

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued
Faculté de Technologies
Département de Génie Électrique



جامعة الشهيد حمّة لخضر الوادي
كلية التكنولوجيا
قسم الهندسة الكهربائية

Polycopié pédagogique

RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INDUSTRIELS

Destiné aux étudiants troisième année Licence
3^{ème} semestre spécialité
MASTER RESEAUX ELECTRIQUES
Réalisé par : GUIA Talal
Maitre de conférences « B »

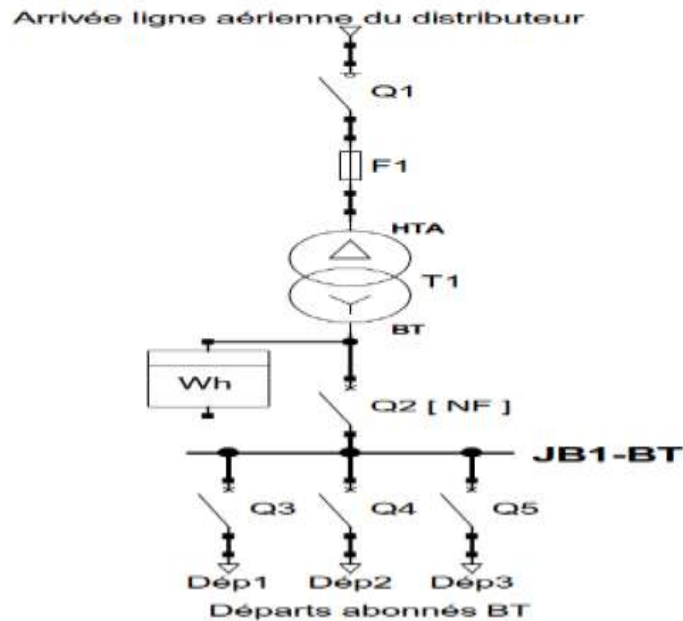
I.3.D- Les postes de livraison HTA/BT

Ils concernent généralement les puissances comprises entre 250 kVA et 10 MVA.

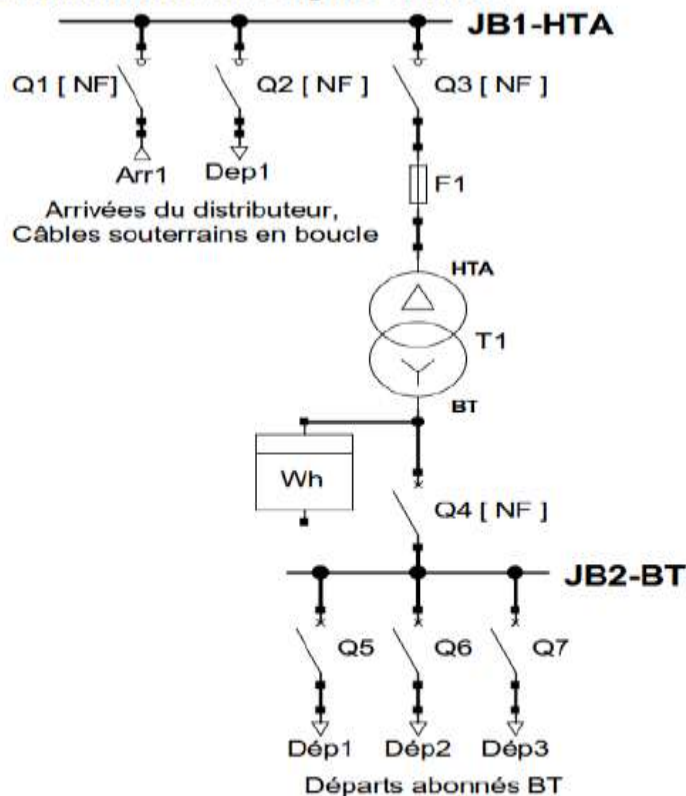
I.3.D.1- Les postes de livraison HTA à comptage BT

Lorsque le poste de livraison comporte un seul transformateur HTA/BT de puissance inférieure ou égale à 1250 kVA.

Alimentation en simple dérivation



Alimentation en coupure d'artère



Alimentation en double dérivation

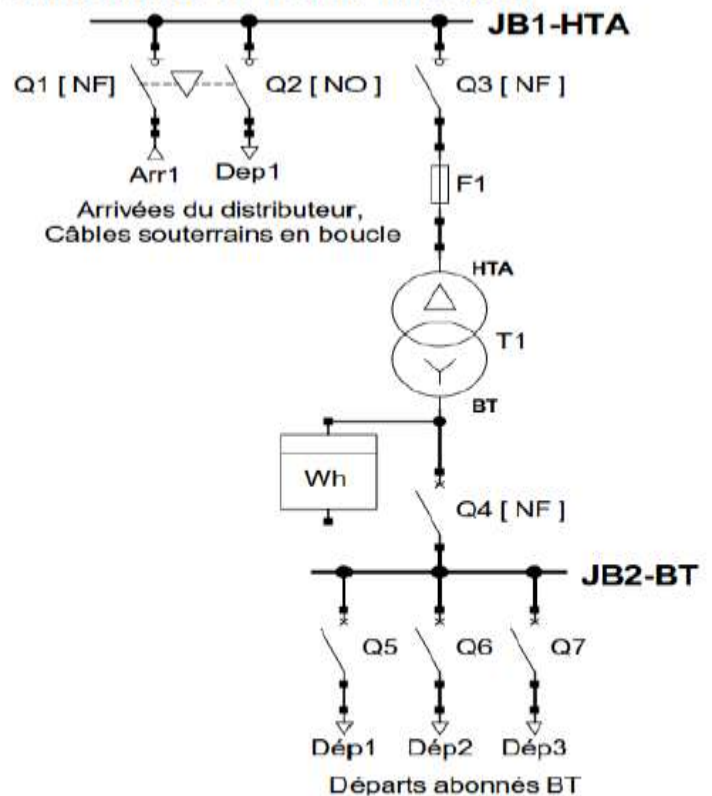


Figure I-6 : Poste de livraison HTA à comptage BT

I.3.D.2- Les postes de livraison HTA à comptage HT

Ils comportent plusieurs transformateurs ou un seul, de puissance totale supérieure à 1250 kVA et peuvent comporter des départs HTA.

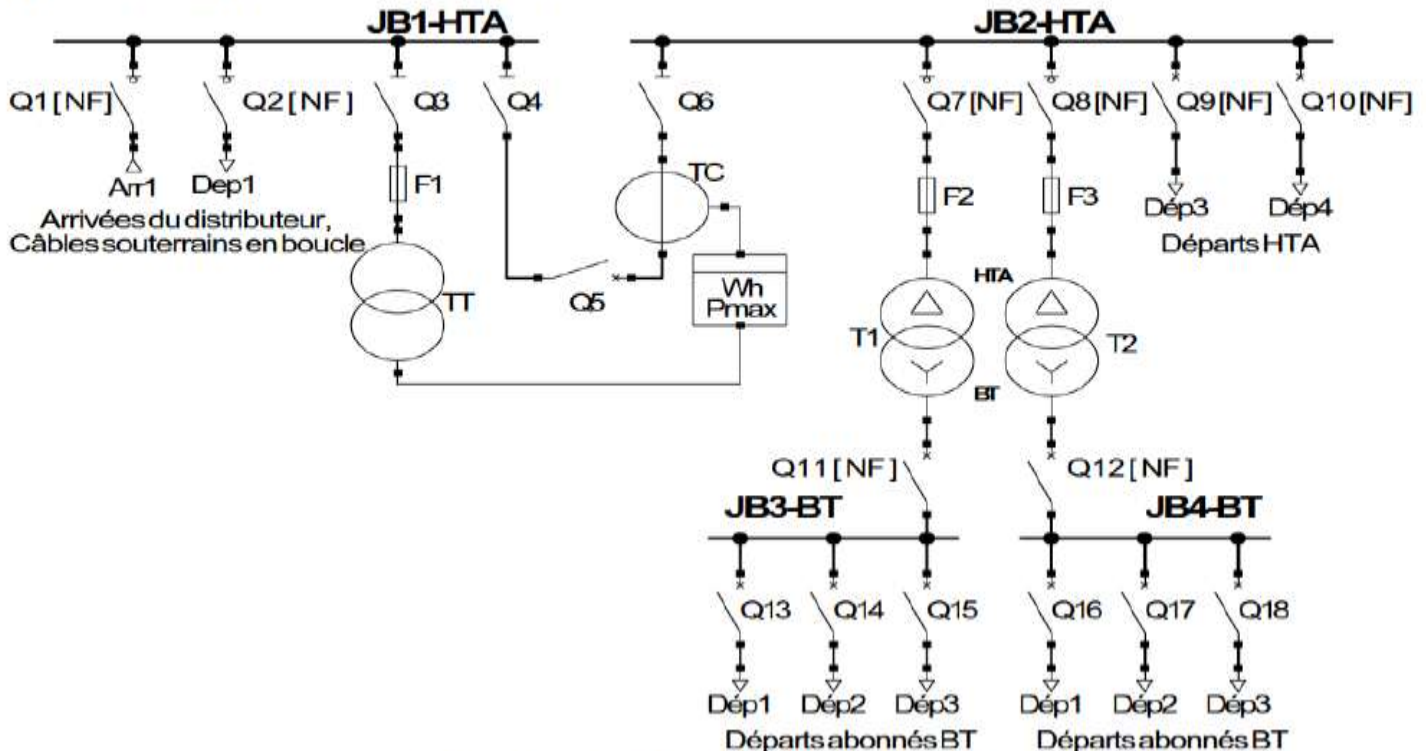


Figure I-7 : Poste de livraison HTA à comptage HT

① Le comptage HT est réalisé grâce au TT (transformateur de tension) et au TC (transformateur de courant).

I.3.E- Les réseaux BT

I.3.E.1- Modes d'alimentation des tableaux BT

a) L'alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation

- Les tableaux Tab-1, 2,3 bénéficient d'une seule source d'alimentation. Le réseau est dit de type radial arborescent.
- En cas de perte de la source d'alimentation d'un tableau, celui-ci est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

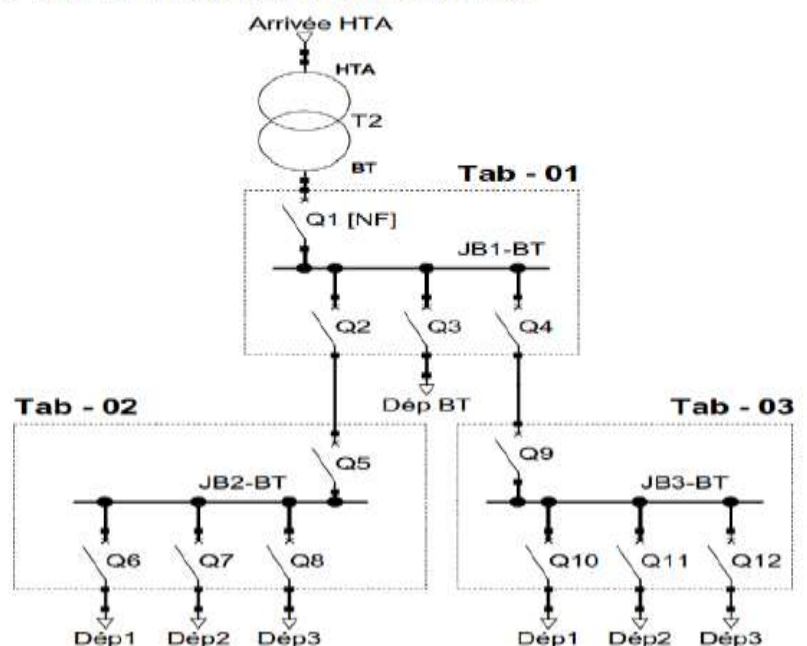
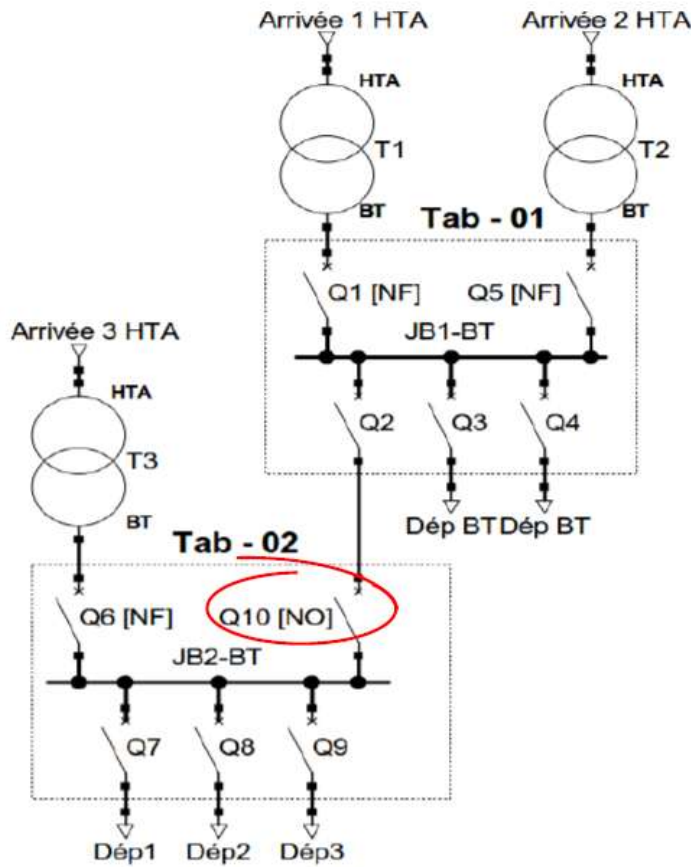


Figure I-8 : Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation

b) L'alimentation des tableaux BT par une double alimentation

01) Sans couplage



02) Avec couplage

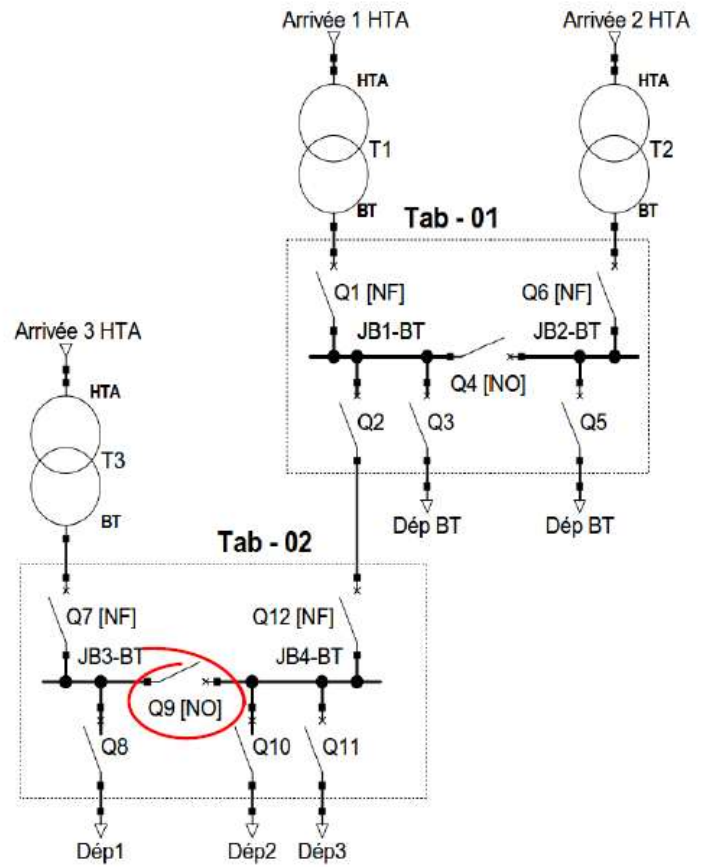


Figure I-9 : Alimentation des tableaux BT par une double alimentation

I.3.E.2- Les tableaux BT secourus par des alternateurs

- En fonctionnement normal, Q3 est fermé et Q1 est ouvert. Le tableau Tab-1 est alimenté par le transformateur. En cas de perte de la source normale, on réalise les étapes suivantes :

- Fonctionnement du dispositif normal/secours, ouverture de Q3.
- Délestage éventuel d'une partie des récepteurs des circuits prioritaires, afin de limiter l'impact de charge subi par l'alternateur.
- Démarrage de l'alternateur.
- Fermeture de Q1 lorsque la fréquence et la tension de l'alternateur sont à l'intérieur des plages requises.

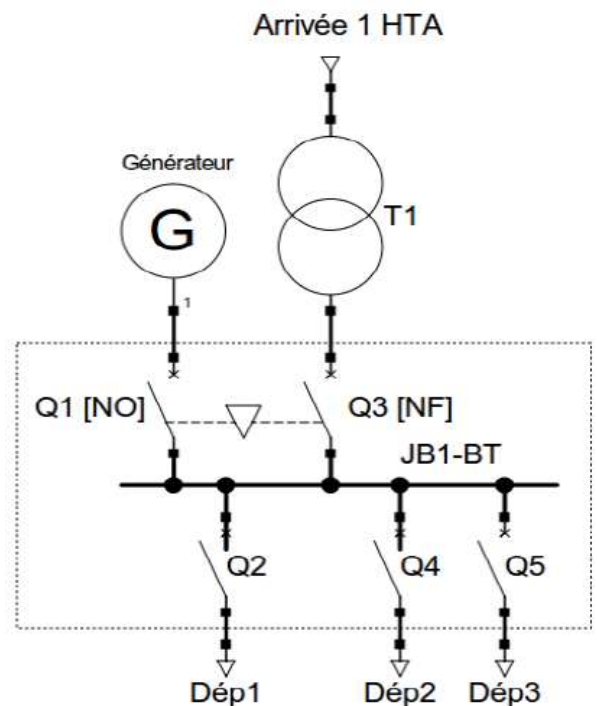


Figure I-10 : Alimentation un transformateur et un alternateur

Chapitre II: Les régimes de neutre

II.1- Introduction

Le type de mise à terre du point neutre des réseaux va permettre de maîtriser plus au moins bien certaines perturbations et d'en limiter les effets. La connexion du neutre à la terre peut être réalisée de 5 façons différentes :

- $Z_n = \infty$: neutre isolé, pas de liaison intentionnelle
- $Z_n = R \nearrow$: est une résistance de valeur plus ou moins élevée
- $Z_n = jL\omega \swarrow$: est une réactance, de valeur faible en général
- Z_n : est une réactance de compensation, destinée à compenser la capacité du réseau
- $Z_n = 0$: le neutre est relié directement à la terre.

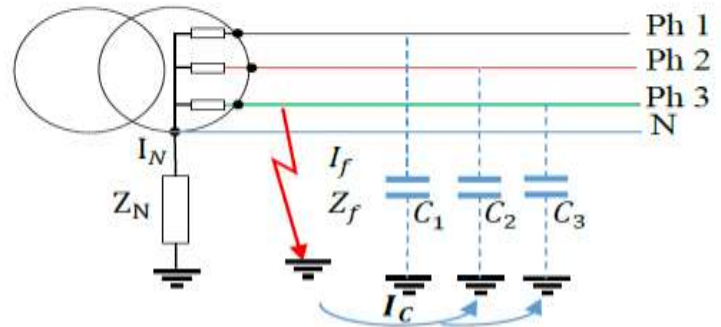


Figure II-1 : Défaut à la terre dans un réseau

$$I_f = I_c + I_N \quad (\text{II-1})$$

I_f : Courant de défaut ;

I_c : Courant capacitif ;

Z_k : Impédance de défaut ;

I_N : Courant du neutre ;

Ces types vont agir sur trois notions {sécurité -service – coûts} via six critères :

Sécurité Protection simple

Compétence du personnel

Service Continuité de service

Coûts Surtensions

Phénomènes transitoires

Energie du défaut

- Ⓛ En particulier, deux considérations techniques importantes sont contradictoires :
-Réduire le niveau des surtensions- Réduire le courant de défaut à la terre (I_{k1})

II.2- Les types de régime de neutre

II.2.A- Neutre isolé

- Il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection.
- Neutre fortement impédant : une impédance de valeur élevée est intercalée entre le point neutre et la terre.

$$I_f = I_{C1} = I_{C2} + I_{C3} \quad (I_N = 0);$$

$$C = C_1 = C_2 = C_3$$

$$I_{C2} = j\omega C v_2$$

$$I_{C3} = j\omega C v_3$$

$$I_f = 3j\omega C V$$

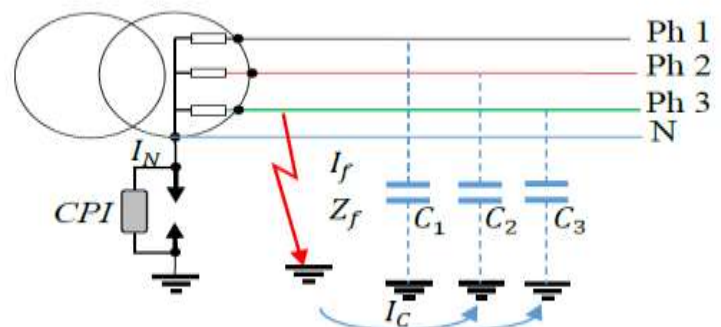


Figure II-2 : Neutre isolé

* CPI : Contrôleur Permanent d'Isolement

Chapitre II : Les régimes de neutre

a) Avantages

Continuité de service

Energie du défaut

Le premier défaut ne présente pas de danger. Le courant de phase masse est très faible et aucune tension dangereuse n'est à craindre. Mais il doit être signalé et recherché pour être éliminé.

b) Inconvénients

Surtensions

Compétence du personnel

Phénomènes transitoires

- La difficulté de la mise en œuvre de protection sélectives au premier défaut en raison des très faibles courants.
- Le 2ème défaut provoque un court-circuit entre phase.
- La coupure est obligatoire au deuxième défaut.
- Des surtensions importantes et des phénomènes transitoires entraînant un surcoût de l'isolement ou un vieillissement prématuré des matériels.

c) Type de protection

- Contrôleur permanent d'isolement (CPI) : surveille en permanence le niveau d'isolement du réseau et signale son passage en dessous d'un seuil pré réglé.
- Protection à maximum de tension résiduelle (ANSI 59) : Cette protection permet la détection d'un défaut d'isolement par la mesure du déplacement du point neutre.
- Protection maximum de courant terre directionnelle (ANSI 67N) : Cette protection permet la détection du départ en défaut. La discrimination se fait par comparaison de l'angle de déphasage entre la tension résiduelle et les courants résiduels, d'une part du départ en défaut et d'autre part de chaque départ sain.

① ANSI: American National Standard Institute.

d) Application

Ce régime de neutre est utilisé lorsque la coupure au premier défaut d'isolement est préjudiciable au bon fonctionnement d'une exploitation ou à la sécurité des personnes (Domain industrielle).

II.2.B- Neutre directe à la terre

Dans ce type de schéma, dit de "neutre à la terre" : Le neutre de l'installation est directement relié à la terre.

$$V_{NT} = 0; I_f = I_N = \frac{V}{Z_f};$$

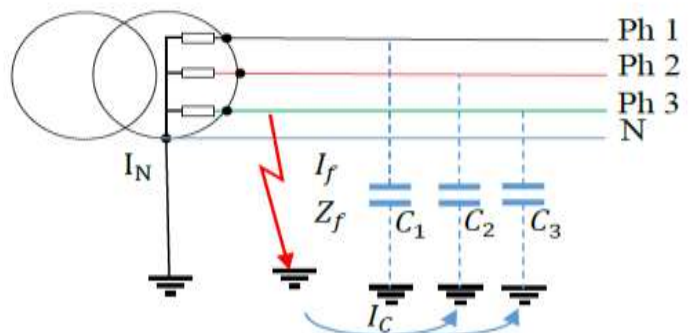


Figure II-3 : Neutre directe à la terre

a) Avantages

Surtensions

Protection simple

Compétence du personnel

Phénomènes transitoires

- Pas de surtension parce qu'il périmé leur écoulement.
- Pas de protection compliquée {protection classique avec un simple relais de surtension}.

b) Inconvénients

Energie du défaut

Continuité de service

Le courant de défaut est élevé ce qui peut entraîner maximum de perturbation et une dégradation de matériel.

Il n'est pas de continuité de service au premier défaut.

c) Type de protection

Un relais à maximum de courant de terre temporisé.

d) Application

Cette solution est celle employée pour les réseaux de distribution publique basse tension.

II.2.C- Neutre mise à la terre par résistance

Une résistance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre.

L'impédance résistive limite le courant de défaut à la terre I_k , tout en permettant un bon écoulement des surtensions.

$$I_f = I_C + I_N = 3j\omega CV + \frac{V}{R_N}$$

$$|I_f| = |V| \sqrt{9\omega^2 C^2 + \frac{1}{R_N^2}}$$

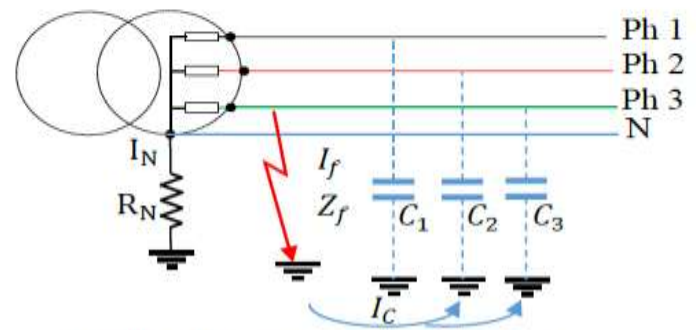


Figure II-4 : Neutre mise à la terre par résistance

a) Avantages

Surtensions

Protection simple

Energie du défaut

- Un bon compromis avec un courant de défaut modéré
- Des surtensions faibles.
- Les protections sont simples, sélectives.

b) Inconvénients

Continuité de service

- La continuité de service est dégradée, il y a une coupure de réseau dès le premier défaut.
- La résistance mise à la terre est onéreuse car la dissipation thermique de celle-ci est importante d'où un coût d'achat élevé.

c) Type de protection

La détection d'un courant de défaut I_k faible nécessite des protections différentes de celles de surintensité phases. Ces protections "de terre" détectent le courant de défaut :

- 01) Soit directement dans la liaison du neutre à la terre
- 02) Soit 3 capteurs(3TC) de courant de phase alimentant les protections
- 03) Soit un capteur tore pour les mesures plus précises.

Chapitre II : Les régimes de neutre

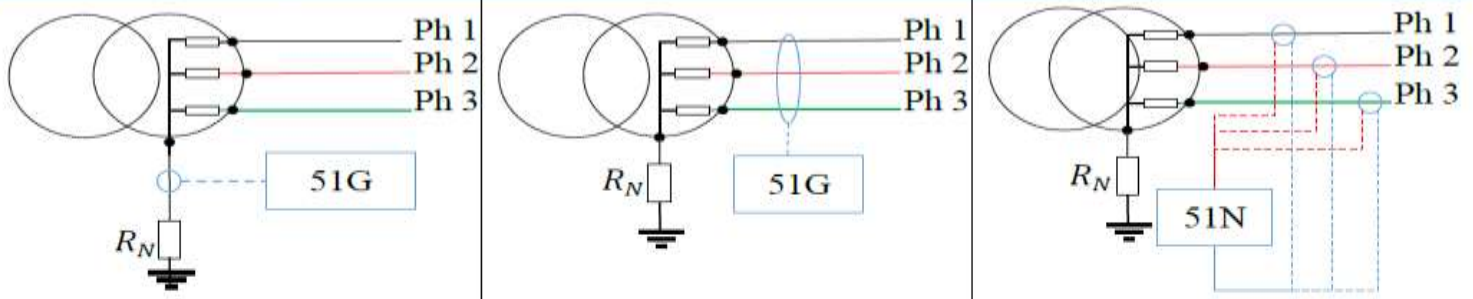


Figure II-5 : Solutions de protection terre

d) Application

Réseau HTA de la distribution publique et industrielle.

II.2.D- Neutre mise à la terre par réactance faible

Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre.

$$I_f = I_C + I_N = 3j\omega CV - \frac{V}{j\omega L_N}$$

$$|I_f| = |V| \sqrt{9\omega^2 C^2 + \frac{1}{\omega^2 L_N^2}}$$

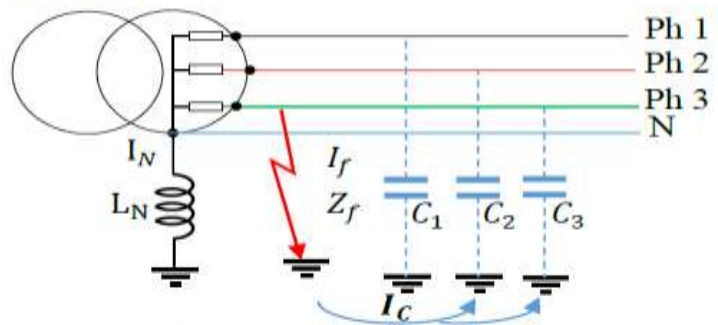


Figure II-6 : Neutre mise à la terre par réactance faible

a) Avantages

Energie du défaut

- Ce type de régime limite l'amplitude des courants de défaut ; il est simple à protéger même si le courant de limitation est très supérieur au courant capacitif du réseau.
- La réactance est peu onéreuse car la dissipation thermique est réduite {faible résistance}.

b) Inconvénients

Continuité de service

Surtensions

- La continuité de service est dégradée, il y a une coupure de réseau dès le premier défaut.
- Des surtensions sont possibles lors de la coupure.

c) Type de protection

Utilisé est la directionnelle terre.

- Le réglage de la protection se situe au niveau de 10 à 20 % du courant de défaut maximum.
- La protection est moins contraignante que dans le cas de la mise à la terre par résistance, d'autant plus que I_{LN} est important puisque I_C est inférieur au courant limité.

d) Application

Les réseaux de distribution publique HTA > 40 kV.

II.2.E- Neutre mise à la terre par réactance accordée

On appelle aussi neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen. Une réactance accordée sur les capacités du réseau est volontairement intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est nul.

Le courant dans le défaut est nul, lorsque l'accord est parfait.

$$3\omega C = \frac{1}{\omega L_N} \Rightarrow 3\omega^2 C L_N = 1$$

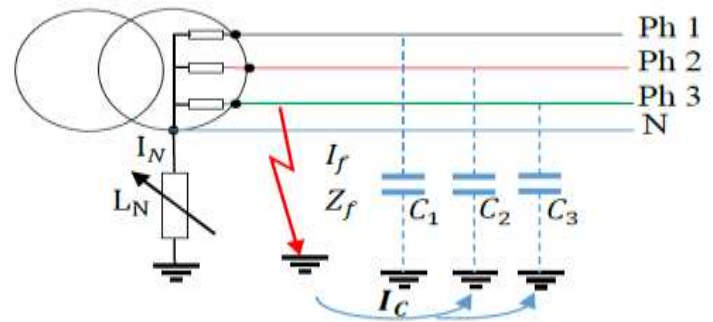


Figure II-7 : Neutre mise à la terre par réactance de compensation

a) Avantages

Energie du défaut

Continuité de service

- Le courant de défaut est limité même si la capacité phase-terre est grande.
- La continuité de service est maintenue en cas de défaut permanent

b) Inconvénients

Surtensions

- Le coût élevé de la réactance ;
- Les risques de surtensions transitoires sur le réseau sont importants ;
- La mise en œuvre des protections sélectives est délicate.

c) Type de protection

Protection à maximum de courant de terre directionnelle plus sophistiquée (protection à neutre compensé).

d) Application

Réseaux MT de distribution publique avec un courant capacitif élevé (réseau de ville utilisant des câbles enterrés).

II.3- Schémas des liaisons à la terre utilisés en basse tension

Pour les réseaux BT, les normes définissent trois types de schémas de liaison à la terre, communément appelés régimes de neutre caractérisés par deux lettres :

La première lettre : Situation de l'alimentation par rapport à la terre.

- T : liaison d'un point avec la terre ;
- I : isolation de toutes les parties actives par rapport à la terre ou liaison d'un point avec la terre à travers une impédance ;

La deuxième lettre : Situation des masses de l'installation par rapport à la terre :

- T : masses reliées directement à la terre ;
- N : masses reliées au neutre de l'installation, lui-même relié à la terre.

Chapitre II : Les régimes de neutre

II.3.A- Schéma TT (neutre à la terre)

- La neutre de l'installation est directement reliée à la terre.
- Les masses de l'installation sont aussi reliées à la terre.
- L'ensemble des utilisations doit être équipé d'une protection différentielle instantanée.

DDR : Dispositifs à courant Différentiel Résiduel.

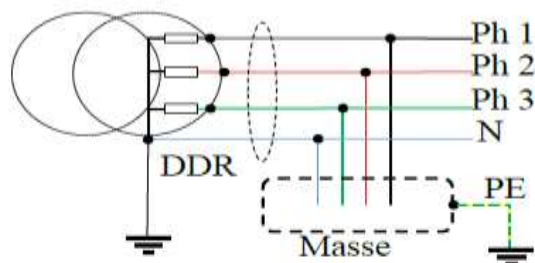


Figure II-8 : A- Schéma TT

Ⓛ Ce régime se rencontre dans les cas suivants : domestique, petit tertiaire, petits ateliers, établissements scolaires avec salle de travaux pratiques, etc.

II.3.B- Schéma TN (Mise au neutre)

II.3.B.1- Schéma TNC (Mise au neutre confondus)

- Le neutre et le conducteur de protection sont confondus en un seul conducteur appelé PEN
- Ce type de schéma est interdit pour des sections de conducteurs inférieures à 10 mm^2 cuivre et 16 mm^2 aluminium et ne pas comprendre d'installations mobiles (câbles souples) ;
- Le conducteur PEN (Protection et Neutre) ne doit jamais être sectionné.

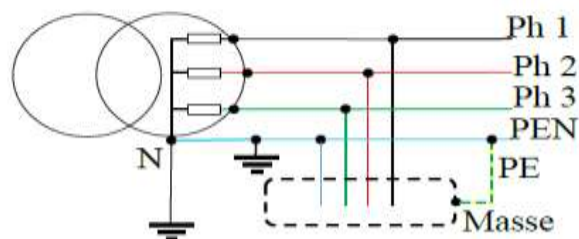


Figure II-9 : Schéma TNC

II.3.B.2- Schéma TNS (Mise au neutre séparés)

- Le conducteur de neutre et le conducteur de protection sont séparés.
- En TN, ce schéma est obligatoire pour des sections inférieures à 10 mm^2 cuivre ou 16 mm^2 aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles.

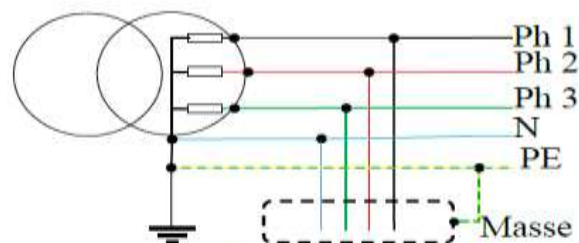


Figure II-10 : Schéma TNS

Ⓛ Il est également interdit que TNC soit en aval d'un schéma TNS.

Chapitre II : Les régimes de neutre

II.3.C- Schéma IT (Neutre isolé ou impédant)

- Le neutre est isolé ou relié à la terre par une assez forte impédance (1500 à 2000 V).
- Ce régime se rencontre par exemple, dans les hôpitaux (salles d'opération) ou dans les circuits de sécurité (éclairage) et dans les industries où la continuité d'exploitation est primordiale ou lorsque le faible courant de défaut, réduit considérablement les risques d'incendie ou d'explosion.

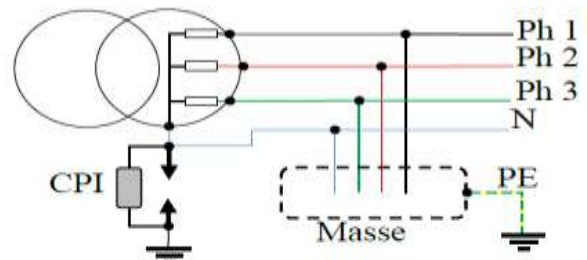


Figure II-11 : Schéma IT

II.4- Tensions de contact

Toute personne entrant en contact avec une pièce sous tension est soumise à une différence de potentiel : il y a donc pour elle un risque d'électrisation (on entend par électrisation, le fait de recevoir un choc électrique n'entraînant pas la mort). On distingue deux sortes de contacts : le contact direct et le contact indirect.

- Contact direct : C'est le contact d'une personne avec une partie active d'un matériel sous tension. Le contact peut avoir lieu avec une phase ou avec le neutre.
- Contact indirect : C'est le contact d'une personne avec une masse d'un récepteur mise accidentellement sous tension à la suite d'un défaut d'isolement.

① *Le tableau fixant les temps théoriques maximum de coupure de l'alimentation en fonction de la tension de contact présumée, à laquelle est soumise une personne.*

Locaux secs			Locaux humides		
Tension de contact présumée (V)	Temps de coupure maximal du dispositif de protection (s)		Tension de contact présumée (V)	Temps de coupure maximal du dispositif de protection (s)	
	AC	DC		AC	DC
< 50	5	5	25	5	5
75	0,60	5	50	0,48	5
90	0,45	5	75	0,30	2
120	0,34	5	90	0,25	0,80
150	0,27	1	110	0,18	0,50
220	0,17	0,40	150	0,12	0,25
280	0,12	0,30	230	0,05	0,06
350	0,08	0,20	280	0,02	0,02
500	0,04	0,10			

Tableau II-1 : Durée maximale de maintien de la tension de contact présumé

II.5- Particularités des dispositifs différentiels résiduels

II.5.A- Description, principe général

Appareil assurant la protection des personnes et capable d'interrompre automatiquement un défaut d'isolement en cas de fuite à la terre du courant (par le PE) appelé courant résiduel

Le DDR (Dispositif Différentiel à courant Résiduel) peut être soit un disjoncteur soit un interrupteur.

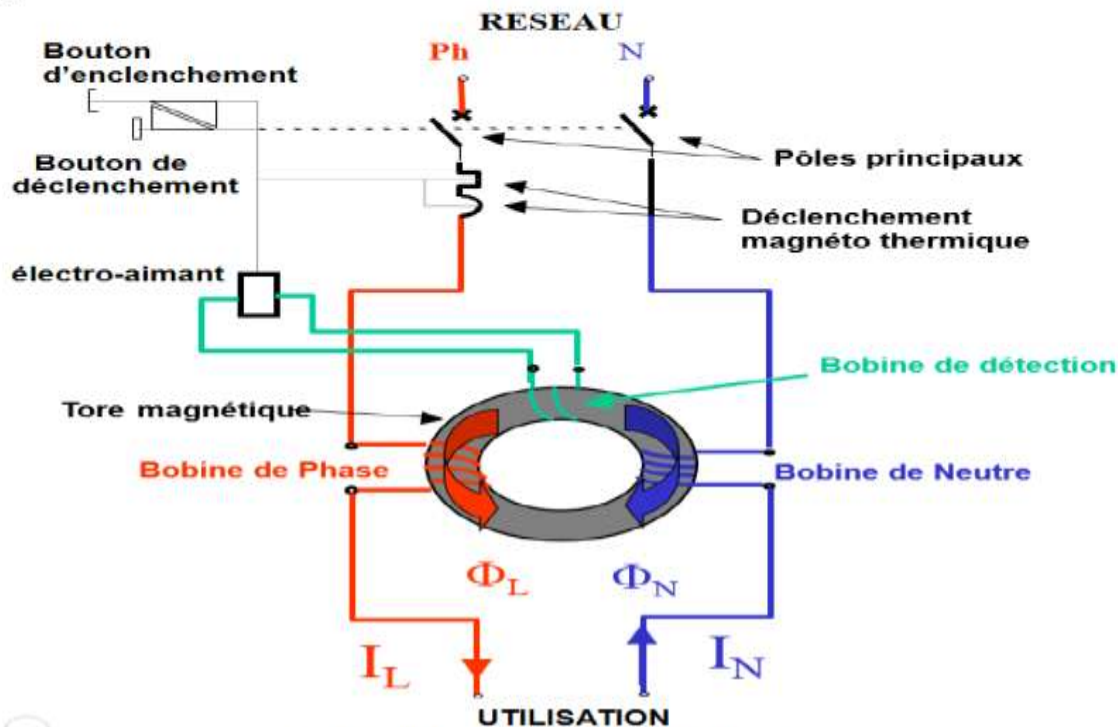


Figure II-12 : Disjoncteur Différentiel

① L'avantage d'un disjoncteur différentiel par rapport à un interrupteur différentiel c'est qu'il assure également la protection du matériel contre les défauts de surintensités.

II.5.B- Recommandations d'emploi

- Déséquilibre des courants capacitifs : Les charges et les canalisations monophasées entraînent naturellement des déséquilibres des courants capacitifs qui peuvent provoquer le fonctionnement des DDR à haute sensibilité ($\leq 30 \text{ mA}$).
- Déclenchement par sympathie : Lors d'un défaut d'isolement le courant capacitif se répartit dans les départs sains et peut ainsi provoquer le déclenchement des dispositifs différentiels installés sur ces départs. La solution consiste à limiter la longueur des canalisations et le nombre de récepteurs placés en aval d'un dispositif différentiel haute sensibilité. On retiendra que le courant capacitif d'un départ ne doit pas dépasser le quart du seuil de réglage du DDR qui assure sa protection.

II.6- Régimes de neutre utilisés en haute tension

II.6.A- Principes et schémas utilisés en haute tension

Les réseaux de distribution publique et les réseaux privés industriels ou tertiaires, on rencontre tous les principes de mise à la terre du point neutre. À savoir :

- 01) Le neutre mis directement à la terre ;
- 02) Le neutre isolé ;
- 03) Le neutre mis à la terre par résistance ;
- 04) Le neutre mis à la terre par réactance ;
- 05) Le neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen partiellement ou totalement accordée.

Ils sont définis par un code à trois lettres (norme NFC 13 200) :

- La première lettre précise la situation du point neutre par rapport à la terre :
 - T : le neutre relié directement à la terre ;
 - I : le neutre isolé ou relié à la terre par l'intermédiaire d'une impédance ;
- La deuxième lettre précise la situation des masses :
 - N : les masses sont reliées directement au point neutre mis à la terre ;
 - T : les masses sont reliées directement à la terre, indépendamment de la mise à la terre éventuelle du neutre.
- La troisième lettre précise les liaisons éventuelles entre les masses du poste, le point neutre et les masses de l'installation :
 - R : les masses du poste d'alimentation sont reliées à une prise de terre commune au neutre et aux masses de l'installation ;
 - N : les masses du poste d'alimentation sont reliées à une prise de terre du neutre, les masses de l'installation étant reliées à une prise de terre séparée ;
 - S : les masses du poste d'alimentation, le neutre et les masses de l'installation sont reliées à des prises de terre séparées.

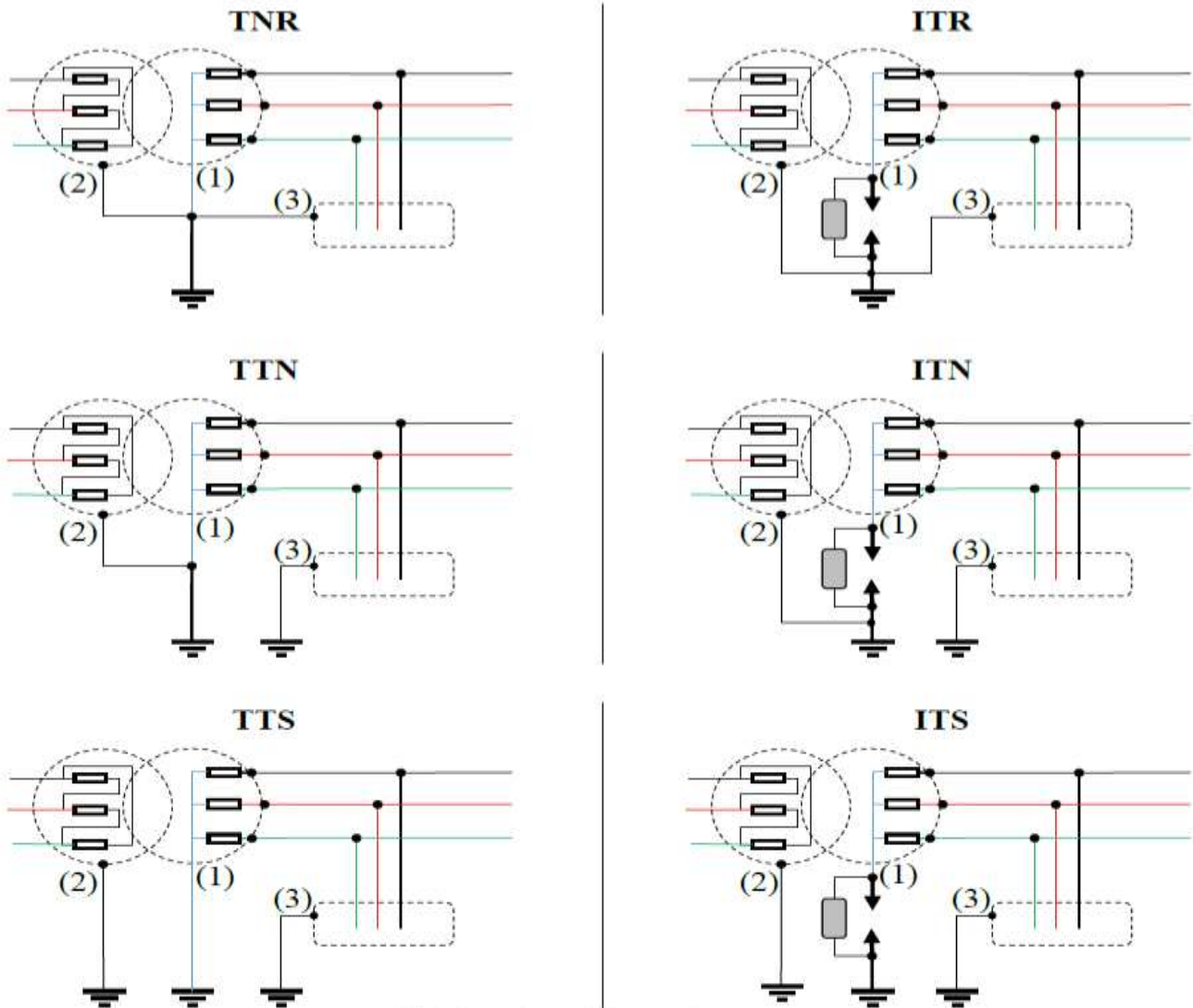


Figure II-13 : Définition des régimes du neutre en haute tension

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.1- Les câbles

Un conducteur isolé est un ensemble formé d'une âme conductrice et de son enveloppe isolante. L'enveloppe isolante est souvent recouverte d'une coloration soit monochrome, soit bicolore en fonction des demandes des clients ou normalisation.

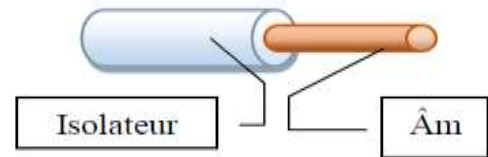


Figure VI-1 : Câble

VI.1.A- Type de câbles

VI.1.A.1- Câble unipolaire

Un câble unipolaire est un conducteur isolé comportant en plus une ou plusieurs gaines de protection. Le câble unipolaire est souvent utilisé à partir d'une section. En effet, lorsque la section est relativement importante, il devient plus difficile de cintrer un ensemble de conducteur.

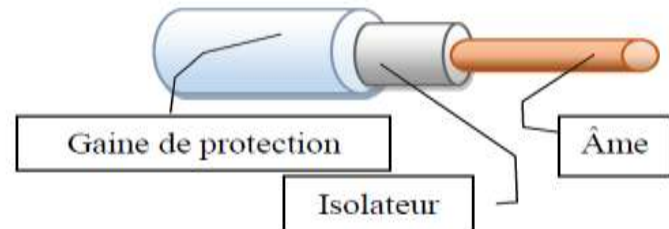


Figure VI-2 : Câble unipolaire

De même, le refroidissement d'un câble unipolaire est meilleur. La différence avec un conducteur est aussi une protection accrue contre les agressions externes au câble (écrasement, chocs, produits chimique ...).

VI.1.A.2- Câble multipolaire

Un câble multipolaire est un ensemble de conducteurs électriquement distincts mais comportant une protection commune.

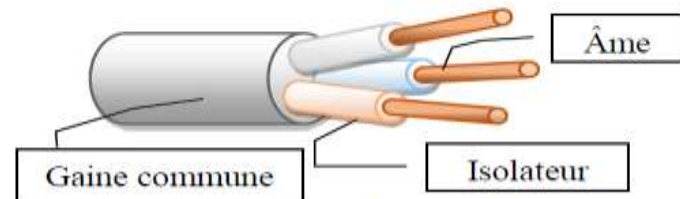


Figure VI-3 : Câble multipolaire

VI.1.B- Constitution générale d'un câble

VI.1.B.1- Âme

a) Caractéristiques électriques

L'âme conductrice doit présenter une résistivité très faible ; pour éviter les pertes par effet joules, on emploie :

- Cuivre : $\rho = 17.241 \times 10^{-3} \Omega \times mm^2 \times m^{-1}$ (valeur de résistivité à 20 °C.)
- Aluminium : $\rho = 28.264 \times 10^{-3} \Omega \times mm^2 \times m^{-1}$
- Almélec : $\rho = 32.6 \times 10^{-3} \Omega \times mm^2 \times m^{-1}$
- Acier : $\rho = 150 \times 10^{-3} \Omega \times mm^2 \times m^{-1}$

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

b) Caractéristiques mécaniques

L'âme des conducteurs doit être assez souple, pour suivre les tracés compliqués des canalisations. L'âme est massive lorsqu'elle est constituée d'un conducteur unique. On dit qu'elle est câblée lorsqu'elle est formée de plusieurs brins assemblés en torons. Les brins des âmes câblées sont répartis en couches successives.

- Une couche = $1 + 6 = 7$ brins
- Deux couches = $1 + 6 + 12 = 19$ brins
- Trois couches = $1 + 6 + 12 + 18 = 37$ brins

c) Classe de souplesse

La souplesse d'un câble dépend du nombre de brins pour une même section conductrice. La souplesse des câbles est définie en 6 classes : les âmes les plus rigides étant en classe 1, les plus souples en classe 6.

Section nominale [mm ²]	Âme des câbles		
	Nombre de brin × diamètre d'un brin [mm]		
	Classe 1	Classe 2	Classe 3
1,5	1×1,38	1×1,38	7×0,50
2,5	1×1,78	7×0,67	7×0,67
4	1×2,25	7×0,85	
6	1×2,76	7×1,04	
10	1×3,57	7×1,35	12×1,04
16	1×4,50	7×1,70	19×1,04
25	1×5,65	7×2,140	19×1,35
35	1×6,60	7×2,52	19×1,53
50	7×2,93	19×1,78	27×1,53
70	19×2,14	37×1,53	
95	19×2,52	37×1,78	
120	19×2,85	37×2,25	61×1,60
150	19×3,20	37×2,25	61×1,78
185		37×2,52	91×1,60
240		37×2,85	61×2,25
300		37×3,20	61×2,52
400		61×2,85	
500		61×3,20	
630		127×2,52	
800		127×2,85	
1000		127×3,20	

Section nominale [mm ²]	Âme des câbles		
	Nombre de brin × diamètre d'un brin [mm]		
	Classe 4	Classe 5	Classe 6
0,5	7×0,30	16×0,20	28×0,15
0,75	11×0,30	24×0,20	42×0,15
1	14×0,30	32×0,20	56×0,15
1,5	12×0,40	30×0,25	85×0,15
2,5	20×0,40	50×0,25	140×0,15
4	20×0,50	56×0,30	228×0,15
6	30×0,50	84×0,30	189×0,20
10	49×0,50	80×0,40	324×0,20
16	56×0,60	126×0,40	513×0,20
20	84×0,60	196×0,40	783×0,20
35	98×0,67	276×0,40	1107×0,20
50	144×0,67	396×0,40	702×0,30
70	192×0,67	475×0,40	909×0,30
95	266×0,67	360×0,50	
120	342×0,67	475×0,50	1702×0,30
150	266×0,85	608×0,50	2109×0,30
185	330×0,85	756×0,50	2590×0,30
240	420×0,85	925×0,50	3360×0,30
300	518×0,85	1221×0,50	4270×0,30
400	672×0,85	1525×0,50	
500	854×0,85	1769×0,55	

Tableau VI-1 : Classe de souplesse d'un câble

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.1.B.2- Enveloppe isolante

L'enveloppe isolante est la matière entourant l'âme, elle est destinée à assurer son isolation. Elle doit posséder des propriétés bien précises.

a) Propriétés électriques

- Très forte résistivité ;
- Pertes diélectriques faibles ;
- Rigidité diélectrique élevée.

b) Propriétés physiques et chimiques

- Bonne résistance à la chaleur et au froid ;
- Tenue au vieillissement ;
- Résistance à l'humidité, à la corrosion et au feu.

c) Propriétés mécaniques

Des essais de résistance à la traction, à la torsion, à la flexion permettent de contrôler les qualités mécaniques

d) Matériaux employés

Actuellement, les matières synthétiques ont remplacé les produits tels que les papiers imprégnés ou les caoutchoucs naturels, voire les tissus :

- Le polychlorure de vinyle (PVC) ou le polyéthylène.
- Le caoutchouc butyle vulcanisé.
- Le polyéthylène réticulé chimiquement (PRC), qui associe les bonnes propriétés électriques du polyéthylène aux propriétés thermique du caoutchouc butyle.

e) Couleurs des conducteurs

Les conducteurs sont repérés par des couleurs :

- Conducteur de protection Double coloration Vert/jaune.
- Conducteur de neutre Bleu clair.
- N'importe quelle couleur peut être utilisée pour les conducteurs de phases à l'exception du vert et du jaune.

Les conducteurs de phase sont repérés par la couleur noire ou brune et éventuellement bleu clair dans les câbles multiconducteurs, et ceci uniquement dans le cas où le câble, où la canalisation ne comporterait pas de conducteur de neutre. Par contre, le conducteur vert/jaune d'un câble assurant une liaison ne comportant pas de conducteur de protection doit être abandonnée.

Dans le cas où le neutre serait également utilisé comme conducteur de protection (mise au neutre des masses), il doit être repéré comme un conducteur de protection.

ⓘ Attention : *Le repérage des conducteurs ne doit être considéré que comme une présomption et il est toujours nécessaire de vérifier la polarité des conducteurs avant toute intervention.*

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.2- Détermination des sections de conducteurs en basse tension

VI.2.A- Introduction

Le bilan de puissance c'est la première étape essentielle de l'étude de conception d'un réseau. Elle doit cerner et localiser géographiquement les valeurs des puissances actives et réactives.

Selon l'étendu du site, les puissances installées et leurs répartitions, l'installation sera divisée en plusieurs zones géographiques. Le bilan des puissances actives et réactives sera alors fait pour chaque zone en appliquant, aux puissances installées, les facteurs d'utilisation propre à chaque récepteur.

VI.2.B- Principe de la méthode

Le choix de la section des canalisations et du dispositif de protection doit satisfaire plusieurs conditions nécessaires à la sécurité de l'installation.

- La canalisation doit :
 - Véhiculer le courant maximal d'emploi et ses pointes transitoires normales
 - Ne pas générer des chutes de tension supérieures aux valeurs admissibles.
- Le dispositif de protection doit :
 - Protéger la canalisation contre toutes les surintensités jusqu'au courant de court-circuit
 - Assurer la protection des personnes contre les contacts indirects.

Le principe de la méthode de détermination de la section du câble peut être décrite par les étapes suivantes :

1ère étape :

- Détermine le courant maximal d'emploi $I_B \Rightarrow$ déduit le courant assigné I_n du dispositif de protection.
- Calcule le courant de court-circuit maximal I_{cc} du dispositif de protection.

2ème étape :

- Détermine le facteur global de correction « K ».
- On choisit la section adéquate du conducteur.

3ème étape :

- Vérification de la chute de tension maximale.
- Vérification de la tenue des conducteurs à la contrainte thermique en cas de court-circuit
- Pour les schémas TN et IT, vérification de la longueur maximale relative à la protection des personnes contre les contacts indirects.

La section du conducteur satisfaisant toutes ces conditions est alors retenue.

VI.2.C- Logigramme du choix de la section des canalisations

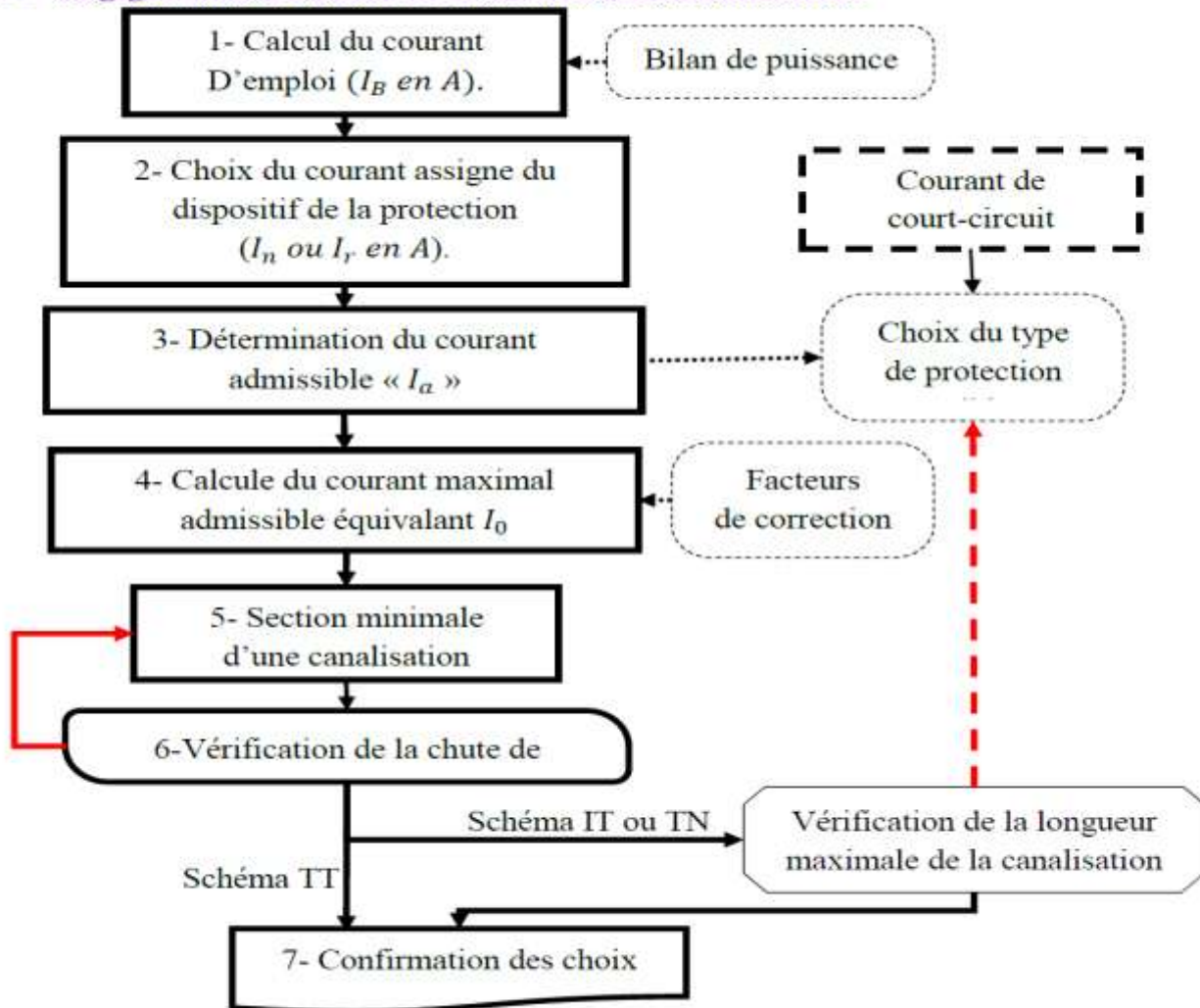


Figure VI-4 : Le logigramme de choix de la section du câble

VI.2.D- Détermination du courant maximal d'emploi « I_B »

Le courant maximal d'emploi (I_B) est défini selon la nature de l'installation alimentée par la canalisation. Il correspond à la plus grande puissance transportée en service, en tenant compte des facteurs d'utilisation et de simultanéité de l'installation.

En courant continu

$$I_B = \frac{P}{U} \left\{ \frac{\text{puissance absorbée (en W)}}{\text{tension de service (en V)}} \right\} \quad (\text{VI-1})$$

En courant alternatif

- En monophasé

$$I_B = \frac{S}{U} \left\{ \frac{\text{puissance apparente absorbée (VA)}}{\text{tension entre les deux conducteurs (en V)}} \right\} \quad (\text{VI-2})$$

- En triphasé

$$I_B = \frac{S}{\sqrt{3}U} \left\{ \frac{\text{puissance apparente absorbée (VA)}}{\text{tension entre phases (en V)}} \right\} \quad (\text{VI-3})$$

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

Influence des harmoniques

Lorsque des courants harmoniques de valeur importante circulent dans le conducteur, il faut en tenir compte. Pour le choix de la section, on prendra donc :

$$I_{eff} = \sqrt{\sum_{p=1}^{\infty} I_p^2}$$

I_1 : Valeur de courant à 50 Hz (ou 60 Hz)

I_p : Valeur du courant harmonique de rang p

a) Facteur tenant compte du facteur de puissance et du rendement « a »

La puissance apparente d'un récepteur est :

$$S = P_u \times a \quad \{P: \text{puissance utile (en kW)}\} \quad (\text{VI-4})$$

$$a = \frac{1}{\eta \times \cos \varphi}$$

- η : Le rendement.
- $\cos \varphi$: Facteur de puissance.

b) Facteur d'utilisation des appareils « b »

Dans une installation industrielle, on suppose que les récepteurs ne seront jamais utilisés à pleine puissance, qui varie généralement de 0,3 à 1. À défaut de précision, on peut prendre :

- $b = 0,75$ Pour les moteurs ;
- $b = 1$ Pour l'éclairage et le chauffage.

c) Facteur de simultanéité « c »

Dans une installation industrielle, les récepteurs (d'un atelier par exemple) alimentés par une même canalisation, ne fonctionnent pas simultanément dans tous les cas.

Bâtiment administratif	
Utilisation	c
Eclairage	1
Chauffage et conditionnement d'air	1
Prises de courant	0.1 à 0.2

Armoire de distribution industrielle	
Nombre de circuits	c
1	1
2 et 3	0.9
4 et 5	0.8
5 à 9	0.7
10 et plus	0.6

Tableau VI-2 : Facteur de simultanéité

d) Facteur tenant compte des prévisions d'extension « d »

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

① À défaut de précision, la valeur 1,2 est souvent utilisée.

Le courant maximal d'emploi est alors :

$$I_B = \frac{P}{U} \times a \times b \times c \times d \quad (\text{VI-5})$$

① Facteur de conversion des puissances en intensités : $e \quad \{e = \frac{1000}{230} \approx 0.35 (2C),$

$$e = \frac{1000}{1.7 \times 400} \approx 1.4(3C)\}$$

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.2.E- Choix du dispositif de protection

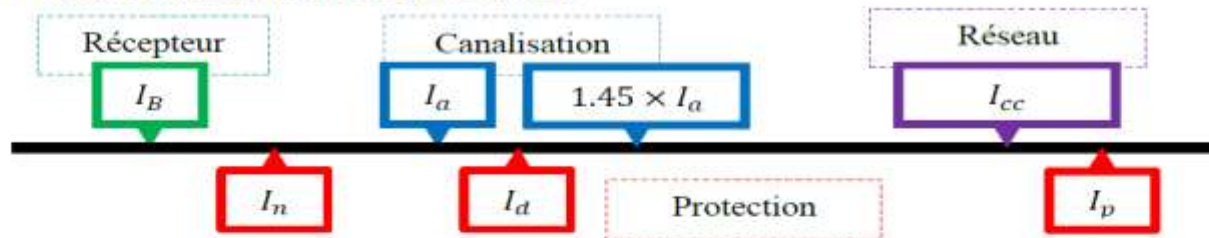


Figure VI-5 : Les courants d'une canalisation

VI.2.E.1- Courant nominal ou de réglage « I_n »

Il doit être compris entre le courant d'emploi et le courant admissible I_a de la canalisation :

$$I_B < I_n \text{ ou } I_r < I_a \quad (\text{VI-6})$$

① En prenant le courant I_r proche de I_B pour les disjoncteurs réglables

VI.2.E.2- Courant conventionnel de déclenchement « I_d »

Il doit satisfaire la relation suivante :

$$I_d \leq 1.45 \times I_n \quad (\text{VI-7})$$

Protection	Courant de déclenchement
Disjoncteur domestique	$I_d = 1.45 \times I_n$
Disjoncteur industriel	$I_d = 1.30 \times I_n$
Fusible	$I_d = k_f \times I_n$ avec $k_f = 1.6$ à 1.9 selon les fusibles

Tableau VI-3 : Courant conventionnel de déclenchement

VI.2.E.3- Pouvoir de coupure « I_p »

Il doit être supérieur à l'intensité de court-circuit maximale triphasée :

$$I_p \geq I_{cc-Tri} \quad (\text{VI-8})$$

VI.2.F- Courants maximal admissibles dans les canalisations « I_0 »

C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice pour sa durée de vie.

Le courant admissible I_0 par la canalisation dans les conditions standards est déterminé par le tableau selon le mode de protection :

Protégée par un fusible		Protégée par un Disjoncteur
$I_n \leq 10 A$	$I_a = 1,31 \times I_n$	$I_a = I_n$
$10 A < I_n \leq 25$	$I_a = 1,21 \times I_n$	
$I_n > 25 A$	$I_a = 1,1 \times I_n$	

Tableau VI-4 : Le courant de la canalisation dans les conditions standards

Calculer le courant maximal admissible par la canalisation en fonction de ses conditions d'installation :

$$I_0 = I_a / K \quad (\text{VI-9})$$

Avec « K » est le facteur de correction globale.

$$K = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \times K_n \quad (\text{VI-10})$$

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

a) Influence du mode de pose « K_1 »

Les principaux modes de pose utilisés dans les réseaux industriels sont indiqués :

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

Type d'éléments conducteurs	Mode de pose	Lettre	K_1
Conducteurs et câbles multiconducteurs	Dans des caniveaux ouverts ou ventilés Dans des vides de construction ou caniveaux fermés ou faux-plafonds Dans des goulottes Dans des conduits dans des vides	B	1
			0,95
			0,9
			0,865
	Fixés sur un mur Fixés à un plafond Sur chemin de câbles ou tablettes non perforées	C	1
			0,95
1			
Câbles multiconducteurs	Chemins de câbles ou tablettes perforés Sur des corbeaux Sur des échelles à câbles	E, F	1
			1
			1
			1
Câbles mono ou multiconducteurs	Dans des conduits ou dans des conduits profilés enterrés Enterré	D	0,8
			1

Tableau VI-5 : Lettre de sélection et facteur de correction de mode de pose « K_1 »

b) Influence de la température « K_2 »

$$K_2 = \sqrt{\frac{\theta_p - \theta_0}{\theta_p - \theta_1}} \quad (\text{VI-11})$$

Températures du sol ($^{\circ}\text{C}$) θ_0	Canalisations enterrées $\theta_1 = 20^{\circ}\text{C}$		Canalisations non enterrées $\theta_1 = 30^{\circ}\text{C}$		
	PVC $\theta_p = 70^{\circ}\text{C}$	PR et EPR $\theta_p = 90^{\circ}\text{C}$	Caoutchouc ($\theta_p = 60^{\circ}\text{C}$)	PVC $\theta_p = 70^{\circ}\text{C}$	PR et EPR $\theta_p = 90^{\circ}\text{C}$
10	1,10	1,07	1,29	1,22	1,15
15	1,05	1,04	1,22	1,17	1,12
20	-	-	1,15	1,12	1,08
25	0,95	0,96	1,07	1,06	1,04
30	0,89	0,93			
35	0,84	0,89	0,93	0,94	0,96
40	0,77	0,85	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,80	0,71	0,79	0,87
50	0,63	0,76	0,58	0,71	0,82
55	0,55	0,71	-	0,61	0,76
60	0,45	0,65	-	0,50	0,71
65	-	0,60	-	-	0,65
70	-	0,53	-	-	0,58
75	-	0,46	-	-	0,50
80	-	0,38	-	-	0,41

Tableau VI-6 : Facteurs de correction K_2 (influence de la température)

Exemple : $K_2 = \sqrt{\frac{70-10}{70-20}} = 1,09 \cong 1,10$

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

c) Influence de la nature du sol « K_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 :

Résistivité thermique du terrain Km/W	Facteur de correction	Humidité	Observations	
			Nature du terrain	
0,40	1,25	Pose immergée	Marécages sable	Argile et calcaire
0,50	1,21	Terrain très humide		
0,70	1,13	Terrain humide		
0,85	1,05	Terrain dit normal		
1,00	1,00	Terrain sec		
1,20	0,94			
1,5	0,86	Terrain sec		
2,00	0,76			
2,50	0,70			
3,00	0,65			

Tableau VI-7 : Facteurs de correction K_3 (influence de la nature du sol)

d) Influence mutuelle des circuits « K_4 »

Les câbles disposés horizontalement (jointifs) « K_{41} »

Lorsque la distance horizontale entre câbles voisins est supérieure à deux fois leur diamètre extérieur, aucun facteur de réduction n'est nécessaire.



Figure VI-6 : Exemple de quatre câbles jointifs

Lettre de sélection	Nombre de câbles multiconducteurs ou groupes de câbles non-conducteurs jointifs											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
B, C, F	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
C	Murs	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire	
	Plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64		
E, F	Tablettes	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72		
	Échelles	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78		

Tableau VI-8 : Facteurs de correction K_{41} (influence de la disposition horizontale)

Les câbles disposés en plusieurs couches « K_{42} »

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, les facteurs de correction doivent être appliqués.



Figure VI-7 : Exemple de trois couches de câble

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

Tableau VI-9 : Facteurs de correction K_{42} (influence de la disposition de couche)

$$K_4 = K_{41} \times K_{42} \quad (\text{VI-12})$$

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

e) Conducteur Neutre chargé « K_n »

I_{h3}	K_n	Conducteur neutre
$I_{h3} < 15 \%$	1	$S_N = S_{ph}$ (Neutre non chargé (16%))
$15\% < I_{h3} < 33 \%$ Où N'est pas défini	0.84	$S_N = S_{ph} = S_{pho} \times \frac{1}{0,84}$
$33 \% < I_{h3}$	$\frac{0.84}{1.45}$	In=1,73 fois le courant calculé Câbles multipolaires : $S_N = S_{ph} = S_{pho} \times \frac{1.45}{0,84}$ Câbles unipolaires : $S_N = S_{pho} \times \frac{1.45}{0,84}, \quad S_{ph} = S_{pho} \times \frac{1}{0,84}$

Tableau VI-10 : Facteur de correction K_n (conducteur Neutre chargé)**f) Facteur de tolérance « K_T »**

La tolérance de (+5%) admise par la norme (N'est pas défini $K_T = 1$)

g) Facteurs de correction supplémentaires « K_S »

N'est pas défini $K_S = 1$

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.2.G- Section d'une canalisation BT

Les sections des conducteurs de circuits doivent être déterminées en fonction de courant admissible.

I_0			Caoutchouc ou PVC		Butyle ou PR ou éthylène PR					
Lettre de sélection	B	PVC3	PVC2		PR3		PR2			
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2		
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2	
	F				PVC3		PVC2	PR3		PR2
Section cuivre (mm ²)	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
	4	28	32	34	36	40	42	45	49	
	6	36	41	43	48	51	54	58	63	
	10	50	57	60	63	70	75	80	86	
	16	68	76	80	85	94	100	107	115	
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
	70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
	95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
	120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
	150		299	319	344	371	395	441	473	504
	185		341	364	392	424	450	506	542	575
	240		403	430	461	500	538	599	641	679
	300		464	497	530	576	621	693	741	783
400					656	754	825		940	
500					749	868	946		1083	
630					855	1005	1088		1254	
Section aluminium (mm ²)	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28	
	4	22	25	26	28	31	33	35	38	
	6	28	32	33	36	39	43	45	49	
	10	39	44	46	49	54	59	62	67	
	16	53	59	61	66	73	79	84	91	
	25	70	73	78	83	90	98	101	108	121
	35	86	90	96	103	112	122	126	135	150
	50	104	110	117	125	136	149	154	164	184
	70	133	140	150	160	174	192	198	211	237
	95	161	170	183	195	211	235	241	257	289
	120	186	197	212	226	245	273	280	300	337
	150		227	245	261	283	316	324	346	389
	185		259	280	298	323	363	371	397	447
	240		305	330	352	382	430	439	470	530
	300		351	381	406	440	497	508	543	613
	400					526	600	663		740
500					610	694	770		856	
630					711	808	899		996	

Tableau VI-11 : Détermination de la section d'un câble non enterrée

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

I_0		Caoutchouc ou PVC		Butyle ou PR ou éthylène PR	
		3 conducteurs	2 conducteurs	3 conducteurs	2 conducteurs
Section cuivre [mm ²]	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 aluminium [mm ²]	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	

Tableau VI-12: Détermination de la section d'un câble enterrée

VI.2.H- Section des conducteurs de neutre, de protection (PE), d'équipotentialité**VI.2.H.1- Section du conducteur neutre**

Type de circuit	Section de neutre
Circuit monophasé	$S_N = S_{ph}$
Circuit triphasé : Cuivre $S_{ph} \leq 16 \text{ mm}^2$ Aluminium $S_{ph} \leq 25 \text{ mm}^2$	
Circuit triphasé : Cuivre $S_{ph} > 16 \text{ mm}^2$ Aluminium $S_{ph} > 25 \text{ mm}^2$	$S_N < S_{ph}$ Voir tableau du coefficient K_n

Tableau VI-13: Section du câble Neutre

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.2.H.2- Section des conducteurs de protection (PE)

Dans une installation basse tension, les conducteurs de protection assurent l'interconnexion des masses d'utilisation et l'écoulement à la terre des courants de défaut d'isolement.

a) Section des conducteurs de protection entre transformateur HTA/BT et tableau BT

Le tableau donne les valeurs des sections des conducteurs de protection (*en mm²*) en fonction de la puissance nominale du transformateur HTA/BT et du temps de fonctionnement *t* (en seconde) de la protection HTA. Lorsque la protection est assurée par un fusible, la section à prendre en compte correspond à *t* = 0,2 s

Puissance du transformateur (kVA)		Nature des conducteurs		Conducteurs nus			Conducteurs isolés au PVC			Conducteurs isolés au PR		
Tension BT 127/220 230/400		Cuivre	t (s)	0,2s	0,5s	-	0,2s	0,5s	-	0,2s	0,5s	-
≤ 63	≤ 100	Aluminium		-	0,2s	0,5s	-	0,2s	0,5s	-	0,2s	0,5s
100	160	Section des conducteurs de protection S_{PE} (mm ²)										
125	200											
160	250											
200	315											
250	400											
315	500											
400	630											
500	800											
630	1 000											
630	1 000											
		25	25	35	25	25	50	25	25	35	25	35
		25	35	50	25	35	50	25	25	50	25	50
		25	35	70	35	50	70	25	35	50	25	50
		35	50	70	35	50	95	35	50	70	35	70
		50	70	95	50	70	95	35	50	95	35	95
		50	70	120	70	95	120	50	70	95	50	95
		70	95	150	70	95	150	70	95	150	70	120
		70	120	150	95	120	185	70	95	150	70	150
		95	120	185	95	120	185	95	120	185	95	150

Tableau VI-14: Section des conducteurs de protection entre transformateur HTA/BT et tableau principal BT

b) Section des conducteurs de protection des masses basse tension : (PE)

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

Schéma de liaison de terre	Type de circuit	Section PE
IT et TN-S	Inclus $S_{ph} \leq 16 \text{ mm}^2$ $16 \text{ mm}^2 < S_{ph} \leq 35 \text{ mm}^2$ $S_{ph} > 35 \text{ mm}^2$	$S_{PE} = S_{ph}$ $S_{PE} = 16 \text{ mm}^2$ $S_{PE} = S_{ph}/2$
	Séparé	$2,5 \text{ mm}^2$ Avec protection mécanique 4 mm^2 Sans protection mécanique
TN-C	Cuivre Aluminium	10 mm^2 16 mm^2
TT	Cuivre Aluminium	25 mm^2 35 mm^2

Tableau VI-15: Section du conducteur PE

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.2.H.3- Section des conducteurs d'équipotentialité

Les conducteurs d'équipotentialité permettent de mettre au même potentiel, ou à des potentiels voisins, des masses et des éléments conducteurs.

Type de circuit	Section de conducteurs d'équipotentialité S_L
Principale	$6 \text{ mm}^2 \leq S_L = S_{PE-max} (S_{L-max} = 25 \text{ cuivre} = 35 \text{ AL})$
Supplémentaire Entre deux masses Entre une masse et une structure	$S_L = S_{PE}$ (De la masse la plus grande) $S_L = S_{PE}/2$ (Même condition PE séparé)

Tableau VI-16: Section des conducteurs d'équipotentialité

VI.2.I- 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 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. Les valeurs typiques des installations BT sont données par le tableau suivant :

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

Tableau VI-17: chutes de tension admissibles dans les réseaux BT

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.

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

Tableau VI-18: chute de tension selon le type de circuit





$R = \rho \times \frac{l}{S}$	Résistance de ligne avec ρ résistivité du conducteur en service normal		
	<ul style="list-style-type: none"> $\rho = 22.5 \Omega \text{ mm}^2/\text{km}$ Pour le cuivre $\rho = 36 \Omega \text{ mm}^2/\text{km}$ Pour l'aluminium 		
$X = \lambda \cdot l$	Réactance de la ligne avec λ réactance linéique des conducteurs		
	$\lambda = 0.08 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$	Pour les câbles tripolaires	
	$\lambda = 0.09 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$	Pour les câbles unipolaires serrés en nappe	
		Pour les câbles unipolaires serrés en triangle	
$\lambda = 0.15 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$	Pour les câbles unipolaires espacés		

Tableau VI-19: Valeur de résistance et réactance du câble BT

Ⓛ Circuits alimentant des moteurs : La chute de tension est calculée en remplaçant le courant d'emploi I_B par le courant de démarrage du moteur.

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

Exemple n° VI.1

Un réseau triphasé 220/380 V, en câble cuivre multiconducteurs dans un conduit enterré à 30°C, isolé en PVC de longueur 300 m alimente une usine BT de puissance 300 kW ~ $\eta = 98\%$ (Nous notons un coefficient de simultanéité $K_u = 0.4$).

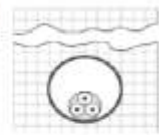


Schéma de liaison de terre TN-S, la protection réseau est assurée par disjoncteur.

- Déterminer la section :
 - Du câble BT destiné à équiper le départ, si on admet une chute de tension autorisée est de 6 % et facteur de puissance $F. P=0.9$.
 - Des conducteurs neutres et protection.
- Si la chute de tension est limitée à 5% quel sera la section du câble.

Solution**Section minimale de phase**

- La puissance l'usine est de : $P = 300 \text{ kW}$
- Le courant maximal d'emploi « IB »

$$I_B = \frac{P}{\sqrt{3} \times U} \times a \times b \times c \times d$$

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

$$a = \frac{1}{\eta \cos \varphi} = \frac{1}{0.98 \times 0.9} = 1.1338$$

Facteur d'utilisation des appareils « b » :

$$b = 1$$

Facteur de simultanéité « c »

$$c = 0.4$$

Facteur tenant compte des prévisions d'extension « d »

$$d = 1$$

$$I_B = \frac{300 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 380} \times 1.13 \times 0.4 = 206.7 \approx 207$$

- Choix du dispositif de protection

Le courant nominal doit vérifier la condition $I_n \geq I_b$.

On choisit le courant $I_n = 250 \text{ A}$.

Le calibre disjoncteur est 250 A

Si le disjoncteur est réglable $I_r = 210 \text{ A}$

- Le courant admissible par la canalisation I_a

Le circuit est protégé par disjoncteur donc

$$I_a = I_r = 210 \text{ A}$$

- Le courant maximal admissible par la canalisation I_0
- L'influence de mode de pose : D'après le tableau B-4, Pour câble utilisé multiconducteurs enterrés sans protection mécanique la lettre de sélection est « D61 ». $K_1 = 0.8$.
- L'influence mutuelle des circuits
 - D'après le tableau B-5, pour la disposition horizontale $K_{21} = 1$.
 - D'après le tableau B-6, pour la disposition verticale $K_{22} = 1$.
 - $K_2 = 1$
 - L'influence de température : D'après le tableau B-7, pour un câble enterré à 30 °C, avec un isolant PVC, $K_3 = 0.89$.
 - L'influence de la nature de sol : D'après le tableau B-8 pour un Terrain sec $K_4 = 1$.
 - L'influence des harmoniques : D'après le tableau B-5, pour Ih3 non défini en a $K_n = 0.84$.

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

Donc :

$$K = K_1 \times \dots \times K_4 = 0.8 \times 0.89 = 0.712$$

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

$$I_0 = \frac{I_a}{K} = \frac{210}{0.712} = 294.94 \text{ A}$$

Détermination de la section minimale d'une canalisation enterrée (Tableau B-11)

La sélection dans le tableau conducteur en Al et isolant PVC en cuivre, $I_0 = 294.94 \text{ A}$ donne une section minimale : $S = 120 \text{ mm}^2$

Vérification de la chute de tension

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I_b \times (R \times \cos \theta + X \times \sin \theta)$$

$$\rho = 22.5 \times 10^{-3} \Omega \times \text{mm}^2 \times \text{m}^{-1}$$

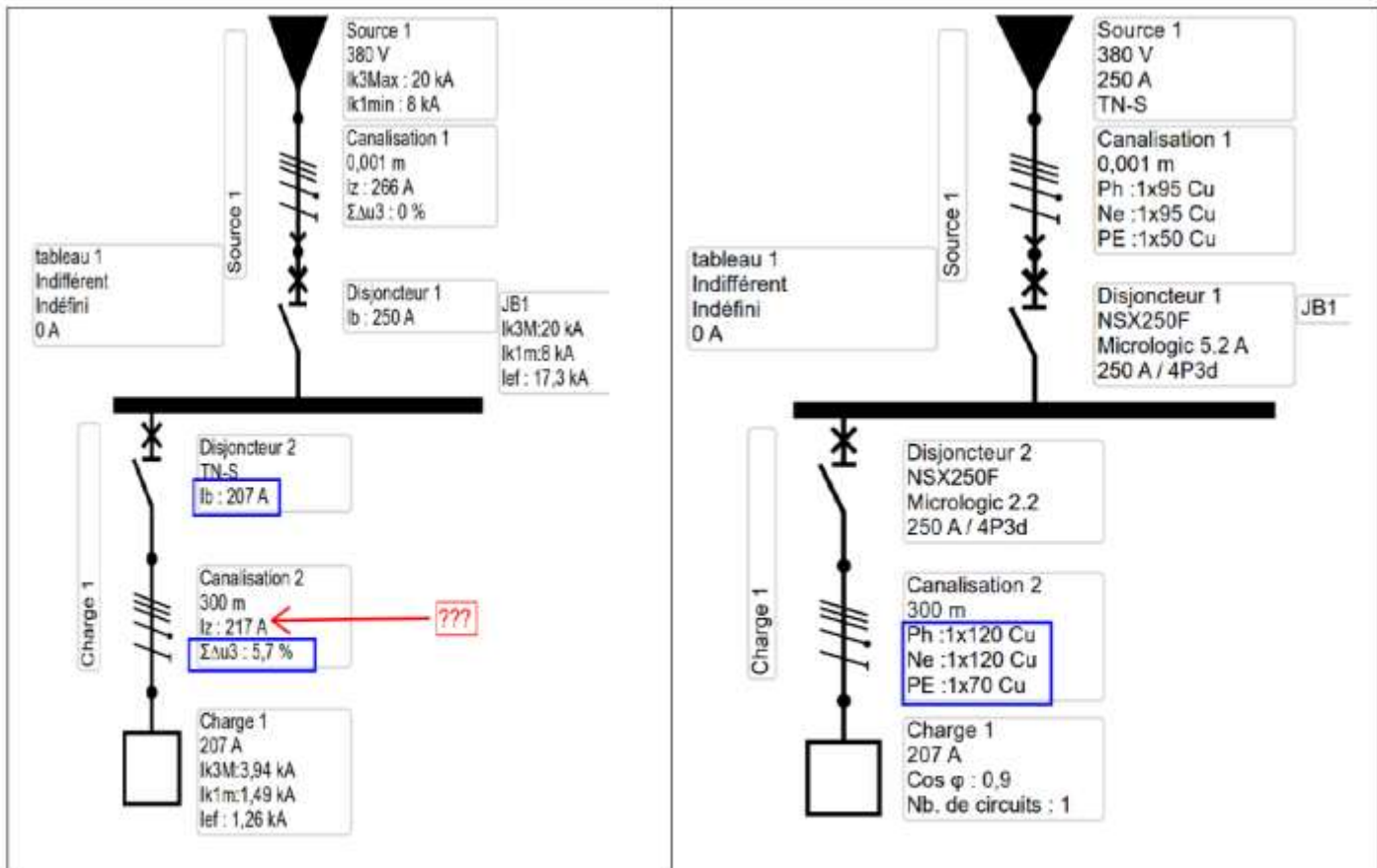
$$R = \rho \times \frac{l}{S} = 22.5 \times 10^{-3} \times \frac{300}{120} = 0.0563 \Omega, \quad X = \lambda \times l = 0.08 \times 10^{-3} \times 300 = 0.024 \Omega$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 207 \times (0.0563 \times 0.9 + 0.024 \times 0.435) = 21.8712 \text{ V}$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{21.8712}{380} = 0.0576 = 5.76 \% < 6\%$$

Section du conducteur neutre et protection

- S_N : Cuivre $S_{ph} = 120 \text{ mm}^2 > 16 \text{ mm}^2$ et I_{h3} non défini donc $S_N = S_{ph} = 120 \text{ mm}^2$
- S_{PE} : $S_{ph} > 35 \text{ mm}^2 \Rightarrow S_{PE} = \frac{S_{PH}}{2} = \frac{120}{2} = 60 \text{ mm}^2$ Section normalisé $S_{PE} = 70 \text{ mm}^2$



Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

Chute de tension limitée à 5%

La chute de tension $5.76 > 5\%$ on passe à la section supérieur $S = 150 \text{ mm}^2$

- Vérification de la chute de tension

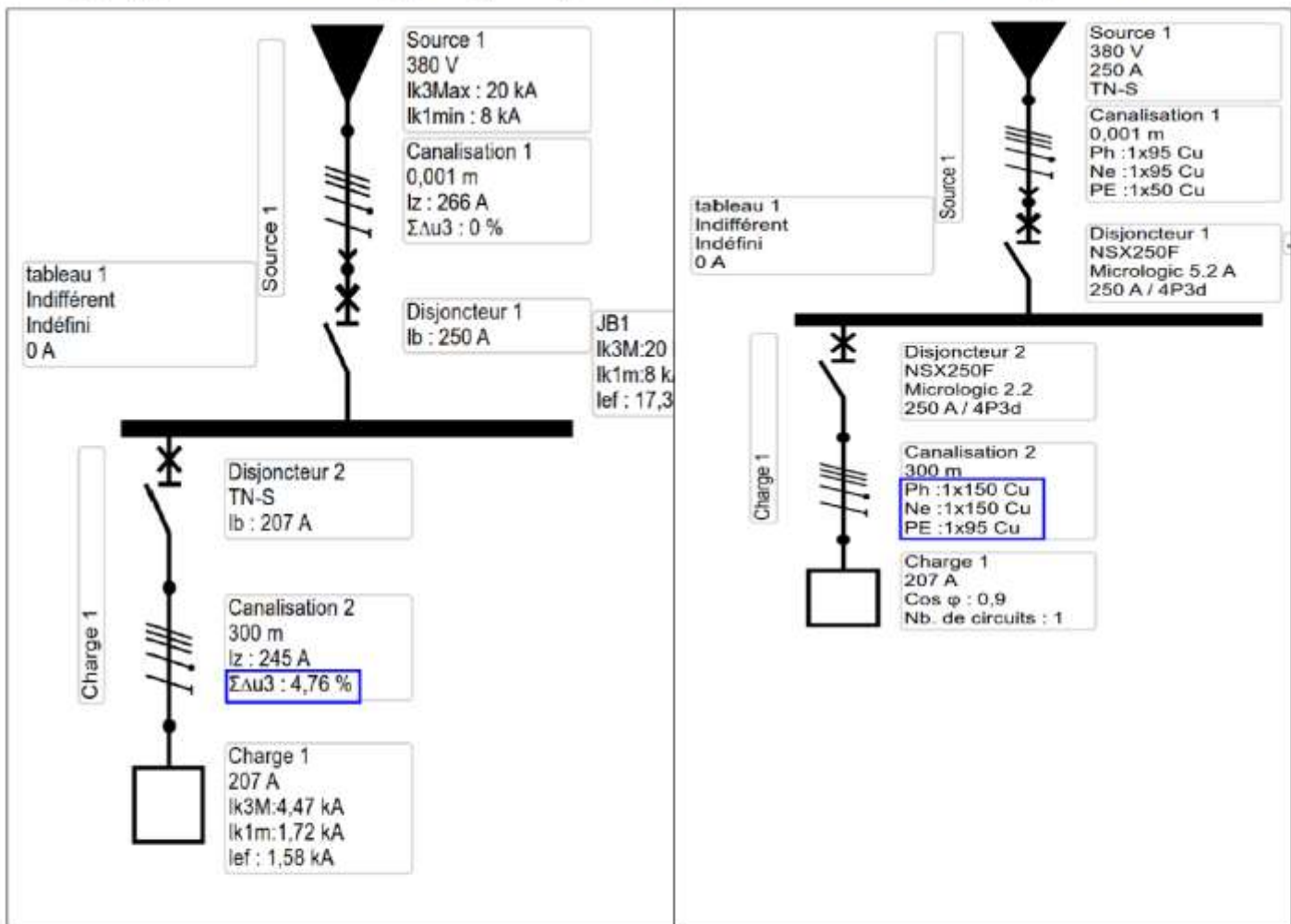
$$R = \rho \times \frac{l}{S} = 22.5 \times 10^{-3} \times \frac{300}{150} = 0.0450 \, \Omega, \quad X = \lambda \times l = 0.08 \times 10^{-3} \times 300 = 0.024 \, \Omega$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 207 \times (0.0450 \times 0.9 + 0.027 \times 0.435) = 18.2461 \text{ V}$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{17.92}{380} = 0.0472 = 4.72\%$$

Section du conducteur neutre et protection

- S_N : Cuivre $S_{ph} = 150 \text{ mm}^2 > 16 \text{ mm}^2$ et I_{h3} non défini donc $S_N = S_{ph} = 150 \text{ mm}^2$
- S_{PE} : $S_{ph} > 35 \text{ mm}^2 \Rightarrow S_{PE} = \frac{S_{PH}}{2} = \frac{150}{2} = 75 \text{ mm}^2$ Section normalisé $S_{PE} = 95 \text{ mm}^2$



Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.3- Détermination des sections de conducteurs en moyenne tension

Les principes établis pour déterminer la section du câble MT sont :

- Déterminer le courant maximal d'emploi I_B des récepteurs à alimenter ;
- Déterminer la section S_1 satisfaisant l'échauffement de l'âme du câble, pour cela il faut :
 - Facteur de correction global K ;
 - Courants admissibles des différents ;
- Déterminer la section S_2 nécessaire à la tenue thermique du câble en cas de court-circuit triphasé ;
- Déterminer la section S_3 nécessaire à la tenue thermique de l'écran du câble en cas de court-circuit à la terre ;
- Vérifier éventuellement la chute de tension dans la canalisation pour la section S
 $(S = \max(S_1, S_2, S_3))$

VI.3.A- Détermination du courant maximal d'emploi

Le courant maximal d'emploi I_B est déterminé sur la base de la somme des puissances des récepteurs alimentés.

VI.3.B- 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 le courant admissible par une canalisation dans les conditions réelles d'installation, il faut déterminer les facteurs de correction.

VI.3.B.1- Modes de pose « K_1 »

Mode de pose	Lettre	K_1
Conduits en montage apparent	A	0.9
Conduits en montage encastré	B	0.9
Pose sur chemins de câbles ou tablettes	F	1
Pose sur corbeaux ou sur échelles à câbles	G	1
Goulottes (fermées)	H	0.9
Gouttières (goulottes ouvertes)	J	1
Conduits dans caniveaux ouverts ou ventilés	L	0.8
Pose directe dans caniveaux ouverts ou ventilés		0.9
Pose directe dans caniveaux fermés		0.8
Pose directe dans des caniveaux remplis de sable		0.8
Enterré directement (câbles armés)	S	1
Enterré avec protection mécanique		1
Enterré dans des fourreaux		0.8
Câbles posés sur caniveau, enterré directement dans le sol avec,		0.8
Lignes aériennes	V	1.1

Tableau VI-20: Lettre de sélection et facteur de correction mode pose

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

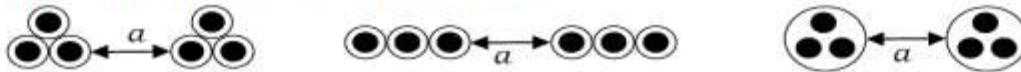
VI.3.B.2- Influence mutuelle des circuits « K_2 »

Figure VI-8 : Les modes de pose de deux câbles

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

Tableau VI-21: Facteurs de correction pour l'influence mutuelle des câbles enterrés

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

Tableau VI-22: Facteurs de correction pour l'influence mutuelle câbles posés dans l'air

VI.3.B.3- Influence de température « K_3 »

Le même tableau BT.

VI.3.B.4- Facteurs de correction pour des résistivités thermiques du sol différent de 1 K.m/W

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

Tableau VI-23: Facteurs de correction pour des résistivités thermiques du sol

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.3.C- Section d'une canalisation S₁

① Désignation du câble moyenne tension $U0/U(Um)$ { $U0$: est la tension assignée entre chacun des conducteurs et la terre, ou l'écran métallique} { U : est la tension assignée entre conducteurs} { Um : est la valeur maximale de la tension la plus élevée du réseau}

VI.3.C.1- Câbles tripolaires à champ non radial ($U \leq 6/6$ (7.2) kV)

Isolé PVC			Section nominale	Isolé EPR ou PR		
(1)	(2)	(3)	Cuivre	(1)	(2)	(3)
72	78	62	10	86	94	78
94	100	81	16	110	120	100
120	130	105	25	145	155	130
145	160	130	35	170	190	165
185	205	165	50	215	240	205
225	250	205	70	260	295	255
270	300	250	95	315	355	310
310	345	290	120	360	405	360
345	390	330	150	405	455	410
385	430	370	185	450	505	460
445	500	440	240	525	590	550
(1)	(2)	(3)	Aluminium	(1)	(2)	(3)
56	61	48	10	67	73	60
72	79	62	16	86	94	79
94	100	82	25	110	120	105
115	125	100	35	135	145	125
145	160	130	50	165	185	160
175	195	160	70	205	230	195
210	235	195	95	245	275	240
240	270	225	120	280	315	280
270	300	255	150	315	355	320
300	335	285	185	350	395	360
350	390	345	240	410	460	430

(*) A partir de 50 mm², les valeurs sont calculées pour des câbles à âme sectorale

Tableau VI-24: Détermination de la section d'un câble tripolaires à champ non radial de tension assignée inférieure ou égale à 6/6 (7.2) kV

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.3.C.2- Câbles constitués par trois câbles unipolaires ($U \leq 6/10$ (12) kV)

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

(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par :

1.05 pour les colonnes (1) et (2)

1.06 pour la colonne (3)

Tableau VI-25: Détermination de la section d'un câble constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12) kV

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.3.C.3- Câbles constitués par trois câbles unipolaires (6/6 (7,2) kV $U \leq 18/30 (36) \text{ kV}$)

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

(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par :

1.05 pour les colonnes (1) et (2)

1.06 pour la colonne (3)

Tableau VI-26: Détermination de la section d'un câble constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée supérieure à 6/6 (7,2) kV et inférieure ou égale à 18/30 (36) kV.

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.3.C.4- Câbles tripolaires à champ radial ($U \leq 6/10$ (12) kV)

Section nominale	Isolé PVC			Isolé PE*			Isolé EPR ou PR		
	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
Cuivre									
10	80	87	71	85	94	75	97	110	92
16	100	115	90	110	120	98	125	140	120
25	130	145	120	140	155	125	160	180	155
35	160	175	145	165	190	155	190	215	190
50	185	205	175	195	220	185	225	250	225
70	230	255	215	240	270	230	275	310	280
95	275	305	260	285	320	275	330	370	340
120	310	345	300	325	365	315	370	420	385
150	345	385	340	365	415	365	420	475	445
185	390	435	385	410	465	410	470	535	510
240	450	500	450	475	530	485	540	610	590
300	500	560	520	530	605	560	610	690	680
Aluminium	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
10	62	68	55	66	73	58	75	84	71
16	79	87	71	84	94	76	96	110	92
25	100	115	93	110	120	99	125	140	120
35	120	135	115	130	145	120	150	165	145
50	145	160	135	150	170	140	175	195	175
70	180	195	165	185	210	175	215	240	215
95	210	235	205	220	250	215	255	285	260
120	240	270	235	250	285	245	290	325	300
150	270	300	265	285	325	280	325	370	345
185	305	340	300	320	360	320	365	415	395
240	350	390	355	370	420	380	425	480	465
300	395	440	405	420	475	435	480	540	530

(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par :

1.05 pour les colonnes (1) et (2)

1.06 pour la colonne (3)

Tableau VI-27: Détermination de la section câbles tripolaires à champ radial de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12) kV

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.3.C.5- Câbles tripolaires à champ radial (6/6 (7,2) kV $U \leq 18/30 (36) \text{ kV}$)

Section nominale	Isolé EPR ou PR		
	(1)	(2)	(3)
Cuivre			
16	125	140	125
25	160	175	160
35	190	210	195
50	225	250	230
70	270	305	280
95	330	370	345
120	370	420	395
150	415	465	450
185	465	525	510
240	540	610	600
Aluminium	(1)	(2)	(3)
16	96	105	95
25	125	135	125
35	145	165	150
50	175	195	175
70	210	235	220
95	255	285	265
120	290	325	305
150	320	360	345
185	360	410	395
240	420	475	470

Tableau VI-28: Détermination de la section câbles tripolaires à champ radial de tension assignée supérieure à 6/6 (7,2) kV et inférieure ou égale à 18/30 (36) kV

VI.3.D- Déterminer la section S₂

La section minimale du conducteur S₂ satisfaisant l'échauffement en cas de court-circuit est déterminé par :

$$S_2 \geq \frac{I_{cc}}{k} \sqrt{t} \quad (\text{VI-13})$$

I_{cc} : courant de court-circuit maximal. Il est calculé par la méthode des impédances.

t : durée du court-circuit

k : coefficient dont la valeur est donnée dans le tableau suivant :

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

Tableau VI-29: valeurs du coefficient k

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.3.E- Déterminer la section S3

Dans le cas d'un court-circuit phase-écran, la contrainte thermique résultant du passage du courant de défaut I_d pendant un temps t , ne doit pas dépasser la tenue thermique de l'écran du câble. I_d est le courant de défaut à la terre ; Le calcul de la surintensité admissible dans les écrans de câbles dépend de la constitution de cet écran et du type de câble.

$$I_d = \frac{V_N}{R_N} \quad (\text{VI-14})$$

V_N : tension simple du réseau ;

R_N : résistance de limitation.

La section est déterminée selon le type de câble dans les tableaux suivants :

VI.3.E.1- Câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolants PR ou EPR

Tension assignée	6/10 (12) kV			8,7/15(17,5) kV			12/20 (24) kV			18/30 (36) kV		
	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s
Durée du court-circuit												
Section du conducteur												
16	1100	900	650	1350	1000	800	1800	1400	1100			
25	1200	950	700	1400	1050	800	1800	1400	1100			
35	1400	1000	900	1650	1250	1000	1850	1400	1100			
50	1600	1150	1000	1750	1350	1050	1950	1450	1150	2500	1950	1550
70	1750	1250	1050	1900	1450	1150	2100	1600	1250	2700	2050	1650
95	1850	1350	1100	2050	1550	1200	2200	1700	1300	2800	2150	1700
120	1900	1400	1150	2150	1650	1300	2500	1950	1550	3100	2400	1900
150	2150	1650	1300	2400	1850	1500	2600	2000	1600	3150	2450	1950
185	2400	1850	1450	2600	2000	1600	2750	2150	1700	3350	2600	2100
240	2700	2050	1650	2800	2150	1700	3100	2400	1950	3600	2750	2200
300	2800	2150	1750	3150	2450	1950	3300	2550	2050	3800	2950	2350
400	3050	2350	1800	3450	2650	2150	3650	2800	2250	4200	3300	2650
500	3400	2550	1950	3800	2950	2350	4100	3200	2550	4550	3550	2850
630	3750	3000	2300	4250	3300	2650	4450	3450	2800	4950	3850	3100
800	4400	3400	2600	4650	3600	2900	4850	3750	3000	5300	4150	3300
1 000	5100	3900	3050	5200	4050	3250	5350	4200	3350	5850	4550	3650
1 200	5350	4100	3300	5450	4250	3400	5650	4400	3550	6150	4800	3850
1 400	5600	4400	3550	5900	4550	3650	6050	4700	3800	6550	5100	4100
1 600	6000	4700	3800	6200	4850	3900	6400	5000	4000	6900	5350	4300

Tableau VI-30: Câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolants PR ou EPR

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

VI.3.E.2- Câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolants PE

Tension assignée	6/10 (12) kV			8,7/15 (17,5) kV			12/20 (24)kV			18/30 (36) kV		
	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s
Section du conducteur												
16	800	650	490	1000	740	560	1200	870	660			
25	900	700	510	1000	750	570	1200	870	660			
35	1000	750	540	1100	800	600	1200	880	660			
50	1100	800	580	1150	840	640	1250	1000	770	1750	1300	990
70	1300	920	700	1350	990	760	1450	1100	820	1750	1300	1000
95	1350	1000	750	1450	1050	820	1550	1150	880	2050	1550	1200
120	1450	1050	800	1500	1150	860	1650	1200	930	2150	1650	1230
150	1550	1100	840	1600	1200	910	1700	1300	1000	2250	1700	1300
185	1650	1150	900	1700	1250	970	2000	1500	1200	2350	1800	1400
240	1800	1450	1100	2000	1550	1200	2150	1650	1250	2650	2050	1600
300	2000	1550	1200	2150	1650	1300	2300	1750	1350	2800	2150	1700
400	2300	1750	1400	2600	2000	1550	2650	2050	1600	3000	2300	1800
500	2550	1900	1500	2900	2200	1750	3050	2350	1850	3400	2600	2050
630	2750	2050	1550	3000	2300	1800	3150	2400	1900	3500	2650	2050
800	3000	2250	1700	3300	2500	2000	3450	2600	2100	3700	2800	2200
1000	3300	2400	1800	3500	2700	2100	3650	2800	2200	3950	3000	2400
1200	3550	2550	1900	3700	2850	2200	3850	2950	2300	4200	3200	2550
1400	3650	2750	2000	3900	3000	2350	4050	3100	2450	4350	3350	2650
1600	3750	2850	2100	4000	3100	2400	4150	3200	2500	4500	3400	2700

Tableau VI-31: Câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolants PE

VI.3.E.3- Câbles tripolaires à ceinture à isolant PVC de tension assignée 6/6 (7,2 kV)

Section du conducteur mm ²	Durée du court-circuit		
	0,5 s	1 s	2 s
10	1 550	1 200	980
16	1 700	1 300	1 050
25	1 950	1 450	1 200
35	2 050	1 550	1 250
50	2 150	1 600	1 300
70	2 300	1 700	1 400
95	2 550	1 900	1 550
120	2 750	2 100	1 650
150	2 900	2 200	1 750
185	3 350	2 450	2 050
240	3 500	2 650	2 200

Tableau VI-32: Câbles tripolaires à ceinture à isolant PVC de tension assignée 6/6 (7,2 kV)

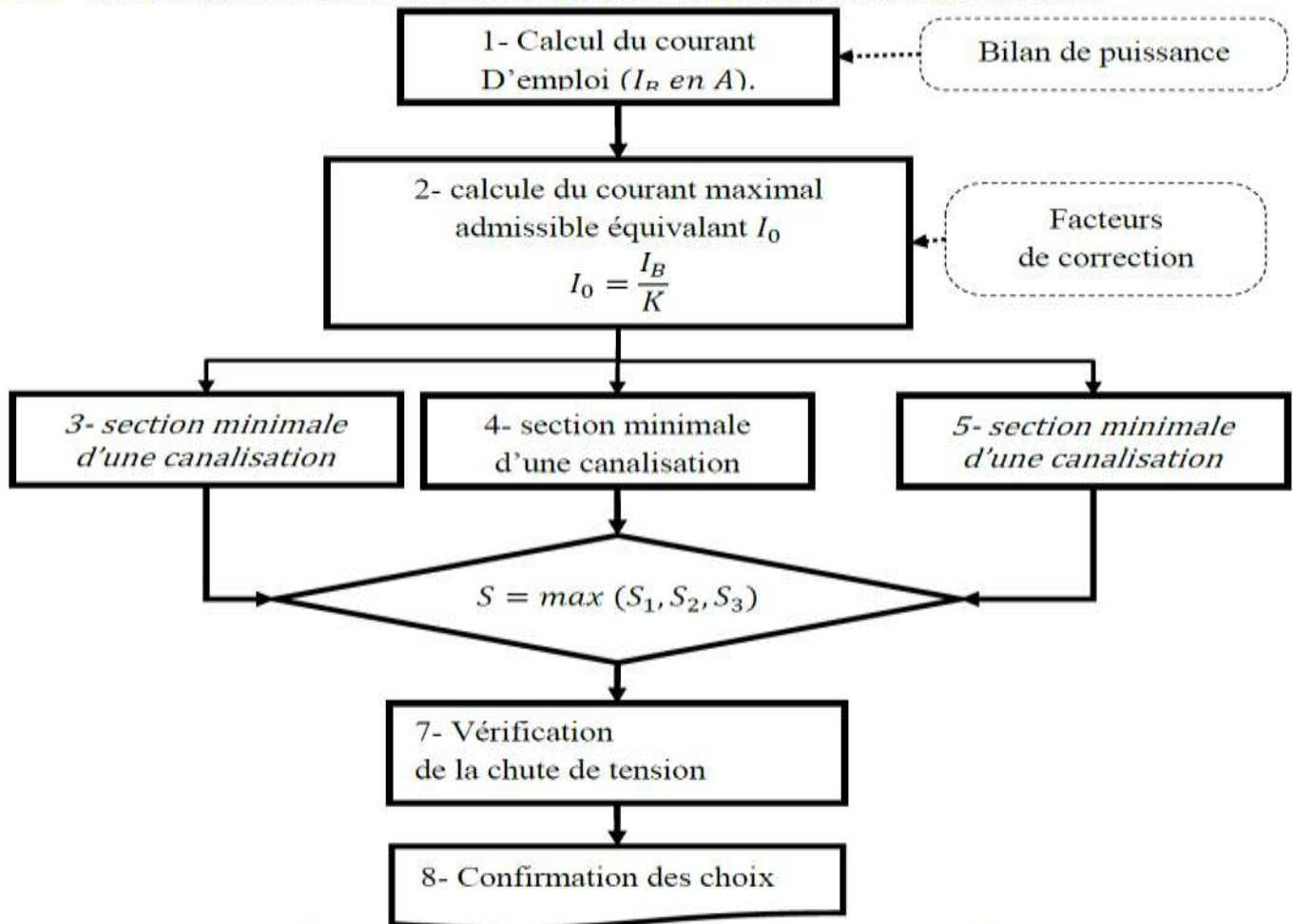
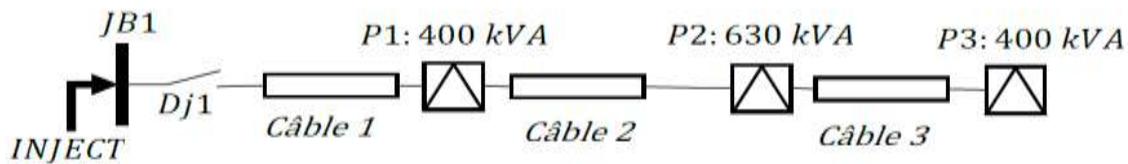
VI.3.F- Détermination de la section minimale d'un câble moyenne tension

Figure VI-9 : Le logigramme de choix de la section du câble MT

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

Exemple n° VI.2

On se propose de déterminer la section des conducteurs des canalisations d'un départ de distribution 10 kV. (FP=0.9)



Câble 1	Câble 2	Câble 3
50 m	250m	200 m
Cuivre	AL	AL
Unipolaire	Unipolaire	Multipolaire
Caniveau fermé	Enterrée directe Terrain normal	Enterrée directe Terrain sec
35°C	25°C	30°C
PR	PE	PR

Le départ est alimenté par injecteur de $S_{cc}=400$ MVA. La temporisation de la protection contre le court-circuit entre phases est : $t = 0,2$ s. La résistance de limitation est de 5Ω

Solution

- Détermination de la section S_1
- Détermination du courant maximal d'emploi I_B

	Poste 1	Poste 2	Poste 3
Puissance	400	630	400
$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U}$	23.09	36.37	23.09
I_B (Câble)	82.55	59.46	23.09

- Courant admissible-section S_1

	Câble 1	Câble 2	Câble 3	OBS
Lettre I	L	S	S	TB : C-01
K_1	0.8	1	1	TB: C-01
K_2	1	1	1	TB: C-02-03
K_3	(PR 35°C) 0.96	(PE 25°C) 0.95	(PR 30°C) 0.93	TB: C-04
K_4	1	0.85	1	TB : C-05
K	0.768	0.8075	0.93	
I_0	107.49	73.63	24.83	
S_1	16 mm ² (à 120A)	16 mm ² (à 81A)	10 mm ² (à 95A)	TB : C-06 à 10

- Détermination de la section S_2

Puissance : $S_{cc} = 200$ MVA

$$R_A = 0$$

$$X_A = \% \times \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{100}{100} \times \frac{10^2}{200} = 0.5 \Omega$$

$X_A = 100\%$ Majorée coté source.

$$Z_A = j0.5$$

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

$$I_{CC1} = \frac{U}{\sqrt{3} \times |Z_A|} = \frac{10^4}{\sqrt{3} \times 0.5} = 11.547 \text{ kA}$$

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

$$S_2 \geq \frac{I_{CC}}{k} \sqrt{t} = \frac{11.547 \times 10^3}{143} \sqrt{0.2} = 36.11 \Omega \quad \left| \begin{array}{l} \text{TB: C-11} \\ \text{k=143} \end{array} \right.$$

Normalisation de la section du câble 1 : $S_2 = 50 \text{ mm}^2$

$$\rho = 22.5 \times 10^{-3} \Omega \times \text{mm}^2 \times \text{m}^{-1}$$

$$R_1 = \rho \times \frac{l_1}{S_1} = 22.5 \times 10^{-3} \times \frac{50}{50} = 0.0225 \Omega, \quad X_1 = \lambda \times l_1 = 0.09 \times 10^{-3} \times 50 = 0.0045 \Omega$$

$$Z_{eq} = Z_1 + Z_A = 0.0225 + j0.5045 \Omega$$

$$I_{CC2} = \frac{U}{\sqrt{3} \times |Z_{eq}|} = \frac{10^4}{\sqrt{3} \times 0.505} = 11.432 \text{ kA}$$

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

$$S_2 \geq \frac{I_{CC}}{k} \sqrt{t} = \frac{11.432 \times 10^3}{74} \sqrt{0.2} = 69.08 \Omega \quad \left| \begin{array}{l} \text{TB: C-11} \\ \text{k=74} \end{array} \right.$$

Normalisation de la section du câble 2: $S_2 = 70 \text{ mm}^2$

$$\rho = 36 \times 10^{-3} \Omega \times \text{mm}^2 \times \text{m}^{-1}$$

$$R_2 = \rho \times \frac{l_2}{S_2} = 36 \times 10^{-3} \times \frac{250}{70} = 0.129 \Omega, \quad X_2 = \lambda \times l_2 = 0.09 \times 10^{-3} \times 250 = 0.0225 \Omega$$

$$Z_{eq} = Z_2 + Z_1 + Z_A = 0.2805 + j0.527 \Omega$$

$$I_{CC2} = \frac{U}{\sqrt{3} \times |Z_{eq}|} = \frac{10^4}{\sqrt{3} \times 0.597} = 9.67 \text{ kA}$$

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

$$S_2 \geq \frac{I_{CC}}{k} \sqrt{t} = \frac{9.67 \times 10^3}{94} \sqrt{0.2} = 46.01 \Omega \quad \left| \begin{array}{l} \text{TB: C-11} \\ \text{k=94} \end{array} \right.$$

Normalisation de la section du câble 3 : $S_2 = 50 \text{ mm}^2$

$$\rho = 36 \times 10^{-3} \Omega \times \text{mm}^2 \times \text{m}^{-1}$$

$$R_3 = \rho \times \frac{l_3}{S_2} = 36 \times 10^{-3} \times \frac{200}{50} = 0.144 \Omega, \quad X_3 = \lambda \times l_2 = 0.09 \times 10^{-3} \times 200 = 0.018 \Omega$$

- Détermination de la section S_3

$$I_d = \frac{V_N}{R_N} = \frac{10^4}{\sqrt{3} \times 5} \cong 1100 \text{ A}$$

	Câble 1	Câble 2	Câble 3
S_1	25 mm ² (à 170A)	16 mm ² (à 81A)	16 mm ² (à 95A)
S_2	50 mm ² (à 170A)	70 mm ² (à 81A)	50 mm ² (à 95A)
S_3	16 mm ² $I_d = 1100A, PR$	16 mm ² $I_d = 1100A, PE$	16 mm ² $I_d = 1100A, PR$
S_{max}	50 mm ²	70 mm ²	50 mm ²

Chapitre VI : Détermination des sections de conducteurs

• Vérification de la chute de tension

	Câble 1	Câble 2	Câble 3
I	82.55	59.46	23.09
R	0.0225 Ω	0.129 Ω	0.144 Ω
X	0.0045	0.0225	0.018 Ω
$\frac{\Delta U}{U}$ Câble	0.317 %	1.29%	0.55%
$\frac{\Delta U}{U}$	0.317 %	1.607%	2.15%

① Les valeurs trouvées sont élevées suite la puissance de court-circuit.

Chapitre VII: La compensation de l'énergie réactive

VII.1- Facteur de puissance

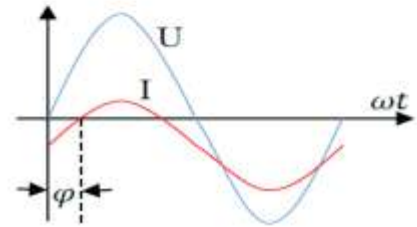
VII.1.A- Définition

Par définition le facteur de puissance -autrement dit le $\cos \varphi$, d'un appareil électrique- est égal au rapport de la puissance active P (kw) sur la puissance apparente S (kVA) et peut varier de 0 à 1.

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (\text{VII-1})$$

Il permet ainsi d'identifier facilement les appareils plus ou moins consommateurs d'énergie réactive.

- Un facteur de puissance égal à 1 ne conduira à aucune consommation d'énergie réactive (résistance pure).
- Un facteur de puissance inférieur à 1 conduira à une consommation d'énergie réactive d'autant plus importante qu'il se rapproche de 0 (inductance pure).



Dans une installation électrique, le facteur de puissance pourra être différent d'un atelier à un autre selon les appareils installés et la manière dont ils sont utilisés (fonctionnement à vide, pleine charge, ...).

A l'inverse du $\cos \varphi$, on s'aperçoit facilement que la valeur du $\tan \varphi$ doit être le plus petit possible afin d'avoir le minimum de consommation d'énergie réactive.

VII.1.B- Amélioration du $\cos \varphi$ d'une installation

L'énergie réactive absorbée par les moteurs et les transformateurs varie peu entre le fonctionnement à vide et le fonctionnement en charge, alors que l'énergie active augmente avec la puissance fournie. À vide ou à faible charge, leur facteur de déphasage sera par conséquent très mauvais, il convient donc :

- D'éviter la marche à vide des moteurs ;
- D'éviter le surdimensionnement des moteurs et des transformateurs.

Ces règles ne sont pas suffisantes dans la plupart des installations. Dans tous les cas la mise en place d'une batterie de condensateurs est un moyen souple et vite amorti de relever le facteur de déphasage.

Chapitre VII : La compensation de l'énergie réactive

VII.1.C- Facteur de puissance et $\cos \phi$ en présence d'harmoniques

Le facteur de puissance est le rapport entre la puissance active et la puissance apparente :

$$Fp = \frac{P}{S}$$

Les facteurs de déphasage est le rapport entre la puissance active et la puissance apparente de la composante fondamentale :

$$\cos \phi_1 = \frac{P_1}{S_1}$$

Facteur de déformation caractérise le lien entre le facteur de puissance et le facteur de déphasage :

$$Fd = \frac{Fp}{\cos \phi}$$

L'installation de condensateurs permet de compenser l'énergie réactive de la composante fondamentale et d'obtenir un $\cos \phi$ à peu près égal à 1. Par contre, il n'est pas possible de compenser par des condensateurs l'énergie réactive due aux harmoniques. Il en résulte qu'en présence d'harmoniques, il est impossible d'obtenir un facteur de puissance égal à 1 en installant des condensateurs. Pour obtenir un facteur de puissance égal à 1, il faut éliminer les courants harmoniques par un filtre actif.

Ⓛ Il faut noter que le distributeur d'énergie ne fait payer au client que l'énergie réactive due à la composante fondamentale. Il faudra donc calculer $\cos \phi_1$ (et non Fp) pour déterminer la puissance réactive des condensateurs qu'il faut installer pour réduire ou supprimer la facture d'énergie réactive.

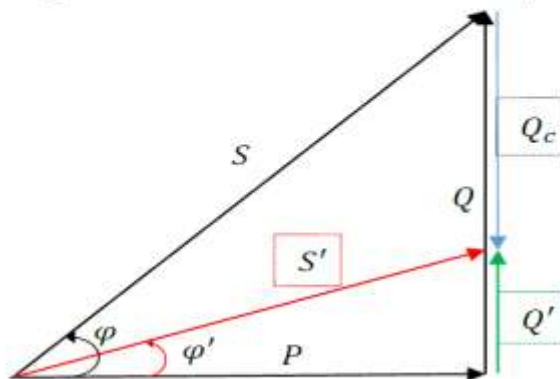
VII.2- Principe de la compensation

Le condensateur est un récepteur constitué de deux parties conductrices (électrodes) séparées par un isolant. Ce récepteur a la propriété lorsqu'il est soumis à une tension sinusoïdale de déphaser son intensité, donc sa puissance (réactive capacitive), 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 composition vectorielle de ces intensités ou puissances réactives (inductive et capacitive) conduit à une intensité ou puissance résultante réactive inférieure à celle existant avant l'installation de condensateurs. Pour simplifier, on dit que les récepteurs inductifs (moteur, transformateur, ...) consomment de l'énergie réactive alors que les condensateurs (récepteurs capacitifs) produisent de l'énergie réactive.

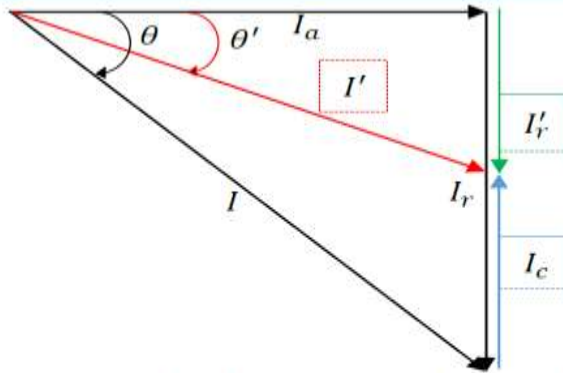
Compenser une installation consiste à installer une source d'énergie réactive de compensation qui permet d'améliorer de facteur de puissance de l'installation. La figure ci-dessous traduit la représentation vectorielle de la compensation.



	Avant compensation	Après compensation
Puissance active	P	P
Puissance réactive	Q	Q'
Puissance apparente	S	S'
Facteur de puissance	$\cos \phi$	$\cos \phi'$
Compensation	0	Qc

Tableau VII-1: Des puissances avant et après compensation

Figure VII-1 : Diagramme de Fresnel des puissances en cas de compensation



	Avant compensation	Après compensation
Courant actif	I_a	I_a
Courant réactif	I_r	I'_r
Courant de ligne	I	I'
Déphasage	θ	θ'
Compensation	0	I_c

Tableau VII-2: Les courants avant et après compensation

Figure VII-2 : Diagramme de Fresnel des courants en cas de compensation

Relation entre la puissance des condensateurs et l'amélioration du $\cos \varphi$

Supposons qu'en un point du réseau de puissance active P et réactive Q , on désire améliorer $\cos \varphi$ pour obtenir $\cos \varphi'$, ou passer de $\tan \varphi$ à $\tan \varphi'$.

$$\tan \varphi' = \frac{Q'}{P} \quad (\text{VII-2})$$

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} \quad (\text{VII-3})$$

On installe des condensateurs de puissance réactive Q_c , on a alors :

$$Q' = Q - Q_c \quad (\text{VII-4})$$

D'où :

$$\begin{aligned} \tan \varphi' &= \frac{Q'}{P} = \frac{Q - Q_c}{P} = \tan \varphi - \frac{Q_c}{P} \\ Q_c &= P(\tan \varphi - \tan \varphi') \end{aligned} \quad (\text{VII-5})$$

VII.3- Inconvénients d'un mauvais facteur de déphasage

Le mauvais facteur de déphasage d'une installation entraîne de nombreux inconvénients :

- Une diminution de la puissance active disponible au secondaire du transformateur alimentant l'installation
- Une intensité en ligne plus élevée que celle nécessaire au travail réel fourni
- Des pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive.

Les récepteurs consommant le plus d'énergie réactive sont :

- Les moteurs à faible charge ;
- Les fours à arc et induction ;
- Les machines à souder ;
- Les redresseurs de puissance.

VII.4- Avantages dus à l'amélioration du facteur de puissance

VII.4.A.1- Diminution de la facture d'électricité

Pour les gros consommateurs, l'énergie réactive est facturée au-delà d'un seuil pendant certaines périodes. Le distributeur d'énergie électrique, propose des tarifs de facturation différents suivant la consommation. Dans les tarifs la diminution de la consommation d'énergie réactive, avec l'amélioration du facteur de puissance, est très sensible au niveau de la facturation.

VII.4.A.2- Optimisation des choix technico-économiques**a) Diminution de la section des câbles**

La puissance active transportée par un câble diminue lorsque le facteur de puissance s'éloigne de 1. Pour une même puissance active à fournir la diminution du facteur de puissance impose le choix de câbles de plus grande section.

b) Diminution des pertes en ligne

Un bon facteur de puissance permet une diminution des pertes en ligne à puissance active constante. Les pertes wattées (dus à la résistance des conducteurs) sont intégrées dans la consommation enregistrée par les compteurs d'énergie active (kWh) et sont proportionnelles au carré du courant transporté.

On a alors :

$$\frac{P}{P'} = 1 = \frac{S \times \cos \varphi}{S' \times \cos \varphi'} \Leftrightarrow \frac{S}{S'} = \frac{\cos \varphi'}{\cos \varphi}$$

D'autre part en a :

$$\frac{S}{S'} = \frac{V \times I^*}{V \times I'^*} \Rightarrow \frac{S^2}{S'^2} = \frac{I^2}{I'^2} \Rightarrow \frac{I^2}{I'^2} = \frac{\cos^2 \varphi'}{\cos^2 \varphi} \Rightarrow \frac{P'_L}{P_L} = \frac{R \times I'^2}{R \times I^2} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'}$$

$$\frac{P'_L}{P_L} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'} \quad (\text{VII-6})$$

	Avant compensation	Après compensation	
Perte ligne	P_L	P'_L	$\frac{P'_L}{P_L} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'}$
Facteur de puissance	$\cos \varphi$	$\cos \varphi'$	

R : Résistance de la ligne.

Les pertes sont donc inversement proportionnelles à $\cos^2 \varphi$

c) Augmentation de la puissance active transportée

La puissance active disponible au secondaire d'un transformateur est d'autant plus grande que le facteur puissance de l'installation est élevé.

En effet, supposons qu'un câble (ou un transformateur) transporte une puissance active P, avec :

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos \varphi$$

Si on compense de façon à obtenir $\cos \varphi'$, à courant apparent constant (I constant), on pourra transporter une puissance active :

$$P' = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos \varphi'$$

D'où

$$\frac{P}{P'} = \frac{\cos \varphi}{\cos \varphi'} \quad (\text{VII-7})$$

d) Réduction de la chute de tension

L'amélioration du facteur de puissance diminue l'énergie réactive transportée et de ce fait diminue les chutes de tension en ligne.

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{I \times (R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi)}{V} = \frac{R \times 3IV \cos \varphi + X \times 3IV \sin \varphi}{3V^2} = \frac{R \times P + X \times Q}{3V^2}$$

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{R \times P + X \times Q}{3V^2} \quad (\text{VII-8})$$

Chapitre VII : La compensation de l'énergie réactive

Exemple n° VII.1

Une canalisation souterraine HT 5,5 kV de 1200 m ~ $S_{ph} = 70 \text{ mm}^2$ en aluminium transporte un courant de 66 A avec un facteur de puissance de $\cos \varphi = 0,6$. (Le prix 1kWh est de 5.47 DA)

- Déterminer la puissance véhiculée par la canalisation ;
- Calculer les pertes dans le câble ; ainsi le coût des pertes
- Si en place un compensateur sur le réseau pour améliorer le facteur de puissance à 0,95
 - Quel est le gain annuel.
 - Quelle sera la puissance que la canalisation peut transporter.

Solution

• La puissance transportée $P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos \varphi = \sqrt{3} \times 5,5 \times 66 \times 0,6 = 377,24 \text{ kW}$

- Calcul des pertes

La résistance du conducteur $R = 36.10^{-3} \times \frac{l}{S_{ph}} = 36.10^{-3} \times \frac{1200}{70} = 0.62 \Omega$

Les pertes par effet Joule $P_L = 3 \times R \times I^2 = 3 \times 0.62 \times 66^2 = 8.1 \text{ kW}$

Pour une durée de fonctionnement annuel de 8760 h, le coût annuel des pertes Joule est :

$$\text{Coût} = P_L \times T \times \text{Prix}_u = 8.1 \times 8760 \times 5.47 = 388129 \text{ DA/an}$$

- Les gains pour $\cos \varphi' = 0.95$

Le taux de perte est $\frac{P_L'}{P_L} = \frac{R \times I'^2}{R \times I^2} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'} = \frac{0,6^2}{0,95^2} = 0.4$

L'installation des condensateurs permet donc un gain $G = (1 - 0.4) \times \text{Coût} = 232877 \text{ DA/an}$

$$\frac{P}{P'} = \frac{\cos \varphi}{\cos \varphi'} \Rightarrow P' = P \times \frac{\cos \varphi'}{\cos \varphi} = 377,24 \times \frac{0,95}{0,6} = 597.3 \text{ kW}$$

L'installation des condensateurs permet donc de transporter une puissance active supérieure de :

$$\frac{597 - 377}{377} = 58 \%$$

Exemple n° VII.2

Un réseau monophasé alimente une charge inductive de 10 MW avec un facteur de puissance de 0,6 en retard. Tracer le triangle Fresnel des puissances et déterminer la puissance du condensateur mise en parallèle pour que le F.P devienne 0,85.

Solution

$$P = 10 \text{ MW}$$

$$\cos \varphi = 0,6 \quad \therefore \varphi = 53,13$$

$$Q = P. \tan \varphi = 10. \tan 53,13 = 13,33 \text{ MVar}$$

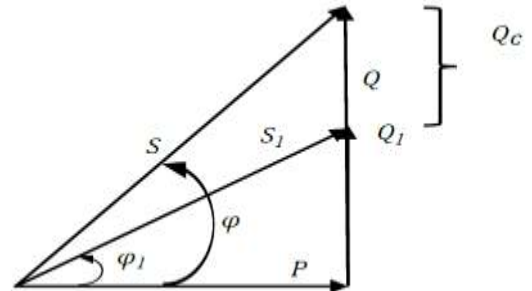
$$\cos \varphi_1 = 0,85 \quad \therefore \varphi_1 = 31,79$$

$$Q_1 = P. \tan \varphi_1 = 10. \tan 31,79 = 6,2 \text{ MVar}$$

$$Q_1 = Q + Q_C \quad \therefore Q_C = Q_1 - Q$$

$$Q_C = P. (\tan \varphi_1 - \tan \varphi)$$

$$Q_C = -7,13 \text{ MVar}$$



Chapitre VII : La compensation de l'énergie réactive

VII.5- Les batteries de condensateur

VII.5.A- Choix d'une batterie de condensateur

Le choix d'une batterie de condensateurs s'effectue en fonction des critères suivants :

- Rentabilité du matériel
- Contraintes de l'installation (ateliers à facteurs de déphasage différents, nombre de transformateurs...).

VII.5.B- Moyens de compensation

La compensation peut se faire en basse tension ou en haute tension en utilisant des condensateurs. En basse tension la compensation est réalisée avec deux familles de produits :

VII.5.B.1- Les batteries de condensateurs de type fixe.

La puissance réactive fournie par la batterie est constante quelles que soient les variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs, donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

- La mise en œuvre de ces batteries peut être :
 - Manuelle : commande par disjoncteur ou par interrupteur
 - Semi-automatique : commande par contacteur directe : asservie aux bornes des récepteurs.
- Ce type de batteries est généralement utilisé dans les cas :
 - D'installation électrique à charge constante fonctionnant 24h/24,
 - De compensation réactive interne des transformateurs,
 - De compensation individuelle de moteurs.

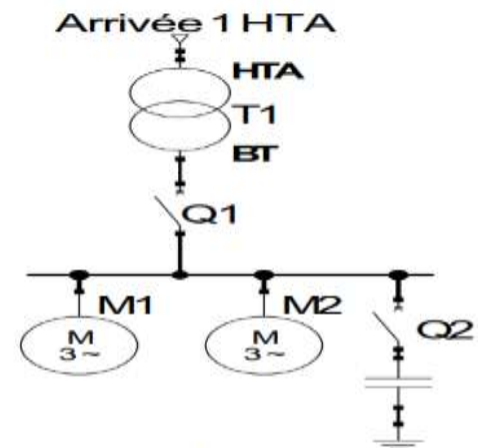


Figure VII-3 : Principe de la compensation fixe

VII.5.B.2- Les batteries de condensateurs de type automatique :

La puissance réactive fournie par la batterie est modulable en fonction des variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

Ils permettent d'adapter automatiquement la puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs. Un relais varométrique détecte le $\cos\varphi$ de l'installation et commande automatiquement l'enclenchement de gradins de condensateurs en fonction de la charge et du $\cos\varphi$ désiré. Ce type d'équipements permettant d'éviter le renvoi d'énergie réactive sur le réseau et les surtensions dangereuses lors des marches à faible charge de l'installation.

Ces batteries sont également utilisées dans le cas :

- D'installation électrique à charge variable,
- De compensation de tableaux généraux (TGBT) ou gros départ

D'installation d'une batterie dont la puissance est supérieure à 15 % de la puissance du transformateur.

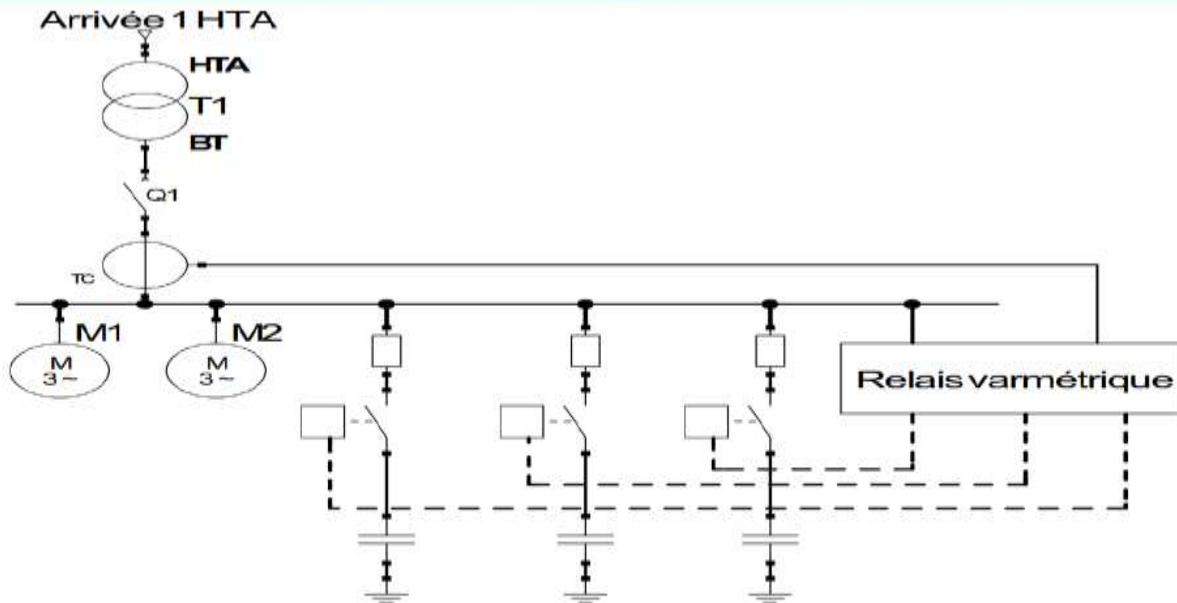


Figure VII-4 : Principe de la compensation automatique

VII.6- Différentes possibilités d'implantation des batteries condensateurs

Les condensateurs peuvent être installés à différents niveaux de l'installation.

VII.6.A- Compensation globale

La batterie de condensateurs est installée au départ de l'installation. Ce type de compensation convient pour une installation simple de moyenne puissance, elle permet :

- De supprimer les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive.
- D'ajuster le besoin réel de l'installation (kW) à la souscription de la puissance apparente (kVA).
- De soulager le poste de transformation (une partie de l'énergie réactive est fournie par les condensateurs).

Toutefois ce mode de compensation ne soulage pas les installations en aval car la totalité du courant réactif est présente dans les câbles jusqu'aux récepteurs.

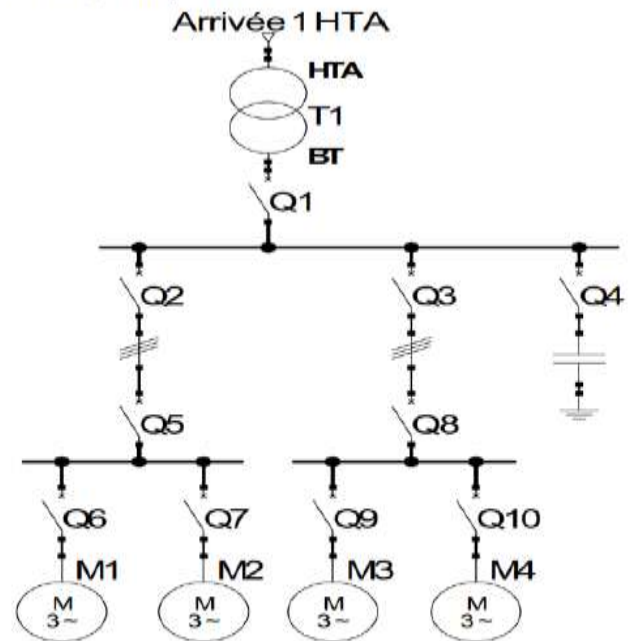


Figure VII-5 : Compensation globale

Chapitre VII : La compensation de l'énergie réactive

VII.6.B- Compensation partielle (par secteur)

Les condensateurs sont installés aux départs de chaque atelier. Cette compensation est conseillée lorsque la puissance est importante ou lorsque les ateliers fonctionnent à des régimes différents.

Ce type de compensation en plus des avantages de la compensation globale permet de soulager les câbles alimentant les différents ateliers. La totalité du courant réactif n'est plus présente que dans les câbles allant de l'armoire de distribution de l'atelier aux récepteurs.

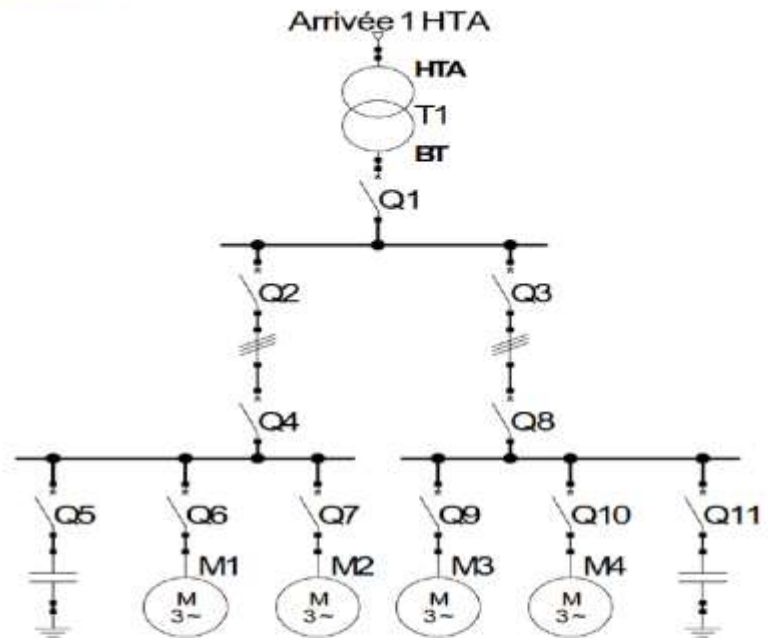


Figure VII-6 : Compensation par secteur

VII.6.C- Compensation locale (individuelle)

La batterie de condensateurs est raccordée directement à l'appareil. Cette compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance du récepteur est importante par rapport à la puissance souscrite. Ce type de compensation est techniquement idéal, puisqu'il introduit l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée.

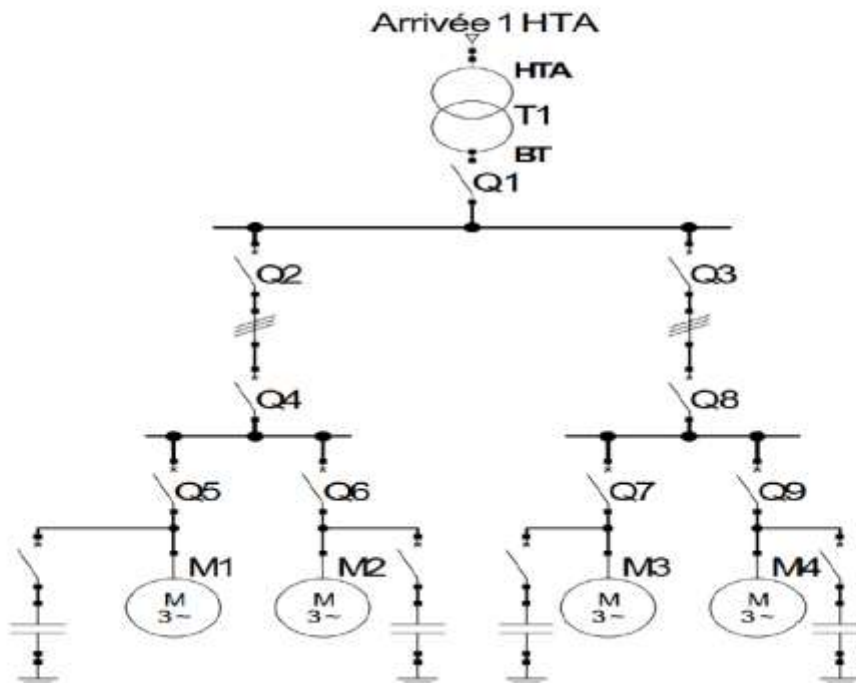


Figure VII-7 : Compensation individuelle