

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**



Université A/MIRA Bejaïa

Faculté de Technologie

Département : Génie électrique

Mémoire de fin d'études

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER EN ELECTROTECHNIQUE

Option : Technique de Haute Tension

Thème

***ELABORATION D'UN PLAN DE PROTECTION DE
L'INSTALLATION SEA-LINE DE LA STATION DE
POMPAGE SONATRACH BEJAIA.***

Réalisé par :

MAOUCHE Roza

Encadré par :

M' A. Medjdoub

M' M. Behar

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier dieu tout puissant de m'avoir accordé tant de courage, de constance et de connaissance tout au long de mon parcours étudiantin et dans la vie de tous les jours.

Que monsieur MEDJDOUB Abd Allah et monsieur BEHAR Moukhtar trouvent ici l'expression de mes plus vifs remerciements de m'avoir aidé et suivi patiemment dans l'élaboration de ce travail.

Qu'il me soit permis également de remercier les membres du jury d'avoir accepté d'examiner ce mémoire.

Je n'oublierai certainement pas de remercier vivement tout le personnel de l'entreprise SONATRACH pour leur disponibilité, leur patience et leurs conseils durant toute la période de stage.

MAOUCHE Roza

Dédicace

Je dédie ce modeste travail ;

A la mémoire de mes chers grands parents

A celui qui a été ma source de volonté précieux père

A vous chère mère

A vous mes frères et sœur

*Je dédie également ce travail à tous ceux qui m'ont
encouragé à braver les difficultés que j'ai rencontré
pendant l'élaboration de ce mémoire*

A tous mes amis (es)

Roza

Sommaire

<i>Introduction générale</i>	1
------------------------------------	---

Chapitre I : Présentation de l'entreprise.

I.1 Sonatrach.....	3
I.2 Sonatrach de Bejaia.....	3
I.3 Description des équipements de la station SEA-LINE :	4
I.3.1 Equipements on-shore	4
I.3.1.1 Parcs de stockage	4
I.3.1.2 Station de pompage	4
I.3.1.3 Unités de comptage	5
I.3.1.4 Lignes d'exportation	5
I.3.2 Equipements off-shore	6
I.3.2.1 PLEM (Pipe Line End manifold)	6
I.3.2.2 Bouée CALM (Catenary Anchor Leg Motoring).....	7
I.4 Commandes du procédé de chargement.....	9
I.5 Systèmes de sécurité	9
I.6 Equipements de lutte anti-incendie de chantier	9
I.7 Information associées à l'hygiène, la sécurité et l'environnement	9
I.8 Description de l'électropompe SEA-LINE	10
I.8.1 Groupe électropompe	10
I.8.2 Description de la pompe.....	10
I.8.3 Caractéristique de la pompe	11
I.8.4 Description du moteur d'entraînement.....	12
I.8.5 Caractéristiques du moteur d'entraînement.....	12

Chapitre II: Généralités sur les moteurs HT.

II.1 Analyse des défauts susceptibles de se développer dans les réseaux et les machines électriques :	14
II.1.1 Court-circuit entre phases :	14
II.1.2 Défauts phase-terre	15
II.1.3 Surcharge	16
II.1.4 Variation de tension	17
II.1.5 Présence d'une composante inverse et marche en monophasé	18
II.1.6 Fréquence de démarrage trop élevée.....	19

II.1.7 Blocage en marche d'un moteur asynchrone et démarrage trop long.....	20
II.1.8 Désamorçages des pompes.....	21

Chapitre III: Bilan de puissance.

III.1. Détermination de la puissance.....	22
III.1.1 Puissance installée.....	22
III.1.2 Puissance utilisée.....	22
III. 2 calculs des pertes dans les câbles :	24
III.2.1 Calcul de la puissance installée	25
III.2.2 Calcul de la puissance d'utilisation	26
III.2.2.1 Puissance utile d'une charge P_{ui}	26
III.2.2.2 puissance utile dans une branche P_{uj}	26
III.2.2.3 Le facteur de puissance	28
III.3 Compensation de l'énergie réactive	28
III.3.1 Le principe de la compensation.....	28
III.3.2 Matériel et mode de compensation d'énergie réactive	29
III.3.3 Mode de compensation.....	30
III.3.4 Choix de type de compensation.....	31
III.3.5 Compensation des moteurs asynchrones de forte puissance	31
III.3.5.1 Compensation individuelle.....	31
III.3.5.2 Compensation en parallèle par groupe de charge	32
III.4 Puissance réactive à installer.....	33
III.4.1 Calcul des valeurs de capacités des condensateurs	34
III.4.2 calcul de la puissance compensée.....	35
III.5 Compensation au démarrage des moteurs	36
III.5.1 Calcul de la puissance compensée au démarrage	37
III.5.2 Vérification du mode de compensation des moteurs asynchrones :	37

Chapitre IV: Dimensionnement et élaboration des protection.

IV. Détermination des courants de court-circuit	40
IV.1. Différents types de court-circuit :.....	40
IV.2. Effets des courants de court-circuit :	40
IV.3. Objectif de calcul des courants de court-circuit :	40
IV.4. Méthodes général de calcul des courants de court-circuit :.....	41
IV.4.1. Hypothèses pour le calcul des courants de court-circuit en moyenne tension de la station de pompage SEA-LINE.....	41

IV.4.2. impédances équivalentes des composants du réseau.....	41
IV.4.3. Calcul du courant de court-circuit des différents points à protéger.....	46
IV.5. Protection	49
IV.5.1. Définition et rôle de la protection	49
IV.5.2. Choix des appareils de protection	50
IV.5.3. Problème de la protection.....	50
IV.6. Protection contre les surcharges et court-circuit	50
IV.6.1. Protection par disjoncteur.....	51
IV.6.2. Les différents types de disjoncteur.....	51
IV.6.3 Principes de déclenchement :	51
IV.7. Protection par fusible	52
IV.7.1. Définition d'un fusible	52
IV.7.2. Choix d'un fusible.....	54
IV.7.3. Association fusible-disjoncteur	54
IV.7.4. Comparaison entre le coupe-circuit à fusible et le disjoncteur.....	54
IV.8. Protection par relais.....	54
IV.9. Dimensionnement des appareils de protection.....	55
IV.9.1 Calibre du disjoncteur	55
IV.9.2. Calibrage de disjoncteur de tête	56
IV.9.3. Calibrage des disjoncteurs de compensation :.....	56
IV.9.4.1. Protection mise en œuvre au niveau des moteurs HT	57
Conclusion générale	61

Liste des Tableaux

Chapitre I : Présentation de l'entreprise.

Tableau I.1 : caractéristiques de la pompe.	12
Tableau I.2: caractéristiques du moteur.....	13

Chapitre III : Bilan de puissance.

Tableau III.1 : facteur de simultanéité selon le nombre de récepteurs.	23
Tableau III.2: facteurs de simultanéité selon l'utilisation.	23
Tableau III.3 : Résistances des canalisations	24
Tableau III.4 : Résultats de calcul des pertes Joules	25
Tableau III.5 : résultat de calcul de la puissance installée.....	25
Tableau III.6 Résultats de calcul de la puissance D'utilisation	27
Tableau III.7 : valeurs des puissances	27
Tableau III.8 : valeur du facteur de puissance.	28
Tableau III.9 : la puissance réactive fournie par les batteries de compensation.	35
Tableau III.10 : les puissances du moteur au démarrage.....	36
Tableau III.11 : bilan de puissance d'utilisation au démarrage	37
Tableau III.12 : la puissance réactive fournie par les batteries de compensation au démarrage.	38

Chapitre IV: Dimensionnement et élaboration des protections.

Tableau IV.1 : résultats de calcul des impédances des différents tronçons.....	48
Tableau IV.2 : courant de court-circuit des différents points à protéger.	49
Tableau IV.3 : valeur des courants de fusion I_f d'un fusible gL ou gf.....	53
Tableau IV.4 : types de disjoncteurs employés.	57

Liste des figures

Chapitre I : Présentation de l'entreprise.

Figure I.1 : Cartographie du réseau de transport d'hydrocarbure.....	4
Figure I.2 : Le PLEM	7
Figure I.3 : la bouée CALM	8
Figure I.4 : pompe d'exportation.....	11

Chapitre III : Bilan de puissance.

Figure III.1 : Les différents modes de compensation	30
Figure III.2: Montage des condensateurs aux bornes des moteurs.....	32
Figure III.3 : Montage des condensateurs en parallèle.....	32
Figure III.4 : Diagramme des puissances apparentes.....	33

Chapitre IV: Dimensionnement et élaboration des protections.

Figure IV.1 : Schéma de détermination des courants de court circuit.....	41
Figure IV.2 : courbe de déclenchement électronique	52
Figure IV.3 : courbe de déclenchement magnétothermique.....	52
Figure IV.4 : Bloc de protection numérique pour moteurs asynchrones.....	58
Figure IV.5 : La liste des principales fonctions de protection assuré par les relais.....	59

Liste des index

1. CALM : Amarrage à chaîne caténaire.
2. DRGB : Direction régional de Bejaia.
3. ESD : Arrêt d'urgence.
4. ESDV : Vanne d'arrêt d'urgence.
5. FDS : Système de détection d'incendie
6. GEP : Groupe électropompe
7. GNL : Gaz naturel liquéfié
8. GPL : Gaz de pétrole liquéfié
9. MOV : Vanne motorisée
10. PCS : Système de contrôle du procédé
11. PLEM : Collecteur d'extrémité de canalisation
12. PNB : Produit national brut
13. RTD : Détecteur de température
14. SEA-LINE : Station de chargement des hydrocarbures en mer
15. TDH : Hauteur total de refoulement

Introduction générale

Introduction générale

L'industrie pétrolière est l'une des industries les plus importantes, car sa croissance a engendré l'utilisation d'un matériel très sophistiqué. Le développement de la technologie électrique, a contribué à la motorisation des unités de production et de transport des hydrocarbures, pour cela des stations de pompages et d'exportation ont été créés pour en transvaser de grandes quantités.

L'étude en question s'inscrit dans un contexte de production croissante des hydrocarbures en Algérie et tient compte de la nécessité de garantir et de diversifier l'accès aux marchés d'exportation. On s'attend donc à ce que la capacité existante des pipelines et les routes de transport par navires pétroliers augmentent en fonction de l'accroissement de la production d'hydrocarbures.

Les pétroliers ont fait du pétrole brut et du condensat le produit faisant le plus l'objet d'échanges commerciaux dans le monde.

Ces navires transportent quotidiennement du pétrole brut, et d'autres produits pétroliers, dans presque tous les ports du monde. En Algérie, les pétroliers constituent notre lien avec les acheteurs et les fournisseurs étrangers. Chaque année, d'énormes quantités de pétrole brut et condensat sont expédiées par voies maritimes.

Le chargement offshore met en œuvre le transfert de cargaison liquide en pleine mer soit à partir d'une installation fixe telle qu'une plateforme ou une bouée fixe, soit à partir d'une installation flottante telle qu'une plateforme située au large et alimentée à partir de bacs de stockage.

Les stations de pompage du produit brut tel que le pétrole sont d'une importance capitale pour l'exploitation des hydrocarbures partant de la découverte du gisement en finissant par son exploitation et en fin sa commercialisation. Elles sont le moteur essentiel et le sujet même de son exportation.

Dans ce travail nous nous intéressons à la station de pompage de sonatrach de Bejaïa dédiée au chargement des pétroliers au large à partir des bacs de stockage qui sont directement alimentés en pétrole par la station de pompage de Beni Mensour par pipe-line.

La tâche qui nous a été confiée consiste en l'élaboration des protections des moteurs haute tension servant à entrainer les pompes de chargement du pétrole.

Introduction générale

Les entraînements correctement conçus, dimensionnés, montés, utilisés et entretenus ne sont pas défaillants. Dans la pratique, cette situation idéale n'existe pratiquement pas. La fréquence des différentes pannes des moteurs est différente selon les conditions spécifiques de fonctionnement.

La plupart des défaillances trouvent leur origine dans les surcharges. Les défauts d'isolation, qui entraînent des défauts de terre ou des courts-circuits entre spires sont les conséquences de surtensions.

Pour mener à bien cette tâche un stage sur site nous permettra de faire un inventaire complet sur les conditions de fonctionnement des moteurs et d'élaborer un plan de protection garantissant les conditions de fonctionnement optimums des pompes.

CHAPITRE I

Présentation de l'entreprise

Introduction

Ce présent chapitre est consacré à la présentation de l'entreprise d'accueil et l'installation d'exportation du pétrole brut et du condensât de sonatrach à Bejaia, description des équipements, et un aperçu du procédé et des équipements.

I.1 Sonatrach

Sonatrach est la compagnie algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent.

Sonatrach est la première entreprise du continent africain. Elle est classée 12^{ème} parmi les compagnies pétrolières mondiale, 2^{ème} exportateur de GPL et 3^{ème} exportateur de gaz naturel. Ses activités constituent environ 30% du PNB de l'Algérie.

I.2 Sonatrach de Bejaia

La direction régional de Bejaia (DRGB) est située à 2Km au Sud-ouest de la ville Bejaia, elle contient deux parcs de stockage (Nord et Sud), un port pétrolier qui se trouve à l'environ de 8Km au nord de cette dernière, une bouée de chargement en mer (SPM) et des stations de pompage qui ont pour rôle d'aspirer et de pomper les produits en provenance de Haoud el Hamra vers la raffinerie d'Alger et vers le terminal de Bejaia.

La DRGB est chargée du transport, stockage et livraison des hydrocarbures (pétrole, condensât et gaz naturel). La figure I.1 montre une cartographie du réseau de transport d'hydrocarbure en Algérie.



Figure I.1 : Cartographie du réseau de transport d'hydrocarbure

I.3 Description des équipements de la station SEA-LINE :

L'installation d'exportation de pétrole brut et du condensât à Bejaia est un assemblage de composants mécaniques principaux.

I.3.1 Equipements on-shore (sur terre)

I.3.1.1 Parcs de stockage

L'installation d'exportation transfère le pétrole brut ou le condensat à partir de 16 bacs 4 dans le parc de stockage sud et 12 dans le parc de stockage nord, ils sont reliés par des collecteurs aux manifolds d'aspiration de 42'' dans chaque parc.

Les deux manifolds d'aspiration de 42'' venant de parcs de stockage nord et sud se regroupent pour former une seule ligne d'admission de 42'' vers la station de pompage.

I.3.1.2 Station de pompage

La station de pompage est constituée de :

- 03 pompes de chargement verticales, chaque pompe est entraînée par un moteur asynchrone à cage d'écureuil, refroidis à l'air, montés verticalement et d'une puissance de 2,7 MW.
- une vanne d'arrêt d'urgence ESD V3410(42) est mise à l'entrée de la station de pompage.
- 03 collecteurs d'aspiration de 36'' et 03 collecteurs de refoulement de 30''.

- 02 lignes de débit minimum de 12'' à partir du collecteur de refoulement vers le collecteur d'aspiration.
- 03 vannes motorisées (MOV) à l'entrée, 03 filtres, 03 clapets anti-retour et 03 vannes motorisées (MOV) à la sortie.

I.3.1.3 Unités de comptage

L'installation d'exportation de Bejaia comprend deux (2) unités de comptage avec des boucles d'étalonnage.

Note: les descriptions suivantes font référence à une seule unité de comptage avec une boucle d'étalonnage. Les descriptions sont applicables aux deux unités.

Une unité de comptage est composée d'un collecteur d'admission de 42'', de cinq (5) lignes de comptage de 12'', chaque ligne de comptage a un débit de 2.500 m³/h et d'un collecteur de sortie de 42''.

La ligne de comptage est dotée d'un raccordement de 16'' vers une ligne de branchement de l'étalon de 20''.

La ligne de branchement de l'étalon arrive jusqu'à la soupape de dérivation à quatre voies de l'étalon. La ligne de retour de l'étalon de 16'' quitte la soupape de dérivation et se relie au collecteur de sortie de 42'' sur l'unité de comptage.

I.3.1.4 Lignes d'exportation

Les lignes d'exportation de 42'' trouvent leur point de départ en aval des vannes ESDV de la station de pompage. Chaque ligne est dédiée au produit reçu à partir de son unité de comptage respective.

Les lignes sont installées principalement en souterrain vers le manifold d'extrémité des canalisations en mer (PLEM). Les lignes à terre sont d'environ 540 m de long à partir de la vanne ESDV vers la ligne de rivage et les lignes en mer s'étendent sur environ 3,84 Km vers le PLEM.

Le tracé des lignes est basé sur les facteurs suivants :

- Emplacement de la bouée CALM et du système de l'ancrage.
- Circulation des navires et opérations marines.
- Installation en mer.

- Lignes existantes, câbles et autres obstacles.
- Obstructions et zones dangereuses.
- Risques de dommages causés à l'environnement.

I.3.2 Equipements off-shore (en mer)

Les deux lignes en mer de 42'' à partir des vannes (MOV) de plage aboutissant au manifold d'extrémité des lignes (PLEM) sur le fond marin. Le produit transféré d'une des deux lignes est dirigé vers la bouée CALM par la mise en ligne des vannes à l'intérieur de PLEM.

Deux chaînes de flexibles 24'' se réduisent à 16'' via des flexibles de transition et sont reliées aux flexibles flottants qui servent à lier la bouée au manifold du pétrolier pendant les opérations de chargement.

I.3.2.1 PLEM (Pipe Line End manifold)

La tuyauterie du PLEM est composée de deux collecteurs de 42'' qui disposent de deux lignes secondaire de 24''.

Les lignes secondaires venant du collecteur de 42'' se regroupent en deux tubulures de chargement de 24'' avec des brides pour les raccordements des flexibles sous la bouée.

Des vannes à boisseau sphérique à manœuvre hydraulique marche/arrêt sont installées dans chaque ligne secondaire de 24''. Figure I.2

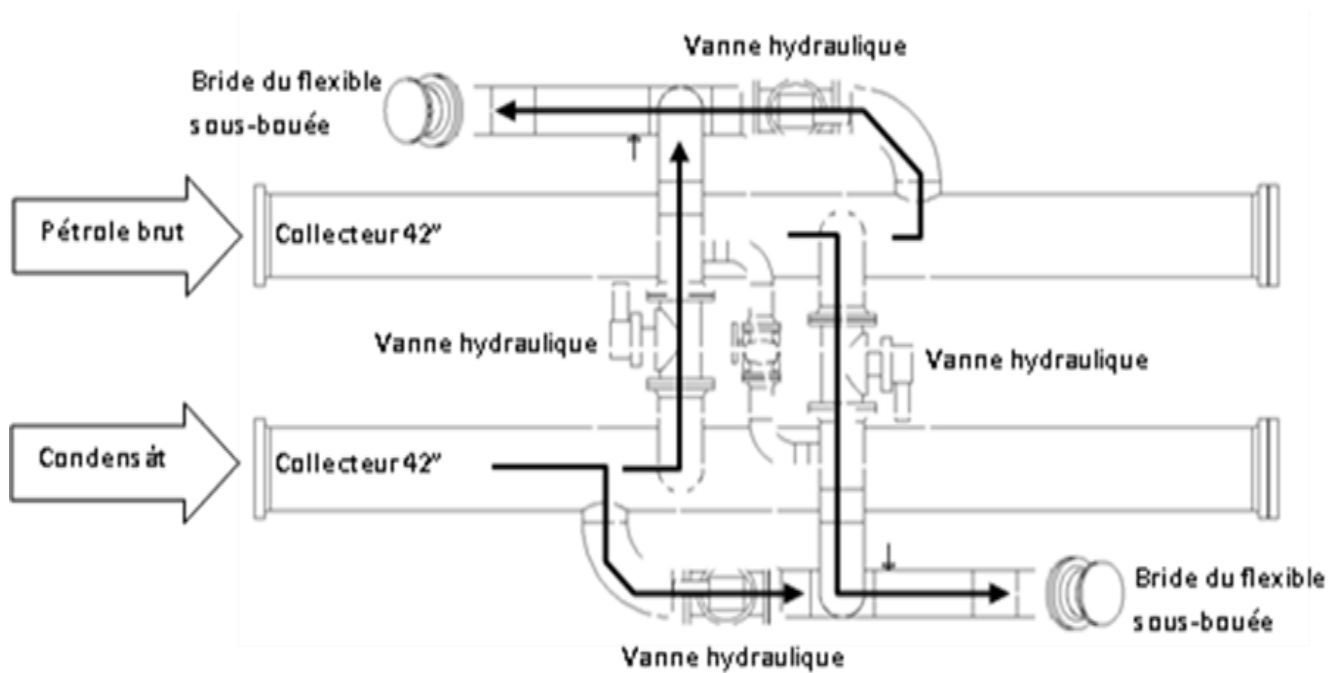


Figure I.2 : Le PLEM

I.3.2.2 Bouée CALM (Catenary Anchor Leg Motoring)

La bouée CALM est un point d'amarrage pour les pétroliers qui viennent à Bejaia et le point de sortie du pétrole à exporter ; elle comprend une section fixe, une section tournante et une tête de production à pivot central, figure I.3.

Chaque tubulure de chargement de 24'' à partir du PLEM est reliée à la bouée CALM via des flexibles sous-marins fixés aux deux lignes d'admission de la bouée de 24'', ces deux lignes, équipées de deux vannes papillon manuelles (vanne du puit central), convergent en un tronçon fixe au fond de la tête d'injection en ligne de 36''.

La bouée est équipée d'un système de protection contre les suppressions (coup de bélier) afin d'empêcher la pression excessive dans la tuyauterie du transfert due à une éventuelle fermeture accidentelle d'une vanne.

Un réservoir de décharge de 70 m³ est construit sur la bouée pour récupérer tout produit s'échappant des fuites.

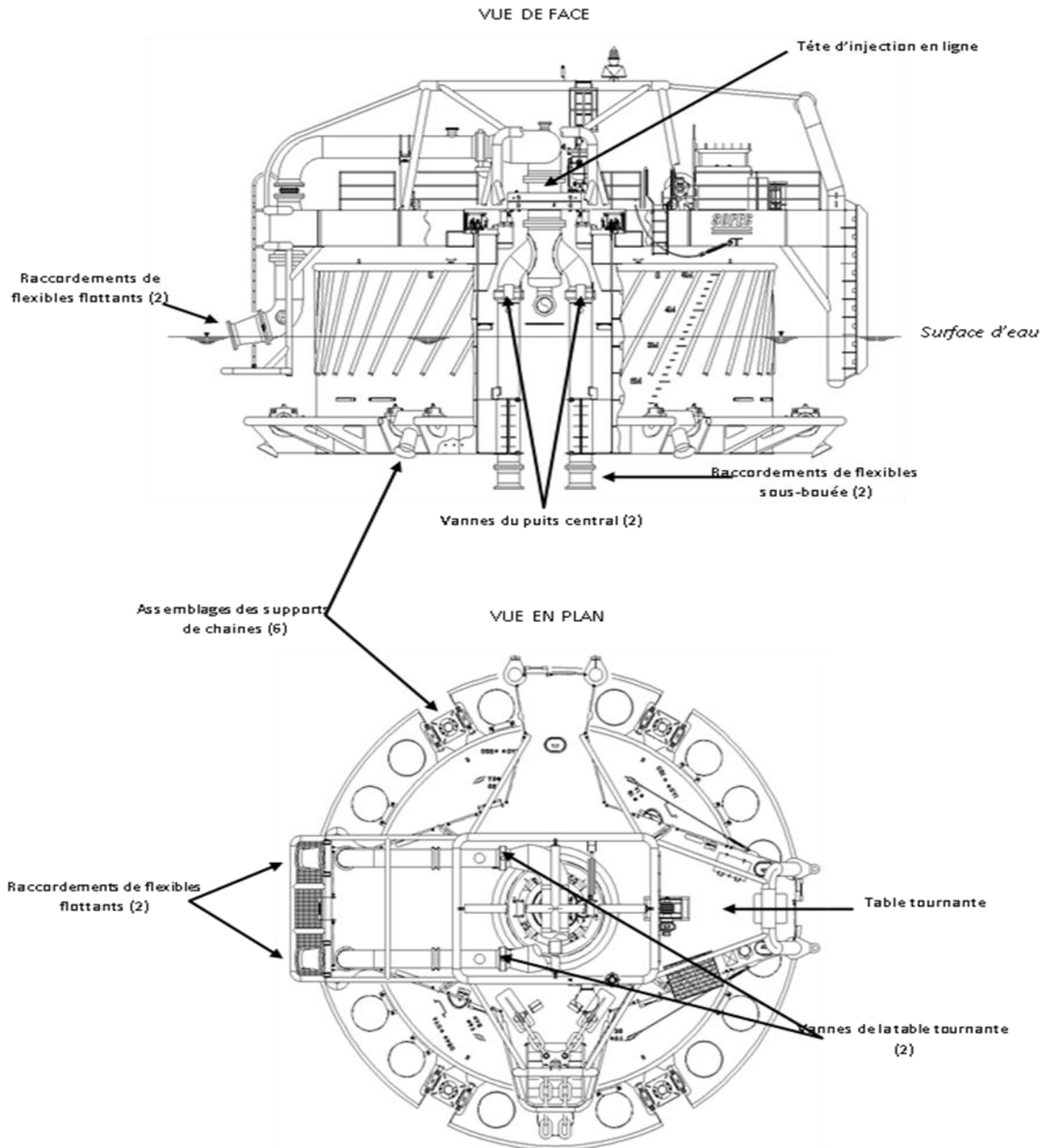


Figure I.3 : la bouée CALM

I.4 Commandes du procédé de chargement

Les opérations de chargement du pétrolier sont contrôlées à partir de la salle de contrôle en utilisant un système de contrôle du procédé (PCS) installé avec les nouvelles installations.

Le système de contrôle pour la nouvelle installation d'exportation est séparé du système de contrôle pour les installations existantes.

Cependant, les niveaux des bacs de stockage sont communiqués au nouveau système de contrôle PCS à titre d'indication et le système existant et le nouveau système de contrôle PCS partagent la notification d'un arrêt d'urgence (ESD).

I.5 Systèmes de sécurité

Les systèmes de sécurité industrielle automatisés identifient les conditions d'urgence et amorcent des mesures appropriées visant à protéger le personnel, les équipements et l'environnement.

Le système d'arrêt d'urgence (ESD) et le système de détection d'incendie (FDS) sont les systèmes de sécurité primaires de l'installation.

En cas d'urgence, ces systèmes alertent le personnel, arrêtent les équipements et isolent l'installation.

I.6 Equipements de lutte anti-incendie de chantier

L'extension du collecteur d'eau incendie existant a été prévue pour comprendre cinq (5) bouches d'eau incendie situées à proximité de la station de pompage, des unités de comptage et de la zone des transformateurs à l'extérieur du poste électrique.

Les réseaux manuels à mousse et d'eau incendie sont reliés aux bouches d'eau incendie en vue d'assurer la protection/extension incendie pour l'installation d'exportation.

I.7 Information associées à l'hygiène, la sécurité et l'environnement

L'installation d'exportation de Bejaia est conçue pour fonctionner en toute sécurité sans risque de dommage corporels au personnel ou de dégâts aux équipements et à l'environnement.

Les systèmes de sécurité sont installés pour assurer une réponse automatique aux conditions d'urgence, ces systèmes alertent le personnel d'exploitation et arrêtent les équipements lorsqu'une condition d'urgence est détectée.

I.8 Description de l'électropompe SEA-LINE

Le terminal sud de Bejaia a accueilli une nouvelle station de pompage soit le « SEA LINE », qui est composé de trois (3) GEP ; l'association d'un moteur asynchrone à cage d'écureuil avec une pompe multicellulaire de quatre (4) étages.

I.8.1 Groupe électropompe

La pompe d'exportation est fabriquée par Flowserve, dotée d'un débit nominal de 5.000 m³/h. L'entraînement de la pompe est un moteur d'induction à moyenne tension fabriqué par General Electric.

La pompe et le moteur sont mis en ligne et reliés par un accouplement rigide. L'accouplement se compose d'un demi-accouplement de moteur, d'un demi-accouplement de pompe et d'une pièce d'écartement. L'accouplement rigide et la garniture mécanique se trouvent dans un compartiment au sommet du cylindre de la pompe. Un raccordement de purge est installé pour permettre la détection de toute fuite des joints d'étanchéités au niveau du compartiment.

I.8.2 Description de la pompe

La pompe d'exportation est de type centrifuge à cylindre vertical à 4 étage, comprise dans un corps ou un cylindre d'aspiration vertical qui descend jusqu'à 6,76 mètres au-dessous du plancher de la chambre de la pompe.

Le produit passe à travers un filtre d'aspiration avant de pénétrer le cylindre à travers la tuyauterie d'aspiration de 36". Le produit remplit le cylindre et pénètre la pompe submergée à travers le secteur d'aspiration au fond du cylindre. Quatre étages d'impulseurs font monter le produit qui sort par la tuyauterie de refoulement de 30".

L'arbre inférieur de la pompe est composé de cinq paliers à coussinet-douille radiaux. Le produit lubrifie les paliers au fur et à mesure de son passage à travers chaque étage. Le quatrième étage décharge dans le corps de la pompe supérieure, en lubrifiant deux paliers radiaux supplémentaires supportant l'extension d'arbre supérieur de la pompe.

La garniture mécanique empêche les fuites externes et aide à supporter l'extrémité supérieure de l'arbre vertical. Le produit en provenance de la pompe est circulé au fur et à mesure que la garniture s'ouvre pour refroidir et lubrifier la garniture mécanique. Le fluide de rinçage des garnitures s'écoule vers l'extérieur à partir de la chambre des garnitures à travers un tubage de ½'' vers la tuyauterie d'aspiration de la pompe. Figure I.4

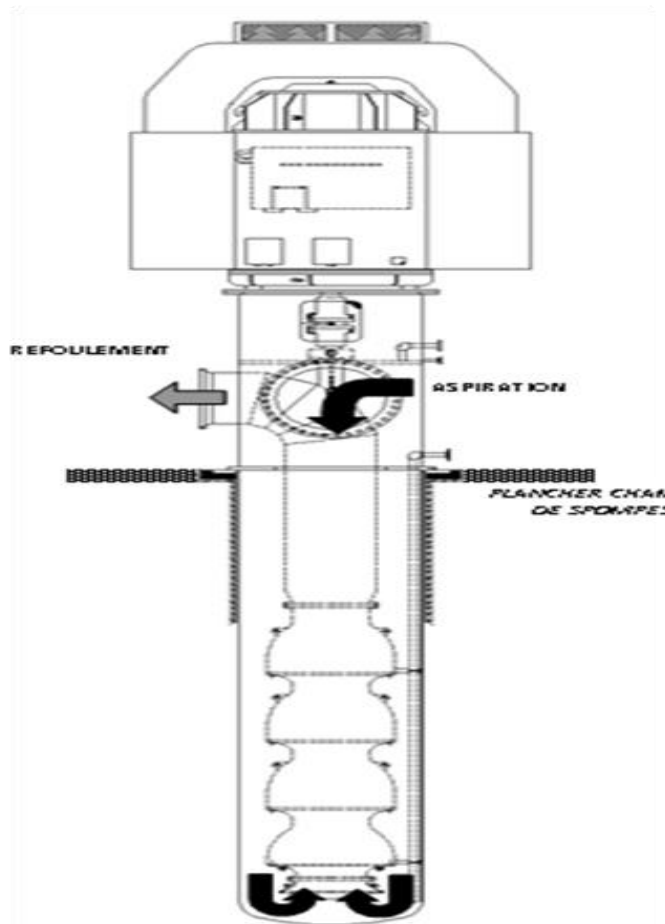


Figure I.4 : pompe d'exportation.

I.8.3 Caractéristique de la pompe

Les caractéristiques de la pompe d'exportation sont illustrées dans le tableau I.1.

Désignation	pompe centrifuge verticale
Marque	FLOWSERVE
Type	42 CKXFH
Vitesse de rotation (tr/mn)	735
Débit nominal (m ³ /h)	5000
TDH (m)	188
Nombre d'étages	04
Puissance (kW)	2397
Rendement (%)	84.2

Tableau I.1 : caractéristiques de la pompe.

I.8.4 Description du moteur d'entraînement

L'entraînement de la pompe d'exportation est assuré par un moteur asynchrone à cage d'écureuil, refroidis à l'air, monté verticalement et d'une puissance de 2,7 MW.

Le moteur est équipé de détecteurs de température à résistance (RTD) pour assurer une protection contre les hautes températures au niveau du moteur. Six RTD sont mis en place autour du stator du moteur. Les paliers supérieurs et inférieurs disposent chacun de deux détecteurs RTD.

Un détecteur de vibration est installé dans chaque flasque protecteur. Les détecteurs des vibrations sont des capteurs de vitesse qui mesurent les vibrations autour des paliers de l'arbre.

Les détecteurs RTD, les détecteurs de vibration et un capteur de vitesse transmettent les signaux vers le système de contrôle PCS.

I.8.5 Caractéristiques du moteur d'entraînement

Les caractéristiques du moteur d'entraînement sont illustrées dans le tableau I.2

Désignation	Moteur asynchrone triphasé
Marque	GE MOTORS
Type	Cage d'écureuil
Série	5KV8660R001
Puissance	2680 KW
Vitesse nominal	738 tr/mn
Tension	5500 V
Intensité	348 A
Pôles	08
Fréquence	50Hz
Couplage	Y
Cos ϕ	0.87

Tableau I.2: caractéristiques du moteur

Conclusion

Cette description des différents éléments de la station de pompage et du principe de fonctionnement va nous permettre d'élaborer un plan de protection électrique. Les puissances et les tensions utilisées dans les installations de la station exigent un inventaire judicieux de tous les incidents pouvant survenir ainsi que leurs origines.

CHAPITRE II :

Généralités sur les moteurs HT

Introduction

Dans le but d'assurer un fonctionnement fiable, sécurisé et une disponibilité d'énergie alimentant la station, un plan de protection doit être élaboré conformément aux normes de réalisation des installations industrielles.

Avant d'étudier les causes, les conséquences et les moyens de protection relatifs aux principaux défauts, il est intéressant de rappeler qu'ils sont très variés et qu'ils conduisent soit à l'arrêt de l'alimentation électrique soit à une alarme.

II.1. Analyse des défauts susceptibles de se développer dans les réseaux et les machines électriques [6]

II.1.1. Court-circuit entre phases

❖ Causes

- La dégradation des isolants dont on site : dégradation de la qualité de surface (pollution), dégradation thermique (température excessive) et décharge partielle dans les vacuoles à l'intérieur des isolants.
- La diminution accidentelle des distances d'isolement (présence d'animaux, contacte entre conducteurs aériens).
- Les surtensions.

❖ Conséquences

- Le défaut modifie les grandeurs électriques du réseau et cela on faisant naitre des creux de tension, déséquilibre et décharge d'énergie réactive.
- Outre les efforts électrodynamiques, des effets thermiques se développent: incendie au niveau de l'arc de défaut, échauffement sur le trajet du courant de court-circuit.
- Les courants de défaut créent des phénomènes d'induction électromagnétique dans les circuits auxiliaires.

❖ Moyens de protection

Emploi d'un relais à maximum de courant ($\max I$) à temps indépendant ou à temps dépendant. Le relais limite :

- Les effets thermiques.
- Les risques d'instabilité du réseau, la coordination des divers relais à maximum de courant d'un réseau est réalisée de façon à ne mettre hors tension que la seule partie en défaut (sélectivité).

Les relais ne peuvent pas sauvegarder la sélectivité dans les réseaux bouclés ou de structure maillée ; on emploie alors des relais :

- Directionnels,
- Différentiels longitudinaux.

II.1.2. Défaits phase-terre

❖ Causes

Ce sont les mêmes que celles développant de court-circuit, phase-phase. Les contacts accidentels ont lieu entre phase et terre ou entre phase et masse, les masses étant reliées à la terre. Les défauts permanents conduisent à une mise hors tension, exception faite sous certaines conditions, en régime neutre isolé (ou fortement impédant).

❖ Conséquences

Les courants de défaut phase-terre sont limités et ne dépasse généralement pas le 1/10 du courant de court-circuit entre phase.

Les conséquences se résument généralement à :

- Elévation en potentiel des masses mettant en jeu la sécurité des personnes, la tension de contact ne devant pas excéder 50V en permanence (la norme NFC 13.200)
- Echauffement des circuits magnétiques. Le courant de défaut phase-terre sera dans une machine limité à une vingtaine d'ampères, ce qui évitera des dommages au circuit magnétique.
- Surtensions développées dans le réseau.

❖ Moyens de protection

- ✓ Le régime neutre faiblement impédant est le plus utilisé. Le courant de défaut, bien que limité, permet l'utilisation de relais à maximum de courant homopolaire. La coordination de ces relais est réalisée de façon à ne mettre hors tension que la partie en défaut. On emploie alors :

- ✚ Des relais différentiels longitudinaux de courant homopolaire.

- ✚ Des relais directionnels de courant homopolaire qui présentent en outre l'avantage de pouvoir être insensibilisés aux courants capacitifs des câbles, lors de leur réglage.

L'utilisation des relais volumétriques homopolaires peut être utile pour détecter à partir d'un point volontairement choisi dans l'ensemble du réseau, les défauts phase-terre ou phase-masse développés en un point quelconque du réseau.

- ✓ Le régime neutre isolé ou fortement impédant lorsqu'il est possible permet sous condition de continuer l'exploitation au 1^{er} défaut.

Cette détection est alors assurée soit par :

- ✚ Un relais voltmétrique homopolaire monté entre les bornes neutre du générateur et terre est réglé en fonction de la montée en potentiel du neutre.

- ✚ Un contrôleur permanent d'isolement ayant l'avantage de mesurer l'isolement du réseau et de fonctionner même en réseau hors tension.

Le défaut double est éliminé par les protections à maximum de courant.

II.1.3. Surcharge

❖ Causes

Elles sont essentiellement dues à une augmentation de la demande d'énergie, elles ont une origine :

- ✓ **Mécanique** : augmentation du couple demandé.
- ✓ **Electrique** : augmentation anormale du nombre des consommateurs.

Les surcharges sont également dues à une diminution du facteur de puissance, à une diminution ou à une augmentation de la tension du réseau.

❖ Conséquences

Les surcharges sont synonymes de surintensités. Elles provoquent les échauffements exagérés des câbles, des transformateurs, des moteurs. Elles diminuent la durée de vie des isolants.

❖ Moyens de protection

Contrôle de l'intensité par un relais à image thermique, ou par un relais à maximum de courant à temps constant afin de limiter dans le temps des surcharges constantes et connues.

Il s'agit par exemple d'une surcharge dont la durée et la fréquence de répétition sont bien déterminées.

II.1.4 Variation de tension

❖ Causes

- **Des baisses de tension :** elles sont dues à une surcharge du réseau, au mauvais fonctionnement d'un régulateur en charge de transformateur ou d'un régulateur.
- **Des surtensions :** elles peuvent avoir pour cause un mauvais fonctionnement d'un régulateur en charge, d'un régulateur à la diminution brutale de la puissance appelée.

❖ Conséquences

- Les baisses de tension diminuent le couple des moteurs. En effet :

$$C_m = KU^2 \text{ pour une vitesse de rotation donnée } \Omega$$

C_m : couple moteur

U : tension du réseau

La diminution du couple d'un moteur asynchrone entraîne :

✚ L'augmentation du temps de démarrage :

$$C_m - C_r = J \frac{d\Omega}{dt}$$

Cr : couple résistant

Si $C_m - C_r = 0$, le moteur n'accélère plus, il rampe et les pertes sont importantes.

- ✚ Une diminution de vitesse en marche normale, ce qui généralement augmente l'intensité absorbée, les pertes joules statoriques et surtout les pertes rotoriques.
- Les hausses de tension provoquent un échauffement des circuits magnétiques par augmentation des pertes fer. Cet échauffement est indépendant de l'état de charge de la machine et n'est donc pas contrôlé par le relais de surcharge.

❖ Moyens de protection

Un relais de protection contre les baisses de tension sera utilisé pour :

- Contrôler le fonctionnement des régulateurs de tension.
- Délester le réseau des consommateurs non prioritaires
- Couper l'alimentation des moteurs si la tension d'alimentation est trop basse

Un relais à maximum de tension sera employé pour le contrôle des régulateurs et des régleurs en charge.

II.1.5. Présence d'une composante inverse et marche en monophasé

❖ Causes

Une composante inverse de tension se développe sur l'ensemble d'un réseau lorsqu'un conducteur de phase d'une ligne de ce réseau est couplé ou, par suite de la présence d'un gros consommateur monophasé, monte entre phases. Une composante inverse d'intensité se développe dans les enroulements des machines du réseau, c'est l'influence du défaut externe sur ces machines. Si la coupure de phase se trouve sur la canalisation de la machine, cette dernière est soumise au déséquilibre complet.

Une coupure dans l'enroulement d'une machine, un court-circuit entre spires d'un même enroulement, conduisent également au déséquilibre inverse d'intensité.

❖ Conséquences

Les éléments du réseau présentant une impédance dite inverse Z_i , différente de l'impédance directe Z_d , sont sensibles à la composante inverse de tension. Ce sont les machines tournantes qui réagissent différemment suivant que leur sens de rotation accompagne le champ tournant inducteur, ou est de sens contraire. On note pour ces machines, un échauffement dangereux de la cage rotorique de la cage d'amortissement (machine synchrone) d'où baisse des couples, des rendements : impossibilité de démarrer avec une phase perdue, ralentissement des moteurs asynchrones. Le phénomène n'est pas obligatoirement vu par des simples relais thermiques.

II.1.6. Fréquence de démarrage trop élevée**❖ Cause**

- Le mauvais fonctionnement d'un automatisme de commande.
- Une action manuelle trop fréquente.
- Ou plus grave, une série de réenclenchement sur défaut.

❖ Conséquences

En plus d'un échauffement exagéré statorique et surtout rotorique, une succession de chocs mécaniques sur les accouplements et sur les têtes de bobines est dangereuse pour les matériaux, notamment pour les isolants. Notons qu'un défaut phase-masse est souvent la conséquence d'une fracture de l'isolant des têtes de bobines à l'entrée des encoches.

❖ Moyens de protection

On emploiera un relais de protection comptant le nombre de démarrages pendant un temps déterminé. Si le nombre de démarrages effectués pendant ce temps déterminé dépasse le nombre de démarrages permis, alors le relais verrouillera les ordres d'enclenchement pendant un deuxième temps prédéterminé. Le relais permet de limiter la fréquence des démarrages à une valeur donnée par le conducteur du moteur.

II.1.7. Blocage en marche d'un moteur asynchrone et démarrage trop long**❖ Causes**

Les blocages mécaniques d'un moteur en marche sont dus :

- Soit à un défaut mécanique : grippage.....
- Soit à une exploitation présentant des risques de blocages, telle que moteur de concasseur.

Les blocages ont lieu chaque fois que le couple résistant est supérieur au couple moteur maximal. Le démarrage trop long a lieu lorsque le moteur est trop chargé ou est alimenté sous tension réduite.

❖ Conséquences

Le blocage du rotor donne un choc mécanique sur les accouplements, paliers bobinages, etc. L'échauffement est rapide car l'intensité prend sa valeur de démarrage I_D et l'énergie absorbée au réseau est en grande partie dissipée dans le rotor. L'absence de ventilation augmente la température. Le démarrage trop long provoque des contraintes thermiques préjudiciables à la durée de vie.

❖ Moyens de protection

On utilise un relais à maximum d'intensité inhibé pendant la période de démarrage. Il se présente en deux cas :

- à l'issue de la période normale de démarrage, l'intensité reste supérieure à la valeur nominale : c'est un démarrage trop long dû à un couple accélérateur trop faible.
- En marche normale, l'intensité prend rapidement la valeur de l'intensité de démarrage : c'est un blocage rotor en marche le relais coupe rapidement l'alimentation du moteur afin de limiter les conséquences du défaut. S'il existe des risques de rotor bloqué à la mise sous tension du moteur, celui-ci doit supporter l'échauffement correspondant pendant un temps supérieur au temps de démarrage.

II.1.8. Désamorçages des pompes

C'est une protection spécifique aux pompes aspirantes.

❖ Causes

L'absence de liquide dans la pompe, le non amorçage ou le désamorçage de celle-ci, la marche à vannes fermées sont autant de causes qui peuvent amener sa détérioration par échauffement.

❖ Conséquences

Le symptôme du désamorçage est la chute de l'intensité absorbée par le moteur d'entraînement.

❖ Moyens de protection

On utilisera un relais à minimum de courant verrouillé à l'arrêt et réglé entre :

- Le courant à vide ou à vannes fermées
- Le courant absorbé en fonctionnement normal.

Conclusion

La technologie et les inventions dans le domaine industriel ont fait que la concurrence est à son plus haut niveau. Et les couts d'acquisition et de répartition ont encouragé la recherche et le développement dans le domaine de la maintenance des installations industrielles.

Une conception économique de la protection d'un moteur nécessite que le dispositif de protection soit adapté aux exigences du moteur et de l'installation qu'il entraîne. Le dimensionnement et le choix des appareils de protection et la bonne combinaison de différents appareils de protection nécessitent une connaissance approfondie du type de l'application, type du moteur et de sa puissance ainsi que des conditions d'exploitation.

CHAPITRE III :

Bilan de puissance

Introduction

Le bilan de puissance est un outil qui va nous permettre de dimensionner l'installation à partir de la définition des récepteurs. C'est la première étape essentielle de l'étude de conception d'un réseau électrique. Elle doit cerner et localiser géographiquement les valeurs des puissances actives et réactives.

III.1. Détermination de la puissance

La puissance d'une installation n'est pas la somme arithmétique de celle des récepteurs. Sa détermination nécessite de connaître la puissance et la localisation des récepteurs pour accéder à la puissance d'utilisation et à la détermination de la puissance du transformateur nécessaire. [1]

Donc on procède en générale de la manière suivante ; on détermine

III.1.1. Puissance installée

La puissance active installée, dans une entreprise représente la somme des puissances actives nominales de tous les récepteurs. Cette puissance servira ensuite, au calcul des puissances réellement consommées et ce, en utilisant des facteurs d'utilisation et de simultanéité correspondant à chaque niveau de l'installation et dont les définitions sont données ci-après. [3]

III.1.2. Puissance utilisée

Elle représente la puissance réellement demandée au point source par les divers circuits d'une installation électrique. Elle est plus faible que la puissance installée vu que les récepteurs n'absorbent pas tous simultanément leurs puissances nominales.

Son estimation permet d'évaluer la puissance réellement utilisée. Néanmoins sa détermination nécessite la connaissance des trois facteurs suivants : le facteur d'utilisation (k_u), le facteur de simultanéité (k_s) et le facteur d'extension (k_e). [2, 3]

a) Facteur d'utilisation k_u

En général, les récepteurs électriques ne fonctionnent pas à leurs puissances nominales d'où l'introduction du facteur d'utilisation pour le calcul de la puissance absorbée. Sachant que pour chaque type de récepteur est associé un facteur d'utilisation bien déterminé. [4]

Dans une installation électrique, ce facteur peut être estimé en moyenne à 0.75 pour les moteurs, et 1 pour l'éclairage.

b) Facteur de simultanéité K_s

Les récepteurs d'une installation ne fonctionnent pas simultanément. C'est pourquoi il est permis d'appliquer aux différents ensembles de récepteurs (ou de circuit) des facteurs de simultanéité.

La détermination des facteurs de simultanéité nécessite la connaissance détaillée de l'installation considérée et l'expérience des conditions d'exploitation, notamment pour les moteurs et les prises de courant.

On ne peut donc pas donner des valeurs précises applicables à tous les cas. Les normes NF C 14-100, NF C 63- 410 et le guide UTEC 15-105 donnent des indications sur ce facteur. [4]

Nombre de récepteurs	Facteurs de simultanéité k_s
1 à 3	0.9
4 à 5	0.8
5 à 9	0.7
10 et plus	0.6

Tableau III.1. : facteur de simultanéité selon le nombre de récepteurs.

Utilisation	Facteurs d'utilisation k_u
Eclairage, conditionnement d'air	1
Chauffage électrique, chauffe-eau	1
Prise de courant (n: nombre de prise de courant alimenté par le même circuit)	$0.1+(0.9/n)$si $n < 6$ 0.6si $n > 6$
Moteur électrique	0.75

Tableau III.2.: facteurs de simultanéité selon l'utilisation.

c) Facteur d'extension

Le rôle du facteur d'extension, également appelé facteur de réserve, est de prévoir une augmentation de la puissance absorbé. Le coefficient varie de 1 à 1,3. [4]

III. 2. Calculs des pertes dans les câbles

L'élaboration des plans de protection des installations industrielles et l'utilisation de plus en plus des appareils de protection numérique, nécessite la détermination de toutes les puissances aussi minimales soient elles.

a) La résistance du câble :

Connaissant les sections et les longueurs des câbles, nous allons calculer les résistances de chaque tronçon de câble en utilisant la relation suivante :

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

ρ : la résistivité du câble ($\text{mm}^2 \cdot \Omega / \text{m}$). (en cuivre)

L : la longueur du câble (m).

S : la section du câble (mm^2).

Les résultats de calcul sont consignés dans le tableau N° II.1

N° du câble	ρ ($\text{mm}^2 \cdot \Omega / \text{m}$)	L (m)	S (mm^2)	R (m Ω)
1	22.5	28	34	18.53
2	22.5	120	177	15.25
3	22.5	124	177	15.76
4	22.5	129	177	16.41
5	22.5	36	34	23.82

Tableau III.3. : Résistances des canalisations

b) Les Pertes Joules dans les câbles

Les pertes Joules dans les canalisations précédentes sont calculées en utilisant la relation : $P_{jr} = 3 \cdot R \cdot I^2$

R : la résistance du câble

I : le courant qui traverse le câble

Les résultats de calcul sont donnés dans le tableau N° II.2.

N° du câble	R (mΩ)	I(A)	P _{jr} (w)
1	18.53	52.5	153.21
2	15.25	348	5540.49
3	15.76	348	5725.83
4	16.41	348	5961.93
5	23.82	2.63	196.95

Tableau III.4 : Résultats de calcul des pertes Joules

Les pertes Joules calculées précédemment seront ajoutées aux puissances des récepteurs de l'installation pour la détermination de la puissance d'utilisation.

III.2.1. Calcul de la puissance installée

.Les résultats des calculs sont inscrits dans le tableau II.3.

Equipements	U (kV)	Cos(φ)	I (A)	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)
Transformateur 5.5/0.4	5.5	0.85	52.5	425	263.46	500
P _{jr} du câble 1				0.153		
Colonne 1			52.5	425.153	263.46	500.166
Moteur 1	5.5	0.85	348	2685	1757	3203
P _{jr} du câble 2				5.540		
Colonne 2			348	2690.54	1757	3213.417
Moteur 2	5.5	0.85	348	2685	1757	3203
P _{jr} du câble 3				5.725		
Colonne 3			348	2690.725	1757	3213.572
Moteur 3	5.5	0.85	348	2685	1757	3203
P _{jr} du câble 4				5.961		
Colonne 4			348	2690.961	1757	3213.770
Transformateur 5.5/0.4 à vide	5.5	0.85	2.63	5.196	13.198	13.25
P _{jr} du câble 5				0.196		
Colonne 5			2.63	5.392	13.198	14.256
TOTAL				8502.771	5547.658	10152.518

Tableau III.5 : résultat de calcul de la puissance installée

Le bilan de puissance effectué, donne une puissance installé au Jeux de barre 5.5 kV égale à

$$S_{\text{Barre}} = 10152.518 \text{ kVA}$$

III.2.2. Calcul de la puissance d'utilisation

III.2.2.1. Puissance utile d'une charge P_{ui}

L'estimation de la puissance réellement absorbée par une charge électrique tient compte du taux de charge du récepteur par rapport à sa puissance nominale. Ainsi, la détermination de cette puissance nécessite une bonne connaissance du facteur d'utilisation. [3]

$$P_{ui} = K_u * P_n$$

Avec

P_{ui} : puissance utile demandée.

P_n : puissance nominale.

K_u : facteur d'utilisation.

III.2.2.2. puissance utile dans une branche P_{uj}

Cette puissance est déterminée en établissant la somme de toutes les puissances utiles du groupe de récepteur alimenté par la même branche, multipliée par le facteur de simultanéité correspondant. Elle est donnée par la relation suivante:

$$P_{uj} = K_s * \sum_{i=1}^n P_{ui}$$

Avec

P_{uj} : puissance utile dans une branche.

K_s : facteur de simultanéité.

n : nombre de récepteurs.

Cette puissance nous servira ensuite, au calcul de la puissance à prévoir au poste de transformation et ce, en prenant en compte l'évolution de la charge.

$$P_{ut} = K_s * K_e \sum_{i=1}^n P_{uj}$$

Avec P_{ut} : puissance utile totale dans l'installation.

K_e : facteur d'extension.

Les résultats de calcul sont consignés dans le tableau N° II.4

Equipement	K_u	P_{ui} (kW)	Q_{ui} (kVAr)	S_{ui} (kVA)	P_{uj} (kW)	Q_{uj} (kVAr)	S_{uj} (kVA)
Ligne 1	0.75	318.864	197.595	375.124			
Colonne 1	$K_s=0.9$	318.864	197.595	375.124	286.977	177.835	337.612
Ligne 2	0.75	2017.905	1317.75	2410.062			
Colonne 2	$K_s=0.9$	2017.905	1317.75	2410.062	1816.114	1185.975	2169.056
Ligne 3	0.75	2018.043	1317.75	2410.179			
Colonne 3	$K_s=0.9$	2018.043	1317.75	2410.179	1816.239	1185.975	2169.161
Ligne 4	0.75	2018.220	1317.75	2410.327			
Colonne 4	$K_s=0.9$	2018.220	1317.75	2410.327	1816.398	1185.975	2169.294
Ligne 5	0.75	4.044	9.898	10.692			
Colonne 5	$K_s=0.9$	4.044	9.898	10.692	3.639	8.908	9.622
TOTAL		6377.076	4160.743	7616.797	5739.367	3744.668	6854.745

Tableau III.6. Résultats de calcul de la puissance D'utilisation

Au jeux de barre sont connectées 5 colonnes avec la charge totale donnée dans le tableau N° III.5 :

Charge	P_{uj} (kW)	Q_{uj} (kVAr)	S_{uj} (kVA)
Jeux de barre	5739.367	3744.668	6854.745

Tableau III.7. : Valeurs des puissances

III.2.2.3. Le facteur de puissance

Le facteur de puissance est le rapport entre la puissance active (en kW) et la puissance apparente (en kVA).

$$\cos(\varphi) = P \text{ (kW)} / S \text{ (kVA)}$$

Charge	P _{uj} (kW)	S _{uj} (kVA)	Cos (φ)
Jeux de barre	5739.367	6854.745	0.84

Tableau III.8. : Valeur du facteur de puissance.

III.3. Compensation de l'énergie réactive

La compensation de l'énergie réactive est primordiale sur le plan technique et économique pour l'entreprise ; ainsi pour éviter le transit de la puissance réactive dans les canalisations on devrait la produire localement c'est-à-dire là où le besoin se fait sentir. Les avantages qui en résultent se traduisent par :

- ✓ Une économie sur les équipements électriques à savoir diminution de la puissance appelée.
- ✓ Une augmentation de la puissance disponible au secondaire du transformateur.
- ✓ Une diminution des chutes de tensions et des pertes joules dans les câbles.
- ✓ Une économie sur la facturation de l'énergie (ce qui veut dire suppression des pénalités). [5]

III.3.1. Le principe de la compensation

L'énergie réactive consommée par les charges qui présentent une composante inductive (transformateur, moteur etc.), est compensée en utilisant des batteries de condensateurs ou par des machines tournantes de types synchrones ou asynchrones, mais actuellement (sauf exception), leur emploi a été abandonné principalement à cause de leur entretiens onéreux.

Pratiquement, on utilise les condensateurs statiques dont le diélectrique est constitué d'un papier imprégné de liquide isolant, ces condensateurs sont regroupés en série parallèle pour

constituer des batteries de condensateurs, qui peuvent être directement raccordées en BT ou en MT.

Dans l'installation, la distance entre le jeu de barre et la batterie ne doit pas dépasser 15m. Ce dispositif doit être mis au plus près de la charge pour éviter que l'énergie réactive ne soit appelée sur le réseau. La puissance réactive des condensateurs à mettre en œuvre, doit être déterminée en fonction de la puissance de l'installation, du facteur de puissance $\cos(\varphi)$ d'origine et du $\cos(\varphi)$ requis à l'arrivée. [5]

III.3.2. Matériel et mode de compensation d'énergie réactive

La compensation est réalisée avec deux familles de produits :

- Les condensateurs de valeurs fixes ou condensateurs fixes.
- Les équipements à régulation automatique ou batteries automatiques qui permettent d'ajuster en permanence la compensation aux besoins de l'installation, elles permettent l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge.

Ce type d'équipement permet l'adaptation automatique de la puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs en fonction d'un $\cos(\varphi)$ désiré et imposé en permanence.

Il est utilisé dans le cas où la puissance active varie dans des proportions importantes. C'est-à-dire essentiellement aux bornes des tableaux généraux BT et pour les gros départs.

III.3.3. Mode de compensation

La compensation d'une installation peut être réalisée de différentes façons figure II.1

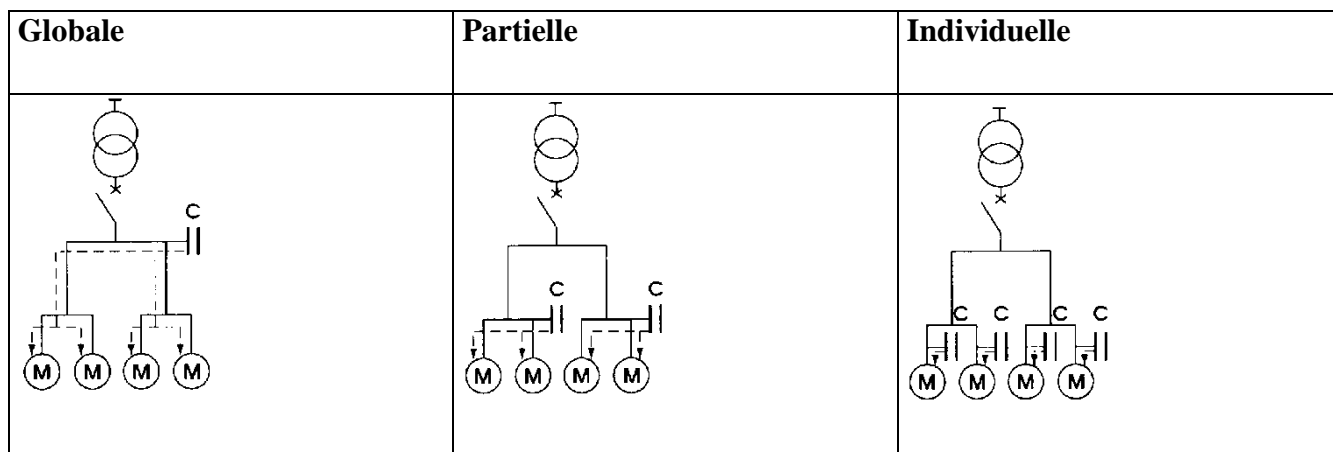


Figure III.1. : Les différents modes de compensation

a) Globale

La batterie est raccordée au tableau en tête d'installation et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation, elle reste en service de façon permanente pendant la marche normale de l'usine. Lorsque la charge est stable et continue, une compensation globale convient.

b) Partielle

La batterie est raccordée au tableau de distribution et fournit de l'énergie réactive par atelier à un groupe de récepteur. Une grande partie de l'installation est soulagée, en particulier les câbles d'alimentation de chaque atelier.

Une compensation partielle est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

c) Locale (individuelle)

La batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur de type inductif. Lorsqu'elle est possible, cette compensation produit l'énergie réactive à l'endroit même où est consommée et en quantité ajustée aux besoins.

Une compensation individuelle est envisagée lorsque la puissance de certains récepteurs est importante par rapport à la puissance totale.

III.3.4. Choix de type de compensation (fixe ou automatique)

Dans le cas de la compensation globale ou par ateliers, le ratio Q_c/S_n permet de choisir entre un équipement de compensation fixe ou automatique. [3]

Le seuil de 15 % est une valeur indicative conseillée pour éviter les effets de la surcompensation à vide :

- $Q_c/S_n < 15 \%$: compensation fixe
- $Q_c/S_n > 15 \%$: compensation automatique.

Q_c = puissance (kVAr) de la batterie à installer

S_n = puissance apparente (kVA) du transformateur de l'installation

III.3.5. Compensation des moteurs asynchrones de forte puissance

$\cos \varphi$ des moteurs est en général très mauvais à vide ainsi qu'à faible charge et faible en marche normale. Il peut donc être utile d'installer des condensateurs pour ce type de récepteurs.

Le caractère dynamique et la puissance mise en jeu nécessite un choix judicieux lors d'installation de batterie de compensateurs.

Lorsqu'un moteur entraîne une charge de grande inertie il peut, après coupure de la tension d'alimentation, continuer à tourner en utilisant son énergie cinétique et être auto-excité par une batterie de condensateurs montée à ces bornes. Ceux-ci lui fournissent l'énergie réactive nécessaire à son fonctionnement en génératrice asynchrone. Cette auto-excitation provoque un maintien de la tension et parfois des surtensions élevées.

A cet effet deux possibilités de montages sont possibles fonction de la puissance des moteurs à compenser :

III.3.5.1. Compensation individuelle

Compensation directe à la machine à compenser ; il s'agit de la solution technique la plus optimale pour réduire directement la consommation de réactive dans la charge.

Toutefois il faut s'assurer que la puissance de la batterie vérifie la relation suivante :

$$Q_c \leq 0.9\sqrt{3} I_o U_n$$

Avec I_o ; Le courant à vide du moteur donné par la relation suivante : $I_o = 2I_n(1 - \cos\varphi_n)$

Avec : I_n : valeur du courant nominal du moteur

$\cos(\varphi_n)$: $\cos(\varphi)$ du moteur à la puissance nominale

U_n : tension composée nominale

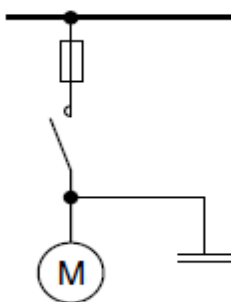


Figure III.2.: Montage des condensateurs aux bornes des moteurs

Dans le cas où la condition précédente n'est pas vérifiée alors on opte pour la compensation par groupes de charges dans des installations où il existe une distribution sectorisée et large. Complément d'appui pour un système de compensation centralisée globale, augmentant la capacité de la ligne qui alimente le groupe de charges à compenser. [3]

III.3.5.2. Compensation en parallèle par groupe de charge

Pour éviter les surtensions dangereuses par auto-excitation ou bien dans le cas où le moteur démarre à l'aide d'un appareillage spécial (résistances, inductances, autotransformateurs), les condensateurs ne seront enclenchés qu'après le démarrage.

De même, les condensateurs doivent être déconnectés avant la mise hors tension du moteur.

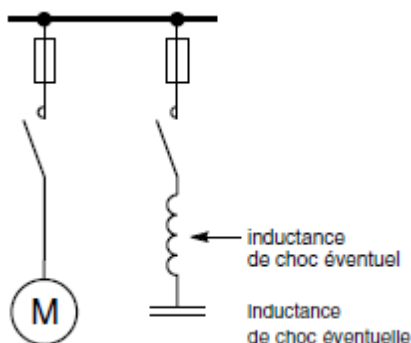


Figure III.3. : Montage des condensateurs en parallèle

III.4. 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 selon le diagramme des puissances de la figure II.4. [2]

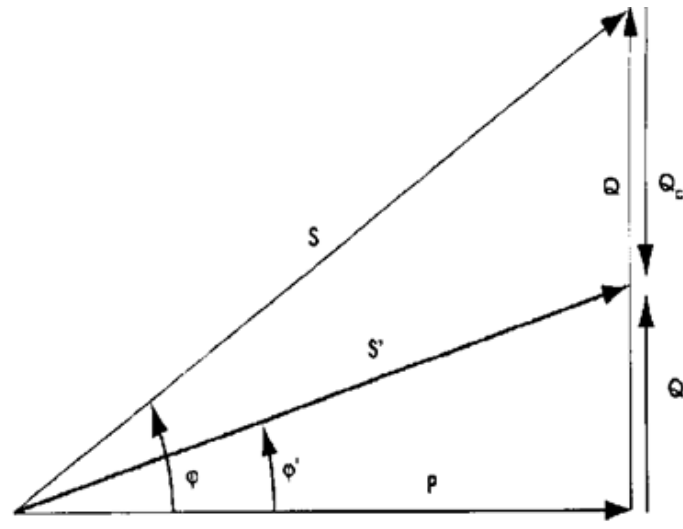


Figure III.4 : Diagramme des puissances apparentes.

Avant compensation on a :

- Puissance active P (kW)
- Puissance réactive Q en (kVAR)
- Puissance apparente S en (kVA)
- Facteur de puissance $\cos(\varphi)$

Après compensation on a :

- Puissance active P (kW)
- Puissance réactive Q' en (kVAR)
- Puissance apparente S' en (kVA)
- Facteur de puissance $\cos(\varphi')$

Le diagramme des puissances apparentes permet d'établir les relations suivantes :

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}$$

$$\operatorname{Tg} \varphi = \frac{Q}{P} \Rightarrow Q = P * \operatorname{tg} \varphi$$

$$\operatorname{Tg} \varphi' = \frac{Q'}{P} \Rightarrow Q' = P * \operatorname{tg} \varphi'$$

$$Q = Q' + Q_c$$

$$\text{D'où } Q_c = Q - Q'$$

$$\text{De 1 et 2 } Q_c = P * (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi')$$

III.4.1. Calcul des valeurs de capacités des condensateurs

❖ En monophasé

La valeur de la capacité se calcul à l'aide de la relation suivante :

$$Q_c = C \cdot W \cdot V^2$$

❖ En triphasé

a) Montage triangle

La puissance réactive fournie par l'ensemble des condensateurs est donnée par l'expression suivante :

$$Q_c = 3 \cdot C_{\text{eq}} \cdot W \cdot U^2$$

$$C_{\text{eq}} = m / n \cdot C$$

Avec : U : tension composée (V)

W : pulsation des tensions du réseau (rd / s)

C : capacité du condensateur (F)

n : nombre de condensateurs connectés en série

m : nombre de condensateurs connectés en parallèle.

b) Montage étoile

La puissance réactive fournie par l'ensemble des condensateurs est la suivante :

$$Q_c = C \cdot W \cdot V^2$$

$$Q_{c-\Delta} = 3 \cdot C_{\text{eq}} \cdot W \cdot U^2$$

$$C_{eq} = \frac{Q_{c-\Delta}}{3.W.U^2} \Rightarrow 3.C_{eq} = \frac{Q_{c-\Delta}}{W.U^2}$$

$$Q_{c-\lambda} = 3.C_{eq} \cdot W \cdot U^2 = 3.C_{eq} \cdot W \cdot (V/\sqrt{3})^2$$

$$Q_{c-\lambda} = C_{eq} \cdot W \cdot U^2 \Rightarrow C_{eq} = \frac{Q_{c-\lambda}}{W.U^2}$$

De 1 et 2

$$C_{eq-\lambda} = 3 \cdot C_{eq-\Delta}$$

III.4.2. Calcul de la puissance compensée

Pour calculer la puissance réactive compensée Q_c , on utilise les formules citées précédemment :

❖ Au niveau du jeu de barre on a :

$$\cos \varphi = 0.84$$

$$\tan \varphi = 0.64$$

$$\cos \varphi' \text{ désiré } 0.93 \text{ ainsi } \tan \varphi = 0.39$$

$$Q_c = P * (\tan \varphi - \tan \varphi') = 1480.7 \text{ kVAR}$$

$$Q' = Q - Q_c = 3744.6642 - 1480.7 = 2263.9642 \text{ kVAR}$$

$$Q_{c-\Delta} = 3.C_{eq} \cdot W \cdot U^2 \Rightarrow C_{eq} = \frac{Q_{c-\Delta}}{3.W.U^2}$$

$$C_{eq} = 51.96 \mu\text{F}$$

$$C_{eq-\Delta} = 51.96 \mu\text{F}$$

$$C_{eq-\lambda} = 155.88 \mu\text{F}$$

	Avant compensation				Après compensation				
charge	P_{uj} (KW)	Q_{uj} (KVAR)	S_{uj} (KVA)	$\cos(\varphi)$	Q_c (KVAR)	Q' (KVAR)	$\cos(\varphi')$	$C_{eq-\lambda}$ μF	$C_{eq-\Delta}$ μF
Jeu de barre	5739.367	3744.668	6854.745	0.84	1480.7	2263.964	0.93	155.88	51.96

Tableau III.9 : la puissance réactive fournie par les batteries de compensation.

III.5. Compensation au démarrage des moteurs

Les moteurs de grosse puissance nécessitent un courant de démarrage de 4 à 8 fois le courant nominal du moteur. Cette forte pointe d'intensité peut engendrer une chute de tension importante sur l'ensemble du réseau et entraîner les perturbations suivantes :

- Le moteur ne démarre pas.
- Déclenchement des protections moteur.
- Echauffement anormal du moteur.
- Perturbation de matériel annexe à cause de la sous-tension générée.
- Perturbation sur le réseau HT.

Le courant de démarrage est presque entièrement inductif et exige essentiellement une compensation de puissance réactive. Les batteries de compensation fournissent cette énergie réactive pendant la période de démarrage. La puissance absorbée sur le réseau est donc fortement limitée et la tension reste stable.

Le système de compensation est spécialement conçu pour être utilisé pendant la phase de démarrage du moteur et se caractérise par sa densité de puissance importante. Grâce à sa limitation de courant efficace lors de l'enclenchement, Les batteries de compensation n'affectent pas la qualité du réseau, même sur les armoires de grande puissance.

Pendant la phase de démarrage l'armoire de compensation est synchronisée avec le démarrage du moteur, lorsque le courant moteur diminue, la compensation des batteries de compensation diminue progressivement.

Ce système permet de réduire efficacement la puissance absorbée sur le réseau, sans limiter le couple moteur et permet d'assurer un démarrage rapide sans problème, même en pleine charge. [3]

Avantage :

- Limite le courant absorbé sur le réseau sans limiter le couple moteur.
- Stabilise la tension réseau.
- Réduit de façon significative les chutes de tension.
- Evite les interruptions de production.
- Plusieurs moteurs peuvent être compensés à partir du même équipement, avec des paramètres de compensation différents.

- Système de contrôle intelligent, fonctionnement multi-machine.
- Paramétrage flexible du démarrage: puissance réactive de compensation, contrôle du démarrage moteur.
- Condensateurs secs, sans risque de fuite pour l'environnement.

III.5.1. Calcul de la puissance compensée au démarrage

Pour calculer la puissance réactive compensée Q_c , au démarrage, on utilise les formules citées précédemment :

On prend au démarrage : $\cos \varphi = 0.3$ ainsi $\operatorname{tg}(\varphi) = 3.18$

$$I_d = 4 * I_n \text{ ce qui nous donne } I_d = 1392 \text{ A}$$

éléments	$\cos(\varphi)$	I_d (A)	P (kW)	Q (k VAR)	S (k VA)
moteur	0.3	1392	3978.812	12649.781	13260.580

Tableau III.10 : les puissances du moteur au démarrage.

$\cos(\varphi)$ désirée 0.85 ainsi $\operatorname{tg}(\varphi) = 0.62$

$$Q_c = P * (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi') = 10185.751 \text{ k VAR}$$

III.5.2. Vérification du mode de compensation des moteurs asynchrones :

a) En mode individuel

Pour avoir une compensation individuelle convenable il faut avoir :

$$Q_c \leq 0.9\sqrt{3} I_0 U_n \text{ sachant que } I_0 = 2I_n(1 - \cos\varphi_n)$$

$$I_0 = 104.4 \text{ A donc il faut avoir } Q_c \leq 895.09 \text{ k VAR}$$

On a trouvé $Q_c > 0.9\sqrt{3} I_0 U_n$

On conclue que la compensation individuelle au démarrage n'est pas convenable donc on va opter pour la compensation globale.

b) mode globale

On va refaire le bilan de puissance en prenant pour les moteurs un courant de démarrage de 1392 A et un $\cos(\varphi) = 0.3$

Equipement	K_u	P_{ui} (kW)	Q_{ui} (kVAR)	S_{ui} (kVA)	P_{uj} (kW)	Q_{uj} (kVAR)	S_{uj} (kVA)
Ligne 1	0.75	381.78	197.595	375			
Colonne 1	$K_s=0.9$	381.78	197.595	375	343.602	177.835	337.5
Ligne 2	0.75	2985.597	9487.335	9945.435			
Colonne 2	$K_s=0.9$	2985.597	9487.335	9945.435	2687.037	8538.601	8950.891
Ligne 5	0.75	0.9342	9.8935	9.9375			
Colonne 5	$K_s=0.9$	0.9342	9.8935	9.9375	0.8407	8.9042	8.9437
TOTAL		3368.312	9694.821	10263.290	3031.481	8725.342	9236.951

Tableau III.11. : bilan de puissance d'utilisation au démarrage

$\cos(\varphi) = 0.3$ ainsi $\text{tg}(\varphi) = 3.18$

$\cos(\varphi') = 0.85$ ainsi $\text{tg}(\varphi') = 0.62$

$Q_c = P * (\text{tg} \varphi - \text{tg} \varphi') = 7760.582 \text{ k VAR}$

$Q' = Q - Q_c = 8725.34 - 7760.58 = 964.751 \text{ KVAR}$

$Q_{c-\Delta} = 3.C_{eq} \cdot W \cdot U^2 \Rightarrow C_{eq} = \frac{Q_{c-\Delta}}{3.W.U^2}$

$C_{eq} = 272.34 \mu\text{F}$

$C_{eq-\Delta} = 272.341 \mu\text{F}$

$C_{eq-\lambda} = 817 \mu\text{F}$

Charge	Avant compensation				Après compensation				
	P_{uj} (KW)	Q_{uj} (KVAR)	S_{uj} (KVA)	$\cos(\varphi)$	Q_c (KVAR)	Q' (KVAR)	$\cos(\varphi')$	$C_{eq-\lambda}$ μF	$C_{eq-\Delta}$ μF
Jeux de barre	3031.481	8725.342	9236.951	0.3	7760.582	964.751	0.85	817	272.341

Tableau III.12 : la puissance réactive fournie par les batteries de compensation au démarrage.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons établi un bilan de puissance en commençant par le calcul des puissances installés, par ailleurs les puissances des différents circuits, ainsi déterminés, nous serviront au dimensionnement des appareils de protection.

D'après les résultats obtenus, nous constatons que la station de pompage d'hydrocarbure sea-line présente un facteur de puissance moyen entraînant des pertes importante non exploitées, une compensation de l'énergie réactive a été donc proposée.

CHAPITRE IV :

Dimensionnement et choix des protections

Introduction

L'étude d'une installation consiste à déterminer précisément les canalisations et leurs protections électriques, en commençant à l'origine de l'installation pour aboutir aux circuits terminaux.

Chaque ensemble est constitué par la canalisation et sa protection. Il doit répondre simultanément à plusieurs conditions qui assurent la sûreté de l'installation.

Pour satisfaire aux objectifs de disponibilité de l'énergie, de sécurité des personnes et des équipements, il faut faire un calcul ou un dimensionnement de tous les équipements de la station, qui est l'objectif de ce chapitre.

IV. Détermination des courants de court-circuit

Les courants de court-circuit dans les réseaux électriques apparaissent lors du vieillissement des câbles ou des matériels ou encore des fautes commises par le personnel.[7]

IV.1. Différents types de court-circuit

On cite plusieurs types de court-circuit :

- Le court-circuit entre phase et la terre (monophasé)
- Le court-circuit entre deux phases (biphasé)
- Le court-circuit entre deux phases et la terre (biphasé-terre)
- Le court-circuit entre trois phases (triphase)
- Le court-circuit entre trois phases et la terre (triphase-terre)

IV.2. Effets des courants de court-circuit

- Echauffement
- Effet électrodynamique : le passage du courant de court-circuit impose des efforts électrodynamiques
- Chute de tension : les courants de court-circuit perturbent le fonctionnement normal des récepteurs électriques et du réseau d'alimentation

IV.3. Objectif de calcul des courants de court-circuit

On calcule le courant de court-circuit pour :

- ✓ Choisir l'équipement électrique nécessaire
- ✓ Choisir les moyens de limitation des courants de court-circuit
- ✓ Calculer le seuil de réglage de la protection

IV.4. Méthodes général de calcul des courants de court-circuit

Dans ce cadre, on adoptera la méthode des impédances et on calculera la plus forte intensité de court-circuit, qui est celle engendrée par un court-circuit triphasé. La disposition d'un réseau de distribution de moyenne tension ou basse tension peut être généralisée selon le schéma IV.1 dans lequel on retrouve toujours les éléments suivant :

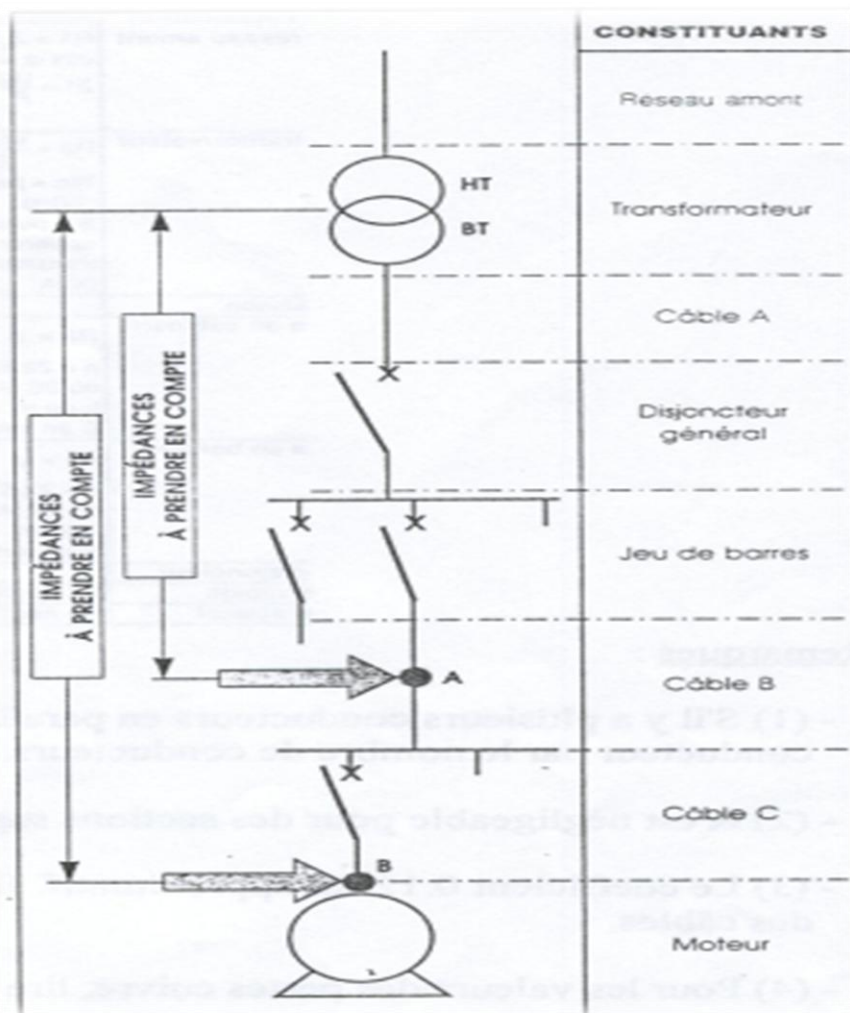


Figure IV.1. : Schéma de détermination des courants de court-circuit

- ✓ Le réseau amont
- ✓ Le ou les transformateurs
- ✓ Le ou les disjoncteurs
- ✓ Les câbles
- ✓ les jeux de barres

La méthode consiste à décomposer le réseau en tronçons et à calculer, pour chacun des tronçons, R et X, puis à les additionner arithmétiquement.

IV.4.1. Hypothèses pour le calcul des courants de court-circuit en moyenne tension de la station de pompage SEA-LINE

1. Les deux transformateurs principaux ne fonctionnent pas en parallèle et ont une puissance de 12MVA chacun, une tension de court-circuit de 6.3% et les pertes dans le cuivre sont de 52 KW.
2. Les impédances de jeux de barre et des disjoncteurs MT ne sont pas prises en compte pour une meilleure conformité aux critères de sécurité dans les réseaux moyenne tension.
3. La contribution au courant de court-circuit des moteurs MT est considérée en prenant compte les conditions de démarrage (le courant de démarrage I_d , le facteur de puissance au démarrage du moteur $\cos(\varphi_d)$)

IV.4.2. impédances équivalentes des composants du réseau

1. Impédance équivalente du réseau au portique d'arrivée

L'impédance équivalente du réseau au portique d'arrivée est donnée par l'expression suivante :

$$Z_{\text{amont}} = \frac{U^2}{P_{cc}} * 10^{-3}$$

$$R_{\text{amont}} = \frac{U^2}{P_{cc}} * \text{Cos}(\varphi) * 10^{-3}$$

$$X_{\text{amont}} = \frac{U^2}{P_{cc}} * \text{Sin}(\varphi) * 10^{-3}$$

Avec :

Z : l'impédance du réseau amont ($m\Omega$)

X : la réactance du réseau amont ($m\Omega$)

R : la résistance du réseau amont ($m\Omega$)

U : la tension du réseau (kV)

P_{cc} : la puissance de court-circuit (MVA)

AN: on a $U = 30$ kV, $P_{cc} = 380$ MVA, $\cos(\varphi) = 0.85$

$$Z_{\text{amont}} = 2.36 \text{ m}\Omega$$

$$R_{\text{amont}} = 2.01 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\text{amont}} = 2.31 \text{ m}\Omega$$

Pour ramener la valeur d'une impédance du primaire au secondaire d'un transformateur, il est suffisant de la diviser par le carré du rapport de transformation du transformateur.

Le rapport de transformation K d'un transformateur est égal à :

$$K = \frac{U_{n1}}{U_{n2}}$$

Avec : U_{n1} : tension nominale du primaire du transformateur (kV)

U_{n2} : tension nominale du secondaire du transformateur (kV)

Ce qui nous donne :

$$K = 30/5.5 = 5.45$$

$$Z_{\text{amont ramener}} = \frac{Z_{\text{amont}}}{K^2} = 0.078 \text{ m}\Omega$$

$$R_{\text{amont ramener}} = \frac{R_{\text{amont}}}{K^2} = 0.067 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\text{amont ramener}} = \frac{X_{\text{amont}}}{K^2} = 0.077 \text{ m}\Omega$$

2. Impédance du transformateur principal

L'impédance équivalente d'un transformateur vue par le secondaire est donnée par l'expression suivante :

$$Z_{T1} = \frac{V_{cc} * U_n^2}{100 * S_n}$$

$$R_{T1} = \frac{P_{cu} * U_n^2}{S_n^2}$$

$$X_{T1} = \sqrt{Z^2 - R^2}$$

Avec :

V_{cc} : tension de court-circuit (%)

U_n : tension nominal du transformateur (kV)

S_n : puissance nominal du transformateur (kVA)

P_{cu} : pertes dans le cuivre à pleine charge (kW)

AN :

Ayant les données sur les transformateurs 30/5.5 kV, $V_{cc} = 6.3\%$, $P_{cu} = 52$ kW et

$S_n = 12$ MVA

$$Z_{T1} = 158 \text{ m}\Omega$$

$$R_{T1} = 10.92 \text{ m}\Omega$$

$$X_{T1} = 157.62 \text{ m}\Omega$$

3. Impédance du câble (C1) reliant le transformateur et le disjoncteur D1 :

$$R_{C1} = \rho \frac{L}{S}$$

$$X_{C1} = 0.09 L$$

$$Z_{C1} = \sqrt{X^2 + R^2}$$

Avec :

ρ : la résistivité du câble (cuivre) en ($\text{m}\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$)

L : la longueur du câble en (m)

S : la section du câble en (mm²)

AN: On a: $\rho = 22.5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ (cuivre), $L = 27 \text{ m}$, $S = 380 \text{ mm}^2$

$$R_{C1} = 1.59 \text{ m}\Omega$$

$$X_{C1} = 2.43 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{C1} = 2.90 \text{ m}\Omega$$

4. Impédance des jeux de barre et disjoncteur

L'impédance équivalente des jeux de barre et disjoncteur sera tenue négligeable conformément aux normes de CEI. Ceci améliore la protection en moyenne tension.

5. Impédance du moteur

Pour considérer la contribution au court-circuit des moteurs en MT alimentés par la barre 5.5 kV, nous calculons l'impédance équivalente en prenant le courant de démarrage I_d du moteurs égale à $4 \cdot I_n$.

L'impédance équivalente des moteurs se calcul comme suit :

$$R_m = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_d} * \text{Cos}(\varphi)$$

$$X_m = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_d} * \text{Sin}(\varphi)$$

$$Z_m = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_d}$$

Avec :

U_n : la tension nominal

I_d : le courant de démarrage

AN: On a $I_d = 4 \cdot I_n$,

$$R_m = 684.36 \text{ m}\Omega$$

$$X_m = 2167.13 \text{ m}\Omega$$

$$Z_m = 2272.62 \text{ m}\Omega$$

IV.4.3 Calcul du courant de court-circuit aux différents points à protéger

a. premier point à protéger (Disjoncteur principal)

Après avoir calculé toutes les impédances, on va procéder au calcul de l'impédance équivalente (court-circuit) et de déterminer le courant de court-circuit au premier point à protéger qui est illustré dans le schéma unifilaire.

Vu que les impédances du disjoncteur et du jeu de barre sont négligés on aura donc :

$$Z_{CC1} = \sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}$$

$$\sum R = R_{amont ramener} + R_{T1} + R_{C1} = 12.577 \text{ m}\Omega$$

$$\sum X = X_{amont ramener} + X_{T1} + X_{C1} = 160.127 \text{ m}\Omega$$

Ce qui nous donne :

$$Z_{CC1} = 161.62 \text{ m}\Omega$$

Pour calculer le courant de court-circuit on utilisera l'équation suivante :

$$U = \sqrt{3} * Z_{CC1} * I_{CC1} \quad \Rightarrow \quad I_{CC1} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_{CC1}}$$

$$I_{CC1} = 19.65 \text{ kA}$$

b. Deuxième point à protéger (Départ basse tension) :

Le deuxième point à protéger est illustré dans le schéma unifilaire, pour calculer le courant de court-circuit on doit ramener les valeurs des impédances qui sont en amont au secondaire du transformateur T3.

$$\sum R_{amont ramener au T3} = \frac{R_{amont ramener}}{K^2} + \frac{R_{C3}}{K^2}$$

$$\sum X_{\text{amont ramener T3}} = \frac{X_{\text{amont ramener}}}{K^2} + \frac{X_{C3}}{K^2}$$

$$Z_{CC2} = \sqrt{\sum R^2 + \sum X^2}$$

- Impédance du câble (C3) reliant le jeu de barre et le transformateur T3 :

$$R_{C3} = \rho \frac{L}{S} = 23.82 \text{ m}\Omega$$

$$X_{C3} = 0.09 L = 3.24 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{C3} = \sqrt{X^2 + R^2} = 24.04 \text{ m}\Omega$$

- Impédance du transformateur T3 :

On a un transformateur 5.5/0.4 KV, $U_n = 5.2\%$, $P_{cc} = 5 \text{ KW}$, $S_n = 500\text{KVA}$

$$Z_{tr} = \frac{V_{cc} * U_n^2}{100 * S_n} = 16.64 \text{ m}\Omega$$

$$R_{tr} = \frac{P_{cu} * U_n^2}{S_n^2} = 3.2 \text{ m}\Omega$$

$$X_{tr} = \sqrt{Z^2 - R^2} = 16.33 \text{ m}\Omega$$

$$K = \frac{U_{n1}}{U_{n2}} = 13.75$$

- Impédance du câble (C3') reliant le transformateur T3 et le disjoncteur D1' :

$$R_{C3'} = \rho \frac{L}{S} = 2.48 \text{ m}\Omega$$

$$X_{C3'} = 0.09 L = 1.26 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{C3'} = \sqrt{X^2 + R^2} = 2.78 \text{ m}\Omega$$

On aura une impédance équivalente de :

$$\sum R_{\text{amont ramener au T3}} = \frac{R_{\text{amont ramener}}}{K^2} + \frac{R_{C3}}{K^2} + R_{T3} + R_{C3'} = 5.866 \text{ m}\Omega$$

$$\sum X_{\text{amont ramener T3}} = \frac{X_{\text{amont ramener}}}{K^2} + \frac{X_{C3}}{K^2} + R_{T3} + R_{C3'} = 18.453 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{CC2} = \sqrt{\sum R^2 + \sum X^2} = 19.36 \text{ m}\Omega$$

$$I_{CC2} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_{CC2}}$$

$$I_{CC2} = 11.92 \text{ kA}$$

On récapitule les résultats de calcul des impédances des différents tronçons dans le tableau IV.1 :

Partie de tronçon	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)
Réseau amont	2.01	2.31	2.36
Transformateur 1	10.92	157.62	158
Transformateur 2	10.92	157.62	158
Transformateur 3	3.2	16.33	16.64
Transformateur 4	3.2	16.33	16.64
Câble C1	1.59	2.43	2.90
Câble C2	1.48	2.25	2.90
Câble C3	23.82	3.24	24.04
Câble C3'	2.48	1.26	2.78
Câble C4	2.28	1.67	2.79
Câble C4'	18.53	2.52	18.7
Câble C5	4.2	1.8	4.57
Câble C6	2.16	1.53	2.64
Câble C6'	15.76	11.16	19.31
Câble C7	1.95	1.98	2.78
Câble C8	2.03	1.44	2.48
Câble C8'	15.25	10.8	18.68
Câble C9	18.52	2.52	18.69
Câble C9'	3.89	1.98	4.36

Tableau IV.1 : résultats de calcul des impédances des différents tronçons

On récapitule les résultats de calcul du courant de court-circuit dans les différents points à protéger dans le tableau IV.2 :

Point à protéger	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)	I _{CC} (kA)
1	12.577	160.127	160.62	19.76
2	12.46	159.947	160.43	19.79
3	5.87	18.44	19.35	11.93
4	14.857	161.797	162.47	19.54
5	33.387	164.317	167.67	18.93
6	16.777	161.927	162.79	19.50
7	14.737	161.657	162.32	19.56
8	30.497	177.417	191.42	16.58
9	14.527	162.107	162.75	19.51
10	14.607	161.567	162.22	19.57
11	29.857	172.367	174.93	18.15
12	7.253	19.17	20.49	11.27

Tableau IV.2 : courant de court-circuit des différents points à protéger.

IV.5. Choix des protections

IV.5.1. Définition et rôle de la protection

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est d'assurer la sécurité des personnes et des biens, ainsi que la continuité de service, c'est-à-dire la permanence de l'alimentation des différents récepteurs.

Pour cela, ces protections doivent pouvoir faire face à un certain nombre d'incidents inévitables :

- Surcharge
- Conditions anormales de fonctionnement
- Fausses manœuvres
- Vieillessement et détérioration des isolants

En bref, un système de protection bien établi doit répondre aux exigences suivantes :

- Eliminer seule la partie qui est en défaut
- Etre rapide et préserver la stabilité du réseau et la continuité de fonctionnement

- Avoir un comportement d'autonomie
- Etre fiable

Préserver la sécurité des personnes et des biens. [2]

IV.5.2. Choix des appareils de protection

L'étude de l'installation électrique consiste à déterminer précisément leurs canalisation et leur protection en commençant de l'origine de l'installation jusqu'aux circuits terminaux, cette étude se fait méthodiquement en respectant les étapes suivantes [8] :

- Détermination des caractéristiques du réseau (tension, fréquence, puissance de transformation.....etc.)
- Détermination des courants de court-circuit
- Détermination des sections de câble
- Choix des dispositifs de protection
- Sélectivité des protections
- Vérification de la protection des personnes contre les contacts indirects

IV.5.3. Problème de la protection

Le problème de la protection des installations consiste à définir la nature du défaut contre lesquels on doit se protéger puis à choisir l'appareil capable de détecter des défauts et d'opérer leur suppression

Les principales perturbations sur une installation électrique se traduisent par :

- Les surintensités : surcharge ou court-circuit
- Les surtensions ou les baisses de tension

IV.6. Protection contre les surcharges et court-circuit

Conformément à la norme NFC 15-100 un appareil (disjoncteur ou fusible) assurera correctement la protection d'un câble contre les surintensités s'il est choisi de telle sorte que :

$$I_e \leq I_r \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45 I_z$$

$$I_{cc} \leq pdc$$

Avec :

I_e : intensité de service

I_r : intensité de réglage (ou calibre de l'appareil de protection)

I_z : intensité admissible dans le câble

I_f : intensité de fonctionnement de l'appareil de protection

I_{cc} : intensité de court-circuit triphasée au point d'installation de l'appareil de protection

Pdc: pouvoir de coupure de l'appareil de protection

IV.6.1. Protection par disjoncteur

Un disjoncteur est un interrupteur à ouverture automatique assure la protection d'une installation contre les surcharges, les courts-circuits, les défauts d'isolement par ouverture rapide du circuit en défaut. Il remplit aussi la fonction de sectionnement (isolement d'un circuit)

Les disjoncteurs sont essentiellement destinés à la protection des circuits, des transformateurs, des sources d'énergie, des couplages entre différents circuits, etc.

IV.6.2. Les différents types de disjoncteur

On peut citer quatre types de disjoncteurs :

- Disjoncteur magnétothermique
- Disjoncteur différentiel
- Disjoncteur électrothermique
- Disjoncteur électromagnétique

IV.6.3 Principes de déclenchement :

Le type de protection assuré par le disjoncteur dépend essentiellement de la nature de déclenchement, le déclencheur permet l'ouverture des pôles du disjoncteur lors d'un défaut (court-circuit, surcharge). Il est de nature **magnétothermique** ou **électronique**. Ce dernier cas permet une plus grande précision et un réglage plus souple.

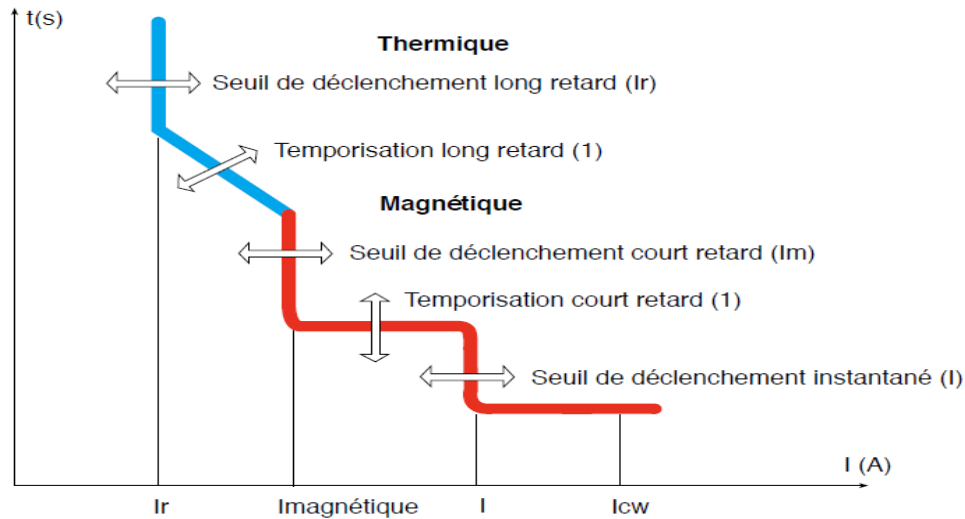


Figure IV.2. : Courbe de déclenchement électronique

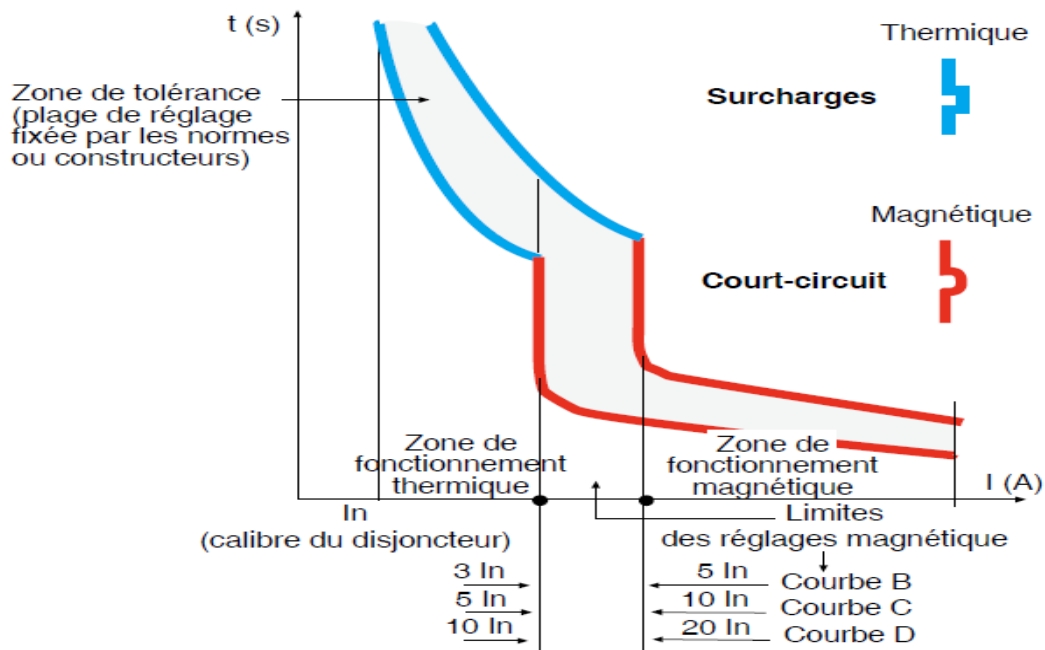


Figure IV.3 : Courbe de déclenchement magnétothermique

IV.7. Protection par fusible

IV.7.1. Définition d'un fusible

Ce sont des appareils de protection dans la fonction est d'ouvrir par fusion, un ou plusieurs parties du circuit lorsque le courant dépasse une valeur donnée pendant un temps déterminé.

IV.7.2. Choix d'un fusible

Un coupe-circuit à fusible est un appareil de protection dont la fonction est d'ouvrir une partie du circuit par un ou plusieurs de ses éléments et calibrés à cet effet lorsque le courant dépasse une valeur donnée pendant un temps déterminé

Les fusibles se caractérisent par un excellent pouvoir de coupure et sont appréciés dans le cas de court-circuit important cela grâce à leur rapidité de fusion qui fait que le courant de défaut est éliminé avant d'atteindre sa valeur maximale.

Le tableau ci-dessous donne le courant de fusion I_f d'un fusible selon son calibre.

Enfin le choix d'un fusible gL ou gf est fait de telle sorte que :

$$I_e \leq I_r \leq C \cdot I_z$$

$$PDC \geq I_{cc}$$

Avec :

$C = 0.76$	pour	$I_r \leq 10 \text{ A}$
$C = 0.83$	pour	$12 \text{ A} \leq I_r \leq 25 \text{ A}$
$C = 0.91$	pour	$I_r \geq 32 \text{ A}$

Calibre	Courant de fusion I_f	$I_f \leq 1.45 \cdot I_z$ devient
$I_r \leq 10 \text{ A}$	$1.9 I_r$	$I_r \leq 0.76 \cdot I_z$
$12 \text{ A} \leq I_r \leq 25 \text{ A}$	$1.75 I_r$	$I_r \leq 0.83 \cdot I_z$
$I_r \geq 32 \text{ A}$	$1.6 I_r$	$I_r \leq 0.91 \cdot I_z$

Tableau IV.3 : valeur des courants de fusion I_f d'un fusible gL ou gf

Les normes définissent en fonction de l'usage deux types de coupe circuit :

- ✓ Coupe circuit à fusible gf à usage domestique norme NFC 61-200 et 61-201 Tel que :
 $I_{\text{coupures}} \geq I_{cc}$
- ✓ Coupe circuit à fusible gL, gLL et aM à usage industriel

Les coupes circuits à fusibles domestiques et industriels se différencient essentiellement par leur pouvoir de coupure et leur taille. [9]

IV.7.3. Association fusible-disjoncteur

L'association fusible amont, disjoncteur aval permet de réaliser économiquement la protection des petits départ dans des installations susceptibles, lors d'un défaut, de développer des courants de court-circuit élevés.

Cette association impose de :

- Choisir le calibre des fusibles approprié au disjoncteur et à l'intensité de réglage des déclencheurs.
- Placer les fusibles en amont du disjoncteur.
- Ne pas mettre de fusible sur un conducteur neutre.

IV.7.4. Comparaison entre le coupe-circuit à fusible et le disjoncteur

En comparant le comportement à la coupure, des coupe-circuit à fusible et des disjoncteurs, on constate que :

- Il coupe plus sûrement et plus rapidement les efforts de courant de court-circuit alors que le disjoncteur est tributaire d'un relais qui peut ne pas fonctionner au moment voulu
- Le coupe circuit à fusible convient mal pour couper de façon sûre et précise les surintensités faible, par exemple pour protéger les machines contre les surcharges de 10 à 30 %
- On remplace parfois le disjoncteur par un fusible en série avec un interrupteur ce qui est moins onéreux si le nombre de surintensités est petit (installation à basse tension).

[10]

IV.8. Protection par relais

Les relais de protection sont des appareils qui comparent en permanence les grandeurs électriques des réseaux (courant, tension, fréquence, puissance et impédance) à des valeurs prédéterminées.

Le rôle des relais de protection est de détecter tous phénomènes anormaux pouvant se produire sur un circuit électrique, avec objectif, suivant leurs types :

- L'élimination des défauts, afin de limiter les contraintes électrique (surtension, surintensité) et les contraintes mécaniques. Ceci se fait à l'aide des relais de protection contre les défauts.
- La surveillance des grandeurs électriques du réseau pour contrôler en permanence la qualité de l'énergie fournie et assurer la protection des personnes contre les dangers de l'électricité. Ceci se fait à l'aide des relais d'exploitation ou de surveillance.

Les relais à prévoir pour assurer le bon fonctionnement de chaque unité fonctionnelle peuvent être de l'une ou de l'autre des deux familles définies ci-dessus, voire même des deux, en fonction des impératifs plus au moins contraignant du procédé.

Leurs classification se fait d'après l'élément moteur :

- Relais électromagnétique, commandé par un électro-aimant.
- Relais thermique, commandé par un bilame.
- Relais magnétothermique, commandé à la fois par un électro-aimant et par un bilame.

Il existe plusieurs relais :

- ✓ Relais à maximum de courant de phase
- ✓ Relais à maximum de courant homopolaire
- ✓ Relais directionnel de courant relais différentiel de courant
- ✓ Relais à minimum de tension
- ✓ Relais de BUCHOLZ.

En distribution électrique MT, les capteurs sont nécessaires pour fournir des valeurs de courant et de tension utilisables par les dispositifs de mesure et de protection.

IV.9. Dimensionnement des appareils de protection

La surveillance permanente des grandeurs électriques du réseau par des capteurs fiables et bien dimensionnés alimentant des relais de protection, permet un isolement rapide de la zone en défaut.

IV.9.1 Calibre du disjoncteur

Le choix du calibre du disjoncteur s'effectue à partir de la condition suivante : $I_n \geq I_b$

Avec I_n est le courant nominal du disjoncteur et I_b le courant d'emploi.

IV.9.2. Calibrage de disjoncteur de tête

Le disjoncteur de tête est choisi selon le courant nominal I_n et le courant de court-circuit I_{cc} et il est placé au premier départ de l'installation

Le calibre qui est déterminé à partir de la puissance apparente (S) du transformateur placé en amont tel que :

$$S = \sqrt{3} * U_n * I_b \quad \text{d'ou : } I_b = \frac{S}{\sqrt{3} * U_n}$$

$$\text{AN: } I_b = 1259.67 \text{ A}$$

Le pouvoir de coupure est déterminé en fonction du courant de court-circuit établi tel que:

$$I_{cc} = 19.76 \text{ kA}$$

Selon la loi générale : $pdc \geq I_{cc}$

Soit $pdc = 40 \text{ kA}$

Le choix du calibre du disjoncteur à installer à partir des différents courants qui alimentent tous les récepteurs

$$\text{Exemple on a : } I_b (\text{jeux de barre}) = I_{b3} + I_{b4} + I_{b6} + I_{b8} + I_{b9} = 1149 \text{ A}$$

D'où le calibre du disjoncteur à choisir est : $I_n = 2000 \text{ A}$

IV.9.3. Calibrage des disjoncteurs de compensation :

Les matériels en amont des condensateurs sont déterminés à partir de règles d'installation et des courants absorbés par les appareils. Il faut donc connaître le courant à prendre en compte pour dimensionner ces protections.

Le calibre doit être choisi, pour permettre un réglage de la protection thermique à :

✚ 1.36* I_n pour les équipements standards

Les seuils de réglage de protection de court-circuit (magnétique) devront permettre de laisser passer les transitoires d'enclenchement :

✚ 10* I_n pour les équipements standards

Chapitre IV Dimensionnement et choix des protections

AN : pour la compensation au démarrage on a : $Q_c = 7760.58 \text{ k VAR}$

$$I_n = \frac{Q_c}{\sqrt{3} * U} = 814.65 \text{ A}$$

Seuil thermique : $I_{th} = 1.36 * I_n = 1107.92 \text{ A}$

Seuil magnétique : $I_{mag} = 10 * I_n = 8.15 \text{ kA}$

Les différents types de disjoncteurs employés sont récapitulés dans le tableau IV.5 :

N°	I _c (A)	I _{cc} (kA)	I _N (A)	Pdc(kA)	Type de disjoncteur
1-(Disj-Principal1)	1259.67	19.76	2000	40	150VCP-W40C
2-(Disj-Principal2)	1259.67	19.79	2000	40	150VCP-W40C
3-(départ BT)	52.5	19.76	1200	33	75VCP-W500
4-(départ Moteur1)	281.85	19.76	1200	33	75VCP-W500
5-(Contournement Inductance)	281.85	19.54	1200	33	75VCP-W500
6-(Compensation)	155.4	19.50	2000	40	150VCP-W40C
7-(départ mateur2)	281.85	19.76	1200	33	75VCP-W500
8-(contournement Inductance2)	281.85	19.56	1200	33	75VCP-W500
9- (Compensation démarrage)	814.65	19.51	2000	40	150VCP-W40C
10-(Départ moteur 3)	281.85	19.76	1200	33	75VCP-W500
11-(Contournement Inductance3)	281.85	19.57	1200	33	75VCP-W500
12-Départ basse tension)	52.5	19.76	1200	33	75VCP-W500

Tableau IV.4 : types de disjoncteurs employés.

IV.9.4.1. Protection mise en œuvre au niveau des moteurs HT

Protection numériques des moteurs HTA :

Les moteurs doivent être protégés essentiellement contre :

- les défauts liés à la charge entraînée (ex : surcharge, démarrage long)
- les défauts de l'alimentation (ex : baisse de tension, perte ou déséquilibre de phases)
- les défauts internes (court-circuit entre phases, défaut à la masse, échauffement).

Toutes ces protections peuvent être associées dans les relais Sepam dédiés aux applications

moteurs. Le relais Sepam est un combiné de protection numérique multifonction dédié à la protection des moteurs asynchrones en milieu industriel.

Les relais Sepam permettent de répondre aux besoins de protections des moteurs HTA. Ils intègrent les protections des plus simples aux plus complètes, figure IV.4.

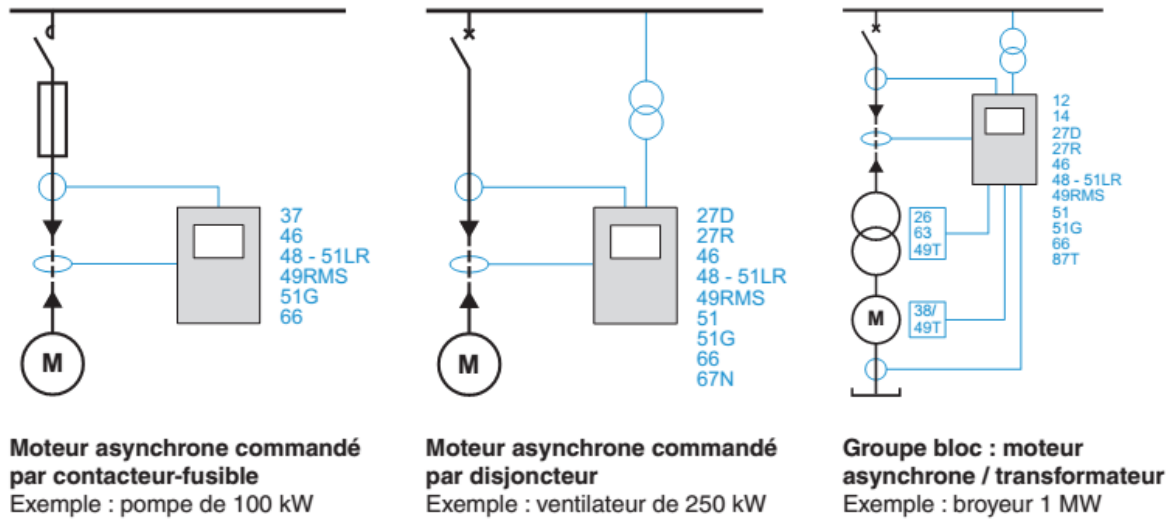


Figure IV.4 : Bloc de protection numérique pour moteurs asynchrones

Les relais sont reliés au moteur par l'intermédiaire de capteurs de tension (Transformateur de potentiel) et des capteurs de courant (transformateur d'intensité).

Selon la puissance du moteur et le type de commande, un mode de protection est préconisé. La liste des principales fonctions de protection assurée par les relais est donnée dans la figure IV.5

Les principales fonctions de protection sont indiquées dans le tableau ci-dessous, en précisant leur code selon la norme ANSI C37.2 ainsi qu'une brève définition ; le classement est fait selon l'ordre numérique.

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
12	Survitesse	Détection de survitesse des machines tournantes
14	Sous-vitesse	Détection de sous-vitesse des machines tournantes
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
24	Contrôle de flux	Contrôle de surfluxage
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
26	Thermostat	Protection contre les surcharges
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
27D	Minimum de tension directe	Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
27R	Minimum de tension rémanente	Contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle harmonique 3	Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
32P	Maximum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance active
32Q	Maximum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
37	Minimum de courant phase	Protection triphasée contre les minima de courant
37P	Minimum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance active
37Q	Minimum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
38	Surveillance de température de paliers	Protection contre les échauffements anormaux des paliers des machines tournantes
40	Perte d'excitation	Protection des machines synchrones contre défaut ou perte d'excitation
46	Maximum de composante inverse	Protection contre les déséquilibres des courants des phases
47	Maximum de tension inverse	Protection de tension inverse et détection du sens de rotation inverse de machine tournante
48 - 51LR	Démarrage trop long et blocage rotor	Protection des moteurs contre le démarrage en surcharge ou sous tension réduite, et pour charge pouvant se bloquer
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
49T	Sonde de température	Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des machines
50	Maximum de courant phase instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
50N ou 50G	Maximum de courant terre instantanée	Protection contre les défauts à la terre : 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
50V	Maximum de courant phase à retenue de tension instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
50/27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
59N	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
64REF	Différentielle de terre restreinte	Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre
64G	100 % stator générateur	Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (réseau à neutre impédant)
66	Limitation du nombre de démarrages	Protection contrôlant le nombre de démarrages des moteurs
67	Maximum de courant phase directionnelle	Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N/67NC	Maximum de courant terre directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
78	Saut de vecteur	Protection de découplage à saut de vecteur
78PS	Perte de synchronisme (pole slip)	Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
79	Réenclencheur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
81H	Maximum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement élevée
81L	Minimum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement basse
81R	Dérivée de fréquence (rocof)	Protection de découplage rapide entre deux parties de réseau
87B	Différentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
87G	Différentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
87L	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
87M	Différentielle moteur	Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
87T	Différentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur

Figure IV.5. : La liste des principales fonctions de protection assurée par les relais

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons fait un inventaire des différents équipements constituant l'ensemble de l'installation par l'exploitation du schéma unifilaire. La méthodologie de calcul des courants de court-circuit est présentée dans le cas de la moyenne tension.

Le calcul du courant de court-circuit dans les différents points à protéger associé au courant d'emploi de la charge, nous a permis de dimensionner les disjoncteurs de l'installation.

Conclusion générale

Conclusion générale

Conclusion générale

Notre travail a concerné l'étude, le dimensionnement et élaboration d'un plan de protection de la station de pompage d'hydrocarbure SEA-LINE de Bejaïa. Des visites sur site dans le cadre d'un stage pratique au niveau de l'entreprise nous ont permis de recueillir les différentes caractéristiques du matériel existant.

On a commencé par la présentation de l'entreprise et des différents équipements électriques la constituant. Suivi d'une analyse des défauts susceptibles de se développer dans les moteurs HT.

Dans notre étude nous avons passé en revue toutes les étapes nécessaires au dimensionnement des protections. Cette étude nous a permis aussi de maîtriser la méthodologie du calcul du bilan de puissance, d'acquérir des connaissances dans les techniques de dimensionnement des installations électriques et aussi des techniques de protection des équipements électrique.

L'inventaire des différents équipements de l'installation a permis un calcul minutieux de toutes les puissances mises en jeu dans le processus de pompage et ainsi la réalisation d'un bilan de puissance et un calcul de la puissance de compensation est effectué dans le but d'améliorer le facteur de puissance de l'installation,

Le calcul des courants de court-circuit associé à un bilan de puissance a permis le choix et le dimensionnement des équipements de protection de l'installation.

Bibliographie

- [1] **J.REPERANT**, « réseau électrique industriel, ingénierie », cahier technique N° D5022, édition 2002.
- [2] **Siemens S.A** : solution and service, « la connaissance de l'intensité du court-circuit aux différent point de l'installation »
- [3] Schneider Electric, catalogue de distribution électrique 2002.
- [4] Schneider Electric, puissance d'une installation.
- [5] Legrand, Coffrets, armoires de distribution, protection et mesure.
- [6] cahier technique N° 178, le schéma IT des liaisons à la terre BT.
- [7] B. de **Metz-Noblat**, **F. Dumas**, **C.Poulain** « calcul des courants de court-circuit »
- [8] **B.AZZOUG**, « projet de fin d'étude ; Etude et redimensionnement des systèmes de protection des personnes et des matériels de l'unité CEVITAL », 2003.
- [9] **S. HOCINE** et **B. DJAMEL**, « projet de fin d'étude, Etude de l'extension de l'installation électrique de chaufferie-raffinerie CEVITAL Bejaia » 2005/2006.
- [10] **M.PROAL**, « distribution basse tension et protection des personne », Edition 1985.