



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie

MEMOIRE DE MASTER

Département : Génie Electrique
Spécialité : Electrotechnique Industrielle

Thème :

**Etude de la protection et vérification de la sélectivité
électrique au niveau du complexe GL3/Z**

Présentée par :

CHIBANI FATIMA ZOHRA DOUNIA
OULD KRADDA DJAZIA

Soutenue le 2 juillet 2024, devant le jury :

Président	M. BEKLAOUZ larbi
Examineur :	M. CHAOUCH Abdallah
Encadrant :	M. BEKKOUCHE Benaïssa PR

Année universitaire 2023/2024

Remerciements

En premier lieu, nous remercions Dieu le tout puissant, le miséricordieux, de nous avoir appris ce que nous ignorions, de nous avoir donné le courage et la patience pour l'accomplissement de ce mémoire.

Nos remerciements les plus spéciaux au professeur, Monsieur BEKKOUCHE Benaïssa, pour son encadrement, ses directives et sa disponibilité pour mener à bien notre travail.

Également, nous remercions, Dr SOUAG Slimane, pour ses orientations et ses remarques avisées.

De sincères remerciements aux membres du jury Mr BAKLAOUZ Larbi et Mr CHOUCHE Abdallah, pour avoir pris le temps d'examiner notre travail et de participer à notre soutenance de mémoire.

Votre évaluation et vos avis critiques sont inestimables et contribueront grandement à l'amélioration de ce travail.

Nous remercions également tous les enseignants de département de génie électrique de l'université Abdelhamid Ibn Badis qui ont participé à notre formation pendant tout le cycle universitaire.

Enfin, nous ne pouvons oublier de remercier les ingénieurs de la Sonatrach Mr ABDELJOUDE et Mr AMINE, Mr RIYAD, qui nous ont aidé et encouragé pour accomplir ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire de fin d'étude à :

« Ma mère, Mon idole et mon premier soutien dans la vie, qui a cru en moi et m'a encouragé à poursuivre mes rêves. Maman, ton amour est la raison de mon succès. Je t'ai promis que je deviendrais ingénieur comme toi...aujourd'hui, je tiens ma promesse. »

« Mon père, tu a été toujours à mes côtés pour me soutenir et m'encourager. Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection. »

« Mon frère, ton soutien sans faille, tes paroles d'encouragement étaient toujours derrière moi malgré ta distance »

« Ma chère grand-mère, témoin de mon parcours éducatif, merci pour ton soutien et ta motivation. »

« Ma meilleure amie Chaimae, ma source d'inspiration, ton esprit libre a toujours éclairé mon chemin, je te remercie de l'énergie positive que tu apportes. Dans mon existence. Ta présence dans mon cœur est un trésor précieux. Merci, pour ton amitié inépuisable. »

« Mon binôme Djazia, pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension tout au long de ce projet. »

« Toute ma famille pour leur amour et leur encouragements. »

CHIBANI FATIMA ZOHRA DOUNIA

Je dédie ce mémoire de fin d'étude à :

« À ma chère maman, ma raison de vivre, en témoignage de ma reconnaissance pour sa patience, son amour et ses sacrifices. »

« À mon cher papa pour son amour et son dévouement, qui n'ont pas cessé d'encourager et soutenir tout au long de mes études. Que Dieu les protège et leurs offre la chance et le bonheur. »

« À vous, mes parents, je dis merci d'avoir fait de moi celui que je suis aujourd'hui. Aucune dédicace ne pourra exprimer mes respects, mes considérations et ma grande admiration pour vous. Puisse ce travail vous témoigne mon affection et mon profond amour. »

« À mes chères sœurs Fatiha et Samia, et à mes chers frères Mohamed et Hicham, qui je le sais, ma réussite est très importante à leurs yeux, Que Dieu vous garde pour moi. »

« À tous les cousins, les voisins et mes grands-mères, mes oncles. Que Dieu leur donne une longue et joyeuse vie. »

« À mon binôme Fatima pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension tout au long de ce projet»

« À mes amis, mes enseignants et pour ceux qui m'ont donné de l'aide un jour, que Dieu vous paye pour tous vos bienfaits. Pour finir, à tous ceux que j'aime et qui m'aiment, je dédie ce mémoire. »

OULDKRADDA DJAZIA

Résumé

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients dans les meilleures conditions de coût et de qualité de service. La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant en permanence le bon fonctionnement et la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue aux consommateurs. Des travaux doivent également être menés pour trouver des systèmes de protection très sensibles en raison du nombre toujours croissant de lignes électriques et de postes de transformation, qui doivent être protégés contre des défauts éventuels causés par des facteurs internes ou externes.

L'objectif de ce travail est d'étudier les types de défauts dans le réseau d'une seule source énergétique et double source énergétique, ainsi que les techniques de protection des lignes de transport qui assurent la fourniture d'énergie aux charges. Pour cette raison, la procédure de sélectivité a été détaillée, qui permet une protection sélective des équipements électrique assure la continuité du service des autre départ.

L'étude de simulation des types de sélectivité d'un réseau électrique industriel GL3/Z a été réalisée par le programme ETAP. Cela nous a conduits à de nombreux résultats, le premier est d'atteindre la sélectivité complète avec minimum des pertes, et connaissant son importance dans les réseaux électrique.

Mot-clé : Réseau électrique, protection électrique, la sélectivité, défaut électrique.

Summary

Electrical networks represent considerable investments made by electricity companies to supply their customers with the best conditions of cost and quality of service. The protection of electrical networks refers to the set of monitoring and protection devices that permanently ensure the proper functioning and stability of an electrical network. This protection is necessary to avoid accidental destruction of expensive equipment and to ensure uninterrupted power supply to consumers. Work must also be carried out to find highly sensitive protection systems due to the ever-increasing number of power lines and transformer substations, which must be protected against potential faults caused by internal or external factors. The objective of this work is to study the types of faults in the network of a single energy source and a dual energy source, as well as the protection techniques of the transmission lines that ensure the supply of energy to the loads. For this reason, the selectivity procedure has been detailed, which allows selective protection of electrical equipment and ensures the continuity of service of the other outgoing feeders.

The simulation study of the selectivity types of an industrial electrical network GL3/Z was carried out using the ETAP program. This led us to many results, the first of which is to achieve complete selectivity with minimum losses, and knowing its importance in electrical networks.

Keywords : Electrical network, electrical protection, selectivity, electrical fault.

ملخص

تمثل الشبكات الكهربائية استثمارات ضخمة تقوم بها شركات الكهرباء لتزويد عملائها بأفضل ظروف التكلفة وجودة الخدمة. يشير مصطلح "حماية الشبكات الكهربائية" إلى مجموعة أجهزة المراقبة والحماية التي تضمن باستمرار التشغيل الجيد واستقرار الشبكة الكهربائية. هذه الحماية ضرورية لتجنب التدمير العرضي للمعدات الباهظة الثمن وضمان إمداد كهربائي مستمر للمستهلكين. كما يجب إجراء أعمال لإيجاد أنظمة حماية حساسة للغاية بسبب الزيادة المستمرة في عدد خطوط نقل الكهرباء ومحطات التحويل، والتي يجب حمايتها من الأعطال المحتملة الناجمة عن عوامل داخلية أو خارجية.

الهدف من هذا العمل هو دراسة أنواع الأعطال في شبكة ذات مصدر طاقة واحد ومزدوج، وكذلك تقنيات حماية خطوط النقل التي تضمن توريد الطاقة إلى الأحمال. لهذا السبب، تم تفصيل إجراء انتقائية الحماية، والذي يسمح بحماية انتقائية للمعدات الكهربائية ويضمن استمرارية خدمة المغادرات الأخرى.

تم إجراء دراسة محاكاة لأنواع انتقائية شبكة كهربائية صناعية باستخدام برنامج هذا أدى إلى العديد من النتائج، أولها تحقيق انتقائية كاملة مع أدنى قدر من الخسائر، وإدراك أهميتها في الشبكات الكهربائية.

الكلمات المفتاحية : الشبكة الكهربائية، الحماية الكهربائية، الانتقائية، العطل الكهربائي.

Liste d'abréviations

Acronyme	Explication
GNL3/Z	Gaz naturel liquéfié 3, Arzew
GTG	Gaz turbine generator
EDG	Emergency Diesel generator
UPS	Uninterruptible Power Supply
HT	High Tension
MT	Medium Tension
BT	Basse Tension
GE	General Electric
SONATRACH	Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures
CCR	Central control room
SBH	Switch board high voltage
SBL	Switch board low voltage
ESBM	Emergency switch board medium voltage

Table de matière

Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Généralité sur le réseau électrique et la protection des installations	
I.1 Introduction.....	5
I.2 Architecture des réseaux électriques.....	5
I.2.1 Hiérarchisation du réseau électrique.....	5
I.2.1.1 Production.....	5
I.2.1.2 Transport.....	5
I.2.1.3 Répartition.....	6
I.2.1.4 Distribution.....	6
I.2.2 Équipements et architectures des postes.....	6
I.2.2.1 Architectures des postes.....	6
I.3 Ecoulement de puissance.....	7
I.3.1 Définition.....	7
I.3.2 Classification des nœuds (Jeux de barres) À chaque jeu de barre (nœud), sont définis les 4 paramètres.....	7
I.3.2.1 Les jeux de barres de contrôle (CONTROL BUS).....	7
I.3.2.2 Les jeux de barres de charge (LOAD BUS).....	7
I.3.2.3 Le jeu de barres de référence (SLACK BUS).....	8
I.3.3 Principe de fonctionnement d'un réseau électrique.....	8
I.3.4 Formulation des équations de répartition des charges.....	10
I.4 Dimensionnement et protection des installations électriques.....	11
I.4.1 Méthodologie de dimensionnement.....	11
I.4.2 Rappel sur les dangers du courant électrique.....	12
I.4.3 Protection contre les chocs électriques et liaisons de neutre.....	12
I.4.4 Régime de neutre.....	12
I.4.5 Longueurs maximales protégées contre les contacts indirects.....	13
I.4.6 Protection des lignes.....	13
I.4.7 Calcul de I_n et I_{k3} du transformateur.....	14
I.4.8 Indices de protection et résistance aux chocs.....	15
I.4.8.1 Indice de protection IP.....	15
I.4.8.2 Indice de protection IK.....	15
I.4.9 Sélection et application de l'appareillage.....	15
I.4.9.1 Dissipation de puissance des disjoncteurs T_{max} et $I_{s_{omax}}$	15
I.4.9.2 Dissipation de puissance des disjoncteurs.....	15
I.5 La protection électrique en haute tension.....	15
I.6 La protection électrique en moyenne tension.....	17

I.7 Protection Électrique En Basse Tension	18
I.8 Défaits électriques	18
I.8.1 Types défauts électriques	18
I.8.2 Les court circuits	19
I.8.3 La nature des courants à couper	20
I.9 Différentes technique de coupure d'arc électrique	20
I.10 Caractéristique d'une protection électrique	21
I.11 Le cas d'étude	22
I.11.1 Présentation du complexe $GL3/Z$	22
I.11.2 Production de l'électricité	22
I.11.3 Distribution de l'électricité	22
I.11.4 Schéma simplifié du Réseaux électrique de complexe	23
I.11.5 Protection et maintenance de transformateurs	24
I.11.5.1 Protection des transformateurs de puissance	24
I.11.5.2 Les différents types de transformateurs électriques disponibles	24
I.11.6 Systèmes d'alimentation électrique secours	25
I.11.7 Les UPS Industrielles	25
I.12 Conclusion	26

Chapitre II: La sélectivité en protection

II.1 Introduction	28
II.2 Définition de la sélectivité électrique	28
II.2.1 Les différents types de la sélectivité	29
II.2.1.1 Sélectivité Ampère métrique	29
II.2.1.2 Sélectivité chronométrique	30
II.2.1.3 Sélectivité logique	32
II.2.1.4 Sélectivité Différentielle	33
II.2.1.5 Sélectivité Directionnelle	34
II.2.1.6 Sélectivité combinée	35
II.2.1.6.1 Sélectivité combinée ampérométrique + chronométrique	35
II.2.1.6.2 Sélectivité logique + chronométrique	36
II.2.2 Tableau Comparatif	37
II.3 Relais	37
II.3.1 Différents types des relais	38
II.3.1.1 Relais Electromécaniques	38
II.3.1.2 Relais Statiques	38
II.3.1.3 Relais Numérique	38
II.3.2 Principe de fonctionnement des relais de protection	39
II.3.2.1 Relais de mesure	39

II.3.2.4 Relais directionnel	39
II.3.2.5 Relais différentiels	40
II.3.3 Exemple des relais de protection	40
II.3.3.1 Relais de protection SEL-851.....	40
II.3.3.2 Relais de protection SEL751-A	40
II.3.3.3 Relais de protection SEL -487B.....	40
II.4 Protection différentielle	40
II.4.1 Les différents types de la protection différentielle.....	41
II.4.1.1 La protection différentielle de type A	41
II.4.1.2 La protection différentielle de type AC	41
II.4.1.3 La protection différentielle de type F.....	41
II.4.1.4 La protection différentielle de type B	41
II.5 Protection différentielle transformateur	42
II.5.1 Les caractéristiques de la protection différentielle du transformateur sont liées aux spécifications du transformateur.....	42
II.6 Protection directionnelle	43
II.6.1 Protection directionnelle contre les défauts à la terre	43
II.6.1.1 Réseaux avec départs de grande longueur	43
II.6.1.2 Réseaux à neutre isolé.....	44
II.7 Protection des moteurs.....	44
II.8 Disjoncteurs de protection des transformateurs BT/BT	45
II.9 Protection contre la foudre.....	45
II.9.1 Protection par paratonnerre à tige inerte ou à dispositif d'amorçage.....	46
II.9.2 Protection par cage maillée.....	46
II.9.3 Protection par l'éclateur.....	46
II.10 Fonction de protection 50/51(Surintensité et Instantanée).....	47
II.10.1 Protection contre les surintensités (code 50)	47
II.10.2 Protection contre les défauts à la terre (code 51).....	47
II.11 Courbes de déclenchement et de limitation d'un Disjoncteurs modulaires	47
II.11.1 Courbes de déclenchement Temps/Courant.....	47
II.12 Conclusion	48

Chapitre III: Simulation de la sélectivité

III.1 Introduction	50
III.2 Présentation du logiciel ETAP	50
III.2.1 Barre d'outils du projet	51
III.2.2 Les différents modes du logiciel ETAP.....	51
III.2.2.1 Mode édition.....	51
III.2.2.2 Mode d'étude.....	51

III.2.3 Adaptation de la barre d'outils	52
III.3 Écoulement de puissance.....	53
III.3.1 Définition.....	53
III.3.2 But de l'étude de l'écoulement de puissance.....	53
III.4 Conception sur ETAP.....	54
III.4.1 Poste de transformation avec une seule source d'alimentation	54
III.4.1.1 Analyse de l'écoulement de Puissance sur ETAP	56
III.4.1.2 Résultat de l'écoulement de Puissance sur ETAP	56
III.4.1.3 Etude de la sélectivité type différentielle-ampèrémétrique-chronométrique en cas d'un défaut maximum de courant au niveau de transformateur.....	61
III.4.2 Poste de transformation avec double source.....	63
III.4.2.1 L'écoulement de Puissance sur ETAP.....	65
III.4.2.2 Résultat de l'écoulement de Puissance sur ETAP	66
III.4.2.3 Courants court-circuit au niveau de jeu de barre (Bus132) et (Bus130) sur ETAP	70
III.4.2.4 Configuration des paramètres des relais numériques.....	70
III.4.2.4 Configuration des paramètres des disjoncteurs.....	71
III.4.2.5 Etude de la sélectivité type ampèrémétrique-chronométrique en cas d'un défaut maximum de courant	72
III.4.2.5.1 Premier défaut.....	72
III.4.2.5.2 Deuxième défaut.....	74
III.5 Conclusion.....	76
Conclusion Générale	77

Liste des figures

Chapitre I : Généralité sur le réseau électrique et la protection des installations

Figure I.1 : étapes du réseau d'énergies électrique.....	5
Figure I.2 : Les deux principales architectures des postes	6
Figure I.3 : Exemple le système réel de distribution à deux barres de la figure	9
Figure I.4: Exemple d'un système équivalent de distribution à deux barres de la figure	9
Figure I.5 : un circuit électrique élémentaire très simplifié par rapport à un réseau ordinaire [3].....	10
Figure I.6: les types contacts électriques	12
Figure I.7: les Régimes de neutre	13
Figure I.8: Sous-station HT/BT avec un seul transformateur	14
Figure I.9: Structure globale du réseau de distribution (HTB = HT, HTA =MT)	15
Figure I.10: Un disjoncteur à haute tension.....	16
Figure I.11 : Distrubution d'usine	17
Figure I.12: Transformateur de mesure	17
Figure I.13: Fusible et protection de circuit.....	18
Figure I.14: les différents types des courts circuits.	20
Figure I.15 : Schéma simplifié du Réseaux électrique de complexe	23
Figure I.16: ASI fonctionnant en double conversion.....	25

Chapitre II: La sélectivité en protection

Figure II.1 : Schéma du circuit avec sélectivité des protections.....	28
Figure II.2 : Principe de la sélectivité Ampérométrique.....	29
Figure II.3 : Caractéristique de la Sélectivité ampérométrique	30
Figure II.4 : Sélectivité chronométrique pour un départ.....	31
Figure II.5 : Caractéristique de la Sélectivité chronométrique	31
Figure II.6 : Réseau en antenne avec sélectivité chronométrique.....	31
Figure II.7 : Principe de la sélectivité logique	32
Figure II.8 : Exemple d'utilisation de la sélectivité logique	33
Figure II.9 : Principe de la sélectivité différentielle	33
Figure II.10 : Principe de la sélectivité directionnelle.	34
Figure II.11: Sélectivité directionnelle pour les défauts entre phases d'un réseau à deux arrivées en parallèle	35
Figure II.12 : Sélectivités ampérométrique + chronométrique	36
Figure II.13 : Sélectivités logique + chronométrique	36
Figure II.14 : Schéma de principaux relais de protection.	37
Figure II.15 : Principe de relais électromécanique	38
Figure II.16 : Exemple d'un relais Statique.....	38
Figure II.17 : Le principe de fonctionnement de la protection différentielle.....	41
Figure II.18 : Schéma de principe de la protection différentielle transformateur	42
Figure II.19 : Courbe de déclenchement de la protection différentielle du transformateur	43
Figure II.20: Circulation des courants capacitifs lors d'un défaut phase-terre.	44
Figure II.21 : Réseau à neutre isolé : détection des défauts à la terre.	44
Figure II.22 : Les systèmes de protection des moteurs.....	45
Figure II.23 : Protection par paratonnerre	46
Figure II.24 : Protection par cage maillée	46
Figure II.25 : Exemple d'un éclateur à gaz.....	47

Chapitre III: Simulation de la sélectivité

Figure III.1 : Les différents domaines d'utilisation du logiciel ETAP.	50
Figure III.2 : La barre d'outils du logiciel ETAP	51
Figure III.3 : les différents modes disponibles sur ETAP.....	52
Figure III.4 : la barre d'outils de ETAP.....	52
Figure III.5 : la page de réglage d'un transformateur	53
Figure III.6 : Schéma explicatif de la simulation.....	54
Figure III.7 : Schéma de conception d'un Poste de Transformation HT/MT	55
Figure III.8: Le réseau1	55
Figure III.9 : écoulement de puissance sur ETAP du premier cas.....	56
Figure III.10 : schéma indique le fonctionnement de la sélectivité du premier cas.....	61
Figure III.11 : Courbe de protection [50/51] des relais numériques du premier cas.	62
Figure III.12 : Relais différentiel qui compare entre l'entrée et la sortie.....	62
Figure III.13 : Schéma d'un Poste de Transformation HT double sources, double jeux de barres	64
Figure III.14 : écoulement de puissance sur ETAP du deuxième cas.....	65
Figure III.15 : courant court-circuit au niveau de jeu des barres	70
Figure III.16 : Configuration des paramètres d'un relai numérique relay29.	70
Figure III.17 : Configuration des paramètres d'un relai numérique relay30.	71
Figure III.18 : Configuration des paramètres du disjoncteur CB147.	71
Figure III.19 : Configuration des paramètres du disjoncteur CB148.	72
Figure III.20 : Le fonctionnement de la sélectivité ampermétrique-chronométrique du premier défaut.....	72
Figure III.21 : Courbe de protection [50/51] des relais numériques du premier défaut	73
Figure III.22 : Le fonctionnement de la sélectivité ampermétrique du deuxième défaut	74
Figure III.23 : Courbe de protection [50/51] des relais numériques du deuxième défaut	75

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralité sur le réseau électrique et la protection des installations

Tableau I.1 : Les types de nœuds des réseaux éclectiques	8
--	---

Chapitre II : La sélectivité en protection

Tableau II.1 : Comparaison entre les types de sélectivité.....	37
--	----

Chapitre III: Simulation de la sélectivité

Tableau III.1 : Les données des jeux de barres du premier cas.	56
Tableau III.2 : Les données des Transformateurs du premier cas.	57
Tableau III.3 : Données des câbles du premier cas.....	59
Tableau III.4 : Rapport de l'écoulement de puissance du premier cas.	59
Tableau III.5 : Séquence des évènements de défaut du premier cas.....	61
Tableau III.6 : Les données des Transformateurs du deuxième cas	66
Tableau III.7 : Les données des câbles du deuxième cas.....	67
Tableau III.8 : Les données des jeux de barres du deuxième cas	67
Tableau III.9 : Rapport de l'écoulement de puissance du deuxième cas	68
Tableau III.10 : Séquence des évènements de premier défaut du deuxième cas	73
Tableau III.11: Séquence des évènements de deuxième défaut du deuxième cas	75

Introduction Générale

Introduction Générale

La protection des réseaux électriques est un aspect crucial pour assurer la stabilité et la sécurité des systèmes électriques et humaine. Elle englobe un ensemble d'appareils de surveillance et de protection visant à prévenir les dommages aux équipements coûteux, garantir une alimentation électrique ininterrompue et assurer la stabilité du réseau.

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de cout et de qualité de service. Il comprend les étapes de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique, il est doté d'un ensemble de protections complémentaires, à caractère instantané ou différé. Ces protections sont conçues pour éliminer les défauts, protéger les êtres vivants et éviter la détérioration des équipements en cas de mauvaises conditions de fonctionnement.

Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et l'ouvrage affecté séparé du réseau sans délai, c'est l'objet de la protection des réseaux. Telles que des défauts d'isolement ou des pannes de régulation. La sélection d'un plan de protection est étroitement liée à la structure et au mode d'exploitation du réseau, ainsi qu'au régime de neutre appliqué. Des matériels bien conçus, installés, entretenus et exploités nécessitent des protections qui ne devraient fonctionner que de manière exceptionnelle. En cas de défaillance d'une protection lors d'un incident, les dommages causés aux équipements peuvent avoir des conséquences financières significatives pour l'entreprise de production d'électricité.

Les dispositifs de protection électrique, quant à eux, sont les outils concrets utilisés pour mettre en œuvre cette protection. Ce sont des appareils spécialisés qui surveillent en permanence les paramètres électriques du système, Parmi ces appareils, on cite les relais de protection chargés de mettre hors tension la partie en défaut, des disjoncteurs, des fusibles, des transformateurs de courant, et d'autres équipements spécialisés.

Pour un bon fonctionnement du système de protection, les dispositifs de protection doivent être connectés selon une procédure sélective. La sélectivité des opérations de protection vise à assurer la continuité du service et à assurer la fonction de secours entre les différents éléments de protection. Le rôle de la sélectivité peut donc être résumé en trois procédures simples : couper le courant électrique vers l'élément défectueux, isoler les tronçons défectueux et assurer la continuité du service des départs sains. Ceci constitue l'objet principal du présent travail.

Ce mémoire est organisé comme suit :

Le premier chapitre sera consacré à décrire la nature générale des réseaux électriques, de la production à la distribution de la consommation. Les défauts des réseaux électriques, leurs conséquences, les systèmes de protection contre ces défauts et leurs concepts généraux seront évoqués. Ainsi que la définition de l'écoulement de puissance et leur objectif.

Le deuxième chapitre abordera les différents types de sélectivité de protection : sélectivité ampérométrique avec courants, sélectivité logique avec échange d'informations, sélectivité directionnelle, sélectivité différentielle, sélectivité combinée et sélectivité chronométrique avec le temps. Un aperçu de la technologie des relais utilisée dans les réseaux électriques sera décrit.

Le troisième chapitre sera consacré à la création des schémas unifilaires des tronçons de réseau avec l'installation des dispositifs de protection et la mise en œuvre de la procédure de sélectivité. Le fonctionnement des différents types de sélectivité sera simulé à l'aide d'un outil informatique. Une analyse de la réaction des transformateurs de courant et des relais de protection lors de l'apparition d'un défaut électrique sera réalisée. Les résultats seront interprétés et commentés.

Enfin, achèverons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur le réseau électrique et la Protection des installations

I.1 Introduction

Un réseau d'énergie électrique est un système comprenant la production, transport, répartition et la distribution de l'énergie électrique. Le système est stratifié depuis la haute tension 225KV conçue pour interconnecter les centrales de production et transmettre la puissance de ces centres de production vers les points de charges les plus importantes. La répartition s'effectue à un niveau plus faible reliant le niveau de transport et le niveau de distribution (MT de 10 à 30 KV, BT de 400V).

La protection consiste à prendre toutes les mesures nécessaires destinées à protéger les personnes ainsi que le matériel électrique. Il est donc indispensable que le choix des appareils de protection soit étudié selon le domaine de protection, Dimensionnement et protection des installations électriques sont prises en compte par la réglementation et la normalisation parmi eux (voir l'Annexe 1).

I.2 Architecture des réseaux électriques

I.2.1 Hiérarchisation du réseau électrique

La Figure (I.1) illustre une vue globale du réseau électrique. On distingue quatre niveaux : Production, transport, répartition et distribution.

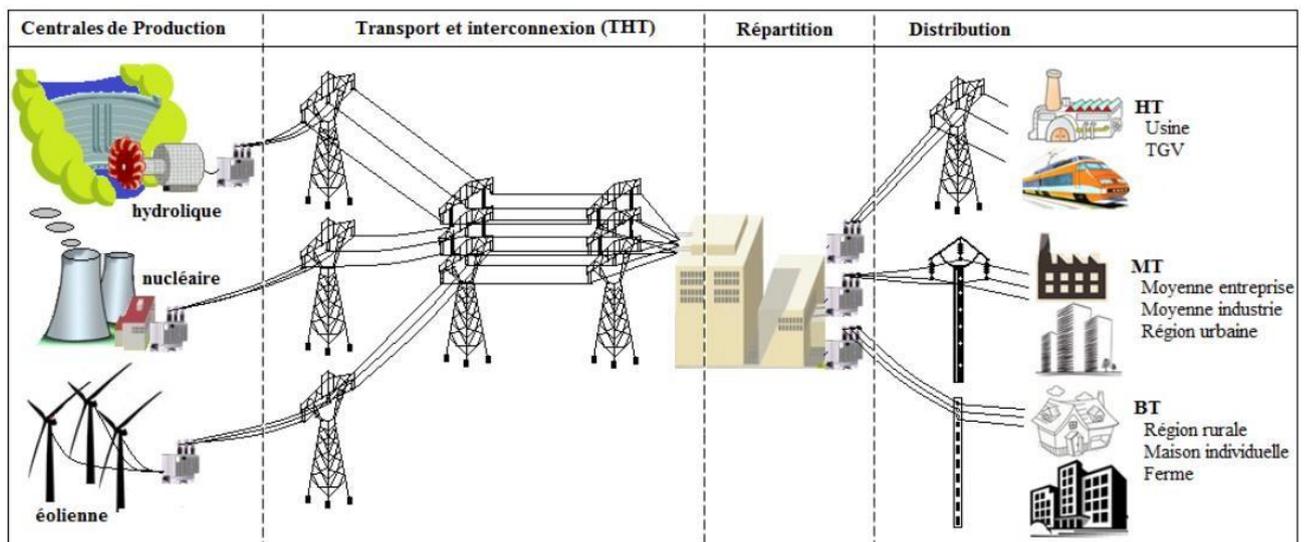


Figure I.1 : étapes du réseau d'énergies électrique [1].

I.2.1.1 Production

C'est la transformation des énergies primaires fossiles ou renouvelables à l'énergie électrique grâce à des dispositifs comme les alternateurs et les panneaux photovoltaïques. En générale, chaque source de production (centrale électrique) regroupe plusieurs groupes turbo-alternateurs pour assurer la disponibilité pendant les périodes de maintenance.

I.2.1.2 Transport

Un alternateur produit la puissance électrique sous moyenne tension (13 kV), et elle est injectée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise sous haute ou très haute tension afin de réduire les pertes dans les lignes.

Le niveau de la tension de transport varie selon les distances et les puissances transportées, plus les distances sont grandes plus la tension doit être élevée, la même chose pour la puissance. Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220 kV et, notamment 400 kV pour certaines lignes dans le sud, le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau nord-américain 735 KV [2].

I.2.1.3 Répartition

Le réseau de répartition prend sa source dans le réseau de transport à partir des postes d'interconnexion THT/HT(MT) et sert à fournir les gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension, et à répartir les puissances dans différentes régions rurales ou urbaines. Ce type de réseau utilise des typiques 60 et 30 kV [2].

I.2.1.4 Distribution

La distribution sert à alimenter les consommateurs en moyenne (30kV) ou en basse tension (typiquement 400 V), grâce à des postes de transformation MT/BT [2].

I.2.2 Équipements et architectures des postes

Dans une analyse globale d'un réseau électrique un poste est considéré comme une barre ou tout simplement un nœud où transitent des flux de puissances. Les postes constituent une pièce majeure dans le système de répartition ou de distribution, dans la mesure où c'est à ce niveau qui est organisée la configuration de la topologie du réseau, et c'est aussi un point de surveillance de contrôle et de protection.

Un poste électrique est un ensemble d'appareillage arrangé de sorte à :

- ✓ Faire transiter la puissance d'un niveau de tension à un autre, il sert à baisser la tension, régler la tension, compter la puissance, surveiller l'écoulement [2].

Cet ensemble d'appareillage comporte :

- 1- Des jeux de barres.
- 2- Des transformateurs.
- 3- Des disjoncteurs et sectionneurs.
- 5- Des compensateurs.
- 6- Appareillage de mesure et de comptage de puissance.

I.2.2.1 Architectures des postes

Le choix de l'architecture d'un poste dépend de plusieurs paramètres technico-économiques : Fiabilité, flexibilité, maintenance et les coûts d'investissement. Les postes peuvent être classés en fonction de leurs architectures en deux familles.

- Poste à couplage de barres où les jeux de barres couplent en eux les différents départs comme c'est indiqué sur la Figure (I.2).
- Poste à couplage de disjoncteurs où les disjoncteurs couplent entre eux les différents départs comme c'est indiqué dans la figure (I.2) [2].

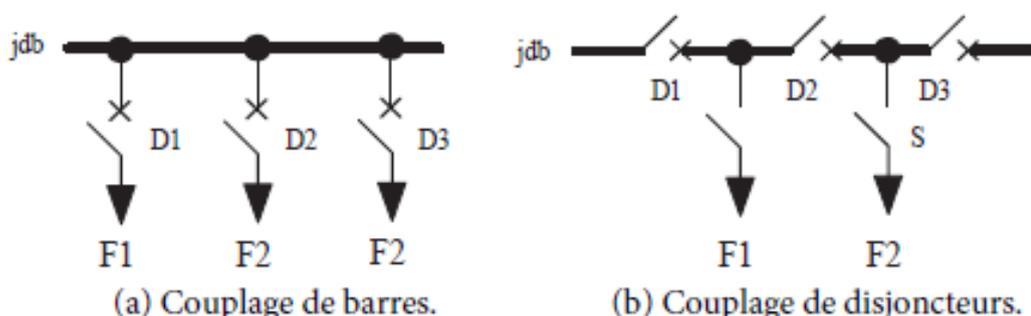


Figure I.2 : Les deux principales architectures des postes [2].

La Figure (I.2) montre la différence entre ces deux familles de postes. De point de vue fiabilité, on peut remarquer qu'un défaut sur le départ F1 par exemple nécessitera l'ouverture du disjoncteur D1 pour l'architecture à couplage de barre, alors que pour l'autre architecture il faudra ouvrir D1 et D2 pour isoler le départ en défaut. Cependant, en cas de maintenance de disjoncteur D1 le départ F1 est condamné pour l'architecture à couplage de barre, mais peut rester en service grâce à D2 pour l'architecture à couplage de disjoncteurs [2].

I.3 Ecoulement de puissance

I.3.1 Définition

Le calcul d'écoulement de puissance est une étude en régime permanent du réseau électrique qui consiste à déterminer, en premier lieu, à chaque jeu de barres, l'amplitude et la phase de la tension ainsi que les puissances active et réactive injectées. Connaissant les tensions (amplitude et phase) aux jeux de barres ainsi que les puissances injectées (active et réactive), nous pouvons calculer, en deuxième lieu, les courants et les puissances dans les lignes et ceux fournis par les sources. Les objectifs les plus importants de l'étude de l'écoulement de puissance sont :

- La détermination des puissances réactives et actives dans la ligne de transmission basée sur certaines considérations à priori associées au récepteur ou au générateur.
- Calcul des différences de potentiel à chaque nœud ou jeu de barre (bus en terminologie anglo-saxon).
- Vérifier qu'aucune ligne n'est surchargée. La surcharge peut signifier que la ligne est proche de la stabilité thermique.
- Surveillance de la ligne en cas de ré-enclenchement.
- Détermination de l'écoulement de puissance spécifique qui conduit à un dispatching optimum en calculant l'état du réseau (P , Q , V , δ) dans des hypothèses données de production et de consommation [3].

I.3.2 Classification des nœuds (Jeux de barres) À chaque jeu de barre (nœud), sont définis les 4 paramètres

P : puissance active injectée ou soutirée.

Q : puissance réactive injectée ou soutirée.

V : module de la tension.

Δ : déphasage de la tension.

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les jeux de barres du système sont classés en trois catégories :

I.3.2.1 Les jeux de barres de contrôle (CONTROL BUS)

Appelés aussi les jeux de barres (PV), pour ce type de jeux de barre, on associe les centrales de production.

On spécifie la puissance active et le module de la tension. Les variables à déterminer sont la phase de la tension et la puissance réactive [3].

I.3.2.2 Les jeux de barres de charge (LOAD BUS)

Appelés aussi les jeux de barres (PQ), pour ce type de jeux de barre, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation des puissances active et réactive. On peut aussi associer des générateurs avec des puissances active et réactive fixées. Les variables à déterminer sont le module et la phase de la tension [3].

I.3.2.3 Le jeu de barres de référence (SLACK BUS)

Ce jeu de barres connu aussi par le jeu de barres balancier ou bilan, est choisi parmi ceux où un générateur est connecté. Le rôle de ce jeu de barres est de fournir la puissance supplémentaire nécessaire pour compenser les pertes transmission, car celles-ci ne sont pas connues d'avance. En plus, ce jeu de barres sert de référence pour les phases des tensions. Par convention, ce jeu de barre est identifié par le jeu de barres n° 1, dont le module et la phase de tension sont toujours spécifiés

($V_1=1$ pu et $\delta_1 = 0$). Donc, les puissances P_1 et Q_1 sont inconnues, du fait que P_{G1} et Q_{G1} ne sont pas spécifiées d'avance. Par conséquent, les équations d'équilibres des puissances pour le jeu de barres de référence ne sont pas explicitement incluses dans la formulation du problème de l'écoulement de puissance. Cependant P_1 et Q_1 peuvent être calculées après avoir obtenu la solution du problème [3].

Tableau I.1 : Les types de nœuds des réseaux éclectiques [3].

Type de nœuds	Variables connues	Variables inconnues
Les jeux de barres de charge	Les puissances active et réactive (P, Q)	Tension amplitude et angle de phase (V, δ)
Les jeux de barres de contrôle	Puissance active et la tension (P, V)	Angle de phase de tension et puissance réactive (δ , Q)
Le jeu de barres de référence	Tension amplitude et angle de phase (V, δ)	Le courant, les puissances active et réactive (P, Q)

I.3.3 Principe de fonctionnement d'un réseau électrique

Pour mieux comprendre le principe de fonctionnement, considérons le système de distribution à deux barres de la figure (I.4). Les barres sont alimentées par des unités de production qui génèrent respectivement les puissances S_{G1} , et S_{G2} . Les demandes se définissent à chaque barre comme étant S_{D1} et S_{D2} . Les deux barres sont connectées par une ligne de transmission figure (I.5). Celle-ci est représentée par son modèle en π caractérisé par une impédance série Z, et deux admittances shunt Yshi. Les deux tensions de barres sont symbolisées respectivement par V_1 et V_2 .

Dans la formulation du modèle, on combine les puissances générées et demandées à chaque barre pour obtenir une puissance nette. Si définie comme la différence entre la production et la consommation de puissance de la barre i en question. Cette puissance nette est considérée comme injectée dans la barre par une "source de puissance de barre" dont le symbole est introduit dans la Figure (I.6) ci-dessous [3].

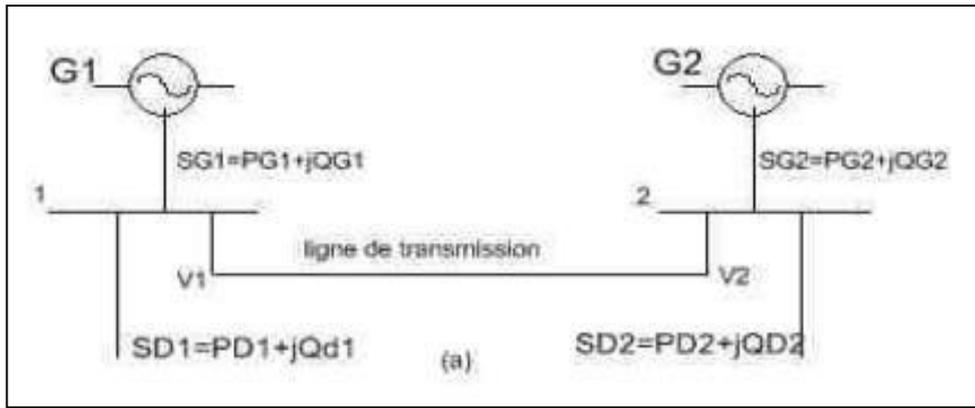


Figure I.3 : Exemple le système réel de distribution à deux barres de la figure [3].

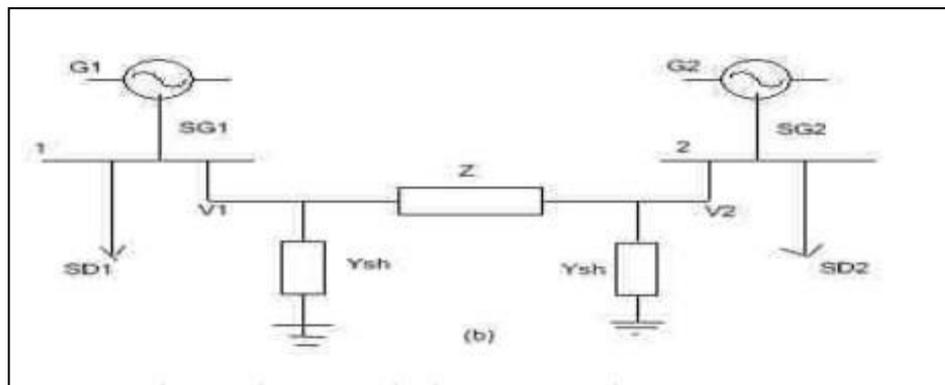


Figure I.4: Exemple d'un système équivalent de distribution à deux barres de la figure [3].

Pour le système à deux barres, ces puissances injectées sont:

$$S_1 = P_1 + jQ_1 = P_{G1} - P_{D1} + j(Q_{G1} - Q_{D1}) \quad (1)$$

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = P_{G2} - P_{D2} + j(Q_{G2} - Q_{D2}) \quad (2)$$

Le fonctionnement du système est comme suit :

En agissant sur le couple moteur, ce qui peut être accompli à l'aide des régulateurs de chaque turbine, on établit un équilibre entre la puissance active générée, la puissance active demandée plus les pertes actives de transmission. Le critère essentiel pour maintenir un tel équilibre est une fréquence constante de 50 Hz ou 60 Hz selon qu'on opère en Europe ou en Amérique.

Par une manipulation du courant de champ de chaque rotor, ainsi que la force électromotrice du stator, on établit un parfait équilibre entre la puissance réactive générée dont une portion provient des lignes, la puissance réactive demandée plus les pertes réactives. La constante de l'amplitude des tensions de barre est le critère essentiel pour maintenir un tel équilibre [3].

Le rôle de la ligne de transmission est de fournir un chemin de transfert du surplus de puissance d'une barre pour aller compenser la sur-demande de l'autre et ou de servir comme branche de secours pour les circonstances critiques. Le circuit de la figure (I.6) décrit un circuit électrique élémentaire très simplifié par rapport à un réseau ordinaire [3].

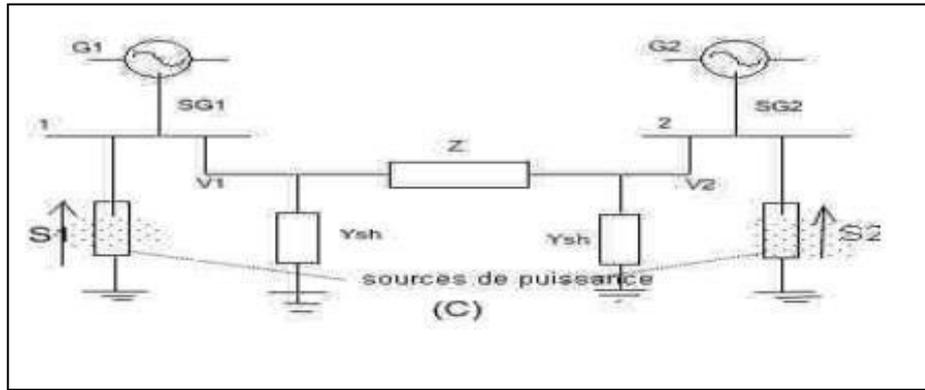


Figure I.5 : un circuit électrique élémentaire très simplifié par rapport à un réseau ordinaire [3].

Pour concevoir le modèle du système, on commence par établir une continuité entre le courant équivalent au rapport de la puissance injectée et de la tension de nœuds et celui entrant dans les composants de la ligne de transmission [3].

On obtient :

$$\frac{S_1}{V_1} = V_1 \cdot Y_{sh1} + \frac{V_1 - V_2}{Z} \quad (3)$$

$$\frac{S_2}{V_2} = V_2 \cdot Y_{sh2} + \frac{V_2 - V_1}{Z} \quad (4)$$

De la théorie des réseaux, Y_{sh} et Z , paramètres constants des lignes, peuvent être regroupés à l'intérieur des matrices décrivant la constitution physique du système. C'est l'étape initiale de la modélisation [3].

I.3.4 Formulation des équations de répartition des charges [3]

Notre objectif est de calculer la puissance apparente injectée au nœud 3 en fonction de V_{bus} et de Y_{bus} et ceci pour un réseau de 04 nœuds (On utilise le système PU)

La puissance au nœud 3 est :

$$S_3 = P_i - jQ_i = V_3 \cdot I_3^* \quad (5)$$

La puissance complexe S_3 est définie positive lorsque elle est injectée au jeu de barre (cas des générateurs) est négative lorsque elle est consommée du jeu de barre (cas des charges). Soit S_{G3} et S_{D3} les composantes injectées et consommées de S_3 , alors:

$$S_3 = S_{G3} - S_{D3} \quad (6)$$

La matrice Y_{bus} est définie par

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{pmatrix} \quad (7)$$

Le courant injecté au jeu de barre I_3 :

$$I_3 = Y_{31} \cdot V_1 + Y_{32} \cdot V_2 + Y_{33} \cdot V_3 + Y_{34} \cdot V_4 = \sum_{j=1}^4 Y_{3j} \cdot V_j \quad (8)$$

Le conjugué de I_3 :

$$I_3^* = \sum_{j=1}^4 Y_{3j}^* \cdot V_j^* \quad (9)$$

En remplaçant (9) dans (5)

$$S_3 = \sum_{j=1}^4 Y_{3j}^* \cdot V_3 \cdot V_j \quad (10)$$

Exprimant les tensions en coordonnées polaires :

$$S_3 = \sum_{j=1}^4 Y_{3j}^* \cdot |V_3| e^{j\delta_3} \cdot |V_j| e^{-j\delta_j} \quad (11)$$

$$S_3 = \sum_{j=1}^4 Y_{3j}^* \cdot |V_3| \cdot |V_j| \cdot e^{j(\delta_3 - \delta_j)} \quad (12)$$

L'élément Y_{3j} dans l'équation (12) est un nombre complexe qui peut être écrit sous 02 formes:

$$\text{La forme polaire : } Y_{3j} = |Y_{3j}| e^{j\theta_{3j}} \quad (13)$$

$$\text{La forme cartésienne : } Y_{3j} = G_{3j} + jB_{3j} \quad (14)$$

$$\text{Avec } \theta_{3j} = \tan^{-1} \frac{B_{3j}}{G_{3j}}$$

Les équations de l'écoulement de puissance peuvent être écrites sous deux formes différentes:

Les équations de l'écoulement de puissance sous leur forme polaire

En remplaçant (13) dans (12), on obtient:

$$S_3 = \sum_{j=1}^4 |Y_{3j}| e^{-j\theta_{3j}} \cdot |V_3| \cdot |V_j| \cdot e^{j(\delta_3 - \delta_j)} \quad (15)$$

$$S_3 = \sum_{j=1}^4 |Y_{3j}| \cdot |V_3| \cdot |V_j| e^{-j(\theta_{3j} - \delta_j + \delta_3)} \quad (16)$$

En appliquant la relation d'Euler à l'équation (16) :

$$S_3 = \sum_{j=1}^4 |Y_{3j}| \cdot |V_3| \cdot |V_j| (\cos(\delta_3 - \delta_j - \theta_{3j}) + j \sin(\delta_3 - \delta_j - \theta_{3j})) \quad (17)$$

Sachant que

$$S_3 = P_3 + jQ_3 \quad (18)$$

On peut déduire:

$$P_3 = \sum_{j=1}^4 |Y_{3j}| \cdot |V_3| \cdot |V_j| \cos(\delta_3 - \delta_j - \theta_{3j}) \quad (19)$$

$$Q_3 = \sum_{j=1}^4 |Y_{3j}| \cdot |V_3| \cdot |V_j| \sin(\delta_3 - \delta_j - \theta_{3j}) \quad (20)$$

D'une façon générale : Pour un réseau à n jeux de barres les puissances à n'importe quel jeu de barres sont déterminées par les équations de l'écoulement de puissance sous leur forme générale :

$$P_i = \sum_{j=1}^i |Y_{ij}| \cdot |V_i| \cdot |V_j| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (21)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^i |Y_{ij}| \cdot |V_i| \cdot |V_j| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (22)$$

I.4 Dimensionnement et protection des installations électriques

I.4.1 Méthodologie de dimensionnement

Le dimensionnement d'une installation électrique peut se faire suivant la chronologie ci-dessous :

- ✓ Données réseau : Calcul de la puissance du courant de court-circuit à l'origine du circuit, Définir la puissance à transporter.
- ✓ Choix des protections : Déterminer les courants d'emploi pour chaque départ. Choix des dispositifs de protection section des conducteurs : Calcul des sections de câbles. (Vérifier le bon choix des dispositifs de protection, la longueur maximale protégée et la contrainte thermique).
- ✓ Contrôle Vérification de la chute de tension : (calcul de la chute de tension).
- ✓ Compléter les dispositifs de protection contre les contacts indirects.

- ✓ Confirmation : Confirmation des sections de câbles et de leur bonne protection.
- ✓ Implantation : Choix IP des enveloppes et implantation [4].

Les réglementations établissent des exigences légales et des obligations que les installations électriques doivent respecter pour prévenir les risques d'incendie, d'électrocution et de défaillance des équipements. Les normes, quant à elles, fournissent des directives techniques détaillées et des critères de performance pour la conception, l'installation et l'entretien des systèmes électriques, pour plus d'informations sur les textes Réglementaires et normatifs (voir Annexe 01).

I.4.2 Rappel sur les dangers du courant électrique

Généralement, pour bien faire la conception d'une installation, il faut être conscient des dangers du courant électrique pour le matériel et les êtres vivants. Le corps vivant est très sensible au courant électrique. Les effets du courant électrique sur les êtres vivants sont très dangereux car ils endommagent les tissus cellulaires et les nerfs. Cet effet dépend des valeurs de courant, du temps de contact et de la nature des contacts. Il existe deux natures de contact, le contact direct lorsque l'individu touche directement la partie active de circulation du courant (phase) et un contact indirect, lorsque la personne caresse une masse conductrice frotte avec un conducteur actif, comme le montre la figure (I.7) [4].



Figure I.6: les types de contacts électriques [4].

I.4.3 Protection contre les chocs électriques et liaisons de neutre

La Norme NF C 15-100 définit les mesures destinées à assurer la protection des personnes et des animaux contre les chocs électriques. Alors pour la protection contre les chocs directs, le courant différentiel assigné de fonctionnement devra être inférieur ou égal à 30 mA. Par contre pour la protection contre les chocs indirects propose l'installation d'un dispositif de protection pour séparer automatiquement de l'alimentation le circuit ou l'appareil en défaut, de telle façon qu'une tension supérieure à 50 Volts alternatif ne puisse se maintenir pendant un temps suffisant pour créer un risque d'effet physiopathologique [4].

I.4.4 Régime de neutre

Les régimes de neutre caractérisent le mode de raccordement du conducteur neutre de l'installation et les méthodes de mise à la terre des masses de l'installation. Le régime de neutre d'une installation détermine les conditions de protection des personnes contre les contacts indirects et les protections des installations contre les surintensités [4].

La figure (I.8) illustre les différentes liaisons du neutre :

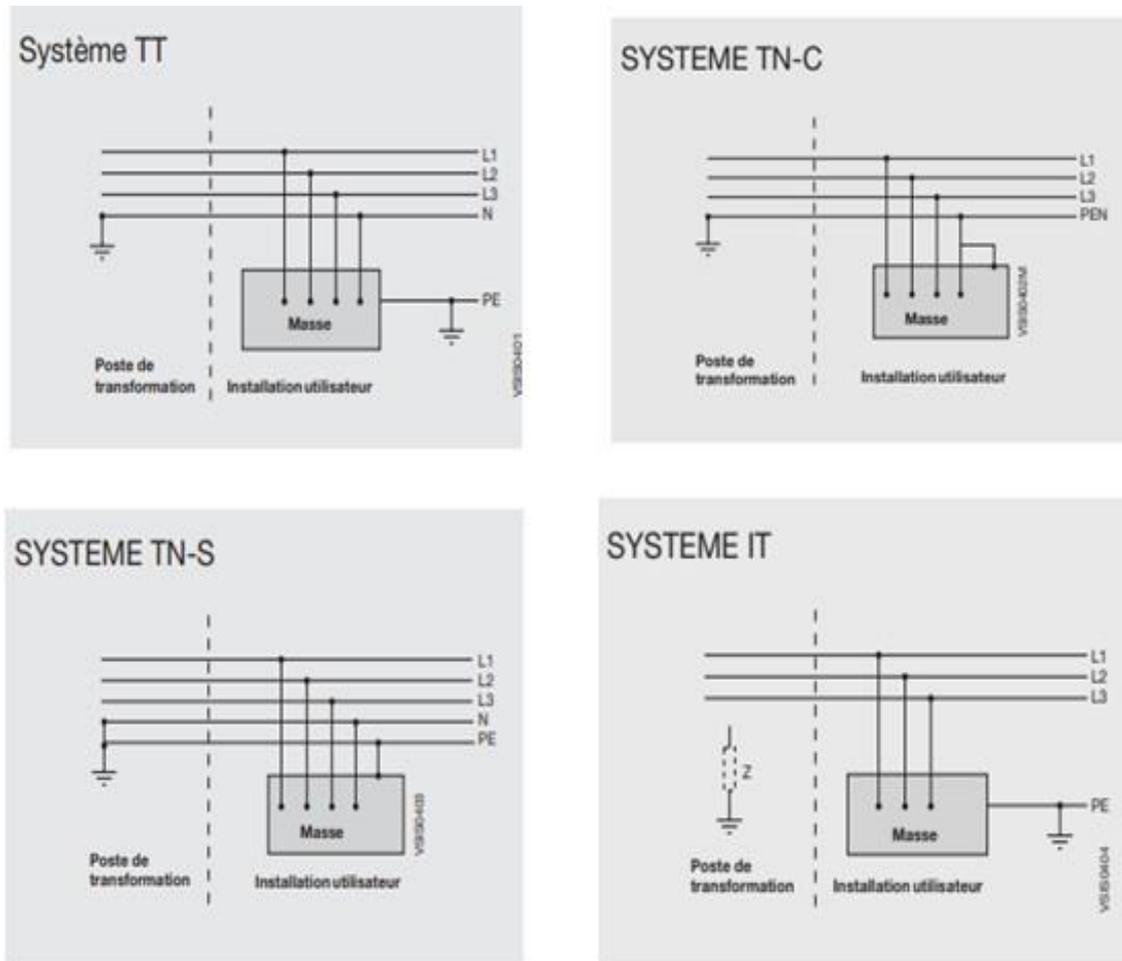


Figure I.7: les Régimes de neutre [4].

I.4.5 Longueurs maximales protégées contre les contacts indirects

Tout défaut d'isolement (ou double défaut en schéma IT) provoque la circulation d'un courant (I_d) dans la boucle de défaut. Ce courant engendre l'apparition d'une tension de contact dangereuse (U_c) entre la masse en défaut et toute masse simultanément accessible. Le but de la protection contre les risques de contacts indirects est d'assurer l'élimination de cette tension de contact dans un temps inférieur au temps maxi de maintien et a une longueur maximale autorisé par la norme NF C 15-100 [4].

I.4.6 Protection des lignes

Pour le choix des disjoncteurs pour la manœuvre et la protection des lignes, on doit connaître :

- le courant de service de la ligne (courant d'emploi) I_B qui est calculé sur la base de la puissance a installée.
- l'intensité admissible du câble I_Z ; elle est calculé en tenant compte du facteur de pose et de la température.
- le courant de court-circuit I_{k3} présumé au point d'installation du disjoncteur.

Le disjoncteur approprié doit satisfaire les conditions suivantes :

- disposer d'un pouvoir de coupure (I_c / I_{cs}) supérieur ou égal au courant de court-circuit I_{k3} .
- disposer d'un déclencheur de protection permettant à son courant de réglage pour surcharge I_n (I_1) de satisfaire la relation $I_B \leq I_n \leq I_Z$.
- l'énergie spécifique passante que le disjoncteur laisse passer doit être inférieure ou égale à l'énergie supportée par le câble.

Pour les circuits dans lesquels il est recommandé ou nécessaire de ne pas prévoir la protection contre les surcharges ou que celle-ci soit réglée au-delà des valeurs comprises entre I_B et I_Z , on doit vérifier que le courant de court-circuit en fin de ligne est supérieur au seuil de déclenchement de la protection contre les court-circuits de façon qu'elle puisse intervenir en garantissant la protection. En pratique, cela détermine des longueurs maximales protégées en fonction des diverses sections des câbles et des divers réglages des protections contre les court-circuits.

Pour la protection contre les contacts indirects, il peut être nécessaire de lier le réglage de la protection contre les court-circuits à la longueur de la ligne protégée [4].

I.4.7 Calcul de I_n et I_{k3} du transformateur

Pour la protection côté BT des transformateurs HT/BT, le choix des disjoncteurs doit fondamentalement tenir compte :

- ✓ du courant nominal du transformateur protégé, côté BT, dont dépendent la taille du disjoncteur et le réglage des protections.
- ✓ du courant maximum de court-circuit au point d'installation, qui détermine le pouvoir de coupure minimum que doit posséder l'appareil de protection. Sous-station HT/BT avec un seul transformateur Le courant assigné du transformateur, côté BT, est déterminé par l'expression :

Avec

$$I_n = \frac{S_n \times 10^3}{\sqrt{3} \times U_{20}}$$

S_n = puissance assignée du transformateur, en kVA.

U_{20} = tension assignée secondaire (à vide) du transformateur, en V

I_n = courant assigné du transformateur, côté BT, en A (valeur efficace).

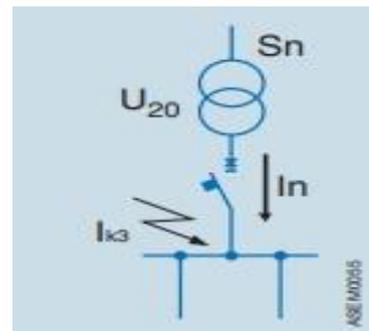


Figure I.8: Sous-station HT/BT avec un seul transformateur [4].

Le courant de court-circuit triphasé à pleine tension, immédiatement aux bornes de BT du transformateur, peut être exprimé par la relation (dans l'hypothèse d'une puissance infinie au primaire).

$$I_{K3\max} = \frac{C_{\max} \cdot m \cdot U_0}{\sqrt{(R_T^2 + X_T^2)}}$$

Avec :

U_0 = tension nominale entre phase et neutre, en V.

R_T = résistance du transformateur.

X_T = réactance du transformateur.

C_{\max} = facteur de tension égal 1,05 ;

m = facteur de charge à vide égal 1,05 ;

Le courant de court-circuit diminue, par rapport aux valeurs déduites de l'expression précédente, si le disjoncteur est installé à une certaine distance du transformateur par l'intermédiaire d'un raccordement en câble ou en barre, en fonction de l'impédance du raccordement [4].

Le but des calculs c'est grandeurs électrique pour choix possibles de disjoncteur en fonction des caractéristiques du transformateur à protéger [4].

I.4.8 Indices de protection et résistance aux chocs

I.4.8.1 Indice de protection IP

(Protection des enveloppes des matériels électriques - normes CEI 60529, EN 60529 et NF C 20-010). Il est indiqué par deux chiffres premier correspond à la protection contre la pénétration des corps solides et le deuxième correspond à la protection contre la pénétration des liquides. Pour plus de détails (voir Annexe 2).

I.4.8.2 Indice de protection IK

(Protection des enveloppes des matériels électriques - normes NF EN 50102/NF C 20-015).

Il détermine le degré de protection du matériel contre les chocs d'origine mécanique. Pour chaque degré IK, la mesure de résistance est faite en joule (c'est une unité de mesure d'énergie). Pour plus de détails (voir Annexe 3).

I.4.9 Sélection et application de l'appareillage

I.4.9.1 Dissipation de puissance des disjoncteurs T_{max} et I_{smax}

La dissipation de puissance des disjoncteurs T_{max} et I_{smax} se réfère à la capacité de ces disjoncteurs et dépend de plusieurs facteurs, notamment le courant nominal, la tension, la fréquence et le mode de fonctionnement. En général, la dissipation de puissance est liée à la chaleur générée par le disjoncteur lorsqu'il est en fonctionnement. Pour les disjoncteurs T_{max} et I_{smax} de ABB, la dissipation de puissance est souvent spécifiée dans les fiches techniques fournies par le fabricant. Elle est généralement exprimée en watts ou en pourcentage du courant nominal. Pour obtenir des valeurs précises de dissipation de puissance pour ces disjoncteurs, il serait préférable de consulter les fiches techniques spécifiques à chaque modèle ou de contacter directement le fabricant ou un distributeur agréé [4].

I.4.9.2 Dissipation de puissance des disjoncteurs

La dissipation de puissance des disjoncteurs professionnels (pro M) fait référence à la capacité du disjoncteur à gérer et à dissiper l'énergie électrique excédentaire de manière sûre. C'est une mesure de la performance et de la fiabilité du disjoncteur, garantissant qu'il peut interrompre correctement le courant en cas de surcharge ou de court-circuit sans surchauffer ni causer de dommages [4].

I.5 La protection électrique en haute tension

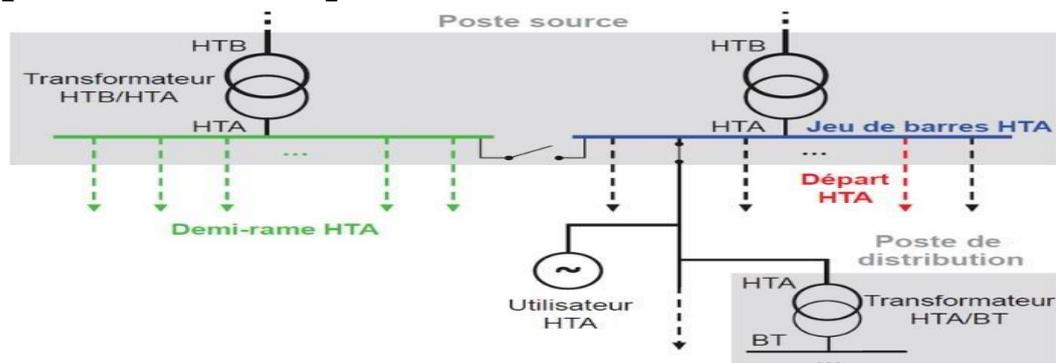


Figure I.9: Structure globale du réseau de distribution (HTB = HT, HTA = MT) [2].

La protection contre les défauts électriques à haute tension est essentielle pour assurer la sécurité des équipements électriques, des installations et des personnes. Voici quelques méthodes détaillées pour protéger contre les défauts électriques à haute tension :

- **Disjoncteurs haute tension** : Les disjoncteurs haute tension sont des dispositifs de protection primordiaux dans les réseaux électriques. Ils sont conçus pour détecter les courants de défauts électriques et interrompre le circuit en cas de problème. Ces disjoncteurs sont disponibles dans différentes technologies telles que les disjoncteurs à air, les disjoncteurs à huile, les disjoncteurs à vide et les disjoncteurs SF6 (hexafluorure de soufre). Ils sont dimensionnés pour gérer des niveaux de tension et de courant spécifiques.
- **Relais de protection** : Les relais de protection surveillent en permanence les paramètres électriques tels que la tension, le courant et la fréquence dans les systèmes haute tension. En cas de dépassement des seuils prédéfinis ou de détection d'un défaut, les relais envoient des signaux pour déclencher les dispositifs de protection appropriés, tels que les disjoncteurs. Les relais peuvent être basés sur des techniques électromécaniques, électroniques ou numériques, offrant une variété de fonctions de protection.
- **Parafoudres** : Les surtensions transitoires peuvent endommager les équipements électriques sensibles. Les parafoudres, également appelés paratonnerres, sont des dispositifs de protection qui dévient l'énergie des surtensions loin des équipements sensibles en les redirigeant vers la terre. Ils sont généralement installés en parallèle avec les équipements à protéger et peuvent être utilisés à la fois pour les surtensions atmosphériques et les surtensions induites par des commutations dans le réseau.
- **Transformateurs de mesure et de protection** : Ces transformateurs sont utilisés pour fournir des signaux de courant et de tension aux relais de protection. Ils isolent les circuits de mesure des relais de protection des conditions de fonctionnement normales et des défauts, garantissant que les relais reçoivent des signaux précis pour déclencher les actions de protection.
- **Systèmes de surveillance continue** : Pour une fiabilité maximale, les systèmes de surveillance continue sont utilisés pour surveiller l'état des équipements électriques haute tension. Ces systèmes collectent des données telles que la température, la pression, les vibrations et les gaz isolants pour détecter les signes de défaillance imminente. Cela permet une maintenance préventive et la planification des réparations avant qu'un défaut ne se produise.

En combinant ces méthodes de protection et en les adaptant aux besoins spécifiques des installations électriques, il est possible de garantir un fonctionnement sûr et fiable des systèmes électriques haute tension [2].



Figure I.10: Un disjoncteur à haute tension [6].

I.6 La protection électrique en moyenne tension

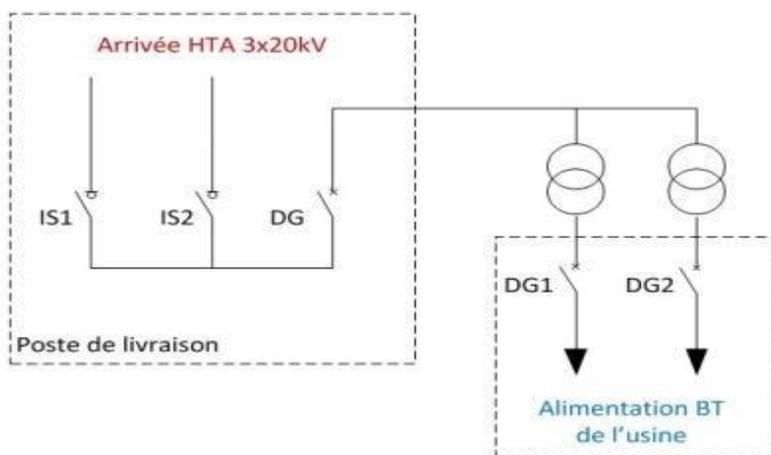


Figure I.11 : Distribution d'usine [4].

La protection électrique en moyenne tension est essentielle pour assurer la sécurité des équipements, des personnes et des installations électriques. En général, elle vise à détecter et à réagir rapidement aux défauts électriques qui pourraient survenir dans un réseau électrique moyen tension (généralement entre 1 kV et 69 kV). Ces défauts peuvent inclure du court-circuit, des surcharges, des perturbations transitoires, des déséquilibres de tension.

Les principaux composants d'un système de protection électrique moyenne tension peuvent inclure :

- **Relais de protection** : Ils surveillent en permanence le réseau électrique pour détecter tout défaut électrique et déclencher les dispositifs de déconnexion appropriés en cas de problème. Ces relais peuvent être programmés pour détecter différents types de défauts et peuvent être spécifiques à certaines parties du réseau ou globaux.
- **Disjoncteurs** : Ils sont généralement commandés par les relais de protection et sont capables de couper rapidement l'alimentation électrique pour protéger le système contre les dommages.

Transformateurs de courant et de tension : Ils sont utilisés pour abaisser les niveaux de courant et de tension afin que les relais de protection puissent surveiller les paramètres électriques en toute sécurité.



Figure I.12: Transformateur de mesure [6].

- **Communication et télécommunication** : Les systèmes modernes de protection électrique intègrent souvent des fonctionnalités de communication pour permettre une surveillance à distance, la coordination entre les différents dispositifs de protection et la collecte de données pour l'analyse post-incidente.
- **Analyse des données et surveillance en temps réel** : Les données collectées par les relais de protection et d'autres dispositifs sont souvent utilisées pour surveiller en temps réel l'état du réseau électrique et détecter les tendances qui pourraient indiquer des problèmes potentiels.

La protection électrique en moyenne tension est un élément crucial de tout système électrique, elle garantit la fiabilité, la sécurité et la continuité de l'alimentation électrique.

I.7 Protection Électrique En Basse Tension

La protection des réseaux électriques basse tension vise à éviter ou limiter les conséquences des courants ou tensions anormales, et à garantir que les limites de tenue de courte durée des équipements ne soient jamais dépassées. Cela implique que les situations de défaut doivent être éliminées aussi rapidement que possible, qu'il doit y avoir une bonne coordination entre les dispositifs de protection en amont et en aval de l'équipement à protéger, et que seul un dispositif de protection doit agir en cas de défaut comme modélisation sur Figure I.12 , même si plusieurs le détectent. Les principaux dispositifs de protection utilisés sont des fusibles qui éliminent directement le circuit en défaut, et des relais qui agissent sur les bobines des disjoncteurs pour les ouvrir. Ces dispositifs doivent assurer la protection contre les surcharges, les courts-circuits entre phases, et les défauts à la terre. La coordination de ces différents dispositifs de protection est essentielle pour garantir la sécurité et la fiabilité du réseau électrique basse tension [6].

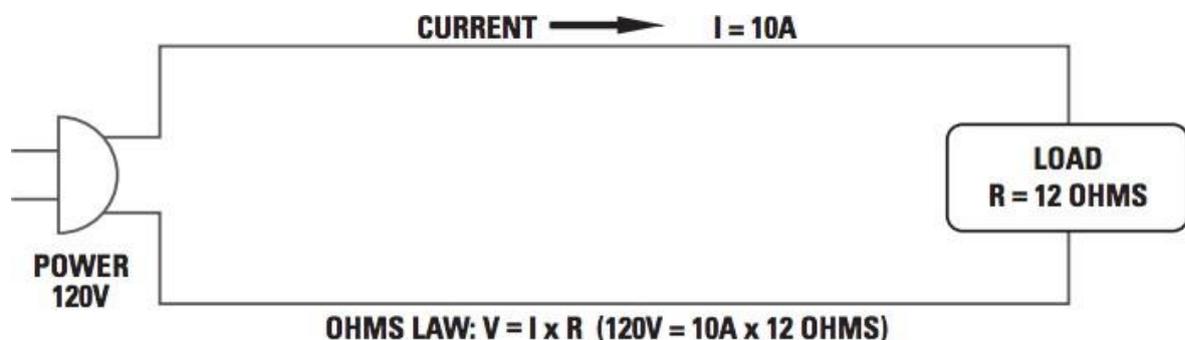


Figure I.13: Fusible et protection de circuit [6].

I.8 Défauts électriques

I.8.1 Types défauts électriques

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

- Surintensité par surcharge.
- Surintensité par court-circuit.
- Surtension.
- Baisse ou manque de tension.

Surintensité par surcharge : Élévation de l'intensité due à une demande de puissance trop importante, pouvant entraîner un échauffement des composants.

Surintensité par court-circuit : Élévation brutale du courant due à un contact accidentel entre deux conducteurs de polarité différente, pouvant causer des dommages importants. Il existe différents types de courts-circuits comme le court-circuit permanent, le court-circuit auto-extincteur, le court-circuit impédant.

Surtension : Augmentation soudaine et importante de la tension, par exemple à cause d'un coup de foudre, pouvant entraîner le claquage des isolants.

Baisse ou manque de tension : Chute de tension trop importante dans le réseau, pouvant causer un mauvais fonctionnement des récepteurs [7].

I.8.2 Les court circuits

Comme son nom l'indique une protection électrique permet de protéger contre les défauts électriques. Il convient de les identifier correctement afin de définir correctement la protection adéquate. Les défauts possibles sont :

- ❖ Court circuits (1ϕ , 2ϕ et 3ϕ).
- ❖ court-circuit phase-terre et défaut à la masse.
- ❖ choc de foudre, choc de manœuvre et surtension.
- ❖ défaillance d'un disjoncteur.

Sur un réseau de distribution électrique, les court-circuits peuvent être classés :

Selon leur durée :

- ❖ Auto- extincteur : Si le défaut disparaît tout seul dans un délai très court, sans déclencher les dispositifs de protection (fusible ou disjoncteur).
- ❖ Fugitif : Si le défaut ne disparaît qu'après une ou plusieurs courtes interruptions de l'alimentation du réseau sans nécessiter d'intervention.
- ❖ Semi-permanent : Si le défaut ne disparaît qu'après une ou plusieurs coupures de courant longues (quelques dizaines de secondes) sans nécessiter d'intervention.
- ❖ Permanent : Si le défaut provoque le fonctionnement du terminal et nécessite l'intervention du personnel pour reprendre le service.

Selon leur origine :

- ❖ Défaut Mécanique : (rupture de conducteurs, liaison électrique établie entre deux conducteurs par un mauvais câblage, un outil oublié, une branche ou un animal, par exemple)
- ❖ Défaut de surtension électrique : d'origine interne (surtension de manœuvre) ou atmosphérique (foudre).
- ❖ Défaut de dégradation : dégradation de l'isolement consécutive à la chaleur, à l'humidité, au vieillissement ou à une atmosphère corrosive.

Selon leur localisation :

- ❖ Défaut interne ou externe à une machine.
- ❖ Défaut sur une ligne aérienne ou souterraine.

Selon la nature de la connexion :

- ❖ Défaut de court-circuit franc : Lorsque deux points mis en court-circuit se touchent directement.
- ❖ Défaut de court-circuit impédant : Lorsque les deux points mis en court-circuit sont reliés par un milieu à impédance élevée (un arbre par exemple).

Outre ces caractéristiques, on distingue sur un réseau triphasé les courts circuits :

- ❖ Défaut monophasés (80 % des cas), où une phase et le neutre ou la terre sont reliés ensemble.
- ❖ Défaut biphasés (15 % des cas), où deux phases sont raccordées ensemble.
- ❖ Défaut triphasés (5 % des cas), où les trois phases sont reliées ensemble [5].

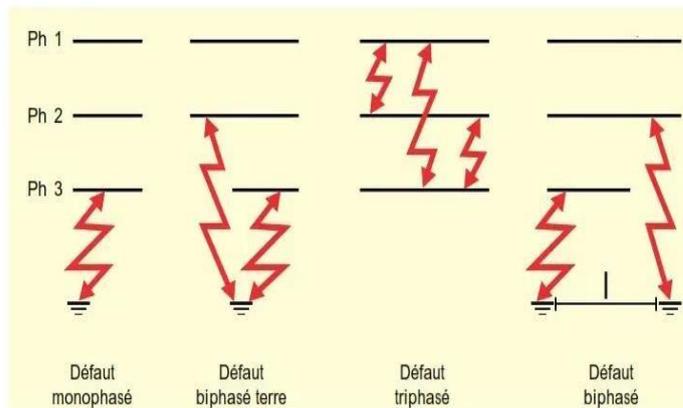


Figure I.14: les différents types des courts circuits.

I.8.3 La nature des courants à couper

L'énergie électrique est transmise centrales de production aux points de consommation via un réseau électrique constitué de lignes ou de câbles. Il est essentiel de pouvoir couper l'alimentation en tout point du réseau pour des raisons d'exploitation et de maintenance ou pour protéger le réseau en cas de défaut. Il faut également pouvoir le rétablir dans diverses situations normales ou de défaut. Pour cela, on emploie des appareils de déconnexion dont le choix dépend de la nature des courants à couper et du domaine d'application.

Ces courants à couper peuvent être classés en trois catégories :

- Les courants de charge, par principe inférieurs ou égaux au courant assigné I_r ; le courant assigné I_r est la valeur efficace du courant que le matériel doit être capable de supporter indéfiniment dans des conditions prescrites d'emploi et de fonctionnement.
- Les courants de surcharge, lorsque le courant dépasse sa valeur assignée.
- Les courants de court-circuit, lors d'un défaut sur le réseau, dont la valeur dépend de la puissance de la source, du type de défaut et des impédances amont du circuit [6].

I.9 Différentes technique de coupure d'arc électrique

➤ **Coupure dans l'air :** Cette technique utilise l'air comprimé pour améliorer la tenue diélectrique, la vitesse de refroidissement et la constante de temps de dés ionisation. L'arc est refroidi par des systèmes de soufflage à haute pression. Les appareils utilisant la coupure dans l'air à la pression atmosphérique ont été les premiers employés (disjoncteur magnétique). Cette technique est utilisée pour des tensions jusqu'à 20 kV.

➤ **Coupure dans l'huile :** Utilisée pour des tensions jusqu'à 200 kV, cette méthode interrompt l'arc dans l'huile.

L'huile qui servait déjà comme isolant a été employée dès le début du siècle comme milieu de coupure, car cette technique permet la conception d'appareils relativement simples et économiques. Les disjoncteurs à huile ont été utilisés principalement pour les tensions de 5 à 150 kV.

➤ **Coupure dans le vide** : Utilisée pour des tensions jusqu'à 36 kV, cette méthode interrompt l'arc dans un vide poussé. En principe, le vide est un milieu diélectrique idéal, il n'y a pas de matière, donc pas de conduction électrique. Cependant, le vide n'est jamais parfait et de toute façon a une limite de tenue diélectrique. Malgré tout, le vide « réel » a des performances spectaculaires : à la pression de 10⁻⁶ bar, la rigidité diélectrique en champ homogène peut atteindre une valeur crête de 200 kV pour une distance inter-électrodes de 12mm.

Le mécanisme à l'origine de la rupture diélectrique dans le vide est lié aux phénomènes d'émission électronique froide, sans effet d'avalanche par ionisation. C'est pourquoi la tenue diélectrique ne dépend pratiquement plus de la pression dès que celle-ci est inférieure à 10⁻⁶ bar. Elle dépend alors de la nature des matériaux, de la forme des électrodes (en particulier de la présence d'aspérités) et de la distance inter-électrodes.

➤ **Coupure dans le SF₆** : L'hexafluorure de soufre(SF₆), est un gaz apprécié pour ses nombreuses qualités chimiques et diélectriques. La technique de coupure dans ce gaz a été développée dans les années 70 comme celle du vide, grâce également aux avantages qu'elle apporte en terme, de sécurité, de dimension, de maintenance et de longévité. Il non polluant, incolore, inodore, non inflammable et non toxique à l'état pur ; il est insoluble dans l'eau. Cette technique est employée pour des tensions jusqu'à plusieurs centaines de KV [6].

I.10 Caractéristique d'une protection électrique

La protection électrique doit avoir les caractéristiques suivantes :

- **Rapidité** : la protection élimine rapidement le défaut. Le temps de déclenchement comprend celui de la protection elle-même, auquel vient s'ajouter le délai d'ouverture des disjoncteurs.
- **Sureté** : la protection déclenche lors d'un défaut, on la mesure en nombre de défaillances sur commande.
- **Sécurité** : la protection ne déclenche pas de manière intempestive.
- **Fiabilité** : elle combine les notions de sureté et de sécurité.
- **Sélectivité** : Elle consiste à ne mettre hors tension que la partie du réseau concernée par un défaut et seulement celle-ci.
- **Sensibilité** : la protection doit détecter tous les défauts, même les plus faibles.
- **Disponibilité** : la protection doit toujours être en opération (temps total moins panne et maintenance). Concrètement une bonne protection doit être conçue de sorte à parer à tout défaut électrique grâce à au moins deux types de protections différentes (principe de redondance) : celle déclenchant en fonctionnement normal, on parle de déclenchement instantané, et celle déclenchant en cas de défaillance de la première, on parle de déclenchement temporisée et de protection de secours.
- **Consommation d'énergie** : Elle doit consommer peu d'énergie.
- **Manipulation** : Facile à mettre en œuvre et à maintenir.

Cependant, il faut être conscient des limites de la protection : les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse. La protection ne peut donc empêcher les perturbations ; elle ne peut que limiter leurs effets et leur durée. De plus, le choix d'une protection est souvent un compromis [6].

I.11 Le cas d'étude

I.11.1 Présentation du complexe GL3/Z

Le complexe GNL3/Z est une usine de construction récente représentant un méga train destiné à la production du gaz naturel liquéfié et la séparation des gaz tels que le propane et le butane.

L'usine a officiellement démarré sa production en novembre 2014.

La technologie de liquéfaction du gaz est différente par rapport aux autres complexes existants constituant une nouvelle technologie basée sur un procédé très développé.

L'usine a été conçue pour une vie nominale de 30 ans. L'usine est conçue pour fonctionner au moins 330 jours par an. La disponibilité de l'usine est une partie intégrante du calcul de la production du GNL, donc la philosophie de réserve adoptée doit garantir que la disponibilité soit atteinte. L'usine GL3/Z englobe trois zones essentielles à savoir :

- Zone utilités
- Zone de procédé
- Zone terminal (Jetée, Stockage et Torches) [8].

I.11.2 Production de l'électricité

La demande en électricité de la centrale GNL est satisfaite par la production sur le site, quatre turbogénérateurs à gaz se trouvent dans la centrale et fournissent l'énergie électrique nécessaire pour le fonctionnement normal de la centrale GL3/Z.

Chaque GTG (générateur à turbine à gaz) est doté d'un transformateur élévateur de puissance qui sert à monter la tension de 11 kV à 30kV en vue de l'alimentation du tableau électrique 30kV principal de la Sous-station 1. La puissance de distribution primaire et l'alimentation des grands moteurs seront dérivées de ce tableau électrique, conformément aux indications Les tableaux électriques de chaque sous-station (voir annexe 4) [8].

I.11.3 Distribution de l'électricité

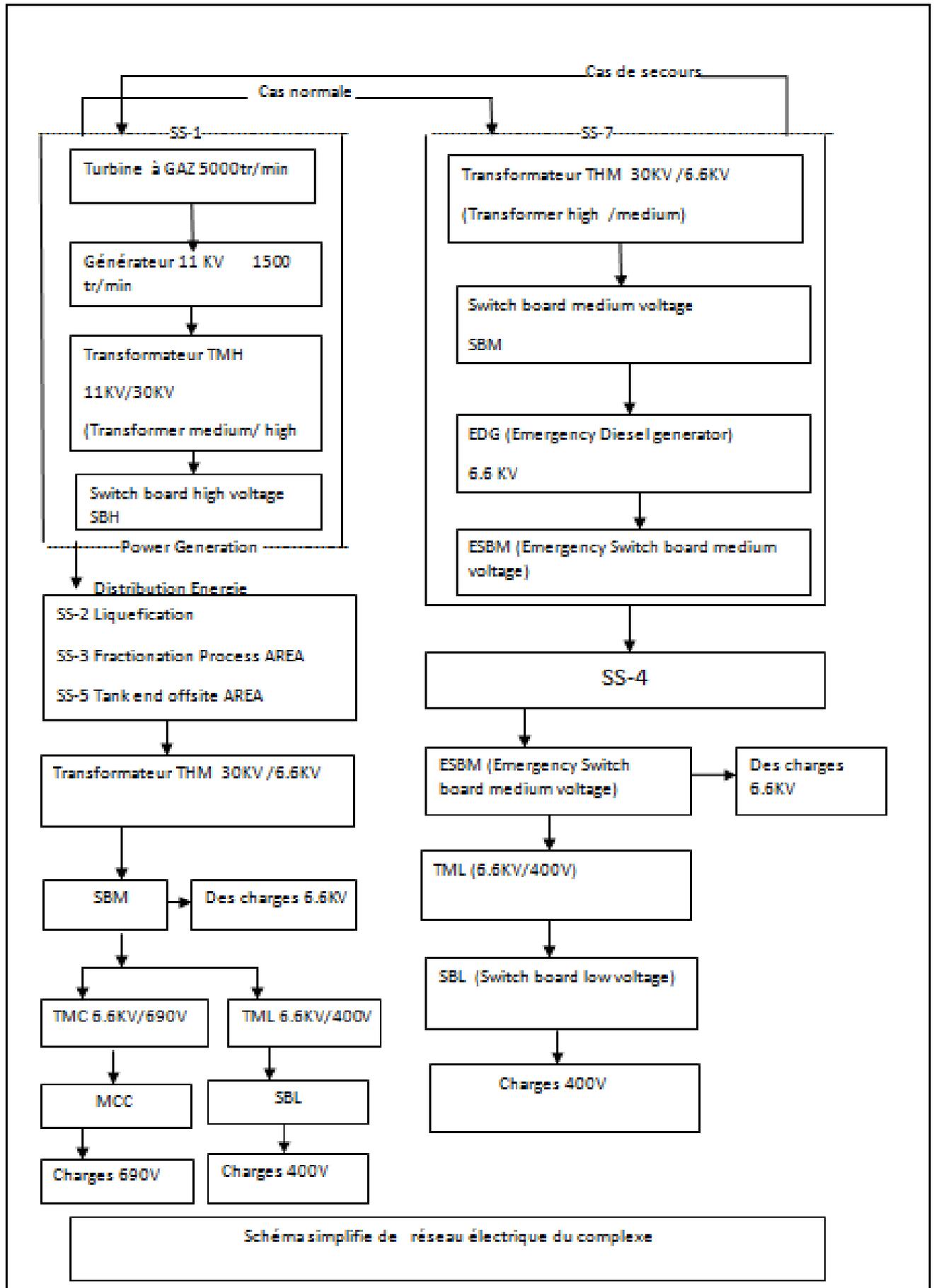
L'installation électrique consiste des niveaux de distribution et d'utilisation suivants :

- Tension de production principale : 11 kV, 3 PH, 50 Hz
- Tension de distribution principale : 30 kV, 3 PH, 50 Hz
- Distribution moyenne tension secondaire : 6,6 et 5,5 kV, 3 PH, 50 Hz
- Distribution basse tension pour les Centres de Commande des Moteurs : 690 V, 3PH, 50 Hz
- Distribution basse tension pour les Moteurs dans la zone de la Jetée et dans tous les Bâtiments : 400V, 3PH, 50Hz.
- Distribution basse tension : 400/230 V, 3PH+N, 50 Hz
- Distribution basse tension pour le Package MR/PR : 380V, 3PH, 50Hz.
- Eclairage et prises de courant : 230 V, 1 PH, 50 Hz
- Système UPS 400/230V, 50 Hz ; • Système cc. 125 V DC [8].

I.11.4 Schéma simplifié du Réseaux électrique de complexe

La distribution d'énergie électrique du le réseau complexe GL3/Z sur 6 sous station.

Figure I.15 : Schéma simplifié du Réseaux électrique de complexe.



I.11.5 Protection et maintenance de transformateurs

I.11.5.1 Protection des transformateurs de puissance

Interface entre la haute et la moyenne tension, le transformateur subit toutes les perturbations, aussi bien des réseaux situés en amont (coups de foudre, coupures de ligne, etc.) qu'en aval. Les variations anormales de températures ambiantes ou de la charge peuvent provoquer un échauffement des enroulements susceptible de compromettre la durée de vie de l'appareil.

Les systèmes de protection sont :

- ✓ Les appareils de protection contre les défauts situés en amont, généralement sur le réseau du distributeur d'énergie (parafoudres et limiteurs de surtensions)
- ✓ Les cellules de protection par disjoncteur contre les courts circuits.
- ✓ Les relais Buchholz, appareils de protection spécifiques aux transformateurs immergés ils ont pour mission non seulement de signaler tout échauffement anormal du diélectrique, mais aussi de donner l'alarme et de provoquer le déclenchement.
- ✓ Les sondes PTC placées entre le circuit magnétique et les enroulements MT des transformateurs. Elles détectent des seuils de température pour donner l'alarme et provoquer déclenchement.

Les transformateurs de puissance et de distribution conventionnels sont généralement considérés comme des équipements fiables ayant des taux de défaillance électrique faibles.

Cependant, le vieillissement de l'infrastructure des sous-stations dans toutes les branches industrielles est inquiétant et conduit à l'augmentation des sinistres.

Alors que l'âge de l'équipement a une incidence importante sur les défaillances, il en est de même pour les procédures de maintenance insuffisantes. Heureusement, il y a un certain nombre de moyens pratiques et reconnus pour réduire de façon significative le risque de défaillance d'un transformateur [8].

I.11.5.2 Les différents types de transformateurs électriques disponibles

• Le transformateur de puissance

Il est défini par la Commission Electrotechnique Internationale comme un "appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique". Ces transformateurs permettent de transporter sur de longues distances de l'électricité tout en réduisant les pertes sur le réseau électrique. Ils peuvent être monophasés ou triphasés.

• Le transformateur de tension (TT)

Il est utilisé sur les lignes à haute tension pour alimenter des appareils de mesure (voltmètre, wattmètre...) ou de protection (relais). Il sert à isoler ces appareils de la haute tension et à les alimenter à une tension adaptée.

• Le transformateur d'isolement

Il permet d'assurer la sécurité d'une installation (il protège contre les électrocutions par exemple) en créant une isolation galvanique entre le primaire et le secondaire. Il se distingue par un nombre de spires presque égal entre le primaire et le secondaire.

On l'utilise notamment dans les blocs opératoires. Ils servent à isoler électriquement deux circuits, tout en permettant le transfert de puissance entre eux.

• Le transformateur d'impédance

Il est utilisé pour adapter l'impédance de deux circuits, principalement dans le domaine audio. Les transformateurs déphaseurs : ils permettent de soulager le réseau en cas de surcharge, en dirigeant l'électricité sur les lignes les moins sollicitées. Pour cela, ils créent un déphasage entre leurs tensions d'entrée et de sortie.

- **Les transformateurs de courant**

Associés aux compteurs d'énergie et centrales de mesure, ces transformateurs permettent, grâce à un rapport de transformation adapté, de réaliser des mesures sur des circuits de fortes puissances.

- **Le Transformateurs de mesure**

Les transformateurs de mesure sont utilisés pour mesurer le courant, réguler les systèmes de courant, surveiller les caractéristiques du courant, compenser l'énergie réactive, et pour la signalisation. Ils ont un rapport de transformation $x/5$, où x est la plage d'entrée du transformateur. Ils offrent une utilité spécialisée et généralisée pour protéger les appareils, les utilisateurs et les systèmes électriques [4].

I.11.6 Systèmes d'alimentation électrique secours

Des générateurs à moteurs diesel (EDG) secours est prévus comme système d'alimentation électrique de secours afin d'assurer la continuité du fonctionnement des équipements essentiels et vitaux en cas de coupure de l'alimentation électrique normale de l'usine ou pour le démarrage autonome d'une turbine à gaz.

Les EDG produiront de tension à 6,6 kV et seront directement reliés au tableau de distribution des services secours de la sous-station 7. La tension sera distribuée depuis ce tableau à 6,6 kV vers le tableau de distribution des services auxiliaires des GTG de la sous-station 1, puis vers les autres sous-stations nécessitant de tension essentielle où elle est abaissée à 690 ou à 400 V.

Les EDG sont installées de manière à démarrer automatiquement en cas de coupure du courant principal normal. Une synchronisation automatique et manuelle en vue d'un fonctionnement parallèle avec le réseau électrique principal sera prévue pour chaque générateur. Le réseau électrique secouru consistera en charges essentielles connectées à des bus dédiés alimentés par la sous-station 7 [8].

I.11.7 Les UPS Industrielles

Les alimentations sans interruption (ASI) permettent d'assurer l'alimentation en électricité des charges stratégiques en cas de coupure courte du réseau normal, avec tension, fréquence et taux de distorsion, compatibles avec les récepteurs.

L'UPS est composé de trois parties:

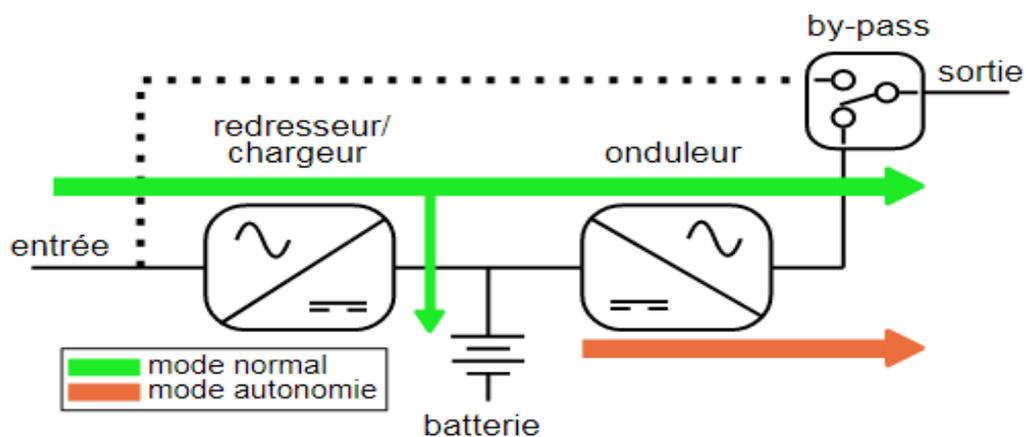


Figure I.16: ASI fonctionnant en double conversion [6].

- **À double conversion :**

- En mode normal :**

L'onduleur est en série entre le réseau et la charge. La puissance fournie à la charge transite en permanence par le duo chargeur-onduleur qui réalise une double conversion alternatif/continu - continu/alternatif.

En mode autonome :

L'onduleur régénère en permanence la tension fournie par le réseau, ce qui permet une régulation précise de la tension et de la fréquence de sortie. De plus, l'isolement de la charge par rapport au réseau élimine les reports des perturbations du réseau électrique sur la sortie de l'ASI. L'ASI comporte un contacteur statique de dérivation pour rediriger la charge vers le réseau, dans l'éventualité d'une défaillance de l'ASI ou avant la fin d'autonomie de ses batteries. L'ASI étant synchronisée avec le réseau de dérivation, ce transfert s'effectue sans coupure.

I.12 Conclusion

Ce chapitre est consacré aux généralités liées au réseau électrique. Une synthèse a été faite des étapes du réseau électrique, notamment la production, le transport et la distribution. Nous avons appris que les postes électriques constituent un maillon fort du système de distribution, dans la mesure où à ce niveau la configuration de la topologie du réseau est régulée et est également considérée comme un point de surveillance pour le contrôle et la protection. L'équipement complet d'un poste électrique est décrit.

Grâce à ce chapitre, nous avons acquis de nombreuses compétences sur la méthodologie de dimensionnement des installations électriques, la protection électrique et l'importance des connexions du neutre. Et le rôle écoulement de puissance fournit donc l'état électrique complet du réseau, Elle est indispensable pour vérifier le bon fonctionnement du réseau et optimiser son exploitation

Les propriétés de protection électrique telles que la vitesse, la sûreté, la sécurité et la fiabilité sont discutées.

Enfin, nous avons présenté le cas étude, il lié à la description du réseau électrique du complexe GL3Z est l'un des rares complexes en Algérie et le seul en Aval que son réseau électrique est complètement indépendant de celui de Sonalgaz c'est-à-dire dispose d'une production électrique autonome où nous avons réalisé un stage pratique interne.

Chapitre II

La sélectivité en protection électrique

II.1 Introduction

Lorsqu'un défaut survient en un point quelconque du réseau de distribution, il ne doit en aucun cas priver l'ensemble de l'installation de courant électrique. Cela entraîne la nécessité d'isoler rapidement la partie en défaut sans couper l'alimentation des autres utilisateurs, C'est le principe de la sélectivité du déclenchement. L'élément de protection placé en amont de la partie de l'installation électrique où se produit le défaut doit être immédiatement actionné seul et aucun autre moyen de protection ne doit être actionné. Les précédentes classiques de sélectivité ampérométrique et chronométrique permettent de répondre à cette exigence plus ou moins parfaitement. Le système de sélectivité logique, permet d'obtenir une sélectivité totale entre tous les étages d'un réseau de distribution électrique, industrielle ou tertiaire, ceci, de la haute tension à la basse tension. Par ailleurs, il permet l'élimination du défaut dans un temps très réduit et indépendant de l'endroit où s'est produit l'incident. La sélectivité a pour but d'assurer d'une part la continuité de service d'alimentation en énergie électrique et d'autre part la fonction secours entre les protections. Ce chapitre sera consacré, aux définitions, aux différents types de la sélectivité ainsi que les avantages et les inconvénients. Un bref aperçu sur les relais utilisés sera décrit.

II.2 Définition de la sélectivité électrique

La sélectivité électrique peut être définie comme la capacité du système de protection électrique à isoler uniquement les parties affectées par un défaut. Cela signifie que seuls les dispositifs de protection situés en amont du défaut doivent se déclencher, laissant les autres parties du réseau opérationnel. La sélectivité électrique permet d'identifier et de localiser précisément les défauts afin d'intervenir efficacement pour les réparer. Elle s'appuie sur des principes complexes basés sur des courbes de temps de déclenchement, des seuils de déclenchement et des temps de déclenchement [8].

➤ Principe de base de la sélectivité :

-Détection : Identifier rapidement et avec précision la nature et la localisation des défauts.

-Isolation : Isoler uniquement la partie défectueuse du réseau pour minimiser les interruptions deservice.

-Coordination : Assurer une coordination optimale entre les différents systèmes de protection.

➤ La nature sélectivité :

– la **sélectivité être peut totale** : selon la figure (II.1), seul le disjoncteur B s'ouvre pour toutes les valeurs de courant inférieures ou égales au courant maximum de court-circuit présent en C.

– la **sélectivité peut être aussi partielle** : seul le disjoncteur B s'ouvre pour des courants de défaut inférieurs à une certaine valeur ; pour des valeurs égales ou supérieures on a le déclenchement de A et B.

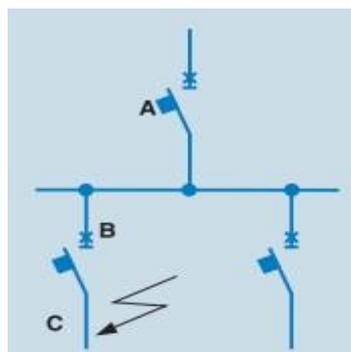


Figure II.1: Schéma du circuit avec sélectivité des protections [2].

II.2.1 Les différents types de la sélectivité

II.2.1.1 Sélectivité Ampère métrique

Cette méthode repose sur la différence d'intensité entre les courbes de déclenchement des disjoncteurs ou des fusibles en amont et en aval. Pour garantir une sélectivité de type ampère métrique, la grandeur surveillée est le courant. Sur un réseau électrique, le courant de court-circuit est d'autant plus faible que le point de défaut est éloigné de la source d'alimentation. Cette technique résulte de l'écart entre les seuils de déclenchement instantané ou retardé des disjoncteurs successifs. Principalement utilisée en distribution finale, elle requiert des disjoncteurs rapides dépourvus de tout dispositif de retard au déclenchement. Son avantage est sa simplicité et sa précision de détection des défauts. Son inconvénient est en conséquence que les protections situées en amont, proche de la source, ne secourent pas celles situées en aval [3].

Mode de fonctionnement :

Une protection ampérométrique est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval au-delà de la zone surveillée.

Ce type de sélectivité est extrêmement simple et rapide et ne fait pas intervenir de délai de fonctionnement, car chaque protection est indépendante des autres. Mais il est pratiquement inutilisé en HT vu l'impédance faible des liaisons et l'absence de protection de secours imposée par la norme NF C 13-200 [5].

On considère l'exemple de la figure (II.2) :

$$I_{ccBmax} < I_{sA} < I_{ccAmin}$$

I_{sA} : intensité de réglage.

I_{ccB} : image du court-circuit maximum au secondaire.

Comme est représenté sur la figure (II.3) les temporisations T_A et T_B sont indépendantes, et T_A peut être plus court que T_B .

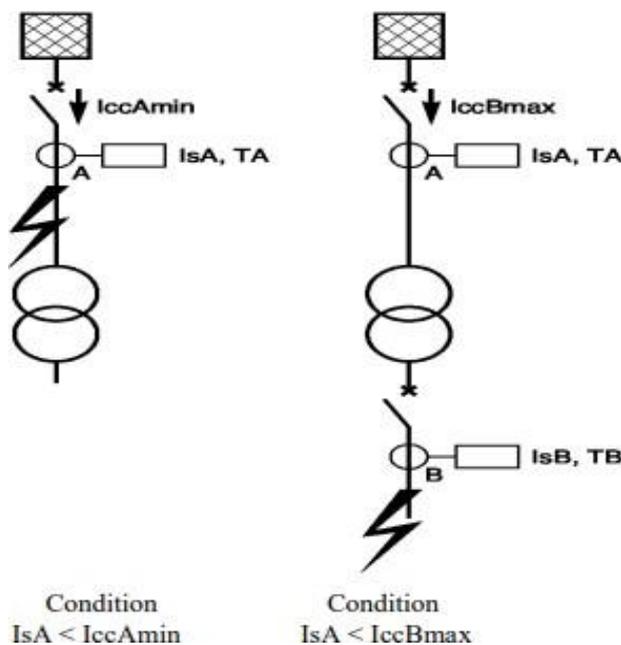


Figure II.2 : Principe de la sélectivité Ampérométrique [5].

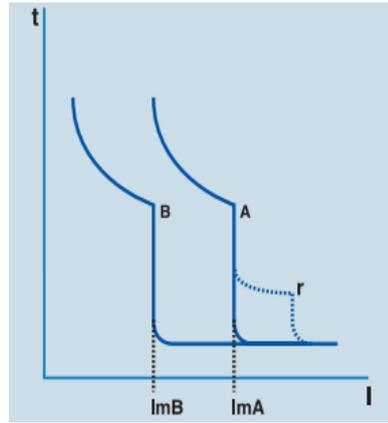


Figure II.3 : Caractéristique de la Sélectivité ampérométrique [2].

II.2.1.2 Sélectivité chronométrique

La sélectivité chronométrique agit indépendamment du courant, Les dispositifs de protection contre les surintensités installés tout au long d'un départ sont réglés à la même valeur du seuil du courant mais avec des délais différents pour chacun. La protection la plus proche de la source d'alimentation se règle avec le délai le plus long. Les dispositifs de protection seront activés lorsque le courant arrive au seuil du réglage. Les réglages du seuil de délai doivent être cohérents. Sa simplicité est avantageuse. Son inconvénient est que lorsque le nombre de relais est grand, la temporisation devient extrêmement longue. La protection n'assure alors plus son rôle pour éviter l'endommagement des équipements électriques en cas de court-circuit. Elle est utilisée dans le cas des réseaux en antenne [8].

Mode de fonctionnement :

Sur le schéma de la figure (II.4) le défaut est vu par toutes les protections A, B, C, et D. La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B...etc. Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de défaut, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, reviennent à leur position de veille. Comme est représenté sur la figure (II.5) la différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

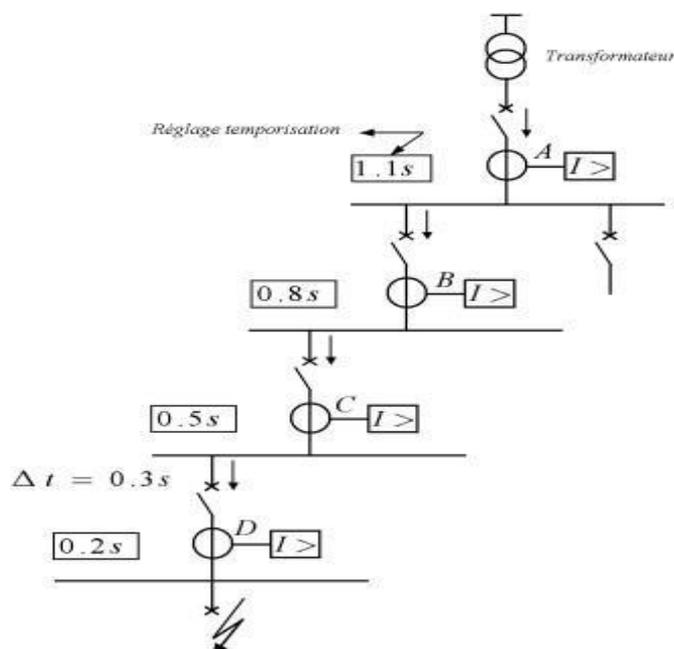


Figure II.4 : Sélectivité chronométrique pour un départ [12].

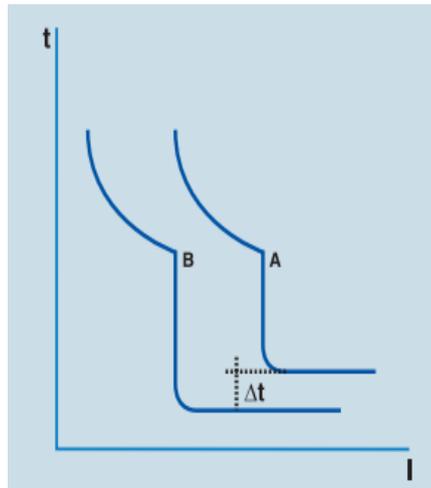


Figure II.5 : Caractéristique de la Sélectivité chronométrique [2].

Applications :

Cette sélectivité est utilisée dans les réseaux en antenne comme est montré sur la figure (II.6). Les temporisations déterminées pour obtenir la sélectivité chronométrique sont activées lorsque le courant dépasse les seuils des relais. Il faut donc que les réglages des seuils soient cohérents [5].

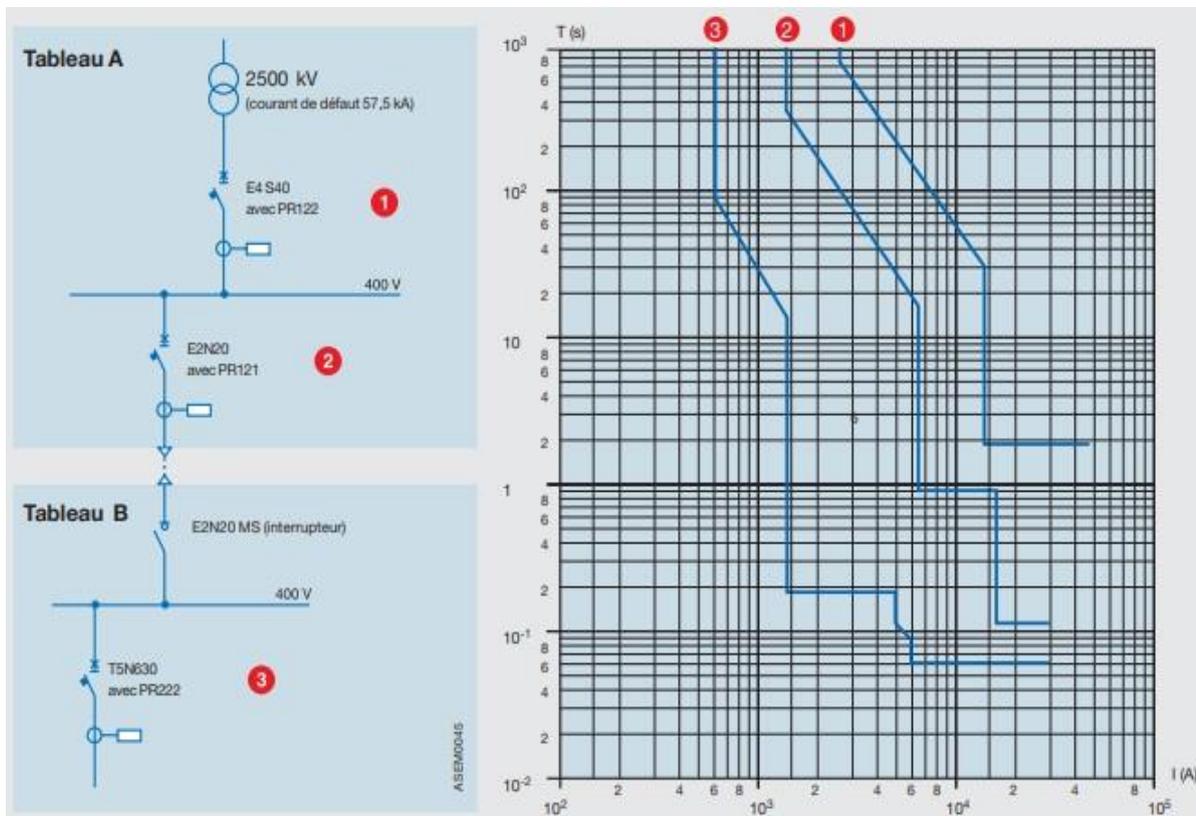


Figure II.6 : Réseau en antenne avec sélectivité chronométrique [2].

II.2.1.3 Sélectivité logique

Sélectivité logique est en fait une aide pour la sélectivité chronométrique qui impose des temporisations de plus en plus longues lorsque l'on a beaucoup de protections en cascade. Cette sélectivité ajoute des communications entre les protections permettant d'agir plus vite qu'avec la sélectivité chronométrique. L'information échangée permet d'agir instantanément et de ne pas attendre plus que la temporisation de 0.3s. Le défaut est facile à trouver parce que dans un réseau radial en défaut, seules les protections en amont du défaut sont sollicitées. Toutes les protections sollicitées envoient un ordre d'attente logique à l'étage supérieur, qui est en fait une demande de temporisation de leurs actions respectives. L'ordre de déclenchement au disjoncteur associé est envoyé par les protections sollicitées seulement si il n'a pas reçu l'ordre d'attente de l'étage aval ou après que le temps de blocage ait été dépassé (mode secours). Sa flexibilité et sa précision sont un gros avantage. Son inconvénient est la mise en œuvre de la sélectivité logique peut être complexe, nécessitant des compétences spécialisées en programmation et en conception de systèmes électriques ce qui entraîne des coûts élevés, voir l'exemple de la figure (II.7) [5].

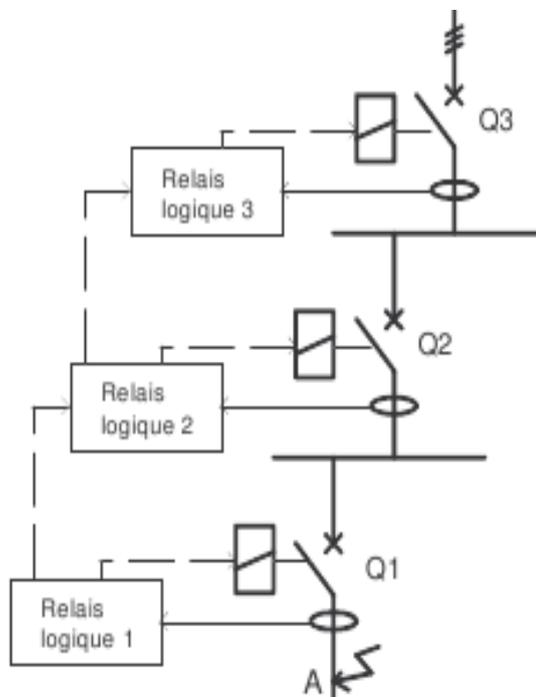


Figure II.7 : Principe de la sélectivité logique [12].

Mode de fonctionnement :

Considérons l'exemple ci-dessous (Figure II.8) : A l'apparition d'un défaut à l'aval de B, la protection en bloque la protection en A, seule la protection B provoque le déclenchement après un temps T_B , si toute fois elle n'a pas reçu un ordre d'attente. La protection A reçoit un ordre d'attente d'une durée limitée $T_B + T_3$, avec T_3 le temps de coupure du disjoncteur ainsi dans le cas de non déclenchement du disjoncteur en B la protection A provoqué le déclenchement après un temps $T_B + T_3$. Si le défaut apparaît entre A et B, la protection A provoqué le déclenchement après un temps T_A [12].

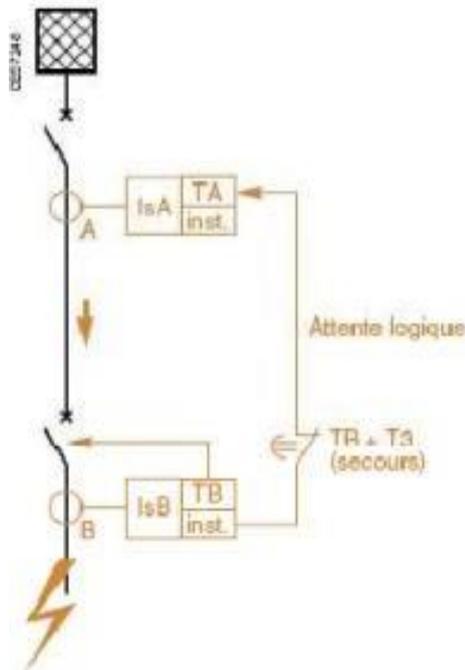


Figure II.8 : Exemple d'utilisation de la sélectivité logique [13].

II.2.1.4 Sélectivité Différentielle

Cette sélectivité est pratiquée pour les réseaux bouclés ou maillés dans lesquels les défauts sont alimentés par deux extrémités. Les protections envisagées sont directionnelles à maximum de courant (voir la Figure II.9). Son avantage est la rapidité de détection le défaut, Elle peut ainsi détecter les défauts même lorsque le courant est très faible. Et son inconvénient est peut être affectée par les défauts internes aux dispositifs de protection eux-mêmes, ce qui peut entraîner des déclenchements intempestifs ou une mauvaise coordination [5].

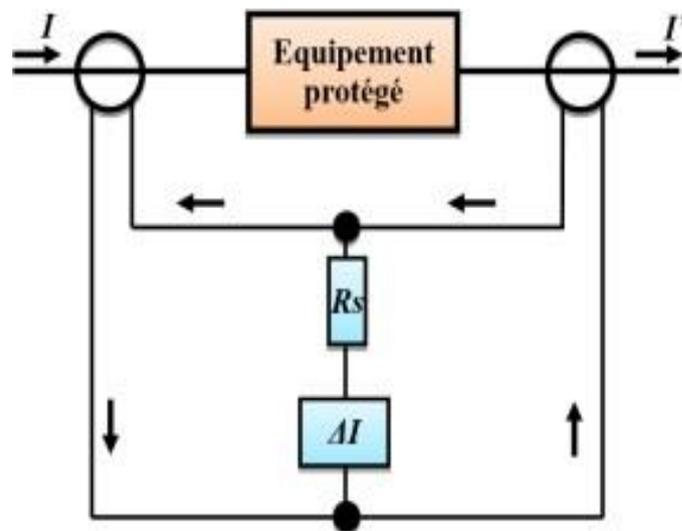


Figure II.9 : Principe de la sélectivité différentielle [12].

Mode de fonctionnement :

Toute différence d'amplitude et de phase entre ces courants signale la présence d'un défaut : la protection ne réagit qu'aux défauts internes à la zone couverte et est insensible à tout défaut externe. Elle est donc sélective par nature. Le fonctionnement est possible à condition d'utiliser des transformateurs de courant spécifiquement dimensionnés, rendant insensible la protection aux autres

Phénomènes. La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée, même si un courant différentiel est détecté :

- Courant magnétisant de transformateur.
- Courant capacitif de ligne.
- Courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant [12].

II.2.1.5 Sélectivité Directionnelle

Dans un réseau bouclé, où un défaut est alimenté par les deux extrémités (Figure II.10), il faut utiliser des protections sensibles au sens de circulation du courant de défaut, pour pouvoir le localiser et l'éliminer de façon sélective. On utilise pour cela des protections à maximum de courant directionnel. Son avantage est de permettre de réagir d'une manière sélective. Et son principal inconvénient est sa mise en œuvre peut être complexe, nécessitant des équipements et des réglages spécifiques pour assurer une détection précise des défauts dans la direction souhaitée [5].

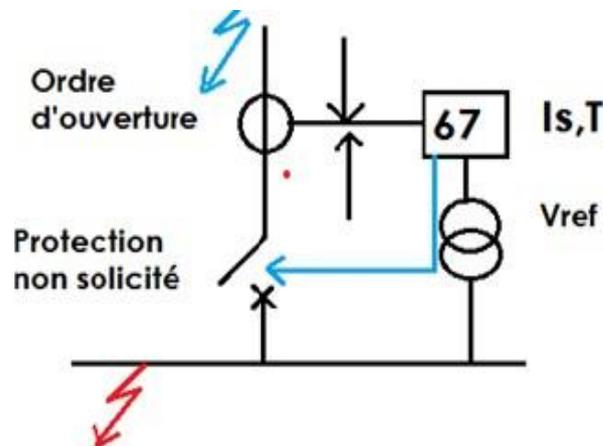


Figure II.10 : Principe de la sélectivité directionnelle [5].

Mode de fonctionnement :

Nous allons étudier un exemple de sélectivité directionnelle pour les défauts entre phases d'un réseau à deux arrivées en parallèle comme est indiqué sur la figure (II.11).

Les disjoncteurs D1 et D2 sont équipés de protection à maximum de courant de phase directionnel, D3 et D4 sont équipés de protection à maximum de courant de phase [15].

Lorsqu'un défaut apparaît en A :

- la protection directionnelle en D2 n'est pas activée car elle est traversée par un courant circulant dans un sens de détection ;
- la protection directionnelle en D1 est activée car elle est traversée par un courant circulant dans le sens de sa détection. Elle provoque le déclenchement du disjoncteur D1, le courant ICC2 est coupé ;
- la protection en D4 n'est plus activée.
- Le tronçon des courants de court-circuit ICC1 et ICC2 s'établissent simultanément ; et défaut est isolé. La sélectivité entre la protection directionnelle en D1 et la protection en D4 est chronométrique. De même, la sélectivité entre la protection directionnelle en D2 et la protection en D3 est chronométrique [5].

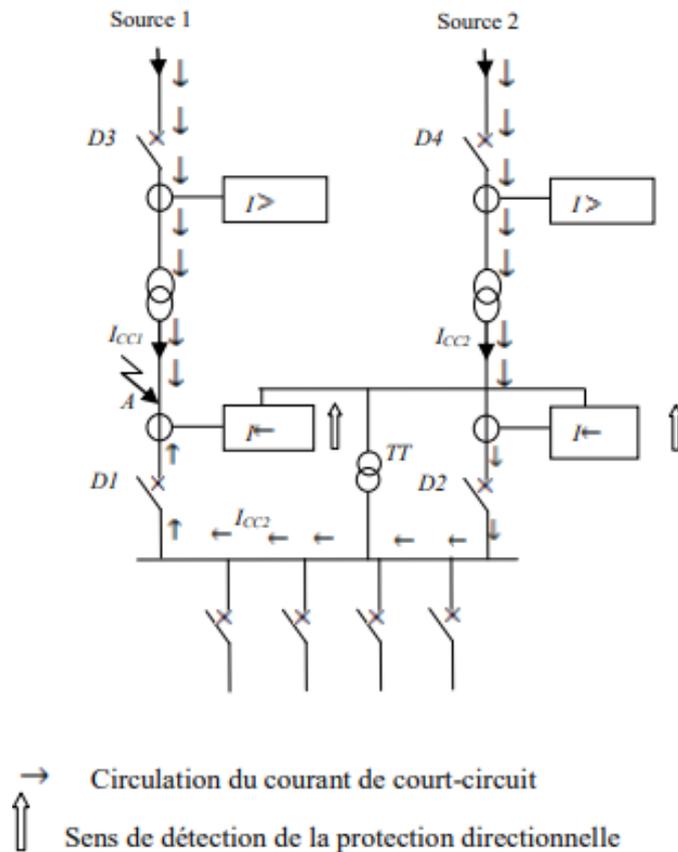


Figure II.11 : Sélectivité directionnelle pour les défauts entre phases d'un réseau à deux arrivées en parallèle [15].

II.2.1.6 Sélectivité combinée

Une sélectivité mixte est une combinaison de fonctions élémentaires de sélectivité procurant des avantages complémentaires aux sélectivités simples : sélectivité totale et redondance ou secours [15].

Plusieurs exemples pratiques d'application par association des sélectivités :

- Ampérométrique + chronométrique.
- Logique + chronométrique.
- Chronométrique + directionnelle.
- Logique + directionnelle.
- Différentielle + chronométrique.

II.2.1.6.1 Sélectivité combinée ampérométrique + chronométrique

L'exemple de la figure (II.12) montre que l'on définit à la fois :

- ◆ Une sélectivité ampérométrique entre A1 et B.
- ◆ Une sélectivité chronométrique entre A2 et B. On obtient alors une sélectivité totale, et la protection en A assuré le secours de la protection B.

On obtient alors une sélectivité totale, et la protection en A assuré le secours de la protection B.

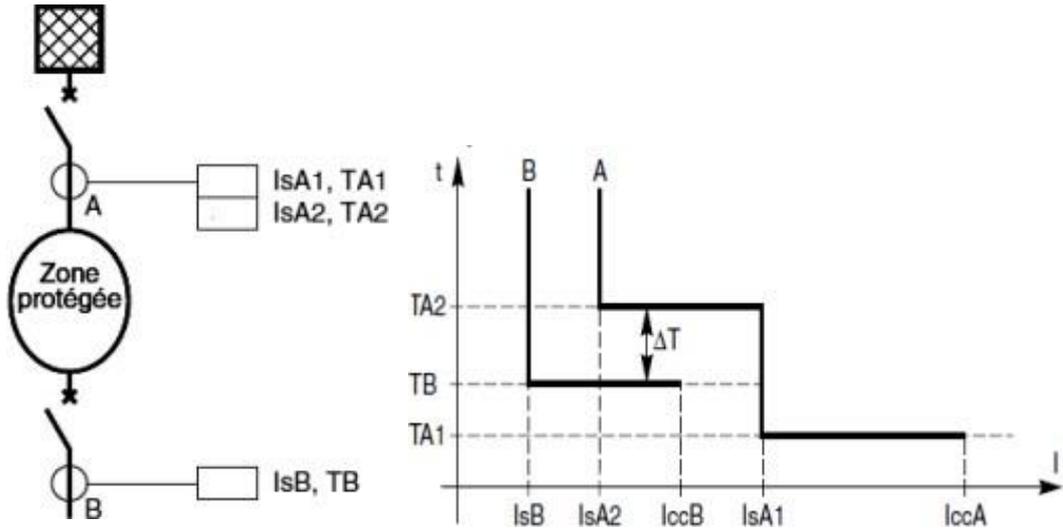


Figure II.12 : Sélectivités ampérométrique + chronométrique [12].

II.2.1.6.2 Sélectivité logique + chronométrique

L'exemple de figure (II.13) montre que l'on définit à la fois :

- ◆ Une sélectivité logique entre A1 et B.
- ◆ Une sélectivité chronométrique entre A2 et B.

La protection A2 assure alors un secours de la protection A1, si celle-ci est défaillante du fait d'un défaut d'attente logique (ordre d'attente permanent).

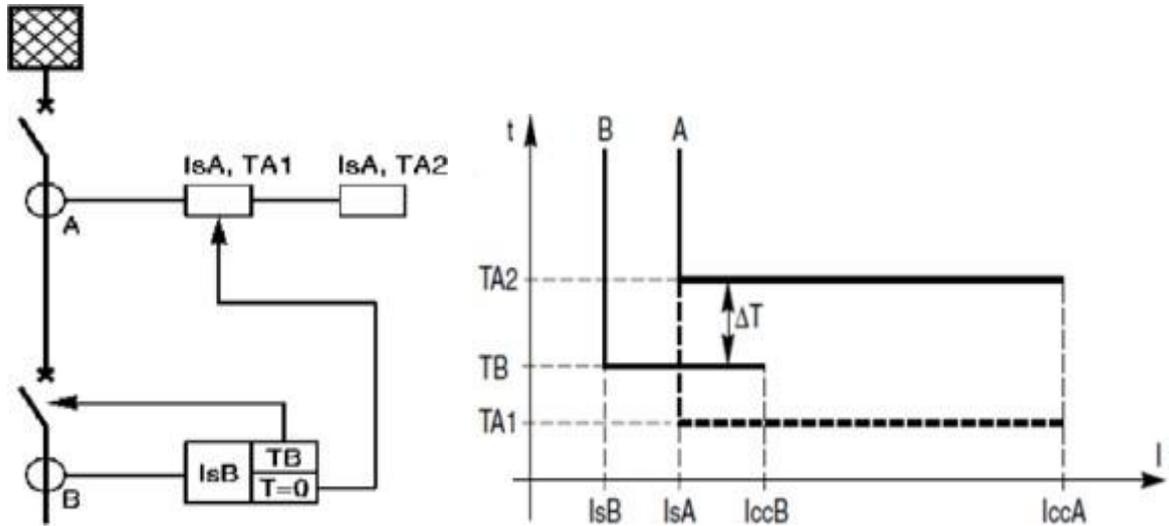


Figure II.13 : Sélectivités logique + chronométrique [12].

II.2.2 Tableau Comparatif

La sélectivité présente divers avantages et inconvénients selon le contexte d'application.

Tableau II.1 : Comparaison entre les types de sélectivité.

Les Types	Les Avantages	Les Inconvénients
La sélectivité Ampérométrique	-Simple et précis -Faible coût	-Les protections situées en amont, proche de la source, ne secourent pas celles situées en aval.
La sélectivité Chronométrique	- Assure son propre secours - Réalisation simple	- Sensibilité aux conditions expérimentales - Temps d'analyse potentiellement long
La sélectivité Logique	- Flexibilité - Traitement des données rapide et précis	- Besoin de compétences en analyse de données - Sensibilité aux paramètres
La sélectivité directionnelle	- Adaptabilité - Rapidité	- Sélectivité limitée - Complexité expérimentale
La sélectivité différentielle	- Sensibilité accrue - Rapidité	- Complexité technique -Affectée par des défauts internes
La sélectivité Combiné	- Amélioration de la sélectivité - Réduction des faux positifs	- Coût élevée - Temps d'analyse plus longs par rapport à l'utilisation de techniques individuelles.

II.3 Relais

Les relais de protection sont des dispositifs cruciaux pour garantir la sécurité et la fiabilité des systèmes électriques. Leur rôle principal est de détecter rapidement les conditions anormales et d'y réagir afin d'éviter les dommages matériels et les risques pour la sécurité. Ces relais sont diversifiés, chacun remplissant une fonction spécifique : les relais de surintensité repèrent les courants excessifs, signalant une surcharge ou un court-circuit ; les relais de distance mesurent la distance où survient une perturbation pour localiser la zone affectée ; les relais différentiels surveillent les flux d'électricité et détectent les fuites, indiquant les défauts d'isolement ; et les relais de surtension protègent contre les pics de tension susceptibles d'endommager les appareils sensibles. En combinant ces différents types, on assure une protection complète et adaptée aux besoins spécifiques de chaque système électrique, voir la figure (II.14) ci-dessus.

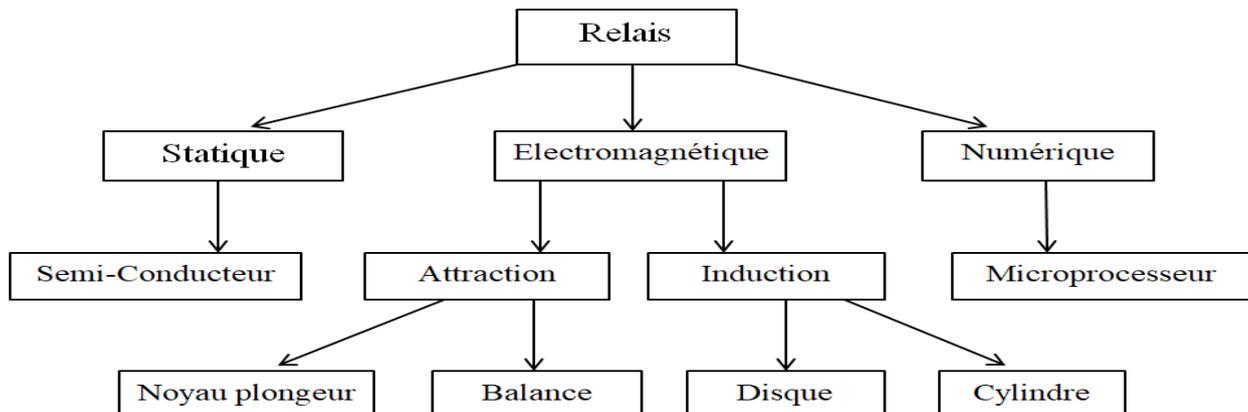


Figure II.14 : Schéma de principaux relais de protection.

II.3.1 Différents types des relais

II.3.1.1 Relais Electromécaniques

Les premiers dispositifs de relais employés dans l'industrie électrique étaient des appareils électromécaniques. Du fait de leur mode de fonctionnement, les relais électromécaniques étaient plus massifs et encombrants que les relais utilisant d'autres technologies. Malgré ces limitations, leur utilisation répandue a perduré, et même les relais modernes s'inspirent toujours de leur principe de fonctionnement comme représente la figure (II.15).

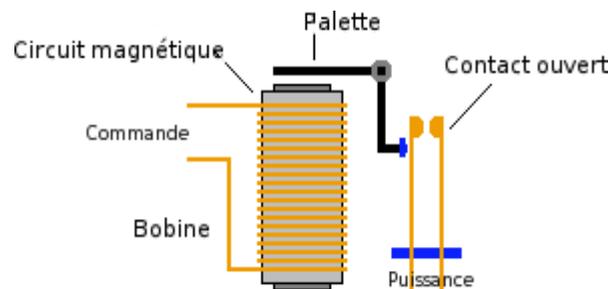


Figure II.15 : Principe de relais électromécanique [16].

II.3.1.2 Relais Statiques

Les relais statiques sont des dispositifs à semi-conducteur qui intègrent des composants électroniques tels que des résistances, des diodes et des transistors, entre autres. Bien que fiables, les composants électroniques des relais statiques peuvent subir des dérives en raison de températures ambiantes élevées et du vieillissement. Les relais à semi-conducteur utilisent des dispositifs électroniques tels que les redresseurs au silicium pour activer la commutation, ce qui élimine la formation d'arc électrique pendant cette opération (voir l'exemple de la figure II.16).



Figure II.16 : Exemple d'un relais Statique [14].

II.3.1.3 Relais Numérique

La protection des systèmes électriques a considérablement évolué avec l'avènement des microprocesseurs. Leur capacité d'intégration à grande échelle a permis de condenser de multiples composants en une seule puce, introduisant ainsi la technologie numérique dans le domaine de la protection des systèmes électriques.

Elles sont composées :

- Blocs d'adaptation et de filtrage, comparables aux relais analogiques.

- Convertisseur numérique-analogique, qui numérise le signal par échantillonnage.
- Les systèmes de traitement, y compris les microprocesseurs et leurs accessoires et la mémoire pour le stockage des logiciels et des données d'exploitation et de traitement.

II.3.2 Principe de fonctionnement des relais de protection

Les paramètres d'un réseau électrique peuvent être utilisés pour sa surveillance et la détection de défauts. Le principe de fonctionnement d'un relais est basé sur la détection de ces variations à l'intérieur de sa zone de protection, quand un défaut de court-circuit se produit le courant augmente et la tension baisse. A travers la variation de ces deux grandeurs, d'autres paramètres varient également et on obtient des mesures de paramètres plus complexes :

- Déphasage par comparaison des phases.
- Puissance apparente en effectuant le produit du courant par la tension.
- Puissance active et réactive à partir de la puissance apparente et du déphasage.
- Impédance en effectuant le quotient de la tension par le courant.

II.3.2.1 Relais de mesure

Ces relais doivent effectuer une mesure correcte avec une précision suffisante malgré la présence des régimes transitoires perturbateurs sur les courants et les tensions qui apparaissent au moment du Courts circuit.

II.3.2.1.1 Relais de surintensité

Les relais de protection contre les surintensités sont des dispositifs utilisés pour détecter et réagir aux courants anormalement élevés dans un circuit électrique. Leur rôle principal est de protéger les équipements et les installations contre les dommages causés par des surcharges, des courts circuits ou autres conditions de surintensité. Ces relais fonctionnent en surveillant en permanence le courant qui circule dans le circuit et en déclenchant une action de protection lorsque le courant dépasse un seuil prédéfini.

II.3.2.1.2 Relais de surtensions

Les relais de protection contre les surtensions sont des dispositifs utilisés pour protéger les équipements électriques contre les surtensions potentiellement dangereuses. Ils détectent les variations soudaines de tension qui dépassent la limite de sécurité et réagissent rapidement pour limiter les dommages causés aux appareils. Ces relais sont essentiels pour prévenir les surtensions qui peuvent résulter de phénomènes tels que les coups de foudre, les commutations de charges électriques et les défauts de terre. Ils fonctionnent principalement en surveillant en permanence la tension électrique et en déclenchant un système de protection approprié lorsqu'une surtension est détectée.

II.3.2.4 Relais directionnel

Ce dispositif de protection fonctionne en se basant sur le courant, la tension et la direction du flux d'énergie. Il s'active dès que le courant ou la puissance excèdent un niveau déterminé, et lorsque l'énergie circule dans une direction anormale simultanément.

II.3.2.5 Relais différentiels

Ils réagissent aux variations entre deux grandeurs électriques. Leur fonctionnement implique la comparaison de deux valeurs : l'une en entrée et l'autre en sortie. On les utilise pour sécuriser les équipements tels que les alternateurs, les transformateurs, ou les lignes de distribution électrique.

II.3.3 Exemple des relais de protection

II.3.3.1 Relais de protection SEL-851

Le SEL-851 offre une protection temporisée, une surveillance et un contrôle complets de ligne d'alimentation pour les applications industrielles de distributeur et de service public dans un dispositif compact. Ses capacités de protection contre l'arc électrique réduisent considérablement l'énergie incidente en envoyant un signal de déclenchement à un disjoncteur en seulement 1 ms. Le SEL-851 vous permet d'obtenir une meilleure visibilité de votre système. Le relais est configuré avec le logiciel Grid Configurator de SEL, permettant la création, la gestion et le déploiement rapides des réglages du dispositif [14].

II.3.3.2 Relais de protection SEL751-A

Le SEL-751A fournit à la protection complète de conducteur, la surintensité, la surtension, le sous voltage, et les éléments de fréquence. Facilement protection de hausse sans coupe-circuits existants de coupure ou de forage avec un petit facteur de forme et des adaptateurs de fixation multiples. Intégrez rapidement dans des communications périodiques- ou basées sur Ethernet avec le CEI 61850 [14].

II.3.3.3 Relais de protection SEL -487B

Le SEL-487B permet de fournir et optimisé et détecté de défaut différentielle d'autobus de bas-impédance à l'aide d'ultra-rapide, protection de subcycle ajoutée à l'opération de haute sécurité pour les défauts externes. La représentation supérieure de protection est combinée avec les configurations intégrées d'automatisation de station pour la transition sans couture dans applications de nouvelles et de modification [14].

II.4 Protection différentielle

La figure (II.17) illustre le principe de la protection différentielle, il repose sur la comparaison des courants circulant dans la zone sous surveillance. Les écarts entre ces courants sont identifiés, signalant ainsi la présence d'une anomalie au dispositif de protection. Cette méthode est sélective, ciblant uniquement les défauts internes et ne réagissant pas aux incidents externes tels que les courts circuits entre phases, entre enroulements ou entre phase et terre. L'un des avantages clés de la protection différentielle est sa capacité à détecter des courants de court-circuit même inférieurs au courant nominal, avec des temps de réaction très courts. Elle assure la sécurité des zones du réseau électrique [10].

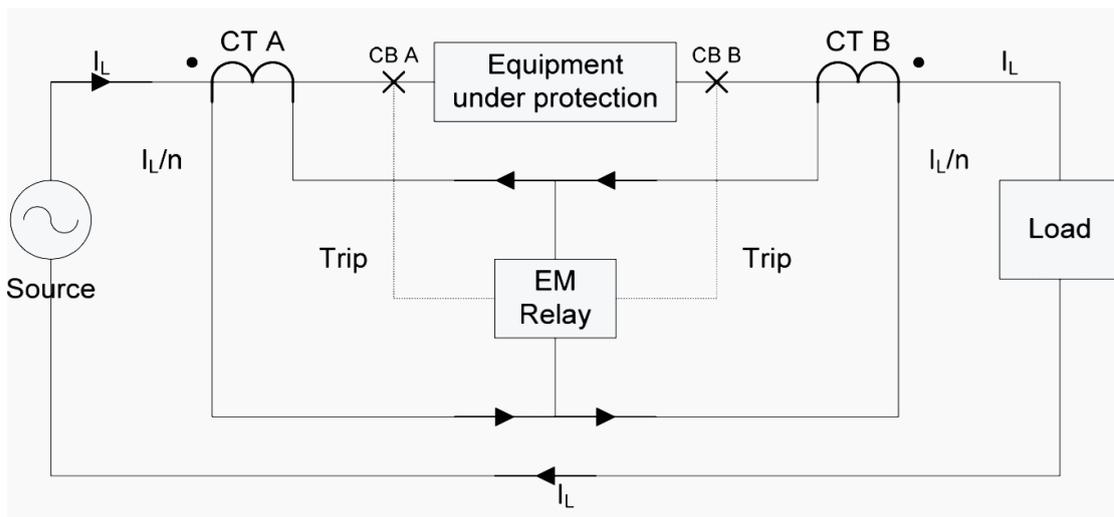


Figure II.17 : Le principe de fonctionnement de la protection différentielle [10].

II.4.1 Les différents types de la protection différentielle

II.4.1.1 La protection différentielle de type A

La protection différentielle de type A est un dispositif essentiel pour garantir la sécurité des installations électriques. Sa principale caractéristique est de détecter les courants différentiels sinusoïdaux alternatifs à ondes non pures. La sensibilité nominale de cette protection est généralement de 30 mA, mais il existe des modèles offrant une sensibilité plus faible. Grâce à son fonctionnement, la protection différentielle de type A peut détecter les courants de fuite provenant de diverses sources, telles que des défauts d'isolement ou des contacteurs défectueux. L'installation de cette protection doit être réalisée conformément aux normes en vigueur et nécessite une mise à la terre efficace.

II.4.1.2 La protection différentielle de type AC

La protection différentielle de type AC est conçue pour détecter les courants différentiels alternatifs. Ce type de protection est largement utilisé dans les installations électriques résidentielles et commerciales, car il est capable de détecter les fuites de courant dues à des défauts d'isolement ou à des contacts indirects avec des parties sous tension. Il est important de sélectionner la sensibilité nominale appropriée en fonction de la nature de l'installation et du niveau de protection souhaité.

II.4.1.3 La protection différentielle de type F

La protection différentielle de type F est spécialement conçue pour détecter les faibles courants de fuite à haute fréquence. Ce type de protection est souvent utilisé dans les environnements où la protection des personnes et des biens est d'une importance capitale, tels que les hôpitaux, les laboratoires et les installations industrielles à haute technologie. De plus, la protection différentielle de type F est également capable de détecter les courants de fuite continus et alternatifs, offrant ainsi une protection complète contre les dangers électriques.

II.4.1.4 La protection différentielle de type B

Les protections différentielles de type B sont spécifiquement conçues pour détecter et interrompre les courants de fuite sinusoïdaux alternatifs et continus. Ces dispositifs sont essentiels dans les domaines où les risques d'électrocution sont élevés, notamment dans les installations médicales, les laboratoires, les ateliers d'électronique, etc. La protection de type B peut détecter des courants de fuite variant de 6 mA à 30 mA et assure une réaction rapide en cas de détection d'une fuite de courant, permettant de prévenir les accidents graves.

II.5 Protection différentielle transformateur

La protection différentielle du transformateur opère à une vitesse très élevée, environ 30 ms, afin d'éviter tout dommage au transformateur en cas de courts circuits entre spires d'un enroulement ou entre enroulements comme le montre la figure (II.18), qu'ils soient de type phase à phase ou triphasés. Les courts circuits entre phases ne peuvent pas être protégés différemment à cause des courants différentiels naturels induits par les charges du transformateur. La nécessité d'une réaction rapide exclut l'utilisation d'une temporisation plus longue que la durée de ces courants (plusieurs dixièmes de seconde). L'activation du dispositif de changement de prises provoque un courant différentiel [10].

II.5.1 Les caractéristiques de la protection différentielle du transformateur sont liées aux spécifications du transformateur

- 1-Rapport de transformation entre le courant entrant et le courant sortant.
- 2-Méthode de couplage primaire et secondaire.
- 3-Courant d'appel.
- 4-Courant de magnétisation permanent.

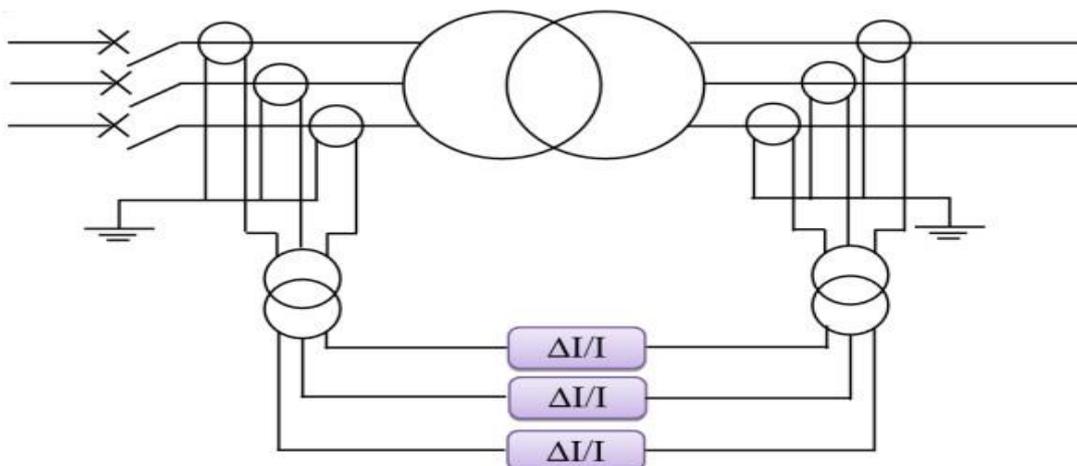


Figure II.18 : Schéma de principe de la protection différentielle transformateur [10].

Afin de prévenir les déclenchements qui sont représenté sur la figure (II.19), lors de l'apparition de courants de défaut élevés d'origine externe, des dispositifs de protection différentielle polarisés sont utilisés.

C'est à cause de:

- Le courant différentiel dû au changeur de prises en charge.
- Les erreurs de mesure du transformateur de courant, comme pour la protection différentielle du fil pilote pour les câbles ou les lignes

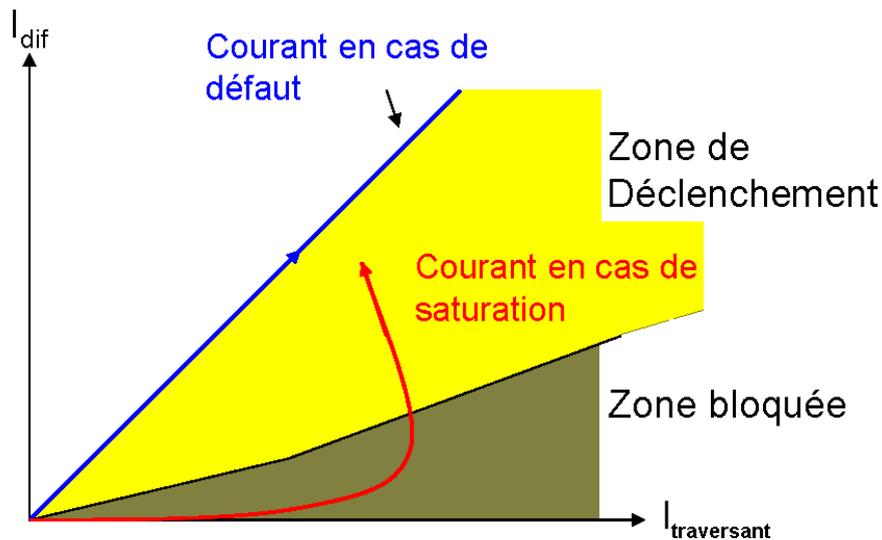


Figure II.19 : Courbe de déclenchement de la protection différentielle du transformateur [10].

II.6 Protection directionnelle

La protection directionnelle fait référence à un ensemble de techniques utilisées dans le domaine de l'ingénierie électrique pour détecter un défaut. Elle fonctionne en détectant la direction du flux de courant lors d'un défaut. Elle est sensible à la direction du courant de défaut par rapport à un point de référence (généralement la source d'alimentation).

- **Comparaison avec une référence** : La direction du courant ou de la puissance est comparée à une référence prédéfinie pour déterminer si le défaut se trouve dans une zone protégée ou non protégée du réseau électrique.
- **Détection de la direction du courant ou de la puissance** : Les dispositifs de protection directionnelle analysent la direction du courant ou de la puissance dans le réseau électrique pour déterminer si un défaut se produit dans une zone spécifique du système électrique.
- **Isolation rapide du défaut** : En cas de détection d'un défaut dans une zone protégée, la protection directionnelle peut activer des dispositifs de coupure tels que les disjoncteurs pour isoler rapidement la zone affectée et minimiser les dommages aux équipements électriques et les interruptions de service.

II.6.1 Protection directionnelle contre les défauts à la terre

Les protections directionnelles de terre sont utilisées sur les réseaux radiaux dans deux situations :

- 1- lorsque le courant capacitif d'un départ est du même ordre de grandeur que le courant de seuil de la protection (qui doit être assez faible pour détecter les défauts impédants).
- 2- lorsque le neutre est mis à la terre en plusieurs endroits.

II.6.1.1 Réseaux avec départs de grande longueur

Lorsqu'un départ a un courant capacitif important comme illustre la figure (II.20), en pratique supérieur à 10 % du courant limité par l'impédance de mise à la terre du neutre, un simple relais à maximum d'intensité résiduelle ne permet plus d'assurer une protection sensible et sélective. Si son seuil est réglé en dessous du courant capacitif du départ protégé, elle déclenchera intempestivement pour tous les défauts phase-terre du réseau. Dans ce cas, une protection satisfaisante du départ sera réalisée par un relais directionnel de terre dont le seuil pourra être réglé en dessous du courant capacitif. L'angle

caractéristique sera réglé en fonction du régime de neutre de l'installation [11].

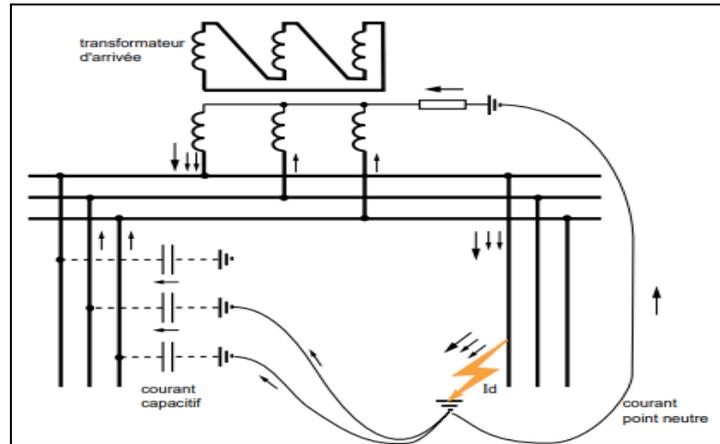


Figure II.20 : Circulation des courants capacitifs lors d'un défaut phase-terre [11].

II.6.1.2 Réseaux à neutre isolé

Fonctionnement :

Considérons l'exemple de la figure (II.21) ci-dessous.

- la protection générale du réseau est assurée par un contrôleur permanent d'isolement ou une protection à maximum de tension résiduelle (déplacement de point neutre).
- les directionnelles de terre assurent la détection du départ en défaut.
- choix de l'angle caractéristique : $\theta = 90^\circ$ [11].

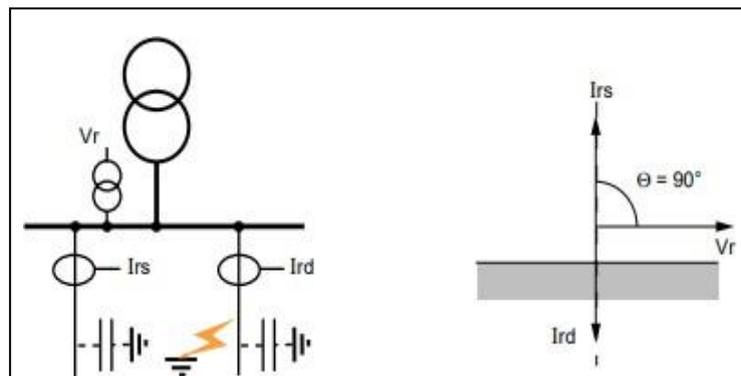


Figure II.21 : Réseau à neutre isolé : détection des défauts à la terre [11].

II.7 Protection des moteurs

Il existe une vaste gamme de solutions de coordination pour l'alimentation de n'importe quel moteur, pour lequel la protection contre les courts-circuits et les surcharges est d'une importance fondamentale [8].

Norme utilisée – IEC 60947 - 4 - 1

Les moteurs électriques de puissances inférieures à 15 kW sont protégés d'une manière générale contre les surcharges et les court-circuits entre phases par l'intermédiaire des dispositifs suivants :

- Dispositifs intégrés comprenant Contacteur, disjoncteur et protections.
- Disjoncteur magnéto-thermique type « Moteur » + Contacteur.
- Sectionneur - fusible + Contacteur + Relais thermique.
- Disjoncteur + Contacteur + Relais thermique.

Les fusibles utilisés ont été spécialement mis au point pour être associés aux moteurs:

- Intensité pouvant être supportée sans fondre pendant 1 heure : $4 I_n$

- Temps de fusion sous $7 I_n$: 5 s

Les disjoncteurs ont un pouvoir de coupure qui leur permettent de couper le courant de court-circuit, leur temps de coupure (fonctionnement de la protection + ouverture des contacts + extinction de l'arc) sont très faibles (en général inférieurs à 30 ms) [8].

Les contacteurs ont un pouvoir de coupure limité qui ne leur permettent pas de couper le courant de court-circuit.

Les moteurs électriques de puissances supérieures à 15 kW sont protégés d'une manière plus complète comme le montre la figure (II.22) [8].

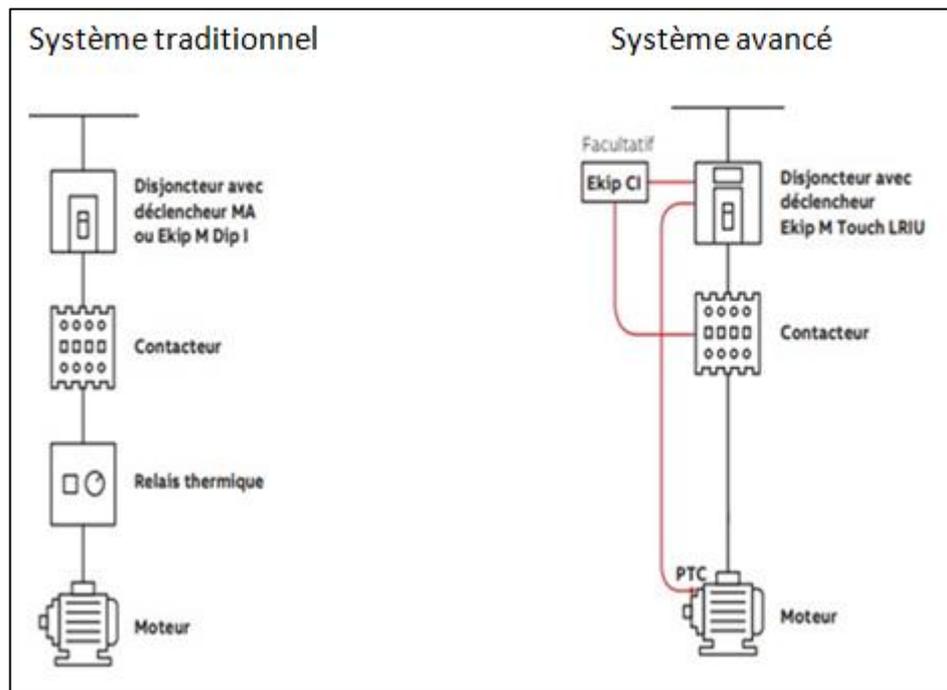


Figure II.22 : Les systèmes de protection des moteurs [8].

II.8 Disjoncteurs de protection des transformateurs BT/BT

La mise sous tension d'un transformateur BT/BT provoque une pointe de courant extrêmement élevée. En fonction de la qualité des transformateurs utilisés, la valeur crête de la première onde peut atteindre de 10 à 30 fois le courant nominal efficace primaire du transformateur pour des puissances inférieures à 50 kVa. Le courant transitoire d'enclenchement ne dure que quelques millisecondes. Ce phénomène est dû à la magnétisation des tôles du transformateur. Il est donc impératif de bien choisir le déclencheur magnétique des disjoncteurs protégeant le primaire.

Calibre des disjoncteurs et type de déclencheurs protégeant les primaires des transformateurs BT/BT (Voir l'annexe 05).

II.9 Protection contre la foudre

Les conséquences humaines et matérielles liées au risque foudre peuvent s'avérer désastreuses quand une structure n'est pas protégée de manière efficace. Au-delà des risques d'incendie et d'explosion, les

surtensions générées par un impact foudre peuvent générer des détériorations, un vieillissement prématuré ou un dysfonctionnement des équipements, voir une interruption ou une perte de production.

II.9.1 Protection par paratonnerre à tige inerte ou à dispositif d'amorçage

Comme représente la figure (II.23) :

- Une tige inerte est placée en partie supérieure de l'édifice.
- L'énergie est écoulee vers la prise de terre le long du conducteur de descente.
- Un dispositif de contrôle et de maintenance est installé entre le paratonnerre et la prise de terre.

II.9.2 Protection par cage maillée

Comme représente la figure (II.24) :

- Un maillage de conducteur de protection est réalisé autour de l'édifice à protéger.
- Les conducteurs sont équipés de pointes caprices sur les parties situées au sommet de l'édifice.
- Chaque conducteur de descente est relié à une prise de terre.

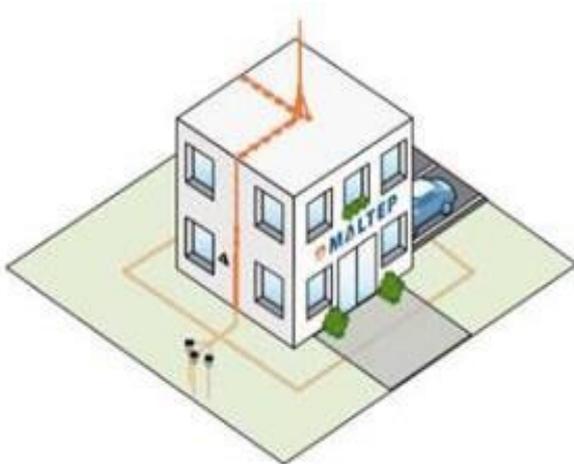


Figure II.23 : Protection par paratonnerre [9].

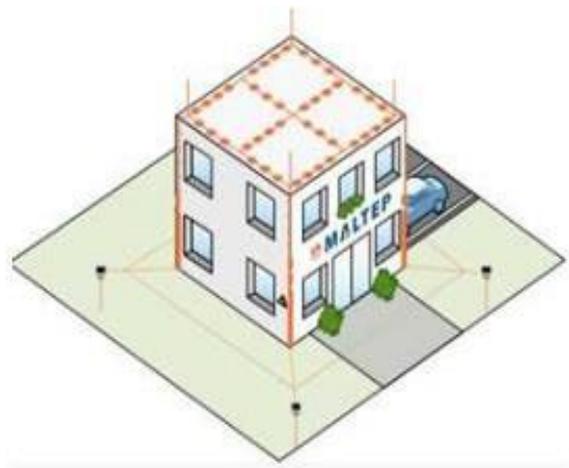


Figure II.24 : Protection par cage maillée [9].

II.9.3 Protection par l'éclateur

Selon la figure (II.25) l'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre. A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protégé ainsi le matériel.

Son principe de fonctionnement est le suivant :

Lorsqu'une onde de tension frappe l'appareil, la forte surtension qui apparaît aux bornes de l'éclateur crée un arc qui dévie le courant vers la terre car le courant emprunte le chemin de moindre résistance. La tension d'amorçage de l'éclateur est ajustée par : la distance agissant sur le matériel à protéger et la tension d'amorçage de l'éclateur.

❖ **Les Avantages:**

- Faible cout.
- Réponse rapide.
- Protection contre les surtensions.

❖ **Les Inconvénients:**

- Durée de vie limitée.

- Pas de régulation de tension.
- Possibilité de défaillance.

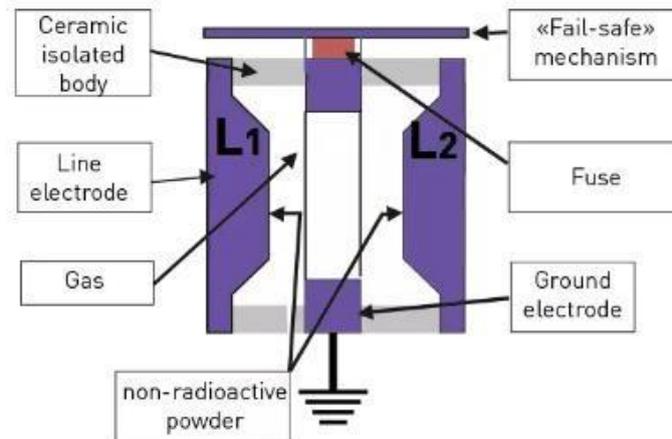


Figure II.25 : Exemple d'un éclateur à gaz.

II.10 Fonction de protection 50/51 (Surintensité et Instantanée)

La fonction de protection 50/51, également connue sous le nom de protection contre les surintensités et les défauts à la terre, est une combinaison de deux protections essentielles dans les systèmes électriques:

II.10.1 Protection contre les surintensités (code 50)

- vise à protéger les équipements contre les dommages causés par les courants excessifs.
- Utilise un relais de surintensité qui compare le courant mesuré dans un circuit à un seuil de consigne prédéfini.
- Si le courant dépasse le seuil pendant une durée déterminée (temps de temporisation), le relais déclenche et coupe l'alimentation électrique du circuit pour éviter la surchauffe, les dommages à l'isolation, les incendies et les explosions.
- Appliquée à divers équipements tels que moteurs, transformateurs, câbles et lignes électriques.

II.10.2 Protection contre les défauts à la terre (code 51)

- vise à protéger les personnes et les équipements contre les risques d'électrocution et d'incendie causés par les défauts à la terre.
- Utilise un relais différentiel qui compare le courant entrant dans un circuit au courant sortant.
- Si la différence dépasse un seuil de consigne (indiquant une fuite de courant vers la terre), le relais déclenche et coupe l'alimentation électrique du circuit pour limiter les dangers du défaut.
- Particulièrement importante dans les systèmes mis à la terre et les systèmes isolés.

Fonctionnement instantané :

Dans le contexte de la protection 50/51, la fonction instantanée (défaut instantané) signifie que le relais déclenche immédiatement dès que le courant ou la différence de courant dépasse le seuil de consigne, sans aucun délai de temporisation. Ce type de protection est crucial pour les situations critiques où une action rapide est nécessaire pour éviter des dommages importants.

II.11 Courbes de déclenchement et de limitation d'un Disjoncteurs modulaires

II.11.1 Courbes de déclenchement Temps/Courant

Caractéristiques de déclenchement des disjoncteurs S900 - S200L - S200 - S200M - S200P - S280 - S290 - S500 (voir l'annexe 06)

II.12 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons Enumérer les différents moyens de protection et comment concevoir et créer un système de protection capable d'éliminer le risque d'accident et de réduire les dommages aux équipements. Nous avons donc présenté les modes de sélectivité les plus utilisés dans les installations électriques avec les relais numériques de protection dans chaque type. Cependant, ils sont classés selon leurs critères de sensibilité, on retrouve ainsi la sélectivité ampérométrique, la sélectivité différentielle, la sélectivité directionnelle, la sélectivité chronométrique, la sélectivité logique et la sélectivité combinée. Ainsi, la sélectivité logique qui fait l'objet de ce travail présente une particularité à laquelle le système de protection doit répondre. Le dernier chapitre sera consacré à la simulation et l'interprétation de quelques cas de sélectivité.

Chapitre III

Simulation de la sélectivité

III.1 Introduction

Dans ce dernier chapitre deux cas de sélectivité électrique seront étudiés et analysés dans une partie de réseau électrique industriel GL3/Z à l'aide du programme ETAP, qui travaille sur le dessin du réseau en simulant tous les composants électriques qui le composent et en calculant le courant de court-circuit et l'écoulement de puissance, qui est l'un des plus importantes étapes qui contribuent à la stabilité du réseau électrique.

Le premier cas concerne un poste avec une seule source d'alimentation, où l'on voit la réaction des disjoncteurs après le défaut injecter, et comprend le principe de la sélectivité combiné chronométrique –ampermétrique et différentielle. Ensuite le deuxième cas caractérisé par double source d'alimentation, où le service continue même après le défaut par l'une d'alimentation, comme nous avons analysé et expliqué cette sélectivité ampermétrique.

III.2 Présentation du logiciel ETAP

ETAP (ELECTRICAL TRANSIENT ANALYSIS PROGRAM) est un outil d'analyse complet pour la conception et les tests des systèmes électriques disponibles. Grâce à ses modules de simulation hors ligne standard, ETAP peut utiliser des données d'exploitation en temps réel pour la surveillance avancée, la simulation en temps réel, l'optimisation, les systèmes de gestion de l'énergie et le délestage intelligent des charges à haute vitesse.

ETAP est utilisé dans de nombreux domaines comme le montre la figure III.1 ,Il a été conçu et développé pour les ingénieurs afin de gérer les diverses disciplines des systèmes d'alimentation pour un large éventail d'industries dans un seul ensemble intégré avec de multiples vues d'interface telles que les réseaux CA et CC, les chemins de câbles, le réseau terrestre, les flashes d'arc, la coordination-sélectivité des dispositifs de protection et les diagrammes des systèmes de commande CA et CC.

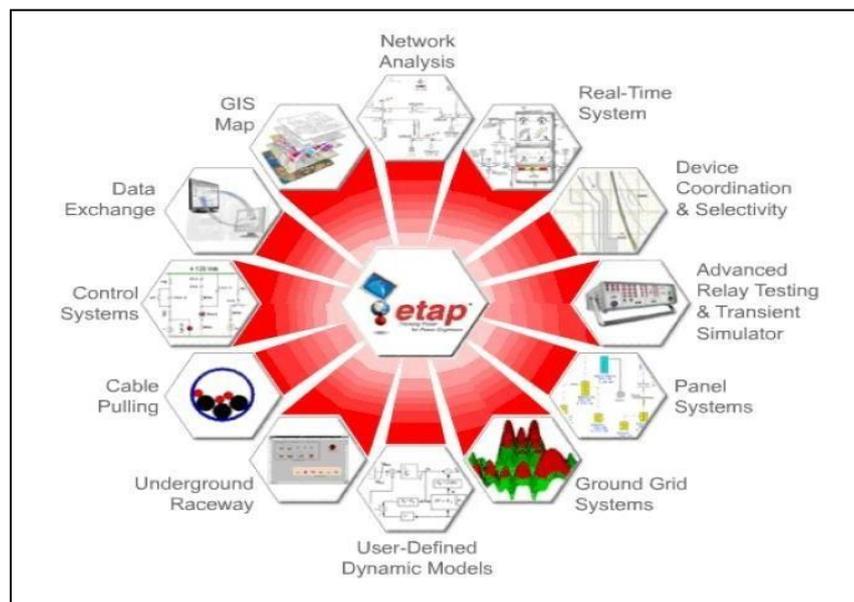


Figure III.1 : Les différents domaines d'utilisation du logiciel ETAP.

III.2.1 Barre d'outils du projet

La barre d'outils contient un ensemble d'options qui contrôlent l'action souhaitée, Chaque option active une liste déroulante de commandes telles que Opérations sur les fichiers, Impression, Conversations de base de données, Echange de données, Objets OLE de projet, Paramètres de projet et Options de projet, Bibliothèques, Valeurs par défauts, Polices d'annotation, Base et Révision.

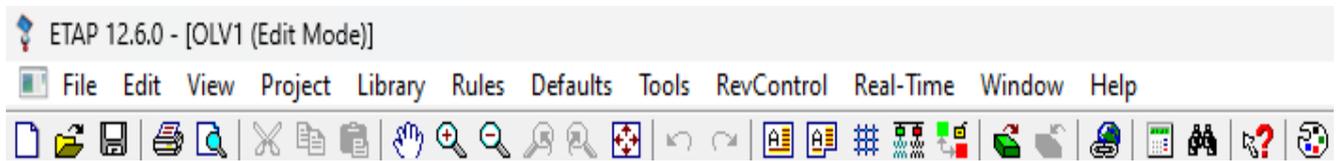


Figure III.2 : La barre d'outils du logiciel ETAP

La barre d'outils contient un ensemble d'icônes qui ont plusieurs fonctions, notamment : Créer des projets, Ouvrir des projets, Enregistrer des projets, Imprimer, Aperçu avant impression, Couper, Copier, Coller, Zoom panoramique, Annuler, Rétablir, Zone de texte, Affichage grille, Vérification de continuité, Thèmes, Obtenir un modèle, Ajouter au modèle OLV, Lien hypertexte, Calculateur de puissance, Recherche et aide [17].

III.2.2 Les différents modes du logiciel ETAP

En général, comme illustre la figure (III.3) ETAP a trois modes de fonctionnement : édition, AC étude et DC étude.

III.2.2.1 Mode édition

Le mode édition nous permet de construire notre diagramme unifilaire, de modifier les connexions système, d'éditer les propriétés d'ingénierie, de sauvegarder notre projet et de générer des rapports de planification au format Crystal Reports. Nous pouvons sélectionner ce mode en cliquant sur le bouton Modifier (représenté graphiquement par un crayon).

III.2.2.2 Mode d'étude

Les modes d'étude nous permettent de créer et de modifier des cas d'étude, d'effectuer des analyses de système et de visualiser des rapports et des graphiques de sortie.

Le mode AC d'étude se compose des éléments suivants :

- Débit de charge équilibré
- Court-circuit
- Arc Flash
- Démarrage du moteur
- Harmoniques
- Stabilité transitoire
- Protection et coordination (ETAP Star)
- Débit de charge déséquilibré
- Débit de charge optimal
- Analyse de fiabilité
- Placement optimal des condensateurs
- Gestion des séquences de commutation
- Analyse de contingence

Le mode DC d'étude se compose d'un flux de charge DC, d'un court-circuit DC, d'un flash d'arc DC et d'une analyse du dimensionnement de la batterie.

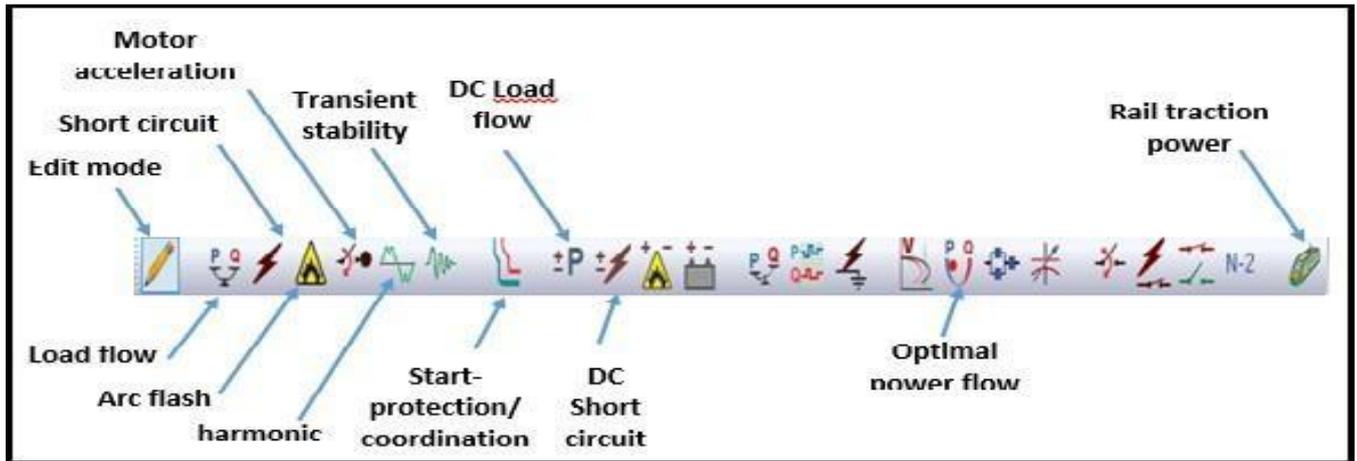


Figure III.3: les différents modes disponibles sur ETAP.

III.2.3 Adaptation de la barre d'outils

La figure (III.4) représente la barre d'outils qui contient tous les éléments du circuit électrique à travers lesquels le circuit à étudier est réalisé, qu'il soit en courant alternatif ou en courant continu, en plus de cela. Nous pouvons effectuer les opérations suivantes les fonctions :

- Afficher et imprimer des rapports de sortie personnalisables.
- Modifier les options d'affichage.
- Gestionnaire de rapports du calendrier d'accès.
- Ajout de nouveaux systèmes de grille au sol.
- Ajouter des réseaux composites et des moteurs composites.

Les données contenues dans l'élément OLD peuvent être visualisées en ouvrant son éditeur. Par exemple, double-cliquez sur Transformer pour ouvrir Transformer Editor. Cliquez sur n'importe quel onglet de l'éditeur pour ouvrir la page correspondante. Les données ne peuvent être saisies manuellement que dans les champs avec un fond blanc [17].

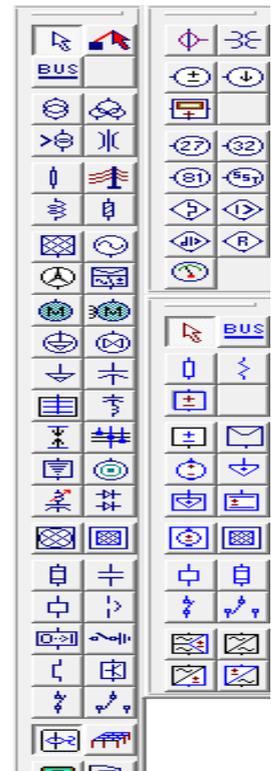


Figure III.4 : la barre d'outils de ETAP.

Comme représenté sur la figure (III.5) A travers la page rating, nous pouvons entrer un ensemble de calculs dont dépend le réseau électrique à étudier, par exemple, au niveau du transformateur, nous pouvons entrer la valeur de la tension primaire et secondaire et de la puissance active.

Figure III.5 : la page de réglage d'un transformateur.

III.3 Écoulement de puissance

III.3.1 Définition

L'écoulement de puissance est une étude en régime permanent d'un réseau électrique qui consiste à déterminer tout d'abord, au niveau de chaque jeu de barres, l'amplitude et la phase de la tension ainsi que la puissance active et réactive appliquée. Il est essentiel pour garantir la fiabilité, l'efficacité et la sécurité des systèmes électriques. Il permet aux ingénieurs et aux opérateurs de concevoir, analyser et optimiser les réseaux électriques, assurant une alimentation électrique stable et continue pour les consommateurs.

Dans notre étude de la sélectivité, nous avons utilisé ETAP pour analyser l'écoulement de puissance, il affiche tous les calculs liés à la distribution de puissance dans le jeu de barres en affichant les résultats de l'échange d'énergie entre les jeux de barres en commençant par la source connectée au jeu de barres 1 jusqu'à tous les jeux de barres qui lui sont connectés.

III.3.2 But de l'étude de l'écoulement de puissance

L'écoulement de puissance, aussi connu sous le nom de calcul de flux de puissance, présente un calcul des paramètres clés d'une installation tel que la puissance active, la puissance réactive, l'amplitude de la tension et l'angles d'orientation (P, Q, V, δ). Ainsi les principaux buts de l'écoulement de puissance :

- Assurer l'équilibre entre la production et la demande d'électricité
- Ne pas dépasser les valeurs limites
- Planification du réseau et Amélioration de la sécurité

III.4 Conception sur ETAP

En va présenter deux postes pour étudier la sélectivité, le premier est caractérisé avec une seule source d'alimentation, et le deuxième avec double source d'alimentation.

Les étapes de la simulation sur ETAP.

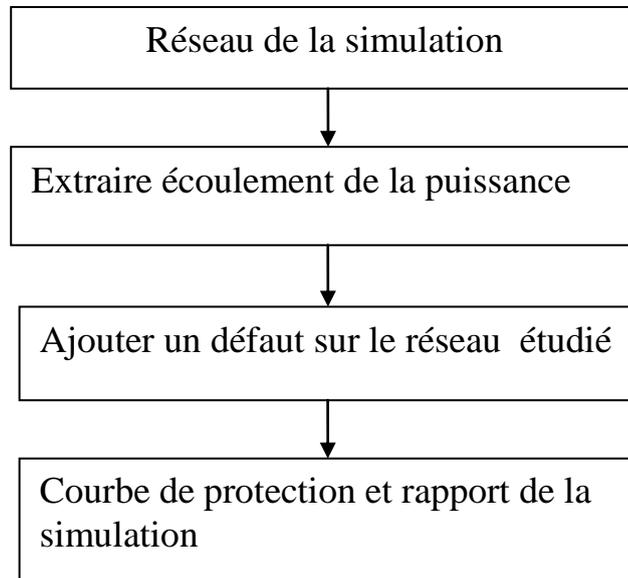


Figure III.6 : Schéma explicatif de la simulation.

III.4.1 Poste de transformation avec une seule source d'alimentation

Notre poste est située au niveau de sous-station 1 dans le complexe, il est alimenté par une seule source comme il est montré sur le schéma de la figure (III.7), avec une tension de 33 kV et une puissance apparente de 600 MVA, qui alimente un seul jeu de barres (Bus1). Ce dernier est relié au transformateur triphasé abaisseur T1, qui réduit la tension à 11 kV avec une puissance apparente de 10/5/3 MVA, ainsi qu'au transformateur abaisseur T2, qui réduit la tension à 11 kV avec une puissance apparente de 15 MVA.

Le transformateur T1 est connecté à deux disjoncteurs reliés aux jeux de barres (Bus6) et (Bus8), qui transmettent la tension au transformateur T5, au moteur Syn1 et au Network1.

Le transformateur T2 est connecté à un disjoncteur relié au jeu de barres (Bus3), qui transmet la tension au transformateur T3, aux moteurs 1 et 3, au transformateur T4 et au générateur 1.

Un disjoncteur supplémentaire est connecté aux jeux de barres 6 et 3, et s'active en cas de coupure ou un défaut électrique.

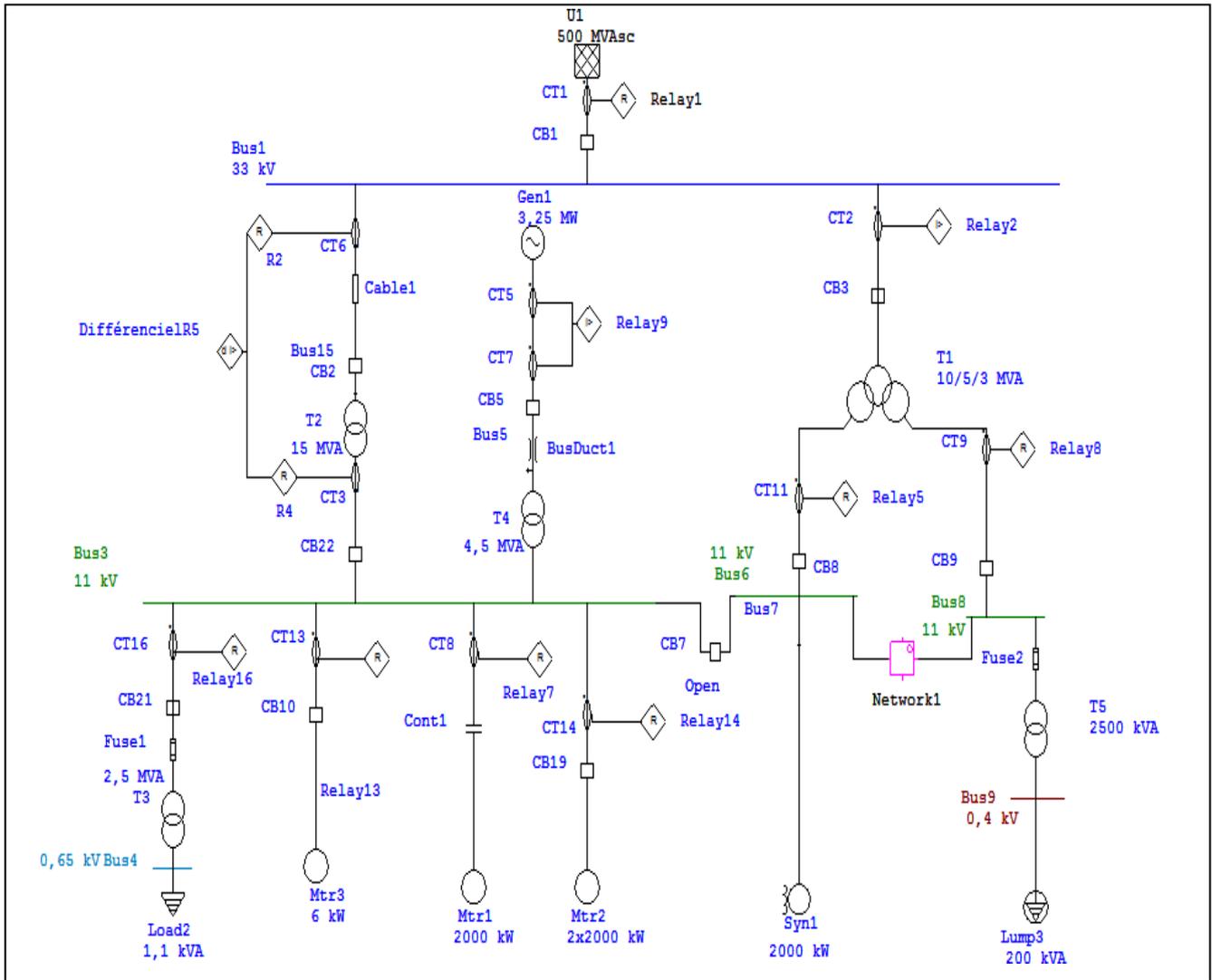


Figure III.7 : Schéma de conception d'un Poste de Transformation HT/MT.

La figure (III.8) montre le réseau qui est à l'intérieur de Réseau 1

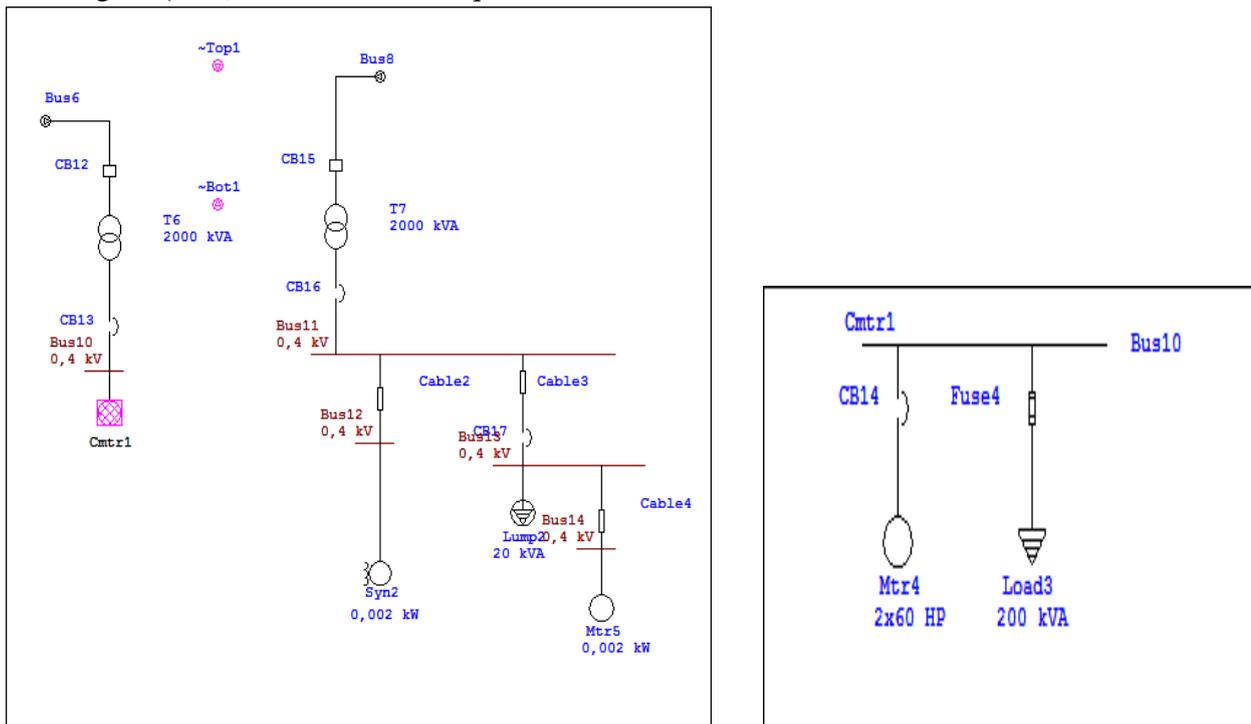


Figure III.48 : Le réseau 1.

III.4.1.1 Analyse de l'écoulement de Puissance sur ETAP

Lors de simulation par le logiciel, nous avons obtenus les résultats suivants comme ils sont affichés sur le schéma de la figure (III.9).

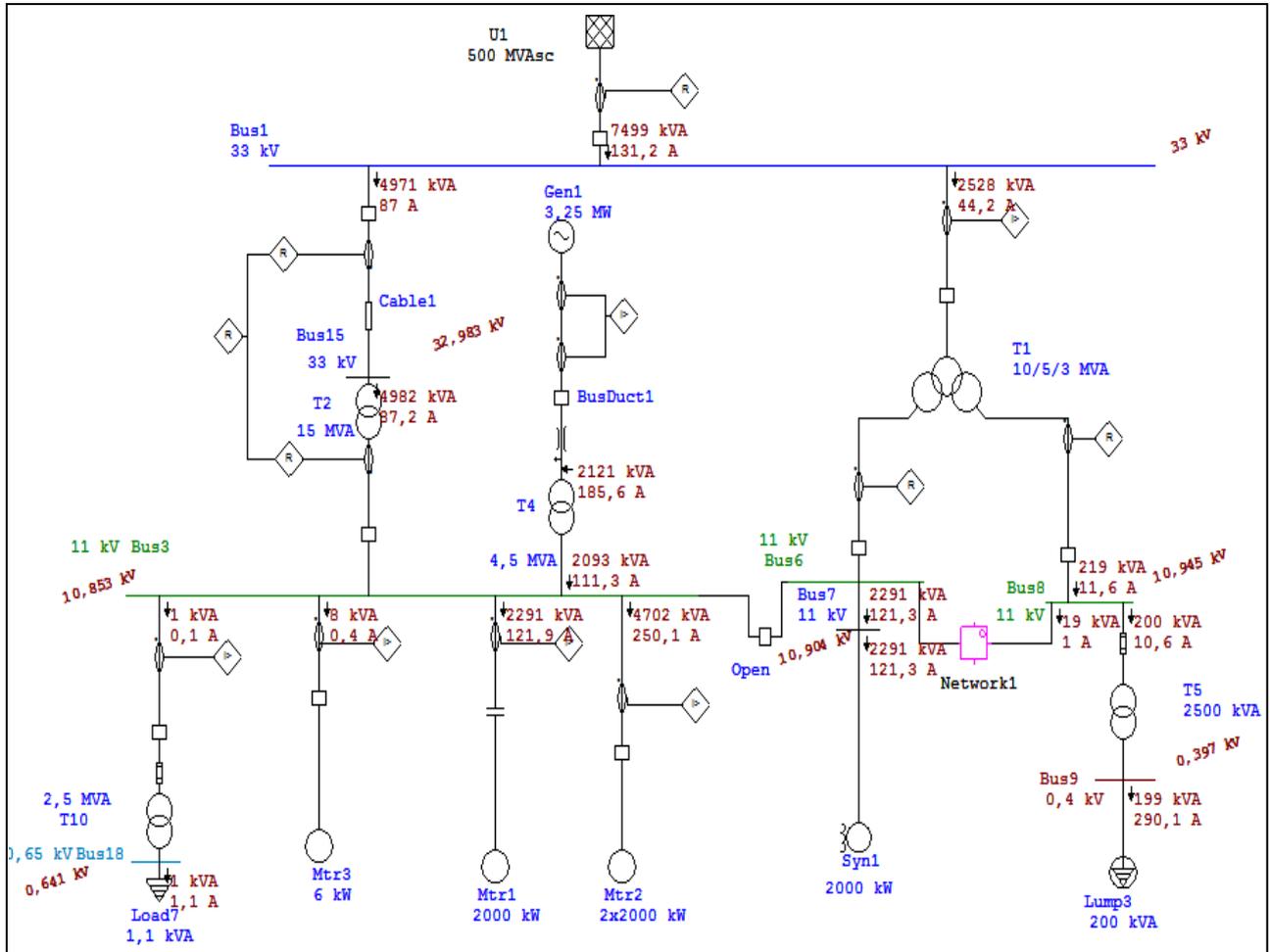


Figure III.9 : écoulement de puissance sur ETAP du premier cas.

III.4.1.2 Résultat de l'écoulement de Puissance sur ETAP

III.4.1.2.1 Les données de production, charge et tension des bus

Le tableau ci-dessus montre Les données en question correspondent aux différents de la tension, de la puissance en KW et en KVAR au niveau du jeu de barre.

Tableau III.1 : les données des jeux de barres du premier cas.

<u>Bus Input Data</u>							
Bus					Initial Voltage		
ID	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.	
Bus1	SWNG	33.000	33.000	1	100.00	0.00	
Bus3	Load	11.000	11.000	1	100.00	-30.00	
Bus5	Gen.	6.600	6.600	1	100.00	0.00	
Bus7	Load	11.000	11.000	1	100.00	0.60	
Bus8	Load	11.000	11.000	1	100.00	-30.00	
Bus9	Load	0.400	0.400	1	100.00	0.00	
Bus11	Load	0.400	0.400	1	100.00	-60.00	
Bus12	Load	0.400	0.400	1	100.00	-60.00	
Bus13	Load	0.400	0.400	1	100.00	-60.00	
Bus14	Load	0.400	0.400	1	100.00	-60.00	
Bus15	Load	33.000	33.000	1	100.00	0.00	
Bus18	Load	0.650	0.650	1	100.00	0.00	

Remarque :

Le tableau "Bus Input Data" présente des informations sur les caractéristiques de différents bus dans un système électrique. Chaque ligne du tableau correspond à un bus différent. Les Bus sont bien équilibrés et complètes et précises.

III.4.1.2.2 Données des Transformateurs

Les différentes données des transformateurs à double et triple enroulement sont affichées sur le tableau ci-dessus.

Tableau III.2 : Les données des Transformateurs du premier cas.

2-Winding Transformer Input Data

Transformer	Rating				Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift			
	ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T2		15.000	33.000	11.000	8.35	18.60	0	0	0	0	0	8.3500	Dyn	30.000
T4		4.500	6.600	11.000	7.15	12.14	0	0	0	0	0	7.1500	YNd	-30.000
T5		2.500	11.000	0.400	6.25	10.67	0	0	-7.5	0	0	5.7813	Dyn	-30.000
T7		2.000	11.000	0.400	6.25	7.10	0	0	0	0	0	6.2500	Dyn	30.000
T10		2.500	11.000	0.650	6.25	6.00	0	0	-7.5	0	0	5.7813	Dyn	-30.000

2-Winding Transformer Grounding Input Data

Transformer	Rating			Conn.	Primary			Secondary					
	ID	MVA	Prim. kV		Sec. kV	Type	kV	Amp	Ohm	Type	kV	Amp	Ohm
T2		15.000	33.000	11.000	D/Y					Solid			
T4		4.500	6.600	11.000	D/Y					Solid			
T5		2.500	11.000	0.400	D/Y					Solid			
T7		2.000	11.000	0.400	D/Y					Solid			
T10		2.500	11.000	0.650	D/Y					Solid			

3-Winding Transformer Input Data

Transformer	Winding	Rating		Tap	Impedance				Z Variation		Phase Shift		
		MVA	kV		%	% Z	X/R	MVA _b	% Tol.	+ 5%	- 5%	Type	Angle
T1	Primary:	10.000	33.000	0	Z _{ps} =	8.00	15.00	10.000	0	0	0		
	Secondary:	5.000	11.000	0	Z _{pt} =	7.00	12.00	10.000	0			Std Pos. Seq.	0.000
	Tertiary:	3.000	11.000	0	Z _{st} =	7.00	12.00	10.000	0			Std Pos. Seq.	-30.000

3-Winding Transformer Grounding Input Data

Transformer	Winding	Rating		Conn.	Grounding			
		MVA	kV		Type	kV	Amp	Ohm
T1	Primary:	10.000	33.000	Wye	Solid			
	Secondary:	5.000	11.000	Wye	Solid			
	Tertiary:	3.000	11.000	Delta				

Remarque :

Ces deux tableaux présentent les données d'entrée pour deux transformateurs à deux enroulements, incluant leurs caractéristiques et détails de mise à la terre. Les transformateurs sont bien équilibrés avec des caractéristiques similaires en termes de puissance, tension, impédance et type de mise à la terre, assurant une bonne stabilité et performance dans le réseau électrique.

III.4.1.2.3 Données des câbles

Le tableau ci-dessus montre les données des câbles utilisé dans notre poste.

Tableau III.3 : Données des câbles du premier cas.

<u>Line/Cable Input Data</u>												
<u>Line/Cable</u>		<u>Ohms or Siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)</u>										
<u>ID</u>	<u>Library</u>	<u>Size</u>	<u>Length</u>		<u>#/Phase</u>	<u>T (°C)</u>	<u>R1</u>	<u>X1</u>	<u>Y1</u>	<u>R0</u>	<u>X0</u>	<u>Y0</u>
			<u>Adj. (m)</u>	<u>% Tol.</u>								
Cable1	33MCUS3	120	500.0	0.0	1	75	0.1869399	0.1220000	0.0000594	0.5888607	0.3001200	
Cable2	0,6MCUN3	120	20.0	0.0	1	75	0.1819000	0.0884000		0.5729800	0.2174600	
Cable3	0,6MCUN3	120	20.0	0.0	1	75	0.1819000	0.0884000		0.5729800	0.2174600	
Cable4	0,6MCUN3	120	20.0	0.0	1	75	0.1819000	0.0884000		0.5729800	0.2174600	

Remarque :

Le tableau représente des informations sur les caractéristiques de différents câbles. Chaque ligne du tableau correspond à un câble différent. Les câbles sont bien équilibrés et complètes et précises.

III.4.1.2.4 Rapport de flux de charge

La valeur de la tension et de la puissance active et réactives obtenu des différents bus d'après l'écoulement de puissance sont affichées sur le rapport suivant :

Tableau III.4 : Rapport de l'écoulement de puissance du premier cas.

<u>LOAD FLOW REPORT</u>														
Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
* Bus1	33.000	100.000	0.0	6.826	3.103	0	0	Bus15	4.512	2.086	87.0	90.8		
								Bus7	2.314	1.018	44.2	91.5		
								& Bus8						
Bus3	11.000	98.668	-1.4	0	0	6.495	2.613	Bus15	-4.502	-1.978	261.6	91.6		
								Bus5	-1.994	-0.636	111.3	95.3		
								Bus18	0.001	0.001	0.1	83.2		
* Bus5	6.600	100.000	0.4	2.000	0.707	0	0	Bus3	2.000	0.707	185.6	94.3		
Bus7	11.000	99.132	-1.0	0	0	2.126	0.855	Bus8	-2.126	-0.855	121.3	92.8		
								& Bus1						
Bus8	11.000	99.495	-0.5	0	0	0	0	Bus9	0.170	0.106	10.6	84.8		
								Bus11	0.016	0.010	1.0	84.9		
								Bus1	-0.186	-0.116	11.6	84.8		
								& Bus7						
Bus9	0.400	99.168	-0.8	0	0	0.169	0.105	Bus8	-0.169	-0.105	290.1	85.0		
Bus11	0.400	99.457	-0.6	0	0	0	0	Bus12	0.000	0.000	0.0	66.9		
								Bus13	0.016	0.010	27.6	85.0		
								Bus8	-0.016	-0.010	27.6	85.0		
Bus12	0.400	99.457	-0.6	0	0	0	0	Bus11	0.000	0.000	0.0	66.9		
Bus13	0.400	99.409	-0.6	0	0	0.016	0.010	Bus11	-0.016	-0.010	27.6	85.0		
								Bus14	0.000	0.000	0.0	66.9		
Bus14	0.400	99.409	-0.6	0	0	0	0	Bus13	0.000	0.000	0.0	66.9		
Bus15	33.000	99.950	0.0	0	0	0	0	Bus1	-4.510	-2.116	87.2	90.5		
								Bus3	4.510	2.116	87.2	90.5		
Bus18	0.650	98.666	-1.4	0	0	0.001	0.001	Bus3	-0.001	-0.001	1.1	83.2		

III.4.1.2.5 Analyse des résultats du l'écoulement de puissance

La tension, la puissance active et réactive et l'angle sont affichés pour les jeux de barres de contrôle, tandis que les jeux de barres de charge affichent la puissance active et réactive, le courant et le facteur de puissance.

Exemple du premier jeu de barre de contrôle :

- La tension : 33kv
- Puissance active : 6.826 MW
- Angle : 0
- Puissance réactive : 3.103 MVAR

Quinzième jeu de barre de charge :

- Facteur de puissance : 90.8 %
- Puissance active : 4.512 MW
- Courant : 87A
- Puissance réactive : 2.086 MVAR

III.4.1.3 Etude de la sélectivité type différentielle-ampèremétrique-chronométrique en cas d'un défaut maximum de courant au niveau de transformateur

Un défaut s'est produit au niveau primaire de transformateur (T2) comme le montre la figure (III.10), comment va fonctionner alors notre poste et comment parvient-on à la sélectivité ?

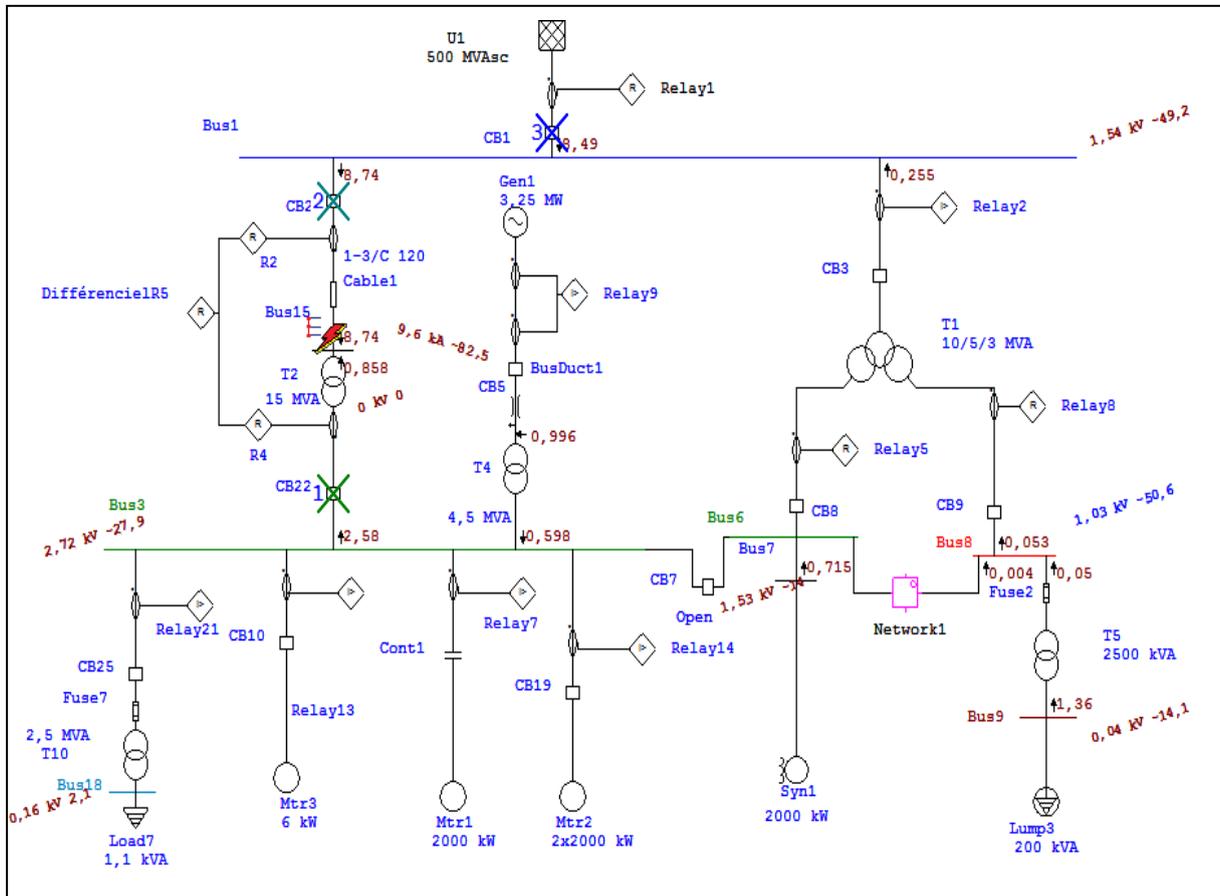


Figure III.10 : schéma indique le fonctionnement de la sélectivité du premier cas.

Le résultat de la séquence de déclenchement obtenu pour un défaut au niveau du transformateur est affiché sur le tableau suivant :

Tableau III.5 : Séquence des évènements de défaut du premier cas.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,7	DifférencielR5	2,575	16,7		Phase - OC1 - 51
25,0	Relay1	8,487	25,0		Phase - OC1 - 51 - Forward
26,7	CB22		10,0		Tripped by DifférencielR5 Phase - OC1 - 51
36,7	CB2		20,0		Tripped by DifférencielR5 Phase - OC1 - 51
65,0	CB1		40,0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51 - Forward

La figure (III.11) représente la courbe TCC (caractéristique, courant, temps) obtenu après la simulation, Elle permet de comparer les temps de déclenchement des différents relais en fonction de l'intensité du courant de défaut. Cela permet de s'assurer que les relais sont correctement coordonnés et que le défaut sera éliminé par le relais le plus proche du défaut, tout en évitant le déclenchement intempestif d'autres relais.

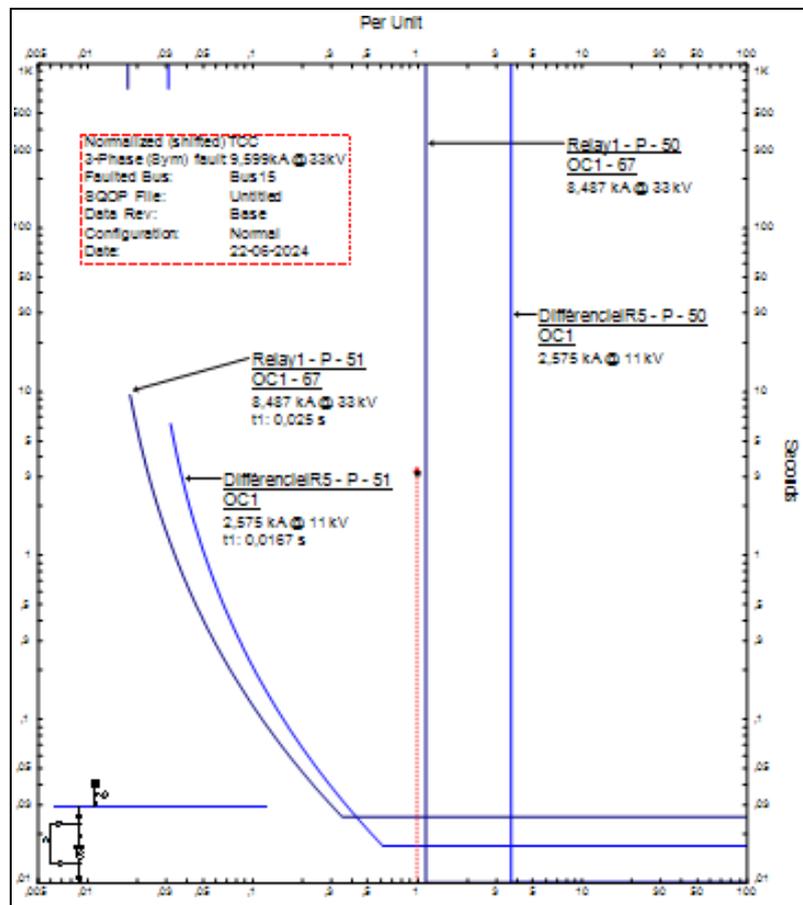


Figure III.11 : Courbe de protection [50/51] des relais numériques du premier cas.

III.4.1.3.1 Interprétation

Dans ce cas la sélectivité est due à la réaction du relai différentiel (R5) comme est indiqué sur la figure (III.12), en comparant le courant d'entrée de (CB2) et le courant de sortie de (CB4), et à la réaction des relais surintensité (Relay1).

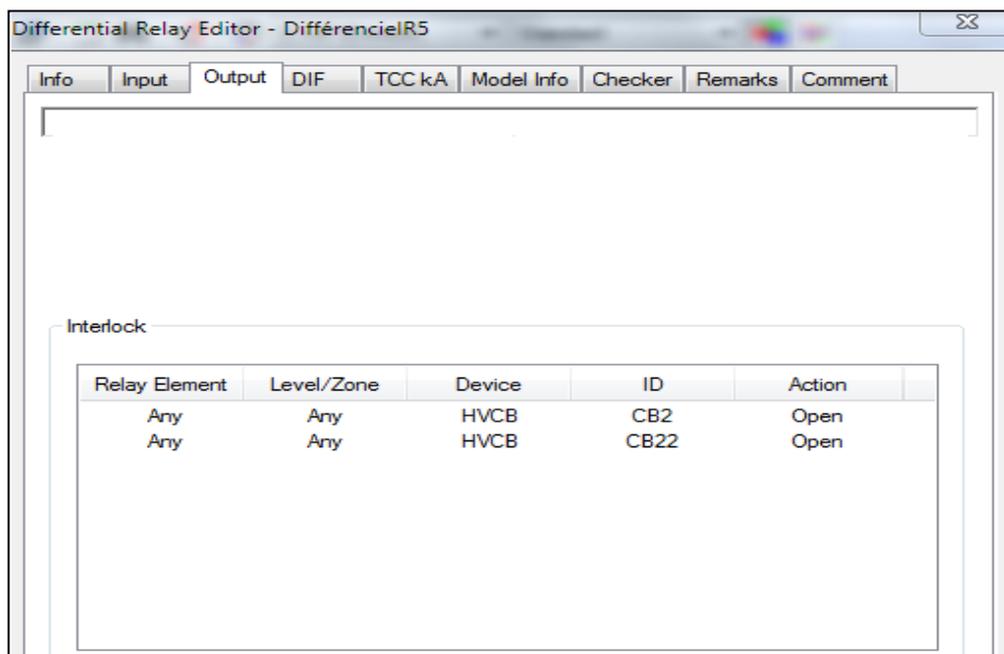


Figure III.12 : Relais différentiel qui compare entre l'entrée et la sortie.

On injecte un courant de défaut fort de 9.599KA au niveau du primaire de transformateur, les transformateurs de courant vont recevoir ce courant.

Le relai 1 reçoit ce défaut de surintensité de 8.487KA sur la phase OC1-51 (maximum de courant temporisé) avec un temps de coupure $t_2=0.025s$, et il envoie un ordre de déclenchement vers le disjoncteur CB1.

D'autre part, le relai différentiel R5 le responsable de la protection de transformateur détecte le défaut de surintensité de 2.575KA sur la phase OC1-51 (maximum de courant temporisé) avec un temps de déclenchement $t_1=0.0167s$, après la comparaison de courant entrant et sortant entre les relais R4 et R2, Donc il envoie un ordre de déclenchement vers les disjoncteurs CB2 et CB22.

Puisque le relai différentiel R5 est le plus proche au défaut que le relai 1, et son temps de coupure est inférieur à celle du relai 1, donc automatiquement le disjoncteur CB22 va couper l'alimentation en premier pour isoler la partie suivante, ensuite le disjoncteur CB2 déclenche pour protéger la partie de transformateur, et finalement le disjoncteur CB1 déclenche et isole totalement le défaut pour que ne se propage pas de l'autre côté, Cela ce qu'on appelle la sélectivité.

III.4.2 Poste de transformation avec double source

Notre poste est située au niveau du sous station 7 dans le complexe, il est alimenté par deux générateurs délivrant une tension de 11 kV et une puissance de 33,9 MW comme illustre la figure (III.13). Ces générateurs acheminent la tension vers les jeux de barres (Bus130) et (Bus136) via les disjoncteurs (CB147) et (CB131). Les jeux de barres sont ensuite reliés aux transformateurs T49 et T51, qui élèvent la tension à 31,5 kV avec une puissance apparente de 50 MVA. Deux câbles (cable26) et (cable31), ainsi que des disjoncteurs (CB132) et (CB148), sont connectés aux jeux de barres (Bus132) et (Bus138). Ces derniers acheminent la tension vers les jeux de barres (Bus16) et (Bus2) jusqu'à alimenter les moteurs (Mtr3) et (Mtr6), ainsi que les machines synchrones (Syn7) et (Syn1).

Les disjoncteurs de couplage (CB22) et (CB23) sont maintenu ouvert en fonctionnement normal. En cas de panne de l'une des sources l'autre peut assurer la totalité de l'alimentation. et en cas de défaut également sur un jeu de barre l'autre peut assurer la totalité de l'alimentation des départs.

L'architecture de notre poste nous permet d'avoir une bonne disponibilité d'alimentation et également une très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges et pour la maintenance de jeux de barres. Il constitue une solution robuste pour les réseaux de distribution d'électricité, permettant de mieux gérer les charges, d'assurer une alimentation stable et de réduire les risques de coupures et de perturbations. et pour cela nous pouvons appliquer la sélectivité pour éviter les interruptions.

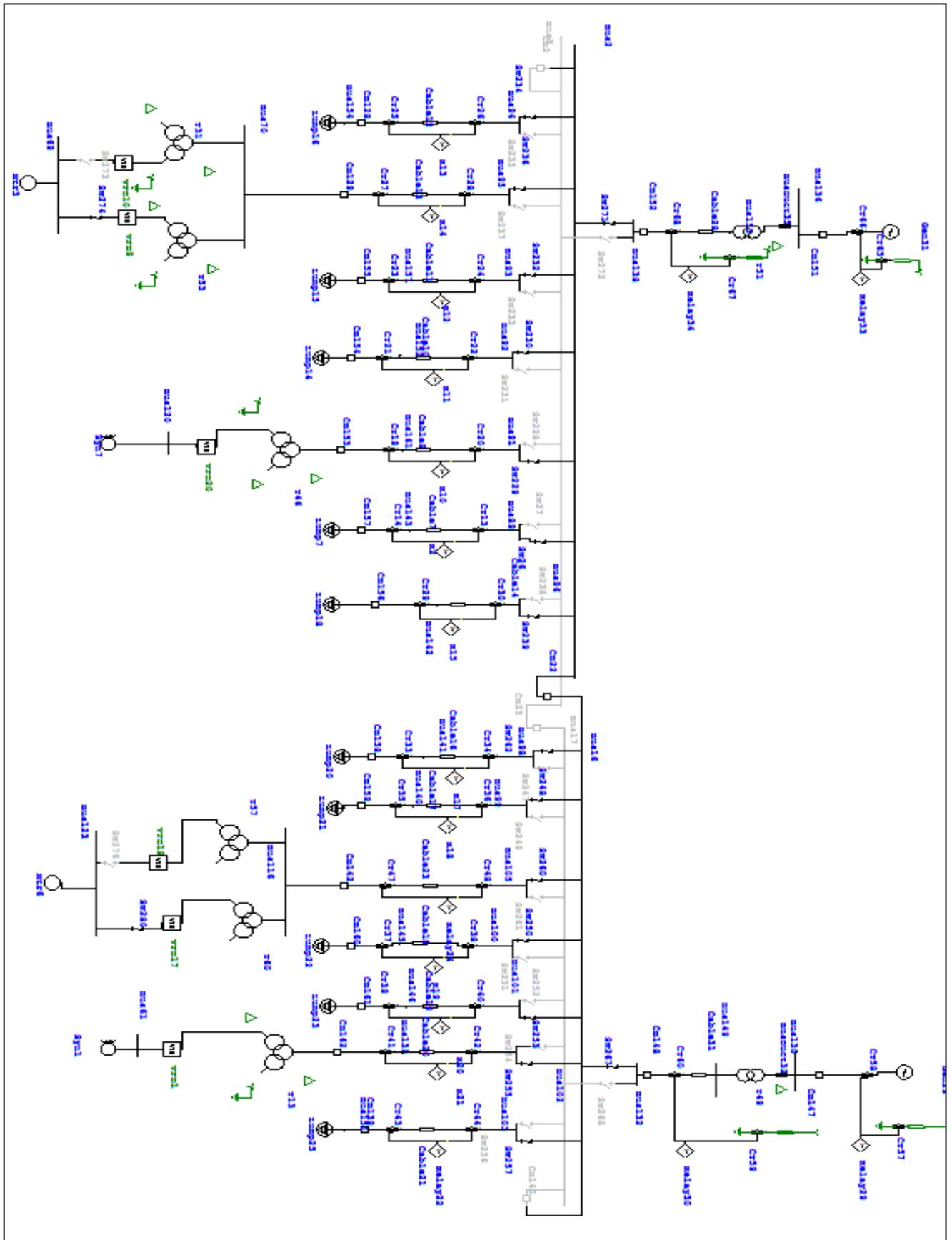


Figure III.13 : Schéma d'un Poste de Transformation HT double sources, double jeux de barres.

III.4.2.1 L'écoulement de Puissance sur ETAP

Lors de simulation par le logiciel, nous avons obtenus les résultats suivants comme ils sont affichés sur le schéma de la figure (III.14).

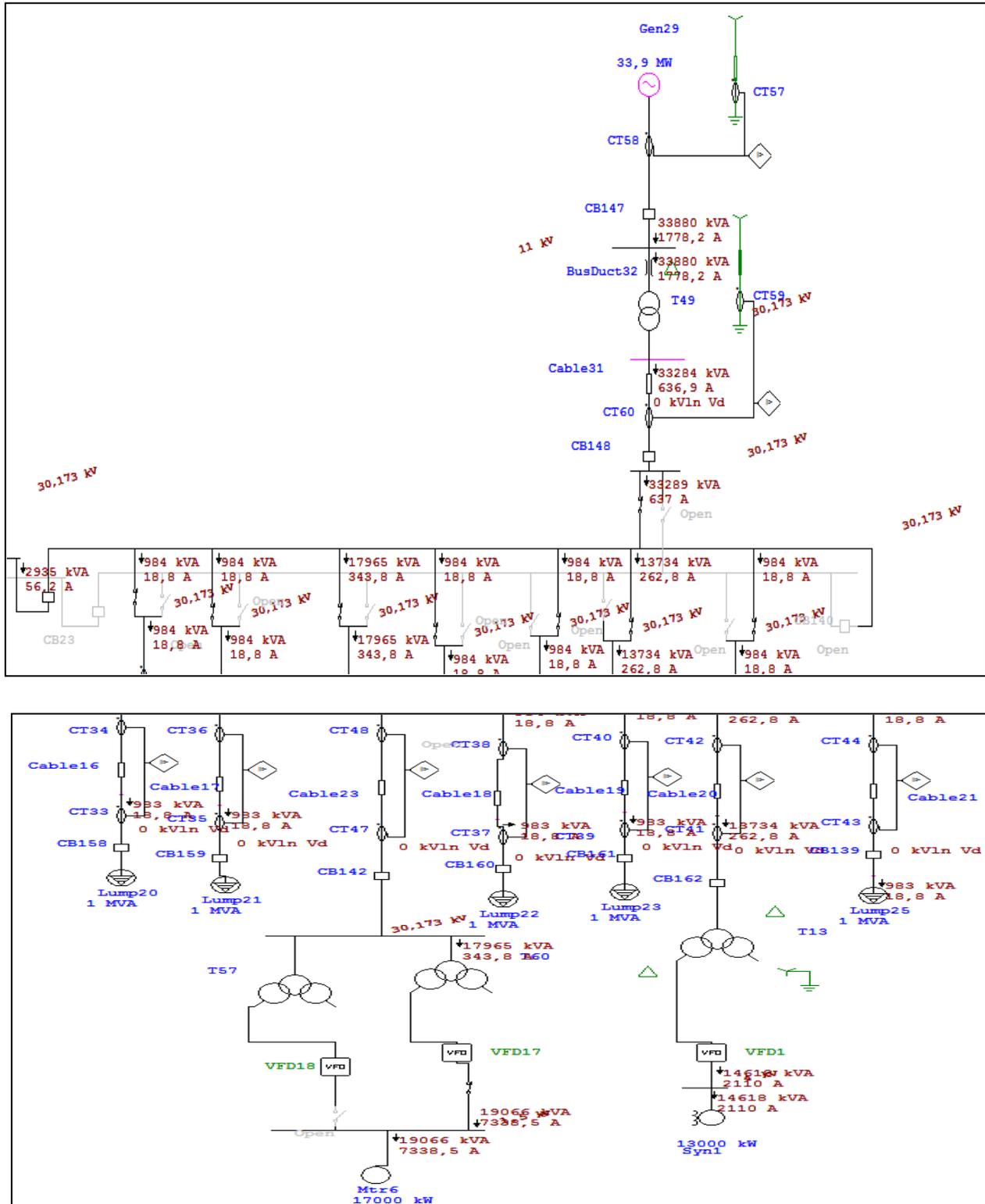


Figure III.14 : écoulement de puissance sur ETAP du deuxième cas.

III.4.2.2 Résultat de l'écoulement de Puissance sur ETAP

III.4.2.2.1 Données des Transformateurs

Les différentes données des transformateurs à double et triple enroulement sont affichées sur le tableau ci-dessus.

Tableau III.6 : Les données des Transformateurs du deuxième cas.

<u>2-Winding Transformer Input Data</u>													
Transformer		Rating			Z Variation				% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T49	50.000	11.000	31.500	12.50	45.00	0	0	0	0	-2.500	12.5000	YNd	-30.000
T51	50.000	11.000	31.500	12.50	45.00	0	0	0	0	-2.500	12.5000	YNd	-30.000

<u>2-Winding Transformer Grounding Input Data</u>													
Transformer		Rating			Conn.	Primary				Secondary			
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	Ohm	Type	kV	Amp	Ohm	
T49	50.000	11.000	31.500	D/Y					Resistor		200.0	90.93267	
T51	50.000	11.000	31.500	D/Y					Resistor		200.0	90.93267	

<u>3-Winding Transformer Input Data</u>													
Transformer		Rating			Tap	Impedance				Z Variation		Phase Shift	
ID	Winding	MVA	kV	%	% Z	X/R	MVA b	% Tol.	+ 5%	- 5%	Type	Angle	
T13	Primary:	23.000	30.000	0	Z _{ps} =	8.00	15.00	23.000	0	0			
	Secondary:	20.000	4.750	0	Z _{pt} =	7.00	9.00	23.000	0		Std Pos. Seq.	0.000	
	Tertiary:	3.000	4.750	0	Z _{st} =	7.00	6.50	23.000	0		Std Pos. Seq.	-30.000	
T46	Primary:	23.000	30.000	0	Z _{ps} =	8.00	15.00	23.000	0	0			
	Secondary:	20.000	4.750	0	Z _{pt} =	7.00	9.00	23.000	0		Std Pos. Seq.	-30.000	
	Tertiary:	3.000	4.750	0	Z _{st} =	7.00	6.50	23.000	0		Std Pos. Seq.	0.000	
T53	Primary:	15.500	30.000	0	Z _{ps} =	8.00	15.00	15.500	0	0			
	Secondary:	14.000	1.850	0	Z _{pt} =	7.00	9.00	15.500	0		Std Pos. Seq.	0.000	
	Tertiary:	1.500	1.850	0	Z _{st} =	7.00	6.50	15.500	0		Std Pos. Seq.	-30.000	
T60	Primary:	23.000	30.000	0	Z _{ps} =	8.00	15.00	23.000	0	0			
	Secondary:	20.000	1.850	0	Z _{pt} =	7.00	9.00	23.000	0		Std Pos. Seq.	0.000	
	Tertiary:	3.000	1.850	0	Z _{st} =	7.00	6.50	23.000	0		Std Pos. Seq.	-30.000	

Remarque :

Ces deux tableaux présentent les données d'entrée pour deux transformateurs à deux enroulements, incluant leurs caractéristiques et détails de mise à la terre. Les transformateurs sont bien équilibrés avec des caractéristiques similaires en termes de puissance, tension, impédance et type de mise à la terre, assurant une bonne stabilité et performance dans le réseau électrique.

III.4.2.2.2 Données des Câbles

Le tableau ci-dessus montre les données des câbles utilisé dans notre poste.

Tableau III.7 : Les données des câbles du deuxième cas.

<u>Line/Cable Input Data</u>												
Ohms or Siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)												
Line/Cable		Length										
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.	#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
Cable7	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable9	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable10	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable11	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable12	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable13	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable14	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable16	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable17	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable18	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable19	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable20	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable21	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable23	15MCUS1	300	10.0	0.0	4	75	0.0742000	0.1433000		0.2337300	0.3525200	
Cable28	33MCUS1	630	30.0	0.0	12	75	0.0400586	0.1080000	0.0001027	0.1261844	0.2656800	
Cable31	33MCUS1	630	30.0	0.0	12	75	0.0400586	0.1080000	0.0001027	0.1261844	0.2656800	

Remarque :

Le tableau représente des informations sur les caractéristiques de différents câbles. Chaque ligne du tableau correspond à un câble différent. Les câbles sont bien équilibrés et complètes et précises.

III.4.2.2.3 Les données de production, charge et tension des bus

Le tableau ci-dessus montre Les données en question correspondent aux différents de la tension, de la puissance en KW et en KVAR au niveau du jeu de barre.

Tableau III.8 : les données des jeux de barres du deuxième cas.

Bus Input Data							
ID	Bus				Initial Voltage		
	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.	
Bus2	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus6	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus61	SWNG	4.750	4.000	2	84.21	0.00	
Bus69	SWNG	1.500	1.500	4	100.00	0.00	
Bus70	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus89	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus91	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus92	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus93	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus94	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus95	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus96	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus98	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus99	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus100	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus101	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus102	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus103	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus105	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus116	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus120	SWNG	4.000	4.000	7	100.00	0.00	
Bus123	SWNG	1.500	1.500	6	100.00	0.00	
Bus130	Gen.	11.000	11.000	1	100.00	0.00	
Bus132	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus136	SWNG	11.000	11.000	1	100.00	0.00	
Bus138	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus139	Load	30.000	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus140	Load	31.500	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus141	Load	31.500	30.713	1	100.00	-30.00	
Bus142	Load	31.500	30.713	1	100.00	-30.00	

Remarque :

Le tableau "Bus Input Data" présente des informations sur les caractéristiques de différents bus dans un système électrique. Chaque ligne du tableau correspond à un bus différent. Les Bus sont bien équilibrés et complètes et précises.

III.4.2.2.4 Rapport de flux de charge

Le rapport ci-dessus affiche la valeur de la tension et de la puissance active et réactives obtenu des différents bus d'après l'écoulement de puissance.

Tableau III.9 : Rapport de l'écoulement de puissance du deuxième cas.

LOAD FLOW REPORT															
Bus		Voltage			Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap		
Bus2	30.000	100.576	-5.6	0	0	0	0	Bus16	2.894	-0.490	56.2	-98.6			
								Bus89	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus91	17.931	1.107	343.8	99.8			
								Bus92	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus93	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus94	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus95	13.740	0.966	263.6	99.8			
								Bus96	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus138	-38.744	-4.174	745.7	99.4			
Bus16	30.000	100.576	-5.6	0	0	0	0	Bus2	-2.894	0.490	56.2	-98.6			
								Bus99	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus100	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus101	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus102	13.719	0.647	262.8	99.9			
								Bus103	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus105	17.931	1.107	343.8	99.8			
								Bus98	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus132	-32.936	-4.835	637.0	98.9			
Bus70	30.000	100.575	-5.6	0	0	0	0	Bus95	-13.740	-0.966	263.6	99.8			
								T53-2	13.740	0.966	263.6	99.8			
								& T53-3							
Bus89	30.000	100.576	-5.6	0	0	0	0	Bus143	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus2	-0.836	-0.518	18.8	85.0			
Bus91	30.000	100.576	-5.6	0	0	0	0	Bus161	17.931	1.107	343.8	99.8			
								Bus2	-17.931	-1.107	343.8	99.8			
Bus92	30.000	100.576	-5.6	0	0	0	0	Bus152	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus2	-0.836	-0.518	18.8	85.0			
Bus93	30.000	100.576	-5.6	0	0	0	0	Bus157	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus2	-0.836	-0.518	18.8	85.0			
Bus94	30.000	100.576	-5.6	0	0	0	0	Bus154	0.836	0.518	18.8	85.0			
								Bus2	-0.836	-0.518	18.8	85.0			

III.4.2.2.5 Analyse des résultats du l'écoulement de puissance

Le tableau (III.9) représente les résultats d'une simulation de flux de puissance dans un système électrique. Chaque ligne du tableau correspond à un composant du système électrique (bus, charge, générateur, transformateur, etc.) et fournit les données suivantes :

Exemple du jeu de barre (Bus2) de contrôle :

- La tension : 30kv
- Puissance active : 0 MW
- Angle : -5.6
- Puissance réactive : 0 MVAR

Jeu de barre (Bus91) de charge :

- Facteur de puissance : 99.3 %
- Puissance active : 17.931 MW
- Courant : 343.8A
- Puissance réactive : 1.107 MVAR

III.4.2.3 Courants court-circuit au niveau de jeu de barre (Bus132) et (Bus130) sur ETAP

Les courants de court-circuit sont des courants causés par des défauts d'impédance négligeable entre des points d'installation qui présentent généralement une différence de potentiel. Il est essentiel de connaître le courant de court-circuit maximale de chaque jeu de barre pour ajuster correctement les relais et les disjoncteurs et obtenir une bonne sélectivité comme représente la figure (III.14).

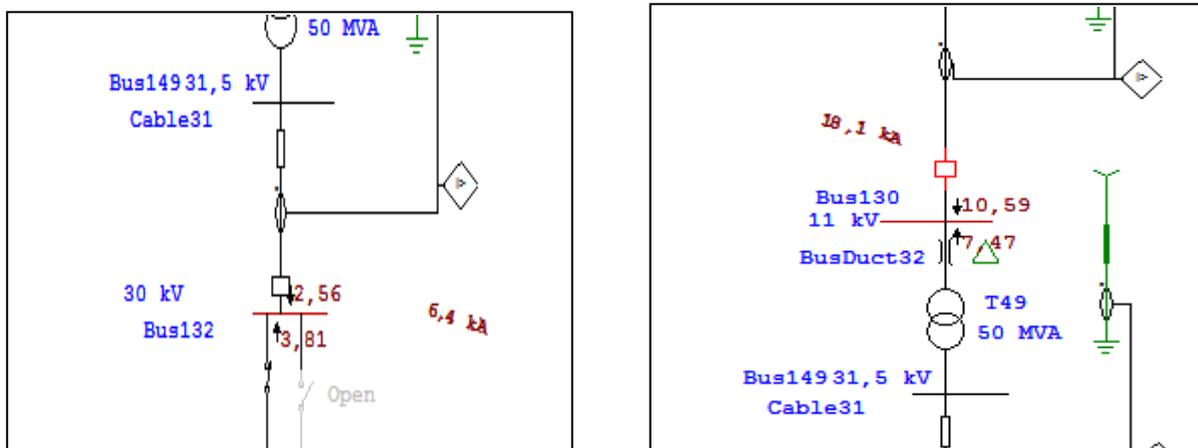


Figure III.15 : courant court-circuit au niveau de jeu des barres.

III.4.2.4 Configuration des paramètres des relais numériques

La sélectivité ampérométrique a été obtenue grâce à le réglage correct des relais surintensité qui est représenté sur la figure (III.16) et figure (III.17) :

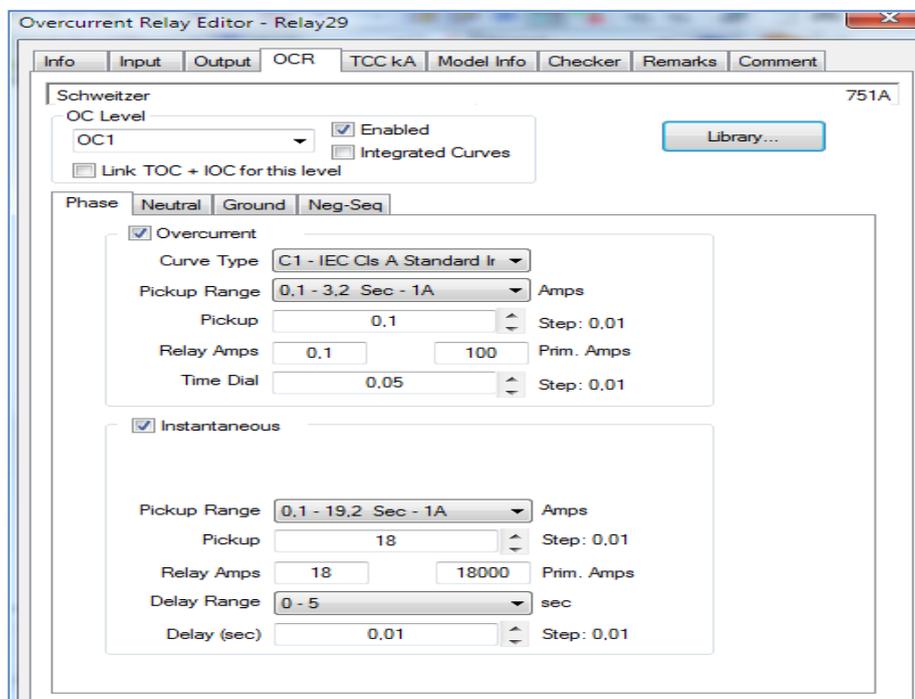


Figure III.16 : Configuration des paramètres d'un relai numérique relay29.

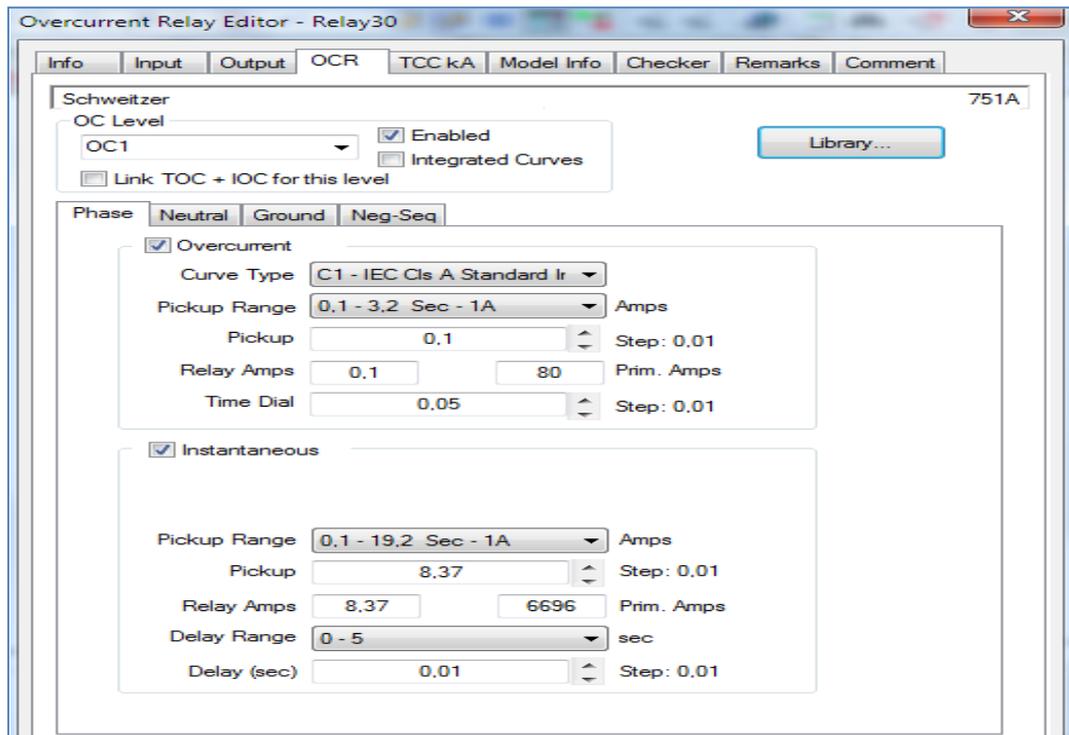


Figure III.17 : Implémentation des paramètres d'un relai numérique relay30.

III.4.2.4 Configuration des paramètres des disjoncteurs

Le réglage correct des disjoncteurs comme illustre la figure (III.18) et (III.19) joue un rôle dans l'obtention de la sélectivité ampermétrique.

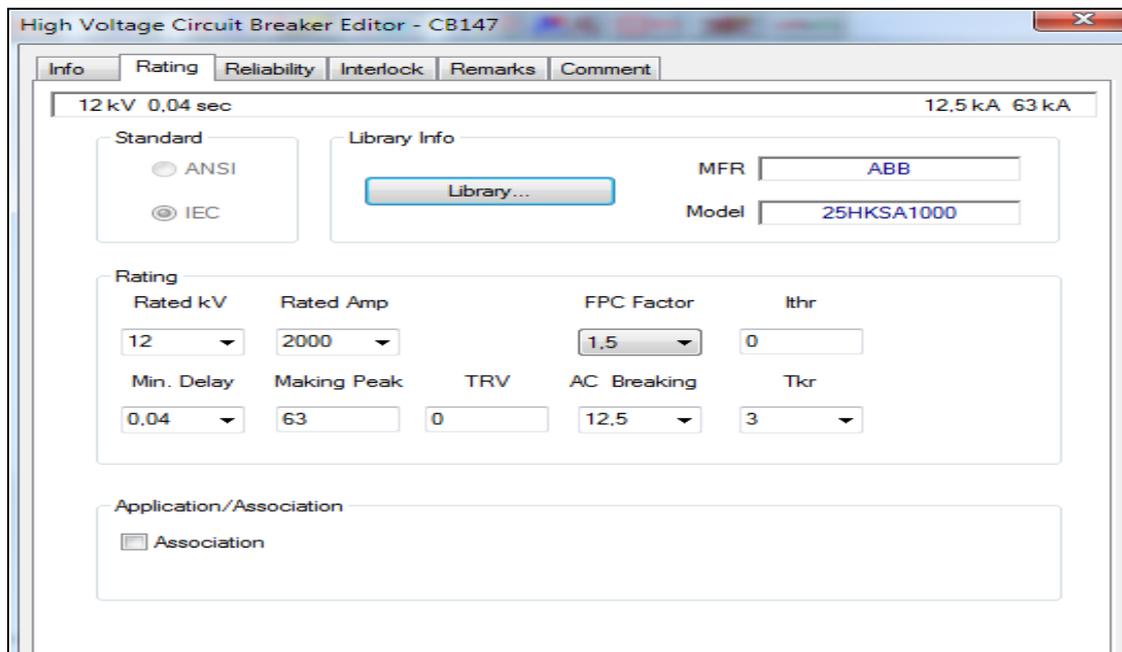


Figure III.18 : Configuration des paramètres du disjoncteur CB147.

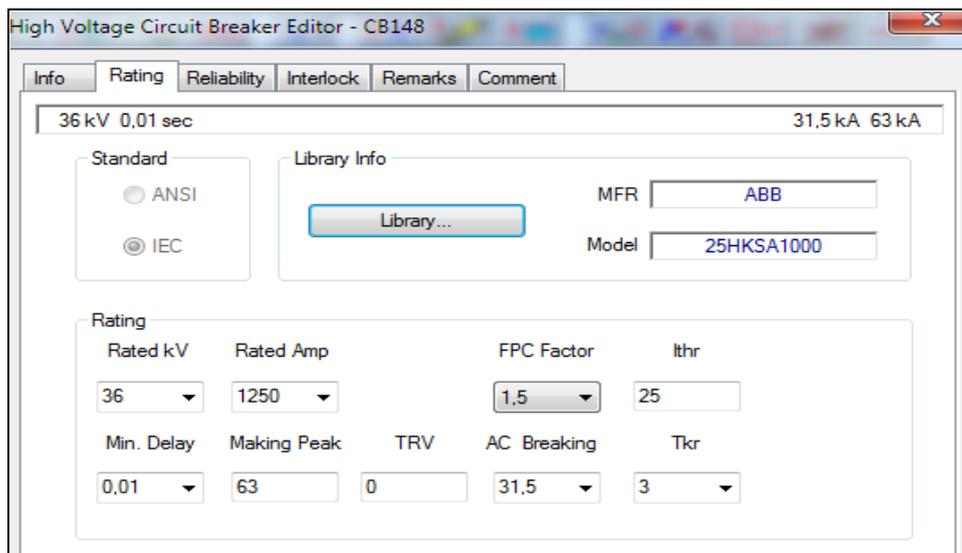


Figure III.19 : Configuration des paramètres du disjoncteur CB148.

III.4.2.5 Etude de la sélectivité type ampèremétrique-chronométrique en cas d'un défaut maximum de courant

III.4.2.5.1 Premier défaut

Dans la première étude le défaut se situera au niveau de jeu de barre (Bus149) comme représente la figure (III.20), comment va réagir notre poste alors ?

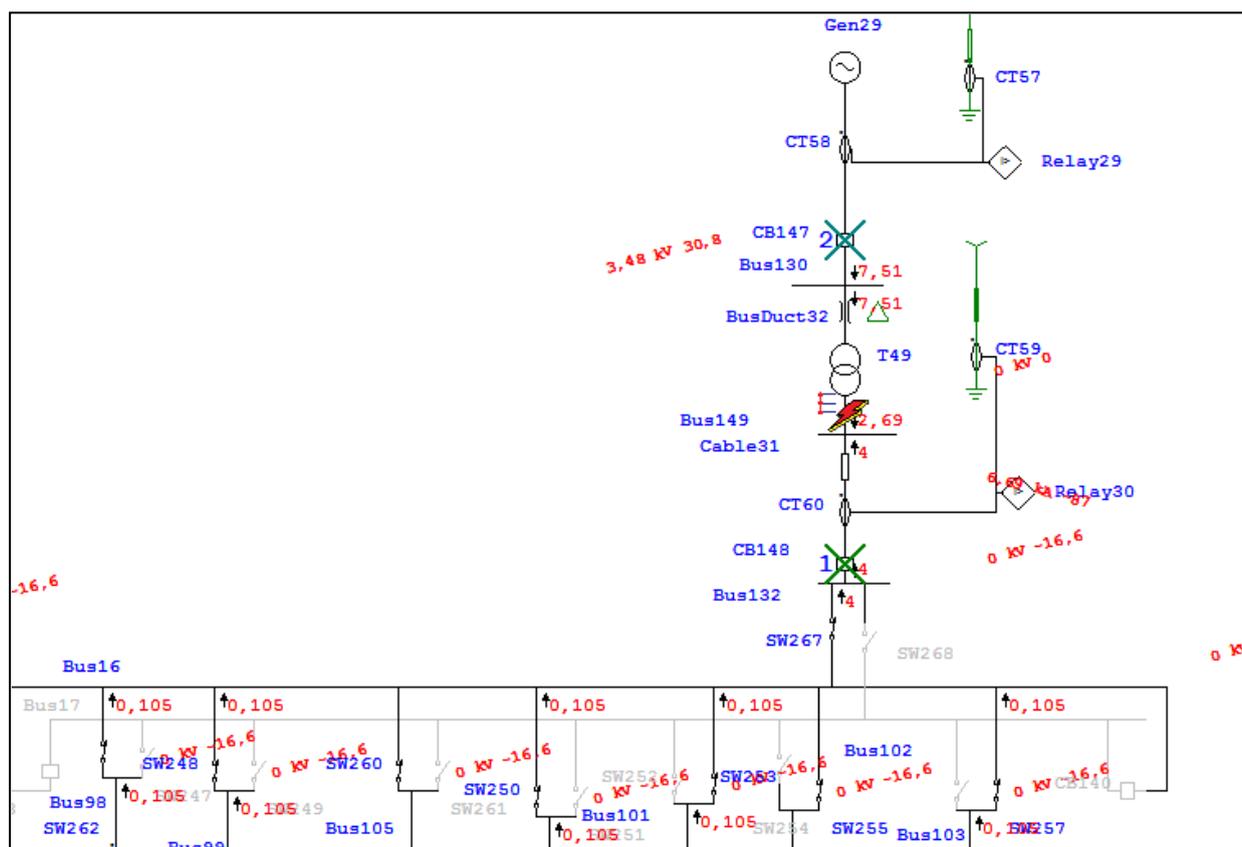


Figure III.20 : Le fonctionnement de la sélectivité ampèremétrique-chronométrique du premier défaut.

Le résultat de la séquence de déclenchement obtenu pour un défaut au niveau du jeu de barre(Bus149) est affiché sur le tableau suivant :

Tableau III.10 : Séquence des évènements de premier défaut du deuxième cas.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
38,4	Relay30	4,002	38,4		Phase - OC1 - 51
40,0	Relay29	7,514	40,0		Phase - OC1 - 50
58,4	CB148		20,0		Tripped by Relay30 Phase - OC1 - 51
62,5	Relay29	7,514	62,5		Phase - OC1 - 51
70,0	CB147		30,0		Tripped by Relay29 Phase - OC1 - 50
92,5	CB147		30,0		Tripped by Relay29 Phase - OC1 - 51

La courbe de la figure (III.21) montre la réaction obtenue des relais surintensité après le défaut :

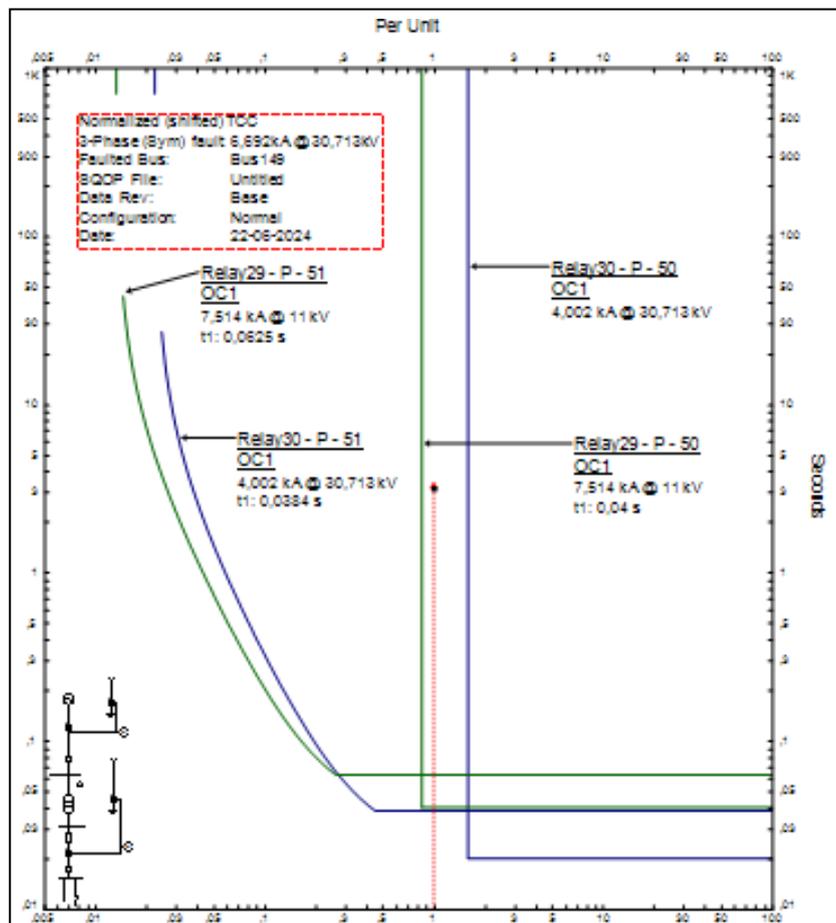


Figure III.21 : Courbe de protection [50/51] des relais numériques du premier défaut.

III.4.2.5.1.1 Interprétation

Cette sélectivité est due à la réaction des relais surintensité dans l'ordre selon les paramètres de chaque d'entre eux.

Dans notre premier cas, après avoir simulé et visualiser les courbes de protections, lorsqu'un défaut de 6,692 kA est injecté au niveau du jeu de barres (Bus149), les transformateurs de courant recevront ce courant, le relai 30 a détecté le défaut de surintensité sur la phase OC1-51 à $t_1 = 0,0384s$ avec une valeur de 4.002 kA, donc il envoie un ordre de déclenchement vers le disjoncteur CB148.

Puis ce courant de surintensité sur la phase OC1-51 atteindra 7.514 kA lorsque le relai 29 le recevra avec un temps de coupure $t=0.0625s$, donc il envoie un ordre de déclenchement vers CB147.

Puisque le relai 30 est le plus proche au défaut que le relai 29 et son temps de coupure est inférieur à celle du relai 29, donc le premier disjoncteur qui va déclencher et isoler la partie concerné par ce défaut est le disjoncteur CB148, ensuite le CB147. Ce principe est appelé la sélectivité ampérométrique-chronométrique.

Après la coupure d'alimentation dans la première source, l'autre générateur assure la totalité d'alimentation et permet la continuité du service, ce qui est l'un des avantages d'un poste avec double source.

III.4.2.5.2 Deuxième défaut

La deuxième étude le défaut se situera au niveau de comme représente la figure (III.22), comment va réagir notre poste alors ?

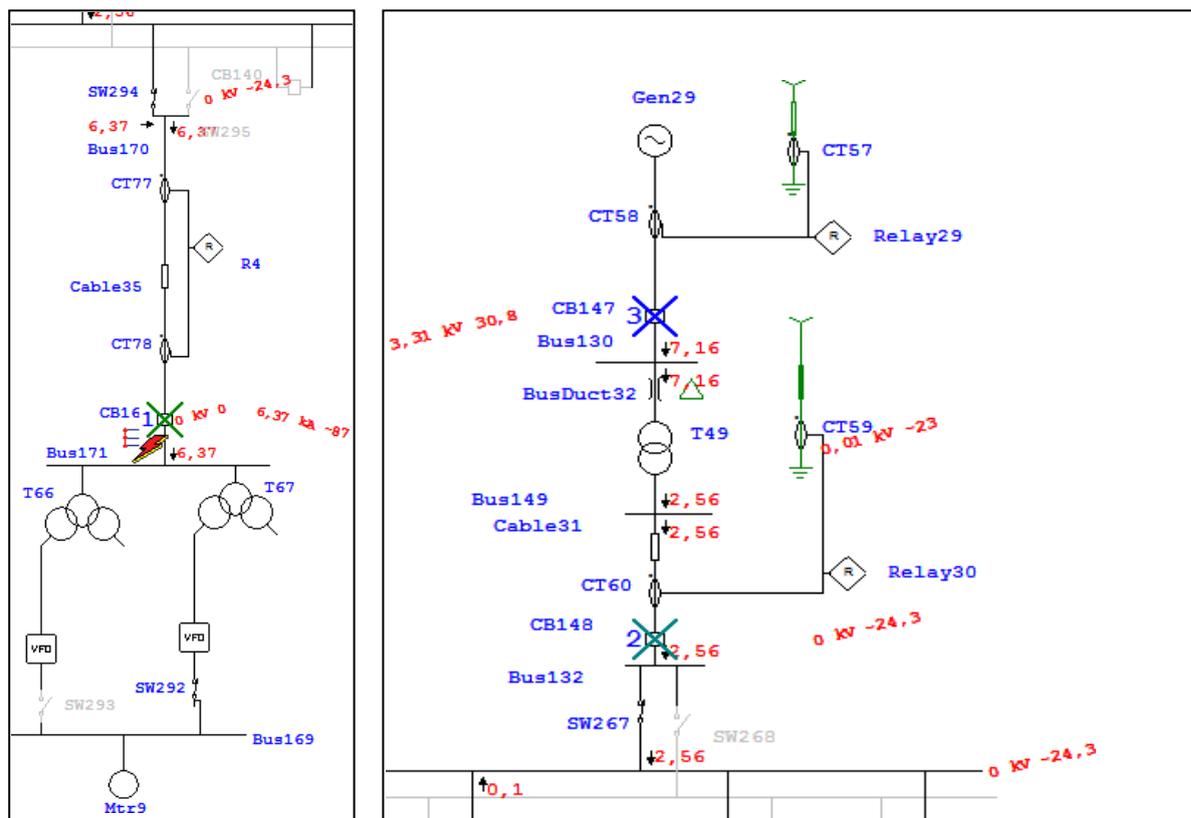


Figure III.22 : Le fonctionnement de la sélectivité ampérométrique du deuxième défaut.

Le résultat de la séquence de déclenchement obtenu pour un défaut au niveau du jeu de barre (Bus171) est affiché sur le tableau suivant :

Tableau III.11 : Séquence des évènements de deuxième défaut du deuxième cas.

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
19,2	R4	6,373	19,2		Phase - OC1 - 51
29,2	CB167		10,0		Tripped by R4 Phase - OC1 - 51
30,0	Relay29	7,155	30,0		Phase - OC1 - 50
38,4	Relay30	2,563	38,4		Phase - OC1 - 51
57,7	Relay29	7,155	57,7		Phase - OC1 - 51
58,4	CB148		20,0		Tripped by Relay30 Phase - OC1 - 51
70,0	CB147		40,0		Tripped by Relay29 Phase - OC1 - 50
97,7	CB147		40,0		Tripped by Relay29 Phase - OC1 - 51

La courbe de la figure (III.23) montre la réaction obtenue des relais surintensité après le défaut :

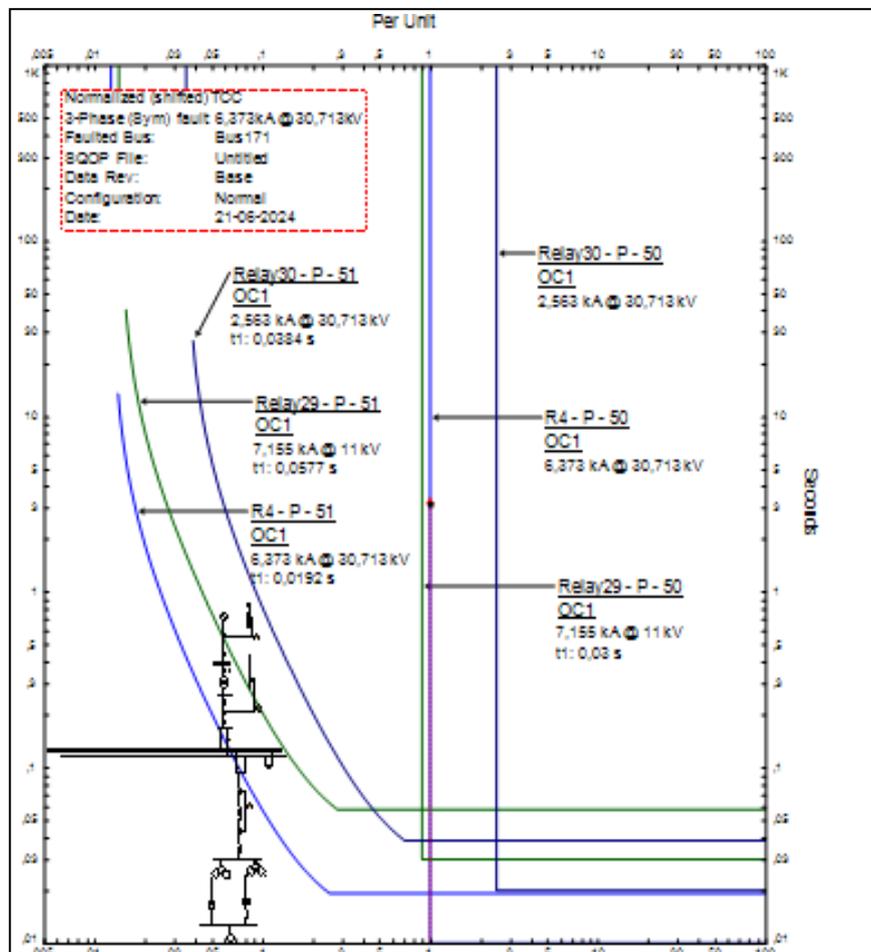


Figure III.23 : Courbe de protection [50/51] des relais numériques du deuxième défaut.

III.4.2.5.2.1 Interprétation

Après avoir simulé et visualiser les courbes de protections obtenu de deuxième défaut située au niveau de jeu de barre (Bus171), lorsqu'un défaut de 6.373 kA est injecté, les transformateurs de courant recevront ce courant, le relai R4 a détecté cette valeur de surintensité sur la phase OC1-51 à $t_1 = 0,0192s$, donc le disjoncteur CB167 reçoit un ordre de déclenchement de sa part.

Il reçoit le relai 30 avec un temps de déclenchement $t_2=0.0384s$ un courant de surintensité sur la phase OC1-51 de 2.563 kA et le relai 29 une valeur de 7.155 kA et un temps de coupure $t_3=0.0577s$, Les deux relais activeront simultanément la fonction 51 (protection maximale de courant temporisée).et ils envoient un ordre de déclenchement vers les disjoncteurs CB147 et CB148.

Puisque le relai R4 est le plus proche au défaut que les relais 29 et 30 et son temps de coupure est inférieure, donc le premier disjoncteur qui va déclencher par son ordre c'est le disjoncteur CB167. Ensuite les autres respectivement selon le temps de déclenchement des relais prédéfini pour limiter les dangers du défaut, Ce principe est appelé la sélectivité ampérométrique-chronométrique.

Après le déclenchement des relais de protection, le deuxième générateur va assurer la totalité d'alimentation et permet la continuité du service.

III.5 Conclusion

Dans ce Chapitre nous avons pu étudier le principe de la sélectivité dans la protection à travers la simulation de deux schémas à l'aide de logiciel ETAP qui est l'un des programmes les plus importants utilisés dans le domaine électrique par les ingénieurs ,afin de nous apercevoir de l'écoulement de charge des deux Postes , nous avons obtenu de bons résultats dans les deux cas de sélectivité , Le premier cas impliquait une seule source d'alimentation, ce qui entraînait un défaut affectant toute la ligne à cause de . Le deuxième cas concernait une double source d'alimentation, où la ligne défectueuse était également impactée. Comme nous avons vu et comprendre la réaction des relais après les défauts injecté ainsi le déclenchement des relais respectivement, et ce qui est important, c'est que la protection des équipements été réalisé avec succès.



Conclusion Générale

Conclusion générale

La protection des réseaux électriques est une nécessité et une condition incontournable pour assurer la continuité et la meilleure qualité de service de celui-ci. En effet, un système de protection complet doit être appliqué avec une sélectivité qui a pour objectif d'assurer la continuité de service et garantir une fonction de secours entre les différents éléments constitutifs de la chaîne de protection.

Le travail que nous avons effectué, nous a permis d'approfondir nos connaissances sur les protections d'un réseau de distribution. Nous avons étudié et simulé des exemples de sélectivités dans le réseau électrique industriel GL3/Z par logiciel ETAP. Cet outil avec son interface très riche de composants, facilite énormément le travail pour un ingénieur afin de prendre une bonne décision. Soit dans le cas de choix d'une procédure de sélectivité où dans le cas de calcul de l'écoulement de puissance. Concernant la sélectivité le logiciel nous facilite la création de défaut virtuelle dans tous les coins de notre schémas et ajuster la protection suivant les résultats obtenus. Concernant le flux de puissance ETAP permis d'obtenir les tensions, les phases, les puissances actives et réactives dans tous les nœuds d'un réseau. En plus, la simulation des défauts pour préparer le matériel de protection nécessaire et d'étudier la sélectivité des protections contre les types de défauts.

Ce mémoire donne une idée de l'importance de tous les équipements de protection dans les installations électriques tels que les relais qui jouent un rôle crucial dans la protection.

Notre travail a également eu plusieurs résultats, notamment l'atteinte de la sélectivité dans les deux postes étudiées, et d'éliminer le défaut avec moins de pertes possibles, on peut dire que le complexe GNL3/Z a bien suivi les règles de la sélectivité, comme nous avons réussi à contrôler les réglages des relais de protection et des disjoncteurs et tous les équipements de notre réseau pour réduire les coûts d'exploitation et de maintenance du réseau.

Au terme de ce travail, on peut confirmer que ce projet, nous a été d'un grand apport. En effet, il nous a permis d'approfondir nos connaissances techniques et d'appliquer divers concepts technologiques dans la conception haute tension et moyenne tension. De plus, nous avons eu l'occasion de maîtriser de nouveaux concepts. Nous a également offert l'opportunité de découvrir l'environnement industriel et les conditions de travail de l'ingénieur. Il a constitué en ce sens une expérience très riche aussi bien au niveau technique qu'au niveau relationnel.

Bibliographie

- [1] site infos sur le réseau électrique (<https://cdafal95.fr/7-infos-sur-le-reseau-electrique/>).
- [2] Chapitre I Généralités Sur Les Réseaux Electriques (univ-tiaret.dz).
- [3] Mémoire thème Les Méthodes de l'écoulement de puissance 2020 Universitéb Badji Mokhtar Annaba Réaliser par Rouag Oussama Siradj Eddine et Zaouali Sami Chiheb Eddine.
- [4] ABB guide technique Schneider.
- [5] Différents types de défauts électrique le lien (<https://ifets.org/les>)
- [6] Technique ingénieur le lien (<https://www.techniques-ingenieur.fr/>).
- [7] Les différents types de défaut le lien (<http://lgt.garnier.fre/techno/protection.pdf>).
- [8] Documents de complexe SONATRACH GNL-3Z Département pédagogique Transport, Maintenance et Instrumentation.
- [9] Protection contre la foudre (<https://www.maltep.com/>).
- [10] Protection différentielle (<https://crushtymks.com/>).
- [11] Cahier Technique Merlin Gerin n° 181.
- [12] La sélectivité combiné (<http://thesis.univ-biskra.dz/>).
- [13] Mancer Nabil « contribution à l'amélioration de l'efficacité de la sélectivité du système de protection des réseaux électrique par les méthodes méta heuristiques », thèse de doctorat, université de Biskra 2017.
- [14] Document Schweitzer engineering laboratoires.
- [15] Cour de la sélectivité directionnelle (<https://dumas.ccsd.cnrs.fr/>)
- [16] Les différents types des relais (<https://docplayer.net/>)
- [17] Etaproduct Over View (netelec.com)

Annexe

Annexe 01

I. Réglementation et normalisation

Il existe deux types de texte régissant les règles à prendre en compte dans le calcul des installations électriques :

Les textes réglementaires

Ils définissent le cadre général de mise en œuvre des installations électriques et les buts à atteindre. Leur application est obligatoire.

- Décret du 14 novembre 1988 (Publication UTE C 12-101) : protection des travailleurs.
- Directive Européenne Basse Tension (Directive basse tension 72/23/CEE) : sécurité des personnes, des animaux et des biens.
- Directive de compatibilité électromagnétique (CEM) (Directive CEM 89/336/CEE) : conformité des appareils aux critères de compatibilité électromagnétique

Les textes normatifs

Ils sont l'expression des règles de l'art et définissent les moyens de parvenir aux buts fixés par les textes réglementaires. Leur application est donc fortement conseillée et peut parfois même être rendue obligatoire par un arrêté.

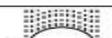
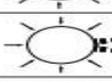
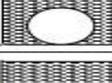
- NF C 15-100 : "Installations électriques à basse tension" et les guides d'applications.
- NF C 14-100 : "Installations de branchement à basse tension" comprises entre le réseau de distribution et les installations intérieures.
- NF C 13-100 : "Postes de livraison établis à l'intérieur d'un bâtiment et alimentés par un réseau de distribution publique HTA"[4].

Annexe 02 [4]

1er chiffre : protection contre les corps solides

IP	Protection	Tests
0.	Pas de protection	
1.	Protégé contre les corps solides supérieurs à 50 mm (contact de la main)	
2.	Protégé contre les corps solides supérieurs à 12,5 mm (doigt de la main)	
3.	Protégé contre les corps solides supérieurs à 2,5 mm (tournevis ...)	
4.	Protégé contre les corps solides supérieurs à 1 mm (petits outils ...)	
5.	Protégé contre les poussières (pas de dépôts gênants)	
6.	Entièrement protégé contre les poussières	

2ème chiffre : protection contre les corps liquides

- 1	Pas de protection	
- 1	Protégé contre les chutes verticales de gouttes d'eau (condensation)	
- 2	Protégé contre chutes de gouttes d'eau jusqu'à 15° de la verticale	
- 3	Protégé contre l'eau en pluie jusqu'à 60° de la verticale	
- 4	Protégé contre les projections d'eau de toutes directions	
- 5	Protégé contre les jets d'eau de toutes directions à la lance	
- 6	Entièrement protégé contre les projections d'eau type paquet de mer	
- 7	Protégé contre l'immersion (pas de dépôts gênants)	
- 8	Entièrement protégé contre les effets de l'immersion prolongée définie	

Annexe3 [4]

- IK 00 : Pas de protection
- IK 01 : Protection contre une énergie de choc de 0,15 joule
- IK 02 : Protection contre une énergie de choc de 0,20 joule
- IK 03 : Protection contre une énergie de choc de 0,35 joule
- IK 04 : Protection contre une énergie de choc de 0,50 joule
- IK 05 : Protection contre une énergie de choc de 0,70 joule
- IK 06 : Protection contre une énergie de choc de 1 joule
- IK 07 : Protection contre une énergie de choc de 2 joules
- IK 08 : Protection contre une énergie de choc de 5 joules
- IK 09 : Protection contre une énergie de choc de 10 joules

Annexe A04

Les tableaux électriques de chaque sous-station

a. Sous-station 1 :

Tab : les tableaux électriques de la ss1 [7]

Tag de tableau	Niveau de tension
50-01-SBH-1	30 KV
50-01-ESBM-1	6.6 KV
50-01-SBL-1	0.420 KV
50-01-SBL-2	0.420 KV
50-01-SBL-3	0.420 KV

b. Sous-station 2 :

Tab: les tableaux électriques de la ss2 [2]

Tag de tableau	Niveau de tension
10-02-SBM-1	6.6 KV
10-02-MCC-1	0.690 KV
10-02-MCC-2	0.690 KV
10-02-MCC-3	0.690 KV
10-02-EMCC-4	0.690 KV
10-02-MCC-5	0.690 KV

10-02-MCC-6	0.690 KV
10-02-ESBL-1	0.420 KV
10-02-SBL-2	0.420 KV

c. Sous-station 3 :

Tab: *les tableaux électriques de la ss3* [2]

Tag de tableau	Niveau de tension
10-03-SBM-1	6.6 KV
10-03-EMCC-1	0.690 KV
10-03-MCC-2	0.690 KV
10-03-MCC-3	0.690 KV
10-03-ESBL-1	0.420 KV
10-03-SBL-2	0.420 KV

d. Sous-station 4 :

Tab: *les tableaux électriques de la ss4* [2]

Tag de tableau	Niveau de tension
70-04-ESBM-1	6.6 KV
70-04-ESBL-1	0.420 KV

e. Sous-station 5 :

Tab: *les tableaux électriques de la ss5* [8]

Tag de tableau	Niveau de tension
70-05-SBM-1	6.6 KV
70-05-SBM-2	6.6 KV
70-05-ESBM-3	6.6 KV
70-05-MCC-1	0.690 KV
70-05-ESBL-1	0.420 KV
70-05-SBL-2	0.420 KV

f. Sous-station 7 :

Tab : *les tableaux électriques de la ss7* [8]

Tag de tableau	Niveau de tension
50-07-ESBM-1	6.6 KV
50-07-SBM-2	6.6 KV
50-07-EMCC-1	0.690 KV
50-07-ESBL-1	0.420 KV

Annexe 05

Calibre des disjoncteurs et type de déclencheurs protégeant les primaires des transformateurs BT/BT

Transformateurs monophasés (primaire 230 V)				
Transformateur			Disjoncteur	
P kVA	I _n A	U _{cc} %	Type (1)	Calibre A
0,1	0,4	13	S 2° D ou K	1
0,16	0,7	10,5	S 2° D ou K	2
0,25	1,1	9,5	S 2° D ou K	3
0,4	1,7	7,5	S 2° D ou K	6
0,63	2,7	7	S 2° D ou K	10
1	4,2	5,2	S 2° D ou K	10
1,6	6,8	4	S 2° D ou K	16
2	8,4	2,9	S 2° D ou K	20
2,5	10,5	3	S 2° D ou K	25
4	16,9	2,1	S 2° D ou K	40
5	21,1	4,5	S 2° D ou K	50
6,3	27	4,5	S 2° D ou K	63
8	34	5	T1/T2	80
10	42	5,5	T1/T2	100
12,5	53	5,5	T1/T2	125
16	68	4,5	T1/T2	160
20	84	4,5	T3/T4	200
25	105	4,5	T3/T4	250
31,5	133	4	T3/T4	250
40	169	4	T5	320
50	211	5	T5	400
63	266	5	T5	630
80	338	4,5	T5	630
100	422	5,5	S6	800
125	528	5	S6	1000
160	675	5	S7	1250

5	12	4,5	S 2° D ou K	32
6,3	15,8	4,5	S 2° D ou K	40
8	20	4,5	S 2° D ou K	50
10	24	5,5	S 2° D ou K	63
12,5	30,6	5,5	T1/T2	80
16	39	5,5	T1/T2	100
20	49	5,5	T1/T2	125
25	61	5,5	T1/T2	160
31,5	77	5	T3/T4	200
40	97	5	T3/T4	250
50	122	4,5	T3/T4	250
63	153	5	T5	320
80	195	5	T5	400
100	244	5,5	T5	630
125	305	4,5	T5	630
160	390	5,5	S6	800
200	489	5	S7	1000
250	609	5	S7	1000
315	767	4,5	S7	1250
400	974	6	S7	1250

Transformateurs monophasés (primaire 400 V)				
Transformateur			Disjoncteur	
P kVA	I _n A	U _{cc} %	Type (1)	Calibre A
0,1	0,24	13	S 2° D ou K	1
0,16	0,39	10,5	S 2° D ou K	2
0,25	0,61	9,5	S 2° D ou K	2
0,4	0,98	7,5	S 2° D ou K	3
0,63	1,54	7	S 2° D ou K	4
1	2,44	5,2	S 2° D ou K	6
1,6	3,9	4	S 2° D ou K	10
2	4,9	2,9	S 2° D ou K	16
2,5	6,1	3	S 2° D ou K	16
4	9,8	2,1	S 2° D ou K	20
5	12,2	1,9	S 2° D ou K	32
6,3	15,4	1,6	S 2° D ou K	40
8	19,5	5	S 2° D ou K	50
10	24	5	S 2° D ou K	63
12,5	30	5	S 2° D ou K	63
16	39	4,5	T1/T2	100
20	49	4,5	T1/T2	125
25	61	4,5	T1/T2	160
31,5	77	4	T3/T4	200
40	98	4	T3/T4	250
50	122	4	T3/T4	250
63	154	5	T5	320
80	195	4,5	T5	400
100	244	5,5	T5	630
125	305	5	T5	630
160	390	5	S6	800

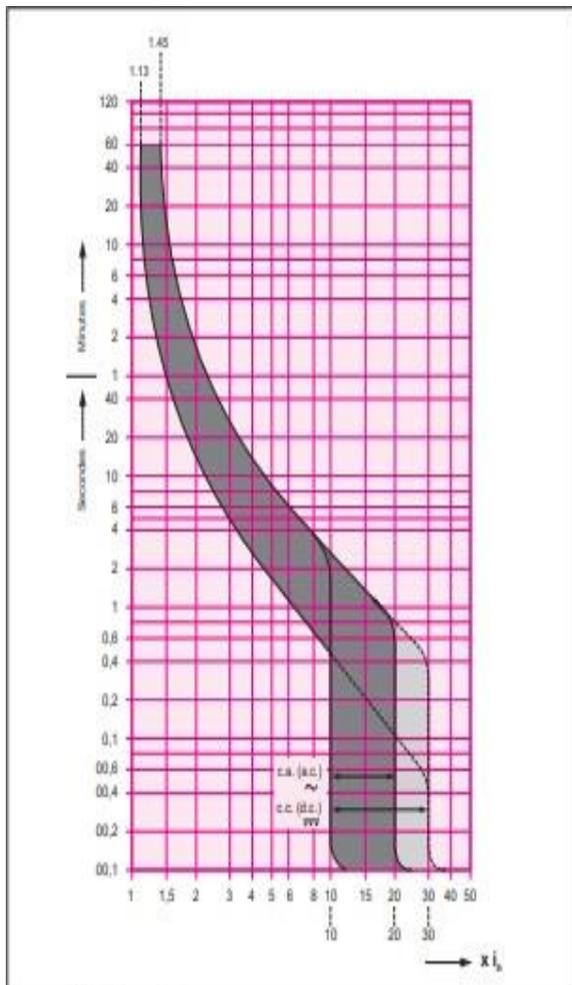
5	7	4,5	S 2° D ou K	20
6,3	8,8	4,5	S 2° D ou K	20
8	11,6	4,5	S 2° D ou K	32
10	14	5,5	S 2° D ou K	32
12,5	17,6	5,5	S 2° D ou K	40
16	23	5,5	S 2° D ou K	63
20	28	5,5	S 2° D ou K	63
25	35	5,5	T1/T2	100
31,5	44	5	T1/T2	125
40	56	5	T1/T2	160
50	70	4,5	T1/T2	160
63	89	5	T3/T4	200
80	113	5	T3/T4	250
100	141	5,5	T5	320
125	176	4,5	T5	400
160	225	5,5	T5	630
200	287	5	T5	630
250	352	5	S6	800
315	444	4,5	S6	800
400	563	6	S7	1000
500	704	6	S7	1000
630	887	5,5	S7	1250

Transformateurs triphasés (primaire 230 V)				
Transformateur			Disjoncteur	
P kVA	I_n A	U_{cc} %	Type (1)	Calibre A
400	974	6	E1	1250
630	1535	4,5	E2	2000
800	1949	5	E3	2500
1000	2436	5,5	E3	3200
1250	3045	5	E4	4000
1600	3898	5,5	E6	5000
2000	4872	5,5	E6	6300

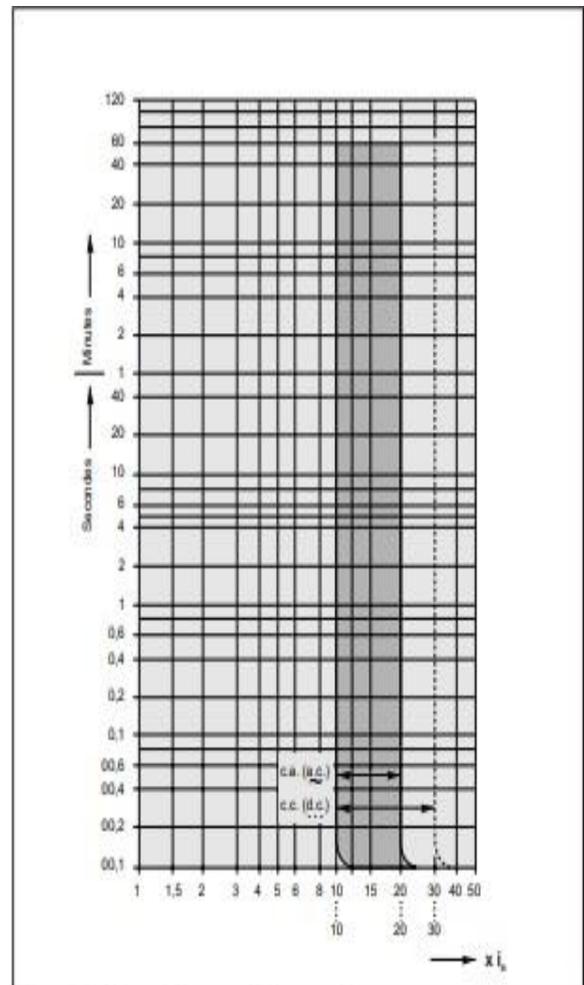
Transformateurs triphasés (primaire 400 V)				
Transformateur			Disjoncteur	
P kVA	I_n A	U_{cc} %	Type (1)	Calibre A
630	887	5,5	E1	1250
800	1126	5,5	E2	1600
1000	1408	5,5	E2	1600
1250	1760	5	E2	2000
1600	2253	5,5	E3	2500
2000	2817	5,5	E3	3200

Annexe 06

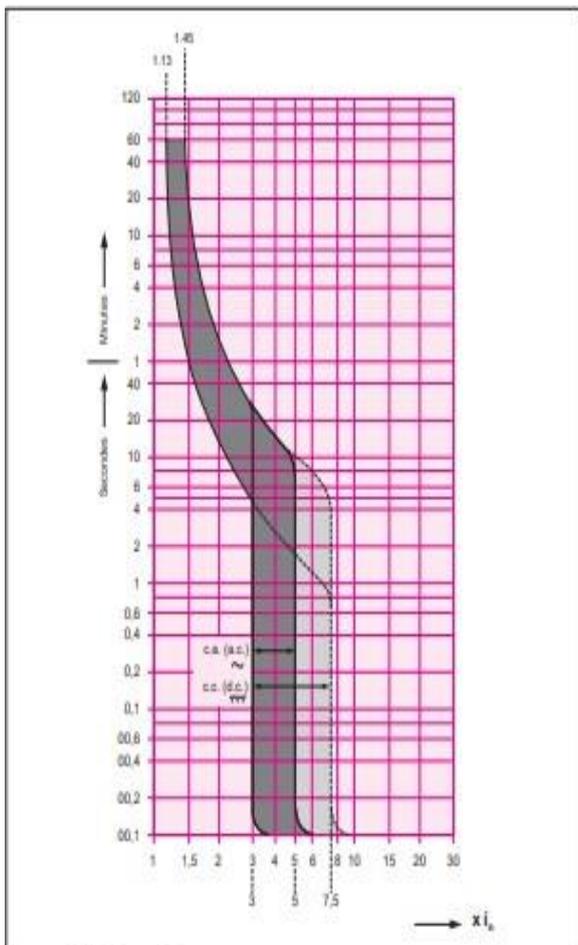
Courbes de déclenchement Temps/Courant



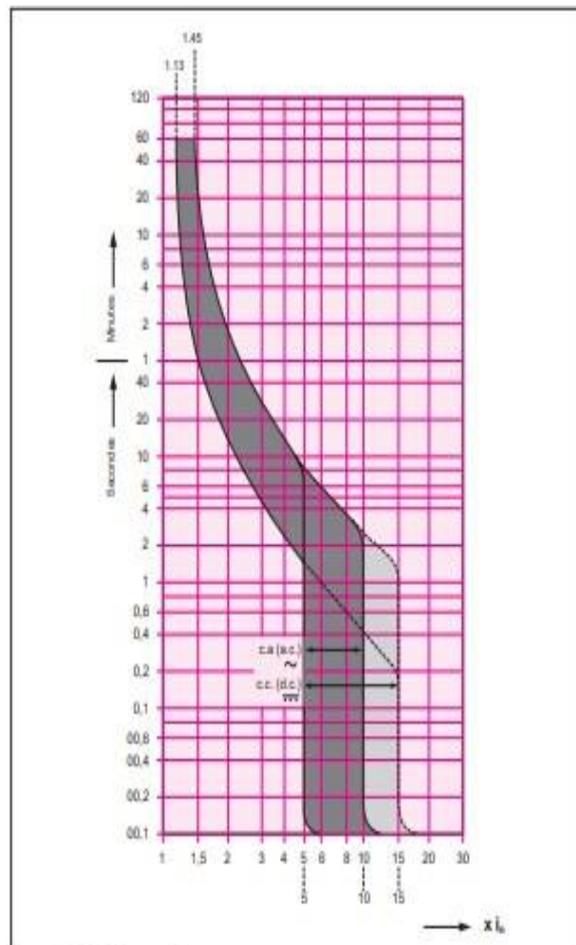
Caractéristique D
IEC 898 NF-EN 60-898
Courant nominal : 0,5 à 100 A



Caractéristique D magnétique seul
VDE 0660
Courant nominal : 0,5 à 63 A



Caractéristique B
IEC 898 NF-EN 60-898
Courant nominal : 6 à 100 A



Caractéristique C
IEC 898 NF-EN 60-898
Courant nominal : 0,5 à 125 A