

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
جامعة عين تموشنت بلحاج بوشعيب
Université -Ain-Temouchent- Belhadj Bouchaib
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département d'Électrotechnique



Projet de fin d'études
Pour l'obtention du diplôme de Master en :
Domaine : SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
Filière : Électrotechnique.
Spécialité : Commandes Électriques.
Thème

Les différentes manières d'économiser l'énergie électrique dans une entreprise

Présenté Par :

- 1) Melle MEININE Lemout Med.....
- 2) Melle. EBYAYE Minetou Med.....

Devant le jury composé de :

Dr BENNAZZA Baghdadadi	MCA	UAT.B.B	Président
Mme Touhami Aicha	MAA	UAT.B.B	Examineur
Dr.BERRACHED Djelloul	MCB	UAT.B.B	Encadrant

Année universitaire 2021/2022

Remerciements

Nous remercions en premier lieu Dieu le tout puissant qui nous a donné le courage pour conclure ce modeste travail ;

Nous remercions aussi notre promoteur Mr. Berrached qui nous a accompagné puis dirigé et conseillé toute au long de notre travail et En effet, il nous a apporté commodité et aisance, il nous a orienté, il nous a attribué tout le temps qui nous a été nécessaire ;

Mes remerciements s'adressent également à l'administration et aux enseignants de UBBAT pour les moyens qu'ils ont mis à notre disposition.

On souhaite exprimer enfin notre gratitude et nos vifs remerciements à nos familles et nos amis pour leurs soutiens ;

Enfin on tient à remercier toutes les personnes qui nous ont aidé des prés ou du loin tout au long de cette Formation.

Pour finir, on remercie les membres du jury qui ont accepté d'évaluer notre projet. Nous leurs présentons toutes nos gratitudes et nos profonds

Dédicace

Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux,

Je dédie ce travail

A mon père, pour son soutien, son affection

Et la confiance qu'il m'a accordé

A tous les membres de ma famille particulièrement à mon cher frère

Abdellahi qui m'avez toujours soutenu et encouragé

durant ces années d'études.

Et tous ceux qui m'aiment

A notre encadrant et tous les professeurs de la UATB;

A tous mes ami(e)s.

Je dédie ce mémoire.

MEININE Lemnout Med

Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

*A ma mère mon paradis, que j'aime beaucoup et qui a tout fait
pour que j'en sois là aujourd'hui ;*

*A mon Père que j'adore et qui m'a toujours soutenu dans mes
décisions jusqu'à ce que j'arrive là où je suis aujourd'hui ;*

*A mon mari qui m'a toujours encouragé et qui a été compréhensif et
patient ;*

A mes très chers sœurs et frères, Source d'espoir et de motivation.

A mes tantes, oncles et toute ma famille ;

*A mes amis particulièrement, chère amie lemnoutt avant d'être
binôme ;*

A tous ceux qui m'aiment et que j'aime.

Je dédie ce mémoire.

Ebyaye Mimetou Med

A

A *Ampère;*

B

B.T *Base tension;*

C

Cu *Cuivre;*

E

E *Energie;*

H

HP *Heure pleine;*

HC *Heure-creuse;*

HT *Haute-tension;*

K

KV *Kilo volts;*

KVA *Kilovoltampère;*

KWh *Kilowattheure;*

M

MT *Moyen-Tension;*

MVA *Mégavolt ampère;*

P

PMA *Puissance maximum absorbé;*

PMD *Puissance mise à disposition ;*

P *Puissance active [W];*

Q

Q *Puissance réactive [VAR];*

S

S *Section de câble [mm²];*

V

V *Volts.*

- *Les autres symboles utilisés sont définis dans le texte.*

Liste des tableaux

Tableau I-I: Plaques signalétiques d'un transformateur [3].....	5
Tableau II-I: Les valeurs normalisées de PMD (kW).[9].....	16
Tableau II-II: Le Tarit 41 a trois horaires : Pointe, heures pleines, heures creuses barèmes 1989 .	18
Tableau III-I: comparatif des différents modes de démarrage des moteurs asynchrones triphasés	28
Tableau III-II: Intensité et puissances suivant la valeur du $\cos \varphi$	35
Tableau IV-I: Représentation schématique des différents modes de compensation.[11]	49
Tableau IV-II: Relevé mensuel des consommations hivernales d'énergies active et réactive de "PMA"	50
Tableau IV-III: Exemple de cycle de travail d'un variateur de vitesse.....	51
Tableau IV-IV: Fluctuations de tension de la source d'un variateur de vitesse (exemple du paragraphe 1-3-a) sans ou avec compensation fixe ou en gradins.....	53
Tableau IV-V: Valeurs de la densité économique du courant dans chaque période.	60
Tableau IV-VI: Résistances et données de construction pour des fils en cuivre	62
Tableau IV-VII: Données technico-économiques pour les batteries de condensateurs type siemens	68

Liste des figures

Figure I-1: Représentation architecturale de l'usine [3].....	1
Figure I-2: Architecture et équipement d'une usines pour l'ingénierie mécanique [4].	2
Figure I-3: Atelier de montage des moteurs électricités [4].....	3
Figure I-4: Branchement de l'usine [3].....	3
Figure I-5: branchement d'usine Moyen Tension [3].	4
Figure II-1: courbe de charge P(t) [7].....	9
Figure II-2: Schémas d'un réseau monophasé [6].	10
Figure II-3: Schémas en Y du transformateur [7].....	11
Figure II-4: schémas de variation des pertes de puissance en fonction du facteur de puissance et du temps d'utilisation [6].....	13
Figure II-5: Schémas de la Courbe de charge nationale [9].....	17
Figure III-1: Section relative à adopter pour les conducteurs suivants la valeur de $\cos\phi^2$ pour transmettre une certaine puissance active en maintenant la même valeur des pertes joule en ligne.[10]	23
Figure III-2: puissance active disponible sur une ligne donnée, pour une même puissance apparente transportée(100KVA), suivant la valeur du facteur de puissance.[7]	23
Figure III-3: Variation du rendement d'un transformateur triphasé de 100 KVA de puissance apparente, utilisé à sa puissance nominale sous divers facteurs de puissance.[3]	23
Figure III-4: Diagramme fresnel correspondant au réseau monophasé de la figure (II-2)	26
Figure III-5: Schémas de principe démarrage de moteur synchrone.[4]	29
Figure III-6: Diagramme de KAPP simplifié.[10].....	30
Figure III-7: Comparaison des puissances des lampes à incandescence et des tubes fluorescents pour un même éclairage.[9].....	32
Figure III-8: Puissances watté Figure III-9: Puissance apparentes actives et réactive	34
Figure III-10: Décomposition du courant à vide.	39
Figure III-11: Branchement en parallèle de deux transformateurs.[10]	40
Figure III-12: Schémas de principe d'une phase du compensateur statique d'énergie réactive.[11]	42
Figure III-13: Abaque pour la détermination de la puissance du condensateur nécessaire à relever le facteur de puissance d'une installation à la valeur désirée.[12]	45
Figure III-14: Représentation schématique des différents modes de compensation.[10]	46
Figure IV-1: Compensation par batterie en gradins	54
Figure IV-2: Compensation statique.	56
Figure IV-3: Schéma de la configuration des transformateurs.....	57
Figure IV-4: Représentation graphique de Z(F).....	59
Figure IV-5: Courbe de détermination des pertes maximales de puissance.	61
Figure IV-6: Fluctuations des pertes en fonction de la charge X	63

Table des matières

Chapitre I : La méthodologie et l'utilisation de l'énergie électrique dans une entreprise	1
I.1. Introduction	1
I.2. Méthodologies et architectures des usines :	1
I.3. Organisation générale des ateliers :	2
I.3.1. Atelier mécanique :	2
I.3.2. Atelier de montage :	2
I.4. Installation et constitution générale :	3
I.4.1. Conduite du plan :	5
I.5. Conclusion :	5
Chapitre II : Analyses des données	7
II.1. Introduction :	7
II.2. Quelques définitions :	7
II.2.1. Puissance à souscrire d'une conduite d'un projet d'installation :	7
II.2.2. Puissance d'alimentation [8] :	7
II.2.3. Puissance moyenne (pmo) [8] :	9
II.2.4. Puissances demandées par chaque armoire :	9
II.2.5. Puissance réactive demandée par armoire :	10
II.2.6. Puissance demandée par la totalité des armoires :	10
II.3. Pertes de puissance par câblage BT :	10
II.3.1. Pertes de puissance active :	10
II.3.2. Pertes de puissance réactive :	11
II.4. Pertes de puissances dans les transformateurs :	11
II.4.1. Pertes de puissance active :	12
II.4.2. Pertes de puissance réactive :	12
II.5. Perte d'énergie dans les transformateurs :	12
II.5.1. Puissances apparentes demandée au primaire du transformateur (S)' :	14
II.5.2. Puissance apparente totale à l'installation :	14
II.6. Système de tarification :	14
II.6.1. Objectif et caractéristiques fondamentales du système de tarification :	15
II.6.2. Structure de la tarification :	15
II.6.3. Présentation des tarifs :	18
II.7. Conclusion :	18

Chapitre III : Economies de l'électroénergie	20
III.1. Introduction :	20
III.2. Structure de la consommation :	20
III.3. Consommation spécifique de l'électroénergie :	21
III.4. Manières d'économiser l'électroénergie :	21
III.5. Circulation de la puissance réactive :	22
III.5.1. Influence de la circulation d'énergie sur les écarts de tension	25
III.6. Diminution des pertes électroénergétiques dans les moteurs électriques et les autres dispositifs consommant de l'énergie électrique :	26
III.6.1. Protection des machines et des installations électriques	26
III.6.2. Couplage des bobines :	27
III.6.3. Mode de démarrage des moteurs asynchrones triphasés BT et MT :	28
III.6.4. Mode de démarrage des moteurs synchrones :	29
III.6.5. Choix du transformateur d'alimentation :	29
III.6.6. Éclairage :	31
III.7. Inconvénient d'un mauvais $\cos \varphi$:	34
III.7.1. La clause du $\cos \varphi$ dans les contrats avec SONELGAZ :	35
III.8. Causes des faibles valeurs du facteur de puissance " $\cos \phi$ " :	36
III.8.1. Amélioration du facteur de puissance :	37
III.8.2. Moyens indirects d'amélioration du facteur de puissance :	41
III.9. Conclusion :	47
Chapitre IV : Projet proposé pour le "PMA"	49
IV.1. Introduction :	49
IV.2. Usage des batteries de condensateurs :	49
IV.2.1. Calcul de puissance réactive nécessaire à compenser :	49
IV.2.2. Modernisation et compensation d'énergie réactive :	50
IV.2.3. Batteries de condensateurs en gradins :	51
IV.2.4. Inconvénients d'une compensation en gradins dans un réseau d'usine :	54
IV.2.5. Dimensionnement des batteries de condensateurs :	57
IV.3. Renforcement des câbles	58
IV.3.1. Choix et calcul de la section des câbles	58
IV.3.2. Calcul sur les pertes de câbles :	61
IV.3.3. Calcul des pertes électroénergétiques annuelles :	62
IV.4. Régime économique de fonctionnement des transformateurs :	62
IV.4.1. Dépenses annuelles :	62

IV.4.2. Courbe des pertes en fonction de la charge :	63
IV.5. Dimensionnement des batteries de condensateurs nécessaires :.....	68
IV.5.1. Dépenses annuelles d'exploitations :.....	69
IV.6. Schéma électrique modifié :.....	70
IV.7. Conclusion :	78

Introduction Générale

Gérer l'énergie électrique et étudier son problème d'utilisation optimale consiste à rendre plus efficace l'activité de l'entreprise et donc à accroître au maximum le rendement de toutes les installations susceptibles d'utiliser de l'énergie électrique. Ceci implique de réduire les pertes, diminuer la quantité d'énergie utilisée par unité de production c'est à dire réduire les prix de revient de l'entreprise, donc une large étude prise en connaissance (pour les puissances, les pertes d'énergie au niveau des transformateurs, des câbles, des armoires, des appareils électromotrices et de la tarification de l'énergie) qui est très importante afin d'aboutir à une économie d'énergie.

A cet égard, on a réparti notre travail en quatre chapitres ou on a entamé dans un premier lieu à une étude synoptique de l'usine et quelques définitions en puissance, en pertes et en système de tarification.

Dans la seconde partie on a fait toute une étude théorique méticuleuse concernant particulièrement l'économie de l'électroénergie, en outre le bilan de la puissance réactive et le système de compensation ont été étudiés soigneusement vue leur contribution à l'exploitation la plus économique et à la satisfaction aux exigences de la société de "SONELGAZ".

Le dernier chapitre à été réservé au projet proposé pour l'unité considérée "PMA", puis on a spécifié notre étude à un mode qu'on adopte pour notre installation dans les meilleures conditions.

CHAPITRE 1

La Méthodologie et l'utilisation de l'énergie électrique dans une entreprise

Chapitre I : La méthodologie et l'utilisation de l'énergie électrique dans une entreprise

I.1. Introduction

L'énergie électrique est nécessaire pour le chauffage, l'éclairage, l'industrie, la construction et le transport. Depuis que l'industrialisation a commencé, la richesse économique a été immédiatement liée avec l'accès aux fossiles combustibles pour la production énergétique, en premier lieu le charbon, mais plus récemment le pétrole et le gaz. Le système de puissances qui est à la base de cette énergie fonctionne dans un environnement en évolution continue : charges, puissances de génération, topologie du réseau.[1][2]

I.2. Méthodologies et architectures des usines :

La méthodologie n'est pas indispensable quand les processus industriels à étudier sont de structure simple ; elle s'impose par contre lors de la conception d'usines très importantes. On procède alors comme pour toute étude de systèmes complexes, l'élément nouveau étant la place que l'énergie électrique tient maintenant dans le raisonnement cependant dans ce cas, on ne peut se contenter de substituer un appareil à un autre sans étude globale parfois assez complexe.

Alors lorsque le problème est suffisamment complexe et l'innovation nécessaire importante, des études technico-économiques matérialistes préalables sont indispensables et devront être menées en liaison étroite avec les électrotechniciens. La première phase consiste à dresser un schéma synoptique de l'usine en repérant les différents flux énergétiques ainsi ces contraintes de fabrication greffée dessus (**Figure I-1**), il est possible d'imaginer un certain nombre de solution pour diminuer et récupérer les pertes en les réinsérant dans un circuit des processus. Cet avant-projet permet de déterminer les actions possibles et de fixer les économies que l'on peut en attendre.

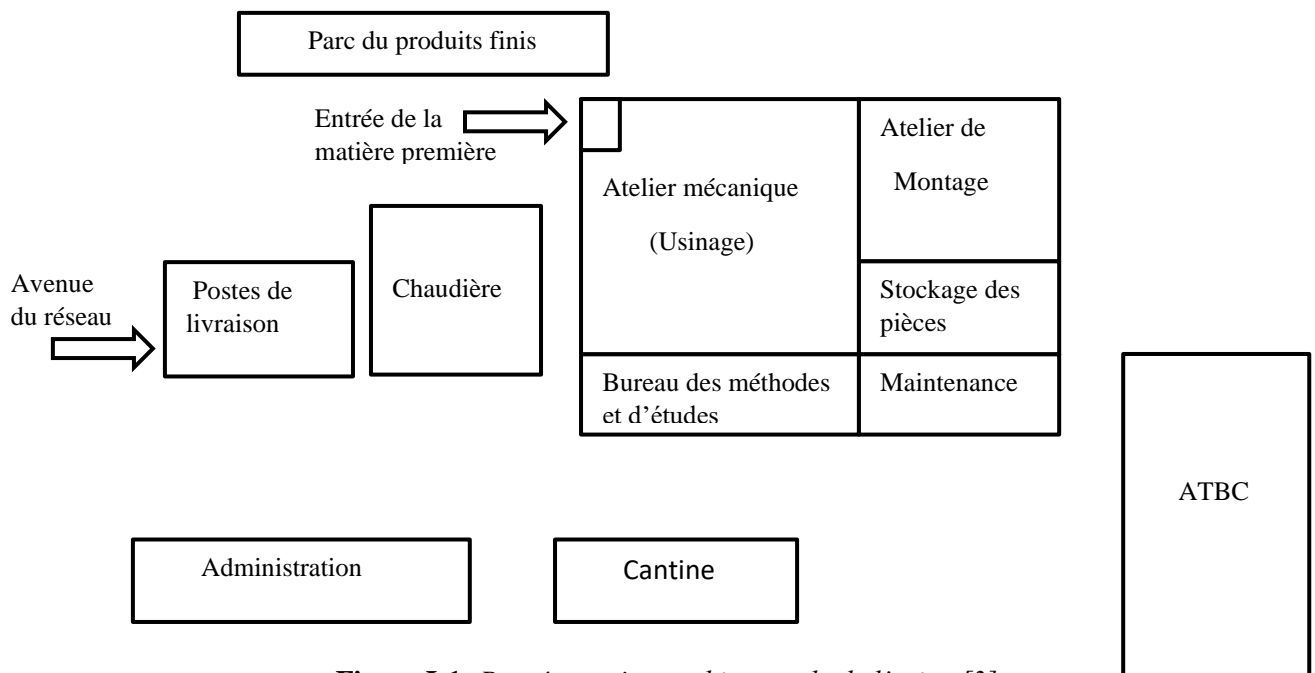


Figure I-1: Représentation architecturale de l'usine [3]

I.3. Organisation générale des ateliers :

Les ateliers sont le lieu où convergent tous les composants d'un produit industriel complexe. Disposant, aux débuts de l'ère industrielle d'une grande main d'œuvre, d'où l'atelier travaillait à la chaîne, où chaque opération est minutieusement découpée de la façon la plus précise possible afin que chaque geste soit utile, avec le minimum de temps perdu [5].

Le complexe est divisé en deux ateliers qui sont les suivants

I.3.1. Atelier mécanique :

L'atelier mécanique est caractérisé par plusieurs sections qui assurent toutes les tâches présentes comme suit :

- tronçonnage ;
- forge ;
- emboutissage ;
- tournage ;
- perçage ;
- tailler les engrenages ;
- ratification ;
- fraisage ;
- revêtement mécanique ;
- soudage ;
- moyen de production.



Figure I-2: Architecture et équipement d'une usine pour l'ingénierie mécanique [4].

I.3.2. Atelier de montage :

Afin de réaliser l'ensemble des projets dans les meilleures conditions dans l'atelier mécanique, alors l'atelier de montage nous assure les deux dernières étapes de la production de cette usine qui sont :

- La peinture
- Le rodage des moteurs



Figure I-3: Atelier de montage des moteurs électriques [4].

I.4. Installation et constitution générale :

Par installation, il faut entendre l'ensemble des matériels, mis en œuvre pour le transport, la formation, la distribution ou pour l'utilisation de l'énergie électrique.

Parmi ces matériels, on peut distinguer :

- **Pour le transport** : les conducteurs électriques et leurs accessoires ;
- **Pour la transformation** : les transformateurs
- **Pour l'établissement et l'interruption des courants** : les organes de commande
- **Pour les raccordements** : les organes de connexion et de dérivation ;
- **Pour la sécurité et la protection** : les organes de détection agissant sur les organes de commande ;

L'installation est alimentée à partir d'un réseau aérien MT (30 kV) (*Figure I-4*) :

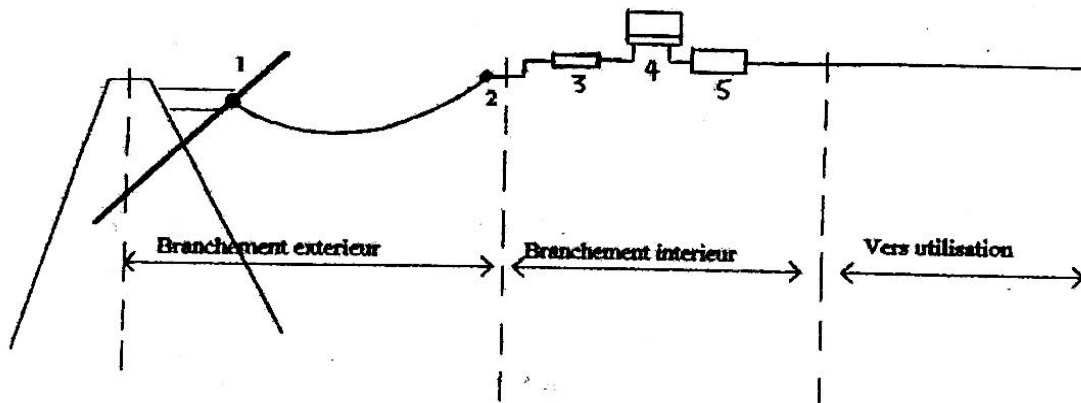


Figure I-4: Branchement de l'usine [3].

Ce branchement est composé des équipements suivants :

1. Canalisation aérienne ;
2. Raccordement ;
3. Coupe –circuit à fusibles plombé ;
4. Coupe -circuit à fusibles pour l'extérieur, type "violon" ;
5. Compteur ;
6. Protection de l'usine (Disjoncteur différentiel).

L'installation comporte un poste de livraison a plusieurs cellules (*Figure I-5*)

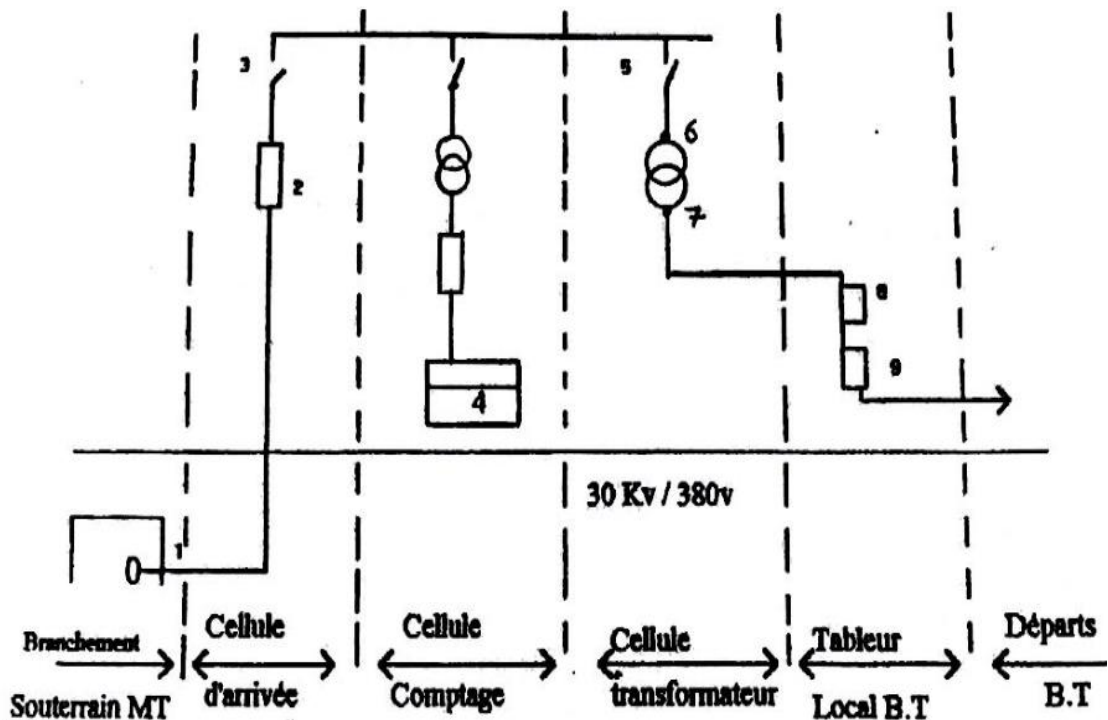


Figure I-5: branchement d'usine Moyen Tension [3].

- | | |
|----------------------------|---------------------------------------|
| 1. Raccordement ; | 5. Disjoncteur ; |
| 2. Boite d'extrémité ; | 6. Arrivée M.T ; |
| 3. Sectionneur d'arrivée ; | 7. Départ B.T ; |
| 4. Cellule de comptage ; | 8 et 9. coupures et protections B.T ; |

L'installation est étudiée en tenant compte des impératifs d'ambiance et d'exploitation.

L'installateur veille à respecter l'esthétique de l'entreprise tout en tenant compte des règles et recommandations des normes.

- ❖ Les prises de courant sont disposées sur deux circuits différents au moins.
- ❖ Une même ligne est utilisée pour alimenter des machines de même nature ou de même consommation
- ❖ Une canalisation ne doit pas desservir plus de huit à dix points d'utilisation

I.4.1. Conduite du plan :

L'alimentation de l'usine est assurée par une station de transformation, qui elle-même alimentée par une ligne aérienne électrique à 30 kV provenant du SONELGAZ.

Au niveau de la tension 30 kV, un poste de livraison qui comporte huit cellules de séparation, des moyens de protection contre le court-circuit existent comme les sectionneurs, les fusibles, les disjoncteurs (lig-3).

Les transformateurs en tout il existe huit dont sept se trouvent à l'intérieur de l'usine et un à l'extérieur. Et qui sont raccordés directement avec les cellules par une canalisation souterraine dont les caractéristiques sont les mêmes :

Tableau I-I: Plaques signalétiques d'un transformateur [3].

Type	DL 1250/30
Puissance apparente	1250 kVA
Tension primaire V1	30 kV
Tension secondaire V2	400 V
Courant primaire I1	24.1 A
Courant secondaire I2	1.8 kA
Couplage	$\Delta\lambda n$
Indice horaire	5
Fréquence	50 Hz
Chute de tension Δv	5%

I.5. Conclusion :

L'ensemble des constituants des installations d'usines peut être agencé selon différentes structures, dont la complexité détermine la disponibilité de l'énergie électrique et le cout d'investissement. Toutes ces équipements subiront des pertes dans les câbles et dans les transformateurs qui entraîne une chute de tension et des pertes d'énergie par effet joule et qui seront pris en considération et que nous allons développer dans le chapitre qui suit.

CHAPITRE 2

Analyse des données

Chapitre II : Analyses des données

II.1. Introduction :

Le transit d'électricité sur le réseau de transport génère des pertes. Ces pertes ne constituent pas une fatalité, elles doivent être identifiées puis combattues avec un objectif d'optimisation et de réduction. Le problème causé par ces pertes est dans de nombreux cas tellement grave qu'il constitue un enjeu majeur pour les sociétés impliquées. En effet, lorsqu'elles dépassent les niveaux considérés comme " admissibles ", elles peuvent mettre en danger la santé financière des sociétés.

Dans cette optique, nous allons présenter dans ce chapitre, les différentes pertes dans le réseau de transport et en dressant un bilan de calcul des puissances et des pertes.

II.2. Quelques définitions :

II.2.1. Puissance à souscrire d'une conduite d'un projet d'installation :

La puissance à souscrire est déterminée par la somme des puissances par estimation pour ceux qui ne sont pas encore connus ou qui pourraient être ajoutés par la suite.

Les régimes de fonctionnement des différents récepteurs aident à déterminer la puissance probable de pointe, à partir de laquelle on peut fixer la puissance à souscrire à SONELGAZ, et la tension d'alimentation ainsi les deux conditions suivantes doivent être réunies :

- ❖ Cette puissance au point de livraison doit être inférieure à un maximum M exprimé en kilowatts,
- ❖ Le produit de cette puissance et de la distance, exprimé en kilomètre du poste de l'abonné à l'ouvrage SONELGAZ sous la tension immédiatement supérieure doit être plus petit qu'un seuil S.

A chaque tension correspondent des valeurs M et S fixées par le cahier des charges. Pour la tension de 20 KV (qui est substituée progressivement aux moyennes tensions utilisées actuellement), ces valeurs sont M = 10000 KW et S = 25000 KW/km. Au-delà de ces limites, l'abonné relève de la tension immédiatement supérieure qui est en général 63 KV [8].

II.2.2. Puissance d'alimentation [8] :

La puissance d'alimentation est déterminée par

$$Pa = Ks \cdot \sum_{i=1}^n Ku_i \cdot Pinst_i \quad (II - 1)$$

P_{inst} : La puissance installée ;

K_S : Le coefficient de simultanéité ;

K_U : Le coefficient d'utilisation des puissances installées.

a) Puissance installée : Elle doit être au minimum pouvoir assurer, compte tenu de la performance, le besoin utile de pointe. Chaque maillon de la chaîne doit donc avoir une puissance croissante depuis l'émetteur jusqu'au générateur.

Compte tenu des régimes transitoires auxquels peut être soumise l'installation (période de démarrage, remise en régime en début de période active, etc...) ; Il est nécessaire alors de prévoir le comportement de chaque maillon de la chaîne au cours de ces périodes afin de s'assurer qu'il pourra répondre à toutes ces demandes.

Enfin, il faudra tenir compte des capacités de fonctionnement et de fiabilité de chacun de ces maillons en régimes permanents et en régime transitoire ce qui permettra de déterminer la puissance à installer, aller au-delà est inutile mais rester en deçà introduirait des perturbations dans la satisfaction des besoins [6][8].

b) Coefficient de simultanéité : Pour un groupe de consommateurs (moteur)(Voir annexe-1).

$$K_S = \frac{P_{max}}{\sum_{i=0}^n (P_{inst})_i} \quad (\text{II} - 2)$$

P_{max} : puissance maximale

Pour le cas de plusieurs groupes de consommateurs :

$$K_S = \frac{P_{max}}{\sum_{i=1}^n (Pg_{max})_i} \quad (\text{II} - 3)$$

Pg_{max} : puissance maximale du grand groupe "i" des consommateurs est égale à la puissance de l'armoire principale.

c) Coefficient d'installation de la puissance installée :

$$k_u = \frac{p_{mo}}{p_{inst}} \quad (\text{II} - 4)$$

d) Coefficient de compacité (α) : ou coefficient de remplissage

$$\alpha = \frac{P_{mo}}{P_{inst}} \quad (\text{II} - 5)$$

e) Coefficient de Pic (β) : appelé aussi "coefficient de variation"

$$\beta = \frac{P_{min}}{P_{max}} \quad \mathbf{P_{min}} : \text{puissance minimale} \quad (\text{II} - 6)$$

f) Coefficient d'exigence (K_{ex}) :

$$K_{ex} = \frac{P_{max}}{P_{min}} \quad (\text{II} - 7)$$

$$K_S = \frac{K_{ex} \cdot K_{ch}}{\Omega_r \cdot \Omega_{mo}} \quad (\text{II} - 8)$$

K_{ch} : Coefficient de chargement ;

Ω_r : Rendement du réseau ;

Ω_{mo} : Rendement du moteur électrique (ou des moteurs électriques).

g) Durée annuelle de charge maximale (T_{max}) : C'est le temps pendant lequel une charge fonctionne toujours avec sa puissance maximale, elle recevra une quantité d'énergie égale à la quantité d'énergie réelle qu'elle consomme dans une année (*Figure II-1*) [6].

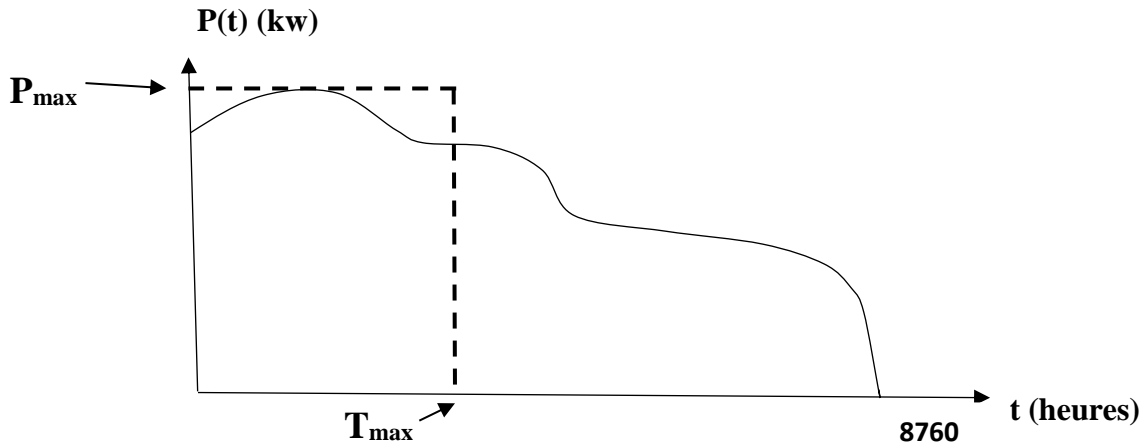


Figure II-1: courbe de charge $P(t)$ [7].

Soit une courbe de charge $p(t)$, l'énergie consommée dans une année est calculée par :

$$E_{an} = \int_0^{8760} p(t) dt \quad (\text{II} - 9)$$

Si pendant T_{max} la charge travaille à pleine puissance, on a :

$$E_{an} = P_{max} \cdot T_{max} \quad (\text{II} - 10)$$

Donc : $T_{max} = \frac{1}{P_{max}} \int_0^{8760} p(t) dt$ (II - 11) $\implies T_{max} = \frac{E_{an} (Kwh)}{P_{max} (kw)} \left[\frac{\text{heure}}{\text{Année}} \right]$ (II - 12)

h) Durée de l'utilisation de la puissance installée :

$$T_i = \frac{E_{an} (kwh)}{p_{inst} (kw)} \quad \left(\frac{\text{Heure}}{\text{année}} \right) \quad (\text{II} - 13)$$

II.2.3. Puissance moyenne (p_{mo}) [8] :

D'une manière générale : $P_{mo} = \frac{\int_0^t p(t) dt}{t}$ (II - 14)

En pratique : $p_{mo} = \frac{E}{T} \quad \left(\frac{kw}{h} \right)$ (II - 15)

Avec T : le temps de la période choisie ;

Pour une journée : $T = 24$ heures On a $P_{mo} = \frac{E}{24} \left[\frac{Kw}{\text{heure}} \right]$

Par une année : $T = 8760$ heures On a $P_{mo} = \frac{E (Kw)}{8760 (Kwh)}$

(II - 5) $\implies \alpha T = \frac{P_{mo} \cdot T}{P_{max}}$ (II - 16)

Où : $\alpha T = \frac{E_{an}}{p_{max}}$ (II - 17) alors $\alpha T = T_{max} = \tau$ (II - 18)

Même $T_i = \frac{P_{mo} \cdot T}{P_{inst}}$ (II - 19) où $T_i = k_u \cdot T \left[\frac{\text{heure}}{\text{Année}} \right]$ (II - 20)

II.2.4. Puissances demandées par chaque armoire :

$$P_d = K_S \sum_{i=0}^n (P_{max}^c)_i \quad [KW] \quad (\text{II} - 21)$$

Ou n : correspond au nombre de machines par armoire

P_{max}^c : Puissance maximale des consommateurs

II.2.5. Puissance réactive demandée par armoire :

$$Q_d = k_s \sum_{i=1}^n (p_{max})_i (tg \varphi)_i \text{ [kvars]} \quad (\text{II} - 22)$$

Avec $\cos \varphi_i$: facteur de puissance par la machine d'unité "i"

II.2.6. Puissance demandée par la totalité des armoires :

$$P = k_s \sum_{i=1}^n P d_i \quad (\text{KW}) \quad (\text{II} - 23)$$

$$Q = k_s \sum_{i=1}^n Q d_i \quad (\text{kvars}) \quad (\text{II} - 24)$$

II.3. Pertes de puissance par câblage BT :

Considérons un réseau assimilable à une résistance R en série avec une réactance X, qui alimente un récepteur consommant une puissance active P et une puissance réactive Q (figureII-2) [6].

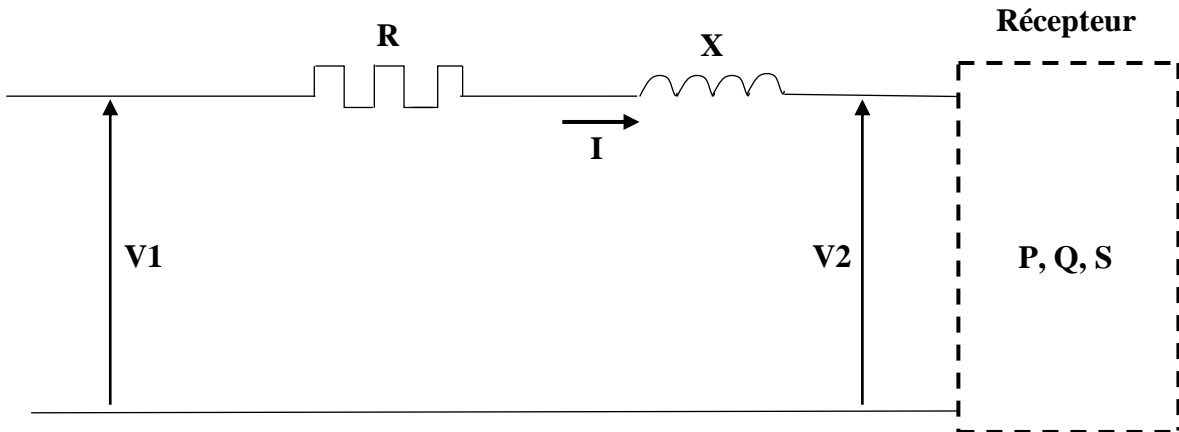


Figure II-2: Schémas d'un réseau monophasé [6].

Ce réseau est parcouru par un courant I de valeur efficace : $I = \frac{S}{V_2}$

Avec V_2 : tension efficace aux bornes du récepteur.

S : puissance apparente absorbée

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{or} \quad P = V_2 \cdot I \cdot \cos \varphi \quad Q = V_2 \cdot I \cdot \sin \varphi \quad \tan \varphi = \frac{Q}{P}$$

II.3.1. Pertes de puissance active :

Ce sont des pertes joule qui accompagne le transport d'énergie.

$$\Delta P_{cab} = \frac{K_s^2 (P_d^2 + Q_d^2)}{V_2^2} \times R \cdot 10^{-3} \quad (\text{kw}) \quad (\text{II} - 25)$$

$$\Delta P_{cab} = \frac{K_s^2 \times P_d^2}{V_2^2} (1 + Tg^2 \varphi) R \cdot 10^{-3} \quad (\text{kw}) \quad (\text{II} - 26)$$

Où : $R = r L$ Avec R : résistance du conducteur [Ω]

r : résistance linéique [Ω/km]

L : longueur du conducteur [k]

V2 : tension efficace dans la ligne [V]

Pd : puissance active dans la ligne [kW]

Qd : puissance réactive dans la ligne [kvars]

Le terme $\frac{K_S^2 \times R \cdot P_d^2}{V_2^2} \cdot tg\phi^2$ représente le sur plus de perte joule occasionné par le transport d'énergie réactive [6][8].

II.3.2. Pertes de puissance réactive :

$$\Delta P_{cab} = \frac{K_S^2 (Pd^2 + Qd^2)}{v_2^2} \cdot X \cdot 10^{-3} \quad [kvars] \quad (II - 27)$$

Ou $X = x \cdot L$ [Ω]

Avec X : réactance du conducteur

x : réactance linéique (92/km)

L : Longueur du conducteur (km)

Dans la pratique ΔQ_{cab} est négligeable car la réactance X du câble est très petite devant la résistance R .

II.4. Pertes de puissances dans les transformateurs :

Soit le schéma en γ du transformateur suivant (figure II-3) :

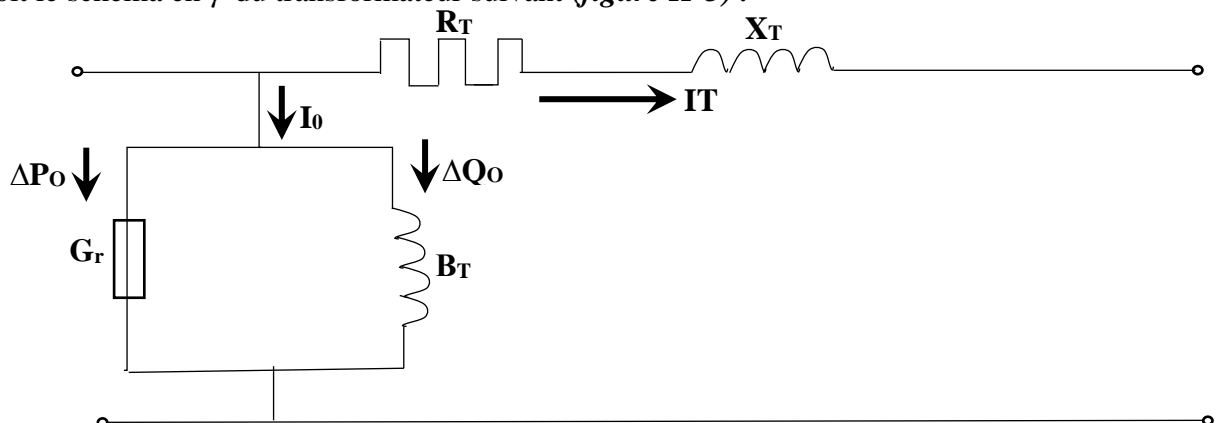


Figure II-3: Schémas en Y du transformateur [7].

Ou $R_T = R_1 + R'_2$

$X_T = X_1 + X'_2$

Avec R_1 : Résistance de l'enroulement primaire

R'_2 : Résistance du secondaire ramenée au primaire

X_1 : Réactance de l'enroulement primaire

X'_2 : Réactance du secondaire ramenée au primaire

I_0 : Courant à vide

G_T : Conductance (représente les pertes de puissance active à vide ΔP_0 dû au courant de foucault dans le noyau de Fer). Puisque $\Delta P_0 = U_n^2 \cdot G_T$

B_T : Susceptance (représente les pertes de puissances réactives à vide dû à l'aimantation du noyau de Fer)

$$\Delta Q_0 = U_n^2 \cdot B_T$$

II.4.1. Pertes de puissance active :

Elles sont égales à la somme des pertes pour une charge maximale et celles des pertes à vide.

$$\Delta P_{l_T} = \Delta P_0 + \Delta P_{ch} \quad [\text{kW}] \quad (\text{II} - 28)$$

Avec, ΔP_0 : pertes actives à vide du transformateur

ΔP_{ch} : pertes actives charge maximale

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \Delta P_{cc} \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \quad [\text{kW}] \quad (\text{II} - 29)$$

Avec, S_n : puissance apparente du transformateur

S : puissance apparente à la sortie du secondaire

ΔP_{cc} : Pertes de puissance en court-circuit ou les pertes de puissances de cuivre

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{tels que } P = p_d + \sum_{i=1}^n (\Delta P_{cab})_i \quad [\text{kW}] \quad (\text{II} - 30)$$

$$Q = Q_d + \sum_{i=1}^n (\Delta Q_{cab})_i \quad [\text{kvar}] \quad (\text{II} - 31)$$

Ici on a supposé qu'un transformateur alimente qu'une seule armoire.[8]

II.4.2. Pertes de puissance réactive :

Les pertes de puissance réactive se calculent par la formule suivante :

$$\Delta Q_T = \Delta Q_0 + \Delta Q_{ch} \quad [\text{kvar}] \quad (\text{II} - 32)$$

Avec, ΔQ_0 : pertes réactives à vide.

ΔQ_{ch} : pertes réactives en charge maximale

$$\text{Où : } \Delta Q_0 = \frac{I_0 \%}{100} S_n \quad (\text{II} - 33) \quad \Delta Q_0 = \frac{U_{cc} \%}{100} \times \frac{S^2}{S_n} \quad (\text{II} - 34)$$

Avec : $U_{CC} \%$: chute de tension en court-circuit

II.5. Perte d'énergie dans les transformateurs :

Ces pertes d'énergie se trouvent dans le noyau de fer et dans les enroulements (cuivre).

a) Pertes constantes :

Les pertes constantes se produisent dans le circuit magnétique du transformateur.

$$\Delta E_{CST} = \Delta P_O \cdot T \quad [\text{kWh}] \quad (\text{II} - 35)$$

Où t : temps pendant lequel, le travail du transformateur s'accompagne de ces pertes.

b) Pertes variables :

Elles sont dans les enroulements du transformateur et dépend du graphe de charge des consommateurs.

$$\Delta E_{var} = \Delta P_{max} \cdot \tau \quad (\text{II} - 36)$$

Où τ : durée de pertes de la puissance maximale (temps pendant lequel si le réseau fonctionne toujours avec la charge maximale, les pertes d'énergie sont égales aux pertes d'énergie réelles dans une année.

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{P_{max}^2} \quad \text{Tels que } \cos\varphi = \text{Constant} \quad (\text{II} - 37)$$

et

$$T_{max} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{P_{max}}$$

Donc la valeur de τ dépend de la valeur T_{max} et $\cos\varphi$ (*figure II-4*).

$$\iff \tau = f(T_{max}, \cos\varphi)$$

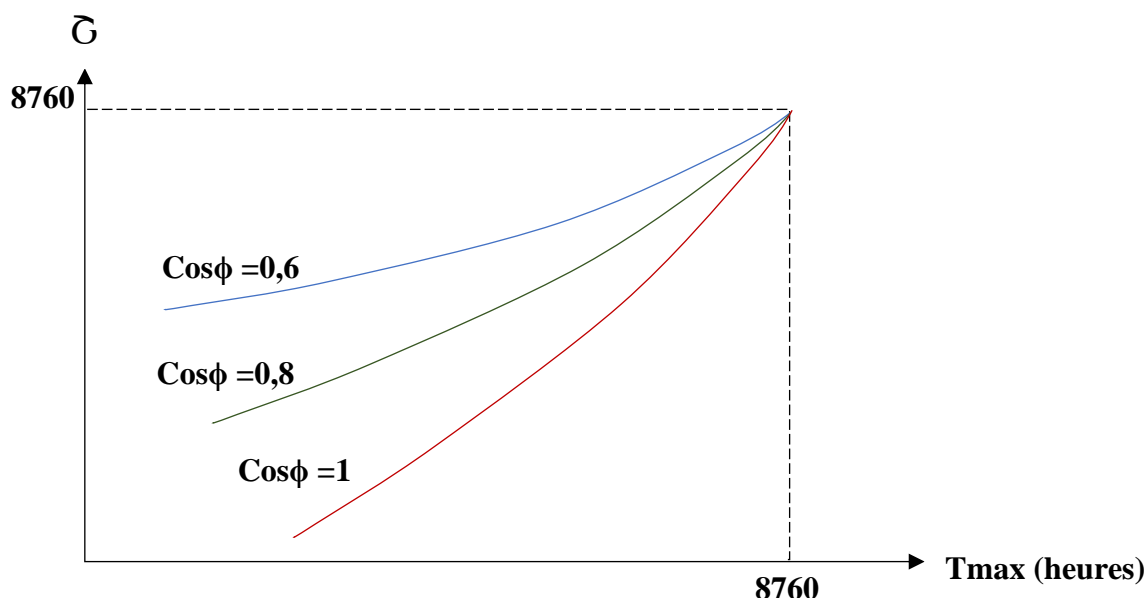


Figure II-4: schémas de variation des pertes de puissance en fonction du facteur de puissance et du temps d'utilisation [6].

Et $\Delta P_{max} = R \frac{S_{max}^2}{V_n^2}$

Ou $\Delta P_{max} = \Delta P_{cc} \left(\frac{S_{max}}{S_n} \right)^2$

Donc les pertes d'énergie totale dans les transformateurs sont :

$$\Delta E_T = \Delta E_{cst} + \Delta E_{var} \quad [\text{kwh}] \quad (\text{II} - 38)$$

Ou encore
$$\Delta E_T = \Delta P_0 \cdot t + \Delta P_{cc} \left(\frac{S_{max}}{S_n} \right)^2 \cdot \tau \quad (\text{II} - 39)$$

II.5.1. Puissances apparentes demandée au primaire du transformateur (S)' :

C'est la somme des pertes de puissance dans le transformateur et de la puissance demandée en basse tension.



$$P' = P'' + \Delta P_T \quad [\text{kw}] \quad (\text{II} - 40)$$

$$Q' = Q'' + \Delta Q_T \quad [\text{kvar}] \quad (\text{II} - 41)$$

Tels que :

$$P'' = Pd + \sum \Delta P_{cab} \quad [\text{kw}]$$

$$Q'' = Qd + \sum \Delta Q_{cab} \quad [\text{kvar}]$$

P' et Q' sont les puissances actives et réactives du primaire. La puissance apparente demandée au primaire est :

$$S' = \sqrt{P'^2 + Q'^2} \quad [\text{kwh}] \quad (\text{II} - 42)$$

II.5.2. Puissance apparente totale à l'installation :

La puissance apparente totale demandée par l'installation est pratiquement égale à la somme des puissances apparentes demandées au primaire de tous les transformateurs.

$$S_T = \sum_{i=0}^k S'_i \quad (\text{II} - 43)$$

Avec k : le nombre de transformateurs installés.

II.6. Système de tarification :

A l'entrée de l'usine, les consommations sont enregistrées par :

- Périodes horaires (électricité 10mn) ;
- Tranches tarifaires : hiver-été, heures pleines, heures creuses et de pointe ;
- La puissance de dépassement par période tarifaire "SONELGAZ", avec singularisation de la pointe la plus forte du mois.

Ce système de tarification en vigueur dans le pays a été instauré par le décret n° 80/96 du 30 mars 1980 [9].

Ces barèmes des prix en vigueur ont été fixés par le décret n° 89-106 bis du 27 juin 1989.

II.6.1. Objectif et caractéristiques fondamentales du système de tarification :

Le système tarifaire a pour objectif principaux :

- ✓ La minimisation des coûts de l'énergie électriques ;
- ✓ D'assurer l'efficacité tant pour ma collectivité que pour l'utilisation.

On sait que les couts de fourniture de l'électricité ne sont pas uniquement déterminés par les quantités d'énergie consommée. Pour répondre en tout sécurité et tout moment à la demande énergétique, il faut disposer de puissance installé (moyens de production, réseaux de transport et de distribution).

Les consommations de l'énergie électrique, en raison des conditions naturelles, des habitudes sociales et en fonction du développement et de la structure économique du pays subissent de forte variation dans la journée, comme l'illustre la courbe de charge du réseau national (*Figure II-5*).

Les heures de fortes charges ou pointe déterminent le niveau des investissements consentis en moyens de production et en réseaux de transports et de distribution pour répondre à la demande à la pointe l'énergie coûte donc plus chère. Ce coût est également accru par le fait qu'aux périodes de fortes charges on est obligé de faire fonctionner des ouvrages aux frais d'exploitation élevés : vieilles centrales au rendement moins performant, groupes de pointe caractérisés par des consommations spécifiques importantes, augmentation des pertes d'énergie dans les lignes et les transformateurs débitant des charges élevées.

Les contraintes d'investissement et d'exploitation étant nettement plus légères pour les périodes moins chargées de la journée, le coût de la fourniture de l'énergie est plus bas pendant les heures moins chargées du réseau en référence à la courbe de charge nationale. La pointe dans le système tarifaire est ramenée à une seule période consécutive d'une durée de quatre heures et valable durant toute l'année.

Le prix élevé de l'énergie à la pointe et son bas niveau aux périodes creuses incitent puissamment les utilisateurs à rapporter toutes les consommations possibles vers les heures moins chargées.

II.6.2. Structure de la tarification :

La structure de la tarification est un polynôme comportant un terme relatif à l'énergie et un autre à la puissance. Son expression ou formule tarifaire est :

$$R = a + c . Pc + d . Pa + \sum eh . Eh + g(W - rE)$$

Avec R : montant mensuel de la facture (DA/mois)

a : constant : Facture les redevances fixes relatives aux frais de gestion technique et commerciale de l'abonné.

c.Pc+ d.Pa : facture la puissance selon deux grandeurs : la puissance mise à disposition et la puissance appelée.

eh.Eh +g(W-rE) : facture les énergies actives et réactives dans différents postes horaires.

- a) Puissance appelée :** C'est un élément variable facturé proportionnellement au maximum absorbé mensuellement par l'abonné. En évitant les pointes de puissance

appelée par l'étalement de sa consommation, l'abonné peut diminuer les coûts de fourniture et payer moins chère son énergie.

b) Puissance maximum absorbée (atteinte)-(PMA) : La facturation de cet élément correspond au terme $d.P_a$ et dans lequel :

d : est le prix unitaire de la puissance absorbée (DA/kW/mois)

P_a : est la puissance maximum absorbée par l'abonné durant la période de facturation (1 mois) et qui est donné par un appareil indicateur de la puissance équipant le panneau de comptage.

Cette puissance est facturée une seule fois par période et ne doit pas dépasser la "PMD" ensuite elle est remise chaque fois à zéro après détection, dont le prix est très cher.[9][7]

c) Puissance mise à disposition (PMD) :

Cet élément est facturé suivant l'expression $c.P_c$ dans laquelle :

c : est le prix unitaire (DA/kW/mois)

P_c : puissance mise à disposition en (kW)

La puissance mise à disposition ou PMD, P_c est la puissance réservée par SONELGAZ en vertu d'un accord avec l'abonné que ce dernier peut appeler selon ses besoins.

Cette puissance correspond aux investissements consentis par SONELGAZ pour assurer à l'abonné la possibilité d'appeler à son gré et à tout instant, une puissance mobilisée par lui.

La puissance mise à disposition est choisie par l'abonné (avec ou sans le conseil de SONELGAZ) parmi les valeurs normalisées suivantes.

Tableau II-I: Les valeurs normalisées de PMD (kW).[9]

50	3000	35000
80	3500	40000
120	4500	45000
320	5000	50000
500	7500	60000
750	10000	70000
1000	15000	80000
1500	20000	90000
2000	25000	100000
2500	30000	

Au-delà de 100000 kW, les valeurs des PM sont arrêtées après discussion. La PMD doit être toujours supérieure à la puissance absorbée. En cas de dépassement, l'abonné doit :

- Soit demander une nouvelle PMD que SONELGAZ lui accorde quand le réseau d'alimentation le permet.
- Soit prendre les mesures nécessaires pour limiter la puissance appelée à la valeur de la PMD contractuelle.

d) Energie active : Les énergies actives et réactives sont facturées selon le terme :

$\sum e_h \cdot E_h \cdot Tg(W - rE)$ de la formule tarifaire où :

- e_h : est le prix unitaire de l'énergie active pour le poste horaire h en (CDA/kWh) ;
- E_h : est l'énergie active (kWh) consommée au cours du mois dans le poste horaire h ;
- W : est l'énergie réactive (kVarh) consommée au cours du mois ;
- E : est l'énergie active (kWh) consommée au cours du mois ;
- r : est la valeur du rapport $tg = W/E$ et pris égal à 0,50 qui correspond à $1 \cos \varphi$ de 0,894 ;
- g : est le prix unitaire de l'énergie réactive CDA/kVarh.

Les prix de l'énergie sont différenciés selon les heures d'utilisation puisque les variations de la consommation de l'énergie électrique correspondent des coûts qui sont fonctions du moment de la Consommation [5][9].

Les variations de la demande d'énergie sont données par la courbe de charge nationale (**Figure II-5**). La courbe de charge donne les évolutions des appels de puissance effectués par les abonnés sur le réseau national aux différentes heures de la journée, le réseau national comporte différents horaires définis sur la base de l'heure GMT comme suit :

- **Pointe** : tous les jours de l'année de 17h à 21h.
- **Heures pleines** : Tous les jours de l'année de 6h à 17h et de 21h à 22h30.
- **Heures creuses** : Tous les jours de l'année de 22h30 à 6h ou nuit.

Le poste horaire pointe durée courte correspond aux heures les plus chargées. Aux heures pleines le réseau national à une charge moyennement modérée. La période des heures creuses ou nuit est plus faiblement chargée.

e) Energie réactive :

Les prix de l'énergie active donnés dans les barèmes s'entendent pour une fourniture normalement accompagnée d'une proportion d'énergie réactive allant jusqu'à 50% de l'énergie active. Lorsque la consommation d'énergie réactive durant le mois de Consommation considéré dépasse la proportion de 50% d'énergie active l'excédent est facturé à l'abonné selon les prix à tarif appliqué.

L'énergie réactive non consommée de ces 50% donne lieu à une bonification par kvar/heure égale au cinquième (1/5) du prix kvar/heure propre au tarif appliqué à l'abonné.

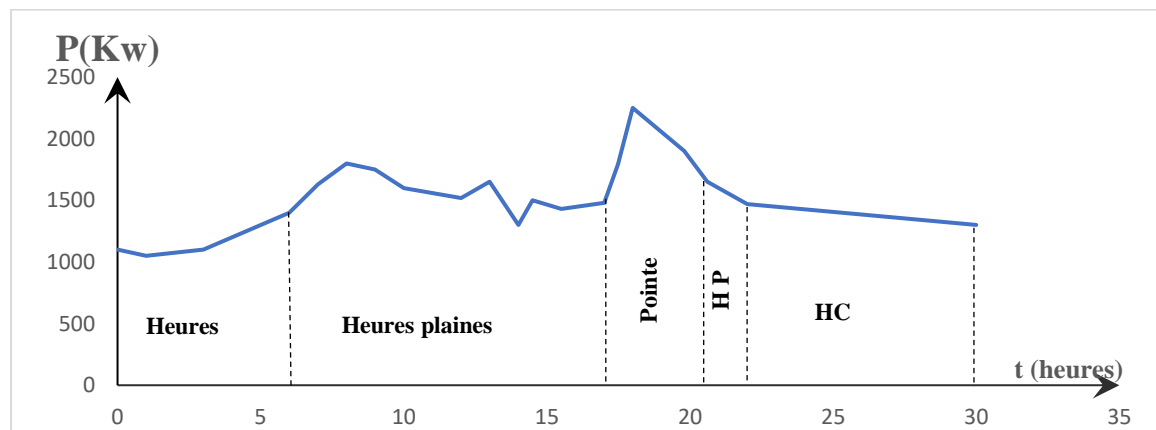


Figure II-5: Schémas de la Courbe de charge nationale [9].

II.6.3. Présentation des tarifs :

Pour tenir compte de la diversité de la clientèle, plusieurs tarifs sont proposés. Une série de tarif est offerte aux abonnés de chaque catégorie de tension de livraison.

- Haute tension : 220,90 et 60 kV
- Moyenne tension : 30, 22, 10 et 5,5 kV
- Basse tension : 0,110, 0,220 et 0,380 kV.

Pour identifier les tarifs, on utilise un numéro de 2 chiffres dont le premier indique la catégorie de la tension de livraison, le second identifié le tarif à l'intérieur de la série :

- ❖ Série 30 : Abonné HT : 31 – 32
- ❖ Série 40 : Abonné MT : 41 – 42 – 43 – 44
- ❖ Série 50 : Abonné BT : 51 – 52 – 53 – 54

Le tarif 41 de la série MT fait le joint avec la série du tarif HT. Il en est de même du tarif 51 qu'assure la liaison avec la série des tarifs de la moyenne tension. Ceci permet la continuité des tarifs dans tout le système.

Tableau II-II: *Le Tarif 41 a trois horaires : Pointe, heures pleines, heures creuses barèmes 1989*

Redevance fixe DA/kW/mois	310,00
Puissance absorbée DA/kW/mois	6,93
Puissance mise à disposition. DA/kW/mois	1,54
Energie active heures pleines cDA/kWh	11,59
Energie active pointe cD/A/kWh	52,08
Energie active nuit cDA/kWh	6,11
Energie active hors pointe cDA/kWh	/
Energie active cDA/kWh	/
Energie active poste unique cDA/kWh	/
Energie réactive c DM/Kvar h	2,73

Pour faire une connaissance sur l'évolution des tarifs (voir l'annexe-2) et qui est exemple concret pour notre unité.

II.7. Conclusion :

Chaque réseau de transport d'électricité subie génère des pertes. D'un point de vue écologiques, la perte d'énergie d'un système donné comme maison ou entreprise, peut entraîner une forte consommation d'énergie. Cette consommation d'électroénergie est très importante et doit assurer la diminution de cette consommation à travers un plan d'économies que nous allons voir dans le chapitre suivant.

CHAPITRE 3

Économies de l'électroénergie-théorie

Chapitre III : Economies de l'électroénergie

III.1. Introduction :

Économiser l'électroénergie suppose, au départ, une certaine consommation ainsi que son comptage.

Dans une industrie, la consommation est souvent multiple, ayant les besoins d'électricité variable selon les jours et les heures, car elle correspond à la diversité consommateurs.

Leur analyse conduit à dénombrer des fonctions ou processus ayant pour but de satisfaire chacun d'entre eux ; et on peut classer ces nombreuses fonctions énergétiques du point de vue de leur valeur de consommation en deux catégories:

- **Les fonctions principales :** (80% de la consommation) : énergie mécanique, ventilation;
- **Les fonctions secondaires :** éclairage, four, chaleur, etc... ;

Donc le principe de l'économisation de l'électroénergie se repose sur la détermination de "la marche économique" ou plutôt le "service économique" pendant la consommation d'électroénergie.[6]

III.2. Structure de la consommation :

Il est très rare que l'énergie dont on a besoin (chaleur, lumière, énergie mécanique, etc....) soit de même nature que celle que l'on consomme (électricité). Aussi existe-t-il une installation ou chaîne d'appareils entre le comptage et l'utilisation finale ?

On appelle pondération d'électroénergie l'action de cette installation qui, partant d'une énergie consommée (énergie au compteur), aboutit à une énergie utile. En effet en parlant de la consommation électroénergétiques, notre pensée s'évade scientifiquement dans l'espace vers une énergie électrique absorbée par un consommateur pendant un temps "t".

D'où l'énergie à puissance active constante est :

$$E_a = P \cdot t \quad \text{(III-1)}$$

$$E_a = V \cdot I \cdot t \cdot \cos \varphi \quad \text{(III - 2)}$$

Dans le cas où la puissance est variable, l'énergie active équivalente sera :

$$E_{a1} + E_{a2} + E_{a3} + \dots + E_{an} = P_1 t_1 + P_2 t_2 + P_3 t_3 + \dots + P_n t_n$$

$$\sum_{i=1}^n E_{ai} = \sum_{i=1}^n P_i t_i \quad \text{(III - 3)}$$

Où chaque terme représente l'énergie absorbée par le consommateur durant les intervalles respectifs de temps $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$ de la courbe de charge réelle.

Par le même raisonnement pour l'énergie réactive absorbée, on a :

$$E_r = Q \cdot t \quad \text{(III - 4)}$$

$$E_r = U \cdot I \cdot t \cdot \sin \varphi \quad \text{(III - 5)}$$

Dans le cas où la puissance réactive Q est variable, l'énergie équivalente sera :

$$E_{r1} + E_{r2} + E_{r3} + \dots + E_{rn} = Q_{t1} + Q_{t2} + \dots + Q_{tn}$$

$$\sum_{i=1}^n E_{ri} = \sum_{i=1}^n Q_i t_i \quad \text{(III - 6)}$$

où n : nombre de consommateurs

L'énergie apparente est déterminée par : $E_s = \sqrt{E_a^2 + E_r^2}$ (III - 7)

Après avoir cité et expliquer la structure de la consommation ainsi l'absorption de l'énergie dans

le système énergétique on peut se poursuivre le même cas pour une unité industrielle d'où énergie consommée par l'unité est :

$$E_a = E_{a1} + E_{a2} + \dots + E_{an}$$

$$E_r = E_{r1} + E_{r2} + \dots + E_{rn}$$

$$E_s = \sqrt{E_a^2 + E_r^2}$$

On définit le facteur de puissance comme étant le rapport :

$$K = \frac{P}{S} = \cos \varphi \quad (\text{III - 8})$$

Le facteur de puissance et le $\cos \phi$ ne se confondent qu'en régime sinusoïdal.

Dans le cas où P et S ne sont pas constants, on définit un facteur de puissance moyen dans un intervalle donné, obtenu en effectuant le rapport des énergies mesurées dans cet intervalle de temps :

$$K_{moy} = \frac{E_s}{\sqrt{E_a^2 + E_r^2}} = \cos \varphi_{moy}$$

Avec : E_a : Energie active

E_R : Energie réactive

On utilise également le rapport : $\tan \varphi_{moy} = \frac{E_r}{E_a}$

Notamment pour les problèmes de tarification et de compensation de l'énergie réactive. Il sera donc, ultérieurement, fait usage de $\cos \phi$ ou de $\tan \phi$ selon le cas. On notera que l'amélioration de $\cos \phi$ est synonyme d'une diminution de $\tan \phi$. [12]

III.3. Consommation spécifique de l'électroénergie :

L'analyse de la quantité d'énergie électrique consommée (E) ne permet pas de savoir le niveau d'utilisation d'électroénergie par le consommateur, c'est à dire cela ne nous montre pas le moyen de l'économisation de cette énergie. Par contre, l'usage de la dépense spécifique "W" nous est très profitable ; on détermine la consommation spécifique d'électroénergie "w" avec

$$W = \frac{E}{N} \quad \left[\frac{kWh}{U} \right] \quad (\text{III - 9})$$

Où N : nombre de production (en unité) ;

E : consommation d'électroénergie (en kWh) ;

Cette production (N) se présente soit par une production finale ou semi-production ou par quelque quantité de pièce (par exemple "disques" pièces de rechange).

III.4. Manières d'économiser l'électroénergie :

On peut économiser l'électroénergie consommée par une entreprise par :

a) Intensification des processus technologiques et de la production

- Il faut diminuer la consommation spécifique de l'électroénergie "W" tout en augmentant la production (N). Or si on désire augmenter (N) logiquement on augmente (E), c'est pour cette raison il faut avoir une variation plus lente de l'augmentation de (E) par rapport à N ;
- Il faut éviter les marches à vide des machines utiles de petites charges ;
- Il faut diminuer les défauts car pour chaque défaut, il y a une quantité d'énergie perdue, donc il faut toute une production sélective de tous récepteurs ;

L'intensification de la production atteint son plus haut degré par automatisation du système de fabrication. Mais ce n'est pas toujours possible dans le cas d'une technologie déjà réalisée, c'est

le cas des vieilles machines :

- Il faut économiser des semi-productions qui sont suivies d'une quantité d'énergie pour leur obtention (eau, vapeur, air comprimé) ;
- Il faut optimiser l'éclairage et les besoins naturels dans l'usine.[6]

b) Augmentation du rendement d'utilisation de l'énergie dans les machines :

- C'est un but qu'on peut réaliser à l'aide de la collaboration des contributeurs, des technologues et des électriciens. Il s'agit donc d'une augmentation de la production (N). Mais il faut aussi une augmentation de l'énergie (E) que nous pouvons l'admettre tout avec puissance de plus faible degré. Maintes fois les agrégats possèdent des dérangements de défektivité durant duquel ils font une dépense grandiose de l'énergie. Du fait, la production (N) peut être invariée en quantité, il est possible qu'elle s'affaiblît.

III.5. Circulation de la puissance réactive :

La puissance réactive, en revanche, pose des problèmes pour notre installation précitée avant. La circulation de cette puissance réactive dans les transformateurs et les conducteurs d'alimentation provoque une augmentation des pertes joule et des chutes de tension. Pour pallier ces inconvénients, en l'absence de mesures de compensation de la puissance réactive, il est nécessaire de surdimensionner les transformateurs, les conducteurs et également les appareillages de commande.[12]

Une idée concrète de l'importance de ce problème peut être donnée, d'une part, par les figures 1 à 3, d'autre part, en considérant l'exemple suivant: une charge triphasée équilibrée absorbant une puissance active P est alimentée sous une tension U_n par un transformateur et un câble dont, par phase, la résistance et la réactance sont R et X.

On suppose tout d'abord que le facteur de puissance $\cos \phi$ de cette charge est égal à l'unité, donc:

- Le courant absorbé est:
$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3}U_n} \quad (\text{III} - 10)$$

- La chute de tension dans l'ensemble transformateur et câble est

$$U_1 = \frac{RP}{U_n^2} \quad (\text{III} - 11)$$

- Les pertes Joules sont données par :

$$P_{J1} = 3 \cdot RI_1^2 \quad (\text{III} - 12)$$

Si le $\cos \phi$ de cette charge est différent de 1 alors le courant absorbé devient :

$$I_2 = \frac{I_1}{\cos \phi} \quad (\text{III} - 13)$$

-La chute de tension dans l'ensemble transformateur et câble devient :

$$U_2 = U_1 \left[1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \phi \right] \quad (\text{III}-14)$$

-Les pertes joule sont données par :
$$P_{J2} = \frac{PJ1}{\cos^2 \phi} \quad (\text{III}-15)$$







								
mm ² section	11,11	6,25	4	2,78	2,04	1,56	1,23	1
Cosφ	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1

Figure III-1: Section relative à adopter pour les conducteurs suivants la valeur de $\cos\phi$ pour transmettre une certaine puissance active en maintenant la même valeur des pertes joule en ligne.[10]

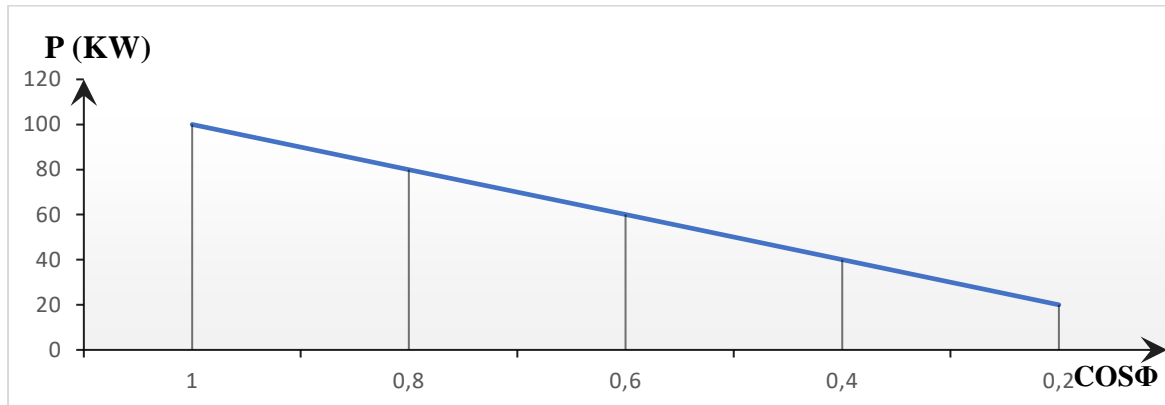


Figure III-2: puissance active disponible sur une ligne donnée, pour une même puissance apparente transportée(100KVA), suivant la valeur du facteur de puissance.[7]

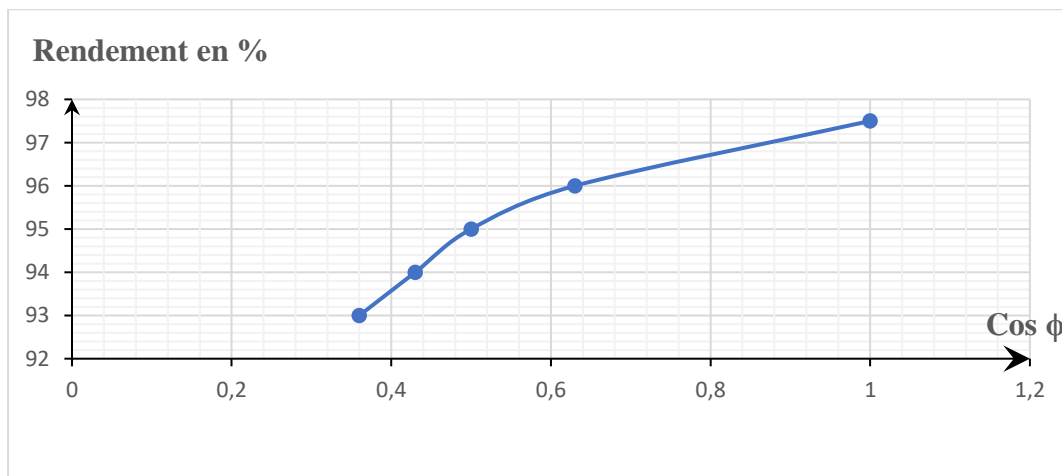


Figure III-3: Variation du rendement d'un transformateur triphasé de 100 KVA de puissance apparente, utilisé à sa puissance nominale sous divers facteurs de puissance.[3]

A titre d'exemple numérique (cas du PMA), on a le transformateur (S1) MT/400V, de puissance nominale 1250 KVA, de résistance de court-circuit R_{cc} , de réactance de court-circuit X_{cc} qui alimente une charge triphasé (par exemple l'armoire 9/10L système 14 = unité 26) de 199 kW par l'intermédiaire d'un câble en cuivre de section ($3 \times 95 \text{ mm}^2 + 50 \text{ mm}^2$) de 0,115 km de long, dont la résistance linéique est $0,197 \Omega/\text{km}$, et la réactance linéique $0,0847 \Omega/\text{km}$.

L'ensemble du transformateur et du câble présente par phase, une résistance R de 24,286.10

(Ω) et une réactance X de 16,78.10 (Ω) à 400 V.

Le cos ϕ de la charge est supposé égal soit à 1, soit à 0,5.

❖ **Transformateur :**

$$S_n = 1250 \text{ kVA} = 1,25 \text{ MVA} ; \quad I_n = 1805 \text{ A} ; \quad I_{cc} \% = 31400 \text{ A} ;$$

$$U_{cc} \% = 5,5\% ; \quad \Delta P_{cu} = 15000 \text{ W} = 15 \text{ kW} ;$$

$$\text{Or } S_n = \sqrt{3} U_n I_n \implies U_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} I_n} = \frac{1250 \text{ [KVA]}}{\sqrt{3} 1805 \text{ [A]}} \quad U_n = 0,399 \text{ kV}$$

❖ **Résistance du transformateur :** $R_T = \Delta P_{cu} \frac{U_n^2}{S_n^2} \cdot 10^{-3} [\Omega] = 15 \cdot \frac{0,4^2}{1,25^2} \cdot 10^{-3}$

$$R_T = 1,536 \cdot 10^{-3} \Omega$$

❖ **Réactance du transformateur :** $X_T = V_{CC} \% \frac{U_n^2}{S_n} 10^{-2} [\Omega] = 5,5 \cdot \frac{0,4^2}{1,25} \cdot 10^{-2}$

$$X_T = 7,04 \cdot 10^{-3} [\Omega]$$

❖ **Câble : (en cuivre)** $S = (3 \times 95 \text{ mm}^2 + 50 \text{ mm}^2) = 335 \text{ mm}^2$

$$L = 115 \text{ m} = 0,115 \text{ Km}$$

$$P_{cu} = 18,8 \Omega \text{ mm}^2 / \text{Km}$$

❖ **Résistance du câble :** $R = \frac{R_0}{R_0} = \frac{j}{s} = \frac{18,8}{95} = 0,197 \Omega / \text{km}$

$$R_{\text{cable}} = 22,75 \cdot 10^{-3} \Omega$$

❖ **Réactance du câble :** $X = \frac{X_0 L}{X_0} = 0,114 \log \frac{D_{\text{moy}}}{r} + 0,016 [\Omega / \text{km}]$

$$D_{\text{moy}} = 3r \text{ (câble)}$$

$$X_0 = 1,44 \log \frac{3r}{r} + 0,016 = 1,44 \log 3 + 0,016$$

$$X_0 = 0,0847 [\Omega / \text{km}]$$

$$X_{\text{cab}} = 9,74 \cdot 10^{-3} [\Omega]$$

❖ **Résistance total R :** $R = R_T + R_{\text{cab}} = 1,536 \cdot 10^{-3} + 22,75 \cdot 10^{-3}$

$$R = 24,286 \cdot 10^{-3} [\Omega]$$

❖ **Réactance total X :** $X = X_T + X_{\text{cab}} = 7,04 \cdot 10^{-3} + 9,74 \cdot 10^{-3}$

$$X = 16,78 \cdot 10^{-3} \Omega$$

a) **Cos $\phi = 1$** : le courant absorbé pour "cos $\phi = 1$ " est

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3} U_n} = \frac{199}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 287,23 \text{ A}$$

- La chute de tension dans l'ensemble transformateur et câble est :

$$U_1 = \frac{RP}{Un^2} = \frac{24,286 \cdot 10^{-3} \cdot 199^3}{(0,4 \cdot 10^3)} = 0,0302 \text{ V}$$

$$U_1 = 3\%$$

- Les pertes joule sont données par : $P_{11} = 3 RI^2 = 3 \cdot 24,286 \cdot 10^{-3} \cdot 287,23^2$

$$P_{11} = 6011 \text{ W}$$

b) **Si le $\cos \phi = 0,5$:** $I_2 = \frac{I_1}{\cos \phi} = \frac{287,23}{0,5} = 574,46 \text{ A}$

$$U_2 = U_1 \left[1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \phi \right] = 3 \left[1 + \frac{16,78}{24,286} \operatorname{tg} \phi \right] \implies U_2 = 6,59 \%$$

$$P_{J2} = \frac{P_{11}}{\cos^2 \phi} = \frac{6011}{0,5^2} \implies P_{J2} = 24044 \text{ w}$$

On aura donc :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_1 = 287,23 \text{ A} \\ U_1 = 3\% \\ P_{J1} = 6011 \text{ W} \end{array} \right\} \quad \text{et} \quad \left\{ \begin{array}{l} I_2 = 2I_1 = 574,46 \text{ A} \\ U_2 = 6,59\% \\ P_{J2} = 4P_{J1} = 24044 \text{ W} \end{array} \right\}$$

On peut également remarquer qu'une consommation trop élevée d'énergie réactive peut obliger à remplacer prématurément un transformateur d'alimentation lors d'une extension de l'installation existante.

En définitive, pour l'utilisateur, l'énergie réactive absorbée en excès provoque une augmentation notable des chutes de tension et un surcoût de dépenses car :

a) Le coût d'investissement initial est plus élevé du fait du surdimensionnement des transformateurs, appareillages, conducteurs;

b) Le coût d'exploitation est plus élevé du fait de la diminution de rendement (transformateurs, câbles) de la diminution de la capacité de transport d'énergie dans les transformateurs et les câbles et de la facturation de l'énergie réactive.[6]

III.5.1. Influence de la circulation d'énergie sur les écarts de tension

Si l'on considère le réseau étudié précédemment (*figure II-2*) du chapitre II on peut approcher l'écart de tension $V_1 - V_2$ par la formule :

$$V_1 - V_2 = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad (\text{III} - 16)$$

Soit encore : $V_1 - V_2 = \frac{RI V_2 \cos \varphi + XI V_2 \sin \varphi}{V_2}$ (III - 17)

D'où $V_1 - V_2 = \frac{RP + XQ}{V_2}$ (III - 18)

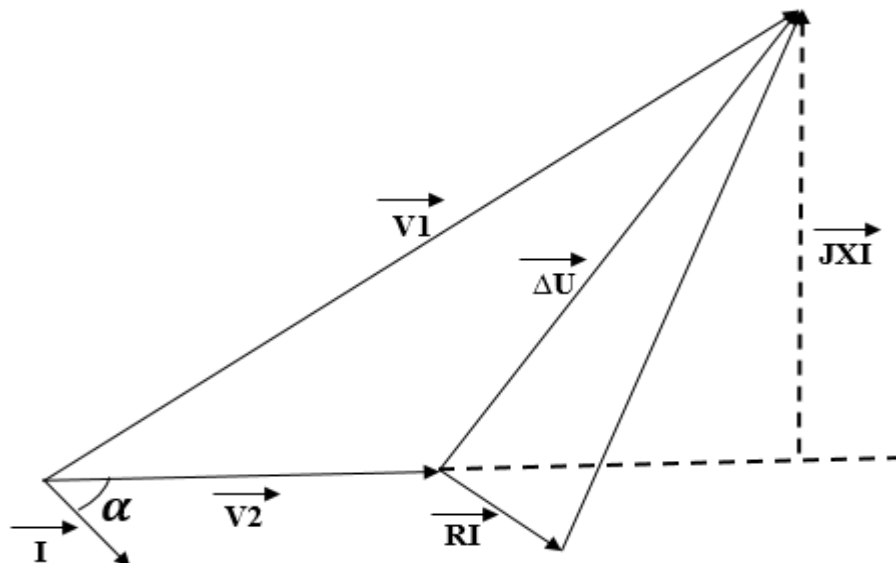


Figure III-4: Diagramme fresnel correspondant au réseau monophasé de la figure (II-2)

La diminution de l'écart de tension ΔV entre deux sommets d'un réseau passe donc par une réduction de la somme $RP + XQ$.

Aussi est ce surtout sur les réseaux de transport que l'on cherche à limiter le plus possible les transits d'énergie réactive afin de maintenir la tension aux différents sommets du réseau dans les limites admissibles.

III.6. Diminution des pertes électroénergétiques dans les moteurs électriques et les autres dispositifs consommant de l'énergie électrique :

Les transformateurs et cheminement de l'énergie à travers tous les maillons de la chaîne se font avec des pertes, par dissipation de chaleur dans le milieu ambiant ; la consommation est donc, en général, supérieure au besoin utile. Mais dans tous les cas, on essaye de minimiser ses pertes, et cela peut être faite par :

- Amélioration du facteur de puissance "Cos φ " ;
- Diminution des pertes dues à la marche à vide ;
- Diminution des pertes à cause des arrêts et des démarrages inutiles ;
- Diminution des pertes dues à la défektivité technique de tout récepteur.
- Diminution des pertes dans les réseaux électriques de l'usine ;
- Diminution des pertes par la mise en place des régulateurs pour tout récepteur.[2]

III.6.1. Protection des machines et des installations électriques

Chaque récepteur électrique doit être muni d'un appareil de protection qui coupe automatiquement l'alimentation lorsque les caractéristiques d'utilisation ne sont pas remplies, cela, d'une part pour diminuer les pertes et éviter la détérioration de ce récepteur et d'autre part. Pour localiser le défaut et éviter de perturber d'autres points du réseau de l'usine. Il en est de même pour les lignes d'utilisation (principales ou secondaires) qui doivent posséder, à leur départ, un appareil de coupure automatique du courant lorsqu'il se produit une forte surintensité ou un court-circuit, appareil pouvant par ailleurs, servir de sectionneur de la

ligne.

Les appareils employés à ces fins sont :

- Les coupe circuits fusibles ;
- Les disjoncteurs ;
- Les contacteurs-disjoncteurs.

III.6.2. Moteurs électriques utilisés pour les applications industrielles :

Les moteurs utilisés dans l'entreprise "PMA" sont essentiellement :

- Des moteurs asynchrones à rotor en court-circuit à simple, double ou, triple cage ;
- Des moteurs asynchrones à rotor bobiné ;
- Des moteurs universels.

Rappelons que les moteurs asynchrones doivent être alimentés sous une tension alternative. Au moment du démarrage, les moteurs asynchrones à rotor en court-circuit (à cage) peuvent provoquer des appels de courant très intenses et ils ne doivent être utilisés que pour entraîner des machines ne dépassant pas une puissance de 5 kW.

En triphasé, leur démarrage est assuré par un coupleur étoile-triangle. Les moteurs asynchrones à rotor bobiné ne présentent pas l'inconvénient indiqué ci-dessus mais leur prix de construction est plus élevé, ils sont surtout utilisés pour les puissances supérieures à 5 kW.

Les moteurs universels fonctionnent aussi bien en courant alternatif qu'en courant continu. Ils servent surtout pour entraîner des appareils de faible puissance.

Tous ces moteurs peuvent être caractérisés par leur mode de protection mécanique:

- Les moteurs protégés sont à l'abri de la pénétration des corps solides et des projections d'eau, horizontales ou verticales et dirigées vers le bas ;
- Les moteurs fermés sont protégés également contre les poussières ;
- Les moteurs blindés ont une carcasse robuste résistant aux chocs ;
- Les moteurs fermés étanches peuvent résister à une atmosphère saturée d'humidité ou de vapeurs corrosives; certains peuvent fonctionner dans l'eau.[7]

III.6.2. Couplage des bobines :

Cette question du couplage des phases est très importante car on risque de survolter un moteur (et de brûler s'il est mal protégé) en couplant les phases en triangle lorsqu'elles doivent être couplées en étoile, ou de le rendre incapable d'accomplir son travail si l'on a couplé. Les phases en étoile alors qu'elles doivent être en triangle, car dans ce cas, sa puissance n'est que le tiers de la puissance nominale inscrite sur la plaque signalétique.

Avec un réseau de 220V :

- Un moteur marqué 125/220 devra être monté en Y ;
- Un moteur marqué 220/380 devra être monté en Δ ;
- Un moteur marqué 380/650 ne convient pas.

Avec un réseau de 380 V :

- Un moteur marqué 125/220 ne convient pas ;
- Un moteur marqué 220/380 devra être monté en Y ;
- Un moteur marqué 380/650 devra être monté en Δ .

III.6.3. Mode de démarrage des moteurs asynchrones triphasés BT et MT :

La machine accouplée au moteur oppose pendant le démarrage un couple résistant et une inertie. Pour un couple de démarrage donné, le couple résistant et l'inertie déterminent la durée du démarrage l'appel de courant devant rester acceptable par le réseau. Couple résistant, inertie, réseaux, sont les éléments de base pour le choix du moteur et du mode de démarrage. **Ce sont trois éléments propres à la machine et à l'installation qu'il n'est en général pas possible de modifier :**

Les différents modes de démarrage électriques font varier le couple de démarrage (donc la durée de mise en vitesse) et l'appel de courant (**voir tableau (III-2)**).

Un démarreur doit être choisi de façon à obtenir une durée de mise en vitesse acceptable pour le moteur (couple de démarrage suffisant) et pour la machine entraînée, ceci avec un appel de courant admissible par le réseau.

Tableau III-I: comparatif des différents modes de démarrage des moteurs asynchrones triphasés

	Rotor bobiné		Rotor à cage		
	Démarrage rotorique	Démarrage direct	Démarrage étoile-triangle	Démarrage statorique	Démarrage auto-transformateur
Couple de démarrage	Suivant demande de l'utilisateur $\frac{C'_d}{C_n} < \frac{C_{max}}{C_n}$	Donné par le moteur $\frac{C_d}{C_n}$	Donné par le moteur $\frac{C'_d}{C_n} = \frac{1}{3} \times \frac{C_d}{C_n}$	Suivant demande de l'utilisateur $\frac{C'_d}{C_n} < \frac{C_d}{C_n}$	Suivant demande de l'utilisateur $\frac{C'_d}{C_n} < \frac{C_d}{C_n}$
Intensité de démarrage	Suivant le couple demandé $In \times 1,2 \times \frac{C_d}{C_n}$	Donné par le moteur $\frac{I_d}{I_n}$	Donné par le moteur $\frac{1}{3} \cdot \frac{I_d}{I_n}$	Suivant le couple demandé $\frac{I_d}{I_n} \sqrt{\frac{C'_d/C_n}{C_d/C_n}}$	Suivant le couple demandé $\frac{I_d}{I_n} \left(\frac{C'_d/C_n}{C_d/C_n} \right)$
Avantages	Pour un couple donné, conduit à un appel de courant nettement plus réduit que les autres modes démarrage. Démarrage progressif. Prix intéressant en haute tension et pour les puissances importantes (P>100ch)	Appareillage simple bon marché	Relativement bon marché	Démarrage progressif Pas de courants transitoires pendant le démarrage Choix du couple en fonction de la machine entraînée, couple moteur croissant pendant le démarrage	Démarrage progressif. Choix du couple en fonction de la machine entraînée. Prix intéressant pour les puissances importantes (P>100ch) Appel de courant réduit
Inconvénients	Prix du moteur élevé. Entretien des bagues et des balais du moteur	Démarrage brutal. Pointe de courant élevée au démarrage	Limité aux démarrages à vide ou sous faible charge. Courants transitoires importants au passage de l'étoile sur le triangle	A couple égal, appel de courant plus élevé qu'avec les démarrages étoile-triangle ou par auto transformateur	Prix élevé pour les faibles puissances (P<50 ch)

* C'_d / C_n = Couple de démarrage sous tension réduite ;

* C_d / C_n = Couple de démarrage sous pleine tension.

III.6.4. Mode de démarrage des moteurs synchrones :

Un moteur synchrone est rigoureusement équivalent pendant le démarrage à un moteur asynchrone ou à cage à rotor bobiné (asynchrones synchronisés).

Le démarrage d'un moteur synchrone comprend :

- **Une phase de démarrage asynchrone :** le disjoncteur de la ligne (1) est fermé, le contacteur d'excitation (2) restant sur la position R (résistance de décharge) le démarrage peut être direct ou à tension réduite (inductance ou autotransformateur).

L'inertie thermique du rotor permet des démarrages longs (20 à 60 secondes) pour l'entraînement de machines à forte inertie.

- **Une phase de mise au synchronisme :** en fin de démarrage asynchrone, le contacteur (2) est placé en position excitation, le moteur accélère pour atteindre la vitesse du synchronisme (glissement nul).

- **Une phase de régulation :** le moteur étant au synchronisme le régulateur ajuste le courant d'excitation pour amener le $\cos \varphi$ moteur à la valeur choisie.

$\cos \varphi$: 1 pour fonctionnement à minimum ;

$\cos \varphi$: 0,9 ou 0,8 pour compenser une consommation de réactif de l'installation.

L'ensemble de ces opérations est automatique et ne demande aucune intervention du personnel d'exploitation.

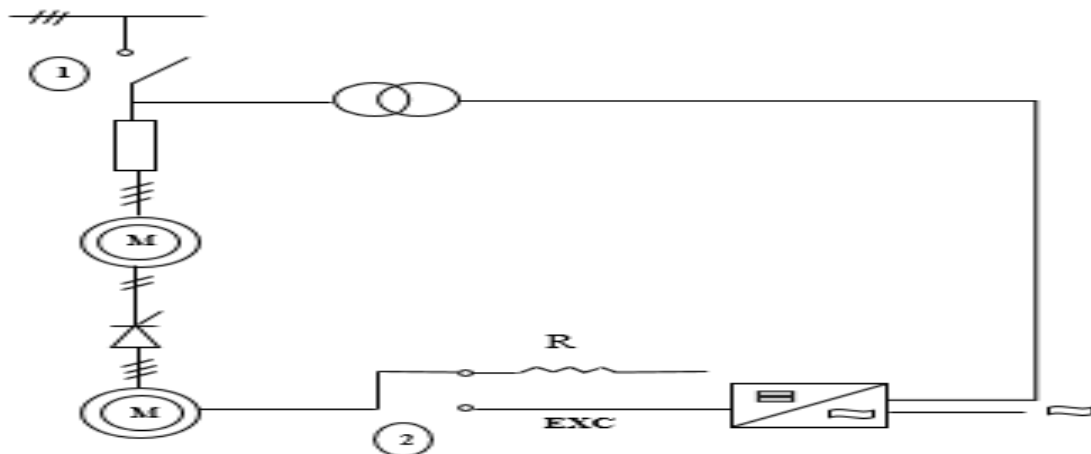


Figure III-5: Schémas de principe démarrage de moteur synchrone.[4]

III.6.5. Choix du transformateur d'alimentation :

Un réseau BT force motrice et éclairage d'une usine ou d'une installation tertiaire important est généralement alimenté à partir du réseau MT par l'intermédiaire d'un transformateur.

III.6.5.1. Principe :

Lors du démarrage des moteurs, l'appel de courant crée une chute de la tension délivrée par le transformateur. Elle ne doit pas être préjudiciable au bon fonctionnement de l'installation ni à celui des appareils de commande et de protection.

On constate à l'examen du diagramme de KAPP simplifié (Figure III-6) :

- La valeur maximale de $\Delta U / U$ correspond à la valeur U_{cc} ;
- $\Delta U / U$ est proportionnel à la charge.

Remarque : $\Delta U / U$ s'entend par rapport à la tension à vide du transformateur. $\cos \phi = 0$

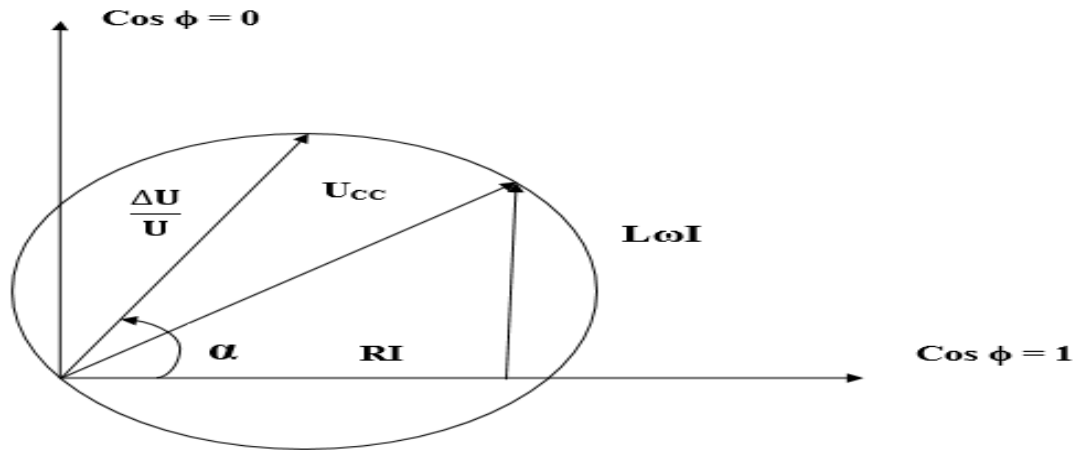


Figure III-6: Diagramme de KAPP simplifié.[10]

U_{cc} : Tension de cc du transfo en %

RI : Chute ohmique %

$L\omega I$: Chute inductive %

$\Delta U/U$: Chute de tension en % pour un "cos φ" déterminé

III.6.5.2. Transformateur alimentant un seul moteur :

La valeur de coefficient de surcharge est de : $K = \frac{P_m \cdot \frac{I_d}{I_n}}{P_T} = \frac{\frac{\Delta U}{U}}{U_{cc}}$ (III- 19)

On en déduit : $K = \frac{\frac{\Delta U}{U}}{U_{cc}}$ (1) $P_T = \frac{P_m \cdot \frac{I_d}{I_n}}{K}$ (2)

K : Coefficient de surface ;

P_m : Puissance apparente du moteur en kVa ;

P_T : Puissance du transformateur en kVa ;

I_d/I_n : Appel de courant du moteur lors du démarrage.

III.6.5.3. Transformateur alimentant une installation :

On vérifié dans ce cas que la chute de tension occasionnée par le démarrage du moteur reste dans une valeur convenable.

En se plaçant dans le cas le plus défavorable où l'ensemble de l'installation est en fonctionnement normal et où il reste à faire démarrer ce moteur :

Le coefficient de surcharge est : P_T

$$K = \frac{P_T + P_m \cdot \left(\frac{I_d}{I_n} - 1\right)}{P_T} \quad (3)$$

$$\frac{\Delta U}{U} = K \cdot U_{cc} \quad (4)$$

NOTA : Ce calcul suppose que le transformateur est prévu sans réserve

III.6.5.4. Exemple :

Quelle est la puissance d'un transformateur destiné à alimenter un moteur de 160 KW démarrant en étoile-triangle ?

Puissance apparente du moteur : $P_m = 220 \text{ kVA}$

Appel de courant : $I_d / I_n = 6$

Appel de courant étoile -triangle : $I_{dr} / I_n = 2$

Tension de c.c normalisée du transformateur : $U_{cc} = 4\%$

Chute de tension admissible : $\Delta U/U = 5\%$

De (1) on déduit : $K = 5/4 = 1,25$

de (2) on déduit : $PT = 220 \times 2 / 1,25 = 352 \text{ KVA}$

On choisit la puissance normalisée se rapprochant de la valeur théorique calculée.

Quelle est la chute de tension provoquée par le démarrage en Y- Δ d'un moteur de 160 KW par un transformateur de 1250 kVa ?

Ce transformateur alimente l'ensemble d'une usine dont la totalité des installations sauf ce moteur est en service.

De (3) on déduit : $K = \frac{1250 + 220(2-1)}{1250} = 1,176$

De (4) on déduit : $\frac{\Delta U}{U} = 1,176 \cdot 4 = 4,704\%$

$$\Delta U = 400 \cdot \frac{4,704}{100} = 18,816 \text{ V}$$

Remarque : Dans un calcul complet, il faut tenir compte de la chute de tension dans les câbles d'alimentation

Liaisons : Transformateur-démarrateur ;
Démarrateur-moteur.

Des phénomènes transitoires peuvent se produire au moment du couplage qui risquent de modifier les calculs théoriques et d'entraîner des perturbations de fonctionnement.[12]

III.6.6. Éclairage :

- **Éclairage rationnel (principe d'un bon éclairage) :** un éclairage est dit rationnel quand, avec le minimum de consommation d'énergie, il est le mieux adapté aux conditions physiologiques de la vision. Un éclairage rationnel rend le travail plus facile et plus agréable ; il accroît l'acuité visuelle, c'est à dire la faculté pour l'œil de distinguer les détails des objets, et la vitesse de perceptions des détails. Parallèlement, les risques d'accidents de travail se trouvent réduits. Un tel éclairage constitue une hygiène de la vue et il doit être choisi en tenant compte du genre de travail à effectuer et de la topographie des lieux.[9]

III.6.6.1. Mode de calcul des installations d'éclairage :

Pour faire un projet d'éclairage électrique, il faut tout d'abord choisir les sources de lumières (type de luminaire) ainsi que le mode d'éclairage (directe ou indirect).

a) Choix de la source d'éclairage : Comme source d'éclairage on a choisi les lumières fluorescentes.

Avantages :

- L'efficacité lumineuse est grande et le dégagement de chaleur est faible;
- La lumière se rapproche à celle du jour ;
- Leurs durées de vie sont plus élevées que des lampes à incandescence ;
- Leur prix est de trois fois plus faible.

Inconvénients :

- Toutes les lampes fluorescentes sont accompagnées d'un ballast qui entraîne des pertes d'efficacité lumineuse de 20% ;
- Une sous-tension provoque un vieillissement prématuré des électrodes ;

- Les appareils d'éclairage sont plus encombrants.

Conclusion : d'une manière générale la fluorescence doit être préférée à l'incandescence ou à autre source. Dans ce domaine, les données psychologiques rejoignent donc celles des économies d'énergie, en faveur d'un éclairage naturel. Mais bien souvent, les bâtiments ne s'y prêtent pas ou bien l'état du ciel est souvent variable. Enfin, la période nocturne impose pratiquement un éclairage dans tous les locaux.

b) Production de lumière

Génération Émission : La génération est localisée : les lampes transforment une puissance électrique $P[W]$ en puissance radiante ou flux lumineux $\phi_L[Im]$ avec une efficacité $ef.[m. W]$ pouvant aller du simple au décuple selon le type de lampe. Ce flux lumineux est réduit en un flux lumineux utile $\phi_{Lu} [Im]$ par un luminaire (émetteur) qui le dirige vers la surface à éclairer avec un facteur d'utilisation "u" (rendement de l'émetteur).

La forme du luminaire doit être adaptée à l'éclairage souhaité : éclairage direct ou éclairage indirect. Dans le second cas, les parois de la pièce et son mobilier jouent un rôle important, tant sur l'efficacité de l'éclairage que sur le rendu de la couleur. Pour cette raison, il est conseillé d'employer des tons clairs pour les peintures des murs et du plafond

L'éclairage $E [Ix]$ est le flux lumineux utile reçu par unité de surface $S[m^2]$:

$$E = \phi_{LU}/S = \phi_L \cdot u/S = P_{ef} \cdot u/S \tag{III - 20}$$

Il peut donc être exprimé :

- Soit en flux lumineux utile surfacique $[Im.m^{-2}]$
- Soit en puissance surfacique $[W.m^{-2}]$

L'efficacité générale de l'éclairage est alors : $ef \cdot u = \phi_{Lu}/P [Im. W^{-1}] \tag{III - 21}$

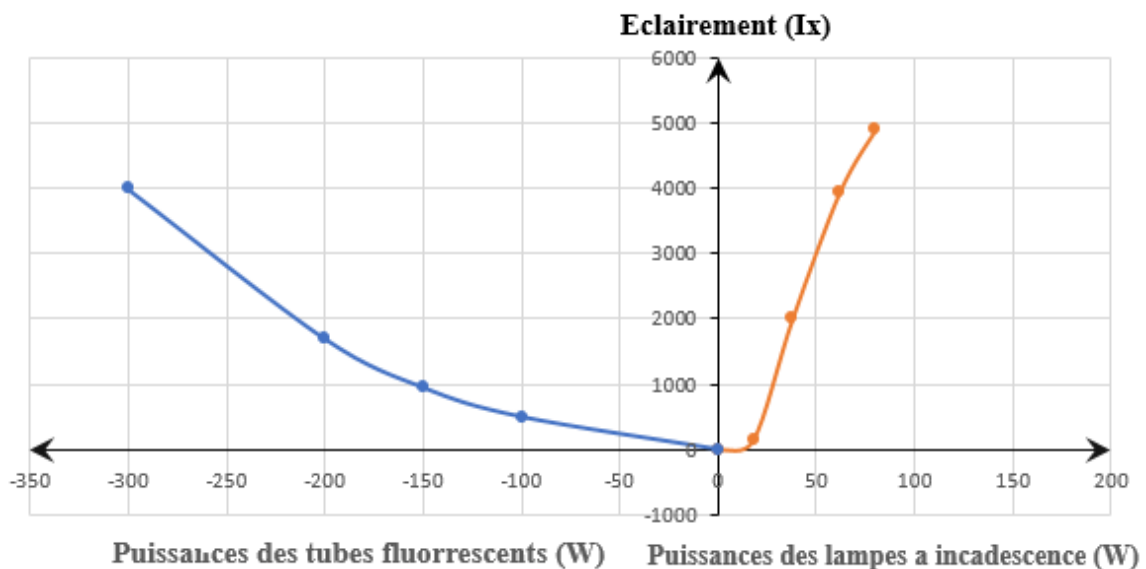


Figure III-7: Comparaison des puissances des lampes à incandescence et des tubes fluorescents pour un même éclairage.[9]

Le calcul revient à déterminer le facteur d'utilisation qui dépend lui aussi de plusieurs facteurs provoquant des pertes du flux lumineux dans l'installation d'éclairage tels que la couleur du plafond, des murs et leurs états le flux total utile est déterminé par la relation :

$$Fu = \frac{E \cdot S \cdot Kd}{u} \quad (\text{III - 22})$$

Avec : F: Eclairage en [Lux]
 S: Surface à éclairer en [m²]
 Kd: Facteur de dépréciation
 u: Facteur d'utilisation

• **Facteur d'utilisation**

Pour un système d'appareil déterminé et dans un local donné, c'est le rapport entre le flux total reçu sur le plan utile et le flux réellement émis par la source, il dépend de :

- La forme géométrique du local caractérisé par l'indice du local "i"
- Facteur de réflexion des murs de plafond caractérisé par "Km" et "Kp"
- La nature et la forme des appareils d'éclairage choisis, étant donné que cette dépendance est très complexe, on utilise des tables spéciales pour déterminer le facteur d'utilisation "u" pour chaque luminaire.

• **Coefficient géométrique ou indice du local "i"**: C'est un coefficient qui fait intervenir les dimensions du local considéré à savoir: longueur, largeur et hauteur. Et qui est exprimé par la relation suivante :

$$i = \frac{Ll}{h(L+l)} \quad (\text{III - 23})$$

Avec L: Longueur du local [m]

l : Largeur du local [m]

h : Hauteur des luminaires par rapport au plan de travail en [m]

• **Facteur de réflexion du plafond "Kp"** : ce coefficient dépend de l'état et la couleur du plafond, il varie de 0,3 à 0,7. Pour un plafond lisse et de couleur blanche, c'est le cas considéré, on a choisi : Kp= 0,7

• **Coefficient de réflexion des murs "Km"** : ce coefficient varie de 0,1 à 0,5, qui dépend aussi de l'état et de la couleur des murs.

Un mur lisse et de couleur blanc cassé, on a Km = 0,5.

Après avoir déterminer "i", Km et Kp on se réfère au tableau de (*l'annexe 3*).

• **Facteur de dépréciation "Kal"** : est en fonction de la quantité de poussière contenue dans le local et l'entretien des luminaires, de facteur varie de 1,2 à 1,5

• **Choix de l'éclairage "E"** : le contraste des objets utilisés, la dimension des pièces ainsi que la (couleur limitent le choix de E (*voir annexe - 4*).

• **Maintenance** : Cette efficacité n'est pas constante dans le temps : elle diminue pour les raisons suivantes

- Salissure des lampes et luminaires : de la poussière plus ou moins selon l'activité du local se dépose et absorbe le flux lumineux de façon importante : de 25% dans les pièces propres (habitat, bureaux, etc.) jusqu'à 50% dans les ateliers;
- Baisse de l'efficacité des lampes par vieillissement, essentiellement due à des dépôts internes.

e) **Contrôle:**

En production de la lumière, les perturbations ne constituent pas un phénomène essentiel; aussi la régulation est-elle peu développée.

Dans le bâtiment, on pourrait adopter des techniques récentes pour adapter la génération de lumière à l'éclairage, au moyen de photomètres.

Une telle régulation permettrait d'intégrer les apports gratuits naturels et fluctuants tout en conservant un éclairage constant.

La programmation est par contre très utilisée et générer des économies d'énergies importantes:

- Par l'emploi des minuteries qui enregistrent une demande de lumière et l'accordent durant une période de prédéterminée de quelques minutes (couloirs, escaliers, etc.),
- Par la division en zones d'un bâtiment complexe dont l'éclairage est assuré, au moyen d'une horloge, durant des périodes prédéterminées.

les économies d'énergie obtenus par de telles méthodes sont difficiles à chiffrer car elles dépendent beaucoup des comportements.[9]

III.7. Inconvénient d'un mauvais $\cos \varphi$:

Un mauvais $\cos \varphi$ d'une installation électrique est préjudiciable aussi bien à l'industriel qu'à la compagnie distributrice d'énergie "SONELGAZ". Il impose de fortes sections pour les canalisations et des puissances apparentes plus grandes pour les alternateurs et les transformateurs.

Soit la (figure III-8) le diagramme représentant en grandeur et en phase intensité et la tension d'une distribution. L'intensité I , décalée en arrière d'un angle φ sur la tension U , peut être décomposée en intensité Wattée ($I \cdot \cos \varphi$) en phase avec la tension et intensité de Wattée ($I \cdot \sin \varphi$) en quadrature avec cette tension.[11]

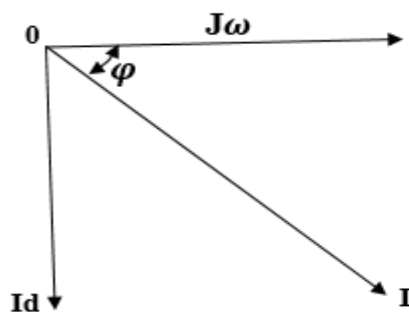


Figure III-8: Puissances watté

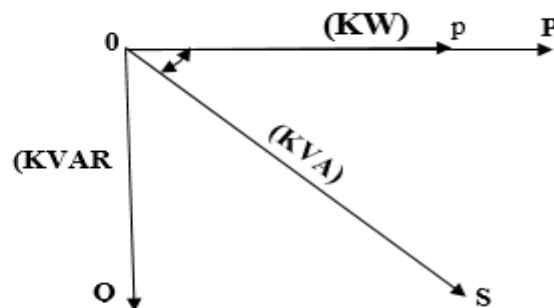


Figure III-9: Puissance apparentes actives et réactive

On voit que, pour une intensité Wattée utile donnée, l'intensité I sera d'autant plus grande que l'angle φ sera lui plus grand (c'est à dire $\cos \varphi$ plus petit).

Représentons, sur un autre diagramme, pour ne pas charger la (figure III-8). Les puissances apparentes, active et réactive correspondantes (figure III-9). Les puissances Wattée, ou puissance active $U \cdot I \cdot \cos \varphi$, en phase avec la tension est le seul utile à l'industriel. Pour telle puissance active nécessaire, la puissance apparente des génératrices ou transformateurs, est d'autant plus élevée que le $\cos \varphi$ est plus grand.

Prenons un exemple concret. Soit une installation triphasée à 380 V. 50 HZ demandant une

puissance active de 100 KW. LA puissance apparente est :
$$S = \frac{100 \text{ kW}}{\cos \varphi}$$

et la puissance réactive ou puissance de wattée est : $Q = P \cdot \tan \varphi$

P étant la puissance active.

$$\text{Le courant : } I = \frac{100000}{380\sqrt{3} \cdot \cos\varphi} = \frac{152 \text{ A}}{\cos\varphi}$$

Suivant la valeur du $\cos\varphi$, les différentes puissances et l'intensité auront les valeurs données par le tableau (III-2)

Tableau III-II: Intensité et puissances suivant la valeur du $\cos\varphi$.

Facteur de puissance	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
Puissance active [kW]	100	100	100	100	100	100
Puissance apparente [KVA]	100	111	125	143	167	200
Puissance réactive [kvar]	0	48	75	102	134	174
Intensité [A]	152	169	190	217	254	304

Pour un $\cos\varphi$ de 0,5 par exemple, il faut une puissance apparente double de celle qui serait nécessaire avec un $\cos\varphi = 1$, soit 200 kVA au lieu de 100 kVA.

L'intensité est également double, soit 304 A au lieu de 152 A. D'où des pertes joules dans les transformateurs et dans les lignes quatre fois plus élevées.

On voit le gros intérêt qu'à l'industriel à relever le facteur de puissance à une valeur voisine de l'unité donc, on remarque que l'intensité du courant varie d'une façon inversement proportionnelle par rapport au " $\cos\varphi$ ", cela résulte les conséquences suivantes :

1. Les pertes en ligne augmentent : $\Delta P = RI^2$
2. La puissance apparente du transformateur augmente : $S = \frac{P}{\cos\varphi}$ [kW]
3. La section du conducteur augmente. : $F = \frac{I}{j}$ [mm²]

Ou J : densité du courant (constante) [A/mm²]

4. La puissance réactive augmente au niveau, ce qui pénalise l'utilisation :

$$Q = P \cdot \tan\varphi \text{ [kvar]}$$

5. La chute de tension augmente au niveau des conducteurs :

$$\Delta U = \frac{RP + XQ}{U^2}$$

Si, au lieu d'une installation existante, il s'agissait d'une installation à créer, l'industriel devrait prévoir un transformateur de 200 kVA et des canalisations pour 304 A avec un $\cos\varphi = 0,5$, tandis qu'avec un $\cos\varphi$ voisin de 1, un transformateur de 100 KVA et des canalisations de plus faible calibre suffiraient à ses besoins, d'où des frais de premier établissement plus réduits.

Les compagnies distributrices d'énergie sont, pour les mêmes raisons intéressées à fournir l'énergie sous un facteur de puissance voisin le plus possible de l'unité.

III.7.1. La clause du $\cos\varphi$ dans les contrats avec SONELGAZ :

La SONELGAZ impose, à ses abonnés industriels des surtaxes lorsque la consommation d'énergie réactive de leur usine est exagérée ou, en d'autres termes, lorsque le facteur de

puissance de leur installation est faible décret (N°80/96 du 30 Mars) en application depuis 1981, fixe à 50 % le rapport entre l'énergie réactive et l'énergie active consommées pour éviter la pénalisation.

Ce rapport $Tg\varphi = \frac{\text{énergie réactive}}{\text{énergie active}} = \frac{50}{100}$ correspond à $\cos\varphi 0.894$ ($\cos\varphi$ moyen pendant la période comprise entre deux relevés successifs des compteurs, qui est un mois généralement).

Si $\cos\varphi$ est inférieur à 0,894, c'est à dire lorsque : $\frac{Kvarh}{kwh} > \frac{50}{100}$ le prix du kilowatt heure est majoré de 1/3 (P-50) %.

P : étant le rapport multiplié par 100 de l'énergie réactive à l'énergie active.

Par exemple, pour un $\cos\varphi$ moyen mensuel de 0,60 correspondant à un rapport

$Kvarh / kWh = tg \varphi = 1,33$ on a $P = 133$ et la facture d'électricité se trouve majorée de : $1/3 (133-50) \% = 27,6 \%$

Or, un $\cos \varphi$ de 0,60 n'est pas rare , certaines installations fonctionnent avec un $\cos\varphi$ encore plus bas. Sans doute cette surtaxe est draconienne et SONELGAZ, qui a gros intérêt au relèvement du facteur de puissance, aurait pu participer aux frais nécessités par l'amélioration du $\cos\varphi$ de son réseau pour éviter la pénalisation d'une part et aussi pour augmenter sa puissance active installée et diminuer les pertes en ligne, comme nous l'avons montré précédemment. Ainsi, en quelques années, le matériel nécessaire au relèvement du $\cos\varphi$ peut être amorti.[12]

Dans certain contrats, SONELGAZ diminue le prix du kilowattheure pour les très bons facteurs de puissance (réduction de 0,2% par point au-dessus de 0,90 du facteur de puissance).

Par exemple, pour un $\cos\varphi$ moyen de 0,95, le prix du kilowatt heure est réduit de 1%, c'est évidemment peu de chose et cette considération serait, à elle seule ;

insuffisante à inciter l'industriel à s'équiper pour obtenir un $\cos\varphi$ supérieur à 0,86 (d'autant qu'il n'a pas de bonification entre $\cos\varphi = 0,86$ et $\cos\varphi = 0,90$). Mais nous avons vu qu'un bon $\cos\varphi$ s'accompagnait :

- D'une augmentation de la puissance wattée des transformateurs ;
- D'une diminution des pertes dans ces transformateurs ;
- D'une augmentation de la capacité de transport des lignes ;
- D'une forte diminution des pertes en ligne, d'une réduction de la chute de tension : et le plus souvent, l'industriel aura intérêt à relever le $\cos \varphi$ de son réseau à une valeur voisine de l'unité

III.8. Causes des faibles valeurs du facteur de puissance " $\cos \varphi$ " :

Le tableau de (*l'annexe 5*) indique les principaux éléments qui influent sur la valeur du facteur de puissance et dont il faut tenir compte dans la pratique courante. En général, dans une installation bien dimensionnée, la valeur de $\cos \varphi$ est convenable lorsque chaque machine absorbe une puissance active proche de sa puissance nominale. Cependant, une telle installation consomme une puissance réactive dont une partie est due au courant magnétisant des transformateurs et des moteurs asynchrones, et qui est indépendante de la puissance active absorbée. Si cette puissance active diminue, il en est de même de $\cos \varphi$, ce qui correspond à une mauvaise utilisation des investissements et à un risque de pénalisation tarifaire.

En définitive, un facteur de puissance de faible valeur a souvent pour causes de mauvaises conditions d'utilisation du matériel. Ces conditions correspondent, par exemple :

- Pour les **transformateurs**, à un fonctionnement à vide ou à faible charge ;
- Pour les **moteurs asynchrones**, a des marches à vide ou à faible charge fréquents, auxquelles il convient d'ajouter parfois un niveau de tension d'alimentation trop élevée ;
- Pour **l'éclairage fluorescent**, a une mauvaise conception.

III.8.1. Amélioration du facteur de puissance :

Pour améliorer le facteur de puissance, il faut comme nous l'avons vu précédemment, diminuer l'énergie réactive consommée par l'ensemble des récepteurs, y compris les transformateurs car, dans ce cas, le $\cos \varphi$ est déduit des énergies active et réactive mesurées par des compteurs moyenne tension placés en amont des transformateurs.[10][11]

III.8.1.1. Action directe sur les causes mêmes du mauvais facteur de puissance :

Elle consiste essentiellement à supprimer les marches à vide ou à faible charge des moteurs et aussi des transformateurs. Quelques remarques complémentaires s'imposent.

- **Pour la mise en œuvre des machines nouvelles** : il y a intérêt à prévoir un équipement rationnel en vue de la commande individuelle spécialisée avec un appareillage manuel ou automatique adapté.
- **Pour une installation existante** : on peut avoir recours à des solutions simples dont plusieurs sont classiques :

III.8.1.1.1. Pour les moteurs : (Moteurs mal employés) :

Les moteurs asynchrones sont les plus gros consommateurs d'énergie réactive. L'électricien de l'usine devra d'abord rechercher les moteurs mal employés qui consomment une énergie réactive exagérée :

a) Moteurs fonctionnant trop souvent à vide :

L'énergie réactive consommée à vide n'est évidemment pas aussi grande qu'en charge, mais elles sont consommées en pure perte. Un grand nombre de moteurs (même de faible puissance) fonctionnant à vide demande une énergie globale notable. On doit exiger l'arrêt des moteurs qui ne travaillent pas.

La puissance réactive au régime de marche à vide est :

$$Q_0 = (0,6 \div 0,7) \cdot Q_n \quad [\text{Kvar}]$$

Et la puissance Q réactive d'un moteur asynchrone pendant le Fonctionnement est :

$$\theta = \theta_0 + (\theta_n - \theta_0) \cdot \left(\frac{P}{P_n}\right)^2 \quad [\text{kvar}]$$

Avec P_n : puissance active nominale du moteur asynchrone

P : Puissance active instantanée du moteur asynchrone

Q_0 : Puissance réactive au régime de marche à vide

Q : Puissance réactive qui est nécessaire pour créer et maintenir le champ électromagnétique du moteur asynchrone. A l'aide du Q , on peut assurer les phénomènes de transformation de l'énergie électromécanique.

b) Moteurs trop puissants :

Les moteurs fonctionnent à faible charge ont un mauvais $\cos \varphi$. Un moteur doit fonctionner au

voisinage de sa puissance nominale pour avoir le cos maximum ; nous avons vu que c'est aussi la condition d'un rendement maximum. Les moteurs surpuissants doivent être remplacés par d'autre de puissance plus faible, toutefois pour le service qu'ils ont à assurer. Le changement du moteur qui possède une puissance nominale plus grande que celle qui est nécessaire par un autre utile, donne les pertes actives suivantes :

$$\Delta P_a - (\Delta P_{01} - \Delta P_{02}) + (\Delta P_{ch1} - \Delta P_{ch2}) \quad [\text{kW}] \quad (\text{III} - 25)$$

P_{01} : pertes à vide, dans le fer du moteur installé ;

P_{02} : Pertes à vide, dans le fer du nouveau moteur ;

P_{ch1} : Pertes en charge du moteur installé ;

P_{ch2} : Pertes en charge du nouveau moteur ;

Maintenant si, on travaille avec une production maximale d'unité, les moteurs travaillent avec leurs régimes maximaux (pleine force). Nous pouvons ainsi améliorer le cos p et diminuer les pertes électriques par augmentation du chargement de toute l'usine.

c) Moteurs trop lents :

Les moteurs à faible vitesse ont, toutes choses égales par ailleurs, un $\cos\varphi$ inférieur aux moteurs à grande vitesse. On devra examiner la possibilité de remplacer les moteurs lents par des moteurs rapides (d'ailleurs moins chers) soit en diminuant les diamètres de poulies (sans toutefois compromettre l'adhérence), soit en leur adjoignant un réducteur.

d) Moteurs survoltés :

Les moteurs qui sont alimentés par une tension trop supérieure à celle indiquée par la plaque signalétique consomment une énergie réactive exagérée. La forte induction qui résulte d'une tension trop grande demande un courant magnétisant élevé et le $\cos\varphi$ est plus faible. Il convient de vérifier que les tensions nominales de tous les moteurs soient bien adaptées à la tension du réseau à 5% près 10% au grand maximum. Cette remarque s'applique également aux transformateurs avec plus de rigueur encore.

Tous les transformateurs ci-dessus étant effectués, le $\cos\varphi$ de l'installation sera notablement amélioré mais le plus souvent cela sera encore insuffisant. Donc on peut encore :

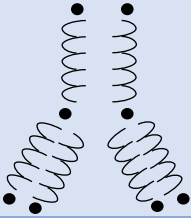
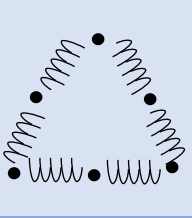
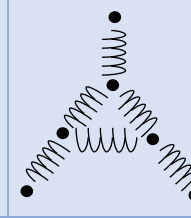

- Soit utiliser un couplage étoile (au lieu du couplage triangle) pour les fonctionnements à faible charge pendant de longues durées (1h à plusieurs heures), si l'on peut admettre un couple réduit ; pour le réseau l'impédance équivalente à un moteur asynchrone triphasé est trois fois plus faible en couplage triangle qu'en couplage étoile :

NOTA : Quand le démarreur est à la position A, les enroulements de moteurs sont alimentés avec $V=380$ V. Quand le moteur est à la position λ , ses enroulements sont alimentés avec $U=220$ V, c'est à dire la tension a diminué de $\sqrt{3}$, le courant de magnétisation s'abaisse théoriquement trois fois, et pratiquement quatre fois à cause de la saturation dans le fer.

Le courant dans les lignes avant et après la commutation reste le même mais le courant dans les enroulements de moteurs (dans les phases) s'abaisse de $\sqrt{3}$, (*voir annexe -7*) ;

- Soit prévoir une commande automatique en remplacement de la commande manuelle (le temps pendant lequel le moteur tourne à vide étant ainsi réduit).

e) Commutation des enroulements pour les moteurs munis d'enroulements sectionnés (l'enroulement du stator possède deux fils en parallèle avec le même enroulement).

Mode de couplage				
Nombres des enroulements comptés en série d'une entre phase	W	1,16W 1,50W	1,49W 1,53W	2W
Tension d'un enroulement	U (2 × 220)	0,87U	0,67U	0,5U
Puissance du moteur	Pn	0,76Pn	0,45Pn	0,25Pn
Les limites du travail économique	(1 ÷ 0,76)Pn	(0,5 ÷ 0,75)Pn	(0,53 ÷ 0,5)Pn	(0 ÷ 0,3)Pn

III.8.1.1.2. Pour les transformateurs :

L'énergie réactive est nécessaire pour créer et soutenir le champ magnétique par l'intermédiaire du quel on peut transformer l'énergie électrique de la tension (U1) avec une autre énergie électrique de la tension (U2).

Les pertes de l'énergie réactive dans un transformateurs (ΔQ_r) se composent de :

- ❖ Pertes réactives dues à la dissipation dans les enroulements du transformateur. Ces pertes sont proportionnelles au carré du courant parcourant à travers le transformateur.
- ❖ Pertes réactives indépendantes de la charge du transformateur. Elles représentent la puissance de magnétisation.

$$\Delta Q_T = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X_T + \Delta Q_U \quad [\text{Kvar}] \quad (\text{III} - 26)$$

$$\text{Où :} \quad \Delta Q_U = \frac{I_u \% \cdot S_n}{100} \quad [\text{Kvar}] \quad (\text{III} - 27)$$

Avec ΔQ_U : Puissance de magnétisation (Kvar) ;

I_U : Courant de magnétisation (A) ;

I_0 : Courant de marche à vide (A).

Explication : $I_0 = \sqrt{I_U^2 + I_{Fe}^2} \quad (\text{A})$

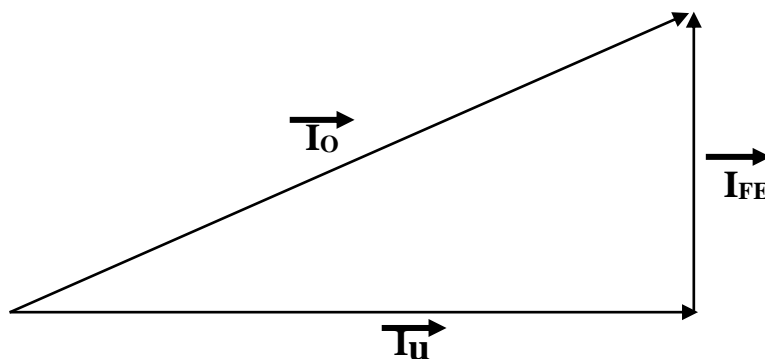


Figure III-10: Décomposition du courant à vide.

- Pour les transformateurs de puissance apparente suivante :

$$S - (1 \div 20) \text{ MVA on a } I_{u1} = (3 \div 5)\% \cdot I_n$$

$$S - (50 \div 750) \text{ MVA on a } I_{u1} = (6 \div 9)\% \cdot I_n$$

Avec :

$$X_T = \frac{U_{cc}\%}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n} \quad (\Omega)$$

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (\text{A})$$

Ainsi nous obtenons :

$$\Delta Q_T = \frac{S^2}{S_n^2} \cdot \frac{U_c\%}{100} + \frac{I_U \cdot S_n}{100} \quad (\text{kvar}) \quad (\text{III} - 28)$$

- Pour les petits transformateurs en dessous de la puissance 1MVA, Q est égale a (3÷9)% de S.
- Pour le cas où le nombre de transformateurs est supérieur à un, et que les transformateurs sont parallèles, la règle du travail économique, afin de débrancher un ou deux selon le nécessaire, sera donnée par le graphe de travail économique. Le graphe économique est établi à partir de la relation suivante : $\Delta P = f(s)$

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \Delta P_n \cdot \left(\frac{s}{S_n}\right)^2 \quad [\text{kW}] \quad (\text{III} - 29)$$

Où : ΔP_0 : pertes actives à vide (kW) ;

ΔP_n : pertes actives en charge (kW) ;

❖ **Fonction en parallèle :**

Lorsque la puissance consommée par une charge augmente et que le transformateur qui alimente arrive à sa charge limite, il suffit pour accroître la capacité de puissance active, de coupler en parallèle un second transformateur. De façon générale, l'extension d'un réseau de distribution procédé par mise en parallèle doit être effectuée au primaire du secondaire (**Figure III-11**).



Figure III-11: Branchement en parallèle de deux transformateurs.[10]

Le fonctionnement correct en parallèle est obtenu que si les conditions suit sont remplies :

- ✓ Même tension de ligne primaires et secondaires ;
- ✓ Identité des groupes horaires ;
- ✓ Même tension de court-circuit U_{cc} .

Le fonctionnement en parallèle devient idéal si, aux trois conditions précitées on ajoute :

- Même argument φ_{cc} de l'impédance de court-circuit, c'est à dire même

$$tgP_{cc} = X_{cc}/R_{cc}.$$

III.8.1.1.3. Pour les canalisations :

La détermination d'une canalisation met en jeu, dans l'ordre, les conditions suivants :

- Détermination du courant d'emploi, (*annexe-6*) (*tableau XIX*) ;
- Choix de type de conducteur, (*annexe-6*) (*tableau XI*) ;
- Choix du mode de pose, (*voir annexe-6*) (*tableau XVII*) ;
- Calcul de la section des conducteurs ;
- Détermination de l'emplacement des protections sur le circuit ;
- Vérification de la capacité, pour le dispositif de protection contre les surcharges, d'assures aussi la protection des conducteurs contre les courts circuits présumés ;
- Choix de la couleur de repérage des conducteurs.

Ces moyens directs d'amélioration de $\cos\phi$ ne permettent souvent de réaliser des économies intéressantes au double point vue du facteur de puissance et de rendement, mais ne suffisent cependant pas, en général, pour obtenir la valeur désirée de $\cos\phi$.

III.8.2. Moyens indirects d'amélioration du facteur de puissance :

L'augmentation $\cos\phi$ revient à diminuer $tg\phi$ ce qui obtient par la diminution de l'énergie réactive absorbée. Il s'agit donc de fournir de l'énergie réactive en utilisant des dispositifs de compensation qui apportent à l'ensemble de l'installation tout en partie de l'énergie réactive qu'elle consomme. Le réseau n'a plus alors qu'à fournir la différence entre l'énergie réactive demandée par l'ensemble des appareils d'utilisation et celle produit par des dispositifs nécessaires.

III.8.2.1. Dispositifs de compensation :

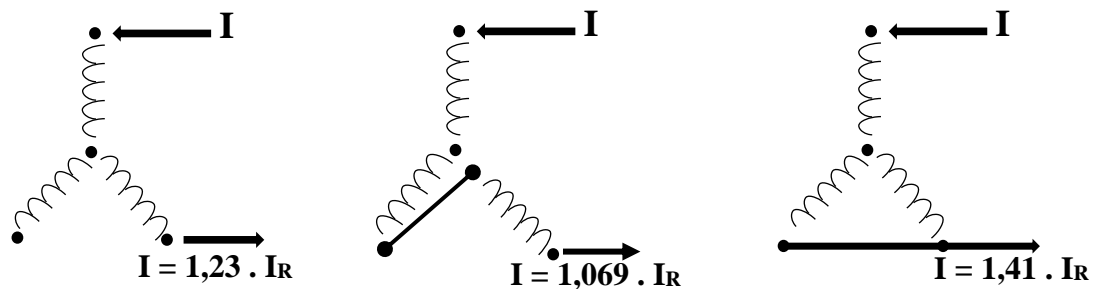
Ils sont constitués soit par des machines tournantes, soit par des condensateurs.[10]

a) Usage des moteurs synchrones :

Ce sont des moteurs employés uniquement a la production d'énergie réactive, ils reçoivent alors le nom de compensation synchrones ou des condensations synchrones. Ces moteurs fonctionnent à vide, dont l'excitation est réglée pour fournir ou absorber la puissance réactive qui permet par son transit en un point du réseau d'ajuster la tension en ce point.

b) Synchronisation d'un moteur asynchrones avec rotor bobiné :

Si on possède un moteur asynchrone a rotor bobiné, et on désire le synchroniser pour prolonger son travail comme un moteur synchrone on donne une tension constante prise par un redresseur au niveau de la bobine du rotor. Après la mise en fonction, ce moteur entre en synchronisme. Les différents schémas employés pour cette synchronisation sont :



Où : I_R : Courant dans l'enroulement du rotor dans les conditions d'un travail normal pour le moteur asynchrone chargé.

c) Application des batteries de condensateurs :

Les machines tournantes, sauf exception, leur emploi a été abandonné principalement à cause de leur entretien trop onéreux. Pratiquement, on utilise des condensateurs statiques, qui sont constitués d'une batterie de condensateurs et d'un absorbeur à réactances avec réglage de courant par des valves à thyristors, sont capables d'atténuer les fluctuations de la puissance réactive, même lorsqu'elles sont rapides comme dans le cas des fours à arcs.

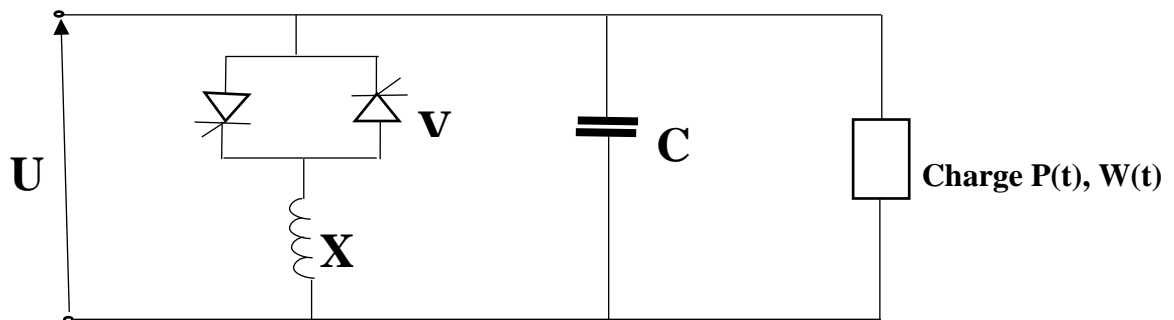


Figure III-12: Schémas de principe d'une phase du compensateur statique d'énergie réactive. [11]

$P(t).Q(t)$: puissances respectivement actives et réactive à un instant t ;

Les batteries de condensateurs sont donc actuellement le moyen le plus économique et plus simplement de production d'énergie réactive dans les installations industrielles aussi bien que dans le réseau public et qui présentent les avantages de tous les équipements statiques :

- ✓ L'absence d'usure mécanique et un entretien réduit ;
- ✓ De faibles pertes,
- ✓ Un faible volume et une installation faible.

Les batteries comportent aussi certaines limitations :

- ✓ La puissance réactive fournie n'est pas réglable simplement ;
- ✓ La puissance réactive fournie varie avec la tension d'alimentation
- ✓ La mise sous tension provoque un violent appel de courant ;
- ✓ Si la fréquence de résonance avec l'inductance de la source est proche de celle d'un harmonique existant, cet harmonique est amplifié et peut devenir gênant ou dangereux.

Fréquence de résonance :

La capacité C d'une batterie de puissance réactive nominale Q_C ; sous la tension nominale U_n à la fréquence f est donnée par :

$$C = \frac{Q_C}{2\pi f_1 U_n^2} \quad \text{(III - 30)}$$

L'inductance d'une source dont la puissance apparente de court-circuit est S_{CC} donnée par :

$$L_S = \frac{U_n^2}{2 \pi f_1 S_{CC}} \quad \text{(III - 31)}$$

On en déduit la fréquence de résonance f par : $f_r = \frac{1}{2 \pi (L_S C)^{1/2}}$ (III - 32)

en introduisant la fréquence relative de résonance : $h_r = \frac{f_r}{f_1}$ (III - 33)

Il vient : $h_r = \left(\frac{S_{CC}}{Q_C}\right)^{1/2}$ (III - 34)

Dans le cas où l'inductance en série (par exemple, celle des câbles avec la batterie n'est négligeable), la formule devient : $h_r = \frac{1}{\left(\frac{1}{h_a^2} + \frac{Q_C}{S_{CC}}\right)^{1/2}}$ (III - 35)

Avec h_a : fréquence d'accord

Pour calculer la fréquence relative d'accord h_a entre une batterie de capacité C et une inductance L, on considère la puissance de court-circuit S_L , propre à l'inductance correspond au courant de défaut en aval de l'inductance, supposée alimenté par un réseau de puissance infinie. Soit :

$$S_L = \frac{u_n^2}{Z_L} = \frac{u_n^2}{2 \pi f_1 L} \quad \text{(III - 36)}$$

Avec Z_L : impédance de l' inductance

La fréquence relative d' accord est alors : $h_a = \left(\frac{S_L}{Q_C}\right)^{1/2}$ (III - 37)

- Détermination de la puissance réactive à compenser :

Deux cas peuvent se présenter selon que la charge est constante (par exemple constituée par une machine unique) ou variable (par exemple constituée par un ensemble de plusieurs machines).

► **Charge constante** : Soit P la puissance active et Q la puissance réactive absorbées par la machine , leur valeurs peuvent être fournies soit par le constructeur , soit par une mesure effectuée avec un wattmètre-varmètre ou un ensemble de trois appareils : Voltmètre, ampèremètre et phasemètre.

En absence de compensation, $tg\varphi$ pour la machine, est donnée par l'expression : $Tg\varphi = Q/P$

Si l'on veut, à l'aide d'une batterie de condensateur , diminuer $tg \varphi$ jusqu'à une valeur $tg(\varphi_1)$, la puissance réactive Q_c de cette batterie devra être telle que :

$$Q_c = P[tg\varphi - (tg\varphi_1)] \quad \text{(III - 38)}$$

Et on sait par avant que : $Q_c = 3 w C \cdot U_c^2 \cdot 10^{-3}$ [kvar] (III - 39)

Où
$$Q_c = \frac{3 \cdot U_c^2}{X_c} \cdot 10^{-3}$$

Avec : U_c (KV) : tension appliquée aux bornes de la batterie

Q_c (Kvar) : Puissance de la batterie des condensateurs

X_c (Ω) : Réactance capacitive de la batterie

C (μ F) : capacité de batterie

Pour les batteries de condensateurs, la compensation de puissance réactive dans une entreprise se justifie par l'établissement en puissance réactive.

Avec un Kvar on réalise un abaissement de pertes de (0,02 + 0,12) KW/Kvar c'est à dire nous avons diminué les pertes actives de (2% à 12%). Cela dépend du facteur de puissance $\cos\phi$ naturel (avant la compensation), autrement dit, il dépend du schéma d'approvisionnement de l'électroénergie de l'entreprise.

La valeur prise entre (0,02 + 0,12) kW/ kVar s'appelle "le coefficient de l'abaissement de pertes K_{ap} " ou bien "équivalent économique de la compensation des charges réactives"

► **Charge variable :**

Ce cas se rencontre plus fréquemment que le précédent. Il faut alors tenir compte d'une valeur moyenne de $\tan\phi$ pour l'installation.[10]

- Abaque donnant directement la puissance réactive à compenser :

On peut en servir d'un abaque pour pouvoir déterminer directement la puissance du condensateur nécessaire à la compensation.

Dans cette abaque la puissance active et le facteur de puissance sont connus, il reste à déterminer la puissance réactive nécessaire à compenser.

La puissance active est portée en abscisse et la puissance réactive en ordonnée. Les droites obliques sont le $\cos\phi$. La droite du $\cos\phi$ minimum imposé par SONELGAZ est en trait fort (*figure III-13*). [12]

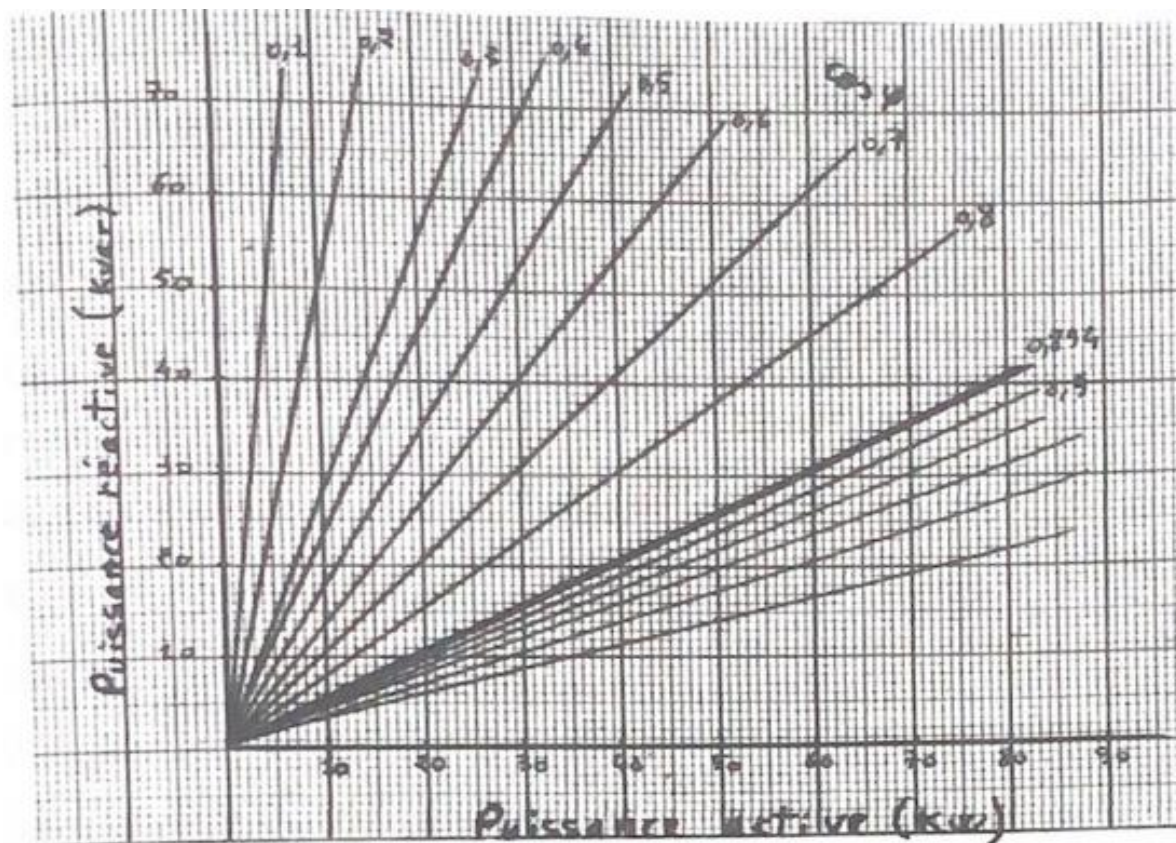


Figure III-13: Abaque pour la détermination de la puissance du condensateur nécessaire à relever le facteur de puissance d'une installation à la valeur désirée.[12]

Exemple :

Pour la puissance active $P = 60\text{kw}$, et un facteur de puissance $\cos \varphi_1 = 0,7$; la puissance réactive nécessaire à compenser pour relever le $\cos \varphi$ jusqu'à 0,9 sera la verticale de 60 coupe l'oblique 0,7 en un point correspond à $Q_1 = 61,2\text{ kvar}$ et l'oblique 0,9 en un point correspond à $Q_2 = 29\text{ kvar}$, la différence $Q_1 - Q_2$ sera Q_c soit :

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = 32,2\text{ kvar}$$

• Choix du mode de compensation :

Chaque cas est un cas d'espèce, on peut cependant mentionner que l'effet des condensateurs sur les pertes ou sur la tension ne se fait sentir qu'en amont de leur point de raccordement. Cela est illustré sur la (figure III-14) où sont indiquées les différentes possibilités de modes de compensation pratiquement réalisables.

► **La compensation individuelle :** Chaque appareil est muni d'un condensateur individuel de puissance appropriée, la détermination de cette puissance nécessite évidemment une mesure préalable de la puissance réactive absorbée par chaque appareil; cette solution est idéale sur le plan technique, mais peut être difficile à réaliser; de plus, elle est parfois onéreuse;

► **La compensation par groupe d'appareils :** Cette solution peut être intéressante pour certains ateliers de grandes usines.

► **La compensation globale** au niveau basse tension ou moyenne tension; cette solution convient pour les petites installations et parfois pour les grosses installations, notamment dans

le cas où l'on a fractionné la batterie en deux ou trois partie et où la mise en service et hors service de celles-ci est effectuée automatiquement en fonction de la puissance réactive absorbée, mesurée à l'aide d'un relais varmétrique.

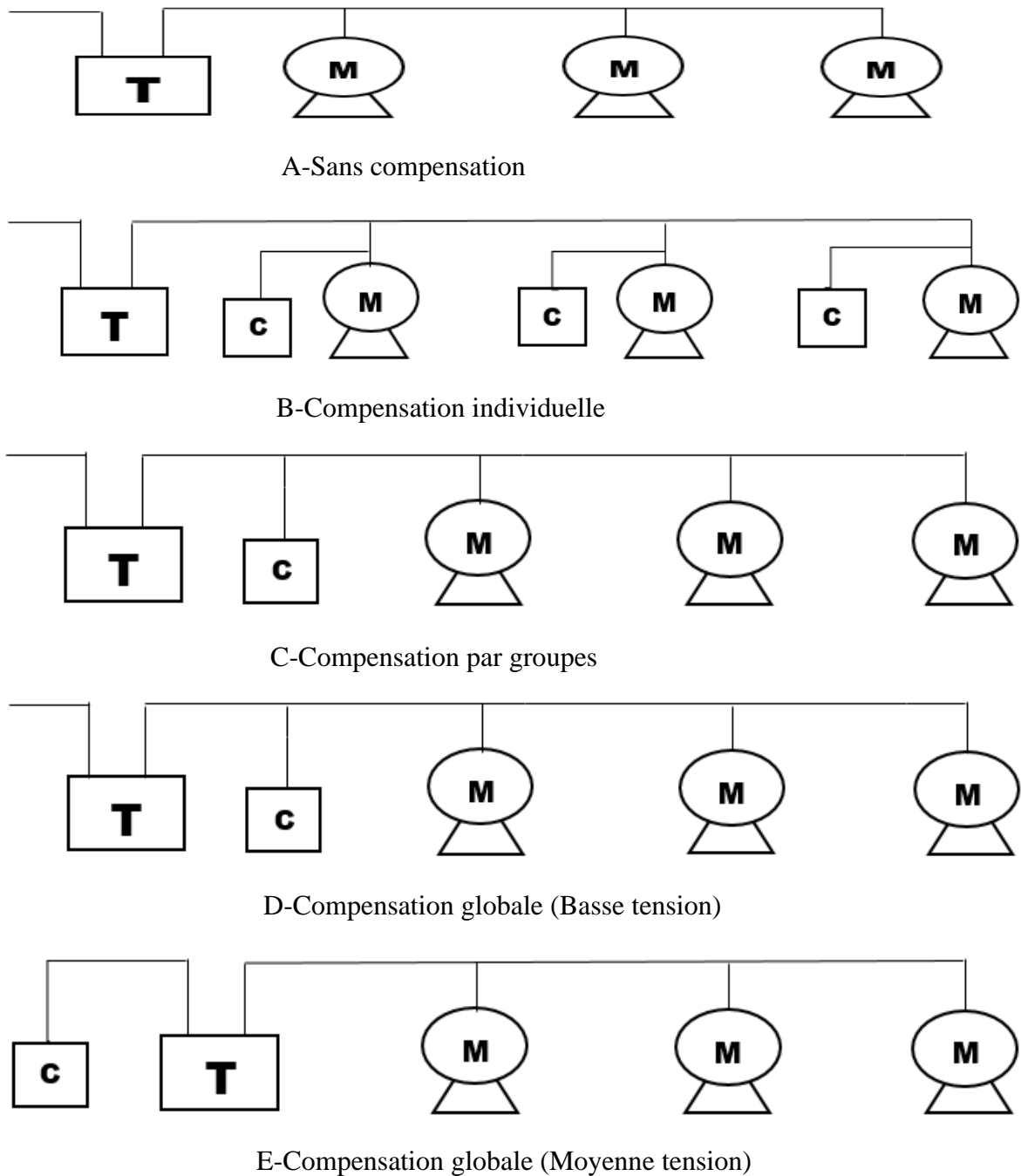


Figure III-14: Représentation schématique des différents modes de compensation.[10]

C : condensateur ; M : moteur ; T : transformateur

• **Avantages des condensateurs par rapport au compensateur synchrone :**

Les moteurs synchrones peuvent s'utiliser de deux manières :

- Produire de l'énergie réactive à vide, alors ils jouent d'une capacité
- Absorber de l'énergie réactive, alors ils jouent le rôle d'un self.

1) Avec les batteries de condensateurs, les pertes d'énergie active sont :

$$\Delta P = (0,3 \div 0,5) \% \text{ de } Q_n$$

où Q_n : puissance de batterie de condensateur.

C'est à dire ΔP est plus petit par rapport au ΔP du compensateur synchrone.

Par exemple, pour un compensateur synchrone de puissance S_n -1000 kVA, $AP = 5,5 \%$ de S_n ; et pour le compensateur de $S_n = 1500$ kVA ; les pertes seront $\Delta P = 2,3 \% . S_n$

2) Avec le compensateur synchrone , les pertes AP sont en fonction de charge du compensateur synchrone (s) tandis qu'avec les batteries de condensateur où en maintient le $\cos \varphi$ constant (à cause du régulateur automatique de batterie) ΔP est constant, en pratique cette perte n'est pas en fonction de charge.

3) Le prix d'un kvar de la puissance installée par la batterie de condensateur est pratiquement constant, tandis que pour le compensateur synchrone, le prix d'un Kvar dépend de la puissance nominale (ce prix augmente quand la puissance de compensateur diminue).

4) La batterie de condensateur ne possède pas des pièces tournantes, c'est une exploitation simple et efficace, les pannes des batteries ne change pas la valeur de $\cos \varphi$ de l'entreprise. Chaque bloc de batteries contient plusieurs condensateurs auxquels sont fixés ; sur chacun il y a une puissance unique de 5 à 10 MVA.

5) Il est avantageux d'utiliser une fragmentation de plusieurs génératrices de puissance réactive que d'utiliser une machine synchrone en Compensation équivalent, pour de raison de sécurité ;

6) Les batteries de condensateurs possèdent une maintenance facile et simple qui n'exige pas une grande qualification de personnels

7) Nous pouvons augmenter la puissance de la batterie de condensateur très facilement, en augmentant le nombre des batteries quand le nombre des consommateurs augmente. C'est à dire, les batteries de condensateur assurent la compensation avec une très grande flexibilité (possibilité de manœuvre vite

8) Les batteries de condensateurs peuvent être servies à toutes les tensions appliquées, dans les usines, tandis que les compensateurs synchrones sont construits seulement pour des tensions génératrices données (6,3 kV ; 10,5 kV ; 15,7 kV ; 21 kV).

III.9. Conclusion :

La réduction de la consommation d'électricité pour une entreprise est très importante pour réaliser des économies sur sa facture d'énergie, et pour maîtriser et éviter des pics de consommation électrique. La diminution de la consommation de électroénergie se base sur plusieurs critères comme la compensation de l'énergie réactive et en améliorant le facteur de puissance etc... d'où nous avons pris l'initiative d'étudier le projet de la PMA dans le chapitre suivant.

CHAPITRE 4

Projet proposé pour le “PMA”

Chapitre IV : Projet proposé pour le "PMA"

IV.1. Introduction :

Dans ce chapitre nous avons pris comme étude celle du projet proposé par la "PMA" en se basant sur l'utilisation des batteries de condensateurs pour compenser de l'énergie réactive et d'autres solutions à travers de différentes méthodes d'économisation de l'électroénergie.

IV.2. Usage des batteries de condensateurs :

IV.2.1. Calcul de puissance réactive nécessaire à compenser :

L'incitation de plus en plus pressante de la part du distributeur en vue de diminuer la consommation de puissance réactive : elle se traduit par la nécessité, pour la moyenne des consommateurs, de doubler la compensation de puissance réactive par rapport à l'époque antérieure. En effet, en l'espace de deux ans tout au plus, la limite admissible de $\text{tg}\varphi$ précisée dans tous les contrats est passée de 0,6 à 0,4 alors que beaucoup d'installations ont une consommation d'énergie réactive correspondant à une valeur de $\text{tg}\varphi$ de l'ordre de 0,9 ($\cos\varphi=0,74$).

Ainsi, il suffisait auparavant de compenser 20% de la puissance réactive moyenne, alors qu'il faut maintenant en compenser plutôt 40% pour éviter la facturation de l'énergie réactive.

Pour le cas de notre usine et qui s'agit d'une charge variable, une approche consiste à prendre, pour une telle unité ou section, la valeur moyenne de $\text{tg}\varphi$.

Tableau IV-I: Représentation schématique des différents modes de compensation.[11]

Section	Puissances maximale (KW)	Cos φ moy
Tournage parallèle	70	0,82
Sciage automatique	70	0,80
Perçage	114	0,78
Fraisage	327	0,80
Rectification	160	0,80
Eclairage	104	0,75

Cette valeur intervenant dans le tarif de fourniture d'énergie, elle correspond aux énergies actives et réactive enregistrées en dehors des heures creuses pendant les cinq mois d'hiver, de novembre à Mars, sachant que d'après la tarification, pour éviter toute pénalisation due à l'énergie réactive, cette valeur moyenne devrait être au plus égale à 0,33, on peut calculer l'énergie réactive correspondante et en déduire par différence avec l'énergie réactive réellement mesurée, la quantité mensuelle d'énergie réactive qui doit, au minimum, être fournie par le système de compensation. On relève alors la valeur maximale de cette énergie de compensation et connaissant le nombre d'heures de son utilisation, on en déduit la

puissance de la batterie de condensateurs qu'il est nécessaire d'installer pour obtenir une compensation convenable de l'énergie réactive.

Le (*tableau IV-2*) fournit un exemple d'application. La valeur maximale de l'énergie réactive de compensation y est égale à 145,95 Mvarh. En supposant que le nombre d'heures d'utilisation correspondant à cette énergie est de 180 h par mois, on en déduit la valeur de la puissance réactive de la batterie de condensateurs qui doit être égale à : $145950 / 180 = 810$ kvar .

Tableau IV-II: Relevé mensuel des consommations hivernales d'énergies active et réactive de "PMA"

Mois 1993	Energie active Ea (Mwh)	Energie réactive Er Mvarh	Tgφ moy	Energie réactive Er'=0,33. Ea	Energie réactive de compensation Er-Er' (Mvarh)
Novembre	445	254	0,570	146,85	107,15
Décembre	285	240	0,842	94,05	145,95
Janvier	385	195	0,506	127,05	67,95
Février	375	190	0,506	123,75	66,25
Mars	350	205	0,585	115,5	89,5

IV.2.2. Modernisation et compensation d'énergie réactive :

Considérons l'exemple de notre usine qui consommait en moyenne chaque heure une énergie active de 8575 kWh et une énergie réactive de 5145 kvarh, correspondant à $\text{tg}\varphi = 0,6$, donc pour laquelle l'énergie réactive consommée n'était pas facturée.

Pour faire face à la concurrence, il a fallu investir pour moderniser et rechercher des économies d'énergies. Les dispositifs antérieurs de réglage, au rendement souvent médiocre, ont été remplacés par dispositifs à meilleur rendement, mais qui consomment aussi davantage d'énergie réactive. Maintenant la consommation de cette usine est de 6300 kWh, soit une économie de 2275 kWh.

En même temps, la consommation d'énergie réactive est devenue 5388 kvarh et détail de la facture d'énergie par heure d'activité en heures pleines, donne :

- ✓ **Energie active :** 6300 kWh
- ✓ **Energie réactive :** 5388 kvarh
- ✓ **Energie réactive gratuite :** 2079 kvar = $0,33 \cdot 6300$
- ✓ **Déficit d'énergie réactive :** 3309 kvarh

Le déficit d'énergie réactive est facturé environ au vingtième du prix de l'énergie active, ce qui donne une énergie active équivalent de : $633 + (3309/20) = 6465$ kWh

L'économie prévue était : $8575 - 6300 = 2275$ kWh

Elle devient : $8575 - 6465 = 2110$ kWh

Pour améliorer le bilan, l'industrie peut envisager d'installer en parallèle avec les charges une batterie de condensation de 3309 kvarh. Les compteurs indiqueraient 6300.kwh et 2079 kvarh et l'industriel ne paierait que 6300 kWh.

Mais en général, les puissances active et réactive ne sont pas constantes : et il est indispensable d'établir le bilan détaillé de consommation pour optimiser les investissements et les dépenses d'exploitation. Ce point sera développé à propos des batteries de condensateurs en gradin.

IV.2.3. Batteries de condensateurs en gradins :

Ce sont des batteries de condensateurs fractionnées en gradins, et qui sont mis sous tension ou hors tension pour suivre l'évolution de la demande et maintenir la tension dans la plage fixée. Chaque gradin manœuvré ne doit pas provoquer une variation de tension supérieure à 5%. [13]

a) Compensation d'un cycle de travail :

La consommation peut varier sensiblement autour de la moyenne. On peut se demander s'il convient d'ajuster constamment la puissance réactive' notamment s'il y a plusieurs cycles de travail possibles pour l'atelier considéré.

Prenons l'exemple d'une unité de l'usine dont le variateur de vitesse constituant l'essentiel de la charge, a un facteur de puissance de 0,84 au point nominal, $\cos\varphi$ étant par ailleurs sensiblement proportionnel à la vitesse. Supposons que le cycle de travail de durée totale T comprenne trois parties, comme indique le *tableau (IV-3)*.

Tableau IV-III: Exemple de cycle de travail d'un variateur de vitesse

i	Couple C(i) P.u	Vitesse relative P.u	Durée relative t(i)/T	Cos φ (i)
1	0,8	0,6	0,1	0,504
2	0,5	0,9	0,3	0,756
3	0,9	1,0	0,6	0,840

Sur ces bases, avec une puissance apparente nominale S_n des variateurs de vitesse de 5 MVA et notant que la puissance apparente S_o de chaque partie du cycle est proportionnelle au courant, donc aussi au couple, le bilan s'établit comme dans le (*tableau IV-4*).

i	Puissance apparente S(i) MVA	Puissance active P(i) MW	Puissance réactive Q(i) Mvar	t(i) / T	P(i) t(i)/T Mwh/h	Q(i) t(i)/T Mvarh/h
1	4,000	2,016	3,755	0,1	0,202	0,345
2	2.500	1,890	1,636	0,3	0,567	0,491
3	4,500	3,780	2,442	0,6	2,263	1,465
Pmoy Et Qmoy					3,037	2,301

Du bilan dans le (*tableau IV-4*) on déduit :

$$S_{moy} = (P_{moy}^2 + Q_{moy}^2)^{1/2} = 3,810 \text{ MVA}$$

$$(tg\varphi)_{moy} = Q_{moy}/P_{moy} = 0,758$$

Avec P_{moy} , Q_{moy} , S_{moy} et $(tg\varphi)_{moy}$ valeur moyennes de P,Q,S,Tg φ .

Pour une durée effective de 8 h par jour et 21 jours par mois, soit 168 h, la consommation mensuelle est de 510,149 Mwh et 386,634 Mvarh

Pour améliorer la rentabilité du projet, l'industriel pourrait donc envisager une compensation fixe de la puissance réactive sur 168h, soit une énergie de 218,29 Mvarh, donc de fournir une puissance réactive de 1300 Kvar, par exemple au moyen de six éléments normalisés de 225 kvar (1350 kvar). (*Voir annexe -11*)

En prenant les moyennes statistiques sur les relevés du cycle complet, on obtient la compensation suivante : $Q_c = Q_{moy} - 0,33 P_{moy}$ (IV-1)

Mais cette relation s'avère souvent insuffisante : la raison en est que à chaque période de 10 min où il y a surplus de compensation, le compteur reste bloqué et neutralise toute valeur négative. Le calcul doit donc être fait par périodes de 10 min et en remplaçant par zéro toute valeur négative du déficit pendant un intervalle de 10 min.

En reprenant le (*tableau IV-4*) on obtient respectivement : $Q_c(i) = Q(i) - 0,33 P(i)$ (IV-2)

Les valeurs suivantes :

$$\checkmark Q_c(1) = 2,789 \text{ MVAR}$$

$$\checkmark Q_c(2) = 1,012 \text{ MVAR}$$

$$\checkmark Q_c(3) = 1,194 \text{ MVAR}$$

b) Fluctuations de tension :

On peut trouver une formule approchée donnant la chute de tension (ΔU) en fonction de la charge et de l'impédance de source :

$$\frac{\Delta U}{U} = \left(Q + \frac{Q + (P/tg\varphi)}{S_{cc}} \right) \quad (IV-3)$$

Avec P : Puissance active de la charge ;

Q : Puissance réactive de la charge ;

Tg φ = X/R ;

R : Résistance de la résistance ;

X : Réactance de la source.

La présence d'une batterie augmente l'impédance équivalente de la source (donc la chute de tension). En effet l'admittance Y_c de la batterie est capacitive, alors que la partie imaginaire de l'admittance Y_s de la source est inductive, donc de signe opposé. En négligeant la partie réelle, on obtient l'admittance Y_s correspondant à la puissance de court-circuit S_{cc} :

$$Y_S = \frac{1}{j\omega l} = - \frac{jS_{cc}}{U_n^2} \quad (IV-4)$$

L'admittance de la batterie est : $Y_s = j\omega c = \frac{I_{Qc}}{U_n^2}$ (IV-5)

L'admittance totale est donc : $Y_T = Y_c + Y_s = \frac{I(Qc - S_{ss})}{U_n^2}$ (IV-6)

Reprenons l'exemple du paragraphe (1-3-a) avec une puissance de court-circuit S_{cc} à l'arrivée dans l'usine de 40 MVA et une valeur $tg\phi=8$, et comparons (tableau IV-5) les écarts de tension:

- **Sans compensation.**
- **Avec compensation fixe moyenne, en prenant :** $Q_c = Q_{moy} - 0,33 P(i)$
- **Avec compensation en gradins, soit :** $Q_c(i) = Q(i) - 0,33. P(i)$

Tableau IV-IV: Fluctuations de tension de la source d'un variateur de vitesse (exemple du paragraphe 1-3-a) sans ou avec compensation fixe ou en gradins

i	Sans compensation		Avec Compensation fixe (1)		Avec compensation en gradins (2)	
	Qc(i) Mavr	(ΔU/U) (i)%	Qc(i) Mvar	(ΔU/U) (i)%	Qc(i) Mavr	(ΔU/U) (i)%
1	0	9,3	1,32	5,9	2,8	2,2
2	0	4,7	1,32	1,3	1,0	2,1
3	0	7,3	1,32	3,9	1,2	4,2

On voit qu'avec une compensation en gradins les écarts de tension soit à peu près aussi importants qu'avec une compensation fixe et que la plus forte baisse de tension existe pendant 60% du temps au lieu de 10% du temps.

- Un point important à signaler est le doublement du nombre des fluctuations de tension qui résulte de l'inévitable retard d'action de la compensation en gradins : toute variation de charge provoque une première variation de tension suivie de celle, en sens inverse, due à l'action des gradins (*figure IV-1*).

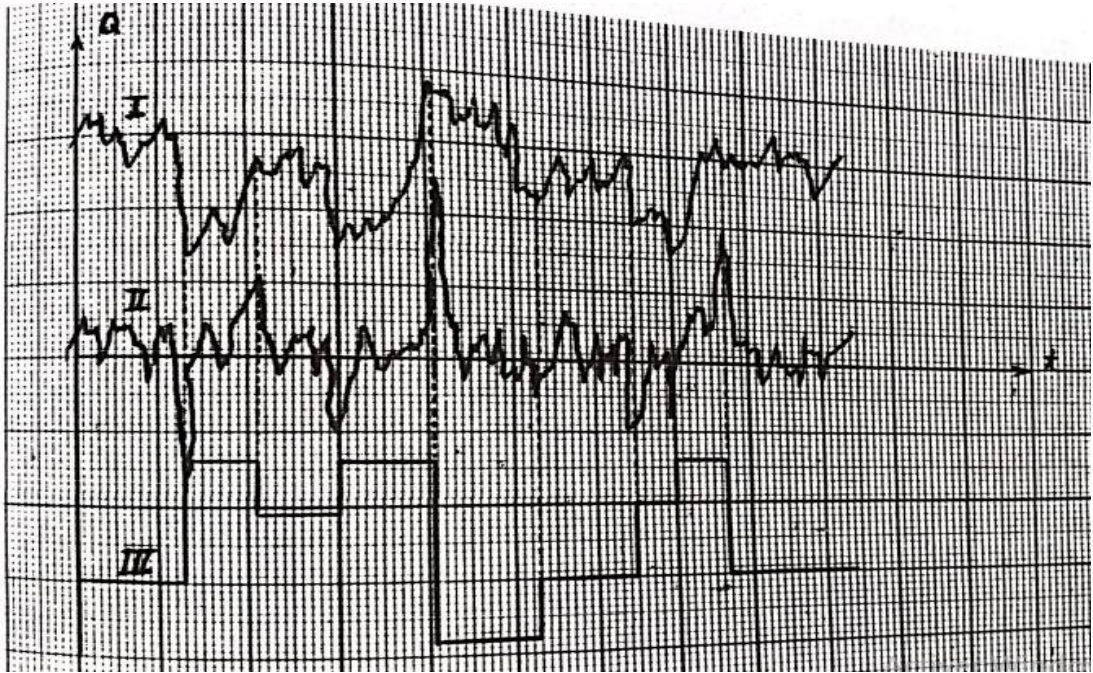


Figure IV-1: Compensation par batterie en gradins

t : Temps.

I : puissance réactive Q_F du four à arcs.

II : Puissance réactive Q_r résultante.

III : Puissance réactive Q_c fournie par les gradins

Les courbes de la **figure IV-1** ont été obtenues de la manière suivante. La courbe I est une image des fluctuations de la puissance réactive Q_F d'un four à arcs. La courbe III représente le niveau de puissance Q_c fournie par les gradins sous tensions pendant les intervalles de temps considérés. La courbe II de la puissance réactive résultante Q_r a été obtenue par décalage des ordonnées de la courbe I en fonction de la courbe III. On peut voir immédiatement que les fluctuations rapides restent inchangées.

IV.2.4. Inconvénients d'une compensation en gradins dans un réseau d'usine :

a) Régimes transitoires :

Le régime transitoire d'enclenchement d'une batterie de condensateurs est capable de perturber le fonctionnement d'équipements électroniques de puissance et surtout d'équipement de mesure et de commande.[15]

b) Dérive de la fréquence de résonance :

Pour illustrer ce problème, on reprend l'exemple précédent (1-3-b) et (**tableau IV-5**)

- ✓ Sans compensation (pas de résonance).
- ✓ Avec compensation fixe, sur la base des puissances moyennes,
- ✓ Avec compensation en gradins.

Les fréquences de résonance sont calculées en appliquant la formule : $h_r = \left(\frac{S_{CC}}{Q_C}\right)^{1/2}$

- Avec compensation fixe : $h_r = 5,5$
- Avec compensation en gradins : $h_r(1) = 3,7$
 $h_r(2) = 6,3$
 $h_r(3) = 5,7$

On conçoit dans des cas semblables, avec plusieurs gradins, le risque de coïncidence d'une des résonances avec un harmonique existant provoquer une amplification dangereuse, voir catastrophique : claquage de condensateurs, anomalies de télécommandes. Il peut même apparaitre des oscillations sous harmoniques de convertisseurs à thyristors. On doit craindre, en particulier, les fréquences inter harmoniques comprises entre 130 et 240 Hz.

c) Surcharge des gradins :

Les convertisseurs à thyristors sont de plus en plus nombreux dans les réseaux d'usine et si leur puissance totale dépasse une certaine fraction de la puissance de court-circuit, il devient nécessaire non seulement de protéger les condensateurs contre la surcharge due aux harmoniques, mais aussi de réduire la distorsion de la tension. En effet cette dernière peut être devenir inacceptable de branchement dans le réseau interne.

La difficulté, par exemple, du côté continu, la compensation nécessaire est faible à pleine tension (ou vitesse) qu'a la tension minimale, mais le spectre harmonique inchangé ou même augmenté.

Lorsque la distorsion, ou la surcharge des condensateurs, risque d'être excessive, on peut envisager un filtre d'harmoniques en gradins commutables. Chaque gradin est affecté au filtrage d'un des harmoniques. Pour supprimer toute usure de matériel et obtenir une réponse plus rapide aux fluctuations de consommation de puissance réactive, on peut penser à utiliser des thyristors au lieu de contacteurs ou disjoncteurs.

Le montage comporte deux thyristors (*figure IV-2-b*), ou groupes de thyristors série, montés tête-bêche, en série avec chaque phase d'un gradin.

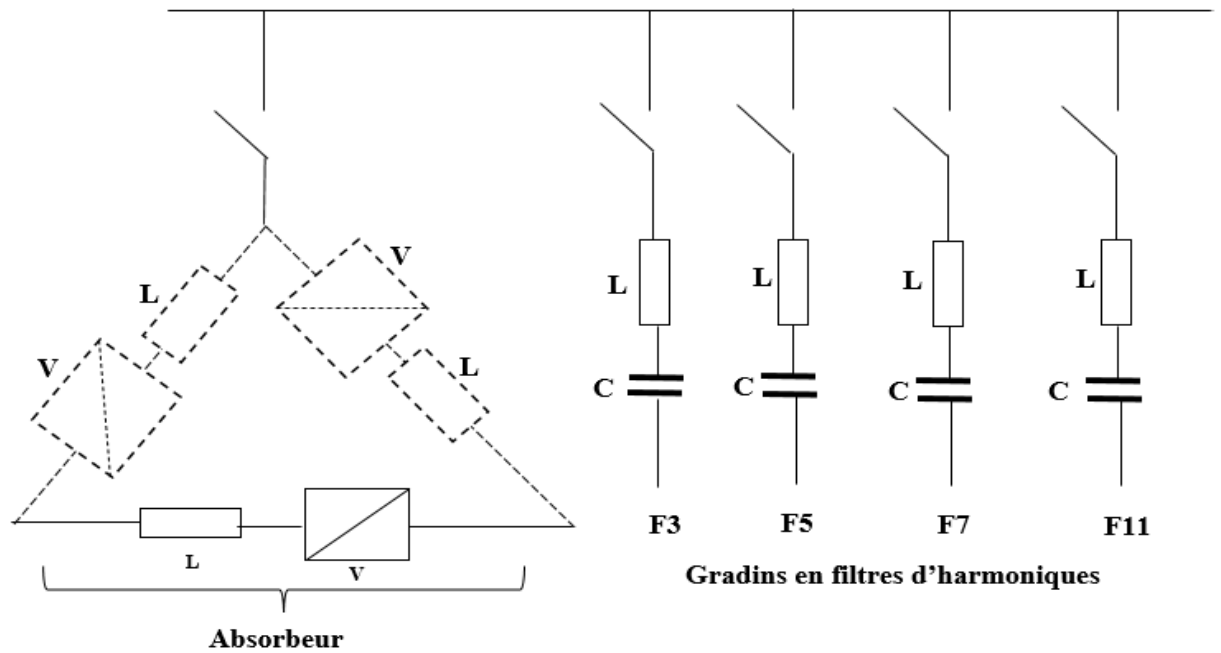


Figure IV-2-a : Schéma de principe.

C : Capacité

L ; Inductance

F3, F5, F7 et F11 filtres des harmoniques H3, H5, H7, et H11

V : valve

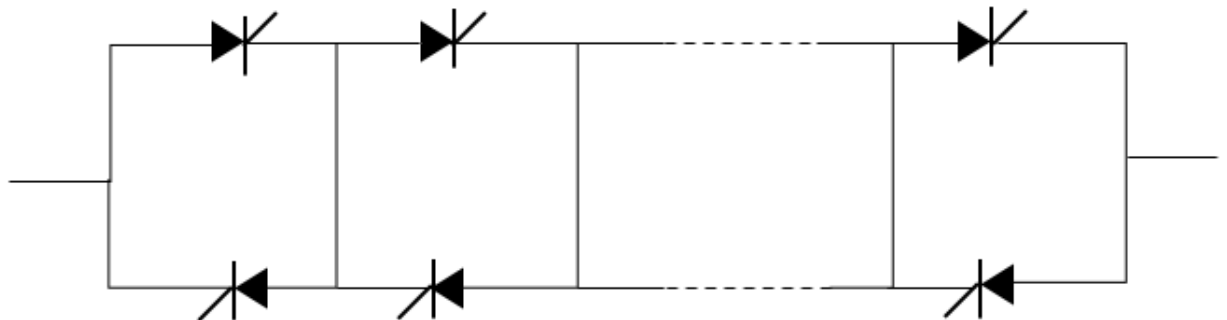


Figure IV-2-b : Détail d'une valve a moyenne tension.

Figure IV-2: Compensation statique.

Les valves sont destinées à régler le courant inductif sont généralement constituées chacune d'un certain nombre de thyristors en parallèle ou en série, éventuellement refroidies par eau avec un échangeur air -eau pour réduire l'encombrement. Le choix du montage en série ou en parallèle dépend de plusieurs facteurs, dont le niveau de puissance et le niveau de tension en cause.

L'emploi d'un transformateur abaisseur doit toujours être envisagé pour optimiser l'utilisation des caractéristiques des thyristors. En ce qui concerne le courant, il est préférable de ne pas dépasser la valeur de 6 à 7 KA pour le courant d'un bras du triangle de l'absorbeur, faute de

quoi les courants de Foucault risquent de compromettre l'optimisation de l'ensemble. En effet, au-delà de 6 KA, les jeux de barres deviennent très difficiles à réaliser et il est préférable d'adopter un montage en série (*figure IV-2-b*) avec un courant nominal de l'ordre de 2KA par bras.

Si la puissance nominale dépasse 18 ou 20 MVA, on peut envisager plusieurs modules en parallèle, afin d'utiliser des modules normalisés.

Les réactances de l'absorbeur sont du type à air (sans moyeu ferromagnétique) pour éviter les problèmes liés au flux rémanent et à l'hystérésis, bien que ces inconvénients soient moins sensibles que pour des réactances de filtre d'harmoniques.

Le premier problème à résoudre, dans le cas de fluctuations rapides, et de disposer d'un nombre suffisant de gradins, de manière que la manœuvre d'un gradin ne provoque pas de fluctuations supérieures à celle que l'on veut compenser. Rappelons qu'une fluctuation de tension de 0,3% à la cadence de 8 ou 10 Hz, est visible, voire gênante si elle se prolonge.

Prenons par exemple, le cas d'un four de 60 MVA alimenté en un point du réseau public où la puissance de court-circuit est de 400 MVA. Un four VHP (ultra haute puissance) est prévu pour fonctionner avec un facteur de puissance moyen de 0,7 ($\text{tg } \varphi = 1$)

En marche permanente, pour obtenir $\text{tg } (p=0,33)$, il faudrait fournir une puissance réactive de :

$$0,7 \times 60 \times (1 - 0,33) = 28,14 \text{ MVAR}$$

Compte tenu des périodes à charges réduites, on peut se contenter de 20 Mvar. Il faut limiter les fluctuations de tension ou de puissance réactive, à moins de 0,3 % et par conséquent limiter la puissance d'un gradin à : $400 \times 0,003 = 1,2 \text{ MVAR}$

Le nombre minimal de gradins par phase sera donc

$$20 / 1,2 = 17 \text{ gradins. } 20 / 1,2 = 17 \text{ gradins}$$

IV.2.5. Dimensionnement des batteries de condensateurs :

La configuration de l'installation existante est donnée par :

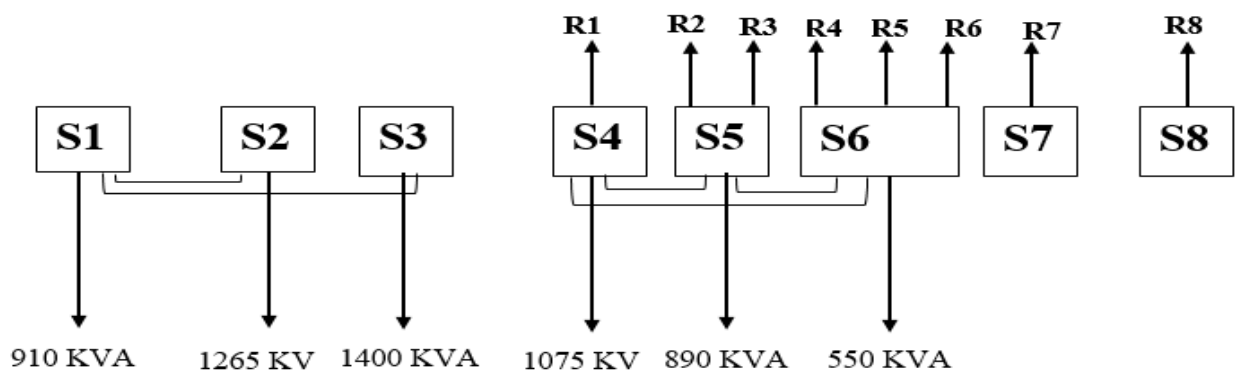


Figure IV-3: Schéma de la configuration des transformateurs.

R : Réserve ;

S : Transformateur (voir planche-2).

	Puissance débitée par chaque transformateur (KW)	Puissance nécessaire de compensation (Kvar) 506
S1	506	626
S2	885	612
S3	1308	68
S4	264	955
S5	278	754
S6	460	150

Les condensateurs sont de type Siemens :

- **4 RBA** **330 - 1 BB 40**
- **MRV / Oil / Innen Maim.**
- **66 UF – 10 / 5%**
- **400 V** **50 Hz**
- **8,3 A** **3,3 Kvar**

Ils sont disposés de la manière suivante : 8 condensateurs en amont et 18 en aval de chaque transformateur (compensation par groupes et compensation globale).

A l'étude, tous les résultats n'ont pas été concluants, de divers inconvénients apparaissent et le seul dispositif permettant de répondre au problème de compensation des déséquilibres est le compensateur avec absorbeur inductif à réglage par thyristors.

Son efficacité dépend de deux éléments principaux :

- ❖ Le dimensionnement, ou le rapport entre la puissance de l'équipement perturbateur et la puissance réactive de la batterie et de l'absorbeur ;
- ❖ Le dispositif de commande de l'élément de réglage.[15]

IV.3. Renforcement des câbles

IV.3.1. Choix et calcul de la section des câbles

Pour une section faible, il faut toujours penser aux pertes, par contre si elle est grande, la réalisation de la ligne est onéreuse, c'est pourquoi on doit déterminer la section optimale, ou bien la section économique.[13]

Définition : On appelle section optimale, la section pour laquelle les dépenses d'exploitation annuelles comprenant le coût d'énergie perdue lors du transport et les dépenses annuelles pour l'entretien et l'amortissement des lignes seront minimales.

D'où le coût conventionnel de la ligne est de la forme :

$$Z = (a_{exp} + a_{act}) K + C_o \Delta A \quad (IV- 7)$$

$$Z = a K + C_o \Delta A \quad (IV - 8)$$

Avec a_{exp} : taux d'exploitation (0,04 ÷ 0,1) ;

a_{act} : taux d'actualité (0, 125) ;

K : Investissement.

C_o : Coût d'un KWh de pertes d'énergie

ΔA : Pertes d'énergie

La section du conducteur F est appelé économique si avec laquelle la fonction Z devient minimale. Pour une ligne, on peut écrire :

$$K = (k'_o + k''_o F) L \tag{IV-9}$$

k'_o : Le coût de construction d'un km de ligne ne dépend pas de la section du conducteur ;

k''_o : Le coût de construction d'un km de ligne dépend de la section F du conducteur ;

L : longueur de la ligne.

Les pertes d'énergie sur cette ligne sont déterminées par :

$$\Delta A = 3 R I_{max}^2 \cdot \tau \tag{IV-10}$$

$$R = \frac{\rho L}{F} \Rightarrow \Delta A = 3 I_{max}^2 \cdot \tau \frac{\rho L}{F} \tag{IV-11}$$

Avec I_{max} : Courant de la ligne en régime de la charge maximale

τ : Durée des pertes maximales dans une année (en heure)

ρ : Résistivité du métal choisi.

F : Section du conducteur (en mm²)

Par conséquent le coût conventionnel de la ligne est une fonction de la section F du conducteur :

$$Z(F) = a(K'_o + K''_o) L + 3 I_{max}^2 \cdot \tau \frac{\rho L}{F} \cdot C_o \tag{IV-12}$$

Ou $Z(F) = Z_k(F) + Z_{\Delta A}(F) \tag{IV-13}$

Avec $Z_k(F) = a(K'_o + K''_o) L$

$$Z_{\Delta A}(F) = 3 I_{max}^2 \tau \frac{\rho L}{F} \cdot C_o$$

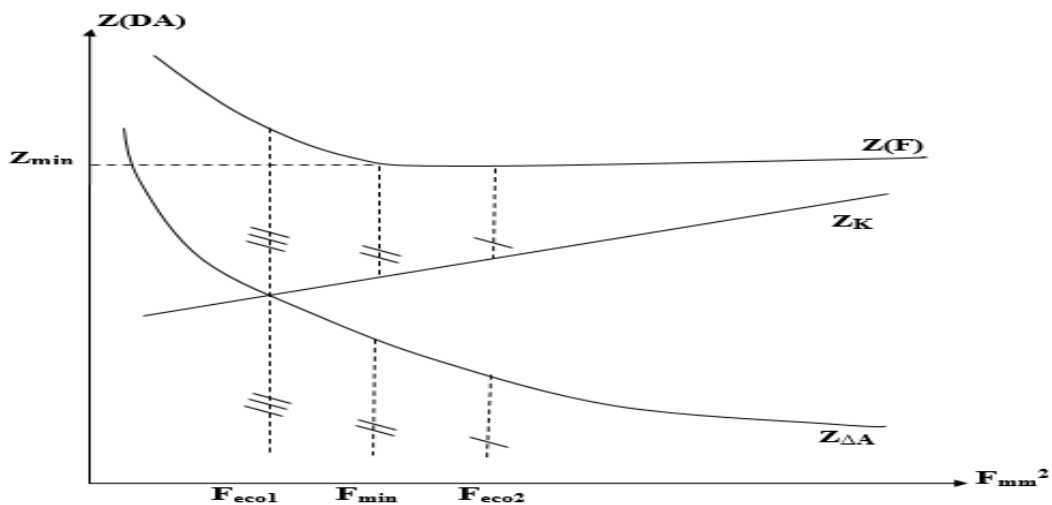


Figure IV-4: Représentation graphique de Z(F).

La section économique F_{eco} est déterminée par l'équation :

$$\frac{dz(F)}{dF} = aK'_o L - 3I_{max}^2 C \frac{\rho L}{F} C_o = 0$$

$$F_{min} = I_{max} \sqrt{\frac{3C_p C_o}{aK_o''}} \quad (IV-14)$$

d' ou $J_{eco} = \frac{I_{max}}{F_{min}} = \sqrt{\frac{aK_o''}{3C_p C_o}}$

C'est la densité économique du courant, qui dépend de plusieurs facteurs caractérisant l'économie et la technique de chaque pays dans chaque période.[14]

En générale, la valeur de la densité économique du courant est donnée par le (tableau IV-6).

Tableau IV-V: Valeurs de la densité économique du courant dans chaque période.

Conducteur	Tmax		
	1000 + 3000	3000+ 5000	5000 + 8760
Conducteur nu cuivre	2,5	2,2	1,8
Aluminium	1,3	1,1	1,0
Câble isolé en papier et fil en caoutchouc	3,0	2,5	2,0
Cu Al	1,6	1,4	1,2
Ensemble isolé en caoutchouc Cu	3,5	3,1	2,7
Al	1,9	1,7	1,6

C'est à dire que suivant le matériel du conducteur et le temps d'utilisation de la puissance maximale P_{max} , on trouve la densité économique du courant. La section économique du

conducteur est donnée par : $F_{eco} = \frac{I_{max}}{j_{eco}} \quad (IV-15)$

❖ Valeurs normalisées des sections (en mm) :

— 1.5-2.5- 4-6-10-16-25-35-50-70-95-120-150-185-240-270-300-400-500-600-700

La section économique calculée F_{eco} est : $F_{eco1} < F_{eco} < F_{eco2}$

Alors si :

$F_{eco} > \sqrt{F_{eco1} - F_{eco2}}$ On choisit F_{eco1}

$F_{eco} < \sqrt{F_{eco1} - F_{eco2}}$ On choisit F_{eco1}

$F_{eco} = \sqrt{F_{eco1} - F_{eco2}} \Rightarrow Z(F_{eco1}) = (F_{eco2})$

Dans la pratique on choisit F_{eco2} , la plus grande section (diminution des pertes d'énergie).

• Détermination de la section optimale pour notre installation :

Au niveau de notre unité le temps maximum d'utilisation de la puissance est estimé à 2590 heures pour la charge d'éclairage et 1840 heures pour la charge force.

On voit que $1000 < t < 3000$ heures, donc on choisit un câble en cuivre isolé en papier et fil isolé en caoutchouc, ce qui correspond à une densité économique du courant $J_{eco} = 3$ (A/mm2). On prend comme exemple de calcul l'unité 26 alimentée par le transformateur S_1 , où $I = 250A$,

alors $F_{\acute{e}co} = 250/3$ soit $F_{\acute{e}co} = 83,33$ mm, on voit bien que $70 < F_{\acute{e}co} < 95$.

La moyenne géométrique des sections normalisées est $\sqrt{70 \cdot 95} = 81,54 \text{ mm}^2$?

Donc on a $F_{\acute{e}co} > \sqrt{F_{70} \cdot F_{95}}$ d'où la section économique choisie sera alors : $F_{\acute{e}co} = 95 \text{ mm}^2$.

Pour la section du neutre, elle est égale à la section de phase si celle-ci est inférieure à 35 mm^2 et ne doit pas dépasser le $2/3$ de la section de phase pour les autres valeurs.

IV.3.2. Calcul sur les pertes de câbles :

On se sert de l'équation $\Delta P = 3RI^2$ [KW], on peut trouver les pertes pour chaque câble et d'après l'écriture universelle des pertes on a : $\Delta P \leq 2\%$ donc, on peut identifier la surcharge de quelques câbles qu'on désire les renforcer et pour savoir la durée de perte de puissance maximale " τ " correspondant par exemple au $\cos\phi = 0.8$ donné et à un temps de période 5000 h, on se sert de la courbe de la *figure IV-5*.

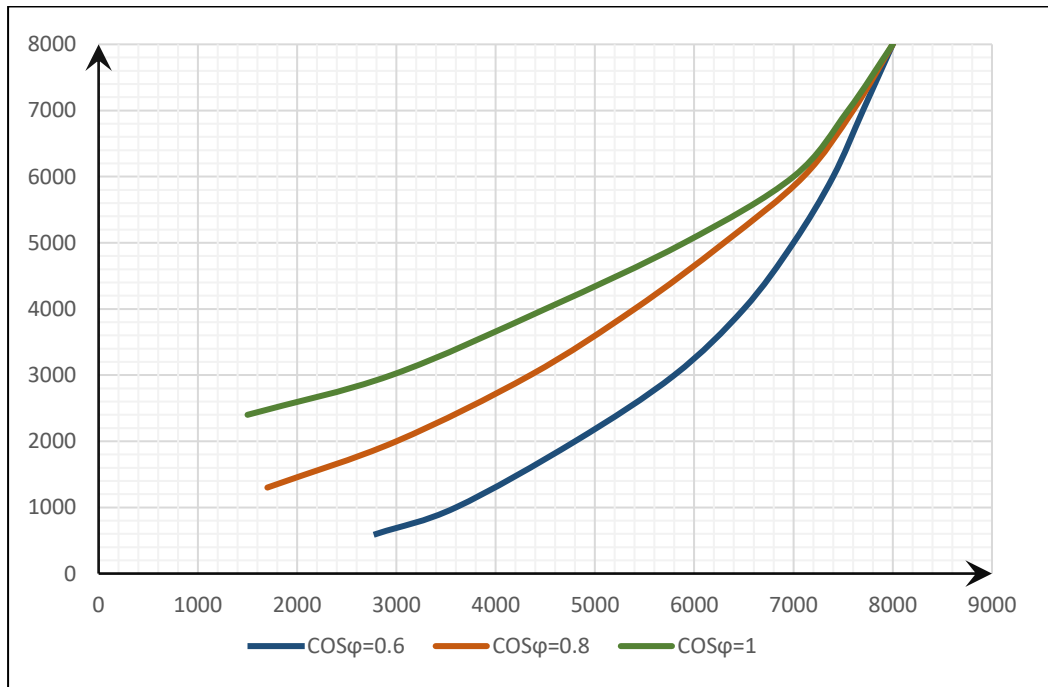


Figure IV-5: Courbe de détermination des pertes maximales de puissance.

On regarde l'axe de période T(h) (T= 5000 h), on la même l'horizontal et on repère le point qu'il coupe avec le $\cos\phi = 0.8$ voulu. Delà on le projeté sur l'axe des ordonnées par une vertical et on obtient la valeur de " τ " demandée ($\tau = 3500$ h)

On propose une augmentation de la section des câbles surchargés. Pour des calculs de la résistance du câble, on a utilisé le *tableau (IV-7)* qui nous donne la section en fonction de la résistance ohmique. (*Voir annexe-6*)

Tableau IV-VI: Résistances et données de construction pour des fils en cuivre

Section nominale	Section réelle	Diamètre	Résistance à 20°C	Poids du fil
Sn	Sr	D	r	p
mm ²	mm ²	mm ²	Ω/m.10	N/m.10
6	5.15	2.7	3.06	520
10	9.63	3.5	1.84	870
16	15.50	5.0	1.20	1400
25	24.50	6.3	0.74	2210
35	34.10	7.5	0.54	3230
50	48.50	8.9	0.39	4390
70	68.30	10.47	0.38	6180

IV.3.3. Calcul des pertes électroénergétiques annuelles :

Ces calculs sont basés sur les paramètres suivants :

ΔP : Pertes dans le câble (kW).

T_{max} : Durée de la charge maximale pendant une année (h/an)

$\cos\varphi$: Le facteur de puissance transporté par le câble

C : Durée des pertes maximales (h/an)

ΔA : Pertes d'énergie annuelles (kwh/an)

$$\Delta A = C \Delta P_{max} \text{ (KWh/an)} \quad (IV-16)$$

Le graphe $= f(T, \cos\varphi)$, nous facilite de trouver les valeurs de C tout en connaissant T et $\cos\varphi$. (Chapitre IV.2.2)

Et on peut aussi le calculer suivant la formule de Kezevits :

$$\tau = (0.124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ (h)} \quad (IV-17)$$

IV.4. Régime économique de fonctionnement des transformateurs :

Dans le réseau moderne, la diminution des pertes de puissance à vide est très essentielle. On sait que les pertes à vide sont proportionnelles au carré de la tension et au nombre de transformateur dans un poste

Le nombre de transformateurs branchés doit être tel que les dépenses annuelles seront minimales, il faut donc organiser les transformateurs de sorte à obtenir le régime économique auquel correspond le minimum de dépenses annuelles.[13]

IV.4.1. Dépenses annuelles :

$$D = ka + C_0 \Delta A \quad (IV-18)$$

Avec D : dépenses annuelles

K : Investissement

a : Coût du poste (capital investi)

Co : Prix d'un kWh de perte

ΔA : pertes d'énergie

On remarque que les dépenses qu'on peut diminuer c'est seulement ΔA Définie par :

$$\Delta P = \Delta P \cdot t \quad (IV-19)$$

Avec ΔP : Pertes totales dans un transformateur

t : Durée du fonctionnement du transformateur

$$\Delta P = \Delta P_F + AP_{cu} \quad (IV-20)$$

Avec : ΔP_F : Pertes Fer

ΔP_{cu} : Pertes cuivre

Donc le problème revient à diminuer ΔP du transformateur [12]

IV.4.2. Courbe des pertes en fonction de la charge :

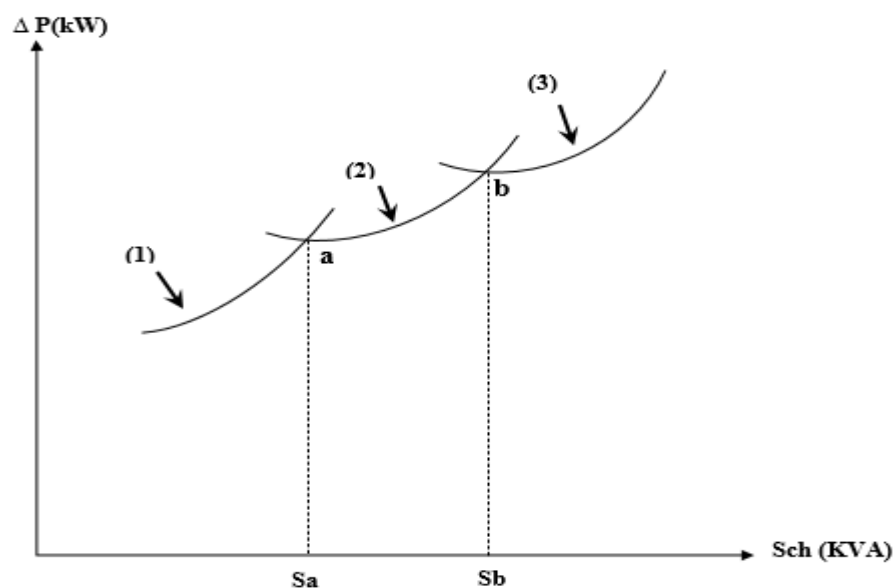


Figure IV-6: Fluctuations des pertes en fonction de la charge X

Les variations des pertes dans les transformateurs en fonction de la charge sont présentées sur la figure 1,

- **Courbe (1)** : correspond au fonctionnement d'un seul transformateur
- **Courbe (2)** : correspond à deux transformateurs
- **Courbe (3)** : correspond à trois transformateurs

Le point 'a' donne la charge pour laquelle les pertes dans un ou deux transformateurs branchés sont identiques.

Le point 'b' donne la charge S_b pour laquelle les pertes dans deux ou trois transfos branchés sont identiques

A condition :

- ✓ Si $S < S_a$, il est économiquement avantageux d'utiliser un seul transformateur ;
- ✓ Si $S_a \leq S \leq S_b$, il est économiquement avantageux d'utiliser deux transformateurs ;
- ✓ Si $S > S_b$, il est économiquement avantageux d'utiliser trois transformateurs.

Dans le problème revient à déterminer les valeurs des charges S_a et S_b ,

• **Détermination des valeurs S_a et S_b :**

Les valeurs S_a et S_b sont de charges limitées déterminent des régimes économiques de fonctionnement de 1,2 ou 3 transformateurs.

Pour cela en utilisant les conditions :

➤ **Au point a** $\Delta P_1 = \Delta P_2$ (1)

➤ **Au point b** $\Delta P_1 = \Delta P_2$ (2)

Pour le cas d'un poste à 3 transformateurs ; les pertes de puissance active sont données par la formule :

$$\Delta P = \Delta P_{F1} + \Delta P_{F2} + \Delta P_{F3} + \Delta P_{C1} \left(\frac{S_1}{S_{(1)n}} \right)^2 + \Delta P_{C2} \left(\frac{S_2}{S_{(2)n}} \right)^2 + \Delta P_{C3} \left(\frac{S_3}{S_{(3)n}} \right)^2$$

Ou
$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_{Fi} + \sum_{i=1}^n \Delta P_{Ci} \left(\frac{S_i}{S_{in}} \right)^2 \quad (IV-21)$$

Avec S_i : Charges des transfos

S_{in} : Puissance nominales des transfos

n : Nombre de transfos qui sont branchés

S : Charge commune totale

Or
$$S_i = S \frac{S_{in}}{\sum S_n}$$

D'où
$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_{Fi} + \sum_{i=1}^n P_{Ci} \left(\frac{S}{\sum S_n} \right)^2 \quad (IV-22)$$

➤ **Au point a :** (1) $\rightarrow \Delta P_{F1} + \Delta P_{C1} + \Delta P_{C1} \left(\frac{S_a}{\sum_{(1)} S_n} \right)^2 =$

$$\Delta P_{F1} = \Delta P_{F2} + \Delta P_{C1} \left(\frac{S_a}{\sum_{(1)} S_n} \right)^2 + \Delta P_{C2} \left(\frac{S_a}{\sum_{(2)} S_n} \right)^2$$

$$D'o\grave{u} \quad S_a = \sqrt{\frac{\Delta_{F1}(\sum_{(1)} S_n)^2 (\sum_{(2)} S_n)^2}{\Delta_{P_{C1}} (\sum_{(2)} S_n)^2 - (\Delta_{P_{C1}} + \Delta_{P_{C2}}) (\sum_{(1)} S_n)^2}} \quad (IV-23)$$

$$\begin{aligned} \text{➤ Au point b :} \quad (2) \rightarrow \Delta_{P_{F1}} + \Delta_{P_{F2}} + \Delta_{P_{C1}} \left(\frac{S_b}{\sum_{(2)} S_n}\right)^2 + \Delta_{P_{C2}} \left(\frac{S_b}{\sum_{(2)} S_n}\right)^2 = \\ \Delta_{P_{F1}} + \Delta_{P_{F2}} + \Delta_{P_{F3}} + \Delta_{P_{C1}} \left(\frac{S_b}{\sum_{(3)} S_n}\right)^2 + \Delta_{P_{C2}} \left(\frac{S_b}{\sum_{(3)} S_n}\right)^2 + \Delta_{P_{C3}} \left(\frac{S_b}{\sum_{(3)} S_n}\right)^2 \end{aligned}$$

$$D'o\grave{u} \quad S_b = \sqrt{\frac{\Delta_{F3}(\sum_{(2)} S_n)^2 (\sum_{(3)} S_n)^2}{(\Delta_{P_{C1}} + \Delta_{P_{C2}}) (\sum_{(3)} S_n)^2 - (\Delta_{P_{C1}} + \Delta_{P_{C2}} + \Delta_{P_{C3}}) (\sum_{(2)} S_n)^2}} \quad (IV-24)$$

Pour notre installation, les puissances nominales des transformateurs sont identiques donc on peut simplifier :

$$S_a = S_n \sqrt{\frac{2\Delta_{P_F}}{\Delta_{P_C}}} \quad (IV-25)$$

$$S_b = S_n \sqrt{\frac{6\Delta_{P_F}}{\Delta_{P_C}}} \quad (IV-26)$$

S_n : Puissance nominale d'un transfo.

Cas général :

Pour un poste a n transformateurs de puissance nominale égale, on peut déduire la charge limité S_1 pour laquelle il est rationnel de passer de n à (n-1) transformateur par analogie.

$$S_t = S_n \sqrt{\frac{n(n-1)\Delta_{P_F}}{\Delta_{P_C}}} \quad (IV-27)$$

De nombreux projets de ce type ont été réalisés, mais les résultats n'ont pas été aussi concluants que l'installation exige une modification seulement une proposition qui pourra nous donner de résultats satisfaisants ; c'est la puissance de chaque transformateur avec laquelle l'usine est alimentée raison du niveau de puissance consommé diminue, on ait plus besoin des transformateurs de 1250 KVA. Il convient donc d'utiliser d'autres dont la puissance est inférieure à celle existé avant, mais tenir compte toujours du taux de charge des transformateurs. La relation qui lie entre la puissance apparente moyenne de charge et la puissance nominale du transformateur est :

$$S_n = \frac{S_m}{nKch} \quad (IV-28)$$

Avec S_n : Puissance nominale d'un transformateur

S_m : Puissance apparente moyenne de charge

n : Nombre de transformateur (n=6)

Kch : Facteur de charge

Les valeurs normalisées des facteurs de charge sont :

- $0,65 < kch < 0,7$ quand les récepteurs de la première catégorie prédominent ;
- $0,7 \leq kch \leq 0,85$ quand les récepteurs de la deuxième catégorie prédominent ;
- $0,85 < kch < 0,95$ quand les récepteurs de la troisième catégorie prédominent.

• **Calcul des charges moyennes :**

$$P_m = \left(\frac{P + \Delta P}{K_m} \right) K_{ext} \cdot \frac{K_{div}}{P} = S_{ch} \cos \varphi \quad (IV-29)$$

P_m : Puissance active moyenne (KW)

S_{ch} : Puissance apparente de la charge (KVA)

$\cos \varphi$: Facteur de puissance de la charge

ΔP : Les pertes de puissances (kw)

K_m : Coefficient de maximum, $K_m = 1,05 + 1,15$

K_{ext} : Facteur d'extension, $K_{ext} = 1,2 + 1,25$

K_{div} : coefficient de diversité de charge, $K_{div} = 0,9 + 0,95$

La puissance maximale consommée par les récepteurs était d'environ 1400 KVA avec un facteur de puissance $\cos \varphi = 0,934$

Soit $P = 1308 \text{ kW}$ $\Delta P = 2.5 \%$ $P = 32.7 \text{ kW}$

D'où $P_m = 1384.4 \text{ kW}$

et $Q_m = (Q + \Delta Q - Q_{comp \text{ nor}}) K_{ext} \cdot K_{div} \quad (IV-30)$

$$Q = S_{ch} \cdot \sin \varphi = 1400 \cdot 0,357$$

$$Q = 500.18 \text{ kvar}$$

$$\Delta Q = 0.12 S_{ch} \quad \Delta Q = 168 \text{ kvar}$$

$$Q_{comp} = 68 \text{ kvar} \implies Q_{comp \text{ nor}} = 75 \text{ kvar (voir annexe -11)}$$

Alors $Q_m = (500,18 + 168 - 75) 1,25 \cdot 0,95$

$$Q_m = 704,33 \text{ kvar}$$

La puissance apparente moyenne sera : $S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}$

Soit $S_m = 1553,26 \text{ kvar}$

Donc si on désire calculer la puissance nominale S_n des transformateurs, on utilise la **formule (IV-28)** avec la valeur de k_{ch} la plus petite.

Soit $S_n = 400 \text{ KVA}$

- ❖ **Le gain qu'aurais pu économiser l'unité :** À partir de cette différence, on peut estimer le gain qu'aurait pu Économiser l'unité pour les dépenses de pertes de puissance à vide de transformateurs pendant par exemple 5 années passées.

Dans la journée, le réseau national comporte différents postes Horaire d'après " système de tarification SONELGAZ" (tarif 41 Pour "PMA")

	Heures de travail	Prix d'un kWh (DA/KWh)
Heures pointe	4 heures / j	52,08
Heures pleines	3 h. 30 / j	11,59
Heures creuses	7 h. 30 / j	6,11

Sachant que les jours de travail sont 210 jours /an (8h/j) et 21 j/mois ; ainsi on peut calculer le temps de pertes de puissance à vide pendant les 5 années passées :

- **Pointe** : $t_p = 4 \times 210 \times 5 \implies t_p = 4200$ heures ;
- **Heures pleines** : $t_{HP} = 3,5 \times 210 \times 5 \implies t_{HP} = 3675$ heures ;
- **Heures creuses** : $t_{HC} = 7,5 \times 210 \times 5 \implies t_{HC} = 7875$ heures.

Les dépenses de pertes de puissance et l'investissement sont donnés par la formule :

$$D = \Delta P_0 (t_p \cdot P_p + t_{HP} \cdot P_{HP} + t_{HC} \cdot P_{HC}) C_I + e C_I \tag{IV-31}$$

Avec : ΔP_0 : Pertes de puissance active à vide d'un transformateur ;

t_p t_{HP} et t_{HC} : Temps de pertes de puissance respectivement pendant la pointe, les heures pleines et heures creuses ;

P_p P_{HP} et P_{HC} : Prix d'un kwh respectivement pendant les heures de pointe pleines et creuses ;

c_I : Coût d'un transformateur ;

e : Taux d'intérêt, $e = 0,15$.

Ainsi le gain d'économie est la différence entre les dépenses pour un transfo de 1250 KVA qui est déjà installé et un transfo de 400 KVA qu'il fallait installer.

D'où le gain :

$$G_T = [\Delta P_0(1250)(t_p \cdot P_p + t_{HP} P_{HP} + t_{HC} \cdot P_{HC}) + C(1250) + eC(1250)] - [\Delta P_0 (400)(t_p \cdot P_p + t_{HP} P_{HP} + t_{HC} \cdot P_{HC}) + C (400) + eC(400)]$$

$$G_T = [\Delta P_0 (1250) - \Delta P_0 (400)] (t_p \cdot P_p + t_{HP} P_{HP} + t_{HC} \cdot P_{HC}) + [C (1250) - C (400)] \times (1 + e)$$

Où $\Delta P_0(1250) = 2,37kw$ $C (1250) = 230.000 DA$

$\Delta P_0(400) = 0,75KW$ et $C (400) = 80.000 DA$

Facture PMA

- ✓ $t_p = 4200$ h $P_p = 154,8 DA/kWh$
- ✓ $t_{HP} = 3675$ h $P_{HP} = 34,4 DA/kWh$ (voir annexe-2)
- ✓ $t_{HC} = 7875$ h $P_{HC} = 18,2 DA/kWh$

D'où le gain $G_T = 1662746,1 DA$

$$G_T = 1700000 \text{ DA}$$

$$G_T = 340000 \text{ DA/année}$$

On peut aussi donner une recommandation pour la charge limite, en se servant des deux formules (IV-25) et (IV-26)

$$S_n : 400 \text{ MVA}$$

$$\Delta P_F : 0.75 \text{ kW}$$

$$\Delta P_C : 4 \text{ kW}$$

$$S_a : 245 \text{ MVA}$$

$$S_b : 425 \text{ MVA}$$

Recommandations :

- Si $Sch < 245$ (MVA) on doit utiliser un seul transformateur
- Si $245 \leq Sch \leq 425$ (MVA) on doit utiliser deux transformateurs
- Si $Sch > 425$ (MVA) on doit utiliser les trois transformateurs.

IV.5. Dimensionnement des batteries de condensateurs nécessaires :

Le tableau (IV-9) des données technico-économiques des batteries nous permet de calculer le gain d'économies entre les batteries installées et les batteries convenables aux nouveaux transformateurs.

Tableau IV-VII: Données technico-économiques pour les batteries de condensateurs type siemens

Type(kvar)	Perte (kW/kvar)	Poids (t)	Volume (M^3)	Prix en (mille roubles)
80	0.0045	0.380	25	3.78
100	0.0045	0.928	30	6.92
160	0.0045	1.230	30	9.08
220	0.0045	1.300	50	12.36
280	0.0045	1.600	50	13.74

Avec 1 Rouble = 22,75 DA

Pour une durée effective de 168h/mois, la surcompensation de l'énergie réactive est 3,36 Mvarh. A partir de cette valeur, on peut estimer le gain qu'aurait pu économiser l'unité pour les dépenses de surplus de compensation pendant 5 années passées.

$$Q^+ = 3.36 \times 10 \times 5 = 168 \text{ Mvarh}$$

Or $G_{Er} = 8.08 \text{ DA / kvarh}$

D'ou $G_{BC} = 168 \cdot 10^3 \cdot 8.08 \text{ DA}$

$$G_{BC} = 1357440 \text{ DA}$$

$$G_{BC} = 1400000 \text{ DA}$$

$$G_{BC} = 280000 \text{ DA / année}$$

IV.5.1. Dépenses annuelles d'exploitations :

Le prix des batteries utilisées pour la compensation avec le montage pour chaque transformateur nous revient :

$$3,78 \cdot 10^3 \text{ Roubles}$$

Soit 88995 DA

Dans le prix calculé est compris les prix d'appareillage, de montage et de la construction de la chambre nécessaire, les dépenses d'exploitation (C) se composent :

1°) Décompte d'amortissement (Ca) ;

2°) Dépenses annuelles de réparation et d'entretien (Cd) ;

3°) Les frais pour les pertes d'énergie active dans les batteries (C Δ A) pendant un an.

$$1^\circ) C_a = \frac{P_{a0} \cdot K}{100} \quad [\text{DA/an}] \quad (\text{IV-32})$$

$$C_a = 7119.6 \text{ DA/an}$$

Avec P_{a0} : Décomptes annuels d'amortissement par la norme nationale ($P_{a0}=8\%$)

K : Investissement (DA) ($K = 88995 \text{ DA}$)

$$2^\circ) C_d = \frac{P_d \cdot K}{100} \quad [\text{DA/an}] \quad (\text{IV-33})$$

Avec P_d : Décomptes annuels de réparation et d'entretien ($P_d = 4,5\%$)

$$C_d = 4004.77 \text{ DA/an}$$

$$3^\circ) C\Delta A = \Delta A \cdot B \quad [\text{DA/an}] \quad (\text{IV-34})$$

$$\text{Et } \Delta A = 0.45 \% Q_c \cdot \tau$$

Avec τ : Durée annuelle de pertes de charges

B : le prix d'énergie active [DA/kWh]

Q_c : valeur normalisée de compensateur [kWh]

ΔA : Perte d'énergies moyennes dans une année

$$\Delta A = 0,0045 \times 80 \times 750$$

$$\Delta A = 270 \text{ kwh}$$

$$B = 207,4 \text{ DA/kwh}$$

$$\text{D'où } C\Delta A = 55998 \text{ DA/an}$$

$$\text{La dépense d'exploitation est : } C = C_a + C_d + C\Delta A \quad (\text{DA/an})$$

$$C = 67122,37 \quad \text{DA/an} \approx 70000 \text{ DA/an}$$

$$\text{Les bénéfices pour PMA sont : } B\acute{e} = G_{BC} - C = 280\ 000 - 70\ 000$$

$Bé = 210\,000\text{ DA/année}$

IV.6. Schéma électrique modifié :

L'existence de deux sous-stations de transformation évite toute discontinuité de la circulation d'énergie en cas d'avarie sur l'une des postes sous stations de transformations. On propose donc de faire un autre schéma électrique MT/BT (*voir planche 1*) tenant compte de certains points :

1°) Le choix du mode d'alimentation est évidemment d'une très grande importance aussi bien pour l'explication que pour le prix de revient. En effet, c'est lui qui détermine le nombre et la section des canalisations, ainsi le nombre et le calibre des appareils de sectionnement, de commande et de protection.

Évidemment il faut que la section de la canalisation générale ne dépasse pas une valeur compatible avec le calibre du disjoncteur d'amont qui limite la puissance appelée et qui protège la source en cas de court-circuit sur cette canalisation.

2°) Selon la puissance de court-circuit, à couper et selon le prix d'achat de l'appareil, l'installateur choisit de placer une ou deux canalisations pour un même groupe de récepteurs.

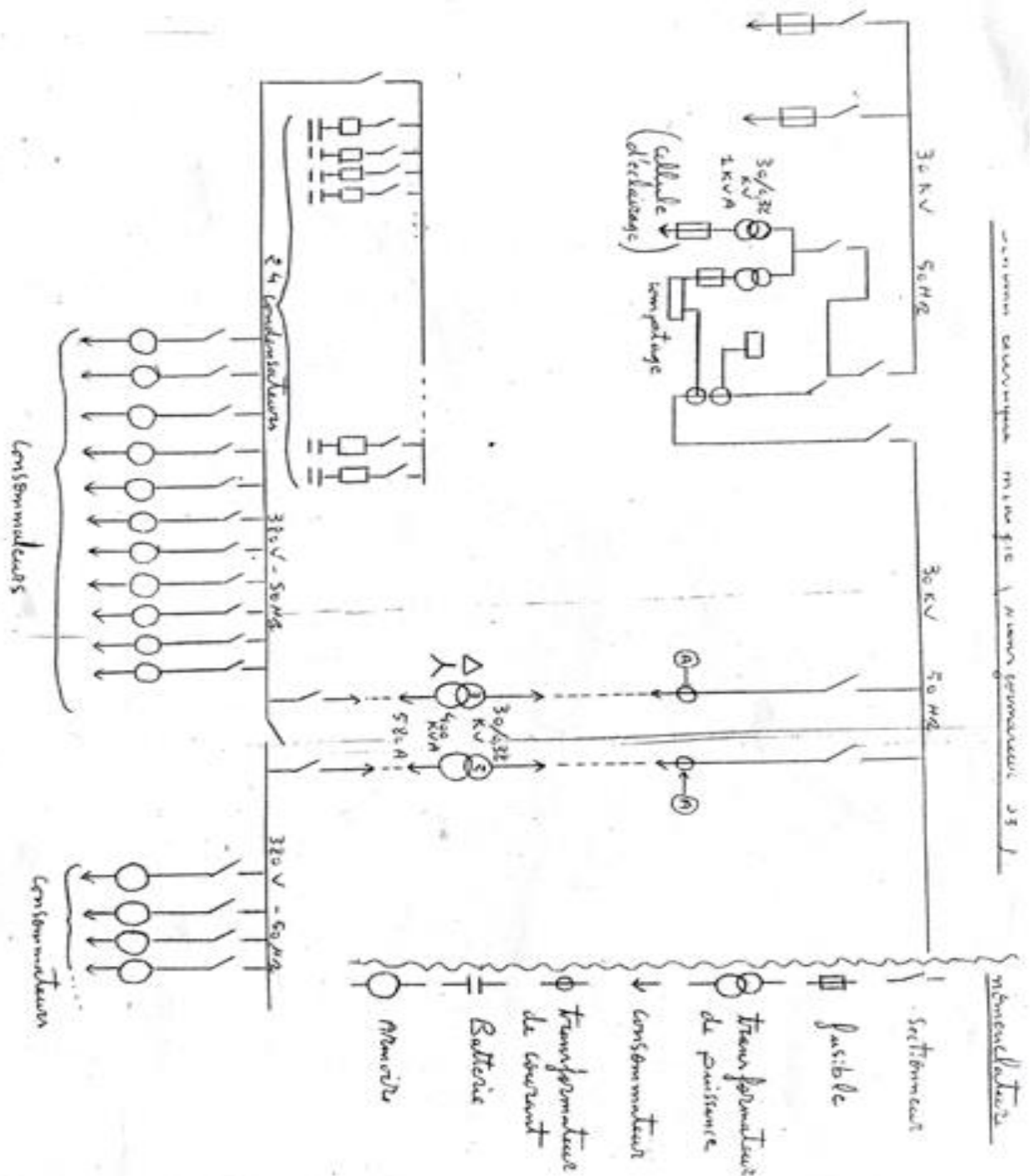
3°) Les différentes canalisations doivent être autonomes, pour être rentables en exploitation et les travaux d'entretien de réparation, de modification sont exécutables durant l'horaire de protection, car l'arrêt intempestif d'un récepteur pouvant être dangereux ou présenter des conséquences économiques fâcheuses.

4°) Cependant, il faut noter que des dispositifs de sectionnement, judicieusement disposés, peuvent rendre le même service.

Ainsi le schéma proposé, donne une configuration esthétique et économique pour l'unité productrice. Mais par l'absence de certaines données sur l'installation électrique et la qualification de cette étude nous empêche de faire un calcul sur les bénéfices totaux concernant cette modification. Seulement on peut estimer l'arrêt de certaines sections pendant une journée à la cadence de 50 millions de centimes de perte.

Nous pouvons dire qu'avec l'amélioration du schéma, on obtient un bénéfice de 500.000 DA/an.

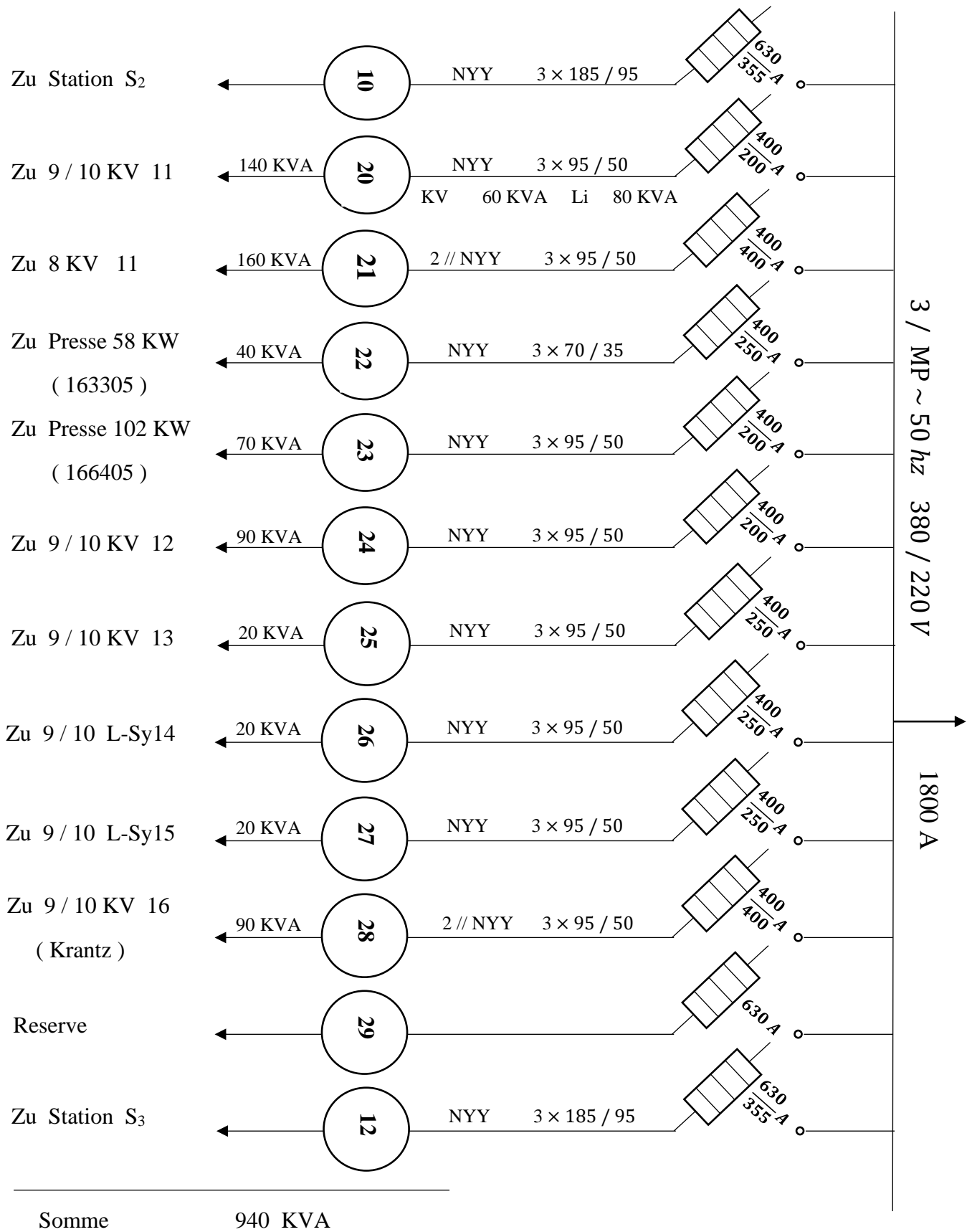
Planché 1 :



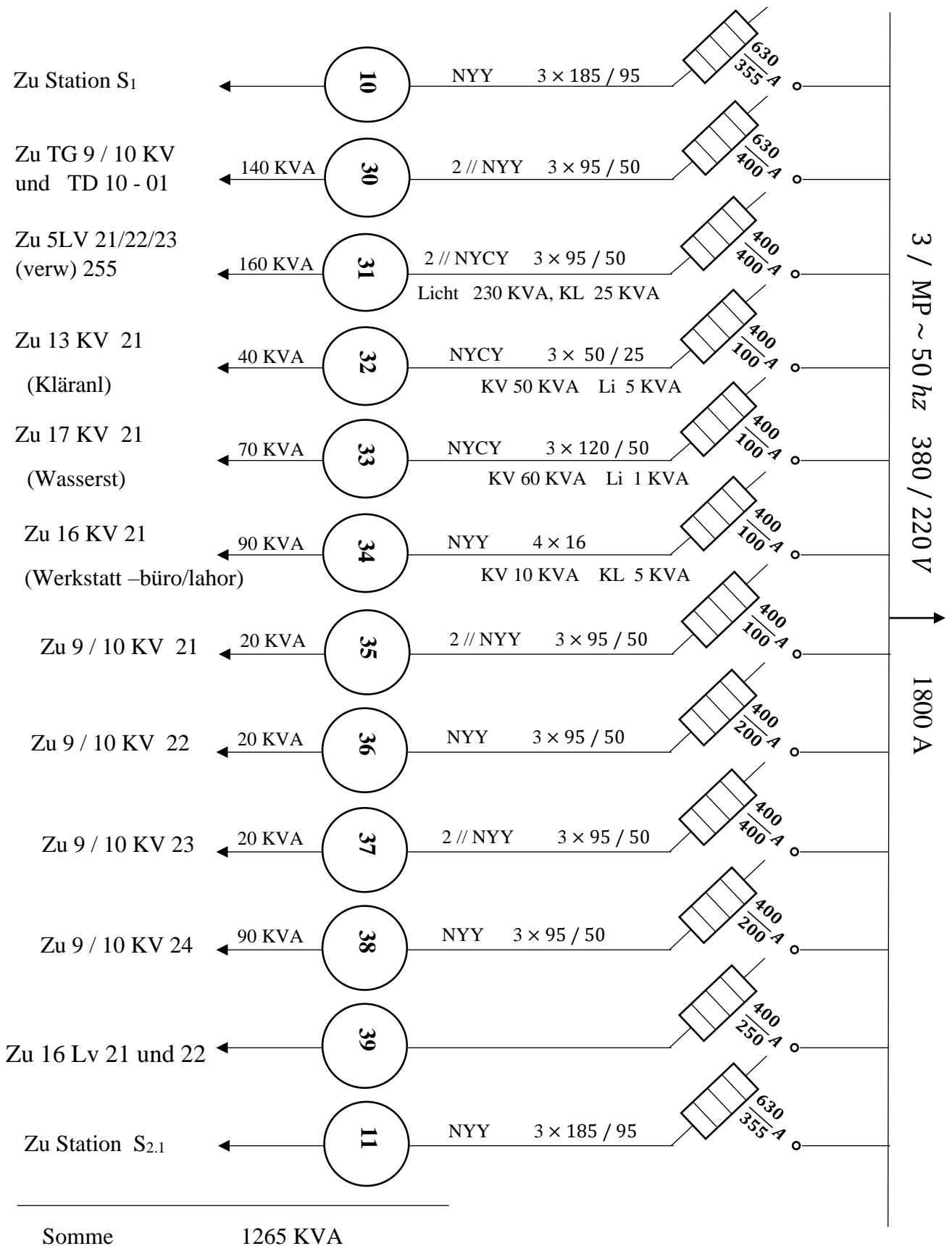
Planché 2 : Schéma d'alimentation des armoires

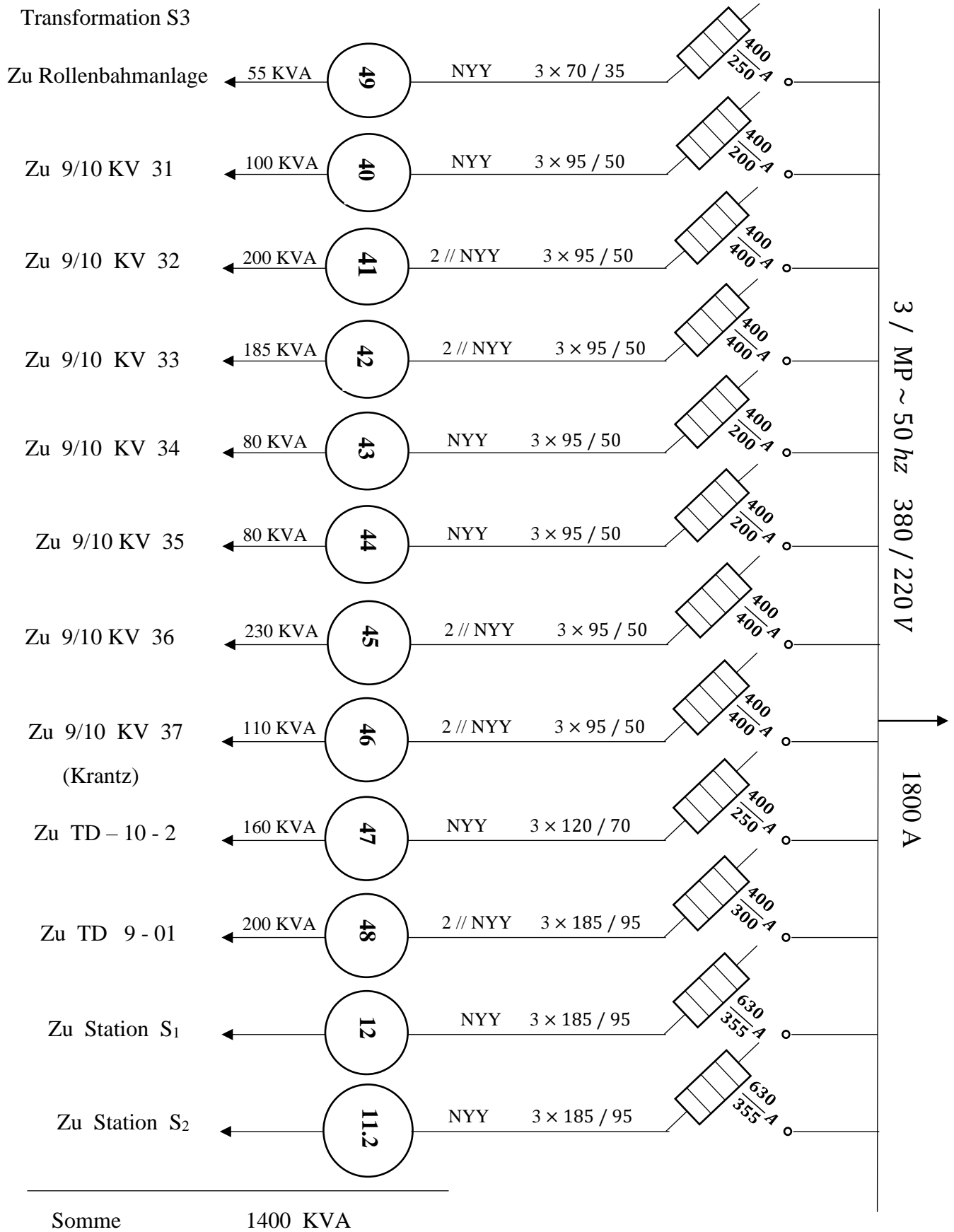
- A. Newstrom der Sicherung statt trennschalters
- B. Neenstrom der NH-Sicherung
- C. Type des kables
- D. Kabel nummer(Abgang zu)

Transformation S1 Geb

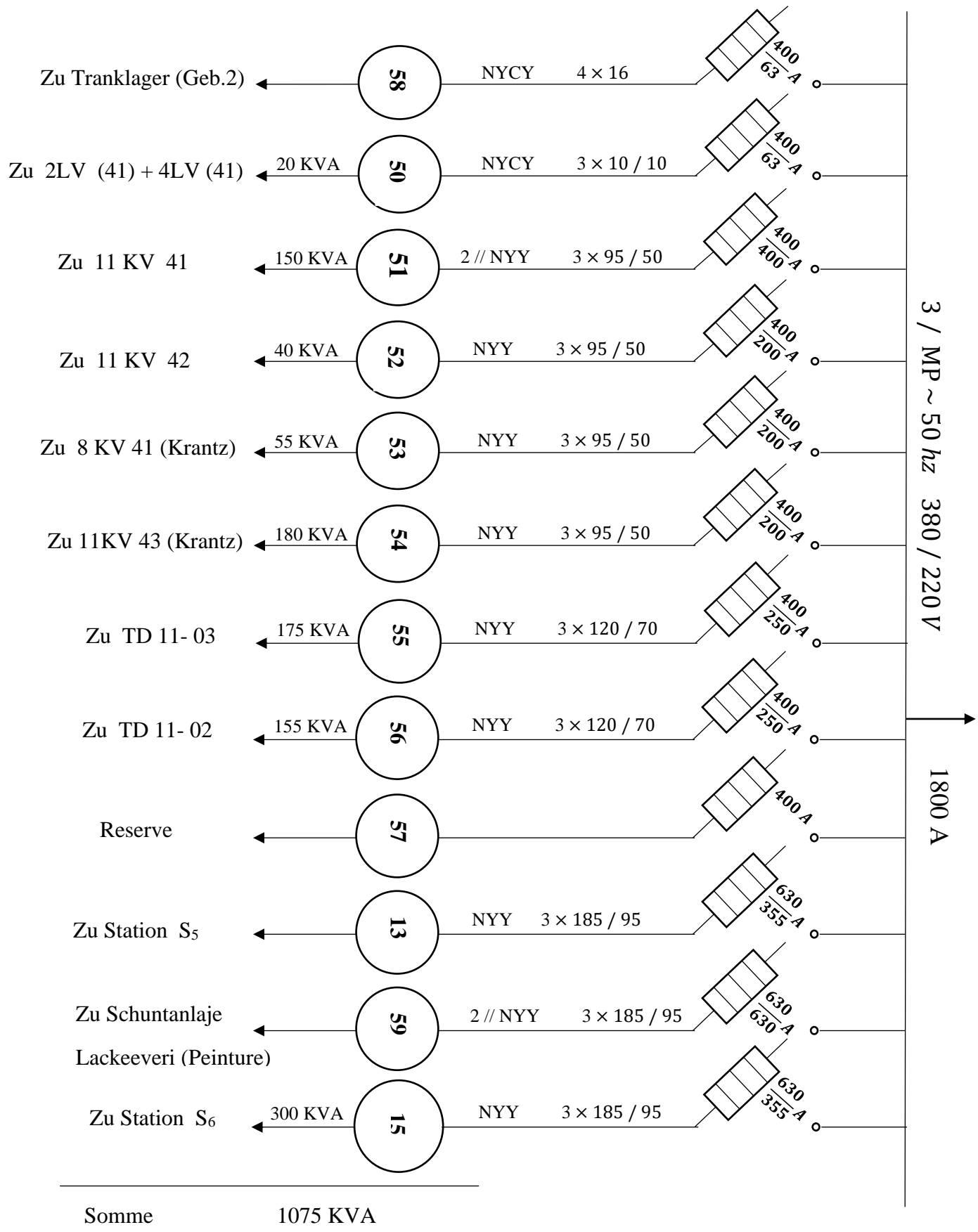


Transformation S2 Geb 9 / 10

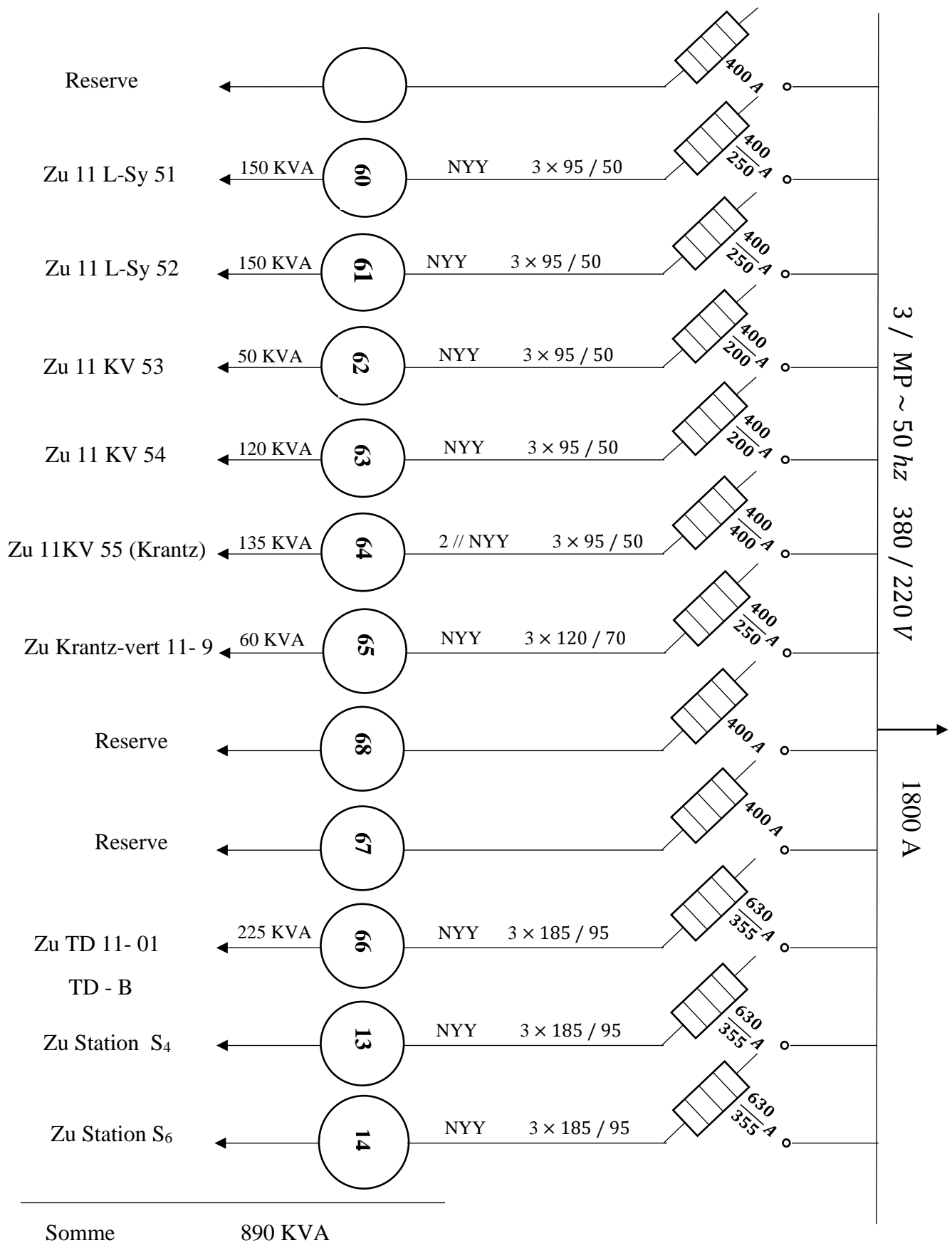




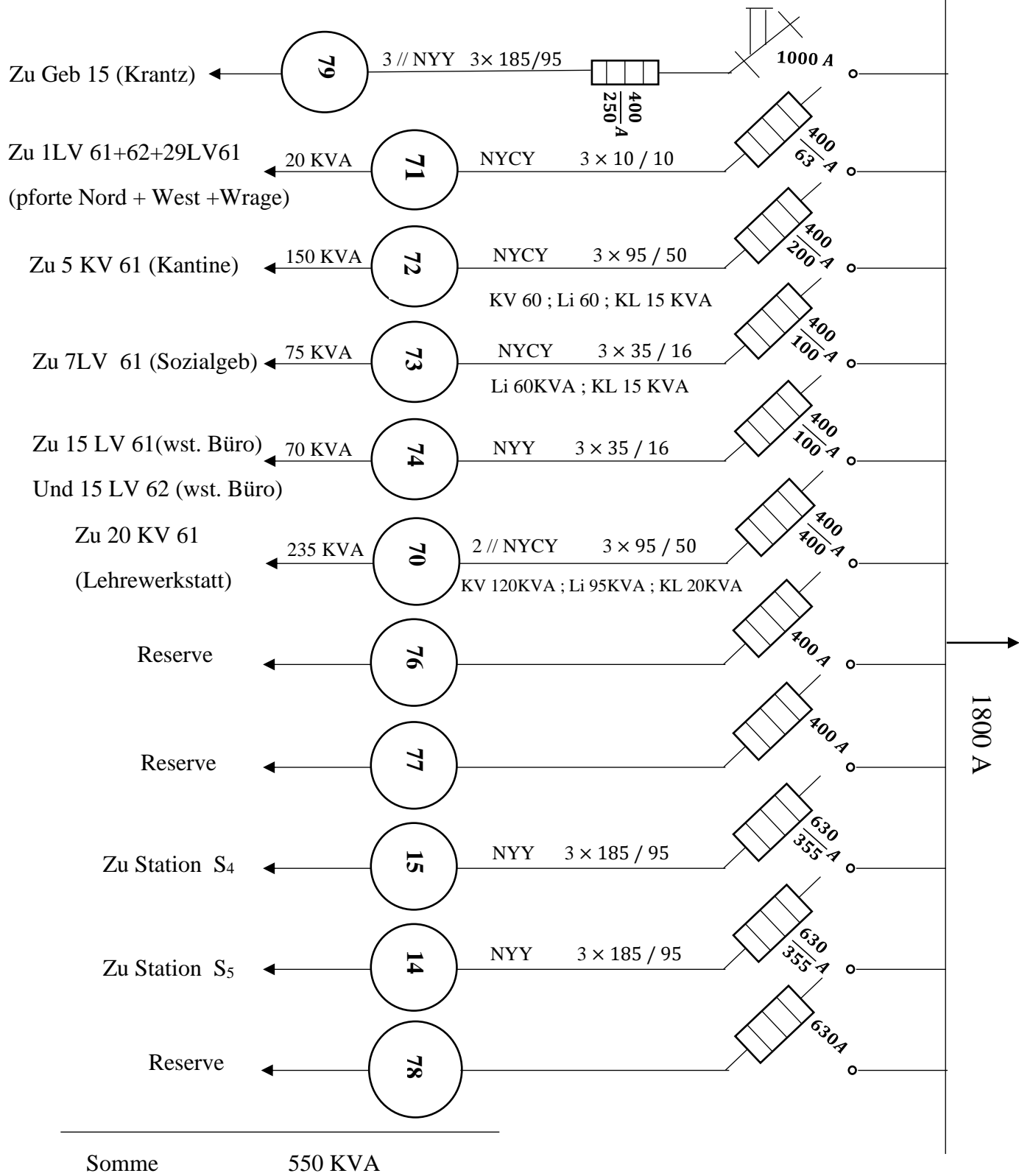
Transformation S4 (Geb) 11 (N/4)



Transformation S5 (Geb) 11



Transformation S6 Geb 11



IV.7. Conclusion :

Si la tangente est élevée, ou le cosinus est faible plus il faut compenser l'énergie et la puissance réactive de l'équipement alors une compensation globale est nécessaire pour éliminer les pénalités imposées par le gestionnaire du réseau.

Le principe de la compensation d'énergies réactives permet de réduire la consommation de l'énergie, d'annuler les chutes de tensions et les sections de câbles électriques suivants le facteur de puissance et enfin la puissance apparente fournie par le transformateur grâce à des batteries de condensateurs.

Dans cette étude nous proposons un nouveau schéma électrique qui nous garantit la diminution de la consommation de l'électroénergie dans cette entreprise dans les années prochaines.

Conclusion Générale

Suite à cette analyse de chaîne économique effectuée durant notre projet, et avec toute tâche de recherche, de mesure et de calcul nécessaire pour expliquer les différentes méthodes d'économisation de l'électroénergie, nous pouvons dire que ce cheminement pourra être suivi non seulement par l'entreprise nationale "PMA" mais par n'importe quelle entreprise industrielle.

Les qualités qui font apparaître ce cheminement et qui ont conduit au progrès économique et technique sont :

- 1) Le changement des transformateurs par d'autres plus convenables permet de faire une bonne économisation.
- 2) La comparaison entre les méthodes de compensation, nous montre l'avantage du compensateur statique par rapport à tout autre compensateur synchrone ou en gradin.
- 3) Le grand intérêt qui a été affranchi dans le système de tarification, nous a conduit à une récapitulation que c'est lui la base d'économie.
- 4) L'analyse des moteurs et une protection sélective repose le tiers des économies réalisables. C'est pourquoi nous proposons une recherche plus poussée entre ces lieux;
- 5) Une substitution d'électroénergie dans l'éclairage améliore les rendements, pour le dernier pourcentage d'économie.

L'installation électrique actuelle n'assure pas une bonne souplesse d'exploitation et de la consommation rationnelle d'électroénergie, donc il faut désormais supprimer encore les pertes modifier le comportement de l'installation, c'est pour cela nous faisons une proposition à notre institut de faire des analyses à la base de projet de fin d'étude pour le changement de l'installation électriques et les appareillages d'installation industrielles. Ainsi pour le changement des moteurs à faibles charges.

Bibliographie



- [1] *[http //www.mggal.org/voutoy/mrteo/effects des.html](http://www.mggal.org/voutoy/mrteo/effects_des.html)*
- [2] *Archives de statistiques de la centrale de nangbéto*
- [3] *Génie électrique (application) ouillet*
- [4] *Architecture et équipement (Indistry views /dreamstime.com)*
- [5] *fr.Wikipedia .org/wiki /atelier*
- [6] *Les économies d'énergie pierre L.debomy*
- [7] *Gestion de l'énergie dans l'entreprise*
- [8] *Puissance réactive*
- [9] *Étude énergétique et éclairage d'une unité de production (90/91)*
- [10] *La compensation de la puissance réactive dans les réseaux électriques avec les charges non linéaire et aléatoires*
- [11] *Électricien d'usine*
- [12] *Compensateurs statiques de -Puissance réactive Gilbert DROUIN*
- [13] *Circulation d'énergie réactive : Effets sur un réseau*
- [14] *Cours de Mr BRAHAMI 5eme année ETT*
- [15] *Mancer Nabil "contribution à l'amélioration de l'efficacité de la sélectivité du système de protection des réseaux électrique par les méthodes metaheuristiques ", Thèse de doctorat, U. BISKRA, 2017.*

Annexes

Annexes 1 :

Tableau XIV. -- Estimation des puissances consommées pour l'exemple de la figure 20 (document Aynlin Génin).

Utilisateur	Puissance nominale kW	Coefficient d'utilisation maximale	Puissance d'utilisation maximale kW	Coefficient de simultanéité 1 ^{er} niveau	Puissance nominale 1 ^{er} niveau kW	Coefficient de simultanéité 2 ^o niveau	Puissance d'utilisation 2 ^o niveau kW	Coefficient de simultanéité 3 ^o niveau	Puissance d'utilisation 3 ^o niveau kW
Atelier A									
tour n° 1	5	0,8	2	0,75	7,1	0,8	0,1		
tour n° 2	5	0,8	2						
tour n° 3	2,5	0,8	2						
tour n° 4	2,5	0,8	2						
perceuse n° 1	1	0,8	0,8						
perceuse n° 2	1	0,8	0,8						
5 prises de courant 2 - 10 A	11	1	11	0,2	2,2				
12 prises de 10 A	2	1	2	1	2				
total	25								
Atelier B									
compresseur	5	0,8	4	1	4	0,6	3,8	0,8	23
3 prises de courant 2 - 10 A	6,6	1	6,6	0,2	1,3				
10 doucs 10 W	1	1	1	1	1				
total	12,6								
Atelier C									
ventilateur n° 1	2,5	1	2,5	0,76	13,8	1	15,7		
ventilateur n° 2	2,5	1	2,5						
500 n° 1	5	1	5						
tour n° 1	5	1	5	1					
2 prises de 20 ampères 2 - 10 A	4,4	1	4,4	0,2	0,9				
12 doucs 10 W	1	1	1	1	1				
total	20,4								

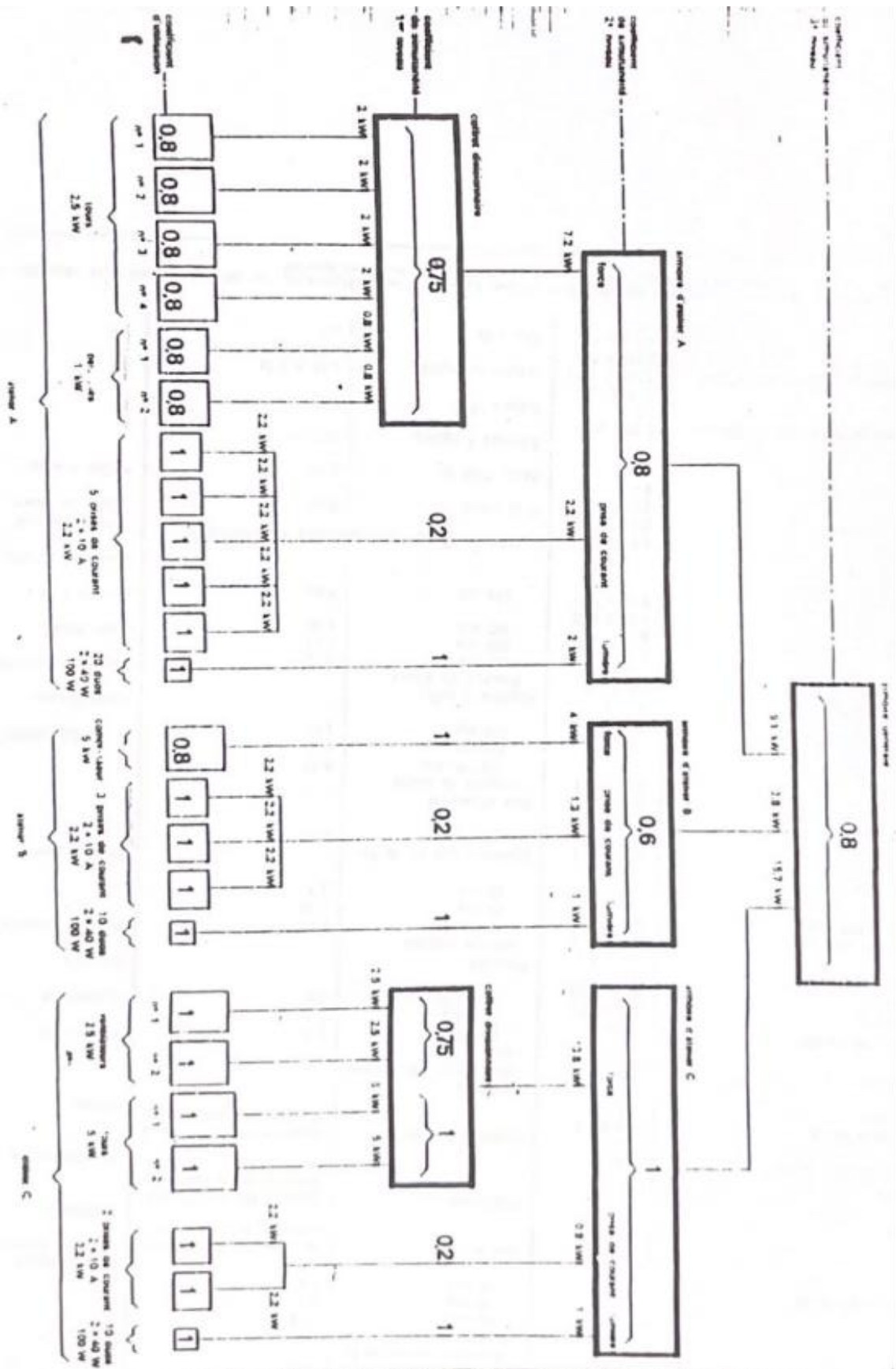


Fig. 20. — Exemple d'estimation des puissances consommées dans une usine (cf. tableau XIV) (document Meritex G&M).

MACHINES AGRICOLES ET DE CULTURE		MACHINES À TRAVAILLER LE FER		MACHINES À
Travaux de culture et de bœuage				
Arrosoirs de bœuage en bois (bois)	0,55 à 0,74	Tour portable	Égale en kW aux 3/4 de la hauteur de peinture en Pe	Scie à saut
Arrosoirs	0,55	Tour à droite		
Arrosoirs	0,75	Quantité maximale de la pièce à usiner :		
Arrosoirs à hélice	0,7 à 1,5	50 mm	1,18	
Arrosoirs à hélice (100 à 1 000 kg)	1,1	75 mm	2,2	
Arrosoirs	2 à 4	90 mm	7,4	
Arrosoirs (100 kg)	0,75	Tour vertical	Égale en kW à 8 fois le diamètre de plateau en m	Scie circulaire (à 2 000 tr/min)
Arrosoirs à hélice	0,75			
Arrosoirs de bœuage	2,2 à 11	Tour linéaire	Égale en kW à 3/8 de la longueur de la sautoie en cm	Raboteuse
Travaux - Maintenance		Fraisage horizontal	Égale en kW à 1,5 fois le diamètre du mandrin en cm	Dispositifs
Équipement complet (100 kg à 10 m en 1 vol)	0,27			
Équipement (1 à 4 kg à 10 m)	0,55			
Équipement complet (1 à 50)	4 à 5,9			
Équipement	1,5			
Équipement à hélice, bœuage	2,2 à 7,4			
	1,5 à 7			
Travaux de culture de bœuage				
Travailleur (100 à 500 kg)	0,27 à 2,2	Alésage		
Travailleur (100 à 150 kg)	0,27 à 1,5	Alésage de plateau (m)		
Travailleur (100 à 500 kg)	1,5	1,2 x 1,5	2,2	Mortaiseuse
Travailleur	1,1 à 2,7	1,8 x 0,5	3,7	Traçante
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,75 à 2,7	2,4 x 0,75	7,4	
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,7 à 1,5			
Travaux de culture de bœuage				
Travailleur à hélice	0,27 à 2,7	Perçage		
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,75 à 2,7	Perçage maximal		
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,7 à 1,5	20 mm	0,26	
		40 mm	1,30	
		80 mm	2,7	
Travaux de culture de bœuage		Mandrin (par cm de longueur de sautoie)	0,74	Tour à bois
Travailleur à hélice	0,27 à 2,7	Scie alternative		
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,75 à 2,7	capacité de réglage		
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,7	100-175 mm	0,37	
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,75 à 2,7	250 mm	1,30	
		300 mm	1,85	
Travaux de culture de bœuage		Machines à bois		
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,27 à 0,74	Quantité de bois		
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,27 à 1,5	200 mm	0,15	
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	1,5 à 5,9	300 mm	1,18	
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	2 à 9,9	400 mm	1,85	
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	2,2	500 mm	7,05	
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,27			
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,18 à 0,55			
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,18 à 0,37			
Travaux de culture de bœuage				
Travailleur à hélice	1,5 à 2,7	MACHINES DE BOULANGERIE ET BUCHERIE		
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,1	Prise à bois	0,37	Mélangeur
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,18			à sautoie
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,75	Prise (100 g)	0,18	Mélangeur à hélice
Travaux de culture de bœuage		Broyeurs à grains	0,44	
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,22 à 0,37			
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,37	Colliers 35 /	2,85	
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,15 à 0,74	Broyeur à grains	0,25 à 1,48	
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,075 à 0,74	Scie à sautoie	0,22	
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	0,075 à 0,1			
Travailleur à hélice (100 à 500 kg)	1,5 à 2,2			

Les données sont basées sur des machines normales et de qualité au standard Normasol. En général, la puissance absorbée nominale est indiquée sur les machines. Les données de référence sont données par le fabricant de la machine.

Annexes 2

E P I C B O N E L G A Z
 DIRECTION DE LA DISTRIBUTION
 S/DIRECTION DES RELATIONS COMMERCIALES
 SERVICE DOCTRINE ET GESTION CLIENTELE

ABONNES MOYENNE ET HAUTE TENSION

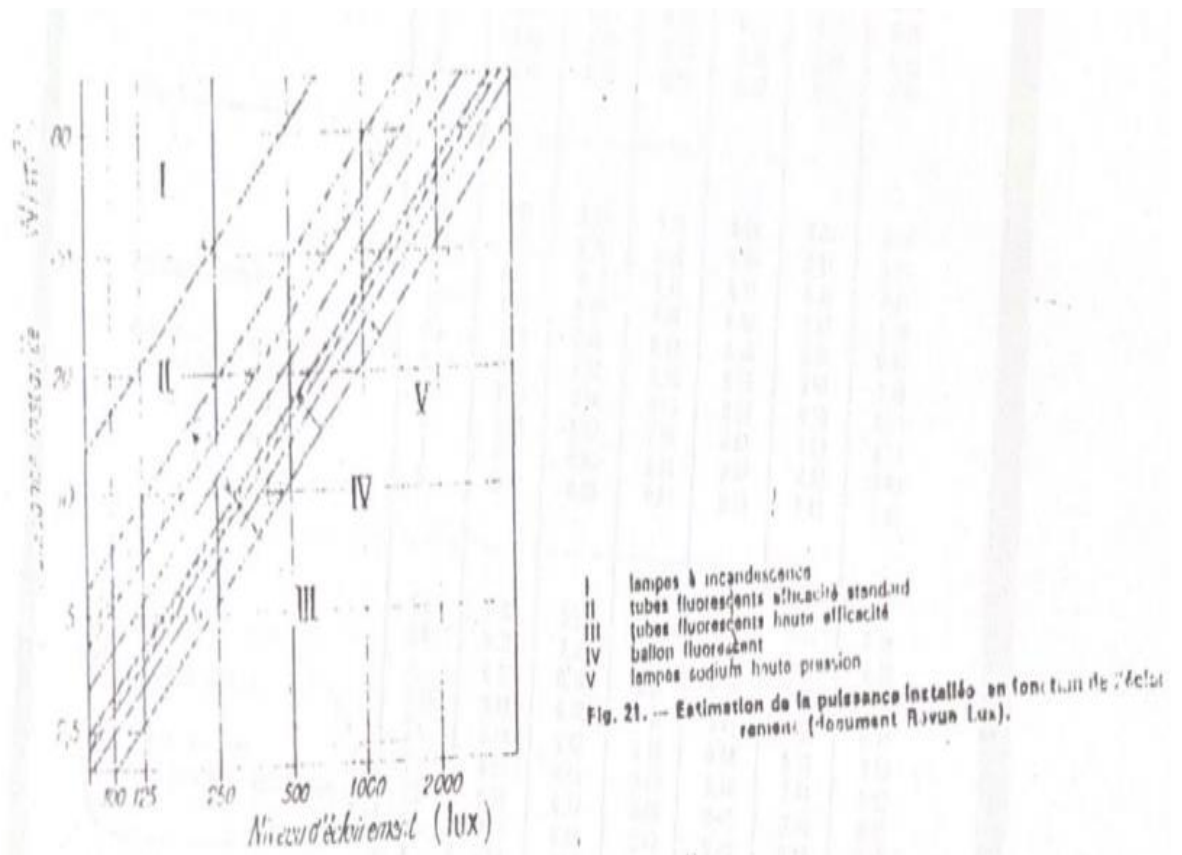
BAREMES DES PRIX EN HORS TAXES
 Décret N° 94-248 du 10 Août 1994
 JORA N° 53 du 21 Août 1994.

A compter du 1er Juin 1994

E L E C T R I C I T E						
CODE TARIF	PRIME FIXE (DA/Mois)	PMD (DA/kW/Mois)	PMA	ENERGIE ACTIVE (@DA/kWh)	ENERGIE REACTIVE (@DA/kVArh)	
					Malus	Bonus
31	134935,70	10,12	50,58	Nuit : 15,80 Pointe : 176,40 H.Pleines: 36,40	8,28	1,656
32	134935,70	26,95	134,93	Unique : 36,60	8,28	1,656
41	6865,80	4,59	20,62	Nuit : 18,20 Pointe : 154,80 H.Pleines: 34,40	8,08	1,616
42	91,50	6,87	32,06	Hors Pte : 32,10 Pointe : 154,80	8,08	1,616
43	91,50	6,87	27,44	Nuit : 18,20 Jour : 76,00	8,08	1,616
44	91,50	6,87	32,06	Unique : 66,70	8,08	1,616
51	55,96	5,83	-	Nuit : 20,80 Pointe : 139,90 H.Pleines: 37,30	-	-
52	12,97	5,83	-	Hors Pte : 30,70 Pointe : 139,90	-	-
53	12,97	2,89	-	Nuit : 20,80 Jour : 84,00	-	-
54	-	0,85	-	Unique : 84,60	-	-

	Énergie des heures creuses (CDA/kwh)	Énergie de point (CDA/kwh)	Énergie des heures pleines (CDA/kwh)	Puissance mise à disposition	Puissance maximale
année 90	6150	5208	1159	154	693
MARS 91	—	5742	1275	170	764
Juin 91	7140	6085	1354	180	850
oct 91	7570	6450	1435	197	859
Nov 91	1020	8708	1937	258	1160
oct 92	1346	—	2990	399	1793
JAN 93	1580	1346	2990	399	1793
Sep 94	2090	2780	3950	528	2371
Dec 94	2300	2958	4350	580	2608

Annexes 3 :



Système d'éclairage Types d'appareils	Indice du local	Facteurs de collection					
		Plafond 70 %			Plafond 50 %		
		Murs			Murs		
		50 %	30 %	10 %	50 %	30 %	10 %
ECLAIRAGE DIRECT Reflecteur industriel en aluminium brillante pour ballon fluorescent	0.6	0.49	0.42	0.39	0.46	0.42	0.39
	0.8	0.58	0.51	0.48	0.54	0.51	0.48
	1	0.64	0.56	0.53	0.59	0.55	0.53
	1.25	0.69	0.60	0.58	0.62	0.60	0.57
	1.5	0.73	0.64	0.61	0.65	0.63	0.61
	2	0.78	0.68	0.66	0.69	0.67	0.65
	2.5	0.81	0.71	0.69	0.72	0.70	0.69
	3	0.84	0.73	0.72	0.73	0.72	0.71
	4	0.87	0.75	0.74	0.75	0.74	0.73
5	0.88	0.76	0.75	0.76	0.75	0.74	
ECLAIRAGE DIRECT Reflecteur industriel en tôle laquée à deux tubes fluorescents	0.6	0.31	0.24	0.20	0.28	0.23	0.20
	0.8	0.39	0.31	0.28	0.36	0.31	0.27
	1	0.45	0.37	0.33	0.41	0.36	0.33
	1.25	0.51	0.42	0.38	0.46	0.41	0.38
	1.5	0.56	0.46	0.43	0.50	0.45	0.42
	2	0.62	0.52	0.49	0.55	0.51	0.48
	2.5	0.67	0.56	0.53	0.58	0.55	0.53
	3	0.70	0.59	0.56	0.61	0.58	0.56
	4	0.74	0.63	0.61	0.64	0.62	0.60
5	0.76	0.65	0.63	0.65	0.64	0.62	

ECLAIRAGE DIRECT Luminaire encastré Vasque pour tubes fluorescents	0.6	0.32	0.27	0.25	0.30	0.27	0.25
	0.8	0.38	0.32	0.30	0.35	0.32	0.30
	1	0.42	0.36	0.34	0.38	0.36	0.33
	1.25	0.46	0.40	0.37	0.42	0.39	0.37
	1.5	0.48	0.42	0.40	0.44	0.41	0.39
	2	0.52	0.45	0.43	0.46	0.44	0.43
	2.5	0.55	0.47	0.46	0.48	0.46	0.45
	3	0.57	0.49	0.47	0.49	0.48	0.47
	4	0.59	0.51	0.49	0.51	0.50	0.49
5	0.61	0.52	0.51	0.52	0.51	0.50	
ECLAIRAGE SEMI DIRECT Plafonnier diffuseur Vasque opalisée ou prismatique pour tubes fluorescents.	0.6	0.20	0.15	0.13	0.18	0.14	0.12
	0.8	0.26	0.20	0.17	0.23	0.19	0.16
	1	0.30	0.24	0.21	0.26	0.22	0.20
	1.25	0.34	0.28	0.25	0.29	0.26	0.23
	1.5	0.37	0.31	0.27	0.32	0.28	0.26
	2	0.42	0.35	0.32	0.35	0.32	0.30
	2.5	0.45	0.38	0.35	0.38	0.35	0.33
	3	0.48	0.40	0.37	0.39	0.37	0.35
	4	0.51	0.43	0.41	0.42	0.40	0.38
5	0.53	0.44	0.43	0.41	0.41	0.40	
ECLAIRAGE MIXTE Diffuseur en verre pour lampes à incandescence avec base ouverte ou prismatique.	0.6	0.37	0.30	0.26	0.33	0.28	0.24
	0.8	0.45	0.37	0.32	0.40	0.35	0.31
	1	0.52	0.42	0.38	0.45	0.40	0.36
	1.25	0.58	0.48	0.44	0.50	0.46	0.42
	1.5	0.63	0.52	0.48	0.53	0.49	0.46
	2	0.69	0.58	0.54	0.59	0.55	0.51
	2.5	0.74	0.62	0.59	0.62	0.58	0.56
	3	0.77	0.65	0.62	0.64	0.61	0.58
	4	0.82	0.69	0.66	0.67	0.65	0.63
5	0.85	0.72	0.69	0.70	0.67	0.65	
ECLAIRAGE DIRECT ET INDIRECT Luminaire suspendu, à deux tubes fluorescent.	0.6	0.21	0.16	0.13	0.19	0.15	0.13
	0.8	0.28	0.22	0.19	0.24	0.20	0.18
	1	0.33	0.27	0.23	0.29	0.24	0.22
	1.25	0.38	0.31	0.27	0.32	0.28	0.25
	1.5	0.42	0.35	0.31	0.35	0.32	0.29
	2	0.48	0.40	0.37	0.40	0.36	0.33
	2.5	0.53	0.44	0.41	0.43	0.39	0.37
	3	0.56	0.47	0.44	0.45	0.42	0.39
	4	0.60	0.51	0.48	0.47	0.45	0.43
5	0.63	0.53	0.51	0.49	0.47	0.45	

Annexes 4 :

	Catégorie	Exemples	LUX	Catégorie	Exemples	LUX
<p>5 2 5 ÉCLAIREMENTS MOYENS EN SERVICE RECOMMANDÉS (D'APRÈS L'ASSOCIATION FRANCAISE DE L'ÉCLAIRAGE)</p>	BÂTIMENTS AGRICOLÉS	Poulaillers Étables, salles de traite Coulers d'alimentation Préparation des aliments du bétail Laiterie	50 150 30 150 300	MÉCANIQUE GÉNÉRALE	Machines outils et établis, soudures Travail de pièces moyennes Travail de petites pièces Travail très délicat ou de très petites pièces	300 500 750 1 000 à 2 000
	INDUSTRIES ALIMENTAIRES	Brassage Préparation chocolat brut Conditionnement bouchages conserve L'osseries, mise en boîte Laiteries Cuisson	300 150 - 500 500 300 300	INDUSTRIES TEXTILES	Cardage, étirage Bobinage Filage Tissage gros ou clair Tissage fin ou loncé Comparaison de couleurs	300 300 500 500 750 1 000
	INDUSTRIES DU BOIS	Tronçons Travail à l'établi Travail aux machines Finition, polissage Contrôle final	150 300 500 500 750	INDUSTRIE DU VERRE	Chaudière Composition Soufflage ou moulage Décoration Gravure	150 150 300 500 500
	INDUSTRIES CÉRAMIQUES	Fours Moulage, presses Vernissage Décoration	150 300 500 500	INDUSTRIE DU LIVRE	Typographie Pupitre de composition Litographie Reliure de livres	500 750 1 000 500
	INDUSTRIES CHIMIQUES	Éclairage de circulation Broyeurs malaxeurs Laitage, syphon Fabrication des pneus Salles de contrôle Laboratoires Comparaison de couleurs	200 300 500 250 500 500 1 000	BUREAUX ET LOCAUX ADMINISTRATIFS	Bureaux de travaux généraux Cartographie Salle des ordinateurs Salle de dessin, tables Bureaux paysagés	500 500 500 1 000 750 à 1 000
	INDUSTRIE DU CUIR	Vernissage Lecture Comparaison de couleur	500 1 000 1 000	INDUSTRIE DU VÊTEMENT	Piqués Contrôle final	1 000 1 000
<p>CONSTRUCTIONS ÉLECTRIQUES ET ÉLECTRONIQUES</p>	Montage appareils de radios Travail de pièces moyennes Travail de petites pièces Travail très délicat ou de très petites pièces	750 500 750 1 500 à 2 000	ÉTABLISSEMENTS D'ENSEIGNEMENT (voir arrêté du 30 MARS 1965 DU MINISTÈRE DE L'ÉDUCATION)	Salles de classe Tableaux Amphithéâtres Laboratoires Salles de dessin d'art Bibliothèques, tables	300 500 300 500 500 500	
	FONDRIE	Nettoyage Moulage grossier Moulage fin Sablage Fabrication des noyaux	200 200 500 300 500	SALLES DE SPECTACLE	Foyers Amphithéâtres Salles de cinéma Salles des fêtes	150 100 80 300
CIRCULATION	Lecture, armoires dans les locaux de service	100 à 300	ESPACES DÉCOUVERTS	Entrées, cours, aires Docks, quais Stations services	30 75 300	

Annexes 5 :

Tableau I. - Éléments influant sur le facteur de puissance.	
Moteurs asynchrones ordinaires. - Le $\cos \varphi$ est essentiellement fonction des :	
- caractéristiques de la construction	<ul style="list-style-type: none"> - puissance nominale ($\cos \varphi$ augmente avec la puissance active) - vitesse nominale (à puissance égale, $\cos \varphi$ diminue lorsque le nombre de pôles augmente [l.b. 2]) - qualité et type de la construction
- conditions d'utilisation	<ul style="list-style-type: none"> - charge ($\cos \varphi$ maximal aux fortes charges, marches à vide ou à faible charge à éviter) - tension d'alimentation ($\cos \varphi$ augmente quand la tension diminue)
Nota: l'anneau français NFC 51-120 ne donne pas de garantie pour $\cos \varphi$.	
Transformateurs de puissance. - Le $\cos \varphi$ est essentiellement fonction des :	
- caractéristiques de la construction	<ul style="list-style-type: none"> - puissance nominale ($\cos \varphi$ augmente avec la puissance active) - type du transformateur (selon la caractéristique du matériau magnétique) - qualité de la construction
- conditions d'utilisation	<ul style="list-style-type: none"> - consommation propre d'énergie réactive (marches à vide ou à faible charge à éviter)
Appareils d'éclairage	
• Lampes à incandescence	- $\cos \varphi$ égal à l'unité
• Lampes à fluorescence	- $\cos \varphi$ faible (inférieur à 0,4), mais satisfaisant avec matériel autocompensé
Appareils électrothermiques	
• Chauffage par résistance	- $\cos \varphi$ pratiquement égal à l'unité, sauf exceptions (par exemple, cas de réglage par gradateur à thyristors)
• Soudage	<ul style="list-style-type: none"> par résistance par arc
• Chauffage par induction à basse fréquence	- valeurs diverses (en moyenne $\cos \varphi$ de l'ordre de 0,5 à 0,6), parfois satisfaisantes, notamment pour les machines à souder à bras courts (machines à souder au bout et presses)
• Chauffage par induction à haute fréquence et chauffage diélectrique	<ul style="list-style-type: none"> - postes statiques: $\cos \varphi$ faible (de l'ordre de 0,3 à 0,4) le plus souvent, sauf si compensation par condensateurs - groupes rotatifs (cf. moteurs asynchrones ordinaires) - transformateurs-redresseurs: $\cos \varphi$ assez satisfaisant
• Four à arcs	- $\cos \varphi$ assez satisfaisant, en général
	- $\cos \varphi$ satisfaisant (supérieur à 0,6 ou 0,7), en principe
	- la valeur moyenne de $\cos \varphi$ ($\cos \varphi_{\text{moy}}$) est voisine de 0,8, sauf dans le cas de fours UHP (Ultra High Power) où elle est voisine de 0,7
Autres appareils	
• Redresseurs de courant et onduleurs	- $\cos \varphi$ assez satisfaisant (de l'ordre de 0,5) pour les redresseurs à diodes; pour les systèmes à thyristors cela dépend du type de montage utilisé et de la valeur de l'angle d'amorçage
• Moteurs spéciaux (synchrones, asynchrones synchronisés ou compensés)	- $\cos \varphi$ en général excellent (fonction du réglage)

Annexes 6 :

Tableau XIX — Courants admissibles dans un conducteur (en ampères) (extrait du tableau 52 D de la NF C 15-100)										Tableau XX — Courants admissibles des câbles en tendés (3) (extrait du tableau 52 GC 1 de la NF C 15-100)						
Section en mm ²	Tableau XIX — Courants admissibles dans un conducteur (en ampères)								Section en mm ²	Câbles à 4 conducteurs isolés en PVC	Câbles à 3 conducteurs isolés en PVC ou PRC en LFN ou baryte	3 câbles monophasés isolés en PVC, baryte ou PRC en LFN ou baryte	Câbles à 2 conducteurs isolés en PVC ou PRC en LFN ou baryte	Câbles à 2 conducteurs isolés en PVC	3 câbles monophasés isolés en PRC en LFN ou baryte, joints en triacétyle à l'égard de l'humidité	Câbles à 2 conducteurs isolés en PRC
	1	2	3	4	5	6	7	8								
0,1	4,5	5	6	6,5					15	24	26,5		29	30		34
0,2	6	6,5	7	8					2,5	32	36		40	41		46
0,5	9	10	11	12					4	41	46		51	53		59
1	10,5	12	13,5	15	17	19	21	23	6	52	58		64	67		74
1,5	14	15,5	17,5	19,5	22	25	27	29	10	71	79		88	91		101
2,5	19	21	23	26	30	33	37	40	16	90	100		111	115		128
4	25	28	31	35	40	45	50	54	26	114	127	133	141	146	148	162
6	32	36	40	45	52	58	64	70	40	138	153	161	170	176	179	195
10	43	48	52	58	66	74	81	88	60	168	184	193	204	212	214	235
16	59	65	70	78	88	98	107	116	90	204	227	238	252	261	264	290
25	78	85	91	102	117	131	142	151	120	246	272	286	302	313	317	347
35	92	100	107	120	137	153	164	174	140	280	311	327	345	358	363	397
50									160	313	348	366	386	400	405	444
70									186	353	392	412	436	451	457	500
100									240	409	454	477	504	522	529	579
150									300			540			600	
200									400			622			690	
300									500			703			780	
400									600			795			882	
500									700			895			993	
600									800			1 005			1 115	
700									900							
800									1 000							
1 000									1 200							
1 500									1 500							
2 000									2 000							
2 500									2 500							
3 000									3 000							
4 000									4 000							
5 000									5 000							
6 000									6 000							
7 000									7 000							
8 000									8 000							
9 000									9 000							
10 000									10 000							

PCV polyéthylène de vinyle
 PRC polyéthylène réticulé chimiquement
 EPR caoutchouc éthylène propylène (éthylène propylène-rubber)

(1) Les valeurs données dans ce tableau sont valables pour les hypothèses suivantes :

- émis en cours
- température du sol 20°C
- profondeur de pose 0,20 m
- réactivité thermique du sol 100°C cm/W
- température maximale admissible en régime permanent :
- pour le PVC 70°C
- pour le PRC, EPR, butyl 85°C

Remarque : pour les conducteurs en aluminium, un facteur de réduction de 0,78 est à appliquer

en place des conducteurs (extrait du tableau 52 A de la NFC 15-100).

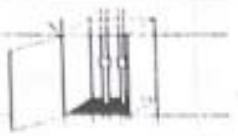

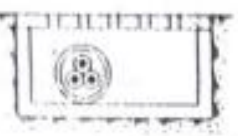





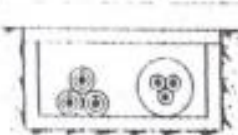

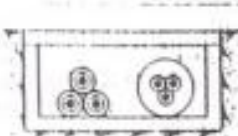
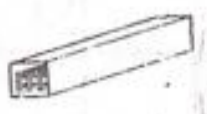
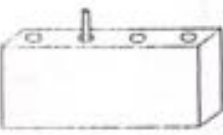

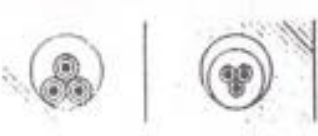

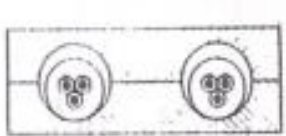








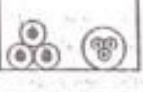
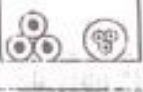
	O Huléséries	
	R Encastrément direct	
	S1 Enterré directement	
	S2 Enterré avec protection mécanique	
	S3 Enterré dans des fourreaux	
	T Canalisations préfabriquées	
	U Pose sur isolateurs	
	V Lignés aériens	
	W Immersion dans l'eau	

Tableau XVI. — Différents modes de pose utilisés pour la mise

<p>A Conduits en sautoir apparent</p>		<p>K Gisiers</p>
<p>B Conduits en sautoir surcraqué</p>		<p>L1 Conduits dans rainures ouvertes ou ventilées</p>
<p>C Moufles, câbles et chaudières ramifiés</p>		<p>L2 Conduits dans rainures fermées</p>
<p>D Fixation directe aux parois par colliers, attaches</p>		<p>L3 Pose directe dans rainures ouvertes ou ventilées</p>
<p>E Fixation directe aux poteaux</p>		<p>L4 Pose directe dans rainures fermées</p>
<p>F Pose sur chemins de câbles ou tablettes</p>		<p>L5 Pose directe dans rainures remplies de sable</p>
<p>G Pose sur courbes</p>		<p>M Vides de construction</p>
<p>H Goulottes</p>		<p>N Alvéoles</p>
<p>J Goulottes</p>		<p>P Blocs alvéolés</p>

Activ
Accès

Tableau XVI — Différents modes de pose utilisés pour la mise en place des conducteurs (Annexe 6)
52 A de la NF C 15-100 — Voir page 12.

Tableau XVII. — Choix des modes de pose (extrait du tableau 52 B de la NF C 15-100).

Conditions de pose	Câbles	Ménages, planches	Colliers, attaches	Châssis de câbles, Tablettes	Carpennes	Goulotte	Gouttières	Direct (sans fixation)	Sur isolateurs	Canalisations	
										Conducteurs isolés	Conducteurs nus
	o	o	x	x	x	(*)	x	x	o		Conducteurs isolés
	o	o	o(1)	o	o	o	o	o	o		Câbles unipolaires
	o	o	o	o	o	o	o	o	o		Câbles multipolaires
	-	x	o	o	o	-	-	o	x		Conducteurs binaires isolant minéral
	x	x	x	x	x	(*)	x	x	o		Torsades
	x	x	x	x	x	x	x	x	o		Conducteurs nus
Montage											
Appareil (1)	A	C	D-E	F	G	H	J	x	U		
Encastré	B	x	x	x	x	x	x	R(2)	x		
Gainé (K)	A	C	D	F	G	H	J	x	x		
Caniveau (L)	A	x	D	F	G	H	J	L	x		
Vide de construction (M)	A	x	D	F	G	H	J	M	x		
Alydole (II)	-	x	x	x	x	x	x	N	x		
Bloc alydolé (P)	-	x	x	x	x	x	x	P	x		
Huisserie (Q)	B	x	x	x	x	x	x	Q	x		
Enterré (S)	x	x	x	x	x	x	x	S(3)	x		
Action (V)	x	x	x	x	x	x	x	x	V		
Immédiat (W)	x	x	D-E	F	G	x	x	W	x		

* La partie supérieure du tableau (canalisations) indique les conducteurs et câbles utilisables en fonction des conditions de pose et de fixation. Les signes ont la signification suivante :
 o mode de pose admis,
 x mode de pose non admis,
 I autorisé sous certaines conditions en limitant l'emploi, possible, mais difficilement utilisable en pratique.

* La partie inférieure indique les types de canalisations pouvant être utilisés suivant les conditions de montage. Les lettres indiquent le mode de pose correspondant, défini dans le tableau XVI. La lettre x et le tiret ont les mêmes significations que dans la partie supérieure.

(1) Le montage en galerie est autorisé au montage appareillé.
 (2) Conducteurs alydolé à isolant minéral seulement.
 (3) Nécessaire une protection complémentaire si les câbles ne sont pas armés.
 (4) Admis seulement si la goulotte est munie d'un couvercle non démontable sans l'aide d'un outil.
 (5) Si colliers ou attaches en matériau non magnétique.

Annexes 7 :

Tableau XV. — Choix des Conduites en fonction des influences externes
(extrait du tableau 52 GB de la NF C 15 100).

Caractéristiques	Température (tableau 4A)	A. Enroulement (cf tableau VIII)							B. Utilisation (cf tableau IX)		C. Construction (cf tableau X)	
		Eau (A1)	Corps solides (A2)	Corrosion (A3)	Chocs (A4)	Vibrations (A5)	Résistance (A6)	Contacts (A7)	Évacuation (B1)	Matériaux (B2)	Matériaux (C1)	Structure (C2)
MOUVABLES												
Inter. Propriété	4, 5, 6	1	3	1	1	1	2	2	1	1	1	1
Inter. Propriété	4, 5, 6	2	3	1, 2, 3	1	1	2	3	1	1, 2	1	1
CONDUITES												
(cf. Remarque 1)												
M.O. 0 PE	1 & 6	2	4	1	3	1	2	2	1, 2, 3, 4	1, 2, 3	2	1
M.O. 0 APE	1 & 6	2	4	1	3	1, 2, 3	2	2	1, 2, 3, 4	1, 2, 3	2	1, 3(c), 4(c)
BO 0 A1 (a)	4, 5, 6	6	4	1, 2, 3	2	1	4	4	1, 2, 3, 4	1	1	1
BO 0 APE	4, 5, 6	6	4	1, 2, 3	2	1	4	4	1, 2, 3, 4	1, 2	2	1
BO 0 APE	4, 5, 6	6	4	1, 2, 3	2	1	4	4	1, 2, 3, 4	1, 2	2	1
BO 0 APE	4, 5, 6	6	4	1, 2, 3	2	1	4	4	1, 2, 3, 4	1, 2	2	2
CABLES USUELS												
(cf. Remarque 1)												
VL 0 000/0	4, 5, 6	6	4	1, 2, 3	1	1	4	4	1, 2, 3, 4	1, 2	2	1
VL 0 000/0	4, 5, 6	6	4	1, 2, 3	1	1	2	2	1, 2, 3, 4	1, 2	2	1
VL 0 000/0	1, 5, 6	6	4	1, 2, 3	3	1	2	2	1, 2, 3, 4	1, 2, 3 (f)	2	1
VL 0 000/0	4, 5, 6	7	4	1, 2, 3	2	1	4	4	1, 2, 3, 4	1, 2, 3 (b)	2	1
VL 0 000/0	4, 5, 6	6	4	1, 2, 3	2	1	2	4	1, 2, 3, 4	1, 2	2	1
VL 0 000/0	4, 5, 6	6	4	1, 2, 3	3	1	2	4	1, 2, 3, 4	1, 2, 3 (h)	2	1
VL 0 000/0 (f)	1, 4, 5, 6	7	4	1, 2, 3	3	1, 2, 3	4	4	1, 2, 3, 4	1, 2, 3 (h)	2	1, 3, 4
CONDUCTEURS PARTICULIERS												
Conducteur 0 000/0	1 & 6	...	4	1, 2, 3	1	1	2	2	1, 2, 3, 4	1	1	1
Conducteur 0 000/0	1 & 6	8	4	1, 2, 3	1	1	2	2	1	1	1	1
Conducteur 0 000/0	1 & 6	8	4	1, 2, 3 (h)	3	1	2	3	1, 2, 3, 4	1, 2	2	2
Conducteur 0 000/0	1 & 6	6	4	1, 2, 3 (h)	1	1	2	3	1, 2, 3, 4	1, 2	2	2

Remarques :
 (1) Signifie : aptitude limitée pour la désignation des conduites.
 (2) Signifie : aptitude limitée pour l'usage.
 (3) Signifie : aptitude limitée pour l'usage.
 (4) Signifie : aptitude limitée pour l'usage.
 (5) Signifie : aptitude limitée pour l'usage.
 (6) Signifie : aptitude limitée pour l'usage.
 (7) Signifie : aptitude limitée pour l'usage.
 (8) Signifie : aptitude limitée pour l'usage.

Clés :
 A Résistant aux agents chimiques
 P Non propageateur de la flamme
 E Étanche

Notes :
 (a) La désignation des conduites, pour les conduites conductrices, signifie que l'utilisation est possible pour tous les degrés intérieurs ou égaux au...
 (b) Les conduites doivent être conçues pour résister à des températures de température s'il n'est soumis à aucun effort mécanique.
 (c) Les conduites doivent être conçues pour résister à des températures de température s'il n'est soumis à aucun effort mécanique.
 (d) Les conduites doivent être conçues pour résister à des températures de température s'il n'est soumis à aucun effort mécanique.
 (e) Les conduites doivent être conçues pour résister à des températures de température s'il n'est soumis à aucun effort mécanique.
 (f) Les conduites doivent être conçues pour résister à des températures de température s'il n'est soumis à aucun effort mécanique.
 (g) Les conduites doivent être conçues pour résister à des températures de température s'il n'est soumis à aucun effort mécanique.
 (h) Les conduites doivent être conçues pour résister à des températures de température s'il n'est soumis à aucun effort mécanique.

Des remarques complémentaires sont données dans le texte : I 4.24 (D 721-3).

Activ
Accès

Annexes 8 :

Tableau XII - Intensités absorbées par les moteurs à courant alternatif (Document Merit-Green)

Puissance utile P _u		Rendement η	cos φ	Puissance absorbée kW	Intensités absorbées I					
kW	ch				triphasé (1)			monophasé (1)		
					127 V	220 V	380 V	100 V	127 V	220 V
0,368	0,5	0,74	0,75	0,5	3	1,75	1	0,75	3,1	3
0,552	0,75	0,76	0,77	0,72	4,3	2,6	1,45	1,1	7,4	3,3
0,736	1	0,78	0,80	0,95	6,6	3,1	1,8	1,4	11,4	5,1
1,104	1,5	0,79	0,82	1,4	7,8	4,5	2,6	2	13,6	7,8
1,472	2	0,81	0,83	1,8	10	6,8	3,4	2,6	17,2	9,8
2,200	3	0,82	0,83	2,7	14,5	8,5	5	3,7	25,1	14,7
2,944	4	0,83	0,84	3,5	19,8	11	6,3	4,5	31	19
3,68	5	0,84	0,85	4,35	23	13,5	7,8	5	40	23,2
4,41	6	0,85	0,87	5,15	27	15,5	9	6,8	47	27
5,152	7	0,86	0,87	6	31,3	18	10,5	8	51	31,5
5,896	8	0,87	0,87	6,8	34,7	20,3	11,9	9	61	34,5
6,64	9	0,87	0,87	7,64	39,6	23	13,2	10	68	40
7,38	10	0,87	0,88	8,5	44	25,4	14,7	11	76	44
8,096	11	0,87	0,88	9,4	48,5	28	16,3	12,5	83	48
8,832	12	0,87	0,88	10,1	52,2	30,3	17,6	13,5	90	52
9,568	13	0,87	0,88	11	56,6	33	19	14,5	98	57
10,304	14	0,87	0,88	12	60,3	35	20,5	15,5	105	61
11,04	15	0,88	0,88	12,9	64	37,5	21,6	16,8	112	65
11,776	16	0,88	0,88	13,4	68,5	40	23	18	120	68
12,512	17	0,88	0,88	14,2	72,8	42,5	24,6	19	128	74
13,248	18	0,88	0,89	15	76,2	44	25,5	20	136	77
13,984	19	0,88	0,89	15,8	80,1	46,5	27	21	142	82
14,72	20	0,88	0,89	16,8	84	49	28,5	22	149	85
15,456	21	0,89	0,89	17,7	88	51	30,3	23	157	90
16,192	22	0,89	0,89	18,6	92	53	32	24	165	95
16,928	23	0,89	0,89	19,5	96	55	34	25	173	100
17,664	24	0,89	0,89	20,4	100	57	36	26	181	105
18,4	25	0,89	0,89	21,3	104	59	38,3	27	189	110
19,136	26	0,89	0,89	22,2	108	61	40,5	28	197	115
19,872	27	0,89	0,89	23,1	112	63	42,5	29	205	120
20,608	28	0,89	0,89	24,0	116	65	44,5	30	213	125
21,344	29	0,89	0,89	24,9	120	67	46,5	31	221	130
22,08	30	0,89	0,89	25,8	124	69	48,5	32	229	135
22,816	31	0,89	0,89	26,7	128	71	50,5	33	237	140
23,552	32	0,89	0,89	27,6	132	73	52,5	34	245	145
24,288	33	0,89	0,89	28,5	136	75	54,5	35	253	150
25,024	34	0,89	0,89	29,4	140	77	56,5	36	261	155
25,76	35	0,89	0,89	30,3	144	79	58,5	37	269	160
26,496	36	0,89	0,89	31,2	148	81	60,5	38	277	165
27,232	37	0,89	0,89	32,1	152	83	62,5	39	285	170
27,968	38	0,89	0,89	33,0	156	85	64,5	40	293	175
28,704	39	0,89	0,89	33,9	160	87	66,5	41	301	180
29,44	40	0,89	0,89	34,8	164	89	68,5	42	309	185
30,176	41	0,89	0,89	35,7	168	91	70,5	43	317	190
30,912	42	0,89	0,89	36,6	172	93	72,5	44	325	195
31,648	43	0,89	0,89	37,5	176	95	74,5	45	333	200
32,384	44	0,89	0,89	38,4	180	97	76,5	46	341	205
33,12	45	0,89	0,89	39,3	184	99	78,5	47	349	210
33,856	46	0,89	0,89	40,2	188	101	80,5	48	357	215
34,592	47	0,89	0,89	41,1	192	103	82,5	49	365	220
35,328	48	0,89	0,89	42,0	196	105	84,5	50	373	225
36,064	49	0,89	0,89	42,9	200	107	86,5	51	381	230
36,8	50	0,89	0,89	43,8	204	109	88,5	52	389	235
37,536	51	0,89	0,89	44,7	208	111	90,5	53	397	240
38,272	52	0,89	0,89	45,6	212	113	92,5	54	405	245
39,008	53	0,89	0,89	46,5	216	115	94,5	55	413	250
39,744	54	0,89	0,89	47,4	220	117	96,5	56	421	255
40,48	55	0,89	0,89	48,3	224	119	98,5	57	429	260
41,216	56	0,89	0,89	49,2	228	121	100,5	58	437	265
41,952	57	0,89	0,89	50,1	232	123	102,5	59	445	270
42,688	58	0,89	0,89	51,0	236	125	104,5	60	453	275
43,424	59	0,89	0,89	51,9	240	127	106,5	61	461	280
44,16	60	0,89	0,89	52,8	244	129	108,5	62	469	285
44,896	61	0,89	0,89	53,7	248	131	110,5	63	477	290
45,632	62	0,89	0,89	54,6	252	133	112,5	64	485	295
46,368	63	0,89	0,89	55,5	256	135	114,5	65	493	300
47,104	64	0,89	0,89	56,4	260	137	116,5	66	501	305
47,84	65	0,89	0,89	57,3	264	139	118,5	67	509	310
48,576	66	0,89	0,89	58,2	268	141	120,5	68	517	315
49,312	67	0,89	0,89	59,1	272	143	122,5	69	525	320
50,048	68	0,89	0,89	60,0	276	145	124,5	70	533	325
50,784	69	0,89	0,89	60,9	280	147	126,5	71	541	330
51,52	70	0,89	0,89	61,8	284	149	128,5	72	549	335
52,256	71	0,89	0,89	62,7	288	151	130,5	73	557	340
52,992	72	0,89	0,89	63,6	292	153	132,5	74	565	345
53,728	73	0,89	0,89	64,5	296	155	134,5	75	573	350
54,464	74	0,89	0,89	65,4	300	157	136,5	76	581	355
55,2	75	0,89	0,89	66,3	304	159	138,5	77	589	360
55,936	76	0,89	0,89	67,2	308	161	140,5	78	597	365
56,672	77	0,89	0,89	68,1	312	163	142,5	79	605	370
57,408	78	0,89	0,89	69,0	316	165	144,5	80	613	375
58,144	79	0,89	0,89	69,9	320	167	146,5	81	621	380
58,88	80	0,89	0,89	70,8	324	169	148,5	82	629	385
59,616	81	0,89	0,89	71,7	328	171	150,5	83	637	390
60,352	82	0,89	0,89	72,6	332	173	152,5	84	645	395
61,088	83	0,89	0,89	73,5	336	175	154,5	85	653	400
61,824	84	0,89	0,89	74,4	340	177	156,5	86	661	405
62,56	85	0,89	0,89	75,3	344	179	158,5	87	669	410
63,296	86	0,89	0,89	76,2	348	181	160,5	88	677	415
64,032	87	0,89	0,89	77,1	352	183	162,5	89	685	420
64,768	88	0,89	0,89	78,0	356	185	164,5	90	693	425
65,504	89	0,89	0,89	78,9	360	187	166,5	91	701	430
66,24	90	0,89	0,89	79,8	364	189	168,5	92	709	435
66,976	91	0,89	0,89	80,7	368	191	170,5	93	717	440
67,712	92	0,89	0,89	81,6	372	193	172,5	94	725	445
68,448	93	0,89	0,89	82,5	376	195	174,5	95	733	450
69,184	94	0,89	0,89	83,4	380	197	176,5	96	741	455
69,92	95	0,89	0,89	84,3	384	199	178,5	97	749	460
70,656	96	0,89	0,89	85,2	388	201	180,5	98	757	465
71,392	97	0,89	0,89	86,1	392	203	182,5	99	765	470
72,128	98	0,89	0,89	87,0	396	205	184,5	100	773	475
72,864	99	0,89	0,89	87,9	400	207	186,5	100	781	480
73,6	100	0,92	0,93	80	390	277	131	100	779	479

Annexes 9 :

Tableau XXIX. — Courants de court-circuit des transformateurs triphasés de distribution.

P kVA	U = 220 V		U = 380 V		U = 440 V	
	I_n A	I_{cc} A	I_n A	I_{cc} A	I_n A	I_{cc} A
16	40	952	23	550	20	476
25	62,6	1 507	36	905	31,3	784
40	100	2 500	58	1 445	50	1 250
50	126	3 140	72,5	1 825	60	1 602
63	158	3 950	91,5	2 280	70	1 975
80	200	5 000	116	2 890	100	2 500
100	250	6 270	145	3 620	125	3 120
125	311	7 800	180	4 520	157	3 910
160	400	10 000	232	5 980	200	5 000
200	500	12 500	290	7 240	250	6 250
250			360	9 040	313	7 840
315			456	11 400	395	9 860
400					500	12 500

I_n : courant nominal

Annexes 10 :

Tableau XXXII. - Appareillages de commande, protection, sectionnement.

Appareillages	Protection électrique		Commandé	Sectionnement	Mode de commande		Caractéristiques
	Détection	Coupage			manuel	électrique	
APPAREILLAGES SIMPLÉS							
Sectionneurs				o	o		Par de po couure (1) (2)
Interrupteurs			o	o	o		(1) (2)
Commutateurs			o	o	o		(1) (2)
Déjoncteurs	o	o	o	o	o	o	(1) (2) (3)
Contacteurs			o	o		o	(1) (2)
Discontacteurs	o	o	o	o		o	(1) (2)
Télérupteurs			o	o		o	(1) (2)
Relais et déclencheurs	o					o	
Coupe-circuit à fusibles	o	o		o		o	
ENSEMBLES COMBINÉS							
Combinés interrupteurs fusibles	o	o	o	o	o	o	(1) (2)
Sectionneurs-fusibles	o	o		o	o	o	(1) (2)
Interrupteurs-fusibles	o	o	o	o	o	o	(1) (2)

o Utilisations possibles.

(1) Ces appareils peuvent également assurer la fonction de sectionnement à condition que des dispositions efficaces soient prises pour éviter toute fermeture intempestive.

(2) Le mode de commande est généralement manuel à la fermeture et électrique à l'ouverture.

(3) Dans ces ensembles, la fusion d'un fusible provoque automatiquement l'ouverture de l'interrupteur.

(4) Certains déjoncteurs dénommés *débranchables* assurent également la fonction de sectionnement.

(5) La distance de séparation des contacts est d'au moins 2,5 mm pour une tension nominale de 250 V, de 3,5 mm jusqu'à 400 V, de 4,5 mm pour une tension nominale de 500 V. Dans le cas de coupe-circuit, l'enlèvement des fusibles doit être fait en respectant cette condition, ainsi qu'il résulte de la condition (1).

Annexes 11 :

Section et protection des câbles

La norme UTE C 54-100 impose à toute batterie de condensateurs de pouvoir supporter en permanence une surcharge de 30 % due aux courants harmoniques. En conséquence les câbles d'alimentation, ainsi que les dispositifs de commande et protection de ces batteries doivent également être surdimensionnés. Pour une puissance de batterie de condensateurs donnée, les tableaux indiquent :

- la section minimale du câble d'alimentation
- le réglage minimal du disjoncteur Compact assurant les fonctions de commande et protection.

Section des câbles de raccordement des batteries de condensateurs de moyennes et grandes puissances⁽¹⁾ (câbles U 1000 RO2V, ou U 1000 R12N)

puissance de la batterie (kvar)	section (mm ²)	
	cuivre	alu
230 V	5	16
	7.5	16
	10	16
	15	16
	20	16
	25-30	25
	40	35
	50	50
	60	70
	75	95
400 V	5	16
	7.5	16
	10	16
	15	16
	20	16
	25-30	25
	40	35
	50	50
	60	70
	75	95
230 V	100	185
	120	240
	150	240
	180	240
	200	240
	225	240
	232	240
	250	240
	290	240
	300	240
400 V	240	240
	240	240

(1) Section minimale ne tenant pas compte des facteurs de correction éventuels (mode de pose, température...). Les calculs ont été effectués par les câbles posés à l'air libre, 30 °C.

Réglage (ou calibre) minimal d'un disjoncteur Compact (pour un fonctionnement à 50 °C) en fonction de la puissance de la batterie de condensateurs

réseau tri 230 V			réseau tri 400 V		
puissance batterie en kvar	disjoncteur	calibre en A ou Ir	puissance batterie en kvar	disjoncteur	calibre en A ou Ir
5	C32L	20	10	C32L	20
7.5	C32L	25	15	C32L	32
	C125N/H/L	25		C125N/H/L	40
10	C32L	32	20	C125N/H/L	40
	C125N/H/L	40		C125N/H/L	53
15	C125N/H/L	63	25	C125N/H/L	63
20	C125N/H/L	100	33	C125N/H/L	63
	C161N/H/L	100		C125N/H/L	100
30	C125N/H/L	125	50	C125N/H/L	125
	C161N/H/L	125		C161N/H/L	125
40	C161N/H/L	160	58	C161N/H/L	125
	C250N/H/L	D160		C125N/H/L	125
60	C250N/H/L	D200	75/80	C161N/H/L	125
	C400N/H/L ST204S	200		C161N/H/L	160
75	C250N/H/L	D250	100	C250N/H/L	D16
	C400N/H/L ST204S	250		C250N/H/L	D20
80/90	C401N/H/L	D320	116/125/	C400N/H/L ST204S	200
	C400N/H/L ST204S	320		C250N/H/L	D25
	C630N/H/L ST204S	320		C400N/H/L ST204S	250
	C630N/H/L ST204S	400		C401N/H/L	D32
100/200	C401N/H/L	D400	175/198/	C400N/H/L ST204S	320
	C400N/H/L ST204S	400		C630N/H/L ST204S	320
	C630N/H/L	D400		C401N/H/L	D40
	C630N/H/L ST204S	400		C400N/H/L ST204S	400
150	C630N/H/L	D500	200	C630N/H/L	D40
	C630N/H/L ST204S	500		C630N/H/L ST204S	400
	C800N/H/L ST205D	500		C630N/H/L ST204S	400
	C800N/H/L ST205D	800		C630N/H/L	D50
180	C800N/H/L ST205D	800	225/232	C630N/H/L ST204S	500
	C800N/H/L ST205D	800		C800N/H/L ST205D	500
	C800N/H/L ST205D	800		C800N/H/L ST205D	630
	C800N/H/L ST205D	800		C800N/H/L ST205D	800

Exemple

Réseau triphasé 380 V
Icc = 25 kA au niveau du jeu de barres.
Soit une batterie de condensateurs de 40 kvar à installer au niveau d'une armoire alimentant un atelier.
Déterminer la section minimale du câble d'alimentation, le type et le calibre du disjoncteur de protection :

- le premier tableau préconise une section minimale de 10 mm² Cu ;
- le second tableau indique plusieurs possibilités pour le disjoncteur de protection (C125, C161). Pour une intensité de court-circuit de 25 kA, il y a lieu d'installer un C161N (PdC 25 kA) équipé d'un déclencheur 100 A.

Nota : pour des renseignements complémentaires relatifs au choix et à l'utilisation des batteries de condensateurs, demander le guide d'utilisation et d'installation des condensateurs BT Rectiphase CG13

Résumé

Résumé

La consommation d'énergie dans les entreprises a considérablement augmenté récemment et l'économie d'énergie est une grande importance au lieu de son gaspillage, car l'utilisation efficace de l'énergie réduit le coût de l'énergie en tenant compte que la consommation d'énergie varie pour les entreprises en raison de plusieurs facteurs tels que l'utilisation des appareils électriques, le type d'appareils électriques, la gestion, et la maintenance etc...

D'où vient notre travail qui vise à réduire la quantité de la consommation d'énergie et augmenter le rendement en donnant une approche d'économiser d'énergie au sien d'une entreprise à partir d'une étude comparative théorique sur les différentes techniques électrique qui permet d'économiser l'énergie par compensation de l'énergie réactive en améliorant le $\cos\phi$ face aux fluctuations périodiques liées à l'évolution journalière des transits de puissance mais aussi aux variations brusques liées aux incidents sur le réseau et à partir d'une étude du projet de la "PMA" et des résultats prises par des expériences réelles en se basant sur l'installation des condensateurs en batterie le plus près possible des sources de production d'énergie réactive. Ces condensateurs vont faire baisser l'énergie réactive en améliorant le facteur de puissance (ou cosinus ϕ) des appareils. Les batteries de condensateurs offrent une compensation de deux types : fixe ou automatique.

Enfin, cette méthode permet aussi de maximiser le rendement, puisque la puissance réactive qui transite dans l'installation est diminuée. Cette réduction a l'avantage de minimiser également les échauffements et les chutes de tension.

L'étude de cette problématique, nous a offert une bonne occasion pour mieux approfondir dans ce sujet.

Mots clés : Consommation-pertes-économies d'énergies. Compensation de la puissance réactive dépenses. Facteurs d'améliorations.

Abstract

Energy consumption in enterprises has greatly increased recently and saving energy is of great importance instead of wasting it, because the efficient use of energy reduces the cost of energy taking into account that the Energy consumption varies for businesses due to several factors such as use of electrical appliances, type of electrical appliances, management, and maintenance etc.

Where does our work come from, which aims to reduce the amount of energy consumption and increase performance by giving an approach to saving energy within a company from a theoretical comparative study on the different techniques electricity which saves energy by compensating for reactive energy by improving the $\cos\phi$ in the face of periodic fluctuations linked to the daily evolution of power flows but also to sudden variations linked to incidents on the network and from a study of the "PMA" project and the results taken from real experiments based on the installation of capacitor banks as close as possible to the sources of reactive energy production. These capacitors will lower the reactive energy by improving the power factor (or cosine ϕ) of the devices. Capacitor banks offer two types of compensation: fixed or automatic.

Finally, this method also maximizes efficiency, since the reactive power that passes through the installation is reduced. This reduction has the advantage of also minimizing overheating and voltage drops

The study of this problem, offered us a good opportunity to better deepen in this subject.

Keywords: Energy consumption-losses-savings. Compensation of reactive power expenses. Improvement factors.

الملخص

لقد زاد استهلاك الطاقة في المؤسسات بشكل كبير مؤخرًا وأصبح توفير الطاقة ذا أهمية كبيرة بدلاً من إهدارها، لأن الاستخدام الفعال للطاقة يقلل من تكلفة الطاقة مع الأخذ في الاعتبار أن استهلاك الطاقة يختلف بالنسبة للأعمال بسبب عدة عوامل مثل استخدام الكهرباء الأجهزة ونوع الأجهزة الكهربائية والإدارة والصيانة وما إلى ذلك.

من أين يأتي عملنا الذي يهدف إلى تقليل كمية استهلاك الطاقة وزيادة الأداء من خلال إعطاء نهج لتوفير الطاقة داخل الشركة من دراسة نظرية مقارنة حول التقنيات المختلفة للكهرباء والتي توفر الطاقة عن طريق التعويض عن الطاقة في مواجهة التقلبات الدورية المرتبطة بالتطور اليومي لتدفقات الطاقة ولكن أيضًا $\cos\phi$ التفاعلية عن طريق تحسين والنتائج المأخوذة من تجارب حقيقية " PMA " بالتغيرات المفاجئة المرتبطة بالحوادث على الشبكة ومن دراسة مشروع قائمة على تركيب البنوك المكثفة قريبة قدر الإمكان من مصادر إنتاج الطاقة التفاعلية. ستعمل هذه المكثفات على خفض للأجهزة. تقدم البنوك المكثفة نوعين من التعويض: ثابت (ϕ أو جيب التمام) الطاقة التفاعلية عن طريق تحسين عامل القدرة أو تلقائي.

أخيرًا، تعمل هذه الطريقة أيضًا على زيادة الكفاءة إلى الحد الأقصى، حيث يتم تقليل الطاقة التفاعلية التي تمر عبر التثبيت. يتميز هذا التخفيض أيضًا بأنه يقلل من ارتفاع درجة الحرارة وانخفاض الجهد.

أتاحت لنا دراسة هذه المشكلة فرصة جيدة للتعمق بشكل أفضل في هذا الموضوع.

الكلمات المفتاحية: استهلاك الطاقة - الفاقد - التوفير. تعويض مصاريف الطاقة التفاعلية. عوامل التحسين.