

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



Faculté de Technologie
Département de Génie Electrique

Mémoire de fin de cycle

En vue de l'obtention du diplôme de Master
En électrotechnique

Thème

Étude et dimensionnement d'un réseau et d'un poste transformateur MT/BT alimentant une usine.

Réalisé par :

TIR Youghorta
Haddad Sofiane

Encadré par :
Mr. ATROUN

Membre de jury :
M^{me} ZIDANE
Mr MEZIANI

Année Universitaire : 2017/2018

Remerciements

Avant tout, on remercie ALLAH le Tout-puissant de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail dans des meilleures Conditions.

On tient tout d'abord à remercier notre encadreur Mr. ATROUNE, pour sa contribution et son aide qui nous ont été indispensable pour la réalisation de ce travail ainsi que Mme Hnifa pour tout son dévouement toutes ces remarques constructives qui ont étaient d'une importance capitale pour la réalisation de notre travail.

Sans oublier on remercie les jurys qui nous ferons l'honneur de juger ce travail.

Enfin, le plus important, dans ces dernières lignes on tient à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères, pour les conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, on n'en serait pas où on 'en est et ce qu'on est.

Merci encore à tous...



DEDICACES

Je dédie ce travail :

A ceux qui ont été ma source de volonté, de courage, d'amour et de combat pour avoir le goût de réussite dans la vie : « Mes chers parents ».

A mon très chers frère et mes deux sœur: mourad, siham, samira.

A toute la famille haddad

A tous mes amis : gougou, lounis, zinou, ghywane, hanane,

Phouchou, sinouh, et tout le groupe tay tay.

A toute la promotion électrotechnique 2018, en particulier le groupe réseaux électriques.

A tous ceux qui contribué d'une manière ou d'une autre à la réalisation de ce travail.

Haddad sofiane

Liste des figures

Figure I : Vue globale du réseau électrique.....	3
Figure II : Différentes topologies des réseaux électriques	5
Figure III : Différent modes d'alimentation HTA.....	7
Figure IV : schéma triphasé.....	9
Figure V : neutre isolé ou impédant (schéma IT) en basse tension	10
Figure VI : neutre mis directement à la terre (schéma TT) en basse tension	11
Figure VII : schéma TNC	12
Figure VIII : schéma TNS.....	12
Figure IX : combinaison des schémas TNC et TNS.....	13
Figure X : Différents types de défauts	13
Figure XI : Allure d'un défaut réamorçant.....	14
Figure XII : Organisation générale d'une installation électrique	16
Figure XIII : Disjoncteur différentiel.....	26
Figure XIV : Schéma représentatif de la sélectivité	27
Figure XV : Courbe de sélectivité ampère métrique	28
Figure XVI : Courbe de sélectivité chronométrique	29
Figure XVII : Schéma unifilaire de l'installation.....	33
Figure XVIII : Compensation globale.....	41
Figure XIX : Compensation partielle	41
Figure XX : Compensation individuelle.....	42
Figure XXI : Triangle des puissances.....	42
Figure XXII : logigramme de la détermination de la section d'une canalisation	50
Figure XXIII : Jeu des barres de chant.....	53
Figure XXIV : Jeu des barres à plat.	53

Liste des tableaux

Tableau 1 : facteur de simultanéité pour bâtiment administratif	18
Tableau 2 : facteur de simultanéité pour armoires de distribution industrielle.....	18
Tableau 3 : Chute de tension de différents conducteurs	20
Tableau 4 : Limites des chutes de tension.	21
Tableau 5 : Méthodes de calcul des courants de court-circuit	24
Tableau 6 : Identification des différents circuits électriques du site.....	31
Tableau 7 : Bilan de puissance installé de l'installation.	35
Tableau 8 : Bilan de puissance utilisé de l'installation.....	36
Tableau 9 : La charge totale du TGBT	37
Tableau 10 : Charge totale du TGBT après application du facteur d'extension.....	38
Tableau 11 : Facteur totale de puissance de l'installation.	38
Tableau 12 : Caractéristique du transformateur nécessaire pour l'installation.	39
Tableau 13 : puissances réactives avant et après compensation.	45
Tableau 14 : type de compensation de l'énergie réactive	45
Tableau 15 : Calcul d'impédance des différents tronçons.	57
Tableau 16 : Calcul de courant de court-circuit dans les différents jeux de barres.	57
Tableau 17 : résultat des choix des disjoncteurs pour les différents départs.....	60

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction générale

L'électricité est devenue un produit de consommation de première nécessité tant sur le plan domestique qu'industriel. Néanmoins, pour maîtriser l'énergie électrique il faut en maîtriser les lois qui la régissent.

La maîtrise de cette forme d'énergie repose sur le choix judicieux des différents éléments électrique (câbles, transformateurs, disjoncteurs, relais etc...), leur emplacement, dimension, élément de protections, ainsi que les dispositions d'entretiens, en vue de garantir au maximum la sécurité du matériel et surtout des personnes qui manipulent ce matériel.

L'installation électrique et notamment celle d'une usine, nécessite un savoir-faire et des connaissances aussi bien théoriques que pratiques des lois et réglementations qui régissent cette énergie, mais aussi une maîtrise parfaite du choix de dimensionnement et protections afin de fournir des conditions économiques optimales à l'usine, en respectant les contraintes exigées par la sécurité, et en satisfaisant des exigences de disponibilité, fiabilité, qualité.

Dans ce travail nous aborderons en premier lieux des généralités sur le réseau électrique et des différents équipements indispensables à la réalisation de notre installation ainsi que l'organisation et la méthodologie utilisée pour le dimensionnement, Puis on abordera une présentation brève des différents tronçons présentés dans le schéma unifilaire et pour conclure nous allons calculer les sections des câbles pour les différents récepteurs et départs de notre installations ainsi que le dimensionnement des éléments de protection .

Le but de notre démarche est de montrer les différents étapes, moyens, formules mise en place pour aboutir à l'installation électrique finale d'une usine type tout en respectant les besoins en énergie, ainsi que la capacité de production.

Introduction

Un réseau électrique est un ensemble d'outils destiné à produire, transporter, distribuer l'énergie électrique et veiller sur la qualité de cette énergie, notamment la continuité de service et la qualité de la tension. L'architecture ou le design du réseau est un facteur clé pour assurer ces objectifs. Cette architecture peut être divisée en deux parties ; D'une part, l'architecture du poste, et de l'autre part l'architecture de la distribution. [1]

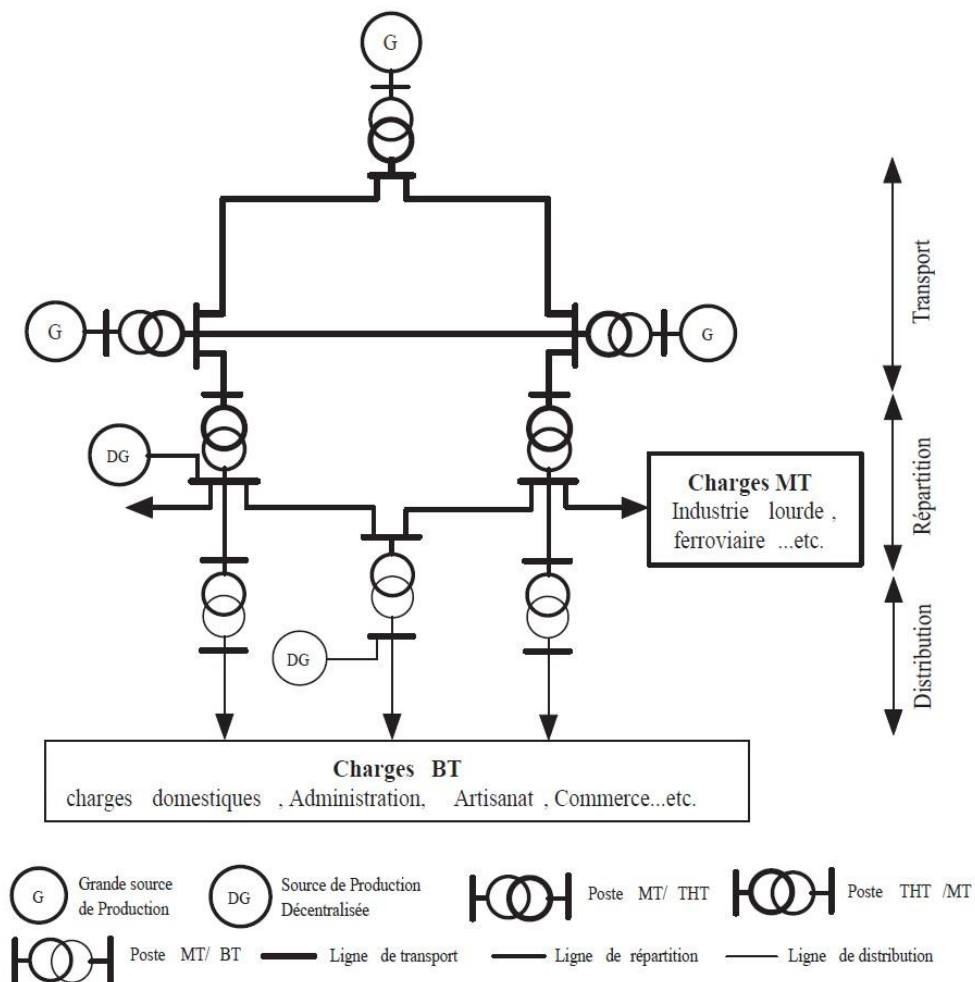


Figure I : Vue globale du réseau électrique.[1]

1.1 Hiérarchisation du réseau électrique

La Figure1-I illustre une vue globale du réseau électrique. On distingue quatre niveaux : production, transport, répartition et distribution.

1.1.1 Production

La production sert à produire l'énergie électrique grâce à des turbo-alternateurs qui transforment l'énergie mécanique des turbines en énergie électrique à partir d'une source primaire (gaz, pétrole, hydraulique. . .). Les sources primaires varient d'un pays à l'autre, exemple en Algérie, le gaz naturel couvre plus de 70% de la production, en France, 75% d'électricité est d'origine nucléaire. En

générale, chaque source de production (centrale électrique) regroupe plusieurs groupes turbo-alternateurs pour assurer la disponibilité pendant les périodes de maintenance, par exemple, le central de Jijel en Algérie est composée de trois groupes 196 MW, celle de Cap Djanet à Boumerdès 4 groupes de 168 MW. Par ailleurs, on trouve dans les pays industrialisés des puissances installées de plus en plus élevées pour répondre à la demande croissante en énergie électrique, exemple le central nucléaire de Gravelines en France 6×900 MW, la central hydroélectrique des Trois-Gorges en Chine 34×700 MW et 2×50 MW (devenue la plus grande central dans le monde en 2014).[1]

1.1.2 Transport

Un alternateur produit la puissance électrique sous moyenne tension (12 à 15 kV), et elle est injectée dans le réseau de transport à travers des postes de transformation pour être transmise sous haute ou très haute tension afin de réduire les pertes dans les lignes. Le niveau de la tension de transport varie selon les distances et les puissances transportées, plus les distances sont grandes plus la tension doit être élevée, la même chose pour la puissance. Par exemple, le réseau de transport en Algérie utilise une tension de 220 kV (voir 400 kV pour certaines lignes dans le sud notamment), le réseau européen utilise 400 kV, et le réseau nord-américain 735 kV. [1]

1.1.3 Répartition

Le réseau de répartition prend sa source dans le réseau de transport à partir des postes d'interconnexion THT/HT (MT) et sert à fournir les gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension, et à répartir les puissances dans différentes régions rurales ou urbaines. Ce type de réseau utilise des typiques 60 et 30 kV. [1]

1.1.4 Distribution

La distribution sert à alimenter les consommateurs en moyenne ou en basse tension (typiquement 400V), grâce à des postes de transformation MT/BT. [1]

1.2 Niveaux de tension

Les niveaux de tension utilisés diffèrent d'un type de réseau à un autre et diffèrent d'un pays ou d'une région à une autre. Selon la norme IEC (International Electrotechnical Committee) les niveaux de tension sont définis comme suit

THT (VHV) : Très haute tension (Very high voltage), pour des tensions composées supérieures à 220 kV ; 400 kV

HT (HV) : Haute tension (High voltage), des tensions composées supérieures comprises entre 33 kV et 220 kV ;

MT (MV) : Moyenne tension (Medium voltage), des tensions composées comprises entre 1 kV et 33 kV ;

BT (LV) : Basse tension (Low voltage), tension comprise entre 100 V et 1 kV ;

TBT (VLV) : Très basse tension (Very low voltage), inférieure à 100 V.

D'autres normes existent, notamment la norme IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Celle-ci définit la tension moyenne sur une large plage (de 1 kV jusqu'à 69 kV). La norme IEEE est utilisée surtout en Amérique du nord. Il y a aussi la norme française qui définit les niveaux comme suit : HTB : supérieure à 50 kV, HTA : entre 1 kV et 50 kV, BTB : entre 500 V et 1 kV, BTA : entre 50 et 500 V et TBT : inférieur à 50 V. [1]

Remarque : En pratique, il y a des valeurs de tensions standards pour chaque niveau. En Algérie ces niveaux sont 220 kV en transport, 60 kV et 30 kV en répartition et distribution MT et 400 V en distribution BT. [1]

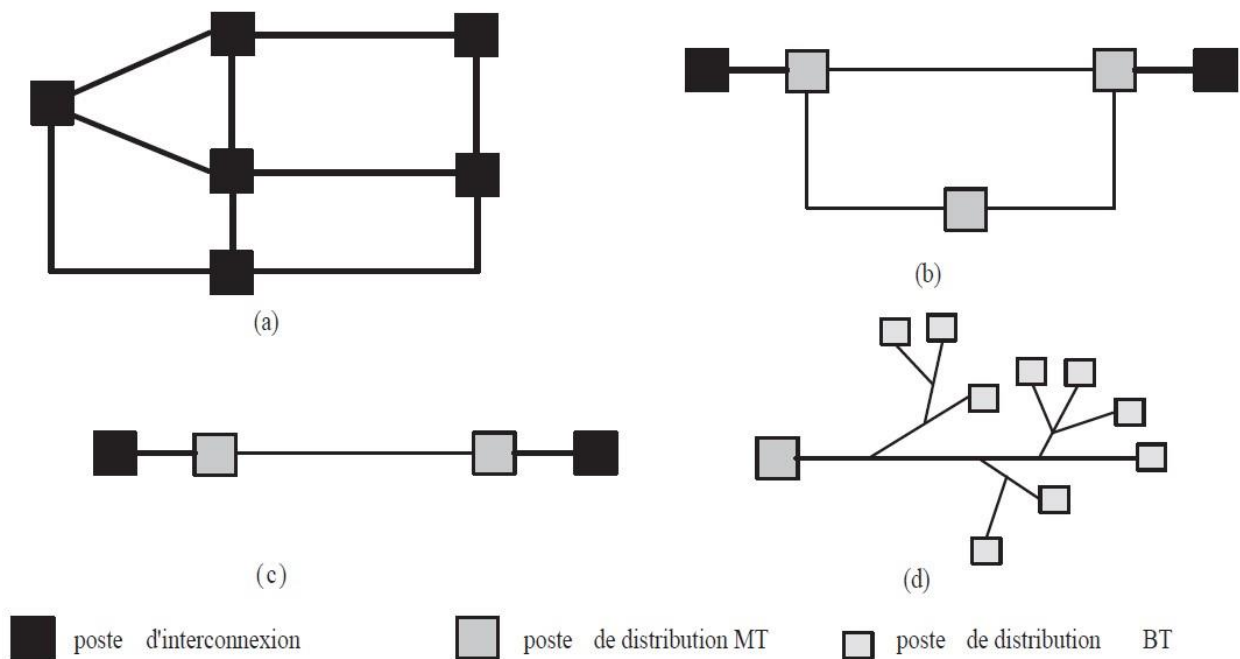


Figure II : Différentes topologies des réseaux électriques[1]

(a) Réseau maillé, (b) Réseau bouclé, (c). Réseau radial, (d). Réseau arborescent.

1.3 Topologies des réseaux électriques

Les topologies diffèrent d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par : le niveau de fiabilité recherché, la flexibilité et la maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation. Les différentes topologies qu'on trouve usuellement sont illustrées sur la FigureII. [1]

1.3.1 Réseau maillé

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. [1]

1.3.2 Réseau bouclé

Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés. [1]

1.3.3 Réseau radial

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un

poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité. [1]

1.3.4 Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT. [1]

1.4 Les postes

1.4.1 Différent types de poste

Le poste est un ensemble de nœuds ou les différentes branches de réseau (lignes aériennes, souterraine, transformateur, disjoncteur...) sont interconnectés. [2]

Selon le rôle à accomplir, on distingue :

- Les postes d'interconnexion ;
- Les postes de livraison ;
- Les postes de distribution ;
- Les postes mixtes.

Dès que la puissance demandée atteint 50 kVA, les entreprises industrielles ou tertiaires sont alimentées en haute tension 20 kV (HTA). L'étendue de leur site fait qu'elles sont généralement amenées à réaliser un réseau interne HTA. L'alimentation d'une installation électrique est effectuée avec un poste de transformation HTA/BT qui est disposé au plus près des éléments consommateurs d'énergie.

Le poste de transformation HTA/BT s'appelle aussi poste de livraison. [2]

1.5 Postes de livraison MT/BT

1.5.1 Rôle d'un poste de livraison

Le poste de livraison est essentiellement constitué de l'appareillage et d'un ou plusieurs transformateurs permettant d'assurer les fonctions suivantes :

- Dérivation de courant sur le réseau
- Protection des transformateurs coté MT
- Transformation MT/BT
- Protection des transformateurs coté BT
- Comptage d'énergie.

Un poste de livraison moyenne tension est alors réalisé par l'assemblage et la combinaison de plusieurs cellules. [2]

- Cellules arrivées.
- Cellules de protection générale.
- Cellules de comptage.
- Cellules de départ.

Ainsi le rôle de chaque cellule est réalisé par des appareils à savoir :

Sectionneur ou interrupteur-sectionneur ; disjoncteur ; compteur, transformateur de courant, transformateur de tension. [3]

1.5.2 Différents types de postes de livraison

On distingue deux types principaux suivants : [2]

1) Les postes d'intérieur

- Dans les locaux spécialisés ou des immeubles.
- postes ouverts maçonnés ou préfabriqués.
- postes en cellules préfabriquées métalliques.

2) Les postes d'extérieur

- sous enveloppe maçonnée ou préfabriquée avec des équipements d'intérieur (appareillage et transformateur).
- sur le sol avec matériel d'extérieur (appareillage et transformateur)
- sur poteau avec équipement d'extérieur spécifique (appareillage et transformateur) de puissance

Les enveloppes de postes préfabriqués offrent un choix important de solution à base de béton ou de métal et une mise en œuvre simple et rapide avec un coup compétitif.

1.5.3 Eléments constitutifs d'un poste HTA/BT

Les postes de livraison MT/BT sont constitués de différents équipements comme :

- Une ou plusieurs travées de lignes MT.
- Un ou plusieurs transformateurs.
- Des résistances ou bobine de neutre destinées à mettre à la terre le neutre du secondaire du transformateur.
- Eventuellement des inductances de limitation du courant de court-circuit.
- Un ou plusieurs transformateurs HTA/BT servant à l'alimentation des services auxiliaires à courants alternatif.
- Un ou plusieurs sources de courant continu.
- Des circuits BT de commande, de contrôles et de protection.
- Dans certains cas des installations de commande à distance et une station d'émission de télécommande.

1.5.4 Les différents modes d'alimentation

Trois types d'alimentation représentés sur la figure (figure III) sont utilisés.

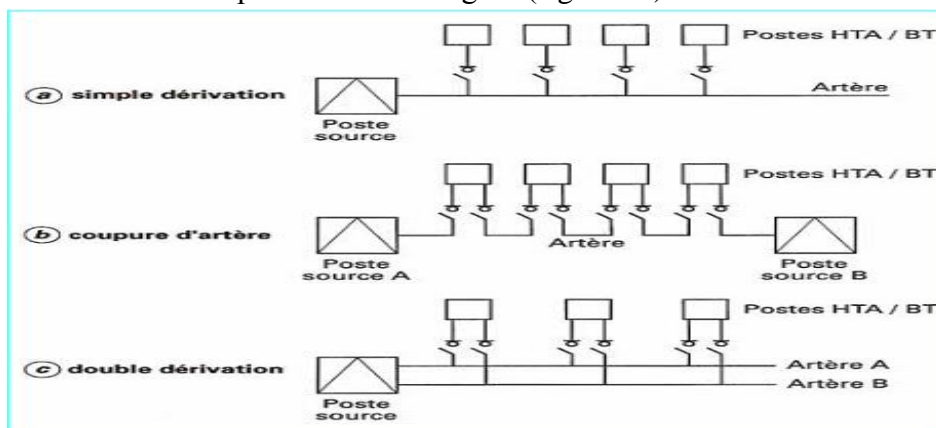


Figure III: Différent modes d'alimentation HTA. [2]

1.5.4.1 Alimentation en simple dérivation ou antenne

C'est le schéma le plus simple, généralement utilisé pour les postes ruraux et quelquefois pour les postes urbains (installations provisoires, poste de chantier). Un seul câble ou ligne aérienne alimente le poste (Figure III-a). [2]

Une intervention sur le câble ou la ligne nécessite dans la majorité des cas (le bouclage en basse tension n'étant généralement pas possible) d'interrompre l'alimentation de la clientèle.

Inconvénient : en cas de défaut sur le câble D'alimentation pas de possibilité de réalimentation

Avantage : économique 1 cellule d'alimentation.

1.5.4.2 Alimentation en coupure d'artère ou boucle

C'est le système de distribution le plus répandu en zone urbaine, Chaque poste est alimenté par deux câbles issus d'un même postesource (éventuellement de deux postes sources), l'ensemble des deux câbles formant une boucle (Figure III-b). Ce système permet d'isoler un tronçon de câble pour travaux, tout en continuant à alimenter tous les postes. Seule une défaillance de la source elle-même peut priver de courant les postes de la boucle. Ces réseaux sont exploités en boucle ouverte.

Inconvénient: plus onéreux, achat de deux cellules de boucle

Avantage : un défaut sur un câble, permet aux abonnés d'être alimentés après Ouverture d'interrupteurs. [2]

1.5.4.3 Alimentation en double dérivation

C'est le système de distribution qui offre la plus grande continuité de service, Il est utilisé dans des zones urbaines où la clientèle ne peut supporter des coupures de longue durée, Chaque poste est raccordé à deux câbles (Figure III-c), L'un des câbles alimente normalement le poste, l'autre étant en réserve pour réalimenter le poste en cas de défaut sur le premier.

Actuellement, cette réalimentation est parfois assurée automatiquement dans certaines grandes agglomérations. [2]

Inconvénients : 2 cellules (normal secours), plus de relais, plus de batterie chargeur plus de mécanisme d'inversion automatique.

Avantage : réalimentation automatique, par le réseau secours après un temps de coupure déterminé sur le réseau normal.

1.6 Différents régimes du neutre

Dans tout système triphasé haute ou basse tension existe trois tensions simples, mesurées entre chacune des phases et un point commun appelé "point neutre". En régime équilibré ces trois tensions sont déphasées de 120° et ont pour valeur : $U/\sqrt{3}$

U : étant la tension composée mesurée entre phases (voir fig. IV).

Physiquement, le neutre est le point commun de trois enroulements montés en étoile. Il peut être sorti ou non, distribué ou non. En moyenne tension, la distribution du neutre est exceptionnelle en France (1) ; par contre, elle est très fréquente aux U.S.A. En basse tension, la distribution du neutre est utilisée dans tous les pays.

Dans une installation haute ou basse tension, le neutre peut ou non être relié à la terre. On parle alors de régime du neutre.

La connexion du neutre à la terre peut être réalisée directement, ou par l'intermédiaire d'une résistance ou d'une réactance. Dans le premier cas, on dit que l'on a un neutre direct à la terre et dans le second cas, que le neutre est impédant.

Lorsqu'il n'existe aucune liaison intentionnelle entre le point neutre et la terre, on dit que le neutre est isolé.

Dans un réseau, le régime du neutre joue un rôle très important. Lors d'un défaut d'isolement, ou de la mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre.

Un neutre direct à la terre contribue à limiter les surtensions ; par contre, il engendre des courants de défaut très importants. Au contraire, un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition de surtensions élevées.

Dans toute installation, la continuité de service en présence d'un défaut d'isolement est également liée au régime du neutre. Un neutre isolé permet la continuité de service en basse tension et même en haute tension, sous réserve de respecter le décret sur la protection des travailleurs. Un neutre direct à la terre, ou faiblement impédant, impose au contraire un déclenchement dès l'apparition du premier défaut d'isolement.

L'importance des dommages que subissent certains équipements tels que les moteurs et les alternateurs présentant un défaut d'isolement interne, est également liée au régime du neutre.

Dans un réseau à neutre direct à la terre, une machine affectée d'un défaut d'isolement est fortement endommagée en raison de la valeur élevée des courants de défaut.

Dans un réseau à neutre isolé ou fortement impédant, les dommages sont au contraire réduits, mais il est nécessaire que les équipements aient un niveau d'isolement compatible avec le niveau des surtensions pouvant se développer dans ce type de réseau.

Le régime du neutre a également une influence importante sur la nature et le niveau des perturbations électromagnétiques générées dans une installation électrique.

Les schémas favorisant des courants de défaut élevés et leur circulation dans les structures métalliques des bâtiments sont très perturbateurs.

Au contraire, les schémas qui tendent à réduire ces courants et qui garantissent une bonne équipotentialité des masses sont peu perturbateurs.

Le choix du régime du neutre, tant en basse tension qu'en haute tension, dépend à la fois de la nature de l'installation et de celle du réseau. Il est également influencé par la nature des récepteurs, la recherche de la continuité de service et la limitation du niveau de perturbation imposé aux équipements sensibles.[3]

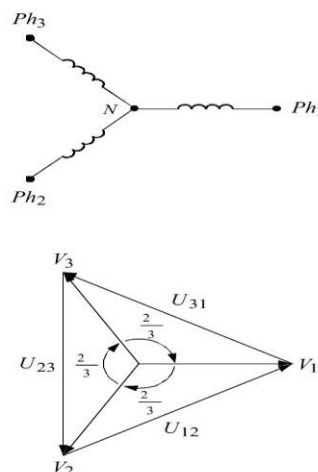


Figure IV : schéma triphasé.[3]

V_i : Tension phase-neutre

V_{ij} : Tension entre phase

1.6.1 Régime du neutre et schémas des liaisons à la terre utilisés en BT

En basse tension, les régimes de neutre et les schémas des liaisons à la terre sont régis par les normes CEI 364 et NFC 15-100. Trois schémas sont pris en considération. Chaque schéma est défini par deux lettres.

La première lettre : définit la situation du point neutre par rapport à la terre.

T : liaison directe du point neutre à la terre

I : point neutre, soit isolé de la terre, soit relié à la terre par une impédance de valeur élevée.

La deuxième lettre : définit le mode de raccordement des masses de l'installation électrique :

T : les masses sont interconnectées et reliées directement à la terre, indépendamment de la mise à terre éventuelle du point neutre

N : les masses sont reliées directement au conducteur neutre. [3]

1.6.1.1 Neutre isolé ou impédant (schéma IT)

Le neutre est isolé ou relié à la terre par une impédance de valeur élevée (première lettre *I*). Une impédance de 1 700 Ω est fréquemment employée.

Les masses des récepteurs sont interconnectées soit totalement, soit par groupes. Chaque groupe interconnecté est relié à une prise de terre (deuxième lettre *T*). Il est possible qu'une ou plusieurs masses soient reliées séparément à la terre.

Dans la mesure du possible, il est recommandé d'interconnecter toutes les masses d'une même installation et de les relier à la même prise de terre. Il est toutefois admis que des masses très éloignées les unes des autres, ou situées dans des bâtiments différents, ne le soient pas. Dans ce cas, chaque groupe de masses reliées à la même prise de terre, et chaque masse reliée individuellement à la terre doivent être protégés par un dispositif différentiel à courant résiduel. Les prises de terre des masses et du neutre peuvent être ou non interconnectées ou confondues.

Il n'est pas avantageux de distribuer le neutre qui entraîne une limitation des longueurs maximales des canalisations.

L'installation d'un limiteur de surtensions entre le point neutre du transformateur HT/BT et la terre est obligatoire. Si le neutre n'est pas accessible, le limiteur de surtension est installé entre une phase et la terre. Il protège le réseau basse tension contre les élévations de tension résultant d'un amorçage entre les enroulements haute tension et basse tension du transformateur. [3]

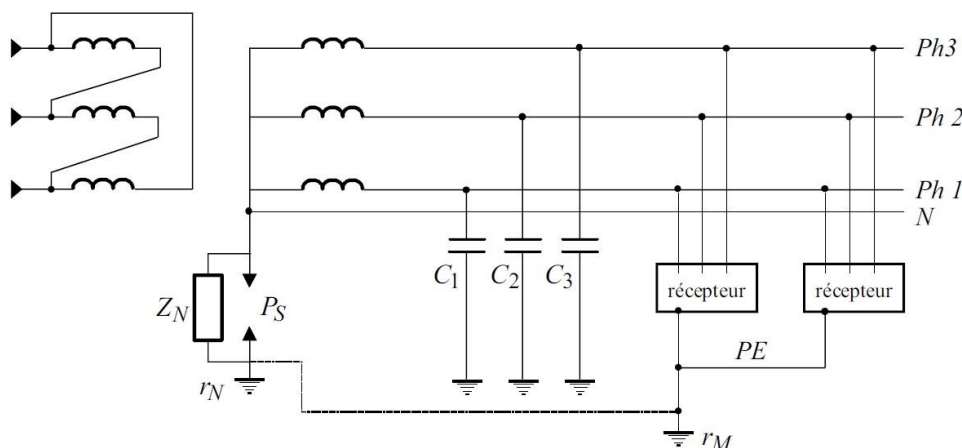


Figure V : neutre isolé ou impédant (schéma IT) en basse tension [3]

1.6.1.2 Neutre mis directement à la terre (schéma TT)

Le point neutre est relié directement à la terre (première lettre *T*).

Les masses des récepteurs sont interconnectées, soit toutes ensemble, soit par groupes, soit individuellement et sont reliées à la terre (deuxième lettre *T*). La protection est assurée au moyen de dispositifs différentiels résiduels. Toutes les masses protégées par le même dispositif de protection doivent être reliées à la mise prise de terre.

La prise de terre du neutre et celle des masses peuvent ou non être interconnectées ou confondues. Le neutre peut être distribué ou non. [3]

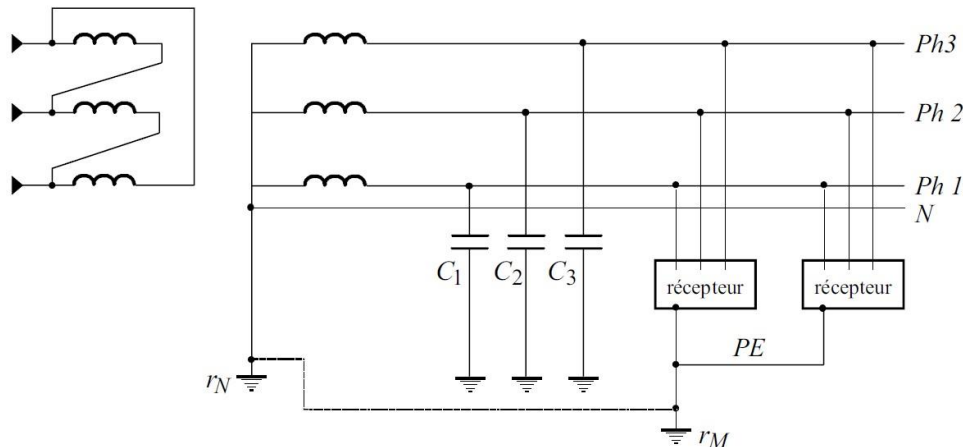


Figure VI : neutre mis directement à la terre (schéma TT) en basse tension [3]

1.6.1.3 Mise au neutre (schéma TN)

Le point neutre est relié directement à la terre (première lettre *T*).

Les masses des récepteurs sont reliées au conducteur neutre (deuxième lettre *N*).

On distingue deux schémas possibles suivant que le conducteur neutre (*N*) et le conducteur de protection (*PE*) sont confondus ou non.

➤ Premier cas :

Les conducteurs de neutre et de protection sont confondus en un seul conducteur appelé *PEN*

-Le schéma est identifié par une troisième lettre *C* et est noté *TNC* (voir fig. VII) :

-il est recommandé de relier le *PEN* régulièrement à la terre afin de limiter son niveau de potentiel par rapport au sol

-ce schéma est interdit pour les sections inférieures à 10 mm² cuivre et 16 mm² aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est également interdit en aval d'un schéma *TNS* (norme C 15-100).

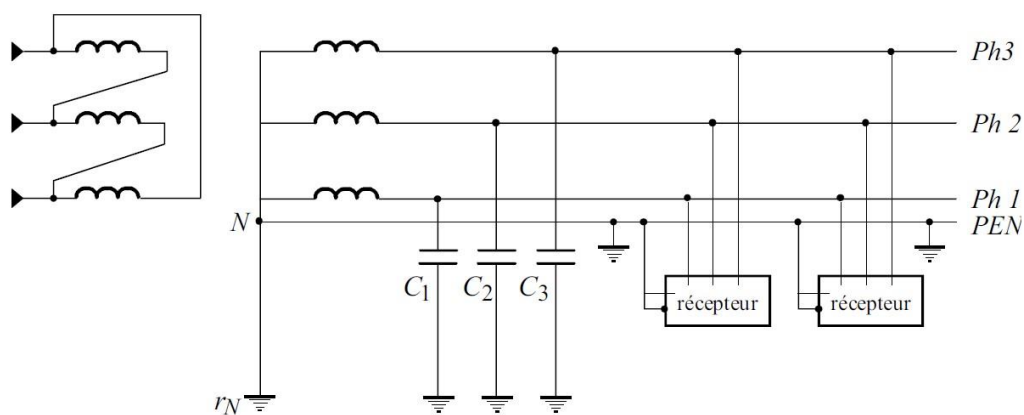


Figure VII : schéma TNC [3]

➤ deuxième cas :

Le conducteur de neutre et le conducteur de protection sont séparés. Le schéma est alors identifié par la troisième lettre S et est noté *TNS* (voir fig. VIII).

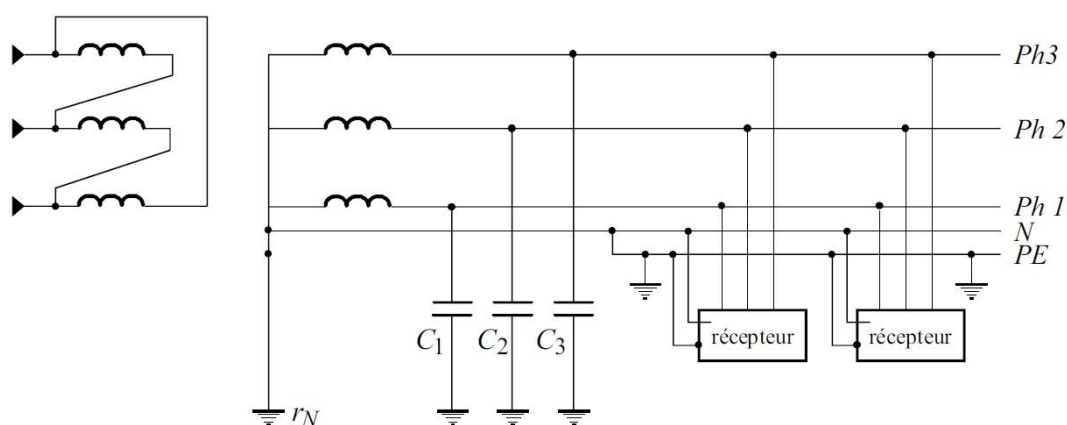


Figure VIII : schéma TNS [3]

Des prises de terre doivent être réparties uniformément le long du conducteur de protection. En *TN*, ce schéma est obligatoire pour des sections inférieures à 10 mm² cuivre ou 16 mm² aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est interdit en amont d'un schéma *TNC*.

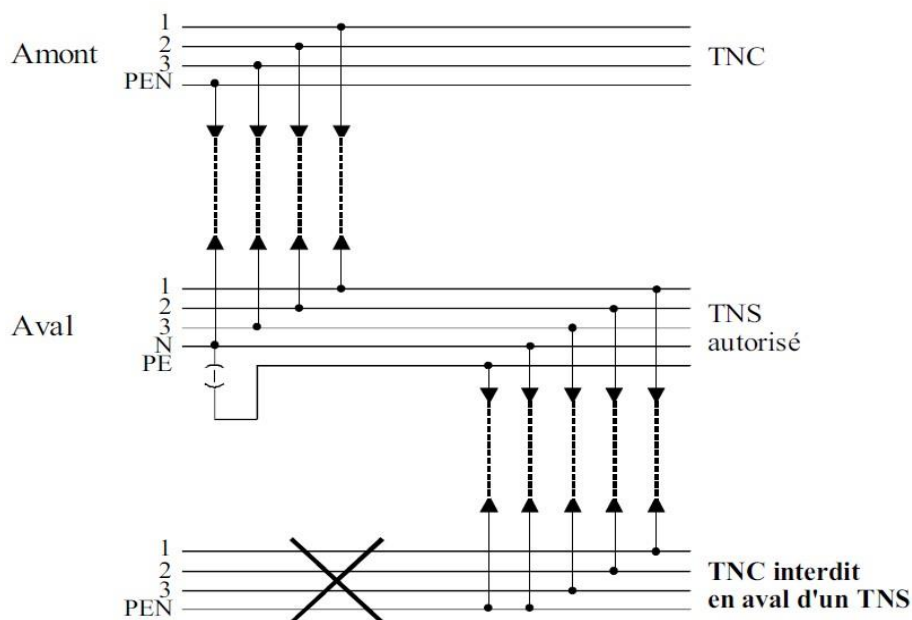


Figure IX :combinaison des schémas TNC et TNS [3]

1.7 Les défauts dans les réseaux électriques

Le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul car il est lié à de nombreux Paramètres aléatoires. [4]

1.7.1 Types des défauts

1.7.1.1 Les défauts triphasés

Ce sont le court-circuit entre les trois phases avec ou sans mise à la terre

1.7.1.2 Les défauts biphasés

Ce sont le court-circuit entre deux phases ou une phase et le neutre avec ou sans mise à la terre

1.7.1.3 Les défauts monophasés

Ce sont des défauts entre une phase et la terre ou une phase et le neutre. Ils génèrent la circulation d'un courant homopolaire. Leur intensité est limitée par la résistance de terre et par la mise à la terre du neutre

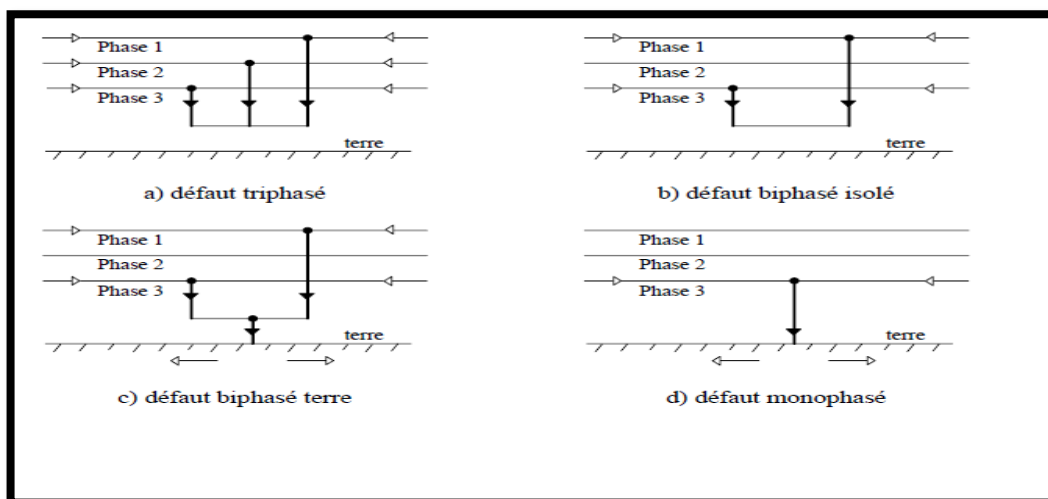


Figure X : Différentes types de défauts [4]

L'existence de défauts multiples, en particulier les défauts monophasés, engendre des Phénomènes ou d'autres types de défaut en fonction de la localisation et du temps.

1.7.1.4 Défaut double

Ce sont deux défauts d'isolement phase terre simultanés entre deux phases différentes d'un même réseau alimenté par un même transformateur HTB/HTA sur deux terres différentes éloignées géographiquement.

Les deux défauts peuvent se trouver sur le même départ HTA ou sur deux départs HTA différents.

Les défauts doubles font circuler dans les terres, à l'endroit des deux défauts, des courants élevés, provoquant par la même des montées en potentiel importantes.

1.7.1.5 Défaut évolutif

C'est un défaut d'un type donné qui évolue vers un nouveau type dans un temps variable de quelques millisecondes à plusieurs centaines de millisecondes. Les plus fréquents sont :

- Un défaut monophasé qui évolue en défaut polyphasé (bi ou triphasé)
- Un défaut monophasé qui évolue en défaut double.

1.7.2 Caractéristiques des défauts monophasés

- **Défaut auto-extincteur** : Un défaut auto-extincteur monophasé est un défaut qui s'élimine seul, sans coupure de l'alimentation ou fermeture du disjoncteur shunt, Ces défauts existent sur les réseaux à neutre impédant (environ 10% des défauts). Mais ils existent surtout sur les réseaux à neutre compensé dans des proportions importantes (jusqu'à 80%). [4]
- **Défaut réamorçant** : Un défaut réamorçant est un défaut monophasé auto extincteur, qui réapparaît périodiquement (dans environ 90% des cas, le défaut monophasé auto extincteur est constitué d'un seul amorçage). Le temps entre deux réamorçages peut varier de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes. Si le temps entre deux réamorçages successifs est inférieur à 200 ms, on considère cette succession de défauts comme le même défaut.

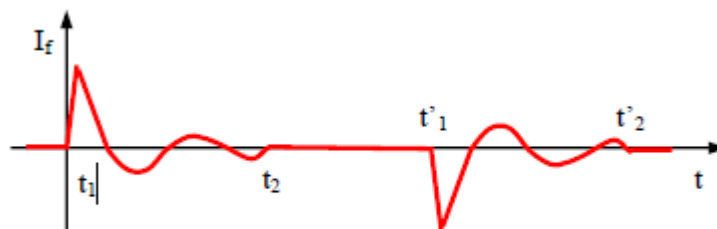


Figure XI : Allure d'un défaut réamorçant [4]

Chaque période du défaut réamorçant a les caractéristiques suivantes :

- Elle est caractérisée par l'existence d'un transitoire de courant significatif à l'amorçage (de quelques dizaines à quelques centaines d'ampères) qui se produit lors de l'apparition du défaut.

- Elle disparaît spontanément, en des temps généralement très courts (80% durent moins de 20ms).
- Elle ne comprend généralement pas de courant à composante 50 Hz notable.
- **Défaut en régime établi à 50Hz** : Un défaut en régime établi 50Hz comporte un courant ayant essentiellement une composante à 50Hz après son apparition.

1.7.3 Caractéristiques des défauts polyphasés

Les défauts polyphasés sont la plupart du temps des défauts en régime établi 50Hz. Ils sont, dans leur très grande majorité, éliminés par l'ouverture d'un disjoncteur en réseau. Ils entraînent toujours lors de leur apparition, un creux de tension, plus ou moins important en fonction de la puissance de court-circuit. Le creux de tension provoqué par un défaut polyphasé est généralement ressenti par la clientèle, bien au-delà du seul départ HTA concerné par le défaut. Les défauts polyphasés peuvent être, dans de très rares cas, des défauts auto- extincteurs. [4]

1.7.4 Nature des défauts

- **Défaut sans coupure** : C'est un défaut qui s'élimine sans coupure, même très brève de la clientèle. Il peut par contre produire des creux de tension significatifs (en cas de défauts polyphasés). Ce sont :
 - Les défauts auto – extincteurs (monophasés ou polyphasés), qui disparaissent naturellement par eux-mêmes en une durée inférieure à 100ms,
 - Les défauts monophasés éliminés par le fonctionnement du disjoncteur shunt.
- **Défaut fugitif** : C'est un défaut éliminé par un cycle rapide
- **Défaut semi permanent** : C'est un défaut éliminé grâce à un ou deux cycles lents.
- **Défaut permanent** : C'est un défaut qui n'a pu être éliminé par les différents cycles de ré enclenchements. Il a entraîné un déclenchement définitif du disjoncteur.

1.7.5 Les défauts les plus courants sont :

- Surintensité par surcharge.
 - Surintensité par court-circuit.
 - Surtension.
 - Baisse ou manque de tension.
 - La surcharge
-
- **Surintensité**
Élévation de l'intensité de 1 à 10 In d'un circuit due par exemple à une surabondance des récepteurs.
Conséquences : Echauffement lent et progressif des parties actives, des masses métalliques, des isolants.
Moyens de protection : Relais thermique fusible déclencheur thermique du disjoncteur.
 - **Le court-circuit**

Elévation brutale de l'intensité de 10 à 1000 In dans un circuit due à une liaison accidentelle de deux points de potentiel différents (PH et N).

Conséquences : Arc électrique, échauffement important pouvant entraîner la fusion des parties actives (soudure des contacts, projection de particule).

Moyens de protection : Déclencheur magnétique du disjoncteur, fusible.

➤ La surtension

Augmentation soudaine et importante de la tension due par exemple à un coup de foudre, à un contact entre HTA et BTA.

Conséquences : Claquage des isolants avec pour conséquence des courts-circuits éventuels.

Moyens de protection : limiteur de surtension, relais de surtension, parafoudre.

➤ La baisse ou le manque de tension

Chute de tension, trop importante dans un réseau, déséquilibre d'un réseau triphasé de distribution.

Conséquences : Mauvais fonctionnement des récepteurs

Moyens de protection : Relais à minimum de tension, alimentation autonome.

1.8 Organisation générale d'une installation électrique

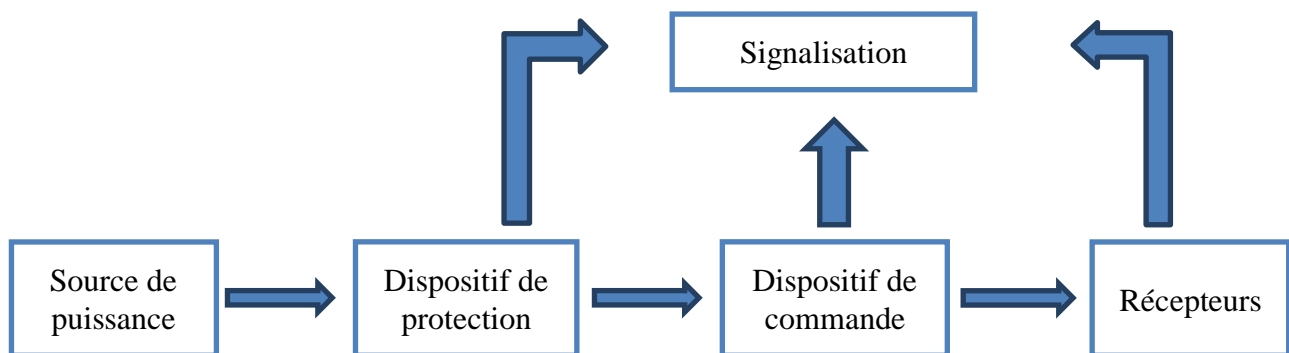


Figure XII : Organisation générale d'une installation électrique.[6]

La signification de différentes parties est comme suit

- La source de puissance peut être alternative ou continue ;
- On distingue comme dispositif de protection, le fusible, le disjoncteur, le relais...etc. ;
- L'appareillage de commande comprend le contacteur, le relais, le commutateur...etc. ;
- La signalisation peut être lumineuse, sonore (indication de la température, la pression, le débit, le niveau...etc.).

1.9 Méthodologie de dimensionnement d'une installation électrique

1.9.1 Introduction

Dans les installations industrielles, la continuité de la distribution de l'énergie électrique aux différents récepteurs exige un dimensionnement correct de chaque partie de l'installation : transformateurs, câbles, lignes, moteurs et organes de commande et de protection, et dans ce travail nous illustrerons les différentes étapes à suivre pour dimensionner une installation électrique, qui

nécessite une détermination précise des canalisations et leurs protections électriques, en outre l'installation doit assurer la protection des biens et des personnes sans nuire au bon fonctionnement, l'étude d'une installation électrique se fait méthodiquement en respectant les étapes suivantes

- Recueillement des données et établissement des bilans de puissance ;
- Détermination des sections des câbles ;
- Détermination des chutes de tension ;
- Détermination des courants de court-circuit ;
- Détermination des calibres In des déclencheurs des disjoncteurs ;
- Choix des dispositifs de protection ;
- Sélectivité des protections.

1.9.2 Bilan de puissance

Pour étudier une installation, la connaissance de la réglementation est un préalable. Le mode de fonctionnement des récepteurs (régime normal, démarrage, simultanéité, etc.), et la localisation, sur le plan du ou des bâtiments, des puissances utilisées permettent de réaliser un bilan des puissances installées et utilisées et, ainsi, d'en déduire la puissance et le nombre des sources nécessaires au fonctionnement de l'installation. Des informations concernant la structure tarifaire sont aussi nécessaires pour faire le meilleur choix du raccordement de l'installation au réseau au niveau de la moyenne tension ou de la basse tension. [5]

Puissance installée

La puissance installée P_{inst} est égale à la somme des puissances nominales P_{nom} des récepteurs de l'installation.

$$P_{inst} = \sum P_{nom}(\text{Récepteur}) \dots \dots \dots (1-1)$$

La valeur de la puissance nominale d'un récepteur est donnée par sa documentation technique. En pratique, la puissance nominale d'un récepteur n'est pas toujours égale à la puissance consommée par ce dernier :

- Pour un moteur, la puissance nominale correspond à la puissance de sortie sur son arbre. La puissance d'entrée consommée est évidemment plus importante.
- Pour une lampe à décharge ou une lampe fluorescente, qui possède un ballast stabilisateur, la puissance nominale indiquée sur la lampe (correspondant à la consommation par la lampe seule) est inférieure à la puissance consommée par la lampe et son ballast. [7]

Puissance d'utilisation P_u (kVA)

De fait les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine charge : des facteurs de simultanéité (k_s) et d'utilisation (k_u) permettant de pondérer la puissance apparente maximale réellement absorbée par chaque récepteur et groupes de récepteurs.

La puissance d'utilisation P_u (kVA) est la somme arithmétique de ces puissances apparentes (absorbées) valorisées. La puissance d'utilisation P_u est la donnée significative pour la souscription d'un contrat de fourniture en énergie électrique à partir d'un réseau publique BT ou MT (et dans ce cas, pour dimensionner notre poste de transformation HTA/BT). [5]

$$P_u = K_u \cdot P_n \dots \dots \dots (1-2)$$

Facteur d'utilisation maximale (K_u)

Dans une installation industrielle, on suppose que les récepteurs ne seront jamais utilisés à pleine puissance. On introduit alors un facteur d'utilisation (K_u) qui varie généralement de 0,3 à 1. A défaut de précision, on peut prendre : [3]

- $K_u = 0.75$ pour les moteurs.
- $K_u = 1$ pour l'éclairage et le chauffage.
- Pour les prises de courant, tout dépend de leur destination.

Facteur de simultanéité (K_s)

Dans une installation industrielle, les récepteurs (d'un atelier par exemple) alimentés par une même canalisation, ne fonctionnent pas simultanément dans tous les cas. Pour tenir compte de ce phénomène, qui reste lié aux conditions d'exploitation de l'installation, dans le dimensionnement des liaisons, on applique à la somme des puissances des récepteurs le facteur de simultanéité. En l'absence d'indications précises résultant de l'expérience d'exploitation d'installations type, les valeurs des tableaux suivants peuvent être utilisées : [3] [7]

Tableau 1 : facteur de simultanéité pour bâtiment administratif

Utilisation	Facteur de simultanéité K_s
Eclairage	1
Chauffage et conditionnement d'air	1
Prise de courant (n : nombre de prise de courant alimenté par le même circuit)	SI : $n > 6 \rightarrow 0.6$ $n < 6 \rightarrow 0.1 + (0.9/n)$
Moteur électrique	0.75

Tableau 2 : facteur de simultanéité pour armoires de distribution industrielle

Nombre de circuits de courants nominaux voisins	Facteur de simultanéité K_s
2 et 3	0.9
4 et 5	0.8
6 et 9	0.7
10 et plus	0.6

Facteur tenant compte des prévisions d'extension K_e

Le rôle du facteur d'extension, appelé aussi facteur de réserve, est de prévoir une augmentation de la puissance absorbée. Rarement utilisé sur des circuits terminaux, mais plutôt sur un ensemble de plusieurs départs comme un coffret ou une armoire électrique. Le coefficient varie de 1 à 1,3. Pour les installations industrielles on prend généralement 1,2 qui sera le cas pour notre travail.

1.9.3 Détermination des sections des câbles

En conformité avec les recommandations de la norme NF C 15-100, le choix de la section des canalisations et du dispositif de protection doit satisfaire aux conditions suivantes : [8]

- La section doit supporter, durant le temps de fonctionnement, l'échauffement admissible qui se produit en régime normal.
- Elle doit supporter, en cas de court-circuit, et durant le temps qui précède la réaction des protections, l'échauffement imposé par ce régime.
- La chute de tension provoquée par le passage du courant dans les conducteurs doit être compatible avec la tension existante au départ et celle souhaitée à l'arrivée.

Une fois ces conditions sont calculées on détermine quelle est la plus petite section normalisée appartenant au type de câble choisi qui satisfait simultanément les trois conditions ci-dessus.

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

- Calcul de la section technique
- Calcul de la section sécuritaire

1.9.3.1 Section technique

La détermination de la section de l'âme d'un câble consiste à déterminer quelle est la plus petite section normalisée appartenant au type de câble choisi qui satisfait simultanément les trois conditions suivantes : [8]

- Echauffement normal
- Chute de tension
- Surcharge due au court-circuit
 - **Echauffement normal** : La température de l'âme en fonctionnement normal est permanente et ne doit pas dépasser la température maximale acceptable par les matériaux constituant le câble retenu. Cette condition détermine une section que nous appellerons S_j .
 - **Chute de tension** : La chute de tension, provoquée par le passage du courant dans les conducteurs, doit être compatible avec les tensions existantes au départ et souhaitées à l'arrivée. Cette condition détermine ce que nous appelons S_z .
 - **Surintensité due au court-circuit** : La température atteinte par l'âme à la fin d'une surcharge de courte durée due par exemple à un court-circuit ne doit pas dépasser la température dite de court-circuit admise par les matériaux constituant le câble retenu. Cette condition détermine la section que nous appellerons S_c .

La plus grande des trois sections S_j , S_z , S_c est la section technique nécessaire à la liaison.

1.9.3.2 Section de sécurité S_s

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:[8]

- Déterminer une lettre de sélection qui dépend du conducteur utiliser et de son mode de pose (Tableau N°1 de l'annexe 1).
- Déterminer un coefficient K qui caractérise l'influence des différentes conditions d'installation. Ce coefficient K s'obtient en multipliant les facteurs de correction, K1, K2, K3, KN et KS :
 - ✓ Le facteur de correction K1 prend en compte le mode de pose.
 - ✓ Le facteur de correction K2 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés cote à cote.
 - ✓ Le facteur de correction K3 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant.
 - ✓ Le facteur de correction du neutre chargé K_n .
 - ✓ Le facteur de correction dit de symétrie K_s .

Les tableaux (N°2 ; N°3 ; N°4 ; N°5) de l'Annexe 1 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. [8]

1.9.4 Détermination des chutes de tension admissibles

L'impédance d'une canalisation est faible mais non nulle : lorsqu'elle est traversée par le courant d'emploi, il y a chute de tension entre son origine et son extrémité.

Or le bon fonctionnement d'un récepteur (moteur, éclairage) est conditionné par la valeur de la tension à ses bornes. Il est donc nécessaire de limiter les chutes de tension en ligne par un dimensionnement correct des canalisations d'alimentation. [5]

Cette section permet de déterminer les chutes de tension en ligne afin de vérifier qu'elles soient :

- Conformes aux normes et règlements en vigueur,
- Acceptables par le récepteur,
- Adaptées aux impératifs d'exploitation.

Tableau 3 : Chute de tension de différents conducteurs

Type de distribution	Nature de la chute de tension	Chute de tension (V)	Chute de tension en (%)
Monophasé biphasé	Entre phase	$\Delta U = 2I_b L(r \cos \varphi + x \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{U_n}$
	Entre phase et neutre	$\Delta U = I_b L(r \cos \varphi + x \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{U_n}$
Triphasé équilibré	Avec ou sans Neutre	$\Delta U = \sqrt{3} I_b L(r \cos \varphi + x \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{U_n}$

r : résistance linéique par unité de longueur des câbles (Ω/km)

x : réactance linéique par unité de longueur des câbles (Ω/km)

L : longueur du conducteur

V_n : tension simple

U_n : tension composée

Calculer la chute de tension électrique dans un câble

Voici la formule théorique pour calculer la chute de tension électrique dans un câble:

$$\Delta v = b (\rho L / s \cos \Phi + \lambda L \sin \Phi) I_b \dots \dots \dots (1-3)$$

ΔV : chute de tension, en volt

b : coefficient : $\begin{cases} = 1 \text{ pour circuit triphasé} \\ = 2 \text{ pour circuit monophasé} \end{cases}$

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

$\rho = 0,0225 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre ; $\rho = 0,036 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ pour l'aluminium

L : longueur de la canalisation, en mètre

S : section des conducteurs, en mm^2

$\cos \Phi$: Facteur de puissance ; en l'absence d'indication précise on peut prendre $\cos \Phi = 0,8$
($\sin \Phi = 0,6$)

I_b : courant maximal d'emploi, en ampère

λ : réactance linéique des conducteurs, en Ω / m

On définit la chute de tension relative :

$\Delta V / V_n$ pour les circuits triphasés ou monophasés alimentés entre phase et neutre

$\Delta V / U_n$ pour les circuits monophasés alimentés entre phases (dans ce cas, ΔV représente une chute de tension entre phases).

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 du Tableau 4. [5]

Tableau 4 : Limites des chutes de tension.

Type d'installations	Eclairage	Autres usages (force motrice)
Alimentation par le réseau BT de distribution publique	3%	5%
Alimentation par poste privé MT/BT	6%	8%
Lorsque les canalisations principales de l'installation ont une longueur supérieure à 100 m, ces chutes de tension peuvent être augmentées de 0,005 % par mètre de canalisation au-delà de 100 m, sans toutefois que ce supplément soit supérieur à 0,5 %		

1.9.5 Détermination des courants de court-circuit

Toute installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits et ceci, sauf exception, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond le plus généralement à un changement de section des conducteurs.

L'intensité du courant de court-circuit est à calculer aux différents étages de l'installation ; ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou couper ce courant de défaut.[9]

Les principaux défauts de court-circuit : Dans les installations électriques différentes court-circuit peuvent se produire.

Les Caractéristiques des courts-circuits

- Leurs durées
- Leurs origines
- Leurs localisations

Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

- Monophasés : 80 % des cas.
- Biphasés : 15 % des cas. Ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés.
- Triphasés : 5 % seulement dès l'origine.

Conséquences des défauts de court-circuit : Elles sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut, avec : [9]
 - ✓ Détérioration des isolants
 - ✓ Fusion des conducteurs
 - ✓ Incendie et danger pour les personnes
- Pour le circuit défectueux :
 - ✓ Les efforts électrodynamiques, avec :
 - déformation des JdB (jeux de barres),
 - arrachement des câbles
- Sur-échauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants
- Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité
- Les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes
- La mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections
- L'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines

Méthodes de calcul : Le calcul des courants de court-circuit peut se faire suivant l'une des trois méthodes suivante : [6]

- **Méthode conventionnelle :** Elle donne la valeur de I_{cc} mini à l'extrémité d'une installation qui n'est pas alimentée par un alternateur.

$$I_{cc} = A * \frac{0.8U * S}{2\rho l} \dots\dots\dots (1-4)$$

U : Tension entre phase en [V]

L : Longueur de la canalisation en [m]

S : Section des conducteurs en [mm²]

ρ = 0,028 mΩ.m pour le Cu en protection fusible

0,044mΩ.m pour l'Al en protection fusible

0,023mΩ.m pour le Cu en protection disjoncteur

0,037mΩ.m pour l'Al en protection disjoncteur

A = 1 pour les circuits avec neutre (section neutre = section phase)

1,73 pour les circuits sans neutre

0,67 pour les circuits avec neutre (section neutre = 0,5 section phase)

- **Méthode des impédances :** Cette méthode consiste à additionner toutes les résistances et toutes les réactances du circuit en amont du court-circuit.

$$I_{cc} = \frac{C \cdot m \cdot V}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} \dots \dots \dots (1-5)$$

C :Facteur de tension pris égal à 0.95

Partie de l'installation	Schéma	Valeurs à considérer résistances (mΩ)	Réactance (mΩ)
--------------------------	--------	---------------------------------------	----------------

m :Facteur de charge pris égal à 1.05

V :Tension de l'installation entre phase et neutre (V)

Z_{cc} :Impédance totale de la boucle de défaut au point considéré (Ω)

- **Méthode rapide :** Cette méthode rapide, mais approximative, permet de déterminer *I_{cc}* en un point du réseau connaissant *I_{cc}* amont ainsi que la longueur et la section de raccordement au point amont.

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)	$X_t = \sqrt{Z_2^2 + R_2^2}$ $Z = \frac{U_{cc}}{100} * \frac{U^2}{S}$ U_{cc} : tension de court-circuit du transfo en (%)
En câbles (3)		$R_3 = \rho \frac{L}{S}$ $\rho = 22.5 m\Omega \cdot mm^2 / m (Cu)$ $OU 36 m\Omega \cdot mm^2 / m (Al)$ L en m et S en mm^2	$X_3 = 0.09L$ (câble uni jointifs) (mΩ) $X_3 = 0.13L$ (câble uni espacés) (mΩ) ; L en m
En barre		$R_3 = \rho \frac{L}{S}$ $\rho = 22.5 m\Omega \cdot mm^2 / m (Cu)$ $OU 36 m\Omega \cdot mm^2 / m (Al)$ L en m et S en mm^2	$X_3 = 0.15L$ (mΩ) L en m
Disjoncteur rapide		R4 négligeable	X4 négligeable
Sélectif		R4 négligeable	X4 = 0.156 (mΩ)
Moteur		$R_m = 0.2 * X_m$	$X_m = \frac{X_{m\%} * U_N^2}{100 * (\frac{P_n}{\cos\phi * \mu}) * 10^3}$ U_n : tension au secondaire du transformateur. $X_m \%$: réactance des moteurs en % μ : rendement des moteurs. $\cos \phi$: facteur de puissance.

Tableau 5 : Méthodes de calcul des courants de court-circuit

1.9.6 Choix des dispositifs de protection

Le choix d'un disjoncteur doit se faire en fonction : [6]

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

Les disjoncteurs : Un disjoncteur est un appareil de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans des conditions normales et anormales jusqu'à son pouvoir de coupure ultime.

Caractéristiques d'un disjoncteur de basse tension : Les caractéristiques à prendre en compte dans le choix d'un disjoncteur sont : [6]

- **La tension assignée (U_e) :** ou tension d'utilisation
- **Le courant assigné (I_{nAS}) :** courant d'utilisation dans les conditions normales
- **Le nombre de pôles :** les schémas des liaisons à la terre et la fonction requise (Protection, commande, sectionnement) détermine le nombre de pôles
- **Le pouvoir de coupure (PdC) :** ou courant maximal que peut couper l'appareil
- **La courbe de déclenchement :** variation du temps de déclenchement en fonction du rapport I/I_n .

Les différents types de disjoncteurs : Parmi les différents types existants on cite :

- **Disjoncteur différentiel :** Le disjoncteur différentiel à courant résiduel est utilisé, en particulier, chez chaque abonné. Son rôle principal est basé sur la protection des personnes contre les contacts indirects (fuites de courant à la terre)
 - **Principe de fonctionnement :** Le dispositif différentiel comporte un circuit magnétique en forme de tore sur lequel sont bobinés le ou les circuits des phases et du neutre. En l'absence de fuite ou de courant résiduel de défaut, les flux produits par les bobines s'annulent, il ne se passe rien. Si un défaut survient, le courant résiduel de défaut produit un déséquilibre des flux dans les bobines et un flux magnétique dans le tore apparaît. La bobine de mesure est le siège d'une force électromotrice (FEM) qui alimente un petit électro-aimant provoquant le déverrouillage du disjoncteur.

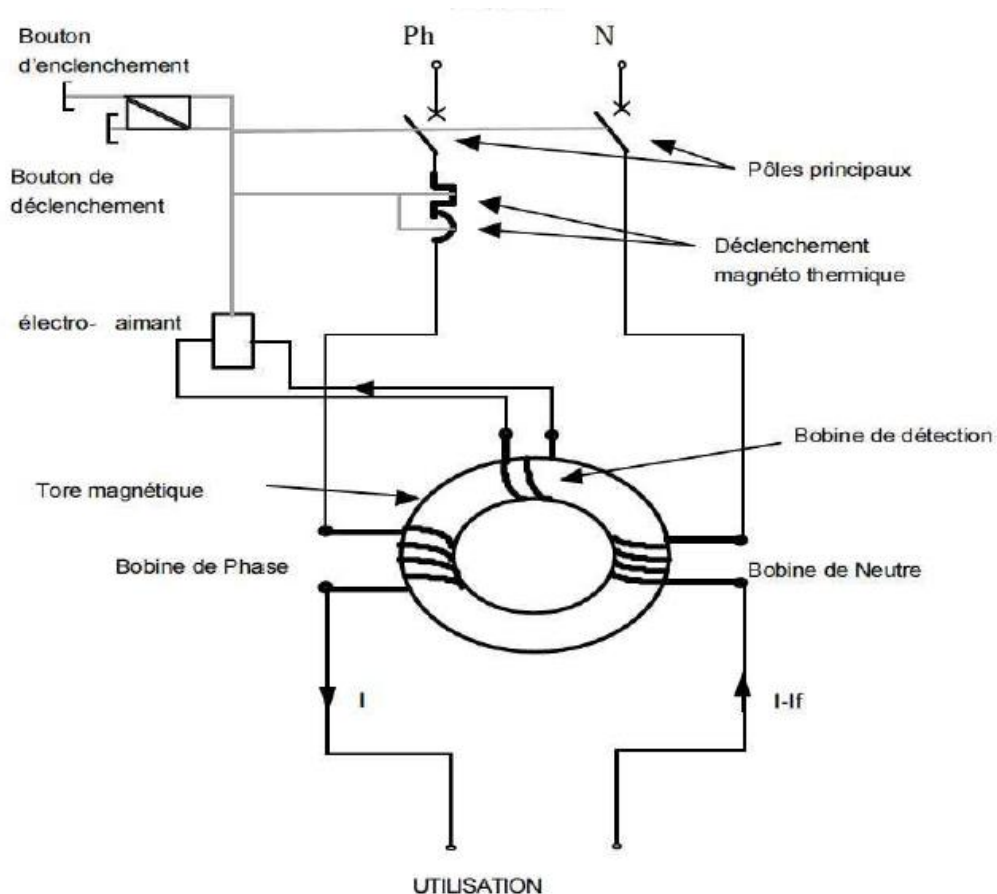


Figure XIII : Disjoncteur différentiel.[6]

- **Temps de déclenchement :** Le temps de déclenchement du DDR est d'autant plus court que le courant de défaut est supérieur au courant de réglage. Il existe quatre classes de DDR en fonction de leur temps de fonctionnement (Déclenchement + coupure). D'autre part, pour des raisons de sélectivité, il peut être nécessaire de retarder un déclenchement. Il y a trois types de retard :
 - Pas de retard
 - 1 ms de retard
 - 400 ms de retard
- **Le disjoncteur magnétothermique :** Le disjoncteur magnétothermique est le seul dispositif capable de remplir simultanément toutes les fonctions d'un appareillage électrique BT. Il assure également un grand nombre d'autres fonctions au moyen d'équipements auxiliaires (la signalisation, la mesure, etc...). Un disjoncteur est un appareil mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre un courant dans un circuit électrique. [7]

Les disjoncteurs doivent satisfaire à la réglementation suivante :

- CEI 60 898 pour les disjoncteurs domestiques
- CEI 60 947 pour les disjoncteurs industriels

Un disjoncteur protège l'installation contre :

- Les surcharges (action du déclencheur thermique [A])

- Les surintensités (action du déclencheur magnétique)

Fonctionnement du déclenchement thermique[7]

- **En condition de surcharge** : l'échauffement significatif fonction de l'intensité provoque le déclenchement grâce à un élément thermomécanique : le bilame.
- **En condition de court-circuit** : à partir d'une certaine intensité, le déclenchement est assuré quasi instantanément par un circuit magnétique qui actionne un noyau.

1.9.7 La sélectivité

La sélectivité des protections est un élément essentiel qui doit être pris en compte dès la conception d'une installation basse tension, afin de garantir aux utilisateurs la meilleure disponibilité de l'énergie. La sélectivité est importante dans toutes les installations pour le confort des utilisateurs, mais elle est fondamentale dans les installations qui alimentent des processus industriels de fabrication. [6]

Une installation non sélective est exposée à des risques de diverses gravités :

- Impératifs de production non respectés
- Rupture de fabrication avec :
 - Perte de production ou de produits finis ;
 - Risque d'endommager l'outil de production dans les processus continus.
- Arrêt de moteur de

Définition : La sélectivité représente la coordination des dispositifs de coupure automatique de telle sorte qu'un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, soit éliminé par le disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut et par lui seul.

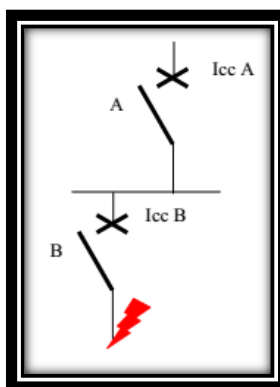


Figure XIV : Schéma représentatif de la sélectivité.[6]

La sélectivité peut être totale ou partielle

Sélectivité totale

La distribution est dite totalement sélective si, et seulement si, quel que soit la valeur du courant de défaut, seul le dispositif situé en aval, parmi ceux sollicités par le défaut, s'ouvre et reste ouvert.

Sélectivité partielle

Si la condition ci-dessus n'est plus respectée au-delà d'un certain courant de défaut la sélectivité est dite partielle.

Les techniques de sélectivité lors du court-circuit

La sélectivité ampère métrique

Elle résulte de l'écart entre les seuils des déclencheurs instantané ou court-retard des disjoncteurs successifs. Surtout utilisée en distribution terminale, elle fait appel à des disjoncteurs rapides, dépourvus de dispositif de retard intentionnel au déclenchement.

Elle s'applique dans le cas de défaut de court-circuit et conduit généralement si elle n'est pas associée à une autre sélectivité à une sélectivité partielle **figure ci-dessous**.

La sélectivité est assurée si le seuil maximum du déclencheur de l'appareil aval est inférieur au seuil minimum de celui de l'appareil amont, toutes tolérances comprises. [6]

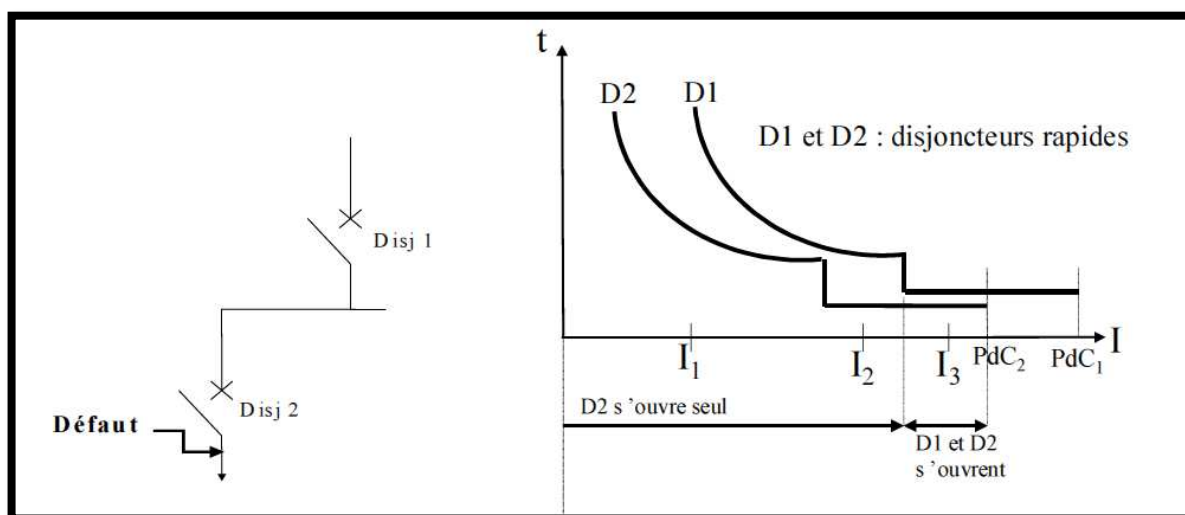


Figure XV : Courbe de sélectivité ampère métrique.[6]

Sachant que :

Pdc 1 : Pouvoirs de coupure du disjoncteur D 1.

Pdc 2 : Pouvoir de coupure du disjoncteur D2.

Courant de défaut : I 1 : seul D2 s'ouvre.

I 2 : seul D1 s'ouvre.

I 3 : D1 et D2 s'ouvrent.

Sélectivité chronométrique

Pour garantir une sélectivité totale, les courbes de déclenchement des deux disjoncteurs ne doivent se superposer en aucun point quelle que soit la valeur du courant de court-circuit présumé. Pour les courants de défaut importants, la sélectivité totale est garantie si les deux parties horizontales des courbes, à droite de I_{ns1} , sont distinctes **Figure ci-dessous**. Plusieurs solutions sont utilisées pour atteindre cet objectif : [6]

- La plus classique, consiste à choisir des disjoncteurs sélectifs équipés d'un dispositif de retard intentionnel.
- La deuxième, s'applique seulement au dernier étage de la distribution et consiste en utilisation d'un disjoncteur limiteur.

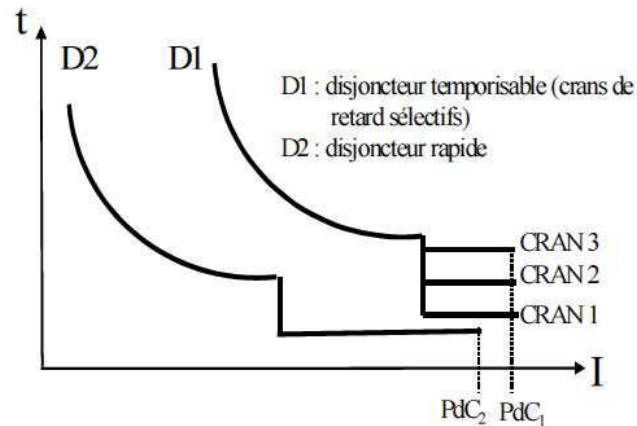


Figure XVI : Courbe de sélectivité chronométrique.[6]

Emploi du disjoncteur sélectif

Le terme sélectif à deux significations :

- Le déclencheur du disjoncteur est équipé d'un système de temporisation fixe ou réglable.
- L'installation et le disjoncteur sont capables de supporter le courant de défaut pendant la durée de vie du retard intentionnel (tenue thermique et tenue électrodynamique).

Un disjoncteur sélectif est normalement précédé (en amont) d'un autre disjoncteur sélectif dont le retard intentionnel est plus important. L'emploi de ce type de disjoncteurs correspond à la sélectivité chronométrique conduit, en cas de défaut à des temps totaux de coupure supérieurs à 20ms (une période), pouvant aller jusqu'à quelques centaines de millisecondes. Figure XVI

Lorsque l'installation (et éventuellement le disjoncteur) n'est pas capable de supporter pendant la temporisation un fort I_{cc} , il est nécessaire que le disjoncteur D1 soit équipé d'un déclencheur instantané à haut seuil (DIN). Dans ce cas, la zone de sélectivité est limitée au seuil du DIN du disjoncteur amont. Il y a aussi :

Sélectivité logique

Basée sur la localisation du défaut, le disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut

- Détecte le défaut ;
- Envoie un signal de non ouverture aux disjoncteurs placés en amont.

Sélectivité verticale

Le courant de défaut différentiel n'est pas limité, comme pour un courant de court-circuit, par l'impédance du réseau, mais par la résistance du circuit de retour (prise de terre de la source et des masses d'utilisation) ou, dans le cas de toutes les masses sont interconnectées par une liaison équipotentielle principale, par l'impédance de boucle de défaut. Ceci étant le courant différentiel sera d'autant plus élevé que le défaut sera franc.

Sélectivité horizontale

Prévue par la norme **NFC 15-100**, elle permet l'économie d'un disjoncteur différentiel en tête d'installation. En cas de défaut, seul le départ en défaut est mis hors tension, les autres dispositifs différentiels ne voient pas de courant de défaut.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes étapes à suivre à fin d'aboutir à une installation assurant la protection des différentes parties, la protection des personnes en exploitant les schémas de liaisons à la terre.

Une optimisation du fonctionnement et du coût est possible, si on fait appel à des techniques de sélectivité et de filiation.

Une alimentation de secours est toujours indispensable pour assurer la continuité de service des circuits prioritaires.

Introduction

La rentabilité d'une installation industrielle est directement liée à la disponibilité de l'outil de production, les réseaux électriques livrent l'énergie nécessaire au fonctionnement de l'outil de production. Ainsi, la continuité d'alimentation des récepteurs est recherchée dès la conception du réseau, notre travail c'est d'assurer cette continuité de service en faisant un dimensionnement adéquat pour cette usine.

Notre objectif est de déterminer l'installation électrique satisfaisant les exigences du processus industriel au moindre cout d'investissement d'exploitation et de défaillance avec une bonne continuité de service.

Pour concevoir et définir notre réseau on a recueilli le maximum de données (caractéristiques des équipements et matériels nécessaires au bon fonctionnement de l'usine) et ceux dans des conditions d'environnement standards.

Sachant que - La niche du poste transformateur se trouve à 100m de la source de piquage de la HTA 30kv, et que Le piquage se fera à partir d'un autre poste transformateur, on classe les récepteurs comme le démontre (letableau 6).

2.1 Identification des différents circuits électriques du site

Tableau 6 : Identification des différents circuits électriques du site.

RECEPTEUR	QUANTITE	U[v]	Pn[W]	In[A]	Cosφ	L[m]
Alimentation force machines						
Départ N° 01						
Machine A N°1	1	400	37000	66,75612488	0,8	20
Machine A N°2	1	400	37000	66,75612488	0,8	25
Machine C N°1	1	400	10000	16,98089027	0,85	40
Machine C N°2	1	400	10000	16,98089027	0,85	35
Machine C N°3	1	400	10000	16,98089027	0,85	45
Monte-charge	1	400	18000	32,47595264	0,8	15
Départ N° 02						
Compresseur N°1	1	400	37000	66,75612488	0,8	20
Compresseur N°2	1	400	45000	81,1898816	0,8	10
Scie à panneau	1	400	52000	93,81941874	0,8	08
Emballeuse	1	400	52200	107,6345859	0,7	12
Emballeuse	1	400	52200	107,6345859	0,7	12
Départ N° 03						
Machine B N°1	1	400	75000	144,3375673	0,75	25
Machine B N°2	1	400	75000	144,3375673	0,75	25
Machine B N°3	1	400	75000	144,3375673	0,75	25
Station de pompage						
Départ N° 04						
Pompe centrifuge N°1	1	400	45000	81,1898816	0,8	30
Pompe centrifuge N°2	1	400	90000	162,3797632	0,8	30
Système de climatisation						

Départ N° 05						
System type roof top N°1	1	400	52000	93,81941874	0,8	10
System type roof top N°2	1	400	52000	93,81941874	0,8	10
System type roof top N°3	1	400	52000	93,81941874	0,8	10
Type split système	10	400	35000	631,4768569	0,8	/
Eclairages et prises de courant						
Départ N° 06						
Éclairage hangar	100	230	3600	5,196152423	1	75
Éclairage extérieur	20	230	5000	7,216878365	1	120
Éclairage bureau	10	230	1440	2,078460969	1	25
Éclairage salle de stock	10	230	720	1,039230485	1	20
Éclairage vestiaire	8	230	576	0,831384388	1	10
Prises salle de stock	2	230	3520	5,080682369	1	15
Prises vestiaire	4	230	3520	5,080682369	1	20
Prises bureau	60	230	35200	50,80682369	1	80
Prises hangar	30	230	3520	5,080682369	1	90
Prises extérieur	14	230	3520	5,080682369	1	40

2.2 Schéma unifilaire

Toute exploitation d'une installation électrique a besoin d'avoir un plan de passage des conducteurs et de distribution.

A cet effet, il est utile de prendre un schéma unifilaire de l'installation, dans lequel on distingue :

- Les plans de cheminement des câbles
- Les plans d'implantation des équipements
- Les plans de câblage des armoires et coffrets

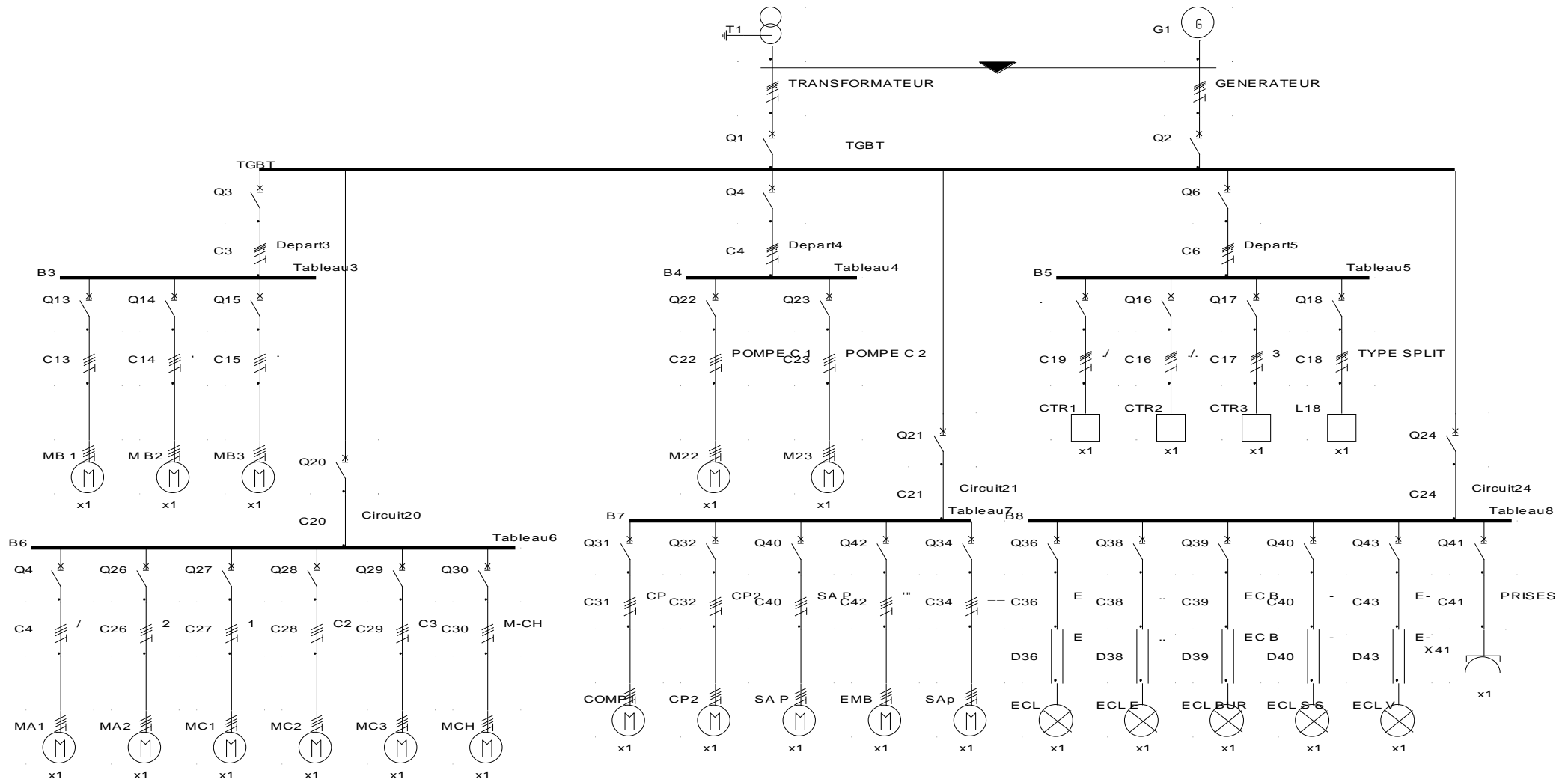


Figure XVII : Schéma unifilaire de l'installation

Conclusion

Ce chapitre décrit de manière précise les aspects significatifs du projet. Dans notre cas on a utilisé le logiciel ECODIAL pour l'élaboration du schéma unifilaire on ne tenant pas compte des données assignées au programme, juste pour obtenir un schéma architectural de notre réseau.

Dans cette partie on a présenté les différentes charges de l'installation et son schéma unifilaire afin d'élaborer la partie de dimensionnement de notre installation dans le chapitre suivant.

Introduction

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

3.1 Calcul de la puissance installée du TGBT

Tableau 7 : Bilan de puissance installée de l'installation.

RECEPTEUR	QUANTITE	U[v]	Pn[W]	In[A]	Cosφ	Qn[vAR]	Sn[vA]
Départ N° 01							
Machine A N°1	1	400	37000	66,75612488	0,8	27750	46250
Machine A N°2	1	400	37000	66,75612488	0,8	27750	46250
Machine C N°1	1	400	10000	16,98089027	0,85	6197,443384	11764,70588
Machine C N°2	1	400	10000	16,98089027	0,85	6197,443384	11764,70588
Machine C N°3	1	400	10000	16,98089027	0,85	6197,443384	11764,70588
Monte-charge	1	400	18000	32,47595264	0,8	13500	22500
Départ N° 02							
Compresseur N°1	1	400	37000	66,75612488	0,8	27750	46250
Compresseur N°2	1	400	45000	81,1898816	0,8	33750	56250
Scie à panneau	1	400	52000	93,81941874	0,8	39000	65000
Emballeuse	1	400	52200	107,6345859	0,7	53254,652	74571,42857
Emballeuse	1	400	52200	107,6345859	0,7	53254,652	74571,42857
Départ N° 03							
Machine B N°1	1	400	75000	144,3375673	0,75	66143,78278	100000
Machine B N°2	1	400	75000	144,3375673	0,75	66143,78278	100000
Machine B N°3	1	400	75000	144,3375673	0,75	66143,78278	100000
Départ N° 04							
Pompe centrifuge N°1	1	400	45000	81,1898816	0,8	33750	56250
Pompe centrifuge N°2	1	400	90000	162,3797632	0,8	67500	112500
Départ N° 05							
System type roof top N°1	1	400	52000	93,81941874	0,8	39000	65000
System type roof top N°2	1	400	52000	93,81941874	0,8	39000	65000
System type roof top N°3	1	400	52000	93,81941874	0,8	39000	65000
type split système	10	400	35000	63,14768569	0,8	26250	43750
Départ N° 6							
éclairage hangar	100	400	3600	5,196152423	1	0	3600
éclairage extérieur	20	400	5000	7,216878365	1	0	5000
éclairage bureau	10	400	1440	2,078460969	1	0	1440
éclairage salle de stock	10	400	720	1,039230485	1	0	720
éclairage vestiaire	8	400	576	0,831384388	1	0	576
Prises salle de stock	2	400	3520	5,080682369	1	0	3520
Prises vestiaire	4	400	3520	5,080682369	1	0	3520

Prises bureau	60	400	35200	50,80682369	1	0	35200
Prises hangar	30	400	3520	5,080682369	1	0	3520
Prises extérieur	14	400	3520	5,080682369	1	0	3520
Pn totale	972016						
Qn totale	737532,9825						
Sn totale	1220151,632						
In totale	1782,645419						

Le bilan de puissance effectué, donne la puissance installée suivante :

Charge	S(kVA)
TGBT	1220 ,151632

3.2 Calcul de la puissance d'utilisation du TGBT

Tableau 8 : Bilan de puissance utilisé de l'installation.

RECEPTEUR	QUANTITE	Ku	Ks	Pu[W]	Qu[vAR]	Su[vA]	Ib[A]
Départ N° 01							
Machine A N°1	1	0,75	/	27750	20812,5	34687,5	50,06709366
Machine A N°2	1	0,75	/	27750	20812,5	34687,5	50,06709366
Machine C N°1	1	0,75	/	7500	4648,0825	8823,5294	12,7356677
Machine C N°2	1	0,75	/	7500	4648,0825	8823,5294	12,7356677
Machine C N°3	1	0,75	/	7500	4648,0825	8823,5294	12,7356677
Monte-charge	1	0,75	/	13500	10125	16875	24,35696448
Totale			Ks=0,7	64050	45985,973	78904,412	113,8887084
Départ N° 02							
Compresseur N°1	1	0,75	/	27750	20812,5	34687,5	50,06709366
Compresseur N°2	1	0,75	/	33750	25312,5	42187,5	60,8924112
Scie à panneau	1	0,75	/	39000	29250	48750	70,36456406
Emballeuse	1	0,75	/	39150	39940,989	55928,571	80,72593943
Emballeuse	1	0,75	/	39150	39940,989	55928,571	80,72593943
Totale			Ks=0,8	143040	124205,58	189985,71	274,2207582
Départ N° 03							
Machine B N°1	1	0,75	/	56250	49607,837	75000	108,2531755
Machine B N°2	1	0,75	/	56250	49607,837	75000	108,2531755
Machine B N°3	1	0,75	/	56250	49607,837	75000	108,2531755
Totale			Ks=0,9	151875	133941,16	202500	292,2835738

Départ N° 04							
Pompe centrifuge N°1	1	0,75	/	33750	25312,5	42187,5	60,8924112
Pompe centrifuge N°2	1	0,75	/	67500	50625	84375	121,7848224
Totale	Ks=0,9			91125	68343,75	113906,25	164,4095102
Départ N° 05							
System type roof top N°1	1	1	/	52000	39000	65000	93,81941874
System type roof top N°2	1	1	/	52000	39000	65000	93,81941874
System type roof top N°3	1	1	/	52000	39000	65000	93,81941874
Type splitsystème	10	1	1	35000	26250	43750	63,14768569
Totale	Ks=0,8			152800	114600	191000	275,6847535
Départ N° 06							
Éclairage hangar	100	1	/	3600	0	3600	5,196152423
Éclairage extérieur	20	1	/	5000	0	5000	7,216878365
Éclairage bureau	10	1	/	1440	0	1440	2,078460969
Éclairage salle de stock	10	1	/	720	0	720	1,039230485
Éclairage vestiaire	8	1	/	576	0	576	0,831384388
Totale éclairage				11336	0	11336	16,36210663
Prises salle de stock	2	1	0,55	1936	0	1936	2,794375303
Prises vestiaire	4	1	0,325	1936	0	1936	2,794375303
Prises bureau	60	1	0,6	19360	0	19360	27,94375303
Prises hangar	30	1	0,6	1936	0	1936	2,794375303
Prises extérieur	14	1	0,6	1936	0	1936	2,794375303
Totale prises	Ks=0,8			21683,2	0	27104	39,12125424
Totale	Ks=0,7			23113,44	0	38440	55.48336087
Pu totale	438,20289	Ks=0.7					
Qu totale	340,953526	Ks=0.7					
Su totale	555,221269						
Ib	801,392873						

Tableau 9 : La charge totale du TGBT

Charge	PU [kW]	QU [kVAR]	SU [kVA]	Ib[kA]
TGBT	438,20289	340,953526	555,221269	8,01392873

Pour notre installation on prend un facteur d'extension égale à 1.2 comme cité dans le chapitre 1.

Tableau 10 : Charge totale du TGBT après application du facteur d'extension

Charge	Pu[kW]	Qu[kVAR]	Su[kVA]	Ib[A]
TGBT	525,84289	409,144231	666,265523	961,671447

3.3 Détermination du facteur de puissance totale de l'installation

Le facteur de puissance est un indicateur de la qualité de la conception et de la gestion d'une installation électrique. Il repose sur deux notions très basiques : les puissances active et apparente.

La puissance active P (kW) est la puissance réelle transmise à des charges telles que moteurs, lampes, appareils de chauffage, ordinateurs. La puissance active est transformée en énergie mécanique, chaleur ou lumière.

La puissance apparente est la base du dimensionnement de l'équipement électrique.

Le facteur de puissance $\cos \varphi$ est le rapport de la puissance active P (kW) sur la puissance apparente S (kVA)

Tableau 11 : Facteur totale de puissance de l'installation.

Charge	PU [kW]	SU [kVA]	$\cos \varphi$
TGBT	525,84289	666,265523	0.789

3.4 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 400V.

Après avoir effectué le bilan de puissance utilisé on est arrivé à déterminer la puissance totale utilisée par l'installation de notre usine qui va nous permettre d'après (le tableau N°9 de l'annexe) de déterminer le transformateur de puissance normalisée adéquat à notre installation.

Le choix du transformateur se portera sur le transformateur 800 KVA.

3.4.1 Calcul du rapport de transformation

Pour le calcul du rapport de transformation, on utilise la formule suivante, tout en supposant que le primaire et le secondaire ont le même couplage :

$$m = \frac{U_2}{U_1} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \dots \dots \dots (3-1)$$

Avec : U_1, U_2 : Tension primaire et secondaire du transformateur ;

I_1, I_2 : Courant primaire et secondaire du transformateur ;

$N_1 N_2$: Nombre de spires au primaire et au secondaire du transformateur.

$$m = \frac{U_2}{U_1} = \frac{400}{30000} = 0.01333 \dots \dots \dots (3-2)$$

Donc, le rapport de transformation égal à, $m = 0.01333$

3.4.2 Calcul du courant secondaire

Le courant assigné du transformateur, côté BT, est déterminé par l'expression

$$I_n = \frac{S_n * 10^3}{\sqrt{3} U_{20}} = \frac{800 * 10^3}{\sqrt{3} * 400} = 1154.701 \text{ A} \dots \dots \dots (3-3)$$

S_n = Puissance assignée du transformateur (kVA).

U_{20} = Tension assignée secondaire (à vide) du transformateur (V).

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

Donc, le courant secondaire du transformateur égal à : $I_2 = 1154.701 \text{ A}$

3.4.3 Calcul du courant primaire

$$m = \frac{I_1}{I_2} \Rightarrow I_1 = m * I_2 = 15.392 \text{ A} \dots \dots \dots (3-4)$$

Donc, le courant primaire du transformateur égal à : $I_1 = 15.392 \text{ A}$

3.4.4 Détermination de U_{cc}

Pour le transformateur de distribution (norme **NBN - HD 428 I SI**), U_{cca} des valeurs Normalisées. (Voir le tableau N°7 de l'annexe 1).

La tension de court-circuit $U_{cc} = 6\% U$, pour notre transformateur ce qui nous donne une tension de court-circuit en volt de $U_{cc} = 24 \text{ V}$.

$R_t = 3.3 \text{ m}\Omega$. $X_t = 10 \text{ m}\Omega$.

Après avoir effectué le bilan de puissance, les caractéristiques du transformateur nécessaire Pour notre installation sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 12 : Caractéristique du transformateur nécessaire pour l'installation.

Caractéristiques du Transformateur	Puissance apparente [kVA]	Tension primaire [kV]	Tension secondaire [V]	Courant primaire [A]	Courant secondaire [kA]	Rapport de transformation	Tension de court-circuit en %
Résultats	800	30	400	15.392	1.154701	0.01333	6

3.5 Choix et dimensionnement du groupe électrogène

Comme l'alimentation de tous les récepteurs de notre installation est assurée aussi par le groupe électrogène dans le cas de coupure d'électricité, on procède à un groupe de la même puissance par rapport à celle du transformateur, ce qui implique la puissance du groupe est de 800 KVA.

3.6 Compensation de l'énergie réactive

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

Compenser l'énergie réactive, c'est fournir cette énergie à la place du réseau de distribution par l'installation d'une batterie de condensateurs, source d'énergie réactive de puissance Q_c . Et pour bien définir l'énergie réactive et le but de compensation on doit reprendre à cette liste de questions : [11] [12]

1. D'où vient l'énergie réactive ?
 - L'énergie réactive est liée à l'utilisation de récepteurs inductifs (moteurs, transformateurs).
2. Quel élément permet de mesurer la consommation d'énergie réactive ?
 - Le $\cos \varphi$ ou le $\tan \varphi$
3. Quel est l'intérêt d'un bon $\cos \varphi$?
 - Augmentation de la puissance disponible au secondaire du transformateur.
 - Diminution du courant véhiculé dans l'installation en aval du disjoncteur BT. Ceci entraîne la diminution des pertes par effet Joule dans les câbles
4. Quelles sont les inconvénients de la circulation d'énergie réactive ?

Une grande puissance réactive donc un mauvais facteur de puissance ($\cos \varphi$ faible out φ fort) nous pénalise sur :

 - Une diminution de la puissance active disponible au secondaire du transformateur alimentant l'installation
 - Le dimensionnement des câbles et de l'installation : Pertes importantes par échauffement.

3.6.1 Matériel et mode de compensation d'énergie réactive

En basse tension, la compensation de l'énergie réactive s'effectue au choix avec deux systèmes d'équipements :

- ($Q_c / S_n < 15 \%$) → Système à compensation fixe utilisant des condensateurs de valeur fixe délivrant une puissance réactive constante.
- ($Q_c / S_n \geq 15 \%$) → Système à compensation automatique mettant en jeu une batterie de condensateurs divisée en gradins et commandée par un régulateur. Ce dernier adapte la puissance réactive fournie aux besoins de l'installation en fonction du $\cos \varphi$.

3.6.2 Mode de compensation

La compensation d'une installation peut être réalisée de différentes façons [13]

- Globale
La batterie est raccordée en tête d'installation est assure une compensation pour l'ensemble de l'installation, Elle reste en service de façon permanente pendant la marche normale de l'usine (Figure XVIII).
Lorsque la charge est stable et continue, une compensation globale convient.

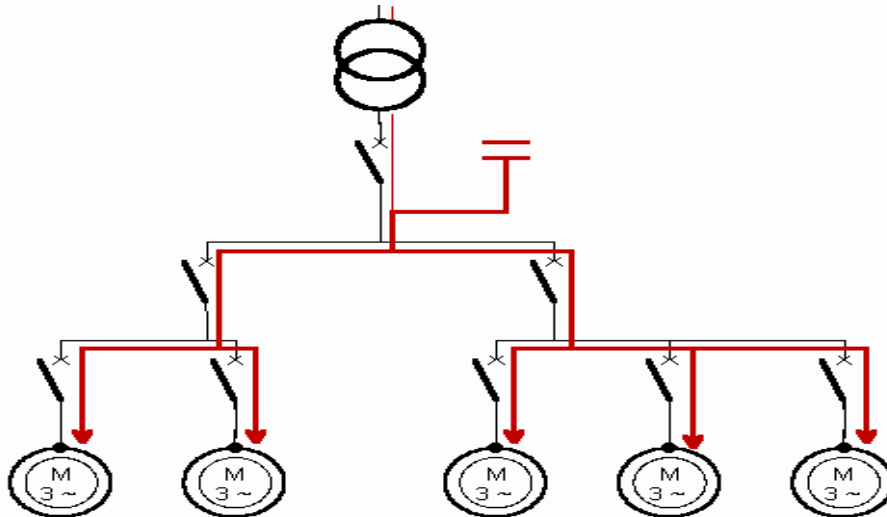


Figure XVIII : Compensation globale. [13]

➤ 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 XIX).

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

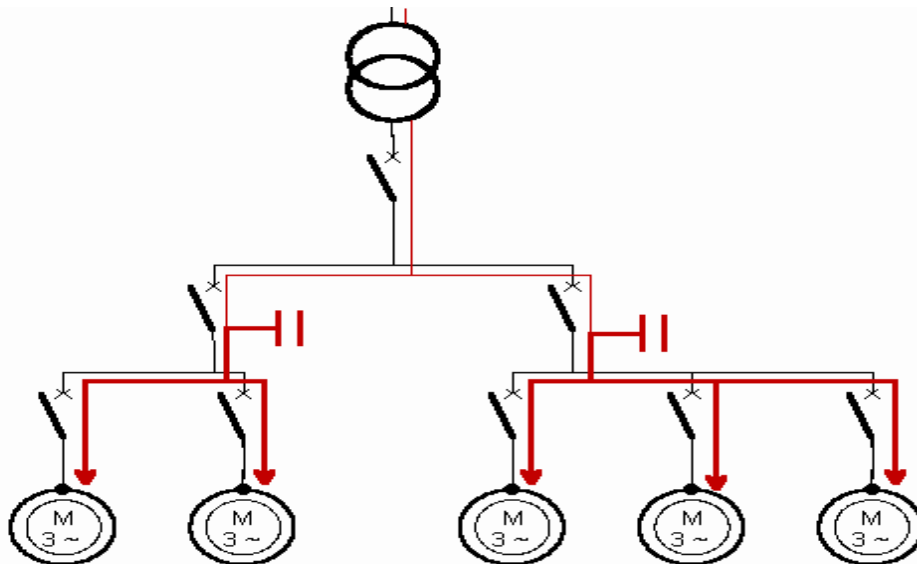


Figure XIX : Compensation partielle. [13]

➤ 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 (Figure XX).

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

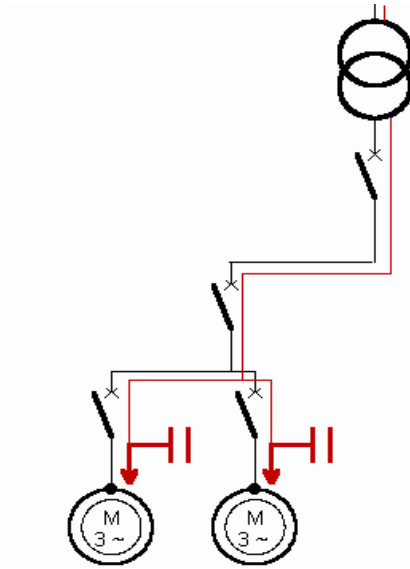


Figure XX : Compensation individuelle. [13]

3.6.3 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. [13]

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. [13] [14]

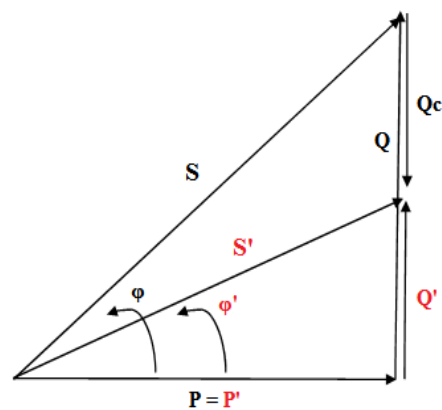


Figure XXI : Triangle des puissances. [13]

3.6.5 Techniques de détermination de la puissance réactive.

On connaît :

- la puissance active de l'installation
- son facteur de puissance actuel $\cos(\varphi)$
- le facteur de puissance souhaité $\cos(\varphi')$

3.6.5.1 Méthode graphique

On trace le triangle des puissances à l'échelle, On détermine ainsi la puissance réactive actuelle.

On trace le nouvel angle φ' ce qui permet de connaître la nouvelle puissance réactive de l'installation, La puissance réactive de compensation est obtenue par différence.

La méthode se poursuit par le calcul de la capacité de chacun des trois condensateurs.

3.6.5.2 Par calculs

La puissance réactive actuelle est donnée par $Q = P \times \text{tg}(\varphi)$ (3-5)

La puissance réactive souhaitée est donnée par $Q' = P \times \text{tg}(\varphi')$ (3-6)

La puissance réactive de compensation est donnée par la différence

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_c = Q - Q' \dots\dots\dots (3-7) \end{array} \right.$$

Ou

$$Q_c = P * (\text{tg}\varphi - \text{tg}\varphi') \dots\dots\dots (3-8)$$

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

➤ En monophasé

La valeur de la capacité en monophasé se calcule à l'aide de la relation suivante

$$Q_c = C \cdot \omega \cdot V^2 \dots\dots\dots (3-9)$$

➤ En triphasé

Dans un système triphasé on peut calculer la valeur de la capacité par deux façons, selon le couplage :

a) Couplage triangle

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

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{c-\Delta} = 3 \cdot C_{eq} \cdot \omega \cdot U^2 \dots\dots\dots (3-10) \\ C_{eq} = \left(\frac{m}{n}\right) \cdot C \dots\dots\dots (3-11) \end{array} \right.$$

Avec ;

U: Tension composée (V)

U_{CO}: Tension nominale du condensateur (V)

ω : Pulsation des tensions du réseau (rd/s)

C: Capacité du condensateur (F)

m : Nombre de condensateur connecté en parallèle

n: Nombre de condensateurs connectés en série

b) Montage étoile

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

$$Q_{C-Y} = C_{eq} \cdot \omega \cdot V^2 \dots\dots\dots (3-12)$$

➤ La relation entre (C_{eq-Y}) et $(C_{eq-\Delta})$

$$Q_{C-\Delta} = 3 \cdot C_{eq} \cdot \omega \cdot U^2 \dots\dots\dots (3-13)$$

$$Q_{C-Y} = 3 \cdot C_{eq} \cdot \omega \cdot \left(\frac{U}{\sqrt{3}}\right)^2 = C_{eq} \cdot \omega \cdot U^2 \dots\dots\dots (3-14)$$

$$D'où : -Y = 3 \cdot C_{eq-\Delta} \dots\dots\dots (3-15)$$

3.6.6 Calcul de la puissance compensée

Nous avons opté pour le mode de compensation individuelle qu'on trouve meilleur sur le plan d'investissement à long terme ; elle permet d'éliminer l'énergie réactive qui circule en amont des batteries. La diminution du courant réactif transitant, nous permet d'avoir des sections des câbles faibles et aussi une faible chute de tension. Pour calculer la puissance réactive compensée Q_c il faut tenir compte des étapes citées précédemment pour le mode à choisir.

➤ Au niveau de TGBT on a :

$$\begin{cases} \cos \phi = 0.789 \\ \text{tg} \phi = 0.7786 \end{cases}$$

On a $Q_u = 409144,231 \text{ Var}$

$\cos \phi'$ désiré 0.93 ainsi $\text{tg} \phi' = 0.3952$

$$Q_c = P \cdot (\text{tg} \phi - \text{tg} \phi') = 201608.164 \text{ VAR}$$

$$Q = Q' + Q_c$$

$$Q_c = Q - Q'$$

$$Q' = 409144,231 - 201608.164 = 207536.067 \text{ Var}$$

$$Q_{C-\Delta} = 3 \cdot C_{eq} \cdot \omega \cdot U^2$$

$$C_{eq} = \frac{Q_c}{3\omega U^2} = \frac{201608.164}{3 \times 314 \times 400^2} = 1337.633 \mu\text{F}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{\Delta} = 1337.633 \mu\text{F} \\ C_Y = 4012899 \mu\text{F} \end{array} \right.$$

Tableau 13 : puissances réactives avant et après compensation.

Charges	Avant compensation		Après compensation				
	$Q_u(\text{Var})$	$\cos\varphi$	$Q_c(\text{Var})$	$Q'(\text{Var})$	$\cos\varphi'$	$C_\Delta(\mu\text{F})$	$C_Y(\mu\text{F})$
TGBT	409144,231	0.789	201608.164	207536.067	0.93	1337.633	4012899

3.6.7 Protection des batteries de condensateurs

Le calibre de l'appareil de protection doit être déterminé sur la base d'un courant d'emploi réel (IB) majoré par le coefficient K :

K = 2 pour Q < 25 kVa

K = 1,8 pour Q < 50 kVa

K = 1,7 pour Q < 100 kVa

K = 1,5 pour Q > 100 kVa

$$I_b = \frac{Q \times 1000}{U\sqrt{3}} \times K \dots\dots\dots (3-16)$$

Q : puissance réactive de la batterie de condensateurs (en kVa)

U : tension nominale du réseau triphasé

3.6.8 Vérification de type de compensation

Tableau 14 : type de compensation de l'énergie réactive

Qc (kVAR)	Sn(kVA)	Qc/Sn (%)	Type de compensation
127.6482449	800	25.20	Automatique

$$I_b = \frac{201.608164 \times 1000}{400\sqrt{3}} \times 1.5 = 436.4944 (A)$$

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons déterminé les différents types de puissances (énergies active réactive et apparente de toute l'installation) ainsi que les différents courants nominaux, et courant d'emplois des différents récepteurs de toute l'installation, ce qui nous a permis de dimensionner le transformateur et le groupe électrogène pour l'installation de notre usine et nous a permis de dimensionner la section de conducteur et le choix de l'appareillage de protection dans le chapitre quatre, puis on a défini le facteur de puissance totale grâce à quoi on peut évaluer indirectement le niveau de puissance réactive présent dans notre installation.

En suite après avoir étudié les différents types de compensations d'énergie réactive par batterie de condensateurs on a amélioré le facteur de puissance de notre installation.

Introduction

Dans un projet de dimensionnement d'une installation électrique la détermination des sections des conducteurs s'avère nécessaire. Les conducteurs étant destinés à assurer la libre circulation des courants nécessaires au bon fonctionnement des différents récepteurs, il convient d'envisager un choix judicieux répondant aux différentes normes en vigueur. Cependant ce choix prend en compte les conditions dans lesquelles sont installées les canalisations (mode de pose, type de câble, nature de l'isolant et de l'âme des conducteurs, regroupement des circuits et la température ambiante...).

Ainsi la section de la canalisation destinée à véhiculer le courant d'emploi (I_B) d'un récepteur doit être choisi de telle sorte que le courant admissible (I_Z) de celle-ci soit supérieur au courant nominal (I_n) de l'appareil qui le protège. Il convient donc de respecter la condition suivante : $I_B \leq I_n \leq I_Z$

Le courant I_Z est pris égale au courant I_n dans le cas où la protection est assurée par un disjoncteur, celui-ci est multiplié par un coefficient majorant dans le cas d'une protection par fusible. Dans ce projet, les protections des différents récepteurs sont assurées par des disjoncteurs.

4.1 Détermination des sections de conducteurs en moyenne tension

4.1.1 Principe de la méthode

La méthode de détermination de la section des conducteurs en moyenne tension consiste à :

- déterminer le courant maximal d'emploi I_B des récepteurs à alimenter
- déterminer la section S_1 satisfaisant l'échauffement de l'âme du câble en régime de fonctionnement normal, qui peut être permanent ou discontinu. Cette étape nécessite la

Connaissance :

- des conditions d'installation réelles de la canalisation, par conséquent du facteur de correction global f
- des valeurs des courants admissibles des différents types de câble dans les conditions standards d'installation.
- déterminer la section S_2 nécessaire à la tenue thermique du câble en cas de court-circuit triphasé
- déterminer la section S_3 nécessaire à la tenue thermique de l'écran du câble en cas de court-circuit à la terre
- vérifier éventuellement la chute de tension dans la canalisation pour la section S retenue. La section technique S à retenir est la valeur maximale parmi les sections S_1, S_2 et S_3 .
- éventuellement, calculer et choisir la section économique. [3]

4.1.2 Détermination du courant d'emploi I_B

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

Dans notre cas on a le courant $I_B = 15.392$ A

4.1.3 Détermination de la section S1 satisfaisant l'échauffement

La pose enterrée directement (câbles armés) correspond au mode de pose S1 (voir tableau N°12 de l'Annexe 1).

- Mode de pose $f_0 = 1$ (Tableau N°12 annexe 1)
- Température du sol (voir tableau N°13 de l'Annexe 1) : $f_2 = 0,93$
- Facteurs de correction pour des résistivités thermiques du sol $f_3 = 1$ (voir tableau N°14 de l'Annexe 1)
- Facteurs de correction pour groupement de plusieurs canalisations (câbles enterrés) $f_4 = 0,6$.

Le facteur de correction global est : $f = 0,93 * 0,6 = 0,558$.

Le courant équivalent que le câble doit pouvoir véhiculer dans les conditions standards d'installation est :

$$I_{z=} \frac{I_B}{f} = \frac{15,392}{0,558} = 27,584 \text{ A} \dots\dots\dots(4-1)$$

Le tableau N°15 de l'annexe 1 (colonne (3), PR, cuivre) donne une section minimale S1 16 mm², qui au courant admissible I₀=125 A.

4.1.4 Vérification des contraintes thermiques (S₂)

L'impédance du transformateur Z_{T1} est : [3]

$$Z_{T1} = \frac{U_n^2}{S_n} \times \frac{U_{cc}}{100} = \frac{(400)^2}{800 \times 10^3} \times \frac{6}{100} = 0,012 \Omega \dots\dots\dots(4-2)$$

Le courant de court-circuit maximal est donc :

$$I_{cc} = 1,1 * \frac{U_n}{\sqrt{3} Z_{T1}} = 1,1 \times \frac{400}{0,012 \times \sqrt{3}} = 3,048 \text{ KA} \dots\dots\dots(4-3)$$

La section des conducteurs satisfaisant à la contrainte du court-circuit est :

$$S_2 \geq \frac{I_{cc}}{k} \sqrt{t} \dots\dots\dots(4-4)$$

I_{cc} : courant de court-circuit maximal

t=1 s : durée du court-circuit

k=143 : coefficient correspondant à un conducteur en cuivre isolé au PR dont la valeur est donnée dans le (tableau N°17 de l'annexe 1)

D'où

$$S_2 \geq 22 \text{ mm}^2$$

La section minimale à retenir est donc $S_2 = 25 \text{ mm}^2$.

4.1.5 Vérification des chutes de tensions

La chute de tension est donnée par la formule : [3]

$$\Delta V = (\rho_1 \frac{\ell}{S} \cos \varphi + \lambda \ell \sin \varphi) I_B \dots\dots\dots(4-5)$$

$\ell = 100 \text{ m}$; $S = 25 \text{ mm}^2$; $\lambda = 0,15 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$; $I_B = 15,39 \text{ A}$; $\rho_1 = 0,0036 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

On suppose que la charge du câble a un $\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)

D'où

$$\Delta V = (0,036 \times \frac{100}{25} \cdot 0,8 + 0,15 \times 100 \times 0,6) \times 15,39 \dots\dots\dots(4-6)$$

$$\Delta V = 140 \text{ V.}$$

La chute de tension relative est : $\frac{\Delta V}{V_n} = \frac{140}{\frac{30000}{\sqrt{3}}} * 100 = 0.8 \% \dots\dots\dots(4-7)$

La chute de tension est acceptable.

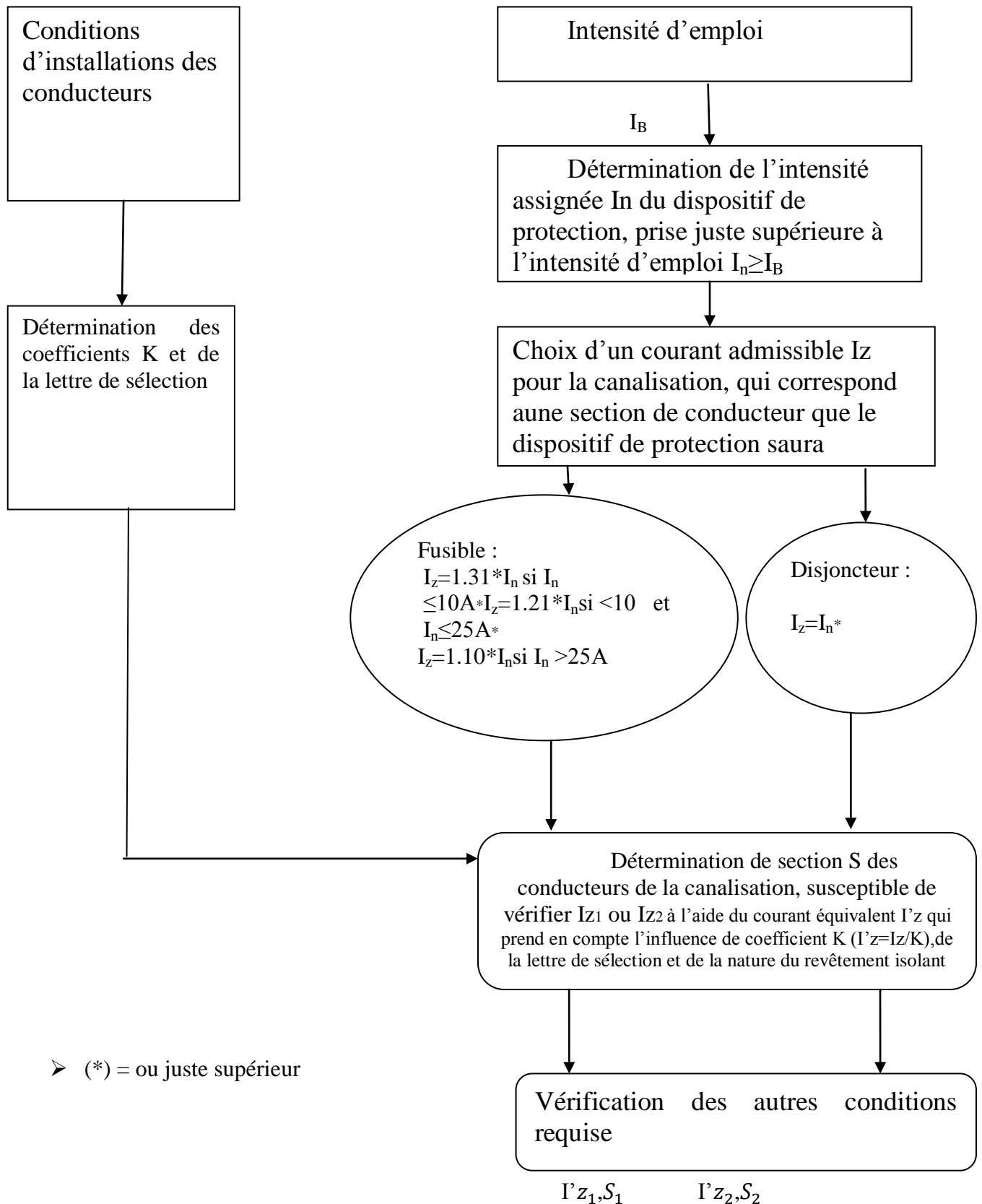
4.1.6 Choix de la section technique

$$S_1 = 16mm^2. \qquad S_2 = 25mm^2$$

La section technique a retenir est donc $S = 25mm^2$.

4.2 Détermination des sections de conducteurs en basse tension

4.2.1 Principe de calcul



➤ (*) = ou juste supérieur

Figure XXII : logigramme de la détermination de la section d'une canalisation.[3]

4.2.2 Section de sécurité Ss

4.2.2.1 Calcul de la section selon l'échauffement Ss ou courants fictifs admissibles Iz'

En fonction des conditions environnementales et les critères des conducteurs, des facteurs de correction sont appliqués pour la détermination des courants admissibles des canalisations. Les conditions dans lesquelles l'installation est dimensionnée sont les suivantes.

- Type d'éléments conducteurs
Conducteurs et câbles multiconducteurs
- Mode de pose
- Lettre de sélection
- La température ambiante
- Toutes les protections sont assurées par des disjoncteurs.
- La nature de l'isolant
- L'intensité nominale du courant d'emploi I_B
- Déterminer un coefficient K qui caractérise l'influence des différentes conditions d'installation.

Ce coefficient K s'obtient en multipliant les facteurs de correction, K1, K2, K3, Kn et Ks :

Le mode de pose dans notre étude c'est sous caniveau, moulures, plinthes, chambranles qui est sélectionné par Lettre 'B' d'après le tableau N°1 de l'annexe1.

Le facteur de correction K1=0.95 déduit de tableau N°2 de l'annexe1.

Le facteur de correction K2=1 (pas de condition à vérifier) déduit du tableau N°3 de l'annexe1.

Le facteur de correction K3=1 déduit du tableau N°4 de l'annexe1.

Le facteur de correction du neutre chargé Kn, Selon la norme (NF C15-100 § 523.5.2) :

$$K_n = 0,84 ; K_n = 1.45$$

Le facteur de correction dit de symétrie Ks Selon la norme (NF C15-105 § B.5.2)

- Ks = 1 pour 2 et 4 câbles par phase avec le respect de la symétrie
- Ks = 0,8 pour 2, 3 et 4 câbles par phase si non-respect de la symétrie.

Exemple de calcul effectué sur l'alimentation Pompe centrifuge 1 :

On a : $I'_z = \frac{I_z}{K}$ (4-8)

D'après la figure(XXII)

$$I_z = I_n \text{ ou juste supérieure } = 81.1898816A$$

$$K = K1 * K2 * K3 * K_n * K_s \dots\dots\dots (4-9)$$

$$K = 0.95$$

$$\text{Donc } I'_z = \frac{81.1898816}{0.95} = 85.4630A$$


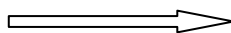
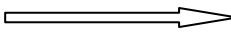
En se plaçant sur la ligne correspondant à la lettre de sélection B, dans la colonne PR3, de tableau N°5 de l'annexe1 on choisit la valeur immédiatement supérieure à 85.4630 A, soit, ici

- Pour une section cuivre 112 A, ce qui correspond à une section de 25 mm²,
- Pour une section aluminium 103A, ce qui correspond à une section de 35 mm².

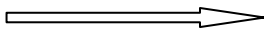
Les résultats obtenus pour chacun des circuits du TGBT sont résumés dans le Tableau N°1 de l'annexe 2

4.2.2.2 Sections des conducteurs de protection des masses basse tension : (PE)

La section du conducteur PE est défini en fonction de la section des phases (pour le même métal conducteur) comme suit :

Pour $S_{\text{phase}} \leq 16 \text{ mm}^2$,		$S_{\text{PE}} = S_{\text{phase}}$
- pour $16 \text{ mm}^2 < S_{\text{phase}} \leq 35 \text{ mm}^2$		$S_{\text{PE}} = 16 \text{ mm}^2$
- pour $S_{\text{phase}} > 35 \text{ mm}^2$,		$S_{\text{PE}} = S_{\text{phase}}/2$

Dans Notre cas on à

Pour $16 \text{ mm}^2 < S_{\text{phase}} \leq 35 \text{ mm}^2$;  $S_{\text{PE}} = 16 \text{ mm}^2$

4.2.3 Section technique

4.2.3.1 Calcul de section en Vérification de la chute de tension

Connaissant le courant I_z le $\cos\phi$ et la chute de tension admissible dans les charges à étudier et la longueur de la canalisation, on détermine la section du conducteur convenable (S_z).

Exemple de calcul effectué sur l'alimentation Pompe centrifuge 1 :

$$I_z = 81.1898816 \text{ A}, U = 400 \text{ V}, L = 30 \text{ m}, \cos\phi = 0.8, S_j = 25 \text{ mm}^2$$

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} \dots \dots \dots (4-10)$$

$$R = \frac{22.5 \cdot 0.03}{95} = 0.027 \Omega \dots \dots \dots (4-11)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_z \cdot (R \cdot \cos\phi + \lambda l \sin\phi) \dots \dots \dots (4-12)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 81.1898816 \text{ A} \cdot (0.027 \cdot 0.8 + 0.08 \cdot 0.03 \cdot 0.6) = 1.8706 \text{ V} \dots \dots \dots (4-13)$$

Et on pourcentage on aura : $\frac{0.85}{400} \cdot 100 = 0.47 \% < 8\%$

La chute de tension est convenable $< 8\%$ donc la section de notre câble est : $S_z = 25 \text{ mm}^2$

Ou bien en va vérifier la chute de tension avec la méthode simplifier selon la relation

$$\Delta U = K' \times I_z \times L \dots \dots \dots (4-14)$$

en détermine le coffecient K' de (Tableau N° 06 de l'annexe1) :

On a:

$$\cos\phi = 0.8; L = 30 \text{ m}; k' = 0.42; I_z = 81.1898816 \text{ A}; S = 25 \text{ mm}^2$$

$$\Delta U = 1.3 \times 81.1898816 \text{ A} \times 0.03 = 3.166 \text{ V} \dots \dots \dots (4-15)$$

4.2.4 Choix et Dimensionnement des jeux de barres

Les JDB sont généralement utilisés dans les applications suivantes : [15]

- Liaison entre les transformateurs et les TGBT
- Supports de répartition dans les TGBT
- Canalisations de distribution BT

Les principaux problèmes posés par l'emploi des jeux de barres peuvent être regroupés en deux catégories :

- Les conditions d'équilibre thermique avec leur environnement immédiat, qui déterminent les courants admissibles, pour une température acceptable du métal ; elles sont soumises à l'influence de nombreux facteurs
- Les conditions de réalisation mécanique, en fonction des contraintes susceptibles de leur être appliquées, tant en service normal qu'en cas de défaut (court-circuit).

Deux dispositions des barres sont possibles :

- Barres de chant :

Cette position des barres est très utilisée car elle favorise le refroidissement par convection

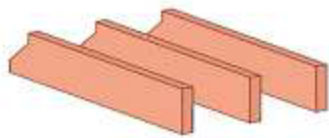


Figure XXIII : Jeu des barres de chant. [15]

- Barres à plat :

Dans le cas des barres à plat, nous utilisons les éléments de calcul définis pour des barres de chant en appliquant un coefficient de déclassement, 0.8 par exemple

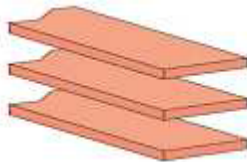


Figure XXIV : Jeu des barres à plat. [15]

4.2.5 Détermination de l'épaisseur et de la hauteur des jeux de barres

Pour déterminer les dimensions des jeux de barres, on commence par déterminer le courant d'emploi I_z parcourant les jeux de barres, puis on le corrige en fonction de plusieurs facteurs $K1...K8$

4.2.5.1 Intensité admissible dans les jeux de barres :

Le dimensionnement des jeux de barres est basé sur les études menées par MELSON et BOOTH

L'équation d'origine de MELSON et BOOTH est :

$$I = 24.9 \times S^{0.5} \times p^{0.39} \times \frac{(\theta - \theta_n)^{0.61}}{\sqrt{[1 + \alpha(\theta + 25)\rho]}} \times \frac{1}{\sqrt{\frac{Ra}{Rc}}} \times \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{0.015(\theta + 25)}{10}}} \dots \dots \dots (4-16)$$

Avec :

ρ La résistivité du métal à 20°C ($\mu\Omega.cm$), soit :

- 1,75 pour le cuivre

- 2,80 pour l'aluminium

α : Coefficient de température ($^{\circ}\text{C}^{-1}$), soit :

- 0,00393 pour le cuivre
- 0,0036 pour l'aluminium

$$S : \text{Section (cm}^2\text{)}, \text{ et } \frac{1}{\frac{Ra}{Rc}} \times \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{0.015(\theta+25)}{10}}} \leq 1 \dots\dots\dots (4-17)$$

p: Périmètre

ρ : Echauffement (20°C) au-dessus de la température ambiante de 30°C (température du métal 50°C)

Par simplification de cette équation, l'expression de I (qu'on va utiliser par la suite) devient :

$$I = 24.9 \times S^{0.5} \times p^{0.39} \times \frac{(\theta - \theta_n)^{0.61}}{\sqrt{[1 + \alpha(\theta + 25)\rho]}} \dots\dots\dots (4-18)$$

Dans notre étude on opte pour les choix suivants :

- Type du matériau : Cuivre
- Echauffement admissible $(\theta - \theta_n) = 20^{\circ}\text{C}$
- Résistivité à 20°C : calcul (usuel) : $1,75\mu\Omega\cdot\text{cm}$

Dans ces conditions l'équation devient :

$$I = Cte(\theta) \times S^{0.5} \times p^{0.39} \dots\dots\dots (4-19)$$

$$Cte(\theta) = 24.9 \times \frac{(50-30)^{0.61}}{\sqrt{[1+0,00393(20+25)1,75]}} = 118.2302 \dots\dots\dots (4-20)$$

- S : Section d'une barre en cm^2
- P : Périmètre d'une barre en cm

La correction du courant admissible est : $I' = I \times K \dots\dots\dots (4-21)$

Avec K : Coefficient de condition (produit de 8 coefficients $k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6, k_7, k_8$ décrits dans tableau N° 10 de l'annexe 1).

Dans le cas des conditions dites « normales » $K=1$. Si ces conditions ne sont pas requises, il convient d'appliquer les corrections en fonction des paramètres suivants :

Facteur de correction K_1 (barres posées sur chant) :

Le coefficient de correction k_1 en fonction du nombre de barres en parallèles par phase

Décrit dans le tableau (N°11 de l'annexe 1).

On aura les coefficients de conditions :

$$K = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * K_8 \dots\dots\dots (4-22)$$

Application : Dimensionnement du jeu de barres du poste de transformation

Puissance du transformateur : $S_n = 800 \text{ KVA}$

- Tension de service : $U = 400 \text{ V}$

- Courant nominal : $I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U} = 1154.7005 \text{ A} \dots\dots\dots (4-23)$

4.2.5.2 Détermination du coefficient de conditions :

$K_1 = 1$ Nombre de barres par phase : 1

$K_2 = 1.26$ Barres en cuivre

$K_3 = 1.12$ Barres peintes

$K_4 = 0.75$ Barres à plat

$K_5 = 1$ Atmosphère calme

$K_6 = 1$ Courant alternatif, Nb de barres par phase : 1

K7=1 Echauffement admissible : 50°C
 K8=1.0092 température ambiante : 30°C
 K=1.068137

4.2.5.3 Calcul de l'intensité admissible :

$$I_{barres} = I_n \times K = 1154.7005 \times 1.1078 = 1279.1772 \text{ A} \dots\dots\dots (4-24)$$

Enfin, on détermine la section réelle du jeu de barre à installer à partir du tableau des valeurs de base des intensités admissibles I(A) dans les barres de cuivre (voir tableau N° 8 annexe1)

On cherche la valeur juste supérieure à 1279.1772 A

Dans le tableau On trouve les dimensions suivantes :

$$S = 80 \times 8 = 640 \text{ mm}^2 = 6.4 \text{ Cm}^2$$

$$P = 2 \times (80 + 8) = 176 \text{ mm} = 17.6 \text{ Cm}$$

$$I = Cte(\theta) \times S^{0.5} \times p^{0.39} = 118.2302 \times 6.4^{0.5} \times 17.6^{0.39} = 915.3242 \text{ A} \dots\dots\dots (4-25)$$

4.2.6 Calcul des courants de court-circuit

Nous avons trois (3) méthodes de calcul des courants de court-circuit comme déjà définie dans le chapitre 1 :

Dans notre cas, on va suivre la méthode des impédances, on calculera la plus forte intensité de court-circuit, qui est celle engendrée par un court-circuit triphasé, noté I_{cc} . La disposition d'un réseau de distribution de moyenne tension ou basse tension peut être généralisée selon le tableau IV.6 de chapitre 1, dans lequel on retrouve toujours les éléments suivants :

- Le réseau amont
- Le ou les transformateurs
- Le ou les disjoncteurs
- Des câbles, des jeux de barres, des canalisations préfabriquées
- Les récepteurs (moteurs, pompes, ...).

$$I_{cc} = \frac{C \cdot m \cdot V}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} \text{ (KA)} \dots\dots\dots (4-26)$$

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum_{i=1}^n R_i)^2 + (\sum_{i=1}^n X_i)^2} \dots\dots\dots (4-27)$$

➤ **Réseau amont**

S_{cc} : En générale 500MVA

$$U_0 = 400V$$

Z_a: Impédance amont du transformateur ramenée au secondaire

Exemple de calcul :

$$Z_a = \frac{U_0^2}{S_{cc}} = \frac{400^2}{500 \times 10^3} = 0.32 \text{ m}\Omega \dots\dots\dots (4-28)$$

$$R_a = 0.15 \cdot X_a \dots\dots\dots (4-29)$$

$$X_a = 0.32 / 1.0723 = 0.2984 \text{ m}\Omega \dots\dots\dots (4-30)$$

$$R_a = 0.2984 \cdot 0.15 = 0.044 \text{ m}\Omega \dots\dots\dots (4-31)$$

➤ **Transformateur**

L'impédance (Z_{Tr}) d'un transformateur vu du secondaire est donnée par la relation suivante :

Exemple de calcul :

$$Z_{tr} = \frac{U_{cc}}{100} \cdot \frac{U^2}{S} = \frac{6}{100} \cdot \frac{400^2}{800} = 9.6 \text{ m}\Omega \dots\dots\dots (4-32)$$

La résistance se calcule à partir des pertes cuivre (W_c) dans le transformateur (essai en court-circuit).

$W_c = 10.5 \text{ kW}$: Pertes de cuivre dans le transformateur (Voir le **tableau** N° 7 de l'annexe I)

$$R_t = \frac{W_c \cdot U^2}{S^2} * 10^{-3} = \frac{10.5 \times 400^2}{800^2} \times 10^{-3} = 0.0026 \text{ m}\Omega \dots \dots \dots (4-33)$$

La réactance du transformateur se déduit de la relation

$$X_t = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2} = X_t = \sqrt{12^2 - 0.0026^2} = 12 \text{ m}\Omega \dots \dots \dots (4-34)$$

➤ **En câble**

$$X_{cb} = 0.09L ; R_{cb} = \rho \frac{L}{S} \dots \dots \dots (4-35)$$

Exemple de calcul de Pompe centrifuge 1 :

$$X_{cb} = 0.09 \times 2 = 0.18 \text{ m}\Omega$$

$$R_{cb} = 22.5 \frac{2}{25} = 1.8 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{cb} = \sqrt{1.8^2 + 0.18^2} = 2.252 \text{ m}\Omega \dots \dots \dots (4-36)$$

Jeux de barres (TGBT)

Exemple de calcul :

$$R_{jb} = \rho \frac{L}{S} = 22.5 \frac{1.5}{6.40} = 0.05273 \text{ m}\Omega \dots \dots \dots (4-37)$$

$l = 1.5\text{m}$: Longueur du jeu de barres TGBT.

$$\rho = 22,5\text{m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$S = 6.4\text{cm}^2 = 640 \text{ mm}^2$: Section du jeu de barres TGBT

$$X_{jb} = 0.15L \text{ (m}\Omega) = 0.15 \times 1.5 = 0.2777 \text{ (m}\Omega) \dots \dots \dots (4-38)$$

$$Z_{jb} = \sqrt{X_{jb}^2 + R_{jb}^2} = \sqrt{0.05273^2 + 0.2777^2} = 0.5980 \text{ (m}\Omega) \dots \dots \dots (4-39)$$

Charge :

$$R_m = R_a + R_{Tr} + R_{Cb} + R_{Dsj} + R_{Jb} \dots \dots \dots (4-43)$$

$$X_m = X_a + X_{Tr} + X_{Cb} + X_{Dsj} + X_{Jb} \dots \dots \dots (4-44)$$

Exemple de calcul :

$$R_m = 0.0072 + 0.0020 + 0.2925 + 0.293 = 0.5947 \text{ (m}\Omega)$$

$$X_m = 0.048 + 4.237 + 2.34 + 0.39 + 0.156 = 7.171 \text{ (m}\Omega)$$

Donc le courant de court-circuit sera égale à :

$$I_{cc} = \frac{C \cdot m \cdot V}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} \text{ (KA)} \dots \dots \dots (4-45)$$

C : Facteur de tension pris égal à 0.95

m : Facteur de charge pris égal à 1.05

V : Tension de l'installation entre phase et neutre (V)

Zcc : Impédance totale de la boucle de défaut au point considéré (Ω)

Exemple de calcul :

$$I_{cc} = \frac{0.95 \cdot 1.05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 15.168} = 15.1874 \text{ (KA)} \dots \dots \dots (4-46)$$

Tableau 15 : Calcul d'impédance des différents tronçons.

Tronçon	Résultats		
400 V	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)
Réseau amont	0.044	0.2984	0.32
Transformateur	0.0026	12	12
Jeu de barre	0.05273	0.2777	0.5980
Câble	1.8	0.18	2.252

Tableau 16 : Calcul de courant de court-circuit dans les différents jeux de barres.

Circuit	R(mΩ)	X(mΩ)	Rt(mΩ)	Xt(mΩ)	Z(mΩ)	Zt(mΩ)	Icc(KA)
Jeudebarre TGBT	0,05273	0,2777	0,05273	0,2777	0,598	15,168	15,1874
Jeu de barre 3	0,02812	0,12	0,08085	0,3977	0,40583496	15,573835	8,50520028
Jeu de barre 4	0,02812	0,12	0,10897	0,5177	0,52904419	15,6970442	8,43844127
Jeu de barre 5	0,02812	0,12	0,13709	0,6377	0,65226908	15,8202691	8,37271381
Jeu de barre 6	0,03515	0,15	0,17224	0,7877	0,8063113	15,9743113	8,29197472
Jeu de barre 7	0,03515	0,15	0,20739	0,9377	0,9603603	16,1283603	8,21277446
Jeu de barre 8	0,03515	0,15	0,24254	1,0877	1,11441327	16,2824133	8,13507085

Les résultats de calcul des courants de court-circuit dans les différents circuits terminaux sont représentés dans le (tableau N°3 de l'annexe 2).

4.2.7 L'échauffement du au courant de court-circuit

$$\Delta\theta_{CC} = 0.24 \times \frac{\rho_{20} \times I_{th}^2 \times t_K}{(n \times S)^2 \times c \times \delta} \dots \dots \dots (4-46)$$

$$I_{cc} = \frac{0.95 \cdot 1.05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 15.168} = 15.1874 \dots \dots \dots (4-47)$$

Pour une durée de court-circuit tk = 3 s nous aurons

$$\Delta\theta_{CC} = 0.24 \times \frac{1.83 \times 10^{-6} \times (15.14 \times 10^3)^2 \times 3}{(1 \times 6.4)^2 \times 0.091 \times 8.9} = 37.93^\circ\text{C} \dots \dots \dots (4-48)$$

La température θcc du conducteur après le court-circuit sera :

$$\theta_t = \theta + (\theta - \theta_n) + \Delta\theta_{CC}$$

$$\theta_t = 30 + (50 - 30) + 37.93 = 87,93^\circ\text{C}$$

$\theta_{\max}=200^{\circ}\text{C}$ (température maximale supportable par les pièces en contact avec le jeu de barres).

$\theta_t < \theta_{\max}$ où le jeu de barre choisi convient.

$\Delta\theta_{CC}$: Échauffement du 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

4.3 Définition et rôle de la protection

La protection c'est l'ensemble des moyens permettant d'éliminer rapidement et d'une façon sûre un défaut tel que court-circuit, surcharge ou défaut d'isolement avec écoulement de courant vers la terre.

Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des Étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique. 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. La protection c'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau. Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivant :

- Capteurs de mesure (courant et tension), fournissant les informations de mesure nécessaires à la détection des défauts,
- Relais de protection, chargés de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses, et leur commande par le circuit de déclenchement,
- Organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles. L'activité de l'appareil est basée sur la nature de dispositif de protection et cela dépend du type de protection vise :
 - Protection contre les surcharges,
 - Protection contre les courts circuits,
 - Protection conjointe contre les courts circuits et surcharges.

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

- Éliminer 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.

4.3.1 Problème de la protection

Le problème de la protection des installations consiste à définir la nature du défaut contre lequel 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 (surcharges ou courts circuits),
- Les surtensions ou les baisses de tension.

Les principales perturbations dans les réseaux électriques, leurs causes, leurs effets et leurs moyens de protection sont cités dans le premier chapitre.

4.3.2 Protection par fusible

4.3.2.1 Définition et rôle d'un fusible

La fonction du fusible est d'assurer la protection des circuits électriques contre les courts circuits et les surcharges par la fusion d'un élément calibré lorsque le courant qui le traverse dépasse la valeur de son calibre. La fusion est créée par un point faible dans le circuit grâce à un conducteur dont la nature, la section et le point de fusion sont prédéterminés par le conducteur. En général, le fusible est associé à une porte fusible permettant d'avoir la fonction Sectionneur.

4.3.2.2 Avantages et inconvénients d'un fusible

a) Avantages

- Coût peu élevé,
- Facilité d'installation,
- Pas d'entretien,
- Très haut pouvoir de coupure,
- Très bonne fiabilité,
- Possibilité de coupure très rapide (UR).

b) Inconvénients

- Nécessite un remplacement après fonctionnement,
- Vieillesse dans le temps,
- Pas de réglage possible,
- Déséquilibre en cas de fusion d'un seul fusible sur une installation triphasée,
- Surtension lors de la coupure.
- Calibre fixe (le calibre n'est pas variable),

4.4 Dimensionnement et choix des disjoncteurs de protection

Dans notre travail on a choisi la protection par disjoncteur toutes les généralités concernant ce type de protection sont cités dans le premier chapitre

4.4.1 Calibres et pouvoirs de coupure (*PdC*) des différents disjoncteurs des départs

Le choix de calibre du disjoncteur s'effectue à partir des deux conditions suivantes : [16]

$$I_n \geq I_b \dots\dots\dots(4-48)$$

$$PdC \geq I_{cc} \dots\dots\dots(4-49)$$

Avec : ***I_n***: Le courant nominal du disjoncteur (A),

I_b: Le courant d'emploi (A).

PdC: Pouvoir de coupure du disjoncteur (kA).

Icc: Courant de court-circuit (kA).

a) Disjoncteur de tête

Le disjoncteur de tête Q1 est choisi selon les caractéristiques énumérées au-dessus, il est placé au premier départ de l'installation. Le calibre de ce disjoncteur est déterminé à partir de la puissance apparente du transformateur placé en amont tel que :

$$S = \sqrt{3}U_n \times I_n \implies I_n = \frac{S}{\sqrt{3}U_n} = \frac{800 \times 10^3}{400 \times \sqrt{3}} = 1154.7344 \text{ A} \implies I_n = 1154.7344 \text{ A}$$

D'où le calibre de disjoncteur Q1 à choisir est : $I_{nas} = 1250 \text{ A}$

Le pouvoir de coupure du disjoncteur Q1 est déterminé en fonction du courant de court-circuit établi tel que :

$$I_{cc-TGBT} = 15,23885726$$

Selon la loi générale : $PdC \geq I_{cc} \implies PdC = 42 \text{ kA}$

Type de disjoncteur : NW12N1

La suite des résultats du choix des disjoncteurs des départs des jeux de barre est représentée dans le tableau suivant :

Tableau 17 : résultat des choix des disjoncteurs pour les différent départs

Départs	I_n [A]	I_{nas} [A]	P_{dc} [A]	Type de disjoncteur
Départ 01	216,9308732	250	25	CVS250B
Départ 02	457,034597	630	50	NSX630F
Départ 03	433,0127019	630	50	NSX630F
Départ 04	243,5696448	250	36	NSX250
Départ 05	344,6059419	400	50	NSX400N
Départ 06	87,49165979	100	25	CVS100B
Départ TGBT	1154,7344	1250	42	NW12N1

4.5 Vérification de la protection des personnes (régimes du neutre)

4.5.1 Définition des régimes du neutre

Les schémas des liaisons à la terre 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. [3]

Pour la protection des personnes le régime du neutre choisie et qui convient c'est (TN)

Donc la section du conducteur PE est définie en fonction de la section des phases (pour le même métal conducteur) comme suit :

Pour $S_{phase} \leq 16 \text{ mm}^2$,		SPE = S_{phase}
- pour $16 \text{ mm}^2 < S_{phase} \leq 35 \text{ mm}^2$		SPE = 16 mm^2
- pour $S_{phase} > 35 \text{ mm}^2$,		SPE = $S_{phase}/2$

Dans Notre cas on à

Pour $16 \text{ mm}^2 < S_{phase} \leq 35 \text{ mm}^2$; SPE = 16 mm^2

Conclusion

Dans cette étape de notre travail nous avons procédé au choix et dimensionnement des câbles et leurs sections utilisées au niveau de chaque tronçon tout en respectant les caractéristiques électriques de notre installation. Nous avons calculé les courants de court-circuit qui vont permettre de faire le choix et le dimensionnement des appareils de protection. Tout se dimensionnement de l'installation nécessite de nombreux calculs délicats qui demande une bonne précision afin d'assurer et de garantie aux utilisateurs une meilleure sécurité et ceci pour une bonne continuité de service.

Conclusion Générale

L'installation électrique est un domaine divers et complexe, faisant appel à l'assimilation d'un certain nombre de loi, de normes de sécurités ainsi que des notions de base. Une installation électrique, fiable, sécuritaire, aux normes, qui garantit une continuité de fonctionnement à l'usine, est le meilleur cas de figure possible que ce soit pour le concepteur ou pour le responsable de l'usine, ce dernier évitera énormément de perte pour son entreprise d'où l'enjeu important d'une installation réussis.

Face à l'obligation de mettre en place une installation électrique qui soit capable de satisfaire toutes les exigences d'une usine, nous avons suivie des méthodes d'installation à diffèrent niveau. Que ce soit au niveau de l'alimentation avec le calcul et dimensionnement du câble électrique ralliant la source de piquage de la HTA au poste de livraison et cela en transformant une énergie électrique de plus de 30KV à l'ordre de 400KV afin qu'elle soit utilisée par le destinataire en toute sécurité.

En passant par la longueur et le choix de câble.

Les résultats de ce travail en suivant les calculs obtenus. Nous ont donner un bilan positif quant à la satisfaction des exigences pointilleuse d'une usine en marche

En conclusion, ce mémoire nous a permis de connaître les démarches à suivre afin de faire une installation électrique à une usine selon ses besoins et son activité mais aussi d'approfondir nos connaissances techniques au sein d'un projet dans le domaine de l'installation électrique.

Tableau N°1 : Valeurs des sections calculées par rapport à l'échauffement.

RECEPTEUR	QUANTITE	I _z [A]	K	I' _z [A]	I _{ad} [A]	S(mm ²)
Départ N° 01						
Machine A N°1	1	66,75612488	0,95	70,26960514	85	70
Machine A N°2	1	66,75612488	0,95	70,26960514	85	70
Machine C N°1	1	16,98089027	0,95	17,87462134	21	2,5
Machine C N°2	1	16,98089027	0,95	17,87462134	21	2,5
Machine C N°3	1	16,98089027	0,95	17,87462134	21	2,5
Monte-charge	1	32,47595264	0,95	34,18521331	36	4
Totale départ		216,9308732	0,95	240,3666185	258	95
Départ N° 02						
Compresseur N°1	1	66,75612488	0,95	70,26960514	85	16
Compresseur N°2	1	81,1898816	0,95	85,46303326	85	16
Scie à panneau	1	93,81941874	0,95	98,75728288	112	25
Emballeuse	1	107,6345859	0,95	113,2995641	112	25
Emballeuse	1	107,6345859	0,95	113,2995641	112	25
Totale départ		457,034597	0,95	506,4095258	530	300
Départ N° 03						
Machine B N°1	1	144,3375673	0,95	151,9342814	168	50
Machine B N°2	1	144,3375673	0,95	151,9342814	168	50
Machine B N°3	1	144,3375673	0,95	151,9342814	168	50
Totale départ		433,0127019	0,95	479,7924675	530	300
Départ N° 04						
Pompe centrifuge N°1	1	81,1898816	0,95	85,46303326	85	16
Pompe centrifuge N°2	1	162,3797632	0,95	170,9260665	168	50
Totale départ		243,5696448	0,95	269,8832629	299	120
Départ N° 05						
System type roof top N°1	1	93,81941874	0,95	98,75728288	112	25
System type roof top N°2	1	93,81941874	0,95	98,75728288	112	25
System type roof top N°3	1	93,81941874	0,95	98,75728288	112	25
Type split système	10	63,14768569	0,95	66,47124809	85	16
Totale départ		344,6059419	0,95	381,8348387	392	185
Départ N° 6						
Éclairage hangar	100	5,196152423	1	5,196152423	15,5	1,5
Éclairage extérieur	20	7,216878365	1	7,216878365	21	2,5
Éclairage bureau	10	2,078460969	1	2,078460969	15,5	1,5
Éclairage salle de stock	10	1,039230485	1	1,039230485	15,5	1,5
Éclairage vestiaire	8	0,831384388	1	0,831384388	15,5	1,5
Prises salle de stock	2	16	1	16		
Prises vestiaire	4	16	1	16		
Prises bureau	60	160	1	160	258	
Prises hangar	30	80	1	80		
Prises extérieur	14	16	1	16		95
Totale départ		304,3621066	0,95	320,3811649	344	150
Départ principale TGBT		1154,701	1	1154,701	1254	630

Tableau N°2 : Vérification des chutes de tensions.

RECEPTEUR	Iz[A]	Cosφ	Sinφ	L[Km]	S[mm]	X[Ω]	R[Ω]	ΔU[V]	ΔU[%]	S(mm ²)	Sert
Départ N° 01											
Machine A N°1	66,76	0,8	0,6	0,02	70	0,0018	0,0064286	0,71952	0,17988	70	70
Machine A N°2	66,76	0,8	0,6	0,025	70	0,00225	0,0080357	0,8994	0,22485	70	70
Machine C N°1	16,98	0,85	0,5	0,04	2,5	0,0036	0,36	9,05578	2,26394	2,5	2,5
Machine C N°2	16,98	0,85	0,5	0,035	2,5	0,00315	0,315	7,9238	1,98095	2,5	2,5
Machine C N°3	16,98	0,85	0,5	0,045	2,5	0,00405	0,405	10,1877	2,54694	2,5	2,5
Monte-charge	32,48	0,8	0,6	0,015	4	0,00135	0,084375	3,84244	0,96061	4	4
Totale Départ	216,9	0,8	0,6	0,003	95	0,000252	0,0006632	0,25615	0,06404	95	95
Départ N° 02											
Compresseur N°1	66,76	0,8	0,6	0,02	16	0,0018	0,028125	2,72644	0,68161	16	16
Compresseur N°2	81,19	0,8	0,6	0,01	16	0,0009	0,0140625	1,65797	0,41449	16	16
Scie à panneau	93,82	0,8	0,6	0,008	25	0,00072	0,0072	1,0062	0,25155	25	25
Emballeuse	107,6	0,7	0,7	0,012	25	0,00108	0,0108	1,55319	0,3883	25	25
Emballeuse	107,6	0,7	0,7	0,012	25	0,00108	0,0108	1,55319	0,3883	25	25
Totale Départ	457	0,8	0,6	0,003	300	0,000252	0,00021	0,25268	0,06317	300	300
Départ N° 03											
Machine B N°1	151,9	0,75	0,7	0,025	50	0,00225	0,01125	2,61196	0,65299	50	50
Machine B N°2	144,3	0,75	0,7	0,025	50	0,00225	0,01125	2,48143	0,62036	50	50
Machine B N°3	144,3	0,75	0,7	0,025	50	0,00225	0,01125	2,48143	0,62036	50	50
Totale Départ	440,6	0,75	0,7	0,002	300	0,00018	0,00015	0,17671	0,04418	300	300
Départ N° 04											
Pompe centrifuge N°1	81,19	0,8	0,6	0,03	16	0,0027	0,0421875	4,97391	1,24348	16	16
Pompe centrifuge N°2	162,4	0,8	0,6	0,03	50	0,0027	0,0135	3,49312	0,87328	50	50
Totale Départ	243,6	0,8	0,6	0,002	120	0,00018	0,000375	0,17212	0,04303	120	120
Départ N° 05											
System type roof top N°1	93,82	0,8	0,6	0,01	25	0,0009	0,009	1,25775	0,31444	25	25
System type roof top N°2	93,82	0,8	0,6	0,01	25	0,0009	0,009	1,25775	0,31444	25	25
System type roof top N°3	93,82	0,8	0,6	0,01	25	0,0009	0,009	1,25775	0,31444	25	25
Typesplit système	63,15	0,8	0,6	0,01	16	0,0009	0,0140625	1,28953	0,32238	16	16
Totale Départ	344,6	0,8	0,6	0,002	185	0,00018	0,0002432	0,18061	0,04515	185	185
Départ N°6											
Éclairage hangar	5,196	1	0	0,075	1,5	0,00675	1,125	10,125	2,53125	1,5	1,5
Éclairage extérieur	7,217	1	0	0,12	2,5	0,0108	1,08	13,5	3,375	2,5	2,5
Éclairage bureau	2,078	1	0	0,025	1,5	0,00225	0,375	1,35	0,3375	1,5	1,5
Éclairage salle de stock	1,039	1	0	0,02	1,5	0,0018	0,3	0,54	0,135	1,5	1,5
Éclairage vestiaire	0,831	1	0	0,01	1,5	0,0009	0,15	0,216	0,054	1,5	1,5
Prises salle de stock	16	1									
Prises vestiaire	16	1									
Prises bureau	160	1									
Prises hangar	16	1									
Prises extérieur	16	1	0	0,03	95	0,0024	0,0071053	0,19691	0,04923	95	95
Totale Départ	240,4	1	0	0,003	150	0,000252	0,00042	0,17485	0,04371	150	150
Départ principale TGBT	1155	0,95	0,3	0,002	630	0,000135	5,357E-05	0,18609	0,04652	630	630

Tableau N°3 : calculdes courants de court-circuit

RECEPTEUR	L[m]	S[mm ²]	R[mΩ]	X[mΩ]	Z [mΩ]	Z _{Totale} [mΩ]	I _{cc} [ka]
Départ N° 01							
Machine A N°1	20	70	6,428571	1,8	6,67582	22,65013	10,17048362
Machine A N°2	25	70	8,035714	2,25	8,34477	24,31908	9,472510269
Machine C N°1	40	2,5	360	3,6	360,018	375,9923	0,612679437
Machine C N°2	35	2,5	315	3,15	315,016	330,9901	0,695980891
Machine C N°3	45	2,5	405	4,05	405,02	420,9946	0,547187016
Monte-charge	15	4	84,375	1,35	84,3858	100,3601	2,295361733
Totale Départ	2,8	95	0,663158	0,252	0,70942	15,82622	14,55576249
Départ N° 02							
Compresseur N°1	20	16	28,125	1,8	28,1825	44,3109	5,198782916
Compresseur N°2	10	16	14,0625	0,9	14,0913	30,21963	7,622950737
Scie à panneau	8	25	7,2	0,72	7,23591	23,36427	9,859616844
Emballeuse	12	25	10,8	1,08	10,8539	26,98223	8,537574241
Emballeuse	12	25	10,8	1,08	10,8539	26,98223	8,537574241
Totale Départ	2,8	300	0,21	0,252	0,32803	15,44483	14,91520141
Départ N° 03							
Machine B N°1	25	50	11,25	2,25	11,4728	27,04663	8,517244726
Machine B N°2	25	50	11,25	2,25	11,4728	27,04663	8,517244726
Machine B N°3	25	50	11,25	2,25	11,4728	27,04663	8,517244726
Totale Départ	2	300	0,15	0,18	0,23431	15,35111	15,00626307
Départ N° 04							
Pompe centrifuge N°1	30	16	42,1875	2,7	42,2738	57,97086	3,973768436
Pompe centrifuge N°2	30	50	13,5	2,7	13,7674	29,4644	7,818342873
Totale Départ	2	120	0,375	0,18	0,41596	15,53276	14,83076522
Départ N° 05							
System type roof top N°1	10	25	9	0,9	9,04489	24,86516	9,26448025
System type roof top N°2	10	25	9	0,9	9,04489	24,86516	9,26448025
System type roof top N°3	10	25	9	0,9	9,04489	24,86516	9,26448025
Type splitsystème	30	16	42,1875	2,7	42,2738	58,09408	3,96533957
Totale Départ	2	185	0,243243	0,18	0,3026	15,4194	14,93979952
Départ N° 6							
Éclairage hangar	75	1,5	1125	6,75	1125,02	1141,303	0,201841952
Éclairage extérieur	120	2,5	1080	10,8	1080,05	1096,336	0,210120502
Éclairage bureau	25	1,5	375	2,25	375,007	391,2892	0,58872767
Éclairage salle de stock	20	1,5	300	1,8	300,005	316,2878	0,728332701
Éclairage vestiaire	10	1,5	150	0,9	150,003	166,2851	1,38534805
Prises salle de stock							
Prises vestiaire							
Prises bureau							
Prises hangar							
Prises extérieur	30	95	7,105263	2,7	7,60097	23,88338	9,645315093
Totale Départ	2,8	150	0,42		0,42	15,5368	14,82691142
Départ principale TGBT	1,5	630	0,053571		0,05357	15,1168	15,23885726

Lettre de sélection

Tableau N°1 : Le mode de pose.

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

Facteur de correction K1

Tableau N°2 : Le Mode de pose

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

Facteur de correction K2

Tableau N°3 : L'influence mutuelle.

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, F	encastrés ou noyés dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
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	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles.		
	simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64			
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			
	simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			

Facteur de correction K3

Tableau N°4 : Températures ambiantes et nature de l'isolation.

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	1,06	1,04
30	1,00	1,00	1,00
35	0,93	0,94	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°5 : détermination de la section minimal

lettre de sélection	B	isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)								
		caoutchouc ou PVC			butyle ou PR ou éthylène PR					
		PVC3	PVC2		PR3		PR2			
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2		
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2	
	F				PVC3		PVC2	PR3	PR2	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	
section aluminium (mm ²)	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28	
	4	22	25	26	28	31	33	35	38	
	6	28	32	33	36	39	43	45	49	
	10	39	44	46	49	54	58	62	67	
	16	53	59	61	66	73	77	84	91	
	25	70	73	78	83	90	97	101	108	121
	35	86	90	96	103	112	120	126	135	150
	50	104	110	117	125	136	146	154	164	184
	70	133	140	150	160	174	187	198	211	237
	95	161	170	183	195	211	227	241	257	289
	120	186	197	212	226	245	263	280	300	337
	150		227	245	261	283	304	324	346	389
	185		259	280	298	323	347	371	397	447
	240		305	330	352	382	409	439	470	530
	300		351	381	406	440	471	508	543	613
	400					526	600	663		740
500					610	694	770		856	
630					711	808	899		996	

Tableau N°6 : Chute de tension ΔU en volts par ampère et par km dans un circuit.

Section en mm ²		Circuit monophasé			Circuit triphasé équilibré		
		Force motrice		Eclairage	Force motrice		Eclairage
		Service normal	Démarrage		Service normal	Démarrage	
Cu	Al	cos $\varphi = 0,8$	cos $\varphi = 0,35$	cos $\varphi = 1$	cos $\varphi = 0,8$	cos $\varphi = 0,35$	cos $\varphi = 1$
1,5		24	10,6	30	20	9,4	25
2,5		14,4	6,4	18	12	5,7	15
4		9,1	4,1	11,2	8	3,6	9,5
6	10	6,1	2,9	7,5	5,3	2,5	6,2
10	16	3,7	1,7	4,5	3,2	1,5	3,6
16	25	2,36	1,15	2,8	2,05	1	2,4
25	35	1,5	0,75	1,8	1,3	0,65	1,5
35	50	1,15	0,6	1,29	1	0,52	1,1
50	70	0,86	0,47	0,95	0,75	0,41	0,77
70	120	0,64	0,37	0,64	0,56	0,32	0,55
95	150	0,48	0,30	0,47	0,42	0,26	0,4
120	185	0,39	0,26	0,37	0,34	0,23	0,31
150	240	0,33	0,24	0,30	0,29	0,21	0,27
185	300	0,29	0,22	0,24	0,25	0,19	0,2
240	400	0,24	0,2	0,19	0,21	0,17	0,16
300	500	0,21	0,19	0,15	0,18	0,16	0,13

Tableau N°7 : Caractéristiques des transformateurs MT/BT

Transformateur triphasé immergé dans l'huile (NF C 52-112-1 édition de juin 1994)												
	puissance en kVA											
	50	100	160	250	400	630	800	1 000	1 250	1 600	2 000	2 500
237 V												
In (A)	122	244	390	609	974	1 535	1 949	2 436				
Icc (kA)	3,04	6,06	9,67	15,04	23,88	37,20	31,64	39,29				
Ucc (%)	4	4	4	4	4	4	6	6				
pertes cuivre (kW)	1,32	2,1	2,3	3,2	4,5	6,3	10,5	12,7				
410 V												
In (A)	70	141	225	352	563	887	1 127	1 408	1 760	2 253	2 816	3 520
Icc (kA)	1,76	3,50	5,59	8,69	13,81	21,50	18,29	22,71	28,16	35,65	44,01	54,16
Ucc (%)	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
pertes cuivre (kW)	1,32	2,1	2,3	3,2	4,5	6,3	10,5	12,7	15,6	19,5	24,9	31,2

Nota : La norme NF C 52-112 est l'application française du document d'harmonisation européen HD 428.

Tableau N°8 : Dimensionnement des jeux de barres.

Tableau – Valeurs de base des intensités admissibles <i>I</i> (en ampères) dans les barres de cuivre															
Épaisseur (mm)	Nature du courant (1)	Hauteur (mm)													
		10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160	200
2	CC	109	132	162	196	237	290	357	433						
	CA	109	132	162	196	237	290	357	433						
3,15	CC				251	303	368	452	548	670					
	CA				251	303	368	452	548	670					
4	CC				287	345	419	514	622	760	935				
	CA				287	345	419	514	622	760	935				
5	CC				326	391	473	580	700	855	1 051	1 275	1 550		
	CA				326	391	473	580	700	855	1 051	1 275	1 531		
6,3	CC							658	794	966	1 186	1 439			
	CA							658	794	966	1 186	1 422			
8	CC					513	618	752	905	1 099	1 347	1 631	1 978	2 452	
	CA					513	618	752	905	1 099	1 331	1 577	1 893	2 295	
10	CC					588	705	854	1 025	1 243	1 519	1 837	2 224	2 754	3 755
	CA					588	705	854	1 025	1 228	1 469	1 738	2 082	2 520	3 357
12,5	CC							807	973	1 165	1 405	1 717	2 072	2 505	3 096
	CA							807	973	1 151	1 358	1 624	1 917	2 267	2 768

(1) CC : courant continu ; CA : courant alternatif.

Tableau N°9 : Puissances apparentes normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et intensités nominales correspondantes

Puissance apparente kVA	In (A)	
	230 V	400 V
100	244	141
160	390	225
250	609	352
315	767	444
400	974	563
500	1218	704
630	1535	887
800	1949	1127
1000	2436	1408
1250	3045	1760
1600	3898	2253
2000	4872	2816
2500	6090	3520
3150	7673	4436

Tableau N°10 : Coefficient de correction

Coefficient de nombre	K1	1	→ 1 Barre. Pour n barres en parallèle (Voir facteurs de correction ci-dessous)
Coefficient de nature du métal	K2	1.26	→ Cuivre
		1	→ Aluminium au titre de 99% (A4)
Coefficient d'état de surface	K3	1.02	→ Aluminium au titre de 99,5% (A5/L)
		1	→ Barres non peintes
Coefficient de position	K4	1.12	→ Barres peintes
		1	→ Barres sur chant
Coefficient d'atmosphère	K5	0.75	→ Barres à plat
		1	→ Atmosphère calme
Coefficient de nature du courant	K6	1.1	→ Calme mais non confinée
		1.2	→ A l'extérieur
Coefficient de nature du courant Courant continu Courant alternatif pour 1 barre <200x20 barres en parallèle	K7	1	→1
		2	→1
		3	→0.98
		4	→0.95
		5	→0.94
		5	→0.94
Coefficient d'échauffement	K7	30°C	→0.86
		35°C	→0.93
		40°C	→1
		45°C	→1.07
		50°C	→1.14
Coefficient de température ambiante	K8	30°C	→1.0284
		35°C	→1.0186
		40°C	→1.0092
		45°C	→1
		50°C	→0.9910

Tableau N°11 : coefficient de correction k1 en fonction du nombre de barres en Parallèles par phase

N	d/a								
	0.05	0.06	0.08	0.10	0.12	0.14	0.16	0.18	0.20
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	3.25	3.31	3.25	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

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

P : régime permanent

D : régime discontinu

Tableau N°12 : Mode de pose MT

Tableau N°13 : facteurs de correction pour des températures du sol différentes de 20 °C
(câbles enterrés)

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

Tableau N°14 : facteurs de correction pour des résistivités thermiques du sol

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

Tableau N°15 : Facteur de correction pour groupement de plusieurs canalisations
(Câbles enterrés)

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

câbles unipolaires

câbles tripolaires

Tableau N° 16 : courants admissibles dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires de

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

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

Tableau N°17 : valeurs du coefficient k

	Isolants			
	PVC PE		PR EPR	
Conducteurs actifs				
- en cuivre	115		143	
- en aluminium	74		94	
Conducteurs de protection	a	b	a	b
- en cuivre	143	115	176	143
- en aluminium	95	75	116	94
- en acier	52	—	64	—
a conducteurs de protection non incorporés aux câbles b conducteurs de protection incorporés aux câbles				

Tension assignée supérieure à 6/6 (7,2) kV et inférieure ou égale à 18/30 (36) kV

Tableau N°18 : choix des disjoncteurs

type de disjoncteur				NS80	NG160N	CVS100/160/250		
nombre de pôles				3	3, 4	3, 4		
caractéristiques électriques selon IEC 60947-2 et EN 60947-2								
courant assigné (A)				In	40 °C	80	160	100/160/250
tension assignée d'isolement (V)				Ui		750	800	690
tension ass. de tenue aux chocs (kV)				Uimp		8	8	8
tension assignée d'emploi (V)				Ue	CA 50/60 Hz	690	500	440
						H	N	B
pouvoir de coupure ultime (kA eff)		Icu	CA 50/60 Hz	220/240 V	100	40	40	
				380/415 V	70	25	25	
				440 V	65	16	20	
				500 V	25	10	-	
		Ics	(% Icu)	525 V	25	-	-	
				660/690 V	6	-	-	
				≤ 440 V	100 %	75 %	100 % (75 % à 440 V)	
				500 à 690 V				

NSX100					NSX160					NSX250					NSX400					NSX630																													
2 (1), 3, 4					2 (1), 3, 4					2 (1), 3, 4					3, 4					3, 4																													
100					160					250					400					630																													
800					800					800					800					800																													
B					B					B					B					B																													
690					690					690					690					690																													
F	N	H	S	L	F	N	H	S	L	F	N	H	S	L	F	N	H	S	L	F	N	H	S	L																									
85	90	100	120	150	85	90	100	120	150	85	90	100	120	150	40	85	100	120	150	40	85	100	120	150																									
36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150	36	50	70	100	150																									
35	50	65	90	130	35	50	65	90	130	35	50	65	90	130	30	42	65	90	130	30	42	65	90	130																									
25	36	50	65	70	30	36	50	65	70	30	36	50	65	70	25	30	50	65	70	25	30	50	65	70																									
22	35	35	40	50	22	35	35	40	50	22	35	35	40	50	20	22	35	40	50	20	22	35	40	50																									
B	10	10	15	20	B	10	10	15	20	B	10	10	15	20	10	10	20	25	35	10	10	20	25	35																									
100%					100%					100%					100%					100%																													
100% (2)					100%					100%					100% (500 V) - 50% (> 500 V)					100% (500 V) - 50% (> 500 V)																													
■					■					■					■					■																													
A					A					A					A					A																													
50000					40000					20000					15000					15000																													
50000					20000					20000					12000					8000																													
30000					10000					10000					6000					4000																													
85					90					100					120					150					85					90					100					120					150				
35					50					65					90					130					35					50					65					90					130				
B					20					20					35					40					50					20					35					40					50				

CHAPITRE 1

CHAPITRE 2

CHAPITRE 3

CHAPITRE 4

CONCLUSION

GENERALE

Abréviations

- HT (HV) : Haute tension (High voltage),
- MT (MV) : Moyenne tension (Medium voltage),
- BT (LV): Basse tension (Low voltage)
- IEC: International Electrotechnical Committee
- THT (VHV): Très haute tension (Very high voltage)
- TBT (VLV): Très basse tension (Very low voltage)
- IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers)
- HTB : Haute Tension Classe B
- HTA : Haute Tension Classe A
- BTA : Basse Tension Classe A
- PEN : Les conducteurs de neutre et de protection
- TNC : Terre, Neutre confondu (Schéma de liaison à la terre)
- TNS : Terre, Neutre Séparer (Schéma de liaison à la terre)
- IT : Neutre isolé (Schéma de liaison à la terre)
- PH : Phase
- PdC : Pouvoir de coupure
- FEM : Force électromotrice
- DDR : Disjoncteur Différentiel Résiduel
- DIN : Déclencheur instantané
- TGBT : Tableau Général Basse Tension
- FP: Facteur de puissance
- JdB : Jeu de Barres

Symboles

- V_i : Tension phase-neutre
- V_{ij} : Tension entre phase
- K_u : Facteur d'utilisation
- K_s : Facteur de simultanéité
- K_e : Facteur tenant compte des prévisions d'extension
- S_z : Section de câble [mm^2]
- S_s : Section de sécurité
- K : Facteur de correction
- K_s : Facteur de correction dit de symétrie
- DV : Chute de tension, en volt
- b : Facteur d'utilisation des appareils
- ρ : Résistivité du conducteur en service normal
- R : Résistance linéique par unité de longueur des câbles (Ω/km)
- X : Réactance linéique par unité de longueur des câbles (Ω/km)
- L : Longueur du conducteur
- V_n : Tension simple
- U_n : Tension composée
- L : Longueur de la canalisation, en mètre
- S : Section des conducteurs, en mm^2
- $\text{Cos}\varphi$: Facteur de puissance
- I_b : courant maximal d'emploi, en ampère

- λ : Réactance linéique des conducteurs, en Ω /m
- U : Tension entre phase en [V]
- L : Longueur de la canalisation en [m]
- S : Section des conducteurs en [mm²]
- A : pour les circuits avec neutre (section neutre =section phase)
- C : Facteur de tension pris égal
- M : Facteur de charge pris égal
- V : Tension de l'installation entre phase et neutre (V)
- Z_{cc} : Impédance totale de la boucle de défaut au point considéré (Ω)
- I_{cc} : Courant de court-circuit
- U_e : Tension assignée
- I_n : Courant assigné
- P : Puissance active (kW)
- S : La puissance apparente (kVA)
- Q_c : La puissance active
- S_n : Puissance assignée du transformateur (kVA).
- U_{20} : Tension assignée secondaire (à vide) du transformateur (V).
- I_n : Courant assigner du transformateur, côté BT (valeur efficace) (A).
- m : le rapport de transformation
- ω : Pulsation des tensions du réseau (rd/s)
- C : Capacité du condensateur (F)
- m : Nombre de condensateur connecté en parallèle
- n : Nombre de condensateurs connectés en série
- I_z : le courant admissible
- I_B : le courant d'emploi
- K_n : Facteur de correction du neutre chargé

ANNEXES