

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A. MIRA-BEJAIA
Faculté de Technologies
Département : Electrotechnique



PROJET FIN D'ETUDE

Pour l'obtention du diplôme Master 2

Filière : Electrotechnique

Option : Réseaux électrique / Electrotechnique industriel

Thème

**Dimensionnement et réglage des protections
du réseau MT du complexe CEVITAL**

Présenté par :

Zeggane Redouane

Zennache Ahmed

Soutenu le 25 juin 2023, devant le jury composé de :

Dr. OUZELAGUE Narimane

Dr. BOUZIDI Athmane

Dr. OURMIM Khelaf

Dr. Medjahed Sakina

Présidente

Promoteur

Co-promoteur

Examinatrice

Année Universitaire : 2022/2023

REMERCIEMENTS



*Nous remercions en premier lieu **dieu** de nous avoir donné du courage et de la détermination pour mener à terme ce travail qui a nécessité un grand effort et beaucoup de volonté.*

*Nous tenons à remercier notre encadrant monsieur **BOUZIDI Athmane** de nous avoir fait l'honneur de nous avoir orienté sur la bonne voie pour faire un bon travail, il nous a apporté des conseils, grâce à lui ce travail a pu voir le jour par son soutien durant tout au long de l'année.*

*Nous tenons à remercier à remercier aussi les membres de jury, nous remercions également notre maitre de stage l'**ingénieur CEVITALE Mr OUARMIM Khelaf** et tout **fonctionnaire** de l'entreprise du groupe CEVITALE qui ont apporté leur aide et conseille à la réalisation de ce travail et permis d'effectuer notre stage dans les meilleures conditions.*

Dédicace

Je dédie ce travail,

A celle qui m'a donné ma vie, le symbole de tendresse, qui s'est sacrifiée pour mon bonheur et ma réussite, à ma mère.

A mon père, Pilier de la famille, qui a été mon ombre durant toutes les années des études, que dieu les garde et les protège.

A mes très chers frères et sœurs et toute ma famille qui nous ont soutenu et encouragé de loin ou de près et apporté de la force et un soutien moral durant notre formation universitaire.

*Et je voudrai remercier mon binôme **ZEGGANE Redouane** qui m'a permis de me soulager dans la conception de notre projet de fin d'étude.*

*Et en dernier, je tiens à remercier mes chers ami et camarade **ASTOUATI Amar** qui s'est porté volontaire à nous aider moi et mon binôme à finaliser notre mémoire dans il été d'une aide précieuse.*

Je dédie ce travail,

A mon père, Pilier de la famille, qui a été mon ombre durant toutes les années des études.

A celle qui m'a donné ma vie, le symbole de tendresse, à ma mère.

A mon chers frère et mes chères sœurs et toute ma famille qui nous ont soutenu et encouragé de loin ou de près et apporté de la force et un soutien moral durant notre formation universitaire.

*Et je voudrai remercier mon binôme ZENNACHE
Ahmed qui m'a permis de me soulager dans la conception de notre projet de fin d'étude.*

*Et à mon ami NOURDINE ABERBOUR
pour ses services précieux.*

-Redouane-

Table des matières

Remerciements	
Dédicaces	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale	1
Chapitre I. Présentation du complexe CEVITAL	3
I.1. PRESENTATION DU COMPLEXE CEVITAL	3
I.2. HISTORIQUE.....	3
I.3. SITUATION GEOGRAPHIQUE	3
I.4. ACTIVITES ET MISSIONS	4
I.4.1. ACTIVITES DE CEVITAL	4
I.4.2. MISSIONS ET OBJECTIFS	5
I.4.3. ORGANIGRAMME DU COMPLEXE CEVITAL.....	5
I.5. DIRECTION ENERGIE ET UTILITES.....	5
I.6. LA COGENERATION.....	6
I.7. CONCLUSION.....	6
Chapitre II. Réseau moyenne tension de CEVITAL	7
II.1. INTRODUCTION	7
II.2. COMPOSANTS DU RESEAU MT DU COMPLEXE CEVITAL	8
II.3. ALIMENTATION PRINCIPALE DU COMPLEXE.....	8
II.3.1. POSTE 60kV (GRTE).....	8
II.3.2. SOURCE DE SECOURS (CENTRALE A GAZ NATUREL) EN PREPARATION.....	8
II.3.3. CENTRAL COGENERATION	8
II.4. LES DIFFERENTES SOUS STATIONS DU COMPLEXE CEVITAL.....	9
II.5. DESCRIPTION DES EQUIPEMENTS ELECTRIQUES DU RESEAU MT CEVITAL	10
II.5.1. DESCRIPTION DU POSTE 60kV (GRTE)	10
II.5.2. JEU DE BARRES DE DISTRIBUTION 30kV DE POSTE 60.....	12
II.5.3. JEU DE BARRES DE DISTRIBUTION 30kV DE COGENERATION	17
II.5.4. EQUIPEMENTS DE PROTECTION DES RESEAUX ELECTRIQUES MT CEVITAL.....	18
II.5.5. EQUIPMENT DE MESURE RESEAU MT CEVITAL	25
II.6. ETUDE DE SELECTIVITE.....	26
II.6.1. MODE DE SELECTIVITE.....	27
II.6.2. LES TYPES DE SELECTIVITE (TECHNIQUES DE SELECTIVITE)	28
II.7. DESCRIPTION DES CABLES ELECTRIQUE.....	29
II.7.1 CONDUCTEUR ISOLE	29
II.7.2 CABLE UNIPOLAIRE.....	29
II.6.3 CABLE MULTIPOLAIRE	29
II.7. CONCLUSION	30

Chapitre III. Etude du dimensionnement et protection des canalisations du complexe CEVITAL .	31
III.1. INTRODUCTION	31
III.2. REGIME DU NEUTRE	31
III.2.1. DEFINITION	31
III.2.2. REGIME DU NEUTRE TT	32
III.2.3. LA CONNEXION DU NEUTRE EN REGIME TT.....	32
III.2.4. REGIME DE NEUTRE TN	32
III.2.5. REGIME DE NEUTRE IT.....	33
III.3. DIMENSIONNEMENT DES CANALISATIONS	34
III.3.1. DEFINITION	34
III.3.2. DETERMINATION DE LA SECTION DES CONDUCTEURS EN MT.....	34
III.3.2.1. DETERMINATION DU COURANT MAXIMAL I_B ICCMAX	34
III.3.2.2. COURANTS ADMISSIBLES I_A DANS LES CANALISATIONS	34
III.3.3. CONTRAINTES THERMIQUES DES CONDUCTEURS	36
III.3.4. COURANTS ADMISSIBLES DANS LES ECRANS DE CABLES	37
III.3.5. LES CHUTES DE TENSION	40
III.3.6. DETERMINATION PRATIQUE DE LA SECTION MINIMALE D'UN CABLE MT	41
III.4. DIMENSIONNEMENT DE LA PROTECTION	41
III.4.1. POUVOIR DE COUPURE PDC	41
III.4.2. DETERMINATION DU POUVOIR DE COUPURE DES DIFFERENTS DISJONCTEURS.....	41
III.4.3. ASSOCIATION DE DISPOSITIFS DE PROTECTION	43
III.5. LES COURANTS DE COURT-CIRCUIT	43
III.5.3.1. LE COURANT MAXIMAL DE COURT-CIRCUIT	43
III.5.3.2. LE COURANT MINIMAL DE COURT-CIRCUIT	44
III.5.3.3. CALCUL DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT $I_{cc} 3\phi$	44
III.5.3.4. LA METHODE DES IMPEDANCES.....	44
III.5.3.5. LA METHODE DES COMPOSANTS SYMETRIQUE.....	46
III.6. COMPENSATION L'ENERGIE REACTIVE	53
III.6.1. L'ENERGIE REACTIVE	53
III.6.2. NATURE DES ENERGIES ACTIVE ET REACTIVE, PUISSANCE APPARENTE	53
III.6.3. ENERGIE ACTIVE CONSOMMEE (KWH)	53
III.6.4. ENERGIE REACTIVE CONSOMMEE (KVARH).....	53
III.6.5. PUISSANCE APPARENTE (KVA).....	53
III.6.6. COMPOSANTES ACTIVE ET REACTIVE DU COURANT	53
III.6.7. COMPOSANTES ACTIVE ET REACTIVE DE LA PUISSANCE	54
III.6.8. FACTEUR DE PUISSANCE.....	55
III.6.9. ENERGIE REACTIVE ET ELEMENTS DU RESEAU	56
III.6.10. LES TRANSFORMATEURS	56
III.6.11. LES INDUCTANCES	57
III.6.12. LES CONDENSATEURS	57
III.6.13. INTERETS DE LA COMPENSATION D'ENERGIE REACTIVE.....	57
III.7. COMPENSATION GLOBALE	57

III.7.1. INTERET DE LA COMPENSATION GLOBALE	58
III.7.2. COMPENSATION PAR SECTEUR	58
III.7.3. COMPENSATION INDIVIDUELLE	59
III.7.4. CHOIX DE TYPE DE COMPENSATION	60
III.7.5. PUISSANCE REACTIVE A INSTALLER	60
III.7.6. CALCUL DE LA PUISSANCE DE COMPENSATION	61
III.7.7. BILAN DE PUISSANCE.....	61
III.7.8. LA PUISSANCE D'UNE INSTALLATION INDUSTRIELLE	61
III.7.9. PUISSANCE INSTALLEE (kW).....	62
III.7.10. PUISSANCE ABSORBEE PA (kVA).....	62
III.7.11. PUISSANCE D'UTILISATION PU (kVA)	62
III.8. CONCLUSION	63
Chapitre IV. Dimensionnement et analyse du réseau MT de Cevital	65
IV.1. INTRODUCTION.....	65
IV.2. CHOIX DE SECTION S₁.....	65
IV.3. DETERMINATION DES COURANTS DE CC DE CHAQUE PARTIE DE L'INSTALLATION.....	67
IV.3.1. CALCUL PAR LA METHODE DES IMPEDANCES	67
IV.3.2. CALCUL PAR LA METHODE DES COMPOSANT SYMETRIQUE	68
IV.3.5. DETERMINATION DU POUVOIR DE COUPURE DES DIFFERENTS DISJONCTEURS	73
IV.3.6. CALCUL DES POUVOIR DE COUPURE (PDC)DES DISJONCTEURS DE L'INSTALLATION HTA (F05-AC01).....	73
IV.3.7. DETERMINATION DU POUVOIR DE FERMETURE DES DIFFERENTS DISJONCTEURS	74
IV.4. CHOIX DE SECTION S₂ DES CANALISATIONS VERIFIANT LA CONTRAINTE THERMIQUE	75
IV.5. VERIFICATION DES CHUTES DE TENSION	75
IV.5. CALCUL DE LA PUISSANCE DE COMPENSATION	76
IV.6. CONFIRMATION ET COMPARAISON DES VALEURS CALCULER PAR CANECO HT	79
IV.6.1. PRESENTATION DU LOGICIEL CANICO HT	79
IV.6.2. LA METHODOLOGIE UTILISEE POUR EFFECTUER LA SIMULATION	79
IV.6. 3. CONFIGURATION DE LA SIMULATION	79
IV.6.4. PARAMETRES DU RESEAU.....	79
IV.6.5. RESULTATS DE CALCUL PAR CANECO ET COMPARAISON AVEC LES CALCULS ANALYTIQUES	80
IV.7. ANALYSE DES RESULTATS	84
IV.5.7. CONCLUSION.....	84
CONCLUSION GENERALE.....	85
REFERANCE BIBLIOGRAPHIQUE	87

Figure I.1. Vue aérienne de complexe Cevital	4
Figure I.2. Organigramme du complexe Cevital.	5
Figure II.1. Schéma réseau Cevital HT MT BT. [2].....	7
Figure II.2. Sepam 1000+. [4]	19
Figure II. 3. Sepam séries 20 Écran. [4]	20
Figure II.4. Schéma raccordement sepam. [4].....	20
Figure II.5. Sepam 2000 [4]	21
Figure II.6. Disjoncteur de type SF1	23
Figure II.7. Transformateur courant	25
Figure II.8. Schéma triphasé avec un transformateur de courant	26
Figure II.9. Type de sélectivité.....	27
Figure II.10. Sélectivité logique	28
Figure II.11. Sélectivité chronométrique.....	28
Figure II.12. Sélectivité ampérométrique	29
Figure III.1. Régime TT [12].....	32
Figure III.2. Régime TNC[12].....	33
Figure III.3. Régime TNS [12]	33
Figure III.4. Régime IT [12].....	34
Figure III.5. Court-circuit dans l'âme.....	37
Figure III.6. Pourcentage de la composante apériodique (% DC) en fonction de temps[12].....	42
Figure III.7. Système triphasé	46
Figure III.8. Système direct	47
Figure III.9. Système inverse.....	47
Figure III.10. Système homopolaire	47
Figure III.11. La disposition des vecteurs affectes de l'opérateur "a"	48
Figure III.12.Composition vectorielle des courants actifs, réactifs et apparents. [10]	54
Figure III.13. Composition vectorielle des puissances active, réactive et apparente. [10]	55
Figure III.14. Compensation globale. [10]	57

Figure III.15. Compensation par secteur. [10].....	58
Figure III.16. Compensation individuelle. [10].....	59
Figure III.17. Triangle de puissance	60

Tableau IV.1. S1 des canalisations	66
Tableau IV.2. Courant de C-C triphasé pour câbles	67
Tableau IV.3. Impédance des différents éléments	70
Tableau IV.4. Résultats de calcul des courants de court-circuit dans les différents jeux de barre	73
Tableau IV.5. Pouvoir de coupure et pouvoir de fermeture	74
Tableau IV.6. Les résultats de calcul des PdC et PdF pour les disjoncteurs de l'installation	74
Tableau IV.7. Calcul des S2 des câbles	75
Tableau IV.8. Calcul des chutes de tension dans les câbles	76
Tableau IV.9. Bilan de puissance	77
Tableau IV.10. Les puissances réactives de compensation	78
Tableau IV.11. Types de compensation de l'énergie réactive	78
Tableau IV.12. Courant de court-circuit calculer par caneco HT au niveau des jeux de barres ...	80
Tableau IV.13. Calcul des câbles selon le courant admissibles	81
Tableau IV.14. Calcul des câbles selon la contrainte thermiques	83

Introduction générale

Introduction générale

Dans le paysage industriel moderne d'aujourd'hui, une alimentation électrique fiable et ininterrompue revêt une importance capitale pour garantir le bon fonctionnement d'installations complexes telles que le complexe Cevital.

Les pannes de courant ou les défauts peuvent entraîner d'importantes perturbations, posant de graves défis en termes de productivité, de sécurité et d'efficacité opérationnelle globale, les conséquences peuvent aller de pertes financières dues à l'arrêt des processus de production à des risques potentiels pour la vie humaine et les équipements critiques.

Pour atténuer de tels risques, un système de protection efficace devient indispensable, des mécanismes de protection correctement conçus et dimensionnés, comprenant des câbles et des dispositifs de protection, sont essentiels pour prévenir et minimiser l'impact des défauts électriques, garantissant ainsi un réseau de distribution électrique sûr et fiable.

Il est donc impératif de mener une étude complète visant à dimensionner et ajuster le système de protection pour le complexe Cevital, permettant ainsi l'optimisation de l'alimentation électrique, la réduction des temps d'arrêt et la protection de l'ensemble de l'exploitation.

Nous mettrons en avant les recommandations et les mesures à prendre pour renforcer la fiabilité, la sécurité et l'efficacité de ce réseau électrique crucial pour les activités du complexe.

Ce projet vise à contribuer à l'amélioration des infrastructures électriques du complexe Cevital en fournissant des recommandations basées sur une analyse approfondie, des simulations précises et une compréhension des normes et des meilleures pratiques en matière de dimensionnement et de protection des canalisations. Notre objectif est de garantir une alimentation électrique stable et sécurisée pour soutenir la croissance continue et les activités du complexe Cevital.

Dans le premier chapitre, nous présenterons le complexe Cevital dans son ensemble, en mettant l'accent sur ses différentes composantes et son importance économique. Cette présentation nous permettra de comprendre l'importance cruciale d'un réseau électrique stable et efficace pour soutenir les activités du complexe.

Le deuxième chapitre sera consacré à l'étude approfondie du réseau moyenne tension de Cevital. Nous analyserons sa structure, son architecture, ainsi que les différents équipements utilisés pour la distribution de l'énergie électrique. Nous nous intéresserons également aux principaux défis rencontrés dans la gestion et la maintenance de ce réseau.

Le troisième chapitre portera sur la détermination des lois de dimensionnement et de protection des canalisations du réseau moyenne tension de Cevital. Nous nous pencherons sur les critères et les normes en vigueur pour assurer une conception optimale et sécurisée des canalisations électriques.

Cette étape est essentielle pour garantir la continuité de l'alimentation électrique et prévenir les risques d'incidents ou de pannes.

Dans le quatrième chapitre, nous effectuerons des calculs approfondis pour vérifier les performances du réseau moyenne tension de Cevital. Nous utiliserons le logiciel de simulation Canico HT pour modéliser et simuler différentes configurations et scénarios. Les résultats obtenus seront ensuite comparés aux calculs réalisés manuellement afin de valider l'efficacité du logiciel et d'évaluer la précision de nos estimations.

Enfin, dans la conclusion de notre travail, nous proposerons des perspectives d'amélioration et d'optimisation du réseau moyenne tension du complexe Cevital.

Nous mettrons en avant les recommandations et les mesures à prendre pour renforcer la fiabilité, la sécurité et l'efficacité de ce réseau électrique crucial pour les activités du complexe.

Ce projet de fin d'études vise à contribuer à l'amélioration des infrastructures électriques du complexe Cevital en fournissant des recommandations basées sur une analyse approfondie, des simulations précises et une compréhension des normes et des meilleures pratiques en matière de dimensionnement et de protection des canalisations.

Chapitre I. Présentation du complexe CEVITAL

Chapitre I. Présentation du complexe CEVITAL

I.1. Présentation du complexe CEVITAL

CEVITAL est une entreprise algérienne fondée en 1998 par Issad Rebrab, un entrepreneur et homme d'affaires algérien. Elle est aujourd'hui l'une des plus grandes entreprises privées du pays, opérant dans divers secteurs tels que l'agroalimentaire, la grande distribution, la sidérurgie, la construction automobile, les énergies renouvelables et les services financiers.

Dans le secteur agroalimentaire, CEVITAL est notamment connue pour sa production de sucre, d'huile végétale, de lait et de produits laitiers, de jus de fruits et de boissons gazeuses. Dans le domaine de la sidérurgie, elle possède une usine de production d'acier de haute qualité, tandis que dans le secteur automobile, elle a récemment lancé la production de la première voiture 100% algérienne, la Cevital. [1]

I.2. Historique

Cevital est parmi les entreprises algériennes qui ont vu le jour dès l'entrée de notre pays à l'économie de marché. Elle a été créée par fonds privés en 1998.

Cevital contribue largement au développement de l'industrie agroalimentaire nationale, elle vise à satisfaire le marché national et exporter le surplus, en offrant une large gamme de produits de qualité.

En effet, les besoins du marché national sont de 1200T /J d'huile l'équivalent de 12 litre par personne et par an. Les capacités actuelles de Cevital sont 180T/J, sont un excédent

Commercial de 600T/J.

Les nouvelles données économiques nationales dans le marché de l'agroalimentaire, font que les meilleurs sont ceux qui maîtrise d'une façon efficace et optimal les couts, les charges et ceux qui offrent le meilleur rapport qualité/prix. Ceci est nécessaire pour s'imposer sur le marché que Cevital négocie avec les grandes sociétés commerciales internationales telles que CARREFOUR et AUCHAN (en France), ROYAL (en suisse) et autre sociétés spécialisées import-export en Ukraine, Russie, ces produits se vendent dans différentes villes africaines (Tunis, Niamey, Bamako.). [1]

I.3. Situation géographique

Cevital est implantée au niveau du nouveau quai du port de Bejaia, à 3 km du sud-ouest de cette ville, à proximité de la RN 26.

Cette situation géographique de l'entreprise lui a été beaucoup bénéfique étant donné qu'elle lui confère l'avantage de proximité économique. Elle se trouve proche du port et de l'aéroport.



Figure I.1. Vue aérienne de complexe Cevital

I.4. Activités et missions

I.4.1. Activités de CEVITAL

Lancé en Mai 1998, le complexe Cevital a débuté son activité par le conditionnement d'huile en Décembre 1998. En Février 1999, les travaux de génie civil de la raffinerie ont débuté, elle est devenue fonctionnelle en Août 1999. L'ensemble des activités de Cevital est concentré sur la production et la commercialisation des huiles végétales, de margarine et de sucre, ainsi que la production de l'énergie électrique qu'elle est en cours d'études, elle est composée des unités suivantes :

- Raffinage des huiles (1800 tonnes/jour).
- Conditionnement d'huile (1400 tonnes/heure).
- Production de margarine (600tonnes/jour).
- Fabrication d'emballage (PET) : Poly-Ethylène-Téréphtalate (9600unités/heure).
- Raffinage du sucre (1600 tonnes/jour) et (3000 tonnes /jour).
- Stockage des céréales (120000 tonnes).

- Minoterie et savonnerie en cours d'étude.
- Cogénération (production de l'énergie électrique avec une capacité de 64MW et de la vapeur). [1]

I.4.2. Missions et objectifs

L'entreprise a pour mission principale de développer la production et d'assurer la qualité et le conditionnement des huiles, des margarines et du sucre à des prix nettement plus compétitifs et cela dans le but de satisfaire le client et le fidéliser. Les objectifs visés par Cevital peuvent être présentés comme suit :

- L'extension de ses produits sur tout le territoire national.
- L'importation de graines oléagineuses pour l'extraction directe des huiles brutes.
- L'optimisation de ses ressources d'emploi sur le marché du travail.
- L'encouragement des agriculteurs par des aides financières pour la production locale de graines oléagineuses.
- La modernisation de ses installations en termes de machine et technique pour augmenter le volume de sa production.
- Le positionnement de ses produits sur le marché étranger par leurs exportations. [1]

I.4.3. Organigramme du complexe CEVITAL

L'organigramme suivant donne une vue générale sur les différents organes constituant le complexe Cevital.

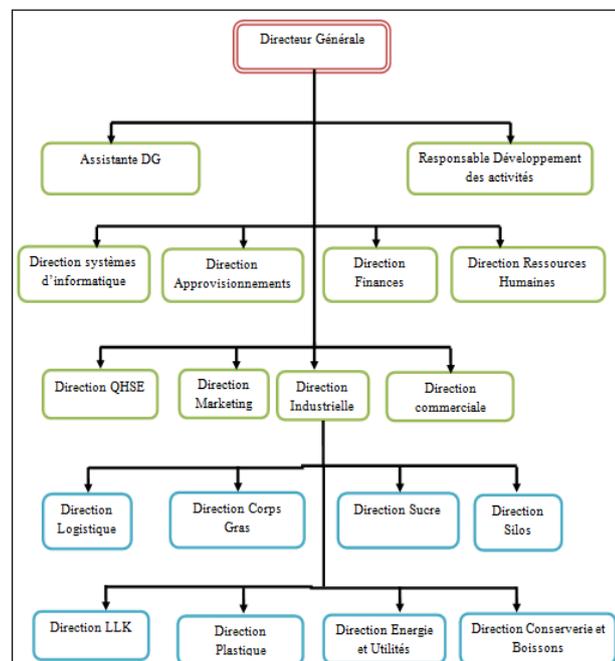


Figure I.2. Organigramme du complexe Cevital.

I.5. Direction énergie et utilités

La direction Energie est constituée de deux départements qui sont :

- Département énergie (production, maintenance et distribution de l'énergie électrique) : on distingue :
- Le poste 60kV.
- Le poste 30kV.

I.6. La Cogénération

La cogénération consiste à produire en même temps et dans la même installation de l'énergie thermique à flamme et de l'énergie mécanique. La chaleur est utilisée pour le chauffage et la production d'eau chaude à l'aide d'un échangeur. L'énergie mécanique est transformée en énergie électrique grâce à un alternateur. [1]

I.7. Conclusion

Ce chapitre nous a permis d'explorer divers aspects essentiels du complexe Cevital, allant de son historique à sa situation géographique, en passant par ses activités et missions, son organigramme, la Direction Énergie et Utilités, ainsi que la cogénération. En rassemblant ces informations, nous avons pu obtenir une vision globale de l'entreprise et comprendre sa structure, son fonctionnement et ses objectifs.

Chapitre II. Réseaux moyenne tension de CEVITAL

Chapitre II. Réseau moyenne tension de CEVITAL

II.1. Introduction

Le réseau moyen tension de l'entreprise CEVITAL présente une certaine complexité du fait que plusieurs unités de production sont alimentées en MT à partir de la ligne 60KV de SONELGAZ ainsi que par la centrale de production locale cogénération.

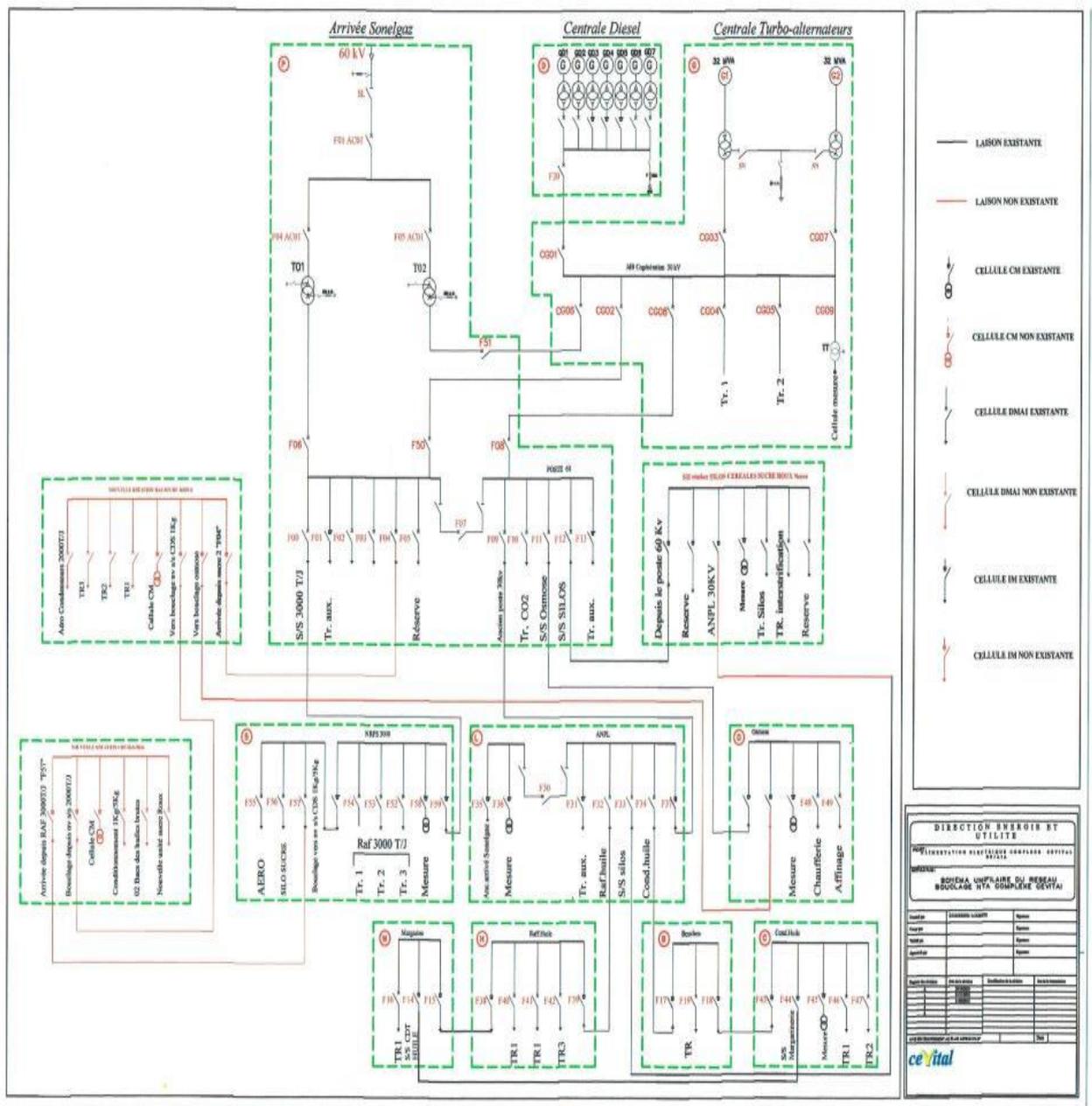


Figure II.1. Schéma réseau Cevital HT MT BT. [2]

Cependant, il est impératif de revoir l'architecture d'alimentation des différentes sous-stations du complexe pour assurer une alimentation électrique fiable et optimisée. Pour ce faire, nous devons d'abord décrire ses avantages et ses inconvénients, et recenser les équipements existants et les liaisons entre les sous-stations existantes.

II.2. Composants du réseau MT du complexe CEVITAL

Actuellement, le complexe CEVITAL est alimenté en énergie électrique par une ligne de 60KV provenant de la centrale de Darguina, située à une distance d'environ 50 km. Sonelgaz a réservé spécialement pour CEVITAL la ligne Darguina-Bougie 2 (Bir-Slam) et une liaison câblée Bougie 2-Bougie 1 (Cité Tobal) pour son approvisionnement en énergie électrique.

Le system de distribution MT existant actuellement a les éléments suivants :

Un poste 60kv à un jeu de barres et trois travées, soit

- ✓ Une travée Arrivée lignes 60kv
- ✓ Une travée Transformateur T01 60/30kv de 25MVA
- ✓ Une travée Transformateur T02 60/30kv de 25MVA

Un tableau 30 kV en deux demi-jeux de barres.

Chaque transformateur 60/30kv alimente un jeu de barres de 30 kV. Si un transformateur est indisponible, le deuxième est en mesure d'alimenter seul, toute l'usine en actionnant le couplage des deux jeux de barres.

Les divers consommateurs sont alimentés par des départs issus de ces tableaux

- ✓ Sources de secours (central groupe)
- ✓ Les différentes sous stations d'alimentation des unités du complexe.
- ✓ Centrale de production (cogénération : 50MW environ en cours d'essai). [2]

II.3. Alimentation principale du complexe

Le complexe industriel CEVITAL a été initialement alimenté par une ligne de 30kV, mais en raison de son expansion au fil du temps, les responsables de l'entreprise ont décidé de souscrire à une nouvelle ligne de 60kV pour répondre à leurs besoins énergétiques croissants. Ainsi, le réseau SONELGAZ a subi des modifications au fil du temps pour satisfaire les besoins en énergie électrique du complexe.

II.3.1. Poste 60kV (GRTE)

L'arrivée de la ligne Sonalgaz (GRTE) 60 kV pour alimenter le réseau CEVITAL permet d'assurer une alimentation fiable et stable, répondant aux besoins énergétiques importants du complexe.

II.3.2. Source de secours (centrale à gaz naturel) en préparation

L'introduction d'une source de secours, telle qu'une centrale à gaz naturel, pour alimenter le réseau MT de CEVITAL constitue une mesure stratégique en vue d'assurer une continuité d'alimentation électrique en cas de défaillance ou de perturbation du réseau principal

II.3.3. Central cogénération

La cogénération, également appelée production combinée de chaleur et d'électricité, consiste à produire simultanément deux formes d'énergie différentes à partir d'un même processus, généralement de la chaleur et de l'électricité. Les systèmes de cogénération sont très efficaces d'un

point de vue énergétique, avec des rendements élevés pouvant atteindre 80% à 90%, ce qui en fait l'une des techniques les plus efficaces pour l'utilisation des énergies fossiles et renouvelables.

Il a été procédé donc à l'achat et à l'installation de deux groupes blocs turbine, alternateur, transformateur de 32 MVA de puissance unitaire.

Cette puissance installée étant largement supérieur au besoin du complexe (25MVA) Cevital envisage de rétrocéder l'excédent au réseau SONELGAZ.

La centrale débite sur deux transformateurs de 32 kVA chacun, qui alimentent à leur tour un jeu de barres TGHT par les deux cellules CG03 et CG07. .[2]

Le jeu de barres TGHT alimente les éléments suivants :

- ✓ Transformateur auxiliaire par la cellule CG04
- ✓ Transformateur auxiliaire par la cellule CG05
- ✓ JDB 30kV N°01 du poste 60kV par la cellule CG02
- ✓ JDB 30kV N°02 du poste 60kV par la cellule CG08
- ✓ Arrivé du Tr02 (60/30kV) par la cellule CG06.[2]

II.4. Les différentes sous stations du complexe CEVITAL

Pour assurer le minimum de continuité des services des unités de fabrication séparément, le complexe CEVITAL a divisé son réseau en plusieurs sous stations, chacun des sous stations comprend un jeu de barre auquel sont connectées les différentes cellules comme suit :

Jeu de barre sous station raffinerie de l'huile

Le système comprend cinq cellules Schneider Electric de type SM6-36 de 30kV chacune :

- ✓ Arrivée d'ancien poste livraison (APL) remonté de barre (IM)
- ✓ Départ vers sous station margarinerie (DM1-A) avec une SEPAM 1000+
- ✓ Trois départs vers les transformateurs de la raffinerie d'huile 1, 2,3 (DM1-A) avec une SEMAP 2000 chacun.[2]

Jeu de barre sous station osmose

Il comprend quatre cellules 30kV Schneider Electric type SM6-36 chacune :

- ✓ Arrivée du poste 60 remonté de barre (IM)
- ✓ Cellule de mesure et comptage (CM)
- ✓ Départ vers transformateurs osmose (DM1-A) avec une SEPAM 1000+
- ✓ Départ vers affinage (DM1-A) avec une SEPAM 1000+.[2]

Jeu de barre sous station margarinerie :

Il comprend trois cellules 30KV Schneider électrique type SM6-36 chacune :

- ✓ Départ réserve pour bouclage en cas l'extension (IM)
- ✓ Arrivé de la sous station raffinerie de l'huile 2000T/J
- ✓ Départ vers le transformateur margarinerie (DM1-A) avec une SEPAM 1000+.[2]

Jeu de barre sous station conditionnement de l'huile :

Il comprend cinq cellules 30 KV Schneider électrique type SM6-36 suivantes :

- ✓ Départ réservé pour e bouclage en cas d'extension (IM)
- ✓ Arrivée de la sous station bouchon (IM)

- ✓ Cellule de mesure et comptage (CM)
- ✓ Deux départs vers les transformateurs conditionnements de l'huile 1,2 (DM1-A) avec SEPAM 1000+ chacun.[2]

Jeu de barre sous station bouchon :

Il comprend trois cellules 30KV Schneider Electric type SM6-36 suivantes :

- ✓ Arrive de la sous station ancien poste de livraison APL(IM)
- ✓ Départ réservé pour bouclage en cas l'extension (IM)
- ✓ Départ vers transformateur bouchon (dm1-A) avec une SEPAM 1000+

Jeu de barre sous station raffinerie du sucre 3000T/J :

Il comprend dix cellules 30KV Schneider électrique type SM6-36 chacun :

- ✓ Arrivée du poste 60 remonté de barre (IM)
- ✓ Trois départs vers le transformateur de la raffinerie de sucre 1, 2,3 (DM1-A) avec une SEPAM 1000+ chacun
- ✓ Cellule de mesure et comptage (CM)
- ✓ Départ vers la cellule : GAM (IM)
- ✓ Arrivée de cellule : IM (GAM : remonté de barre)
- ✓ Départ vers le transformateur silo 80000 (DM1-A) avec une SEPAM 1000+
- ✓ Départ vers conditionnement de sucre (DM1-A) avec une SEPAM 1000+
- ✓ Départ vers transformateur Aero (DM1-A) avec une SEPAM 1000+

Jeu de barre sous station APL (ancien poste de livraison) :

Il comprend huit cellules 30kV Schneider Electric type SM6-36 chacun :

- ✓ Arrivée ancienne arrivée à 30kV du SONELGAZ (IM) en arrêt
- ✓ Cellule de mesure et comptage (CM) en arrêt
- ✓ Cellule de couplage (DM2) en arrêt
- ✓ Départ vers transformateur auxiliaire de la sous station APL cellule de mesure (QM)
- ✓ Départ vers l'électrolyseur (DM1-A) avec une SEPAM 2000 en arrêt
- ✓ Départ vers sous station bouchon (DM1-A) avec une SEPAM 2000
- ✓ Arrivée de poste 60 remonté barre (IM) .[2]

II.5. Description des équipements électriques du réseau MT CEVITAL

II.5.1. Description du poste 60kV (GRTE)

Arrivée ligne 60kV :

- ✓ Trois transformateurs de tension (T10) $-63000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ (30VA C1 0.2) pour l'alimentation des SEPAM T66 des transformateurs 60/30kV
- ✓ Un jeu de parafoudre (F10)
- ✓ Un condensateur de découplage (F30)
- ✓ Trois transformateurs de courant (T30) 600/5+5A. (30VA C1 0.2) pour le couplage et 15VA 5P15 pour la protection
- ✓ Un sectionneur de mise à la terre de travée (Q80)
- ✓ Un circuit bouchon (F20)
- ✓ Un disjoncteur débrochable 1250A (Q01) et son système de débrochage (Q10)
- ✓ Un premier comptage type SL7000 d'ACTARIS d'énergie active et réactive reçue électronique avec mesure sur les quatre quadrants
- ✓ Un deuxième comptage type SL7000 d'ACTARIS d'énergie active et réactive reçue électronique avec mesure sur les quatre quadrants

- ✓ Un relais de protection SEPAM L61 pour assurer le fonctionnement :
- 50 BF Défaut disjoncteur
- 50/51 maximum d'intensité de phase
- 50N/51N maximum de courant de terre
- 86 Fonction arrêt
- 27-59 Minimum et maximum de tension
- ✓ Un relais SEPAM S20 assurant le fonctionnement chacun :
- 50N/51N maximum de courant de terre
- 50/51 maximum de courant de phase
- ✓ Une protection différentielle de ligne assurant la fonction de protection principale
- ✓ Installée par SONELGAZ. La liaison inter-poste est assurée par une liaison à fibre optique
- ✓ Un sectionneur de mise à la terre de ligne (Q90)
- ✓ Un sectionneur tête de ligne (Q91) .[2]

Jeu de barre 60 kV :

Il est caractérisé par une intensité nominale de 1250kA, 25MVA/1s.il ne comprend aucun appareil.

Travée 60kV transformateur T01 60/30,25MVA :

- ✓ Un disjoncteur 60kV, 1250A débrochable (Q03)
- ✓ Trois transformateurs de courant (T32) 300/5+5A 5P20 pour la protection
- ✓ Différentielle, 15VA 5P15 pour les autres protections
- ✓ Un transformateur 60/30kV (T01) de caractéristique suivante :
- Puissance 20/25MVA
- Ventilation ONAN/ONAF
- Tensions nominales 63/31.5kV
- Plage de réglage en charge $\pm 8 \times 1.5$
- Indice de couplage YN yn 0
- ✓ Un sectionneur de neutre 60kV (Q82)
- ✓ Un Tore de mesure de courant de neutre 60kV
- ✓ Une résistance de mise a la terre du neutre 30kV (Ro1) 300A/5s
- ✓ Un Tore de mesure de courant a la terre du neutre 30kV
- ✓ Une mise l la terre de la cuve du transformateur via un tore de mesure de courant de fuite
- ✓ Une SEPAM D21 assurant la fonction 87 <<protection différentielle transfo>>
- ✓ Un SEPAM T66 assurant les fonctions suivantes :
- 50 BF défaut disjoncteur
- 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage (seuil et temps)
- 50N/51N Max d'intensité de terre a deux jeux de réglage (seuil et temps)
- 86 Fonction d'Arrêt
- 74 Niveau bas d'huile
- 49 Protection de température (alarme et déclenchement)
- 94 Protection de surpression cuve
- Protection de masse cuve
- ✓ Un transformateur 60/30kV (T02) de caractéristique suivante :
- Puissance nominal 63/31.5kV
- Tension nominale 63/31.5kV
- Plage de réglage en charge $\pm 8 \times 1.5\%$

- Indice de couplage YN yn0.[2]

Travée 60kV transformateur T02 60/30kV, 25MVA :

- ✓ Un disjoncteur 60kV, 1250A débrochable (Q04)
- ✓ Trois transformateurs de courant (T33) 300/5+5A 15VA 5P20 pour la
- ✓ Protection différentielle, 15VA 5P15 pour les autres protection
- ✓ Un sectionneur de neutre 60kV (Q83)
- ✓ Un Tore de mesure de courant de neutre 60KV
- ✓ Une résistance de mise à la terre de neutre 30kV (Ro2) 300A/5s
- ✓ Un Tore de mesure de courante a la terre du neutre 30kV
- ✓ Une mise à la terre de la cuve du transformateur via un tore de mesure de courant de fuite
- ✓ Un SEPAM D21 assurant la fonction 87T (protection différentielle transformateur)
- ✓ Un SEPAM T66 assurant les fonctions suivantes :
- 50BF refus disjoncteur
- 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage (seuil et temps)
- 50N/51N Max d'intensité de terre a deux jeux de réglage (seuil et tempes)
- 86 Fonction d'Arrêt
- 74 Niveau bas d'huit
- 49 Protection de température (alarme et déclenchement)
- 94 Protection de surpression cuve
- Réglage en charge
- Protection de masse cuve
- ✓ Un transformateur 60/30kV (T02) de caractéristique suivante :
- Puissance nominal 63/31.5kV
- Tension nominale 63/31.5kV
- Plage de réglage en charge $\pm 8 \times 1.5\%$
- Indice de couplage YN yn0. [2]

II.5.2. Jeu de barres de distribution 30kV de poste 60

Le tableau de 30kV de répartition au poste 60 est divisé en deux partie reliée par une cellule de couplage.

Il est constitué de cellule 30kV Schneider Electric type SM6-36, ses caractéristiques sont :

- ✓ Tension de service 30kv
- ✓ Tension d'isolement 36kV
- ✓ Courant nominal 630A
- ✓ Tenue thermique 16kA/1s ce tableau est divisé en deux jeux de barres. [2]

II.5.2.a. Jeu de barres 30kV N°01

Il comprend les sept cellules arrivées-départ suivantes : [2]

Cellule F06 :

- ✓ Arrivée de transformateur T01 60/30kV de 25MVA, F06 comprend :
- ✓ Un sectionneur de terre têtes de câble
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication de présence de tension
- ✓ Trois TT $3000/\sqrt{3} / 1000/\sqrt{3}$ 30VA C1 0.5
- ✓ Trois TC 600/5+5A, 10VA 5P10 pour le SEPAM S02.15VA5P20 pour le
- ✓ SEPAM D21 (protection différentielle transformateur)

- ✓ Un disjoncteur débrochable 630A
- ✓ Un sectionneur de terre cote jeu de barres
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 MAX d'intensité de phase a deux jeux de réglage
 - 50N/51N MAX de courant de terre a deux jeux de réglage
 - 27 Maximum de tension
 - 27R Minimum de tension rémanente
 - 59 Maximum de tension. [2]

La cellule F01 :

Départe vers transformateur auxiliaires du poste de 100kVA T11, comportant :

- ✓ Un interrupteur à commande manuelle
- ✓ Un sectionneur de mise à la terre
- ✓ Trois fusibles de protection (10A)
- ✓ Un sectionneur de terre en aval de fusible
- ✓ Un tore de mesures de courant homopolaire
- ✓ Un relais de courant homopolaire (51N) type RH110
- ✓ Un diviseur capacitif de tension pour indication de présence de tension. [2]

La cellule F02 :

Départ vers TR : sucre1, F03 départ vers TR : sucre 2, F04 départ vers TR sucre 3 équipées comme suite :

- ✓ Sectionneur de barre 630A
- ✓ Sectionneur de terre
- ✓ Disjoncteur
- ✓ Trois transformateurs de courant 200-400/5+5A pour la protection
- ✓ Un sectionneur de terre de têtes de câbles
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication la présence de tension
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire
- ✓ Un relais SEPAM T29 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Max courant de phase a deux jeux de réglage
 - 50N/51N Max courant de terre a deux jeux de réglage
 - 27 Minimum de tension de phase
 - 27R Minimum de tension résiduelle
 - 49 Image thermique température transformateur
 - 59 Maximum de tension phase
 - 38 Température transformateur
 - 39T température transformateur. [2]

Ces trois départs alimentent chacun un transformateur 30000/400V de puissance 3150kVA

La cellule F00 :

Départ vers là sous tension raffinerie de sucre 3000T/j équipée comme suite

- ✓ Un sectionneur de barre 630A
- ✓ Un sectionneur de terre
- ✓ Un disjoncteur 630A
- ✓ Trois transformateurs de courant pour indication de présence de tension
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire dans les câbles

- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
- 50/51 Max courant de phase a deux jeux de réglages
- 50N/51N Max courant de terre a deux jeux de réglages
- 27 Minimum de tension de phase
- 27R Minimum de tension de Résiduelle
- 59 Maximum de tension phase. [2]

La cellule F50 :

Arrivée de jeu de barre cogénération à partir de la cellule CG02, F50 comprenant

- ✓ Un sectionneur de terre tête de câbles
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication de présence de tension
- ✓ Trois TT $30000/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ 30VA C1 0.5
- ✓ Un disjoncteur débrochable 630A
- ✓ Un sectionneur de terre côte de barres jeu de barre
- ✓ Unr relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
- 50/51 Maximum d'intensités de phase a deux jeux de réglages
- 50N/51N maximum de courant de terre a deux jeux de réglage
- 27 Minimum de tension
- 27R Minimum de tension rémanente
- 59 Maximum de tension. [2]

La cellule F05 :

Arrivée de la centrale diesel, équipée comme suit :

- ✓ Sectionneur de barre 630A
- ✓ Sectionneur de terre
- ✓ Disjoncteur 630A
- ✓ Trois transformateurs de courant 300-600/5+5A pour la protection
- ✓ Un sectionneur de terre de tête de câble
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication préséance de tension
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire dans les câbles
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
- 50/51 MAX de courant a deux jeux de réglage
- 27 Min de tension de phase
- 59 Maximum de tension phase
- 50N/51N Max de courant de terre a deux jeux de réglage
- 27R Minimum de tension résiduelle. [2]

La cellule F07 :

Couplage avec le jeu de barres N°02, équipée comme suite :

- ✓ Sectionneur de barre 630A
- ✓ Sectionneur de terre
- ✓ Disjoncteur 630A

Cette cellule ne comporte pas de relais de protection ni de mesure. Les protections sont sure la cellule de couplage du jeu de barres N°02

II.5.2.b. Jeu de barre 30kV N°2

Il a les mêmes caractéristiques que le premier tableau N°1, comporte sept cellules réparties comme suit : [2]

La cellule F08 :

Arrivée de jeu de barre cogénération à partir de la cellule CG08, F08 comprenant

- ✓ Un sectionneur de terre
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication de présence de tension
- ✓ Trois TC 600/5+5A, 10VA pour le SEPAM S02
- ✓ Un disjoncteur débrochable 630A
- ✓ Un sectionneur de terre coté jeu de barres
- ✓ Un régulateur automatique de tension pour réglage de tension 30kV par action sur le commutateur de pris coté 60kV
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage
 - 50N/51N Max de courant de terre
 - 27R Min de tension rémanente
 - 27 Min de tension
 - 59 Max de tension. [2]

La cellule F09 :

Départ vers l'ancien poste de livraison 30kV SONELGAZ équipée comme suite :

- ✓ Un sectionneur de barre 630kv
- ✓ Un sectionneur de terre
- ✓ Un disjoncteur 630A
- ✓ Trois transformateurs de courant 300-600/5+5A
- ✓ Un sectionneur de terre de têtes de câbles
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication présence de tension
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire dans le câble
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctionnes suivantes
 - 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage
 - 50N/51N Max de courant de terre deux jeux de réglage
 - 27R Min de tension résiduelle
 - 27 Min de tension de phase
 - 59 Max de tension phase. [2]

Deux cellules F10 départ vers transformateur CO2, et F12 départ vers transformateur Silos :

Équipées comme suite :

- ✓ Un sectionneur de barre 630A
- ✓ Un sectionneur de terre
- ✓ Un disjoncteur 630A
- ✓ Trois transformateurs de courant
- ✓ Un sectionneur de terre de tête de câbles
- ✓ Un diviseur capacitif pur indiction de présence de tension
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire
- ✓ Un relais SEPAM assurant les fonctions suivantes :

- 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage
- 50N/51N Max de courant de terre
- 27R Min de tension résiduelle
- 27 Min de tension de phase
- 59 Max de tension
- 49 Image thermique Température transformateur
- 38 Température transformateur
- 39T température transformateur. [2]

Ces 2 départs alimentent chacun un transformateur 30000/400 V de puissance 3150kV

La cellule F11 :

Départ vers là sous station Zone énergie : OSMOSE, équipée comme suite :

- ✓ Un sectionneur de barre 630A
- ✓ Un sectionneur de terre
- ✓ Un disjoncteur 630A
- ✓ Trois transformateurs de courant 300-600/5+5A
- ✓ Un diviseur capacitif pour indication de présence de tension
- ✓ Un tore de mesure de courant homopolaire dans le câble
- ✓ Un relais SEPAM S02 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Max d'intensité de phase a deux jeux de réglage
 - 50N/51N Max de courant de terre deux jeux de réglage
 - 27R Min de tension résiduelle
 - 27 Min de tension de phase
 - 59 Max de tension de phase. [2]

La cellule F13 :

Départ vers transformateur auxiliaire équipe comme suite :

- ✓ Un interrupteur a commande manuelle avec réserve d'énergie de déclenchement à ressort
- ✓ Un sectionneur de mise à la terre
- ✓ Trois fusibles de protection 10A avec percuteur pour ouverture de l'interrupteur en cas de fusion fusible
- ✓ Un sectionneur de terre en aval des fusibles
- ✓ Un tore de mesures du courant homopolaire
- ✓ Un relais de courant homopolaire 51N type RH
- ✓ Un diviseur capacitif de tension pour indication de présence de tension

Ce départ alimenté un transformateur T12, 30000/400V, 100KVA Dyn 11, Ucc=4.5% servant à l'alimentation des auxiliaires du poste. [2]

La cellule F07 :

Couplage avec le jeu de barre N°1, équipée comme suite :

- ✓ Un sectionneur de barres
- ✓ Un sectionneur de terre
- ✓ Trois TC 300-600/5+5
- ✓ Un relais SEPAM S01 assurant les fonctions suivantes :
 - 50/51 Max courant de phase a deux jeux de réglage

- 50N/51N Max courant de terre a deux jeux de réglage

Ce relais SEPAM agit sure le disjoncteur 30KV de la cellule de couplage de jeu de barres N°01.

II.5.3. Jeu de barres de distribution 30kV de cogénération

Ce tableau ne contient que les équipements MT à 30kV, ce dernier est composé des cellules 30kV Schneider Electrique type F400, ses caractéristiques sont :

- ✓ Tension de service 30kV
- ✓ Tension d'isolement 36kV
- ✓ Courant nominal 1250A
- ✓ Tenue thermique 25kA/1s

Il comprend les HUITES cellules arrivée-départs suivantes : .[2]

CG03 ((Arrivée)) de transformateur de la turbine n°01 équipée comme suite :

- ✓ Un disjoncteur 1250A débouchable
- ✓ Trois TC 700/1+1A 10VA
- ✓ Un sectionneur de mise à terre
- ✓ Trois diviseurs capacitifs pour indication de présence tension
- ✓ Trois TT

CG01 ((Arrivée)) de transformateur de turbines n°02 équipée comme suit :

- ✓ Un disjoncteur 1250A débouchable
- ✓ Trois TC 700/1+1A 10VA
- ✓ Un sectionneur de mise à terre
- ✓ Trois diviseurs capacitifs pour indication de présence tension
- ✓ Toi TT

CG02 ((Départ)) vers jeu de barre 30kV n°01du poste 60 équipées comme suit :

- ✓ Un disjoncteur 1250A débouchable
- ✓ Trois TC 700/1+1A 10VA
- ✓ Un sectionneur de mise à terre
- ✓ Trois diviseurs capacitifs pour indication de présence tension
- ✓ Trois TT

Deux cellules CG04 et CG05 ((départ)) vers les deux transformateurs :

- ✓ Trois TC 100/1+1 10VA
- ✓ Un sectionneur de mise à la terre

CG06 vers la cellule F51 cellule de couplage avec le transformateur 02 60kV équipées :

- ✓ Un disjoncteur 1250A débouchable
- ✓ Trois TC 700/1+1A 10VA
- ✓ Un sectionneur de mise à terre
- ✓ Trois diviseurs capacitifs pour indication de présence tension
- ✓ Trois TT

CG08 ((départ)) vers jeu de barre 30kV n°02 du poste 60 équipée comme suit :

- ✓ Un disjoncteur 1250A débouchable
- ✓ Trois TC 700/1+1A 10VA

- ✓ Un sectionneur de mise à terre
- ✓ Trois diviseurs capacitifs pour indication de présence tension
- ✓ Trois TT

CG09 ((Départ)) vers cellule de mesure équipée comme suit :

- ✓ Trois TT $30000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}/100\sqrt{3}$. : ces TT installés sans aucun organe de coupure ni protection
- ✓ Trois parafoudres
- ✓ Trois diviseurs capacitifs pour l'indication de présence de tension

Les cellules F400 de ce jeu de barre comportent un relais de protection de type SEPAM 1000+ A part la cellule de mesure CG09 qui sera inutile. [2]

La SEPAM 1000+ (S40) est équipée des protections suivantes :

- ✓ 50/51 Maximum d'intensité de phase a deux jeux de réglage
- ✓ 50N/51N Maximum de courant de terre a deux jeux de réglage
- ✓ 27R Minimum de tension rémanente
- ✓ 27/27S Minimum de tension
- ✓ 59 Maximum de tension
- ✓ 59N Maximum de tension résiduelle
- ✓ 50BF défaut disjoncteur
- ✓ 46 Maximum de courant inverse
- ✓ 67N Directionnel de terre
- ✓ 47 Maximum de tension inverse
- ✓ 81 Minimum de fréquence
- ✓ 38/49T Surveillance
- ✓ 49RMS Image thermique. [2]

II.5.4. Equipements de protection des réseaux électriques MT CEVITAL

Les réseaux électriques de moyenne tension (MT) sont essentiels pour assurer la distribution de l'électricité vers les consommateurs. Cependant, ces réseaux sont souvent soumis à des perturbations qui peuvent entraîner des pannes, des coupures d'électricité et même des risques pour la sécurité des personnes. Pour assurer la continuité de l'alimentation électrique et protéger les équipements, il est crucial de mettre en place des équipements de protection efficaces pour les réseaux électriques MT. Ces équipements comprennent des dispositifs de protection contre les surintensités, les court-circuit et les surtensions, ainsi que des équipements de coupure et de sectionnement pour isoler les parties défectueuses du réseau. Dans cette optique, l'objectif est de présenter les différents équipements de protection des réseaux électriques MT. [2]

II.5.4.1. Les relais de protection du réseau MT du complexe CEVITAL

Ils sont utilisés pour détecter les défauts électriques tels que les courts-circuits et les surcharges, et pour déclencher des dispositifs de coupure pour isoler les parties défectueuses du réseau. [2]

II.5.4.1.a. Relais de protections SEPAM

Les relais SEPAM sont fabriqués par Schneider Electric, une entreprise spécialisée dans les solutions de gestion de l'énergie et des automatismes. Ils sont largement utilisés dans les réseaux de distribution électrique, les installations industrielles et les centrales électriques du monde entier. [3]

Au sein du réseau CEVITAL, il existe deux versions de SEPAM disponibles :

II.5.4.1.b. SEPAM 1000+

L'une des deux versions de SEPAM disponibles dans le réseau CEVITAL est le SEPAM 1000+.

Ce relais de protection est conçu pour les réseaux électriques de moyenne tension et offre une protection avancée contre les surintensités, les court-circuit, les surtensions et les sous-tensions. Il est également équipé de fonctionnalités de communication en temps réel et de collecte de données de mesure pour assurer une gestion efficace du réseau électrique. [3]



Figure II.2. Sepam 1000+. [4]

En effet, la gamme SEPAM 1000+ est composée de plusieurs types de relais correspondant chacun à une application spécifique. Parmi ces types, on peut citer :

- SEPAM série S20 : conçu pour la protection des transformateurs et des moteurs
- SEPAM série S40 : conçu pour la protection des lignes de distribution électrique
- SEPAM série S41 : conçu pour la protection des réseaux de distribution électrique avec alimentation latérale
- SEPAM série S42 : conçu pour la protection des réseaux de distribution électrique avec deux alimentations latérales
- SEPAM série S50 : conçu pour la protection des générateurs et des moteurs synchrones

Chacun de ces types de relais est adapté à des situations spécifiques et offre des fonctionnalités de protection et de communication adaptées aux besoins de l'application correspondante. [3]

Le relais de protection SEPAM 1000+ se voit attribuer plusieurs fonctions clés :

- ✓ Protection contre les surintensités : le SEPAM 1000+ surveille les courants électriques du réseau et déclenche une alarme ou une action de protection lorsque les courants dépassent les seuils définis.
- ✓ Protection contre les courts-circuits : le SEPAM 1000+ détecte les défauts de court-circuit dans le réseau et isole automatiquement les parties défectueuses du réseau.
- ✓ Protection contre les surtensions et les sous-tensions : le SEPAM 1000+ surveille la tension du réseau et déclenche une alarme ou une action de protection lorsque les tensions dépassent les seuils définis.
- ✓ Mesure de l'énergie : le SEPAM 1000+ mesure l'énergie électrique consommée ou produite par le réseau, permettant une gestion précise de l'énergie.

- ✓ Communication en temps réel : le SEPAM 1000+ est équipé de fonctionnalités de communication permettant de transmettre en temps réel les informations de mesure et d'état du réseau à d'autres équipements du réseau.
- ✓ Programmation personnalisée : le SEPAM 1000+ peut être programmé pour répondre aux besoins spécifiques du réseau, en modifiant les paramètres de protection, les seuils d'alarme et les configurations de communication. [3]

II.5.4.1.c. Sepam série 20

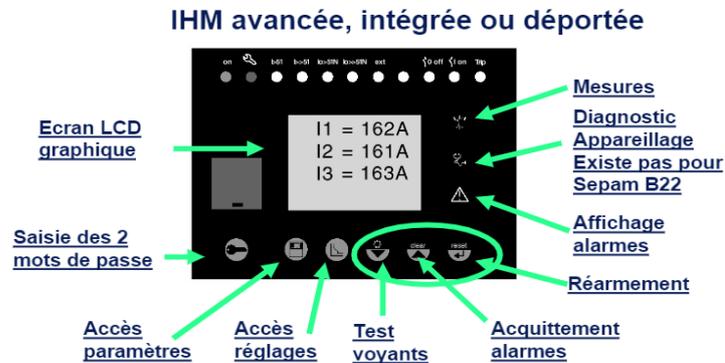


Figure II. 3. Sepam séries 20 Écran. [4]

Protection de découplage SEPAM série 20 :

La protection de découplage Sepam est une technologie de protection utilisée dans les systèmes de distribution d'énergie électrique. Elle permet de détecter rapidement les défauts sur les lignes électriques et d'isoler la partie défectueuse du reste du système, afin de minimiser les perturbations et d'assurer la continuité de l'alimentation électrique.

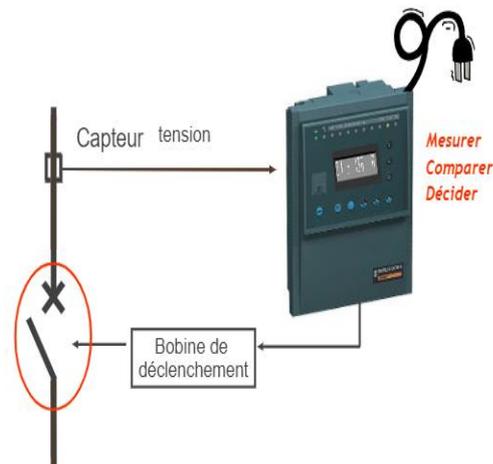


Figure II.4. Schéma raccordement sepam. [4]

II.5.4.1.d. SEPAM 2000

Le SEPAM 2000 utilise des capteurs pour surveiller le courant, la tension et d'autres paramètres électriques. Il analyse ensuite ces données en temps réel pour détecter tout comportement anormal et déclencher des actions de protection appropriées, telles que l'ouverture d'un disjoncteur pour isoler une partie du réseau électrique.



Figure II.5. Sepam 2000 [4]

En effet, la gamme SEPAM 2000 est composée de plusieurs types de relais correspondant chacun à une application spécifique. Parmi ces types, on peut citer :

- Le SEPAM série 80 : utilisé pour la protection des lignes électriques et des bus. Il peut surveiller les conditions de fonctionnement des lignes électriques, comme les surintensités, les défauts de phase, les pertes de tension, les déséquilibres de tension, les courts-circuits, etc. [3]
- Le SEPAM série 100 : utilisé pour la protection des générateurs. Il peut surveiller les conditions de fonctionnement du générateur, comme la surcharge, la surintensité, la température, le court-circuit, le déséquilibre de tension, etc. [3]

Ces relais de protection sont conçus pour offrir une protection électrique fiable et efficace pour une variété d'applications industrielles. Ils sont souvent utilisés dans les centrales électriques, les usines, les installations de traitement de l'eau, les installations pétrochimiques et les mines.

Voici quelques-unes des fonctions les plus importantes :

En effet, le relais de protection SEPAM 2000 se voit attribuer plusieurs fonctions clés pour assurer une protection électrique efficace.

La détection de défauts : le relais de protection SEPAM 2000 est capable de détecter les défauts électriques tels que les court-circuit, les surcharges, les surintensités, les pertes de tension, les déséquilibres de tension, etc. Il est important que ces défauts soient détectés rapidement et avec précision pour éviter des dommages aux équipements électriques et garantir la sécurité du personnel. [5]

- ✓ La discrimination des défauts : le relais de protection SEPAM 2000 est capable de discriminer entre les défauts à l'intérieur et à l'extérieur d'une zone de protection, en utilisant des méthodes telles que la coordination temporelle et la coordination sélective. Cela permet d'isoler rapidement et précisément les défauts, ce qui réduit les temps d'arrêt des équipements et améliore la continuité de l'alimentation électrique. [5]
- ✓ La surveillance des paramètres électriques : le relais de protection SEPAM 2000 est capable de surveiller les paramètres électriques tels que la tension, le courant, la fréquence, la puissance, etc. Cela permet de détecter les conditions anormales, telles

que les fluctuations de tension ou les surcharges, et d'activer les mesures de protection appropriées. [5]

- ✓ La commande des équipements électriques : le relais de protection SEPAM 2000 est capable de commander les équipements électriques, tels que les disjoncteurs et les contacteurs, pour isoler les défauts et protéger les équipements électriques. [5]

En résumé, le relais de protection SEPAM 2000 joue un rôle crucial dans la protection électrique en détectant les défauts, en les discriminant, en surveillant les paramètres électriques et en commandant les équipements électriques pour protéger les équipements électriques et assurer la sécurité du personnel. [5]

II.5.4.1.e. Comparaison entre les relais de protection SEPAM 1000+ et SEPAM 2000

Les relais de protection SEPAM 1000+ et SEPAM 2000 sont deux gammes de relais de protection fabriquées par Schneider Electric. Bien qu'ils aient des fonctionnalités similaires et soient tous deux utilisés pour protéger les équipements électriques, ils présentent également des différences significatives. Voici une comparaison entre les deux :

- **Fonctionnalités** : La gamme SEPAM 2000 offre une plus large gamme de fonctionnalités que le SEPAM 1000+. Le SEPAM 2000 est capable de protéger un plus grand nombre de types d'équipements électriques, tels que les générateurs, les moteurs, les transformateurs et les lignes électriques. Il offre également plus de fonctionnalités de protection, de surveillance et de communication que le SEPAM 1000+. [4]
- **Connectivité** : Le SEPAM 2000 offre une connectivité avancée, avec des options telles que les interfaces Ethernet, Modbus, Profibus et IEC 61850. Le SEPAM 1000+, quant à lui, est limité à des interfaces série et USB. [4]
- **Évolutivité** : Le SEPAM 2000 offre une grande flexibilité et évolutivité, avec la possibilité d'ajouter des modules de fonctionnalités supplémentaires. Cela permet aux utilisateurs de personnaliser leur système de protection pour répondre à des besoins spécifiques. Le SEPAM 1000+, quant à lui, n'offre pas cette évolutivité. [4]
- **Coût** : En général, le SEPAM 2000 est plus cher que le SEPAM 1000+. Cela est dû en partie aux fonctionnalités supplémentaires et à la connectivité avancée offertes par le SEPAM 2000. [4]

En résumé, bien que les deux gammes de relais de protection SEPAM 1000+ et SEPAM 2000 aient des fonctionnalités similaires, le SEPAM 2000 offre une gamme plus large de fonctionnalités, une connectivité avancée et une grande flexibilité et évolutivité. Cependant, ces avantages sont également associés à un coût plus élevé. Le choix entre les deux dépendra donc des besoins spécifiques de chaque application et du budget disponible.

II.5.4.2. DISJONCTEUR

Au sein de l'entreprise, il y a deux types de disjoncteurs qui sont utilisés dans le réseau :

II.5.4.2.1 Disjoncteur du type SB6-72U

Le disjoncteur du type SB6-72U est un disjoncteur à air comprimé utilisé dans les systèmes électriques pour protéger les équipements électriques contre les surcharges et les court-circuit. Il est conçu pour une utilisation en intérieur dans les sous-stations et les postes de transformation. [2]

Ce type de disjoncteur peut être utilisé pour des tensions allant jusqu'à 72,5 kV et des courants nominaux allant jusqu'à 3150 A. Il est équipé d'un mécanisme d'actionnement à ressort et d'un système de verrouillage pour garantir une opération sûre et fiable.

Le disjoncteur SB6-72U est également équipé d'un dispositif de détection de surintensité pour détecter et protéger contre les surintensités. Il peut être utilisé en combinaison avec des systèmes de protection pour garantir la sécurité des équipements électriques et des personnes. [2]

En résumé, le disjoncteur du type SB6-72U est un disjoncteur à air comprimé utilisé pour protéger les équipements électriques contre les surcharges et les court-circuit dans les systèmes électriques. Il peut être utilisé pour des tensions allant jusqu'à 72,5 kV et des courants nominaux allant jusqu'à 3150 A, et est équipé d'un mécanisme d'actionnement à ressort et d'un dispositif de détection de surintensité. [2]

Le disjoncteur SF1 est un disjoncteur à gaz SF₆ utilisé dans les réseaux de distribution d'énergie électrique pour protéger les transformateurs, les câbles et les lignes de distribution. Il peut être utilisé pour des tensions allant jusqu'à 24 kV et est disponible en différentes versions pour répondre aux besoins spécifiques des applications.

Le disjoncteur SF1 est équipé d'un mécanisme de commande à ressort, qui permet une ouverture et une fermeture rapides du circuit. Il est également doté d'un système de protection thermique pour prévenir toute surchauffe. Le gaz SF₆ est utilisé comme milieu d'extinction, permettant d'interrompre les arcs électriques de manière sûre et efficace. [2]

Le disjoncteur SF1 est conçu pour être compact et facile à installer. Il peut être utilisé en intérieur ou en extérieur et est disponible dans une variété de configurations, y compris avec des fonctions de protection supplémentaires telles que la détection de défauts à la terre et la détection de surintensité. [2]



Figure II.6. Disjoncteur de type SF1



Figure II.8. Disjoncteur de type SF1

II.5.4.3. Sectionneurs et interrupteurs

II.5.4.3.a. Sectionneurs

Les sectionneurs sont des dispositifs de commutation électrique qui sont utilisés pour isoler des parties d'un circuit électrique lorsqu'il est nécessaire de réaliser des travaux de maintenance, de réparation ou de dépannage. Ils sont souvent utilisés en conjonction avec des disjoncteurs pour assurer la sécurité des travailleurs qui effectuent des opérations sur les équipements électriques. [2]

II.5.4.3.b. Interrupteurs

Les interrupteurs sont des dispositifs de commutation électrique qui permettent d'ouvrir ou de fermer un circuit électrique, permettant ainsi de contrôler le flux de courant électrique. Les interrupteurs sont utilisés dans de nombreux systèmes électriques, allant des applications domestiques et industrielles.

Les interrupteurs peuvent être actionnés manuellement, électroniquement ou à distance, selon l'application. Les interrupteurs peuvent également être équipés de dispositifs de protection, tels que des fusibles, des disjoncteurs ou des limiteurs de surtension, pour protéger les équipements électriques contre les surintensités ou les surtensions. [2]

II.5.4.3.c. Les fusibles

Ils sont utilisés comme dispositifs de coupure pour protéger les équipements et les lignes électriques contre les surcharges et les court-circuit. Les fusibles sont généralement utilisés dans des applications à faible et moyenne tension. [2]

II.5.4.3.d. Les limiteurs de surtension

Ils sont utilisés pour protéger les équipements électriques contre les surtensions transitoires qui peuvent survenir dans le réseau électrique. Les limiteurs de surtension sont généralement utilisés dans des applications à haute tension. [2]

II.5.4.3.e. Les parafoudres

Ils sont utilisés pour protéger les équipements électriques contre les surtensions dues à la foudre ou à d'autres phénomènes atmosphériques. Les parafoudres sont généralement utilisés dans des applications à haute tension. [2]

En résumé, ces moyens de protection sont utilisés pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'alimentation électrique dans un réseau de moyenne tension en détectant et en isolant les parties défectueuses du réseau en cas de défaut.

II.5.5. EQUIPMENT DE MESURE RESEAU MT CEVITAL

II.5.5.1. Transformateur de courant

Un transformateur de courant (TC) est un dispositif électrique utilisé pour mesurer le courant électrique alternatif haute tension (HT) circulant dans un circuit électrique. Il transforme le courant haute tension en un courant basse tension proportionnel sur le circuit secondaire, qui est utilisé pour alimenter les instruments de mesure de courant ou les dispositifs de protection.

Les transformateurs de courant sont largement utilisés dans les systèmes de distribution d'énergie électrique et les équipements industriels pour mesurer le courant de charge et de défaut et protéger les équipements contre les surcharges ou les courts-circuits.

Ils sont disponibles dans une gamme de tailles et de puissances avec des ratios de transformation différents selon les applications, et doivent être correctement sélectionnés et installés pour garantir une mesure précise et une protection efficace des équipements électriques. [2]

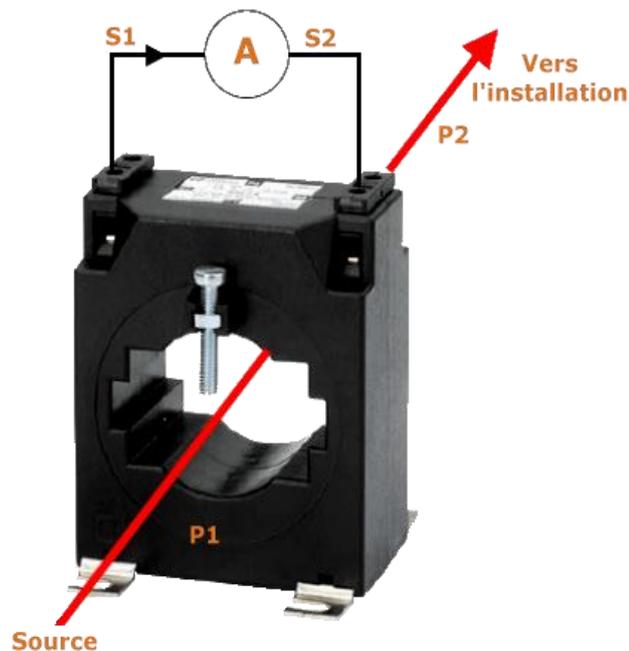


Figure II.7. Transformateur courant

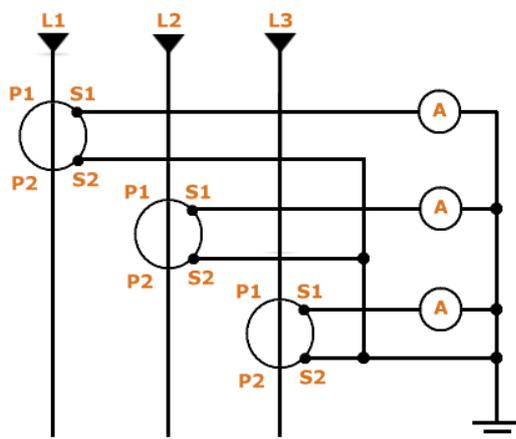


Figure II.8. Schéma triphasé avec un transformateur de courant

II.5.5.2. Transformateur de tension

Le transformateur de tension est utilisé dans les systèmes électriques pour transformer les niveaux de tension de la distribution d'électricité. Le rôle principal du transformateur de tension est de réduire ou d'augmenter la tension électrique en fonction des besoins du système électrique.

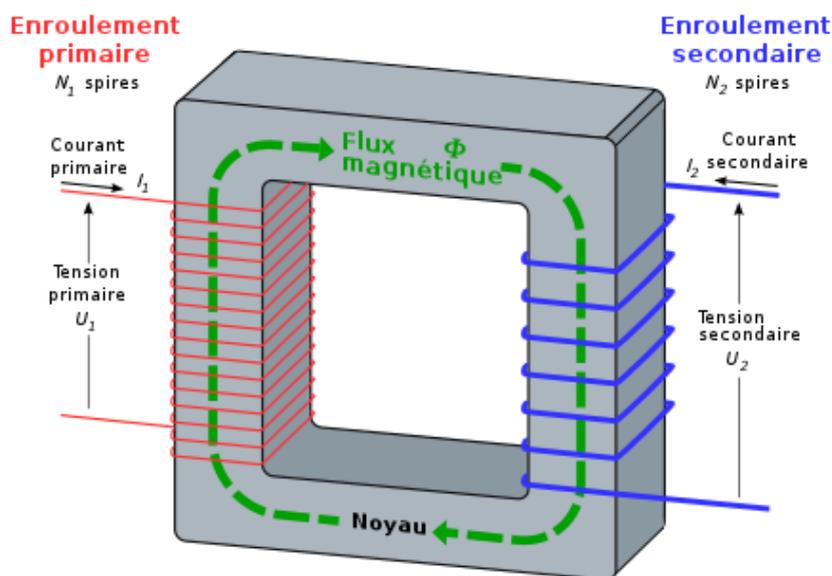


Figure II.9. Transformateur de tension

II.6. Etude de sélectivité

La sélectivité désigne la capacité d'un système de protection électrique à isoler rapidement et de manière ciblée une zone de défaut tout en laissant fonctionner le reste de l'installation électrique. Elle est essentielle pour garantir la fiabilité et la disponibilité de l'énergie électrique, en limitant les impacts des défaillances ou des perturbations sur le système.

Dans une installation électrique, la sélectivité permet de déconnecter du réseau le départ immédiatement placé en amont d'un défaut tel que :

- Une surcharge
- Un court-circuit
- Une fuite de courant à la terre
- L'absence temporaire de tension

Ainsi, les conséquences du défaut sont limitées à la seule partie de l'installation concernée.

La sélectivité permet alors d'assurer la continuité de service d'un maximum de circuits tout en assurant la sécurité de l'installation.

Concrètement, la sélectivité peut permettre à une armoire de protéger un circuit en défaut, tout en assurant la continuité de service des autres circuits.

II.6.1. Mode de sélectivité

La prise en compte de la sélectivité des protections dès la phase de conception d'une installation est un impératif majeur pour garantir une disponibilité optimale de l'énergie aux utilisateurs. Il s'agit en effet d'un élément clé qui contribue à la fiabilité et à la performance de l'installation électrique. Par conséquent, la sélectivité horizontale et verticale doit être rigoureusement étudiées et implémentées pour assurer une protection efficace de l'installation contre les perturbations et les défaillances. [8]

II.6.1.1. Sélectivité totale

La sélectivité est dite totale lorsqu'elle est garantie quelle que soit la valeur du courant de défaut. [8]

II.6.1.2. Sélectivité partielle

La sélectivité est dite partielle lorsque seule la protection immédiatement en amont élimine le défaut jusqu'à une certaine valeur, puis une autre protection située en amont de la précédente assurera la protection pour des valeurs de courant de défaut supérieures à la précédente. [8]

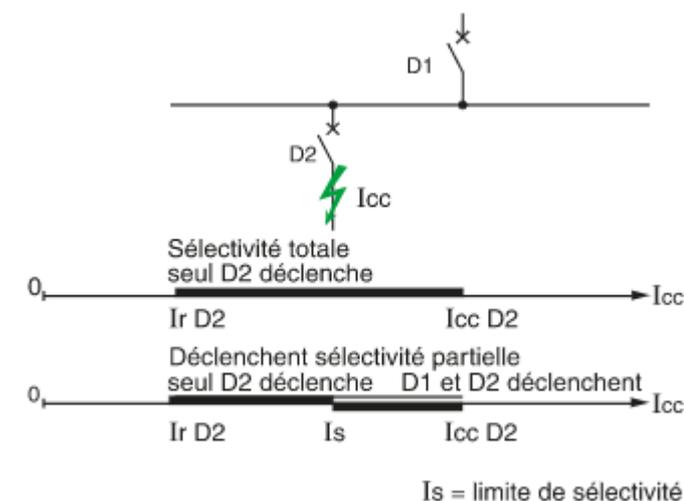


Figure II.9. Type de sélectivité

II.6.2. Les types de sélectivité (techniques de sélectivité)

La sélectivité peut être assurée de plusieurs façons en fonction du type de défaut. Il existe 4 différentes sélectivités :

II.6.2.1. Sélectivité Logique

Ce type de sélectivité permet une communication entre les protections placées en cascade. Elles sont reliées par un bus qui, en cas d'incident, décidera de l'appareil qui interrompra le circuit électrique.

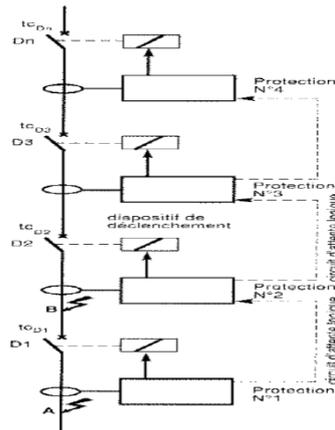


Figure II.10. Sélectivité logique

II.6.2.2. Sélectivité Chronométrique

La sélectivité chronométrique consiste à programmer les dispositifs de protection pour qu'ils réagissent en fonction du temps de réponse.

Cette méthode est basée sur la mesure du temps de réponse des dispositifs de protection en cas de défaut. . [8]

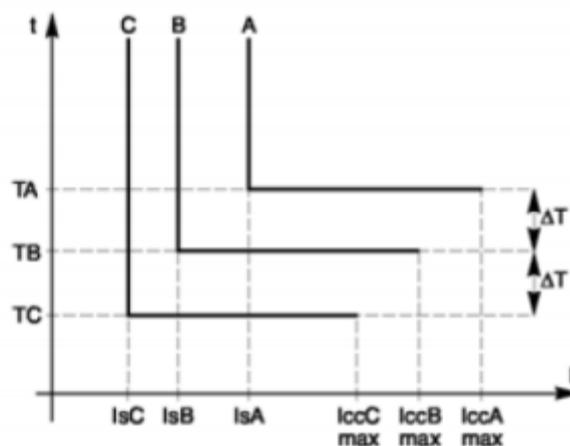


Figure II.11. Sélectivité chronométrique

II.6.2.3. Sélectivité ampérométrique

La sélectivité ampérométrique consiste à programmer les dispositifs de protection pour qu'ils réagissent en fonction du niveau de courant électrique mesuré. Ainsi, les dispositifs de protection les plus proches du défaut électrique réagiront en premier, en détectant une augmentation rapide du courant électrique. [8]

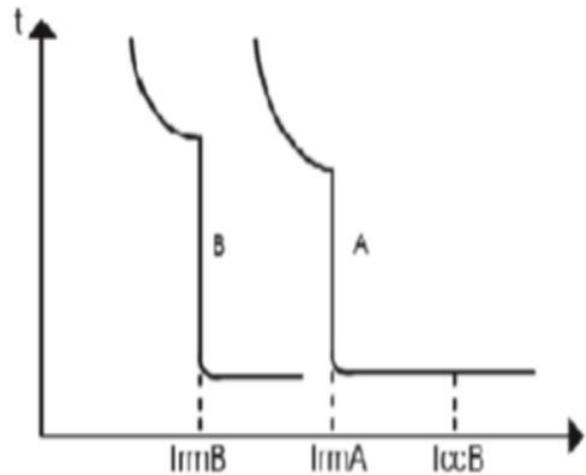


Figure II.12. Sélectivité ampérométrique

II.7. Description des câbles électrique

II.7.1 Conducteur isolé

Un conducteur isolé se compose d'un noyau conducteur enveloppé d'une couche isolante. Cette enveloppe isolante peut être colorée selon les préférences des clients ou les normes en vigueur. La coloration peut être monochrome ou bicolore, en fonction des exigences spécifiques ou des standards de l'industrie. [8]

II.7.2 Câble unipolaire

Un câble unipolaire se compose d'un conducteur isolé avec une ou plusieurs gaines de protection supplémentaires, ce type de câble est souvent utilisé pour des sections de câbles relativement importantes, car il devient plus difficile de courber un ensemble de conducteurs à grande section. De plus, le câble unipolaire offre une meilleure dissipation de la chaleur. [8]

II.6.3 Câble multipolaire

Un câble multipolaire est un ensemble de conducteurs électriquement distincts, mais qui partagent une protection commune. Cela signifie que les différents conducteurs sont regroupés dans une seule enveloppe ou gaine de protection, offrant une protection collective pour l'ensemble du câble. [8]

II.7. Conclusion

En conclusion, ce chapitre a permis d'explorer en détail les composants du réseau MT du complexe Cevital.

Nous avons étudié l'alimentation principale, les différentes sous-stations, les équipements électriques et les équipements de protection, cette analyse approfondie nous a permis de mieux comprendre l'infrastructure électrique du complexe Cevital, sa fiabilité et sa capacité à répondre aux besoins énergétiques des différentes installations.

La gestion et la protection efficaces du réseau MT jouent un rôle essentiel dans le bon fonctionnement et la sécurité du complexe Cevital.

Chapitre III. Etude du dimensionnement et protection des canalisations du complexe CEVITAL

Chapitre III. Etude du dimensionnement et protection des canalisations du complexe CEVITAL

III.1. Introduction

Ce chapitre fournira une compréhension approfondie des concepts théoriques liés aux réseaux électriques moyenne tension. En explorant les régimes de neutre, le dimensionnement des canalisations, les protections et la compensation d'énergie réactive, nous serons en mesure de concevoir et d'optimiser des réseaux électriques sûrs, fiables et efficaces dans le domaine de la moyenne tension.

Le dimensionnement et le réglage des protections seront également abordés dans ce chapitre. Nous examinerons les dispositifs de protection tels que les disjoncteurs, les fusibles et les relais, et nous discuterons des critères de dimensionnement, tels que les courants de court-circuit, les courants de défaut et les temps de réponse nécessaires et le pouvoir de coupure (pdc) et la protection des équipements pour assurer la sécurité du réseau. Nous explorerons les différentes techniques pour régler ces protections de manière optimale, en prenant en compte les caractéristiques spécifiques du réseau.

III.2. Régime du neutre

III.2.1. Définition

En électricité, un régime de neutre définit la façon dont est raccordée la terre du côté de la source de tension (ex : un transformateur de distribution EDF, un groupe électrogène, une éolienne...) et du côté des masses de l'utilisateur (lave-linge, lave-vaisselle...). C'est-à-dire la façon dont les carcasses métalliques de vos appareils (ex : machine à laver, four...) sont raccordées à la terre. [9]

La norme NFC 15-100 définit trois régimes de neutre qui sont caractérisés par deux lettres [11]:

- Neutre à la Terre : TT
- Mise au Neutre : TN (2 variantes)
- TN-S : Neutre et PE séparés
- TN-C : Neutre et PE confondus
- Neutre Isole : IT

La première lettre : détermine la position du point de neutre.

- T : raccordement direct à la Terre.
- I : isolé de la terre ou raccordé par une impédance.
- La deuxième lettre : détermine le mode de mise à la terre des masses électriques.
- T : raccordement direct à la Terre.
- N : raccordement au point de neutre de l'installation.

Le régime IT se fait pour l'industrie qui assure la discontinuité des services par contre l'entreprise CEVITAL utilise le régime TN (TN-S et TN-C) pour assurer la continuité des services, c'est le régime le plus pratique et efficace.

Les différents régimes de neutre On distingue :

- Le neutre directement mis à la terre
- Le neutre isolé, ou fortement impuissant
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance accordée (bobine de Petersen). [10]

III.2.2. Régime du neutre TT

Ce régime de neutre signifie :

- Neutre à la terre coté transfo de distribution (1er "T"),
- Neutre à la terre coté utilisateur (2ème "T"). [11]



Figure III.1. Régime TT [12]

III.2.3. La connexion du neutre en régime TT

Le régime TT est celui de la distribution basse tension en France, associés à nos disjoncteurs différentiels 30mA. La carcasse des appareils (côté utilisateur) est reliée à la terre. Aussitôt qu'un défaut d'isolement (masse reliée à la terre qui entre en contact avec une phase) survient, il doit y avoir coupure : c'est la coupure au premier défaut. [11]

Entre une phase et la masse de l'appareil, il y a 230V pour un réseau 230V/400V. Il ne peut pas y avoir plus en cas de défaut. [11]

III.2.4. Régime de neutre TN

Ce régime de neutre signifie :

- Neutre à la terre coté transfo de distribution ("T"),
- Terre reliée au neutre coté utilisateur ("N").[11]

→ Il existe 2 régimes TN : TNC et TNS

III.2.4.1. Régime TNC

Le neutre (N) et le conducteur de protection (PE) sont confondus (PEN sur le schéma). Ce régime est interdit pour des sections de câbles inférieures à 10 mm². En effet, la tension entre les extrémités du conducteur de protection doit rester aussi faible que possible. [11]

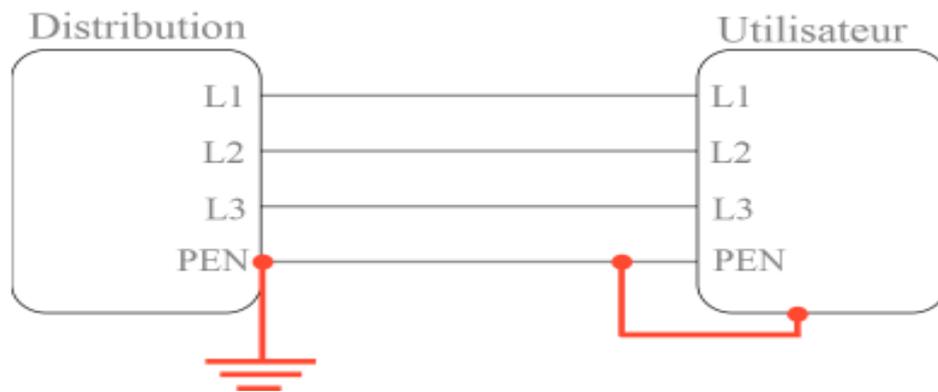


Figure III.2. Régime TNC[12]

III.2.4.2. Régime TNS

Le neutre (N) et le conducteur de protection (PE) sont séparés, il faut utiliser des appareils tripolaires + neutre. [11]

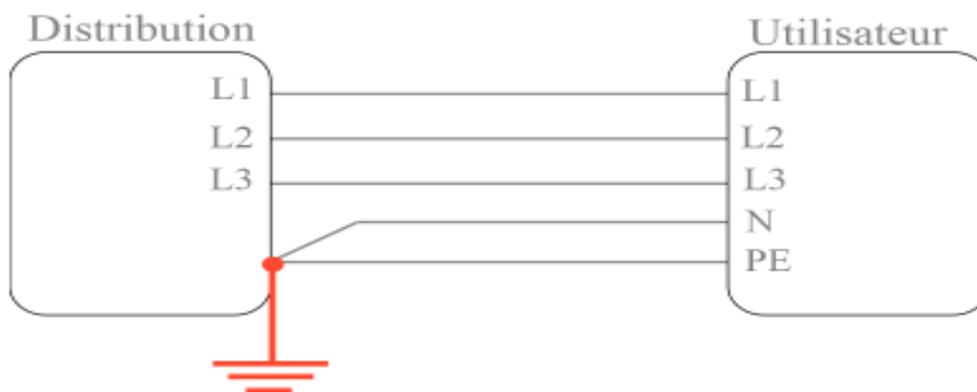


Figure III.3. Régime TNS [12]

Dans les deux cas, la protection doit être assurée par coupure au premier défaut. Entre une phase et la masse de l'appareil, il y a 230V pour un réseau 230V/400V. Il ne peut pas y avoir plus en cas de défaut. [2]

III.2.5. Régime de neutre IT

Le régime de neutre IT signifie :

- Neutre isolé coté transfo de distribution ("I" comme "isolé"),
- Masse reliée à la terre coté utilisateur (2ème "T").

La particularité du régime IT est de continuer à fonctionner en cas de premier défaut. Le fonctionnement est plus complexe. [11]

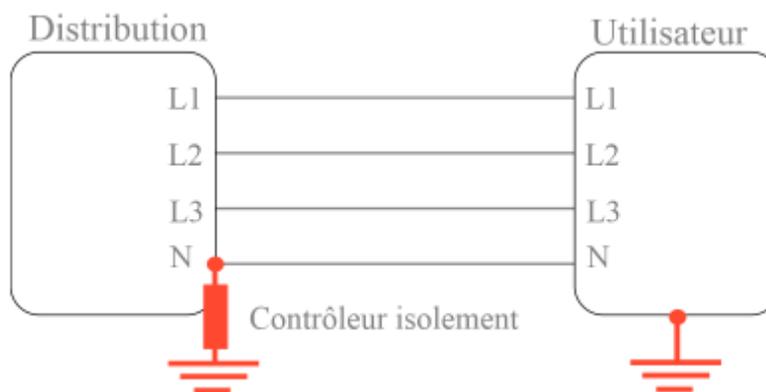


Figure III.4. Régime IT [12]

III.3. Dimensionnement des canalisations

III.3.1. Définition

Une canalisation est un ensemble constitué par un ou plusieurs conducteurs électriques et les éléments assurant leur fixation et, le cas échéant, leur protection mécanique. [10]

III.3.2. Détermination de la section des conducteurs en MT

- Déterminer le courant maximal d'emploi I_B des récepteurs à alimenter,
- Déterminer la section S_1 satisfaisant l'échauffement de l'âme du câble en régime de fonctionnement normal, qui peut être permanent ou discontinu. Cette étape nécessite la connaissance :
 - Des conditions d'installation réelles de la canalisation, par conséquent du facteur de correction global f . [13]
 - Des valeurs des courants admissibles des différents types de câble dans les conditions standards d'installation. [13]
- Déterminer la section S_2 nécessaire à la tenue thermique du câble en cas de court-circuit Triphasé,
- Déterminer la section S_3 nécessaire à la tenue thermique de l'écran du câble en cas de court-circuit à la terre,
- Vérifier éventuellement la chute de tension dans la canalisation pour la section S_4 retenue. La section technique S à retenir est la valeur maximale parmi les sections S_1 , S_2 , S_3 et S_4
- Éventuellement, calculer et choisir la section économique. [13]

III.3.2.1. Détermination du courant maximal I_B I_{cmax}

Le courant maximal d'emploi I_B est déterminé sur la base de la somme des puissances des récepteurs alimentés, en appliquant si nécessaire des coefficients d'utilisation et de simultanéité.

En moyenne tension, une canalisation alimente le plus souvent un seul récepteur (transformateur, moteur, four, chaudière), dans ce cas I_B est pris égal au courant assigné de l'appareil. [3]

III.3.2.2. Courants admissibles I_a dans les canalisations

C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice sur sa durée de vie, qui est soumise à des règles générales,

Les courants admissibles dans les câbles sont donnés dans les normes ou par les constructeurs pour des conditions standards d'installation. [13]

Pour déterminer le courant admissible par une canalisation dans les conditions réelles d'installation, il faut procéder de la façon suivante :

- à l'aide du tableau a.1, définir le mode de pose et son numéro de colonne des tableaux associé
- à partir des conditions d'installation et d'ambiance, déterminer les valeurs des facteurs de correction qui doivent être appliqués f_0 à f_6 (tableaux 2 à 6).
- Calculer le facteur de correction global "f" égal au produit des facteurs de correction $f_0, f_1, f_2, f_3, f_4, f_5, f_6$;
- A l'aide du tableau a.7 pour les câbles isolés au papier imprégné et des tableaux a.8 à a.12 pour les câbles avec isolant synthétique, déterminer le courant maximal admissible I_0 par la canalisation dans les conditions standards (f_0 à $f_6 = 1$) ;
- Calculer le courant maximal admissible par la canalisation dans les conditions d'installation : **$I_a = f I_0$**

III.3.2.3. Mode de pose

Le tableau a.1 (voir annexe) indique, pour chaque mode de pose, la colonne des tableaux des courants admissibles à utiliser pour le choix de la section des conducteurs (tableaux a.2 à 6)

Le facteur f_0 correspond au mode de pose ; les facteurs f_1 à f_6 sont explicités ci-après (tableaux a.6 à 12) voir annexe. [13]

- a) Mode de pose tableaux a.1 (voire l'annexe).
- b) Facteur de correction f_1 pour des températures ambiantes différentes de 30°C (câbles posés dans l'aire). (Tableaux 2 voire annexe).
- c) Facteur de correction pour des températures du sol différent de 20°C (câbles enterrés) f_2 (tableaux 3) voir annexe.
- d) Facteurs de correction pour des résistivités thermiques du sol $\neq 1K.M/W$ (câbles enterrés) f_3 (tableaux 4 (voir annexe)).
- e) Facteurs de correction pour groupement de plusieurs canalisation (câbles enterrés) f_4 (tableaux 5(voir annexe)).
- f) Facteurs de correction pour groupement de plusieurs circuits ou plusieurs câbles (câbles poses dans l'aire et a l'arbi du rayonnement solaire direct) f_5, f_6 (tableaux a.6) voir annexe.
- g) Courants admissibles dans les cales, dans les conditions standards d'installations (f_0 à $f_6 = 1$) (tableaux a.7) voir annexe.

III.3.2.4. Câbles isolés au papier imprégné

Les câbles isolés au papier imprégné ne sont plus fabriqués depuis plusieurs années. Toutefois, pour des besoins de calcul sur des installations existantes, les courants admissibles peuvent être calculés avec une approximation de $\pm 5\%$ à l'aide de la formule suivante : [13]

$$I_a = 10^B \times S^A$$

I_a : intensité admissible, en A

S : section nominale du câble, en mm²

III.3.2.5. Câbles avec isolant synthétique

Les valeurs des courants admissibles sont données dans (les tableaux a.8 à 12 voir annexe) suivant le type de conducteur, la nature de l'isolant et la tension assignée.

La tension assignée, pour laquelle un câble est conçu, s'exprime par un ensemble de trois valeurs, en kV, sous la forme :

$$U_0/U (U_m)$$

Avec :

U_0 : tension entre l'âme d'un conducteur et un potentiel de référence (écran ou terre)

U : tension entre les âmes de deux conducteurs de phase

U_m : tension maximale qui peut apparaître entre les phases du réseau dans les conditions normales d'exploitation.

III.3.3. Contraintes thermiques des conducteurs

La contrainte thermique des conducteurs actifs doit être vérifiée pour le courant de court-circuit maximal à l'origine du câble. Il est calculé par la méthode des impédances en tenant compte de la participation de l'ensemble des éléments du réseau (moteurs, alternateurs...).

Dans le cas d'une installation avec groupe de production interne, la contrainte thermique est établie sur la base du courant de court-circuit pendant la période transitoire, celle-ci correspond approximativement au temps d'élimination du court-circuit.

Pour une durée de court-circuit inférieure à 5 secondes, l'échauffement du câble est considéré adiabatique ; cela signifie que l'énergie emmagasinée reste au niveau de l'âme et n'est pas transmise à l'isolant. Les calculs thermiques sont alors simplifiés, ils sont présentés ci-dessous.

Nota : pour vérifier les contraintes thermiques des conducteurs de protection et des liaisons équipotentielles, il faut Prendre en compte le courant de défaut à la terre. [13]

III.3.3.1. Méthode générale

Les résultats des calculs d'échauffement sont représentés par les courbes de la (figure I.) Elles donnent les densités de courant admissibles dans différents types de câbles pour une durée de court-circuit d'une seconde, en fonction de la température du câble avant le court-circuit. La section minimale du conducteur, satisfaisant l'échauffement en cas de court-circuit, est déterminée par la formule :

I_{cc}/δ

I_{cc} : intensité de court-circuit maximal, en A

δ : densité de courant admissible, en A / mm²

Pour une durée de court-circuit différente de 1 seconde,

On a :

$$\delta = \frac{\delta_0}{\sqrt{t}} \quad \text{on a alors} \quad S = \frac{I_{cc}}{\delta_0} \sqrt{t}$$

t : durée du court-circuit

III.3.3.2. Méthode simplifiée

Elle suppose que la température du câble avant le court-circuit est égale à la température admissible en régime permanent.

Dans ce cas, la section du conducteur doit satisfaire la condition suivante :

$$S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t} \quad (\text{III.1})$$

I_{cc} : courant de court-circuit maximal

t : durée du court-circuit

k : coefficient dont la valeur est donnée dans le tableau a.13 (voir annexe) Pour les conducteurs de protection, le courant à prendre en compte est le courant de défaut à la terre

III.3.4. Courants admissibles dans les écrans de câbles

Pour un court-circuit phase-écran, la contrainte thermique résultant du passage du courant de défaut I_d pendant un temps t , ne doit pas dépasser la tenue thermique

De l'écran du câble. I_d est le courant de défaut à la terre. La surintensité admissible dans les écrans de câbles dépend de la constitution de cet écran et du type de câble.

En l'absence d'indications, les valeurs des tableaux a.15, a.16 et a.17 peuvent être utilisées. Ces valeurs correspondent à un écran constitué par un ruban de cuivre de 0,1 mm d'épaisseur posé rubané avec un recouvrement de 15%

Le tableau a.14 (voir annexe) donne, pour chaque type d'isolant, les températures en service normal et en fin de surintensités retenues pour les calculs de l'échauffement des écrans de câbles.

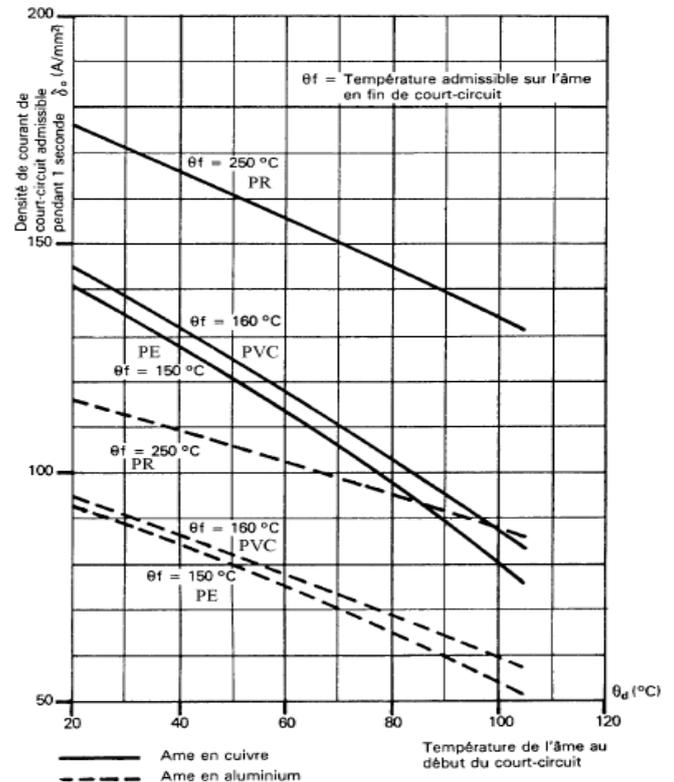


Figure III.5. Court-circuit dans l'âme

Valeurs des courants de surintensités admissibles dans les écrans de câbles (tableaux a.15, a.16 et a.17) voir annexe.

III.3.4.1. Câbles unipolaires

Le passage d'un courant dans l'âme du câble donne naissance à une tension induite dans l'écran. Cette tension dépend de la disposition géométrique des câbles, de la longueur et du courant véhiculé :

$$E_0 = 0.145 \times \text{Log}1 \left(\frac{2a}{d} \right) \times l \times I \quad (\text{III.2})$$

a: distance entre axes des câbles (mm)

d : diamètre moyen de l'écran (mm)

l : longueur de la liaison (km)

I : intensité transitée dans l'âme (A).

Pour des longueurs importantes de liaison, E_0 peut atteindre des valeurs dangereuses pour les personnes. La norme prévoit la mise à la terre de l'écran aux deux extrémités lorsque E_0 risque de dépasser la limite de 50 V en régime permanent. Par contre, la mise à la terre de l'écran aux deux extrémités donne lieu à des courants de circulation en permanence dans l'écran. [13]

Pour une mise à la terre de l'écran à une seule extrémité, lors d'un court-circuit, le potentiel induit sur la deuxième extrémité peut être très élevé et faire claquer l'isolation de l'écran au niveau du raccordement. Il faudra donc prendre les précautions nécessaires.

III.3.4.1.a. Calcul du courant de circulation dans l'écran

Lors d'un régime permanent équilibré (ou d'un court-circuit triphasé), la tension induite, dans un écran mis à la terre aux deux extrémités fait circuler un courant à travers le circuit formé par (fig. :6) : [13]

L'écran lui-même

Les prises de terre

La terre.

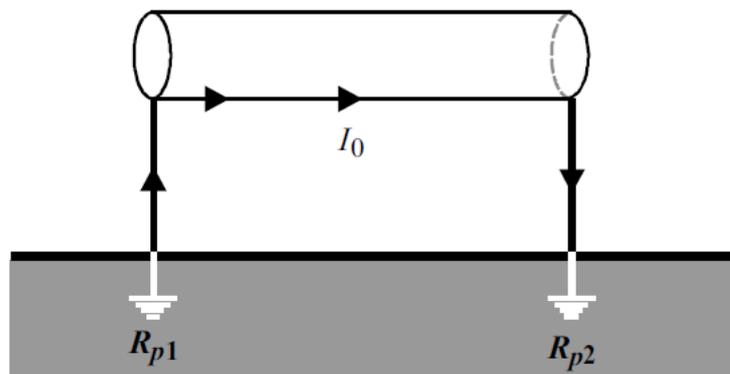


Figure III.6. Courant de circulation dans l'écran

Ce courant est donné par la formule : [13]

$$I_0 = \frac{E_0}{|Z|} \quad (\text{III.3})$$

Z : impédance totale du circuit écran - prises de terre – terre

$$Z = (R_e + R_{p1} + R_{p2} + R_T) + jLW \quad (\text{III.4})$$

R_e : résistance de l'écran

R_{p1}, R_{p2} : résistances des prises de terre

R_T : résistances de la terre

L : inductance totale du circuit

Pour la détermination de L et R_T , la terre peut être considérée comme étant un conducteur

Fictif de résistance R_T situé à une distance D de la surface du sol tel que :

$$L_T = \frac{\omega \alpha_0}{8} \quad (\text{III.5})$$

$$D = \frac{2\sqrt{ep}}{\gamma\sqrt{\omega\alpha_0}} \quad (\text{III.6})$$

$$e = 2,718(\ln(e)=1)$$

γ : constante d'Euler = 1,718

ρ : résistivité du sol

$\alpha_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$: perméabilité magnétique du vide

Pour un sol moyen de résistivité $\rho = 100 \Omega.m$ et une fréquence $f = 50 \text{ Hz}$,

L'application numérique donne $D = 935 \text{ m}$.

La valeur de l'inductance du circuit écran-terre est donnée par la formule : [13]

$$l = \frac{\alpha_0}{2\pi} \ln\left(\frac{2D}{d}\right) \quad (\text{III.7})$$

\ln : logarithme népérien

d : diamètre moyen de l'écran

En pratique, L est toujours voisin de $2 \cdot 10^{-3} \text{ H/km}$, soit $L\omega \cong 0,63 \Omega / \text{km}$

III.3.4.1.b. Effet thermique dans les écrans de câbles

Lorsque l'écran est mis à la terre aux deux extrémités, la circulation permanente du courant induit dans l'écran provoque un échauffement supplémentaire dans le câble et réduit par conséquent son intensité admissible. [13]

Généralement, ce phénomène n'est à prendre en compte que pour les câbles de section supérieure à 240 mm^2 .

On peut appliquer la règle suivante :

Ecran mince et sans armure, pour $S > 1000 \text{ mm}^2$ le courant admissible est réduit de 5%,

Ecran non mince et sans armure, le courant admissible est à réduire de :

5% pour $240 \text{ mm}^2 \leq S \leq 800 \text{ mm}^2$,

10% pour $S > 800 \text{ mm}^2$.

Câbles avec écran et armure, le courant admissible est à réduire de :

5% pour $240 \text{ mm}^2 \leq S \leq 400 \text{ mm}^2$,

10% pour $500 \text{ mm}^2 \leq S \leq 800 \text{ mm}^2$,

15% pour $S > 800 \text{ mm}^2$.

III.3.4.2. Câbles tripolaires

Pour les câbles tripolaires à champ radial dont l'écran métallique entoure les 3 âmes, le champ électromagnétique est nul en régime équilibré.

En régime normal de fonctionnement, il n'y a pas de courant de circulation dans l'écran. [13]

III.3.5. Les chutes de tension

Les chutes de tension dans les câbles moyenne tension des réseaux industriels sont en général négligeables.

Bien que la norme C 13-220 ne prévoit pas la vérification des chutes de tension et ne fixe pas les valeurs admissibles, il nous semble utile de donner la méthode de calcul pouvant être appliquée notamment pour les canalisations de longueur importante. [13]

Pour un circuit triphasé, la chute de tension (tension simple) est calculée par la formule :

$$\Delta V = \left(\rho_1 \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi \right) \cdot IB \quad (\text{III.8})$$

ρ_1 : résistivité du conducteur en service normal, soit 1,25 fois celle à 20 °C,

$\rho_1 = 0,0225 \text{ } \Omega\text{mm}^2 / \text{m}$ pour le cuivre ;

$\rho_1 = 0,036 \text{ } \Omega\text{mm}^2 / \text{m}$ pour l'aluminium,

L : longueur de la canalisation, en mètre,

S : section des conducteurs, en mm^2 ,

$\cos \varphi$: facteur de puissance ; en l'absence d'indications précises, on peut prendre $\cos \varphi = 0,8$

($\sin \varphi = 0,6$),

IB : courant maximal d'emploi en A,

λ : réactance linéique de la canalisation, en Ω / m . [13]

Les valeurs de λ en HTA sont :

- $0.08 \times 10^{-3} \Omega/m$ pour les câbles tripolaires,
- $0.15 \times 10^{-3} \Omega/m$ pour les câbles unipolaires.

On définit la chute de tension relative :

$$\frac{\Delta V}{V_n} \tag{III.9}$$

V_n : tension simple nominal. [13]

III.3.6. Détermination pratique de la section minimale d'un câble MT

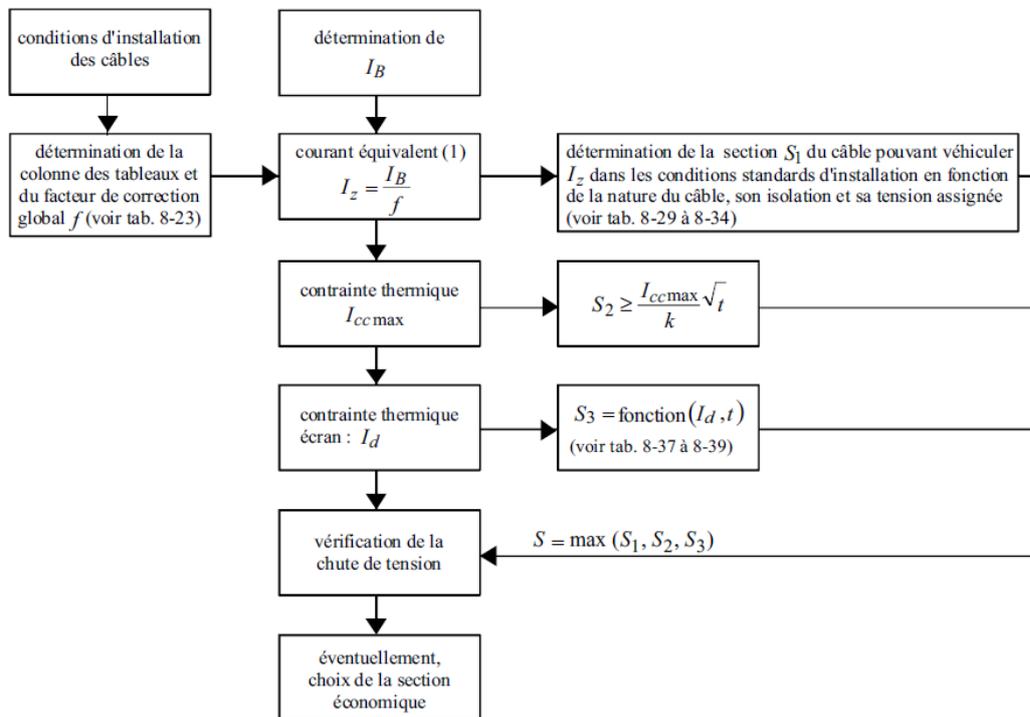


Figure III.7. Logigramme de détermination de la section minimale d'un câble en MT

III.4. Dimensionnement de la protection

III.4.1. Pouvoir de coupure Pdc

Le pouvoir de coupure (Pdc) doit être supérieur à l'intensité de court-circuit maximale triphasée ($I_{cc\ tri}$) en son point d'installation : $PdC \Rightarrow I_{cc\ tri}$. [10]

III.4.2. Détermination du pouvoir de coupure des différents disjoncteurs

Le pouvoir de coupure assigné en court-circuit est la valeur la plus élevée du courant que le disjoncteur doit être capable de couper sous sa tension assignée. [12]

Il est caractérisé par deux valeurs :

- ✓ La valeur efficace de sa composante périodique, dénommée par l'abréviation : "pouvoir de coupure assignée en court-circuit"

- ✓ Le pourcentage de la composante apériodique correspondant à la durée d'ouverture du disjoncteur à laquelle on ajoute une demi-période de la fréquence assignée. La demi-période correspond au temps minimal d'activation d'une protection à maximum de courant, soit 10 ms à 50 Hz.
- ✓ Suivant la CEI, le disjoncteur doit couper la valeur efficace de la composante périodique du court-circuit (= son pouvoir de coupure nominal). [12]

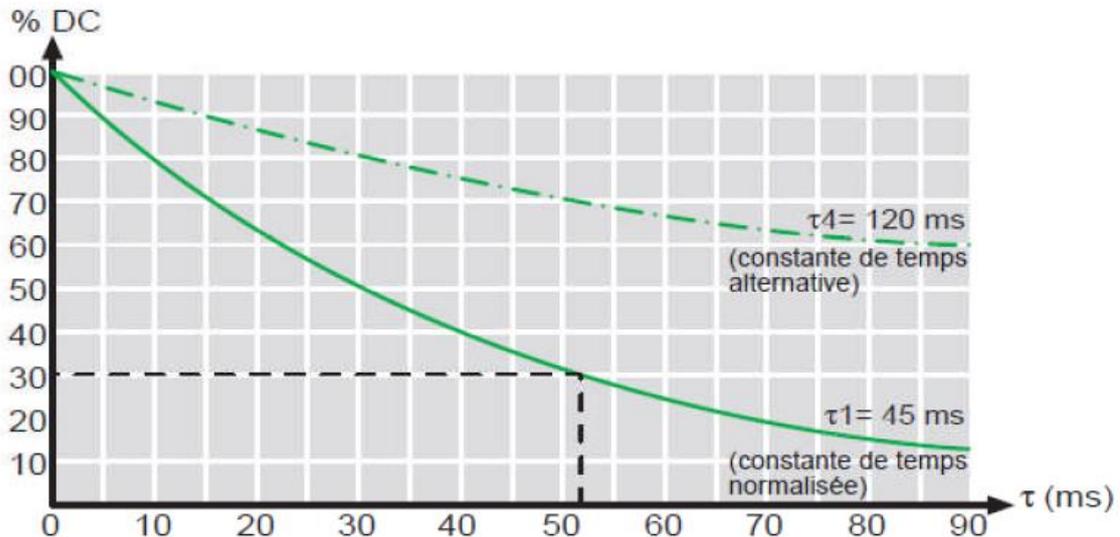


Figure III.6. Pourcentage de la composante apériodique (% DC) en fonction de temps[12]

avec :

τ : durée d'ouverture du disjoncteur (Top), augmentée d'une demi-période à la fréquence industrielle (Tr). [12]

- ✓ En standard la CEI définit les équipements MT pour un %DC de 30%, pour une valeur crête du courant maximal égale à $2,5 \times I_{cc}$ en 50 Hz ou $2,6 \times I_{cc}$ en 60 Hz. Dans ce cas utiliser la courbe τ_1 .
- ✓ Pour les circuits faiblement résistifs comme les arrivées génératrices, %DC peut-être plus grande, avec une valeur crête du courant maximal égale à $2,7 \times I_{cc}$. Dans ce cas utiliser la courbe τ_4 .
- ✓ Valeurs de pouvoir de coupure assigné en court-circuit :

6,3 - 8 - 10 - 12,5 - 16 - 20 - 25 - 31,5 - 40 - 50 - 100 kA [12]

Courant de court-circuit symétrique (en kA) :

$$I_{sym} = \frac{I_{AC}}{\sqrt{2}} \quad (III.10)$$

I_{AC} : Valeur de crête de la composant périodique (I_{CC} crête)

Courant de court-circuit asymétrique (en kA) :

$$I_{asym}^2 = I_{AC}^2 + I_{DC}^2 \quad (III.11)$$

$$I_{asym} = I_{sym} \sqrt{1 + 2 \left(\frac{\%DC}{100} \right)^2} \quad (III.12)$$

I_{DC} : Valeur de la composante aperiodique.

III.4.3. Association de dispositifs de protection

L'utilisation d'un appareil de protection possédant un pouvoir de coupure inférieur au courant de court-circuit au point où il est installé est autorisé par la norme NF C 15-100 aux conditions suivantes :

- Il existe en amont un autre dispositif ayant au moins le pouvoir de coupure nécessaire,
- L'énergie que laisse passer le dispositif placé en amont est inférieure à celle que peut supporter sans dommage l'appareil aval et les canalisations protégées par ces dispositifs ; cette possibilité est mise en œuvre :
- Dans les associations disjoncteurs/fusibles
- Dans la technique de filiation qui utilise le fort pouvoir de limitation de certains disjoncteurs (par exemple, le Compact).

Les associations possibles, résultant d'essais réels effectués en laboratoire, sont données dans les catalogues des constructeurs. [10]

III.5. Les courants de court-circuit

III.5.1. Objectifs de calcul des courants de court-circuit

Le calcul des courants de court-circuit sert à choisir et régler convenablement les dispositifs de protections.

III.5.2. Nécessite de calcul des courants de court-circuit

Le calcul du courant de court-circuit efficace maximal et de la valeur crête associée permettent de vérifier les pouvoirs de coupure, le pouvoir de fermeture, la tenue Thermique et électrodynamique des matériels ;

Le calcul du courant de court-circuit efficace maximal permet aussi de vérifier la sélectivité des protections ;

Le calcul du courant de court- égale des relais de protection ;

Le calcul des courants de court-circuit a pour but de choisir et de régler convenablement la protection. On utilise les courbes du courant en fonction du temps.

III.5.3. Calcul des courants de court-circuit

Les courants de court-circuit dans les réseaux électriques apparaissent l'ors du Vieillissement des câbles ou des matériels ou encore des fautes commises par le personnel. [15]

III.5.3.1. Le courant maximal de court-circuit

Ce courant correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes avales de l'organe de protection, il doit être calculé avec une bonne précision afin de déterminer :

- Le pouvoir de coupure PDC des disjoncteurs ;
- Le pouvoir de fermeture des appareils ;

- La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

III.5.3.2. Le courant minimal de court-circuit

Le calcul de ce courant est indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles, en particulier quand :

- La longueur des câbles est importante ou lorsque la source est relativement impédance (générateurs, onduleurs).
- La protection des personnes repose sur le fonctionnement des disjoncteurs ou des fusibles, c'est essentiellement le cas avec les schémas de liaison à la terre TN ou IT
-

III.5.3.3. Calcul des courants de court-circuit $I_{cc} 3\phi$

Il existe plusieurs méthodes de calcul des courants de court-circuit, parmi lesquelles on peut citer :

III.5.3.4. La méthode des impédances

Tout constituant d'un réseau (réseau d'alimentation, transformateur, alternateur, moteurs, câbles, barres...) se caractérise par une impédance (Z) composée d'un élément résistant (R) et d'un élément inductif (X) appelé réactance. X , R et Z s'expriment en ohm.

La relation entre ces différentes valeurs est donnée par :

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (\text{III.13})$$

La méthode consiste à :

- Décomposer le réseau en tronçons
- Calculer pour chaque constituant les valeurs R et X
- Calculer pour le réseau :
 - la valeur de R ou de X équivalente
 - la valeur de l'impédance équivalente
 - le courant de court-circuit

Le courant de court-circuit triphasé est :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad (\text{III.14})$$

I_{cc} : courant de court-circuit (en kA)

U : tension entre phases au point considéré avant l'apparition du défaut, en kV.

Z_{cc} : impédance de court-circuit (en ohm)

Dans lequel on retrouve toujours les éléments suivants :

- Le réseau amont ;
- Le ou les transformateurs ;
- Un ou des disjoncteurs ;
- Des câbles, des jeux de barres, des canalisations préfabriquées

❖ Réseau amont

La puissance de court-circuit du réseau MT (S_{cc} = puissance de court-circuit) est donnée par le distributeur d'énergie, l'impédance du réseau amont ramené au secondaire du

Transformateur est donnée par la relation :

$$Z_a = \frac{U_0^2}{S_{cc}} \quad (\text{III.15})$$

Avec :

U_0 : Tension entre phase à vide du secondaire du transformateur

S_{cc} = Puissance de court-circuit

❖ Transformateur

L'impédance Z_{tr} d'un transformateur vue du secondaire est donnée par la relation :

$$Z_{tr} = \frac{U^2}{S_n} * U_{cc}(\%) \quad (\text{III.16})$$

Avec :

U : Tension entre phases au secondaire

S_n : Puissance nominale du transformateur S_n

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

La résistance :
$$R_{tr} = P_{cc} \frac{U_n^2}{S_n^2} \quad (\text{III.17})$$

P_{cc} = 115 KW

La réactance se déduit de la relation :

$$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2} \quad (\text{III.18})$$

X_{tr} : Réactance du transformateur,

R_{tr} : Résistance du transformateur,

Z_{tr} : Impédance ramenée au secondaire du transformateur.

❖ Câbles

La résistance se calcule à l'aide de la formule :

$$R = \frac{\rho * L}{S} \quad (\text{III.19})$$

La réactance $X = 0.15 \Omega/\text{km}$

Avec :

L : Longueur de la canalisation, en mètre

S : Section des conducteurs, en mm²

ρ : Résistivité des conducteurs : Pour le cuivre $\rho = 0,0225 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$

Pour l'aluminium $\rho = 0,036 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$

- Impédance de ligne :

$$Z = X_0 \times L \quad (\text{III.20})$$

Avec :

X_0 : Réactance de la ligne.

L : longueur de la ligne

- Alternateur :

$$Z_{at} = \frac{U^2}{S_{cc}} * X_{cc}(\%) \quad (\text{III.21})$$

Avec :

X_{cc} : Réactance de court-circuit d'alternateur

S_{cc} : Puissance de court-circuit d'alternateur

III.5.3.5. La méthode des composants symétrique

En fonctionnement normal, les réseaux triphasés constituant des ensembles équilibrés mais dans le cas où ils sont le siège de défaut, cet équilibre fait place à une dissymétrie importante.

III.5.3.5.1. Définition des composantes symétriques

Les composantes symétriques permettent surtout d'étudier le fonctionnement d'un réseau polyphasé de constitution symétrique lorsque l'on branche en un de ses points un récepteur déséquilibré. Soit parce qu'il s'agit effectivement d'une charge non équilibrée soit plus fréquemment lorsque se produit un court-circuit.

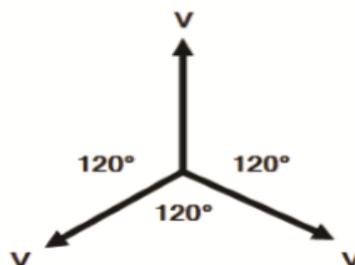


Figure III.7. Système triphasé

Le nombre de systèmes triphasés équilibrés est déterminé à partir des trois vecteurs V.

La direction du déphasage du vecteur V, qui peut être dans le sens des aiguilles d'une montre ou dans le sens inverse, est essentielle pour cette détermination. Si les numéros croissent dans le sens horaire, chacune des grandeurs possède un déphasage arriéré de 120° par rapport à celle qui la

précédé et ceci dans l'ordre de numérotation : le système est direct, (Fig. 3.9.)

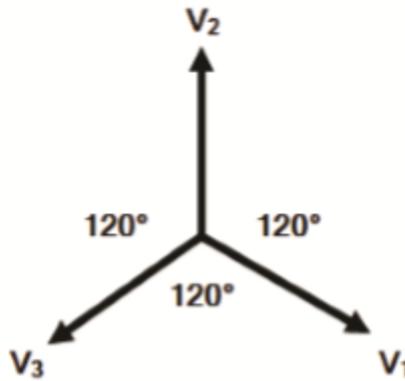


Figure III.8. Système direct

Si les numéros décroissent dans le sens horaire, chacune des grandeurs possède un déphasage avant de 120° par rapport à celle qui la précède, et ceci l'ordre de numérotation : le système est inverse (Fig. 3.10.)

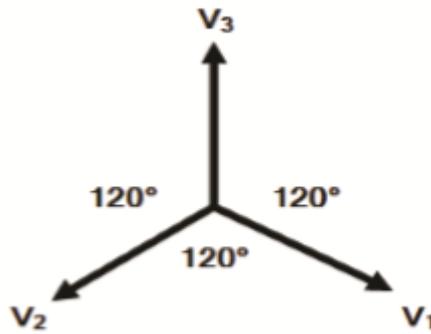


Figure III.9. Système inverse

Si les trois vecteurs sont confondus, les grandeurs constituant les systèmes sont en phase : le système est homopolaire (Fig. 3.11.).

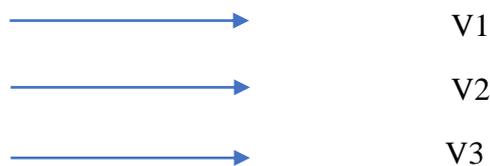


Figure III.10. Système homopolaire

Les trois systèmes définis précédemment, ont reçu le nom de composantes symétriques car ce sont les éléments les plus simples auxquels on puisse ramener un système triphasé déséquilibré quelconque.

Remarque : les systèmes directs et inverse ne diffèrent que par la numérotation des grandeurs qui les constituent.

III.5.3.5.2. Définition et propriété de l'opérateur "a"

Le principe de la méthode des composantes symétriques consiste à ramener un système de trois vecteurs quelconques à trois systèmes de vecteurs symétriques, pour faciliter cette opération, on fait appel à un nouvel opérateur appelé "a" qui désigne un nombre complexe défini par :

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (III.22)$$

Un vecteur V affecté de l'opérateur "a" est un vecteur aV qui est déphasé de 120° en avant par rapport au vecteur V, le sens de déphasage étant le sens trigonométrique ou antihoraire.

Un vecteur V affecté de l'expression a² est un vecteur a²V qui est déphasé de 240° en avant par rapport au vecteur V, le sens de déphasage étant le sens trigonométrique ou antihoraire.

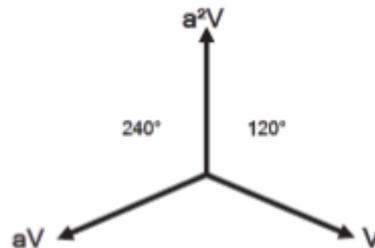


Figure III.11. La disposition des vecteurs affectés de l'opérateur "a"

Un déphasage avant ou arrière de 360° fait coïncider le vecteur a³V avec le vecteur V, ce qui permet d'écrire

$$\begin{aligned} a^0 &= a^3 = a^6 = \dots = 1 \\ a &= a^4 = a^7 = \dots = a^2 \\ \frac{1}{a^2} &= a^2 = 1 \\ 1 + a + a^2 &= 0 \end{aligned} \quad (III.23)$$

"a" est appelé "opérateur de rotation triphasé"

Décomposition d'un système de vecteurs en ses composantes symétriques repose sur le fait qu'un système déséquilibré de grandeurs sinusoïdales de tension, peut être considéré comme la superposition de trois systèmes équilibrés.

- L'un direct (\bar{V}_d).
- L'autre inverse (\bar{V}_i).
- La troisième homopolaire (\bar{V}_0).

Transformation de Fortescue

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_0 + \bar{V}_d + \bar{V}_i \\ \bar{V}_2 &= \bar{V}_0 + a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i \\ \bar{V}_3 &= \bar{V}_0 + a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i \end{aligned} \quad (III.24)$$

Transformation inverse

$$\begin{aligned}\overline{V}_d &= \frac{1}{3}(\overline{V}_1 + a\overline{V}_2 + a^2\overline{V}_3) \\ \overline{V}_i &= \frac{1}{3}(\overline{V}_1 + a^2\overline{V}_2 + a\overline{V}_3) \\ \overline{V}_0 &= \frac{1}{3}(\overline{V}_1 + \overline{V}_2 + \overline{V}_3)\end{aligned}\tag{III.25}$$

III.5.3.5.3. Les défauts monophasés

Ces grandeurs peuvent être déterminées sans tenir compte de position du neutre par rapport à la terre. En supposant seulement qu'il existe, un chemin de retour d'impédance donnée pour le courant de défaut ; les résultats obtenus doivent ensuite être appliqués à chacun des modes d'exploitation des réseaux HTA, c'est-à-dire

- Réseaux ayant leur neutre à la terre.
- Réseaux ayant leur neutre isolé.

III.5.3.5.3.a. Neutre mis à la terre

On considère le cas d'un transformateur HTB / HTA alimentant un réseau formé de plusieurs départs est d'un défaut à la terre sur sa phase 1 par exemple.

Les notions utilisées sont les suivantes

$-\overline{E}$ est une force électromotrice au secondaire du transformateur HTB/HTA à vide.

$-\overline{Z}_d, \overline{Z}_i$ sont les impédances directes et inverse de l'ensemble transformateur HTB/HTA et tronçon de ligne HTA en défaut.

$-\overline{Z}_0$ est l'impédance homopolaire de l'ensemble transformateur HTB/HTA, tronçon de

Ligne HTA en défaut et circuit de retour sol-réseau.

$$\overline{Z}_0 = \overline{Z}_{oT} + \overline{Z}_{oL} + \overline{Z}_{oR}\tag{III.26}$$

$\overline{I}_1, \overline{I}_2, \overline{I}_3$: sont les courants de défaut dans chacune des phases.

$\overline{I}_d, \overline{I}_i, \overline{I}_o$: sont les composantes symétriques de ces courants.

$\overline{V}_1, \overline{V}_2, \overline{V}_3$: sont les tensions par rapport au sol de chacune des phases au lieu de défaut.

$\overline{V}_d, \overline{V}_i, \overline{V}_o$: sont les composantes symétriques de ces tensions.

Valeur du courant de défaut à la terre

$$\overline{I}_2 = \overline{I}_3, \overline{V}_1 = 0\tag{III.27}$$

Application du principe de superposition

On considère un système de tension équilibrée

$$\begin{aligned}\overline{E} &= \overline{V}_d + \overline{Z}_d\overline{I}_d \\ 0 &= \overline{V}_i + \overline{Z}_i\overline{I}_i\end{aligned}\tag{III.28}$$

$$0 = \overline{V}_o + \overline{Z}_o\overline{I}_o$$

Calcul des composantes symétriques des courants

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o$$

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_o + a^2\bar{I}_d + a\bar{I}_i \quad (III.29)$$

$$\bar{I}_3 = \bar{I}_o + a\bar{I}_d + a^2\bar{I}_i$$

Comme $\bar{I}_2 = \bar{I}_i = \bar{I}_o$ conduit à $\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o = \frac{1}{3}\bar{I}_1$ l'addition des équations de superposition donne :

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \quad (III.30)$$

Valeur du courant de défaut :

La relation $\bar{I}_1 = 3\bar{I}_o$ donne :

$$\bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \quad (III.31)$$

III.5.3.5.3.b. Neutre isolé

Un défaut à la terre qui affecte un réseau HTA ayant son neutre isolé se caractérise par :

- ✓ Un courant dont la valeur maximale est 10A ;
- ✓ Une tension homopolaire dont la valeur maximale est égale à la tension simple réseau.

Courant de défaut à la terre

Les seuls courants susceptibles de circuler entre le réseau et le sol sont :

- ✓ Les courants capacitifs provenant de la capacité des lignes.
- ✓ Les courants résistifs de fuites provenant de l'imperfection des isolants utilisés.

La formule générale donnant la valeur du courant de défaut est donnée par :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \quad (III.37)$$

Avec $\bar{Z}_o = \bar{Z}_{oT} + \bar{Z}_{oL} + \bar{Z}_{oR}$ Or \bar{Z}_{oR} représente l'impédance due à la capacité C0 du réseau considéré.

En effet, le courant de défaut est formé par la somme des courants capacitifs relatifs aux différents départs, la capacité C0 du réseau est la somme de ces départs : $C_o = C_{o1} + C_{o2} + \dots = \sum_{i=1}^n C_{oi}$

C_o : est la capacité homopolaire de chaque départ.

$$\text{Donc dans ces conditions : } Z_{oR} = \frac{-j}{C_o\omega} \quad (III.38)$$

C_o : est la capacité voisine de $0.005\mu F/Km$ pour une ligne aérienne.

Courant de défaut résistant à la terre

Lorsque le défaut présente une résistance R, la relation qui donne le courant \bar{I} s'écrit :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3R} \quad (\text{III.39})$$

III.8.2.5. Les défauts biphasés

III.8.2.5.a. Défaut biphasé sans terre

$$\bar{I}_1 = 0$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3$$

Des équations précédentes, on tire :

$$\bar{I}_o = 0 \text{ Et } \bar{I}_d = -\bar{I}_i$$

$$\text{On trouve : } \bar{V}_d = \bar{V}_i$$

Nous donnons les composantes directes.

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

Les composantes directes et inverses de la tension ont alors pour expression :

$$\bar{V}_d = \bar{E} = \frac{\bar{Z}_n \bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

L'expression du courant de court-circuit est :

$$\bar{I}_{cc2ph} = \bar{I}_2 = -\bar{I}_3 = \alpha^2 \bar{I}_d + \alpha \bar{I}_1 = (\alpha^2 - \alpha) \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

Le module de $|\alpha^2 - \alpha| = \sqrt{3}$ donc

$$|\bar{I}_{cc2ph}| = \sqrt{3} \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

III.8.2.5.b. Défaut biphasé avec terre

Equation du défaut

$$\bar{I}_1 = 0$$

$$\bar{V}_2 = 0$$

$$\bar{V}_3 = 0$$

Des équations précédentes, on déduit :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = \frac{1}{3} \bar{V}_1$$

En remplaçant l'expression de $\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o = 0$ dans l'expression (3) on trouve les expressions :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = \frac{\bar{Z}_i \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_i \bar{Z}_o} \bar{E}$$

L'expression de \bar{V}_1 sera donc :

$$\bar{V}_1 = \frac{3\bar{Z}_i \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_i \bar{Z}_o} \bar{E}$$

On déduit les expressions des composantes symétriques du courant :

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_i \bar{Z}_o} \bar{E}$$

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{Z}_o}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_i \bar{Z}_o} \bar{E}$$

$$\bar{I}_0 = -\frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_i \bar{Z}_o} \bar{E}$$

On déduit alors les expressions des courants :

$$\bar{I}_2 = \frac{(\alpha^2 - \alpha)\bar{Z}_o + (\alpha^2 - 1)\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_i \bar{Z}_o} \bar{E}$$

$$\bar{I}_3 = \frac{(\alpha - \alpha^2)\bar{Z}_o + (\alpha - 1)\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_i \bar{Z}_o} \bar{E}$$

Le courant de défaut vaut $\bar{I} = \bar{I}_2 = \bar{I}_3$:

L'expression du court-circuit biphasé-terre est :

$$\bar{I}_{cc2ph-T} = \frac{3\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_o + \bar{Z}_i \bar{Z}_o} \bar{E}$$

III.8.2.5. Les défauts triphasés :

Equation de défaut :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}_3$$

$$\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 0$$

On déduit :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = 0$$

$$\bar{I}_i = 0$$

$$\bar{I}_0 = 0$$

$$\bar{I}_d = \frac{E}{Z_d}$$

Le courant de court-circuit triphasé est :

$$\bar{I}_{cc3ph} = \frac{\bar{E}}{Z_d}$$

III.6. Compensation l'énergie réactive

La compensation de l'énergie réactive est un élément important pour réduire la facture d'énergie et améliorer la qualité du réseau électrique. D'énergie et améliorer la qualité du réseau électrique. [10]

III.6.1. L'énergie réactive

Il est important de bien définir l'énergie réactive, sa provenance et ses effets dans les réseaux électriques. [10]

III.6.2. Nature des énergies active et réactive, puissance apparente

Tout système électrique (câble, ligne, transformateur, moteur, éclairage, ...) utilisant le courant alternatif met en jeu deux formes d'énergie : l'énergie active et l'énergie réactive. [10]

III.6.3. Energie active consommée (kWh)

Elle résulte de l'utilisation de puissance active P (kW) essentiellement par les récepteurs.

Elle se transforme intégralement en énergie mécanique, thermique ou lumineuse. [10]

III.6.4. Energie réactive consommée (kvarh)

Elle sert à la magnétisation des circuits magnétiques des machines (transformateurs et moteurs), de plus, les lignes et les câbles consomment ou produisent de la puissance réactive suivant leur charge.

Elle correspond à la puissance réactive Q (Kvar) des récepteurs. [10]

III.6.5. Puissance apparente (kVA)

Elle permet de déterminer la valeur du courant absorbé par un récepteur.

III.6.6. Composantes active et réactive du courant

A chacune de ces énergies active et réactive correspond un courant.

Le courant actif (I_a) est en phase avec la tension du réseau.

Le courant réactif (I_r) est déphasé de 90° par rapport au courant actif, en arrière (récepteur inductif) ou en avant (récepteur capacitif).

Le courant apparent (I_t) (total) est le courant résultant qui parcourt le câble électrique depuis la source jusqu'au récepteur. Ce courant est déphasé d'un angle ϕ par rapport au courant actif (ou par rapport à la tension). [10]

Pour un courant ne comportant pas de composantes harmoniques (voir figure), ces courants se composent vectoriellement en valeurs efficaces comme indiqué sur la figure :

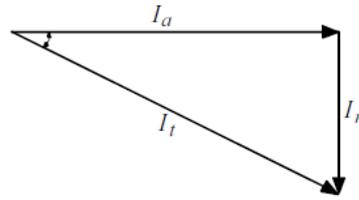


Figure III.12. Composition vectorielle des courants actifs, réactifs et apparents. [10]

I_t : Courant apparent.

I_a : Courant actif.

I_r : Courant réactif.

φ : Déphasage entre le courant apparent et le courant actif (égal au déphasage entre le courant apparent et la tension). [10]

Les courants actifs, réactif, apparent et le déphasage sont liés par les relations suivantes :

$$I_t = \sqrt{I_a^2 + I_r^2} \quad (\text{III.40})$$

$$I_a = I_t \cos \varphi \quad (\text{III.41})$$

$$I_r = I_t \sin \varphi \quad (\text{III.42})$$

Dans le cas d'absence d'harmoniques $\cos \varphi$ est égal au facteur de puissance. [10]

III.6.7. Composantes active et réactive de la puissance

Pour des courants et des tensions ne comportant pas de composantes harmoniques le diagramme précédent établi pour les courants est aussi valable pour les puissances ; il suffit de multiplier chaque courant par la tension du réseau. [10]

On définit ainsi, pour un circuit monophasé

La puissance active :

$$P = VI \cos \varphi \text{ (en W OU KW)} \quad (\text{III.43})$$

La puissance réactive :

$$Q = VI \sin \varphi \text{ (en Var OU Kvar)} \quad (\text{III.44})$$

La puissance apparente :

$$S = VI \text{ (en VA OU KVA)} \quad (\text{III.45})$$

Ces puissances se composent vectoriellement comme indiqué sur la figure suivante :

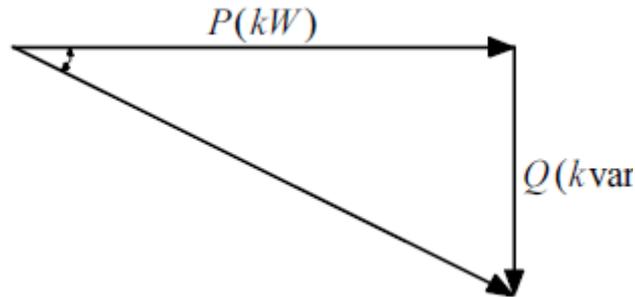


Figure III.13. Composition vectorielle des puissances active, réactive et apparente. [10]

S : puissance apparente.

P : puissance active.

Q : puissance réactive. [10]

φ : déphasage entre la puissance apparente et la puissance active (égal au déphasage entre le courant et la tension).

Dans le cas d'absence d'harmoniques, les expressions des puissances active, réactive et apparente sont les suivantes :

$$P = VI \cos \varphi$$

$$Q = VI \sin \varphi \tag{III.45}$$

$$S = VI$$

Où :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \tag{III.46}$$

Dans ce cas $\cos \varphi = \frac{P}{S}$ est appelé facteur de puissance. [10]

III.6.8. Facteur de puissance

Le facteur de puissance est défini par le rapport suivant :

$$F = \frac{P}{S} = \frac{\text{puissance active(KW)}}{\text{puissance apparente(KVA)}} \tag{III.47}$$

En l'absence d'harmoniques, le facteur de puissance est égal à **cos φ** .

Par contre, en présence d'harmoniques ces deux valeurs peuvent être très différentes :

$$F = F_d \cos \varphi \tag{III.48}$$

F_d : facteur de déformation. [10]

III.6.9. Energie réactive et éléments du réseau

Les lignes et les câbles :

Les caractéristiques L et C des lignes et des câbles sont telles que ces éléments sont consommateurs ou producteurs d'énergie réactive selon leur charge. [10]

Pour une liaison triphasée :

$$Q = 3(C\omega V^2 - LI^2) \quad (\text{III.49})$$

C : capacité de la liaison.

L : inductance de la liaison.

V : tension simple.

I : courant véhiculé par la liaison. [10]

De façon pratique :

- Les lignes consomment de la puissance réactive.
- Les câbles MT produisent de la puissance réactive à faible charge et en consomment à forte charge.
- Les câbles BT consomment de la puissance réactive.

III.6.10. Les transformateurs

Un transformateur consomme une puissance réactive qui peut être déterminée approximativement en ajoutant :

- Une partie fixe qui dépend du courant magnétisant à vide I_0 :

$$Q_0 = \sqrt{3} U_n I_0 \quad (\text{III.49})$$

- Une partie approximativement proportionnelle au carré de la puissance apparente qu'il transite :

$$Q \cong U_{cc} \frac{S^2}{S_n} \quad (\text{III.50})$$

U_{cc} : tension de court-circuit du transformateur en pu.

S : puissance apparente transitée par le transformateur.

S_n : puissance apparente nominale du transformateur.

U_n : tension composée nominale. [10]

La puissance réactive totale consommée par le transformateur est :

$$Q = Q_0 + Q \quad (\text{III.51})$$

III.6.11. Les inductances

Elles consomment de la puissance réactive ; elles sont utilisées par exemple pour stabiliser l'arc des lampes fluorescentes ou des fours. [10]

III.6.12. Les condensateurs

Ils fournissent de la puissance réactive avec un très bon rendement, c'est pourquoi ils sont utilisés pour cette application. [10]

III.6.13. Intérêts de la compensation d'énergie réactive

Suppression de la facturation des consommations excessives d'énergie réactive :

Pour les gros consommateurs, l'énergie réactive est facturée au-delà d'un seuil pendant certain période.

En France, l'énergie réactive est facturée pour les clients possédant un contrat "tarif vert" (puissance apparente > 250 kVA). [10]

EDF fournit gratuitement l'énergie réactive, jusqu'à concurrence de 40 % de l'énergie active consommée ($t_g = 0,4$) pendant les heures de pointe en décembre, janvier, février et les heures pleines de novembre, décembre, janvier, février et mars (de 6 h à 22 h), et sans limitation pendant les heures creuses (de 22 h à 6 h) de novembre, décembre, janvier, février et mars et pendant la totalité des heures d'avril à octobre. [10]

III.7. Compensation globale

La batterie est raccordée en tête d'installation (voir fig.) et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. Elle reste en service de façon permanente pendant la période de facturation de l'énergie réactive pour un fonctionnement normal du site. [10]

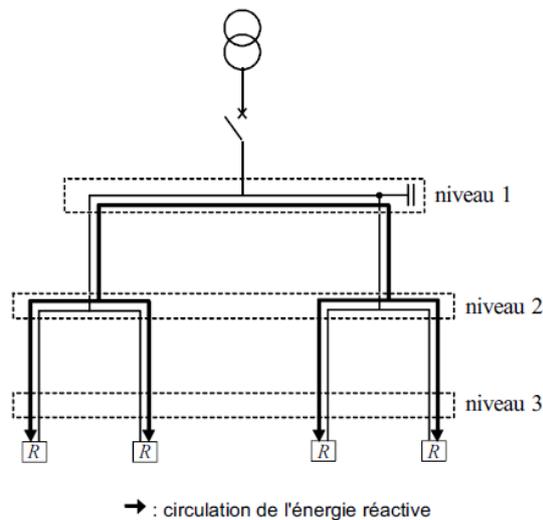


Figure III.14. Compensation globale. [10]

III.7.1. Intérêt De la compensation globale

Le foisonnement naturel des charges permet un dimensionnement faible de la batterie, elle est en service en permanence, elle est donc amortie encore plus rapidement.

Ce type de compensation peut, suivant le cas :

- Supprimer les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple du tarif vert en France)
- Diminuer la puissance apparente en l'ajustant au besoin en puissance active de l'installation
- (Tarif jaune en France).
- Augmenter la puissance active disponible du transformateur de livraison. [10]

On remarque que :

- Le courant réactif circule dans l'installation du niveau 1 jusqu'aux récepteurs
- Les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations situées en aval de la batterie ne sont pas diminuées. [10]

Lorsque la charge est régulière, une compensation globale convient aux :

III.7.2. Compensation par secteur

La batterie est raccordée au tableau de distribution (voir Fig.) et fournit l'énergie réactive demandée par un secteur de l'installation, une grande partie de l'installation est soulagée, en particulier les canalisations alimentant chaque secteur.

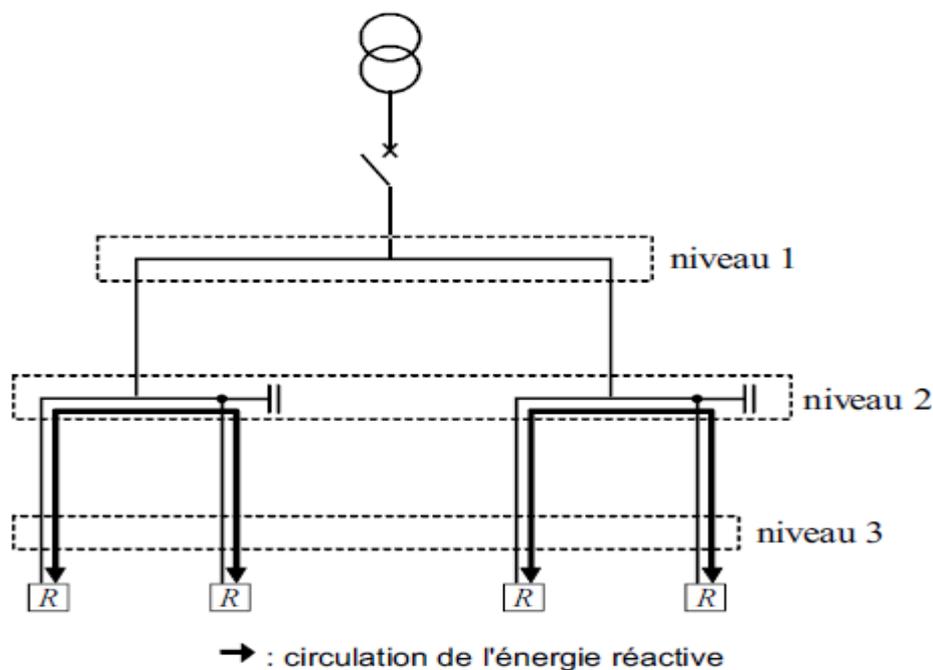


Figure III.15. Compensation par secteur. [10]

Ce type de compensation :

- Supprime les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple : tarif vert en France)

- Optimise une partie du réseau, le courant réactif n'étant pas véhiculé entre les niveaux 1 et 2
- Augmente la puissance active disponible du transformateur et la puissance active qui peut être véhiculée dans les canalisations situées en amont du secteur compensé. [10]

On remarque que :

- Le courant réactif circule dans l'installation du niveau 2 jusqu'aux récepteurs.
- Les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations reliant le niveau 2 au niveau 1 sont diminuées.
- Il y a un risque de surcompensation en cas de variations importantes de la charge (ce risque peut être éliminé par l'installation de batteries en gradins).

Une compensation par secteur est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des secteurs à forte consommation d'énergie réactive. [10]

III.7.3. Compensation individuelle

La batterie est raccordée directement aux bornes du récepteur (voir fig.), la compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance du récepteur est importante par rapport à la puissance du transformateur, lorsqu'elle est possible, cette compensation produit l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée et en quantité ajustée aux besoins, un complément en tête de l'installation peut être nécessaire au niveau du transformateur. [10]

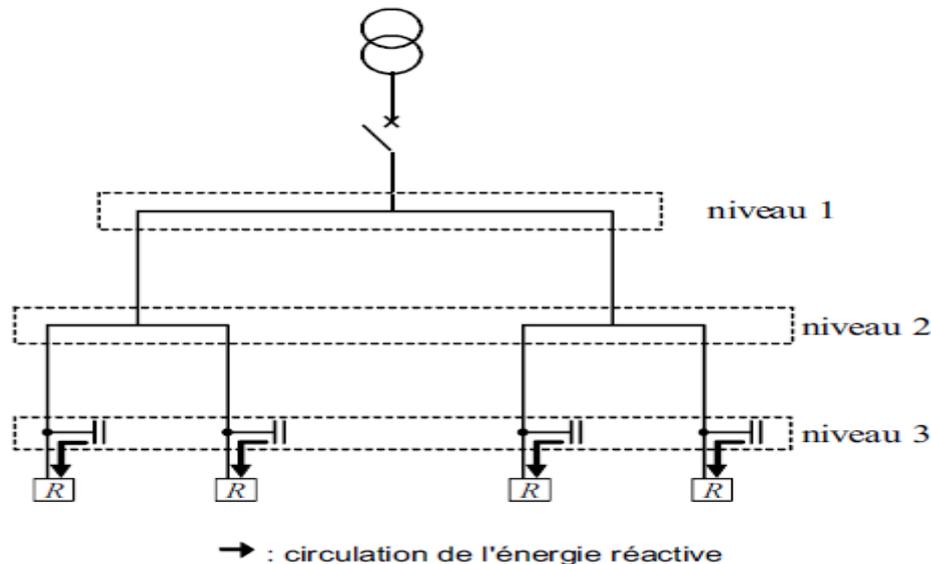


Figure III.16. Compensation individuelle. [10]

Ce type de compensation :

- Supprime les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple : tarif vert en France).
- Augmente la puissance active disponible du transformateur et la puissance active qui peut être véhiculée dans les canalisations situées en amont du récepteur.
- Réduit les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations entre le niveau 3 et le niveau 1. [10]

On remarque que :

Le courant réactif n'est plus véhiculé dans les canalisations de l'installation.

Une compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance de certains récepteurs est importante par rapport à la puissance du transformateur, c'est le type de compensation qui offre le plus d'avantages mais qui est le plus coûteux [10]

III.7.4. Choix de type de compensation

Il existe deux types de compensation :

III.7.4.1. Compensation fixe

La mise en service peut être manuelle (par disjoncteur ou interrupteur), semi-automatique (Par contacteur), asservie aux bornes des moteurs. Ce type de compensation est utilisé lorsque la puissance réactive est faible ($\frac{Q_c}{S_n} \leq 15\%$) de la puissance du transformateur) et la charge relativement stable.

III.7.4.2. Compensation automatique

La batterie de condensateurs est fractionnée en gradins, avec possibilité de mettre en service plus ou moins de gradins, en général de façon automatique. Ce type de batterie est installé en tête de la distribution BT ou d'un secteur important.

Elle permet une régulation pas à pas de l'énergie réactive. L'enclenchement et le déclenchement des gradins est piloté par un relais var-métrique ($\frac{Q_c}{S_n} > 15\%$).

III.7.5. Puissance réactive à installer

La puissance réactive, Q_c à compenser d'un équipement électrique peut être déduite à partir de la puissance active et du facteur de puissance de l'installation.

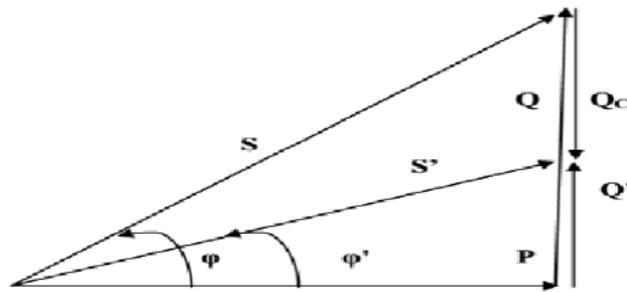


Figure III.17. Triangle de puissance

Avant compensation

Puissance active P (en KW).

Puissance réactive Q (KVAR).

Puissance apparente S (en KVA).

Facteur de puissance $\cos \varphi$.

Après compensation avec une Puissance réactive de compensation Q_c (en Kvar)

Puissance active P (en KW).

Puissance réactive Q' (KVAR) Puissance apparente S'(en KVA).

Facteur de puissance $\cos \varphi'$.

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (III.52)$$

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} \quad Q = P * \tan \varphi \quad (III.53)$$

$$\tan \varphi' = \frac{Q'}{P} \quad Q' = P * \tan \varphi' \quad (III.54)$$

$$Q' = Q - Qc \quad (III.55)$$

D'où

$$Qc = Q - Q'$$

$$Qc = P * (\tan \varphi - \tan \varphi') \quad (III.56)$$

III.7.6. Calcul de la puissance de compensation

Nous avons opté pour le mode de compensation globale qu'on trouve meilleur sur le

Plan d'investissement à long terme, elle permet d'éliminer l'énergie réactive qui circule en amont des batteries. La diminution du courant réactif transitant, nous permet d'avoir des sections des câbles faibles et aussi une faible chute de tension.

III.7.7. Bilan de puissance

Pour étudier une installation, la connaissance de la réglementation est un préalable.

Le mode de fonctionnement des récepteurs (régime normal, démarrage, simultanément, etc.), et la localisation, sur le plan du ou des installations industrielles, des puissances utilisées permettent de réaliser un bilan des puissances installées et utilisées et, ainsi, d'en déduire la puissance et le nombre des sources nécessaires au fonctionnement de l'installation. Des informations concernant la structure tarifaire sont aussi nécessaires pour faire le meilleur choix du raccordement de l'installation au réseau au niveau de la moyenne tension ou de la basse tension. [20]

III.7.8. La puissance d'une installation industrielle

Afin de concevoir une installation, il est nécessaire d'estimer le plus justement possible la puissance maximale (puissance d'utilisation) que devra fournir le distributeur d'énergie. [20]

III.7.9. Puissance installée (kW)

La puissance installée (kW) est la somme des puissances nominales de tous les récepteurs de l'installation.

L'indication de la puissance nominale (P_n) est marquée sur la plupart des appareils et Équipements électriques.

III.7.10. Puissance absorbée P_a (kVA)

La puissance absorbée P_a par une charge (qui peut être un simple Appareil) est obtenue à partir de sa puissance nominale (corrigée si nécessaire, Comme indiqué ci-dessus pour les appareils d'éclairage, etc.).

III.7.11. Puissance d'utilisation P_u (kVA)

De fait les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine

Charge : des facteurs de simultanéité (k_s) et d'utilisation (K_u) permettant de pondérer la puissance apparente maximale réellement absorbée par chaque récepteur et groupes de récepteurs.

La puissance d'utilisation P_u est la donnée significative pour la souscription d'un

Contrat de fourniture en énergie électrique à partir d'un réseau public BT ou MT (et dans ce cas, pour dimensionner le transformateur MT/BT).

On introduit quatre coefficients :

III.7.11.1. Facteur d'utilisation maximale (K_u)

Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance

Utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation. Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur.

III.7.11.2. Facteur de simultanéité (k_s)

Tous les récepteurs installés ne fonctionnent pas simultanément.

C'est pourquoi il est permis d'appliquer aux différents ensembles de récepteurs (ou de circuits) des facteurs de simultanéité.

Le facteur de simultanéité s'applique à chaque regroupement de récepteurs

III.7.11.3. Facteur de simultanéité pour un immeuble

Dans le cas d'abonnés utilisant le chauffage électrique par accumulation, le facteur Conseillé est de 0,8 quel que soit le nombre d'abonnés

III.7.11.4. Facteur de simultanéité pour les armoires de distribution

Les valeurs estimées de k_s pour un tableau de distribution alimentant un nombre de

Circuits pour lesquels il n'y a aucune information sur la manière dont la charge totale est répartie entre eux. Si l'armoire est composée principalement de circuits d'éclairage, il est prudent de Majorer ces facteurs [20].

III.8. CONCLUSION

Ce chapitre théorique basé sur les réseaux électriques moyenne tension constitue une base solide pour comprendre les principes et les concepts clés liés à ce domaine, il permettra aux lecteurs d'acquérir les connaissances nécessaires pour aborder les aspects pratiques et les applications des réseaux électriques moyenne tension.

Chapitre IV. Dimensionnement et analyse du réseau MT de Cevital

Chapitre IV. Dimensionnement et analyse du réseau MT de Cevital

IV.1. INTRODUCTION

Dans ce dernier chapitre nous abordons une étape clé où nous avons effectué des calculs importants pour évaluer et dimensionner différents aspects de notre système représenté par la figure IV.1. Au cours de notre étude, nous avons effectué des calculs essentiels pour déterminer les paramètres nécessaires par une performance optimale, dans le but de garantir un fonctionnement efficace, sûr et fiable de notre réseau MT Cevital. Nous avons commencé par des calculs analytiques pour déterminer les sections des câbles vérifiant le courant maximal d'emplois, la contrainte thermique et les chutes de tension

Nos calculs par CANECO permettront de valider les calculs analytiques et permettront aussi de déterminer les pdc des différents disjoncteurs.

IV.2. Choix de section S_1

Les câbles électriques doivent être capables de transporter le courant électrique de manière sûre et efficace dans des conditions normales, sans provoquer de surchauffe de leur conducteur interne. De plus, ils doivent être en mesure de supporter l'intensité du courant de court-circuit pendant une période de temps spécifiée. Nous prenons comme exemple d'application le câble CG06

NB : Mode de pose directe dans caniveaux ferme.

$$f_0=0,8, f_1=1, f_5=0,8$$

$$\text{Donc : } f_g=0,64$$

a. Le courant d'emploi I_B

En MT le courant d'emplois est souvent donné par la puissance utile du récepteur

Le courant maximum d'emploi I_B peut être calculé comme suit :

$$I_B = \frac{S_N}{U_N \sqrt{3}} = \frac{25 \cdot 10^6}{30 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 481,125 \text{ A} \quad (\text{IV.1})$$

b. le courant équivalent de la canalisation dans les conditions standard

Le courant électrique équivalent des canalisations ramenées aux conditions standard d'installation est calculé comme suit :

$$I_Z = \frac{I_N}{F_g} = \frac{481,125}{0,64} = 751,75 \text{ A} \quad (\text{IV.2})$$

Nous déduisons à partir du tableau a.1 de l'annexes la section S_1 capable de véhiculer le courant I_Z dans les conditions standards d'installation

$$S_1 = 400 \text{ mm}^2 \text{ pour un courant admissible}$$

$$I_0 = 860 \text{ A}$$

Le courant admissible dans les conditions d'installation de la canalisation sera calculé comme suit :

$$I_a = I_0 * f_g = 870 * 0,64 = 556,8 \text{ A } (3)$$

Les courants maximums d'emplois, les courants équivalents dans les conditions standards d'installation et les sections S1 ainsi que les courants admissibles sont ainsi calculés pour toutes les canalisations et JDB est reportés dans le Tableau IV.1

Tableau IV.2. S1 des canalisations

CABLES	DEPART	ARRIVE	S _N (MVA)	U _N (kV)	I _B (A)	I _Z (A)	IAD	S(mm ²)
CG02	JB30KV	JB1 30KV	32	30	615,840287	962,2504	640	500
CG08	JB30KV	JB2 30KV	32	30	615,840287	962,2504	640	500
FO5ACO1	JDB60KV	TR 02	25	60	240	375	272	120
CG03	TR1 G2	JB 30KV	32	30	615,840287	962,2504	640	2*240
CG07	TR2	JB 30KV	32	30	615,840287	962,2504	640	2*240
F01AC01	GRTE	JDB 60KV	25	60	240,56	375,875	272	3*630
G2 TRG2	G2	TR1 G2	32	11	1679,56442	2624,319	1700	3*400
G2TR1G1	G1	TR2	32	11	1679,56442	2624,319	1700	3*400
CG06	TR 02	JB 30KV	25	30	481,125224	751,7582	556,8	400
F12	JB2 30KV	SS CDS	3,15	30	60,6217783	94,72153	83,2	16
F11	JB2 30KV	SS OSMOSE	5,65	30	108,734301	169,8973	128	35
F10	JB2 30KV	SS 2000	3,15	30	60,6217783	94,72153	83,2	16
F00	JB1 30KV	RAF SUCRE	18,9	30	363,73067	568,3292	422,4	240
F09	JB2 30KV	JDB ANPL	17,05	30	328,127403	512,6991	385,4	185
F37	JDBANPL	RAF HUILE	7,15	30	137,601814	215,0028	156,8	50
F36	JDBANPL	MARGARINE	2	30	38,4900179	60,14065	83,2	16
F35	JDBANPL	CDH TR1+2	6,3	30	121,243557	189,4431	128	35
F34	JDBANPL	BOUCHON	1,6	30	30,7920144	48,11252	83,2	16
JBD 60KV			30	25	481,125224	751,7582	556,8	400
JBD 30KV COG			30	64	1231,68057	1924,501	1350	800
JB1 30KV			30	32	615,840287	962,2504	640	500
JB2 30KV			30	32	615,840287	962,2504	640	500
JB ANPL			30	17,05	328,127403	512,6991	358,4	185
JB RAF HUILE			30	7,1	136,639564	213,4993	156,8	50
JB MARGARINE			30	2	38,4900179	60,14065	83,2	16
JB BOUCHON			30	1,6	30,7920144	48,11252	83,2	16
JB CD HUILE			30	6,3	121,243557	189,4431	128	35
JDB CDS SUCRE			30	3,15	60,6217783	94,72153	83,2	16
JB OSMOSE			30	5,65	108,734301	169,8973	128	35
JBSS2000			30	3,15	60,6217783	94,72153	83,2	16

IV.3. Détermination des courants de CC de chaque partie de l'installation

Le calcul des courants de court-circuit permettra de vérifier les contraintes thermiques des canalisations il permettra aussi de déterminer les pouvoirs de coupure et de fermetures des disjoncteurs

Nous allons calculer les courants de court-circuit par 2 méthodes :

Méthode des impédances

Méthode des composantes symétriques

IV.3.1. Calcul par la méthode des impédances

Le courant de court-circuit triphasé est déterminé en utilisant l'impédance en amont de l'emplacement du court-circuit (Z_T) :

$$Z_T = \sum Z_{\text{amant}} \tag{IV.4}$$

Le courant de court-circuit se calcule par 2 formules

a. $I_{ccmax} = 1,1 * \frac{U_n}{Z_T \sqrt{3}}$ (IV.5)

b. $I_{ccmax} = 0,8 * \frac{U_n}{Z_t}$ (IV.6)

Z_t : impédances du transformateur (sachant que les autres impédances en amont sont prise en considération 80% de chute de tension)

Appliqué au câble F00 l'impédance Z_T est calculé comme suit :

$$Z_T = Z_{JB1} + Z_{CGO2} = 0,2 + 5,5 = 5,7 \Omega$$

$$I_{CCF00} = 1,1 * \frac{30 * 10^3}{5,7} = 9957,8 \text{ A}$$

Les impédances totales en amont et les courant de cc triphasé calculé a l'emplacement des disjoncteurs sont reporter dans le Tableau IV.3

Tableau IV.4. Courant de C-C triphasé pour câbles

CABLES	U _N (kV)	LONGEUR (M)		S(mm ²)	Z _T (Ω)	I'к3
CG02	30	80	CU	500	5,5	10 392,3
CG08	30	85	CU	500	5,5	10 392,3
FO5 ACO1	60	35	CU	120	26,6	4 297,6
CG03	30	50	CU	2*240	7,7	7 451,1
CG07	30	50	CU	2*240	7,7	7 423,1
F01AC01	60	1800	CU	3*630	25,0	4 572,6
G2 TRG2	11	45	Al	3*400	0,8	26 197,3
G2 TR1G1	11	45	AL	3*400	0,8	27 943,8
CG06	30	80	CU	400	3,0	8 000,0
F12	30	250	CU	16	5,74	9 957,8

F11	30	130	CU	35	5,74	9 957,8
F10	30	120	CU	16	5,7	9 957,8
F00	30	250	CU	240	5,7	9 957,8
F09	30	240	CU	185	5,7	9 957,8
F37	30	30	CU	50	5,2	10 970,8
F36	30	80	CU	16	5,2	10 970,8
F35	30	30	CU	35	5,2	10 970,8
F34	30	34	CU	16	5,2	10 970,8

IV.3.2. Calcul par la méthode des composant symétrique

On a calculé les courants de court-circuit triphasé, biphasé et monophasé par la méthode des composantes symétriques, il est effectivement nécessaire de calculer les impédances des différents éléments du système électrique en pu, et de déterminer les composantes équivalentes directes, inverses et homopolaires, les calculs seront effectués dans le système d'unité relatives, les grandeurs de base utilisé son donnés dans le Tableau IV. 3.

Détermination des courants de court-circuit de chaque partie de l'installation :

Choix de la valeur de base :

➤ Coté 60KV : $S_b = 25MVA$, $U_b = 60KV$

$$Z_{b60} = \frac{U^2}{S_b} = \frac{60^2}{25} = 144\Omega \quad I_{b60} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 60 \cdot 10^3} = 240.56A$$

➤ Coté 30KV : $S_b=50MVA$, $U_b=30KV$

$$Z_{b30} = \frac{U^2}{S_b} = \frac{30^2}{50} = 18\Omega \quad I_{b30} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{50 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3} = 962.25A$$

Tableau IV. 3. Choix des valeurs de base

Valeur de base	Sb (MVA)	Ub (KV)	Zb(Ω)	Ib(A)
Coté 60KV	25	60	144	240,56
Coté 30KV	50	30	18	962,25

IV.3.2.1. Calcul des impédances des déferrent éléments en pu

En utilisant les équations de composantes symétriques, on peut calculer les courants de CC

Les impédances (Z_i , Z_d) en pu sont calculé par cette équation

$$Z_d(\text{pu})=Z_i(\text{pu}) = \frac{Z(\Omega)}{Z_b(\Omega)} \tag{IV.7}$$

- Impédances des transformateurs

Avant de calculer les impédances en pu, on doit calculer les impédances réelles du transformateur.

$$Z_t = U_{cc}\% * \frac{U_n^2}{S_n} \quad (IV.8)$$

$$R_t = \Delta P_{CC} * \frac{U_n^2}{S_n^2} \quad (IV.9)$$

$$X_t = \sqrt{Z_t^2 - R_t^2} \quad (IV.10)$$

Pour le transformateur T02 (60/30kV) on a les données suivantes sur la plaque signalétique :

$S_b = 25\text{MVA}$, $U_b=60\text{KV}$, $U_n=60\text{KV}$, $U_{cc}=11\%$, $P_{cc}=115\text{KW}$, $S_n=25\text{MVA}$.

On prend $S_b=25\text{MVA}$

$$\text{A.N : } Z_t = \frac{11}{100} * \frac{(60.10^3)^2}{(25.10^6)} = 15.84\Omega$$

$$R_t = 115.10^3 * \frac{(60.10^3)^2}{(25.10^6)^2} = 0.6624\Omega$$

$$\text{Alors } X_t = \sqrt{15.84^2 - 0.6624^2} = 15.83\Omega$$

On a $\frac{R}{X} \ll \ll$ alors on néglige les résistances, et on récapitule calcul des impédances différents tronçons dans le tableau :

• **Impédances Réseau amont (poste 60kv)**

$$Z_{RA} = \frac{U^2}{S_{CC}} = \frac{60^2}{450} = 8 \Omega$$

Sa valeur en pu sera alors

$$Z_{RA(pu)} = \frac{Z_{RA}}{Z_{b60}} = \frac{8}{144} = 0.055(pu)$$

• **Impédances Arrivé GRTE**

$$Z = X_0 * L = 0.1512(\Omega)$$

$$X_0 = 0.084\Omega/\text{KM}$$

$$L = 1.8\text{KM}$$

La valeur en pu est :

$$Z(pu) = \frac{Z(\Omega)}{Z_{b60}} = \frac{0.1512}{144} = 0.00104(pu)$$

De la même façon on calcule pour le reste des emplacements :

Tableau IV.5. Impédance des différents éléments

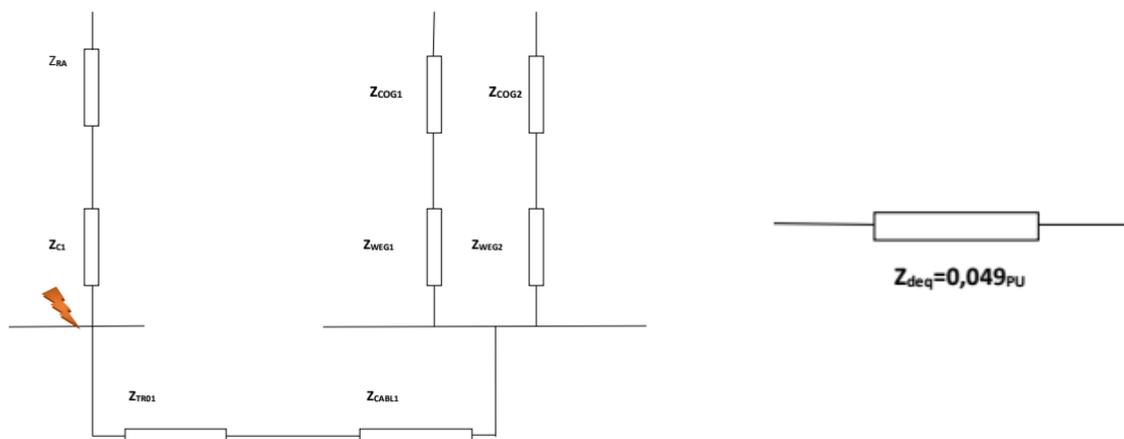
Tronçon	Impudence en Ω	$Z_d(\text{pu})=Z_i(\text{pu})=\frac{Z(\Omega)}{Z_b}$	$Z_o=(\text{pu})$
Sonalgaz	$Z=0.15$	$Z_d=0.00104$	$Z_o=3Z_d=0.00312$
Réseau Amont	$Z=8$	$Z_{RA} = 0.055$	$Z_o=Z_d=0.055$
Transformateur T01 et T02	$Z_{tr}=15.84$ $Z_{Ncot60} = 2$ $Z_{Ncot30} = 68 \Omega$	$Z_{tr}=0,11$ $Z_{Ncot60} = 0.014$ $Z_{Ncot30} = 3.78 \Omega$	$Z_o=Z_d=0.11$ $Z_{Ncot60} = 0.042$ $Z_{Ncot30} = 11.34 \Omega$
Transformateur Cogénération 1 et 2	$Z=3.375$ $Z_N = 396.69 \Omega$	$Z_{Tcog} = 0.1875$ $Z_N = 4.78 \Omega$	$Z_o= 0.1875$ $Z_N = 14.34 \Omega$
Alternateur Cogénération G1 et G2	$Z=3.88$ $Z_N = 230\Omega$	$Z_{Aler} = 0.215$ $Z_N = 132.23\Omega$	$Z_o= 0.1075$ $Z_N = 396.69\Omega$

IV.3.2.2. Calcul des composantes équivalentes directes et inverse

Pour calculer les impédances équivalentes direct et inverse on court-circuit les sources et en détermine l'impédance par rapport au point de défaut.

Dans le cas d'un défaut sur le jeu de barre 60KV

le schéma équivalent de séquence direct et inverse est le suivant



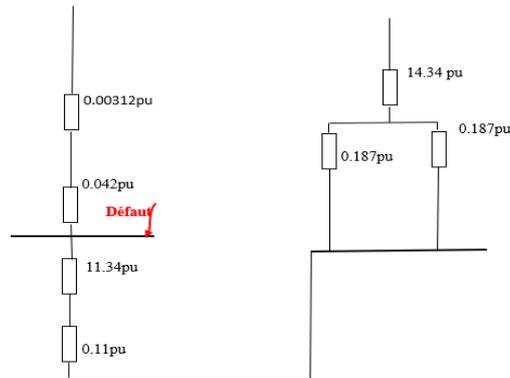
Impédances équivalentes de séquence directe et inverse est calculer au point de court-circuit est

$Z_{deq}=0,049 \text{ PU}$

IV.3.2.3. Calcul des composantes homopolaires

Également pour déterminer l'impédance équivalente de séquence homopolaire on court-circuite la source et on détermine l'impédance en pu par rapport aux points de défaut dans le cas d'un défaut sur le jeu de barre 60KV

On a Z_0 l'impédance homopolaire de l'ensemble transformateur HTB/HTA, tronçon de Ligne HTA en défaut et circuit de retour sol-réseau



L'impédance équivalente homopolaire calculée aux points de court-circuit est : $Z_{deq}=0,1$ pu

IV.3.2.4. Calcul des courants de court-circuit

Selon la norme CEI 60909, on définit les grandeurs de court-circuit utiles à la détermination des sections des canalisations et du réglage de système de protection en utilisant le facteur de tension c :

- ✓ Courant triphasée: $I''_{K3} = I_{3\varphi}(KA) * c$
- ✓ Courant monophasé : $I''_{K1} = I_{1\varphi}(KA) * c$
- ✓ Courant biphasé : $I''_{K2} = I_{2\varphi}(KA) * c$

Avec I''_K : valeur efficace du courant de court-circuit symétrique initial :

c : facteur de tension défini par la norme CEL 60909, égal à 1.1 pour I_{CCmax} [10]

a) Calcul le courant court-circuit triphasée I''_{K3}

Dans le cas de court-circuit au niveau du JDB 60KV le courant de court-circuit séquence direct est calculé comme suit

$$I_{3\varphi}(pu) = \frac{E}{Z_d} = \frac{1}{Z_d} = \frac{1}{0.049} = 20.41(pu)$$

$$I_{3\varphi}(A) = I_{3\varphi}(pu) \times I_{b60} = 20.41 \times 240.56 = 4909.82A$$

$$I_{3\varphi}(A) = 4.91KA$$

$$I''_{K3} = I_{3\varphi}(KA) * c = 4.91 * 1.1 = 5.40KA$$

b) Calcul de courant de court-circuit biphasé I''_{K2} :

Dans le cas de cc biphasé de séquence direct et inverse sont calculé en pu au jb60kv comme suit au niveau de jb60kv le cc est calculé de suit :

$$I_{2\phi} = \sqrt{3} \frac{E}{Z_d + Z_i} = \sqrt{3} \frac{1}{2 * Z_d} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{3\phi}$$

$$Z_d = Z_i$$

$$I_{2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 20.41(\text{pu}) = 17.67(\text{pu})$$

$$I_{2\phi} = 17.67 * 240.67 = 4253.98 \text{ (A)}$$

$$I_{2\phi} = 4.25(\text{KA})$$

$$I''_{K2} = 4.25 * 1.1 = 4.675(\text{KA})$$

c) Calcul de courant de court-circuit monophasé I''_{K1}

le courant de court-circuit monophasé de séquence direct, inverse et homopolaire sont calculer en pu de la manier suivante :

$$I_{1\phi} = \frac{3E}{Z_d + Z_i + Z_o} \quad \text{IV .13}$$

Dans le cas du courant du court-circuit monophasé au niveau du JDB 30KV le courant de court-circuit est calculé de suite :

$$I_{1\phi}(\text{pu}) = \frac{3 \times 1}{2Z_d + Z_o} = \frac{3}{2(0.1049) + 6.4} = 0.453(\text{pu})$$

$$I_{1\phi}(\text{A}) = I_{b30} \times I_{1\phi}(\text{pu}) = 962.25 \times 0.453 = 435.89(\text{A})$$

$$I_{1\phi}(\text{KA}) = 0.436(\text{KA})$$

$$\text{On a } I''_{K1} = I_{1\phi}(\text{KA}) * C$$

$$I''_{K1} = 1.1 * 0.436$$

$$I''_{K1} = 0.478(\text{KA})$$

Résultat de calcul des courants de court-circuit :

Les impédances équivalentes direct, inverse et homopolaire, les courant de court-circuit monophasé, biphasé, triphasé au niveau des jdb sont calculés et reportés dans le tableau IV.4.

Tableau IV.6. Résultats de calcul des courants de court-circuit dans les différents jeux de barre

JDB	$Z_{deq} = Z_{ieq}$ (pu)	Z_{oeq} (pu)	$I_{3\phi}$ (KA)	I''_{K3} (KA)	$I_{1\phi}$ (KA)	I''_{K1} (KA)	$I_{2\phi}$ (KA)	I''_{K2} (KA)
JDB 60kv	0.049	0.1	4.91	5.40	3.644	4.01	4.25	4.675
JDB cog30KV	0.1094	6.4	8.79	9.66	0.436	0.478	7.61	8.27
JDB N°01	0.1098	6.4015	8.77	9.65	0.454	0.499	7.59	8.35
JDB N°02	0.1099	6.4015	8.76	9.63	0.453	0.498	7.58	8.34
JDBSucre3000T/j	0.11508	6.5276	8.3712	9.2083	0.4276	0.47036	7.2495	7.9744
JDB ANPL	0.1114	6.5165	8.976	9.5121	0.4717	0.4717	8.2374	9.061
JDB OSMOS	0.1108	6.5147	8.694	9.6534	0.429	0.4719	7.529	8.2819
JDB Raf HUILE	0.1115	6.517	8.6403	9.5043	0.4284	0.47132	7.4824	8.2307
JDBMARGA	0.1121	6.522	8.5902	9.449	0.4287	0.47159	7.4391	8.183
JDB BOUCHON	0.11147	6.5167	8.641	9.5051	0.4288	0.47168	7.4831	8.291
JDB cond HUILE	0.11165	6.5173	8.6326	9.4958	0.4287	0.4716	7.4758	8.2234
JDB Raf sucre 200T/j	0.11017	6.5112	8.7446	9.619	0.4156	0.4572	7.5728	8.33
JDB CDS	0.10982	6.5152	8.7748	9.6523	0.4291	0.47204	7.599	8.3589

IV.3.5. Détermination du pouvoir de coupure des différents disjoncteurs

En premier lieu on doit d’abord calculer I_{sym} pour ensuite déterminer le I_{asym}

$$I''_{k3} = I_{sym} = \frac{I_{AC}}{\sqrt{2}}$$

I_{AC} : Valeur de crête de la composant périodique (I_{CC} crête)

Courant de court-circuit asymétrique (en kA)

$$I_{asym}^2 = I_{AC}^2 + I_{DC}^2 \tag{IV.14}$$

$$I_{asym} = I_{sym} \sqrt{1 + 2 \left(\frac{\%DC}{100} \right)^2} \tag{IV.15}$$

I_{DC} : Valeur de la composante apériodique.

IV.3.6. Calcul des pouvoir de coupure (PdC) des disjoncteurs de l’installation HTA (F05-AC01)

Dans notre cas on prend la courbe $\tau 4$ car la source est les arrivées génératrices (alternateur)

Pour $\tau = 50 \text{ ms}$: $\%DC = 70\%$

Pour un court-circuit sur le jeu de barre 60KV :

le courant de cc symétrique I_{sym} est donné par $I''_{K3} = 5.40 \text{ KA}$

$$I_{asym} = I_{sym} \sqrt{1 + 2 \left(\frac{\%DC}{100} \right)^2} = 5.40 \times \sqrt{1 + 2 \left(\frac{70}{100} \right)^2} = 7.598 \text{ KA}$$

En se basant sur la formule de I_{asym} , ceci équivalant à un courant de court-circuit

Symétrique de calibre [12] :

$$I_{asym}/1.086 = 7.598/1.086 = 6.997 \text{ KA}$$

$$I_{asym} = 6.997 \text{ KA}$$

Le pouvoir de coupure de disjoncteur devra être supérieur à 6.997KA, selon la norme CEI le PDC est 8KA

Donc le PDC de disjoncteur F05-AC01 est 8KA (pdc =8kA).

IV.3.7. Détermination du pouvoir de fermeture des différents disjoncteurs

C'est la plus grande valeur de courant qu'un disjoncteur peut rétablir sous sa tension nominale.

Le pouvoir de fermeture est égal à k fois le pouvoir de coupure selon le tableau suivant :
Tableau IV.7. Pouvoir de coupure et pouvoir de fermeture

PDC	PDF
4.5KA < PDC < 6KA	1.5PDC
6KA < PDC < 10KA	1.7PDC
10KA < PDC < 20KA	2PDC
20KA < PDC < 50KA	2.1PDC
50KA < PDC	2.2PDC

Les résultats de calcul des PdC et PdF pour les disjoncteurs de l'installation sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tableau IV.8. Les résultats de calcul des PdC et PdF pour les disjoncteurs de l'installation

Disjoncteur	I_K'' (KA)	D %	I_{asym} (KA)	$I_{asym}/1.086$ (KA)	PDC (KA)	PDF (KA)
F01-AC01 ; F05-AC01 F04-AC01	5.50	70	7.598	6.997	8	13.6
CG01;CG05 CG06 ;CG07 CG08 ;CG02; CG03; CG04 ;	9.66	70	13.59	12.52	16	32
F00 ;F01 ;F03 F04 ;F05	9.65	70	13.58	12.51	16	32
F09; F10;F11;F12 ;F13	9.63	70	13.55	12.48	12.50	25
F55;F56;F57 ;F54;F53;F52F58 ;F59	9.208	70	12.957	11.931	12.55	25
F35;F36;F30;F31 ;F32 ;F33 ;F34 ;F37	9.563	70	13.456	12.39	12.5	25
F48 ;F49	9.504	70	13.37	12.5	12.5	25
F38;F40;F41;F42 ;F39	9.449	70	13.295	12.242	12.5	25
F16 ;F14 ;F15	9.505	70	13.374	12.315	12.5	25
F17 ;F19 ;F18	9.495	70	13.361	12.303	12.5	25
F43 ;F44 ;F45 ;F46 ;F47	9.619	70	13.534	12.463	12.5	25

IV.4. Choix de section S2 des canalisations vérifiant la contrainte thermique

La section S₂ vérifiant la contrainte thermique est déterminée par cette équation

$$S_2 \geq \frac{I_{cc}}{K} * \sqrt{tc} \quad \text{IV.16} \quad k=143, tc: \text{ temps de coupure disjoncteur}$$

Tableau IV.9. Calcul des S2 des câbles

CABLES	I'K3=Icc	S2(mm ²)
CG02	10 392,3	21,8
CG08	10 392,3	21,8
FO5 ACO1	4 297,6	9,0
CG03	7 451,1	15,6
CG07	7 423,1	15,6
F01AC01	4 572,6	9,6
G2 TRG2	26 197,3	55,0
G2 TR1G1	27 943,8	58,6
CG06	8 000,0	16,8
F12	9 957,8	20,9
F11	9 957,8	20,9
F10	9 957,8	20,9
F00	9 957,8	20,9
F09	9 957,8	20,9
F37	10 970,8	23,0
F36	10 970,8	23,0
F35	10 970,8	23,0
F34	10 970,8	23,0

IV.5. Vérification des chutes de tension

les chutes de tension des canalisations trouvées par le courant nominal d'emploi I_B est calculé par l'expression suivante :

$$\Delta V = (\rho \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi) I_B \quad \text{IV.17}$$

$$\rho = 0.01851 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$\lambda = 0,08 \times 10^{-3} \Omega/\text{m} \text{ pour les câbles}$$

les chutes de tension des différentes canalisations est reportées dans le tableau IV.8

Tableau IV.10. Calcul des chutes de tension dans les câbles

CABLES	L (M)	S(mm ²)	IB(A)	DV%
CG02	80	500	615,840287	0,03%
CG08	85	500	615,840287	0,03%
FO5 ACO1	35	120	240	0,01%
CG03	50	2*240	615,840287	0,02%
CG07	50	2*240	615,840287	0,02%
F01AC01	1800	3*630	240,56	0,13%
G2 TRG2	45	3*400	1679,56442	0,12%
G2 TR1G1	45	3*400	1679,56442	0,12%
CG06	80	400	481,125224	0,03%
F12	250	16	60,6217783	0,20%
F11	130	35	108,734301	0,09%
F10	120	16	60,6217783	0,10%
F00	250	240	363,73067	0,10%
F09	240	185	328,127403	0,10%
F37	30	50	137,601814	0,02%
F36	80	16	38,4900179	0,04%
F35	30	35	121,243557	0,02%
F34	34	16	30,7920144	0,01%

Les chutes de tension de toute la canalisation sont acceptables car elles ne dépassent pas les limites tolérées en moyenne tension 5%

IV.5. Calcul de la puissance de compensation

Bilan de puissance

Pour étudier une installation, la connaissance de la réglementation est un préalable, le mode de fonctionnement des récepteurs (régime normal, démarrage, simultanéité, etc.), et la localisation, sur le plan du ou des installations industrielles, des puissances utilisées permettent de réaliser un bilan des puissances installées et utilisées et, ainsi, d'en déduire la puissance et le nombre des sources nécessaires au fonctionnement de l'installation. Des informations concernant la structure tarifaire sont aussi nécessaires pour faire le meilleur choix du raccordement de l'installation au réseau au niveau de la moyenne tension ou de la basse tension.

Tableau IV.11. Bilan de puissance

		Puissance installée (KVA)	P moy (KW)	Cos φ
F00	Sucre 1 3000T/j	3150	2350	0,8
	Sucre 2 3000T/j	3150	2340	0,8
	Sucre 3 3000T/j	3150	2410	0,8
	Silos Sucre blanc	3150	1500	0,8
	Cond sucre	3150	2800	0,8
	Aérocondenseur	3150	1530	0,8
F02	Sucre 1 2000T/J	3150	2570	0,8
F03	Sucre 2 2000T/J	3150	2170	0,8
F04	Sucre 3 2000T/J	3150	1490	0,8
F09	Raffinerie huile 1	2000	1500	0,8
	Raffinerie huile 2	2000	1510	0,8
	Raffinerie huile 3	3150	2200	0,8
	Margarine	2000	1200	0,8
	Cond huile TR1	3150	2000	0,8
	Cond Huile TR2	3150	2000	0,8
	Bouchon	1600	1000	0,8
F10	Sucre 1 2000T/J	3150	1041	0,8
F11	OSMSE	2500	1500	0,8
	Affinage	3150	686	0,8
F12	Silos Sucre roux	3150	1000	0,8
Totale		57350	34797	0,8

Pour calculer la puissance réactive compensée Q_c , il faut tenir compte des étapes citées ci-dessous pour le mode à choisir.

Compensations de F00 au niveau du jeu de barre 1

Pour calculer la puissance réactive compensée Q_c , on utilise les formules citées précédemment.
Chapitre 3

Nous avons opté pour un mode de compensation intermédiaire (par secteur)

$$\cos \varphi = 0.8, \tan \varphi = 0,75$$

On a le totales des puissances réactive utilisées comme suit :

$$Q = 12774(KVAR)$$

$$\cos \varphi' = 0.94 \text{ ainsi } \tan \varphi' = 0.36$$

La nouvelle puissance réactive de compensation Q_c calculée comme suit :

$$Q_c = P * (\tan \varphi - \tan \varphi') = 13930 * (0.75 - 0.36) = 5432.7(KVAR)$$

$$Q_c = 5432.7(KVAR)$$

$$Q = Q' + Q_c$$

$$Q' = Q - Q_c$$

$$Q' = 12774 - 5432.7 = 7341.3(KVAR)$$

Les puissances réactives avant et après la compensation :

Tableau IV.12. Les puissances réactives de compensation

Charges	Avant la compensation				Après la compensation		
	P(KW)	Q(KVAR)	S(KVA)	cos φ	Q _c (KVAR)	Q'(KVAR)	cos φ'
F00	13930	12274	18900	0.8	5432.7	7341.3	0.94
F02	2570	1821.43	3150	0.8	1002.3	819.13	0.94
F03	2170	2283.3	3150	0.8	846.3	1437	0.94
F04	1490	2775.3	3150	0.8	581.1	2194.2	0.94
F09	11410	12669.42	17050	0.8	4449.9	8219.52	0.94
F10	1041	2973	3150	0.8	405.99	2567.01	0.94
F11	2186	5210	5650	0.8	852.54	4357.46	0.94
F12	1000	2987	3150	0.8	390	2597	0.94

Vérification du type de compensation :

Tableau IV.13. Types de compensation de l'énergie réactive

Charges	Q _c (KVAR)	S(KVA)	Q _c /S (%)	Type de compensation
F00	5432.7	18900	28.74	Automatique
F02	1002.3	3150	31.82	Automatique
F03	846.3	3150	26.87	Automatique
F04	581.1	3150	18.48	Automatique
F09	4449.9	17050	26.1	Automatique
F10	405.99	3150	12.89	Fixe
F11	852.54	5650	15.1	Fixe
F12	390	3150	12.38	Fixe

IV.6. Confirmation et comparaison des valeurs calculer par CANECO HT

IV.6.1. Présentation du logiciel CANICO HT

CANICO HT est un outil puissant et polyvalent, conçu pour répondre aux besoins croissants des professionnels de l'industrie électrique en simulation et d'optimisation des réseaux.

- Fonctionnalités du logiciel
 - ✓ Modélisation du réseau électrique
 - ✓ Analyse des court-circuit
 - ✓ Coordination des protections
 - ✓ Dimensionnement des câbles
 - ✓ Dimensionnement des jeux de barre

IV.6.2. La méthodologie utilisée pour effectuer la simulation

Nous avons utilisé CANICO HT pour modéliser le réseau électrique du complexe Cevital, en prenant en compte les différents composants tels que les transformateurs, les câbles, les disjoncteurs, les relais de protection, etc.

Le logiciel nous a permis de créer un modèle détaillé et précis du réseau, en utilisant les données spécifiques du site et les informations techniques, le réseau a ajouter

IV.6. 3. Configuration de la simulation

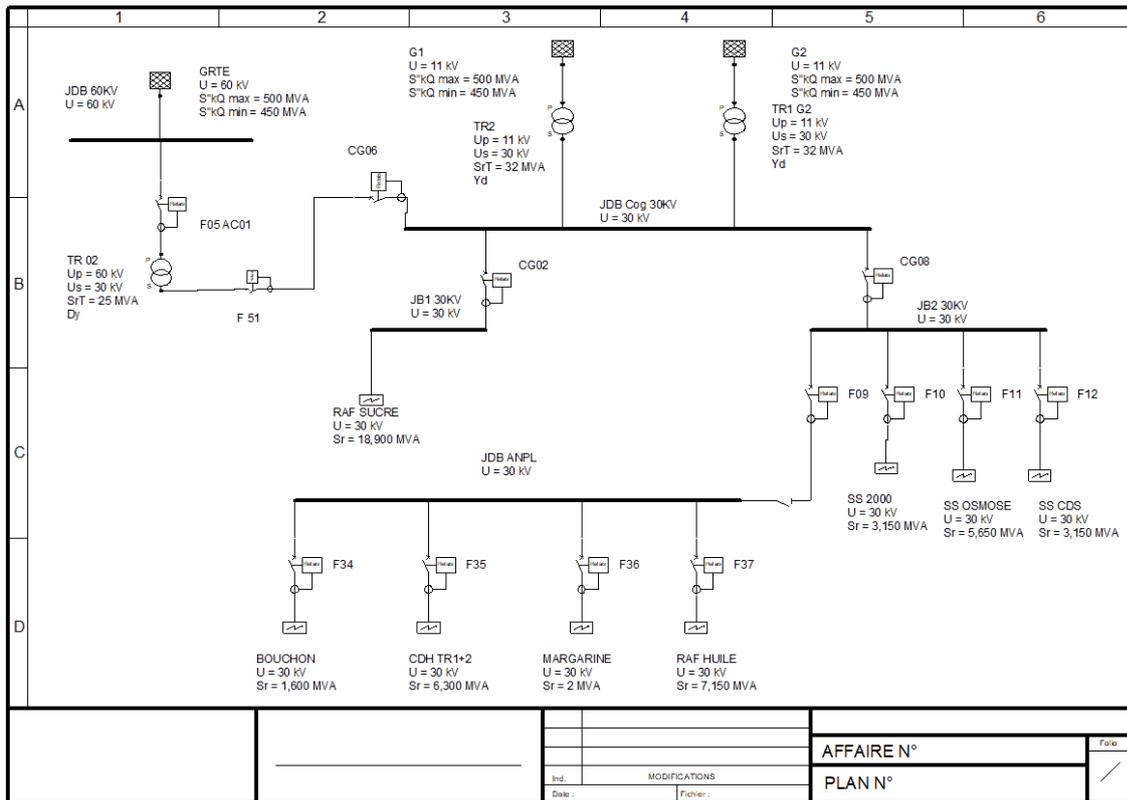
Dans le cadre de notre étude, nous avons configuré la simulation en prenant en compte la structure et les caractéristiques spécifiques du réseau MT (Moyenne Tension) du réseau Cevital.

Cette simulation nous a permis d'obtenir un schéma du réseau représenter par la figure 4.1 et de comparer les paramètres du réseau déduits avec les résultats calculés.

IV.6.4. Paramètres du réseau

Lors de la simulation réalisée dans le logiciel Canico HT pour le réseau MT du complexe Cevital, nous avons pu déduire plusieurs paramètres clés du réseau :

- Les courants de court-circuit jeux de barre et câbles
- Section des câbles
- Courants admissibles
- Les contraintes thermiques
- Tensions nominales



IV.6.5. Résultats de calcul par caneco et comparaison avec les calculs analytiques

Figure IV.1. Schéma du réseau MT du complexe Cevital, créé dans Canico HT.

IV.6.5.a. Calcul des courants de court-circuit

Jeux de barre

Nous comparons les courants de court-circuit que nous avons calculés analytiquement et les résultats de caneco du réseau, une correspondance précise entre les courants de court-circuit de simulation et calculés indiquerait une cohérence des résultats. les courants de court-circuit triphasée calculer par caneco sont reporter dans le tableau IV.12

Tableau IV.14. Courant de court-circuit calculé par caneco HT au niveau des jeux de barres

NFC 13200 (2009) / EN60909 : Courants de court-circuit aux tableaux								
Cfg	Emplacement du défaut	Tension (kV)	Symétriques					
			Subtr. I_{k3}'' max (kA)	Trans. I_{k3}' max (kA)	Permanent I_{k3} max (kA)	Valeur crête I_p (kA)	Facteur calcul Ki	Courant coupé I_b (kA)
Configuration : [A] Config A. Configuration par défaut								
A	JDB Cog 30KV	30,000	10,897	10,897	10,897	22,953	1,49	10,897
A	JDB 60KV	60,000	6,258	6,258	6,258	14,830	1,68	6,258
A	JB1 30KV	30,000	10,822	10,822	10,822	22,802	1,49	10,822
A	JB2 30KV	30,000	10,817	10,817	10,817	22,793	1,49	10,817
A	JDB ANPL	30,000	10,573	10,573	10,573	22,106	1,48	10,573

IV.6.5.b. Calcul des courants d'emplois et des sections des câbles

Les courants maximum d'emplois, les courant équivalent dans les conditions standard d'installation et les sections s1 calculer par simulation sont reportés dans le tableau IV.17.

Tableau IV.15. Calcul des sections câbles S1 selon le courant admissibles

Calcul des câbles selon courants admissibles									
Liaisons		Cu / Alu	Mode Pose	Coefficients de correction fc	nb cond. //	SPH (mm²)	I _B (A)	I _Z xfc xN (A)	Conformité sur Iz
Repère	Amont Aval								
CG02	JDB Cog 30KV JB1 30KV	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	1	630	616	709	Conforme
CG08	JDB Cog 30KV JB2 30KV	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	1	630	616	709	Conforme
F05 AC01	JDB 60KV TR 02	Cu	-	fs 1	1	120	241	435	Conforme
CG03	TR1 G2 JDB Cog 30KV	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	2 F	185	616	682	Conforme
CG07	TR2 JDB Cog 30KV	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	2 F	185	616	682	Conforme
F01AC01	GRTE JDB 60KV	Cu	-	fs 1	3 F	630 F	900	2700	Conforme
G2 TRG2	G2 TR1 G2	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x0,80	3 F	630	1680	1702	Conforme
G2 TR1G1	G1 TR2	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x0,80	3 F	630	1680	1702	Conforme
CG06	TR 02 JDB Cog 30KV	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	1	400	481	536	Conforme
F12	JB2 30KV SS CDS	Alu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	1	25	61	78	Conforme
F11	JB2 30KV SS OSMOSE	Alu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	1	50	109	118	Conforme
F10	JB2 30KV SS 2000	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	1	16	61	77	Conforme
F00	JB1 30KV RAF SUCRE	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	1 F	240	364	403	Conforme
F09	JDB ANPL JB2 30KV	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	1	185	336	341	Conforme
F37	JDB ANPL RAF HUILE	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	1	50	138	149	Conforme
F36	JDB ANPL MARGARINE	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	1	16	38	77	Conforme
F35	JDB ANPL CDH TR1+2	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	1	35	121	122	Conforme
F34	JDB ANPL BOUCHON	Cu	41	K1xK10xfs =0,80x0,80x1	1	16	31	77	Conforme

En comparant les sections des câbles que nous avons calculés (Tableau IV.16.) et les valeurs obtenues par caneco HT (Tableau IV.17), avec la valeur real (Tableau b.3), du réseau, nous pouvons

dire que les câbles utilisés dans le réseau sont dimensionnés de manière adéquate pour supporter les charges prévues, et une correspondance précise entre les deux indiqueraient que les sections des câbles sont correctement choisies, ce qui garantit une transmission efficace de l'énergie électrique sans surchauffe des câbles, cela contribue à la fiabilité et à la durabilité du réseau.

Nous avons examiné les courants admissibles déduits du schéma de réseau étaient cohérents avec les spécifications et les normes techniques applicables.

Nous avons vérifié les composants du réseau, tels que les câbles, étaient sélectionnés en fonction des courants admissibles recommandés par les fabricants et les réglementations en vigueur.

Nous avons comparé les courants admissibles calculés de réseau avec les courants calculés par Caneco HT, une correspondance étroite entre les deux indiqueraient que les composants sont dimensionnés correctement et peuvent supporter les courants de charge prévus sans dépasser leurs limites thermiques.

IV.6.5.c. Calcul des contraintes thermiques

En comparant les sections de câbles (S2) calculées et les courants de court-circuit triphasés calculés dans notre réseau avec les résultats obtenus par le logiciel Caneco HT, nous avons constaté une concordance remarquable entre les deux, cette correspondance étroite entre nos calculs et ceux du logiciel renforce la fiabilité de notre dimensionnement et de notre analyse.

Les sections de câbles sont déterminées en fonction des courants de court-circuit prévus dans le réseau, ces courants indiquent la quantité de courant qui circulerait à travers les câbles en cas de court-circuit, il est essentiel de dimensionner les câbles correctement afin qu'ils puissent supporter ces courants sans dépasser leurs limites thermiques et assurer un fonctionnement sûr et efficace du réseau.

Tableau IV.18. Calcul des câbles selon la contrainte thermique

Calcul des câbles selon contraintes thermiques										
Liaisons		C Thermique		Temps Coupure max (ms)	Pt (kA ² s)	k	nb cond. //	S Calculée (mm ²)	SPH (mm ²)	Conformité sur contraintes thermiques
Repère	Amont Aval	I _{k2/3} (kA)	Conf							
CG02	JDB Cog 30KV JB1 30KV	10,897	A	100	11,875	143	1	24,10	25	Conforme
CG08	JDB Cog 30KV JB2 30KV	10,897	A	100	11,875	143	1	24,10	25	Conforme
F05 AC01	JDB 60KV TR 02	4,756	A	100	2,262	143	1	10,52	120	Conforme
CG03	TR2 JDB Cog 30KV	6,958	A	50	2,420	143	2 F	5,44	16	Conforme
CG07	TR1 JDB Cog 30KV	7,091	A	50	2,514	143	2 F	5,54	16	Conforme
F01AC01	GRTE JDB 60KV	4,756	A	100	2,262	143	3 F	3,51	630 F	Conforme
G2 TRG2	G2 TR2	26,085	A	100	68,045	143	3 F	19,23	25	Conforme
G2 TR1G1	G1 TR1	26,057	A	100	67,899	143	3 F	19,21	25	Conforme
CG06	TR 02 JDB Cog 30KV	7,787	A	100	6,063	143	1	17,22	25	Conforme
F12	JB2 30KV SS CDS	10,817	A	100	11,701	94	1	36,39	50	Conforme
F11	JB2 30KV SS OSMOSE	10,817	A	100	11,701	94	1	36,39	50	Conforme
F10	JB2 30KV SS 2000	10,817	A	100	11,701	143	1	23,92	25	Conforme
F00	JB1 30KV RAF SUCRE	10,822	A	100	11,711	143	1 F	23,93	25	Conforme
F09	JDB ANPL JB2 30KV	10,817	A	120	14,041	143	1	26,20	35	Conforme
F37	JDB ANPL RAF HUILE	10,573	A	100	11,180	143	1	23,38	25	Conforme
F36	JDB ANPL MARGARINE	10,573	A	100	11,180	143	1	23,38	25	Conforme
F35	JDB ANPL CDH TR1+2	10,573	A	100	11,180	143	1	23,38	25	Conforme
F34	JDB ANPL BOUCHON	10,573	A	100	11,180	143	1	23,38	25	Conforme

IV.7. Analyse des résultats

- **Section des câbles**

D'après les calculs effectués pour déterminer les sections selon les courants admissibles selon les conditions d'installation S1 et selon les contraintes thermiques S2, il a été constaté que la section optimale est S1.

- **Courant de court-circuit**

On a calculé les courants de court-circuit par deux méthodes ; une méthode analytiques et une simulation par caneco, pour les différents types de défauts triphasé, biphasé et monophasé afin de déterminer les pouvoirs de coupure et les pouvoirs de fermeture des différents disjoncteurs, donc les résultats trouvés par le calcul analytique et par le logiciel sont adéquats par rapport aux valeurs réelles.

- **Compensation de l'énergie réactive**

D'après le bilan de puissance le facteur de puissance de chaque sous station était 0,8 avec la compensation de type par secteur on l'a amélioré a 0,94, ces résultats montrent que notre démarche de compensation de l'énergie réactive a été efficace et bénéfique pour l'installation.

IV.5.7. Conclusion

Le dimensionnement et l'analyse du réseau MT du complexe Cevital ont été réalisés avec succès, permettant ainsi de déterminer les sections des câbles entre les sous-stations, les sections des jeux de barre et les courants de CC de chaque partie de l'installation, ces calculs et analyses ont été essentiels pour assurer un fonctionnement efficace, fiable et sécurisé du réseau électrique.

Enfin, le calcul de la puissance de compensation a permis d'optimiser la qualité de l'énergie fournie, en corrigeant les déséquilibres de tension et en améliorant la stabilité du réseau.

En complément, nous avons également réalisé une interprétation et une comparaison des résultats obtenus par le logiciel Caneco HT. Cette démarche nous a permis de valider nos calculs et de vérifier la cohérence des résultats obtenus.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

L'objectif de ce travail est d'effectuer un dimensionnement des canalisations et une analyse sur les protections du réseau moyenne tension du complexe Cevital Bejaia.

Ce travail commence par une présentation complète du complexe Cevital, mettant en évidence son importance dans le domaine industriel et la nécessité d'une distribution d'énergie électrique fiable et efficace pour répondre à ses besoins croissants. Nous avons ensuite examiné en détail le réseau moyenne tension de Cevital, en analysant sa structure, ses composants et son fonctionnement, et en étudiant le dimensionnement des composants du réseau. Nous avons utilisé des méthodes de calcul et des critères spécifiques pour déterminer les sections des canalisations, des jeux de barre, et d'autres éléments essentiels ainsi que les capacités adéquates des transformateurs. Enfin nous avons procédé à une analyse approfondie des performances du réseau, cela nous a permis d'identifier les éventuels problèmes de performance et de proposer des solutions pour optimiser le fonctionnement global du réseau nous avons retenu les points suivants :

- Les équipements de protection installés ont été légèrement surdimensionnés dans le but d'anticiper les extensions futures du réseau et de les adapter en conséquence ;
- Les câbles et les jeux de barre répondent aux critères de la tenue thermique et électrodynamique, durant le temps d'élimination des défauts ;
- Afin d'assurer un fonctionnement optimal du système, il est essentiel de mettre à jour les réglages en fonction des modifications de charge.

Un inconvénient majeur de ce projet a été le manque d'accès aux données nécessaires fournies par la société Cevital, car leur réalisation était confiée à la société Schneider.

Enfin, nous espérons que nos résultats seront pris en compte et que notre étude servira de référence pour les futurs projets d'étude des réseaux électriques industriels et des systèmes de protection.

REFERANCE BIBLIOGRAPHIQUE

REFERANCE BIBLIOGRAPHIQUE

- [1] Abdel K. Boussaâda, "Présentation du complexe civital", Mémoire de Magister en Informatique, Université AMAR TELIDJI LAGHOUAT, 1998.
- [2] C. Meheraz, "Protection des installations électrique mt réseau cevital-bejaia ". Mémoire de fin d'études de master académique en électrotechnique, 25/09/2016.
- [3] D. Malek, Y. Lyes, "Fonctionnement et protection du réseau électrique moyenne tension de Cevital ». Mémoire de fin d'étude, Université Abderrahmane Mira - Béjaïa ,2017
- [4] M. BOUCHAHDANE. "Etude des équipements de protection de la nouvelle ligne 400 kV en Algérie" mémoire de Magister en électronique, université Mentouri Constantine, 2009
- [5] L. Hewitson. "Practical power systems protection" First published Elsevier, 2004
- [6] JP. Nereau, Schneider Electric, "Guide de conception MT", ART86204mars, 2000.
- [7] Cahier Technique Merlin Gerin, "guide de la protection", ART.065191, édition 2003
- [8] O. Rahim – B, Nabil, "Etude et analyse de la sélectivité moyenne tension du complexe CEVITAL », Université Abderrahmane Mira - Béjaïa,2016
- [9] ZELLAGUI.M, "Etude des protections des réseaux électriques", Magistère en électrotechnique, Université MENTOURI CONSTANTINE, 2010
- [10] C. PRÉVÉ et R. JEANNOT, "Guide de conception des réseaux électriques industriels, Schneider Electric n : 6 883 427/A, Février 1997
- [11] M Lambert "LES RÉGIMES DE NEUTRE ET LES SCHÉMAS DES LIAISONS À LA TERRE". Dunod, Malakoff, 2011, 2018
- [12] M. Gerin., "Guide de conception MT », Guide technique, 2000
- [13] Athmane Bouzidi, "Modélisation et optimisation des réseaux électriques ", cours master 1, Université de Bejaïa, 2015.
- [14] L. Hewitson, "Practical power systems protection», First Publisher Elsevier, 2004
- [15] Benoit de METZ-NOBLA, Frederic Dumas et Christophe POULAIN, "calcul des courants de court"
- [16] Frédérique de masse, Christophe poulain, "calcul de courant de court-circuit « CT158 Septembre, 2006.
- [17] Daikha.N et Tifaoui.N "étude et réglage du système de protection du réseau MT de la cogénération (CEVITL Bejaia) ", mémoire de fin d'étude, université UMMTO.
- [18] Sonelgaz, "Guide technique de distribution », Document Technique, Groupe SONELGAZ, 1984
- [19] B. METZ-NOBLA, "Réglage des protections", EDF Guide technique de la distribution 1998.
- [20] O. BOUZID-B. MOURAD, "Etude et dimensionnement et compensation de l'énergie réactive", mémoire fin d'étude université Bejaia 2017.

Tableau a.1. Modes de pose.

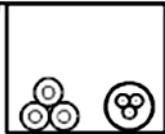
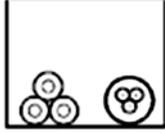
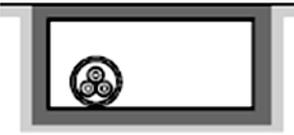
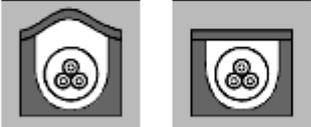
Modes de pose	Exemple	Colonne des tableaux	Facteurs de correction		
			f_0	à appliquer	
A Conduits en montage apparent		(3)	0,90	f_1	f_5
B Conduits en montage encastré		(3)	0,90	f_1	f_5
F Pose sur chemins de câbles ou tablettes		(3)	1	f_1	f_5
G Pose sur corbeaux ou sur échelles à câbles		(3)	1	f_1	f_6
H Goulottes (fermées)		(3)	0,90	f_1	f_5
J Gouttières (goulottes ouvertes)		(3)	1	f_1	f_6
L1 Conduits dans caniveaux ouverts ou ventilés		(3)	0,80	f_1	f_5

Tableau a.2. Facteurs de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C (câbles posés dans l'air).

Modes de pose	Exemple	Colonne des tableaux		Facteurs de correction			
		f_0	à appliquer				
S3 Enterré dans des fourreaux		P (1)	D (2)	0,8	f_2	f_3	f_4
S4 Câbles posés en trèfle sur caniveau préfabriqué, enterré directement dans le sol avec, éventuellement, apport de remblai contrôlé		(1)	(2)	0,8	f_2	f_3	f_4
S5 Câbles unipolaires posés en caniveaux individuels, enterrés directement dans le sol avec, éventuellement, apport de remblai contrôlé		(1)	(2)	0,8	f_2	f_3	f_4
S6 Câbles unipolaires posés en nappe espacée dans un caniveau préfabriqué, enterré directement dans le sol avec, éventuellement, apport de remblai contrôlé		(1)	(2)	0,8	f_2	f_3	f_4
V Lignes aériennes		(3)		1,1	f	-	

Modes de pose	Exemple	Colonne des tableaux	Facteurs de correction à appliquer				
			f_0	f_1	f_2	f_3	
L3 Pose directe dans caniveaux ouverts ou ventilés		(3)	0,90	f_1	-	f_5	
L4 Pose directe dans caniveaux fermés		(3)	0,80	f_1	-	f_5	
L5 Pose directe dans des caniveaux remplis de sable		(3)	0,80	f_1	-	f_5	
N Alvéoles		(3)	0,90	f_1	-	f_5	
P Blocs manufacturés		(3)	0,90	f_1	-	f_5	
S1 Enterré directement (câbles armés)		P (1)	D (2)	1	f_2	f_3	f_4
S2 Enterré avec protection mécanique		(1)	(2)	1	f_2	f_3	f_4

P : régime permanent

D : régime discontinu

Tableau a.3. Facteurs de correction pour des températures du sol différentes de 20 °C (câbles enterrés).

Température	Nature de l'isolant	
	PVC PE	EPR
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
30	1,00	1,00
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76

°C	Nature de l'isolant	
	PE	PR
0	1,18	1,13
5	1,14	1,10
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Tableau a.4. Facteurs de correction pour des résistivités thermiques du sol \neq de 1 K.m/W (câbles enterrés).

Résistivité du sol (K.m/W)	Humidité	Nature du terrain			Ensemble de trois câbles unipolaires	Câbles tripolaires
0,5	Terrain très humide	Sable	Argile et Calcaire	Cendres et Mâchefer	1,25	1,20
0,7	Terrain humide				1,14	1,10
0,85	Terrain dit normal				1,06	1,05
1	Terrain sec				1,00	1,00
1,2	Terrain très sec				0,93	0,95
1,5					0,85	0,88
2					0,75	0,79
2,5					0,68	0,72
3		0,62	0,68			

Tableau a.5. Facteurs de correction pour groupement de plusieurs canalisations (câbles enterrés).

Nombre de circuits	Distance entre câbles "a" (*)				
	Nulle (câbles jointifs)	Un diamètre de câble	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80

câbles unipolaires

câbles tripolaires

Tableau a.6. Facteurs de correction pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles (câbles posés dans l'air et à l'abri du rayonnement solaire direct).

Modes de pose	Disposition	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs				
		2	3	4	6	> 9
f_5	Sur tablettes horizontales non perforées	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70
f_6	Sur tablettes horizontales perforées ou sur corbeaux.....	0,90	0,80	0,80	0,75	0,75

Tableau a.7. Valeurs des coefficients A et B pour les câbles isolés au papier imprégné.

Canalisations	Colonnes	Cuivre		Aluminium	
		A	B	A	B
Câbles tripolaires à champ non radial	(1)	0,540	1,446	0,549	1,321
	(2)	0,543	1,492	0,544	1,386
	(3)	0,588	1,371	0,598	1,293
3 câbles unipolaires	(1)	0,556	1,269	0,571	1,130
	(2)	0,567	1,286	0,573	1,179
	(3)	0,587	1,196	0,605	1,064
Câbles tripolaires à champ radial	(1)	0,581	1,215	0,594	1,089
	(2)	0,573	1,264	0,578	1,155
	(3)	0,600	1,117	0,608	1,004

Tableau a.8. Courants admissibles dans les câbles tripolaires à champ non radial de tension assignée inférieure ou égale à 6/6 (7,2) kV.

Isolé PVC			Section nominale (mm ²) ^a	Isolé EPR ou PR		
(1)	(2)	(3)		Cuivre	(1)	(2)
72	78	62	10	86	94	78
94	100	81	16	110	120	100
120	130	105	25	145	155	130
145	160	130	35	170	190	165
185	205	165	50	215	240	205
225	250	205	70	260	295	255
270	300	250	95	315	355	310
310	345	280	120	360	405	360
345	390	330	150	405	455	410
385	430	370	185	450	505	460
445	500	440	240	525	590	550
(1)	(2)	(3)	Aluminium	(1)	(2)	(3)
56	61	48	10	67	73	60
72	79	62	16	86	94	79
94	100	82	25	110	120	105
115	125	100	35	135	145	125
145	160	130	50	165	185	160
175	195	160	70	205	230	195
210	235	195	95	245	275	240
240	270	225	120	280	316	280
270	300	255	150	315	355	320
300	335	285	185	350	395	360
350	390	345	240	410	460	430

(*) A partir de 50 mm², les valeurs sont calculées pour des câbles à âme sectoriale

Tableau a.9. Courants admissibles dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12) KV.

Section nominale (mm ²)	Isolé PVC			Isolé PE ^(*)			Isolé EPR ou PR		
	Cuivre	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)
10	80	89	71	86	97	76	99	110	93
16	105	115	95	110	125	100	125	145	120
25	135	150	125	140	160	130	165	185	160
35	160	180	150	170	195	160	195	225	200
50	190	215	180	200	230	190	230	265	235
70	235	265	230	245	285	240	285	325	295
95	285	320	280	295	340	295	340	390	360
120	320	365	320	335	385	340	385	445	420
150	360	410	370	375	435	385	430	500	475
185	410	470	425	425	490	445	485	560	550
240	475	540	500	490	570	530	560	650	650
300	540	610	580	550	640	600	630	730	740
400	610	700	670	600	690	700	720	840	860
500	680	780	760	700	810	790	800	940	990
630	770	880	870	790	920	920	910	1 060	1 140
800	850	980	990	870	1 010	1 040	1 000	1 170	1 300
1 000	930	1 070	1 110	950	1 100	1 160	1 100	1 270	1 450
1 200	980	1 130	1 210	1 000	1 160	1 260	1 160	1 350	1 570
1 400	1 030	1 190	1 290	1 050	1 220	1 350	1 220	1 420	1 680
1 600	1 080	1 250	1 360	1 100	1 280	1 420	1 280	1 480	1 770
Aluminium	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
10	62	69	55	67	76	59	77	87	72
16	80	89	73	86	97	78	98	110	95
25	105	115	96	110	125	100	125	145	125
35	125	140	115	130	150	125	150	175	150
50	150	170	140	160	180	150	180	205	185
70	180	205	175	190	220	185	220	250	230
95	220	250	215	230	265	230	260	300	280
120	250	285	250	260	300	265	300	345	325
150	280	320	285	290	335	300	335	385	370
185	320	365	330	330	380	345	380	440	425
240	370	425	390	385	445	410	440	510	510
300	420	485	455	435	500	470	500	580	580
400	480	550	530	495	580	550	570	660	680
500	540	630	610	560	650	640	640	750	790
630	620	720	710	640	750	750	740	860	920
800	700	810	820	720	840	860	830	970	1 070
1 000	780	900	940	800	930	980	920	1 070	1 220
1 200	840	970	1 030	860	1 000	1 080	990	1 150	1 340
1 400	890	1 030	1 110	910	1 060	1 160	1 050	1 230	1 450
1 600	940	1 080	1 180	950	1 110	1 230	1 100	1 290	1 530

(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par:
1,05 pour les colonnes (1) et (2)
1,06 pour la colonne (3)

Tableau a.10. Courants admissibles dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée supérieure à 6/6 (7,2) kV et inférieure ou égale à 18/30 (36) kV.

Isolé PE*			Section nominale (mm ²)	Isolé EPR ou PR		
(1)	(2)	(3)*		Cuivre	(1)	(2)
110	125	105	16	125	140	130
140	160	135	25	165	185	170
170	195	165	35	195	220	200
200	230	200	50	230	260	245
250	280	250	70	280	320	305
295	335	300	95	335	385	375
335	385	350	120	385	440	425
375	430	395	150	430	495	485
425	490	455	185	490	560	560
490	560	530	240	560	650	660
550	640	610	300	640	730	750
630	720	710	400	720	830	870
700	810	810	500	810	940	1 000
790	920	930	630	910	1 060	1 150
870	1 010	1 050	800	1 010	1 170	1 300
960	1 100	1 180	1 000	1 110	1 280	1 470
1 010	1 170	1 270	1 200	1 180	1 360	1 590
1 070	1 240	1 360	1 400	1 240	1 440	1 700
1 110	1 290	1 430	1 600	1 290	1 500	1 790
(1)	(2)	(3)	Aluminium	(1)	(2)	(3)
86	96	81	16	98	110	99
110	125	105	25	125	140	130
130	150	130	35	150	170	160
155	180	155	50	180	205	190
190	220	190	70	220	250	235
230	260	235	95	260	300	290
260	300	270	120	300	340	330
290	335	305	150	335	385	375
330	380	355	185	380	435	430
385	445	420	240	440	510	510
435	500	480	300	500	570	590
495	570	560	400	570	660	680
560	650	650	500	640	740	790
640	740	750	630	740	850	930
720	830	860	800	830	960	1 060
800	930	990	1 000	930	1 070	1 230
860	1 000	1 090	1 200	1 000	1 160	1 350
920	1 060	1 170	1 400	1 060	1 230	1 450
960	1 110	1 240	1 600	1 110	1 290	1 540

(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par:
1,05 pour les colonnes (1) et (2)
1,06 pour la colonne (3)

Tableau a.11. Courants admissibles dans les câbles tripolaires à champ radial de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12) kV.

Section nominale (mm ²)	Isolé PVC			Isolé PE*			Isolé EPR ou PR			
	Cuivre	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
10	80	87	71	85	94	75	97	110	92	
16	100	115	90	110	120	98	125	140	120	
25	130	145	120	140	155	125	160	180	155	
35	160	175	145	165	190	155	190	215	190	
50	185	205	175	195	220	185	225	250	225	
70	230	255	215	240	270	230	275	310	280	
95	275	305	260	285	320	275	330	370	340	
120	310	345	300	325	365	315	370	420	385	
150	345	385	340	365	415	365	420	475	445	
185	390	435	385	410	465	410	470	535	510	
240	450	500	450	475	530	485	540	610	590	
300	500	560	520	530	605	560	610	690	680	
Aluminium	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	
10	62	68	55	66	73	58	75	84	71	
16	79	87	71	84	94	76	96	110	92	
25	100	115	93	110	120	99	125	140	120	
35	120	135	115	130	145	120	150	165	145	
50	145	160	135	150	170	140	175	195	175	
70	180	195	165	185	210	175	215	240	215	
95	210	235	205	220	250	215	255	285	260	
120	240	270	235	250	285	245	290	325	300	
150	270	300	265	285	325	280	325	370	345	
185	305	340	300	320	360	320	365	415	395	
240	350	390	355	370	420	380	425	480	465	
300	395	440	405	420	475	435	480	540	530	

(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par :
1,05 pour les colonnes (1) et (2)
1,06 pour la colonne (3)

Tableau a.12. Courants admissibles dans les câbles tripolaires à champ radial de tension assignée supérieure à 6/6 (7,2) kV et inférieure ou égale à 18/30 (36) kV.

Section nominale (mm ²)	Isolé EPR ou PR		
	Cuivre	(1)	(2)
16	125	140	125
25	160	175	160
35	190	210	195
50	225	250	230
70	270	305	280
95	330	370	345
120	370	420	395
150	415	465	450
185	465	525	510
240	540	610	600
Aluminium	(1)	(2)	(3)
16	96	105	95
25	125	135	125
35	145	165	150
50	175	195	175
70	210	235	220
95	255	285	265
120	290	325	305
150	320	360	345
185	360	410	395
240	420	475	470

Tableau a.13. Valeurs du coefficient K.

	Isolants			
	PVC PE		PR EPR	
Conducteurs actifs				
- en cuivre	115		143	
- en aluminium	74		94	
Conducteurs de protection	a	b	a	b
- en cuivre	143	115	176	143
- en aluminium	95	75	116	94
- en acier	52	–	64	–
a conducteurs de protection non incorporés aux câbles b conducteurs de protection incorporés aux câbles				

Tableau a.14. Conditions de température retenues pour le calcul.

Type d'isolant	Température sur écran en service (°C)	Température finale après surintensité (°C)
PR	70	250
EPR	70	250
PE	60	150
PVC	60	160

Tableau a.15 : câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolants PR ou EPR -courant de court-circuit admissible dans l'écran (A).

Tension assignée	6/10 (12) kV			8,7/15 (17,5) kV			12/20 (24) kV			18/30 (36) kV		
Durée du court-circuit	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s
Section du conducteur mm²												
16	1100	900	650	1350	1000	800	1800	1400	1100			
25	1200	950	700	1400	1050	800	1800	1400	1100			
35	1400	1000	900	1650	1250	1000	1850	1400	1100			
50	1600	1150	1000	1750	1350	1050	1950	1450	1150	2500	1950	1550
70	1750	1250	1050	1900	1450	1150	2100	1600	1250	2700	2050	1650
95	1850	1350	1100	2050	1550	1200	2200	1700	1300	2800	2150	1700
120	1900	1400	1150	2150	1650	1300	2500	1950	1550	3100	2400	1900
150	2150	1650	1300	2400	1850	1500	2600	2000	1600	3150	2450	1950
185	2400	1850	1450	2600	2000	1600	2750	2150	1700	3350	2600	2100
240	2700	2050	1650	2800	2150	1700	3100	2400	1950	3600	2750	2200
300	2800	2150	1750	3150	2450	1950	3300	2550	2050	3800	2950	2350
400	3050	2350	1800	3450	2650	2150	3650	2800	2250	4200	3300	2650
500	3400	2550	1950	3800	2950	2350	4100	3200	2550	4550	3550	2850
630	3750	3000	2300	4250	3300	2650	4450	3450	2800	4950	3850	3100
800	4400	3400	2600	4650	3600	2900	4850	3750	3000	5300	4150	3300
1000	5100	3900	3050	5200	4050	3250	5350	4200	3350	5850	4550	3650
1200	5350	4100	3300	5450	4250	3400	5650	4400	3550	6150	4800	3850
1400	5600	4400	3550	5900	4550	3650	6050	4700	3800	6550	5100	4100
1600	6000	4700	3800	6200	4850	3900	6400	5000	4000	6900	5350	4300

Tableau a.16 : câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolants PE -courant de court-circuit admissible dans l'écran (A).

Tension assignée	6/10 (12) kV			8,7/15 (17,5) kV			12/20 (24) kV			18/30 (36) kV		
	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s
Section du conducteur mm²												
16	800	650	490	1000	740	560	1200	870	660			
25	900	700	510	1000	750	570	1200	870	660			
35	1 000	750	540	1 100	800	600	1 200	880	660			
50	1 100	800	580	1 150	840	640	1 250	1 000	770	1 750	1 300	990
70	1 300	920	700	1 350	990	760	1 450	1 100	820	1 750	1 300	1 000
95	1 350	1 000	750	1 450	1 050	820	1 550	1 150	880	2 050	1 550	1 200
120	1 450	1 050	800	1 500	1 150	860	1 650	1 200	930	2 150	1 650	1 230
150	1 550	1 100	840	1 600	1 200	910	1 700	1 300	1 000	2 250	1 700	1 300
185	1 650	1 150	900	1 700	1 250	970	2 000	1 500	1 200	2 350	1 800	1 400
240	1 800	1 450	1 100	2 000	1 550	1 200	2 150	1 650	1 250	2 650	2 050	1 600
300	2 000	1 550	1 200	2 150	1 650	1 300	2 300	1 750	1 350	2 800	2 150	1 700
400	2 300	1 750	1 400	2 600	2 000	1 550	2 650	2 050	1 600	3 000	2 300	1 800
500	2 550	1 900	1 500	2 900	2 200	1 750	3 050	2 350	1 850	3 400	2 600	2 050
630	2 750	2 050	1 550	3 000	2 300	1 800	3 150	2 400	1 900	3 500	2 650	2 050
800	3 000	2 250	1 700	3 300	2 500	2 000	3 450	2 600	2 100	3 700	2 800	2 200
1 000	3 300	2 400	1 800	3 500	2 700	2 100	3 650	2 800	2 200	3 950	3 000	2 400
1 200	3 550	2 550	1 900	3 700	2 850	2 200	3 850	2 950	2 300	4 200	3 200	2 550
1 400	3 650	2 750	2 000	3 900	3 000	2 350	4 050	3 100	2 450	4 350	3 350	2 650
1 600	3 750	2 850	2 100	4 000	3 100	2 400	4 150	3 200	2 500	4 500	3 400	2 700

Tableau a.17 : câbles tripolaires à ceinture à isolant PVC de tension assignée 6/6 (7,2 kV) - courant de court-circuit admissible dans l'écran (A).

Section du conducteur mm ²	Durée du court-circuit		
	0,5 s	1 s	2 s
10	1 550	1 200	980
16	1 700	1 300	1 050
25	1 950	1 450	1 200
35	2 050	1 550	1 250
50	2 150	1 600	1 300
70	2 300	1 700	1 400
95	2 550	1 900	1 550
120	2 750	2 100	1 650
150	2 900	2 200	1 750
185	3 350	2 450	2 050
240	3 500	2 650	2 200

Tableau b.1. Donnés transformateurs

Transformateur aérocondenseur	France transfo	Sn=3150KVA, Ucc=6% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=60.6A/4546.6A Enroulement cuivre
Transformateur raffinerie sucre 3000t/j T1, T2, T3		Sn=3150KVA, Ucc=6% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=60.6A/4546.6A Enroulement cuivre
Transformateur raffinerie sucre 1600t/j T1, T2, T3	France transfo	Sn=3150KVA, Ucc=6% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=60.6A/4546.6A Enroulement cuivre

Tableau b.2. Donnés transformateurs

Désignation de l'équipement	Fabricant	Caractéristiques
Transformateurs de cogénération WEG 01 et 02	WEG Transformadores	Sn=32MVA, Ucc=12% Coulage Dyn11, Un=11kV /30kV In=1.679ka /0.6158ka Enroulement cuivre
Transformateur auxiliaire cogénération 01 et 02		Sn=3150KVA, Ucc1=5.69%, Ucc2=5.72%, Couplage Dyn11 Un=30kV/410V In=60.62A /4435 7A Enroulement cuivre
Transformateur auxiliaire poste de livraison	France transfo	Sn= 100KVA, Ucc=4.5 Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=1.9A/144.2A Enroulement cuivre
Transformateur auxiliaire JDB (N01 ET 02) T1 et T2	France transfo	Sn=100KVA, Ucc=4.5% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=1.9A/144.2A Enroulement
Transformateur poste 60/30kv	France transfo	Sn=25MVA, Ucc=11% Couplage YNyn0 Un=60kV/30kV In=240.56A/481.1252A Enroulement cuivre
Transformateur Groupe Diesel 1, 2, 6,7	Alstom	Sn=2MVA, Ucc=7% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=36.7A/2887A Enroulement cuivre
Transformateur Groupe Diesel 3, 4,5	Alstom	Sn=1.6MVA, Ucc=6.5% Couplage Dyn11 Un=30kV/400V In=29.3/2309A Enroulement cuivre +aluminium

Tableau b.3. Câbles et jeux de barre

Cables	Départ	Arrivée	Section (mm ²)/Ph	Nature des câbles	Longueur (m)
G01	Alt N°01	Tr WEG N°01	3X400	Cu	45
G02	Alt N°02	Tr WEG N°02	3X400	Cu	45
CG03	Tr WEG N°01	JDB Cog	2X240	Cu	50
CG07	Tr WEG N°02	JDB Cog	2X240	Cu	50
CG01-F20	JDB Cent diesel	JDB Cog	1X240	Cu	125
CG02-F50	JDB Cog	JDB N°01 30kV	1X240	Cu	80
FO4 AC01	JDB 60kV	Tr T01	1X50	Cu	35
FO5 AC01	JDB 60kV	Tr T02	1X50	Cu	35
CG08-F08	JDB Cog	JDB N°02 30kV	1X240	Cu	85
CG04	JDB Cog	Tr aux N°01	1X95	Cu	20
CG05	JDB Cog	Tr aux N°02	1X95	Cu	20
CG06	JDB Cog	F51	1X240	Cu	80
/	F51	Tr T02	1X240	Cu	40
F06	Tr T01	JDB N°01 30kV	1X240	Cu	40
F12	JDB N°02 30kV	Transfo Silo	1X240	AL	250
F11-F20	JDB N°02 30kV	JDB 30kV OSMOS	1X240	AL	130
F22	JDB 30kV OSMOS	Affinage	1X95	Cu	135
F10	JDB N°02 30kV	Transfo CO2	1X95	Cu	120
F09-F37	JDB N°02 30kV	JDB 30kV APL	1X300	Cu	300
F02	JDB N°01 30kV	TR01 R Sucre1600T/j	1X240	AL	50
F03	JDB N°01 30kV	TR02 R Sucre1600T/j	1X240	AL	55
F04	JDB N°01 30kV	TR03 R.Sucre1600T/j	1X240	AL	60
F00	JDB N°01 30kV	JDB R Sucre3000T/J	2X240	Cu	250
F15	JDB R Sucre3000T/J	silos sucre blanc	1X95	Cu	234
F16	JDB R sucre 3000T/J	Aérocondensateur	1X95	Cu	35
F32-F38	JDB 30kV APL	JDB 30kV R Huile	1X240	Cu	30
F41	JDB 30kV R Huile	Tr TR1 2000	1X240	AL	8
F40	JDB 30kV R Huile	Tr TR2 2000	1X240	AL	8
F39	JDB 30kV R Huile	Tr TR3 3500	1X240	AL	6
F34-F28	JDB 30kV APL	JDB 30kV Bouchon	1X240	Cu	12 ✓
F27	JDB 30kV Bouchon	Tr TR 1600	1X70	Cu	8
F23-F26	JDB 30kV Bouchon	JDB 30kV cond huile	1X240	Cu	30 /
F24	JDB 30kVcond huile	Tr TR1 3150	1X95	Cu	15
F25	JDB 30kVcond huile	Tr TR2 3150	1X95	Cu	20
F42-F43	JDB 30kV R Huile	JDB 30kV MARG	1X240	AL	30

❖ Données des jeux de barres

jeu de barre	Longueur (m)	Courant nominal (A)	Tenue thermique (kA)
JDB Cogénération	8	1250	25kA-1second
JDB 60kV	12	1250	25kA-1second
JDB distribution	13.25	630	16kA-1second
JDB Sucre 3000 t/j	6.65	630	16kA-1second
JDB OSMOS	2.75	630	16kA-1second
JDB Raffinerie huile	3.60	630	16kA-1second
JDB Bouchon	1.65	630	16kA-1second
JDB margarine	1.65	630	16kA-1second
JDB condit huile	3.40	630	16kA-1second
JDB APL	6.75	630	16kA-1second