devra être réglé pour des valeurs suffisamment élevées pour être insensible aux défauts sur le réseau bas tension. Dans ce cas on le prend inférieur à ($I_{cc\ max}$) qui est le courant de défaut triphasé en tête du départ [50].

Dans tous les cas la valeur du réglage du second seuil devra être calculée comme suit:

$$I_{violent} \geq 2.I_{reg\ ph} \quad (IV.21)$$

Le réglage de la temporisation du deuxième seuil doit être égal réellement à **0s**.

La société nationale d'électricité et gaz 'SONELGAZ' règle le seuil violent à I_{regH} .

Pour le cas de notre réseau 'AMALOU', le 2^{ème} seuil de réglage de phase ($I_{violent}$) est comme suit:

$$I_{violent} = 1344A$$

Remarque

Le 2^{ème} seuil de réglage de phase ($I_{violent}$) adopté par 'SONELGAZ' est égal à **1200 A**, et le réglage de la temporisation égale à **0,1s**.

IV.4.4. 2. Réglage de la protection contre les défauts homopolaires

'SONELGAZ' se base sur la méthode rapprochée (les mesures qui sont données par les constructeurs) pour déterminer les courants homopolaires des départs .ces mesures sont résumé dans le tableau (IV.12) comme suit :

Tab.IV. 12 : courant homopolaire par unité de longueur créé par les lignes et les câbles [50]

| | | |
|------------|-------------------------------|---------------------------------------|
| MTA | 30 kV & 10kV | 8 / 100(A / km) |
| MTS | $i_{H_S} = (3.I_o)_S = 30kV$ | $i_{H_A} = (3.I_o)_A = 3.5 (A / Km)$ |

Le tableau (IV.13) résume le choix du seuil de réglage ($I_{reg H}$) :

Tab.IV. 13 : choix du seuil de réglage du courant homopolaire utilisé par 'SONELGAZ' [50]

| Limite des valeurs du courant de réglage de phase $I_{reg H}$ | | |
|---|----------------|---------------------------|
| $I_{reg H}$ | I_H | si : $I_H > 12\% I_{nTC}$ |
| | $12\% I_{nTC}$ | si : $I_H < 12\% I_{nTC}$ |

Remarques

- Il y'a risque d'activation intempestive de la protection due à une erreur de mesure du courant résiduel, afin d'éviter ce risque le seuil de réglage de la protection doit être supérieur :
 - ✓ environs **12%** du courant nominal primaire des TC lorsque la mesure est effectuée par trois TC ;
 - ✓ 1A avec une temporisation **0.1** s lorsque la mesure est effectuée par un tore.
- Chaque transformateur raccordé sur la ligne considérée est équivalent à **500m** de ligne aérienne (créé un courant de **0,049A**)
- Le courant homopolaire créé par les postes MT/BT égale au nombre des postes par départ fois **0,049A** [50].

Alors, d'après les règles citées ci-dessus et les données qui se trouvent dans l'annexe 1 (longueurs des lignes et des câbles ainsi que le nombre de poste HTA/BT), le courant de réglage homopolaire du départ étudié 'AMALOU' sera calculé comme suit :

- **Calcul du courant homopolaire créé par les câbles ($I_{H_Câbles}$) et des lignes (I_{H_lignes}) constituant le départ 'AMALOU'**

$$\text{On a : } \begin{cases} I_{H_Câbles} = i_{H_s} \cdot L_{Câbles} \\ I_{H_Lignes} = i_{H_a} \cdot L_{Lignes} \end{cases} \quad (IV.22)$$

$$\text{Donc, } \begin{cases} I_{H_Câbles} = \mathbf{6,8040A} \\ I_{H_Lignes} = \mathbf{15,0360A} \end{cases}$$

- **Calcul du courant homopolaire total créé par les postes MT/BT du départ 'AMALOU'**

$$\text{On a : } I_{H_Poste} = N_{poste} \cdot 0,049A \quad (IV.23)$$

Donc,

$$I_{H_Poste} = 2,1560A$$

➤ **Calcul du courant homopolaire total du départ 'AMALOU'**

On a :
$$I_H = I_{H_C\grave{a}bles} + I_{H_Lignes} + I_{H_Poste} \tag{IV.24}$$

Donc,

$$I_H = 24,0320A$$

D'après le tableau (VI.13), on remarque que $I_H < 12\%I_{nTC}$. Donc,

$$I_{reg H} = 12\%I_{nTC} \tag{IV.25}$$

$$I_{reg H} = 36A$$

Remarque

Le réglage de la temporisation choisi par 'SONELGAZ' est égal à **0,8s** [50].

En fin, les seuils de réglages calculés du départ 'AMALOU' sont résumés sur le tableau (IV.14).

Tab.IV. 14 : Seuils de réglage calculé pour le départ 'AMALOU' [50]

| $I_{reg ph}$ (A) | $I_{violent}$ (A) | $I_{reg H}$ (A) |
|------------------|-------------------|-----------------|
| 336 | 1344 | 36 |

IV.4.5 Impact de la PD sur le système de protection du départ 'AMALOU' :

A. premier scénario (Aveuglement de la protection)

On suppose un court-circuit triphasé équilibré au nœud **40**, ce défaut est en aval des productions décentralisées qui sont connectée aux nœuds **35** et **28** comme montré sur la figure (IV.17). On calcule par la suite les courants de court-circuit issus du poste source ainsi que des productions décentralisées au point de défaut.

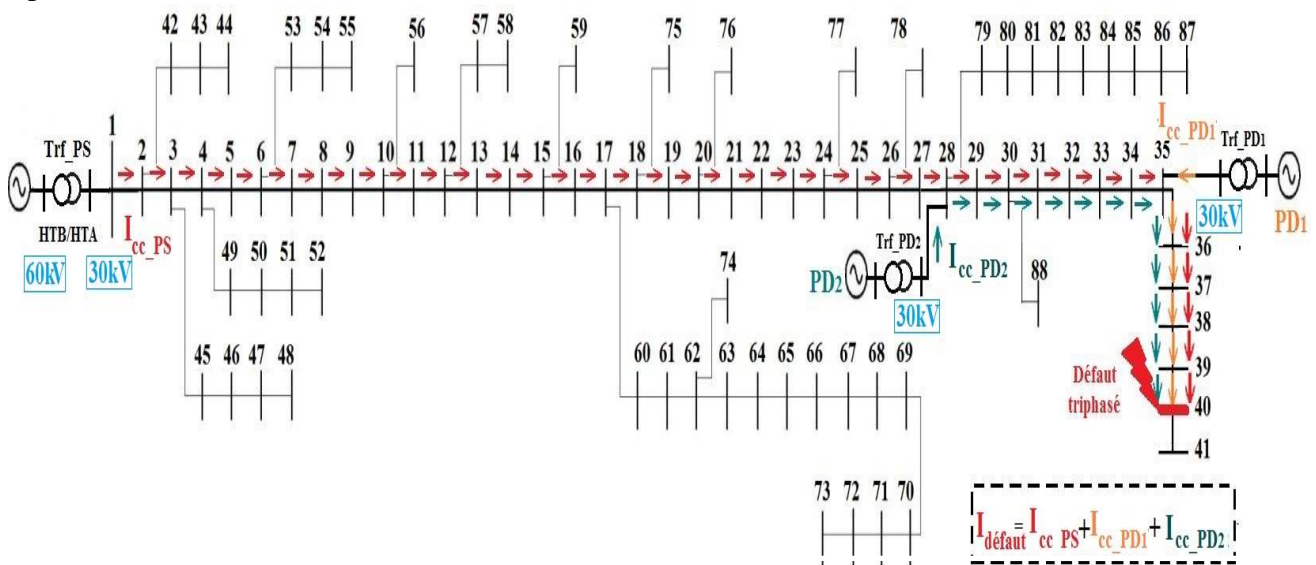


Fig. IV. 17 : Défaut au nœud 40 du réseau 'AMALOU' en présence de deux PD aux nœuds 35 et 28

➤ **Calcul du court-circuit issu du poste source en absence des productions décentralisées**

Le courant de court-circuit issu du poste source se calcule par l'expression (IV.26).

$$\bar{I}_{cc_PS} = \frac{\bar{U}_n}{\sqrt{3}(jX_{HTB} + jX_T + \sum_{i=1}^{40} \bar{Z}_{L_i})} \quad (IV.26)$$

L'impédance de la ligne entre le poste source et le point de défaut est la suivante :

$$\sum_{i=1}^{40} \bar{Z}_{L_i} = 19,5126 + j10,3926\Omega$$

Donc,
$$\bar{I}_{cc_PS} = 717,7105^{\angle -36,0459^\circ} \text{ A}$$

➤ **Calcul des courants de court-circuit issus des productions décentralisées (PD₁, PD₂)**

Le courant de court-circuit issu d'une production décentralisée se calcule par l'expression (IV.27) :

$$\bar{I}_{cc_PD} = \frac{\bar{U}_n}{\sqrt{3}(jX_{amont} + jX_{trf_PD} + \sum_i^{40} \bar{Z}_{L_i})} \quad (IV.27)$$

✚ **Calcul du courant de court-circuit issus de PD₁**

L'impédance de la ligne entre PD₁ et le point de défaut est : $\sum_{i=35}^{40} \bar{Z}_{L_i} = 3,2248 + j1,8718\Omega$

Donc,
$$\bar{I}_{cc_PD_1} = 823,9763^{\angle -81,1752^\circ} \text{ A}$$

✚ **Calcul du courant de court-circuit issus de PD₂**

L'impédance de la ligne entre PD₂ et le point de défaut est : $\sum_{i=28}^{40} \bar{Z}_{L_i} = 10,8146 + j5,3396\Omega$

Donc,
$$\bar{I}_{cc_PD_2} = 652,5529^{\angle -65,9557^\circ} \text{ A}$$

➤ **Calcul du courant de court-circuit total (\bar{I}_{cc_tot}) issu des productions décentralisées et du poste source**

On a :
$$\bar{I}_{cc_tot} = \bar{I}_{cc_PS} + \bar{I}_{cc_PD_1} + \bar{I}_{cc_PD_2} \quad (IV.28)$$

Donc,
$$\bar{I}_{cc_tot} = 2074,5856^{\angle -62,0428^\circ} \text{ A}$$

Interprétation des résultats

A partir des résultats obtenus dans le premier scénario, on remarque que la présence des productions décentralisée aux nœuds 35 et 28 a fait augmenter la valeur du courant de court-circuit au point de défaut (Nœud 40), et cette valeur du courant qui est de **2074,5856A** est supérieure au

deuxième seuil de réglage (I_{violent}) qui est réglé à **1344A**, dans ce cas, la contribution des PD à l'élévation de l'intensité du courant de défaut dans certains segments peut avoir des effets néfastes sur le fonctionnement du réseau (destruction des lignes). Donc, en raison de la sécurité des matériels, ce défaut devrait être éliminé instantanément à $t=0s$. Mais comme la protection au tête de départ ne voit que le courant issu du poste source et qui est de **717,71A**, on remarque clairement que cette valeur est comprise entre les deux seuils de réglage **336A** et **1344A** respectivement, donc le défaut ici ne sera pas instantanément éliminé, mais il sera traité par les automates de reprise de service (les réenclencheurs) qui sont des dispositifs que 'SONELGAZ' a intégré aux réseaux de distribution afin d'éliminer les défauts momentanés, que ce soit des défaut auto-extincteurs qui disparaissent spontanément avec un déclenchement-réenclenchement triphasé rapide (DR) ou des défauts fugitifs qui nécessitent un temps plus important de l'ordre de **15 à 30s** premier lent ou **2^{ème}** lent. Les défauts permanents provoquent un déclenchement définitif avec l'intervention de personnel d'exploitation. Le principe de fonctionnement de ces dispositifs est de tenter l'ouverture et la fermeture automatique du disjoncteur pendant un temps de **0,8s** (la reprise de service du départ) pour pouvoir déterminer la nature du défaut, c'est à dire, de tester le défaut en faisant des cycles de coupure et de reprise de service pour voir si le défaut nécessite un déclenchement définitif ou non. Donc, dans ce cas on parle de l'aveuglement de protection qui existe en tête de départ.

B. deuxième scénario (Déclenchement intempestif d'un départ sain)

Dans cette partie, pour traiter le cas du déclenchement intempestif, nous avons pris en considération un deuxième départ 'AKBOU 2' qui est adjacent au premier départ 'AMALOU', comme montré sur la figure (IV.18).

On suppose un court-circuit triphasé équilibré au nœud 2 du départ 'AKBOU 2' en présence de production décentralisée avec un taux d'intégration aux nœuds 28 de **40%**. Ensuite on calcule les courants de court-circuit issus du poste source ainsi des productions décentralisées au point de défaut.

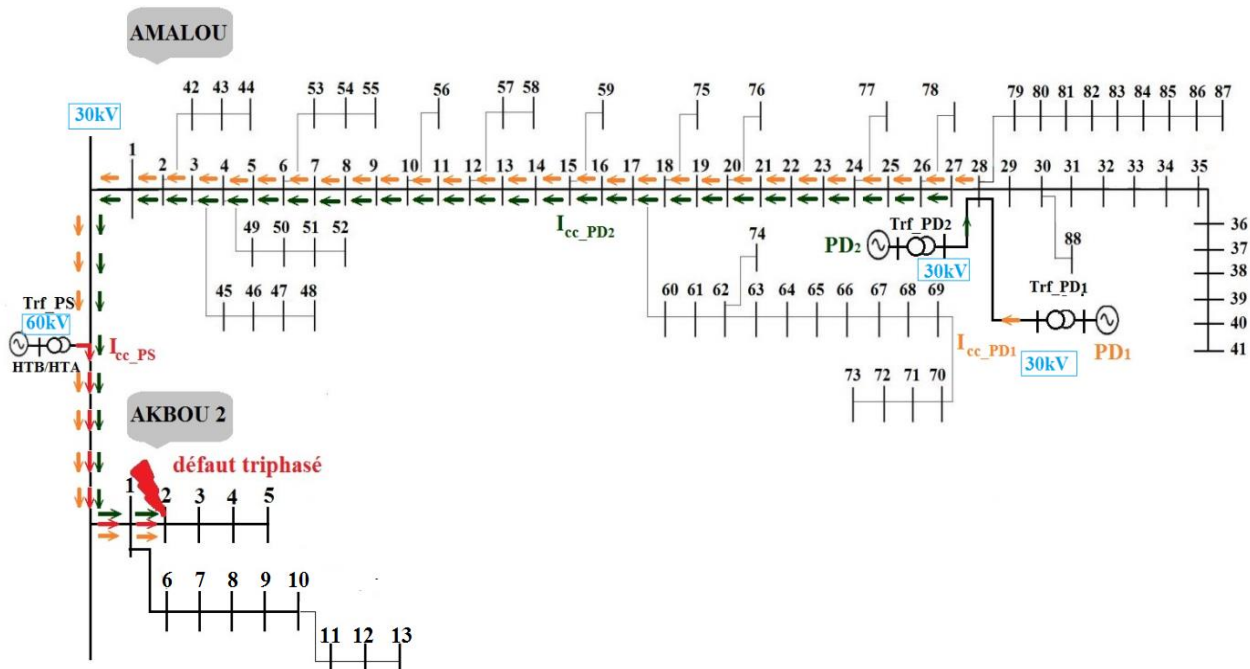


Fig. IV. 18 : Défaut au nœud 2 du réseau 'AKBOU2' en présence de PD au nœud 28 du départ 'AMALOU'

➤ **Calcul des courants de court-circuit issus des productions décentralisées**

Les impédances entre les PD et le point de défaut sont les suivantes :

$$\bar{Z}_{L(28-1)} = 8,6980 + j5,0530\Omega$$

$$\bar{Z}'_{L(1-2)} = 0,0792 + j0,077\Omega$$

✚ **Calcul du courant de court-circuit issus de PD₁**

On a :

$$\bar{I}_{cc_PD1} = \frac{\bar{U}_n}{\sqrt{3}(jX_{Amont} + jX_{urs_PD} + \sum_{i=1}^{28} \bar{Z}_{Li} + \sum_{i=1}^2 \bar{Z}'_{Li})}$$

Donc,

$$\bar{I}_{cc_PD1} = 677,0380 \angle -69,9347^\circ \text{ A}$$

➤ **Calcul du courant de court-circuit total (\bar{I}_{cc_PDtot}) issu des PD qui existent dans le départ 'AMALOU' :**

On a :

$$\begin{cases} \bar{I}_{cc_PDtot} = \bar{I}_{cc_PD1} + \bar{I}_{cc_PD2} \\ \bar{I}_{cc_PD1} = \bar{I}_{cc_PD2} \end{cases} \quad (IV.29)$$

Donc,

$$\bar{I}_{cc_PDtot} = 1354,0760 \angle -69,9347^\circ \text{ A}$$

➤ **Calcul du court-circuit issu du poste source :**

On a :

$$\bar{I}_{cc_PS} = \frac{\bar{U}_n}{\sqrt{3}(jX_{HTB} + jX_T + \sum_{i=1}^2 Z'_{Li})}$$

Donc,

$$\bar{I}_{cc_PS} = 4457,2624 \angle -88,8321^\circ \text{ A}$$

➤ **Calcul du courant de court-circuit total (\bar{I}_{cc_tot}) au point de défaut (sur le départ 'AKBOU 2') :**

On a :

$$\bar{I}_{cc_tot} = \bar{I}_{cc_PS} + \bar{I}_{cc_PDtot} \quad (IV.30)$$

Donc,

$$\bar{I}_{cc_tot} = 5755,0874 \angle -84,4618^\circ \text{ A}$$

Interprétation des résultats

En faisant l'analyse sur les résultats obtenus dans le deuxième scénario, on remarque que lorsqu'un défaut est apparu sur le nœud 2 du départ 'AKBOU2' qui est un départ adjacent au départ 'AMALOU', la production décentralisée qui est raccordée au nœud 28 de ce dernier avec un taux d'intégration de 40% participe au courant de défaut (\bar{I}_{cc_tot}), et le courant de court-circuit totale issu de ces PD (\bar{I}_{cc_PDtot}) qui est de l'ordre de **1354,076A** sera automatiquement détecté par la protection qui

existe en tête du départ 'AMALOU' lors de son passage vers le point de défaut, ce qui va engendrer son déclenchement intempestif (déclenchement involontaire du départ ou elles sont connectée malgré qu'il est sain) à $t=0s$, car cette valeur dépasse son 2^{ème} seuil de réglage ($I_{violent}$) qui est réglé à **1344A**.

Concernant la protection du départ 'AKBOU 2', 'SONELGAZ' a réglé le 1^{er} et le 2^{ème} seuil de sa protection à **300A** et **1200A** respectivement, et comme le courant de défaut qui traverse cette protection est de l'ordre de **5755,0874A**, on remarque clairement que cette valeur dépasse le seuil violent, ce qui va engendrer son déclenchement aussi afin d'éliminer le défaut. donc dans notre cas on aura la mise hors service de deux départs le premier est 'AMALOU' mais intempestivement (involontairement) car il est sain, et le deuxième 'AKBOU2' qui est le départ ou le défaut se trouve.

IV.5.Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons élaboré une étude d'intégration des productions décentralisées sur un réseau de distribution de 30 kV, situé à la commune 'AMALOU', Akbou, Bejaia. Cette étude a été pour but de proposer une solution aux grandes chutes de tension qu'il présente, en plus de présenter l'impact de l'insertion des PD sur les courants de court-circuit ainsi que sur son plan de protection.

En premier lieu, nous avons fait un calcul de l'écoulement de puissances afin de déterminer les segments où les chutes de tension sont plus importantes, et puis, nous avons supposé plusieurs scénarios de l'intégration des PD pour faire sortir l'emplacement et le taux d'intégration optimale qui donne un meilleur profil de tension ainsi que des chutes de tension et des pertes des puissances moindres.

En seconde lieu, nous avons fait un calcul pour déterminer les seuils de réglage de la protection de ce départ, et en fin, nous avons supposé des scénarios de défaut triphasé (car c'est le défaut le plus dangereux et qui présente des dégâts néfaste sur le réseau affecté) pour voir l'influence de l'insertion des PD sur la protection existante dans ce départ.

A travers cette étude, on conclut que l'intégration des PD dans les réseaux de distribution présente plusieurs avantages comme l'amélioration du profil de tension, minimisation des chutes de tension ainsi que les pertes des puissances, en revanche, elle a des effets négatifs sur ceux-ci, telle que en cas de défaut, ces PD contribuent à l'élévation des courants de court-circuit, ce qui peut impacter le plan de protection. Selon l'emplacement des PD et le réglage des appareils de détection des défauts, deux phénomènes peuvent survenir : l'aveuglement d'une protection si un défaut est alimenté à la fois par le poste source et des PD proches du défaut, ou le déclenchement intempestif d'une protection sur un départ sain où des PD alimentent un défaut apparaissant sur un départ adjacent.

Conclusion générale

L'ouverture des marchés de l'énergie électrique a conduit au développement massif de la production décentralisée connectées directement aux réseaux de distribution. De nombreux avantages, techniques et économiques qui justifient le développement de ce type de production, parmi lesquels on relève les suivants: la production d'énergie aux plus près des centres de consommation entraîne une baisse des coûts de transport et de distribution, ainsi que la réduction des pertes dans les lignes; en matière de planification, face à une augmentation de la charge. L'insertion des productions décentralisées sur le réseau de distribution permet d'éviter l'achat et la construction de nouvelles lignes HTB; pour l'alimentation des sites isolés, il peut être plus rentable d'alimenter un réseau de distribution local avec des PD plutôt que de le relier à un poste HTB/HTA lointain ; la cogénération, une des formes de PD la plus répandue du fait qu'elle améliore le rendement énergétique. Néanmoins, les études ont montré qu'un fort taux de pénétration de ce type de production provoque de nombreuses modifications négatives sur le comportement des réseaux de distribution existants du fait que ces derniers sont de nature passive, c'est-à-dire, ils n'ont pas été conçus pour accueillir des sources d'énergie, car leurs insertions peut avoir des conséquences importantes sur la circulation des flux énergétiques, donc, sur la future exploitation de ces réseaux, en particulier, sur le fonctionnement de leurs protections [13] [39] [51].

Le travail réalisé à travers ce mémoire a porté sur l'influence de la production décentralisée sur les courants de court-circuit ainsi que sur le plan de protection d'un départ HTA 'AMALOU' qui est proposé par la société nationale d'électricité et du gaz 'SONELGAZ', ce réseau est situé à Akbou, Bejaïa, et son niveau de tension est de 30kV.

Dans la première partie du mémoire, nous avons caractérisé l'architecture du réseau de distribution. Ce type de réseau a une exploitation radiale ou arborescente, qui se traduit par un transit de puissance unidirectionnel, ce qui simplifie considérablement le système de protection.

La deuxième partie du mémoire expose les différents types de défaut qui peuvent affecter les réseaux électriques, ainsi que le principe de la protection et ses différents types qui servent à les éliminer.

Dans la troisième partie, nous avons défini la production décentralisée avec ses différents types ainsi que ses impacts lors de son intégration massive dans les réseaux de distribution.

Dans la dernière partie, nous avons d'abord défini une méthode qui traite le problème lié au calcul d'écoulement de puissances dans un réseau de distribution radial qui nous a servi à évaluer l'état du réseau étudié 'AMALOU', c'est-à-dire, les tensions aux nœuds, les courants transités à travers les lignes électriques, ainsi que les chutes de tension et les pertes des puissances. Par la suite, nous avons intégré des productions décentralisées dans ce réseau et nous avons élaboré une analyse paramétrique afin d'étudier le comportement de ce réseau après l'intégration des PD. Enfin, nous avons supposé des scénarios de défauts en présence de ce type de production afin d'évaluer l'impact causé par cette intégration sur le sens du transit des courants (puissances) dans les lignes et sur le plan de protection.

A travers de cette étude, on conclut que selon le nombre d'unité de PD insérée, et la puissance délivrée par celles-ci, on peut avoir un changement dans le sens du transit de puissance, ainsi, qu'en cas de défaut, elles contribuent à l'augmentation des courants de court-circuit, et cette augmentation

dépend exactement de leurs emplacements et du réglage des appareils de détection des défauts, ce qui peut alors créer des problèmes sur le bon fonctionnement de ces derniers que ça soit par leurs détériorations, s'ils ont été dimensionnés pour supporter des courants de court-circuit inférieurs, soit par leurs aveuglements, si le courant apporté par le réseau amont est faible en présence de ce type de production ou par leurs déclenchements intempestifs, si cette dernière existe dans un départ sain et que le courant apporté par celle-ci est supérieur au seuil de la protection de ce départ.

Le nouveau mode de fonctionnement du réseau avec l'insertion massive de productions décentralisées va conduire à étudier la continuité de fonctionnement des systèmes de protection et leurs éventuelles adaptations. Parmi quelques pistes de solutions envisageables, citons :

- La modification du mode de fonctionnement des protections pour éviter le dysfonctionnement des protections ampèremétriques soit par un recours à des protections directionnelles comme solution pour le déclenchement intempestif des départs sains, soit par l'installation des protections de distance pour faire face à l'aveuglement des protections.
- La conduite des réseaux aura de plus en plus recours à la production décentralisée pour respecter les contraintes d'exploitation (par exemple respect du plan de tension). Ceci nécessitera peut-être de déployer des protections au réseau pour permettre de conserver le maximum de producteurs (et de charges) au lieu de faire déclencher tous le départ [51].
- Afin de mieux prendre en compte l'état du réseau en cas de défaut, une information supplémentaire doit être transmise à la protection qui existe en tête du départ. Cette information est le courant qui est produit par les PD. Cette information supplémentaire peut aider pour éviter l'aveuglement des protections.
- La modification de la topologie des réseaux conduira à revoir le plan de protection et le principe de sélectivité des protections, ceci devrait nécessiter la connaissance en temps réel et l'adaptation des réglages des protections voire leur logique de fonctionnement (capacités de fonctionner avec plusieurs algorithmes) [51].

Bibliographie

- [1] N. Hadjsaid, « La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée », Edition Hermes, Lavoisier, 2010.
- [2] N. Ketfi, « Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée », thèse de doctorat, université de Batna, 2014.
- [3] B. Berseneff, « Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur », thèse de doctorat, université de Grenoble, 2010.
- [4] L. Mediza & N. Saïdani, « La maintenance des réseaux électriques MT », mémoire de fin d'études, université de Batna, 2011.
- [5] I. Noui , « Réduction des pertes dans les réseaux électriques par la compensation série TCSC », mémoire de fin d'études, université Mohamed Khider de Biskra, 2012.
- [6] K. Singh, « Fast decoupled power flow for unbalanced radial distribution system », a ward of degree of master of engineering, Thapar university, Patiala, 2009.
- [7] N. Lahaçani Aouzellag, «Contribution à l'Amélioration de la Flexibilité dans les Réseaux Electriques liée à l'Intégration des Générateurs Eoliens», thèse de doctorat, université A.MIRA de Bejaïa, 2011.
- [8] C. Marjorie, « Stabilité du réseau électrique de distribution. Analyse du point de vue automatique d'un système complexe », thèse de doctorat, université Paris-Saclay, Paris, 2016.
- [9] Y. He, « Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande », thèse de doctorat, Centrale Supélec, Paris, 2015.
- [10] Guide SONELGAZ (SPE Amizour), « Régulation fréquence-charge »,2017.
- [11] R. Olivier, « Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée », thèse de doctorat, institut national polytechnique de Grenoble, 2006.
- [12] P. Carrive, « Réseaux de distribution : Structure et planification », Techniques de l'ingénieur, Traité Génie électrique, D 4 210.
- [13] A. Aissaoui, « Planification des réseaux électriques de distribution pour une présence massive de la génération d'énergie dispersée », thèse de doctorat, université Djilali Liabes de Sidi-Bel-Abbès, 2016.
- [14] B. Gotzig, « Recherche du schéma optimal d'exploitation d'un réseau de distribution électrique », thèse de doctorat, institut national polytechnique de Grenoble, 1997.
- [15] C. Braun, «Aide à la distribution et exploitation électrique : Simulation et optimisation », thèse de doctorat, université de Namur, 2017.

- [16] V. Gouin, « Évaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles », thèse de doctorat, université Grenoble Alpes, 2015.
- [17] E. Gladkikh, « Optimisation de l'architecture des réseaux de distribution d'énergie électrique », thèse de doctorat, université de Grenoble Alpes, 2006.
- [18] Schneider Electric, « Protection des réseaux électriques », Guide de la protection, 2008.
- [19] M. Zellagi, « Etude des protections des réseaux électriques MT (30&10kV), Mémoire de magistère, université Mentouri de Constantine, 2010.
- [20] M. Nouioua & M. Adoui, « Protection des réseaux électriques HTB en utilisant de relais de distance », mémoire master, université Mohamed Boudiaf de M'SILA, 2017.
- [21] A. H Knable, « Electrical Power Systems Engineering: Problems and Solutions », 1967.
- [22] C.D. PHAM « Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée », thèse de doctorat, institut national polytechnique de Grenoble, 19 septembre 2005.
- [23] C. Jecu, « Système de protections novateur et distribué pour les réseaux moyenne tension du futur. Energie électrique. », thèse de doctorat, université de Grenoble, 2011.
- [24] N. Aouzellag. Lahaçani « Cours Protection des réseaux électriques », 3^{ème} année licence électrotechnique, département de Génie Electrique, université de A. Mira de Bejaia, 2018.
- [25] R. Caire, « Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution », Thèse pour obtenir le grade de docteur, Institut national polytechnique de Grenoble, 7 décembre 2004.
- [26] K. Otmani, « Simulation des défauts électriques et leurs Protections A Arcelor Mittal (Annaba) », Mémoire de master, université Badji Mokhtar de Annaba, 2018.
- [27] N. Lahaçani Aouzellag, « Cours Réseaux Electriques », 3^{ème} année Licence Electrotechnique, Département de Génie Electrique, université A.Mira de Béjaia, 2018.
- [28] A. Tolba, « Coordination orientée objet de la protection des réseaux électriques », thèse de doctorat, université Hadj Lakhdar de Batna, 2010.
- [29] C. Claude & D. Pierre, « Protection des Réseaux de Transport et de Répartition », Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), 2005.
- [30] M. Bouchahdane, « Coordination de système de protection appliquée au réseau national », thèse de doctorat, université de Constantine 1, 2013.
- [31] S.G. Aquiles Perez, « Modeling of relays for power systems protection studies », PHD thesis, department of Electrical Engineering, University of Saskatchewan, Canada, 2006.
- [32] C. Prévé, « Protection des Réseaux Electriques », édition Hermès, Lavoisier. Paris, 1998.
- [33] S. Theoleyre, « Les techniques de coupure en MT », cahier technique N°193, Schneider Electric.

- [34] T. Siabdellah & O. Aouidji & Z. Doghmane, « Protections des réseaux électriques MT et HT », mémoire de fin d'études, université de M'Sila, 2012.
- [35] P. Bertrand, « Les protections directionnelles », cahier technique n°181, Scheider électrique, juillet 1996.
- [36] R. Ladjeroude, « Protection adaptative par relais à minimum d'impédance », mémoire de magister, université M'Hamed Bougara de Boumérdes, 2005.
- [37] D. Craciun, « Modélisation des équivalents dynamique des réseaux électriques », thèse de doctorat, université de Grenoble, 15 décembre 2010.
- [38] T. K. Viet, Dung, « Interconnexion des sources d'énergie renouvelable au réseau de distribution électrique », thèse de doctorat, université du Québec, 2009.
- [39] F. Kouadra, « Etude des variations rapides de tension pour le raccordement d'une production décentralisée dans un réseau MT », mémoire de magister, université Mentouri de Constantine, juin 2009.
- [40] S. Naciri, « Impact de l'intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution HTA », mémoire de fin d'études, université Sidi Mohamed Ben Abdellah de Fès, 2017.
- [41] « Règles techniques de raccordement et règles de conduite du système électrique », édition JORA N° 69 du : 23 septembre 2019.
- [42] B. Herman, « Apport des méthodes probabilistes aux études d'intégration des énergies renouvelables aux systèmes électriques », thèse de doctorat, université Paris Sud - Paris XI, 2009.
- [43] P. Makanga Koumba, « Étude d'intégration de sources d'énergie renouvelable à un réseau électrique autonome », mémoire de fin d'études, université du Québec, Novembre 2013.
- [44] J. Canard, « Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution », Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, 2000.
- [45] R. Guillaume, « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution », thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2006.
- [46] T. Pham, « Influences de la production décentralisée sur la gestion des infrastructures critiques des réseaux de puissance », thèse de doctorat, institut National Polytechnique de Grenoble, 2006.
- [47] Z. Allag & H. Yahiaoui, « Influence des harmoniques et des déséquilibres sur la compensation de l'énergie réactive des réseaux électriques de distribution », mémoire de fin d'études, université A .Mira de Bejaia, juin 2012.
- [48] R. M.Crici, A. P. Feltrin & L. F. Ochoa, « Power flow in four wire distribution networks, general approach », IEEE Transaction on power systems, Vol. 18, No. 4, pp. 1283-1290, November 2003.
- [49] J. Teng , « A Direct Approach for Distribution System Load Flow Solutions », IEEE Transactions on power delivery, Vol. 18, No. 3, pp. 882-887, July 2003.

- [50] S. Aktouf, « protections des départs moyenne tension », guide technique de la distribution d'électricité, mai 2007.
- [51] N. Hadjsaid, « les réseaux électriques de distribution de la production décentralisée aux smart grids », édition Hermes, Lavoisier, Paris, 2010.
- [52] « plan de protection des réseaux HTA », guide technique de la distribution d'électricité, EDF, Février 1994.
- [53]K. Maldi, F.Saad « Evaluation des Puissances de Court-Circuit minimales et maximales des postes THT/HT/MT et HT/MT des postes du réseau de distribution Est », 2020.
- [54]N. Ghanemi, « Etude de la tenue au courant de court-circuit pour le raccordement d'une production décentralisée au réseau MT », mémoire de magister, université Mentouri de Constantine ,2008.
- [55] S.Ben Derradji, « Calcul des protections d'un départ HTA (30 KV) », Mémoire de master, université KASDI MERBAH de Ouargla, 10/06/2014.
- [56] M. BENMECHTA & A. HAMLAT, « Protection des postes HTB/HTA », mémoire de master, centre universitaire d'Ain Témouchent, 2014.

Annexe 1

- Réseau amont HTB [53]

$$U_n = 30\text{kV} ; S_{cc} = 884\text{MVA} . \text{Donc} ; X_{\text{HTB}} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \mathbf{1,0181\Omega}$$

- Transformateur de séparation HTB/HTA

$$S_n = 40\text{MVA} ; U_{cc} = 12,4\% . \text{Donc} ; X_T = \frac{U_{cc}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = \mathbf{2,79\Omega}$$

- Productions décentralisées [54]

$$U_n = 30\text{kV} ; S_{cc_PD} = 50\text{MVA} . \text{Donc} ; X_{\text{amont}} = \frac{U_n^2}{S_{cc_PD}} = \mathbf{18\Omega}$$

Transformateur de séparation des PD [54]

$$U_n = 30\text{kV} ; S_{n_PD} = 10\text{MVA} ; U_{cc_PD} = 1\% . \text{Donc} ; X_{\text{trf_PD}} = \frac{U_{cc_PD}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_{n_PD}} = \mathbf{0,9\Omega}$$

- données des lignes départ ‘AMALOU’

Tab. A. 1 : Impédances des lignes du départ ‘AMALOU’

| N° Segment | Nœud i | | Nœud j | | R(Ω) | X(Ω) |
|------------|-----------|---------|-----------|---------|--------|--------|
| | N. fictif | N. réel | N. fictif | N. réel | | |
| 1 | 1 | H3c1 | 2 | E69 | 0,9178 | 0,3353 |
| 2 | 2 | E69 | 3 | E562 | 0,2463 | 0,2415 |
| 3 | 3 | E562 | 4 | E673 | 0,4914 | 0,2853 |
| 4 | 4 | E673 | 5 | E501 | 0,6591 | 0,3826 |
| 5 | 5 | E501 | 6 | E521 | 0,3503 | 0,2034 |
| 6 | 6 | E521 | 7 | E674 | 0,2665 | 0,1547 |
| 7 | 7 | E674 | 8 | E523 | 0,3196 | 0,1855 |
| 8 | 8 | E523 | 9 | E524 | 0,0302 | 0,0175 |
| 9 | 9 | E524 | 10 | E525 | 0,2412 | 0,1400 |
| 10 | 10 | E525 | 11 | E994 | 0,0546 | 0,0403 |
| 11 | 11 | E994 | 12 | E526 | 0,2160 | 0,2118 |
| 12 | 12 | E526 | 13 | E528 | 0,2167 | 0,2125 |
| 13 | 13 | E528 | 14 | E529 | 0,0482 | 0,0473 |
| 14 | 14 | E529 | 15 | E530 | 0,0768 | 0,0753 |
| 15 | 15 | E530 | 16 | E531 | 0,1328 | 0,1302 |
| 16 | 16 | E531 | 17 | E532 | 0,2663 | 0,1610 |
| 17 | 17 | E532 | 18 | E537 | 0,1116 | 0,0648 |
| 18 | 18 | E537 | 19 | E539 | 0,0814 | 0,047 |
| 19 | 19 | E539 | 20 | E540 | 0,4408 | 0,2559 |
| 20 | 20 | E540 | 21 | E543 | 0,5041 | 0,2926 |
| 21 | 21 | E543 | 22 | E544 | 0,1869 | 0,1085 |
| 22 | 22 | E544 | 23 | E545 | 0,2786 | 0,1617 |
| 23 | 23 | E545 | 24 | E546 | 0,3636 | 0,2111 |
| 24 | 24 | E546 | 25 | E801 | 1,2663 | 0,7350 |
| 25 | 25 | E801 | 26 | E548 | 0,0573 | 0,0333 |
| 26 | 26 | E548 | 27 | E903 | 0,4790 | 0,1750 |
| 27 | 27 | E903 | 28 | E551 | 0,3947 | 0,1442 |
| 28 | 28 | E551 | 29 | E550 | 2,7907 | 1,6198 |
| 29 | 29 | E550 | 30 | E1105 | 3,8224 | 1,3965 |
| 30 | 30 | E1105 | 31 | E71 | 0,5365 | 0,1960 |

| | | | | | | |
|----|----|-------|----|-------|--------|--------|
| 31 | 31 | E71 | 32 | E75 | 0,3015 | 0,1750 |
| 32 | 32 | E75 | 33 | E998 | 0,0663 | 0,0385 |
| 33 | 33 | E998 | 34 | E76 | 0,0121 | 0,0070 |
| 34 | 34 | E76 | 35 | E1048 | 0,0603 | 0,0350 |
| 35 | 35 | E1048 | 36 | E77 | 0,0603 | 0,0350 |
| 36 | 36 | E77 | 37 | E1001 | 0,0482 | 0,0280 |
| 37 | 37 | E1001 | 38 | E78 | 0,0121 | 0,0070 |
| 38 | 38 | E78 | 39 | E79 | 0,0615 | 0,0357 |
| 39 | 39 | E79 | 40 | E771 | 3,0427 | 1,7661 |
| 40 | 40 | E771 | 41 | E913 | 0,2318 | 0,0847 |
| 41 | 2 | E69 | 42 | E1025 | 0,1150 | 0,0420 |
| 42 | 42 | E1025 | 43 | E70 | 0,0240 | 0,0088 |
| 43 | 43 | E70 | 44 | E1020 | 0,1916 | 0,0700 |
| 44 | 3 | E562 | 45 | E1036 | 0,0663 | 0,0385 |
| 45 | 45 | E1036 | 46 | E1066 | 0,0145 | 0,0084 |
| 46 | 46 | E1066 | 47 | E563 | 0,0006 | 0,0004 |
| 47 | 47 | E563 | 48 | E564 | 0,0181 | 0,0105 |
| 48 | 4 | E673 | 49 | E497 | 0,1245 | 0,0455 |
| 49 | 49 | E497 | 50 | E498 | 0,7453 | 0,2723 |
| 50 | 50 | E498 | 51 | E499 | 0,1437 | 0,0525 |
| 51 | 51 | E499 | 52 | E500 | 0,9542 | 0,3486 |
| 52 | 6 | E521 | 53 | E522 | 0,3413 | 0,1981 |
| 53 | 53 | E522 | 54 | E981 | 0,3920 | 0,2275 |
| 54 | 54 | E981 | 55 | E691 | 0,0398 | 0,0231 |
| 55 | 10 | E525 | 56 | E896 | 0,1437 | 0,0525 |
| 56 | 12 | E526 | 57 | E527 | 0,0287 | 0,0105 |
| 57 | 57 | E527 | 58 | E756 | 0,0125 | 0,0046 |
| 58 | 15 | E530 | 59 | E731 | 0,1102 | 0,0403 |
| 59 | 17 | E532 | 60 | E1077 | 1,2886 | 0,7480 |
| 60 | 60 | E1077 | 61 | E533 | 0,1206 | 0,0700 |
| 61 | 61 | E533 | 62 | E535 | 0,0983 | 0,0571 |
| 62 | 62 | E535 | 63 | E536 | 0,2792 | 0,1621 |
| 63 | 63 | E536 | 64 | E1046 | 0,0971 | 0,0564 |
| 64 | 64 | E1046 | 65 | E1076 | 0,1916 | 0,0700 |
| 65 | 65 | E1076 | 66 | E1045 | 0,1916 | 0,0700 |
| 66 | 66 | E1045 | 67 | E113 | 0,3736 | 0,1365 |
| 67 | 67 | E113 | 68 | E112 | 1,3891 | 0,5075 |
| 68 | 68 | E112 | 69 | E111 | 1,2262 | 0,4480 |
| 69 | 69 | E111 | 70 | E108 | 1,7052 | 0,6230 |
| 70 | 70 | E108 | 71 | E109 | 0,4215 | 0,1540 |
| 71 | 71 | E109 | 72 | E110 | 1,0921 | 0,3990 |
| 72 | 72 | E110 | 73 | E763 | 1,3220 | 0,4830 |
| 73 | 62 | E533 | 74 | E534 | 0,7966 | 0,4624 |
| 74 | 18 | E537 | 75 | E538 | 0,0241 | 0,0140 |
| 75 | 20 | E540 | 76 | E541 | 0,9021 | 0,5236 |
| 76 | 24 | E546 | 77 | E547 | 0,6304 | 0,2303 |
| 77 | 26 | E548 | 78 | E549 | 0,0192 | 0,0070 |
| 78 | 28 | E551 | 79 | E552 | 0,3832 | 0,1400 |
| 79 | 79 | E552 | 80 | E553 | 0,3311 | 0,1922 |
| 80 | 80 | E553 | 81 | E554 | 0,2683 | 0,1558 |
| 81 | 81 | E554 | 82 | E990 | 0,1327 | 0,0770 |
| 82 | 82 | E990 | 83 | E762 | 0,1236 | 0,0718 |
| 83 | 83 | E762 | 84 | E555 | 0,1924 | 0,1117 |
| 84 | 84 | E555 | 85 | E556 | 0,3528 | 0,2048 |
| 85 | 85 | E556 | 86 | E557 | 1,4364 | 0,8337 |
| 86 | 86 | E557 | 87 | E561 | 0,1146 | 0,0665 |
| 87 | 30 | E71 | 88 | E72 | 0,5915 | 0,3434 |



Longueur de la ligne aérienne : $L_{\text{Lignes}} = 85,498 \text{ km}$;



Longueur de la ligne souterraine : $L_{\text{Câbles}} = 4,296 \text{ km}$.

- Nombre des Postes MT/BT : $N_{\text{poste}} = 44$.

- puissances des charges :

Tab. A. 2 : Puissances actives et réactives consommées par les charge du départ 'AMALOU'

| N° nœud | P (kW) | Q (kVAr) | N° nœud | P (kW) | Q (kVAr) | N° nœud | P (kW) | Q (kVAr) |
|---------|----------|----------|---------|-----------|----------|---------|----------|----------|
| 1 | 0 | 0 | 30 | 160,2930 | 99,3407 | 59 | 38,1650 | 23,6525 |
| 2 | 0 | 0 | 31 | 61,0640 | 37,8441 | 60 | 133,5775 | 82,7839 |
| 3 | 0 | 0 | 32 | 1202,1975 | 745,0551 | 61 | 38,1650 | 23,6525 |
| 4 | 0 | 0 | 33 | 61,0640 | 37,8441 | 62 | 76,3300 | 47,3051 |
| 5 | 0 | 0 | 34 | 152,660 | 94,6102 | 63 | 248,0725 | 153,7415 |
| 6 | 0 | 0 | 35 | 305,3200 | 189,2203 | 64 | 477,0625 | 295,6568 |
| 7 | 38,1650 | 23,6525 | 36 | 152,6600 | 94,6102 | 65 | 99,2290 | 61,4966 |
| 8 | 38,1650 | 23,6525 | 37 | 61,0640 | 37,8441 | 66 | 190,825 | 118,2627 |
| 9 | 38,1650 | 23,6525 | 38 | 38,1650 | 23,6525 | 67 | 38,1650 | 23,6525 |
| 10 | 0 | 0 | 39 | 57,2475 | 35,4788 | 68 | 190,8250 | 118,2627 |
| 11 | 61,0640 | 37,8441 | 40 | 152,6600 | 94,6102 | 69 | 76,3300 | 47,3051 |
| 12 | 0 | 0 | 41 | 61,0640 | 37,8441 | 70 | 152,6600 | 94,6101 |
| 13 | 19,0825 | 11,8263 | 42 | 133,5775 | 82,7839 | 71 | 95,4125 | 59,1314 |
| 14 | 19,0825 | 11,8263 | 43 | 213,724 | 132,4542 | 72 | 61,0640 | 37,8441 |
| 15 | 0 | 0 | 44 | 85,10795 | 52,7452 | 73 | 152,6600 | 94,6102 |
| 16 | 152,6600 | 94,6102 | 45 | 76,3300 | 47,3051 | 74 | 95,4125 | 59,1314 |
| 17 | 0 | 0 | 46 | 99,2290 | 61,4966 | 75 | 38,1650 | 23,6525 |
| 18 | 0 | 0 | 47 | 61,0640 | 37,8441 | 76 | 19,0825 | 11,8263 |
| 19 | 38,1650 | 23,6525 | 48 | 19,0825 | 11,8263 | 77 | 38,1650 | 23,6525 |
| 20 | 0 | 0 | 49 | 0 | 0 | 78 | 190,8250 | 118,2627 |
| 21 | 240,4395 | 149,0110 | 50 | 38,1650 | 23,6525 | 79 | 232,8065 | 144,2805 |
| 22 | 95,4125 | 59,1314 | 51 | 61,0640 | 37,8441 | 80 | 274,7880 | 170,2980 |
| 23 | 38,1650 | 23,6525 | 52 | 61,0640 | 37,8441 | 81 | 152,6600 | 94,6102 |
| 24 | 0 | 0 | 53 | 61,0640 | 37,8441 | 82 | 62,20895 | 38,5536 |
| 25 | 152,6600 | 94,6102 | 54 | 61,0640 | 37,8441 | 83 | 38,1650 | 23,6525 |
| 26 | 0 | 0 | 55 | 38,1650 | 23,6525 | 84 | 38,1650 | 23,6525 |
| 27 | 457,9800 | 283,8305 | 56 | 19,0825 | 11,8263 | 85 | 24,0440 | 14,9011 |
| 28 | 0 | 0 | 57 | 0 | 0 | 86 | 24,0440 | 14,9011 |
| 29 | 0 | 0 | 58 | 38,1650 | 23,6525 | 87 | 0 | 0 |
| | | | | | | 88 | 38,1650 | 23,6525 |

- données des lignes départ 'AKBOU2'

Tab. A. 3 : Impédances des lignes du départ 'AKBOU2'

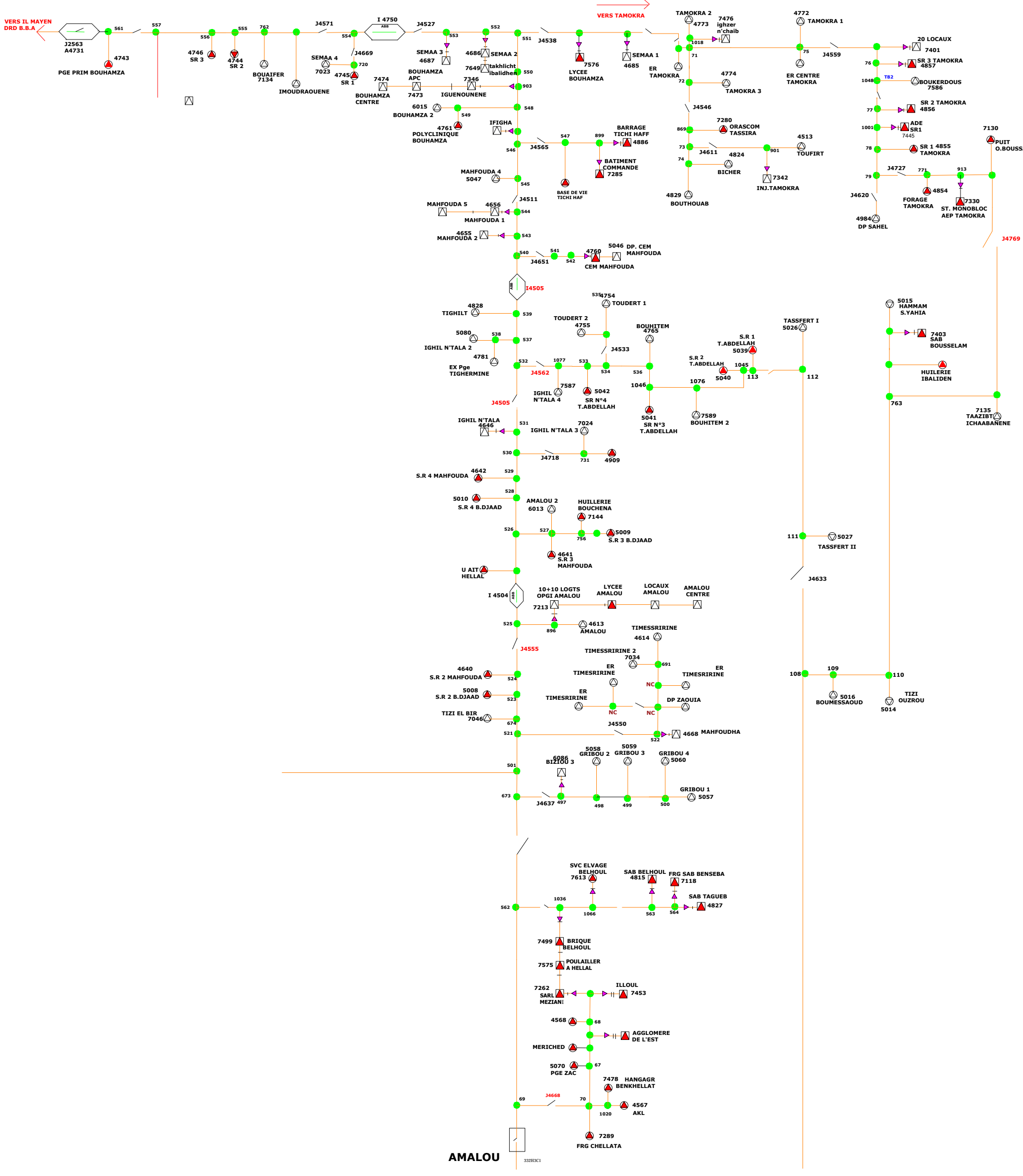
| N° segment | Nœud i | | Nœud j | | R(Ω) | X(Ω) |
|------------|-----------|---------|-----------|---------|--------|--------|
| | N. fictif | N. réel | N. fictif | N. réel | | |
| 1 | 1 | E813 | 2 | E97 | 0,0792 | 0,0770 |
| 2 | 2 | E97 | 3 | E95 | 0,2520 | 0,2450 |
| 3 | 3 | E95 | 4 | E93 | 0,1296 | 0,1260 |
| 4 | 4 | E93 | 5 | E92 | 0,0360 | 0,0350 |
| 5 | 1 | E813 | 6 | E98 | 0,4392 | 0,4270 |
| 6 | 6 | E98 | 7 | E99 | 0,1908 | 0,1855 |
| 7 | 7 | E99 | 8 | E101 | 0,2736 | 0,2660 |
| 8 | 8 | E101 | 9 | E103 | 0,2988 | 0,2905 |
| 9 | 9 | E103 | 10 | E104 | 0,3420 | 0,3525 |
| 10 | 10 | E104 | 11 | E1050 | 0,5472 | 0,5320 |
| 11 | 11 | E1050 | 12 | E830 | 0,4248 | 0,4130 |
| 12 | 12 | E830 | 13 | P4995 | 0,5040 | 0,4900 |

- Protection adopté par 'SONELGAZ' du départ 'AKBOU2'

Tab. A. 4 : résumé des seuils de réglage pour le départ 'AKBOU2'

| $I_{reg\ ph}$ (A) | $I_{violent}$ (A) | $I_{reg\ H}$ (A) |
|-------------------|-------------------|------------------|
| 300 | 1200 | 36 |

Voir le positionnement de l'IATCT IL MAYEN



AMALOU

332H3C1

Annexe 2

Fig. A. 1: structure réelle du départ 'AMALOU'

Annexe 3

- Relations de calcul des courants de défauts maximal et minimal et calcul des impédances

A. Calcul du courant de défaut maximal (I_{ccmax})

Pour assurer un bon pouvoir de coupure et tenue électrodynamique des canalisations, il faut que la protection élimine rapidement les courts circuits d'un courant élevé (triphase) très proche de la tête du départ (à proximité immédiate de borne avale de l'appareil de protection), le courant de court-circuit maximal se calcule par l'expression.

$$I_{ccmax} = I_{cc_triphase} = \frac{Un}{\sqrt{3}Z_{cc}} \quad (A. 1)$$

B. Calcul du courant de défaut minimal (I_{ccmin})

Les relais doivent être réglés en intensité à une valeur inférieure au plus petit courant de défaut susceptible de se manifester entre phases. Ce courant est celui qui résulte d'un défaut biphasé sans contact à la terre à l'extrémité du réseau lorsque la tension des transformateurs d'alimentation est la plus faible possible. En effet, en cas de court-circuit triphasé symétrique, seul existe le système triphasé direct :

$$I_{cc_triphase} = \frac{V}{Z_d} \quad (A. 2)$$

En cas de court-circuit biphasé, si le défaut se situe entre les phases 2 et 3 et en négligeant la charge, sachant que j_1, j_2 et j_3 sont les courants circulant dans les phases 1, 2 et 3 respectivement et V_2 et V_3 sont les tensions par rapport à la terre au lieu de défaut des phases 2 et 3, on obtient :

$$\begin{cases} j_1 = 0 \\ j_2 = -j_3 \\ V_2 = V_3 \end{cases} \quad (A. 3)$$

Le système homopolaire n'existe pas en l'absence de contact entre les phases en défaut et la terre, avec :

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

D'où les valeurs des courants seront égales à:

$$j_2 = -j_3 = \frac{(a^2 - a)V}{Z_d + Z_i} \quad (A. 4)$$

Les impédances Z_d et Z_i sont égales.

D'où :

$$I_{cc_biphase} = |j_2| = |j_3| = \frac{\sqrt{3}.V}{2.Z_d} \quad (A. 5)$$

$\frac{\sqrt{3}}{2}$ Étant inférieur à 1, $I_{cc_biphase}$ est inférieur à $I_{cc_triphase}$ [50][55].

$$|I_{cc_biphase}| = \frac{Un}{2\sqrt{R_L^2 + (X_{HTB} + X_T + X_L)^2}} \quad (A. 6)$$

Les défauts biphasés ayant une résistance négligeable, l'intensité est limitée par les impédances des éléments du réseau comme montré sur la figure (A.2) :

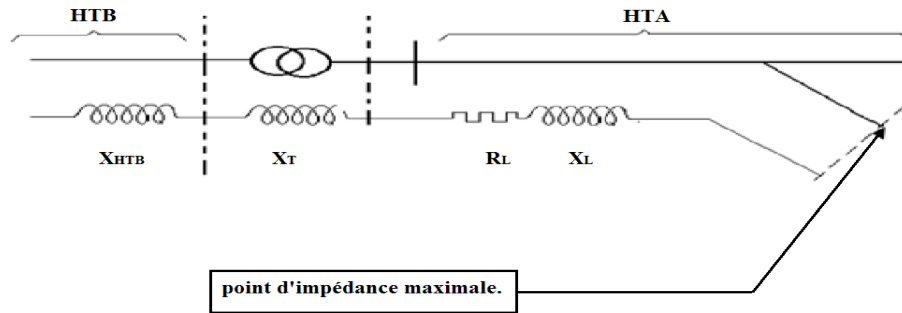


Fig. A. 2: Schéma de l'impédance équivalente du réseau [55]

C. Calcul des impédances

➤ Impédance du réseau amont

Impédance du réseau HTB ramenée en HTA, S_{cc} étant la puissance de court-circuit minimale (cas d'une seule ligne HTB en service par exemple) sur le jeu de barres HTB [55].

$$X_{HTB} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad (\text{A. 7})$$

Avec,

U_n : Tension composée du réseau exprimée en kV

S_{cc} : Puissance du court-circuit exprimée en MVA

➤ Impédance du transformateur HTB/HTA

En général $R_T \ll X_T$, de l'ordre de $0,2.X_T$, et l'impédance interne des transformateurs peut être assimilée à la réactance X_T [55].

$$Z_T = X_T = \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_n^2}{S_{nT}} \quad (\text{A. 8})$$

Avec,

U_{cc} : Tension de court-circuit de transformateur exprimée en % ;

S_{nT} : Puissance nominale du transformateur exprimée en MVA ;

➤ Impédance des lignes

On détermine les impédances de la ligne selon la nature, section, longueur des conducteurs qui les constituent.

• courant homopolaire

Le courant capacitif résiduel sera maximum pour un défaut franc sur un autre départ (figure A.3).

Pendant un défaut monophasé franc sur un autre départ, la tension V_1 de la phase avariée est nulle ; les tensions simples des deux autres phases V_2 et V_3 ont pour amplitude la tension composée U , et elles sont déphasées entre elles de 60° (voir figure A.4). Le courant mesuré par le relais de courant homopolaire est dans ces conditions [52] :

$$I_{rsd} = I \cdot \sqrt{3} \tag{A.9}$$

avec ,

$$I = C_o \cdot \omega \cdot U \tag{A.10}$$

C_o étant la capacité d'un conducteur du départ par rapport à la terre. Si I_o est le courant traversant la capacité C_o sous la tension simple : $I_o = C_o \cdot \omega \cdot V$

Tel que (I_o) c'est le courant capacitif en fonctionnement normal.

$$I_{rsd} = C_o \cdot \omega \cdot U \cdot \sqrt{3} = 3 \cdot V \cdot C_o \cdot \omega \tag{A.11}$$

Donc ;

$$I_{rsd} = 3 \cdot I_o$$

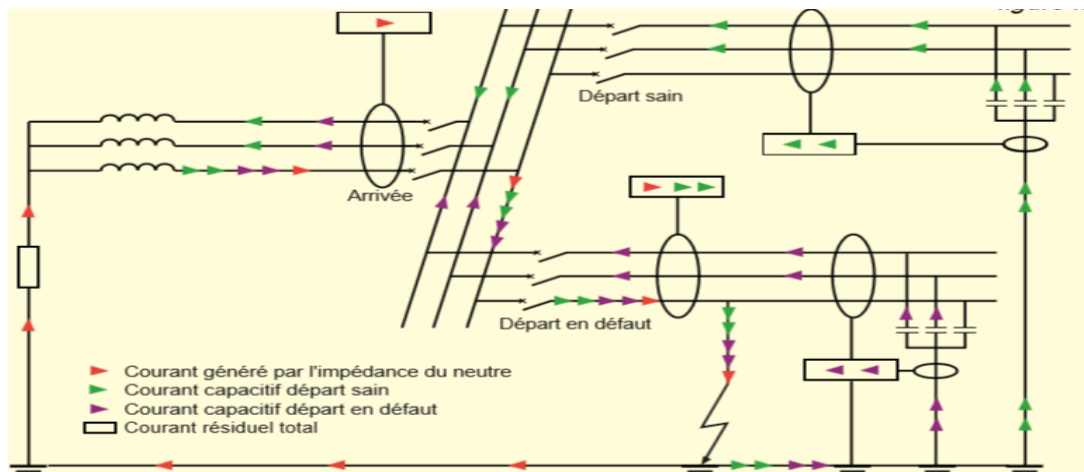


Fig. A. 3: Nature et répartition des courants lors d'un défaut franc phase-terre sur un réseau mis à la terre par impédance de limitation [52]

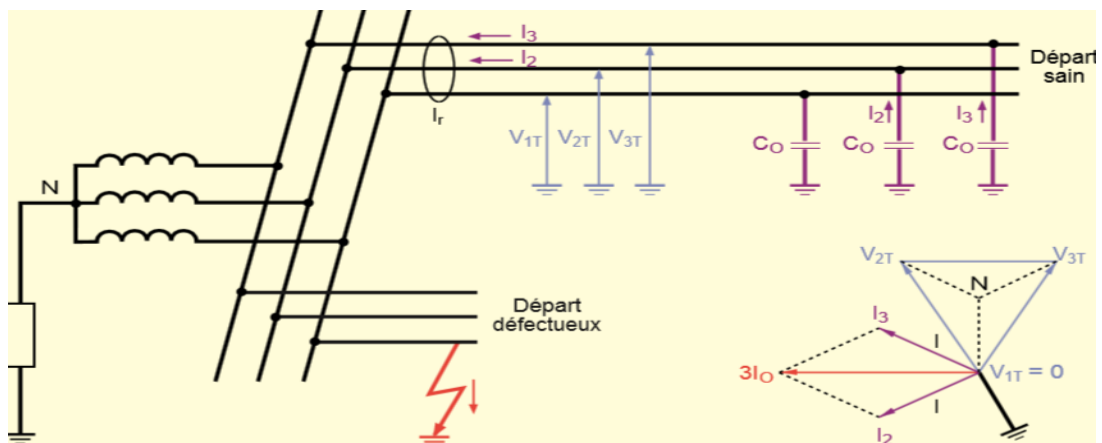
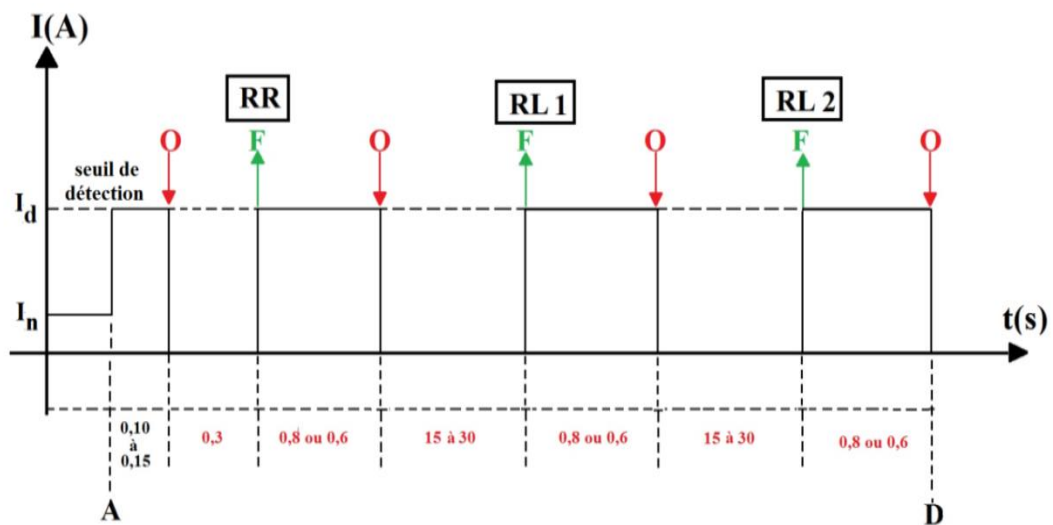


Fig. A. 4 : Calcul du courant capacitif résiduel maximum sur un départ [52]

- **Fonctionnement des automates de reprise de service (réenclencheur)**

Les pluparts des défauts dans les réseaux de distribution HTA aérien sont du type défaut fugitif, afin de limiter la durée de la coupure électrique des clients au minimum, les différents automates de reprise de service (réenclencheur) sont installés sur les départs. Sur les départs aériens du réseau de distribution HTA issue d'un poste source, on peut trouver un disjoncteur commandé par un dispositif de réenclenchement triphasé avec les cycles rapide et lent (Figure A.5). L'instruction d'action de réenclencher est automatiquement effectuée selon les étapes consécutives ci-dessous [50][56] :

- ✓ **Cycle rapide** : c'est le cycle de déclenchement ré enclenchement triphasé rapide. Après **100 ms à 150 ms** du moment de l'apparition du défaut, le disjoncteur est ouvert pour coupure de l'alimentation du réseau en défaut. La durée de mise hors tension est d'environ **300 ms** pour permettre les désionisation de l'arc électrique. Si le défaut est éliminé après un cycle rapide, il est de type défauts fugitifs.
- ✓ **Cycles lents** : si le défaut réapparaît après la fermeture du disjoncteur à la fin du cycle rapide, on effectue automatiquement un cycle de déclenchement-réenclenchement triphasé lent. Un deuxième déclenchement a lieu de **600 ms ou 800 ms** après la réapparition du défaut. La durée de coupure est de **15 à 30 secondes**. Ce cycle peut être suivi d'un deuxième cycle analogue. Si le défaut est éliminé après les cycles lents, il est de type défauts semi permanents.
- ✓ **Déclenchement définitif** : si le défaut persiste encore après des cycles de ré enclenchement (cycle rapide, 1 ou 2 cycles lents), c'est un défaut permanent. Le disjoncteur est déclenché après **600 ms ou 800 ms** jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire.



- A**: Apparition d'un courant de défaut sur le départ;
- D**: Déclenchement définitif ;
- O**: Ouverture du disjoncteur;
- F**: Fermeture du disjoncteur;
- RL**: Réenclenchement lent (le lent 1 et le lent 2);
- RR**: Réenclenchement rapide.

Fig. A. 5 : Diagramme des cycles de réenclencheur [50]