

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



Faculté de Technologie Département de
Génie Electrique

Mémoire de Fin d'études

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

Options : Electrotechnique industrielle-Commande électrique

Thème

**Compensation de l'énergie réactive au niveau de
la nouvelle unité Général Emballage**

Réalisé par :

BELKESSIR Ahmed

BELABED Abderrahim

Encadré par :

Mr A. MEDJDOUB

Mr A. SAICH

Promotion : 2020/2021

Remerciements

Nos remerciements vont tout d'abord pour dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience durant toutes ces longues années d'études.

Nos remerciements s'adressent également à nos deux encadreurs Mr MEDJDOUB ABDELLAH enseignant à l'université Abderrahmane Mira Bejaia et à Mr SAICH AISSA ingénieur au sein de la SPA GENERAL EMBALLAGE pour leurs efforts considérables et qui nous ont aidé et soutenu à persévérer durant notre réalisation de ce présent mémoire.

Nos remerciements s'adressent également à tous ceux qui ont contribué à notre aide de près ou de loin.

Nous témoignons notre profonde gratitude aux membres du jury.

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

A mes très chers parents, qui sont ma source d'amour, de courage et motivation, je vous remercie pour la confiance et le soutien que vous m'avez apporté durant mes années d'études.

A mes très chers frères et leurs petites familles.

A ma sœur et son mari.

A ma chère Nina.

A mes cousins et cousines et toute la famille Belabed.

A mes meilleurs amis ; Merouane, Rauch, Idir, Mouloud, Hanine, avec qui j'ai partagé des moments inoubliables.

A mon binôme Ahmed, qui a toujours été à mes côtés dans les bons comme dans les mauvais moments, je te serai toujours reconnaissant.

A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réussite de ce modeste travail.

Abderrahim.

Dédicaces

Je dédie ce modeste ce travail à :

A mes très chers parents qui m'ont toujours été une source d'un amour inconditionné, de courage et de volonté, ma gratitude et ma reconnaissance pour vos efforts et vos sacrifices ne peuvent être exprimés. Que dieu vous garde pour moi et vous accorde la bonne santé.

Je vous aime fort.

A ma sœur KATIA et mon frère NABIL.

A ma grande sœur DEHBIA et sa petite famille.

A la mémoire de ma tante ZAHIA qui étais un symbole de générosité et de bonté de cœur, que le paradis soit sa maison éternelle.

A toute ma famille, les cousins, les cousines, mes oncles et tantes et toute la famille BELKESSIR et HAMIDI.

A mes très chers amis dont le grand plaisir leur revient.

A mon camarade et mon binôme ABDERRAHIM dont j'ai eu le plaisir de partager la réalisation de travail avec.

A mes amis qui sont au Canada et en France.

AHMED.

Sommaire

Remerciements.....	i
Dédicaces	ii
Liste des figures	iii
Liste des tableaux	iv
Liste des acronymes	v
Introduction générale.....	1
Préambule	2
I. Premier chapitre : Généralités sur les réseaux électriques	4
I.1. Introduction.....	4
I.2. Hiérarchisation des réseaux électriques	4
I.3. Les niveaux de tension.....	5
I.4. Topologie des réseaux.....	6
I.5. Postes électriques	7
I.5.1. Types de postes électriques.....	7
I.5.2. Éléments du poste électrique	8
I.6. Description des réseaux électriques	8
I.6.1. Réseau de transport et d'interconnexion.....	8
I.6.2. Le réseau de répartition.....	9
I.6.3. Réseau de distribution MT.....	9
I.6.4. Réseau de livraison BT	9
I.7. Distribution de l'énergie électrique	10
I.7.1. Distribution radiale	10
I.7.1.1. Avantages.....	11
I.7.1.2. Inconvénients	11
I.7.2. Distribution en boucle.....	11
I.7.2.1. Avantages.....	12
I.7.2.2. Inconvénients	12
I.7.3. Distribution en peigne.....	12
I.7.3.1. Avantages.....	12
I.7.3.2. Inconvénients	12

I.8. Les types de lignes électriques.....	13
I.8.1. Lignes de distribution à basse tension	13
I.8.2. Lignes de distribution à moyenne tension	13
I.8.3. Lignes de distribution à haute tension	13
I.8.4. Lignes de distribution à très haute tension.....	13
I.9. Le régime du neutre	13
I.9.1. Les différents types de régimes du neutre.....	14
I.9.2. Régime du neutre et schémas de liaison à la terre utilisés en basse tension.....	14
I.9.2.1. Schéma de liaison à la terre IT (neutre isolé ou impédant).....	14
I.9.2.2. Schéma de liaison à la terre TT (neutre mis directement à la terre)	15
I.9.2.3. Schéma de mise à la terre TN (mise au neutre)	15
I.10. Conclusion	17
II. Deuxième chapitre : Méthodologie de calcul d'une installation industrielle	18
II.1. Introduction	18
II.2. Elaboration du bilan de puissance	18
II.2.1. Détermination de la puissance d'utilisation.....	18
II.2.1.1. Puissance installée (P_n)	18
II.2.1.2. La puissance absorbée (P_a).....	19
II.2.1.3. Puissance d'utilisation (P_u)	19
II.2.2. Les différents facteurs de corrections	19
II.2.2.1. Facteur d'utilisation K_u	19
II.2.2.2. Facteur de simultanéité K_s	19
II.2.2.3. Facteurs tenant compte des prévisions d'extinction K_e	20
II.3. Calcul des sections des câbles	20
II.3.1. Câbles	21
II.3.1.1. Types de câbles.....	21
II.3.2. Les étapes de calcul de section	22
II.3.3. Détermination du courant d'emploi I_B	22
II.3.4. Courants admissibles dans les canalisations.....	23
II.3.4.1. La procédure de calcul du courant admissible [4]	24
II.3.4.2. Courant admissible par les canalisations dans les conditions standards pour les lettres de sélection B, C, E, F.....	25
II.3.4.3. Courant admissible par les canalisations enterrées dans les conditions standards pour la lettre de sélection D.....	25

II.4. Détermination de la chute de tension	25
II.5. Détermination des courants courts-circuits I_{cc}	26
II.5.1. Types de court-circuit et leur méthode de calcul.....	26
II.5.1.1. Court-circuit triphasé.....	27
II.5.1.2. Court-circuit biphasé isolé.....	27
II.5.1.3. Court-circuit monophasée isolé.....	27
II.5.1.4. Court-circuit à la terre.....	27
II.5.2. Effets de court-circuit sur le circuit	27
II.5.3. Protections contre les courts-circuits	28
II.6. Choix des dispositifs de protection.....	28
II.6.1. Disjoncteur.....	28
II.6.1.1. Définition.....	28
II.6.1.2. Types de disjoncteurs	28
II.6.1.3. Caractéristiques principales du disjoncteur	29
II.6.1.4. Règles de choix d'un disjoncteur.....	29
II.6.2. Protection par fusible.....	29
II.6.2.1. Définition.....	29
II.6.2.2. Rôle.....	30
II.6.2.3. Caractéristique d'un fusible.....	30
II.6.2.4. Types de fusibles	30
II.7. Sélectivité des protections	30
II.7.1. Types de sélectivité	30
II.7.1.1. Totale	31
II.7.1.2. Partielle.....	31
II.7.2. Moyens de sélectivité	31
II.7.2.1. Sélectivité chronométrique	31
II.7.2.2. Sélectivité ampérométrique	31
II.7.2.3. Sélectivité énergétique.....	31
II.8. Application de la technique de filiation.....	32
II.8.1. Utilisation de la filiation	32
II.8.2. Avantages de la filiation	32
II.9. Protection des personnes	32
II.9.1. Contact direct et indirect avec un conducteur	33

II.9.2. Protection contre le contact direct	33
II.9.3. Protection contre le contact indirect	33
II.10. Conclusion	34
III. Troisième chapitre : Qualité de l'énergie électrique.....	35
III.1. Introduction	35
III.2. Qualité de la tension.....	35
III.3. Phénomènes perturbateurs de la QEE	36
III.3.1. Variations de fréquence.....	36
III.3.2. Variations de tension.....	36
III.3.3. Creux de tension et coupures brèves	37
III.3.3.1. Origine.....	37
III.3.3.2. Effets	38
III.3.4. Harmoniques et interharmoniques	38
III.3.4.1. Le taux d'harmoniques.....	39
III.3.4.2. Le taux global de distorsion harmoniques.....	40
III.3.4.3. Effets des harmoniques et des interharmoniques	40
III.3.5. Les surtensions	41
III.3.5.1. Nature et origine des surtensions	42
III.3.5.2. Effets	42
III.3.6. Déséquilibre du courant et de la tension	43
III.3.6.1. Origine du déséquilibre	43
III.3.6.2. Effets du déséquilibre.....	43
III.4. Solutions pour l'amélioration de la QEE	43
III.4.1. Solutions traditionnelles.....	44
III.4.1.1. Dépollution des courants perturbateurs.....	44
III.4.1.2. Dépollution des tensions perturbatrices	45
III.4.1.3. Réduction de la durée et de la profondeur des creux de tension.....	45
III.4.2. Solutions modernes	45
III.4.2.1. Dépollution des tensions perturbatrices	45
III.4.2.2. Les harmoniques (dépollution des courants perturbateurs).....	45
III.4.2.3. Compensateur des creux de tension	46
III.4.2.4. Protection contre les surtensions	47
III.5. Conclusion.....	48

IV. Quatrième Chapitre : Compensation de l'énergie réactive	49
IV.1. Introduction	49
IV.2. Différents types de puissance.....	49
IV.2.1. La Puissance active P	49
IV.2.2. La Puissance réactive Q	50
IV.2.3. La puissance apparente S	50
IV.3. Facteur de puissance	50
IV.3.1. Avantages d'un bon facteur de puissance	51
IV.3.2. Inconvénients d'un mauvais facteur de puissance	51
IV.4. Compensation de l'énergie réactive	51
IV.4.1. Détermination de l'équipement de la compensation.....	52
IV.4.1.1. Compensation fixe (batterie fixe)	52
IV.4.1.2. Compensation automatique (batterie en gradin)	53
IV.4.2. Batterie de condensateur	54
IV.4.2.1. Couplage triangle	54
IV.4.2.2. Couplage étoile	55
IV.5. Choix de la localisation.....	55
IV.5.1. Compensation globale.....	55
IV.5.1.1. Avantages.....	56
IV.5.1.2. Inconvénients	56
IV.5.2. Compensation partielle (par secteur)	56
IV.5.2.1. Avantages.....	57
IV.5.2.2. Inconvénients	57
IV.5.3. Compensation individuelle	58
IV.5.3.1. Avantages.....	58
IV.5.3.2. Inconvénients	58
IV.5.4. Etapes d'élaboration d'un système de compensation	59
IV.5.4.1. Première étape.....	59
IV.5.4.2. Deuxième étape.....	59
IV.5.4.3. Troisième étape	59
IV.6. Présentation de la partie pratique	60
IV.7. Recueil des données de la nouvelle unité.....	62
IV.8. Elaboration du bilan de puissance de l'installation.....	72

IV.9. Dimensionnement de batteries de condensateur à installer (partie pratique).....	74
IV.10. Conclusion	76
Conclusion générale	77
Annexes.....	78
Références bibliographiques	vi

Liste des figures

Figure I-1 : Structure globale du réseau électrique.....	5
Figure I-2 : Structure des réseaux.....	7
Figure I-3 : Structure maillée d'un réseau de transport.....	9
Figure I-4 : Structure générale d'un réseau de distribution.....	10
Figure I-5 : Distribution radiale.....	11
Figure I-6 : Distribution en boucle.....	11
Figure I-7 : Distribution en peigne.....	12
Figure I-8 : Neutre isolé ou impédent (schéma IT) en basse tension.....	15
Figure I-9 : Neutre mis directement à la terre (schéma TT).....	15
Figure I-10 : Schéma TNC.....	16
Figure I-11 : Schéma TNS.....	17
Figure II-1 : Câble.....	21
Figure II-2 : Câble unipolaire.....	21
Figure II-3 : Câble multipolaire.....	22
Figure II-4 : Sélectivité totale et partielle.....	31
Figure II-5 : Conséquences de passage du courant sur les organes.....	33
Figure III-1 : Creux de tension.....	37
Figure III-2 : Représentation temporelle d'une onde déformée.....	39
Figure III-3 : Dégradation de la tension du réseau par une charge non linéaire.....	39
Figure III-4 : Diagramme de Frensel.....	41
Figure III-5 : Exemple de déséquilibre de tensions.....	43
Figure III-6 : Montage de Steinmetz.....	44
Figure III-7 : Filtre passif.....	45
Figure III-8 : Filtre actif.....	46
Figure III-9 : Filtrage actif.....	46
Figure III-10 : Représentation d'un filtre DVR.....	47
Figure IV-1 : Diagramme de Fresnel des puissances dans le cas d'une compensation.....	52
Figure IV-2 : Principe de la compensation fixe.....	53
Figure IV-3 : Principe de la compensation automatique.....	54
Figure IV-4 : Compensation globale.....	56
Figure IV-5 : Compensation partielle.....	57
Figure IV-6 : Compensation individuelle.....	58
Figure IV-7 : Schéma unifilaire.....	61

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Domaines de tensions.....	6
Tableau II-1 : Facteur de simultanéité selon le type de récepteur.....	20
Tableau II-2 : Facteurs de simultanéité selon le nombre de récepteurs.....	20
Tableau II-3 : Chutes de tension admissibles dans les réseaux BT.....	26
Tableau II-4 : Formules de calcul de la chute de tension.....	26
Tableau II-5 : Les types des disjoncteurs et leurs protections.....	28
Tableau II-6 : Les types de fusibles.....	30
Tableau III-1 : Conséquences des creux de tension sur quelques équipements électriques.....	38
Tableau IV-1 : Bilan de puissance absorbée du départ n°1.....	63
Tableau IV-2 : Bilan de puissance absorbée du départ n°2.....	64
Tableau IV-3 : Bilan de puissance absorbée du départ n°3.....	64
Tableau IV-4 : Bilan de puissance absorbée du départ n°4.....	64
Tableau IV-5 : Bilan de puissance absorbée du départ n°5.....	66
Tableau IV-6 : Bilan de puissance absorbée du départ n°6.....	66
Tableau IV-7 : Bilan de puissance absorbée du départ n°7.....	67
Tableau IV-8 : Bilan de puissance absorbée du départ n°8.....	68
Tableau IV-9 : Bilan de puissance absorbée du départ n°9.....	68
Tableau IV-10 : Bilan de puissance absorbée du départ n°1.....	68
Tableau IV-11 : Bilan de puissance absorbée du départ n°2.....	69
Tableau IV-12 : Bilan de puissance absorbée du départ n°3.....	70
Tableau IV-13 : Bilan de puissance absorbée du départ n°4.....	70
Tableau IV-14 : Bilan de puissance absorbée du départ n°5.....	71
Tableau IV-15 : Bilan de puissance absorbée du départ n°1.....	71
Tableau IV-16 : Bilan de puissance absorbée du départ n°2.....	71
Tableau IV-17 : Bilan de puissance absorbée du départ n°3.....	71
Tableau IV-18 : Bilan de puissance d'utilisation du TGBT N°1.....	72
Tableau IV-19 : Bilan de puissance d'utilisation du TGBT N°2.....	72
Tableau IV-20 : Bilan de puissance d'utilisation du TGBT N°3.....	73
Tableau IV-21 : Bilan de puissance totale consommée par TGBT.....	73

Liste des acronymes

Symboles		Abréviations	
P	Puissance active en [KW]	QEE	Qualité Energie Electrique
Q	Puissance réactive en [KVAR]	THT	Très Haute Tension
S	Puissance apparente en [KVA]	HTB	Haute Tension de niveau B
D	Puissance déformante	HTA	Haute Tension de niveau A
L	Longueur du câble en [m]	BTB	Basse Tension de niveau B
Pn	Puissance d'utilisation	BTA	Basse Tension de niveau A
Pa	Puissance absorbé	TBT	Très Basse Tension
η	Rendement	HT	Haute Tension
Pu	Puissance d'utilisation	MT	Moyenne Tension
Ku	Facteur d'utilisation	BT	Basse Tension
Ks	Facteur de simultanéité	IT	Neutre isolé ou impédant
Ke	Facteur d'extension	TT	Neutre mis directement à la terre
R	Résistance en [Ω]	TN	Mise au neutre
P	Résistivité du matereau en [$\Omega.m$]	TNC	Terre Neutre Confondu
S	Section de câble en [mm^2]	TNS	Terre Neutre Séparer
I _B	Courant maximal d'emplois [A]	PEN	Conducteur de neutre et de protection
θ	Température [$^{\circ}C$]	DDR	Dispositifs Différentiels Résiduels
I _{cc}	Courant de court-circuit [A]	PDC	Pouvoir de coupure
X	Réactance de ligne en [Ω/km]	TGBT	Tableau Générale Basse Tension
R	Résistance de ligne en [Ω/km]	SAH	Selfs anti-harmonique
Δu	Différence de tension	ASI	Alimentation sans interruption
Z _{ln}	Impédance du neutre en [Ω]	DVR	Dynamics voltage restauré
Z _h	Impédance homopolaire en [Ω]	THD	Taux global de distorsion harmonique

In	Courant assigné en [A]	NS	Pouvoir de limitation de compact
Ir	Courant de réglage en [A]	Di	Disjoncteur
If	Courant de fusion en [A]	Dh	Taux d'harmonique
Inf	Courant de non fusion en [A]	PCR	Papier et carton à recycler
Ue	Tension assignée en [V]		
Un	Tension nominale en [V]		
Hz	Hertz		
C	Capacité du condensateur en [F]		
ω	Pulsation		
f	Fréquence en [Hz]		
Φ	Déphasage entre la tension et le courant		
Sn	Puissance normalisée du transformateur en [KVA]		
Qc	Puissance réactive de condensateur [KVAR]		
E	Facteur de conversion de puissance en intensité		
A	Facteur tenant compte du facteur de puissance et du rendement		
Zcc	Impédance équivalente du réseau de défaut en [Ω]		

Introduction générale

Introduction générale

La conception d'une installation électrique industrielle idéale se base sur la connaissance et la bonne maîtrise des informations théoriques et pratiques dans le domaine de l'industrie, tout en respectant les normes et les règles d'exploitation.

La nouvelle unité de l'entreprise **GENERAL EMBALLAGE** a connue une évolution importante au cours des dernières années où elle a procédé à l'installation de nouvelles machines de haute technologie qui a provoqué une surconsommation de l'énergie électrique (réactive) et des modifications du réseau électrique de cette unité.

L'entreprise subit des pénalités financières dues à la surconsommation de l'énergie électrique. D'autres perturbations qui apparaissent au niveau du réseau électrique tel que la surcharge du transformateur et des chutes de tensions considérables.

Il devient impératif de rectifier la surconsommation de l'énergie réactive, et cela par la réalisation "**d'un système de compensation de l'énergie réactive**", par l'implantation des batteries de condensateur qui fournissent l'énergie réactive nécessaire à l'installation pour éviter qu'elle ne soit appelée au réseau.

Dans ce contexte, notre objectif du stage déroulé au sein de la nouvelle unité de l'entreprise d'accueil **GENERAL EMBALLAGE** consiste à la réalisation d'un bilan des puissances à partir des données recueillis, pour dimensionner un système de compensation de l'énergie réactive afin d'éliminer la surfacturation de cette énergie et les perturbations engendrées.

La réalisation de notre mémoire est structurée en quatre chapitres comme suit :

- Le premier chapitre portera sur des généralités sur les réseaux électriques.
- Le deuxième chapitre présentera la méthodologie de calcul d'un bilan de puissance d'une installation électrique industrielle.
- Le troisième chapitre traite la qualité de l'énergie électrique.
- Le quatrième et le dernier chapitre a pour objectif d'expliquer la compensation de l'énergie réactive en indiquant les types et modes de compensation avec leurs avantages, ainsi la présentation de la partie pratique et les résultats obtenus.

Ce travail est clôturé par une conclusion générale qui énumérera les points essentiels des résultats obtenus.

Préambule

Préambule

Présentation de l'entreprise d'accueil :

Général Emballage est le leader de l'industrie du carton ondulé en Algérie. L'entreprise fabrique, à la commande, des plaques double-face (cannelures B, C, E et F) et double-double (BC et BE), des emballages et des displays. Elle réalise des post-impressions en haute résolution jusqu'à 6 couleurs avec vernis intégral ou sélectif.

Le personnel de l'entreprise maîtrise l'ensemble des tâches de production (études, prototypage, réalisation de formes de découpe et de films d'impression, fabrication des emballages et des displays, livraison).

L'entreprise est créée par Ramdane Batouche en 2000, entrée en exploitation en 2002, c'est une société de capitaux avec un capital social de 2.000.000.000 DZD opérant sur 3 sites industriels (Akbou, Oran, Sétif) avec plus de 1200 employés et un chiffre d'affaires de 19 milliards DZD.

Général Emballage est certifié au système de management intégré Qualité-Santé et Sécurité au travail (S&ST) - Environnement (ISO 9001 :2015, ISO 14001 :2015, ISO 45001 :2018).[13]

Son siège social est situé à la zone d'activité Taharacht, Akbou, wilaya de Bejaïa



Les différents métiers de l'entreprise :

General Emballage opère sur trois domaines d'activités stratégiques [13] :

- La production de feuilles en carton ondulé pour les transformateurs et certaines activités logistiques.
- La transformation de carton ondulé en emballages, barquette et PAV à travers des processus d'impression et de découpe.
- La récupération des PCR

Avec une capacité nominale de près de 300000 tonnes et 3 usines de production, General Emballage est le plus grand onduleur algérien et tendanciuellement l'une des plus grandes entreprises nationales tous secteurs confondus.

Chapitre I

I. Premier chapitre : Généralités sur les réseaux électriques

I.1. Introduction

Un réseau électrique est un ensemble d'outils destinés à produire, transporter, distribuer l'énergie électrique et veiller à sa bonne qualité.

La production de l'énergie électrique à proximité des lieux d'utilisation n'est pas toujours possible. Généralement, la production de cette énergie se fait dans des centrales sous une moyenne tension (15,5 kV ; 12,5 kV ; 11 kV ; 5,5 kV) dans des locations préférablement distantes des centres de consommation. Cette dernière est ensuite transformée en une haute tension (90 kV ; 150 kV ; 225 kV...) grâce aux transformateurs élévateurs installés à la sortie des générateurs.

La totalité de l'énergie produite est transportée par des lignes électriques à haute tension sur plusieurs dizaines ou certaines de kilomètres vers les centres de consommation, pour enfin être exploitée. Cette énergie sera transformée par des transformateurs abaisseurs installés aux postes de distribution et distribuée sous une moyenne tension (30kV, 10kV...) mais aussi en basse tension (400V, 1000V) pour la mettre à la disposition des usagers.

I.2. Hiérarchisation des réseaux électriques

Le réseau électrique public est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions, à savoir le réseau de transport et d'interconnexion, (en Algérie 225kV, 400kV) ou réseau de haute tension de niveau B (HTB). Sur ce réseau sont connectées les centrales de production classiques comme les centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques de l'ordre du millier de mégawatts. Le réseau de répartition (63kV, 90kV) assure le transport des réserves en électricité, composées de l'énergie puisée du réseau de transport et de productions de plus petites échelles, vers les zones de consommation et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci. (Mentionnant que la terminologie "réseau de répartition" tend à disparaître, ce niveau de tension étant généralement englobé dans le terme "transport") ; La troisième subdivision est le réseau de distribution.

La figure I.1 illustre une vue globale sur la structure du réseau électrique où l'on distingue quatre niveaux : production, transport, répartition et distribution.

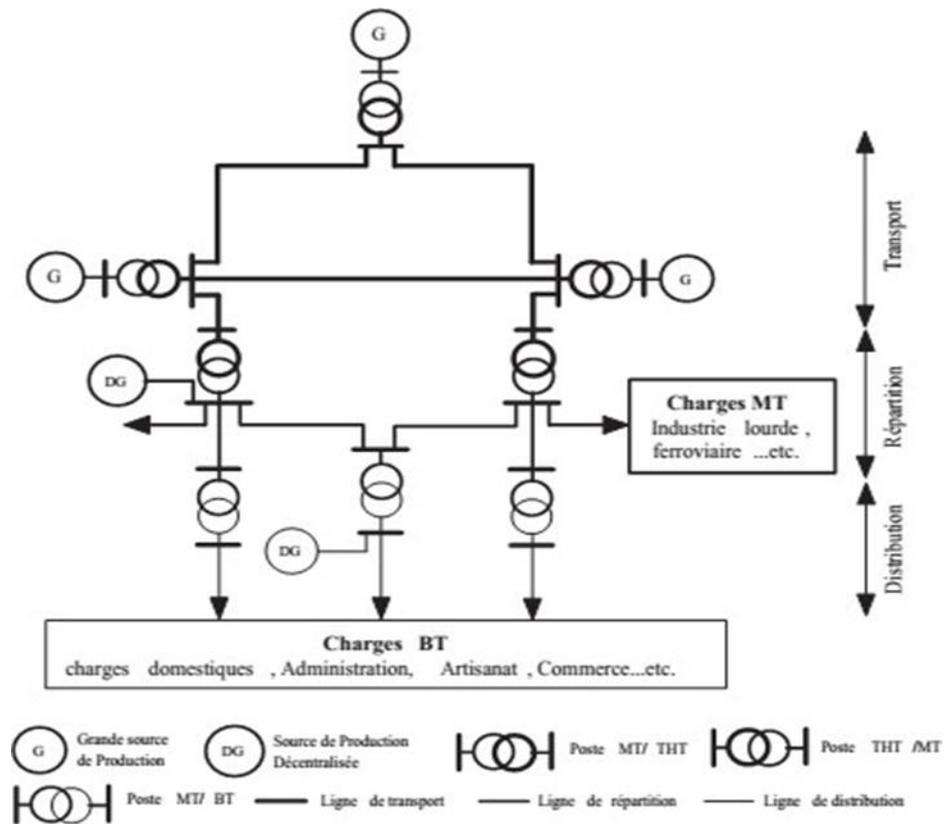


Figure I-1 : Structure globale du réseau électrique.

I.3. Les niveaux de tension

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ : Société de Distribution de l'Électricité et du Gaz) définit les niveaux de tension alternative comme suit :

- HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV
- HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
- BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V ET 1 kV
- BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V
- TBT : pour une tension composée inférieure à 50 V

Tableau I-1 : Domaines de tensions.

Domaines de tension		Valeur de la tension composée nominale (U_n en Volts)	
		Tension Alternative	Tension Continue
Très Basse Tension (TBT)		$U_n < 50$	$U_n < 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n < 500$	$50 < U_n < 500$
	BTB	$500 < U_n < 1000$	$750 < U_n < 1500$
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n < 50\ 000$	$1500 < U_n < 75\ 000$
	HTB	$U_n > 50\ 000$	$U_n > 75\ 000$

Nous prendrons par convention dans ce qui suit :

- HTB désignera la Haute tension HT ;
- HTA désignera la Moyenne tension MT ;
- BTB et BTA désignerons la basse tension BT.

I.4. Topologie des réseaux

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont, par nature, constitués d'ouvrages capables de forts transits et maillés. Les liaisons forment des boucles, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet (figure.2a) [14].

Les réseaux de répartition qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée (figure. 2b) et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée, le réseau est dit bouclé, soit en boucle ouverte, le réseau est alors dit débouclé. Certaines alimentations se font aussi en antenne (poste G, figure.2b) ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes (poste H, figure.2b) [14].

Ces réseaux de répartition à caractère régional fournissent l'énergie aux réseaux de distribution qui sont des réseaux à moyenne tension assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs soit directement, soit après transformation en basse tension. Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables [14].

On peut trouver, selon les pays, des réseaux maillés exploités débouclés, des réseaux à structure radiale (figure I.2d) ou des réseaux à structure arborescente (figure.2c) [14].

D'une façon générale, ce sont les caractéristiques des sources de production, les besoins des utilisateurs et l'expérience d'exploitation qui, ajoutés à des considérations économiques, conduisent à choisir la structure topologique des réseaux.

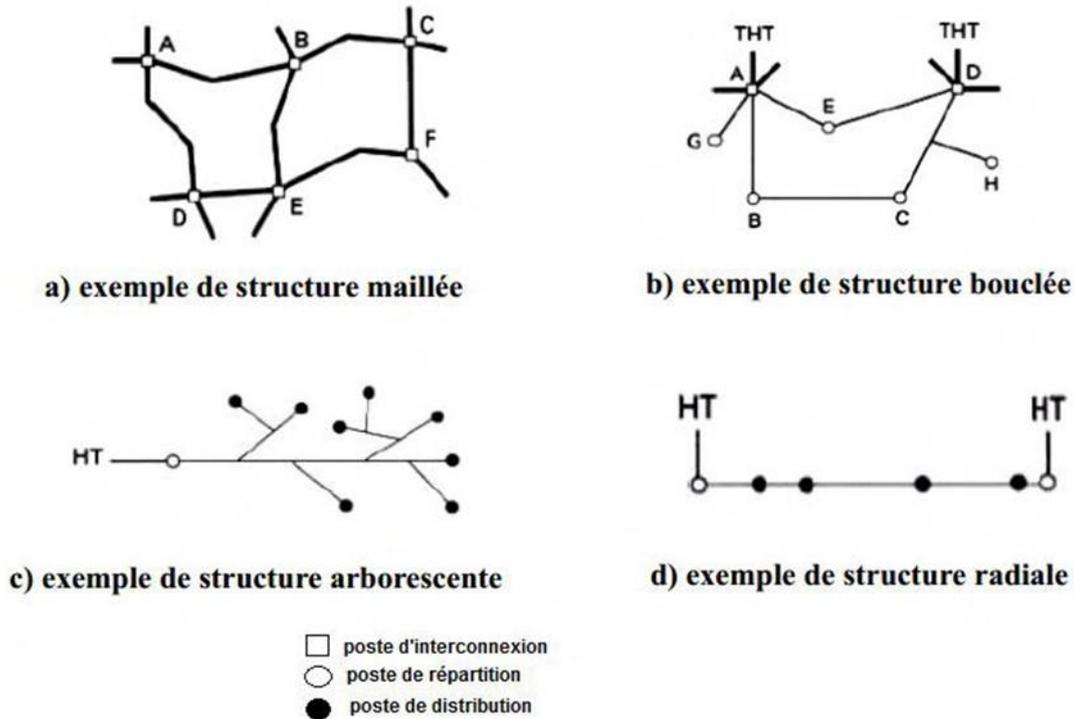


Figure I-2 : Structure des réseaux.

I.5. Postes électriques

I.5.1. Types de postes électriques

On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs types de postes [14] :

- Les postes à fonction interconnexions, 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 ;
- Les postes de transformation, dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs ;
- 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.

Les actions élémentaires inhérentes aux fonctions à remplir sont réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installée dans le poste et qui permet [14] :

- ✓ D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs ;
- ✓ D'assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit grâce aux sectionneurs ;
- ✓ De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

Un ensemble de protections et d'automates contrôle les grandeurs électriques réduites, élaborées par des réducteurs de mesure (tension et courant principalement) et agit sur l'appareillage à haute tension afin d'assurer les conditions d'exploitation pour lesquelles le réseau a été conçu.

Nous retiendrons donc que, par définition, les appareils de coupure, ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propre à un départ, sont regroupés dans une cellule.

Un poste comporte donc autant de cellules que de départs qui sont raccordés à ses jeux de barres.

En outre, les jeux de barres sont susceptibles de constituer plusieurs nœuds électriques par l'ouverture de disjoncteurs ; on appelle alors sommet le jeu de barres où le tronçon de jeu de barres ainsi constitué. Le nombre des sommets d'un poste caractérise ainsi son aptitude à former des nœuds électriques.

I.5.2. Éléments du poste électrique

On peut classer ces éléments en deux majeures parties : éléments primaires (les équipements tension) et les éléments secondaires (équipements basse tension).

Parmi les éléments primaires on peut citer [14] :

- ✓ Transformateur électrique
- ✓ Autotransformateur électrique
- ✓ Disjoncteur à haute tension
- ✓ Sectionneur
- ✓ Sectionneur de mise à terre
- ✓ Parafoudre
- ✓ Transformateur de courant
- ✓ Transformateur de tension
- ✓ Jeux de barres
- ✓ Batteries de condensateurs

Et parmi les éléments secondaires on peut citer :

- ✓ Relais de protection
- ✓ Equipements de surveillance
- ✓ Equipements de contrôle
- ✓ Système de téléconduite
- ✓ Comptage d'énergie
- ✓ Alimentations auxiliaires

I.6. Description des réseaux électriques

I.6.1. Réseau de transport et d'interconnexion

Il est destiné à transporter des quantités importantes de l'énergie électrique sur de longues distances (vu la dispersion géographique entre les lieux de production et les centres de consommation). Le transport de cette énergie électrique vers les postes d'interconnexion s'effectue en très haute tension THT (225 ou 400 kV), avec des lignes en triphasé de type aériennes. Ce réseau est maillé comme le montre la figure I-3 afin de permettre l'interconnexion entre les centrales de production débitant simultanément pour couvrir la consommation.

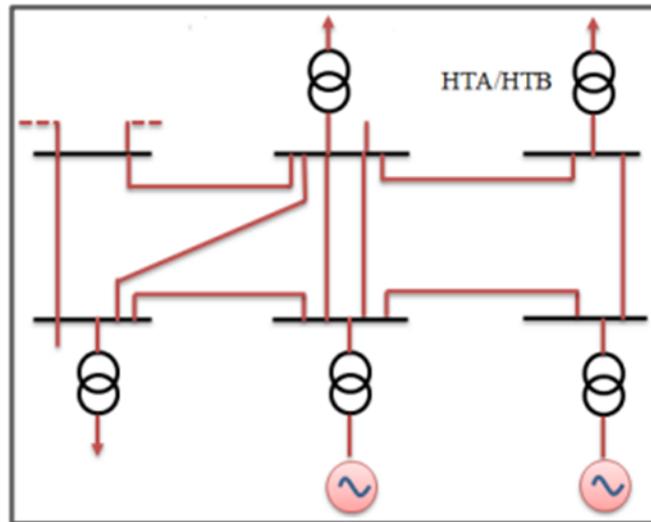


Figure I-3 : Structure maillée d'un réseau de transport.

I.6.2. Le réseau de répartition

Il est destiné à répartir l'énergie électrique sur des distances plus courtes, sa fonction principale est d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation. Il prend sa source dans le réseau de transport à partir des postes d'interconnexion THT/HT (MT) et fournit les gros consommateurs industriels en haute ou moyenne tension, ainsi qu'il répartit les puissances dans les différentes régions rurales et urbaines. La structure de ces réseaux est généralement de type aérienne (parfois souterraines à proximité des sites urbains). Les tensions sur ce réseau sont comprises entre 25 KV et 275 KV.

I.6.3. Réseau de distribution MT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation (postes de distribution publiques MT/BT et postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation). La structure est de type aérienne ou souterraine. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre quelques kilovolts et 40 kV.

I.6.4. Réseau de livraison BT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution HT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique. Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérienne ou souterraine, est souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V.

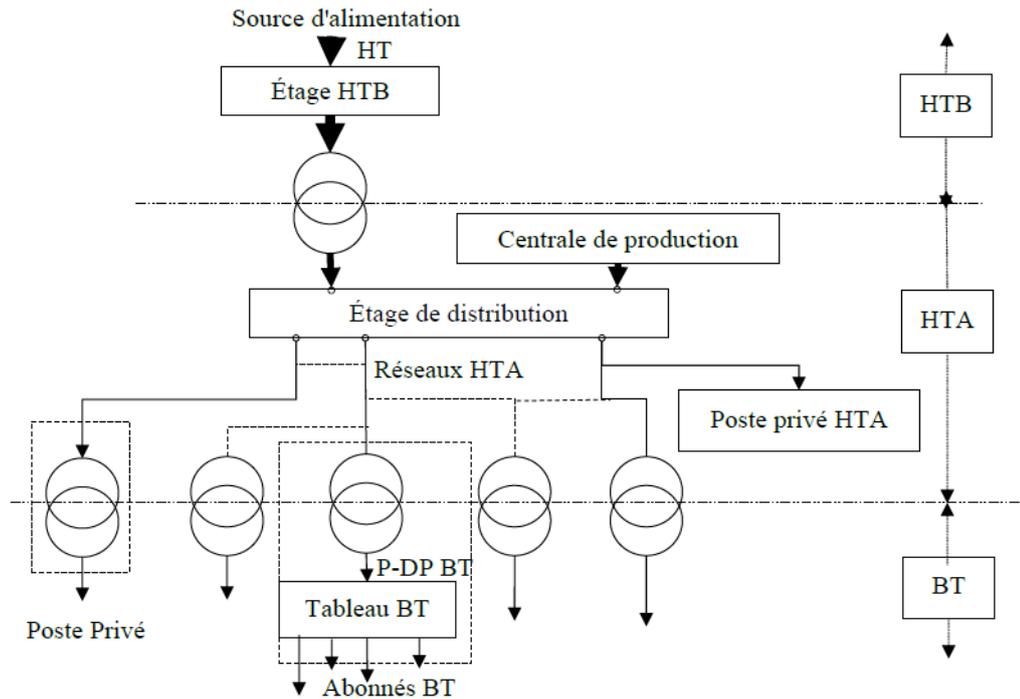


Figure I-4 : Structure générale d'un réseau de distribution.

I.7. Distribution de l'énergie électrique

Elle consiste à choisir le mode pertinent pour canaliser l'énergie électrique aux différents récepteurs (charges) notamment les consommateurs industriels à partir des sources ou des postes de transformation. Il existe 3 modes de distribution en basse tension à savoir :

- Distribution radiale ;
- Distribution en boucle ;
- Distribution en peigne ;

I.7.1. Distribution radiale

La distribution radiale est la plus employée et la plus conseillée pour toute installation industrielle basse tension car elle permet d'assurer une bonne continuité de service, une exploitation facile du matériel et sans oublier le facteur économique [15].

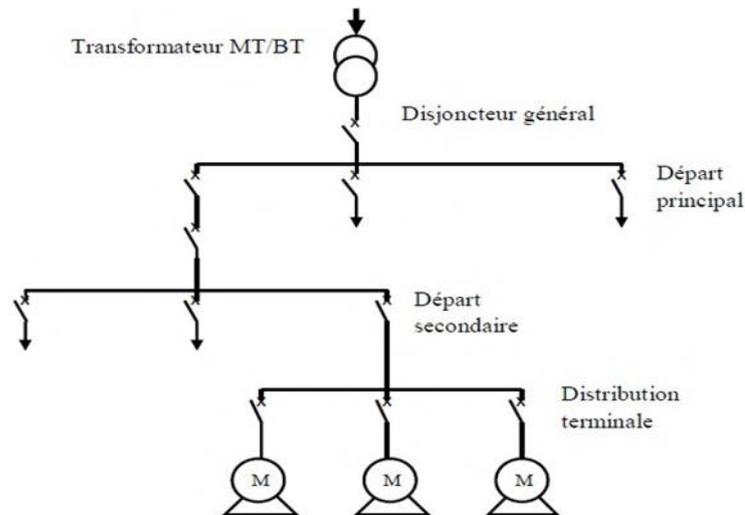


Figure I-5 : Distribution radiale.

I.7.1.1. Avantages

- Simplicité de réalisation ;
- Localisation facile des défauts ;
- Lors d'un défaut, seul le circuit concerné est mis hors service ;
- Réalisation économique.

I.7.1.2. Inconvénients

- Lors d'un défaut enregistré en amont d'un circuit, il affecte automatiquement les circuits en aval ;
- Continuité de service limitée.

I.7.2. Distribution en boucle

La distribution en boucle n'est pratiquement pas exploitée. Utilisée rarement pour les installations domestiques.

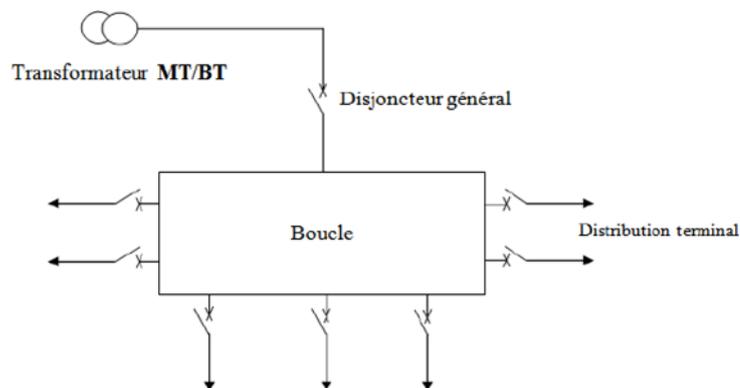


Figure I-6 : Distribution en boucle.

I.7.2.1. Avantages

- Réduction des pertes Joule ;
- Un seul dispositif de protection par boucle, dans le cas d'un défaut, le courant circule dans un autre sens.

I.7.2.2. Inconvénients

- Connexions spéciales aux dérivations (ne pas couper la boucle) ;
- Chaque dérivation peut au maximum alimenter deux circuits d'utilisation ;
- Répartition difficile des intensités ;
- Difficulté de la sélection de la protection.

I.7.3. Distribution en peigne

Cette forme de distribution est utilisée fréquemment dans des installations à puissance faible et peu étendu.

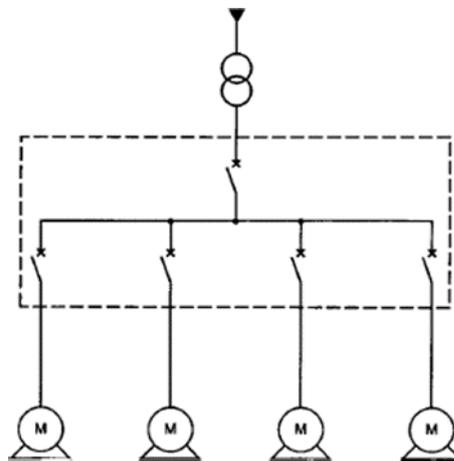


Figure I-7 : Distribution en peigne.

I.7.3.1. Avantages

- Dans le cas d'un défaut autre que celui du câble principal, seul le circuit en défaut sera coupé.

I.7.3.2. Inconvénients

- Il se compose d'un grand nombre de circuits séparés, donc de grandes longueurs de lignes et par conséquent, une surabondance de cuivre ;
- Les caractéristiques de l'appareillage de protection (niveau 2) doivent être surdimensionnées.

I.8. Les types de lignes électriques

Il existe plusieurs facteurs qui nous guident vers le choix idéal de la ligne électrique, à savoir :

- Puissance active à transporter.
- Distance de transport.
- Coût.
- Esthétique, encombrement et facilité d'installation.

Nous distinguons quatre types de lignes :

I.8.1. Lignes de distribution à basse tension

Ce sont des lignes basse tension qui acheminent l'électricité vers les consommateurs BT. Avec une tension comprise entre 230 et 400 volts. Pour alimenter les moteurs, cuisinière, lampes....

I.8.2. Lignes de distribution à moyenne tension

C'est les lignes qui relient les clients MT aux postes de transformation HT/MT de la compagnie d'électricité. Leur tension est comprise entre 1 kV et 50 kV.

I.8.3. Lignes de distribution à haute tension

Les lignes haute tension qui acheminent l'électricité sur des distances plus courtes et relient les régions et les agglomérations entre elles, à des tensions comprises entre 50 KV et 150 KV.

I.8.4. Lignes de distribution à très haute tension

Les lignes THT permettent de transporter des quantités d'électricité très importantes sur de longues distances avec des pertes minimales. Elles relient les régions et les pays entre eux et alimentent directement certaines grandes zones industrielles. Elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 765 KV.

I.9. Le régime du neutre

Une installation électrique de qualité doit répondre à toutes les mesures de sécurité, aussi bien pour la protection des équipements de l'installation que pour le personnel actif en assurant la continuité d'exploitation.

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

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

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

Dans un réseau, le régime du neutre joue un rôle très important. Lors d'un défaut d'isolement, ou de la mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre [3].

I.9.1. Les différents types de régimes du neutre

On distingue différents modes de raccordement du point neutre à la terre [4] :

- Le neutre directement mis à la terre
- Le neutre isolé, ou fortement impédant
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance
- Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance
- Le neutre mise à la terre par l'intermédiaire d'une réactance accordée (bobine de Petersen)

I.9.2. Régime du neutre et schémas de liaison à la terre utilisés en basse tension

En basse tension, le régime du neutre et les schémas de liaison à la terre sont régis par les normes CEI 364 et NFC 15-100. Trois schémas sont pris en considération. Chaque schéma est défini par deux termes [4].

La première lettre définit la position du point neutre par rapport à la terre [4] :

T : liaison directe du point neutre à la terre.

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

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

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

N : les masses sont reliées directement au conducteur neutre.

I.9.2.1. Schéma de liaison à la terre IT (neutre isolé ou impédant)

Le neutre est isolé ou relié à la terre par une impédance de valeur élevée (première lettre I). Une impédance de 1700Ω 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.

L'installation d'un limiteur de surtensions entre le point neutre du transformateur HT/BT et la terre est obligatoire. Si le neutre n'est pas accessible, le limiteur de surtension est installé entre une phase et la terre. Il protège le réseau basse tension contre les élévations de tension résultant d'un amorçage entre les enroulements haute tension et basse tension du transformateur [4].

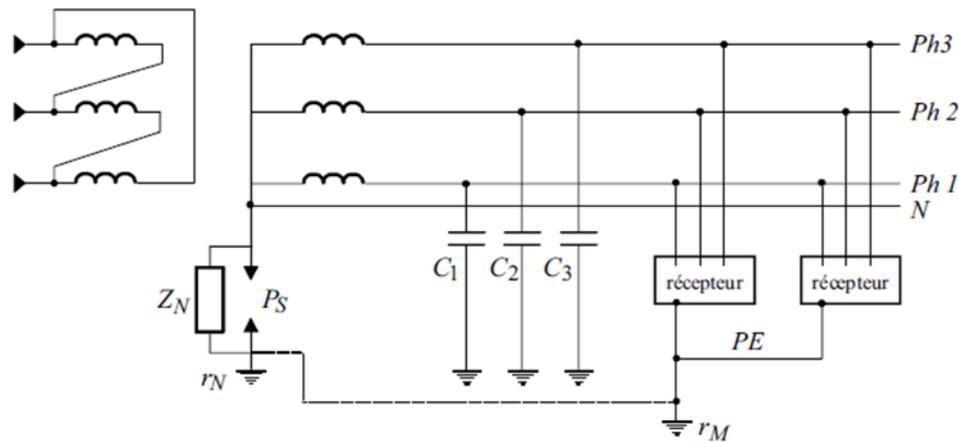


Figure I-8 : Neutre isolé ou impédent (schéma IT) en basse tension.

I.9.2.2. Schéma de liaison à la terre TT (neutre mis directement à la terre)

Le point neutre est relié directement à la terre (première lettre T). Les masses des récepteurs sont interconnectées, soit tous ensemble, soit par groupes, soit individuellement et sont reliées à la terre (deuxième lettre T). La protection est assurée au moyen de dispositifs différentiels résiduels. Toutes les masses protégées par le même dispositif de protection doivent être reliées à la terre [4].

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

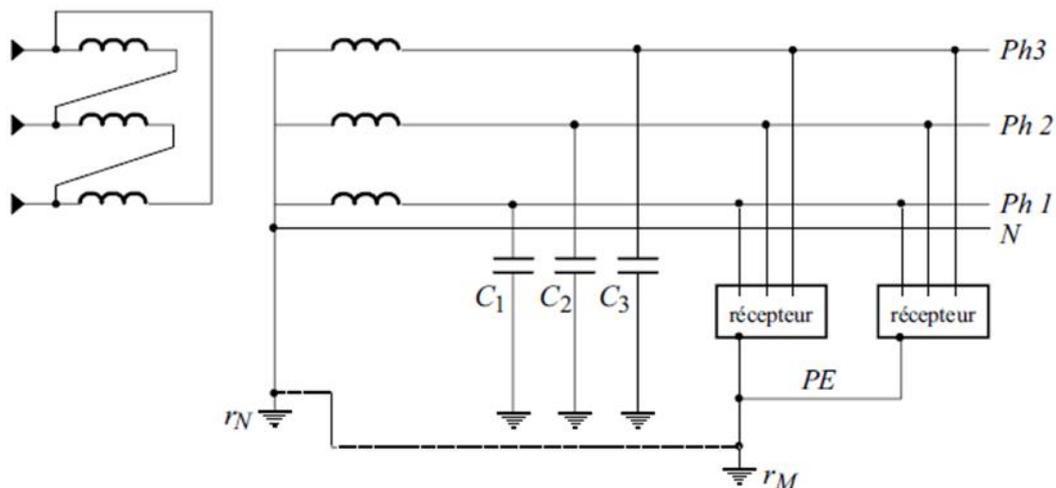


Figure I-9 : Neutre mis directement à la terre (schéma TT).

I.9.2.3. Schéma de mise à la terre TN (mise au neutre)

Dans ce cas le point neutre est directement relié à la terre (première lettre T).

Les masses des récepteurs sont connectées au conducteur neutre (deuxième N).

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

A. Schéma TNC

Les conducteurs de neutre et de protection sont confondus en un seul conducteur appelé PEN. Le schéma est identifié par une troisième lettre appelée C (voir figure I-10).

Il est recommandé de relier le conducteur PEN régulièrement à la terre afin de limiter son niveau de potentiel par rapport au sol.

Ce schéma est interdit pour les sections inférieures à 10 mm² cuivre et 16 mm² aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est également interdit un montage en aval d'un schéma TNS (norme C 15-100) [4].

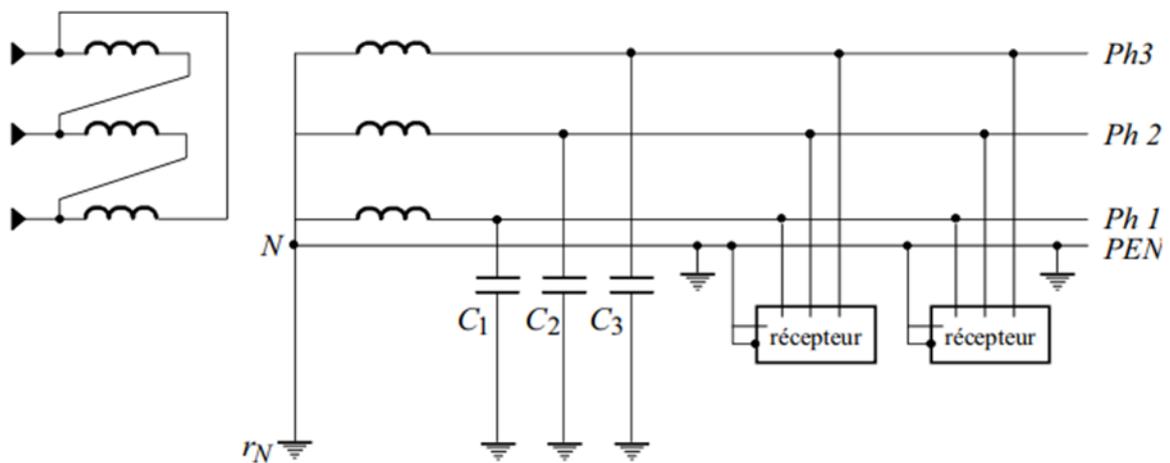


Figure I-10 : Schéma TNC.

B. Schéma TNS

Le conducteur de neutre et le conducteur de protection sont séparés. Le schéma est alors identifié par la troisième lettre S et noté TNS (voir figure I-11).

Des prises de terre doivent être réparties uniformément le long du conducteur de protection.

En TN, ce schéma est obligatoire pour des sections inférieures à 10 mm² cuivre ou 16 mm² aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est interdit en amont d'un schéma TNC [4].

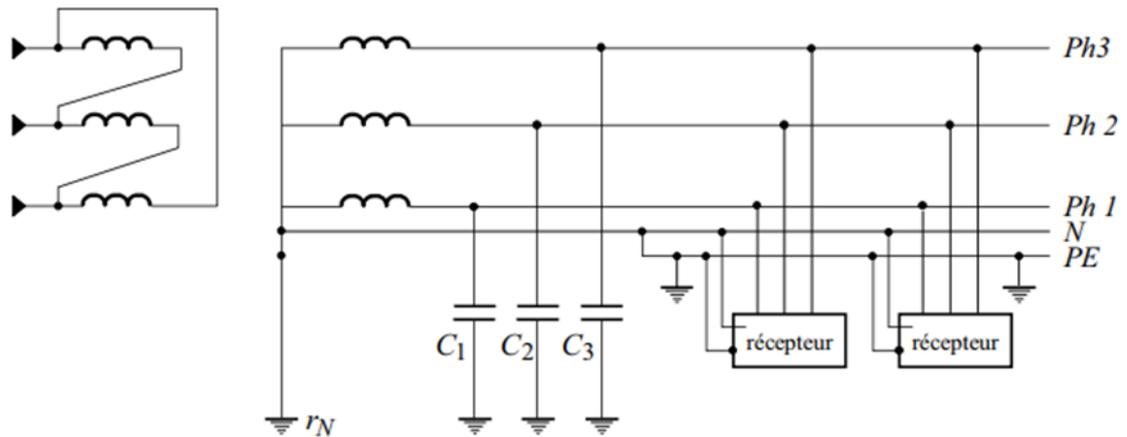


Figure I-11 : Schéma TNS.

I.10. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné une vue générale sur les réseaux électriques ainsi que leur intégration dans l'exploitation de l'énergie électrique, où nous avons abordé leurs différentes structures et modes d'acheminement de l'énergie électrique, et les différents modes de distribution.

Nous avons aussi parlé du régime du neutre et les types exploités dans les installations industrielles.

Chapitre II

II. Deuxième chapitre : Méthodologie de calcul d'une installation industrielle

II.1. Introduction

L'installation industrielle est une réalisation plutôt complexe et requiert une attention bien plus particulière. Pour bien réussir une installation, il est donc nécessaire de respecter une méthodologie de travail bien précise. L'étude d'une installation industrielle en basse tension consiste à déterminer :

- La puissance nécessaire à la source d'énergie (transformateur, groupe électrogène...)
- Les canalisations (nature et section des câbles)
- Les appareils de protection.

Cette opération nécessite une excellente préparation technique de l'ensemble des équipements afin de ne pas compromettre le bon fonctionnement des machines et des unités de production.

II.2. Elaboration du bilan de puissance

C'est l'étape initiale dans le calcul d'une installation industrielle, il consiste à estimer la valeur maximale de la puissance d'utilisation que devra fournir le distributeur d'énergie électrique en prenant compte des puissances des récepteurs électriques compris dans le réseau.

La réalisation d'un bilan de puissance se fait étape par étape comme suit [1] [2] :

- Réalisation d'un schéma unifilaire.
- Recueil des puissances des récepteurs.
- Application des coefficients de correction (utilisation, simultanéité et extension).
- Calcul de la puissance totale d'utilisation en (KVA).

II.2.1. Détermination de la puissance d'utilisation

Afin de déterminer la puissance d'une installation, il est nécessaire de déterminer d'abord la puissance et la localisation des puissances suivantes :

II.2.1.1. Puissance installée (P_n)

C'est la puissance nominale, souvent marquée sur la plupart des fiches techniques des appareils ou plaques signalétiques. La puissance nominale n'est pas toujours la puissance réellement consommée par le récepteur (dans le cas d'un moteur, elle est considérée comme la puissance de sortie dans son arbre)

II.2.1.2. La puissance absorbée (Pa)

La puissance absorbée « Pa » d'un récepteur est obtenue en divisant sa puissance nominale sur son rendement.

$$Pa = \frac{Pn}{\eta}$$

Pn : puissance installée en w

η : rendement= P sortie/P entrée

Pa : puissance absorbée en kW

II.2.1.3. Puissance d'utilisation (Pu)

La puissance d'utilisation est obtenue à partir de la puissance absorbée après l'application des facteurs d'utilisation et de simultanéité, permettant de définir la puissance active réellement absorbée par chaque récepteur.

Elle est donnée par la formule suivante :

$$Pu = Pa \times Ks \times Ku \times Ke$$

Pa : puissance absorbée (KVA)

Ku : facteur d'utilisation

Ks : facteur de simultanéité

Ke : facteur d'extension

II.2.2. Les différents facteurs de corrections

Il existe 3 facteurs de correction :

II.2.2.1. Facteur d'utilisation Ku

Dans une installation industrielle, on suppose que les récepteurs ne soient jamais utilisés à plein puissance. On introduit alors le facteur d'utilisation.

A défaut de précision on prend :

Pour les moteurs $Ku=0.75$

Pour l'éclairage $Ku=1$

II.2.2.2. Facteur de simultanéité Ks

Tous les récepteurs installés ne fonctionnent pas simultanément.

Le facteur de simultanéité s'applique à chaque regroupement de récepteurs (exemple au niveau d'un tableau général, d'un coffret divisionnaire, ...). La détermination de ces facteurs de simultanéité

implique la connaissance détaillée de l'installation et ses conditions d'exploitation. On ne peut pas donc donner des valeurs précises applicables à tous les cas.

Les valeurs des tableaux suivants peuvent être utilisées :

Tableau II-1 : Facteur de simultanéité selon le type de récepteur.

Utilisation	Facteur de simultanéité
Eclairage	1
Chauffage et conditionnement d'air	1
Prise de courant	0.1 à 0.2 (pour un nombre n > 20)

Tableau II-2 : Facteurs de simultanéité selon le nombre de récepteurs.

Nombre de conducteurs	Facteur de simultanéité
2 et 3	0.9
4 et 5	0.8
6 à 9	0.7
10 et plus	0.6

II.2.2.3. Facteurs tenant compte des prévisions d'extinction K_e

La valeur du facteur K_e doit être estimée suivant les conditions prévisibles d'évolution de l'installation, il est au moins égal à 1.

A défaut de précision, la valeur de 1.2 est souvent attribuée.

II.3. Calcul des sections des câbles

Un choix correct des sections des câbles dans une installation industrielle nous permet d'éviter l'échauffement du conducteur et les chutes de tension notamment dans le cas d'un câble à faible section.

La loi de POUILLET pour le calcul d'une résistance R , nous permet de bien choisir la section de câble adéquate :

$$R = \rho \cdot L / S$$

ρ : Résistivité électrique du matériau [$\Omega \cdot m$]

L : Longueur de câble [m]

S : Section de câble [mm^2]

La résistance d'un câble R est inversement proportionnelle à sa section S . Ainsi, une section trop importante peut entraîner un problème de poids et de coût.

II.3.1. Câbles

Un conducteur isolé est un ensemble formé d'une âme conductrice et de son enveloppe isolante. L'enveloppe isolante est souvent recouverte par une couche colorée soit monochrome ou bicolore en fonction de la normalisation [5].

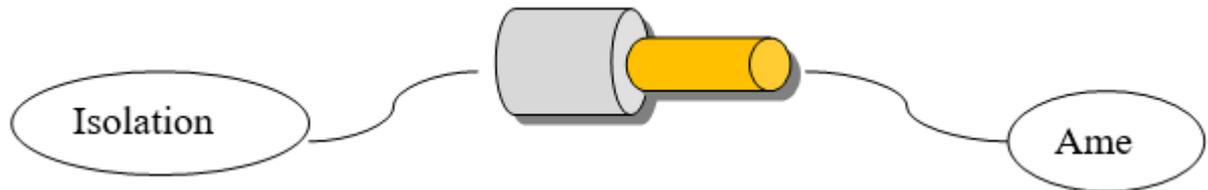


Figure II-1 : Câble.

II.3.1.1. Types de câbles

A. Câble unipolaire

Un câble unipolaire est un conducteur isolé comportant une ou plusieurs gaines de protection, souvent utilisées à partir d'une section. Lorsque la section est relativement importante, il devient plus difficile de cintrer un ensemble de conducteurs. [5]

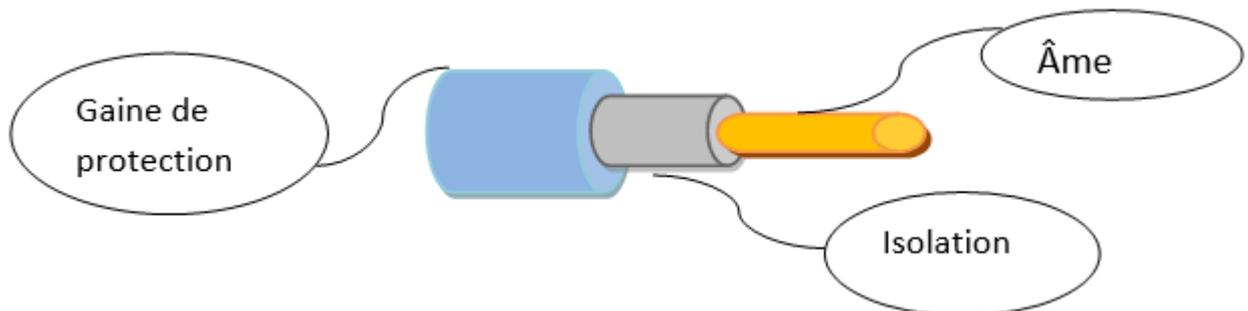


Figure II-2 : Câble unipolaire.

B. Câble multipolaire

C'est un ensemble de conducteurs électriquement distincts qui comportent une gaine protectrice commune [5].

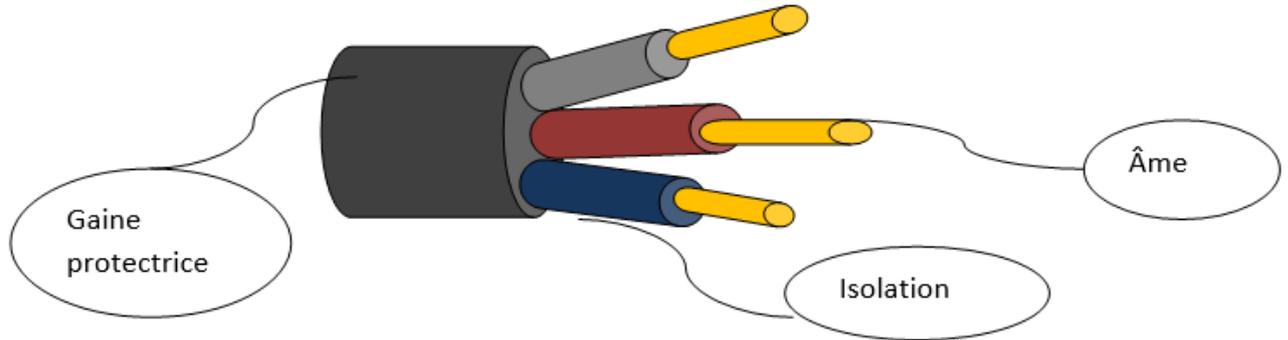


Figure II-3 : Câble multipolaire.

II.3.2. Les étapes de calcul de section

Première étape [4] :

À partir de la puissance d'utilisation, on calcule le courant maximal d'emploi I_B , et on déduit le courant assigné I_n du dispositif de protection.

On calcule le courant de court-circuit maximal I_{cc} à l'origine du circuit et on déduit le pouvoir de coupure PDC du dispositif de protection.

Deuxième étape [4] :

La détermination du facteur global de correction en tenant compte de :

- Mode de pose.
- Type de câble à installer.
- La température ambiante.
- La nature de l'isolant.
- L'intensité nominale du courant d'emploi I_B .
- La nature du sol (pour le câble enterré).

A partir du courant assigné I_n et du facteur de correction global, on choisit la section minimale du conducteur.

Troisième étape [4] :

- Vérification de la chute de tension maximale à partir du courant admissible, de la nature du réseau et de la longueur du câble.
- Vérification de la tenue des conducteurs à la contrainte thermique en cas de court-circuit.

II.3.3. Détermination du courant d'emploi I_B

Le courant d'emploi I_B au niveau des circuits terminaux, est le courant qui correspond à la puissance apparente des récepteurs.

Dans le cas d'une alimentation individuelle d'un appareil, le courant I_B sera égal au courant assigné de l'appareil alimenté. Par contre, si la canalisation alimente plusieurs appareils, le courant I_B sera égal à la somme des courants absorbés, en tenant compte des facteurs d'utilisation et de simultanéité de l'installation [1] [4].

$$I_B = P_u \cdot a \cdot K_u \cdot K_s \cdot K_e \cdot e$$

I_B : Courant maximal d'emploi [A]

P_u : Puissance utile du récepteur [kW]

K_u : Facteur d'utilisation des appareils

K_s : Facteur de simultanéité

K_e : Facteur tenant compte des prévisions d'extension

e : Facteur de conversion des puissances en intensités

a : Facteur tenant compte du facteur de puissance et du rendement

$$a = \frac{1}{\eta * fp}$$

η : Rendement

fp : Facteur de puissance

En monophasé : $e = \frac{1000}{v}$

En triphasé : $e = \frac{1000}{\sqrt{3}u}$

II.3.4. Courants admissibles dans les canalisations

C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice pour sa durée de vie, Pour déterminer ce courant, il faut procéder de la façon suivante [1] :

- Définir le mode de pose, son numéro et sa lettre de sélection associée.
- À partir des conditions d'installation on détermine les valeurs des facteurs de correction qui doivent être appliquées.
- Calculer le facteur de correction global f égal au produit des facteurs de correction.
- Déterminer le courant maximal I_0 admissible par la canalisation dans les conditions standards.
- Calculer le courant maximal admissible par la canalisation en fonction des conditions d'installations.

II.3.4.1. La procédure de calcul du courant admissible [4]

A. Mode de pose f_0

Les tableaux n°01 à n°04 dans l'annexe indiquent les principaux modes de pose utilisés dans les réseaux industriels.

Pour chaque mode de pose sont indiqués :

- Son numéro et sa lettre de sélection associés.
- Les facteurs de correction à appliquer.

Le facteur f_0 correspond au mode de pose.

B. Facteurs de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C

Lorsque la température ambiante diffère de 30 °C, le coefficient de correction à appliquer est donné par la formule suivante :

$$F_1 = \sqrt{\frac{\theta_p - \theta_0}{\theta_p - 30^\circ}}$$

θ_p : température maximale admise par l'isolant en régime permanent °C.

θ_0 : température ambiante de l'air °C.

Les valeurs de F_1 sont indiquées dans le tableau N 05 pour les différentes valeurs de θ_p et θ_0 dans l'annexe.

C. Facteurs de correction pour les températures du sol différentes de 20 °C

Pour des températures de sol qui diffère de 20 °C on applique le coefficient de correction donné par la formule suivante :

$$F_2 = \sqrt{\frac{\theta_p - \theta_0}{\theta_p - 30^\circ}}$$

θ_p : température maximale admise par l'isolant en régime permanent °C.

θ_0 : température ambiante du sol °C.

Les valeurs de F_2 sont données dans le tableau N 06 pour les différentes valeurs de θ_p et θ_0 dans l'annexe.

D. Facteurs de correction pour les canalisations enterrées, en fonction de la résistivité thermique du sol F_3

La résistivité thermique du sol dépend de la nature et de l'humidité du terrain. Le facteur de correction à appliquer selon la résistivité du sol est donné par le tableau N°07 de l'annexe.

E. Facteurs de correction pour groupement de plusieurs câbles multiconducteurs ou groupes de câbles mono-conducteurs F4

Les circuits ou les câbles peuvent être :

- Jointifs ; il faut alors appliquer le facteur de correction F4 (voir le tableau N°08 de l'annexe).
- Disposés en plusieurs couches ; il faut alors appliquer le facteur de correction F5 (voir le tableau N°09 de l'annexe).
- A la fois jointifs et disposés en plusieurs couches, il faut alors appliquer le produit des facteurs de correction F4 et F5.

F. Facteurs de correction en fonction du nombre de conduits dans l'air et de leur disposition

F₆ (voir le tableau N°10 de l'annexe).

G. Facteurs de correction en fonction du nombre de conduits enterrés ou noyés dans le béton et de leur disposition

F₇ (voir tableau N°11 de l'annexe).

H. Facteurs de correction pour conduits enterrés non jointifs disposés horizontalement ou verticalement à raison d'un câble ou d'un groupement de 3 câbles mono conducteurs par conduit

F₈ (voir le tableau N°12 de l'annexe).

I. Facteurs de correction dans le cas de plusieurs circuits ou câbles dans un même conduit enterré

F₉ (voir le tableau N°13 de l'annexe)

J. Facteurs de correction pour groupement de plusieurs câbles posés directement dans le sol, câbles mono conducteurs ou multiconducteurs disposés horizontalement ou verticalement

F₁₀ (voir le tableau N°14 de l'annexe).

II.3.4.2. Courant admissible par les canalisations dans les conditions standards pour les lettres de sélection B, C, E, F

Les courants admissibles par les canalisations indiquée dans le tableau N°15 de l'annexe, sont valables pour des circuits simples constitués d'un nombre et types différents de conducteurs.

II.3.4.3. Courant admissible par les canalisations enterrées dans les conditions standards pour la lettre de sélection D

Dans le tableau N°16 de l'annexe sont indiquées les valeurs du courant admissible par les canalisations enterrées.

II.4. Détermination de la chute de tension

L'impédance d'une canalisation est faible mais non nulle, lorsqu'elle est traversée par le courant d'emploi, il y a une chute de tension entre son origine et son extrémité. Or le bon fonctionnement d'un récepteur est conditionné par la tension à ses bornes.

Il est donc nécessaire de limiter les chutes de tension en ligne par un dimensionnement correct des canalisations d'alimentation. La limite maximale de la chute de tension varie d'un pays à l'autre [5].

Les valeurs typiques des installations BT sont données par le tableau suivant :

Tableau II-3 : Chutes de tension admissibles dans les réseaux BT.

Type d'installation	Eclairage	Autres usages
Alimentation depuis le réseau BT de distribution publique	3%	5%
Alimentation par un poste privé MT/BT	6%	8%

Lorsque la chute de tension est supérieure aux valeurs du tableau ci-dessus, il est nécessaire d'augmenter la section de certains circuits afin de revenir dans les domaines de tolérance [5].

Tableau II-4 : Formules de calcul de la chute de tension.

Circuit	Chute de tension	
	(En V)	(En %)
Monophasée : deux phases	$\Delta u = 2 \times I_b \times (R \times \cos\theta + X \times \sin\theta)$	$\frac{\Delta u}{u}$
Monophasée : phase et neutre	$\Delta u = I_b \times (R \times \cos\theta + X \times \sin\theta)$	$\frac{\Delta u}{v}$
Triphasé équilibré	$\Delta u = \sqrt{3} \times I_b \times (R \times \cos\theta + X \times \sin\theta)$	$\frac{\Delta u}{u}$

II.5. Détermination des courants courts-circuits I_{cc}

Un court-circuit définit un contact entre deux conducteurs de polarités différentes. Aucun récepteur n'est alors raccordé au générateur et seule la résistance des conducteurs limite ce courant, celui-ci peut très rapidement atteindre plusieurs milliers d'ampères.

La protection contre les courants de courts-circuits devient alors nécessaire dans toute installation électrique et ceci, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond généralement à un changement de section des conducteurs.

L'intensité du courant de court-circuit est calculée aux différents étages de l'installation pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou couper ce courant de défaut [6].

II.5.1. Types de court-circuit et leur méthode de calcul

On distingue généralement 4 types de court-circuit :

II.5.1.1. Court-circuit triphasé

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases, donné par la relation suivante :

$$I_{cc3} = \frac{u/\sqrt{3}}{Z_{cc}}$$

U : tension composée entre phases en V

Z_{cc} : impédance équivalente en Ω

$$\text{Avec } Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}$$

∑R : somme des résistances en série

∑X : somme des réactances en série

II.5.1.2. Court-circuit biphasé isolé

C'est le défaut qui correspond à la réunion de deux phases alimentées sous une tension composée U, donnée par la relation suivante :

$$I_{cc2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cc3}$$

II.5.1.3. Court-circuit monophasé isolé

C'est le défaut qui correspond à la réunion d'une phase avec neutre, alimenté sous une tension simple V, donnée par la relation suivante :

$$I_{cc1} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{ln}}$$

Z_{ln} : impédance du neutre en Ω

II.5.1.4. Court-circuit à la terre

Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire Z_h, sauf en présence de machines tournantes où l'impédance homopolaire se trouve réduite, l'intensité du courant débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé.

II.5.2. Effets de court-circuit sur le circuit

On dénombre trois [7] :

- Échauffement très important en raison de l'intensité du courant très élevée.
- Apparition d'arc électrique qui peut provoquer un incendie ou une explosion.
- Effets électrodynamiques puissants et destructeurs en distribution.

II.5.3. Protections contre les courts-circuits

Elle est assurée par les disjoncteurs, les cartouches fusibles ou bien encore par des relais magnétiques.

Dans tous les cas, ces dispositifs doivent réagir très rapidement pour limiter les dégâts : ils possèdent un pouvoir de coupure (PDC) élevé et en rapport avec la puissance du générateur.

II.6. Choix des dispositifs de protection

Dans les installations industrielles, la continuité de la distribution de l'énergie électrique aux différents récepteurs exige un dimensionnement correct de chaque partie de l'installation, malgré cela, un certain nombre d'incidents restent inévitable :

- ✓ Surtensions et coup de foudre
- ✓ Surcharge
- ✓ Fausses manœuvres
- ✓ Vieillessement et détérioration des isolants
- ✓ Conditions anormales de fonctionnement.

Le rôle des systèmes de protection est d'éviter les conséquences de ces incidents, pour cela ils doivent permettre :

- ✓ D'assurer la protection des personnes contre tout danger électrique
- ✓ Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis les matériels
- ✓ Réduire les tensions induites dans les circuits et canalisations voisines
- ✓ Préserver la stabilité du réseau

II.6.1. Disjoncteur

II.6.1.1. Définition

Un disjoncteur est un appareil de connexion électromécanique qui constitue un élément essentiel du tableau électrique. Il assure, à la fois, la protection des personnes contre d'éventuelles électrisations ou électrocutions, et la protection de l'installation électrique dans laquelle il est raccordé.

II.6.1.2. Types de disjoncteurs

Il existe six types essentiels de disjoncteurs, chaque type assure une protection bien précise :

Tableau II-5 : Les types des disjoncteurs et leurs protections.

Type de disjoncteur	Types de protections
---------------------	----------------------

Disjoncteur magnétothermique	Contre les courts-circuits et les surcharges
Disjoncteur magnétique	Contre les courts circuits
Disjoncteur différentiel	Contre les courts-circuits, les surcharges, et la protection des personnes contre les contacts indirects
Disjoncteur électronique	Contre les courts-circuits et/ou les surcharges Tout dépend de la plage de réglage
Disjoncteur divisionnaire	Des biens et des circuits de l'installation électrique
Disjoncteur thermique	Contre les surcharges

II.6.1.3. Caractéristiques principales du disjoncteur

- **Courant d'emplois I_b** : il s'agit du courant nominal ou maximal de la charge.
- **Courant assigné I_n** : c'est la valeur maximale du courant permanent que peut supporter un disjoncteur équipé d'un déclencheur à une température ambiante précisé par le constructeur
- **Courant de réglage I_r** : c'est le courant maximal que peut supporter le disjoncteur, sans déclenchement. Cette valeur doit être supérieure au courant d'emploi I_b et inférieure au courant admissible dans la canalisation
- **Tension assignée d'emploi U_e** : c'est la tension auquel l'appareil peut être utilisé
- **Pouvoir de coupure I_{cu} ou I_{cn}** : c'est la plus grande intensité du court-circuit qu'un disjoncteur peut interrompre sous une tension donnée.

II.6.1.4. Règles de choix d'un disjoncteur

Pour assurer le bon choix du disjoncteur, il faut vérifier les conditions suivantes [9] :

- ✓ $I_b \leq I_r \leq I_z$
- ✓ $I_m \leq 1.45 \times I_z$
- ✓ $I_m \leq 1.30 \times I_r$

Le pouvoir de coupure (PDC) doit être supérieur ou égale à l'intensité de courant de court-circuit maximale triphasé (I_{cc3}) en son point d'installation $PDC \geq I_{cc}$.

II.6.2. Protection par fusible

II.6.2.1. Définition

Un fusible est un appareil de connexion dont la fonction est d'ouvrir un circuit par la fusion d'un élément calibré. Dans les conditions normales de fonctionnement, le fusible doit assurer le rôle de conduction et, lors de l'apparition du défaut électrique, il assure le rôle de coupure [8].

II.6.2.2. Rôle

Le rôle d'un 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 [8].

Les cartouches fusibles sont, en raison de leur simplicité et de leur faible cout d'investissement, les plus répandues de tous les appareils de protections [8].

II.6.2.3. Caractéristique d'un fusible

- ✓ **Calibre** : c'est le courant qui peut le traverser en permanence sans anomalie.
- ✓ **Tension nominale U_n** : c'est la tension maximale pour laquelle le fusible peut être installé (250 400 500 ou 600).
- ✓ **Courant de fusion I_f** : c'est la valeur du courant qui provoque la fusion de la cartouche avant la fin du temps conventionnel.
- ✓ **Courant de non fusion I_{nf}** : c'est la valeur du courant qui peut être supportée par le fusible pendant un temps conventionnel sans foudre.
- ✓ **Pouvoir de coupure** : c'est le courant maximal qu'un fusible peut couper sans que la tension de rétablissement ne provoque un réamorçage de l'arc. Les fusibles possèdent des PDC qui varient de 80A à 170KA.

II.6.2.4. Types de fusibles

Les différents types de cartouches fusibles sont définis dans le tableau suivant :

Tableau II-6 : Les types de fusibles.

Type	Usage
Cartouche Gf	Domestique
Cartouche Gg	Industriel (éclairage, fours...)
Cartouche Am	Industriel (moteur)
Cartouche Ad	Accompagnement disjoncteur
Cartouche Ur	Électronique

II.7. Sélectivité des protections

C'est la coordination des dispositifs de coupure automatique, de telle sorte qu'un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, soit éliminé par le disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut [12].

II.7.1. Types de sélectivité

On distingue deux types de sélectivité présentés dans la figure II-4.

II.7.1.1. Totale

Pour toutes les valeurs du défaut, depuis la surcharge jusqu'au court-circuit franc, la distribution est totalement sélective si D2 s'ouvre et si D1 reste fermé [12].

II.7.1.2. Partielle

La sélectivité est partielle si la condition ci-dessus n'est pas respectée jusqu'au plein courant de court-circuit, mais seulement jusqu'à une valeur inférieure. Cette valeur est appelée limite de sélectivité.

Dans l'éventualité d'un défaut les disjoncteurs D1 et D2 s'ouvrent [12].

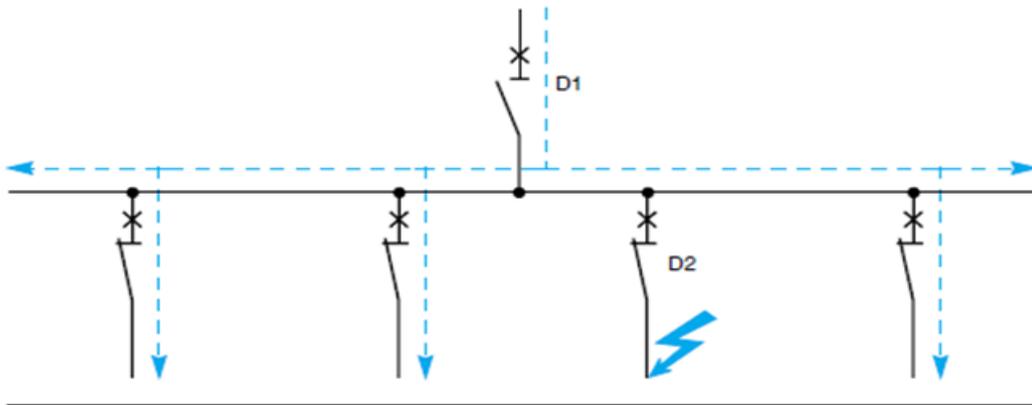


Figure II-4 : Sélectivité totale et partielle.

II.7.2. Moyens de sélectivité

II.7.2.1. Sélectivité chronométrique

Généralement exploitée pour une protection contre les faibles courts-circuits.

Le déclenchement de l'appareil en amont est légèrement temporisé, celui de l'appareil aval est plus rapide. La protection est sélective si le rapport entre les seuils de protection contre les courts-circuits est supérieur ou égale à 1.5A [12].

II.7.2.2. Sélectivité ampérométrique

(Protection contre les surcharges)

La protection est sélective si le rapport entre le seuil de réglage est supérieur à 1.6 [12].

II.7.2.3. Sélectivité énergétique

(Protection contre les courts circuits élevés)

Ce principe associe le pouvoir de limitation exceptionnel des compacts NS et le déclenchement réflexe, sollicité par l'énergie d'arc dissipée par le court-circuit dans l'appareil. Lorsqu'un court-circuit élevé est détecté par deux appareils, l'appareil en aval le réduit très fortement. L'énergie dissipée dans l'appareil amont est insuffisante pour provoquer son déclenchement, il y a sélectivité quel que soit la valeur du court-circuit [12].

II.8. Application de la technique de filiation

La filiation est l'utilisation du pouvoir de limitation des disjoncteurs, elle permet d'installer en aval des disjoncteurs moins performants.

Les disjoncteurs compacts amont jouent alors un rôle de barrière pour les forts courants de court-circuit. Ils procurent ainsi à des disjoncteurs un pouvoir de coupure inférieur au courant de court-circuit présumé (en leur point d'installation) d'être sollicités dans leurs conditions normales de coupure. La limitation du courant se fait tout au long du circuit contrôlé par le disjoncteur limiteur amont, la filiation concerne tous les appareils placés en aval de ce disjoncteur. Elle n'est pas restreinte à deux appareils consécutifs [12].

II.8.1. Utilisation de la filiation

Elle peut se réaliser avec des appareils installés dans des tableaux différents.

Ainsi, le terme de filiation se rapporte d'une façon générale à toute association de disjoncteurs permettant d'installer en un point d'une installation un disjoncteur au pouvoir de coupure inférieur à l'I_{cc} présumé. Bien entendu, le pouvoir de coupure de l'appareil amont doit être supérieur ou égal au courant de court-circuit présumé au point où il est installé. L'association de deux disjoncteurs en filiation est prévue par les normes suivantes [12] :

- ✓ De construction des appareils (IEC 60947-2)
- ✓ D'installation (NF C 15- 100, §434.3.1)

II.8.2. Avantages de la filiation

Grace à la filiation, des disjoncteurs possédants des pouvoirs de coupure inférieurs au courant de court-circuit présumé de l'installation peut être installés en aval de disjoncteur limiteur [12].

II.9. Protection des personnes

Le courant électrique est dangereux, car il constitue une cause relativement fréquente d'accident de travail. Le danger est causé par l'intensité du courant qui traverse le corps humain quand celui-ci est soumis à une tension électrique. Le courant électrique est dangereux à partir de 30mA. Ceci vient du fait que la fréquence utilisée (50Hz) provoque des excitations musculaires violentes [3].

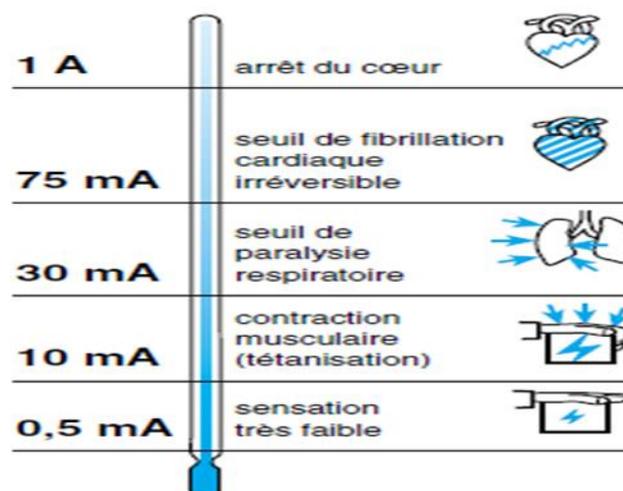


Figure II-5 : Conséquences de passage du courant sur les organes.

II.9.1. Contact direct et indirect avec un conducteur

Il existe deux formes de contact avec un conducteur sous tension, qu'on définit selon la norme NF C 15-100 comme suit [12] :

- **Contact direct** : contact de personnes ou d'animaux domestiques ou d'élevage avec des parties actives.
- **Contact indirect** : contact de personnes ou d'animaux domestiques ou d'élevage avec des masses mises sous tension par suite d'un défaut d'isolement.

II.9.2. Protection contre le contact direct

Ils existent plusieurs moyens de protection contre le contact direct :

- La mise en œuvre des moyens préventifs (isolation des parties actives, barrières ou enveloppes, éloignement ou obstacle pour mise hors de portée).
- La protection complémentaire : dans le cas d'une défaillance au niveau des moyens préventifs, la norme NF C15-100 définit une protection complémentaire qui est l'utilisation des dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR). Ces DDR assurent la protection des personnes en décelant et coupant le courant de défaut dès son apparition [12].

II.9.3. Protection contre le contact indirect

Il existe deux sortes de protection contre les contacts indirects selon la norme NF C 15-100 :

- Protection sans coupure de l'alimentation : elle comporte l'utilisation de la très basse tension, la séparation électrique des circuits, isolation supplémentaire de l'installation.
- Protection par coupure automatique de l'alimentation : elle s'avère nécessaire, car les mesures de protection précédentes ne sont, en pratique que locales.

II.10. Conclusion

Nous avons expliqué dans ce chapitre la méthode à suivre pour la réalisation d'un bilan de puissance tout en respectant les règles et lois de calcul, ainsi que les étapes qui nous permettent d'effectuer le bon choix des éléments d'une installation électrique (section de câble et appareils de protection) afin d'assurer le bon fonctionnement de l'installation et anticiper tout risques de dysfonctionnement.

Chapitre III

III. Troisième chapitre : Qualité de l'énergie électrique

III.1. Introduction

De nos jours, l'exploitation de l'énergie électrique est devenue un sujet très essentiel en termes d'évolutions technologiques notamment industriels. Théoriquement, cette dernière est considérée comme étant parfaite à la sortie des centrales de production ainsi que les organes de distribution (on note les postes électriques), alors qu'en pratique elle subit de nombreuses altérations au cours de son transport généralement sous l'influence des perturbations des installations industrielles, la clientèle mais aussi des incendies qui affectent cette énergie lors de l'utilisation. Par conséquent on parle ici de la qualité de l'énergie électrique (QEE).

La tension subit généralement des perturbations importantes a deux origines [16] :

- *Les perturbations de tension causées par le passage, dans les réseaux électriques, des courants harmoniques, déséquilibres réactifs.*
- *Les perturbations de tension causées par les tensions perturbatrices tels que les tensions harmoniques et déséquilibrées et les creux de tension.*

Les conséquences de ces perturbations peuvent être si nocives sur le réseau électrique bien évidemment sur l'énergie que distribue ce réseau et cela peut créer un dysfonctionnement auprès des équipements qui fonctionnent à base de cette dernière. Mettre en disposition les moyens nécessaires pour une maîtrise de ces contraintes qui s'impose et assurer la continuité du service est devenu une nécessité pour les différents acteurs à qui on affecte cette tâche et apporter des solutions d'améliorations qu'on va mentionner dans ce chapitre.

III.2. Qualité de la tension

Dans le domaine pratique, l'énergie électriques fournis se présente par un système alternatif composé de trois tensions triphasées, cette tension est caractérisée principalement de : l'amplitude, la fréquence, la forme d'onde et la symétrie.

Cependant, on entend parler du terme « qualité de courant » qui se caractérise par les mêmes paramètres que la tension mais aussi rigoureusement lié à la qualité de la tension et la nature des charges alimentées.

III.3. Phénomènes perturbateurs de la QEE

Tous phénomènes internes ou externes au réseau, à qui on attribue la capacité de modifier d'une manière transitoire ou permanente la tension en agissant sur ses paramètres cités en haut. En se basant sur ces paramètres-là, on distingue quatre types de perturbations électriques :

- Les variations de l'amplitude (creux de tension, coupures brèves, Flicker)
- Fluctuations de fréquence
- Les modifications de la forme d'onde (Harmoniques)
- Les dissymétries des systèmes triphasés (déséquilibres)

On peut, en plus, mentionner un type particulier de perturbations difficile à classer parmi les perturbations énumérées dans le paragraphe précédent puisqu'il concerne tout à la fois l'amplitude et les forme d'onde : ce sont les variations transitoires de l'amplitude dont la durée est inférieure à 10 ms [16].

D'une façon générale, quelle que soit la perturbation, les effets peuvent être classés de deux façons différentes [17] :

- **Effets instantanés** : manœuvres intempestives de contacteurs ou d'organes de protection, mauvais fonctionnement ou arrêt d'une machine, l'impact financier de la perturbation est alors directement chiffrable (facteur économique).
- **Effets différés** : pertes énergétiques, vieillissement accéléré du matériel dû aux échauffements et aux efforts électrodynamiques supplémentaires engendrés par les perturbations. L'impact financier est plus difficilement quantifiable.

III.3.1. Variations de fréquence

Généralement, les variations de fréquences sont de très faibles pourcentage (moins de 1 %) ce qui nous conduit à dire que leurs effets ne sont pas si nocifs sur l'ensemble des équipements électriques industriels. Mais elles peuvent être gênantes dans certains petits réseaux isolés ou sur des réseaux renforcés par un groupe électrogène, elles causent des dysfonctionnements du matériel car ils sont conçus à fonctionner dans une norme de fréquence donnée. Selon la norme EN50160 la valeur de la fréquence ne doit pas dépasser une certaine valeur comprise de 50Hz±1.

III.3.2. Variations de tension

Les variations de tension sont des variations de la valeur efficace ou de la valeur crête d'amplitude inférieure à 10 % de la tension nominale. Les fluctuations de tension sont une suite de la variation ou des variations cycliques ou aléatoires de l'enveloppe d'une tension dont les caractéristiques sont sa fréquence et son amplitude. On distingue deux types [17] :

- Les variations lentes de tension qui sont causées par la variation lente des charges connectées au réseau.

- Les fluctuations ou variation rapides de tension qui sont principalement dues à des charges industrielles rapidement variables comme les machines à souder, les fours à arc, les laminoirs.

III.3.3. Creux de tension et coupures brèves

Un creux de tension est une baisse brutale de la tension en un point d'un réseau d'énergie électrique, a une valeur comprise entre 90 % et 10 % de la tension nominale U_n , suivie d'un rétablissement de la tension après un court-laps de temps compris entre 10ms et 1 minute [17].

Il se caractérise par sa profondeur (ΔU) et sa durée (ΔT) et il parvient en monophasé, biphasé ou triphasé suivant la tension des phases.

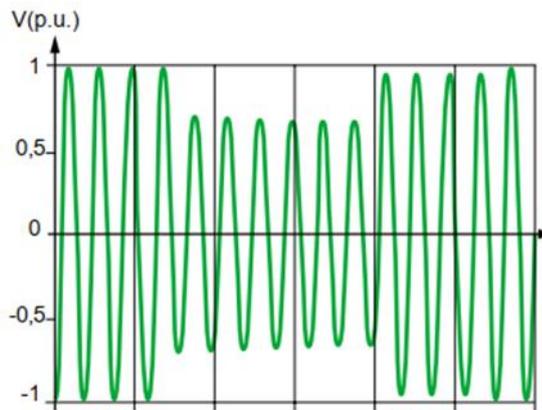


Figure III-1 : Creux de tension.

Une coupure est un cas particulier d'un creux de tension sous forme d'une chute de tension supérieure à 90 % de la tension nominale, elle se caractérise par sa durée qui se varie de 10ms à une minute.

III.3.3.1. Origine

Les creux de tension et les coupures brèves sont principalement causés par des phénomènes conduisant à des courants élevés, ces derniers provoquent à travers les impédances des éléments du réseau une chute de tension d'amplitude d'autant plus faible que le point d'observation est électriquement éloigné de la source de la perturbation [17].

On peut classer son origine en deux catégories principales à partir des différents défauts qui apparaissent sur les réseaux de transport ainsi que ceux de distribution et de l'installation elle-même :

- Le premier provient du fonctionnement des équipements a charge fluctuante ainsi que la mise en service d'appareilles qui font des appels à courant considérables au démarrage qui peut aller jusqu'à 5 ou 6 fois le courant nominal tel que les moteurs asynchrones principalement et aussi les transformateurs et les différents autres moteurs.
- Deuxième origine lié aux phénomènes aléatoires, comme la foudre ou tous les courts-circuits accidentels sur les réseaux de distribution, ou les réseaux internes des clients (défauts d'isolement, blessure de câble, projection de branches sur les lignes aériennes).

III.3.3.2. Effets

Les creux de tension et les coupures peuvent avoir des conséquences néfastes sur le fonctionnement des systèmes électriques qu'ils soient industriels, tertiaires ou domestiques liés au réseau. Ce type de perturbation représente une cause pertinente qui engendre la dégradation de la qualité de l'énergie en allant jusqu'à la dégradation des équipements électriques sensibles voir même causer une destruction totale de ces derniers.

Certains effets sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau III-1 : Conséquences des creux de tension sur quelques équipements électriques.

Types d'équipement	Effets néfastes
Moteurs asynchrones	Ralentissement, décrochage et surintensités et arrêt du procédé.
Moteurs synchrones	Surexcitation, décrochage et arrêt du moteur.
Actionneurs (dispositifs de protection)	Déclenchement et ouverture des contacteurs
Equipements de type informatique	Pertes de données, commandes erronées, arrêt ou panne des appareils.
Machines à vitesse variable	Perte de couple, ralentissement. Surintensité et déséquilibre de courant Perte de contrôle des variateurs à courant continu en fonctionnement onduleur.
Système d'éclairage	Vieillessement des lampes, extinction et réallumage.

III.3.4. Harmoniques et interharmoniques

Quand une fonction périodique ne prend pas une forme purement sinusoïdale, c'est qu'elle contient des harmoniques. D'après la théorie d'un physicien nommé Fourier, tout signal périodique quelle que soit sa forme d'onde, peut se décomposer à des signaux sinusoïdaux ayant des différentes amplitudes et phases, dont la fréquence est un multiple de fréquence du fondamentale. Les harmoniques, comme illustre la figure III-2, sont des tensions ou des courants qui se manifestent dans les exploitations électriques sous forme des fréquences qui sont multiples de la fréquence fondamentale.

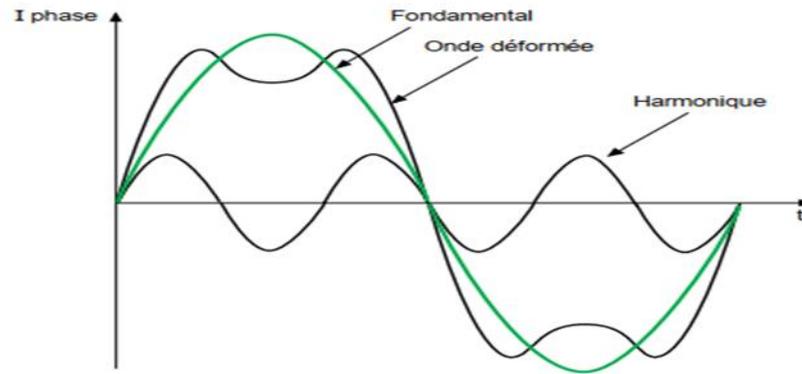


Figure III-2 : Représentation temporelle d'une onde déformée.

Les harmoniques proviennent principalement des charges non linéaires dont la caractéristique est d'absorber un courant qui n'a pas la même forme que la tension qui les alimente. Ce courant est riche en composantes harmoniques dont le spectre sera en fonction de la nature de la charge. Ces courants harmoniques circulant à travers les impédances du réseau créent des tensions harmoniques qui peuvent perturber le fonctionnement des autres utilisateurs raccordés à la même source [17].

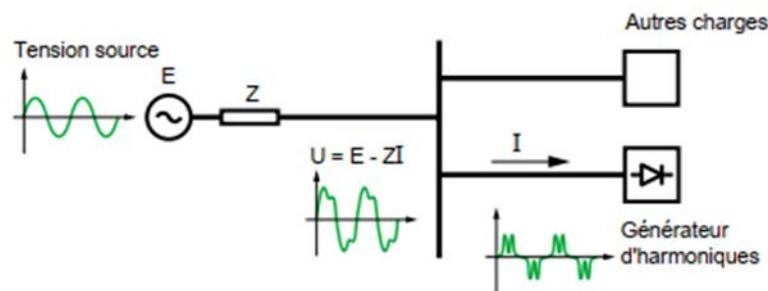


Figure III-3 : Dégradation de la tension du réseau par une charge non linéaire.

Mais aussi, on trouve ce que on appelle Les interharmoniques, ce sont des composantes sinusoïdales, qui ne sont pas à des fréquences multiples entière du celle du fondamental (donc situé entre les harmoniques). Elles sont dues à des variations aléatoires ou périodiques de la puissance absorbée par les différents récepteurs tels que le four à arc, machines à souder, convertisseurs de fréquence (variateurs de vitesse) [17].

Il existe plusieurs paramètres pour chiffrer cette perturbation et définir le degré de son impact sur les systèmes électriques, parmi eux on distingue :

III.3.4.1. Le taux d'harmoniques

$$D_h = \frac{Y_h}{Y_1}$$

Où : Y_h représente la composante harmonique de rang h.

Y_1 représente la composante fondamentale.

III.3.4.2. Le taux global de distorsion harmoniques

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \left(\frac{Y_h}{Y_1}\right)^2}$$

Il est d'usage de dire que, dans les installations industrielles, les tensions harmoniques dont le THD est inférieur à 5% ne génèrent pas d'effets notables. Entre 5% et 7% on commence à observer des effets, et pour plus de 10% les effets sont quasi certains [16].

III.3.4.3. Effets des harmoniques et des interharmoniques

A. Effets de la perturbation :

Les effets des harmoniques sur les installations et les équipements électriques sont plusieurs à citer. Les effets majeurs sont principalement l'échauffement, l'interférences avec les réseaux de télécommunication, les défauts du mauvais fonctionnement des équipements de protection et le risque d'excitation de résonance.

Ces effets se classifient en deux catégories :

- ✓ *Effets instantanés.*
- ✓ *Effets à terme due aux échauffements (à long terme).*

B. Effets instantanés

- Déclenchement intempestif des protections dues à l'influence des harmoniques sur les dispositifs de contrôle des effets thermiques.
- Perturbations induites des systèmes à courants faibles (télécommande, télécommunication, ...) lorsqu'une ligne a courants faibles chemine le long d'une canalisation de distribution électrique avec courants et tensions déformés.
- Vibrations et bruit acoustique anormaux générés par des courants harmoniques surtout dans les appareils électromagnétiques. Des couples mécaniques pulsatoires dus aux champs tournants harmoniques, cela produit des vibrations dans les machines tournantes.
- Destruction par surcharge thermiques des condensateurs
- Perte de précision dans les appareils de mesure, un compteur d'énergie à induction classe 2 donne une erreur supplémentaire de 0.3 % en présence d'un taux de 5 % d'harmonique 5 en courant et en tension [17][18].

C. Effets à long terme

- Echauffement des condensateurs dû aux augmentations de pertes et diélectriques cela parce que les condensateurs sont particulièrement sensibles aux harmoniques du fait que leur impédance décroît proportionnellement au rang des harmoniques.

- Echauffement aux pertes supplémentaires des machines et des transformateurs suite à des différences importantes de vitesse entre les champs inducteurs harmoniques et le rotor.
- Echauffement des câbles et des équipements suite à une augmentation de température à cause des pertes des câbles traversés par des courants harmoniques

Les interharmoniques ont pour effets de perturber les récepteurs de télécommande et de provoquer un phénomène de papillotement (flicker) [17] [18].

D. Effet sur le facteur de puissance

Toute installation électrique alimentée en tension alternatif sinusoïdale se caractérise par un facteur de puissance qui est donné par le rapport entre la puissance active P et la puissance apparente S par la relation suivante :

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

Lorsqu'une charge non linéaire absorbe un courant harmonique ou dit déformé, une nouvelle puissance apparaît comme nous le montre le diagramme de Fresnel (figure) qu'on nomme la puissance déformante D .

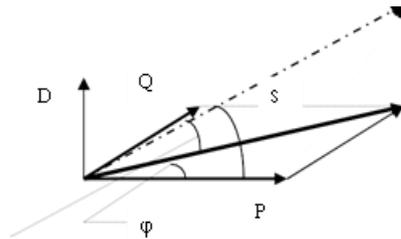


Figure III-4 : Diagramme de Fresnel.

Où, P (W) représente la puissance active, Q (VAR) représente la puissance réactive, D représente la puissance déformante, S (VA) représente la puissance apparente avant l'apparition de la puissance déformante D , S' (VA) puissance réactive après l'apparition de la puissance déformante D .

Cela conduit à une dégradation du facteur de puissance qui devient :

$$F.P = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} = \cos(\varphi) \times \cos(\gamma)$$

III.3.5. Les surtensions

Les surtensions représentent toute tension appliquée à un équipement dont la valeur de crête sort des limites d'un gabarit défini par une norme ou une spécification, caractérisées par trois natures différentes telle que les surtensions temporaires, de manœuvre et les surtensions atmosphériques. Son apparition peut se manifester en deux modes : en mode différentiel (entre conducteur actif phase/phase-phase/neutre) et en mode commun (entre conducteur actifs et la masse ou la terre) [17] [19].

III.3.5.1. Nature et origine des surtensions

A. Les surtensions temporaires

C'est une surtension à la même fréquence que celle du réseau, parmi ses origines on peut citer : un défaut d'isolement entre une phase et la terre dans un réseau à neutre impédant ou isolé. La ferrorésonance qui est un phénomène oscillatoire non linéaire qui peut être dangereux pour le matériel, il se produit dans un circuit comportant un condensateur et une inductance saturable [17]. La surcompensation de l'énergie réactive à travers des condensateurs shunt qui produisent une augmentation de la tension depuis la source jusqu'au point où ils se trouvent.

B. Les surtensions de manœuvre

Provoquées par des modifications rapides de la structure du réseau (ouverture d'appareils de protections, ...), on distingue des différentes origines : surtensions de commutation des charges normale, l'établissement et l'interruption des petits courants inductifs provenant de l'arrachement de courant, le réamorçage et le préamorçage, la manœuvre des circuits capacitifs (lignes ou câbles à vide, gradins de condensateur).

C. Les surtensions atmosphériques (foudre) :

Provoquées par le phénomène naturel nommé la foudre, d'une manière directe ou indirecte par augmentation du potentiel de la terre. Lorsqu'un coup de foudre frappe une structure électrique, le courant de foudre génère une surtension impulsionnelle. Elle représente un danger important pour les équipements et les installations électriques tel que celles BT vu qu'elle peut atteindre quelques dizaines de KV dans ces dernières.

III.3.5.2. Effets

Les installations ne sont pas toujours à l'abri de certains nombres de surtensions considérables. Leurs effets sont très divers selon le temps d'application, la répétitivité, l'amplitude, le mode (commun ou différentiel), la raideur du front de montée et la fréquence. Ses effets se traduit par les dysfonctionnements, distorsions des équipements sensibles tels que les composants électroniques, et cela nous conduit à la non-continuité du service. Parmi ces effets on cite [17] :

- ✓ Claquage diélectrique, cause de destruction de matériel sensible (composantes électroniques, ...).
- ✓ Dégradation de matériels par vieillissement (surtensions non destructives mais répétées).
- ✓ Coupure longue entraînée par la destruction du matérielle (perte de facturation pour les distributeurs, pertes de production pour les industriels)
- ✓ Perturbations des circuits de contrôle-commande et de communication à courant faible

Contraintes électrodynamiques et thermiques (incendies) causées par la foudre essentiellement et par les surtensions de manœuvre.

III.3.6. Déséquilibre du courant et de la tension

III.3.6.1. Origine du déséquilibre

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions qui le constitue ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes par rapport aux autres de 120° [17], Ce déséquilibre est dû à la circulation des courants déséquilibrés dans les impédances du réseau, comme il peut être dû aussi à des charges triphasées non symétriques. la tension inverse (ou homopolaire) [17], est provoquée par les chutes de tension le long des impédances du réseau dues aux courants inverses (ou homopolaires) produits par les charges déséquilibrées qui conduisent à des courants non identiques sur les trois phases (charges BT connectées entre phase et neutre, charges monophasées ou biphasées MT telles que les machines à souder et fours à arc). Les défauts monophasés ou biphasés provoquent des déséquilibres jusqu'au fonctionnement des protections.

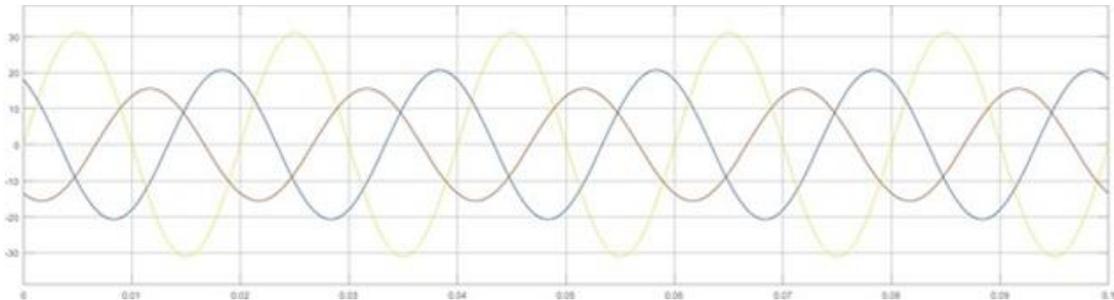


Figure III-5 : Exemple de déséquilibre de tensions.

III.3.6.2. Effets du déséquilibre

Le fonctionnement d'un système électrique triphasé en présence du déséquilibre, de courant ou de tension, peut aussi entraîner des dysfonctionnements des appareils de basse tension connectés sur la même installation, on les aperçoit sous forme de :

- ✓ Mauvais fonctionnement d'un appareil monophasé alimenté avec une faible tension tels qu'une lampe à incandescence qui fournit un éclairage très faible.
- ✓ Distorsion d'un appareil monophasé alimenté par une tension très élevée.

Concernant les systèmes triphasés, le principal effet est le surchauffement des moteurs asynchrones triphasés. En effet, la réactance inverse d'une machine asynchrone est équivalente à sa réactance pendant le démarrage, cela entraîne un taux de déséquilibre en courant qui plus élevé que celui de la tension, ce qui accroît l'échauffement de la ou les phases parcourues par ce courant et réduit la durée de vie de la machine [17].

III.4. Solutions pour l'amélioration de la QEE

Une bonne qualité de l'énergie électrique est une condition importante pour maintenir les performances de l'équipement et assurée le bon déroulement des procédés électrique. Pour cela veiller sur son amélioration et la correction de toutes perturbations qui affectent la qualité de l'énergie électrique est inévitable. À cet effet, il existe deux types de dépollution adapté : traditionnelle et moderne.

III.4.1. Solutions traditionnelles

Il existe deux types de solutions de dépollution traditionnelle qui sont envisageable [20] :

III.4.1.1. Dépollution des courants perturbateurs

L'élimination des courants perturbateurs qui affecte le réseau d'une installation s'avère très important, il existe plusieurs solutions de dépollution des ces courant perturbateur, ces solutions sont :

A. Rééquilibrage des courants du réseau

Le rééquilibrage s'effectue avec une bonne répartition des charges sur les trois phases du réseau. Comme il existe une autre solution qui peut être utile, il s'agit de l'installation d'un compensateur passif composé d'inductance et de condensateur, appelé « montage de Steinmetz » présenté dans la figure suivante :[20]

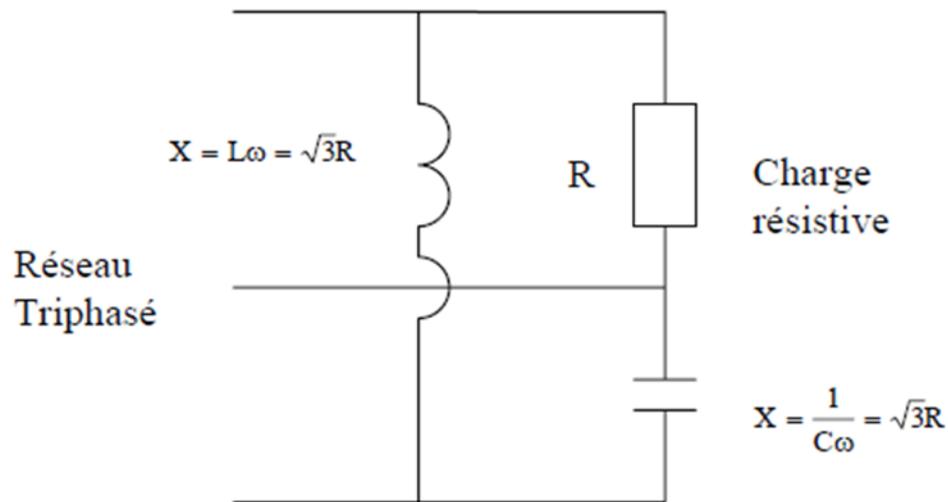


Figure III-6 : Montage de Steinmetz.

B. Compensation de la puissance réactive

Cette méthode consiste à compenser la puissance réactive par des batteries de condensateurs associées à des selfs anti-harmoniques (SAH) qui limitent les courants harmoniques

C. Compensation des courants d'harmonique

La compensation des courant d'harmonique se fait avec une application d'un filtre passif. Le principe de cette méthode consiste à réaliser une impédance faible aux fréquences des harmoniques à éliminer grâce à l'agencement de composants passifs.

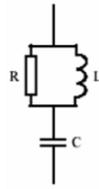


Figure III-7 : Filtre passif.

III.4.1.2. Dépollution des tensions perturbatrices

L'élimination des creux de tension et les coupures comporte plusieurs solutions, pour choisir une solution efficace, il faut faire un bon diagnostic. Pour dépolluer les réseaux de ces perturbations, il faut limiter la circulation des courants perturbateurs en utilisant les solutions présentées précédemment. Et pour les creux de tension, la meilleure solution consiste à utiliser des groupes électrogènes qui se substituent au réseau électrique.

III.4.1.3. Réduction de la durée et de la profondeur des creux de tension

La réduction de la durée et de la profondeur des creux de tension se fait dans deux niveaux [19]

A. Au niveau du réseau

À ce niveau on se base sur l'augmentation des possibilités de bouclage et l'amélioration du niveau de performance des protections électriques, ainsi que l'augmentation de la puissance de court-circuit du réseau.

B. Au niveau des équipements

La diminution de la puissance absorbée par les charges de forte puissance lors de leur mise sous tension avec des compensateurs automatiques en temps réel.

III.4.2. Solutions modernes

L'efficacité des solutions traditionnelles sont moins performante par rapport à l'évolution du réseau électrique et des charges à protéger des perturbations, à cet effet d'autre solution de dépollution modernes sont proposées. On va les présenter par la suite.

III.4.2.1. Dépollution des tensions perturbatrices

La compensation des creux de tension se base sur l'implantation des dispositifs de compensation à réserve d'énergie, comme étant le cas des alimentations sans interruptions (ASI). Il s'agit d'un dispositif d'électronique de puissance intercalé en série entre le réseau polluant et l'installation à désensibiliser afin d'assurer une continuité d'alimentation (service) d'énergie électrique au moment de creux de tension et de coupures brèves. Ce dispositif il a pour inconvénient sa limitation en puissance et son autonomie qui n'est pas toujours adaptée la durée du creux de tension ou coupure brève [20].

III.4.2.2. Les harmoniques (dépollution des courants perturbateurs)

La méthode de dépollution des courants perturbateurs consiste en premier lieux à fabriquer la charge la moins polluante, tel que le pont redresseur dodécaphasé. Cette méthode peut entrainer un cout supplémentaire et leur mise en œuvre s'avère plus compliqué, de plus cette solution ne résolve

pas le problème des courants perturbateur. Cependant on opte pour la méthode de filtrage actif, le principe consiste à neutraliser les courants perturbateurs émis par la charge de circuler à travers l'impédance du réseau, il est connecté en parallèle sur le réseau de distribution [20] :

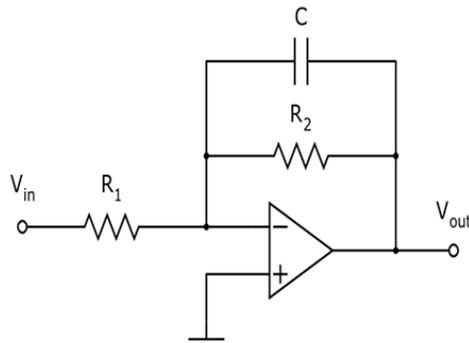


Figure III-8 : Filtre actif.

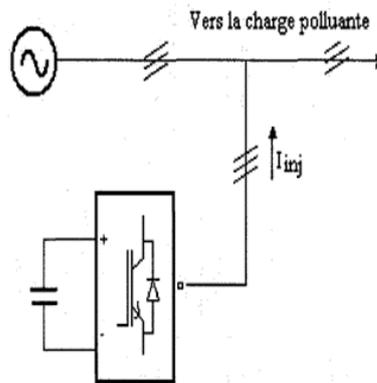


Figure III-9 : Filtrage actif.

III.4.2.3. Compensateur des creux de tension

La compensation des creux de tension est réalisée par un régulateur de charge universel, celui-ci permet la stabilisation de tension pour les utilisateurs sensibles. Ce système est appelé DVR (Dynamics voltage restaurer). Ce système est présenté dans la figure suivante [20] :

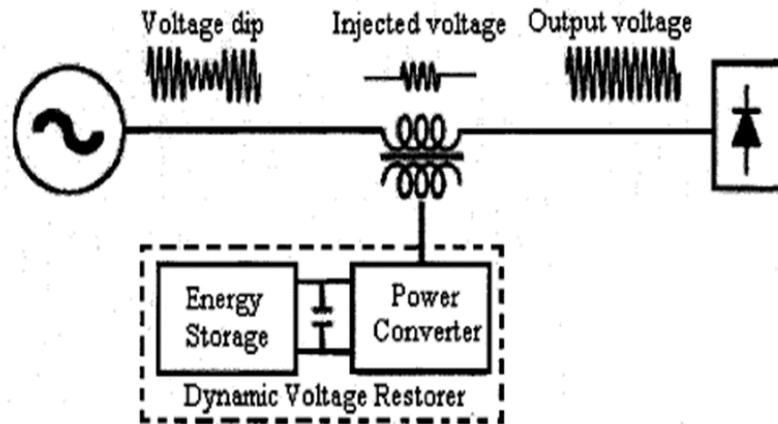


Figure III-10 : Représentation d'un filtre DVR.

III.4.2.4. Protection contre les surtensions

Les solutions à appliquer contre les surtensions dépendent du type de surtensions, il existe trois types :

A. Surtension temporaire

La mise hors service de tout ou partie des condensateurs en période de faible charge et éviter de se trouver dans une configuration à risque de ferrorésonance [17].

B. Surtensions de manœuvre

Cette perturbation peut être neutralisée par trois solutions [17] :

- La limitation des transitoires provoqués par la manœuvre de condensateur par l'installation de self choc.
- Implantation des inductances de ligne en amont des convertisseurs de fréquence.
- Utiliser des disjoncteurs de branchement différentiels et sélectifs.

C. Surtensions atmosphériques :

Les solutions se divisent en deux parties primaires et secondaires.

- **Protection primaire :** elle est assurée par les paratonnerres et les cages maillées (faraday), ces équipements protègent le bâtiment et sa structure contre les impacts directs de la foudre [17].
- **Protection secondaire :** grâce à des parafoudres et éclateurs qui protègent les équipements contre les surtensions atmosphériques consécutives au coup de foudre [17].

III.5. Conclusion

A travers ce chapitre, nous avons exposé les différentes perturbations qui déstabilisent les systèmes électriques et qui affecte la qualité de l'énergie électrique (Q.E.E) dans un réseau électrique, ou on a présenté les différentes caractéristiques de la Q.E.E qui sont : la fréquence, la forme d'onde des trois tensions et leur amplitude, la symétrie.

Ainsi, on a dévoilé les différents facteurs majeurs qui provoquent ces perturbations qu'on cite comme suit : les variations de la fréquence, les variations de tensions, les harmoniques et la dissymétrie du système triphasé.

D'une manière globale, nous avons présenté les origines et les conséquences de chaque perturbation tout en mettant en valeur leur degré de nuisibilité sur les différents équipements et dispositifs des installations électriques.

Et pour finir, nous avons cité les différentes solutions traditionnelles et modernes exploitées pour diminuer les effets de ces perturbations voir : le rééquilibrage des courants du réseau, le filtrage des harmoniques, la compensation de l'énergie réactive.

L'amélioration du facteur de puissance tend à être un paramètre très important pour l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique économiquement et techniquement.

Chapitre IV

IV. Quatrième Chapitre : Compensation de l'énergie réactive

IV.1. Introduction

Toute machine électrique qui utilise le courant alternatif (moteur, transformateur) met en jeu trois types de puissance : active, réactive et apparent. En industrie, la facturation de l'électricité est basée sur la puissance réactive consommée, ce qui veut dire une consommation de puissance réactive importante provoque une facturation d'électricité élevée.

Afin de faire circuler l'énergie consommée d'une façon plus économique et d'assurer la réserve nécessaire de cette dernière, on met en œuvre un système de compensation de l'énergie réactive.

L'implantation d'un système de compensation dans une installation industrielle n'est pas évidente, et pour cela toute une procédure qui exige des connaissances détaillées sur l'installation en termes de consommation d'énergie réactive doit être effectuée.

IV.2. Différents types de puissance

IV.2.1. La Puissance active P

La puissance active P est absorbée par les récepteurs de nature résistif (four électrique, radiateur, lampe...). Ces récepteurs électriques transforment cette énergie sous diverses forme (ex : thermique, mécanique, lumineuse).

Elle est définie à partir du produit des valeurs de la tension U et l'intensité du courant I en phase avec U par la relation suivante [11] :

- Monophasé : $P = V \times I \times \cos\varphi$
- Triphasé : $P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos\varphi$

P : puissance active en W (watts)

U : tension en volt

I : courant en Ampère

$\cos\varphi$: déphasage entre la tension et le courant

IV.2.2. La Puissance réactive Q

L'énergie fournie pour l'excitation magnétique des récepteurs réactifs (machine électrique, transformateur, les moteurs). Elle est définie par la relation suivante [11] :

- Monophasé : $Q = V \times I \times \sin\varphi$

- Triphasé : $Q = \sqrt{3 \times U \times I \times \sin\varphi}$

Q : puissance réactive en VAR (voltampères réactif)

On distingue les puissances réactives inductives et capacitives

- **Inductive** : c'est une puissance consommée dont le courant est en retard par rapport à la tension, son application est destinée pour les moteurs asynchrones, les transformateurs, lignes électriques aériennes, machines synchrones sous-dimensionnées....
- **Capacitive** : c'est une puissance fournie dont le courant est en avance par rapport à la tension, son application est destinée pour les condensateurs, les câbles, lignes haute-tension non chargées....

IV.2.3. La puissance apparente S

La puissance apparente est la somme vectorielle de la puissance active et réactive, elle détermine la charge du réseau ainsi que celle des câbles d'alimentation. Elle est donnée par la relation suivante [11] :

- Monophasé : $S = V \times I$

- Triphasé : $S = \sqrt{3 \times U \times I}$

- En fonction des puissances actives et réactives : $S = \sqrt{Q^2 + P^2}$

Elle se mesure en VA (voltampère)

IV.3. Facteur de puissance

C'est le rapport entre la puissance apparente et la puissance active, il est donné par la relation suivante :

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

Il est utilisé pour mesurer le rendement électrique d'une installation, c'est le quotient de la puissance active consommée sur la puissance apparente fournie à cette installation. C'est un nombre compris entre 0 et 1, un bon rendement correspond à un $\cos \varphi$ proche de 1 [11].

IV.3.1. Avantages d'un bon facteur de puissance

- Minimiser les surcouts des factures d'électricité.
- Optimisation des équipements électriques.
- Limitation des pertes d'énergie.
- Diminution des chutes de tension dans les câbles.
- L'apport de puissance supplémentaire au niveau des récepteurs.

IV.3.2. Inconvénients d'un mauvais facteur de puissance

- Facturation élevée de l'énergie réactive.
- Saturation des transformateurs.
- Intensité de courant importante dans la ligne, ce qui augmente les pertes d'énergie active.
- Saturation et dégradation de la qualité de l'installation électrique.
- Augmentation de la puissance apparente souscrite.

IV.4. Compensation de l'énergie réactive

Le principe de la compensation consiste à installer une source d'énergie réactive qui permet d'améliorer le facteur de puissance de l'installation. La réalisation de la compensation peut être effectuée avec plusieurs composants électriques. Le condensateur est un dispositif qui permet de fournir cette énergie, il se constitue de deux électrodes séparées par un isolant, ce récepteur a la propriété lorsqu'il est soumis à une tension sinusoïdale de déphaser son intensité de courant de 90° en avant sur la tension.

A l'inverse, tous les autres récepteurs (moteur, transformateur,) déphasent leur composante réactive d'un angle φ en retard sur la tension.

La compensation vectorielle de ces intensités ou puissances réactives (inductive et capacitive) conduit à une puissance résultante réactive inférieure à celle existante avant l'installation des condensateurs.

La figure ci-dessous représente la présentation vectorielle de la compensation [5] :

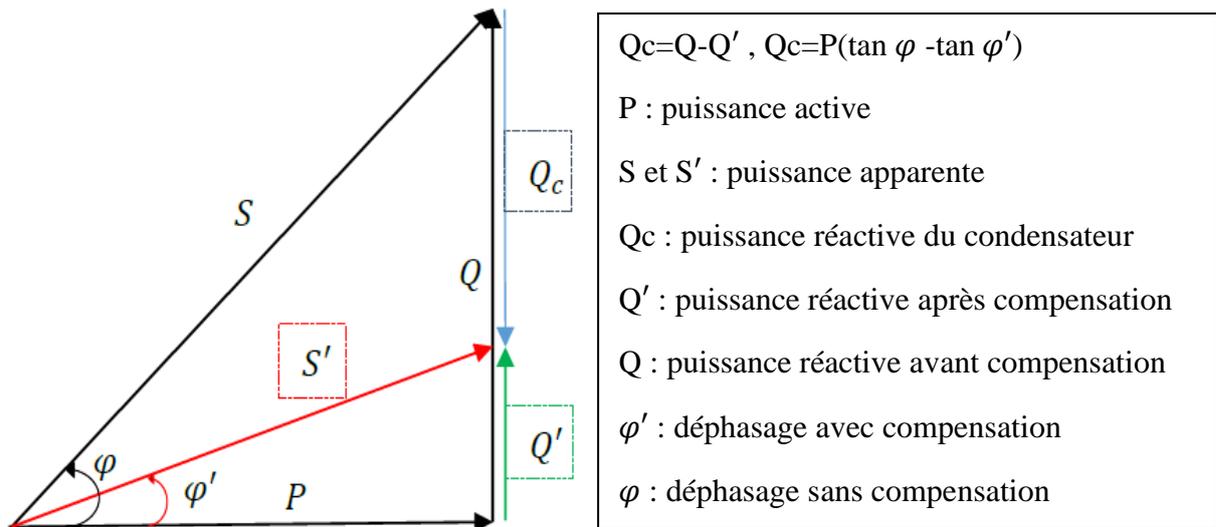


Figure IV-1 : Diagramme de Fresnel des puissances dans le cas d'une compensation.

IV.4.1. Détermination de l'équipement de la compensation

En basse tension, la compensation réactive est réalisée comme suit :

- Des condensateurs de valeur fixes ou batteries fixes.
- Des batteries de condensateurs en gradins avec régulateur (ou batteries automatiques) qui permettent d'ajuster la compensation aux variations de consommation de l'installation.

Quand la puissance réactive de compensation installée dépasse les 800KVAR, et si la charge est continue et stable, il est souvent plus économique d'installer des batteries de condensateurs en moyenne tension [1].

IV.4.1.1. Compensation fixe (batterie fixe)

On met en service l'ensemble de la batterie, dans un fonctionnement tout ou rien. La mise en service peut être manuelle (par disjoncteur ou interrupteur), semi-automatique (par contacteur), asservie aux bornes des moteurs. Ce type de compensation est utilisé lorsque la puissance réactive est faible (<15% de la puissance de transformateur) et la charge relativement stable [10].

Le principe est présenté dans la figure suivante :

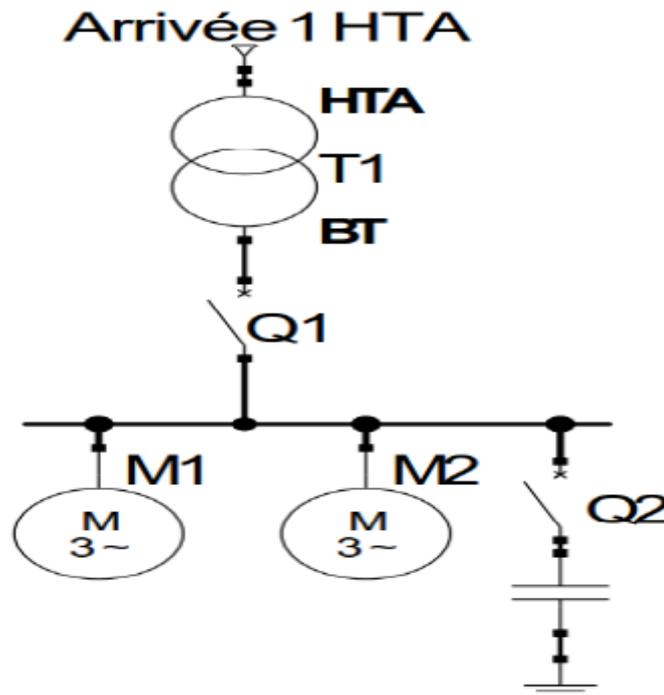


Figure IV-2 : Principe de la compensation fixe.

IV.4.1.2. Compensation automatique (batterie en gradin)

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

Ce type de compensation est utilisé lorsque la puissance réactive est supérieure (>15% de la puissance de transformateur) [10].

Le principe de la compensation automatique est présenté dans la figure suivante :

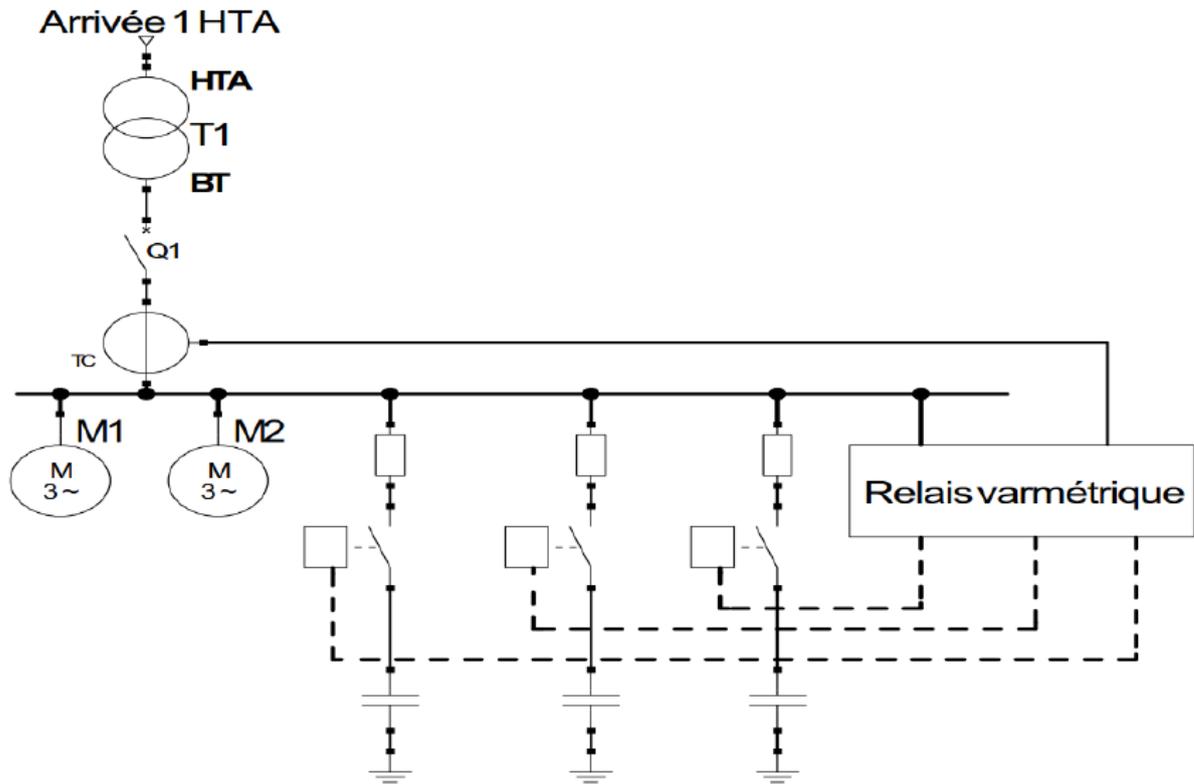


Figure IV-3 : Principe de la compensation automatique.

IV.4.2. Batterie de condensateur

C'est un ensemble de condensateur réunis entre eux pour former un condensateur avec une capacité plus importante. Elle permet de compenser l'énergie réactive, en fournissant cette énergie qui sert à l'alimentation des circuits magnétiques des récepteurs.

La connexion de ces batteries aux réseaux peut être en couplage triangle ou étoile.

IV.4.2.1. Couplage triangle

La puissance réactive fournie par la batterie de condensateur couplé en triangle est donnée par la formule suivante :

$$Q_c = 3 \times C \times \omega \times U^2$$

La pulsation de signale ω est donné : $\omega = 2.\pi. f$

La capacité de chaque condensateur est donnée par la relation suivante :

$$C = \frac{P (\tan\varphi - \tan\varphi')}{3U^2}$$

IV.4.2.2. Couplage étoile

La puissance réactive fournie par la batterie de condensateur couplé en étoile est donnée par la formule suivante :

$$Q_c = C \cdot \omega \cdot U^2$$

La capacité de chaque condensateur est donnée par la relation suivante :

$$C = \frac{P(\tan\varphi - \tan\varphi')}{U^2}$$

- D'après les équations de capacité des condensateurs, on peut définir la relation entre le montage triangle et étoile par cette équation :

$$C_{\Delta} = 3C_{\lambda}$$

IV.5. Choix de la localisation

Le choix de la localisation de la compensation joue un rôle important sur l'efficacité du rendement de celle-ci. Pour un meilleur rendement de la compensation, il faut bien étudier certains paramètres pour définir la bonne localisation afin d'insérer l'équipement de la compensation.

IV.5.1. Compensation globale

La batterie est raccordée en tête d'installation BT et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation, elle reste en service permanent pendant le fonctionnement normal de l'installation. La compensation globale convient lorsque la charge est stable et continue. [4]

La figure suivante représente la compensation globale :

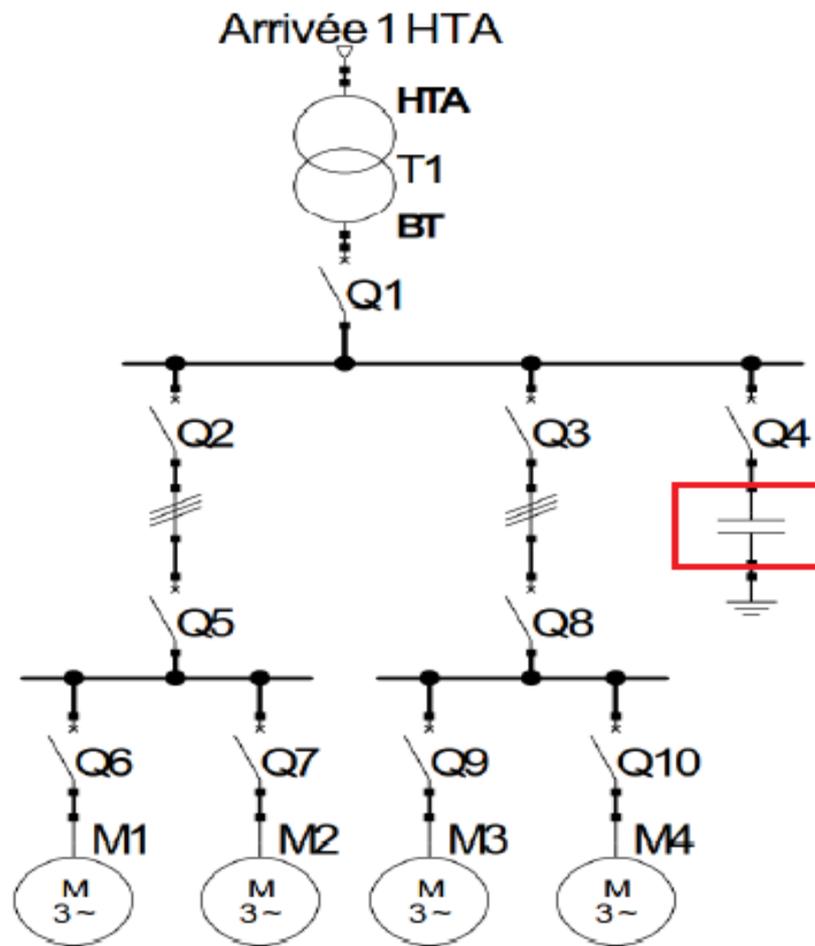


Figure IV-4 : Compensation globale.

IV.5.1.1. Avantages

- Suppression de la facturation d'énergie réactive.
- Augmentation de la puissance disponible au secondaire du transformateur.
- Plus économique et facile à entretenir (un seul ensemble centralisé).

IV.5.1.2. Inconvénients

- Ce mode ne soulage pas les installations en aval car la totalité du courant réactif est présente dans les câbles jusqu'aux récepteurs.

IV.5.2. Compensation partielle (par secteur)

La batterie est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive demandée par un secteur de l'installation. Cette méthode permet de soulager une grande partie de l'installation. Ce choix de compensation est conseillé lorsque l'installation est étendue comporte des ateliers dont les régimes de charges sont différents [4].

La figure suivante représente la compensation partielle :

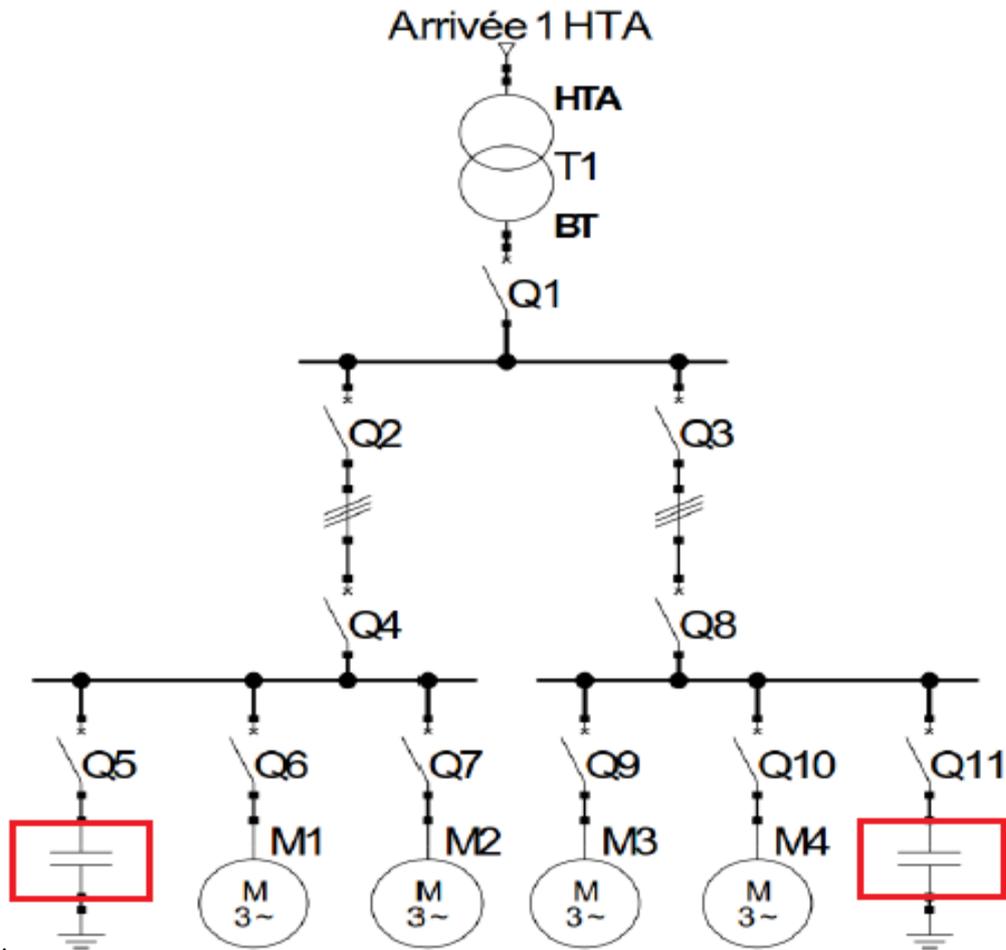


Figure IV-5 : Compensation partielle.

IV.5.2.1. Avantages

- Réduction des pénalités tarifaires dues à la consommation excessive d'énergie réactive ;
- Réduit la puissance apparente d'utilisation ;
- Soulage le transformateur d'alimentation ;
- La réduction de section des câbles d'arrivée du tableau de distribution ;
- Réduit les pertes en ligne dans les mêmes câbles.

IV.5.2.2. Inconvénients

- Applicable seulement pour les utilisateurs groupés ;
- Une protection pour les batteries doit être prévue, ce qui augmente le coût.

IV.5.3. Compensation individuelle

La batterie est connectée directement aux bornes de la charge inductive (généralement moteur). La compensation individuelle est à considérer quand la puissance du moteur est significative par rapport à la puissance souscrite de l'installation. Cette compensation produit l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée et en quantité ajustée aux besoins [4].

La figure suivante représente la compensation individuelle :

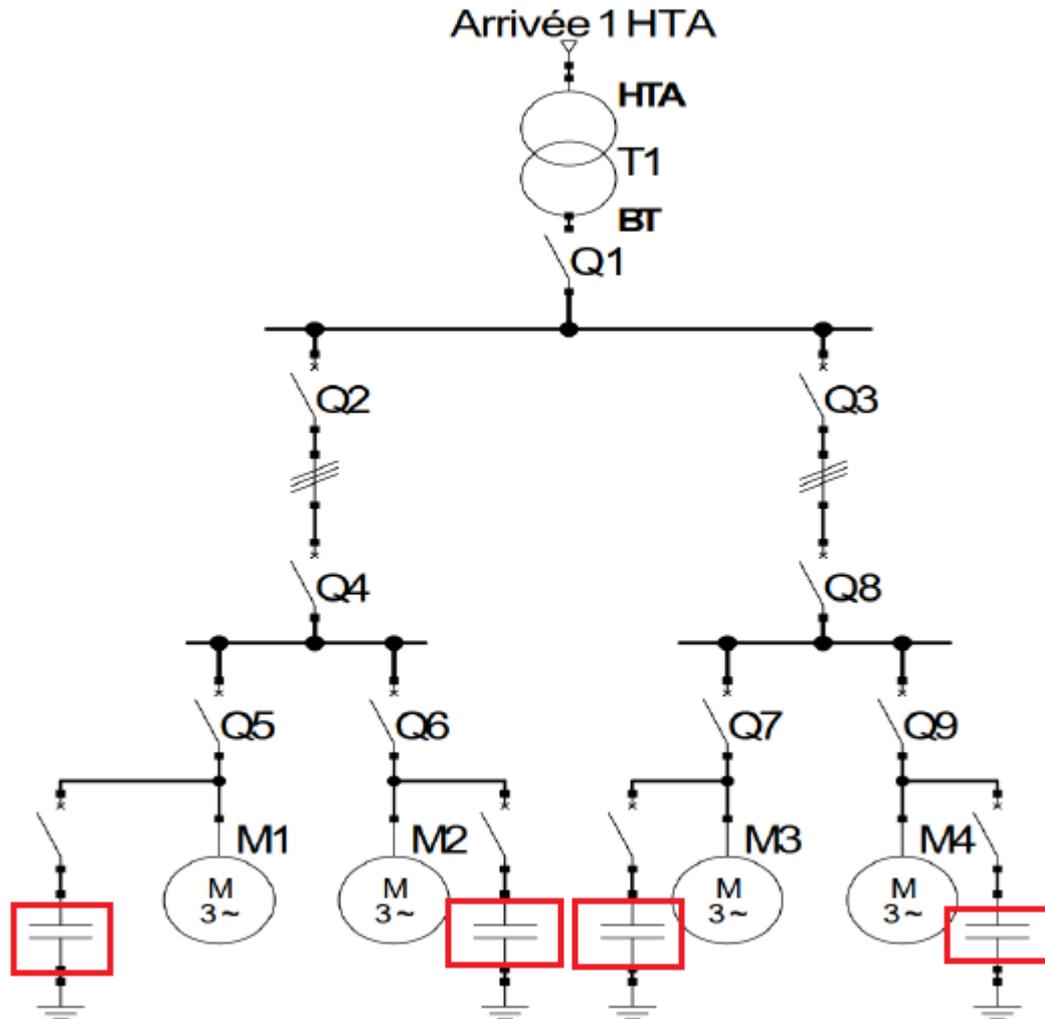


Figure IV-6 : Compensation individuelle.

IV.5.3.1. Avantages

- Réduit les pénalités tarifaires dues à une consommation excessive d'énergie réactive.
- Réduit la puissance apparente consommée.
- Réduit la section des câbles et les pertes en ligne.

IV.5.3.2. Inconvénients

- Système couteux (nombre de condensateur important)

IV.5.4. Etapes d'élaboration d'un système de compensation

Pour définir un système de compensation, on s'appuie sur trois étapes essentielles :

IV.5.4.1. Première étape

L'étape préliminaire pour choisir un système de compensation consiste à calculer la puissance réactive nécessaire Q_c à partir des données électriques de l'installation. Pour définir cette puissance on doit procéder comme suite [12] :

- Recueil des données électrique de l'installation ;
- Faire le bilan de puissance active et réactive de tous les récepteurs ;
- Tenir compte des facteurs d'utilisation et de simultanéité ;
- Calculer les puissances totales ;
- Calculer la $\tan\varphi$ globale ;
- Calculer la compensation nécessaire en la répartissant par niveau ($\cos\varphi \geq 0.93$) ;
- Comparer le bilan de puissance ainsi corrigé avec le précédent ($P, S, Q, \cos\varphi$).

IV.5.4.2. Deuxième étape

La deuxième étape consiste à définir le choix du type de compensation à appliquer. Le rapport Q_c/S_n nous permet de choisir entre une compensation fixe ou automatique, le seuil de 15% est une valeur indicative conseillée.[12]

Le choix s'effectue comme suit :

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

Q_c : puissance de la batterie à installer (kVAR).

S_n : puissance apparente du transformateur (kVA).

IV.5.4.3. Troisième étape

Détermination du type de batterie. Il existe trois types de batteries de compensation (standard, type H, type SAH), et chaque type est adaptés à un niveau de pollution harmonique du réseau définie [12].

Le rapport G_h/S_n permet de déterminer le type d'équipement approprié.

- Standard : si $G_h/S_n < 15\%$
- Type H : si $15\% < G_h/S_n < 25\%$

- Type SAH : si $25\% < Gh/Sn < 50\%$

IV.6. Présentation de la partie pratique

Après avoir traité l'aspect théorique nécessaire lors des chapitres précédents pour répondre aux exigences de notre pratique en termes d'exploitation de cet aspect, on procède à la réalisation de l'objet de notre projet qui consiste à dimensionner le système de compensation adéquat par le dimensionnement des batteries de condensateur à installer. Pour obtenir des résultats fiables et concevoir un travail pertinent, nous avons subdivisé cette partie en quatre étapes :

- ✓ Présenter le schéma unifilaire de l'installation qui englobe les différents TGBT qui regroupent les départs (charges) repartis sur chaque TGBT ainsi que leurs répartitions dans ce dernier (voir figure VI-7).
- ✓ Récolter les données nécessaires de consommation d'énergie (puissance nominale, tension nominale, rendements...) de tous les récepteurs de l'installation (machines, moteurs, administration, éclairages...) indiqués dans le schéma unifilaire.
- ✓ Etablir un bilan de puissance de chaque départ ainsi qu'au niveau des TGBT par l'exploitation des différentes lois de calcul des puissances, et en tenant comptes des facteurs de corrections (K_s , K_u , K_e) définis auparavant, pour ensuite identifier la consommation de l'installation en termes d'énergie active, réactive et apparente, puis calculer son facteur de puissance globale et fixer un nouveau facteur de puissance à atteindre pour une consommation optimale.
- ✓ Dimensionner les batteries de condensateur à installer pour réaliser le système de compensation convenable tout en mettons en œuvre les paramètres qui convient (localisation de ces batteries et l'énergie qu'ils doivent fournir ainsi que le type de cette compensation).

Avant d'entamer les phases de notre travail de calcul, la figure ci-dessous illustre le schéma unifilaire de l'installation qui doit être exploité afin de distinguer le plan d'implantation des équipements et de câblage.

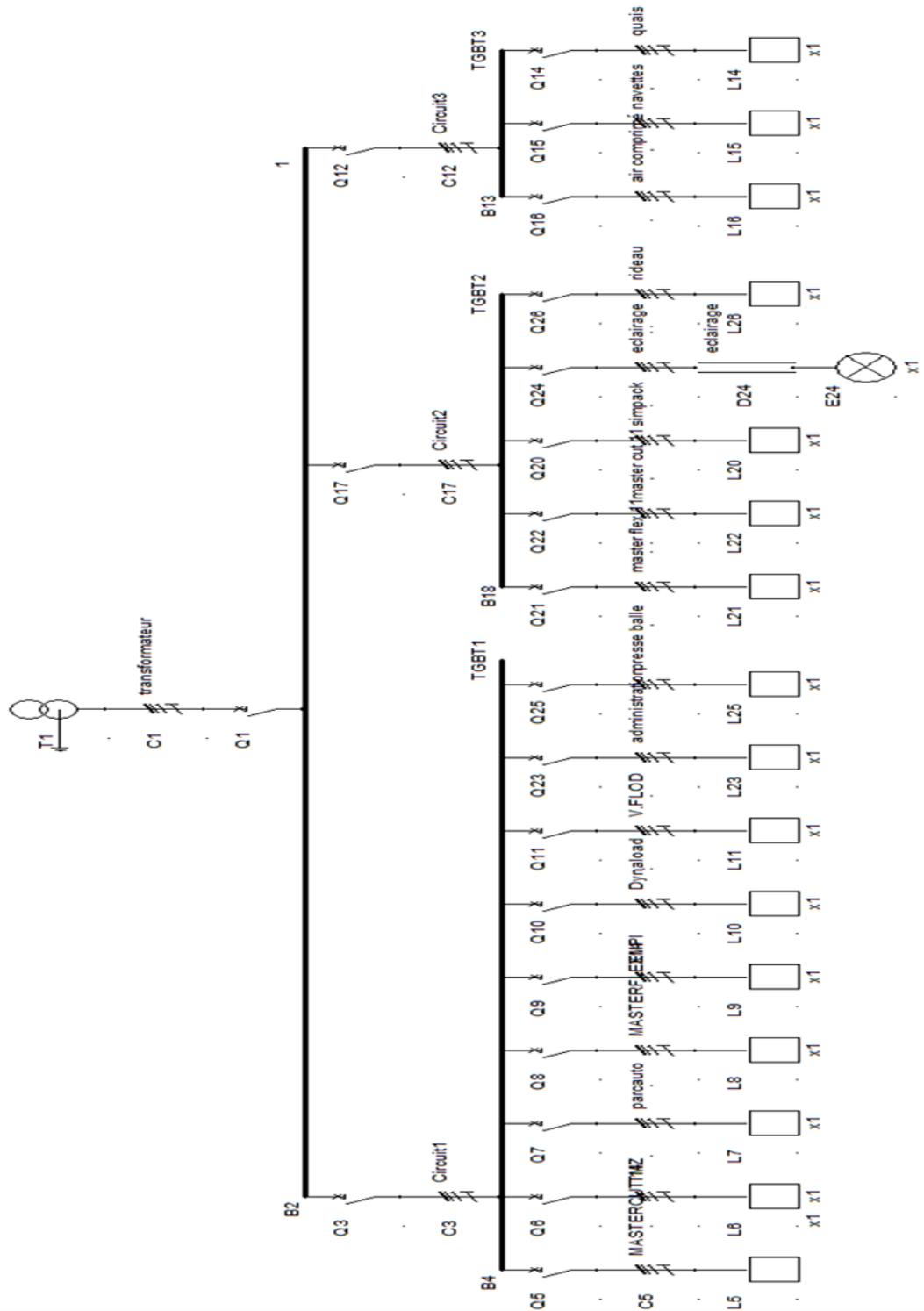


Figure IV-7 : Schéma unifilaire.

IV.7. Recueil des données de la nouvelle unité

Présentation des données récoltées des trois TGBT de l'installation (voir le schéma unifilaire figure VI-7) pour l'élaboration du bilan de puissance.

La puissance absorbée par de chaque récepteur est calculée en suivant les relations suivantes :

$$Pa = \frac{Pn}{\eta}$$

$$Qa = Pa \times \tan \varphi$$

$$Sa = \sqrt{Pa^2 + Qa^2}$$

Avec :

Pn : puissance nominale du récepteur

η : Rendement du récepteur

Pa : puissance active absorbée par le récepteur

Qa : puissance réactive absorbée par le récepteur

Sa : puissance apparente absorbée de récepteur

La puissance réellement absorbée totale par chaque départ s'introduit en fonction du facteur de simultanéité Ks vu le fonctionnement séquentiel des différents moteurs constituant les machines, le calcul se fait par la relation suivante :

$$Pa' = Ks \times \sum Pa$$

$$Qa' = Ks \times \sum Qa$$

$$Sa' = \sqrt{Pa'^2 + Qa'^2}$$

Pa' : puissance active réellement absorbée par le départ en fonction du facteur Ks

Qa' : puissance réactive réellement absorbée par le départ en fonction du facteur Ks

Sa' : puissance apparente réellement absorbée en fonction du facteur Ks

Les données sont inscrites dans les tableaux ci-dessous :

TGBT N°1 :

Départ n°1 : Machine MASTER CUT 2014.

Tableau IV-1 : Bilan de puissance absorbée du départ n°1.

Récepteur	U (V)	Pn (kW)	Cos φ	Tan φ	η (%)	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
Moteur 1	400	30	0.84	0.65	91.5	32.79	21.31	39.1
Moteur 2	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 3	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 4	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 5	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 6	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 7	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 8	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 9	400	3	0.81	0.72	82.6	3.63	2.61	4.47
Moteur 10	400	3	0.81	0.72	82.6	3.63	2.61	4.47
Moteur 12	400	4	0.83	0.67	84.2	4.75	3.18	5.72
Moteur 13	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 14	400	0.33	0.7	1.02	72	0.46	0.47	0.65
Moteur 15	400	0.63	0.77	0.83	70	0.9	0.75	1.17
Moteur 16	400	5.9	0.82	0.7	87	6.78	4.74	8.27
Moteur 17	400	5.9	0.82	0.7	87	6.78	4.74	8.27
Moteur 18	400	2.3	0.81	0.72	81	2.84	2.04	3.5
Moteur 19	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 20	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 21	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 22	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 23	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.71
Moteur 24	400	5.5	0.83	0.67	85.7	12.82	8.58	15.43
Moteur 25	400	0.75	0.77	0.83	70	1.07	0.89	1.39
Moteur 26	400	1.5	0.82	0.7	78.5	1.91	1.34	2.33
Moteur 27	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 28	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 29	400	7.5	0.82	0.7	87	8.62	6.03	10.52
Moteur 30	400	0.75	0.77	0.83	70	1.07	0.89	1.39
Moteur 31	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.71
Moteur 32	400	0.75	0.77	0.83	70	1.07	0.89	1.39
Moteur 33	400	0.75	0.77	0.83	70	1.07	0.89	1.39
Moteur 34	400	0.37	0.7	1.02	70	0.53	0.37	0.65
Moteur 35	400	0.25	0.65	1.17	69	0.36	0.42	0.55
Totale				Ks=0.6		66.192	46.698	81.007

Départ n°2 : Machine TMZ.

Tableau IV-2: Bilan de puissance absorbée du départ n°2.

Récepteur	U (V)	Pn (kW)	Cosφ	Tanφ	η %	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
Moteur 1	400	1.5	0.82	0.69	78.5	1.91	1.31	2.32
Moteur 2	400	15	0.84	0.64	89.4	16.77	10.73	19.9
Moteur 3	400	0.18	0.65	1.17	62	0.29	0.34	0.45
Moteur 4	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.80	1.12
Moteur 5	400	0.18	0.65	1.17	62	0.29	0.34	0.45
Moteur 6	400	7.5	0.82	0.7	87	8.62	6.03	10.52
Moteur 7	400	4	0.83	0.67	84.2	4.75	3.18	5.72
Moteur 8	400	0.18	0.65	1.17	62	0.29	0.34	0.45
Moteur 9	400	0.09	0.6	1.33	55	0.16	0.21	0.26
Moteur 10	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 11	400	0.5	0.7	1.02	70	0.71	0.72	1.01
Moteur 12	230	0.115	1	0	1	0.115	0	0.115
Totale				Ks=0.6		21.294	14.855	25.963

Départ n°3 : Hangar parc auto.

Tableau IV-3 : Bilan de puissance absorbée du départ n°3.

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cosφ	η %	Tanφ	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
Rideau (×2)	400	0.65	0.77	70	0.83	1.86	1.54	2.42
Moteur 1	400	3	0.81	0.82	0.72	3.66	2.63	4.5
Totale				Ks=0.9		4.968	3.753	6.226

Départ n°4 : Machine MASTERFLEX 2014.

Tableau IV-4 : Bilan de puissance absorbée du départ n°4.

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cosφ	Tanφ	η %	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
Moteur 1	400	0.2	0.75	0.88	67	0.3	0.26	0.40
Moteur 2	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.71
Moteur 3	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.71
Moteur 4	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 5	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 6	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 7	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 8	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 9	400	0.37	0.7	1.02	72	0.51	0.52	0.73
Moteur 10	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35

Moteur 11	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 12	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 13	400	1.5	0.82	0.69	78.5	1.91	1.31	2.31
Moteur 14	400	0.9	0.73	0.93	73	1.23	1.14	1.68
Moteur 15	400	0.25	0.65	1.17	69	0.36	0.42	0.55
Moteur 16(×8)	400	0.37	0.7	1.02	72	4.08	4.16	5.83
Moteur 17(×8)	400	0.12	0.6	1.33	56	1.68	2.23	2.79
Moteur 18(×8)	400	0.12	0.6	1.33	56	1.68	2.23	2.79
Moteur 19(×8)	400	0.75	0.77	0.83	70	8.56	7.1	11.12
Moteur 20(×8)	400	0.37	0.7	1.02	72	4.08	4.16	5.83
Moteur 21	400	11	0.86	0.59	88.4	12.44	7.34	14.44
Moteur 22	400	7.5	0.82	0.69	87	8.62	5.95	10.47
Moteur 23	400	11	0.86	0.59	88.4	12.44	7.34	14.44
Moteur 24	400	1.5	0.82	0.69	78.5	1.91	1.31	2.31
Moteur 25	400	7.9	0.82	0.69	87.7	9	6.21	10.93
Moteur 26	400	26	0.84	0.64	91.5	28.41	18.18	33.73
Moteur 27	400	9.3	0.82	0.69	87.7	10.6	7.31	12.88
Moteur 28(×8)	400	7.9	0.82	0.69	87.7	72	49.68	87.48
Moteur 29(×8)	400	7.9	0.82	0.69	87.7	72	49.68	87.48
Moteur 30(×8)	400	23.55	0.84	0.64	90.7	207.68	132.92	246.57
Moteur 31	400	7.9	0.82	0.69	87.7	9	6.21	10.93
Moteur 32	400	7.9	0.82	0.69	87.7	9	6.21	10.93
Moteur 33(×9)	400	7.5	0.82	0.69	87	77.58	53.53	94.25
Moteur 34(×9)	400	5.5	0.83	0.67	85.7	57.69	38.65	69.44
Moteur 35(×9)	400	5.5	0.83	0.67	85.7	57.69	38.65	69.44
Moteur 36	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.72
Moteur 37	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.72
Moteur 38	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.72
Moteur 39(×2)	400	5.5	0.83	0.67	85.7	12.82	8.59	15.43
Moteur 40	400	7.5	0.82	0.69	87	8.62	5.95	10.47
Moteur 41	400	4	0.83	0.67	84.2	4.75	3.18	5.88
Moteur 42	400	0.75	0.77	0.82	70	1.07	0.88	1.38
Moteur 43	400	1.5	0.82	0.69	78.5	1.91	1.32	2.32
Moteur 44	400	0.75	0.77	0.82	70	1.07	0.88	1.38
Moteur 45	400	0.25	0.65	1.169	69	0.36	0.42	0.55
Total				Ks=0.6		440.86	297.366	531.776

Départ n°5 : Machine EMPI.

Tableau IV-5 : Bilan de puissance absorbée du départ n°5.

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cosφ	Tanφ	η %	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
Moteur 1	400	0.55	0.70	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 2	400	0.18	0.65	1.17	62	0.29	0.34	0.45
Moteur 3	400	0.09	0.6	1.33	55	0.16	0.21	0.26
Moteur 4	400	0.37	0.7	1.02	72	0.51	0.52	0.73
Moteur 5	400	0.37	0.7	1.02	72	0.51	0.52	0.73
Moteur 6	400	0.37	0.7	1.02	72	0.51	0.52	0.73
Moteur 7	400	0.75	0.77	0.83	70	1.07	0.89	1.39
Moteur 8	400	0.18	0.65	1.17	62	0.29	0.34	0.45
Moteur 9	400	0.18	0.65	1.17	62	0.29	0.34	0.45
Total				Ks=0.7		3.094	3.136	4.405

Départ n°6 : Machine Dynaload 2014.

Tableau IV-6 : Bilan de puissance absorbée du départ n°6.

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cosφ	Tanφ	η %	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
Moteur 1	400	1.1	0.84	0.64	76.8	1.43	0.92	1.7
Moteur 2	400	0.55	0.70	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 3	400	1.5	0.82	0.7	78.5	1.91	1.34	2.33
Moteur 4	400	1.5	0.82	0.7	78.5	1.91	1.34	2.33
Moteur 5	400	0.37	0.70	1.02	72	0.51	0.52	0.73
Moteur 6	400	1.5	0.82	0.7	78.5	1.91	1.34	2.33
Moteur 7	400	0.9	0.73	0.94	73	1.23	1.16	1.69
Moteur 8	400	4	0.83	0.67	84.2	4.75	3.18	5.72
Moteur 9	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 10	400	0.25	0.65	1.17	69	0.36	0.42	0.3
Moteur 11	400	0.37	0.70	1.02	72	0.51	0.52	0.73
Moteur 12	400	0.37	0.70	1.02	72	0.51	0.52	0.73
Moteur 13	400	0.18	0.65	1.17	62	0.29	0.34	0.45
Moteur 14	400	0.37	0.70	1.02	72	0.51	0.52	0.73
Moteur 15	400	0.37	0.70	1.02	72	0.51	0.52	0.73
Totale				Ks=0.6		10.752	8.544	13.73

Départ n°7 : Machine V. FOLD**Tableau IV-7 : Bilan de puissance absorbée du départ n°7.**

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cosφ	Tanφ	η %	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
Moteur 1	400	7.5	0.82	0.7	87	8.62	6.03	10.52
Moteur 2	400	7.5	0.82	0.7	87	8.62	6.03	10.52
Moteur 3	400	2.2	0.81	0.72	81	2.71	1.95	3.34
Moteur 4	400	1.6	0.82	0.7	80	2	1.4	2.44
Moteur 5	400	0.15	0.70	1.02	62	0.24	0.24	0.24
Moteur 6	400	1.22	0.82	0.7	78.5	1.55	1.09	1.89
Moteur 7	400	1.22	0.82	0.7	78.5	1.55	1.09	1.89
Moteur 8	400	1.6	0.82	0.7	80	2	1.4	2.44
Moteur 9	400	11	0.86	0.59	88.4	12.44	7.34	14.44
Moteur 10	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.71
Moteur 11(× 21)	24	0.05	1	0	100	1.05	0	1.05
Moteur 12×(2)	24	0.013	1	0	100	0.026	0	0.026
Totale				Ks=0.6		28.332	18.516	33.846

Départ n°8 : Administration

Le départ de l'administration contient 200 prises de courant et 25 climatiseurs d'où une multiplication par le facteur de simultanéité K_s et le facteur d'utilisation K_u s'applique pour chaque récepteur pour ensuite en fonction du facteur de simultanéité K_s pour élaborer la puissance totale du départ suivant cette relation :

$$P_u = P_a \times K_s \times K_u$$

$$Q_u = Q_a \times K_s \times K_u$$

$$S_u = \sqrt{P_u^2 + Q_u^2}$$

P_u : puissance active utile du départ

Q_u : puissance réactive utile du départ

S_u : puissance apparente du départ

Le résultat est dans le tableau suivant :

Tableau IV-8 : Bilan de puissance absorbée du départ n°8.

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cos ϕ	η %	Tan ϕ	Ks	Ku	Pu (kW)	Qu (kVAR)	Su (kVA)
25 Climatiseurs	230	5	0.83	85.7	0.67	0.6	0.75	66.487	43.987	79.721
200 prises	230	2	0.8	100	0.75	0.2	1	80	60	100
Totale					Ks=0.9			131.838	93.588	161.678

Départ n°9 : Presse balle

Tableau IV-9 : Bilan de puissance absorbée du départ n°9.

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cos ϕ	η %	Tan ϕ	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
Moteur 1	400	11	0.86	88.4	0.59	12.44	7.34	14.44
Moteur 2	400	3	0.81	82.6	0.72	3.63	2.61	4.47
Moteur 3	400	3	0.81	82.6	0.72	3.63	2.61	4.47
Totale				Ks=0.9		17.73	11.304	21.027

TGBT N°2 :

Départ n°1 : Machine MASTERFLEX 2011.

Tableau IV-10 : Bilan de puissance absorbée du départ n°1.

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cos ϕ	Tan ϕ	η %	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
Moteur 1	400	0.2	0.75	0.88	67	0.3	0.26	0.40
Moteur 2	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.71
Moteur 3	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.71
Moteur 4	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 5	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 6	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 7	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 8	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 9	400	0.37	0.7	1.02	72	0.51	0.52	0.73
Moteur 10	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 11	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 12	400	0.12	0.6	1.33	56	0.21	0.28	0.35
Moteur 13	400	1.5	0.82	0.69	78.5	1.91	1.31	2.31
Moteur 14	400	0.9	0.73	0.93	73	1.23	1.14	1.68
Moteur 15	400	0.25	0.65	1.17	69	0.36	0.42	0.55
Moteur 16(×8)	400	0.37	0.7	1.02	72	4.08	4.16	5.83
Moteur 17(×8)	400	0.12	0.6	1.33	56	1.68	2.23	2.79
Moteur 18(×8)	400	0.12	0.6	1.33	56	1.68	2.23	2.79
Moteur 19(×8)	400	0.75	0.77	0.83	70	8.56	7.1	11.12

Moteur 20(×8)	400	0.37	0.7	1.02	72	4.08	4.16	5.83
Moteur 21	400	11	0.86	0.59	88.4	12.44	7.34	14.44
Moteur 22	400	7.5	0.82	0.69	87	8.62	5.95	10.47
Moteur 23	400	11	0.86	0.59	88.4	12.44	7.34	14.44
Moteur 24	400	1.5	0.82	0.69	78.5	1.91	1.31	2.31
Moteur 25	400	7.9	0.82	0.69	87.7	9	6.21	10.93
Moteur 26	400	26	0.84	0.64	91.5	28.41	18.18	33.73
Moteur 27	400	9.3	0.82	0.69	87.7	10.6	7.31	12.88
Moteur 28(×8)	400	7.9	0.82	0.69	87.7	72	49.68	87.48
Moteur 29(×8)	400	7.9	0.82	0.69	87.7	72	49.68	87.48
Moteur 30(×8)	400	23.55	0.84	0.64	90.7	207.68	132.92	246.57
Moteur 31	400	7.9	0.82	0.69	87.7	9	6.21	10.93
Moteur 32	400	7.9	0.82	0.69	87.7	9	6.21	10.93
Moteur 33(×9)	400	7.5	0.82	0.69	87	77.58	53.53	94.25
Moteur 34(×9)	400	5.5	0.83	0.67	85.7	57.69	38.65	69.44
Moteur 35(×9)	400	5.5	0.83	0.67	85.7	57.69	38.65	69.44
Moteur 36	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.72
Moteur 37	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.72
Moteur 38	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.72
Moteur 39(×2)	400	5.5	0.83	0.67	85.7	12.82	8.59	15.43
Moteur 40	400	7.5	0.82	0.69	87	8.62	5.95	10.47
Moteur 41	400	4	0.83	0.67	84.2	4.75	3.18	5.88
Moteur 42	400	0.75	0.77	0.82	70	1.07	0.88	1.38
Moteur 43	400	1.5	0.82	0.69	78.5	1.91	1.32	2.32
Moteur 44	400	0.75	0.77	0.82	70	1.07	0.88	1.38
Moteur 45	400	0.25	0.65	1.169	69	0.36	0.42	0.55
Totale				Ks=0.6		440.86	297.366	531.776

Départ n°2 : Machine MASTERCUT 2011.

Tableau IV-11 : Bilan de puissance absorbée du départ n°2

Récepteur	U (V)	Pn (kW)	Cos φ	Tanφ	η (%)	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
Moteur 1	400	30	0.84	0.65	91.5	32.79	21.31	39.1
Moteur 2	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 3	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 4	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 5	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 6	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 7	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 8	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 9	400	3	0.81	0.72	82.6	3.63	2.61	4.47
Moteur 10	400	3	0.81	0.72	82.6	3.63	2.61	4.47
Moteur 12	400	4	0.83	0.67	84.2	4.75	3.18	5.72
Moteur 13	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 14	400	0.33	0.7	1.02	72	0.46	0.47	0.65

Moteur 15	400	0.63	0.77	0.83	70	0.9	0.75	1.17
Moteur 16	400	5.9	0.82	0.7	87	6.78	4.74	8.27
Moteur 17	400	5.9	0.82	0.7	87	6.78	4.74	8.27
Moteur 18	400	2.3	0.81	0.72	81	2.84	2.04	3.5
Moteur 19	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 20	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 21	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 22	400	0.12	0.7	1.02	56	0.21	0.21	0.3
Moteur 23	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.71
Moteur 24	400	5.5	0.83	0.67	85.7	12.82	8.58	15.43
Moteur 25	400	0.75	0.77	0.83	70	1.07	0.89	1.39
Moteur 26	400	1.5	0.82	0.7	78.5	1.91	1.34	2.33
Moteur 27	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 28	400	0.55	0.7	1.02	70	0.79	0.8	1.12
Moteur 29	400	7.5	0.82	0.7	87	8.62	6.03	10.52
Moteur 30	400	0.75	0.77	0.83	70	1.07	0.89	1.39
Moteur 31	400	5.5	0.83	0.67	85.7	6.41	4.29	7.71
Moteur 32	400	0.75	0.77	0.83	70	1.07	0.89	1.39
Moteur 33	400	0.75	0.77	0.83	70	1.07	0.89	1.39
Moteur 34	400	0.37	0.7	1.02	70	0.53	0.37	0.65
Moteur 35	400	0.25	0.65	1.17	69	0.36	0.42	0.55
Totale				Ks=0.6	66.192	46.698	81.006	

Départ n°3 : SIMPACK.

Tableau IV-12 : Bilan de puissance absorbée du départ n°3.

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cos φ	η %	Tan φ	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
Moteur 1	230	0.22	1	1	0	0.22	0	0.22
Moteur 2	400	0.18	0.65	62	1.17	0.29	0.34	0.45
Moteur 3	400	0.25	0.65	69	1.17	0.36	0.42	0.55
Moteur 4	400	0.25	0.65	69	1.17	0.36	0.42	0.55
Moteur 5	400	0.18	0.65	62	1.17	0.29	0.34	0.45
Moteur 6	400	0.37	0.7	72	1.02	0.51	0.52	0.73
Moteur 7	400	0.18	0.65	62	1.17	0.29	0.34	0.45
Totale					Ks=0.7	1.624	1.442	2.171

Départ n°4 : Eclairages

Tableau IV-13 : Bilan de puissance absorbée du départ n°4.

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cos φ	η %	Pa (KW)
252 unités	265	0.15	1	100	0.15
Totale					Ks=1 37.8

Départ n°5 : Rideaux.

Tableau IV-14 : Bilan de puissance absorbée du départ n°5.

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cos φ	η %	Tan φ	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
12 moteurs	400	0.65	0.77	70	0.83	0.93	0.77	1.21
Totale					Ks=0.6	6.684	5.544	8.684

TGBT N°3 :

Départ n°1 : Air comprimé.

Tableau IV-15 : Bilan de puissance absorbée du départ n°1.

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cos φ	η %	Tan φ	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
1 moteur	400	75	0.84	0.942	0.64	79.61	50.95	94.51

Départ n°2 : Quais.

Tableau IV-16 : Bilan de puissance absorbée du départ n°2.

Récepteur	Un (V)	Pn (kW)	Cos φ	η %	Tan φ	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
2 moteurs	400	0.75	0.77	70	0.83	1.07	0.89	1.39
Totale					Ks=0.9	1.926	1.602	2.505

Départ n°3 : Navettes.

Tableau IV-17 : Bilan de puissance absorbée du départ n°3.

Moteur	Un (V)	Pn (kW)	Cos φ	η %	Tan φ	Pa (kW)	Qa (kVAR)	Sa (kVA)
70 moteurs	400	0.75	0.77	70	0.83	1.07	0.89	1.39
Totale					Ks=0.6	44.94	37.38	58.45

IV.8. Elaboration du bilan de puissance de l'installation

Pour élaborer la puissance totale utile au niveau TGBT principal, on suit l'enchaînement des calculs suivant :

A. Calculs de la puissance d'utilisation P_u :

Après avoir calculer les puissances réellement absorbées de chaque départ au niveau des 3 TGBT, on entame l'étape suivante qui consiste à calculer la puissance utilisée par les récepteurs en fonction du facteur K_u en exploitant les relations suivantes :

$$P_u = P_{a'} \times K_u$$

$$Q_u = Q_{a'} \times K_u$$

$$S_u = \sqrt{P_u^2 + Q_u^2}$$

Les résultats des calculs sont inscrits dans les tableaux suivants :

TGBT N°1 :

Tableau IV-18 : Bilan de puissance d'utilisation du TGBT N°1.

Départs	$P_{a'}$ (kW)	$Q_{a'}$ (kVAR)	$S_{a'}$ (kVA)	K_u	P_u (kW)	Q_u (kVAR)	S_u (kVA)
Départ n°1	66.192	46.698	81.007	0.75	49.644	35.023	60.755
Départ n°2	21.294	14.88	25.978	0.75	15.970	11.16	19.483
Départ n°3	4.968	3.753	6.226	0.75	3.726	2.815	4.669
Départ n°4	440.86	297.366	531.776	0.75	330.646	223.024	398.83
Départ n°5	3.094	3.136	4.405	0.75	2.321	2.352	3.304
Départ n°6	10.752	8.544	13.73	0.75	8.064	6.408	10.3
Départ n°7	28.332	18.516	33.846	0.75	21.249	13.887	25.384
Départ n°8	/				131.838	93.588	161.678
Départ n°9	17.73	11.304	21.027	0.75	13.297	8.478	15.769
Total					576.755	396.735	700.032

TGBT N°2 :

Tableau IV-19 : Bilan de puissance d'utilisation du TGBT N°2.

Départ	$P_{a'}$ (kW)	$Q_{a'}$ (kVAR)	$S_{a'}$ (kVA)	K_u	P_u (KW)	Q_u (kVAR)	S_u (kVA)
Départ n°1	440.862	297.366	531.776	0.75	330.646	223.024	398.83
Départ n°2	66.192	46.698	81.007	0.75	49.644	35.023	60.755
Départ n°3	1.624	1.442	2.171	0.75	1.218	1.0815	1.6288
Départ n°4	37.8	/	37.8	1	37.8	/	37.8
Départ n°5	6.684	5.544	8.684	0.75	5.013	4.158	6.513
Total					424.321	263.2865	499.368

TGBT N°3 :**Tableau IV-20 :** Bilan de puissance d'utilisation du TGBT N°3.

Départ	Pa' (kW)	Qa' (kVAR)	Sa' (kVA)	Ku	Pu (kW)	Qu (kVAR)	Su (kVA)
Départ n°1	79.61	50.95	94.52	0.75	59.71	37.94	70.89
Départ n°2	1.926	1.602	2.505	0.75	1.44	1.2015	1.875
Départ n°3	44.94	37.38	58.45	0.75	33.705	28.035	43.84
Total					94.855	67.176	116.233

B. Calcul de la puissance totale consommée par les trois TGBT :

Le facteur de simultanéité se varie en fonction du nombre de départs au niveau de chaque TGBT et qui est défini comme suit :

TGBT1 contient 9 départs, d'où le facteur $K_s = 0.7$

TGBT2 contient 5 départs d'où le facteur $K_s = 0.8$

TGBT3 contient 3 départs d'où le facteur $K_s = 0.9$

On calcule cette puissance à partir de la relation suivante :

$$P_{con} = K_s \times \sum P_u$$

$$Q_{con} = K_s \times \sum Q_u$$

P_{con} = puissance active totale consommée par TGBT

Q_{con} = puissance réactive totale consommée par TGBT

Les résultats des calculs sont inscrits dans le tableau suivant :

Tableau IV-21 : Bilan de puissance totale consommée par TGBT.

Charge	Pu (kW)	Qu (kVAR)	Ks	Pcon (kW)	Qcon (kVAR)
TGBT1	576.755	396.735	0.7	403.728	277.714
TGBT2	424.321	263.2865	0.8	339.457	210.629
TGBT3	94.855	67.176	0.9	85.3695	60.458

C. Calcul de la puissance totale consommée par le TGBT principal en fonction du facteur de simultanéité K_s :

Les trois TGBT sont alimentés par un TGBT principal (voir le schéma unifilaire figure VI-7) d'où le facteur de simultanéité $K_s = 0.9$, le calcul se fait par la relation suivante :

$$P_{con'} = \sum P_{con} \times K_s$$

$$Q_{con'} = \sum Q_{con} \times K_s$$

Application numérique :

$$P_{con'} = 745.6986 \text{ kW}$$

$$Q_{con'} = 493.921 \text{ kVAR}$$

D. Calcul de la puissance d'utilisation totale P en fonction du facteur d'extension K_e :

$$P = P_{con'} \times K_e$$

$$Q = Q_{con'} \times K_e$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Avec $K_e = 1.2$

Application numérique :

$$P = 894.838 \text{ kW}$$

$$Q = 592.705 \text{ kVAR}$$

$$S = 1073.32 \text{ kVA}$$

E. Calcul du facteur de puissance de l'installation :

Le facteur de puissance est donné par la relation suivante : $\cos \varphi = \frac{P}{S}$

Application numérique :

$$\cos \varphi = 0.83 \text{ d'où } \tan \varphi = 0.672$$

On désire améliorer le facteur de puissance de cette installation à un nouveau facteur de la valeur : $\cos \varphi' = 0.93$ avec $\tan \varphi' = 0.395$

IV.9. Dimensionnement de batteries de condensateur à installer (partie pratique)

Pour effectuer notre partie pratique, on va dimensionner des batteries de condensateurs qui nous fourniront l'énergie réactive nécessaire pour réaliser la compensation de l'énergie réactive et l'amélioration du facteur de puissance.

Dans le but d'améliorer le facteur de puissance de l'installation au niveau du TGBT principal (au secondaire du transformateur) à 0.93 ($\tan \varphi' = 0.395$), on suit les étapes suivantes :

A. Choix de la localisation de la compensation :

La consommation de l'énergie réactive presque similaire des deux TGBT et la faible consommation du troisième TGBT nous a mené à choisir un mode de compensation global.

B. Calcul de la puissance réactive des condensateurs à installer Q_c :

La puissance réactive des condensateurs est calculée en exploitant la relation suivante :

$$Q_c = P(\tan \varphi - \tan \varphi')$$

La capacité de chaque condensateur :

$$C = \frac{Q_c}{3\omega U^2}$$

Application numérique :

On a : $P = 894.838 \text{ kW}$, $\tan \varphi = 0.672$, $\tan \varphi' = 0.395$, $U = 400 \text{ V}$, $\omega = 314$

$$Q_c = 247.87 \text{ kVAR}$$

$$C = 1.645 \text{ mf}$$

C. L'identification du type de compensation :

L'identification du type de compensation est définie par la relation $\frac{Q_c}{S_n}$ et le résultat est donné en pourcentage %. On a la puissance apparente globale S qui est d'une valeur de 1073.328 kVA, par conséquent on prend une puissance normalisée du transformateur de $S_n = 1250 \text{ kVA}$.

Avec $S_n = 1250 \text{ kVA}$, on a : $\frac{Q_c}{S_n} = 19.83 \% > 15 \%$, donc le type idéal de compensation à choisir dans ce cas est la compensation automatique.

Avec $Q_c = 247.87 \text{ kVAR}$, on installe une armoire de condensateurs à 8 gradins de 30 kVAR chacun qui fourniront l'énergie réactive nécessaire pour assurer la compensation.

IV.10. Conclusion

Lors de ce chapitre, nous avons cité les types de puissances consommées par les équipements électriques ainsi que les étapes de réalisation d'un système de compensation pour une installation électrique qui consiste l'élaborations du bilan de puissance de l'installation pour ensuite déterminer les types de compensation qui convient et dimensionner les batteries de compensation nécessaire afin d'assurer une consommation optimale et économique de l'énergie.

Pour notre partie pratique, nous avons exploité les données recueillis de la nouvelle unité de l'entreprise pour élaborer son bilan de puissance et son facteur de puissance qui nous montre la consommation importante de l'énergie dans cette dernière. Après avoir exploité les résultats obtenus, nous avons établis un système de compensation convenable.

La réalisation d'un système de compensation fut une nécessité pratique afin d'améliorer le facteur de puissance et maîtriser la consommation de l'énergie réactive pour une facturation économique de l'énergie et une exploitation optimale de cette dernière.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'objectif de notre projet de fin d'études est le dimensionnement d'un système de compensation de l'énergie réactive. A cet effet, nous avons eu l'opportunité de réaliser un stage pratique au sein de la nouvelle unité de fabrication de l'entreprise GENERAL EMBALLAGE. Ceci nous a permis de nous initier au monde professionnel en exploitant les connaissances acquises tout au long de notre cursus universitaire.

Le système de compensation permet d'éviter la surconsommation d'énergie ainsi que les perturbations du réseau électrique dans cette nouvelle unité, telle que les chutes de tensions et la surcharge des transformateurs.

Nous avons commencé notre travail avec une présentation de l'entreprise d'accueil. Ensuite, nous avons abordé brièvement quelques généralités sur les réseaux électriques industriels ainsi que les principales méthodologies de calcul des bilans de puissance.

Pour notre cas, L'analyse du bilan de puissance élaboré à partir des données récoltées pendant notre stage indique une consommation importante de l'énergie réactive avec un faible facteur de puissance (0.83). Nous avons donc conclu qu'un système de compensation doit être installé.

Pour la mise en œuvre du système de compensation, différents modes et types de compensation existent, notamment par batteries de condensateurs. À partir des résultats que nous avons obtenus, nous avons constaté que, pour assurer un fonctionnement optimal de l'installation, le facteur de puissance doit être fixé à (0.93).

En optant pour un système de compensation global et automatique, avec une puissance de compensation qui est de 238.922 kVAR, répartie en 8 gradins de 30 KVAR, nous avons réussi à atteindre nos objectifs.

Annexes

Annexes

Tableau N°1 pour la lettre B.

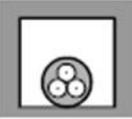
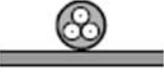
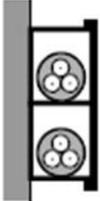
Exemple	Description	N°	Lettre de sélection	Facteurs de correction à appliquer				
				f_0	f_1	f_4	f_5	
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des vides de construction	21	B	0,95	f_1	f_4	f_5	--
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits dans des vides de construction	22A	B	0,865	f_1	f_4	f_5	f_6
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits profilés dans des vides de construction	23A	B	0,865	f_1	f_4	f_5	f_6
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits profilés noyés dans la construction	24A	B	0,865	f_1	f_4	f_5	f_7
	Câbles mono ou multiconducteurs : - dans des faux-plafonds	25	B	0,95	f_1	f_4	f_5	--
	- dans des plafonds suspendus							
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des goulottes fixées aux parois : - en parcours horizontal	31A	B	0,9	f_1	f_4	f_5	--
	- en parcours vertical	32A	B	0,9	f_1	f_4	f_5	--

Tableau N°2 pour la lettre B (suite)

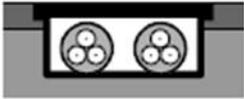
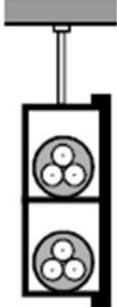
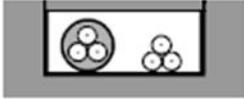
Exemple	Description	N°	Lettre de sélection	Facteurs de correction				
				f_0	à appliquer			
	Câbles mono ou multi-conducteurs dans des goulottes encastrées dans des planchers	33A	<i>B</i>	0,9	f_1	f_4	f_5	--
	Câble mono ou multi-conducteurs dans des goulottes suspendues	34A	<i>B</i>	0,9	f_1	f_4	f_5	--
	Câbles multiconducteurs dans des caniveaux fermés, en parcours horizontal ou vertical	41	<i>B</i>	0,95	f_1	f_4	f_5	--
	Câbles mono ou multi-conducteurs dans des caniveaux ouverts ou ventilés	43	<i>B</i>	1	f_1	f_4	f_5	--

Tableau N°3 Mode de pose pour les lettres C, E, F.

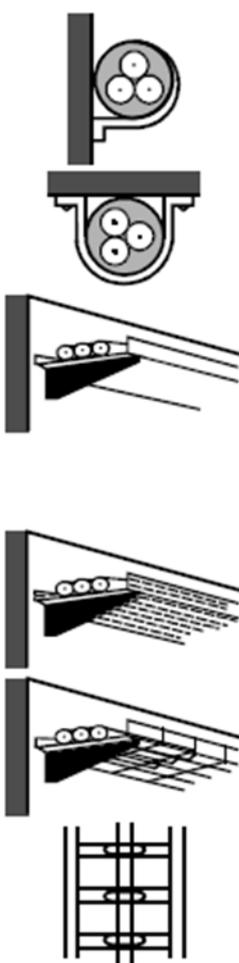
Exemple	Description	N°	Lettre de sélection	Facteurs de correction				
				f_0	à appliquer			
	Câbles mono ou multiconducteurs avec ou sans armure :							
	- fixés sur un mur	11	C	1	f_1	f_4	f_5	
	- fixés à un plafond	11A	C	0,95	f_1	f_4	f_5	
	- sur des chemins de câbles ou tablettes non perforés	12	C	1	f_1	f_4	f_5	
			câbles					
			multi-conducteurs	mono-conducteurs				
	- sur des chemins de câbles ou tablettes perforés en parcours horizontal ou vertical	13	E	F	1	f_1	f_4	f_5
	- sur des corbeaux	14	E	F	1	f_1	f_4	f_5
	- sur des échelles à câbles	16	E	F	1	f_1	f_4	f_5

Tableau N°4 Mode de pose pour la lettre D.

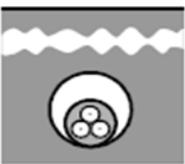
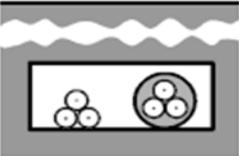
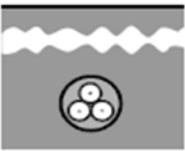
Exemple	Description	N°	Lettre de sélection	Facteurs de correction à appliquer				
				f_0	f_2	f_3	f_8	f_9
	Câbles mono ou multi-conducteurs dans des conduits ou dans des conduits profilés enterrés	61	D	0,8	f_2	f_3	f_8	f_9
								
	Câbles mono ou multi-conducteurs enterrés sans protection mécanique complémentaire	62	D	1	f_2	f_3	f_{10}	-
	Câbles mono ou multiconducteurs enterrés avec protection mécanique complémentaire	63	D	1	f_2	f_3	f_{10}	-

Tableau N°5 Facteur de correction pour les températures ambiantes différent de 30°C.

Températures ambiantes (°C) θ_0	Isolation		
	Elastomères (caoutchouc) $\theta_p = 60^\circ\text{C}$	PVC $\theta_p = 70^\circ\text{C}$	PR et EPR $\theta_p = 90^\circ\text{C}$
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
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
65	-	-	0,65
70	-	-	0,58
75	-	-	0,50
80	-	-	0,41
85	-	-	-
90	-	-	-
95	-	-	-

Tableau N°6 Facteur de correction pour les températures de sol différent de 20°C°.

Températures du sol θ_0 (°C)	Isolation	
	PVC $\theta_p = 70$ °C	PR et EPR $\theta_p = 90$ °C
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Tableau N°7 Facteur de correction pour les canalisations enterrées en fonction de la résistivité thermique du sol.

Résistivité thermique du terrain K.m/W	Facteur de correction	Observations			
		Humidité	Nature du terrain		
0,40	1,25	pose immergée	marécages		
0,50	1,21	terrain très humide	sable		
0,70	1,13	terrain humide		argile	
0,85	1,05	terrain dit normal		et calcaire	
1,00	1,00	terrain sec			
1,20	0,94				
1,50	0,86	terrain très sec			
2,00	0,76				
2,50	0,70				
3,00	0,65				cendres et mâchefer

Tableau N°8 Facteur de correction pour groupement de plusieurs câbles jointifs.

N° des modes de pose	Nombre de câbles multiconducteurs ou groupes de câbles monoconducteurs jointifs											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
21, 22A, 23A, 24A, 25, 31, 31A, 32, 32A, 33A, 34A, 41, 43	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
11, 12	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		
11A	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64			
13	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
14, 16	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			

Tableau N°9 Facteur de correction pour groupement de plusieurs câbles disposés en plusieurs couches.

Nombre de couches	2	3	4 ou 5	6 à 8	9 et plus
Facteurs de correction f_5	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66

Tableau N°10 Facteur de correction en fonction du nombre de conduits dans l'air et de leur disposition.

Nombre de conduits disposés verticalement	Nombre de conduits disposés horizontalement					
	1	2	3	4	5	6
1	1	0,94	0,91	0,88	0,87	0,86
2	0,92	0,87	0,84	0,81	0,80	0,79
3	0,85	0,81	0,78	0,76	0,75	0,74
4	0,82	0,78	0,74	0,73	0,72	0,72
5	0,80	0,76	0,72	0,71	0,70	0,70
6	0,79	0,75	0,71	0,70	0,69	0,68

Tableau N°11 Facteur de correction en fonction du nombre de conduits enterrés ou noyés dans le béton et de leur disposition.

Nombre de conduits disposés verticalement	Nombre de conduits disposés horizontalement					
	1	2	3	4	5	6
1	1	0,87	0,77	0,72	0,68	0,65
2	0,87	0,71	0,62	0,57	0,53	0,50
3	0,77	0,62	0,53	0,48	0,45	0,42
4	0,72	0,57	0,48	0,44	0,40	0,38
5	0,68	0,53	0,45	0,40	0,37	0,35
6	0,65	0,50	0,42	0,38	0,35	0,32

Tableau N°12 Facteur de correction pour conduits enterrés non jointifs disposés horizontalement ou verticalement à raison d'un câble ou d'un groupement de 3 câbles mono conducteur par conduit.

Nombre de conduits	Distance entre conduits (a)		
	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,93	0,95	0,97
3	0,87	0,91	0,95
4	0,84	0,89	0,94
5	0,81	0,87	0,93
6	0,79	0,86	0,93

Tableau N°13 Facteur de correction dans le cas de plusieurs circuits ou câbles dans un même conduit enterré.

Disposition de circuits ou de câbles jointifs	Facteurs de correction											
	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Posés dans un conduit enterré	1	0,71	0,58	0,5	0,45	0,41	0,38	0,35	0,33	0,29	0,25	0,22

Tableau N°14 Facteur de correction pour groupement de plusieurs câbles posés directement dans le sol, câbles mono conducteur ou multiconducteur disposés horizontalement ou verticalement.

Nombre de câbles ou de circuits	Distance entre câbles ou groupements de 3 câbles monoconducteurs (a)				
	Nulle (câbles jointifs)	Un diamètre de câble	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,76	0,79	0,84	0,88	0,92
3	0,64	0,67	0,74	0,79	0,85
4	0,57	0,61	0,69	0,75	0,82
5	0,52	0,56	0,65	0,71	0,80
6	0,49	0,53	0,60	0,69	0,78

Tableau N°15 Courant admissible par les canalisations dans les conditions standards pour les lettres de sélection B, C, E, F.

Lettre de sélection	Isolant et nombre de conducteurs chargés								
	B	C	E	F					
	PVC 3	PVC 2		PR 3		PR 2			
		PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2		
			PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2	
				PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2
Section (mm ²) Cuivre									
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		1083
630					855	1005	1088		1254
Section (mm ²) Aluminium									
2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	
4	22	25	26	28	31	32	35	38	
6	28	32	33	36	39	42	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°16 Courant admissible par les canalisations enterrées dans les conditions standards pour la lettre de sélection D.

Lettre de sélection <i>D</i>	Isolant et nombre de conducteurs chargés			
	PVC 3	PVC 2	PR 3	PR 2
Section (mm ²) <i>Cuivre</i>				
1,5	26	32	31	37
2,5	34	42	41	48
4	44	54	53	63
6	56	67	66	80
10	74	90	87	104
16	96	116	113	136
25	123	148	144	173
35	147	178	174	208
50	174	211	206	247
70	216	261	254	304
95	256	308	301	360
120	290	351	343	410
150	328	397	387	463
185	367	445	434	518
240	424	514	501	598
300	480	581	565	677
Section (mm ²) <i>Aluminium</i>				
10	57	68	67	80
16	74	88	87	104
25	94	114	111	133
35	114	137	134	160
50	134	161	160	188
70	167	200	197	233
95	197	237	234	275
120	224	270	266	314
150	254	304	300	359
185	285	343	337	398
240	328	396	388	458
300	371	447	440	520

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] groupe Schneider électrique, « guide de l'installation électrique installation », édition 2010.
- [2] Schneider Electric, « guide de la distribution électrique BT et HTA », édition 2009.
- [3] Schneider Electric, « complément technique de distribution électrique BT et HTA », édition 2012.
- [4] Christophe Prévé et Robert Jeannot, Schneider Electric, « guide de conception des réseaux électriques industriels », 2/1997.
- [5] Abderrahmani Abdeslam, « Réseaux électriques industriels », cours 2018/2019.
- [6] R. calvas, B. De Metz Noblat, A. Ducluzaux, G. Thomasset, Cahier technique Merlin Gerin numéro 158 « calculs des courants de court-circuit », Edition juin 2000.
- [7] Philippe Juguet, « Guide des Métiers de l'Electrotechnique », version 1.h, 2004.
- [8] A. Laifaoui, cours, « schémas et appareillage électrique », cours 2017.
- [9] Benoit de METZ-NOBLA, cahier technique 18 « analyse des réseaux triphasé e, régime perturbé à l'aide composante symétrique », édition juin 2015.
- [10] Merlin Gerin, Schneider Electric, guides experts basse tension N°6 « Guide de la compensation d'énergie réactive et du filtrage des harmoniques », 12 juin 2009.
- [11] M.TEC ENERGY, fabricant belge des batteries automatiques de condensateurs, « cours technique sur la correction du facteur de puissance ».
- [12] Schneider Electric, catalogue distribution électrique, « guide de la distribution basse et moyenne tension », 2002.
- [13] <https://www.generalemballage.com/presentation-de-lentreprise/>
- [14] Jean-Michel Delbarre, « postes à haute et très haute tension », 10 décembre 1993.
- [15] Abdelli Amina, mémoire soutenue, « Dimensionnement de batterie de compensation de l'énergie réactive pour la station de pompage des hydrocarbures de Beni Mansour », université de Bejaia, 2014/2015.
- [16] M.A.E ALALI, « Contribution à l'étude des compensateurs actifs des réseaux électriques basse tension », Thèse de doctorat de l'université de LOUIS PASTEUR (STRASBOURG), 12 Septembre 2002.
- [17] ph. Ferraci, cahier technique Schneider numéro 199, « la qualité de l'énergie électrique », octobre 2001.
- [18] C. Collombet, J.M.Lupin, J.Schonek, cahier technique numéro 152, « perturbations harmoniques dans les réseaux et leur traitement », septembre 1999.

[19] D.Fulchiron, Schneider Electric, cahier technique numéro 151 « surtensions et coordination de l'isolement », décembre 1992.

[20] HADDAD SALIM, mémoire magister, « compensation d'énergie réactive par convertisseur statique », 2006.