

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



Faculté de Technologie
Département Génie électrique

Mémoire

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Electrotechnique

Option : Machines électriques

Thème

Etude et dimensionnement d'un TGBT de l'installation forage (Cevital)

Présenté par :
HASSAINI Fayçal
HACHEMI Boubekour

Dirigé par :
Mr HAMOUDI

Année Universitaire : 2019-2020

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A vous mes chers parents

A vous mes frères et sœurs,

A vous N.CHERIFI et A. ACHATE

A vous M.ARKOUK et B.HASSAINI

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

A tout mes amis (es)

HASSAINI.F

Dédicace

Je dédie ce travail :

A vous Mes chers parents,

A vous mes chers frères et sœurs,

A mes chers amis J.HITACHI et H.ITARIANE,

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

A tout mes amis (es)

HACHEMI.B

Remerciement

Nous remercions d'abord le Dieu le tout puissant pour la santé et la patience qu'il nous a donné.

Nous exprimons notre profonde gratitude a nos parents pour tout leurs soutient et leurs encouragement.

Nous remercions aussi Mr HAMOUDI pour nous avoir dirigé et aider pendant toute la durée de réalisation de ce travail et dont les critiques et les conseils nous ont été très précieux.

Nos sincères remerciements s'adressent aux membres de jury pour avoir accepter de juger ce modeste travail.

Sommaire

Sommaire	1
Liste des tableaux	4
La liste des Figures	5
Liste des Symboles et Acronymes	6
Introduction générale	7
Chapitre 1.....	8
Dimensionnement d'une installation électrique	8
1.1 Introduction	8
1.2 Organisation générale d'une installation électrique	8
1.3 Méthodologie	8
1.4 Bilan de puissances.....	9
1.4.1 Détermination de la puissance	9
1.4.2 Puissance installée	9
1.4.3 Puissance utilisée	9
1.5 Chute de tension	9
1.5.1 Détermination des chutes de tension admissibles	9
1.5.2 Calcul de la chute de tension en ligne	10
1.5.3 Limites des chutes de tension en ligne.....	11
1.6 Détermination des sections des câbles	11
1.6.1 Calcul de la section technique.....	11
1.6.2 Calcul de la section sécuritaire.....	11
1.7 Détermination des courants de court-circuit.....	12
1.8 Détermination des calibres In des déclencheurs du disjoncteur.....	13
1.9 Les choix de dispositifs de protections d'une installation.....	13
1.10 Protection par système de liaison à la terre	13
1.11 Conclusion.....	14
Chapitre 2.....	15
Etude d'une installation électrique	15
2.1 Introduction	15
2.2 Description générale des différentes parties de l'installation	15

2.2.1	Poste de livraison (transformateur)	15
2.2.2	Caractéristiques d'une source	15
2.2.3	Sectionneur	16
2.3	Transformateur électrique	16
2.4	Source de secours.....	16
2.5	Tableau générale basse tension (TGBT).....	16
2.5.1	Architecture du réseau BT	17
2.5.2	Modes d'alimentation des tableaux BT	17
2.6	Les jeux de barre.....	18
2.7	Installation de batteries de compensation	18
2.8	Le schéma électrique unifilaire.....	19
2.9	Conclusion.....	19
Chapitre 3.....		20
Bilan de puissance et dimensionnement de l'installation.....		20
3.1	Introduction	20
3.2	Identification des différents circuits électriques	20
3.3	Calcul de la puissance installée du TGBT.....	21
3.4	La puissance d'utilisation	21
3.4.1	Puissance d'utilisation d'une charge P_{ui}	21
3.4.2	Puissance d'utilisation dans une branche P_{uj}	22
3.4.3	Calcul de la puissance d'utilisation	22
3.4.4	Détermination de facteur de puissance	23
3.5	Choix et Dimensionnement du transformateur.....	23
3.6	Compensation de l'énergie réactive	24
3.6.1	Introduction :	24
3.6.2	Le principe de la compensation	24
3.6.3	Mode de compensation	25
3.6.4	Puissance réactive à installer.....	28
3.6.5	Calcul des valeurs de capacités des condensateurs	28
3.6.6	Calcul de la puissance de compensation.....	29
3.7	Dimensionnement et choix des éléments de l'installation.....	31
3.7.1	Conditions générales.....	31
3.7.2	Caractéristiques des câbles.....	31
3.7.3	Détermination des sections des câbles	32

Détermination des courants influençant sur la section	32
3.7.4 Calcul des choix des sections des câbles en BT	33
3.8 Choix et Dimensionnement des jeux de barres	35
3.8.1 Effet thermique.....	36
3.8.2 Calcul du courant admissible maximal.....	37
L'échauffement dû au courant de court-circuit.....	37
3.9 Détermination des courants de court-circuit.....	38
Méthode générale de calcul des courants de court-circuit	38
3.10 Choix des appareils de protection	42
3.10.1 Le rôle de la protection.....	42
3.10.2 Dimensionnement de disjoncteur	42
3.11 Conclusion.....	44
Conclusion générale.....	45
Bibliographie	46
Annexe.....	48

Liste des tableaux

Tableau1. 1: Chute de tension de différents conducteurs.....	10
Tableau1. 2: Limites des chutes de tension.	11
Tableau3. 1: Identification des différents circuits électriques.....	20
Tableau3. 2: Bilan de puissance installée dans le TGBT	21
Tableau3. 3: Bilan de puissance a installé.	21
Tableau3. 4: Bilan de puissance d'utilisation de l'installation TGBT.....	22
Tableau3. 5: Facteur de puissance du TGBT.....	23
Tableau3. 6: Choix du transformateur.	23
Tableau3. 7: Caractéristique de transformateur choisi.	24
Tableau3. 8: Les puissances réactives fournis par les batteries de compensation.	30
Tableau3. 9: Types de compensation de l'énergie réactifs.	30
Tableau3. 10: valeur de section en fonction de l'échauffement.	34
Tableau3. 11: valeurs des sections calculées par rapport à la chute de tension.	35
Tableau3. 12: les valeurs de K6 en fonction du nombre de barres n par phase.....	37
Tableau3. 13: Disposition d'un réseau de distribution.	39
Tableau3. 14: calcul de courant de court-circuit dans les différents niveaux de l'installation. ...	41
Tableau3. 15: résultats de calcul des courants de court-circuit dans les différents départs.	41
Tableau3. 16: Le choix des disjoncteurs des différents départs.....	43

La liste des Figures

Figure 1. 1: Organisation générale d'une installation électrique.....	8
Figure 2. 1: Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation.	17
Figure 2. 2: Alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage.	18
Figure3. 1: Compensation global.....	25
Figure3. 2: Compensation partielle.....	26
Figure3. 3: Compensation locale	27
Figure3. 4: triangle de puissance.....	28
Figure3. 5: Constitution d'un câble.....	32

Liste des Symboles et Acronymes

Symboles	Acronymes
U	Tension composée en triphasée
V	Tension simple
P	Puissance absorbée
Q	Puissance réactive
S	Puissance apparent
I_e	Courant d'emploi
I_{ad}	Courant admissible intensité
I_f	Courant fictif
S_j	La section selon l'échauffement
S_z	La section selon la chute de tension
U_{cc}	La tension de court-circuit
Z_t	Impédance totale
R	La résistance
X	La réactance
U_n	Tension nominal
I_n	Courant nominale
θ_n	Température ambiante
t_k	Courant de court-circuit de courte durée
Δ	Masse volumique
I_{cc}	Courant de court-circuit
K	Facteur de correction
C	Capacité du conducteur
W	Pulsation des tensions
SLT	Schéma de liaison à terre
TGBT	Tableau basse tension
MT	Moyenne tension
BT	Basse tension
P_u	Puissance utilisation
P_u	Puissance dans une branche
P_{it}	Puissance installée
S_s	Section de sécurité
ΔU	Chute de tension
Pdc	Pouvoir de coupure

Introduction générale

Le développement économique, social et industriel dans la société actuelle a contribué à une augmentation de la consommation de l'énergie électrique, qui a pour conséquence, un accroissement de puissances à générer, à distribuer. Par conséquent, les réseaux d'énergie électrique deviennent de plus grands et compliqués, D'où l'intérêt permanent de chercher les moyens adéquats pour une exploitation efficace et économique.

Les réseaux électriques sont des éléments-clés pour assurer une alimentation fiable et de qualité en énergie électrique, ils doivent en conséquence faire l'objet d'études approfondies, pour assurer la compatibilité avec un fonctionnement sûr et fiable des systèmes électriques pour cette raison, le progrès technique nécessite le développement de tout ce qui est lié avec le processus de production, telle que la protection des personnes et des matériels dans les installations électriques.

Vu que l'exploitations et développement de l'unité de forage (Cevital) et dans l'objectif d'une rénovation d'un TGBT, une étude et une révision de réseau d'alimentation en énergie électrique s'unité suivante les nouvelles charges installées s'imposent. Notre travail consiste à faire un dimensionnement et restructuration du nouveau TGBT qui alimentent cette installation.

Le travail est composé de trois chapitres. Dans le premier chapitre, il s'agit de présenter les généralités sur les installations électriques industrielles et la méthodologie à suivre pour le dimensionnement des installations électriques.

Le deuxième chapitre consacré à l'étude d'une installation électrique et l'identification des différents circuits au niveau de TGBT.

Le troisième chapitre est consacré au bilan de puissance et dimensionnement de l'installation, la reconfiguration de l'installation et une méthode de compensation de l'énergie réactive sera proposée afin de relever le facteur de puissance de l'installation et aussi les sections des câbles, et court-circuit, les chutes de tension et les disjoncteurs installer dans tous les circuits.

Enfin, une conclusion générale qui clôturera nos travaux.

Chapitre 1

Dimensionnement d'une installation électrique

1.1 Introduction

Dans ce chapitre nous illustrons les différentes étapes à suivre pour dimensionner une installation électrique basse tension, qui nécessite une détermination précise des canalisations et leurs protections électriques. En note l'installation doit assurer la protection des biens et des personnes sans nuire au bon fonctionnement.

1.2 Organisation générale d'une installation électrique

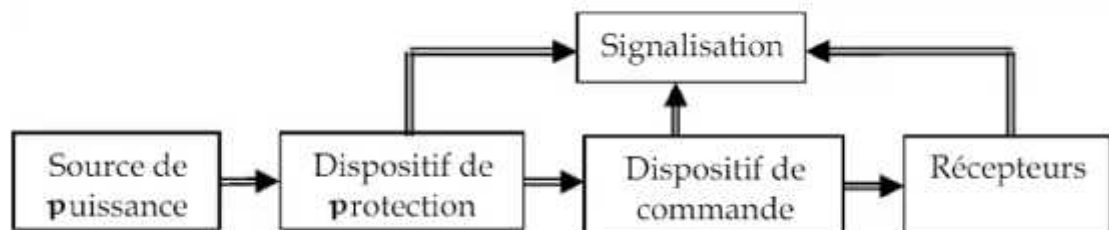


Figure 1. 1: Organisation générale d'une installation électrique.

- La source de puissance peut être alternative ou continue
- On distingue comme dispositif de protection, le fusible, le disjoncteur, ... etc.
- L'appareillage de commande comprend le contacteur, le relais, commutateur ... etc.
- La signalisation peut être lumineuse, sonore, ... etc.

1.3 Méthodologie

L'étude d'une installation électrique se fait méthodiquement en respectant étape suivantes:

- Détermination des bilans de puissance ;
- Détermination des sections des conducteurs ;
- Détermination des chutes de tension ;
- Détermination des courants de court-circuit ;
- Détermination des calibres In des déclencheurs des disjoncteurs ;
- Choix des dispositifs de protection électrique d'une installation ;

1.4 Bilan de puissances

Le bilan de puissance est un outil qui va permettre de dimensionner l'installation à partir de la définition des récepteurs. C'est la première étape de l'étude de conception d'un réseau électrique. [1]

1.4.1 Détermination de la puissance

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. [2]

1.4.2 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]

1.4.3 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: [4]

- Facteur d'utilisation (K_u) : Dans une installation électrique, ce facteur peut être estimé en moyenne à 0.75 pour les moteurs, et 1 pour l'éclairage. [5]
- Facteur de simultanéité (k_s) : Les normes NF C 14-100, NF C 63-410 et le guide UTEC 15-105 donnent cependant des indications sur ce facteur selon le nombre de récepteur et selon l'utilisation (voir les tableaux 1 et 2 dans l'annexe).
- Facteur d'extension (k_e) : Le coefficient varie de 1 à 1,5

1.5 Chute de tension

1.5.1 Détermination des chutes de tension admissibles

L'impédance d'un câble est faible mais non nulle, lorsqu'elle est traversée par le courant de service, il y a une chute de tension entre son origine et son extrémité. La bonne marche des récepteurs étant conditionné par la valeur de la

tension à leurs bornes, il est nécessaire de limiter cette chute de tension [6]. Le tableau 1.1 donne les formules usuelles qui permettent de calculer la chute de tension dans un circuit donnée.

Tableau1. 1: Chute de tension de différents conducteurs.

Type de Distribution	Nature de la chute de tension	Chute de tension (V)	Chute de tension en (%)
Mono phase Biphasé	Entre phase	$\Delta U = 2I_L \times L(r \cos \varphi + x \sin \varphi)$	$100 \times \frac{\Delta U}{U_n}$
	Entre phase et Neutre	$\Delta U = 2I_L \times L(r \cos \varphi + x \sin \varphi)$	$100 \times \frac{\Delta U}{V_n}$
Triphasé équilibré	Avec ou sans neutre	$\Delta U = \sqrt{3}I_L \times L(r \cos \varphi + x \sin \varphi)$	$100 \times \frac{\Delta U}{U_n}$

- $r = \rho / S$; $x = \lambda$
- r : résistance linéique par unité de longueur des câbles (Ω/km).
- x : réactance linéique par unité de longueur des câbles (Ω/km).
- S : section du câble.
- L : longueur du conducteur.
- V_n : tension simple.
- U_n : tension composé.
- ρ : Résistivité du câble [$\text{m}\Omega \cdot \text{m}^2/\text{m}$].
- λ : réactance linéaire [$\text{m}\Omega/\text{m}$] ; $\lambda = 0.08 \text{ m}\Omega/\text{m}$ (voir le tableau 3 dans l'annexe)

1.5.2 Calcul de la chute de tension en ligne

La chute de tension en ligne en régime permanent est à prendre en compte pour l'utilisation du récepteur dans des conditions normales.

Les tableaux N°(4,5) dans l'annexe donne la chute de tension en pourcent(%) pour une longueur de 100 m de câble, d'une installation 400 V/50 Hz triphasé, en fonction de la section du câble et du courant véhiculé, ces valeurs sont données pour les deux facteurs de puissance de 0.85 et 1 ($\cos(\varphi) = 0.85, \cos(\varphi) = 1$).

Pour des longueurs de câble différentes de 100 m ; il suffit d'appliqué au résultat le coefficient $L/100$. [6]

1.5.3 Limites des chutes de tension en ligne

La norme NF C 15-100 impose que la chute de tension entre l'origine de l'installation BT et tout point d'utilisation n'excède pas les valeurs données Tableau 1.2, [6].

Tableau1. 2: Limites des chutes de tension.

Type de l'installation	Eclairage	Autre usage
Abonné alimenté par le réseau BT de distribution publique	3 %	5 %
Abonné propriétaire de son poste HTA/BT	6 %	8 %

1.6 Détermination des sections des câbles [7]

La détermination de la section d'un câble se fait selon les deux critères suivants :

1.6.1 Calcul de la section technique

Consiste à déterminer quelle est la plus petite section normalisée appartenant au type de câble choisi qui satisfait simultanément les trois conditions suivantes : Echauffement normal, Chute de tension, Surcharge due au court-circuit

1.6.2 Calcul de la section sécuritaire

Elle intervient lors des défauts doubles dans le cas du régime du neutre IT, et Pour obtenir la section des conducteurs de phase, il faut:

- Déterminer une lettre de sélection qui dépend du conducteur utiliser et de son mode de pose, (Voir le tableau 6 dans l'annexe).
- Déterminer un coefficient K qui caractérise l'influence des différentes conditions d'installation. Ce coefficient K s'obtient en multipliant les facteurs de correction, K_1 , K_2 , K_3 , K_N et K_S

Les tableaux (N°7;N°8;N°9;N°10) dans l'annexe permettent de déterminer la section des conducteurs de phase d'un circuit. Et ils ne sont utilisables que pour des canalisations non enterrées et protégées par disjoncteur.

1.7 Détermination des courants de court-circuit

Un courant de court-circuit est un courant provoqué par un défaut d'impédance négligeable entre des points d'installation présentant une différence de potentiel. On distingue deux niveaux de court-circuit: le courant maximal de court-circuit, le courant minimal de court-circuit. [8] [9]

Méthode de calcul des courants de court-circuit

Pour ce calcul, 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, noté I_{cc} . Le calcul du courant de court-circuit se fait au niveau des éléments suivants : [10]

- Le réseau amont ;
- Le/les transformateurs ;
- Le/les disjoncteurs ;
- Les câbles, les jeux de barre, les canalisations préfabriquées.
- Les récepteurs (moteurs, pompes,...)

La valeur de l'intensité de courant de court-circuit triphasé est tirée de la relation générale :

$$U = \sqrt{3} \cdot Z \cdot I$$

Soit:

$$I_c = \frac{m \cdot c \cdot U_c}{\sqrt{3} \cdot Z_T} \text{ kA}$$

Où :

- U_0 : tension entre phase à vide au secondaire du transformateur(v) ;
- Z_T : impédance totale par phase en amont du défaut
- m: facteur de charge à vide = 1.05
- c: facteur de tension = 1.05

Le courant de l'intensité de court-circuit passe donc, par la détermination de l'impédance totale Z_T , de court-circuit. Elle est formée des éléments résistants et des éléments inductifs du réseau, Soit :

$$Z_T = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n R\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n X\right)^2}$$

1.8 Détermination des calibres In des déclencheurs du disjoncteur

Le calibre du disjoncteur est choisi en fonction de la section des canalisations qu'il protège ces canalisations sont définies à partir du courant d'emploi des récepteurs, ce courant d'emploi est: [6]

- soit fourni directement par le constructeur
- soit calculé simplement à partir de la puissance nominale et de la tension d'utilisation souvent le calibre du disjoncteur peut être choisi immédiatement supérieur au courant d'emploi dans la liste des calibres existants.

1.9 Les choix de dispositifs de protections d'une installation

Le choix d'un disjoncteur doit se faire en fonction : [10]

- Des caractéristiques du réseau sur lequel il est installé.
- De la continuité de service.
- Des diverses règles de protection à respecter.

On peut citer quatre types de disjoncteur [11]

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

1.10 Protection par système de liaison à la terre

Les schémas des liaisons à la terre (SLT) sont appelés aussi régimes de neutre d'une installation BT. Ils caractérisent le mode de raccordement à la terre du neutre du secondaire du transformateur MT/BT ou de la source et les moyens de mise à la terre des masses de l'installation. [10]

Conformément aux normes CEI 60364 et NFC 15-100 des régimes du neutre l'identification des types de schémas est définie au moyen de deux lettres : [5]

- La première lettre, désigne la situation du neutre du transformateur par rapport à la terre.

- La deuxième lettre, désigne la situation des masses par rapport à la terre.

La combinaison de ces deux lettres donne trois configurations possibles :

- TT : neutre du transformateur à la terre et les masses sont reliées à la terre par l'intermédiaire d'un PE.
- TN : neutre du transformateur à la terre et les masses sont reliées au neutre par l'intermédiaire d'un PE.
- IT : neutre du transformateur isolé ou relié à la terre à travers une impédance de forte valeur et les masses sont reliées à la terre par l'intermédiaire d'un PE.
- Le schéma TN, selon les normes CEI 60364 et NF C 15-100, comporte plusieurs sous schémas :
 -) TN-C : si les conducteurs du neutre N et du PE sont confondus (PEN).
 -) TN-S : si les conducteurs du neutre N et du PE sont séparés.

1.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un récapitulatif des étapes à suivre afin d'aboutir à une installation assurant la protection de la différente partie en connaissant les courants de court-circuit et la protection des personnes en exploitant les disjoncteurs et les schémas de liaison à la terre.

Chapitre 2

Etude d'une installation électrique

2.1 Introduction

Les réseaux électriques industriels sont le prolongement naturel du réseau de distribution auquel ils sont raccordés et qui assurent l'alimentation en énergie électrique du site industriel.

Avant d'aborder notre travail, proprement dit, nous avons jugé utile de décrire et présenter, brièvement, le mode de distribution de l'énergie électrique, l'identification des différents circuits électriques, ainsi que les descriptions de différentes parties de l'installation électrique existante dans le groupe Cevital (forage l'Akseur). Cette partie nous permettra de présenter toutes les caractéristiques de cette installation et par voie de conséquence les origines des quelques anomalies d'exploitation que rencontre l'usine.

2.2 Description générale des différentes parties de l'installation :

L'installation est composée de poste de livraison MT/BT (transformateur, cellule, jeu de barre), de câbles, de tableaux de distribution TGBT, de sectionneurs, de batteries de compensation d'énergie électrique, d'onduleurs, des transformateurs d'isolement, de charges électriques (moteurs, résistances de chauffage, éclairage....etc) et enfin de dispositifs de commande et protection.

2.2.1 Poste de livraison (transformateur)

Pour assurer son alimentation énergie électrique, l'Entreprise dispose d'un poste de livraison (MT/BT), qui est constitué d'une cellule d'arrivée du réseau SONEGAS, et d'un transformateur MT/BT.

2.2.2 Caractéristiques d'une source [12]

Ce type des postes HTA/BT sont caractérisé par :

- Les tensions d'entrées sont : 10 ou 30 kV,
- Les tensions de sortie (utilisation) sont : 230/ 400 V,
- Courant nominal est I_n (A)
- Section du câble d'alimentation en mm^2 ,
- Puissance apparente S en (kVA)

- Mode d'alimentation :
 - ✓ Souterrain : Coupure d'artère,
 - ✓ Aérien : Dérivation.
- Une cellule de protection générale par disjoncteur HTA,
- Une cellule de comptage de l'énergie (tension et courant),
- Tableau générale basse tension (TGBT).

2.2.3 Sectionneur [13]

Parmi les constituants classiques d'appareillage, seuls les sectionneurs échappent à la contrainte d'avoir à dominer un arc de coupure ou de fermeture. Ils sont en effet prévus pour ouvrir ou fermer les circuits lorsque ces derniers ne sont parcourus par aucun courant.

Ce sont, avant tout, des organes de sécurité chargés d'isoler, par rapport au reste du réseau, un ensemble de circuits, un appareil, une section de ligne ou de câble, afin de permettre aux personnels d'exploitation d'y accéder sans danger.

2.3 Transformateur électrique [14]

Est une machine électrique permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme. Il effectue cette transformation avec un excellent rendement.

2.4 Source de secours [6]

La fonction de la source de secours est d'assurer rapidement la réalimentation d'une partie des équipements, en cas de défaillance de la source normale ou en période maintenance c'est une fonction vitale. Il est donc impératif que sa disponibilité soit totale.

2.5 Tableau générale basse tension (TGBT) [15]

Le tableau électrique c'est le point de passage indispensable de courant électrique. Il intègre les appareils qui assurent :

- La Distribution de l'énergie électrique et la protection des circuits.
- La protection des personnes.
- Le contrôle et la commande de l'installation.

2.5.1 Architecture du réseau BT [16]

Elle se traduit par un découpage en différents tableaux, coffrets, répartis géographiquement, ce qui réalise le plan de l'installation. Différentes zones sont définies ci-dessous :

- Appareillage ;
- Jeu de barre ;
- Raccordement ;
- Auxiliaires ;

Les distances d'isolement et de sécurité minimales doivent déjà être respectées.

2.5.2 Modes d'alimentation des tableaux BT [17]

Nous allons identifier les principales solutions d'alimentation d'un tableau BT, indépendamment de son emplacement dans le réseau. Le nombre de sources d'alimentation possibles et la complexité du tableau diffèrent suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation

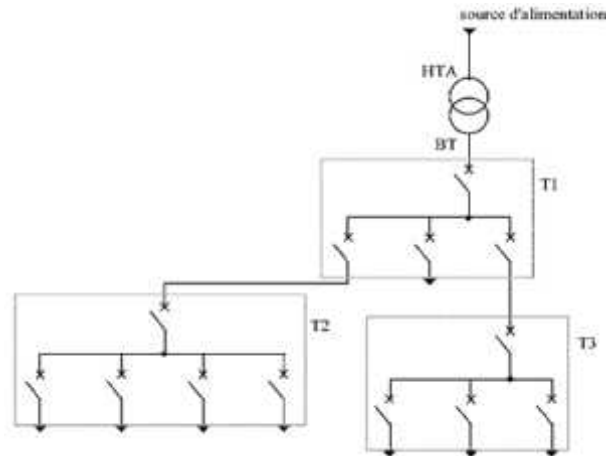


Figure 2. 1: Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation.

Les tableaux T1, T2, T3 bénéficient d'une seule source d'alimentation. Le réseau est dit de type radial arborescent.

En cas de perte de la source d'alimentation d'un tableau, celui-ci est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

L'alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage

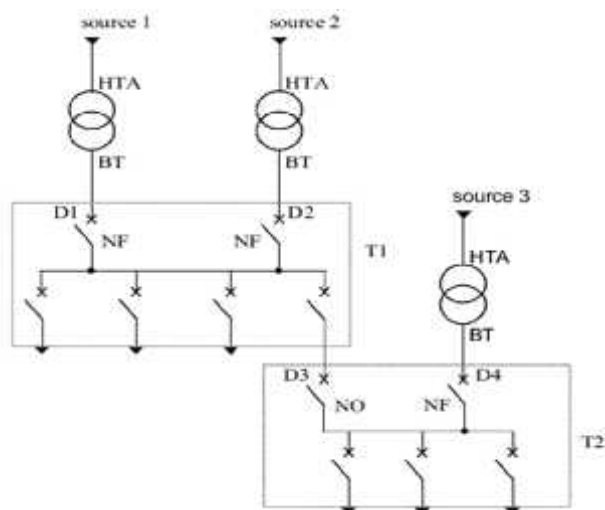


Figure 2. 2: Alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage.

Le tableau T1 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par 2 transformateurs

HTA/BT.

Fonctionnement de l'alimentation de T1 :

- les deux sources alimentent T1 en parallèle
- en fonctionnement normal, les deux disjoncteurs sont fermés (D1 et D2).

Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par un transformateur

HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT.

Fonctionnement de l'alimentation de T2 :

- une source alimente le tableau T2, la seconde assure le secours.
- en fonctionnement normal, un seul disjoncteur est fermé (D3 ou D4).

2.6 Les jeux de barre [18]

Les jeux de barre à basse tension sont destinés à assurer le transport d'énergie électrique entre élément d'une installation la fournissant (générateur, transformateur...) et la répartissant, tableaux général basse tension (TGBT).

2.7 Installation de batteries de compensation

Dans ce projet l'installation des batteries de compensation se fait dans les postes de transformation, elle reste en service de façon permanente.

Cette position permet en particulier, de tenir compte du facteur de simultanéité des récepteurs, d'où une puissance installée mieux utilisée, qui limite les intensités en ligne au niveau de la répartition de l'énergie.

Choix de type de compensation

Il existe deux types de compensation [19] :

1. Compensation fixe

On met en service l'ensemble de la batterie, dans un fonctionnement "tout ou rien". La mise en service peut être manuelle (par disjoncteur ou interrupteur), semi-automatique (Par contacteur), asservie aux bornes des moteurs. Ce type de compensation est utilisé lorsque la puissance réactive est faible (<15 % de la puissance du transformateur) et la charge relativement stable.

2. Compensation automatique ou en "gradins"

La batterie de condensateurs est fractionnée en gradins, avec possibilité de mettre en service plus ou moins de gradins, en général de façon automatique. Ce type de batterie est installé en tête de la distribution BT ou d'un secteur important. Elle permet une régulation pas à pas de l'énergie réactive. L'enclenchement et le déclenchement des gradins sont piloté par un relais var métrique.

2.8 Le schéma électrique unifilaire [20]

Le schéma électrique unifilaire peut être vu comme l'association du plan architectural électrique et du plan du tableau électrique. Il représente l'installation électrique dans son ensemble. Sur ce schéma, les dispositifs de protections - en partant de disjoncteur de branchement de l'installation- sont reliées aux applications (prises éclairages, circuits spéciaux) a l'aide d'un fil (d'où le nom unifilaire).

2.9 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons fait une description d'une installation électrique nous a permis de prendre connaissance des caractéristiques des différents éléments qui constitue une installation électrique.

Chapitre 3

Bilan de puissance et dimensionnement de l'installation

3.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons calculer la puissance installée et la puissance utilisée pour pouvoir choisir et dimensionner le transformateur adéquat, nous déterminerons le facteur de puissance et nous allons l'améliorer en compensant l'énergie réactive par des batteries de condensateurs.

Nous allons étudier les caractéristiques de chaque partie de l'installation, A cet effet, nous allons calculer les sections des câbles, les courants s'emplois, les chutes de tension et les courant de court-circuit, d'une manière a supporter et de satisfaire différentes contraintes pour le bon fonctionnement, à savoir : disponibilité, sécurité, économie et protection.

3.2 Identification des différents circuits électriques

Dans le tableau 3.1, on dénombre l'ensemble de tous les récepteurs du projet au quel on affecte des numéros de circuits. Cette affectation reste valable pour le reste du travail.

Tableau3. 1: Identification des différents circuits électriques.

Numéro	Equipement	Désignation	Nombre de pôles, tension
1	PR -AC1	Pompe réseau incendie Ancien 1	400 VAC, 3P
2	PR -JOCAC1	Pompe jockey Ancien1	400 VAC, 3P
3	PR -NV 1	Pompe réseau incendie nouveau 1	400 VAC, 3P
4	PR -JOCNV1	Pompe jockey Nouveau 1	400 VAC, 3P
5	PR -JOCNV 2	Pompe jockey Nouveau 2	400 VAC, 3P
6	L-Zone 1, 2, 3	Ligne d'éclairage Zone N°1, 2, 3	400 VAC, 4P
7	L-Zone 4, 5, 6	Ligne d'éclairage Zone N°4, 5, 6	400 VAC, 4P
8	L-Zone 7, 8, 9	Ligne d'éclairage Zone N°7, 8, 9	400 VAC, 4P
9	L-Zone 10	Ligne d'éclairage Zone N°10	400 VAC, 4P
10	ALIM-CHANT	Alimentation chantier	400 VAC, 4P
11	COF-AUX	Coffret auxiliaire poste gardiennage	400 VAC, 4P
12	DEP-RES 1	Départ de réserve N°1	400 VAC, 4P
13	DEP-RES 2	Départ de réserve N°2	400 VAC, 4P

14	DEP-RES 3	Départ de réserve N°3	400 VAC, 4P
15	DEP-RES 4	Départ de réserve N°4	400 VAC, 4P

3.3 Calcule de la puissance installée du TGBT

Les résultats des calculs sont inscrits dans le tableau 3.2.

Tableau3. 2: Bilan de puissance installée dans le TGBT

N°	Désignation	$\cos \varphi$	P_n (kW)	U_n (V)	I_n (A)	Q_n (kVar)	S_n (kVA)
1	Pompe réseau incendie ancien 1	0.89	200	400	324.354	101.123	224.111
2	pompe Jockey ancien 1	0.86	3	400	5.035	1.780	3.488
3	Pompe réseau incendie nouveau	0.88	560	400	918.512	302.256	636.363
4	Pompe Jockey nouveau 1	0.86	18.5	400	31.049	10.977	21.511
5	Pompe Jockey nouveau 2	0.86	18.5	400	31.049	10.977	21.511
6	Ligne éclairage zone N° 1, 2, 3	1	30	400	43.301	0	30
7	Ligne éclairage zone N° 4, 5, 6	1	45	400	64.952	0	45
8	Ligne éclairage zone N° 7, 8, 9	1	60	400	86.602	0	60
9	Ligne éclairage zone N° 10	1	75	400	108.253	0	75
10	Alimentation chantier	0.86	375	400	629.378	222.512	436.046
11	Coffret auxiliaire poste gardiennage	1	100	400	144.337	0	100
12	Départ de réserve N°1	0.86	375	400	629.378	222.512	436.046
13	Départ de réserve N°2	0.86	240	400	402.802	142.325	279.027
14	Départ de réserve N°3	0.86	150	400	251.752	88.953	174.392
15	Départ de réserve N°4	0.86	150	400	251.752	88.953	174.392
Total			2400		3869.79	1195.048	2681.07

Le bilan de puissance effectué donne la puissance installée suivante :

Tableau3. 3: Bilan de puissance a installé.

Charge	S (kVA)
TGBT	2681.07

3.4 La puissance d'utilisation

3.4.1 Puissance d'utilisation 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. [11]

Elle est donnée par la relation suivante :

$$P_u = K_u \times P_n$$

- P_u : Puissance d'utilisation demandée ;
- P_n : Puissance nominale ;
- K_u : Facteur d'utilisation ;

3.4.2 Puissance d'utilisation dans une branche P_{uj}

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

$$P_u = K_s \times \sum_{i=1}^n P_{ui}$$

- P_{uj} : Puissance d'utilisation 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.

$$P_{ut} = K_s \times K_e \times \sum_{j=1}^n P_{uj}$$

- P_{ut} : Puissance d'utilisation totale dans l'installation,
- K_e : Facteur d'extension

3.4.3 Calcul de la puissance d'utilisation

Tableau3. 4: Bilan de puissance d'utilisation de l'installation TGBT.

N°	K _u	P _{ui} (kW)	Q _{ui} (kVar)	S _{ui} (kVA)	P _{uj} (kW)	Q _{uj} (kVar)	S _{uj} (kVA)
1	0.75	150	75.842	168.083	90	45.505	100.849
2	0.75	2.25	1.335	2.616	1.35	0.801	1.569
3	0.75	420	226.692	477.272	252	136.015	286.363
4	0.75	13.875	8.233	16.133	8.325	4.939	9.6798
5	0.75	13.875	8.233	16.133	8.325	4.939	9.6798
6	1	30	0	30	18	0	18

7	1	45	0	45	27	0	27
8	1	60	0	60	36	0	36
9	1	75	0	75	45	0	45
10	0.75	281.25	166.884	327.034	168.75	100.1304	196.220
11	1	100	0	100	60	0	60
12	0.75	281.25	166.884	327.034	168.75	100.1304	196.220
13	0.75	180	106.744	209.270	108	64.046	125.562
14	0.75	112.5	66.715	130.794	67.5	40.029	78.476
15	0.75	112.5	66.715	130.794	67.5	40.029	78.476
TOTAL K_s= 0.6		1877.5	896.287	2080.465	1126.5	537.772	1248.279

3.4.4 Détermination de facteur de puissance

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

Le facteur de puissance d'une charge qui peut être un seul ou un ensemble de récepteurs, et donnée par le rapport : $\cos \varphi = \frac{P}{S}$

Tableau3. 5: Facteur de puissance du TGBT.

Charges	P _{uj} (kW)	S _{uj} (kVA)	$\cos \varphi$
TGBT	1126.5	1284.279	0.9

3.5 Choix et Dimensionnement du transformateur

Le réseau délivre une moyenne de tension de 30 kV, et au sein du projet la tension au niveau des récepteurs est de 400 V [21]

Après le calcul des puissances, on choisira des transformateurs de puissance normalisé dans le Tableau 3.6.

Tableau3. 6: Choix du transformateur.

Transformateur sur poteau (kVA)	25 - 50 - 100
Transformateur en cabine (kVA)	25 - 50 - 100- 160 -250 -315 - 400 -630 - 800 -
Transformateur en cabine (kVA)	1000 - 1250 - 2000 -2500 - 3150
Tension primaire (kV)	5.5 - 10 - 15 - 20 - 30
Tension secondaire (V)	230 - 400

Le choix des transformateurs se portera sur 3150 kVA.

Après avoir effectué le bilan de puissance, et le choix de transformateur nécessaire pour l'installation du forage, ce dernier porte les caractéristiques suivantes :

Tableau3. 7: Caractéristique de transformateur choisi.

Transformateur	Puissance apparente (kVA)	Tension primaire (KV)	Tension secondaire (V)	Courant primaire (A)	Courant secondaire (A)	Rapport de transformation	Tension de court-circuit en %
Transfo	3150	30	400	60.622	4546.633	0.0133	6

3.6 Compensation de l'énergie réactive

3.6.1 Introduction :

La compensation de la puissance 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)

3.6.2 Le principe de la compensation

De nombreux récepteurs consomment de la puissance réactive pour créer les champs électromagnétiques (moteurs, transformateurs, ballasts de tubes fluorescents, etc.).

Compenser la puissance réactive, c'est fournir cette puissance a la place du réseau de distribution par l'installation des batteries de condensateurs, sources de puissance Q_c , des machines tournantes de types synchrones ou asynchrone, mais actuellement (sauf exception), leur emploi a été abandonné principalement à cause de leur entretien 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 condensateur, qui peuvent être directement raccordées en BT ou MT.

Dans installation, la distance entre la TGBT et la batterie ne doit pas dépasser 15 m, ce dispositif doit être mis au plus près de la charge pour éviter que la puissance réactive ne soit appelée sur le réseau. La puissance réactive des condensateurs a 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. [22]

3.6.3 Mode de compensation

La compensation d'une installation peut être réalisée de différentes façons : [23]

Globale

La batterie est raccordée 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 (Figure 3.1).

Lorsque la charge est stable et continue, une compensation globale convient.

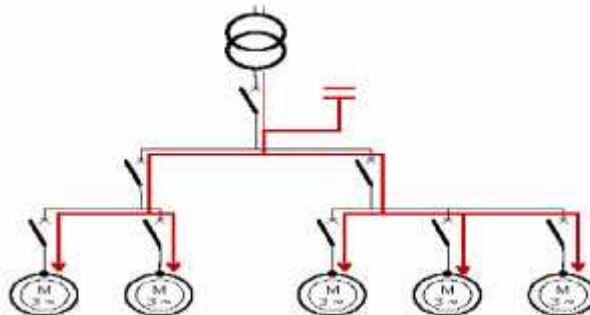


Figure3. 1: Compensation global

Avantage de ce type de compensation [11]

- La batterie est généralement mieux utilisée, que dans les autres modes de compensation
- Les manœuvres de la batterie sont encore plus faciles que celles de la compensation par secteur.
- Si la batterie est constituée de plusieurs gradins à enclenchement automatique, le suivi de la courbe de charge de toute l'installation est meilleur.

Inconvénients

- Les câbles d'alimentation de l'installation en aval de la batterie doivent être prévus pour faire transiter toute la puissance apparente.
- Un entretien périodique doit être effectué.

Partielle

La batterie est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive par atelier à un groupe de récepteurs. Une grande partie de l'installation est soulagée, en particulier les câbles d'alimentation de chaque atelier (Figure 3.2).

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

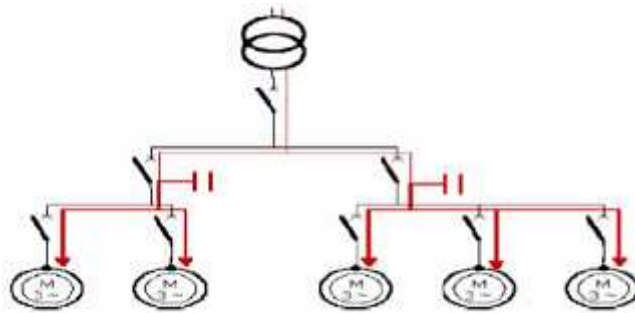


Figure3. 2: Compensation partielle.

Avantages de ce type de compensation [11]

- Le cout d'investissement est moins élevé que pour la compensation individuelle.
- Les câbles d'alimentation de l'atelier sont moins chargés.
- Comme la batterie de condensateurs a son propre organe de coupure, sa mise hors service est facile pendant la période de faible charge sur le réseau public.

Inconvénients

- Nécessite de maintenance périodique de la batterie.
- Les câbles en aval de la batterie, alimentant les appareils de l'atelier doivent être dimensionnés pour prendre en considération toute la puissance apparente demandée.
- Une protection des condensateurs de la batterie (fusible, disjoncteur...etc.) doit être prévue pour question de sécurité, ce qui augmente le cout de la batterie

Individuelle (Locale)

La batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur de type inductif. Lorsqu'elle est possible, cette compensation produit la puissance réactive à l'endroit même où est consommée et en quantité ajustée aux besoins (Figure 3.3).

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

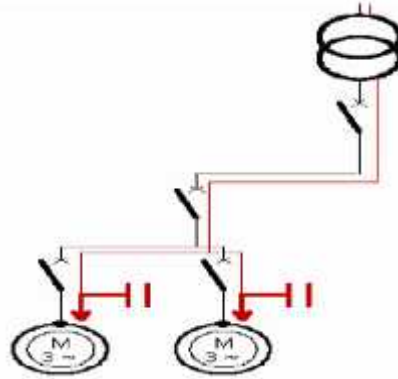


Figure3. 3: Compensation locale

Avantages de ce type de compensation [11]

- La production de la puissance réactive se fait directement à l'endroit où elle est consommée, il en résulte une diminution de la charge en courant réactif, de la puissance apparente, des pertes et des chutes de tension dans les conducteurs.
- Dans un bon nombre de cas, il n'est pas nécessaire de prévoir un interrupteur pour les condensateurs.

Inconvénients

- La compensation individuelle ne permet pas d'utiliser la puissance de condensateurs installés, quand il s'agit de récepteur qui ne sont pas souvent alimentés.
- Pour les petits récepteurs, la compensation individuelle est relativement coûteuse
- Lorsque la batterie est enclenchée, elle relève localement la tension du réseau industriel.

3.6.4 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 [23], [24]

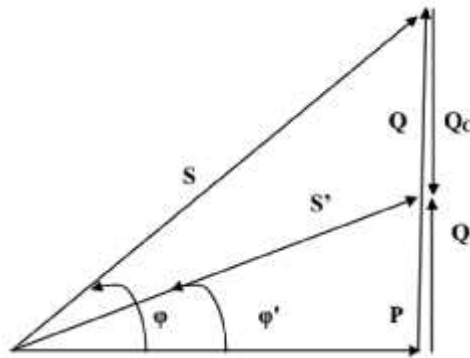


Figure3. 4: triangle de puissance.

Avant compensation :

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

Après compensation avec une Puissance réactive de compensation Q_c (en kVar) :

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

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} \quad (3.1)$$

$$\tan(\varphi) = \frac{Q}{P} \Rightarrow Q = P \times \tan(\varphi) \quad (3.2)$$

$$\tan(\varphi') = \frac{Q'}{P} \Rightarrow Q' = P \times \tan(\varphi') \quad (3.3)$$

$$Q = Q' + Q_c \quad (3.4)$$

D'où

$$Q_c = Q - Q'$$

De (3.2) et (3.3) : $Q_c = P \times (\tan \varphi - \tan \varphi')$

3.6.5 Calcul des valeurs de capacités des condensateurs

En monophasé

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

$$Q_c = C \times W \times V^2 \quad (3.5)$$

En triphasé

Dans ce cas il existe deux façons pour monter les condensateurs :

Montage triangle

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

$$Q_c = 3 \times C_e \times W \times U^2 \quad (3.6)$$

$$C_e = \frac{m}{n} \times C \quad (3.7)$$

- 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

Montage étoile

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

$$Q_c = C \times W \times V^2 \quad (3.8)$$

Et
$$Q_{c-\Delta} = 3 \times C_e \times W \times U^2 \quad (3.9)$$

$$C_e = \frac{Q_{c-\Delta}}{3 \cdot W \cdot U^2}$$

$$\Rightarrow 3 \cdot C_e = \frac{Q_{c-\Delta}}{W \cdot U^2} \quad (3.10)$$

$$Q_{c-Y} = 3 \times C_e \times W \times V^2 = 3 \times C_e \times W \times \left(\frac{U}{\sqrt{3}}\right)^2$$

$$Q_{c-Y} = \frac{3}{3} \times C_e \times W \times U^2$$

$$C_e = \frac{Q_{c-Y}}{W \cdot U^2} \quad (3.11)$$

De (3.10) et (3.11) :
$$C_e - Y = 3 \times C_e - \Delta$$

3.6.6 Calcul de la puissance de compensation

Nous avons opté pour le mode de compensation globale qu'on trouve meilleur sur le plan d'investissement à long terme ; elle permet d'éliminer la puissance réactive qui circule en amont des batteries. La diminution du courant réactif transitant, nous permet d'avoir des sections des câbles faibles et aussi une faible chute de tension.

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

- Calcul des batteries de compensation pour le TGBT

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

- Au niveau de TGBT on a :

$$\cos(\varphi) = 0.9$$

$$\tan(\varphi) = 0.484$$

On a : $Q = 537.772 \text{ kVar}$

On considère qu'il faut relever le facteur de puissance à $\cos(\varphi') = 0.93$, ainsi $\tan(\varphi') = 0.39$;

$$Q_c = Q - Q'$$

$$Q_c = P \times (\tan(\varphi) - \tan(\varphi')) = 105.891 \text{ kVar}$$

$$Q' = Q - Q_c$$

$$Q' = 537.772 - 147.571$$

$$Q' = 390.201 \text{ kVar}$$

$$Q_{c-\Delta} = 3 \times C_e \times W \times U^2$$

$$C_e = \frac{Q_{c-\Delta}}{3 \times W \times U^2} = \frac{105.891 \times 10^3}{3 \times 314 \times 400^2} = 702.567 \mu\text{F}$$

$$C_{\Delta} = 702.567 \mu\text{F}$$

$$C_Y = 2107.701 \mu\text{F}$$

Les puissances réactives avant et après compensation et les valeurs des capacités des condensateurs pour le TGBT sont données dans le tableau 3.8 :

Tableau3. 8: Les puissances réactives fournis par les batteries de compensation.

Charge	Avant compensation				Après compensation				
	P_{uj} (kW)	Q_{uj} (kVar)	S_{uj} (kVA)	$\cos \varphi$	Q_c (kVar)	Q' (kVar)	$\cos(\varphi')$	C_{Δ} (μF)	C_Y (μF)
TGBT	1126.5	537.772	1248.279	0.9	105.891	431.881	0.93	702.567	2107.701

Vérification du type de compensation

Tableau3. 9: Types de compensation de l'énergie réactifs.

Q_c (kVar)	S_n (kVA)	Q_c/S_n (%)	Type de compensation
105.891	1248.279	8.48	Fixe

D'après nos résultats la compensation de l'installation s'effectue avec une compensation fixe.

3.7 Dimensionnement et choix des éléments de l'installation

Nous allons étudier les caractéristiques de chaque partie de l'installation, à cet effet, nous allons vérifier les sections des câbles, les courants d'emplois, les chutes de tension et les courants de court-circuit, d'une manière à supporter différentes contraintes pour le bon fonctionnement, à savoir disponibilité, sécurité et protection.

3.7.1 Conditions générales

La section d'un câble doit satisfaire aux conditions techniques suivantes :

Un échauffement normal de l'âme conductrice n'entraînant pas détérioration des propriétés isolantes des constituants de l'enveloppe et de la gaine lorsqu'elle fait transiter l'intensité admissible en régime permanent, cette condition doit prendre en compte :

- La constitution du câble
- Le mode et les conditions de pose qui limitent les échanges thermiques du câble avec l'environnement
- La température du milieu ambiant (air ou terre)

Une chute de tension au plus égale :

- Aux limites réglementaires
- Ou à l'écart accepté entre la tension disponible au départ et la tension souhaitée à l'arrivée

Une bonne tenue à une surintensité de courte durée due à un courant de court-circuit et qui se traduit par des courants intenses dans les écrans métalliques des câbles d'où une augmentation de l'échauffement et un risque de détérioration accrue.

A ces conditions s'ajoutent :

Des conditions de sécurité, protection contre les contacts indirects. [25]

3.7.2 Caractéristiques des câbles

Les câbles de basse tension qui sont utilisés dans cette installation sont de type U1000R2V multipolaire, dont les caractéristiques sont données ci-dessous selon la norme NFC 32-321 [11].

U : câble normalisé ; 1000 : tension nominale (V) ; R : conducteur isolé au polyéthylène réticulé chimiquement (PRC) ; 2 : gain épaisse de protection et V : polychlorure de vinyle

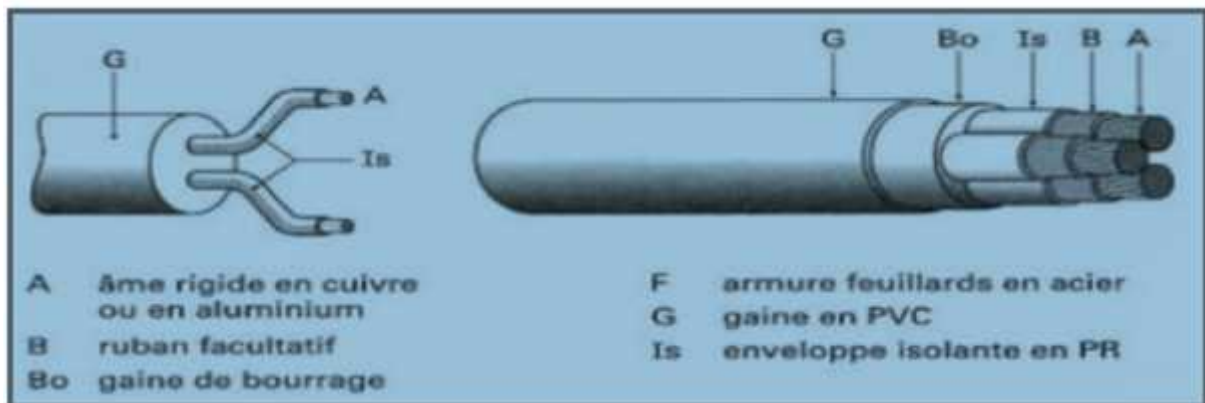


Figure3. 5: Constitution d'un câble.

Température maximale à l'âme :

- 85°C en permanence
- 250°C en court-circuit

Le PRC est peu résistant aux propagations des flammes, et interdit dans:

- Les piscines
- Les industries chimiques
- Les carrières (chocs mécaniques)
- Les industries importantes (vibration)
- Les endroits où les effets sismiques sont importants

3.7.3 Détermination des sections des câbles

Les câbles doivent assurer le transit de l'intensité du courant dans les conditions normales sans échauffement de l'âme conductrice et doivent supporter l'intensité du courant de court-circuit pendant une durée déterminée.

Détermination des courants influençant sur la section

Courant d'emploi I_e :

C'est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal.

En triphasé :

$$I_e = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

En monophasé :

$$I_e = \frac{P}{V \cdot \cos\varphi}$$

- U : tension composée en triphasée ;
- V : tension simple en monophasée ;
- P : Puissance absorbée, en tenant compte de l'ensemble des facteurs ;
- $\cos \varphi$: facteur de puissance de récepteur ;

Courant admissible I_{ad}

Le courant admissible est défini comme la valeur maximale du courant qui peut parcourir en permanence un conducteur, dans des conditions données, sans que la température en régime permanent soit supérieure à une valeur spécifiée. Cette définition fait apparaître que la valeur de courant admissible dépend essentiellement des facteurs suivants :

- La température maximale admissible en régime permanent ;
- Les conditions d'installation ;

Le courant admissible par âme conductrice d'un câble est donné par expression :

$$I_a \geq \frac{I_e}{K}$$

Courant fictif I_f

Le calcul du courant fictif I_f est nécessaire pour déterminer la section du câble, ce courant est une correction maximale de courant d'emploi, réellement transit dans le câble suivant l'expression :

$$I_f = \frac{I_e}{K} \leq I_a$$

K: facteur de correction tenant compte de condition d'exploitation du câble

3.7.4 Calcul des choix des sections des câbles en BT

La détermination de la section d'un câble se fait selon les critères suivants :

- Calcul de la section technique
- Calcul de la section économique

Section technique

Est déterminée selon les trois conditions suivantes :

Calcul de la section selon l'échauffement S_j

On a :

$$I_f = \frac{I_e}{K} = \frac{I_e}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_n \cdot k_s}$$

$$I_f = \frac{3869.79}{1 \times 0.78 \times 0.91 \times 0.84 \times 1} = 6490.41 \text{ A}$$

Le courant admissible correspondant au courant fictif (I_f) et les sections S_j sont choisis à partir du tableau N° 10 dans l'annexe.

Les résultats obtenus pour chacun circuit sont résumés dans le tableau 3.10.

Tableau3. 10: valeur de section en fonction de l'échauffement.

Equipements N°	I_n (A)	K	I_f (A)	I_{ad} (A)	S_j (mm ²)
1	324.354	0.59	549.752	2*298	2*95
2	5.035	0.59	8.534	23	1.5.
3	918.512	0.59	1556.8	2*868	2*500
4	31.049	0.59	52.625	54	6
5	31.049	0.59	52.625	54	6
6	43.301	0.59	73.392	75	10
7	64.952	0.59	110.088	127	25
8	86.602	0.59	146.783	2*75	2*10
9	108.253	0.59	183.48	192	50
10	629.378	0.59	1066.742	2*538	2*240
11	144.337	0.59	244.639	246	70
12	629.378	0.59	1066.742	2*538	2*240
13	402.802	0.59	682.715	2*346	2*120
14	251.752	0.59	426.698	450	185
15	251.752	0.59	426.698	450	185

Calcul de la section selon la chute de tension

Vérification de la chute de tension

Exemple de calcul :

$U = 400V$; $\cos(\varphi) = 0.89$; $S_j = 95 \times 2 \text{ mm}^2$; $l = 25 \text{ m}$; $\rho = 22.5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (cu) ;

$$R = \frac{\rho \times l}{S}$$

$$R = \frac{22.5 \times 0.025}{8 \times 500} = 0.0001406 \Omega$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I_D (R \cdot \cos(\varphi) + \lambda \cdot l \cdot \sin(\varphi))$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 324.354(0.0001406 \times 0.89 + 0.08 \times 25 \times 10^{-3} \times 0.456)$$

$$\Delta U = 0.583$$

Et on pourcentage: $\frac{\Delta U}{U} \times 100 = \frac{0.5}{4} \times 100 = 0.145 \leq 6 \%$

$$S_z = 2 \times 95 \text{ mm}^2$$

La section choisie selon le critère de l'échauffement vérifie la condition de chute de tension donc la section sera retenue est de $2 \times 95 \text{ mm}^2$ par phase.

On récapitule les résultats de vérification des chutes de tension dans les différents départs dans le Tableau N° 3.11.

Tableau3. 11: valeurs des sections calculées par rapport à la chute de tension.

N°	R (Ω)	X(Ω)	cos φ	L(m)	ΔU(V)	ΔU(%)	S _j (mm ²)	S _z (mm ²)
1	1.406*10 ⁻⁴	0.002	0.89	25	0.583	0.145	2*95	2*95
2	5.625*10 ⁻⁵	0.0008	0.86	10	3.982*10 ⁻³	9.9*10 ⁻⁴	1.5	1.5
3	8.437*10 ⁻⁵	0.0012	0.88	15	1.025	0.256	2*500	2*500
4	6.187*10 ⁻⁵	0.00088	0.86	11	0.027	6.7*10 ⁻³	6	6
5	1.125*10 ⁻⁴	0.0016	0.86	30	0.049	0.01225	6	6
6	1.687*10 ⁻⁴	0.0024	1	30	0.013	3.2*10 ⁻³	10	10
7	9.562*10 ⁻⁵	0.00136	1	17	0.0107	2.6*10 ⁻³	25	25
8	8.437*10 ⁻⁵	0.0012	1	15	0.0126	3.1*10 ⁻³	2*10	2*10
9	5.625*10 ⁻⁵	0.0008	1	10	0.0105	2.6*10 ⁻³	50	50
10	1.687*10 ⁻⁴	0.0024	0.86	30	1.493	0.373	2*240	2*240
11	2.53*10 ⁻⁴	0.0036	1	45	0.063	0.015	70	70
12	2.812*10 ⁻⁴	0.004	0.86	50	2.489	0.622	2*240	2*240
13	2.7*10 ⁻⁴	0.00384	0.86	48	1.529	0.382	2*120	2*120
14	2.362*10 ⁻⁴	0.00336	0.86	42	0.8362	0.209	185	185
15	2.306*10 ⁻⁴	0.00328	0.86	41	0.816	0.204	185	185

3.8 Choix et Dimensionnement des jeux de barres

Le dimensionnement du jeu de barre se fait en tenant compte des conditions normales d'exploitation. C'est pour cela qu'il faut s'assurer que les barres résistent aux effets mécaniques, thermiques dues aux courants de court-circuit et de non - résonance de la période de vibration propre des barres avec la période du courant [26].

3.8.1 Effet thermique

La formule de MELSON et BOTH permet de définir l'intensité admissible dans un conducteur :

$$I = K \times \frac{24.9(\theta - \theta_n)^{0.6} \times S^{0.5} \times P^{0.3}}{\sqrt{\rho_{20} [1 + \alpha(\theta - 20)]}}$$

- I : Courant admissible ;
- P : périmètre d'une barre (cm);
- α : Coefficient de température de résistivité, avec $\alpha = 0.004$;
- S : section d'une barre (cm²) ;
- ρ_{20} : Résistivité du conducteur ($\mu\Omega / \text{cm}$) ;
- θ : Température du conducteur (voir le tableau N° 11 dans l'annexe) ;
- θ_n : Température ambiante ($\theta_n \leq 40$ °C) ;
- K : Coefficient de conditions, avec $K = k1 \times k2 \times k3 \times k4 \times k5 \times k6$;

k1 : est fonction du nombre de barres méplates par phase.

- 1 barre ($k1 = 1$)
- 2 ou 3 barres, voir le Tableau N°12 dans l'annexe : $k1 = 1,63$

k2 : est fonction de l'état de surface des barres :

- nues : $k2 = 1$.
- peintes: $k2 = 1,15$.

k3 : est fonction de la position des barres :

- barres sur chant : $k3 = 1$
- 1 barre à plat : $k3 = 0,95$
- Plusieurs barres à plat : $k3 = 0,75$.

k4 : est fonction de l'endroit où sont installées les barres :

- Atmosphère calme à l'intérieur : $k4 = 1$
- Atmosphère calme à l'extérieur : $k4 = 1,2$
- Barres dans une gaine non ventilée : $k4 = 0,80$

k5 : est fonction de la ventilation artificielle :

- Sans ventilation artificielle : $k5 = 1$
- Le cas avec ventilation devra être traité au cas par cas et ensuite validé par des essais.

k_6 : est fonction de la nature du courant :

- Pour un courant alternatif de fréquence ≤ 60 Hz, k_6 est en fonction du nombre de barres n par phase et de leur écartement. $k_6 = 1$

Tableau3. 12: les valeurs de K_6 en fonction du nombre de barres n par phase

N	1	2	3
k_6	1	1	0.98

3.8.2 Calcul du courant admissible maximal

Le courant admissible maximal est estimé à 120% du courant nominal qui parcourt les jeux de barres. Le courant nominal est donné par l'équation suivante :

$$I_n = \frac{S_n}{U_n \times \sqrt{3}}$$

- $S_n = 3150$ kVa
- $U_n = 400$ V
- $I_n = 4546.6$ A
- $I_a = 1.2 \times 4546.6 = 5455.7$ A

Connaissant le courant admissible, on peut choisir la section des barres directement à partir du tableau N°13 dans l'annexe.

La section obtenue est 2×2000 mm² par phase.

- Vérification :

$$I = 1.94 \times \frac{24.9 \times (90 - 40)^{0.6} \times 20^{0.5} \times 42^{0.3}}{\sqrt{1.83[1 + 0.004 \times (90 - 20)]}}$$

$$I = 6595.66 \text{ A} > I_a$$

On constate que le courant trouvé est supérieur au courant admissible, donc la section choisie vérifie la tenue thermique due au passage du courant admissible.

L'échauffement dû au courant de court-circuit

La formule suivante peut être utilisée pour calculer l'échauffement :

$$\Delta\theta_{cc} = 0.24 \times \frac{(\rho_2 \times I_{in}^2 \times t_k)}{(n \times S)^2 \times C \times \delta}$$

- θ_{cc} : échauffement dû au courant de court-circuit

- I_{th} : est le courant de court-circuit de courte durée
- t_k : durée du court-circuit de courte durée (1 à 3 s)
- δ : masse volumique du métal (cuivre : 8,9 g/cm³)
- ρ_{20} : résistivité du conducteur (cuivre : 1,83 $\mu\Omega$ /cm)
- n : nombre de barre (s) par phase
- C : chaleur spécifique du métal (cuivre : 0,091 kcal/daN°C)
- S : section d'une barre (cm²)

$$I_c = \frac{U_n}{Z_n \times \sqrt{3}}$$

$$I_c = \frac{400}{3.68 \times \sqrt{3}} = 62.75 \text{ kA}$$

Pour une durée de court-circuit $t_k = 3$ s nous aurons :

$$\Delta\theta_c = \frac{0.24 \times (1.83 \times 10^{-6} \times (62.75 \times 10^3)^2 \times 3)}{(2 \times 20)^2 \times 0.091 \times 8.9} = 4.0036 \text{ °C}$$

La température θ_{cc} du conducteur après le court-circuit sera :

$$\theta = \theta_n + (\theta - \theta_n) + \Delta\theta_c$$

$$\theta_t = 40 + (90 - 40) + 4.0036 = 94.0036 \text{ °C}$$

$\theta_m = 200$ °C (Température maximale supportable par les pièces en contact avec le jeu de barre).

$\theta_t < \theta_m$ D'où ; le jeu de barre choisi convient.

3.9 Détermination des courants de court-circuit

Méthode générale 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, noté I_{cc3} . La disposition d'un réseau de distribution de moyenne tension ou basse tension comporte toujours les éléments

- Le réseau amont
- Le ou les transformateurs
- Le ou les disjoncteurs
- Les câbles, les jeux de barres et les canalisations préfabriquées

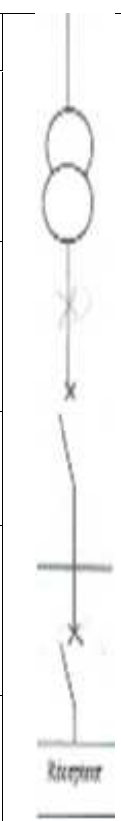
La méthode consiste à décomposer le réseau en tronçons et à calculer, pour chacun des tronçons, R et X , puis à les additionner arithmétiquement en appliquant les formules données dans le Tableau 3.13.

Le Tableau 3.14 illustre un exemple de calcul des courants de court-circuit dans les différents niveaux de l'installation.

Tableau 3. 13: Disposition d'un réseau de distribution.

partie de l'installation	schéma	Valeurs à considérer résistances (mΩ)	réactances (mΩ)
Réseau amont (1)		$R_a = 0,15 * X_a$	$Z_a = \frac{U_0^2}{S_{cc}}$ $Z_a = \sqrt{R^2 + X^2}$ S_{cc} : la puissance de court-circuit.
Transformateur		$R_t = \frac{W_c * U^2}{S^2} * 10^{-3}$ W_c = pertes cuivre (W) S = puissance apparente du transformateur (kVA)	$X_t = \sqrt{Z_t^2 - R_t^2}$ $Z = \frac{U_{cc}}{100} * \frac{U^2}{S}$ U_{cc} = tension de court-circuit du transfo (en %)
en câbles (3)		$R_3 = \rho \frac{L}{S}$ $\rho = 22.5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Cu) ou $36 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Al) L en m et S en mm^2	$X_3 = 0.09L$ (câbles uni jointifs) (mΩ) $X_3 = 0.13L$ (câbles uni espacés) (mΩ) ; L en m
en barre		$R_3 = \rho \frac{L}{S}$ $\rho = 22.5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Cu) ou $36 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Al) L en m et S en mm^2	$X_3 = 0.15L$ (mΩ) L en m
disjoncteur Rapide		R_4 négligeable	X_4 négligeable
sélectif		R_4 négligeable	$X_4 = 0.156$ (mΩ)
Moteur		$R_m = 0.2 * X_m$	$X_m = \frac{X_m \% * U_n^2}{100 * \left(\frac{P_n}{\cos \varphi * \mu} \right) * 10^3}$ U_n : tension au secondaire du transformateur. $X_m \%$: réactance des moteurs en %. P_m : puissance active des moteurs. μ : rendement des moteurs. $\cos \varphi$: facteur de puissance.

Tableau3. 14: calcul de courant de court-circuit dans les différents niveaux de l'installation.

L'installation		Caractéristique	R (mΩ)	X (mΩ)	Z _t (mΩ)	I _{cc} (kA)
Réseau amont		500 MVa	0.047	0.316	0.32	721.68
Transformateur		3150 kVa 30/0.4 kV U _{cc} = 6%	0.53	3	3.36	68.73
Gaine à barre		L= 4 m 2*2000 mm ² par phase	0.0225	0.32	3.68	62.75
Disjoncteur principale		Disjoncteur générale	0	0	-	-
Jeu de barre		En cuivre L=4.8 m 2*2000 mm ²	0.027	0.384	4.068	56.77
Câble		Câble L= 25 m 2*96 mm ²	2.96	2	7.01	32.94

On récapitule les résultats de calcul des courants de court-circuit dans les différents départs dans le Tableau 3.15 :

Tableau3. 15: résultats de calcul des courants de court-circuit dans les différents départs.

Equipement N°	R (mΩ)	X (mΩ)	Z _m (mΩ)	Z _t (mΩ)	I _{cc} (KA)
1	2.96	2	3.57	7.01	32.94
2	150	0.8	150	150.70	1.53
3	0.337	1.2	1.24	5.31	43.49
4	41.25	0.88	41.26	42.16	5.47
5	112.5	2.4	112.52	113.31	2.04
6	67.5	2.4	67.54	68.43	3.37
7	15.3	1.36	15.36	16.81	13.73
8	16.875	1.2	16.91	18.26	12.64
9	4.5	0.8	4.57	7.04	32.80
10	1.406	2.4	2.78	6.73	34.31
11	14.643	3.6	14.90	17.06	13.53
12	2.344	4	4.63	8.55	27.01
13	4.5	3.84	5.91	9.38	24.62

14	5.108	3.36	6.11	9.34	24.72
15	4.986	3.28	5.96	9.20	25.10

3.10 Choix des appareils de protection

3.10.1 Le 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 [27].

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

- Surcharges
- Conditions anormales de fonctionnement
- Fausse manœuvres
- Vieillessement et détérioration des isolants

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

- Eliminer seule la partie affectée d'un défaut
- Être rapide et préserver la stabilité du réseau et la continuité de fonctionnement
- Avoir un comportement d'autonomie
- Être fiable
- Préserver la sécurité des personnes et des biens

3.10.2 Dimensionnement de disjoncteur

a) Calibres de disjoncteur

Le choix de calibre de disjoncteur s'effectue à partir de la condition suivante [19]:

$$I_n \geq I_b$$

- I_n : le courant nominal du disjoncteur ;
- I_b : le courant d'emploi ;

b) Calibrage de disjoncteur de tête

Le disjoncteur de tête est choisi selon les caractéristiques, énumérés ci-dessus et placé au premier départ de l'installation.

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

$$S = \sqrt{3} \times U_n \times I_D \quad \text{D'où} \quad I_D = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_n}$$

$$I_D = \frac{3150000}{\sqrt{3} \times 400} = 4546.6 \text{ A}$$

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

$$I_c = 56.77 \text{ kA}$$

Selon la loi générale: $p \geq I_c$

Soit: $p = 100 \text{ kA}$

Le disjoncteur qui répond aux caractéristiques est le disjoncteur NW50H1 de calibre 5000 A et d'un p de 100 kA

c) Calibrage des disjoncteurs des récepteurs

Exemple de disjoncteur de l'élément (Pompe réseau incendie ancien1)

Le courant d'emploi est de 324.354 A et le calcul de courant de court-circuit nous a révélé un courant de 32.94 kA.

D'où le disjoncteur à choisir est NS400N de calibre nominal $I_n = 400 \text{ A}$ et d'un PDC de 45 kA

On récapitule le choix des disjoncteurs des différents départs dans le Tableau 3.16

Tableau3. 16: Le choix des disjoncteurs des différents départs.

N°	I_n (A)	I_{cc} (A)	I_n (A)	Pdc (kA)	Type de disjoncteur
1	324.354	32.94	400	45	NS400N
2	5.035	1.53	100	25	NS100N
3	918.512	43.49	1000	50	NS1000N
4	31.049	5.47	100	25	NS100N
5	31.049	2.04	100	25	NS100N
6	43.301	3.37	100	25	NS100N
7	64.952	13.73	100	25	NS100N
8	86.602	12.64	100	25	NS100N
9	108.253	32.80	160	36	NS160N

10	629.378	34.31	630	45	NS630N
11	144.337	13.53	160	36	NS160N
12	629.3787	27.01	630	45	NS630N
13	402.802	24.62	630	45	NS630N
14	251.752	24.72	400	45	NS400N
15	251.752	25.10	400	45	NS400N

3.11 Conclusion

Dans ce chapitre on a commencé d'établir le bilan de puissance ensuite on a procédé au choix et dimensionnement des câbles et des jeux de barre et leurs sections utilisées au niveau de chaque départ en respectant les caractéristiques électriques de notre installation.

Pour établir le bilan de puissance on a commencé de calculer les puissances installées, ensuite vu la complexité de recueil des données nous avons optés pour le calcul des puissances par la méthode de coefficient d'utilisation ne nécessite pas une bonne connaissance des caractéristiques des récepteurs.

D'après les résultats obtenus dans ce chapitre, nous ont permis de reconfigurer le réseau et répartir les départs nous avons constaté que l'installation électrique du forage l'Akseur (Cevital) présente un facteur de puissance moyen entraînant des pertes d'énergie importantes non exploitées. La bonne maîtrise de la puissance réactive consommé par les installations permis alors de limiter les impacts économiques ; diminuée d'une part et d'obtenir une exploitation optimale d'autre part.

Et ce qui concerne le dimensionnement des câbles nous avons calculé les courants de court-circuit qui vont permettre de faire le choix et le dimensionnement des appareils de protection.

Le dimensionnement d'une installation nécessite de nombreux calculs délicats, qui n'excluent pas l'erreur humaine lors du dimensionnement.

Conclusion générale

Notre travail a pour objectif le dimensionnement et la restructuration du tableau générale basse tension (TGBT) des installations du forage l'Akkeur (Cevital).

Dans notre étude nous avons passé en revue toutes les étapes nécessaire au dimensionnement d'un transformateur (3150 KVA), qui assurera l'alimentation en énergie électrique en plein charge notre forage.

Cette étude nous a permis aussi de maitriser la méthodologie de 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 électriques.

La résolution de problème d'extension, causé par les nouveaux projets inscrits, nous a amenée de faire un développement du réseau interne moyenne tension tout en gardant la partie de l'installation existante et ce, en se référant aux règle et normes régissant les installations électriques.

Nous avons équipé notre installation des batteries de condensateur du type fixe qui assurent une compensation de l'énergie réactive.

Enfin, on souhaite que notre travail soit pris en considération par l'entreprise et qu'il serve de base pour toute étude d'installations électriques.

Bibliographie

- [1] « Guide de l'installation électrique », Shneider Electric, Chapitre A, 2010
- [2] B.AZZOUG, Projet fin d'études, master 2 « Etude et redimensionnement des systèmes de protection des personnes et des matériels de l'unité de Cevital », 2003.
- [3] M. BOUISOUX J.MONTAGNAC, « cours de Schéma électricité », polycopie de cours, 10^{ème} Edition dunod, BORDAS, paris, 1978.
- [4] Marc SERPINET, Robert MOREL, « La sélectivité énergétique en BT », cahier technique N° 167, Schneider Electric, juin 1993.
- [5] Norme NFC 15 -100, Décembre 2002 « installation électrique à basse tension », France, décembre 2002.
- [6] « Guide de distribution basse tension », Groupe Schneider, 1998.
- [7] TRAFICABLE Pirelli, « Câbles électriques et appareillages », paris, 1983.
- [8], « Guide technique installation basse tension », Groupe ABB, 2005.
- [9] B. DE METZ-NOBLAT, F. DUMAS et C. Poulain, « Calculs des courants de court-circuit », cahier technique N° 158, Schneider Electric, 2005
- [10] « Guide de la distribution électrique basse tension et HTA », Schneider Electric, 2009.
- [11] A. BIACOTTO et P. BOYE, « La construction normalisé en électricité », tome 1, Edition AFNOR, 1985.
- [12] MM. GUELMANE et ROUSSELIN, «Le guide de l'installation électrique » fine médian, 2012.
- [13] « Appareillage électrique d'interruption HT », partie 3 denis dufornet, [D4694], Technique de l'ingénieur, 2007.
- [14] « Transformateur de courant pour la HT », Schneider Electric, cahier technique N° 164, Décembre 1992.
- [15] P.ROMANET,, « Sureté de fonctionnement et tableaux électrique BT » cahier technique N° 156 , Schneider Electric , octobre 1998.
- [16] F.HAMOUDI, « Réseau de transport et de distribution électrique », polycopie cours, UEF 13 intitulé, université de Béjaia.
- [17] SILVE ValirieE-Gérante, « manuelle technique », TGBT PROFILEEC, référence [009064], Groupe DEG, 2009, 16.11.09.

- [18] « Guide de la distribution de basse et moyenne tension », Schneider Electric, 2002.
- [19] VARSET, Varplus CAN, VARLOGIC « compensation de l'énergie réactive », 09.2014
- [20] Les plans en électricité, « Le plan unifilaire », un document réalisé par www.installation-renovation-électrique.com.
- [21] A.OUADI, projet fin d'étude, Master 2, « Etude et calcul de l'installation électrique au niveau de la raffinerie sucre Cevital », 2015.
- [22] S.Hocine et B.Djamel, Projet fin d'étude master 2, « Etude de l'extension de l'installation électrique de raffinerie Cevital », 2006.
- [23] « Catalogue distribution électrique », Schneider Electric, 2002.
- [24] MERLIN GERIN, MODICON, SQUAR D, télémeccanique « Guide de la compensation de l'énergie réactive et du filtrage des harmoniques », Guide expert basse tension N° 6.
- [25] THEODORE Wildis, GILBERT Sybille, « Electrotechnique », 4^{ème} édition de Doeck 2005.
- [26] JEAN-MARIE Beaussy , «Intensité admissible dans les jeux de barre », 2009.
- [27] Simens S.A, Solution and services « La connaissance de l'intensité de court-circuit aux différents point de l'installation ».

Annexe

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

Tableau N° 1 : Facteur de simultanéité selon le nombre de récepteurs

Utilisation	Facteurs de simultanéité KS
Eclairage, conditionnement d'air	1
Chauffage électrique, chauffe d'eau	1
Prise de courant (n : nombre de prise de courant alimenter par le même circuit)	0,1 + (0,9/n)Si n<6 0,6.....Si n>6
Moteur électrique	0.75

Tableau N° 2 : Facteur de simultanéité selon l'utilisation

	λ
Câbles multiconducteurs ou Câbles monoconducteurs en trèfle	0,08
Câbles monoconducteurs jointifs en nappe	0,09
Câbles monoconducteurs espacés	0,13

Tableau N° 3: Réactance linéique des conducteurs (λ) en m Ω /m

cos φ = 0,85																													
S (mm ²)	cuivre														aluminium														
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	
1	0,6	0,4																											
2	1,1	0,6	0,4																										
3	1,5	1	0,6	0,4													0,4												
5	2,6	1,6	1	0,6	0,4												0,6	0,4											
10	5,3	3,2	2	1,4	0,8	0,5											1,3	0,8	0,5										
16	8,4	5	3,2	2,2	1,4	0,8	0,5										2,1	1,3	0,8	0,6									
20		6,3	4	2,6	1,6	1	0,6										2,5	1,6	1,1	0,7	0,5								
25		7,9	5	3,3	2	1,3	0,8	0,6									3,2	2	1,3	0,9	0,6	0,5							
32			6,3	4,2	2,6	1,6	1,1	0,8	0,5								4,1	2,6	1,6	1,2	0,9	0,6	0,5						
40			7,9	5,3	3,2	2,1	1,4	1	0,7	0,5							5,1	3,2	2,1	1,5	1,1	0,8	0,6	0,5					
50				5,7	4,1	2,5	1,8	1,2	0,9	0,6	0,5						6,4	4,1	2,6	1,9	1,4	1	0,7	0,6	0,5				
63				8,4	5	3,2	2,1	1,5	1,1	0,8	0,6						8	5	3,2	2,3	1,7	1,3	0,9	0,8	0,6				
70					6,4	4,5	2,8	1,7	1,3	0,9	0,7	0,5					6,6	4,6	2,8	1,9	1,4	1,1	0,8	0,7					
80					6,4	4,1	2,6	1,9	1,4	1	0,8	0,6	0,5				6,4	4,1	3	2,2	1,5	1,2	1	0,8					
100					8	5	3,3	2,4	1,7	1,3	1	0,8	0,7	0,65				5,2	3,8	2,7	2	1,5	1,3	1	0,95				
125					4,4	4,1	3,1	2,2	1,6	1,3	1	0,9	0,21	0,76				6,5	4,7	3,3	2,4	1,9	1,5	1,3	1,2	0,95			
160						5,3	3,9	2,8	2,1	1,6	1,4	1,1	1	0,97	0,77				6	4,3	3,2	2,4	2	1,6	1,52	1,2	1		
200						6,4	4,9	3,5	2,6	2	1,6	1,4	1,3	1,22	0,90					5,6	4	3	2,4	2	1,8	1,53	1,3		
250							6	4,3	3,2	2,5	2,1	1,7	1,6	1,53	1,2					6,6	5	3,8	3,1	2,5	2,4	1,9	1,6		
320								5,6	4,1	3,2	2,6	2,3	2,1	1,95	1,54						6,3	4,8	3,9	3,2	3	2,5	2,1		
400								6,9	5,1	4	3,3	2,8	2,6	2,44	1,92							5,9	4,9	4,1	3,8	3	2,6		
500									6,5	5	4,1	3,5	3,2	3	2,4								6,1	5	4,7	3,8	3,3		

Tableau N° 4 : Chute de tension en % dans 100 m de câble, cosφ = 0.85

cos φ = 1																													
S (mm ²)	cuivre														aluminium														
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	
1	0,6	0,4																											
2	1,3	0,7	0,5																										
3	1,9	1,1	0,7	0,5													0,5												
5	3,1	1,9	1,2	0,8	0,5												0,7	0,5											
10	6,1	3,7	2,3	1,5	0,9	0,5											1,4	0,9	0,6										
16	10,7	5,9	3,7	2,4	1,4	0,8	0,5										2,0	1,4	1	0,7									
20		7,4	4,6	3,1	1,9	1,2	0,7										3	1,9	1,2	0,8	0,6								
25			9,3	5,6	3,9	2,3	1,4	0,9	0,6								3,7	2,3	1,4	1,1	0,7	0,5							
32				7,4	5	3	1,9	1,2	0,8	0,6							4,8	3	1,9	1,4	1	0,7	0,5						
40				9,3	6,1	3,7	2,3	1,4	1,1	0,7	0,5						5,9	3,7	2,3	1,7	1,2	0,8	0,6	0,5					
50					7,7	4,9	2,9	1,9	1,4	0,9	0,6	0,5					7,4	4,9	3	2,1	1,4	1,1	0,8	0,6	0,5				
63					9,7	5,9	3,6	2,3	1,6	1,2	0,8	0,6					8	5,3	3,7	2,7	1,9	1,4	1	0,8	0,7	0,6			
70						6,5	4,1	2,6	1,9	1,3	0,9	0,7	0,5				6,5	4,1	3	2,1	1,4	1,1	0,9	0,8	0,7				
80						7,4	4,6	3	2,1	1,4	1,1	0,8	0,6	0,5			7,4	4,6	3,4	2,3	1,7	1,3	1	0,9	0,8	0,6			
100						9,3	5,8	3,7	2,6	1,9	1,4	1	0,8	0,7	0,6			5,8	4,2	3	2,1	1,5	1,3	1,2	1	0,8	0,6		
125							7,2	4,8	3,3	2,3	1,6	1,2	1	0,9	0,7	0,6			7,4	5,3	3,7	2,6	2	1,5	1,4	1,3	1	0,8	
160								5,9	4,2	3	2,1	1,5	1,3	1,2	1	0,8	0,6			6,8	4,8	3,4	2,5	2	1,8	1,6	1,3	1,1	
200									7,4	5,3	3,7	2,6	2	1,5	1,4	1,3	1,2				5,9	4,2	3,2	2,4	2,3	2	1,6	1,4	
250										6,7	4,6	3,3	2,4	1,9	1,7	1,4	1,2	0,9				7,4	5,3	3,9	3,1	2,8	2,5	2	1,6
320											5,9	4,2	3,2	2,4	2,3	1,9	1,5	1,2				6,8	5	4	3,6	3,2	2,8	2	1,6
400											7,4	5,3	3,9	3,1	2,8	2,3	1,9	1,4					6,2	5	4,5	4	3,2	2,7	
500												3,7	4,9	3,6	3,5	3	2,5	1,9					7,7	6,1	5,7	5	4	3,3	

Tableau N° 5 : Chute de tension en % dans 100 m de câble, cosφ = 1

Lettre de sélection

type d'éléments conducteurs	mode de pose	lettre de sélection
conducteurs et câbles multiconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> ■ sous conduit, profilé ou goulotte, en apparent ou encastré ■ sous vide de construction, faux plafond ■ sous caniveau, moulures, plinthes, chambranles 	B
	<ul style="list-style-type: none"> ■ en apparent contre mur ou plafond ■ sur chemin de câbles ou tablettes non perforées 	C
câbles multiconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> ■ sur échelles, corbeaux, chemin de câbles perforé ■ fixés en apparent, espacés de la paroi ■ câbles suspendus 	E
câbles monoconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> ■ sur échelles, corbeaux, chemin de câbles perforé ■ fixés en apparent, espacés de la paroi ■ câbles suspendus 	F

Tableau N° 6 : Le mode de pose

Facteur de correction K1

lettre de sélection	cas d'installation	K1
B	■ câbles dans des produits encastrés directement dans des matériaux thermiquement isolants	0,70
	■ conduits encastrés dans des matériaux thermiquement isolants	0,77
	■ câbles multiconducteurs	0,90
	■ vides de construction et caniveaux	0,95
C	■ pose sous plafond	0,95
B, C, E, F	■ autres cas	1

Tableau N° 7 : Le mode de pose

Facteur de correction K2

lettre de sélection	disposition des câbles jointifs	facteur de correction K2											
		nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
B, C	encastrés ou noyés dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38
C	simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	0,70		
	simple couche au plafond	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61	0,61		
E, F	simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou sur tablettes verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72	0,72		
	simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78	0,78		

Tableau N° 8 : L'influence mutuelle

Facteur de correction K3

températures ambiantes (°C)	isolation		
	élastomère (caoutchouc)	polychlorure de vinyle (PVC)	polyéthylène réticulé (PR) butyle, éthylène, propylène (EPR)
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00
35	0,93	0,93	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55	-	0,61	0,76
60	-	0,50	0,71

Tableau N° 9 : Température ambiante et la nature de l'isolant

		isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)								
		caoutchouc ou PVC				butyle ou PR ou éthylène PR				
lettre de sélection	B	PVC3	PVC2		PR3		PR2			
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2		
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2	
	F				PVC3		PVC2	PR3		PR2
section cuivre (mm ²)	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
	4	28	32	34	36	40	42	45	49	
	6	36	41	43	48	51	54	58	63	
	10	50	57	60	63	70	75	80	86	
	16	68	76	80	85	94	100	107	115	
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
	70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
	95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
	120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
	150		299	319	344	371	395	441	473	504
	185		341	364	392	424	450	506	542	575
	240		403	430	461	500	538	599	641	679
	300		464	497	530	576	621	693	741	783
400					656	754	825		940	
500					749	868	946		1 083	
630					855	1 005	1 088		1 254	

Tableau N° 10 : Le courant admissible

Nature de l'organe, du matériau et du diélectrique (Cf : 1, 2 et 3) Raccords par boulons ou dispositifs équivalents (Cf : 7) cuivre nu, alliage de cuivre nu ou alliage d'aluminium dans	Température θ (°C)	$(\theta - \theta_n)$ avec $\theta_n = 40$ °C
l'air	90	50
le SF ₆ *	105	65
l'huile	100	60
argentés ou nickelés dans		
l'air	115	75
le SF ₆	115	75
l'huile	100	60
étamés dans		
l'air	105	65
le SF ₆	105	65
l'huile	100	60

Tableau N° 11 : Température des conducteurs

n	d/a								
	0,05	0,06	0,08	0,10	0,12	0,14	0,16	0,18	0,12
2	1,69	1,73	1,76	1,80	1,83	1,85	1,87	1,89	1,91
3	2,40	2,45	2,50	2,55	2,60	2,63	2,65	2,68	2,70
4	3,05	3,12	3,18	3,23	3,31	3,35	3,38	3,41	3,44
5	3,67	3,74	3,82	3,90	3,98	4,02	4,06	4,09	4,13
6	4,23	4,32	4,41	4,50	4,59	4,63	4,68	4,72	4,77
7	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15	5,20	5,25	5,30	5,35

Tableau N°12 : Le nombre de barres méplates (Le facteur K1)

Dimensions Des barres en mm	Épaisseur des barres : e = 6,3 mm					Épaisseur des barres : e = 8 mm				
	Nombre de barre // et par phases					Nombre de barre // et par phases				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
25						516	1057	1439	1759	2074
31,5						622	1219	1679	2065	2377
40	662	1236	1718	2115	2524	756	1444	2004	2472	2934
50	798	1469	2048	2527	3002	910	1702	2366	2912	3477
63	972	1749	2429	3012	3566	1105	2034	2835	3499	4156
80	1193	2099	2922	3578	4282	1354	2438	3386	4199	4971
100	1447	2503	3472	4282	5092	1640	2887	4018	4921	5888
125						1989	3441	4773	5867	7001
160						2465	4166	5792	7148	8504
200						2995	4972	6916	8536	10213
Dimensions Des barres en mm	Épaisseur des barres : e = 10 mm					Épaisseur des barres : e = 12,5 mm				
	Nombre de barre // et par phases					Nombre de barre // et par phases				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
25	591	1247	1684	2050	2411					
31,5	709	1450	1975	2414	2846	811	1711	2311	2813	3308
40	859	1683	2319	2852	3375	979	1995	2719	3326	3923
50	1031	1969	2732	3372	4000	1171	2296	3162	3889	4603
63	1249	2336	3248	3998	4772	1415	2703	3750	4628	5491
80	1528	2803	3908	4824	5729	1726	3228	4228	5224	6294
100	1847	3325	4617	5726	6778	2083	3823	5023	6279	7612
125	2237	3937	5480	6710	8030	2519	4534	5934	7408	8943
160	2769	4790	6644	8195	9745	3113	5479	7179	8939	10776
200	3361	5680	7899	9747	11596	3775	6531	8531	10775	13289

Tableau N°13 : La section des barres

Résumé

Le travail est composé de trois chapitres. Dans le premier chapitre, il s'agit de présenter les généralités sur les installations électriques industrielles et la méthodologie à suivre pour le dimensionnement des installations électriques.

Le deuxième chapitre consacré à l'étude d'une installation électrique et l'identification des différents circuits au niveau de TGBT.

Le troisième chapitre est consacré au bilan de puissance et dimensionnement de l'installation, la reconfiguration de l'installation et une méthode de compensation de l'énergie réactive sera proposée afin de relever le facteur de puissance de l'installation et aussi les sections des câbles, et court-circuit, les chutes de tension et les disjoncteurs installer dans tous les circuits.

Enfin, une conclusion générale qui clôturera nos travaux.