

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Abderrahmane MIRA Béjaia



Faculté de technologie

Département de Génie

Electrique



# *Mémoire de fin d'études*

En vue de l'obtention du diplôme de Master en

Génie Électrique Option : Electromécanique

*Thème*

---

**Etude et dimensionnement technique d'une  
installation électrique industrielle**

---

Présenté par :

**CHANOUN  
houssam**

Encadreur :

**M<sup>r</sup> DJERMOUNI  
Kamel**

Promotion 2020/2021

## *Remerciements*

*N*ous remercions DIEU, le tout-puissant de nous avoir donné la foie qui nous a guidée jusqu'à la réalisation et l'aboutissement de ce travail.

Nous tenons à remercier notre encadreur **Mr DJERMOUNI kamel** pour son orientation, ses conseils, ses encouragements, son aide précieux, et le temps qu'il nous a accordé tout au long de notre travail, ainsi que **Mr atroune** nous exprimons notre profond remerciement et respect.

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

Nos chers parents, pour leurs patiences et leurs sacrifices pour voir ce jour. Ils ont tout donné pour notre réussite.

Nos fidèles amis(es), tous nos remerciements pour vous, pour avoir participé soit de près soit de loin à la réalisation de ce travail.

**Mr. Chanoun houssam**

---

# DEDICACES

---

***A ma très chère mère***

***Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurais point te remercier comme il se doit.***

***Ton affection me couvre, Ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.***

***A mon très cher père***

***Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager.***

***Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection***

***A mon très cher frère mounir et imed***

***A mes très chers amis ghani, ali, zaky, aimed, amir, nadjim et amma***

***A toute la promotion électromécanique 2020/2021***

***Puisse dieux vous donne santé, bonheur, courage et surtout réussite***

**Table des matières :**

<b>Introduction générale .....</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques .....</b>	<b>2</b>
Introduction : .....	2
I.1.Types de réseaux électriques : .....	2
<b>I.1.1. Réseaux de transport et d'interconnexion : .....</b>	<b>2</b>
I.1.2. Réseaux de répartition : .....	2
I.1.3 Réseaux de distribution :.....	2
I.1.3.1. Réseaux de distribution à basse tension :.....	2
I.1.3.2. Réseaux de distribution à moyenne tension :.....	2
<b>I.2.Différentes structures des réseaux électriques :.....</b>	<b>3</b>
<b>I.3. Postes électriques :.....</b>	<b>4</b>
I.3.1. Définition d'un poste électrique : .....	4
I.3.2. Types de postes électriques :.....	4
I.3.3. L'objectif des postes : .....	4
I.3.4. Les différents éléments du poste :.....	5
<b>I.4.Caractéristiques générales du transport et de la distribution :.....</b>	<b>7</b>
<b>I.5.Les régimes de neutre :.....</b>	<b>8</b>
I.5.1 Définition : .....	8
I.5.2. Différents régimes de neutre :.....	8
I.5.2.1 Neutre isolé ou impudent IT : .....	9
I.5.2.2. Neutre mis directement à la terre TT : .....	10
I.5.2.3 Mise au neutre TN : .....	11
<b>I.6.Les défauts dans les réseaux électriques .....</b>	<b>12</b>
I.6.1.Définition .....	12
I.6.2 Caractéristiques des défauts .....	13
I.6.2.1. En fonction de la durée .....	13
I.6.2.2. Intensité du courant de court- circuit .....	13
I.6.3. Les différents types de défauts.....	14
I.6.3.2. Les surtensions.....	15
I.6.3.3. Les surcharges .....	16
I.6.3.4. Les Oscillations .....	16
I.6.3.5. Les déséquilibre .....	16
<b>I.7.Protection des réseaux électriques.....</b>	<b>16</b>
I.7.1. Définition et rôle de la protection .....	16
I.7.2. Problème de la protection .....	17
I.7.3. Qualités fondamentales d'une protection électrique .....	17
I.7.4. Différents types de protections .....	17
I.7.4.1. Protections ampérométriques :.....	17
I.7.4.2. Protections volt métriques :.....	17
I.7.4.3. Protections directionnelles :.....	18
I.7.4.4. Protections watt métriques :.....	18
I.7.4.5. Protections différentielles : .....	18

I.7.4.6. Protections de masse : .....	18
I.7.5. Appareillage de protection : .....	18
I.7.5.1. Disjoncteurs : .....	19
I.7.5.2 Relais : .....	20
I.7.5.3. Fusibles : .....	21
I.7.5.4. Sectionneurs : .....	21
I.7.5.5. Interrupteurs : .....	21
I.7.5.6. Le sectionneur de terre : .....	22
I.7.5.7. Parafoudre : .....	22
<b>I.8. Les puissances : .....</b>	<b>22</b>
I.8.1. La puissance d'une installation industrielle : .....	22
I.8.1.1. La puissance installé $P_n$ : .....	22
I.8.1.2. La puissance absorbée $P_a$ : .....	22
I.8.1.3. Puissance d'utilisation $P_u$ : .....	22
<b>I.10. Conclusion : .....</b>	<b>24</b>
<b>Chapitre II : Bilan de puissance de l'installation .....</b>	<b>26</b>
<b>II.1.Introduction .....</b>	<b>26</b>
<b>II.2. Schéma unifilaire de l'installation .....</b>	<b>26</b>
<b>II.3. Identification des différents circuits électriques de l'installation.....</b>	<b>28</b>
<b>II.4. Calcul de la puissance installée .....</b>	<b>29</b>
<b>II.5 Calcul de la puissance d'utilisation.....</b>	<b>31</b>
<b>II.6. Détermination du facteur de puissance total de l'installation .....</b>	<b>35</b>
<b>II.7. Choix et dimensionnement du transformateur.....</b>	<b>35</b>
II.7.1. Calcul du rapport de transformation : .....	35
I.7.2. calcul de courant secondaire .....	36
II.7.3. Calcul du courant primaire .....	36
II.7.4. Détermination du courant de court-circuit $I_{cc}$ .....	36
<b>II.8. Choix et dimensionnement du groupe électrogène.....</b>	<b>37</b>
<b>II.9. Compensation de l'énergie réactive.....</b>	<b>37</b>
II.9.1 principes de compensation.....	37
II.9.2. Matériel et mode de compensation de l'énergie réactive.....	37
II.9.3. Mode de compensation d'énergie .....	39
II.9.4. Installation de batteries de compensation .....	40
II.9.5. Techniques de détermination de la puissance réactive .....	40
II.9.5. Calcul des valeurs de capacité de condensateurs.....	41
II.9.7. Calcul de la puissance de consommation .....	42
II.9.8. Protection des batteries de condensateur .....	43
II.9.9. Vérification du type de compensation .....	43
<b>II.10. Installation des panneaux photovoltaïque.....</b>	<b>44</b>
<b>II.11.Conclusion.....</b>	<b>46</b>
<b>Chapitre III : Dimensionnement des équipements de l'installation.....</b>	<b>47</b>
<b>III.1. Introduction.....</b>	<b>47</b>
<b>III.2 Condition générale.....</b>	<b>47</b>

<b>III.3. Câble électrique .....</b>	<b>48</b>
III.3.1. Câble basse tension BT .....	48
III.3.2. Câble moyen tension MT .....	48
<b>III.4. Détermination de section de conducteur en moyen tension.....</b>	<b>49</b>
III.4.1. Principe de méthode .....	49
III.4.2. Détermination de courant d'emploi $I_B$ .....	50
III.4.3. Facteurs de correction et choix de la section $S_1$ satisfaisant l'échauffement .....	51
III.4.4. Vérification contrainte thermique ( $S_2$ ) .....	51
III.4.5. Vérification chute tension .....	52
<b>III.5. Détermination pratique de la section minimale d'un conducteur BT .....</b>	<b>53</b>
III.5.1. Méthode de détermination.....	53
III.5.2. Calcul de la section.....	54
III.5.2.1. Calcul de la section selon l'échauffement $S_j$ :.....	54
III.5.2.2. Calcul de la section selon la chute de tension $S_z$ .....	57
III.5.2.3. Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit....	60
<b>III.6. Dimensionnement de jeux de barres .....</b>	<b>63</b>
III.6.1. Définition .....	63
III.6.2. Calcul de courant admissible.....	63
III.6.3. Vérification de la tenue thermique .....	64
III.6.4. L'échauffement dû au courant de court-circuit.....	65
<b>III.7. Détermination de courant de court-circuit .....</b>	<b>66</b>
III.7.1. Méthode calcul .....	66
III.7.2. Calcul des courants de court-circuit par la méthode des impédances .....	67
<b>III.8. Conclusion .....</b>	<b>72</b>
<b>CHAPITRE IV : Dimensionnement et choix des protections.....</b>	<b>73</b>
<b>IV.1. Introduction.....</b>	<b>73</b>
<b>IV.2. Définition .....</b>	<b>73</b>
<b>VI.3. Protection contre les surcharge .....</b>	<b>73</b>
<b>IV.4. Protection contre les court-circuit.....</b>	<b>75</b>
IV.4.1. Pouvoir de coupure .....	76
<b>IV.5. Dimensionnement et choix de calibre de disjoncteur de protection.....</b>	<b>76</b>
IV.5.1. Calibrage de disjoncteur en tête .....	77
<b>IV.6 Conclusion .....</b>	<b>78</b>
<b>Conclusion Générale :.....</b>	<b>79</b>

**Liste des Figures :**

<b>Figure I- 1</b> Réseau radial.....	03
<b>Figure I- 2</b> Réseau bouclé.....	03
<b>Figure I-3</b> Réseau maillé.....	03
<b>Figure I-4</b> Transformateur de puissance d'un poste électrique .....	05
<b>Figure I-5</b> Schéma unifilaire d'un poste à simple jeu de barres.....	06
<b>Figure I- 6</b> Fréquences et tensions domestiques dans le monde.....	07
<b>Figure I- 7</b> Neutre isolé ou impudent (schéma IT) en basse tension.....	09
<b>Figure I- 8</b> Neutre isolé ou impudent (schéma IT) en basse tension.....	10
<b>Figure I-9</b> Neutre isolé ou impudent (schéma IT) en basse tension.....	11
<b>Figure I-10</b> Schéma TNS .....	12
<b>Figure I-11</b> Cc triphasé.....	15
<b>Figure I-12</b> Cc monophasé terre.....	15
<b>Figure I-13</b> Cc biphasé isolé.....	15
<b>Figure I-14</b> Cc biphasé terre.....	15
<b>Figure I-15</b> Courbe de déclenchement électronique.....	19
<b>Figure I-16</b> Courbe de déclenchement magnétothermique.....	20
<b>Figure II-1</b> Schéma unifilaire.....	25
<b>Figure II-2</b> Exemple de condensateurs fixes.....	35
<b>Figure II-3</b> Exemple de batterie à régulation automatique.....	35
<b>Figure II-4</b> Compensation globale .....	36
<b>Figure II-5</b> Compensation partielle.....	36
<b>Figure II.6</b> Compensation locale.....	37
<b>Figure II-7</b> Triangle des puissances.....	38
<b>Figure II-8</b> Illustration d'une installation PV sur un hangar.....	41
<b>Figure II-9</b> Dimmensionnement du GPV a utiliser.....	42

<b>Figure III-1</b> Constitution d'un câble BT.....	45
<b>Figure III-2</b> Constitution d'un câble MT .....	45
<b>Figure III-3</b> Logigramme de détermination de la section minimale d'un câble en moyenne tension.....	47
<b>Figure III-4</b> Logigramme de la détermination de la section d'une canalisation.....	50
<b>Figure III-5</b> Procédure de calcul de $I_{cc}$ pour la conception d'une installation électrique.....	63
<b>Figure III-6</b> Récapitulation des impédances des différents éléments d'un réseau BT.....	65
<b>Figure IV-1</b> Zones de charge d'une canalisation.....	70

## Liste des tableaux

<b>Tableau I-1</b> Tension normalisée du réseau national Algérienne, les lignes BT, HTA et HTB.....	08
<b>Tableau I-2</b> Facteur de simultanéité (ks) pour tableau général.....	23
<b>Tableau I-3</b> Facteur de simultanéité (ks) pour coffrets divisionnaires.....	24
<b>Tableau II-1</b> Identification des différents circuits électriques de l'installation.....	25
<b>Tableau II-2</b> calcul de la puissance installer.....	26
<b>Tableau II-3</b> Bilan de puissance installée.....	29
<b>Tableau II-4</b> Bilan de puissance utilisée par l'installation.....	28
<b>Tableau II-5</b> Bilan de puissance totale de toute l'installation.....	31
<b>Tableau II-6</b> Caractéristiques du transformateur adéquat pour l'installation.....	34
<b>Tableau II-7</b> Puissances réactives avant et après compensation.....	40
<b>Tableau II-8</b> Type de compensation de l'énergie réactive.....	40
<b>Tableau III-1</b> Vérification des sections par rapport aux chutes de tensions.....	52
<b>Tableau III-2</b> Formules de calcul de la chute de tension.....	54
<b>Tableau III-3</b> Vérification des sections par rapport aux chutes de tensions.....	55
<b>Tableau III-4</b> Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit.....	59
<b>Tableau III-5</b> Résistances et réactances du réseau amont ramenées au secondaire du transformateur.....	64
<b>Tableau III-6</b> Résultat de calcul des courants de court-circuit.....	65
<b>Tableau IV-1</b> Résultats du choix des disjoncteurs de l'installation.....	72

## Liste des abréviations

Abréviation	Signification
<b>BTA</b>	Basse Tension A
<b>BT</b>	Basse Tension
<b>C</b>	Condensateur
<b>Cc</b>	Court-circuit
<b>f</b>	Fréquence
<b>f</b>	Facteur de correction (moyenne tension)
<b>HT</b>	Haute Tension
<b>HTA</b>	Haute Tension A
<b>HTB</b>	Haute Tension B
<b>IT</b>	Neutre isolé et masse à la terre
<b>I<sub>a</sub></b>	Courant absorbée
<b>I<sub>B</sub></b>	Courant d'emploi
<b>I<sub>n</sub></b>	Courant nominal
<b>I<sub>cc</sub></b>	Courant de court-circuit
<b>I<sub>z</sub></b>	Courant équivalent
<b>I<sub>ad</sub></b>	Courant admissible
<b>JB</b>	Jeux de barres
<b>k<sub>u</sub></b>	Facteur d'utilisation
<b>K<sub>s</sub></b>	Facteur de simultanéité
<b>k<sub>e</sub></b>	Facteur d'extension
<b>K</b>	Facteur de correction (basse tension)
<b>L</b>	Longueur
<b>m</b>	Rapport de transformation
<b>MT</b>	Moyenne tension
<b>PEN</b>	Conducteur de protection et conducteur de neutre confondus
<b>PR</b>	Polyéthylène Réticulé
<b>PVC</b>	Polychlorure de vinyle
<b>P<sub>n</sub></b>	Puissance nominale
<b>P<sub>a</sub></b>	Puissance absorbée
<b>P<sub>dC</sub></b>	Pouvoir de coupure
<b>P<sub>u</sub></b>	Puissance utilisée
<b>Q<sub>a</sub></b>	Puissance réactive absorbée
<b>Q<sub>c</sub></b>	Puissance réactive de compensation
<b>R</b>	Résistance
<b>R<sub>T</sub></b>	Résistance du transformateur
<b>S</b>	Section

## Liste des abréviations

<b><math>S_u</math></b>	Puissance apparente utilisée
<b><math>S_a</math></b>	Puissance apparente absorbée
<b><math>S_n</math></b>	Puissance apparente nominale
<b>TN</b>	Neutre à la terre et masse au neutre
<b>TNS</b>	Neutre à la terre, masse au neutre, conducteur de neutre et de protection séparés
<b>TGBT</b>	Tableau Générale Basse Tension
<b>TT</b>	Neutre à la terre et masse à la terre
<b>TNC</b>	Neutre à la terre, masse au neutre, conducteur de neutre et de protection confondus
<b><math>T_c</math></b>	temps de coupure
<b><math>U_n</math></b>	Tension nominale
<b><math>U_{cc}</math></b>	Tension de court-circuit
<b><math>X</math></b>	Réactance
<b><math>X_T</math></b>	Réactance du transformateur
<b><math>Z</math></b>	Impédance
<b><math>\theta</math></b>	Température
<b><math>\lambda</math></b>	Réactance linéique des conducteurs, en $\Omega/m$
<b><math>\rho</math></b>	Résistivité du conducteur en service normal
<b><math>\eta</math></b>	Rendement

**Introduction**

**Générale**

## Introduction générale

L'électricité est parmi les causes principales du développement économique et industriel que notre monde a connu, les investissements qui sont donnés pour le développement de l'électricité industrielle sont énormes, c'est pour cela la consommation d'énergie électrique est proportionnelle aux progrès technique. Par contre la complexité de ces progrès techniques peut engendrer des risques aux matériels et à la personne, surtout en BT.

Alors la réalisation d'une installation électrique industrielle qui va répondre aux exigences essentielles comme : la continuité du service, et la sécurité, nécessite un savoir-faire et des connaissances aussi bien théoriques que pratiques des lois et des réglementations qui régissent cette énergie, mais aussi une maîtrise parfaite du choix de dimensionnement et des protections afin de fournir des conditions économiques optimales à l'usine, en respectant les contraintes exigées par la sécurité, et en satisfaisant les critères de disponibilité, fiabilité et qualité.

L'objectif de notre travail est de faire l'étude et le dimensionnement d'une installation électrique industrielle tout en introduisant les étapes à suivre.

Ce travail sera structuré en quatre chapitres :

- En premier lieu le chapitre un sera consacré pour les généralités sur le réseau électrique industriel ainsi que l'organisation et la méthodologie à utiliser pour le dimensionnement.
- Dans le deuxième chapitre nous aborderons une présentation brève des différents tronçons présentés dans le schéma unifilaire, puis nous procéderons au calcul du bilan de puissance et choisir le transformateur adéquat pour l'installation et le choix de compensation qui convient pour notre installation.
- Le choix des sections des câbles, le dimensionnement des jeux de barres et la détermination des courants de court-circuit feront l'objet du troisième chapitre.
- En dernier lieu nous ferons le dimensionnement et le choix de protection qui convient.

# CHAPITRE I

## Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques

### Introduction

Le réseau est à la fois un système et un ensemble d'éléments physiques. Il est en effet constitué de multiples matériels électrotechniques (lignes, câbles, transformateurs, appareils de coupure, de contrôle et de commande) associés de manière coordonnée et c'est cette association qui constitue le réseau, dans ce chapitre nous allons amplifier sur la méthodologie de réseau électrique industriel [1].

### I.1.Types de réseaux électriques

Il existe trois types de réseaux électriques :

#### I.1.1. Réseaux de transport et d'interconnexion

Le rôle essentiel des réseaux de transport et d'interconnexions est :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport).
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion) [2,3].

#### I.1.2. Réseaux de répartition

Ces réseaux, sont en grande partie constitués de lignes aériennes dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est soit en boucle fermée soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation [2].

#### I.1.3 Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA à l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [2].

##### I.1.3.1. Réseaux de distribution à basse tension

BTA (230 / 400 V) ;

- Neutre directement à la terre ;
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés [4].

##### I.1.3.2. Réseaux de distribution à moyenne tension

HTA (30 et 10 kV le plus répandu) ;

- Neutre à la terre par une résistance ;
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens [4].

## I.2. Différentes structures des réseaux électriques [5]

On distingue 3 structures basées sur les qualités de service :

### ➤ Réseau radial

Si l'énergie transportée par un réseau vers un client y parvient par un seul parcours, on parle de distribution radiale. (Utilisé pour le réseau rural)

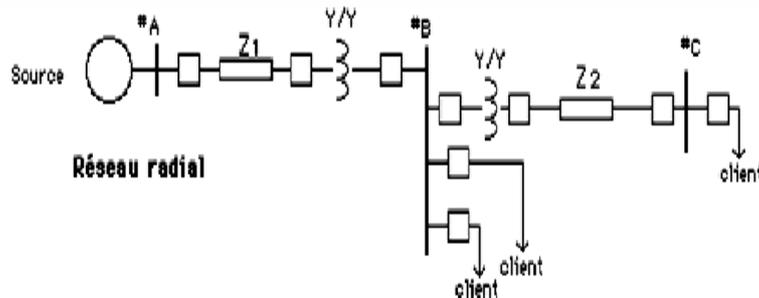


Figure I-1 Réseau radial

### ➤ Réseau bouclé

Si l'énergie transportée par un réseau vers un client y parvient par plusieurs parcours, on parle de distribution bouclée. (Utilisé pour les réseaux de répartition)

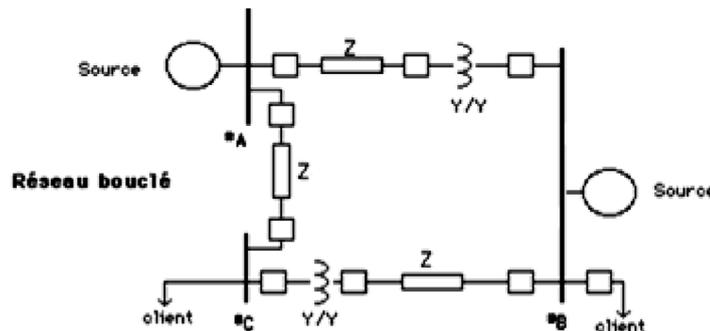


Figure I-2 Réseau bouclé

### ➤ Réseau maillé

Les réseaux maillés sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées formant ainsi une structure analogue aux mailles d'un filet. Ils sont utilisés pour les réseaux de distribution à basse tension et pour les réseaux de transport.

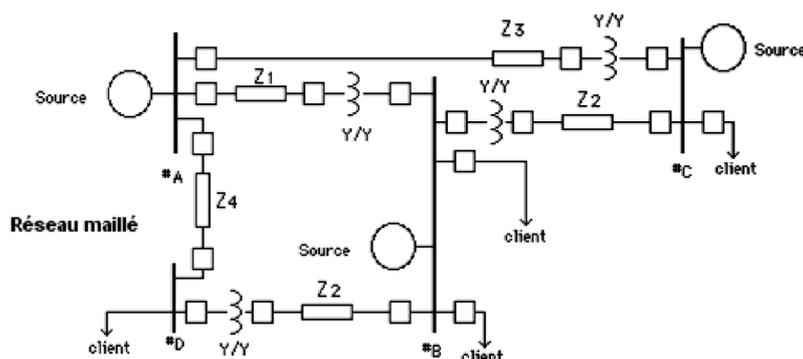


Figure I-3 Réseau maillé

### I.3. Postes électriques

#### I.3.1. Définition d'un poste électrique

Les postes électriques sont des éléments principaux du réseau électrique. Ils reçoivent l'énergie électrique, la transforment (en passant d'un niveau de tension à une autre) et la répartissent (en assurant la jonction des différents réseaux électriques). On y trouve un certain nombre d'appareils électriques (transformateurs, disjoncteurs, sectionneurs...) qui participent au bon fonctionnement du réseau [6].

#### I.3.2. Types de postes électriques [7]

Il existe quatre grandes catégories de postes électriques, selon le rôle à accomplir, on distingue :

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

- **Postes de transformation (poste source)**

Les postes de transformation permettent de passer d'un niveau de tension d'entrée donné à un niveau de tension de sortie qui peut être supérieur (on parle alors de transformateurs élévateurs) ou inférieur (abaisseur).

- **Postes d'interconnexion**

Qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés

- **Postes mixtes les postes mixtes**

Les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

- **Postes de distribution**

Le but est d'abaisser le niveau de la tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels. Il existe deux modes d'emplacement du poste de distribution selon la puissance du transformateur :

#### I.3.3. Objectif des postes [4]

Les postes électriques ont 3 fonctions principales

- Le raccordement de plusieurs réseaux d'électricité.
- L'interconnexion entre les différentes lignes électriques.
- La transformation de l'énergie en différents niveaux de tension.

### I.3.4. Les différents éléments du poste [6]

Les éléments qui constituent un poste

**B** : jeu de barre, **TP** : transformateur de puissance, **D** : disjoncteur, **S** : sectionneur

**ST** : sectionneur mise à la terre, **Tc** : transformateur de courant, **Tt** : transformateur de tension, **P** : parafoudre.

#### ➤ Transformateur de puissance

Un transformateur de puissance est un appareil électrique essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Sa définition selon la commission électrotechnique internationale est la suivante : « Appareil statique à deux enroulements ou plus qui par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre la puissance électrique ». Il peut être monophasé ou triphasé[6].



**Figure I-4** Transformateur de puissance d'un poste électrique[6]

#### ➤ Disjoncteurs

Un disjoncteur est un appareil qui peut interrompre des courants importants, qu'il s'agit du courant normal ou des courants de défauts. Il peut donc être utilisé comme un gros interrupteur, commandé sur place par un bouton poussoir ou télécommandé. De plus, le disjoncteur ouvre un circuit automatiquement dès que le courant qui le traverse dépasse une valeur prédéterminée. Quand il sert à interrompre les forts courants de court-circuit, il joue le même rôle qu'un fusible, mais il a un fonctionnement plus sûr pas besoin de le remplacer après chaque interruption.

Les disjoncteurs les plus répandus sont :

- Les disjoncteurs à air comprimé ;
- Les disjoncteurs à l'huile ;
- Les disjoncteurs à vide.
- Dans les disjoncteurs à gaz, le courant est coupé lorsqu'un soufflage suffisant est exercé sur l'arc électrique pour le refroidir et l'interrompre [6]

### ➤ Sectionneurs

Les sectionneurs sont des appareils destinés à ouvrir ou fermer un circuit électrique à vide, ne possèdent aucun pouvoir de coupure, ils permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant. La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer un élément d'un réseau électrique afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque de choc électrique [6].

### ➤ Sectionneur de mise à la terre

Les sectionneurs de mise à la terre sont des interrupteurs de sécurité qui isolent un circuit et qui grâce à leur mise à la terre empêche l'apparition de toute tension sur la ligne pendant les réparations [6].

### ➤ Transformateur de courant

Selon la définition de la commission électrotechnique international, un transformateur de courant est « un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle voisin de zéro pour un sens approprié des connexions » [6].

### ➤ Transformateur de tension

Un transformateur de tension, est un élément qui permet d'obtenir au niveau de son secondaire une tension proportionnelle à celle du réseau sur lequel il est raccordé. Il alimente en général des appareils de mesure et des relais de protection. Il est constitué d'un enroulement primaire, d'un circuit magnétique, d'un ou plusieurs enroulements secondaires, le tout enrobé dans une résine isolante [8].

### ➤ Jeux de barres :

Un jeu de barres est un ouvrage électrique triphasé dominant sur la longueur du poste. Il permet de relier entre eux de même tension qui y aboutit. Un poste électrique peut être doté d'un, deux ou trois jeux de barres pour une tension donnée. Les jeux de barres ont typiquement été des barres plates, soient des tubes [6].

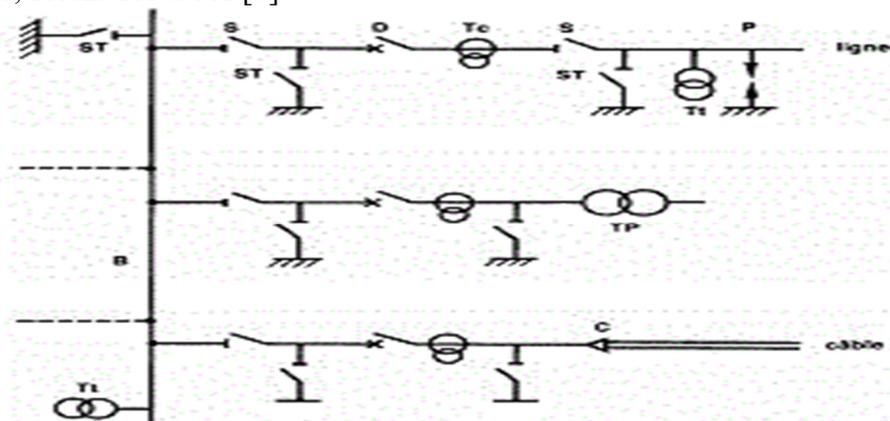


Figure I-5 Schéma unifilaire d'un poste à simple jeu de barres [6].

#### I.4. Caractéristiques générales du transport et de la distribution [8]

Les réseaux électriques, en très grande majorité, transportent l'énergie électrique sous la forme de systèmes triphasés. Les dispositions et les grandeurs caractéristiques de ces systèmes sont ainsi :

- ✓ Leur fréquence ;
- ✓ Leurs niveaux de tension ;
- ✓ Leurs différents types de couplage.

##### ➤ Fréquence normalisée

Les grands réseaux électriques sont des systèmes interconnectés qui présentent une fréquence uniforme afin de garantir le bon fonctionnement de leurs appareillages, ces derniers étant optimisés pour une valeur précise de la fréquence.

Dans le monde, on ne recense que deux valeurs distinctes de fréquence :

- ✓ « Le 50 Hz » caractérise les réseaux Européens, Asiatiques, Russes et Africains.
- ✓ « Le 60 Hz » caractérise les réseaux Américains, Canadiens et Japonais (en réalité, au Japon, les deux fréquences sont utilisées).



Figure I-6 Fréquences et tensions domestiques dans le monde [8]

##### ➤ Tensions normalisées

Chaque réseau électrique est organisé à partir de quelques niveaux de tension normalisés, le respect, de ces valeurs précises (à quelques % près) est une nécessité pour exploiter les structures de transport en assurant leur sûreté, le respect des plages contractuelles, et de façon générale afin de réduire les coûts et les contraintes sur les appareillages.

À titre d'exemple, les tensions normalisées du réseau électrique en Algérie (SONELGAZ) sont indiquées dans le tableau I-1, accompagnées de photographies qui illustrent l'allure des lignes correspondantes.

**Tableau I-1** Tension normalisée du réseau national algérienne, les lignes BT, HTA, etHTB [8]

	Usage Tensions	Tensions Normalisée	Noms (standard Européen)	Aspect visual des Lignes
<b>HTB</b>	Grande Transport national et Interconnexion	220/400 kV HT 60 kV HT	HTB (50 kV à400 kV) HTB 3 : 400 kV HTB 2 : 225 kV HTB 1 : 90 et 63kV	
<b>HTA</b>	Lignes interrégionales et repartions régionale	MT 30 kV	HTA (1 kV à 50 kV)	
<b>BT</b>	Répartition locale distribution et consommation	220 V (monophasé) 380 V (triphase)	BT < 1 kV	

## I.5. Régimes de neutre

### I.5.1 Définition

Le régime de neutre correspond au type de liaison effectuée entre le neutre d'un réseau triphasé et la terre [10].

### I.5.2. Différents régimes de neutre :

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 schémaest défini par deux lettres [11].

**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 [11].

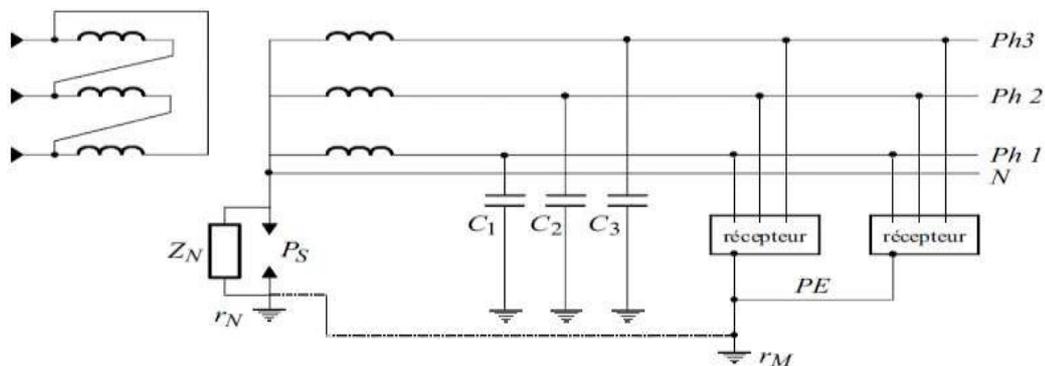
**La deuxième lettre** : définit le mode de raccordement des masses de l'installation électrique :

- **T** : les masses sont interconnectées et reliées directement à la terre, indépendamment de la mise à la terre éventuelle du point neutre.
- **N** : les masses sont reliées directement au conducteur neutre [11].

### I.5.2.1 Neutre isolé ou impudent IT

Le neutre est isolé ou relié à la terre par une impédance de valeur élevée (première lettre **I**). Une impédance de  $1700 \Omega$  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 [11].



**Figure I-7** Neutre isolé ou impudent (schéma IT) en basse tension [11]

En cas de défaut : [4,12]

- a) Comportement au premier défaut : Le premier défaut se referme par la mise à la terre du neutre du transformateur (impédance forte ou infinie). La tension de défaut n'est pas dangereuse. Continuité de l'exploitation, le contrôleur permanent d'isolement CPI détecte ce courant de défaut et le signale afin qu'une recherche et une réparation du défaut intervienne avant le deuxième défaut.
- b) Comportement au deuxième défaut : Lorsqu'un deuxième défaut apparaît, et que le premier défaut n'a pas été éliminé, deux cas sont à examiner :
  - Le défaut concerne le même conducteur actif : rien ne se passe et l'exploitation peut continuer.
  - Le défaut concerne deux conducteurs actifs différents : si toutes les masses sont interconnectées, le défaut double est un court-circuit, risqué d'électrisation.

**Avantages** [4,12]

Les avantages de ce régime sont :

- L'intensité du courant du premier défaut d'isolement ne crée pas une situation dangereuse.
- Il n'est pas obligatoire de déclencher au premier défaut ce qui permet d'assurer une meilleure continuité de service.

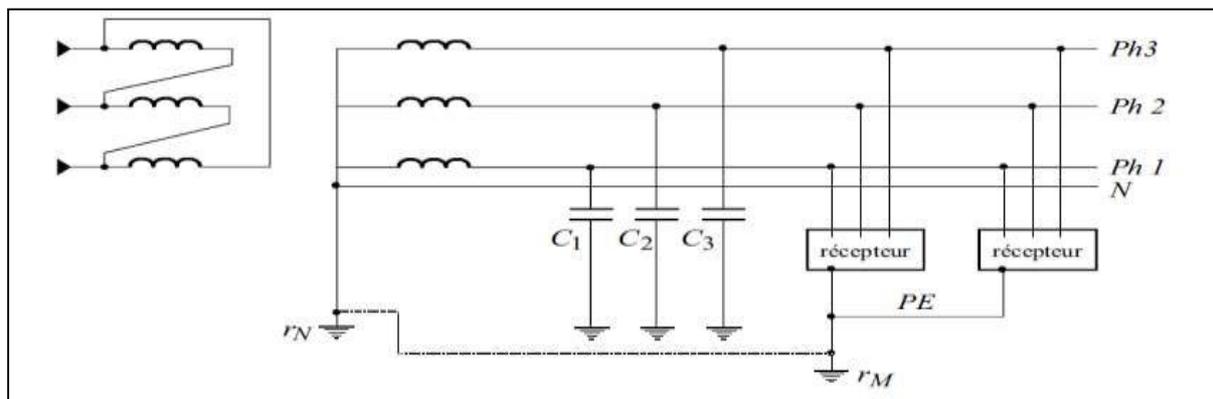
**Inconvénients** [4,12]

Les inconvénient de ce régime sont :

- L'intensité de courant du double défaut d'isolement est importante ;
- Signalisation obligatoire au premier défaut d'isolement suivi à sa recherche et son élimination réalisée par le contrôleur permanent d'isolement installé entre neutre et terre ;
- Déclenchement obligatoire au deuxième défaut d'isolement par le dispositif de protection contre les surintensités (condition des appareils de protection) ;
- Nécessite un personnel d'entretien disponible pour la recherche et l'élimination du premier défaut.

**I.5.2.2. Neutre mis directement à la terre TT**

Le point neutre est relié directement à la terre (première lettre **T**). Les masses des récepteurs sont interconnectées, soient toutes ensemble, soient par groupes, soit individuellement et sont reliées à la terre (deuxième lettre **T**) [11].



**Figure I-8** Neutre mis directement à la terre (schéma TT) en basse tension [11]

En cas de défaut :

En présence d'un défaut d'isolement le courant de défaut  $I_d$  est essentiellement limité par les résistances de terre (si la prise de terre des masses et la prise de terre du neutre ne sont pas confondues).

Les résistances de terre étant généralement faibles, cette tension est dangereuse, il est donc obligatoire de prévoir une déconnexion automatique de la partie de l'installation concernée par le défaut [4,12].

➤ **Avantages** Les avantages de ce régime sont [4,12] :

- C'est le régime de neutre le plus simple à mettre en œuvre, à contrôler et à exploiter ;
- Facilité de maintenance ;
- Élimination des risques d'incendies : les courants de défaut restent très faibles et sont rapidement interrompus par la protection différentielle ;
- Coupure dès le premier défaut : ceci peut être un inconvénient dans le milieu industriel.

**Inconvénients** [4,12]

- Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement éliminé par un dispositif différentiel à courant résiduel situé en tête de ligne d'exploitation ou éventuellement sur Chaque départ pour améliorer la sélectivité.

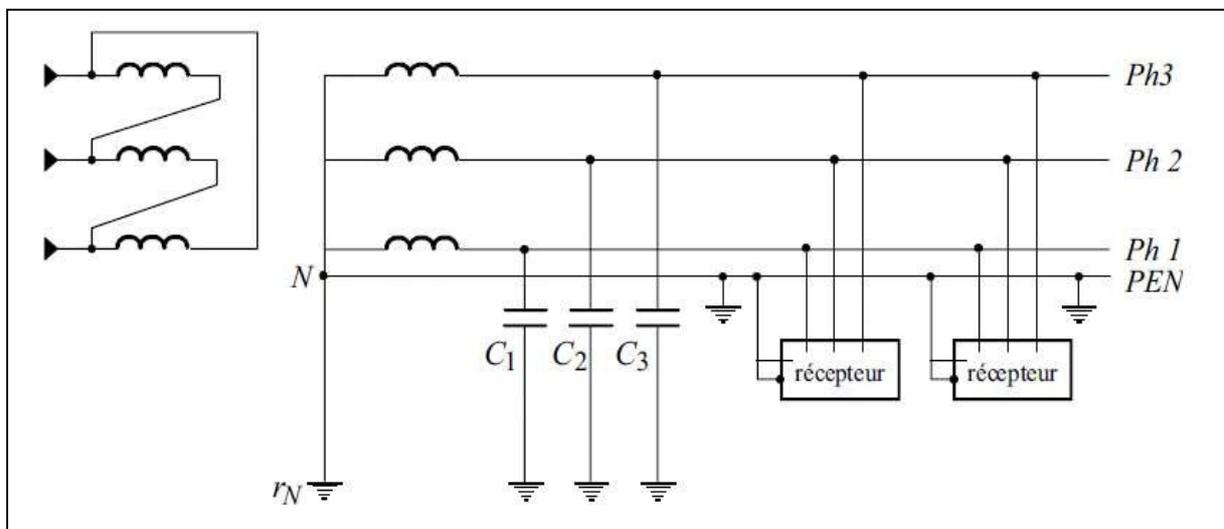
**I.5.2.3 Mise au neutre TN :**

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 et le conducteur de protection sont confondus ou non [11].

**Premier cas** [11]

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**

- 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 mm<sup>2</sup> cuivre et 16 mm<sup>2</sup> aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est également interdit en aval d'un schéma **TNS**.



**Figure I-9** Schéma TNC [11]

**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**.

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 mm<sup>2</sup> cuivre ou 16 mm<sup>2</sup> aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est interdit en amont d'un schéma **TNC**[8].

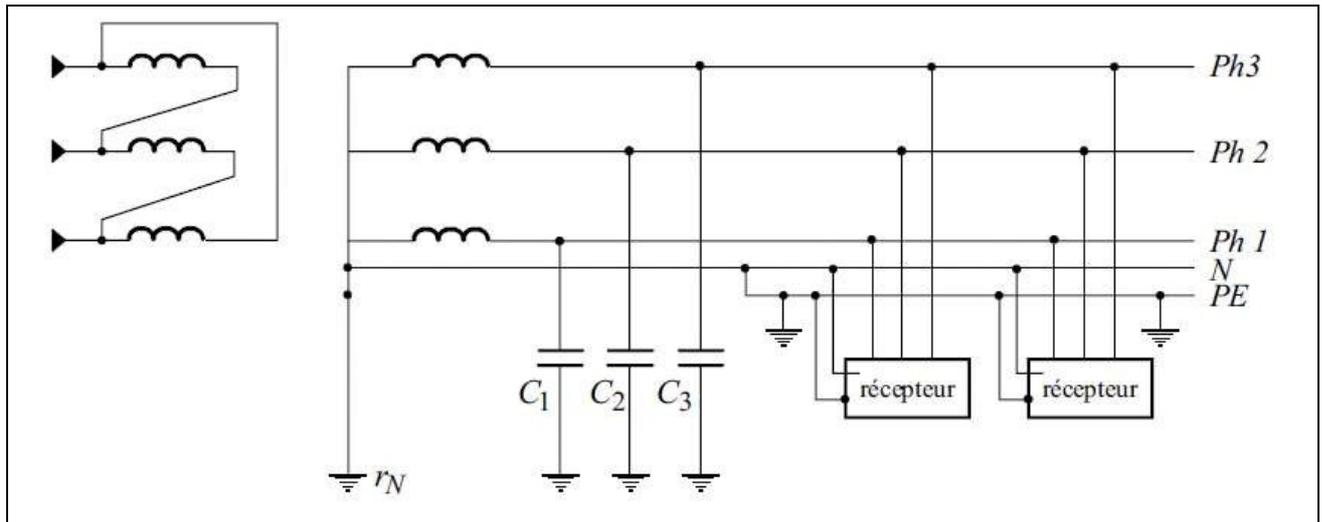


Figure I-10 Schéma TNS [11]

**En cas de défaut :**

Que ce soit en TNC ou en TNS lors de l'apparition d'un défaut d'isolement, il se traduit par un court-circuit.

Suite à un défaut d'isolement, le courant de défaut est très important, puisqu'il équivaut à un court-circuit monophasé entre phase et neutre. Le courant n'est limité que par la résistance du câble d'alimentation [4,12].

**Avantage et inconvénients du régime TNS [4,12]**

- Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement éliminé par le dispositif de protection contre les surintensités ;
- L'intensité des courants de défaut d'isolement est importante (perturbation et risque d'incendie accru).

**Avantage et inconvénients du régime TNC [4,12]**

- Économie des conducteurs ;
- Déclenchement obligatoire au premier défaut ;
- Le neutre ne peut être coupé, ce qui est dangereux du fait de ces variations de potentiel, dûes aux courants de charges et aux courants d'isolements.

**I.6. Défauts dans les réseaux électriques****I.6.1. Définition**

On appelle un défaut, toute perturbation qui engendre des modifications des paramètres électriques d'un ouvrage, il est caractérisé par un phénomène non conforme au fonctionnement normal du réseau et pouvant dans certains cas conduire à un effondrement électrique de celui-ci et la mise en danger de son environnement [13].

**\* Origines des défauts [13]**

Les défauts dans un réseau électrique peuvent avoir différentes origines :

- Mécanique (une rupture de conducteurs ou une liaison électrique accidentelle entre deux condensateurs par un corps étranger).
- Électrique (une dégradation de l'isolement entre phases ou entre une phase et la masse ou la terre, ou suite aux surtensions à cause de manœuvres ou coups de foudre).
- Humaine, par exemple la mise à la terre d'une phase, un couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes ou la fermeture par erreur d'un appareil de coupure.

**I.6.2 Caractéristiques des défauts [13]**

Les défauts peuvent être caractérisés par leur nombre de conducteurs, leur durée et l'intensité du courant en fonction du nombre de conducteurs affectés

**Triphasé** : Il s'agit d'un défaut entre trois phases par l'intermédiaire de la terre ou non.

**Biphasés** : Entre deux phases du réseau ou t entre deux phases par l'intermédiaire de la terre.

**Monophasé** : Il s'agit d'un défaut entre une phase et la terre.

**I.6.2.1. En fonction de la durée [4, 13, 14].**

On effectue généralement le classement des défauts en fonction de leur durée. Cette dernière a un impact sur le comportement des protections. On distingue les défauts :

**A- Défauts auto-extincteurs**

Ils disparaissent naturellement avant le fonctionnement des protections, en une durée inférieure à environ 100 ms

**B- Défauts fugitifs**

Ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service après une ouverture d'environ 0,3 s ou par le disjoncteur shunt

**C- Défauts semi-permanents**

Ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service à l'issue du premier ou du deuxième ré-enclenchement lent

**D- Défauts permanents**

Ils mettent le réseau hors tension et nécessitent l'intervention du personnel d'exploitation d'abord pour isoler l'équipement en défaillance, rétablir l'équipement en défaut [13].

**E-Défauts évolutifs**

Défaut monophasé évoluant au même lieu en défaut biphasé ou triphasé (accompagné d'un creux de tension perceptible par les clients.

## F- Défauts intermittents

Ce sont des défauts monophasés de durée de 10 à 20 ms qui se réamorcent selon une périodicité généralement comprise entre 100 et 200 ms. On les trouve actuellement sur les réseaux souterrains (1 % des défauts) et surtout sur les réseaux compensés.

Ces défauts ne se produisent pas à la même fréquence, car les statistiques donnent la répartition suivante :

- Auto-extincteurs : 5 % ;
- Fugitifs : 70 % à 80 % ;
- Semi-permanents : 05 % à 15% ;
- Permanents : 05% à 15 %.

Ces chiffres justifient l'utilisation d'appareils automatiques qui coupent les départs affectés le temps nécessaire à l'élimination des défauts non permanents [13].

### I.6.2.2. Intensité du courant de court-circuit

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme de court-circuit et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres[13].

### I.6.3. Différents types de défauts

Ils sont au nombre de 5 qu'il faudra éliminer du réseau à chaque fois qu'ils apparaissent sinon, ils seront en mesure de générer des conséquences graves sur le matériel et le personnel exploitant.

#### I.6.3.1. Courts-circuits [15, 16]

##### \* Définition

C'est une rencontre ou liaison accidentelle entre conducteurs à impédance nulle (court-circuit franc) ou non (court-circuit impudent). Un court-circuit, peut être interne s'il est localisé au niveau d'un équipement ou externe s'il se produit dans les liaisons.

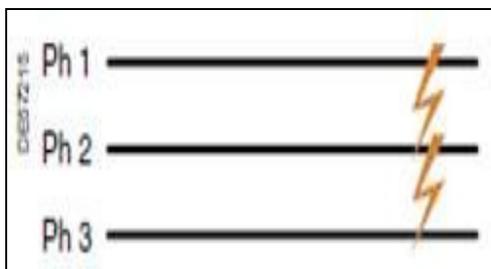
##### \* Origines du court-circuit [13]

1. Elle peut être mécanique : rupture de conducteurs, liaison accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger tel qu'outils ou animaux.
2. Elle peut être électrique : suite à la dégradation de l'isolement entre phases, ou entre phase et masse ou terre, ou suite à des surtensions d'origine interne (manœuvre) ou atmosphérique (coup de foudre).
3. Elle peut provenir d'une erreur d'exploitation : mise à la terre d'une phase, couplage entre deux sources de tension différentes ou de phases différentes, fermeture par erreur d'un appareil de coupure.

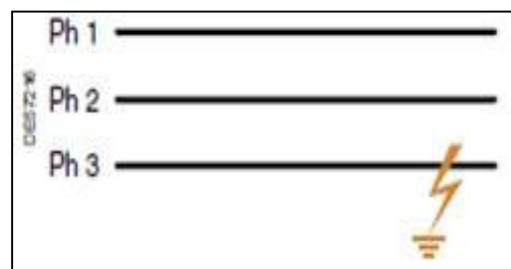
\* **Types de courts- circuits** [13]

Plusieurs types de courts- circuits peuvent se produire dans un réseau électrique :

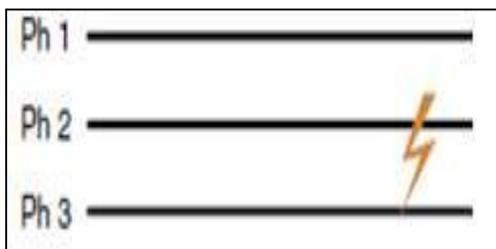
- Court-circuit triphasé : il correspond à la réunion des trois phases ; Il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés ;
- Court-circuit monophasé terre : il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; Il est le plus fréquent ;
- Court-circuit biphasé isolé : il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur ;
- Court-circuit biphasé terre : il correspond à un défaut entre deux phases et la terre.



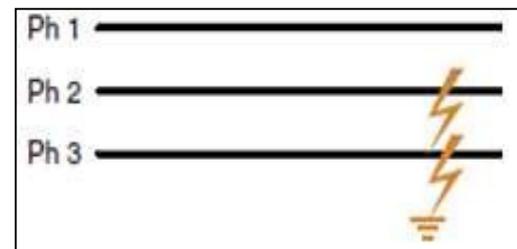
**Figure I-11** Cc triphasé [13]



**Figure I-12** Cc monophasé terre [13]



**Figure I-13** Cc biphasé terre [13]



**Figure I-14** Cc biphasé isolé [13]

### I.6.3.2. Les surtensions [13]

\* **Définition**

Une surtension est une impulsion ou une onde de tension qui se superpose à la tension nominale du réseau.

Elles peuvent apparaître selon deux modes :

- ✓ Mode différentiel (entre conducteurs actifs, phase-phase ou phase-neutre) ;
- ✓ Mode commun (entre conducteurs actifs et la masse ou la terre).

\* **Types de surtensions**

Les surtensions sont de quatre natures :

- D'origine atmosphérique ;
- Par décharge électrostatique ;
- De manœuvre ;
- A fréquence industrielle.

### I.6.3.3. Les surcharges [13]

#### \* Définition

Elles se produisent lorsque les appareils installés sont trop puissants pour les lignes d'alimentation ou quand le travail demandé aux machines est exagéré, ce qui conduit à un courant de surcharge maintenu et ce dernier peut provoquer un échauffement anormal pouvant entraîner la détérioration des installations.

#### \* Causes

- ⇒ Court-circuit ;
- ⇒ Couplages difficiles (fermeture de longues boucles d'interconnexion) ;
- ⇒ Pointes de consommation ou de transit d'énergie ;
- ⇒ Report de charge suite à la coupure d'une liaison en parallèle.

#### \* Conséquences

- ⇒ Surcharges violentes mais brèves ;
- ⇒ Surcharges faibles mais durables.

### I.6.3.4. Les oscillations [13]

#### \* Définition

Elles apparaissent lorsque les alternateurs subissent des variations de charge, perdant ainsi leur synchronisme avec le réseau, ou lors de faux couplages dans les postes de transformations.

#### \* Conséquences

Surintensités et baisses de tension périodique, les lampes clignotent, les moteurs subissent des variations de vitesses.

### I.6.3.5. Déséquilibres sur une ligne

#### \* Définition

On appelle déséquilibre sur une ligne ou dans une installation triphasée la différence entre les trois courants des phases. Généralement, il est limité au réseau BT à cause des clients salimentés en deux fils. Le taux de déséquilibre ne doit pas dépasser 15% [13].

## I.7. Protection des réseaux électriques

### I.7.1. Définition et rôle de la protection [17, 18]

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

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

- Surcharges ;
- Conditions anormales de fonctionnement ;
- Fausses manœuvres ;
- Vieillessement et détérioration des isolants.

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.

### **I.7.2. Problème de la protection [18]**

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

Les principales perturbations sur une installation électrique se traduisent par :

- Les surintensités : surcharge ou court-circuit ;
- Les surtensions ou les baisse de tension.

### **I.7.3. Qualités fondamentales d'une protection électrique [19]**

Une protection électrique doit posséder les qualités suivantes :

❖ Rapidité / Sureté / Sécurité / Fiabilité / Sélectivité / Sensibilité / Disponibilité.

### **I.7.4. Différents types de protections [4, 20]**

#### **I.7.4.1. Protections ampérométriques**

Ces protections sont sensibles au module de l'intensité du courant mesuré. Ce sont des protections très largement répandues car elles sont très simples à réaliser et à mettre en œuvre. L'apparition d'un court-circuit sur un réseau va obligatoirement provoquer la circulation d'une surintensité qu'il faut pour détecter.

#### **I.7.4.2. Protections volt-métriques**

Ces protections sont sensibles au module de la tension. Elles sont simples à fabriquer et faciles à utiliser, mais leur usage est limité, car elles ne sont pas sélectives. En effet, la présence d'un court-circuit va provoquer une variation de tension phase-terre, phase-phase... facilement détectable, mais uniforme sur l'ensemble du réseau. Ce type de protection est, pour cette raison, fréquemment utilisée pour sélectionner la ou les phases en défaut.

### **I.7.4.3. Protections directionnelles**

Ces protections sont capables de positionner les défauts qu'elles détectent par rapport au point de mesure (amont ou aval). Le plus souvent, le principe de localisation est basé sur la mesure du déphasage courant-tension, grandeur caractéristique du sens de circulation de l'énergie

### **I.7.4.4. Protections watt-métriques**

Ces protections mesurent le plus souvent la puissance résiduelle. En effet, l'apparition d'une telle puissance permet de détecter la présence d'un défaut monophasé situé en aval du point de mesure. Le principe et la conception de ces protections sont plus compliqués que pour une simple protection ampérométrique ou volumétrique, mais elles permettent d'améliorer notablement la sensibilité du plan de protection. Les protections watt-métriques entrent dans la catégorie plus vaste des protections directionnelles.

### **I.7.4.5. Protections différentielles**

Lorsque la somme des courants sortants d'une installation passive est inférieure à la somme des courants entrants, cela signifie qu'elle est le siège d'un défaut. Les protections différentielles utilisent cette propriété. Elles sont très répandues sur les réseaux de transport, notamment pour protéger les jeux de barres, mais elles sont très exigeantes en termes de précision de mesure.

En effet, si la précision des mesures n'est pas homogène au niveau des différents capteurs (qu'il s'agisse de régimes établis ou de régimes transitoires), le risque de mauvaise interprétation d'un déséquilibre entrées/sorties est grand. Il faut aussi tenir compte du courant capacitif de la section surveillée. Autre inconvénient, la multiplication des capteurs de mesure, puisqu'il faut équiper l'amont et l'aval de l'équipement protégé.

### **I.7.4.6. Protections de masse**

Il s'agit d'une variante de protection ampérométrique et de protection différentielle. En effet, ces protections mesurent le courant qui circule dans la connexion de mise à la terre de la masse d'une installation. Le passage d'un courant signifie qu'un amorçage avec la masse de l'installation s'est produit. Si le principe est simple, la mise en œuvre peut être délicate, car elle impose que la masse du système surveillé soit isolée de la terre (sauf bien évidemment, au point de connexion).

## **I.7.5. Appareillage de protection**

Il existe plusieurs appareils de protection de réseaux électriques, chacun avec sa fonction, pour cela on cite :

### I.7.5.1. Disjoncteurs

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

Les disjoncteurs sont essentiellement destinés à la protection des circuits, des transformateurs, des sources d'énergie, des couplages entre différents circuits, etc [18].

#### \* Différents types de disjoncteurs

On peut citer quatre types de disjoncteurs [18] :

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

#### \* Principe de déclenchement

Le type de protection assuré par le disjoncteur dépend essentiellement de la nature de déclenchement, le déclencheur permet l'ouverture des pôles du disjoncteur lors d'un défaut (court-circuit, surcharge). Il est de nature **magnétothermique** ou **électronique**. Ce dernier cas permet une plus grande précision et un réglage plus souple [18].

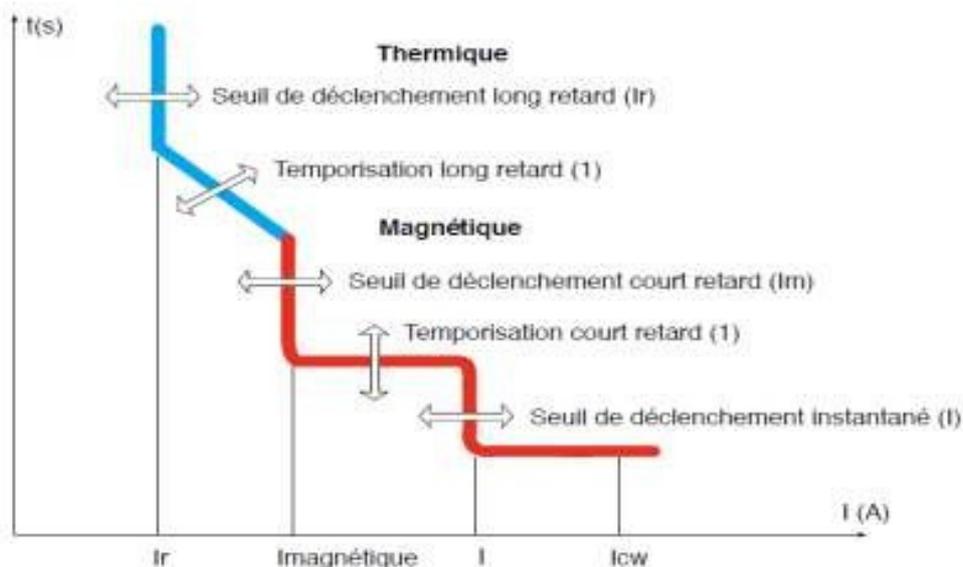
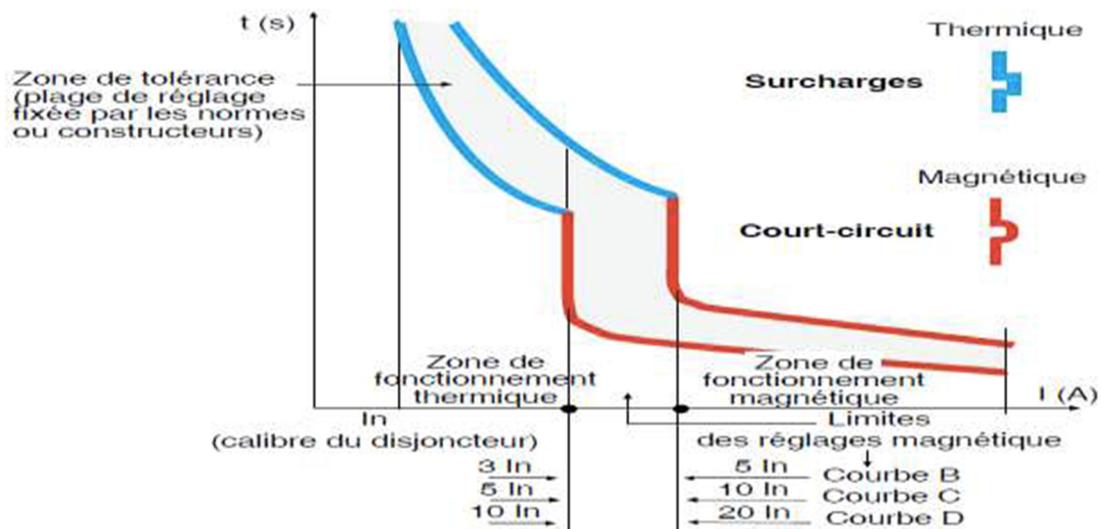


Figure I-15 Courbe de déclenchement électronique [18]



**Figure I-16** Courbe de déclenchement magnétothermique [18]

### I.7.5.2 Relais [4, 18,21]

Dispositif électrique conçu pour répondre à des problèmes d'entrées d'alimentation selon des modalités réglementaires et, une fois les conditions spécifiées remplies, pour induire un fonctionnement par contact ou un changement soudain similaire dans les circuits de commande électrique associés.

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

Leurs classifications se font d'après l'élément moteur :

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

Il existe plusieurs relais :

- ⇒ Relais à maximum de courant de phase ;
- ⇒ Relais à maximum de courant homopolaire ;
- ⇒ Relais directionnel de courant ;
- ⇒ Relais différentiel de courant ;
- ⇒ Relais à minimum de tension ;
- ⇒ Relais de BUCHHOLZ.

### I.7.5.3. Fusibles

Le fusible est un élément de faiblesse dans un circuit électrique. S'il y a surintensité c'est là que le circuit doit se couper. Actuellement les fusibles sont en cartouche. 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 [22].

#### \* Choix et types de fusibles

- Fusible gG : très courant sur les installations domestiques, il offre une protection contre les courts-circuits et les surcharges ;
  - Fusible aM : utilisé uniquement contre le court-circuit, par exemple dans les moteurs et les circuits primaires des transformateurs ;
  - Fusible ultra-rapide : conçu pour protéger les semi-conducteurs ;
- choix du fusible s'effectue sur les points suivants :
- Le calibre  $I$  ;
  - La tension d'emploi  $U$  (inférieure ou égale à nominale  $U_n$ ) ;
  - Le pouvoir de coupure PdC ;
  - La forme du fusible (cylindrique ou à couteaux) ;
  - La taille du fusible [21].

### I.7.5.4. Sectionneurs

C'est un appareil de connexion qui assure en position d'ouverture une distance de sectionnement satisfaisant des conditions spécifiées. Il est capable de :

- D'ouvrir ou de fermer un circuit à vide ;
- De supporter des courants dans des conditions normales du circuit et des courants dans les conditions anormales (court-circuit) pendant une durée spécifiée.

Outre la fonction d'isolement, il peut également participer à la fonction de protection contre les courts-circuits s'il est équipé de fusibles.

Le sectionneur a une importance capitale dans la sécurité des personnes, c'est pourquoi il est muni d'un dispositif de verrouillage en position d'ouverture [4].

### I.7.5.5. Interrupteurs [4]

C'est un appareil mécanique de connexion capable :

- D'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans des conditions normales du circuit, y compris éventuellement les conditions spécifiées d'une surcharge ;
- De supporter pendant une durée spécifiée des courants dans des conditions anormales des circuits telle celle des courants de court-circuit ;
- D'établir mais non d'interrompre des courants de court-circuit.

### I.7.5.6. Sectionneur de terre

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique et son alimentation, tout en assurant physiquement une distance de sectionnement satisfaisante électriquement.

### I.7.5.7. Parafoudre

Les parafoudres sont installés sur les pylônes d'arrivées des lignes, leur rôle est de limiter les surtensions en écoulant à la terre les courants de foudre.

## I.8. Puissances

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

### I.8.1. Puissance d'une installation industrielle

La puissance d'une installation n'est pas la somme arithmétique de celle des récepteurs. Sa détermination nécessite de connaître la puissance et la localisation des récepteurs pour accéder à la puissance d'utilisation et à la détermination de la puissance du transformateur nécessaire [24,25].

#### I.8.1.1. Puissance utile $P_n$

La puissance installée, est la somme des puissances nominales de tous les récepteurs de l'installation. L'indication de la puissance nominale ( $P_n$ ) est marquée sur la plupart des appareils et des équipements électriques. En pratique, la puissance nominale n'est pas toujours la puissance réellement consommée par le récepteur [15,23].

#### I.8.1.2. Puissance absorbée $P_a$ [23]

La puissance absorbée  $P_a$  par une charge (qui peut être un simple appareil) est obtenue à partir de sa puissance nominale (corrigée si nécessaire) et de l'application du coefficient suivant:

$\eta$  = rendement unitaire.

#### I.8.1.3. Puissance d'utilisation $P_u$

Elle représente la puissance réellement demandée au point source par les divers circuits d'une installation électrique. Elle est plus faible que la puissance installée vu que les récepteurs n'absorbent pas tous simultanément leurs puissances nominales. Son estimation permet d'évaluer la puissance réellement utilisée. Néanmoins sa détermination nécessite la connaissance des trois facteurs suivants: d'utilisation ( $K_u$ ), de simultanéité ( $k_s$ ) et d'extension ( $k_e$ ) [25, 26].

**a) Facteur d'utilisation ( $k_u$ )**

Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation.

Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur.

Ceci se vérifie pour des équipements comportant des moteurs susceptibles de fonctionner en dessous de leur pleine charge.

Dans une installation industrielle, ce facteur peut être estimé en moyenne à 0,75 pour les moteurs.

Pour l'éclairage et le chauffage, il sera toujours égal à 1.

Pour les prises de courant, tout dépend de leur destination [23].

**b) Facteur de simultanéité ( $k_s$ )**

Tous les récepteurs installés ne fonctionnent pas simultanément.

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

Le facteur de simultanéité s'applique à chaque regroupement de récepteurs (exemple au niveau d'un tableau terminal, d'un tableau divisionnaire, d'une armoire...).

La détermination de ces facteurs de simultanéité implique la connaissance détaillée de l'installation et de ses conditions d'exploitation. Des valeurs précises applicables à tous les cas ne peuvent donc pas être précisées. Cependant les normes **NF C 14-100**, **NF C 63-410** et le guide **UTE C 15-105** donnent des indications sur ce facteur [23].

**Tableau I-3** Facteur de simultanéité ( $k_s$ ) pour coffrets divisionnaires

<i>UTILISATION</i>		<b>FACTEUR DE SIMULTANEITE</b>
Eclairage		<b>1</b>
Chauffage électrique		<b>1</b>
Conditionnement d'air de pièce		<b>1</b>
Chauffe-eau		<b>1</b>
Prise de courant (N étant le nombre de prises de courant alimentées par le même circuit)		<b>0.1 + (0.9/N) si N &lt; 6</b> <b>0.6 si N &gt; 6</b>
Appareils de caisson		<b>0.7</b>
Ascenseurs **et monte-charge	Pour le moteur le plus puissant	<b>1</b>
	Pour le moteur suivant	<b>0.75</b>
	Pour les autres	<b>0.6</b>

\* Lorsque les circuits alimentant le chauffage ou des chauffe-eau ne peuvent être mis sous tension que pendant certaines heures, il est possible de ne pas tenir compte simultanément de leur puissance et de celle des autres circuits si l'on est certain que les autres appareils ne fonctionnent pas en même temps.

\* Le courant à prendre en considération est égal au courant nominal du moteur, majoré du tiers du courant de démarrage.

**Tableau I-2** Facteur de simultanéité ( $k_s$ ) pour tableau général, tableau de distribution secondaire

NOMBRE DE CIRCUITS	FACTEUR DE SIMULTANEITE (1)
2 et 3	0.9
4 et 5	0.8
6 à 9	0.7
10 et plus	0.6

(1) Facteur à majorer si le tableau renferme principalement des circuits d'éclairage.

### c) Facteur 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 [15, 17].

## I.10. Conclusion

Ce premier chapitre est consacré à l'étude des généralités sur les réseaux électriques où nous avons fait des rappels sur les différents éléments constituant les réseaux électriques (postes, lignes aériennes, câbles souterraines, etc), les différentes étapes de la méthodologie à suivre pour le dimensionnement de notre installation.

# CHAPITRE II

## Chapitre II : Bilan de puissance de l'installation

### II.1. Introduction

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

Notre but est de déterminer les paramètres de l'installation électrique qui satisfaisant les conditions du processus industriel.

Pour concevoir notre réseau on a collecté le maximum de données (caractéristiques des équipements et matériels nécessaires au bon fonctionnement de l'usine).

### II.2. Schéma unifilaire de l'installation

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.

Le schéma unifilaire de l'installation de notre projet est représenté dans la figure ci-dessous qui sera réalisé sur ECODIAL, un logiciel de conception assistée par ordinateur (CAO) développé par Schneider Electric et destiné aux de installations électriques basse tension.

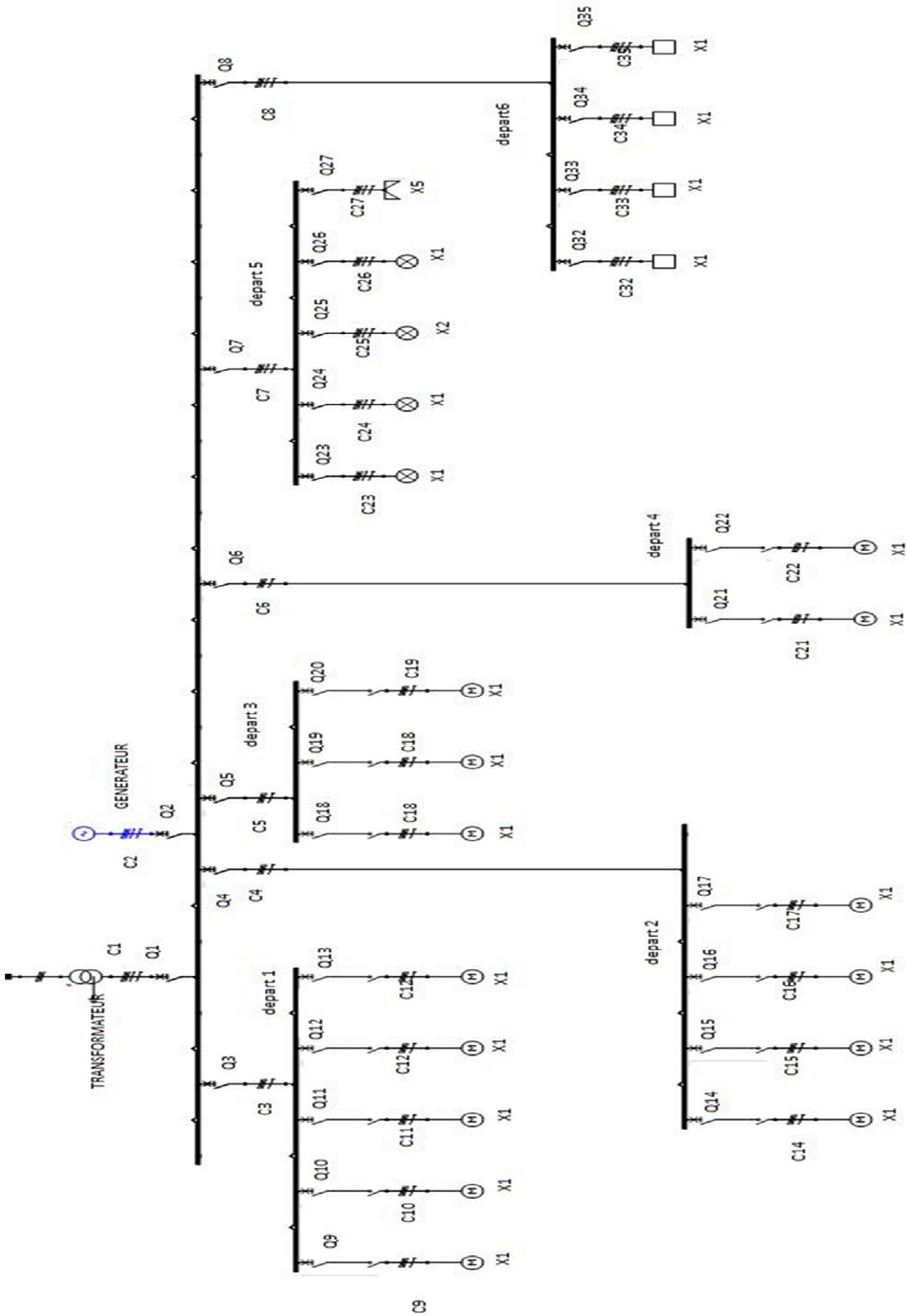


Figure II.1 Schéma unifilaire

### II.3. Identification des différents circuits électriques de l'installation

Le tableau suivant représente l'ensemble de toutes les charges de l'installation, ainsi que leurs puissances nominales utiles et les longueurs des câbles par rapport à leurs départs associés.

**Tableau II-1** Identification des différents circuits électriques de l'installation

Récepteurs	Quantité	$P_n$ [W]	Longueur [m]
<b>Alimentation force motrice</b>			
<i>Départ n°01</i>			
Machine A n°1	1	69000	25
Machine A n°2	1	69000	25
Machine B n°1	1	15000	30
Machine B n°2	1	15000	30
Soutireuse n°1	1	19000	35
<i>Départ n°02</i>			
Echangeur n°1	1	30000	20
Emballeuse n°1	1	48000	30
emballeuse n°2	1	48000	30
Compresseur n°1	1	44000	40
<i>Départ n°03</i>			
Palettiseur n° 1	1	75000	40
Etiqueteuse n° 1	1	30000	40
C.I.P	1	48000	45
<b>Station de pompage</b>			
<i>Départ n°04</i>			
Pompe centrifuge n°1	1	45000	35
Pompe centrifuge n°2	1	45000	35
Pompe centrifuge n°3	1	70000	38
<i>Départ n°05</i>			
Eclairage hangar	100	3600	80
Eclairage extérieur	20	3750	100
Eclairage bureau	10	1440	28

Eclairage salle de stock	10	720	20
Eclairage vestiaires	8	576	10
Prises hangar	30	3520	75
Prises extérieur	14	3520	50
Prises bureau	60	3520	70
Prises salle de stock	2	3520	15
Prises vestiaires	4	3520	25
<b>Système de climatisation</b>			
<i>Départ n°06</i>			
Système type rooftop n°1	1	52000	10
Système type rooftop n°2	1	52000	10
Système type rooftop n°3	1	52000	10
Système type split	10	35000	10

#### II.4. Calcul de la puissance installée

La puissance installée est beaucoup plus élevée que celle qui est réellement consommée car on suppose que tous les récepteurs fonctionnent simultanément et à leur puissance nominale.

$$P_a = \frac{P_n}{n} \quad (\text{II.1})$$

$$Q_a = P_a \times Tg\varphi \quad (\text{II.2})$$

$$I_a = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times U \times \eta \times \cos\varphi} \quad (\text{II.3})$$

Le tableau suivant illustre les calculs effectués afin de savoir quel est la puissance installée de notre installation

**Tableau IV-2** Calcul de la puissance installée

Récepteur	U [v]	Pn [W]	$\eta$	Cos $\varphi$	Tan $\varphi$	Pa [W]	Qa [VAR]	In [A]
<b>Alimentation force motrice</b>								
<b>Départ n°01</b>								
Machine A n°1	400	69000	0,8	0,8	0,6	86250	51750	124,4911518
Machine A n°2	400	69000	0,8	0,8	0,6	86250	51750	124,4911518
Machine B n°1	400	15000	0,85	0,8	0,53	17647,05882	9296,165076	25,47133541

Machine B n°2	400	15000	0,85	0,8	0,53	17647,05882	9296,165076	25,47133541
Soutireuse n°1	400	19000	0.85	0.8	0.63	22352,94117	14250	34,28017223
<b>Départ n°02</b>								
Echangeur n°1	400	30000	0,8	0,8	0,6	37000	22500	54,12658774
Emballeuse n°1	400	48000	0,8	0,8	0,6	60000	36000	86,60254038
Emballeuse n°2	400	48000	0,85	0,8	0,6	60000	36000	86,60254038
Compresseur n°1	400	44000	0,85	0.8	0.64	51764,70582	33000	79,38566201
<b>Départ n°03</b>								
Palettiseur n°1	400	75000	0,8	0,8	0.7	93750	66143,78278	144,3375673
Etiqueteuse n°1	400	30000	0,8	0,7	0,7	37000	26457,51311	57,73502692
C.I.P	400	28000	0,8	0,83	30867	35000	24693,6789	53,88602512
<b>Station de pompage</b>								
<b>Départ n°04</b>								
Pompe centrifuge 1	400	45000	0,8	0,8	0,75	56250	33750	81,1898816
Pompe centrifuge 3	400	90000	0,8	0,8	0,75	112500	67500	162,3797632
<b>Eclairages et prises de courant</b>								
<b>Départ n°05</b>								
Eclairage hangar	400	5000	1	1	0	3600	0	7,216878365
Eclairage extérieur	400	3750	1	1	0	3750	0	5,41265877
Eclairage bureau	400	1440	1	1	0	1440	0	2,07846096
Eclairage salle de stock	400	720	1	1	0	720	0	1,03923048

Eclairage vestiaires	400	576	1	1	0	576	0	0,83138438
Prises hangar	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Prises extérieur	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Prises bureau	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Prises salle de Stock	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
Prises vestiaires	400	3520	1	1	0	3520	0	5,08068236
<b>Système de climatisation</b>								
<i>Départ n°06</i>								
Sys type rooftop 1	400	52000	1	0,8	0,75	52000	39000	93,8194187
Sys type rooftop 2	400	52000	1	0,8	0,75	52000	39000	93,8194187
Sys type rooftop 3	400	52000	1	0,8	0,75	52000	39000	93,8194187
Système type split	400	35000	10	0,8	0,75	35000	26250	63,1476856

Nous avons donc le bilan des puissances installées de l'installation résumé dans le tableau suivant

**Tableau II-3 : Bilan de puissance installée**

	<b>Pa [kW]</b>	<b>Qa [kVAR]</b>	<b>Sa [kVA]</b>	<b>In (A)</b>
<b>Total</b>	<b>844,936</b>	<b>625,6373049</b>	<b>1051,350979</b>	<b>1526,822202</b>

## II.5 Calcul de la puissance d'utilisation

Pour déterminer la puissance d'utilisation du TGBT, il faut une bonne connaissance des facteurs d'utilisation de chaque charge, cette puissance est donnée par la relation suivante :

$$P_{ui} = k_u \times P_a \quad (\text{II.4})$$

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

$$P_{Uj} = K_S \times \sum_{i=1}^n P_{ui} \quad (\text{II.5})$$

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

$$P_{Ut} = K_s \times k_e \times \sum_{i=1}^n P_{uj} \quad (\text{II.6})$$

$$I_B = \frac{P_{UI}}{y \times \cos\varphi \times U\sqrt{3}} \times K_S \times K_U \quad (\text{II.7})$$

**Tableau II-4** Bilan de puissance utilisée de l'installation

Récepteur	Quantité	$P_a$ [W]	$K_u$	$K_s$	$P_{ui}$ [W]	$Q_{ui}$ [VAR]	$I_B$ [A]
<b>Alimentation force mortice</b>							
<i>Départ n°01</i>							
Machine A n°1	1	86250	0,75	/	64687,5	38812,5	108,8852876
Machine A n°2	1	86250	0,75	/	64687,5	38812,5	108,8852876
Machine B n°1	1	17647,05882	0,75	/	13235,29411	6972,1238	21,59202786
Machine B n°2	1	17647,05882	0,75	/	13235,29411	6972,1238	21,59202786
Soutireuse n°1	1	22352,94117	0,75	/	16764,70587	10687,5	28,69661772
<b>Total</b>			<b>ks = 0,8</b>		<b>128486,4</b>	<b>81804</b>	<b>231,7</b>
<i>Départ n°02</i>							
Echangeur n°1	1	37000	0,75	/	27750	16875	49,68160342
Emballeuse n°1	1	60000	0,75	/	45000	27000	79,49056548
Emballeuse n°2	1	60000	0,75	/	45000	27000	69,39155208
Compresseur n°1	1	51764,70582	0,75	/	38823,52936	24750	72,86635169
<b>Total</b>				<b>KS=0,8</b>	<b>125258,8</b>	<b>76500</b>	<b>217,1</b>

<i>Départ n°03</i>							
Paletisseur n° 1	1	93750	0,75	/	70312,5	49607,83708	124,2040086
Etiqueteuse n° 1	1	37000	0,75	/	27750	19843,13843	49,24032556
C.I.P	1	35000	0,75	/	26250	18520,25917	46,37781898
<b>Total</b>		<b>ks = 0,9</b>			<b>111881,3</b>	<b>79174,1</b>	<b>197,1</b>
<b>Station de pompage</b>							
<i>Départ n°04</i>							
Pompe centrifuge 1	1	56250	0,75	/	42187,5	25312,5	71,0121441
Pompe centrifuge 2	1	112500	0,75	/	84375	50625	142,0242882
<b>Total</b>		<b>ks = 0,9</b>			<b>113906,3</b>	<b>68343,8</b>	<b>191,1</b>
<b>Eclairages et prises de courant</b>							
<i>Départ n°05</i>							
Eclairage Hangar	100	3600	1	1	3600	0	5,196152
Eclairage Extérieur	20	5000	1	1	5000	0	7,216878365
Eclairage Bureau	10	1440	1	1	1440	0	2,078460969
Eclairage salle Stock	10	720	1	1	720	0	1,039230485
Eclairage Vestiaire	8	576	1	1	576	0	0,831384388

Prises extérieur	14	3520	1	0,6	2112	0	3,048409421
Prises bureau	60	3520	1	0,6	2112	0	3,048409421
Prises hangar	30	3520	1	0,6	2112	0	3,048409421
Prises salle de Stock	2	3520	1	0,6	2112	0	1,524204711
Prises Vestiaires	4	3520	1	0,3	1056	0	3,048409421
<b>Total</b>			<b>ks = 0,6</b>		<b>15435,6</b>	<b>0</b>	<b>18,6</b>
<b>Système de climatisation</b>							
<i>Départ n°06</i>							
Sys type rooftop n°1	1	52000	1	/	52000	39000	93,81941872
Sys type rooftop n°2	1	52000	1	/	52000	39000	93,81941872
Sys type rooftop n°3	1	52000	1	/	52000	39000	93,81941872
Système type split	10	35000	1	1	35000	26250	63,14768568
<b>Total</b>			<b>ks = 0,8</b>		<b>152800</b>	<b>114600</b>	<b>275,6847535</b>
<b>Total</b>	<b>ks= 0,7</b>	<b>Pu totale [KW]</b> <b>453,4376</b>	<b>Qu totale [kVAR]</b> <b>294,295295</b>		<b>Su totale [kVA]</b> <b>540,5694939</b>		<b>I<sub>B</sub> total [A]</b> <b>780,2448571</b>

Pour notre installation, en introduisant un facteur d'extension qui est égal à 1,2, on obtient :

**Tableau II-5** Bilan de puissance totale de toute l'installation

<i>Pu [KW]</i>	<i>Qu [kVAR]</i>	<i>Su [kVA]</i>	<i>I<sub>B</sub> [A]</i>
544,1	353,2	648,7	936,3

### I.6. Détermination du facteur de puissance total 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 PF est le rapport de la puissance active P (kW) sur la puissance apparente S (kVA) [27].

$$\cos\varphi = \frac{P_U}{S_U} \quad (\text{II.8})$$

$$\cos\varphi = \frac{544,1}{648,7} = 0,8$$

$$\cos\varphi=0,8$$

### II.7. 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° 1 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.

#### II.7.1. 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 :

$$m = \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{U_2}{U_1} \quad (\text{II.9})$$

Avec :

- ↪  $I_1, I_2$  : Courant primaire et secondaire du transformateur ;
- ↪  $N_1, N_2$  : Nombre de spires au primaire et au secondaire du transformateur ;
- ↪  $U_1, U_2$  : Tension primaire et secondaire du transformateur.

$$m = \frac{U_2}{U_1} = \frac{400}{30 \times 10^3} = 0,01333$$

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

### I.7.2. Calcul de courant secondaire

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

$$I_n = \frac{S_n}{U_{20} \times \sqrt{3}} \quad (\text{II. 10})$$

Avec :

- ↪  $I_n$  : Courant assigné du transformateur, côté BT (valeur efficace) (A).
- ↪  $S_n$  : puissance assignée du transformateur (kVA).
- ↪  $U_{20}$  : Tension assignée secondaire (à vide) du transformateur (V).

A.N :

$$I_n = \frac{800 \times 10^3}{400 \times \sqrt{3}} = 1154,701 \text{ A}$$

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

### II.7.3. Calcul du courant primaire

Pour calculer le courant primaire du transformateur, on applique la formule suivante :

$$m = \frac{I_1}{I_2} \rightarrow I_1 = m \times I_2 \quad (\text{II.11})$$

A.N

$$I_1 = 0,01333 \times 1154,701 = 15,396 \text{ A}$$

### II.7.4. Détermination du courant de court-circuit $U_{cc}$

Pour le transformateur de distribution (norme NBN - HD 428 1 S1),  $U_{cc}$  a des valeurs normalisées.

D'après le tableau n°2 de l'annexe, on trouve que la tension de court-circuit de notre transformateur  $U_{cc} = 6\%U_{20}$ , ce qui nous donne  $U_{cc} = 24 \text{ V}$ .

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

**Tableau II-6** : Caractéristiques du transformateur adéquat pour l'installation

Puissance apparente [kVA]	Tension primaire [kV]	Tension secondaire [V]	Courant primaire [A]	Courant secondaire [kA]	m	$U_{cc} = 6\% U_{20}$	$R_t$ mΩ	$X_t$ mΩ
800	30	400	15,396	1,1547	0,0133	24 V	4,1	12,6

## II.8. 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.

## II.9. Compensation de l'énergie réactive

### II.9.1 principes de compensation

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 des batteries de condensateurs, sources d'énergie réactive de puissance  $Q_c$ , des machines tournantes de types synchrones ou asynchrone, mais actuellement (sauf exception), leur emploi a été abandonné principalement à cause de leur entretien onéreux.

Pratiquement, on utilise les condensateurs statiques dont le diélectrique est constitué d'un papier imprégné de liquide isolant, ces condensateurs sont regroupés en série, parallèle pour constituer des batteries de condensateur, qui peuvent être directement raccordées en BT ou MT [25,28].

### II.9.2. Matériel et mode de compensation de l'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 [23].



**Figure II-2** : Exemple de condensateurs fixes [23]

- ( $Q_c / S_n > 15 \%$ ) → 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  $\cos \varphi$ .

Ce type d'équipement permet l'adaptation automatique de la puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs en fonction d'un  $\cos \varphi$  désiré et imposé en permanence. Il est utilisé dans le cas où la puissance active varie dans des proportions importantes, c'est-à-dire essentiellement aux bornes des tableaux généraux BT et pour les gros départs [23].



**Figure II-3** Exemple de batterie à régulation automatique [23]

### II.9.3. Mode de compensation d'énergie

La compensation d'une installation peut être réalisée de différentes façons [25, 29] :

- **Globale**

La batterie est raccordée en tête d'installation et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation, elle reste en service de façon permanente pendant la marche normale de l'usine (Figure II.4). Lorsque la charge est stable et continue, une compensation globale convient.

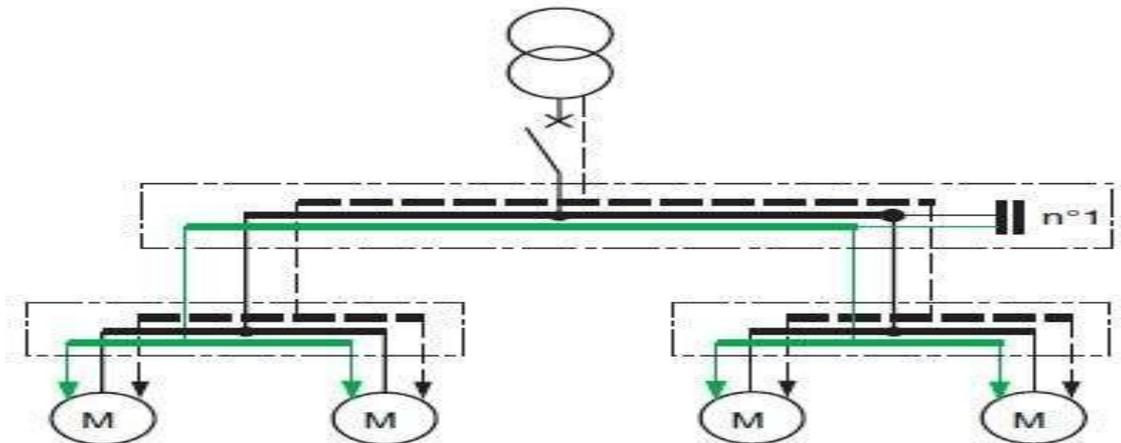


Figure II-4 Compensation globale [25]

- **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 II.5).

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

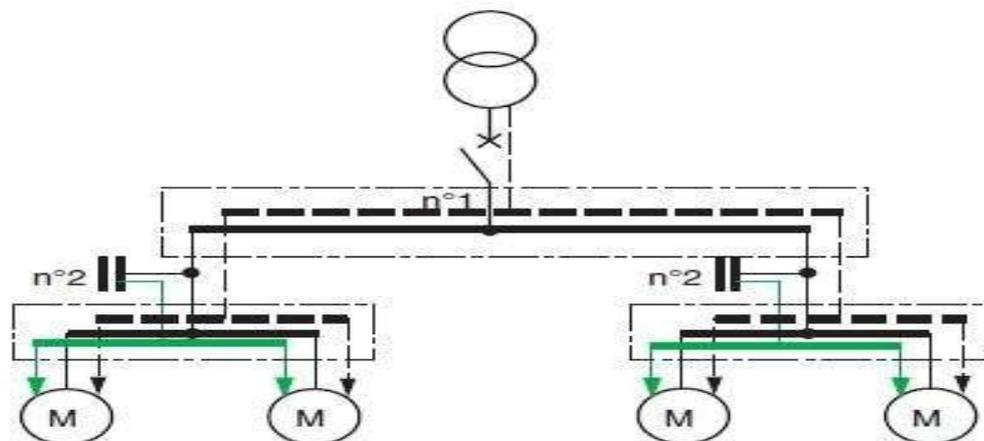
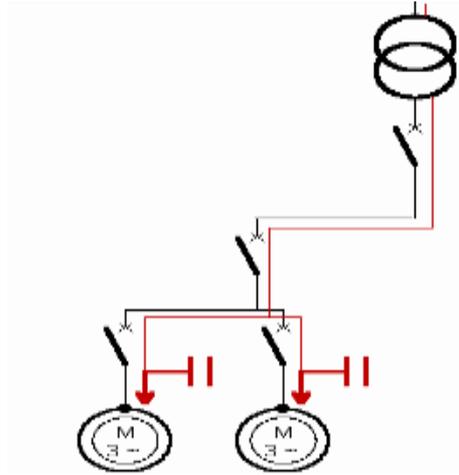


Figure II-5 Compensation partielle [25]

- **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 II.6).

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



**Figure II-6** Compensation locale

#### II.9.4. 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 [18].

#### II.9.5. Techniques de détermination de la puissance réactive

##### ✚ Méthode graphique

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

On trace le nouveau angle  $\varphi$  ce qui permet de connaître la nouvelle puissance réactive del'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.

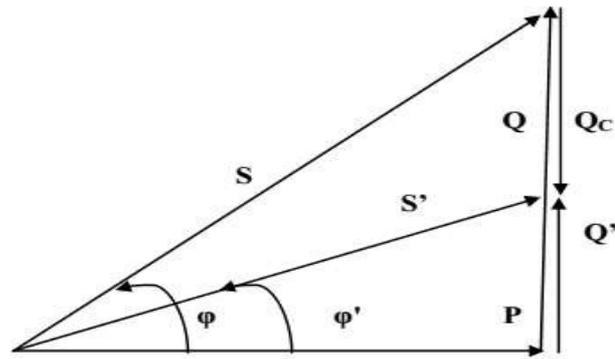


Figure II-7 Triangle des puissances [29].

- **Avant compensation**

Puissance active P (kW) ; Puissance réactive Q (kVA) ; Puissance apparente S (kVA) ; Facteur de puissance  $\cos \varphi$ .

- **Après compensation**

Puissance réactive de compensation  $Q_c$  (kVAR) ; Puissance active P (kW) ;  
Puissance réactive  $Q'$  (KVAR) ; Puissance apparente  $S'$  (kVA) ; Facteur de puissance  $\cos \varphi'$ .

- **Par calcul**

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \tag{II.12}$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P} \rightarrow Q = \operatorname{tg} \varphi \times P \tag{II.13}$$

$$\operatorname{tg} \varphi' = \frac{Q'}{P} \rightarrow Q' = \operatorname{tg} \varphi' \times P \tag{II.14}$$

$$Q = Q' + Q_c \rightarrow Q_c = Q - Q' \tag{II.15}$$

$$Q_c = P \times (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi') \tag{II.16}$$

### II.9.5. Calcul des valeurs de capacité de condensateurs

#### ➤ En monophasé

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

$$Q_c = C_{eq} \times \omega \times V^2 \tag{II.17}$$

#### ➤ En triphasé

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

##### a) Couplage triangle

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

$$Q_c(\Delta) = 3 \times C_{eq} \times \omega \times U^2 \tag{II.18}$$

$$C_{eq} = \frac{m}{n} \times C \tag{II.19}$$

Avec :

$U$  : Tension composée (V) ;

$\omega$  : Pulsation des tensions du réseau (rd/s) ;

$C$  : Capacité du condensateur (F) ;

$n$  : Nombre de condensateurs connectés en série ;

$m$  : Nombre de condensateurs connectés en parallèle.

### b) Couplage étoile

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

$$Q_c(Y) = 3 \times C_{eq} \times \omega \times V^2 \quad (\text{II.20})$$

#### ➤ Relation entre $C_{eq}(\Delta)$ et $C_{eq}(Y)$

$$3 \times C_{eq} = \frac{Q_c(\Delta)}{\omega \times V^2} \quad (\text{II.21})$$

$$\text{On sait que} \quad V = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (\text{II.22})$$

En remplaçant (II.22) dans (II.20), on obtient :

$$C_{eq} = \frac{Q_c(Y)}{\omega \times V^2} \quad (\text{II.23})$$

$$\text{De (II.21) et (II.23) ;} \quad C_{eq}(Y) = 3 \times C_{eq}(\Delta) \quad (\text{II.23})$$

### II.9.7. Calcul de la puissance de consommation

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.

$$\cos \varphi = 0,8 \quad \text{donc} \quad \text{tg} \varphi = 0,6$$

$$Q_u = 353,2 \text{ Kvar} , \quad P_u = 544,1 \text{ Kvar}$$

$$\cos \varphi' \text{ désiré et de } 0,93 \text{ ainsi que } \text{tg} \varphi' = 0,3952$$

$$Q_c = P \times (tg \varphi - tg \varphi') \rightarrow Q_c = 544,1 \times (0,6 - 0,3952) = 111,4 \text{ Kvar}$$

$$Q = Q' + Q_c \rightarrow Q' = Q - Q_c \rightarrow Q' = 353,2 - 111,4 = 241,8 \text{ Kvar}$$

$$(C_{ea\Delta}) = \frac{Q_c(\Delta)}{3 \times \omega \times V^2} \rightarrow C_{eq}(\Delta) = \frac{111400}{3 \times 2 \times \pi \times 50 \times 400^2} = 739,1189 \mu\text{F}$$

$$\begin{cases} C_{eq}(\Delta) = 739,1189 \mu\text{F} \\ C_{eq}(Y) = 2217,367 \mu\text{F} \end{cases}$$

**Tableau II-7** 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	353200	0.8	111400	241800	0.93	739,1189	2217,3567

**II.9.8. Protection des batteries de condensateur**

Le calibre de l'appareil de protection doit être déterminé sur la base d'un courant d'emploi réel ( $I_B$ ) 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

$$I_B = \frac{Q \times 10^3}{\sqrt{3} \times U} \times K \tag{II.24}$$

Avec :

Q : Puissance réactive de la batterie de condensateurs

U : Tension nominale du réseau triphasé.

$$I_B = (111400 / 400\sqrt{3}) \times 1,5 = 241,2 \text{ A}$$

**II.9.9. Vérification du type de compensation**

**Tableau II-8 :** Type de compensation de l'énergie réactive.

Qc [kVAR]	Sn [kVA]	Qc / Sn (%)	Type de compensation
111,4	800	13,9	Automatique

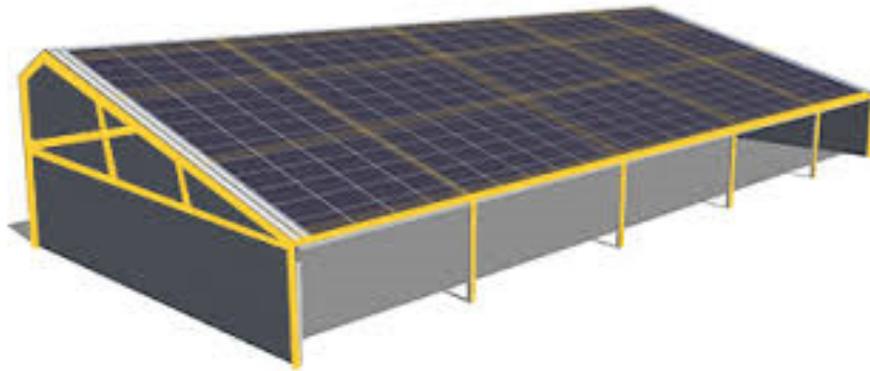
D'après nos résultats, la compensation de l'installation s'effectue avec une compensation automatique.

### II.10. Installation des panneaux photovoltaïque

Pour assurer et garantir la continuité du service administratif on cas de perturbation du réseau électrique, nous proposons d'installer un prototype de panneaux photovoltaïque pour notre installation industrielle.

- **Paramètre d'installation des panneaux PV**

Pour subvenir à cette installation nous allons exploiter la surface de la toiture de hangar(surface=675m<sup>2</sup>) de production qui vas nous aider à mettre en place les panneaux photovoltaïques.



**Figure II-8** Illustration d'une installation de PV sur un hangar[30]

- **Choix et dimensionnement de système PV**

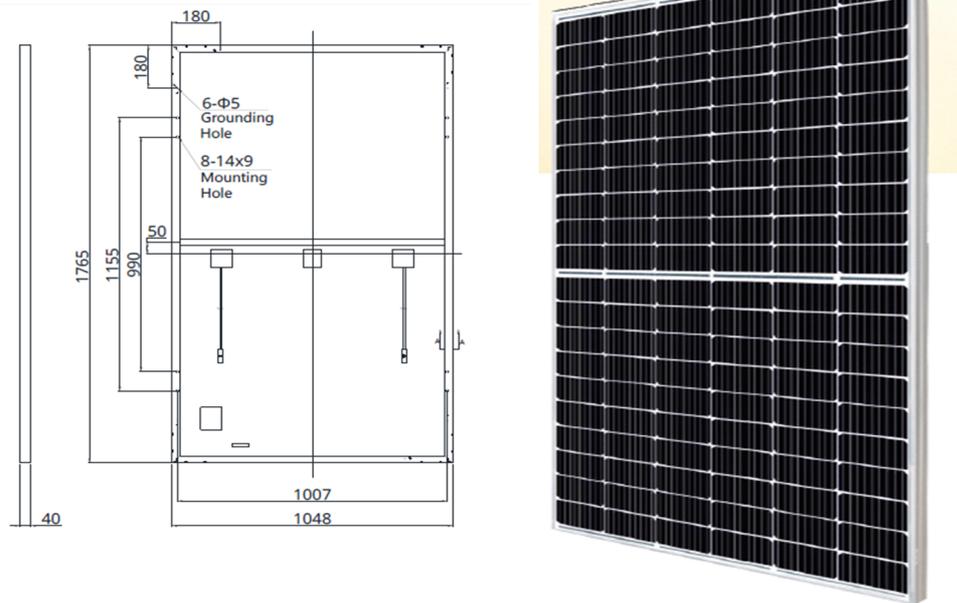
A fin de déterminer le nombre de GPV à utiliser dans cette installation nous allons prendre en compte la puissance grète dun générateur et les dimmenssions du GPV, et aussi la puissance apparante du depart 5

$$S_{pv}=1,84m^2$$

$$S_U = 15435.6 \text{ var}$$

La puissance crête fournie par la technologie de panneaux PV utilisée dans les condition normal (ensoleillement = 1000 w/m<sup>2</sup> et température =25 C°) est de :

$$P_{pv}=375w$$



**Figure II-9** Dimmensions du GPV a utiliser[30]

- **Calculs**

Nombre de panneaux :

$$N_p = \frac{S_U}{P_{PV}}$$

$$N_p = \frac{15435,6}{375} = 41,16 \approx 42 \text{ panneaux}$$

La surface à contenir :

$$S = 42 \times 1,84 = 77,28 \text{ m}^2$$

Pour arriver à alimenter l'administration nous aurons besoin de 42 GPV qui vont occuper une surface de 77,28 m<sup>2</sup> qui est que 11% de la surface de la toiture du hangar.

## II.11. Conclusion

A travers ce chapitre nous avons procédé à déterminer le bilan de puissance de l'installation électrique de l'usine, dans le but de choisir le transformateur et le groupe électrogène qui convient à cette installation, en passant par plusieurs phases tel que spécification des différents types de puissance (énergies active, réactive et apparente de toute l'installation), ainsi que les courants nominaux, le facteur de puissance de l'installation, et le rapport de transformation  $m$ .

D'après les résultats de calcul obtenus, nous remarquons que l'installation présente un facteur de puissance moyen de 0,8.

Et pour cela et dans le but d'améliorer le facteur de puissance de notre installation à  $\varphi=0,93$  nous avons élaboré les différents types de compensation d'énergie réactive, on a opté pour un type de compensation automatique pour notre installation.

Et pour terminer nous avons proposé d'installer des panneaux photovoltaïques pour garantir la continuité de service administratif.

# CHAPITRE III

## Chapitre III : Dimensionnement des équipements de l'installation

### III.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons procéder au dimensionnement des équipements de notre installation, ou nous allons déterminer les sections des câbles de chaque récepteur, le choix des sections se portera sur 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...), en outre, nous allons calculer les courants d'emplois, les courants de courts-circuits, d'une manière à supporter les différentes contraintes afin d'assurer un meilleur fonctionnement pour notre installation.

### III.2 Condition générale

La section d'un câble doit satisfaire les conditions techniques suivantes [25, 31] :

- Un échauffement normal de l'âme conductrice n'entraînant pas détérioration des propriétés isolantes des constituants de l'enveloppe et de la gaine lorsqu'elle fait transiter l'intensité admissible en régime permanent, cette condition doit prendre en compte :
  - ✚ La constitution du câble ;
  - ✚ Le mode et les conditions de pose qui limitent les échanges thermiques du câble avec l'environnement ;
  - ✚ La température du milieu ambiant (air ou terre).
- Une chute de tension au plus égale :
  - ✚ Aux limites réglementaires ;
  - ✚ Ou à l'écart accepté entre la tension disponible au départ et la tension souhaitée à l'arrivée.
- Une bonne tenue à une surintensité de courte durée due à un courant de court-circuit et qui se traduit par des courants intenses dans les écrans métalliques des câbles d'où une augmentation de l'échauffement et un risque de détérioration accrue.

### III.3. Câble électrique

#### III.3.1. Câble basse tension BT

Les lignes de distribution basse tension (entre 230 et 380 volts) sont les plus petites lignes du réseau électrique. Elles servent à alimenter les ménages, les artisans et les très petites industries en électricité [32].

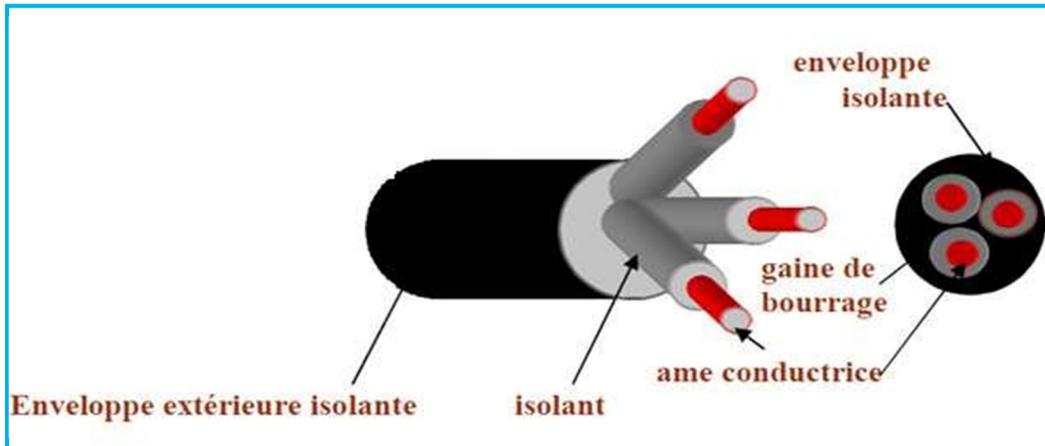


Figure III-1 Constitution d'un câble BT [32].

#### III.3.2. Câble moyenne tension MT

Les câbles moyenne tension, ou câbles MT, sont une catégorie définie par la commission électrotechnique internationale (CEI) comme ayant une tension nominale qui s'étend de 1 kV à 100 kV [32].

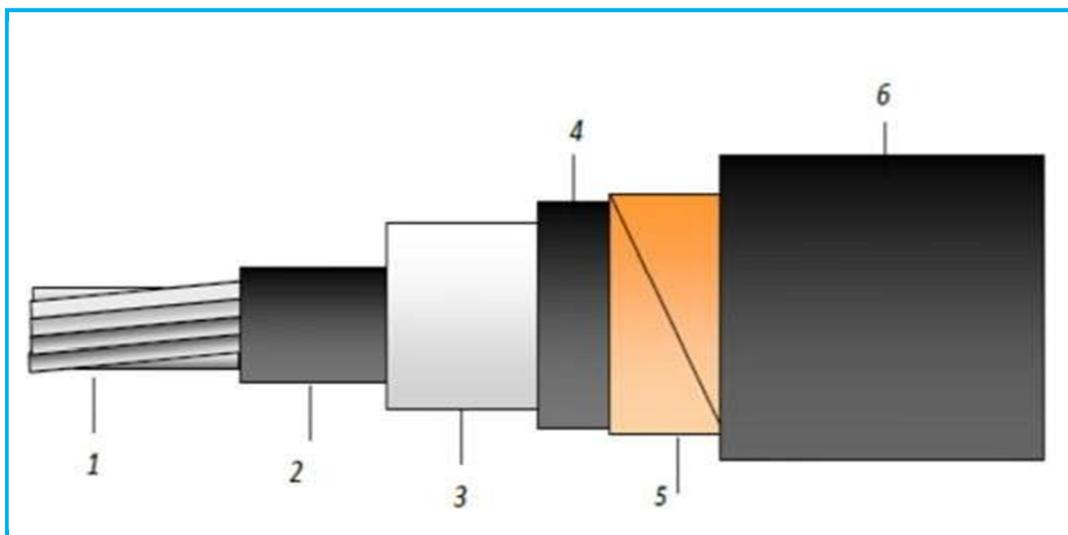


Figure III-2 Constitution d'un câble MT [32].

Le câble moyen tension représenté sur la figure III.2 est constitué de :

1. Ame : cuivre ou Aluminium câblée circulaire de classe 2 (CEI 60128 ou NFC 32-013) ;
2. Ecran semi-conducteur d'extrudé ;
3. Isolant PR ;
4. Ecran semi-conducteur extrudé pliable ;
5. Ecran en cuivre (posé en hélice) ;
6. Gaine en PVC spécial.

### III.4. Détermination de la section de conducteur en moyen tension

#### III.4.1. 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 [4].

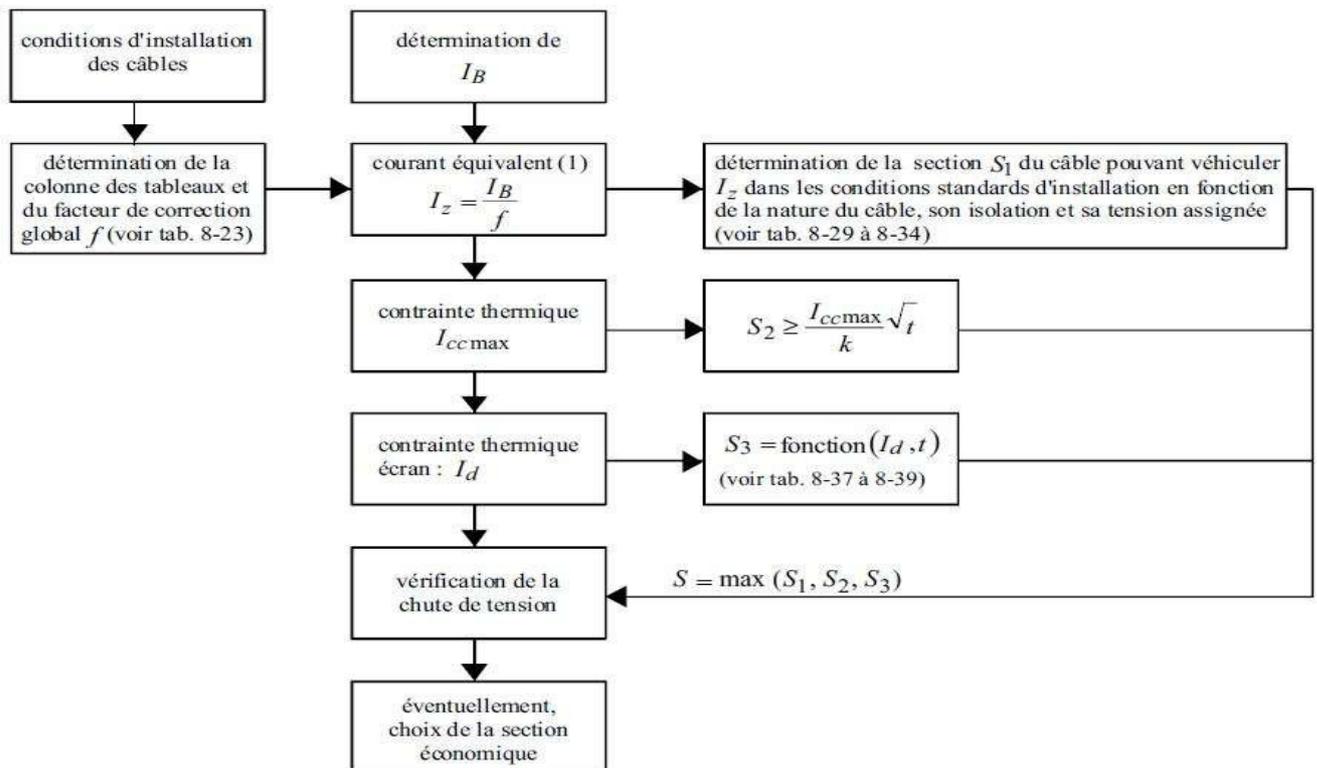


Figure III-3 Logigramme de détermination de la section minimale d'un câble en moyennetension [11]

### III.4.2. Détermination de courant d'emploi $I_B$

Le courant maximal d'emploi  $I_B$  est déterminé sur la base de la somme des puissances des récepteurs alimentés, en appliquant si nécessaire des coefficients d'utilisation et de simultanéité. En moyenne tension, une canalisation alimente le plus souvent un seul récepteur (transformateur, moteur, four, chaudière), dans ce cas  $I_B$  est pris égal au courant assigné de l'appareil [3].

- **En monophasé** 
$$I_B = \frac{P}{V \times \cos\varphi} \quad (\text{III.1})$$

- **En triphasés** 
$$I_B = \frac{P}{V \times \cos\varphi \times \sqrt{3}} \quad (\text{II.2})$$

$U$  : Tensions composées en triphasée.

$V$  : Tensions simples en monophasée.

$P$  : Puissance absorbée, en tenant compte de l'ensemble des facteurs.

$\cos\varphi$  : Facteur de puissance du récepteur

- Dans notre cas : 
$$I_B = \frac{P}{U \times \cos\varphi \times \sqrt{3}} = \frac{800}{\sqrt{3} \times 30 \times 10^3} = 15,396A$$

### III.4.3. Facteurs de correction et choix de la section $S_1$ satisfaisant le critère l'échauffement

Le facteur de correction global  $f$  caractérise l'influence des différentes conditions de l'installation. Il s'obtient en multipliant les facteurs de correction  $f$ . Le facteur de correction  $f_0$  mesure l'influence du mode de pose. Le facteur  $f_1$  est un facteur de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C (câbles posés dans l'air). Le facteur  $f_5$  est un facteur de correction pour un groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles (câbles posés dans l'air et à l'abri du rayonnement solaire direct).

Pour le cas de notre étude, les facteurs de correction à appliquer sont :

⇒ Mode de pose (Pose directe dans des caniveaux ouverts ou ventilés) (Tableau n°3 de l'annexe)

⇒  $f_0 = 0,90$ .

⇒ Température ambiante sous caniveaux 30°C (Tableau n°4 de l'annexe) ⇒  $f_1 = 1$ .

⇒ Facteurs de correction pour un groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles (Tableau N°5 de l'annexe) ⇒  $f_5 = 1$ .

$$f = f_0 * f_1 * f_5 \Rightarrow f = 0,90 \tag{II.3}$$

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

$$I_z = \frac{I_B}{f} = \frac{15,396}{0,90} = 17,11A \tag{II.4}$$

Le tableau n°6 de l'annexe (Colonne (3), PR, Aluminium), donne une section minimale  $S_1 = 10 \text{ mm}^2$  qui a un courant admissible  $I_0 = 72 \text{ A}$ .

### III.4.4. Vérification contrainte thermique ( $S_2$ )

En négligeant l'impédance amont de transformateur et l'impédance de la liaison transformateur - jeu de barres, le courant de court-circuit maximal à l'origine du câble est égal au courant de court-circuit du transformateur.

On calcule l'impédance du transformateur comme suit :

On suppose que le transformateur MT à une puissance  $S=10\text{MVA}$ .

$$Z_{T1} = \frac{Un^2}{S_n} \times \frac{U_{cc}}{100} \rightarrow Z_{T1} = \frac{(30 \times 10^3)^2}{10 \times 10^6} \times \frac{6}{100} = 5,4 \Omega \quad (\text{II.5})$$

Le courant de court-circuit maximal est donc :

$$I_{cc} = 1,1 \times \frac{Un}{Z_{T1} \times \sqrt{3}} = 1,1 \times \frac{30 \times 10^3}{5,4 \times \sqrt{3}} = 3,528 \text{ KA} \quad (\text{II.6})$$

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

$$S_2 \geq \frac{I_{cc}}{k} \times \sqrt{t} \rightarrow S_2 = \frac{3,528 \times 10^3}{94} \sqrt{1} \rightarrow S_2 \geq 38 \text{ mm}^2 \quad (\text{II.7})$$

Avec :

$k = 94$  : Valeur du coefficient correspondant à un conducteur actif en aluminium isolé au PR (voir tableau n°7 de l'annexe).

$t = 1s$  : Durée du court-circuit égale à la temporisation de la protection, La section minimale à retenir est donc :  $S_2 = 50 \text{ mm}^2$ .

#### III.4.5. Vérification chute tension

La chute de tension est donnée par la formule

$$\Delta V = b \left( \rho \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda \cdot L \sin \varphi \right) I_B \quad (\text{II.8})$$

Avec :

$\Delta V$  : Chute de tension, en volt ;

$$b : \text{Coefficient} \begin{cases} = 1 \text{ pour les circuit triphase} \\ = 2 \text{ les circuit monophasé} \end{cases}$$

$\rho$  : Résistivité du conducteur en service normal,  $\rho = 0,036 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$  pour l'aluminium ;

$L$  : Longueur du câble, en mètre ;

$S$  : Section des conducteurs, en  $\text{mm}^2$  ;

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

$I_B$  : Courant maximal d'emploi, en ampère ;

$\lambda$  : Réactance linéique des conducteurs, en  $\Omega/\text{m}$ ,  $0,15 \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m}$  pour les câbles unipolaires espacés.

$L=1000 \text{ m}$ ,  $S=50 \text{ mm}^2$ ,  $\lambda=0,15 \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m}$ ,  $\rho = 0,036 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ ,  $I_B= 15,396 \text{ A}$ ,  $\cos \varphi = 0,8$ ,  $\sin \varphi = 0,6$ .

$$\Delta V = (0,036 \frac{1000}{50} 0,8 + 0,15 \times 10^{-3} \times 1000 \times 0,6) \times 15,396$$

$$\Delta V = 10,25V$$

Les chutes de tension en régime normal sont inférieures à 1 %, en tout point du réseau 30 kV

pour notre cas ;  $\frac{\Delta V}{V_n} = \frac{10,25}{\frac{30000}{\sqrt{3}}} \times 100 = 0,6 < 1\%$

### III.5. Détermination pratique de la section minimale d'un conducteur BT

#### III.5.1. Méthode de détermination

La section des conducteurs qui va véhiculer le courant d'emploi doit être choisie de sorte que le courant admissible  $I_Z$  de celle-ci soit supérieur au calibre de l'appareil  $I_n$  qui le protège. Il convient donc de respecter :  $I_B \leq I_n \leq I_Z$  Pour les disjoncteurs réglables, il est conseillé de choisir  $I_Z$  égal ou juste supérieur au calibre  $I_n$  nominal de l'appareil de protection. Les conséquences d'un réglage thermique  $I_r$  inadapté ou d'une évolution du courant d'emploi  $I_B$  seront sans risque. En cas de protection de la canalisation par coupe-circuit à fusibles il convient d'appliquer un coefficient majorant l'intensité  $I_Z$  [33].

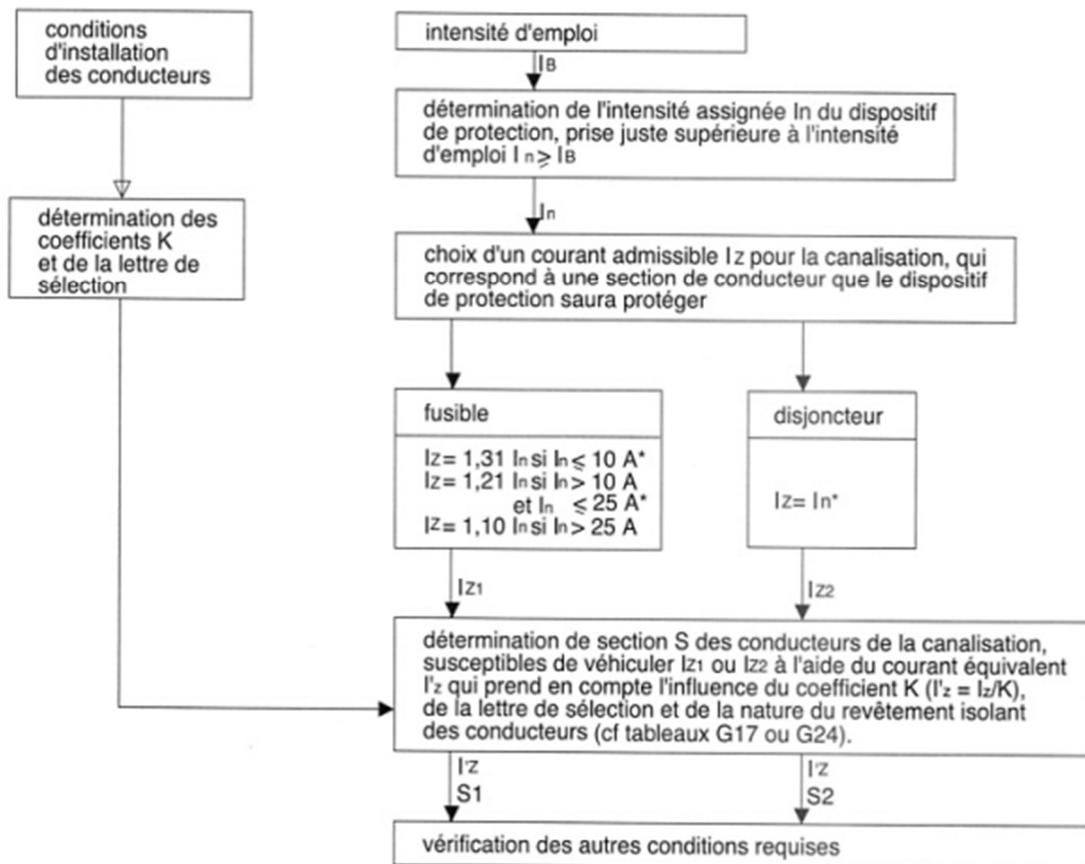


Figure III-4 Logigramme de la détermination de la section d'une canalisation [33].

### III.5.2. Calcul de la section

La détermination de cette section consiste à trouver la section normalisée appartenant au type du câble choisi, et satisfait les trois conditions suivantes :

- Échauffement normal ;
- Chute de tension admissible ;
- Surcharge due au court-circuit.

#### III.5.2.1. Calcul de la section selon l'échauffement $S_j$

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:

- Le mode de pose ;
- Le type d'éléments conducteurs ;
- L'influence mutuelle des autres circuits ;
- La température ambiante ;
- La nature de l'isolant ;
- L'intensité nominale du courant d'emploi  $I_B$ .

Le mode de pose dans notre cas c'est : sous caniveau, moulures, plinthes ou chambranles. Sélectionné par la lettre **B** du tableau n°8 de l'annexe 1. Le coefficient  $K$  s'obtient en multipliant les facteurs de correction  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$ ,  $K_n$  et  $K_s$  :

- ✚ Le facteur de correction  $K_1$  prend en compte le mode de pose comme le montre le tableau n°9 de l'annexe 1.
- ✚ Le facteur de correction  $K_2$  prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte (tableau N°10 de l'annexe 1).
- ✚ Le facteur de correction  $K_3$  prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant (tableau N°11 de l'annexe 1).
- ✚ Le facteur de correction  $K_n$  (conducteur Neutre chargé) (selon la norme NF C 15-100 §523.5.2)
- ✚  $K_n = 0,84$  ;  $K_n = 1,45$ .
- ✚ Le facteur de correction dit de symétrie  $K_s$  (selon la norme NF C 15-105 § B.5.2 et le nombre de câbles en parallèle)  $K_s = 1$  pour 2 et 4 câbles par phase avec le respect de la symétrie.  $K_s = 0,8$  pour 2, 3 et 4 câbles par phase si sans-respect de la symétrie.

- ❖ Pour les forces motrices et stations de pompage on choisit le mode de pose sous caniveau,  $K_1=0,95, K_2=1, K_3=0,91, K_n=0,84, K_s=1$ .
- ❖ Pour les systèmes de climatisation, éclairages et prises on choisit le mode de pose encastré,  $K_1=0,70, K_2=1, K_3=1, K_n=0,84, K_s=1$ .

↪ **Exemple de calcul (compresseur n°1)**

On a :  $I_{Z'} = \frac{I_z}{K}$  (II.10)

$I_z = I_n$  ou juste supérieur, dans notre étude on prend  $I_z = I_B \Rightarrow I_z = 72,86A$

$$k = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_n \times K_s = 0,95 \times 1 \times 0,91 \times 0,84 \times 1 = 0,726$$

$$K=0,726$$

$$I_{Z'} = \frac{72,86}{0,726} = 100,35A$$

$$I_{Z'} = 100,35A$$

En se plaçant sur la ligne correspondant à la lettre de sélection B, dans la colonne PR3 (cuivre) du tableau n°12 de l'annexe, on choisit la valeur immédiatement supérieure à 84,32 A, ce qui donne un courant admissible  $I_{ad} = 112 A$  et une section  $S_j = 25mm^2$ .

**Tableau III-1** Vérification des sections par rapport aux chutes de tensions

Récepteur	Courant d'emploi $I_z[A]$	K	Courant fictif $I_z'[A]$	Nature du câble	Courant admissible $I_{ad}$ [A]	$S_j [mm^2]$
Alimentation force motrice						
Départ n°01						
Machine n°1	108,8852876	0,726	149,9772	Cuivre PR3	168	50
Machine n°2	108,8852876	0,726	149,9772	Cuivre PR3	168	50
Machine B n°1	21,59202786	0,726	29,7382	Cuivre PR3	36	4
Machine B n°2	21,59202786	0,726	29,7382	Cuivre PR3	36	4
Soutireuse	28,69661772	0,726	39,5172	Cuivre PR3	48	6
Total départ n°1	231,7	0,726	304,0624	Cuivre PR3	344	150

CHAPITRE III DIMENSIONNEMENT DES EQUIPEMENTS DE L'INSTALLATION

Départ n°02						
Echangeur n°1	49,68160342	0,726	68,4319	Cuivre PR3	85	16
Emballeuse n°1	79,49056548	0,726	109,4910	Cuivre PR3	112	25
Emballeuse n°2	69,39155208	0,726	95,5805	Cuivre PR3	112	25
Compresseur n°1	72,86635169	0,726	100,3668	Cuivre PR3	112	25
Total départ n°2	217,1	0,726	299,0358	Cuivre PR3	299	120
Départ n°03						
Palletiseur	124,2040086	0,726	176,0798	Cuivre PR3	213	70
Etiqueteuse	49,24032556	0,726	67,8241	Cuivre PR3	85	16
C.I.P	46,37781898	0,726	63,8705	Cuivre PR3	85	16
Total départ n°3	197,1	0,726	271,4876	Cuivre PR3	299	120
Station de pompage						
Départ n°04						
Pompe centrifuge 1	71,0121441	0,726	97,8128	Cuivre PR3	112	25
Pompe centrifuge 2	142,0242882	0,726	195,6198	Cuivre PR3	213	70
Total départ n°4	191,1	0,726	263,22	Cuivre PR3	299	120
Eclairages et prises de courant						
Départ n°05						
Eclairage hangar	5,196152423	0,588	8,837	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Eclairage extérieur	7,216878365	0,588	12,1219	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Eclairage bureau	2,078460969	0,588	3,5348	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Eclair salle stock	1,039230485	0,588	1,7674	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Eclairage vestiaires	0,831384388	0,588	1,4139	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises hangar	3,048409421	0,588	5,1844	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises extérieur	3,048409421	0,588	5,1844	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises bureau	3,048409421	0,588	5,1844	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises salle stock	1,524204711	0,588	3	Cuivre PVC3	15,5	1,5
Prises vestiaire	3,048409421	0,588	5,1844	Cuivre PVC3	15,5	1,5

Total départ n°5	18,6	0,588	31,1227	Cuivre PR3	36	6
Systeme climatisation						
Départ n°05						
Type rooftop n°1	93,81941872	0,588	159,5568	Cuivre PR3	168	50
Type rooftop n°2	93,81941872	0,588	159,5568	Cuivre PR3	168	50
Type rooftop n°3	93,81941872	0,588	159,5568	Cuivre PR3	168	50
Type split	63,14768568	0,588	107,394	Cuivre PR3	Cuivre PR3	25
Total départ n°6	275,6847535	0,726	379,7245	Cuivre PR3	392	185
Départ principale	780,2448571	1	780,2448571	Cuivre PR3	825	400

### III.5.2.2. Calcul de la section Sz selon la chute de tension

La chute de tension sur une canalisation est calculée par les formules ci-dessous

**Tableau III-2** Formules de calcul de la chute de tension

alimentation	chute de tension (V CA)	en %
monophasé : deux phases	$\Delta U = 2 I_B L (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$	100 $\Delta U / U_n$
monophasé : phase et neutre	$\Delta U = 2 I_B L (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$	100 $\Delta U / V_n$
triphase : trois phases (avec ou sans neutre)	$\Delta U = \sqrt{3} I_B L (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$	100 $\Delta U / U_n$

Pour notre etude on utilise la formule pour une alimentations 3 phasés

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I_B \times L \times (R \times \cos \varphi + X \sin \varphi) \rightarrow \Delta U = \sqrt{3} \times I_b \left( \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot \cos \varphi + L \sin \varphi \right) \quad (\text{III.11})$$

Avec :

$I_B$  : Courant d'emploi en ampère ;

$\rho$  : Résistivité du conducteur en service normal,  $\rho = 0,0225 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$  pour le cuivre ;

$L$  : Longueur du câble en m ;

$S$  : Section des conducteurs en  $\text{mm}^2$  ;

$\lambda$  : Réactance linéique des conducteurs,  $\lambda = 0,08 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$  pour les câbles tripolaires.

**Exemple de calcul compresseur n°1 :**

On a :  $U = 400 \text{ V}$ ,  $I_B = 72,86 \text{ A}$ ,  $L = 40 \text{ m}$ ,  $S_j = 25 \text{ mm}^2$ ,  $\cos\varphi = 0,8$  ;  $\sin\varphi = 0,6$

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 72,86 \times \left( \frac{0,0225 \times 40}{25} \times 0,8 + 0,08 \times 10^{-3} \times 40 \times 0,6 \right)$$

$$\Delta U = 3,82831 \text{ V}$$

On aura donc :  $\frac{\Delta U}{U_n} \times 100 \rightarrow \frac{3,82831}{400} \times 100 = 0,95\%$

La chute de tension calculée est inférieure à la chute de tension admissible (8%) indiquée dans le tableau ci-dessous, donc la section de notre câble est convenable : **Sz = 25 mm²**.

Les autres résultats sont présentés dans le tableau qui suit :

**Tableau III-3** Vérification des sections par rapport aux chutes de tensions

Récepteur	Courant d'emploi $I_z$ [A]	$\cos\varphi$	L [m]	R [Ω]	X [Ω]	$\Delta U$ [V]	$\frac{\Delta U}{U}$ %	$S_j$ mm²	$S_z$ mm²
Alimentation force motrice									
Départ n°01									
Machine n°1	108,8852876	0,8	25	0,01125	$2 \cdot 10^{-3}$	1,9236	0,48	50	50
Machine n°2	108,8852876	0,8	25	0,01125	$2 \cdot 10^{-3}$	1,9236	0,48	50	50
Machine B n°1	21,59202786	0,85	30	0,16875	$2,4 \cdot 10^{-3}$	5,4176	1,35	4	4
Machine B n°2	21,59202786	0,85	30	0,16875	$2,4 \cdot 10^{-3}$	5,4176	1,35	4	4
Soutireuse	28,6966177	0,85	35	0,13125	$2,8 \cdot 10^{-3}$	5,3011	1,32	6	6
Câble C3	231,7	0,8	3	$4,5 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-3}$	0,2769	0,06	150	150
Départ n°02									
Echangeur	49,6816034	0,75	20	0,028	$1,6 \cdot 10^{-3}$	1,6901	0,42	16	16
Emballeuse	79,4905654	0,75	30	0,027	$2,4 \cdot 10^{-3}$	2,9862	0,74	25	25
Emballeuse	69,3915520	0,75	30	0,027	$2,4 \cdot 10^{-3}$	2,6068	0,93	25	25
Compresseur	72,8663516	0,75	40	0,036	$3,2 \cdot 10^{-3}$	3,6492	0,91	25	25
Câble C4	217,1	0,8	2	$3,75 \cdot 10^{-4}$	$1,6 \cdot 10^{-4}$	0,1489	0,03	120	120

Départ n°03									
Paletteuse	124,204008	0,8	15	$4,82.10^{-3}$	$1,2.10^{-3}$	0,9828	0,24	70	70
Etiqueteuse	49,24032556	0,75	15	0,021	$1,2.10^{-3}$	1,4046	0,35	16	16
C.I.P	46,37781898	0,8	12	0,01675	$9,6.10^{-4}$	1,2245	0,28	16	16
Câble C5	197.1	0,8	3	$6,37.10^{-4}$	$2,4.10^{-4}$	0,2231	0,05	120	120
Station de pompage									
Départ n°04									
Pompe1	71,0121441	0,8	35	0,0315	$2,8.10^{-3}$	3,3051	0,82	25	25
Pompe2	142,0242882	0,8	38	0,0122	$3,04.10^{-3}$	3,1486	0,78	70	70
Câble C5	191.1	0,8	3	$3.64.10^{-4}$	$2,4.10^{-4}$	0,1440	0,03	185	185
Eclairages et prises de courant									
Départ n°05									
Eclairage hangar	5,196152423	1	80	1,36	$6,4.10^{-3}$	7,08	1,7	1,5	1,5
Eclairage extérieure	7,21687836	1	100	1,5	$8.10^{-3}$	10,872	2,71	1,5	1,5
Eclairage bureau	2,078460969	1	28	0,42	$2,24.10^{-3}$	1,512	0,38	1,5	1,5
Eclairage stock	1,039230485	1	20	0,3	$1,6.10^{-3}$	0,54	0,14	1,5	1,5
Eclairage vestiaire	0,831384388	1	10	0,15	$8.10^{-4}$	0,216	0,05	1,5	1,5
Prises hangars	3,048409421	1	75	1,125	$6.10^{-3}$	7,08	1,7	1,5	1,5
Prises extérieures	3,048409421	1	50	0,75	$4.10^{-3}$	3,96	0,99	1,5	1,5
Prises bureaux	1,422591063	1	70	1,05	$5,6.10^{-3}$	2,5872	0,65	1,5	1,5
Prises stocks	1,524204711	1	15	0,225	$1,2.10^{-3}$	0,3438	0,08	1,5	1,5
Prises Vistaires	1,65122177	1	25	0,375	$2.10^{-3}$	1,0725	0,27	1,5	1,5
Départ n°06									
rooftop n°1	93,8194187	0,8	10	$4,5.10^{-3}$	$8.10^{-4}$	0,663	0,17	50	50
rooftop n°2	93,8194187	0,8	10	$4,5.10^{-3}$	$8.10^{-4}$	0,663	0,17	50	50
rooftop n°3	93,8194187	0,8	10	$4,5.10^{-3}$	$8.10^{-4}$	0,663	0,17	50	50
type split	63,1476856	0,8	10	$9.10^{-3}$	$8.10^{-4}$	0,84	0,21	25	25
Câble C8	275.684752	0,8	3	$2,25.10^{-4}$	$2,4.10^{-4}$	0,1547	0,03	185	185
Câble C1	780,244857	0,9	2	$7,14.10^{-5}$	$1,6.10^{-4}$	0,2221	0,05	400	400

**Remarque :**

D'après les calculs effectués dans le tableau ci-dessus, on remarque que les chutes de tensions calculées sont inférieures par rapport à la chute de tension admissible, pour cela, les sections calculées auparavant sont convenables.

**III.5.2.3. Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit**

Pendant le temps de réponse du dispositif de protection, l'énergie dissipée par le câble ne doit pas endommager celui-ci. La contrainte thermique, notion importante, ne doit pas être dépassée.

Lors du passage d'un courant de court-circuit dans les conducteurs d'une canalisation pendant un temps très court (jusqu'à cinq secondes), l'échauffement est considéré adiabatique ; cela signifie que l'énergie emmagasinée reste au niveau du métal de l'âme et n'est pas transmise à l'isolant. Il faut donc vérifier que la contrainte thermique du court-circuit est inférieure à la contrainte thermique admissible du conducteur [11]

$$\text{Contrainte thermique} > I_{cc}^2 \times t_c$$

Avec :

$I_{cc}$ : Courant de court-circuit en A ;

$t_c$ : Temps de coupure du dispositif de protection en seconde, pour notre étude  $t_c=0,2s$

Afin de faciliter le calcul de  $I_{cc}$  dans les différents points de l'installation, nous allons utiliser une méthode plus courte et utile qui est la méthode de composition, cette dernière est une approche simplifiée.

Connaissant le courant du court-circuit triphasé à l'origine de l'installation, elle permet d'estimer le courant de court-circuit présumé  $I_{k3}$  à l'extrémité d'une canalisation de longueur et section données.

Cette méthode s'applique à des installations dont la puissance n'excède pas 800 kVA ce qui est le cas de notre étude. Le courant de court-circuit maximal en un point quelconque de l'installation est déterminé à l'aide du tableau n°17 de l'annexe à partir de :

- $I_{k3}$  "Amont" (kA) ;
- La longueur du câble (m) ;
- La section des conducteurs de phases ( $mm^2$ ) ;
- La nature des conducteurs, dans notre cas c'est le cuivre.

$$S > \frac{I_{cc} \times \sqrt{t_c}}{K}$$

La valeur du coefficient K est de :

- 115 pour les conducteurs en cuivre isolés au PVC
- 135 pour les conducteurs en cuivre isolés au caoutchouc ou butyle
- 143 pour les conducteurs en cuivre isolé au PR ou à l'éthylène propylène
- 74 pour les conducteurs en aluminium isolés au PV

**Exemple de calcul (système de climatisation rooftop N°1) :**

Le câble en cuivre, l'isolant est en PR ; La section calculée est  $S=50\text{mm}^2$  ;

Le temps de coupure  $t_c=0,2$  s ;

$I_{cc}$  amont=18,6 kA.

A partir du tableau N°17 de l'annexe :  $50\text{mm}^2 \rightarrow 10.2\text{m}$



$20K_A \rightarrow 15.2K_A$

$$S > \frac{I_{cc} \times \sqrt{t_c}}{K} = \frac{15200 \times \sqrt{0.2}}{143} = 47.57 < 50$$

Donc la section calculée est convenable  $S_{cc}=50\text{mm}^2$ .

La vérification des autres sections des conducteurs se résume dans le tableau ci-dessous :

**Tableau III-4 : Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit**

Récepteur	k	I <sub>cc</sub> [kA]	$\frac{I_{cc} \times \sqrt{t_c}}{K}$	S [mm <sup>2</sup> ]	S <sub>cc</sub> [mm <sup>2</sup> ]
Câble C1	143	19,6	61,29	400	400
Câble C3	143	19,2	61,29	150	150
Machine A n°1	143	10,6	33,15	50	50
Machine A n°2	143	10,6	33,15	50	50
Machine B n°1	143	1,3	13,76	4	16
Machine B n°2	143	1,3	13,76	4	16
Souti-reuse	143	1,3	20,32	6	25
Câble C4	143	19,5	60,98	120	120
Echangeur n°1	143	5,7	17,82	16	25
Embaleuse n°1	143	7,2	22,51	25	25
Embaleuse n°2	143	7,2	22,51	25	25
Compresseur	115	5,7	17,82	25	25
Câble C5	143	19,2	60,04	120	120
Palleteuse	143	15,2	47,53	70	70
Etiqueteuse	143	15,2	47,53	70	70
C.I.P	143	8,9	27,83	8,9	35
Câble C6	143	19,2	60,04	185	185
Pompe1	143	5,7	17,82	25	25
Pompe2	143	10,6	33,15	70	70
Câble C7	143	12,3	38,46	6	50
Eclairage hangar	115	0,9	3,5	1,5	4
Eclairage exterieur	115	0,9	3,5	1,5	4

Eclairage bureau	115	0,9	3,5	1,5	4
Eclairage stock	115	0,9	3,5	1,5	4
Eclairage vestiaire	115	1,7	6,61	1,5	10
Prises hangar	115	0,9	3,5	1,5	4
Prises exterieur	115	0,9	3,5	1,5	4
Prises bureau	115	0,9	3,5	1,5	4
Prises stock	115	1,2	4,67	1,5	6
Prises vestiaire	115	0,9	3,5	1,5	4
Câble C8	143	18,6	58,17	185	185
rooftop n°1	143	15,2	47,54	50	50
rooftop n°2	143	15,2	47,54	50	50
rooftop n°3	143	15,2	47,54	50	50
type split	143	12,3	38,47	25	50

### III.6. Dimensionnement de jeux de barres

#### III.6.1. Définition

Les jeux de barres à basse tension sont destinés à assurer le transport d'énergie électrique entre éléments d'une installation la fournissant (générateurs, transformateurs...) et la répartissant (tableaux généraux de distribution dits TGBT) ; ils peuvent également être une partie de ces derniers ou d'ensembles d'appareillage à basse tension faisant l'objet de normes particulières. Ils peuvent être utilisés en tant que canalisations de distribution, mais cette fonction est plus généralement confiée aux systèmes de canalisations préfabriqués, également normalisés.

Les JDB sont généralement utilisés dans les applications suivantes : [22]

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

#### III.6.2. Calcul de courant admissible

Le courant admissible maximal est estimé à 120% du courant nominal qui parcourt les jeux de barres. La formule suivante nous permet de calculer le courant admissible :

$$I_{ad} = 1,2 \times I_n \quad (II.10)$$

Pour notre étude :

$$I_{ad} = 1,2 \times \frac{S_n}{U_n \times \sqrt{3}} \rightarrow I_{ad} = 1,2 \times \frac{800 \times 10^3}{400 \times \sqrt{3}}$$

$$I_{ad} = 1385,64 \text{ A}$$

Connaissant le courant admissible, on peut choisir la section des barres directement à partir du tableau n°13 de l'annexe (température ambiante 30°C).

Pour un conducteur en cuivre nu et pour un courant admissible normalisé de 1507A, donc la section sera,  $S = 2 \times 63 \times 4 = 2 \times 252 \text{ mm}^2$ .

### III.6.3. Vérification de la tenue thermique

La formule de *MELSON & BOOTH* permet de définir l'intensité admissible dans un conducteur :

$$I = K \times \frac{24,9 \times (\theta - \theta_n)^{0,61} \times S^{0,5} \times P^{0,39}}{\sqrt{\rho_{20} \times (1 + \alpha(\theta - 20))}} \quad (II.11)$$

Avec :

- $I$  : Intensité de courant admissible en A ;
- $\theta_n$  : Température ambiante en °C (dans notre cas la température ambiante égale à 30°C);
- $(\theta - \theta_n)$  : Echauffement admissible en °C (Voir le tableau n°14 de l'annexe) ;
- $S$  : Section d'une barre en cm<sup>2</sup> ;
- $P$  : Périmètre d'une barre en cm ;
- $\rho_{20}$  : Résistivité du conducteur à 20°C (Cuivre 1.83μΩ/cm, Aluminium : 2.90μΩ/cm) ;
- $\alpha$  : Coefficient de température de la résistivité,  $\alpha = 0,004$  ;

$K$  : Coefficient de conditions, avec  $K = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * K_8$ .

Avec :

$K_1$  : est fonction de nombre de barres méplates par phase :

- Une barre  $K_1 = 1$  ;
- 2 ou 3 barres (Tableau n°16 de l'annexe)  $K_1 = 1,73$ .

$K_2$  : coefficient de nature du métal, pour notre cas c'est une barre en cuivre :  $K_2 = 1,26$

$K_3$  : coefficient d'état de surface : barre peinte  $K_3 = 1,12$ .

$K_4$  : coefficient de position : barre à plat  $K_4 = 0,75$ .

$K_5$  : coefficient d'atmosphère : atmosphère calme  $K_5 = 1$ .

**K<sub>6</sub>** : coefficient de nature du courant : courant alternatif pour 2 barres par phase **K<sub>6</sub> = 1**.

**K<sub>7</sub>** : coefficient d'échauffement : échauffement admissible 50°C **K<sub>7</sub> = 1,14**.

**K<sub>8</sub>** : coefficient de température ambiante : 30°C **K<sub>8</sub> = 1,0284**. **K = 2,1467**.

**Vérification de la section du jeu de barres :**

$$I = 2,1467 \times \frac{24,9 \times (90 - 30)0,61 \times 2,520,5 \times 13,40,39}{\sqrt{1,83 * [1 + 0,004(90 - 20)]}} = 1853,852 \text{ A}$$

Donc, la solution choisie de **2** barres de **e = 4 mm**, et **a = 63 mm**, et qui admet un courant admissible de valeur de **1853,852A > I<sub>ad</sub> = 1385,64A** convient parfaitement.

### III.6.4.L'échauffement dû au courant de court-circuit

Pour le calcul de l'échauffement dû à un court-circuit, on utilise la formule suivant

$$\Delta\theta_{cc} = 0,24 \times \frac{P_{20} \times I_{th} \times t_k}{(n \times s)^2 \times C \times \delta} \tag{II.12}$$

Avec :

**Δθ<sub>cc</sub>** : Echauffement dû au court-circuit (°C) ;

**ρ<sub>20</sub>** : Résistivité du conducteur à 20°C (Cuivre : 1.83μΩ/cm, Aluminium : 2.90μΩ/cm) ;

**I<sub>th</sub>** : Courant de court-circuit de courte durée ;

**t<sub>k</sub>** : Durée du court-circuit de courte durée (1 à 3 s) ;

**n** : Nombre de barre(s) par phase ;

**S** : Section d'une barre en cm<sup>2</sup> ;

**C** : Chaleur spécifique du métal (Cuivre : 0,091 kcal/daN°C, Aluminium : 0,23 kcal/daN °C) ;

**δ** : Masse volumique du métal (Cuivre: 8,9 g/cm<sup>3</sup>, Aluminium: 2,7 g/cm<sup>3</sup>). On prend la longueur du jeu de barre L=5m

**On a :**

$$I_{cc} = \frac{U}{Z_{cc} \times \sqrt{3}} \tag{III.13}$$

$$Z_{cc} = Z_T + Z_{DJ} + Z_{C1} + Z_{JB} \tag{III.14}$$

$$Z_t = \frac{U_n^2}{S_n} \times \frac{U_{cc}}{100} = \frac{400^2}{800 \times 10^3} \rightarrow Z_t = 0.012 \Omega$$

$$Z_{dj} = \sqrt{Z_{DJ}^2 + X_{DJ}^2} = \sqrt{0^2 + (0,15 \times 10^{-3})^2} \rightarrow Z_{DJ} = 0,15 \times 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{c1} = \sqrt{Z_{C1}^2 + X_{C1}^2} = \sqrt{(7,14 \times 10^{-5})^2 + (1,6 \times 10^{-4})^2} \rightarrow Z_{C1} = 1,752. 10^{-4} \Omega$$

$$Z_{JB} = \sqrt{Z_{JB}^2 + X_{JB}^2} = \sqrt{0^2 + (7,5 \times 10^{-4})^2} \rightarrow Z_{JB} = 7,5 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$Z_{cc} = 0,012 + 0,15 \times 10^{-3} + 1,752 \times 10^{-4} + 4 \times 10^{-4} \rightarrow Z_{cc} = 0,0130752 \Omega.$$

$$I_{cc} = \frac{400}{\sqrt{3} \times 0,0130752} = 17,662 \text{ KA}$$

Pour une durée de court-circuit de  $t=2s$  :

$$\Delta\theta_{CC} = 0,24 \times \frac{1,83 \times 17,6622 \times 2}{(2 \times 2,52)2 \times 0,091 \times 8,9} = 13,319^\circ\text{C}$$

$$\theta_t = \theta_n + (\theta - \theta_n) + \Delta\theta_{CC} \rightarrow \theta_t = 30 + (90 - 30) + 13,319 = 103,319^\circ\text{C}.$$

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

$\theta_t=103,319 < \theta_{max}$  d'où le jeu de barre choisi est convenable.

$Z_T$  : impédance transformateur

$Z_{DJ}$  : impédance de disjoncteur

$Z_{JB}$  : impédance de jeu de barre

$Z_C$  : impédance de la canalisation

$Z_{cc}$  : impédance de la boucle de défaut

### III.7. Détermination de courant de court-circuit

#### III.7.1. Méthode de calcul

La détermination des valeurs de court-circuit en tous points d'une installation est essentielle au choix des matériels. Elle commence par l'estimation de cette valeur à l'origine de l'installation, puis en n'importe quel point selon plusieurs méthodes dont le choix dépend de l'importance de l'installation, des données disponibles, du type de vérification à effectuer [34].

Organigramme de la méthode

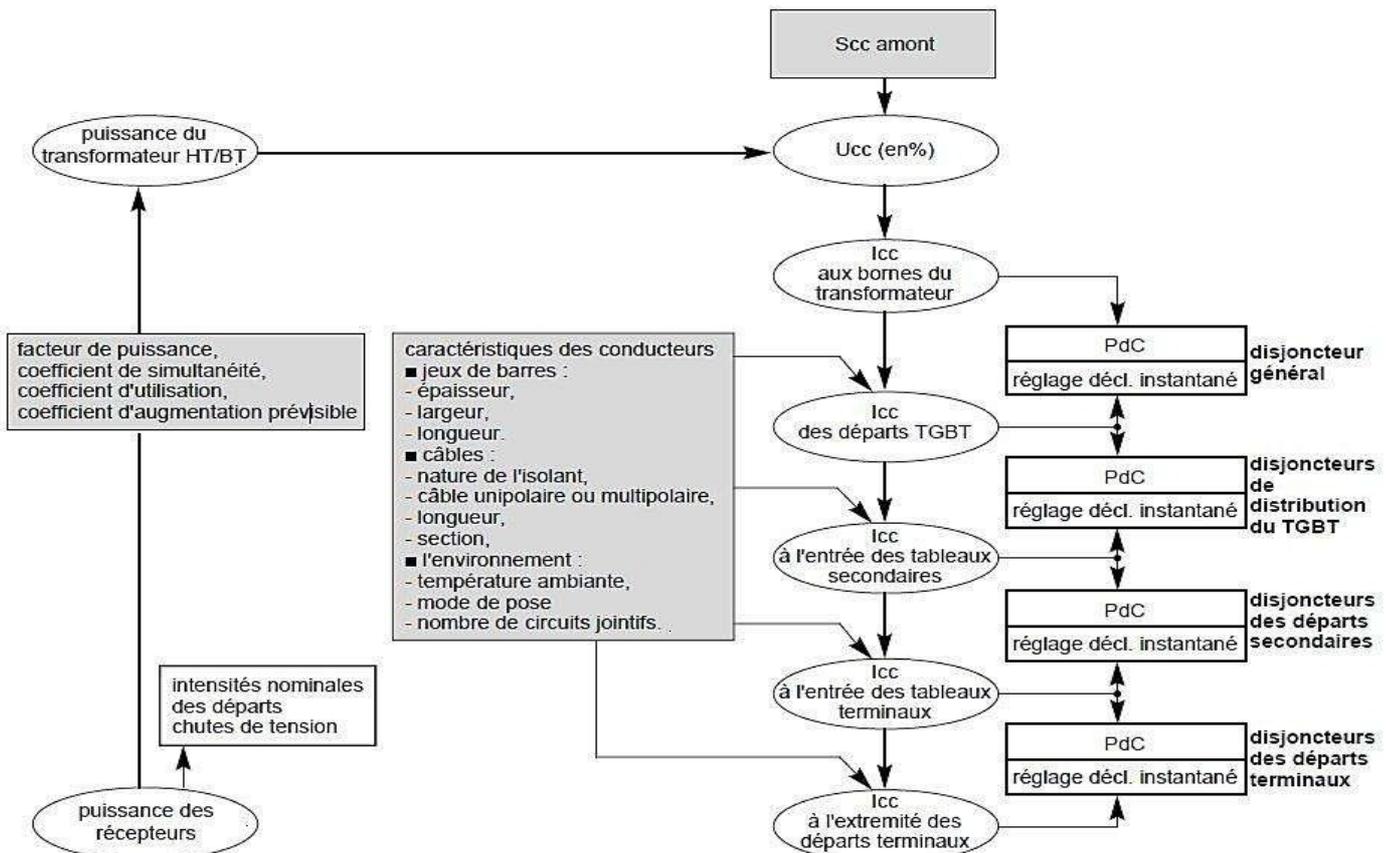


Figure III-5 Procédure de calcul de  $I_{cc}$  pour la conception d'une installation électrique [35]

- Méthode à utiliser dans notre calcul :
- La méthode des impédances :

Utilisable lorsque toutes les caractéristiques de la boucle de défaut sont connues, y compris celles de la source d'alimentation. Elle permet de calculer les valeurs maximales et minimales des courants de court-circuit.

III.7.2. Calcul des courants de court-circuit par la méthode des impédances

La méthode consiste à totaliser séparément les différentes résistances et réactances de la source vers le défaut puis à calculer l'impédance correspondante.

La méthode consiste à totaliser séparément les différentes résistances et réactances de la source vers le défaut puis à calculer l'impédance correspondante.

Les différents courants de court-circuit et de défaut sont alors calculés par les formules suivantes :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{CC}} \tag{II.13}$$

- $U$  = Tension entre phases à vide au secondaire d'un transformateur HT / BT (en V),

- $Z_T$  = Impédance totale par phase du réseau en amont du défaut (en  $\Omega$ ).

Où :

$$I_{CC} = \frac{C \times m \times U / \sqrt{3}}{\sqrt{(\sum Ri)^2 + (\sum Xi)^2}} \quad (II.14)$$

Avec :

**C**: Facteur de tension pris égal à :

- $C_{max} = 1,05$  pour les courants maximaux ;
- $C_{min} = 0,95$  pour les courants minimaux

**m** : Facteur de charge pris égal à 1,05, quelle que soit la source (transformateur ou générateur)

$Z_{cc}$  : L'impédance de la boucle de défaut ;

$\sum Ri$  : Somme des résistances en série ;

$\sum Xi$  : Somme des réactances en série.

Eléments considérés	Résistance R	Réactance X	
	Réseau amont Figure G34  $\frac{R_a}{X_a} = 0.1$  R peut donc être négligé par rapport à X	$X_a = 0,995 Z_a$ $Z_a = \frac{U_{20}^2}{P_{sc}}$	
	Transformateur Figure G35  $R_{tr} = \frac{P_{cu} \times 10^3}{3 I_n^2}$ où $I_n = \frac{S_n \times 10^3}{U_{20} \sqrt{3}}$  Rtr = peut souvent être négligée devant XTR pour transformateur de puissance > 100 kVA	$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2}$ avec $Z_{tr} = \frac{U_{20}^2}{P_n} \times \frac{U_{sc}}{100}$	
	Disjoncteur	Négligé en pratique	
	Jeu de barres	Négligeable pour $S > 200 \text{ mm}^2$ , en dessous : $R = \rho \frac{L}{S}$ [a]	$X_B = 0.15 \text{ m}\Omega/\text{m}$
	Canalisations [b]	$R = \rho \frac{L}{S}$ [a]	Câbles : $X_c = 0,08 \text{ m}\Omega/\text{m}$
	Moteurs	Voir § "moteurs" (souvent négligeable en BT)	
	Courant de court-circuit triphasé max.	$I_{sc} = \frac{U_{20}}{\sqrt{3} \sqrt{R_T^2 + X_T^2}}$	

Figure III-5 Récapitulation des impédances des différents éléments d'un réseau BT [23]

$U_{20}$  : Tension entre phases à vide au secondaire du transformateur MT/BT (en volts).

$P_{cc}$  : puissance de court-circuit triphasée aux bornes MT du transformateur (en kVA),

$P_{cu}$  : Pertes triphasées totales du transformateur MT / BT (en watt),

$P_n$  : Puissance nominale du transformateur MT / BT (en kVA),

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

$R_T$  : Résistance totale et  $X_T$  : réactance total

❖ **Reseaux amont :**

La puissance de court-circuit du réseau haute tension est donnée par le distributeur d'énergie. Le tableau suivant présente les valeurs de résistance et de réactance du transformateur secondaire ramené par le réseau amont :

**Tableau III-5** Résistances et réactances du réseau amont ramenées au secondaire du transformateur [36]

$P_{cc}$ (MVA)	$U_0$ (V)	$R_a$ (mΩ)	$X_a$ (mΩ)
250	230	0,03	0,21
	400	0,095	0,633
500	230	0,016	0,105
	400	0,047	0,316

Pour notre étude, on a :  $P_{cc}=500\text{MVA}$  et  $U_0=400\text{V}$  d'où :

$R_a=0,047\text{m}\Omega$  et  $X_a=0,316\text{m}\Omega$ . Alors :  $Z_a = \sqrt{0,047^2 + 0,316^2} = 0,3195\text{m}\Omega$

❖ **Transformateur**

$$Z_t = \frac{U_n^2}{S_n} \times \frac{U_{cc}}{100} = \frac{400^2}{800 \times 10^3} \times \frac{6}{100} \rightarrow Z_t = 0.012\Omega$$

$$R_T = 0,31 \times Z_T = 0,31 \times 0,012 = 3,72\text{m}\Omega$$

$$X_T = 0,95 \times Z_T = 0,95 \times 0,012 = 0,0114\Omega$$

❖ **Câble**

On a :  $R_{c1} = 3.10^{-5}\Omega$  et  $X_{c1} = 1,6.10^{-4}\Omega$  d'où :  $Z_{c1} = 3,4.10^{-4}\Omega$

❖ **Disjoncteur**

L'impédance d'un disjoncteur ne doit être prise en compte que pour les appareils en amont de celui qui doit ouvrir sur le court-circuit envisagé. Sa réactance est prise égale à 0,15 mΩ et sa résistance négligée.

❖ **Jeux de barres**

La résistance d'un jeu de barres est généralement négligeable, de ce fait l'impédance est pratiquement égale à la réactance. La valeur linéique typique d'un jeu de barres est

approximativement 0,15 mΩ / mètre. Dans notre cas L=5m donc

$$Z_{JB} = 0,75m\Omega$$

Tous les résultats des calculs sont représentés dans le tableaux qui suit :

**Tableau III-6** Résultat de calcul des courants de court-circuit

Eléments	L [m]	R [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Z <sub>tot</sub> [Ω]	I <sub>cc</sub> [kA]
Transformateur	/	3,72.10 <sup>-3</sup>	0,0114	0,012	0,012	19,245
Câble C1	2	3.10 <sup>-4</sup>	1,6.10 <sup>-4</sup>	3,4.10 <sup>-4</sup>	0,0121752	18,968
Jeu de barre TGBT	5	0	0,75.10 <sup>-3</sup>	0,75.10 <sup>-3</sup>	0,0130752	17,662
Câble C3	3	4,5.10 <sup>-4</sup>	2,4.10 <sup>-4</sup>	4,368.10 <sup>-4</sup>	0,01391203521	17,091
Jeu de barre 1	2,5	0	3,75.10 <sup>-4</sup>	3,75.10 <sup>-4</sup>	0,01403703521	16,452
Machine A n°1	25	0,01125	2.10 <sup>-3</sup>	0,01142639	0,0254634252	9,069
Machine A n°2	25	0,01125	2.10 <sup>-3</sup>	0,01142639	0,0254634252	9,069
Machine B n°1	30	0,016875	2,24.10 <sup>-3</sup>	0,01704481	0,0310818477	7,430
Machine B n°2	30	0,016875	2,24.10 <sup>-3</sup>	0,01704481	0,0310818477	7,430
Souti-reuse	35	0,13125	2,8. 10 <sup>-3</sup>	0,13127986	0,145265015	1,589
Câble C4	2	3,75.10 <sup>-4</sup>	1,6.10 <sup>-4</sup>	4,077.10 <sup>-4</sup>	0,01357547592	17,012
Jeu de barre 2	3,5	0	5,25.10 <sup>-4</sup>	5,25.10 <sup>-4</sup>	0,01425047592	16,206
Echangeur n°1	20	0,02812	1,6.10 <sup>-3</sup>	0,028165	0,0424154759	5,444
Emballeuse n°1	30	0,027	2,4.10 <sup>-3</sup>	0,0271064	0,0413568759	5,584
Emballeuse n°2	30	0,027	2,4.10 <sup>-3</sup>	0,0271064	0,0413568759	5,584
Compresseur n°1	40	0,036	3,2.10 <sup>-3</sup>	0,03610782	0,0503583059	4,585
Câble C5	3	5,62.10 <sup>-4</sup>	2,4.10 <sup>-4</sup>	6,111.10 <sup>-4</sup>	0,01468630065	16,724
Jeu de barre 3	2	0	3.10 <sup>-4</sup>	3.10 <sup>-4</sup>	0,01413630065	16,337
Palleteuse	15	4,82.10 <sup>-3</sup>	1,2.10 <sup>-4</sup>	0,00482149	0,0191844965	12,037
Etiqueteuse	15	4,82.10 <sup>-3</sup>	1,2.10 <sup>-3</sup>	0,00482149	0,0191844965	12,037

CHAPITRE III DIMENSIONNEMENT DES EQUIPEMENTS DE L'INSTALLATION

C.I.P	12	0,01687	9,6.10 <sup>-3</sup>	0,01940728	0,033543580	7,403
Câble C6	3	3,65.10 <sup>-4</sup>	2,4.10 <sup>-4</sup>	0,00043683	0,01351203521	17,091
Jeu de barre 4	2	0	3.10 <sup>-4</sup>	3.10 <sup>-4</sup>	0,01396203521	16,541
Pompe1	35	0,0315	2,8.10 <sup>-3</sup>	0,04788731	0,0618493455	3,733
Pompe2	38	0,0122	3,04.10 <sup>-3</sup>	0,01257305	0,0140877655	16,349
Câble C7	2	0,0075	1,6.10 <sup>-4</sup>	0,0075017	0,02432633772	9,493
Jeu de barre 5	4	0	6.10 <sup>-4</sup>	6.10 <sup>-4</sup>	0,02507633772	9,209
Eclairage hangar	80	1,2	6,4.10 <sup>-3</sup>	1,20001707	1,225243404	0,188
Eclairage exterieur	100	1,5	8.10 <sup>-3</sup>	1,50002133	1,525247671	0,151
Eclairage bureau	28	0,42	2,24.10 <sup>-3</sup>	0,42000597	0,445232311	0,519
Eclairage stock	20	0,3	1,6.10 <sup>-3</sup>	0,30000423	0,3252306044	0,710
Eclairage vestaire	10	0,15	8.10 <sup>-4</sup>	0,15000213	0,175228471	1,318
Prises hangar	75	1,125	6.10 <sup>-3</sup>	1,125016	1,150242338	0,200
Prises exterieur	50	0,75	4.10 <sup>-3</sup>	0,75001067	0,7752370043	0,298
Prises bureaux	70	1,05	5,6.10 <sup>-3</sup>	1,05001493	1,075241271	0,215
Prises stock	15	0,225	1,2.10 <sup>-3</sup>	0,2250032	0,2502295377	0,923
Prises vestiare	25	0,375	2.10 <sup>-3</sup>	0,37500533	0,400231671	0,577
Câble C8	3	3,64.10 <sup>-4</sup>	2,4.10 <sup>-4</sup>	0,00032898	0,01340417568	17,229
Jeu de barre 6	3,7	0	5,55.10 <sup>-4</sup>	5,55.10 <sup>-4</sup>	0,01410917568	16,368
rooftop n°1	10	4,5.10 <sup>-3</sup>	8.10 <sup>-4</sup>	0,00457056	0,01882973363	12,265
rooftop n°2	10	4,5.10 <sup>-3</sup>	8.10 <sup>-4</sup>	0,00457056	0,01882973363	12,265
rooftop n°3	10	4,5.10 <sup>-3</sup>	8.10 <sup>-4</sup>	0,00457056	0,01882973363	12,265
type split	10	9.10 <sup>-3</sup>	8.10 <sup>-4</sup>	0,00903549	0,02329466128	9,914

### III.8. Conclusion

Dans cette étape de notre mémoire nous avons présenté les différentes méthodes de calculs et de vérifications des sections des conducteurs au niveau de chaque paramètre de notre installation industriel, en deuxième lieux nous avons calculé et choisie les dimensionnements qui convient selon les normes.

Dans la dernière partie de ce chapitre nous avons procéder à calculer le courant de court-circuit qui vas nous permettre dans le chapitre qui suit de bien déterminer et choisir les équipements de protection pour toute l'installation.

# CHAPITRE IV

## CHAPITRE IV : Dimensionnement et choix des protections

### IV.1. Introduction

Pour toute installation électrique nous aurons besoin d'intégrer un kit de protection, afin de protéger les équipements et les appareils alimentés par l'installation et aussi les personnes, dans ce chapitre nous procédons à bien distinguer le meilleur équipement de protection pour éviter et minimiser toute perturbation possible sur notre installation.

### IV.2. Définition

La protection des réseaux électriques est l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant l'équilibre d'un réseau électrique. La fonction principale d'un système de protection est de mettre rapidement hors service tout ouvrage du réseau qui commence à fonctionner d'une façon anormale tel que (court-circuit, surcharge ou défaut d'isolement avec écoulement de courant vers la terre).

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

### IV.3. Protection contre les surcharges [33]

Le passage d'un courant électrique dans un conducteur engendre un échauffement proportionnel au carré de l'intensité : c'est l'effet Joule. Partant de cet axiome, il faut déterminer le courant admissible  $I_Z$  du conducteur en fonction de sa section, de sa nature et de ses conditions d'installation (modes de pose). Un préalable qui permettra ensuite de choisir une protection adaptée contre les surcharges.

Le courant réel d'emploi  $I_B$  ne doit pas excéder le courant assigné (calibre  $I_n$  ou réglage  $I_r$ ) de l'appareil de protection dont la valeur elle-même ne doit pas dépasser celle du courant admissible par la canalisation  $I_Z$ . La valeur  $I_Z$  doit être réduite d'un coefficient  $R$  en cas de protection par fusible.

Il convient donc de respecter :

$$I_B \leq I_n \leq R \times I_Z$$

Avec :

$R = 1$  pour les disjoncteurs ;

$R = 0,75$  pour les fusibles gG < 16 A

$R = 0,9$  pour les fusibles gG ≥ 16 A

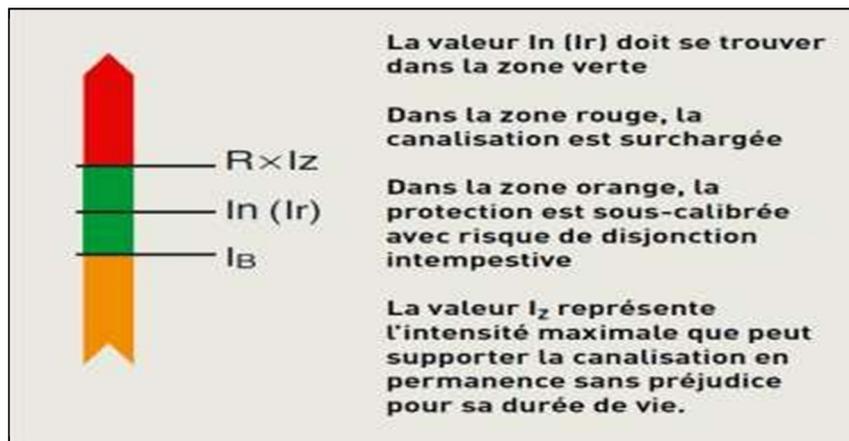


Figure IV-1 Zones de charge d'une canalisation

- **L'emplacement de protection**

Un dispositif assurant la protection contre les surcharges doit être placé à l'endroit où un changement de section du conducteur de nature, de mode de pose ou d'emplacement des câbles ou des canalisations entraînent une réduction de la valeur du courant admissible dans les conducteurs.

- **Dispense de protection contre les surcharges**

Il est possible de se dispenser de protection contre les surcharges dans les cas suivants :

- la canalisation est effectivement protégée contre les surcharges par un appareil en amont ;
- la canalisation n'est pas susceptible d'être parcourue par des surcharges et ne comporte ni dérivation, ni prises (appareils ayant une protection intégrée adaptée à la section du câble, appareil fixe ne générant pas de surcharge et dont le courant d'emploi est compatible avec l'intensité admissible du câble, canalisation alimentant plusieurs dérivations protégées individuellement et dont la somme des courants d'emploi est inférieure au courant admissible dans la canalisation, canalisations dont la source ne peut fournir un courant supérieur à son l'intensité admissible,...)

Les dispenses ne sont pas valables en schéma IT et dans les installations présentant un risque d'incendie ou, sans vérification complémentaire.

Il est à noter qu'il est possible ne pas protéger une dérivation sur une longueur de 3 mètres maximum à condition qu'elle soit réalisée de manière à réduire le risque de court-circuit au minimum et que le dispositif de protection soit des tableaux placés directement après ces 3 mètres. Cette disposition est particulièrement utile dans le câblage.

#### IV.4. Protection contre les court-circuit

Pour se prémunir des risques des courants de court-circuit, tout dispositif de protection contre ces court-circuit doit répondre aux deux règles suivantes :

- Le pouvoir de coupure de l'appareil doit être au moins égal au courant de court-circuit maximum présumé en son point d'installation
- Le temps de coupure, pour un court-circuit se produisant en n'importe quel point de l'installation, ne doit pas être supérieur au temps portant la température des conducteurs à la valeur maximale admissible.

##### IV.4.1. Pouvoir de coupure

Le pouvoir de coupure d'un dispositif de protection doit être au moins égal au courant decourt-circuit maximum présumé susceptible de se produire au point où l'appareil est installé :

$$P_{dc} \geq I_{ccmax}$$

Avec :

$I_{cc}$  : Intensité de court-circuit ;

$P_{dc}$  : Pouvoir de coupure de l'appareil de protection.

#### IV.5. Dimensionnement et choix de calibre de disjoncteur de protection

Dans notre étude on a choisi la protection par disjoncteur où toutes les généralités concernantce type de protection sont citées dans le premier chapitre.

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

$$I_n \geq I_b$$

$$P_{dc} \geq I_{cc}$$

Avec :

$I_n$  : Le courant nominal du disjoncteur (A) ;

$I_B$  : Le courant d'emploi (A) ;

$P_{dc}$  : Pouvoir de coupure du disjoncteur (kA) ;

$I_{cc}$  : Courant de court-circuit (kA).

#### IV.5.1. Calibrage de disjoncteur en tête

Le disjoncteur de tête  $Q_1$  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 :

$$I_B = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{800 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400}$$

$$I_B = 1154,7 \text{ A}$$

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

$$I_{cc} = 18,968 \text{ kA}$$

Selon la loi  $P_{ac} \geq I_{cc}$

Donc : D'après le tableau N°18 de l'annexe, le disjoncteur qui répond aux caractéristiques est le disjoncteur **NW12N1** de calibre **1250 A** et d'un PdC de **42 kA**

**Tableau IV-1 : Résultats du choix des disjoncteurs de l'installation**

Disjoncteurs	$I_B$ [A]	$I_{assigné}$ [A]	$I_{cc}$ [kA]	$P_{ac}$ [kA]	Type du Disjoncteur
Q <sub>1</sub>	1154,7	1250	18,968	42	<b>NW12N1</b>
Q <sub>2</sub>	1154,7	1250	18,968	42	<b>NW12N1</b>
Q <sub>3</sub>	231,7	400	17,091	36	<b>NSX400F</b>
Q <sub>4</sub>	217,1	250	17,012	25	<b>CVS250B</b>
Q <sub>5</sub>	197,1	250	16,724	25	<b>CVS250B</b>
Q <sub>6</sub>	191,1	250	17,091	25	<b>CVS250B</b>
Q <sub>7</sub>	18,6	80	9,493	70	<b>NS80H</b>
Q <sub>8</sub>	275,6847528	400	17,229	36	<b>NSX400F</b>
Q <sub>9</sub>	108,8852876	160	9,069	25	<b>CVS160B</b>
Q <sub>10</sub>	108,8852876	160	9,069	25	<b>CVS160B</b>
Q <sub>11</sub>	21,59202786	80	7,430	70	<b>NS80H</b>

Q <sub>12</sub>	21,59202786	80	7,430	70	<b>NS80H</b>
Q <sub>13</sub>	28,69661772	80	1,589	70	<b>NS80H</b>
Q <sub>14</sub>	49,68160342	80	5,444	70	<b>NS80H</b>
Q <sub>15</sub>	79,49056548	80	5,584	70	<b>NS80H</b>
Q <sub>16</sub>	69,39155208	80	5,584	70	<b>NS80H</b>
Q <sub>17</sub>	72,86635169	80	4,585	70	<b>NS80H</b>
Q <sub>18</sub>	124,2040086	160	12,037	25	<b>CVS160B</b>
Q <sub>19</sub>	49,24032556	80	12,037	25	<b>CVS100B</b>
Q <sub>20</sub>	46,37781898	80	7,403	25	<b>CVS100B</b>
Q <sub>21</sub>	71,0121441	80	3,733	70	<b>NS80H</b>
Q <sub>22</sub>	142,0242882	160	16,349	25	<b>CVS160B</b>
Ec <sub> hangar</sub>	5,196152423	80	0,188	70	<b>NS80H</b>
Ec <sub> ext</sub>	7,21687836	80	0,151	70	<b>NS80H</b>
Ec <sub> bur</sub>	2,078460969	80	0,519	70	<b>NS80H</b>
Ec <sub> stock</sub>	1,039230485	80	0,710	70	<b>NS80H</b>
Ec <sub> vest</sub>	0,831384388	80	1,318	70	<b>NS80H</b>
Prises <sub> h</sub>	3,048409421	80	0,200	70	<b>NS80H</b>
Prises <sub> ext</sub>	3,048409421	80	0,298	70	<b>NS80H</b>
Prises <sub> bur</sub>	1,422591063	80	0,215	70	<b>NS80H</b>
Prises <sub> stock</sub>	1,524204711	80	0,923	70	<b>NS80H</b>
Prises <sub> vest</sub>	1,65122177	80	0,577	70	<b>NS80H</b>
Q <sub>31</sub>	93,81941872	100	12,265	25	<b>CVS100B</b>
Q <sub>32</sub>	93,81941872	100	12,265	25	<b>CVS100B</b>
Q <sub>33</sub>	93,81941872	100	12,265	25	<b>CVS100B</b>
Q <sub>35</sub>	63,14768568	80	9,914	70	<b>NS80H</b>

### **IV.6 Conclusion**

Dans cette phase de notre travail on a procédé au choix de l'équipement de protection pour notre installation industrielle à travers les résultats obtenues dans le chapitre un et deux, dans le but d'assurer la sécurité aux utilisateurs et une continuité de service pour les machines.

**CONCLUSION**

**GÉNÉRALE**

### Conclusion Générale

Le travail effectué dans ce mémoire porte à la fois, sur l'étude et le dimensionnement technique d'une installation électrique industrielle, cette étude nous a permis d'approfondir nos acquisitions dans le domaine des installations électriques industrielles, on faisant appel à l'assimilation de certaines lois, de normes de sécurité ainsi que de bases, afin de garantir une continuité de service à l'usine est le meilleur cas de figure possible que ce soit pour le concepteur ou pour le responsable de cette industrie, ça évitera énormément de perte pour son entreprise d'où l'appui important d'une installation parfaite.

Cette étude a été commencée par un rappel de quelques généralités et normes importantes sur le réseau électrique qui ont donné un aperçu sur notre étude, après en deuxième lieu nous avons recueilli des données techniques suivies d'une présentation de schéma unifilaire de l'installation.

Un bilan de puissance a été effectué, ce dernier nous a permis de déterminer les différents paramètres de puissance et le facteur de puissance global pour pouvoir choisir un transformateur qui convient pour cette installation.

Après on a étudié avec précision les caractéristiques des différentes parties de l'installation, du point de vue technique et économique en respectant les normes exigées, en commençant par le choix de système de compensation, et les sections des conducteurs, puis le calcul de court-circuit de chaque récepteur, et à partir de ces calculs effectués nous allons choisir les protections qui conviennent.

Enfin, ce mémoire nous a permis de connaître les démarches à suivre afin de faire l'étude et le dimensionnement d'une installation électrique mais aussi d'enrichir nos connaissances techniques au sein d'un projet dans le domaine de l'installation électrique.

**Référence**

**Bibliographique**

- [1] **ALAIN DOULET, PIERRE BORNARD** « Techniques d'ingénieur », D4000 réseau électrique. Visité le 15/05/2021
- [2] **SIEMENS**, « Power Engineering Guide - Transmission and Distribution » 4th Edition (2005).
- [3] **J.M. DELBARRE**, « Postes à HT et THT- Rôle et structure », Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique, D4570, (2004).
- [4] **A. CHIBANE**, « Etude et dimensionnement du nouveau poste de livraison 30 kV à Sonatrach de Béjaia », mémoire de master, université de Béjaia (2013/2014).
- [5] « transport et distribution de l'énergie électrique » visité le 05/10/2021, . Disponible sur : [www.exoco\\_lmd.com](http://www.exoco_lmd.com).
- [6] « Postes électriques », 11/09/2021. Disponible sur : [www.exoco\\_lmd.com](http://www.exoco_lmd.com).
- [7] **G. VALENTIN**, « Techniques d'ingénieur », D4600 Poste moyenne tension.
- [8] **Site internet** : [http://univ\\_saida.dz/](http://univ_saida.dz/), mémoire master chapitre I « généralité sur les réseaux électriques », université de Saïda
- [9] **M. DJAMA, Y. KHODJA**, « Fonctionnement et protection du réseau électrique moyenne tension de Cevital », mémoire de master, université de Béjaia (2016/2017).
- [10] « Régime de neutre », 12/05/2020. Disponible sur : [http://fr.m.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9gime\\_de\\_neutre](http://fr.m.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9gime_de_neutre). Visite le 12/05/2020
- [11] **C. PRÉVÉ, R. JEANNOT**, « Guide de conception des réseaux électriques industriels », Schneider Electric (Février 1997).
- [12] **Site internet** : <http://regimedeneutre.fr/>.
- [13] **Site internet** : [http://univ\\_saida.dz/](http://univ_saida.dz/), « Les types de défauts », mémoire de master, Chapitre II, université Saïda.
- [14] Guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usines.

[15] **S. BAUCHE, Y. DEBA**, « Etude et redimensionnement d'un réseau et d'un poste MT/MT/BT au sein de la Sonatrach Béjaia », mémoire de master, université de béjaia(2017/2018).

[16] **R. OUADI, N. BOUNAB**, « Etude et analyse de la sélectivité moyenne tension du complexe Cevital », mémoire de master, université de Béjaia (2016).

[17] **SIEMENS S.A : solution and service** « La connaissance de l'intensité du court-circuit aux différents points de l'installation ».

[18] **R. MAUCHE**, « Elaboration d'un plan de protection de l'installation Sea\_Line de la

[19] **M. HACHOUD, F. TIBERANINE**, « Etude de la protection numérique Sepam 200 d'un réseau électrique HTA 30 kV appliquée au départ Bouhinoun », mémoire de mastre académique, université UMMTO (2010).

[20] **M. ODDI**, « Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension-Principes », Techniques de l'ingénieur D4811, visité le 19/09/2021

[21] **N.B & R.P**, « Construction du matériel électrique », visité le 25/08/2021.

[22] **M. ZELLAGUI**, « Etude des protections des réseaux électriques MT 30 kV et 10 kV », mémoire de master, université de Constantine.

[23] **SCHNEIDER ELECTRIC**, « Guide de l'installation électrique », (2010).

[24] **B. AZZOUG**, « Etude et redimensionnement des systèmes de protection des personnes et des matériels de l'unité Cevital », mémoire de master, université de Béjaia (2003).

[25] **H. ABBAS, S. AIT MOKHTAR**, « Etude et dimensionnement électrique de la raffinerie Sucre liquide Cevital », mémoire de master, université de Béjaia (2015/2016).

[26] **J.L.L**, « Effets indirects des champs électromagnétiques », Institut Montefiore, université de Liège (2004/2005).

[27] **site internet** : <http://www.start-engineer.com/> 12/10/2021

[28] **Technique de l'ingénieur**, « Protection des réseaux moyenne tension de distribution Publique », D4018, visité le 14/09/2021

[29] [http://ww2.acpoitiers.fr/electrotechnique/sites/electrotechnique/IMG/doc/Compensation\\_d\\_energie\\_reactive.doc](http://ww2.acpoitiers.fr/electrotechnique/sites/electrotechnique/IMG/doc/Compensation_d_energie_reactive.doc) visite le 26/09/2021

[30] site internet [www.terresolaire.com](http://www.terresolaire.com) visité le 22/10/2021

[31] W. THEODORE, S. GILBERT, « Electrotechnique », 4<sup>e</sup> édition, de doeck (2005).

[32] [https://fr.electricalinstallation.org/frwiki/D%3%A9termination\\_de\\_la\\_section\\_des\\_canales\\_non\\_enterr%C3%A9es](https://fr.electricalinstallation.org/frwiki/D%3%A9termination_de_la_section_des_canales_non_enterr%C3%A9es) visite le 1/10/2021

[33] Site internet [www.Futura-science.com](http://www.Futura-science.com) visite le 24/10/2021

[34] [https://sitelec.org/download.php?filename=cours/section\\_conducteurs.pdf](https://sitelec.org/download.php?filename=cours/section_conducteurs.pdf) visite le 29/10/2021

**annexe**

**Tableau N°1** Puissances apparentes normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et intensités nominales correspondantes.

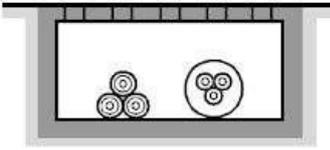
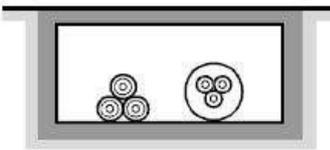
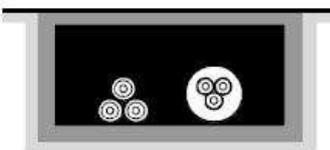
Puissance apparente kVA	In (A)	
	230 V	400 V
100	244	141
160	390	225
250	609	352
315	767	444
400	974	563
500	1218	704
630	1535	887
800	1949	1127
1000	2436	1408
1250	3045	1760
1600	3898	2253
2000	4872	2816
2500	6090	3520
3150	7673	4436

**Tableau N°2** Caractéristiques des transformateurs MT/BT.

Transformateurs immergés dans un diélectrique liquide

$S_n$ kVA	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
$U_{cc(1)}$ %	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
$I_n^{(2)}$ A	72	144	231	361	577	909	1155	1443	1804	2309	2887	3608
$R_t$ mΩ	43,7	21,9	13,7	8,7	5,5	3,5	4,1	3,3	2,6	2,1	1,6	1,3
$X_t$ mΩ	134,1	67	41,9	26,8	16,8	10,6	12,6	10	8,1	6,3	5	4
$I_{k3}^{(2)}$ kA	1,8	3,6	5,8	9,0	14,3	22,7	19,1	24,1	29,8	38,2	48,3	60,3
Disjoncteur	T1B160 T2N160 T4N250	T1B160 T2N160 T4N250	T3N250 T4N250	T5N400	T5N630	E1B10	E1B12	E2B16	E2B20	E3N25	E3N32	E4S40

**Tableau N° 3** Valeurs du facteur de correction  $f_0$  lié aux principaux modes de pose.

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	$f_1$	-	$f_5$

**Tableau N° 4** facteurs de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C.

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

**Tableau N° 5** facteurs de correction  $f_5$  pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles (câbles posés dans l'air et à l'abri du rayonnement solaire direct).

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

**Tableau N° 6** courants admissibles dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12) kV.

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

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

**Tableau N° 7** Valeurs du coefficient K.

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

**Tableau N° 8** Mode de pose (lettre de sélection).

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

**Tableau N° 9** Facteur de correction K1.

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

**Tableau N° 10** Facteur de correction K2.

lettre de sélection	disposition des câbles jointifs	facteur de correction K2											
		nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
<b>B, C, F</b>	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
<b>C</b>	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			
<b>E, F</b>	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			

**Tableau N° 11** Facteur de correction K3.

températures ambiantes (°C)	isolation		
	élastomère (caoutchouc)	polychlorure de vinyle (PVC)	polyéthylène réticulé (PR) butyle, éthylène, propylène (EPR)
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,06	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° 12** Détermination de la section minimale.

		isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)								
		caoutchouc ou PVC			butyle ou PR ou éthylène PR					
lettre de sélection	B	PVC3	PVC2		PR3		PR2			
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2		
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2	
	F				PVC3		PVC2	PR3		PR2
section cuivre (mm <sup>2</sup> )	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 <sup>2</sup> )	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° 13 Intensités admissibles en Ampères des jeux de barres (cuivre).

CUIVRE	T Ambiante : 30 °C					Echauffement : 50 °C					K = 8,12				
	Epaisseur des barres : e = 2 mm					Epaisseur des barres : e = 3,15 mm									
	Nombre de barres en // et par phases					Nombre de barres en // et par phases									
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5					
Dimensions des barres en mm															
10	125	240	333	410	487										
12,5	151	282	393	483	577										
16	186	341	476	587	697										
20	225	405	562	697	825	288	538	748	920	1098					
25	272	479	667	817	977	347	639	891	1099	1306					
31,5	332	575	798	984	1170	423	761	1057	1310	1551					
40	409	691	961	1186	1411	519	913	1271	1557	1863					
50	497	825	1148	1417	1695	629	1089	1510	1863	2215					
63						769	1300	1808	2231	2654					
Dimensions des barres en mm															
	Epaisseur des barres : e = 4 mm					Epaisseur des barres : e = 5 mm									
	Nombre de barres en // et par phases					Nombre de barres en // et par phases									
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5					
20	329	628	872	1075	1276	374	732	1009	1240	1468					
25	396	740	1029	1267	1512	448	857	1188	1467	1740					
31,5	481	885	1233	1522	1808	543	1016	1413	1739	2076					
40	589	1060	1473	1826	2162	664	1219	1700	2098	2492					
50	713	1256	1748	2140	2561	803	1446	2008	2491	2948					
63	871	1507	2091	2579	3066	980	1724	2400	2939	3517					
80	1072	1812	2520	3109	3699	1204	2083	2890	3565	4239					
100						1462	2471	3436	4240	5044					
125						1777	2949	4104	5063	6058					
160						2206	3551	4963	5316	6651					

Tableau N° 14 Température ambiante et échauffement.

Nature de l'organe, du matériau et du diélectrique (Cf : 1, 2 et 3)	Température θ (°C)	(θ - θ <sub>n</sub> ) avec θ <sub>n</sub>
<b>Raccords par boulons ou dispositifs équivalents (Cf : 7)</b>		
<b>cuivre nu, alliage de cuivre nu ou alliage d'aluminium dans</b>		
l'air	90	50
le SF6 *	105	65
l'huile	100	60
<b>argentés ou nickelés dans</b>		
l'air	115	75
le SF6	115	75
l'huile	100	60
<b>étamés dans</b>		
l'air	105	65
le SF6	105	65
l'huile	100	60

\* SF6 (hexafluorure de soufre)

**Tableau N° 15** Coefficients 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)
		1.02	→ Aluminium au titre de 99,5% (A5/L)
Coefficient d'état de surface	K3	1	→ Barres non peintes
		1.12	→ Barres peintes
Coefficient de position	K4	1	→ Barres sur chant
		0.75	→ Barres à plat
Coefficient d'atmosphère	K5	1	→ Atmosphère calme
		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	K6	→1	→1
		1	→1
		2	→1
		3	→0.98
		4	→0.95
		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° 16** 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

**Tableau N° 17** Valeurs du courant de court-circuit Ik3 (kA) (aval) en fonction de la longueur, la section et le Ik3 (amont).

Cuivre	Section des conducteurs de phase (mm <sup>2</sup> )	Longueur de la canalisation (en mètres)																				
		1,3	1,8	2,6	3,6	5,1	7,3	10,3	15	21	1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12	17	24	34	
230 V 400	1,5																					
	2,5																					
	4																					
	6																					
	10																					
	16																					
	25																					
	35																					
	50																					
	70																					
	95																					
	120																					
	150																					
	185																					
	240																					
	300																					
	2 x 120																					
	2 x 150																					
	2 x 185																					
	3 x 120																					
3 x 150																						
2 x 240																						
3 x 185																						
4 x 185																						
4 x 240																						
icc	Courant de court-circuit au niveau considéré (Icc aval en kA)																					
100	93,5	91,1	87,9	83,7	78,4	71,9	64,4	56,1	47,5	39,0	31,2	24,2	18,5	13,8	10,2	7,4	5,4	3,8	2,8	2,0	1,4	1,0
90	82,7	82,7	80,1	76,5	72,1	66,6	60,1	52,8	45,1	37,4	30,1	23,6	18,1	13,6	10,1	7,3	5,3	3,8	2,7	2,0	1,4	1,0
80	74,2	74,2	72,0	69,2	65,5	61,0	55,5	49,2	42,5	35,6	28,9	22,9	17,6	13,3	9,9	7,3	5,3	3,8	2,7	2,0	1,4	1,0
70	65,5	65,5	63,8	61,6	58,7	55,0	50,5	45,3	39,5	33,4	27,5	22,0	17,1	13,0	9,7	7,2	5,2	3,8	2,7	1,9	1,4	1,0
60	56,7	56,7	55,4	53,7	51,5	48,6	45,1	40,9	36,1	31,0	25,8	20,9	16,4	12,6	9,5	7,1	5,2	3,8	2,7	1,9	1,4	1,0
50	47,7	47,7	46,8	45,6	43,9	41,8	39,2	36,0	32,2	28,1	23,8	19,5	15,6	12,1	9,2	6,9	5,1	3,7	2,7	1,9	1,4	1,0
40	38,5	38,5	37,9	37,1	36,0	34,6	32,8	30,5	27,7	24,6	21,2	17,8	14,5	11,4	8,8	6,7	5,0	3,6	2,6	1,9	1,4	1,0
35	33,8	33,8	33,4	32,8	31,9	30,8	29,3	27,5	25,2	22,6	19,7	16,7	13,7	11,0	8,5	6,5	4,9	3,6	2,6	1,9	1,4	1,0
30	29,1	29,1	28,8	28,3	27,7	26,9	25,7	24,3	22,5	20,4	18,0	15,5	12,9	10,4	8,2	6,3	4,8	3,5	2,6	1,9	1,4	1,0
25	24,4	24,4	24,2	23,8	23,4	22,8	22,0	20,9	19,6	18,0	16,1	14,0	11,9	9,8	7,8	6,1	4,6	3,4	2,5	1,9	1,3	1,0
20	19,6	19,6	19,5	19,2	19,0	18,6	18,0	17,3	16,4	15,2	13,9	12,3	10,6	8,9	7,2	5,7	4,4	3,3	2,5	1,8	1,3	1,0
15	14,8	14,8	14,7	14,6	14,4	14,2	13,9	13,4	12,9	12,2	11,3	10,2	9,0	7,7	6,4	5,2	4,1	3,2	2,4	1,8	1,3	0,9
10	9,9	9,9	9,9	9,8	9,7	9,6	9,5	9,3	9,0	8,6	8,2	7,6	6,9	6,2	5,3	4,4	3,6	2,9	2,2	1,7	1,2	0,9
7	7,0	7,0	6,9	6,9	6,9	6,8	6,7	6,6	6,5	6,3	6,1	5,7	5,3	4,9	4,3	3,7	3,1	2,5	2,0	1,6	1,2	0,9
5	5,0	5,0	5,0	5,0	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,3	4,1	3,8	3,5	3,1	2,7	2,2	1,8	1,4	1,1	0,8
4	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	3,9	3,9	3,9	3,8	3,8	3,7	3,6	3,4	3,2	3,0	2,7	2,3	2,0	1,7	1,3	1,0	0,8
3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,2	2,0	1,7	1,5	1,2	1,0	0,8
2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,3	1,2	1,0	0,8	0,7
1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5
icc amont en kA	100	90	80	70	60	50	40	35	30	25	20	15	10	7	5	4	3	2	1	1	1	1

**Tableau N° 18** Choix des disjoncteurs « Masterpact NW08 à NW16 » Schneider.

		NW08	NW10	NW12	NW16
disjoncteurs de base					
disjoncteurs suivant IEC 60947-2					
courant assigné (A)	à 40 °C / 50 °C (t)	800	1000	1250	1600
calibre du 4 <sup>ème</sup> pôle (A)		800	1000	1250	1600
calibre des capteurs (A)		400 à 800	400 à 1000	630 à 1250	800 à 1600
type de disjoncteur		N1	H1 (7)	H2	L1 (2) H10
pouvoir de coupure ultime (kA eff)	Icu	220/415/440 V	42	65	100
V CA 50/60 Hz		525 V	42	65	85
		690 V	42	65	85
		1150 V	-	-	100
pouvoir assigné de coupure de service (kA eff)	Ics	% Icu	100%	-	50
catégorie d'emploi		B			
courant assigné de courte durée admissible (kA eff)	Icw	1 s	42	65	85
V CA 50/60 Hz		3 s	22	36	50
protection instantanée intégrée (kA crête ±10%)			-	-	190
pouvoir assigné de fermeture (kA crête)	Icm	220/415/440 V	88	143	220
V CA 50/60 Hz		525 V	88	143	187
		690 V	88	143	187
		1150 V	-	-	220
temps de coupure (ms) de l'ordre de déclenchement à l'extinction de l'arc			25	25	25
temps de fermeture (ms)			< 70		

**Tableau N° 19** Choix des disjoncteurs « Compact NS80, NG160, CVS100/160/250, NSX100 à 630 ».

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)		lcu	CA 50/60 Hz	220/240 V	100	40																		
				380/415 V	70	25																		
				440 V	65	16																		
				500 V	25	10																		
				525 V	25	-																		
				660/690 V	6	-																		
		ics	(% lcu)	≤ 440 V	100 %	75%																		
				500 à 690 V		100% (75% à 440 V)																		
aptitude au sectionnement				■	■	■																		
catégorie d'emploi				A	A	A																		
endurance (cycles F-O)		mécanique		20000	10000	30000/25000/20000																		
		électrique		440 V - In/2	10000	30000/25000/20000																		
				440 V - In	7000	12000/12000/10000																		
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													
8		8			8			8			8													
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
8	10	10	15	20	8	10	10	15	20	8	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													