

RÉPUBLIQUE DU SÉNÉGAL



ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE THIÈS

Gm.0295

PROJET DE FIN D'ÉTUDES

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME D'INGÉNIEUR DE CONCEPTION

TITRE : OPTIMISATION DES INSTALLATIONS
ELECTRIQUES DE LA SEIB
DIOURBEL

AUTEUR : Moustapha MBAYE

DIRECTEURS :

Igor SABATIN (EPT) Seydina A. DIA (SEIB)

DATE : MAI 1987

Génie : Mécanique

A mes parents,
amis
et tous ceux
qui sont au
Service du
développement
de notre cher
SENEGAL

Remerciements

Je tiens à remercier messieurs Seydina A. Dia ,
Makane Mbaye , Adama Mbaye , Diège , Khadim
Guèye et tout le personnel du Bureau Technique de la SEIB
pour leur suggestions et leurs participations actives sur le
fond et la forme de la présente étude.

Je remercie aussi Monsieur Igor Sabatin pour son
encadrement et pour le long travail de correction dont il
s'est chargé.

Mes remerciements vont aussi à toutes les personnes qui, de près
ou de loin, ont contribué à l'élaboration de ce travail.

Il me fait aussi plaisir de mentionner mes collègues qui
ont accepté de donner leurs impressions sur la rédaction
de ce présent document.

Sommaire

Le schéma de la distribution général notamment les puissances appelées, les courbes de charges, et la planification de la production d'énergie électrique ont été analysés (chapitre 2).

Le calcul des courants de court-circuit, la vérification de la stabilité thermique du réseau et du pouvoir de coupure de l'appareillage ainsi que le réglage des relais de protection sont présentés au chapitre 3.

Le choix des câbles HT et BT existants a été fait selon les valeurs admissibles de la chute de tension et de l'échauffement en régime normal ou de court-circuit (Chapitre 4).

Un bouclage en BT des transformateurs de distribution a été étudié pour améliorer la fiabilité et le facteur de puissance. L'appareillage et les câbles d'interconnexion ont été dimensionnés suivant les critères cités (Chapitre 5).

L'étude technico-économique de la compensation de l'énergie réactive a permis de trouver plusieurs solutions pour les cas d'alimentation par le poste SENELEC ou par les groupes électrogènes (Chapitre 6).

Les conclusions de l'étude, exposées au chapitre 7, permettent une rationalisation technique et économique de l'exploitation des installations électriques de la SEIB.

Table des matières

	Remerciements	I
	Sommaire	II
	Table des matières	III
Chapitre 1	Introduction	1
Chapitre 2	Schéma général de la distribu- tion de l'énergie électrique	3
2.1	Installation de production de l'énergie	3
2.2	Planification	4
2.2.1	Estimation de la puissance d'utilisation	4
2.2.2	Analyse des courbes de charge	6
2.2.3	Planification de la production d'énergie électrique	7

	2.3	Distribution de l'énergie électrique	8
	2.4	Conclusion	9
Chapitre	3	: Calcul des courants de court-circuit dans les installations électriques	10
	3.1	Description de la méthode de calcul	10
	3.2	Calcul des courants de court-circuit	12
	3.3	Calcul des courts de court-circuit minimum	20
	3.4	Conclusion	22
Chapitre	4	: Vérification du choix des câbles	23
	4.1	Câbles MT	24
	4.2	Câbles BT	27
	4.3	Interconnexions des départs BT	31
	4.4	Conclusion	33
Chapitre	5	: Etude du bouclage des circuits BT	35
	5.1	Avantages du bouclage	35
	5.1.1	Possibilités d'alimentation des récepteurs	35
	5.1.2	Economie réalisable en intercampagne	36
	5.1.3	Augmentation naturelle du facteur de puissance	36
	5.2	Calcul des courants de court-circuit	37
	5.2.1	Cas de deux transformateurs en parallèle	37

	5.2.2	Cas de trois transformateurs en parallèle	39
	5.3	Choix de l'appareillage supplémentaire	45
	5.3.1	Choix des sectionneurs	45
	5.3.2	Choix des interrupteurs	45
	5.3.3	Estimation du coût total du bouclage	46
	5.4	Manoeuvre en régime d'avarie	47
	5.5	Conclusion	49
Chapitre	6	: Compensation de l'énergie réactive	50
	6.1	L'énergie réactive	50
	6.1.1	L'énergie réactive en régime sinusoïdal	51
	6.1.2	Facteur de puissance	52
	6.2	Inconvénients d'un faible facteur de puissance	53
	6.2.1	Intensité plus élevée que celle nécessaire au travail réel fourni	53
	6.2.2	Augmentation des pertes en ligne	54
	6.2.3	Diminution de la puissance disponible active au transformateur ou à la source d'alimentation.	54
	6.2.4	Augmentation de la chute de tension	55

6.3	Causes des faibles valeurs de $\cos \varphi$	56
6.3.1	Mauvais choix de moteurs asynchrones	57
6.3.2	Réparation et entretien des moteurs	57
6.4	Méthodes de compensation de l'énergie réactive	58
6.4.1	La méthode naturelle	58
6.4.2	La méthode artificielle	60
6.4.2.1	Machines tournantes	60
6.4.2.2	Condensateurs	60
6.5	Évaluation de la consommation d'énergie réactive - Économie réalisable.	61
6.6	Optimisation économique des batteries de condensateurs	64
6.6.1	Politique générale de la compensation de l'énergie réactive	64
6.6.2	Délai de récupération	65
6.6.3	Détermination des batteries de condensateurs	66
6.7	Conclusion	72
Chapitre 7	Conclusions et recommandations	73
<u>Annexes</u>	1, 2, 3	79
<u>Annexe 1</u>	Caractéristiques électriques des récepteurs et sources	80

Annexe 2 : Estimation des puissances
d'utilisation 87

Annexe 3 : Relevés des productions et
consommations d'énergie électrique
(1982 à 1986)
Mesure réalisés sur les départ BT
(Janvier - Février 1987) 92

Bibliographie 106

Liste des plans .

N° PFE - 001 : Schéma général de la distribution
d'énergie électrique - SEIB.

N° PFE - 002 : Schéma du bouclage envisagé.

chapitre premier

Introduction

Avant - propos

Les récentes augmentations du prix de l'énergie électrique ont mis l'accent sur la nécessité d'une amélioration du rendement des installations. Cette préoccupation est d'abord motivée par le souci de ne pas gaspiller des ressources qui pourrait faire défaut à plus ou moins long terme, mais il l'est aussi par le désir de pratiquer une meilleure gestion.

Dans cette dernière façon de voir les choses, on sera amené à considérer d'une part, le coût des pertes électriques pendant toute la durée de l'exploitation et le prix des dispositifs supplémentaires ou des surdimensionnements contribuant à l'amélioration du rendement, d'autre part.

Une théorie générale pourrait être envisagée mais elle conduirait à d'importants développements mathématiques faisant intervenir de nombreux paramètres. Un petit nombre de personnes y trouverait une satisfaction de l'esprit, mais cette façon de procéder ne permettrait pas de sensibiliser à ces problèmes les exploitants de réseaux industriels. Par conséquent nous avons essayé autant que faire s'est pu de ne pas faire de longs développements mathématiques.

Énoncé du problème.

Nous nous sommes proposés, d'étudier, sur le cas précis des installations électriques de la S.E.I.B., la recherche des caractéristiques optimales, sur le plan technico-économique, à donner à son réseau de distribution d'énergie électrique, qui est autonome en régime normal.

Pour améliorer le rendement de ce réseau, nous devons réduire les pertes dans les câbles d'alimentation. Deux moyens sont disponibles :

- augmenter la section des câbles
- améliorer le facteur de puissance des récepteurs.

Dans le cas d'une installation déjà existante (S.E.I.B.) à améliorer, nous constatons aisément que pour réduire les pertes, il n'est pas question d'augmenter la section des câbles déjà installés mais le courant qui les parcourt peut être réduit en augmentant le facteur de puissance.

Pour se faire, nous avons proposé deux méthodes d'augmenter le facteur de puissance : installer des batteries de condensateur ou augmenter le facteur de charge des transformateurs et récepteurs.

Cette étude nous a montré que dans la conjoncture actuelle où le coût de l'énergie a une incidence accrue, il est nécessaire de remettre en cause nos méthodes de choix des constituants des réseaux électriques.

Chapitre 2

Schéma général de la distribution de l'énergie électrique

2.1 Installations de production de l'énergie.

Le réseau de distribution de l'usine est alimenté par trois alternateurs : un turbo-alternateur d'une puissance de 4375 kVA et deux groupes électrogènes de 1100 kVA chacun.

La SENELEC n'intervient qu'en cas de panne pour une puissance de 50 kVA. Pour plus de détails, consulter le schéma unifilaire (PFE #001) et l'annexe 1.

Ces trois alternateurs débitent en parallèle sur les jeux de barres 6600 V qui alimentent les trois transformateurs des départs principaux.

La planification de la production est faite en fonction de la demande d'énergie qui est très variable d'une période à l'autre. En période de campagne agricole (Janvier à Juin, Juillet) la production est maximale tandis que durant l'autre période elle est moyenne.

Les caractéristiques des différents récepteurs sont présentées dans l'annexe 1.

2.2 Planification

2.2.1 Estimation de la puissance d'utilisation.

Elle est plus faible que la puissance installée. Son estimation qui permet, au stade de la conception, d'évaluer la puissance de la source ou celle à souscrire, requiert la connaissance des éléments suivants :

- la puissance installée de chaque récepteur
- le facteur d'utilisation maximale de chaque récepteur
- le facteur de simultanéité d'un groupe de récepteurs
- et enfin le facteur d'extension.

Ainsi, comme tous les récepteurs installés ne fonctionnent pas simultanément et le régime de fonctionnement d'un récepteur peut être tel que la puissance réelle utilisée soit inférieure à sa puissance nominale, la puissance d'utilisation sera inférieure à la somme des puissances installées.

Le calcul de la puissance d'utilisation de toute l'usine est présenté en Annexe 2.

Les puissances d'utilisation ainsi calculées permettent de vérifier la puissance des transformateurs et sources installés. Pour le départ C (centrale), le transformateur installé a une puissance apparente de 2000 kVA pour une puissance installée de 2362 kVA ; La puissance d'utilisation calculée est de 1176 kVA. Consulter le tableau suivant.

Tableau 2.1 : Comparaison de puissances

Départ	Puissance installée (kVA)	Puissance d'utilisation (kVA)	Puissance nominale Transformateur (kVA) P_n	Marge disponible (%) P_n (**)
Centrale	2362	1176	2000	40
Trituration	1660	807	2000	60
Anneaux	1158	569	1000	43
Source	5180	2552	6575 ^(*)	61

(*) Puissance nominale des sources d'énergie électrique disponible :

1 turbo alternateur : 4375 kVA

2 MAN (Diesel) : 1100 kVA x 2

(**) Cette marge est calculée en supposant les pertes nulles (cas idéal)

Ce tableau sert de comparaison entre les puissances installées les puissances d'utilisation et la puissance nominale des transformateurs ou sources installés.

La dernière colonne montre que l'usine détient encore une disponibilité de puissance assez importante pour effectuer des extensions même en considérant les pertes dans la production et dans la consommation.

2.2.2 Analyse des courbes de charges.

Avec les données sur la production et la consommation mensuelles sur quatre années consécutives, nous pouvons constater que :

- La consommation maximale correspond à la période allant de Janvier à Juillet de chaque année.
- La consommation minimale, en moyenne correspond à la période allant du mois d'Août au mois de Décembre.
- D'autre part la consommation d'énergie la plus grande durant ces quatre années correspond celle du mois de Juillet 1983. Elle s'élève à 1313.6 MWh.
- La consommation d'énergie la plus faible s'élève à 452.7 MWh dans le mois Décembre 1985.
- La consommation maximale du mois de Juillet 1983 correspond au fonctionnement du Turbo et d'un Diesel (alternateurs A_1 et A_2), l'autre Diesel A_3 étant à l'arrêt durant tout le mois. Si l'on suppose que les deux alternateurs ont fonctionné en pleine charge et sans pertes, la puissance totale produite est de (4375 kVA + 1100 kVA) soit 5475 kVA.

Par contre, le minimum de consommation du mois de Décembre 1985, est assuré par le fonctionnement des deux groupes Diesel soit, en supposant les mêmes hypothèses, une production totale de 1100×2 kVA soit 2200 kVA.

2.2.3 Planification de la production d'énergie électrique.

Pour satisfaire la demande d'énergie électrique, il existe plusieurs possibilités :

- 1 - Faire fonctionner les trois alternateurs simultanément.
- 2 - Faire marcher le turbo alternateur et un seul groupe diesel
- 3 - Courir avec le turbo alternateur seul
- 4 - Faire tourner les deux groupes électrogènes
- 5 - ou enfin un seul groupe électrogène.

Il existe donc cinq combinaisons possibles des générateurs pour répondre à la demande. Les puissances maximales pouvant être produites, correspondant aux cinq arrangements dans l'ordre ci-dessus, sont par ordre croissant : 6575, 5475, 4375, 2200 et 1100 kVA.

Ainsi l'usine peut tourner avec l'une ou l'autre de ces puissances suivant la demande.

En consultant les relevés de la production, on peut constater que l'usine a fonctionné avec les trois alternateurs (possibilité 1) durant toute l'année 1982.

Durant les autres années 1983, 84 et 85, le turbo plus au moins un des groupes Diesel ont assuré la fourniture de l'énergie.

2
6

L'estimation de la puissance, d'utilisation et les relevés des années 1982, 83, 84 et 85 confirme qu'au pire des cas, l'usine devrait pouvoir tourner avec la possibilité 2.

Pour effectuer une planification économique de la production il faudrait d'abord recueillir des données statistiques sur la consommation d'énergie électrique et faire des prévisions de la consommation pour toute l'année. Ainsi en fonction de la période on choisira la possibilité la plus économique.

2.3 Distribution de l'énergie électrique.

La distribution de l'énergie électrique a une importance énorme dans les installations industrielles modernes : la qualité des installations est par conséquent primordiale.

La distribution adoptée dans le cas de la SEIB est radiale. Celle-ci a l'avantage d'être économique et plus facile à calculer. Cependant chaque "ensemble consommateur" n'est alimenté que par une seule ligne ; tout incident déclenchant les disjoncteurs ou fusibles entraîne l'arrêt de tout ce qui est situé en aval.

Pour augmenter la fiabilité et la flexibilité, le bouclage au niveau de jeux de barres BT peut être envisagé.

Ce point sera étudié aux chapitres 4 et 5

L'autre critique à l'égard de la distribution le facteur puissance très faible avec lequel l'usine tourne. Ce problème du facteur de puissance est l'objet du chapitre 6.

2.4 CONCLUSION.

Dans ce chapitre nous avons reconstitué le schéma général de la distribution de l'énergie électrique Plan PFE-001. Nous avons réévalué la puissance consommée en tenant compte des coefficients d'utilisation des récepteurs et de simultanéité des groupes de récepteurs. Ce dernier point nous a permis de revoir la capacité de la société à satisfaire la demande d'énergie électrique. Notre étude a montré que 60% de la puissance des groupes reste inexploitée; Ce permet dans l'avenir de faire des extensions dès que le besoin se fait sentir.

Cependant pour augmenter la fiabilité et la flexibilité du réseau de distribution, nous étudierons l'interconnexion des jeux de barres basse tension, aux chapitres 4 et 5

D'autre part les mesures réalisées et les relevés statistiques sur la production et la consommation montrent que le facteur de puissance est très faible inférieur à 70% dans la majeure partie des cas. Par conséquent les pertes restent très élevées devant la production (entre 12 et 20% de cette production).

Pour augmenter le rendement du réseau de distribution d'énergie électrique, nous proposons plus solutions exposées aux chapitres suivants.

chapitre 3

calcul des courants de court-circuit dans les installations électriques

La connaissance des courants de courts-circuits aux différents points d'une installation permet le dimensionnement ou la vérification des appareils chargés de la protection contre les surintensités.

En règle générale, le courant de court-circuit le plus élevé correspond au défaut triphasé dans une installation alimentée par un transformateur.

3.1. Description de la méthode de calcul

Nous utilisons la méthode des impédances relatives. Proposée par Rich (1), cette méthode repose sur la convention suivante :

"Les impédances en Ohms sont divisées par le carré de la tension composée à laquelle est porté le réseau au point où elles sont en service ; elles deviennent des impédances relatives". La puissance de base est posée égale à 1 kVA.

• Pour les câbles et lignes les résistances et réactances relatives sont :

$$R_r = \frac{R_{ohm}^2}{U^2} \quad X_r = \frac{X_{ohm}}{U^2}$$

• Pour les transformateurs

$$Z_r = \frac{1}{P_n} \cdot \frac{U_{cc}}{100}$$

• Pour les alternateurs

$$Z_r = \frac{1}{P_n} \cdot \frac{e}{100}$$

Après la détermination de toutes les impédances relatives, la puissance de court-circuit s'établit d'après la

relation :

$$P_{cc} = \frac{1}{\sum Z_r}$$

d'où $I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3}U}$ $U =$ tension au point du défaut

Procédure pratique: Nous calculons toutes les impédances, en déduisons les impédances relatives. Ainsi nous traçons le schéma d'impédance et toutes les "extrémités" libres sont reliées entre elles. Ensuite nous connectons une source de valeur unitaire entre ce point commun et le point où l'on calcule le I_{cc} ; cette source détermine le I_{cc} recherché.

3.2 Calcul des courants de court-circuit

Nous supposons que tous les sources d'énergie sont simultanément en service au moment du défaut. C'est le cas le plus défavorable qui puisse se produire.

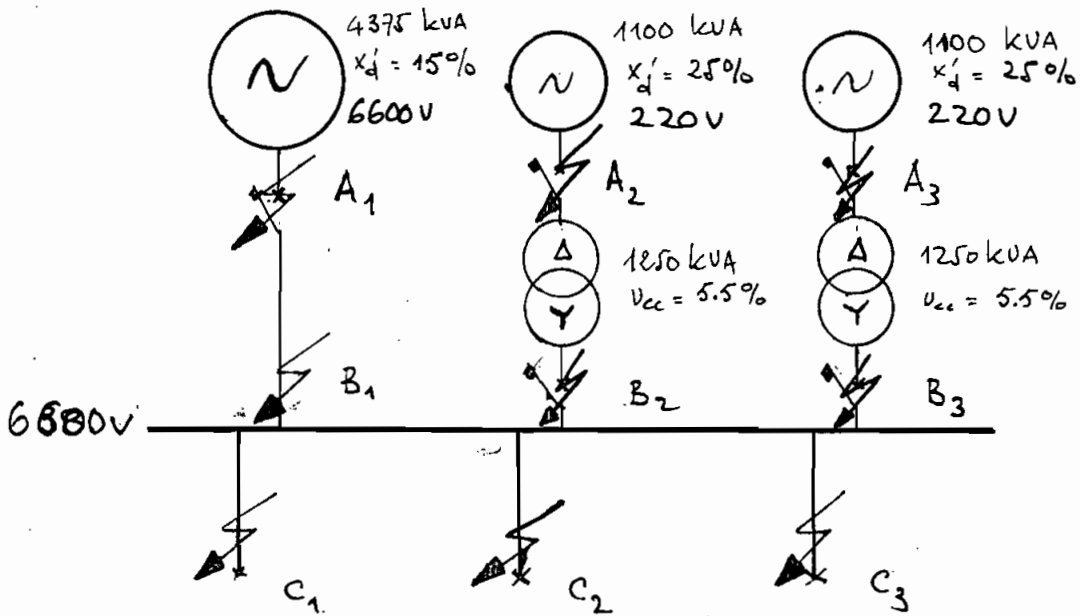
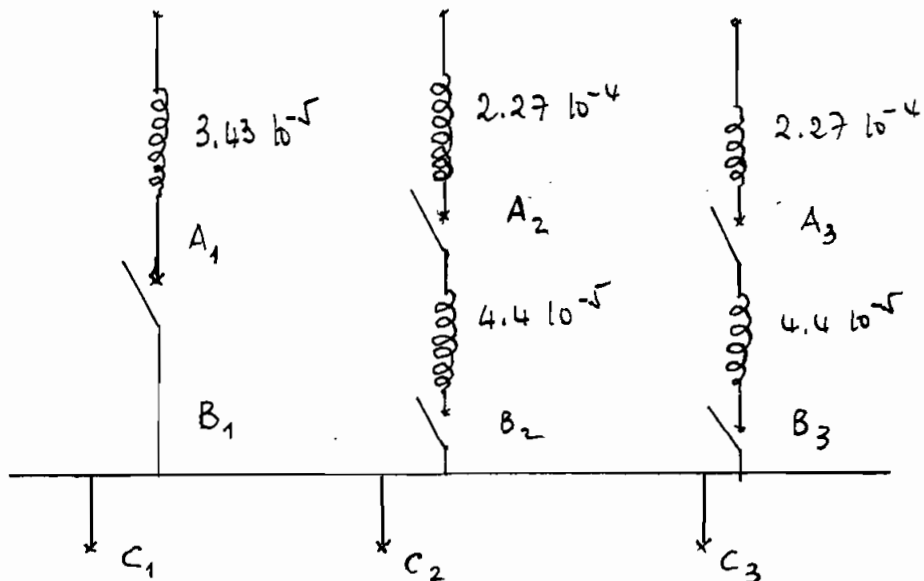


Schéma équivalent avec impédances relatives



Défaut en A_2 ou A_3 :

$$I_{cc} = \frac{I_{nG}}{x_d'} = \frac{2890}{0.25} = 11.56 \text{ kA} \approx 12 \text{ kA}$$

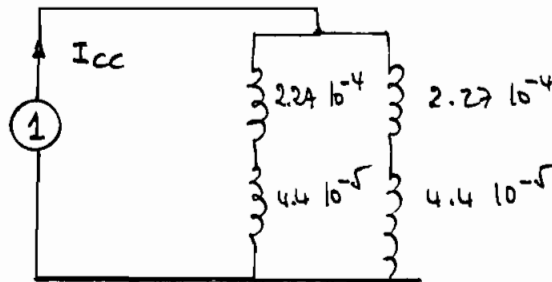
Défaut en B_1 :

- si le turbo débite seul sur le défaut en B_1

$$I_{cc} = \frac{I_{nG}}{x_d'} = \frac{383}{0.15} = 2.6 \text{ kA} \approx 3 \text{ kA}$$

Défaut en A_1

- Si les deux MAN débiterent sur A_1 , on obtient le circuit suivant :



$$Z_{pu_{tot}} = \frac{1}{2} (2.27 \cdot 10^{-4} + 4.4 \cdot 10^{-5}) = 1.355 \cdot 10^{-4}$$

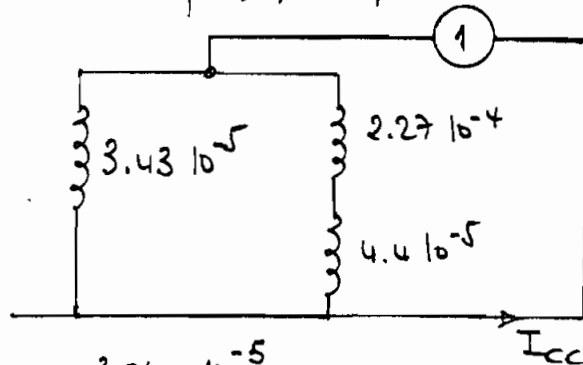
$$P_{cc} = \frac{1}{Z_{pu_{tot}}} = 7.38 \text{ MVA.}$$

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3}U} = \frac{7.38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6600} = 646 \text{ A}$$

Le disjoncteur installé en A_1 doit avoir un pouvoir de coupure au moins égal au I_{cc} maximum. Dans ce cas $I_{cc_{B_1}} > I_{cc_{A_1}}$ donc le disjoncteur doit avoir un Pdc d'au moins 3 kA.

Défaut en B₂ ou B₃

Le schéma électrique des impédances est le suivant :



$$Z_{pu_{tot}} = 3.04 \cdot 10^{-5}$$

$$P_{cc} = \frac{1}{Z_{pu_{tot}}} = 32.8 \text{ MVA.}$$

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} U} = \frac{32.8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6600} = 2.87 \text{ kA} \approx 3 \text{ kA}$$

D'autre part le courant nominal du transformateur de 1250 kVA est d'environ 132 A sous 6600 V

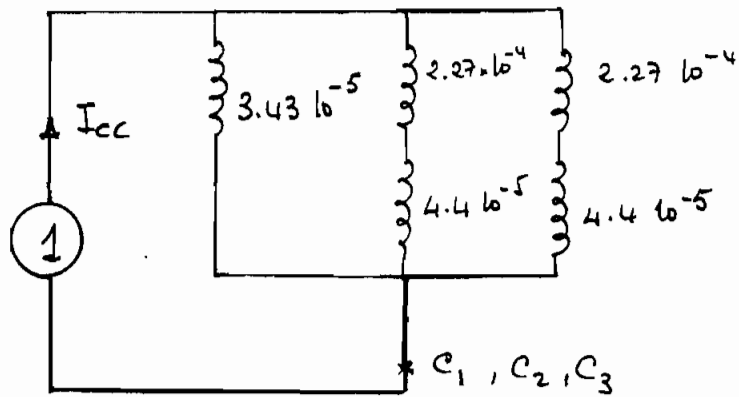
$$I_{cc} = \frac{I_n}{U_{cc}} = \frac{132}{0.057} = 2.4 \text{ kA.}$$

Les disjoncteurs placés en B₂ et B₃ doivent avoir un pouvoir de coupure au moins égal à 3 kA.

Défaut en C₁, C₂ ou C₃.

Le cas le plus défavorable est celui qui correspond au fonctionnement des trois alternateurs en parallèle.

Le circuit électrique correspond est représenté à la page suivante.



$$Z_{p_{tot}} = 1 / \left(\frac{1}{3.43 \cdot 10^{-5}} + \frac{1}{1.355 \cdot 10^{-4}} \right) = 2.74 \cdot 10^{-5}$$

$$P_{cc} = 36.6 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{1}{2.74 \cdot 10^{-5} \sqrt{3} \times 6600} = 3.2 \text{ kA}$$

Sous les disjoncteurs des départs MT (6600 V) doivent avoir un pouvoir de coupure supérieur ou égal à 3.2 kA eff.

Ainsi la puissance de court-circuit à l'amont des transformateurs des départs principaux sera prise comme étant la puissance de court-circuit aux points c_1 , c_2 et c_3 .

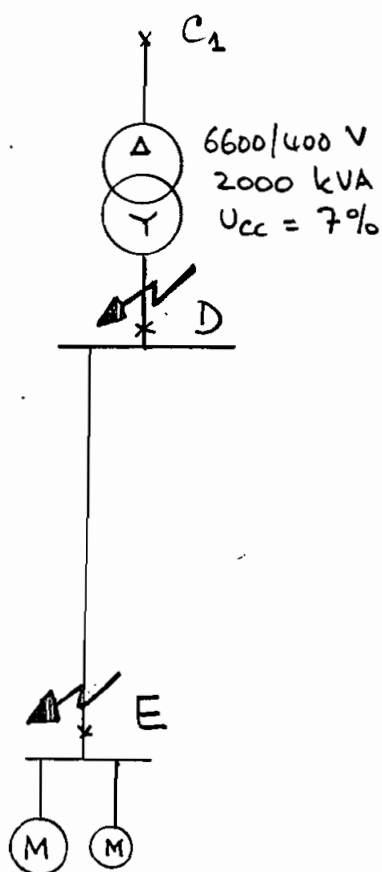
Elle est calculée ci-haut et vaut 36.6 MVA.

Maintenant nous abordons le problème par départ.

Dans chaque cas, nous déterminons le I_{cc} à l'aval du transformateur. Le I_{cc} correspond au courant de court-circuit amont pour les départs secondaires correspondants.

Connaissant le I_{cc} amont, la section des conducteurs, et la longueur de canalisations, nous utilisons le Tableau 64 ou la règle d'évaluation de I_{cc} de MERLIN GERIN (2) :

Départ "centrale": "C"

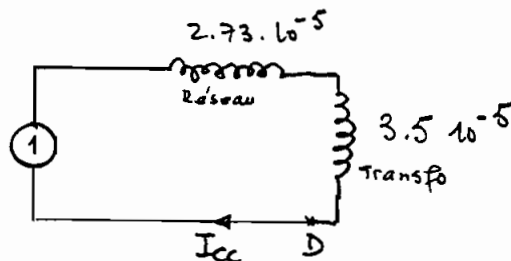


Réseau amont: $P_{cc} = 36.6 \text{ MVA}$
 $Z_{pu} = \frac{1}{P_{cc}} = 2.73 \cdot 10^{-5}$

Transfo: $Z_{pu} = \frac{0.07}{2000} = 3.5 \cdot 10^{-5}$

Départ au point D:

le schéma équivalent est le suivant:



$$Z_{pu_{tot}} = (2.73 + 3.5) \cdot 10^{-5} = 6.23 \cdot 10^{-5}$$

$$I_{cc} = \frac{1}{Z_{pu_{tot}} \cdot \sqrt{3} \cdot U} = \frac{1}{6.23 \cdot 10^{-5} \cdot \sqrt{3} \cdot 480}$$

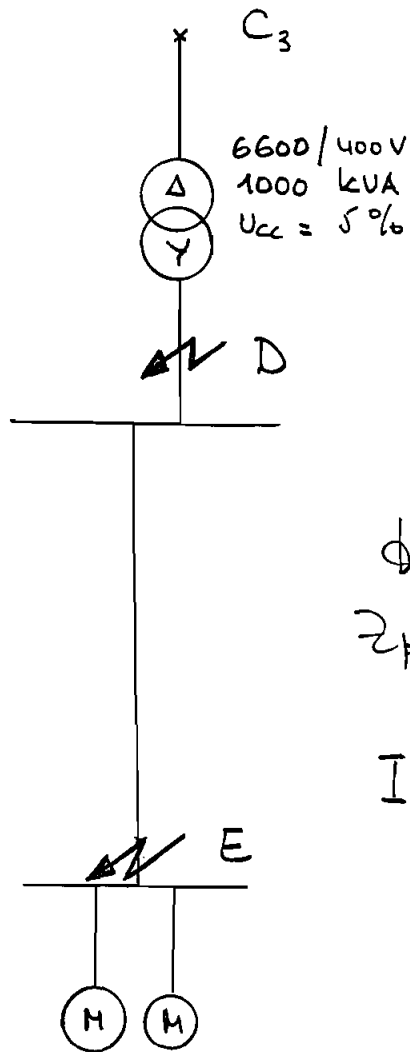
$$I_{cc} = 24.4 \text{ kA eff.}$$

Les résultats des calculs des courants de court-circuit au point E sont présentés sous forme de tableau pour chaque départ principal: "Centrale", "Trituration" et "Annexes"

Départ "Trituration": "T": $I_{cc} = 24.4 \text{ kA eff}$ au point D.

Ce départ a les même type et la puissance que le départ "C".

Départ "Annexes" : "A"



Réseau amont: C_3

$$P_{cc} = 36.6 \text{ MVA}$$

$$Z_{pu} = 2.73 \times 10^{-5}$$

Transformateur :

$$Z_{pu} = \frac{5\%}{1000} = 5 \cdot 10^{-5}$$

Défaut au point D.

$$Z_{pu_{tot}} = (2.73 + 5) \cdot 10^{-5} = 7.73 \cdot 10^{-5}$$

$$I_{cc} = \frac{1}{Z_{pu_{tot}} \times \sqrt{3} \times 4.00}$$

$$I_{cc} = 19.7 \text{ kA}_{eff}$$

Les courants de court-circuit au point E sont présentés au tableau

Tableaux des $I_{cc\text{aval}}$: courants de court-circuit au niveau des disjoncteurs des départs secondaires pour chaque départ principal.

Tableau 3.1 : Départ "centrale" ; $I_{cc\text{ amont}} = 24.4 \text{ kA}_{\text{eff}}$

Départ secondaire	Cu Section (mm^2)	Longueur (m)	$I_{cc\text{ aval}}$ (kA_{eff})	Départ secondaire	Cu Section (mm^2)	Longueur (m)	$I_{cc\text{ aval}}$ (kA_{eff})
Q2C	240	60	18	Q17C	25	150	< 5
Q3C	240	60	18	Q18C	10	100	< 5
Q4C	185	60	18	Q19C	120	70	14
Q5C	185	50	18	Q20C	150	60	18
Q6C	15	30	6	Q21C	120	100	11
Q7C	15	30	6	Q22C	100	200	6
Q8C	120	12	23	Q23C	25	60	< 5
Q9C	16	40	5	Q24C	95	40	18
Q10C	(95x2)	50	18	Q25C	-	60	-
Q11C	4	20	< 5	Q29C	16	60	< 5
Q12C	240	60	18	Q31C	6	60	< 5
Q13C	70	60	11	Q32C	6	60	< 5
Q14C	25	50	5	Q30C	16	30	6
Q15C	-	300	-	Q33C	150	300	6
Q16C	70	100	9				

Tableau 3.2 Départ "Trituration"

$$I_{cc\text{ amont}} = 244 \text{ kA ef}$$

Départ Secondaire	Cu Section (mm ²)	Longueur (m)	I _{cc} aval (kA ef)
Q 2T	(150x2)	25	20
Q 3T	(150x2)	25	20
Q 4T	(150x2)	40	18
Q 5T	(240x2)	110	14
Q 6T	150	110	11
Q 8T	35	110	5
Q 9T	50	100	5
Q 10T	16	150	5
Q 11T	25	12	18
Q 12T	25	100	5
Q 7T	supprimé		

Tableau 3.3 Départ "Annexes"

$$I_{cc\text{ amont}} = 19.7 \text{ kA ef}$$

Départ Secondaire	Cu Section (mm ²)	Longueur (m)	I _{cc} aval (kA ef)
Q 2A	10	30	5
Q 3A	185	12	19
Q 4A	150	40	16
Q 5A	25	60	5
Q 6A	16	70	5
Q 7A	16	70	5
Q 8A	16	60	5
Q 9A	25	70	5
Q 10A	10	70	5
Q 11A	(240x2)	100	13
Q 12A	300	100	16
Q 13A	50	10	17
Q 15A	16	40	5
Q 14A	réserve non équipée		

3.3 calcul des courant de court-circuit minimum.

Dans le paragraphe précédent, nous n'avons tenu compte que du cas où un seul appareil assure la protection pour toute valeur du courant, depuis le courant de réglage thermique I_{rth} au pouvoir de coupure (PdC).

Dans certains circuits, l'association fusible - disjoncteur est adoptée pour assurer cette protection. Dans ce cas, le fusible doit satisfaire les conditions suivantes :

1. son PdC doit être supérieur ou égal au moins au courant de court-circuit triphasé.
2. Couper le courant minimum de court-circuit dans un temps t_c compatible avec la limite de contrainte thermique des conducteurs : $t_c \leq \frac{k^2 S^2}{I_{cc\ min}}$ pour les temps t_c inférieurs à 5 seconds.

Cette dernière condition se traduit par :

$$I_{cc\ min} > I_a \text{ pour la protection par fusible.}$$

I_a correspond au croisement de la courbe de fusion du fusible et de la courbe limite de contrainte thermique du conducteur.

Les fusibles utilisés sont de type aM.

Connaissant la section du câble et le calibre du fusible nous obtenons la longueur maximale protégée (longueur pour laquelle $I_{cc\ min}$ sera supérieur à I_a) à l'aide du tableau 53 AC de la norme NF. C15-100.

Dans le tableau ci-dessous, nous comparons les longueurs réelles des circuits aux longueurs maximales protégées contre les courts-circuits par des fusibles a.M.

Tableau 3.4

Vérification
de la coupure
du courant
de court-circuit
minimum.

Départ	Section (mm ²)	Courant nominal fusible (A)	Longueur réelle (m)	Longueur protégeable (m)
Q6C	16	80	30	144
Q7C	16	80	30	144
Q9C	16	80	40	144
Q11C	4	40	20	55
Q17C	25	80	150	220
Q18C	10	40	100	140
Q23C	25	125	60	140
Q25C	16	80	60	144
Q29C	16	40	60	225
Q31C	6	40	60	100
Q32C	6	40	60	100
Q10T	16	60	150	180
Q12T	25	80	100	220
Q2A	10	80	30	70
Q6A	16	40	70	225
Q7A	16	80	70	144
Q8A	16	80	60	140
Q9A	25	80	70	220
Q10A	10	40	70	172
Q15A	16	80	40	144

3.4 . CONCLUSION

Ce chapitre a été traité dans le but de permettre aux exploitants de disposer de valeurs de courants de court-circuit à tous les niveaux où doivent être installés les dispositifs de protection contre les courts-circuits (fusibles ou disjoncteurs). Depuis l'alimentation jusqu'aux jeux de barres BT, nous n'avons pas trouvé d'anomalie : les disjoncteurs installés ou l'association disjoncteur - fusible réalisée ont de pouvoir de coupure suffisante. Ce que nous n'avons pas vérifié avec précision, c'est le courant de court-circuit minimum calculé au paragraphe 3.3 par rapport au courant I_a qui a été défini au même paragraphe précité. Ce point peut être étudié si l'on dispose des courbes de fusion des fusibles et des courbes de limite de contrainte thermique du câble. Ceci peut être vérifié par les exploitants et doit se faire seulement pour la association disjoncteur - fusible. Une vérification est quand même effectuée au tableau 3.4.

Pour ce qui est des panneaux de distribution pour les circuits terminaux, les disjoncteurs installés ou à installer doivent avoir des pdc compatibles avec les courants de court-circuit des tableaux 3.1, 3.2 et 3.3.

Chapitre 4

Vérification du choix des câbles

Dans ce chapitre, nous essayons de déterminer la section technique de l'âme des câbles. Cette détermination de la section technique consiste à trouver la plus petite section normalisée appartenant au type de câble choisi qui satisfait simultanément les conditions suivantes :

- échauffement normal (section S_j)
- chute de tension admissible (section S_z)
- surcharge due à un court-circuit (section S_c)
- Protection contre les contacts indirects (section S_p)

La plus grande des 4 sections S_j , S_z , S_c , S_p est la section technique nécessaire à la liaison. Cette section sera enfin comparée à la section installée.

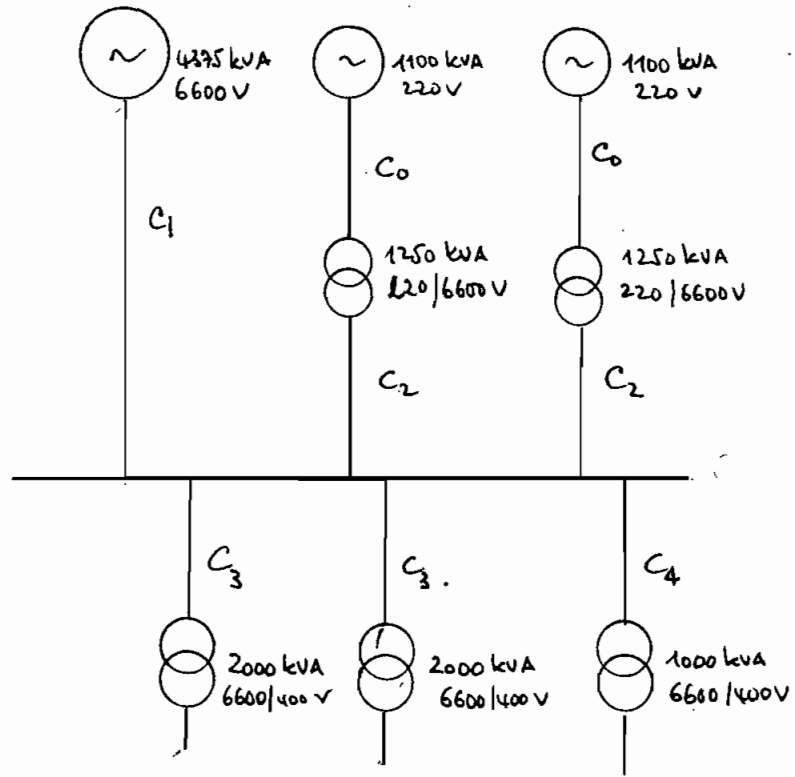
Cette vérification sera effectuée aux niveaux MT et BT. Les câbles alimentant directement les moteurs ne seront pas vérifiés. Nous calculerons aussi les câbles nécessaires au bouclage en régime d'avarie, ou en intercampagne.

4.1 Câbles MT

En moyenne tension, les sections à considérer sont :

- S_j : la section imposée par l'échauffement du câble
- S_c : la section nécessaire pour résister au court-circuit

La plus grande de ces deux sections sera retenue comme section technique



Nous faisons le calcul pour les câbles C_1 , C_2 , C_3 et C_4 .
 Les câbles C_0 étant spécifiés par le constructeur des groupes électrogènes. Le type de câble utilisé n'étant pas connu, nous n'avons pas fait la vérification à ce niveau.

Au niveau de la MT le type de câble utilisé est le câble unipolaire HAURITHENE X 22 (isolés PR);

12/20 kV - 1 conducteur Cu rond câblé.

Champ radial.

Câble C₁ :

- Données :
- Câble MT Cuivre isolé au PR
 - I_{cc} de court-circuit 3000 A (revoir Chapitre III)
 - t , temps du court-circuit 10 secondes.
 - On suppose que le court-circuit a lieu au moment où le câble fonctionne à sa température maximale à l'an.

La densité de courant que peut accepter le câble est donnée par :

$$d = \frac{139}{\sqrt{t}}$$

139 = densité de courant admissible pour une surcharge de 1 seconde pour le câble considéré.

$$S_c = \frac{I_{cc}}{d} = \frac{3000}{44} = 68 \text{ mm}^2$$

$$S_c = 70 \text{ mm}^2 \quad (\text{Valeur normalisée}).$$

Section S_j : Le courant nominal du turbo-alternateur est de 383 A

La section suffisante pour un échauffement normal est $S_j = 120 \text{ mm}^2$.

La section technique retenue est $S = 120 \text{ mm}^2$. Cette section est immédiatement inférieure à la section installée. Ce qui est correcte avec une marge de sécurité suffisante.

Les résultats des calculs sont présentés sous forme de tableau.
 Les calculs sont identiques au cas précédent.

Tableau 4.1 : Sections - Moyenne Tension.

câbles	S_j (mm ²)	S_c (mm ²)	Section technique (mm ²)	Section installée (mm ²)	Observations
C ₁	120	70	120	150	Sur dimensionné Sécurité
C ₂	25	50	50	50	O.K
C ₃	35	70	70	70	O.K
C ₄	25	70	70 ^(*)	70 ^(*)	O.K

(*) Les câbles C₄ reliant les jeux de barres MT et les secondaires des transformateurs "Trituration" et "Annexes" n'étant pas précisés, nous avons supposé qu'ils sont de même type et de même diamètre que celui de la "Centrale". Par contre nous n'avons pas dimensionné les câbles C₀ qui relie les diesel aux transformateurs de 1250 kVA. Nous ne connaissons pas le type de câble utilisé.

4.2 câbles BT

Dans ce paragraphe seuls les câbles reliant les tableaux principaux aux tableaux de distribution des circuits terminaux seront vérifiés. Les sections qui ont permis de déterminer la section technique sont :

- S_j , la section imposée par l'échauffement du câble
- S_z , la section imposée par la chute de tension, qui ne doit pas dépasser 5% de la tension nominale 380V.

Détermination de S_j : même méthode que celle décrite au paragraphe précédent.

Détermination de S_z : Connaissant les caractéristiques de la liaison : I , intensité à transporter en A ; l , longueur de la liaison en km ; ΔU , chute de tension admissible sur la liaison ($\Delta U = 19$ V dans notre cas).

On calcule l'impédance Z (en Ω/km) par la formule

$$Z (\Omega/\text{km}) = \frac{19}{\sqrt{3} I \cdot l} = \frac{11}{I \cdot l}$$

La section S_z se détermine en choisissant la valeur normalisée de l'impédance pour le $\cos\phi$ retenu (0.8) égale ou immédiatement inférieure à la valeur trouvée.

Les résultats des calculs sont présentés pour chaque liaison dans les tableaux suivants.

Le câble utilisé dans toutes les liaisons est le U1000 R02V unipolaire ou tripolaire.

Tableau 4.2 DEPART CENTRALE (Q1C)

Liaison	Puissance nominale (kVA)	I (A)	L (m)	S_j (mm ²)	Z (Ω /km)	S_z (mm ²)	Section technique retenue (mm ²)	Section installée (mm ²)
Q1C - Q2C	180	273	60	185	0.67	35	185	240
- Q3C	180	273	60	185	0.67	35	185	240
- Q4C	150	228	60	120	0.8	25	120	185
- Q5C	160	243	50	150	0.9	25	150	185
- Q6C	20	30	30	4	12.2	1.5	4	16
- Q7C	20	30	30	4	12.2	1.5	4	16
- Q8C	100	152	12	70	6.0	4	70	120
- Q9C	25	38	40	6	7.2	2.5	6	16
- Q10C	200	304	50	185	0.72	35	185	2x 95
- Q11C	5	8	20	1.5	68.8	1.5	1.5	4
- Q12C	250	395	60	240	0.46	50	240	240
- Q13C	85	129	60	50	1.42	16	50	70
- Q14C	50	76	50	25	2.89	6	25	25
- Q15C	70	106	450	120	0.23	95	120	-
- Q16C	80	122	150	50	0.60	35	50	70
- Q17C	20	30	420	25	0.87	25	25	25
- Q18C	10	15	170	6	4.31	6	6	10
- Q19C	150	228	90	120	0.54	35	120	120
- Q20C	180	273	60	150	0.67	35	150	150
- Q21C	170	258	140	120	0.30	70	120	120

Tableau 4.3 : DEPART CENTRALE (Q1C) - suite .

Liaison	P (kVA)	I (A)	L (m)	S_z (mm ²)	Z (Ω/km)	S_z (mm ²)	Section technique (mm ²)	Section installée (mm ²)
Q1C - Q22C	100	152	220	70	0.33	70	70	150
- Q23C	45	68	90	16	1.80	10	16	25
- Q24C	90	137	60	70	1.34	16	70	95
- Q25C	6.5	10	60	1.5	18.3	1.5	1.5	4
- Q30C	6	9	30	1.5	40.7	1.5	1.5	16
- Q33C	100	152	300	95	0.24	95	95	150

Tableau 4.4 : DEPART ANNEXES (Q1A)

Q1A - Q2A	14	21	30	2.5	17.5	1.5	2.5	10
- Q3A	200	304	12	185	3.01	6	185	185
- Q5A	50	76	60	25	2.41	10	25	25
- Q6A	9	14	70	1.5	11.2	2.5	2.5	16
- Q7A	20	31	70	4	5.07	4	4	16
- Q8A	17	25	60	4	7.05	2.5	4	-
- Q9A	30	46	70	10	3.42	6	10	25
- Q10A	8	12	70	2.5	13.1	1.5	2.5	10
- Q11A	350	532	100	240x2	0.21	50	240x2	240x2
- Q12A	225	342	100	240	0.32	70	240	300
- Q13A	100	152	12	70	6.03	4	70	50
- Q4A	115	175	40	95	1.57	10	95	150
- Q15A	20	31	40	4	8.57	2.5	4	16

Tableau 4.5 : Départ TRITURATION (Q1T)

liaison	P (kVA)	I (A)	L (m)	S_j (mm ²)	Z (Ω /km)	S_z (mm ²)	Section technique (mm ²)	section installée (mm ²)
Q1T-Q2T	330	502	25	150x2	0.88	25	150x2	150x2
- Q3T	320	486	25	150x2	0.91	25	150x2	150x2
- Q4T	320	486	40	150x2	0.57	35	150x2	150x2
- Q5T	380	577	110	185x2	0.17	150	185x2	240x2
- Q6T	90	137	110	70	0.73	25	70	150
- Q7T	50	76	110	25	1.32	16	25	-
- Q8T	50	76	110	25	1.32	16	25	35
- Q9T	60	92	100	25	1.2	16	25	50
- Q10T	30	46	150	4	1.6	16	4	16
- Q11T	50	76	12	16	12.06	1.5	16	25
- Q12T	30	46	100	10	2.39	10	10	25

4.3: Interconnexions des départs BT

Pour pallier l'inconvénient de la distribution radiale, nous proposons le bondage des circuits BT. Consulter pour plus de détails le chapitre 5.

Nous nous proposons de faire le choix de câbles dans ce paragraphe. Il y a pour cela deux liaisons à considérer: la liaison "Centrale" - "Trituration" et "Trituration" - "Annexes". Cette solution sera adoptée en régime d'avarie ou en inter-campagne où les charges sont réduites au minimum.

Vu les puissances d'utilisation trouvées au chapitre 2, et le fait qu'en ces régimes la puissance consommée diminue, nous avons réduit la puissance d'utilisation du départ "Centrale" de 15%; ce qui nous donne une puissance de 1000 kVA. Ainsi la liaison "Centrale - Trituration" sera dimensionnée avec une puissance de 1000 kVA.

Pour l'autre liaison, nous prenons la puissance du transformateur "Annexes", car nous supposons que dans ce secteur les machines fonctionnent toutes durant tout le temps.

Ainsi nous utiliserons le même type de câble et la même section pour les deux liaisons car les longueurs sont presque les mêmes: "Centrale - Trituration" 110 mètres et "Trituration - Annexes" 90 mètres.

Si nous utilisons le même type de câble BT que précédemment, nous savons que la section technique est donnée par la plus grande valeur entre S_j et S_z définies précédemment.

Section S_j :

La puissance d'utilisation étant de 1000 kVA, le courant véhiculé sera :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U} = \frac{1000 \text{ k}^3}{\sqrt{3} \cdot 380}$$

$$I = 1519.3 \text{ A} \approx 1520 \text{ A}$$

Si on choisit le U1000 R02V avec 3 conducteurs (tripolaire) choisissons la section de 240 mm^2 qui peut véhiculer un courant de 342 A sur une longueur maximale de 265 mètres sans que la chute de tension ne dépasse 5%.

Il nous faut donc $\frac{1520 \text{ A}}{342 \text{ A/câble}} = 4.4$ câbles soit donc 5 câbles de section 240 mm^2 tripolaire.

Ainsi le courant admissible pour une chute de tension inférieure à 5% serait de 1710 A légèrement supérieur à la valeur requise.

Section S_z :

Si on considère cette section S_j de 240 mm^2 , la chute de tension est de 0.21 V/A/km à $\cos \phi = 0.8$.

La chute de tension réelle sur la liaison la plus longue

serait de :

$$\Delta U = \sqrt{3} I L Z_{max}$$

$$\text{avec } L = 0,110 \text{ km}$$

$$I = \frac{1520}{\sqrt{3}} = 304 \text{ A}$$

$$Z_{max} = 0.21 \Omega / \text{km}.$$

$$\Delta U = 12.2 \text{ V}$$

Si la tension aux bornes des transformateurs est de 400 V, la chute relative de tension serait de 3% ; ce qui est largement admissible. Comme les normes recommandent une chute de tension maximale de 8% pour les forces motrices, il reste 5% entre les jeux de barres BT et les bornes des moteurs.

Nous retenons donc cette section de 240 mm² qui est très courante et donc à prix abordable.

La longueur totale des deux liaisons est de 200 mètres. Donc il faut une longueur de câble de 1000 mètres. Le câble U1000 R02V, 240 mm², coûtait 308 641 FF/km en 1986. En supposant une augmentation de prix de 10% par an, le prix d'achat du km de câble serait de 340 000 FF soit 17 millions de francs CFA.

4.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vérifié la section des conducteurs installés par rapport aux sections techniques trouvés. Les tableaux 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 et 4.5 montrent que

toutes les sections installées sont au minimum égales aux sections techniques correspondantes. Cela est souvent dû au souci d'uniformiser les commandes et de garder un nombre de diamètres de câble restreint. D'autre part cela n'est pas désavantageux, car au fur et à mesure qu'on augmente la section, on s'approche de la "section économique" pour laquelle le coût d'exploitation tenant compte de l'amortissement du prix d'achat du câble et des pertes par effet Joule est minimal.

Cette section économique est paradoxalement toujours supérieure à la section technique mais, dans un contexte où la chasse au gaspillage d'énergie devient un devoir et où chacun doit avoir le souci de faciliter la rentabilité d'un investissement, la prise en considération de la section économique devrait être la règle.

Chapitre 5

Etude du bouclage des circuits BT.

5.1. Avantages du bouclage.

Nous pouvons noter trois avantages : la possibilité d'être alimenté par un des trois circuits, l'économie réalisable en intercampage, l'amélioration naturelle du facteur de puissance, qui en découle.

5.1.1 Possibilités d'alimentation des récepteurs

Dans une distribution radiale (en antenne), tout incident sur un des transformateurs d'alimentation des départs principaux entraîne l'arrêt de tout le secteur concerné. Par exemple si le transformateur de la trituration tombe en panne ou si un disjoncteur, situé en aval (QIT) ou en amont (disjoncteur MT 630A) tombe en panne, bien que de la puissance soit disponible sur les autres transformateurs, il n'est pas possible d'alimenter les circuits prioritaires.

Si l'interconnexion des circuits est possible, elle doit être réalisée afin d'augmenter la fiabilité du réseau de distribution et sa flexibilité.

5.1.2 Economie réalisable en intercampagne

En intercampagne, le bouclage permet de garder au moins un transformateur à l'arrêt durant 4 à 6 mois.

Les pertes totales d'un transformateur de 2000 kVA fonctionnant presque à vide s'élèvent à 26.4 kW (actives).

En conservant un des transformateurs de 2000 kVA en réserve durant la période d'intercampagne qui dure au minimum cinq mois, on réalise une économie annuelle de :

$$26.4 \text{ kW} \times 24 \frac{\text{h}}{\text{jour}} \times 30 \frac{\text{jours}}{\text{mois}} \times 5 \text{ mois} \times 80 \frac{\text{FCFA}}{\text{kWh}}$$
$$= 7.603.200 \text{ FCFA} \text{ en supposant que le kWh revient à } 80 \text{ F.}$$

À long terme, il est très avantageux de faire le bouclage pour permettre de faire fonctionner l'usine avec le minimum de transformateurs en marche.

Étant donné que le fuel coûte très cher, la SEIB doit faire une étude de rentabilité de l'alimentation par la SENELEC si la puissance du réseau est suffisante. Pour faire l'étude de ce projet, il sera indispensable de déterminer l'espérance mathématique de la consommation d'énergie en intercampagne.

5.1.3 Augmentation naturelle du facteur de puissance -

En effectuant le bouclage, on peut alimenter deux départs par un seul transformateur ou toutes les charges de l'usine par deux transformateurs en parallèle. Ainsi on élimine un gros consommateur d'énergie réactive, ce permet de réduire la

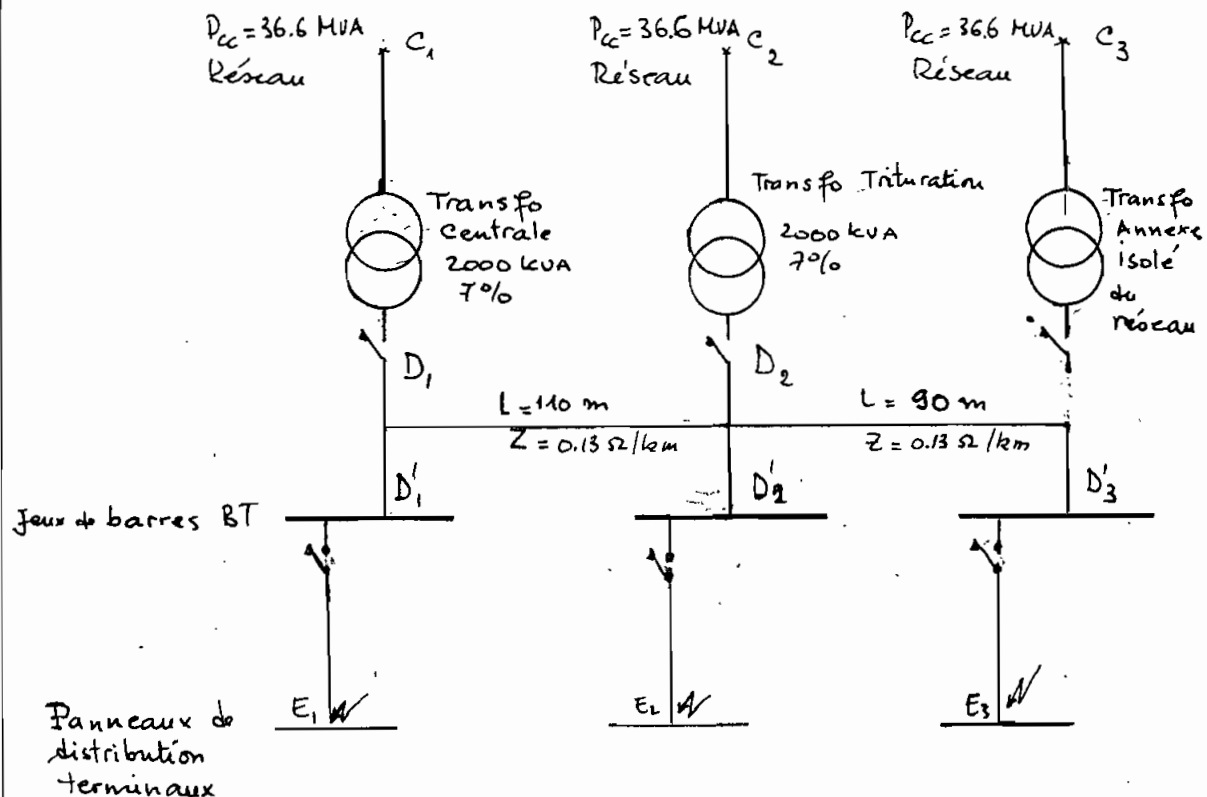
puissance réactive appelée. Avec l'amélioration du facteur de puissance, la puissance disponible aux borns des transformateurs sera plus grande ; ce qui permettra davantage de subvenir aux besoins en énergie électrique avec un nombre réduit de transformateurs.

5.2. calcul des courants de court-circuit

Dans ce paragraphe nous réévaluons le courant de court-circuit dans le cas où le bouclage est réalisé. En régime d'avarie ou en intercampagn, on peut mettre deux transformateurs en parallèle ou trois transformateurs en parallèle.

5.2.1 Cas de deux transformateurs en parallèle.

Le cas le plus défavorable serait l'association des transformateurs Centrale et Trituration en parallèle.



Défaut au point D : $I_{cc} = 24.4 \text{ kA}_{eff}$.

On obtient les mêmes résultats que ceux obtenus au chapitre III (défaut au point D). Ce sont les valeurs des courants de court-circuit en aval de ce point D qui vont changer.

Défaut au point D'.

$Z_{\text{liaison Centrale-Trituration}} = 0.0143 \Omega (= 0.13 \times 0.110)$

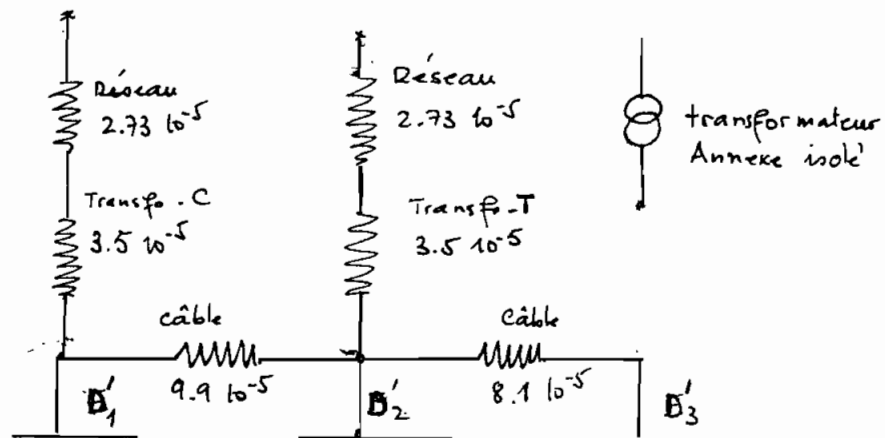
$VA_b = 1 \text{ kVA}$ (puissance de base)

$V_b = 380 \text{ V}$ (tension de base)

$Z_b = \frac{380^2}{1000} = 144.4 \Omega$

$Z_{pu \text{ câble C-T}} = \frac{0.0143}{144.4} = 9.9 \cdot 10^{-5}$

Le circuit équivalent est le suivant :

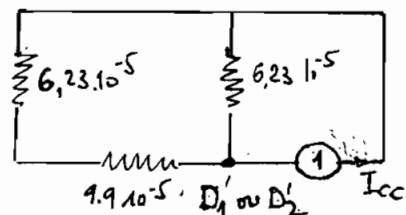


Au point D'1 ou D'2

$$P_{cc} = \frac{1}{Z_{pu \text{ tot}}} = \frac{1}{6.23 \cdot 10^{-5} + 9.9 \cdot 10^{-5} + 6.23 \cdot 10^{-5}}$$

$$P_{cc} = 22 \ 251 \text{ kVA}$$

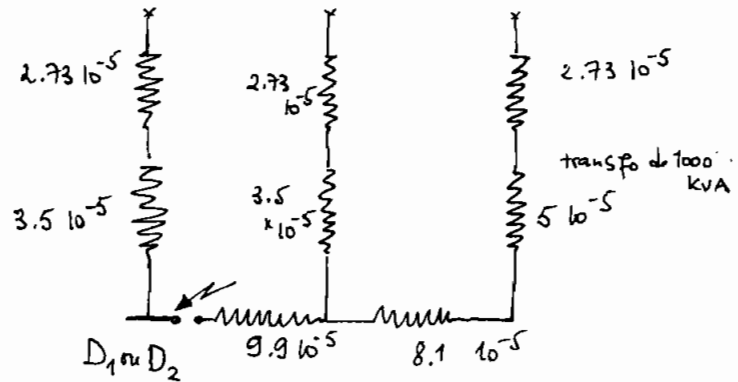
$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} U} = 33.8 \text{ kA}_{eff}$$



5.22 Cas des trois transformateurs en parallèle.

Défaut au point D

- Au secondaire du transformateur "Centrale" ou "Trituration" (point D_1 ou D_2)

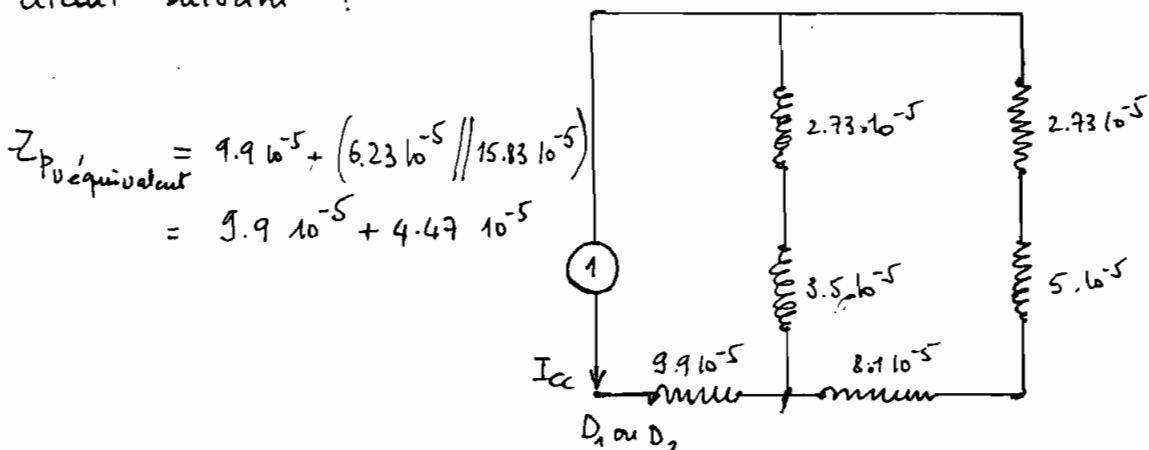


- Si on considère que l'un des transformateurs de 2000 kVA débite sur le point D, on obtient:

$$P_{cc} = \frac{1}{2.73 \cdot 10^{-5} + 3.5 \cdot 10^{-5}} = 16051 \text{ kVA}$$

$$\text{et } I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3}U} = \frac{16051}{\sqrt{3} \cdot 380} = 24.4 \text{ kA}_{\text{eff}}$$

- Si on considère qu'un des transformateurs de 2000 kVA et le 1000 kVA débitent en parallèle sur le défaut, on obtient le circuit suivant :

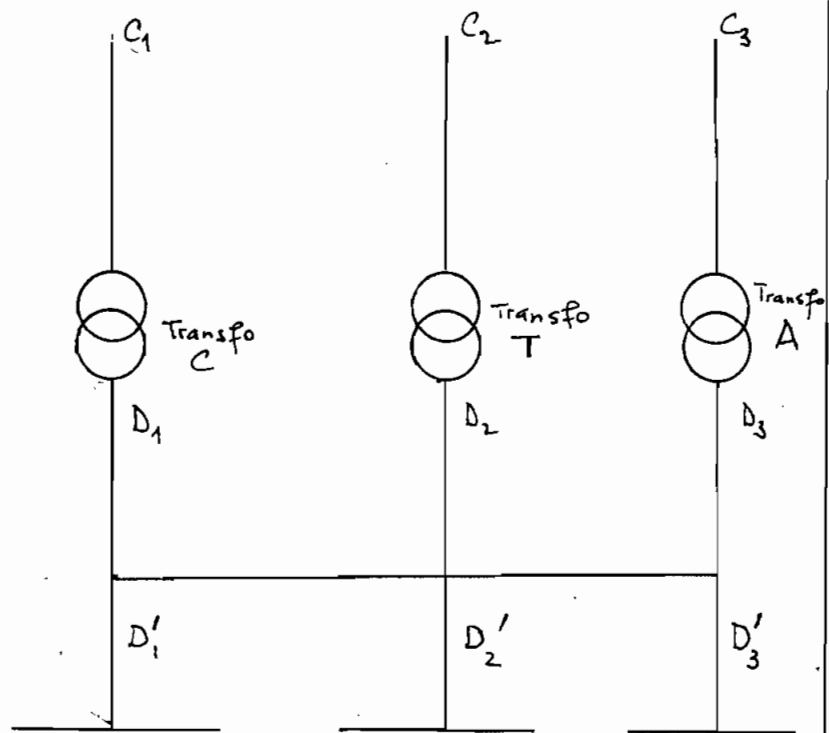


$$Z_{pu\text{équivalent}} = 9.9 \cdot 10^{-5} + (6.23 \cdot 10^{-5} \parallel 15.83 \cdot 10^{-5})$$

$$= 9.9 \cdot 10^{-5} + 4.47 \cdot 10^{-5}$$

$$P_{cc} = \frac{1}{Z_{pu\text{équivalent}}} = \frac{1}{(9.9 \cdot 10^{-5} + 4.47 \cdot 10^{-5})} = 6,960 \text{ MVA.}$$

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3}U} = \frac{6,960 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 10.6 \text{ kA}_{\text{eff}}$$



Au secondaire du transformateur "Annexes" (point D_3)

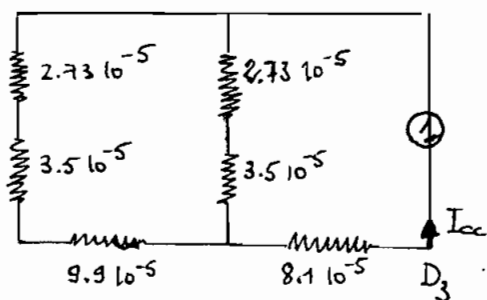
- Si ce transfo débite sur le défaut :

$$P_{cc} = \frac{1}{Z_{pu'_{eq}}} = \frac{1}{2,73 \cdot 10^{-5} + 5 \cdot 10^{-5}} = 12940 \text{ kVA}$$

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} U} = 19.7 \text{ kA}_{eff.}$$

- Si les deux transformateurs "C et T" débient sur le défaut :

le circuit équivalent est le suivant :



$$Z_{pu'_{eq}} = (1.613 \cdot 10^{-4} // 6.23 \cdot 10^{-5}) + 8.1 \cdot 10^{-5}$$

$$Z_{pu'_{eq}} = 4.49 \cdot 10^{-5} + 8.1 \cdot 10^{-5}$$

$$Z_{pu'_{eq}} = 1.26 \cdot 10^{-4}$$

$$P_{cc} = \frac{1}{Z_{pu'_{eq}}} = 7940 \text{ kVA}$$

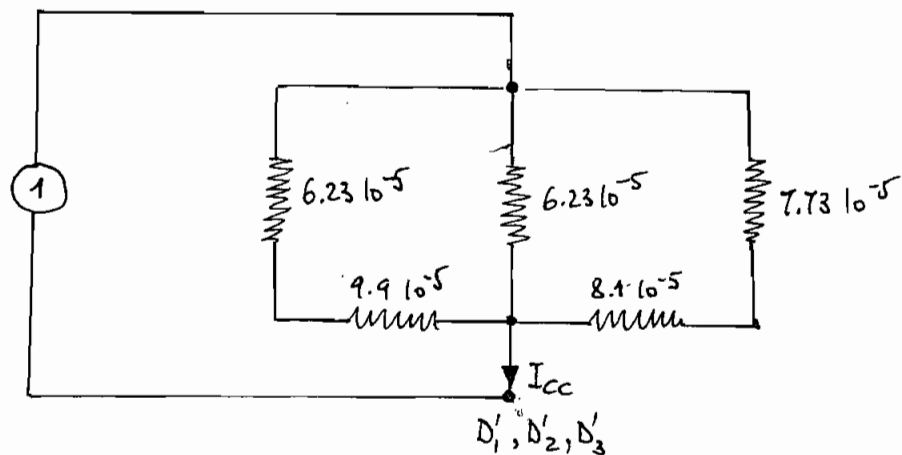
$$\rightarrow I_{cc} = 12.06 \text{ kA}_{eff.}$$

Le disjoncteur installé au point D_3 doit avoir au minimum,

un pdc de 20 kA_{eff}. Ceux installés en D₁ ou D₂ doivent avoir un pdc minimum de 25 kA_{eff}.

Défaut au point D'₁, D'₂ ou D'₃.

Le cas le plus défavorable serait le cas où les transformateurs débitent sur le défaut. Le circuit équivalent serait le suivant :



$$Z_{pdc} = (1.613 \cdot 10^{-4} \parallel 6,23 \cdot 10^{-5} \parallel 1.583 \cdot 10^{-4})$$

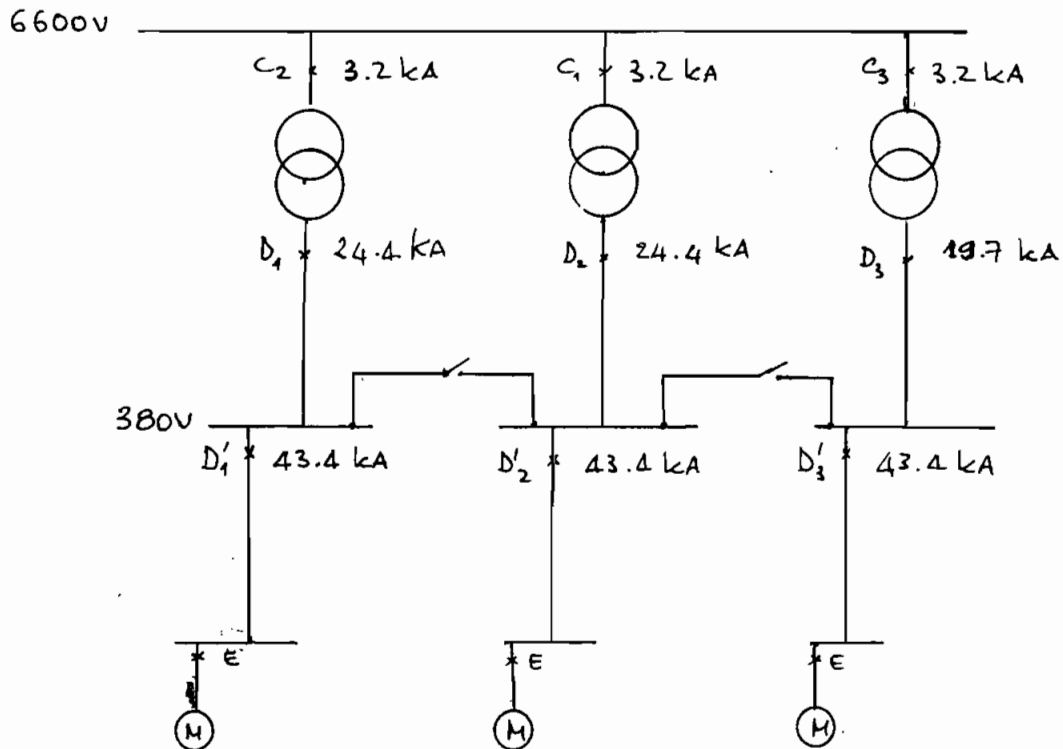
$$P_{cc} = \frac{1}{Z_{pdc}} = 28568 \text{ kVA}$$

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3}U} = 43.4 \text{ kA}_{eff}$$

Le schéma de la page suivante indique la valeur maximale des courants de court-circuit à tous les niveaux où sont installés les disjoncteurs.

Le courant de court-circuit maximal au niveau des jeux de barres BT (380V) étant 43.4 kA_{eff}, nous pouvons calculer le courant de court-circuit au niveau de chaque panneau de distribution. Connaissant I_{cc} amont, la règle de calcul de

courants de court circuit .



Sous les disjoncteurs installés aux points C, D et D' ont des pouvoirs de coupure supérieur à la valeur des courants de court-circuit maximum au niveau où ils sont situés.

Les courants de court-circuit au niveau des panneaux de distribution (E) sont présentés aux tableaux des pages suivantes. Connaissant la section de la liaison, la longueur et le courant de court-circuit amont (dans tous les cas ici présent on aura $I_{cc \text{ amont}} = 43.4 \text{ kA} \approx 45 \text{ kA}$).

Il suffit de vérifier si tous les dispositifs de protection contre les courts-circuits en aval des panneaux de distribution ont le pdC supérieur au I_{cc} correspondant.

Si tous les récepteurs sont protégés contre les courts-circuits par des fusibles, il n'est pas nécessaire de vérifier ces courants de court-circuit par rapport au pdc.

Tableau 5.1

Départ "Centrale"

$$I_{cc \text{ amont}} = 45 \text{ kA}_{eff}$$

Départ	Cu section (mm ²)	longueur (m)	I _{cc aval} (au point E) (kA _{eff})	Départ	Cu Section (mm ²)	longueur (m)	I _{cc aval} (au point E) (kA _{eff})
Q 2 C	240	60	24	Q 17 C	25	150	5
Q 3 C	240	60	24	Q 18 C	10	100	5
Q 4 C	185	60	24	Q 19 C	120	70	17
Q 5 C	185	50	24	Q 20 C	150	60	24
Q 6 C	16	30	6	Q 21 C	120	100	13
Q 7 C	16	30	6	Q 22 C	150	200	5
Q 8 C	120	12	38	Q 23 C	25	60	5
Q 9 C	16	40	5	Q 24 C	95	40	24
Q 10 C	(95x2)	50	24	Q 25 C	-	60	-
Q 11 C	4	20	5	Q 29 C	16	60	5
Q 12 C	240	60	24	Q 31 C	6	60	5
Q 13 C	70	60	13	Q 32 C	6	60	5
Q 14 C	25	50	5	Q 30 C	16	30	6
Q 15 C	-	300	-	Q 33 C	150	300	5
Q 16 C	70	100	9	-	-	-	-

Tableau 5.2

Départ "Trituration" :

$$I_{cc\text{ amont}} = 45 \text{ kA}_{eff}$$

Départ	Cu Section (mm ²)	longueur (m)	I _{cc aval} (point E) (kA _{eff})
Q2T	(150x2)	25	38
Q3T	(150x2)	25	38
Q4T	(150x2)	40	34
Q5T	(240x2)	110	24
Q6T	150	110	13
Q8T	35	110	5
Q9T	50	100	5
Q10T	16	150	5
Q11T	25	12	24
Q12T	25	100	5
Q7T	Supprimé		-

Tableau 5.3

Départ "Annexes" :

$$I_{cc\text{ amont}} = 45 \text{ kA}_{eff}$$

Départ	Cu Section (mm ²)	longueur (m)	I _{cc aval} (point E) (kA _{eff})
Q2A	10	30	5
Q3A	185	12	38
Q4A	150	40	24
Q5A	25	60	5
Q6A	16	70	5
Q7A	16	70	5
Q8A	16	60	5
Q9A	25	70	5
Q10A	10	70	5
Q11A	(240x2)	100	24
Q12A	300	100	24
Q13A	50	10	30
Q15A	16	40	5
Q14A	Réserve non équipée.		

5.3 choix de l'appareillage supplémentaire

En plus du câble des liaisons électriques, le bouclage nécessite un certain nombre de dispositifs de sectionnement et de commande. Dans la solution proposée seuls des interrupteurs et des sectionneurs seront utilisés (consulter le plan PFE - 002)

5.3.1 choix des sectionneurs

Les manoeuvres des sectionneurs ne se font qu'à vide. Nous les proposons pour des raisons de sécurité (travaux en aval). Ils ont deux positions stables (ouvert et fermé). Aucun pouvoir de coupure ou de fermeture n'est exigé. Par contre une tenue aux courants de court-circuit de courte durée, dans le cas où ils sont fermés, est demandée ainsi que des caractéristiques d'endurance mécanique. En outre ces appareils ont des prix abordables.

5.3.2 choix des interrupteurs

Ces appareils de commande (manuel ou électrique à l'ouverture) doivent être capable de couper ou de fermer un circuit en service normal. Ils ont aussi deux positions stables (fermé ou ouvert). Ils n'assurent pas de fonction de protection, mais ils doivent avoir une tenue aux courants de court-circuit de courte durée dans le cas où ils sont fermés, des caractéristiques d'endurance mécanique et électrique et enfin un pouvoir de coupure et de fermeture en fonctionnement normal et en fonctionnement occasionnel. Ces interrupteurs (au nombre de deux) sont pour des circuits inductifs de $\cos\phi = 0.8$ en fonctionnement normal.

Pour les fonctionnements occasionnels, prévoir $2 \times I_n$ (3000 A) à $\cos \varphi = 0.8$. Finalement leur choix doit se faire en fonction:

- des caractéristiques du réseau (tension nominale, fréquence nominale, intensité nominale et du nombre de pôles);
- de la fonction à assurer (seulement sectionnement et commande);
- de la coordination avec le dispositif de protection contre les courts-circuits amont;
- et enfin de la classe de fonctionnement (catégories d'emploi)

5.3.3 Estimation du coût total du bouclage.

Le prix du câble est de 17 millions environ. Si nous estimons le prix de l'appareillage et les frais divers à 15% du coût du câble, le coût total du projet serait de 20 millions.

En considérant seulement l'économie qu'on réalise en considérant les seules pertes actives d'un transfo de 2000 kVA arrêté durant la période d'intercampagne durant 5 mois, le délai de récupération serait de 3,43 ans pour un taux d'actualisation de 13%.

En outre la souplesse et la fiabilité du réseau de distribution en seront grandement améliorées.

5.4 Manoeuvre en régime d'avarie

Pour passer d'un régime de fonctionnement à un autre, il faut effectuer certains manoeuvres. Comme dans tous les départs les sectionneurs sont en position fermée en régime normal, si un des départs est en défaillance, il faut avant tout isoler le transformateur correspondant en ouvrant le disjoncteur en amont de ce transformateur. Ensuite on ouvre le sectionneur du départ concerné. En régime d'avarie nous avons le tableau ci-dessous qui montre l'état des dispositifs de protection, de commande et de sectionnement.

Appareillage		Régime normal	Avarie du Transformateur		
			T.C	T.T	T.A
Disjoncteur MT	DC	1	0	1	1
	DT	1	1	0	1
	DA	1	1	1	0
Sectionneur	SC	1	0	1	1
	ST	1	1	0	1
	SA	1	1	1	0
Interrup- teurs	ITC	0	1	1	0 ^(*)
	IT-A	0	0 ^(*)	0 ^(*)	1
Disjoncteur BT	Q1C	1	1	1	1
	Q1T	1	1	1	1
	Q1A	1	1	1	1

Légendes pour la lecture du tableau.

T.C. : Transformateur départ "Centrale".

T.T : Transformateur départ "Trituration"

T.A : Transformateur départ "Annexes"

D_C , D_T , D_A = disjoncteurs MT pour respectivement
| les départs "Centrale", "Trituration", "Annexes".

S_C , S_T , S_A : Sectionneurs en aval des transforma-
teurs T.C, T.T et T.A

I_{T-C} = interrupteur pour la liaison Centrale-Trituration

I_{T-A} = interrupteur pour la liaison Annexes-Trituration

$Q1C$, $Q1T$, $Q1A$ disjoncteurs BT des départs
"Centrale", "Trituration", "Annexes".

0 : Hors service pour les transformateurs ; ouvert pour les autres.

1 : En service pour les transformateurs ; fermé pour
les autres.

(*) - cette valeur peut être 1 : ce cas correspondrait
à la mise en parallèle des deux transformateurs en service
en parallèle.

Remarque : l'ordre de priorité des manœuvres n'est pas
spécifié mais prendre garde de ne jamais manoeuvrer
les sectionneurs en charge. En régime normal tous les deux
interrupteurs sont ouverts donc en cas d'avarie, ouvrir
le disjoncteurs MT correspondant avant d'ouvrir le

sectionneur concerné. Les interrupteurs se ferment après tous les manoeuvres.

5.5 conclusion

Nous avons fait l'étude du bouclage dans le but d'améliorer le rendement des installations. Cette préoccupation est d'abord motivée par le souci de ne pas gaspiller des ressources qui pourrait faire défaut à plus ou moins long terme, mais elle l'est aussi par le désir de pratiquer une meilleure gestion. Il est dommage que nous pouvons faire aucun calcul économique très précis, car ne disposant pas du prix de revient du kWh produit par le turbo-alternateur ou par les groupes électrogènes.

En période d'inter-campagne, au moment où beaucoup de machines de la trituration sont arrêtées, la société économiserait une somme de 7.6 millions CFA pour 80^F le kWh. seulement au courant de cette période. Ce qui fait une somme de 76 millions de francs CFA dans 10 ans en supposant que la consommation soit constante durant cinq mois par an.

D'autre part un autre projet de gestion serait l'alimentation par la SENELEC en période de charge réduite. C'est un investissement qui pourrait faire économiser à la SEIB des sommes importantes de telle manière que le délai de récupération ne dépasse pas cinq années.

chapitre 6

Compensation de l'énergie réactive

6.1 L'énergie réactive.

L'énergie réactive passe, auprès d'un certain public pour une notion mystérieuse. Souvent même l'ingénieur interrogé sur la nature de cette grandeur physique ne se sent pas à l'aise, car, s'il a l'habitude de calculer avec des variables complexes, le terme même d'« imaginaire » le trouble lorsqu'il doit expliquer pourquoi cela entraîne des dépenses très réelles de production et de transport.

Un conducteur, porté à un certain potentiel V et traversé par un certain courant I , est entouré par un champ électromagnétique. Celui-ci se compose de deux vecteurs :

- le champ électrique \vec{E}
- et le champ d'induction magnétique \vec{B} .

L'existence de ces deux champs est nécessaire pour qu'il y ait transmission d'énergie. Tout processus de transformation d'énergie fait appel à l'action de l'un ou de l'autre de ces deux champs.

6.11 L'énergie réactive en régime sinusoïdal .

Considérons un appareil d'utilisation quelconque ; le réseau lui fournit , à chaque instant :

- la puissance "active", P_a (qui subit la transformation énergétique pour laquelle l'appareil a été conçu) ;
- la puissance "capacitive", P_c échangée avec le champ électrique nécessairement présent dans l'appareil et les dispositifs utilisés à son alimentation ;
- La puissance "magnétisante" ou "magnétique", P_m échangée avec le champ d'induction magnétique lui aussi nécessairement présent, qu'il soit utile ou parasite .

$$P_a = \frac{V^2}{R}$$

$$P_c = CV \frac{dV}{dt}$$

$$P_m = \frac{1}{L} V \int V dt$$

Si la tension du réseau est une tension cosinuséculaire $V = V_0 \cos \omega t$,

ces expressions s'écrivent :

$$P_a = \frac{V_0^2}{2R} (1 + \cos 2\omega t)$$

$$P_c = - \frac{V_0^2 C \omega}{2} \sin 2\omega t$$

$$P_m = + \frac{V_0^2}{2L\omega} \sin 2\omega t$$

Notons retenirons que si localement les puissances P_m et P_c sont égales en module, comme elles sont toujours de signes opposés, il y a directement échange d'énergie entre les champs électrique et

d'induction magnétique locaux ; et dans ce cas particulier le réseau n'est pas sollicité à participer à l'échange.

Avec le schéma en parallèle adopté, on a alors $LC\omega^2 = 1$.
Si la tension V n'est pas imposée, rien ne limite les échanges de puissances capacitive et magnétique ; il y a résonance.

Dans le cas le plus fréquent où P_m et P_c ont des modules différents, le réseau doit véhiculer une puissance supplémentaire ; c'est la puissance réactive qu'on désigne par Q .

$$Q = P_m - P_c$$

Convention : on dira que l'appareil auquel est fournie cette puissance réactive :

- consomme de l'énergie réactive si Q est positive
- produit de l'énergie réactive si Q est négative.

Le transit de puissance réactive accroit :

- les pertes dans le réseau puisque $p = \frac{R(P^2 + Q^2)}{V^2}$
- les chutes de tension puisque $\frac{dV}{V} = \frac{R P + X Q}{V^2}$

6.1.2 Facteur de puissance.

La représentation vectorielle des grandeurs caractéristiques de l'état du réseau, conduit à figurer la puissance réactive Q par un vecteur orthogonal à celui qui figure P , la puissance active ; leur somme vectorielle donne la puissance apparente S .

En effet, on définit le facteur de puissance comme la valeur moyenne du rapport :

$$\frac{P}{S} = \cos\varphi \quad \underline{S} = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q}{P}$$

On obtient une expression des pertes en fonction de $\cos\varphi$:

$$p = \frac{R P^2 (1 + \operatorname{tg}^2\varphi)}{V^2}$$

De même pour la chute de tension, on a :

$$\begin{aligned} \frac{dV}{V} &= \frac{R P (1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg}\varphi)}{V^2} = \frac{R P (1 + \operatorname{tg}\psi \operatorname{tg}\varphi)}{V^2} \\ &= \frac{X Q (1 + \operatorname{cotg}\psi \operatorname{cotg}\varphi)}{V^2} \end{aligned}$$

avec $\psi = \operatorname{arctg}(X/R) =$ argument de l'impédance du réseau.

6.2 Inconvénients d'un faible facteur de puissance

6.2.1 Intensité plus élevée que celle nécessaire au travail réel fourni.

La consommation d'énergie réactive est onéreuse car elle conduit à un courant efficace, pour une puissance active donnée, d'autant plus élevée que le facteur de puissance est faible.

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

Par conséquent le dimensionnement de tous les éléments du réseau est conditionné par l'échauffement, qui est défini par la valeur efficace du courant.

6.2.2 Augmentation des pertes en ligne.

La résistance des conducteurs si largement calculés qu'ils soient, provoque toujours des pertes wattées qui s'ajoutent à la consommation active de l'installation. Ces pertes sont proportionnelles au carré du courant transporté qui pour une même puissance active, augmente au fur et à mesure que le facteur de puissance diminue.

Les pertes en ligne en triphasé s'exprime par :

$$p = R \left(\frac{P^2 + Q^2}{U^2} \right) = R \frac{S^2}{U^2} = \frac{R(\sqrt{3}UI)^2}{U^2}$$

$$p = \sqrt{3}RI^2 \quad \text{or} \quad I_a = I \cos \varphi$$

$$\text{donc } p = \sqrt{3}R \left(\frac{I_a}{\cos \varphi} \right)^2$$

Pour une puissance active constante I_a est constante, (composante active du courant efficace).

$$\text{Donc } p = (\sqrt{3}RI_a^2) \cdot \frac{1}{\cos^2 \varphi}$$

6.2.3 Diminution de la puissance active disponible au transformateur ou source d'alimentation.

Lorsque le facteur de puissance est faible, la puissance apparente pour une même puissance active est grande.

Par exemple le facteur de puissance de la SEIB est de 0.65, soit un $\text{tg} \varphi$ égal à 1.2. Donc

$Q/P = 1.9$: La puissance réactive est supérieure à la puissance active de 20%. Si pour une raison quelconque si cette $\tan \varphi$ augmente à 1.7 ($\cos \varphi = 0.5$) la puissance apparente nécessaire serait plus grande, car la puissance réactive nécessaire devient supérieure à la même puissance active de 70%.

On a: $S = P / \cos \varphi$.

Si $\cos \varphi$ diminue, P restant constante, S devient plus grande.

6.2.4 Augmentation de la chute de tension.

L'expression de la chute de tension en triphasé est :

$$\Delta U = \sqrt{3} I L Z_{\max}$$

où I = courant transporté en A

L = longueur de la liaison en km

ΔU = chute de tension admissible (V).

Z_{\max} = impédance de la ligne en (Ω / km).

La chute de tension réelle étant :

$$\Delta U = \sqrt{3} (R I \cos \varphi + X I \sin \varphi)$$

R et X étant la résistance et la réactance du câble.

En valeur relative, cette relation donne :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{R P + X Q}{U^2}$$

ce qui veut dire que pour une même puissance active P , plus Q augmente, plus $\frac{\Delta U}{U}$ augmente. Plus le facteur de puissance devient faible, plus la chute relative de tension augmente.

6.3 Causes des faibles valeurs du $\cos\varphi$.

Les causes des faibles valeurs du facteur de puissance sont constituées par l'effet du fonctionnement des gros consommateurs de courant réactif (I_r). Ces consommateurs sont généralement répartis en deux groupes :

- le groupe lié aux circuits magnétiques :
 - les moteurs qui consomment 20 à 60% de la puissance réactive totale
 - les transformateurs 5% à 10% de Q
 - les fours à induction qui ont un $\cos\varphi_{\text{moyen}} = 0.20$
- le groupe lié à l'arc électrique :
 - four à arc de $\cos\varphi_{\text{moyen}} = 0.7$
 - lampes fluorescentes
 - postes de soudure à l'arc de $\cos\varphi_{\text{moyen}} = 0.35$

L'énergie réactive peut s'exprimer, pour chaque machine ou équipement qui en consomme, par :

$$Q = U I_r \quad I_r = I \sin\varphi \text{ (courant réactif)}$$

$$Q = \frac{B_m^2 v \cdot \omega}{2\mu} \quad v = \text{volume de substance aimantée}$$

$$\omega = \text{pulsation du réseau}$$

$$B_m = \text{induction maximale}$$

L'énergie réactive varie donc en fonction de l'induction magnétique maximale et du volume de fer présent.

6.3.1 Mauvais choix des moteurs asynchrones

Pour tous les moteurs électriques, nous observons que :

1°) Dans les limites d'emploi (entre la marche à vide et la marche à pleine charge) le facteur de puissance s'améliore avec la charge

2°) le facteur de puissance est faible à vide (environ 0.1 à 0.15) ; à pleine charge il atteint 0.8 pour les petits moteurs et 0.90 pour les gros moteurs.

3°) Pour un moteur bien construit, le point de fonctionnement correspond au maximum de $\cos\phi$.

Les conséquences, qui s'en déduisent sont :

- Il y a inconvénient sérieux, au point de vue consommation d'énergie réactive, à utiliser un moteur de puissance trop grande par rapport à la puissance nécessaire.

- L'emploi de plusieurs petits moteurs entraîne une consommation d'énergie réactive plus grande que celle d'un gros moteur de puissance équivalente (inconvénient de la commande individuelle de machines-outils).

Le surdimensionnement des moteurs est la plus importante cause d'un faible facteur de puissance.

6.3.2 Réparation et entretien des moteurs.

Dans le cas où les moteurs ont été rebobinés ou si les paliers sont usés l'entrefer (stator-rotor) s'entrouve le plus souvent modifié. Or si l'entrefer augmente,

Le courant réactif augmente . Ce qui affaiblit davantage le facteur de puissance .

6.4 Méthodes de compensation de l'énergie réactive.

Pour compenser l'énergie réactive consommée par une installation , il existe deux méthodes de le faire :

- la méthode naturelle qui nécessite peu d'investissement
- la méthode artificielle qui nécessite l'achat de nouveaux équipements .

Cependant pour trouver la solution optimale , on peut être amené à combiner les deux méthodes .

6.4.1 La méthode naturelle .

Elle consiste au respect de certaines règles qui découlent du comportement physique des équipements face aux conditions d'exploitation .

Pour les transformateurs et les moteurs , l'énergie réactive consommée varie peu entre le fonctionnement à vide et le fonctionnement en charge . A faible charge et à vide leur facteur de puissance est très faible .

Il faut donc éviter :

1. la marche à vide et à faible charge des moteurs asynchrones et des alternateurs ;

2. le surdimensionnement des moteurs et transformateurs ;
3. la mauvaise réparation des moteurs et l'usure des paliers

Ce qu'il faut faire :

4. Changer les connexions des bobinages des moteurs asynchrones
5. Faire un bon choix des moteurs : les moteurs d'induction conviennent fort bien pour actionner des machines à des vitesses supérieures à 500 tr/min. Cependant, aux vitesses inférieures ils deviennent encombrants et coûteux. En plus leur facteur de puissance et leur rendement sont d'autant plus réduits que la vitesse est basse. A ces basses vitesses l'emploi de moteurs synchrones devient particulièrement avantageux car, quelle que soit leurs vitesses, leurs facteurs de puissance sont toujours réglés à 100% et leurs rendements demeurent élevés. Bien que la construction de ces moteurs soit plus compliquée, leur coût et leur poids sont souvent inférieurs à ceux des moteurs asynchrones de même puissance tournant à la même vitesse. L'autre avantage du moteur synchrone est la fourniture de l'énergie réactive. D'autre part, un moteur synchrone développe un plus grand couple au démarrage qu'un moteur asynchrone car on peut augmenter la résistance de la cage d'écurieil sans nuire au rendement et au glissement en régime permanent.

6.4.2 La méthode artificielle.

Cette compensation est réalisée avec l'emploi de récepteurs

6.4.2.1 Machines tournantes.

Il s'agit de machines synchrones ou asynchrones compensés qui peuvent fonctionner

- soit en compensateur pur
- soit en moteur fournissant de la puissance mécanique à une machine et de la puissance réactive au réseau.

Ces machines ont un enroulement d'excitation fournissant l'énergie magnétisante. Le débit de puissance réactive est réglable par action sur l'excitation.

Leurs inconvénients résident dans le fait qu'elles soient encombrantes et nécessitent un entretien.

6.4.2.2. Condensateurs.

Les condensateurs de puissance constituent la solution la plus économique car :

- leur encombrement est réduit ;
- leur installation est simple et très simple ;
- ils ne demandent pas d'entretien ;
- leur consommation est très faible ;
- leur coût est bas comparé à celui des machines tournantes si elles doivent être achetées ;
- leur mise en œuvre est facile.

Cependant leurs principaux inconvénients restent :

- la génération de tensions harmoniques ;
- la création de surtension ;
- la création de surintensités à l'enclenchement.

Dans le cas des installations électriques de la SEIB ; nous appliquerons cette dernière méthode car il n'y a pas de machines tournantes disponibles pour la production d'énergie réactive. Après l'évaluation de la consommation d'énergie réactive nous déterminerons la puissance de batteries de condensateurs nécessaire pour relever le facteur de puissance.

6.5 Evaluation de la consommation d'énergie réactive - Economie réalisable -

L'annexe 3 donne la consommation et la production d'énergie active et réactive et les facteurs de puissance moyens correspondant. Les conclusions qu'on peut tirer sont que les $\cos\phi$ de différents départements sont :

- 0.72 pour la Centrale ;
- 0.70 pour la Trituration ;
- 0.82 pour les Annexes ;

Le facteur de puissance globale étant de 0.7.

Le tableau 6.1 donne les consommations d'énergie et l'estimation du coût total de l'énergie. Ce coût y est comparé au coût de l'énergie à un $\cos\phi$ de 1.0.

Dans l'évaluation des coûts de l'énergie électrique consommée, nous avons appliqué la Tarification MT de la SENELEC. Nous avons considéré que le prix de revient du kwh produit est égale au prix de vente du kwh de la SENELEC (Actif HP tarif K_1) : Pour la Moyenne tension (TG), on obtient le tableau suivant.

K_1 (0 à 19h 23 à 24h)	K_2 (18h à 23h)	Prime fixe par kw
46.06 $\frac{\text{FCFA}}{\text{kwh}}$	66.45 $\frac{\text{FCFA}}{\text{kwh}}$	1900.00 FCFA

Ce tableau donne la tarification général MT (tension ≤ 30 kV)

Étant donné que nous ne disposons pas du prix de revient du kwh produit par la SEIB, (ce coût du kwh n'a jamais été déterminé) nous avons supposé que ce prix de revient était le même que le prix de vente du kwh produit par la SENELEC

Dans l'évaluation du coût de l'énergie, nous n'avons pas tenu compte des primes fixes qui dépendent de la puissance souscrite et du facteur de puissance.

Tous les évaluations de coût d'énergie sont effectuées avec le tarif K_1 , le plus faible.

D'autre part les facteurs de puissance mensuels du tableau 6.1 sont tous compris entre 0.7 et 0.75. Une majoration de 10% est appliquée au prix de l'énergie et à la prime fixe. Une minoration des tarifs prime fixe et prix de l'énergie de 0.75% par centième de $\cos\phi > 0.95$ est aussi appliquée.

Mois	JANV.	FEV.	MARS	AVRIL	MAI	JUIN	JUILL.	AOÛT	SEPT.	OCT.	NOV.	DEC.
Coef	0.72	0.70	0.70	0.68	0.70	0.70	0.75	0.72	0.74	0.73	0.70	0.72
Puissance active consommée (MWh)	610.4	1110.6	1348.5	1163	820.2	961.5	423.8	408.2	406	361	365.3	400.2
Coût de l'énergie consommée (millions de F. CFA)	30.9	56.3	68.3	58.9	41.6	48.7	21.5	20.7	20.6	18.3	18.5	20.3
Coût de l'énergie consommée à coef supérieur à 0.95 (coef=1) (millions F. CFA)	27	49.1	54.6	51.4	36.3	42.5	18.7	18.0	17.9	16.0	16.2	17.7
Economie réalisable (millions de F. CFA)	3.9	7.2	8.7	7.5	5.3	6.2	2.8	2.7	2.7	2.3	2.3	2.6

Tableau 6.1 : Evaluation du coût de l'énergie consommée en 1986
Economie réalisable avec un coef = 1.

Le tableau 6.1 montre que si le prix de revient du kWh était égal au celui de la SENELEC, l'amélioration du facteur de puissance permettrait d'économiser au minimum 2.3 millions de FCFA par mois en 1986. Avec un facteur de puissance de 1, la société aurait économisé en 1986 54.2 millions de FCFA. Ce qui doit motiver les responsables de la production et de la distribution de l'énergie électrique à entreprendre une amélioration du facteur de puissance.

Il existe plusieurs méthodes pour trouver la valeur optimale à donner au facteur de puissance.

6.6 optimisation économique des batteries de condensateurs.

6.6.1 Politique générale de la compensation de l'énergie réactive.

La plupart des appareils d'utilisation sont des consommateurs d'énergie réactive, puisqu'ils fonctionnent grâce à un champ magnétique. Par conséquent les réseaux à moyenne et/ou basse tension sont toujours des consommateurs d'énergie réactive.

La compensation de cette énergie réactive procure des économies dans l'exploitation des réseaux de distribution : diminution des pertes et amélioration de la qualité de la tension. La solution idéale du point de vue technique serait la fourniture d'énergie réactive par des sources localisées

à côté des appareils consommateurs.

Néanmoins il est évident que plus on subdivise la production d'énergie réactive, plus cela entraîne des dépenses élevées, ne serait-ce que par la multiplication, alors nécessaire de l'appareillage de commande et de protection.

La politique générale optimale est celle qui conduit aux dépenses globales minimales; ces dépenses étant la somme d'une part, du coût d'achat et d'exploitation des condensateurs et de leur appareillage annexe, et d'autre part du coût actualisé des pertes dans les réseaux de distribution et de transport et de la qualité de la tension.

Dans le cas de la SEIB, nous utilisons le critère du délai de récupération du capital investi pour le choix de la compensation optimale.

6.6.2 Délai de récupération du capital.

Il permet de se passer de la durée de vie de l'installation. En effet, on cherche à connaître le temps, au bout duquel la somme des gains actualisés est devenue égale à l'investissement.

$$A(Q) = \sum_1^n (D_0 - D(Q)) (1+i)^{-n}$$

où $A(Q)$ = le coût de l'investissement fait à l'origine pour une batterie de puissance Q kvar

D_0 : la dépense annuelle d'énergie réactive dans la solution sans compensation,

$D(Q)$: la dépense annuelle d'énergie réactive avec la batterie Q .

i = taux d'actualisation (nous prendrons le taux de 13% qui est celui du marché).

n = le nombre d'année pour que la relation soit vérifiée.

Dans tous nos calculs, nous supposons que les dépenses d'énergie réactive sont constantes d'un année à l'autre.

Ce qui permet de trouver la valeur de l'inconnue n par la formule :

$$n = \frac{\log \left[1 - \frac{A(Q) \cdot i}{D_0 - D(Q)} \right]}{\log (1 + i)}$$

La batterie dont la puissance Q correspond à un nombre n minimal sera considérée comme étant la solution optimale.

6.6.3 Détermination de batterie de condensateurs.

- Choix du niveau de tension : une tension élevée aboutit à un coût moindre, mais si l'on utilise un autotransformateur ou un transformateur ordinaire pour brancher la batterie sur la MT (6600V) le prix du transfo s'ajoute à celui de la batterie. De plus le transformateur entraîne des pertes actives. C'est pourquoi la compensation est généralement réalisée directement sur la basse tension.

- Les lieux que nous choisissons sont les jeux de barres BT, au niveau de chaque départ. Cette solution est écono-

mique car toute la puissance nécessaire est concentrée en un point pour chaque départ et les transformateurs sont soulagés. En plus le choix de la puissance fait intervenir le coefficient de foisonnement et conduit à des batteries moins puissantes.

Le seul désavantage est le fait que les installations en aval ne sont pas soulagées car le courant circulant dans les câbles n'est pas diminué.

Le tableau 6.2 de la page suivante donne la puissance d'utilisation de chaque départ, le facteur de puissance moyen et la consommation d'énergie active moyenne annuelle.

Les pénalités n'étant pas connues sauf dans le cas où l'usine est alimentée par la SENELEC (Puissance souscrite 50 kVA), nous n'avons pas fait le calcul des valeurs optimales des facteurs de puissance pour chaque départ. Nous avons présenté dans les tableaux 6.3 à 6.5, les puissances des batteries de condensateurs pour obtenir un cosinus φ déterminé.

Dans le cas où une extension est prévue, l'amélioration du facteur de puissance permet d'éviter l'achat d'un nouveau transformateur.

Dans le tableau 6.6, nous présentons les résultats de la méthode de la durée de récupération du capital investi appliquée à l'alimentation par la SENELEC. En cas de panne, la Bouraux et la Vinaigrerie sont alimentés par le transformateur aérien de 50 kVA. Nous avons pris le facteur de puissance de la Vinaigrerie.

Tableau 6.2 : Puissance d'utilisation et consommation d'énergie active moyenne annuelle.

Départ	Puissance d'utilisation (kVA)	cof moyen	Consommation moyenne annuelle (MWh)
CENTRALE	1180	0.7	3810
TRITURATION	810	0.7	3600
ANNEKES	570	0.8	3100

Tableau 6.3 : Détermination de la batterie de condensateurs
Départ : CENTRALE (cof actuel = 0.70)

cof après compensation	0.80	0.85	0.90	0.95	1
Puissance des batteries de condensateur (kvar)	225	370	445	575	850
Coût estimé de l'investissement (millions de F. CFA)	3.16	4.83	6.21	8.00	11.74

cosφ après compensation	0.80	0.85	0.90	0.95	1.00
Puissance de la batterie de condensateurs (kvar)	150	240	300	390	580
Coût estimé de l'investissement (millions de F. CFA)	2.07	3.34	4.14	5.41	8.00

Tableau 6.4 : Détermination de la batterie de condensateurs

Départ : TRITURATION (cosφ_{actuel} = 0.70)

cosφ après compensation	0.8	0.85	0.90	0.95	1.00
Puissance de la batterie de condensateurs (kvar)	-	70	120	190	340
Coût estimé de l'investissement (millions de F. CFA)	-	1.03	1.72	2.65	4.72

Tableau 6.5 : Détermination de la batterie de condensateurs

Départ : ANNEXES (cosφ_{actuel} = 0.80)

La vinaigrerie, a un facteur de puissance de 0.66 (consulter le tableau A3.10 de l'annexe A3). Les bureaux ont un bon facteur de puissance (0.94). Le tableau 6.6 donne les délais de récupération des investissements avec un taux d'actualisation de 13% et de 9%. La solution optimale correspond à un cosφ de 0.83. La puissance de la batterie est de 12 kVAR qui coûte 131 600 F. CFA chez Merlin Gerin. Nous avons appliqué à ce coût une majoration de 40% pour tenir compte de la protection et d'une éventuelle hausse de prix. Néanmoins, nous avons un délai de récupération 14 mois.

La catégorie tarifaire que nous avons appliquée est celle de la moyenne tension (T.G.) fixé depuis le mois de Juillet 1986. Nous avons considéré le tarif K₁ qui correspond aux périodes : 0h à 19h et 23h à 24h.

Dans les calculs, nous n'avons pas tenu compte des gains possibles sur les pertes Joule dans les canalisations. Nous avons supposé que la batterie est branchée directement au point de livraison de l'énergie.

Dans le choix de la batterie, il faut tenir compte des limitations techniques qui font que les performances de la batterie se dégradent dans le temps.

Tableau 6.6 : Détermination de la batterie de condensateurs à installer sur les jeux de barres BT de l'alimentation par le SENELEC : VINAIGRERIE
(Méthode du délai de récupération du capital)

Condensateurs (kVar)	cosφ atteint	Coût des condensateurs installés (F. CFA)	Coût de l'énergie réactive (F. CFA)	Délai de récupération avec un taux d'actualisation de 13% (ANS)	Délai de récupération avec un taux d'actualisation de 9% (ANS)
0	0.66	0	176 400	—	—
5	0.71	108 360	117 600	2.65	3.82
12	0.83	184 240	0	1.19	1.14
15	0.87	253 680	0	1.69	1.61
20	0.92	336 000	0	2.33	2.16
25	0.95	399 700	0	2.86	2.65
35	0.99	462 140	-35 280	2.73	2.54
40	1.00	578 760	-44 100	3.4	3.12

Le facteur de puissance optimale est de 0.83 pour un délai de récupération de 1.19 ans soit 1 ans et 2 mois et 8 jours. Cependant un cosφ de 0.83 à 0.87 serait acceptable.

6.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous regrettons fort le fait que nous ne pouvons déterminer le facteur de puissance optimal de chaque départ. Cependant nous recommandons au exploitant du réseau de refaire le calcul de la détermination du facteur de puissance optimal dans tous les cas par la méthode du délai de récupération que nous avons déjà exposé dans ce chapitre. Cela sera fait dès que le coût de l'énergie sera évalué. (Projet en cours).

Pour ce qui est des ateliers alimentés par le SENELEC en cas de coupure, nous recommandons fortement de procéder à la réalisation de la compensation. Avec le facteur de puissance de la vinaigrerie, l'entreprise perd beaucoup d'argent dans l'état actuel même si cette consommation est très faible. Par contre nous avons vu que l'investissement à réaliser coûte seulement 200 000 FCFA environ. Le délai de récupération est de 14 mois, ce qui est très rentable.

Chapitre 7

Conclusions et Recommandations

- 1 - Les groupes électrogènes et les transformateurs de l'usine acceptent une extension de la puissance de 40% à 60%.
- 2 - Les pertes d'énergie dans le réseau entre 1982 et 1986 sont très élevées (12 à 20%).
- 3 - Le facteur de puissance moyen de l'usine est inférieur à 0.7, et entraîne des pertes d'énergie et des chutes de tension excessives.
- 4 - Pour assurer le prix minimal du kWh consommé par la SEIB, on devrait comparer les coûts de la production autonome d'énergie par le turbo-alternateur, les DIESEL ou par un nouveau poste de livraison de la SENELEC (2000 kVA par exemple).

5 - Un relevé des courbes de charges journalières est nécessaire pour réduire les pics de puissances appelées par une planification de la demande à l'aide d'un système de délestage.

6 - En régime d'intercampagne (arrêt de la trituration), une alimentation par la SENELEC présente l'avantage d'utiliser un seul transformateur (celui du poste de livraison), au lieu de 5 tels que nécessaire si les deux DIESEL sont utilisés. Cette solution réduit les pertes et améliore le facteur de puissance et augmente la continuité d'alimentation des consommateurs d'énergie.

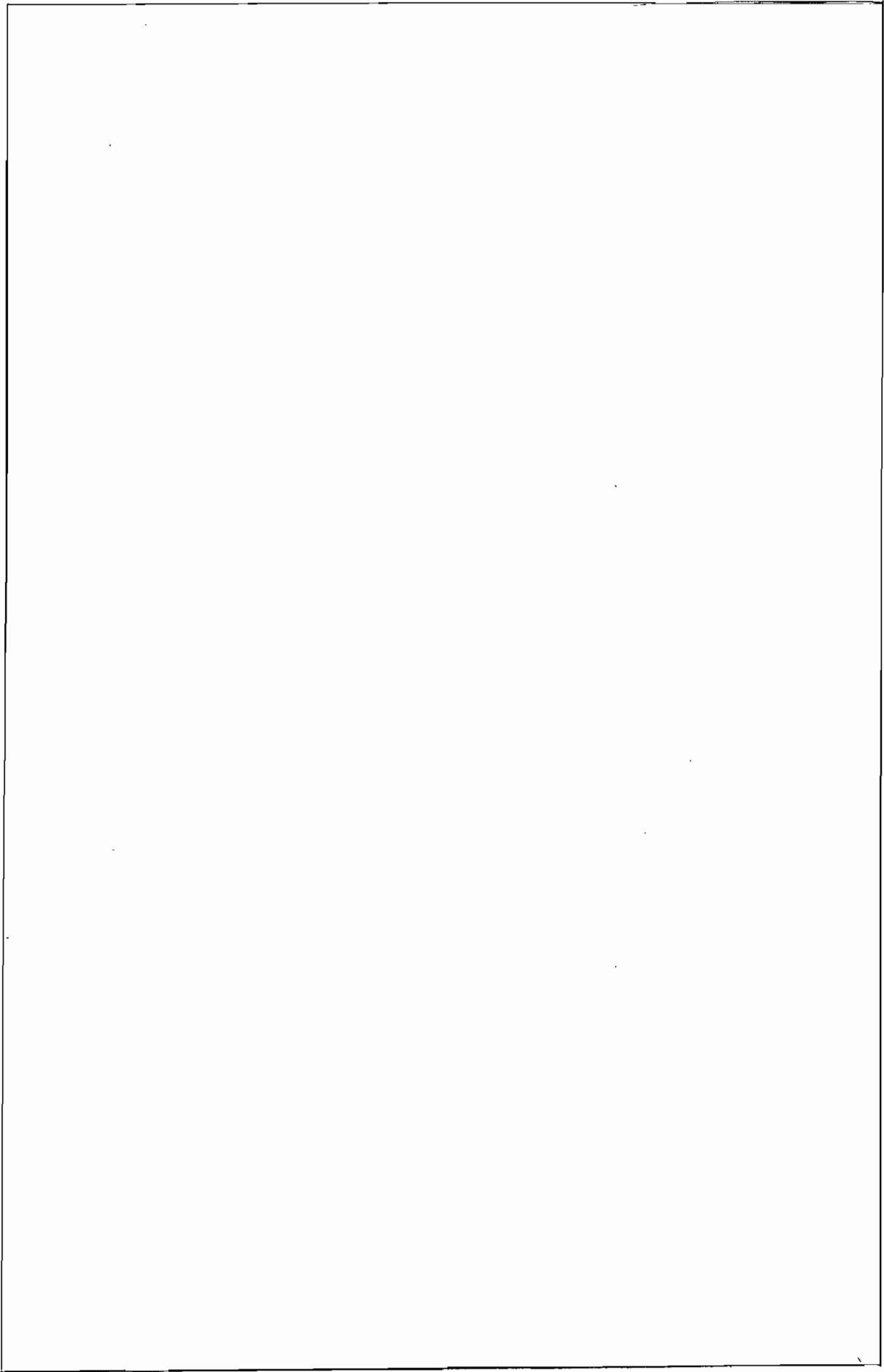
7 - Un bouclage du réseau BT est nécessaire pour profiter des avantages cités au point 6. L'investissement estimé à quelques 20 millions de F. CFA sera amorti en moins de 4 années par les économies réalisées.

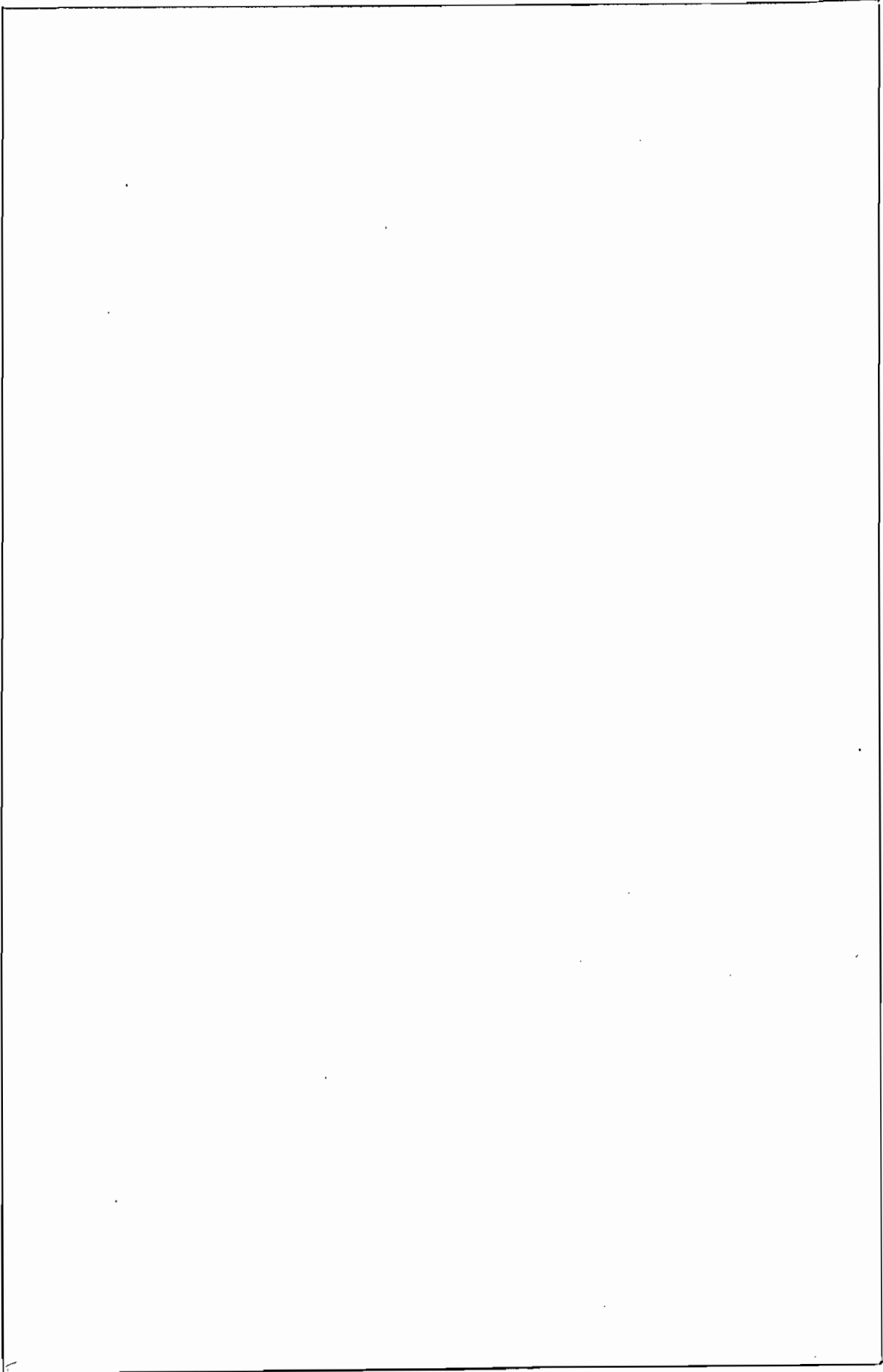
8 - Le bouclage des postes de transformateur côté BT proposé, peut se faire avec des câbles U1000 202V de $5 \times 240 \text{ mm}^2$ par phase.

- 9 - Le calcul des courants de court-circuit maximum et minimum a montré que les câbles et l'appareillage possèdent une stabilité thermique, un pouvoir de coupe et une protection adéquats.
- 10 - Les sections des câbles BT et MT satisfont largement les conditions d'échauffement en régime normal, en court circuit et celle de chute de tension admissible.
En plus les câbles BT permettent une protection des personnes contre les contacts indirects.
- 11 - Une amélioration du facteur de puissance global de l'usine est recommandée. Pour déterminer sa valeur optimale et la source d'énergie réactive la plus économique (condensateurs statiques ou surexcitation des générateurs synchrones), il faut étudier le prix de revient du kWh produit par la SEIB.
- 12 - Améliorer le facteur de puissance du branchement de la SEDELEC en installant dans la

VINAIGRERIE des condensateurs supplémentaires de 12 à 15 kvar. L'investissement de quelques 250 000 F CFA s'amortit en 14 mois, et permet de supprimer les pénalités.

13 — Le facteur de puissance des ateliers (NETTOYAGE, DECORTICAGE, COMMUNTRITURATION ET PELLETISATION) est assez faible (0.5) à cause de la sous-charge des moteurs asynchrones. Pour l'améliorer sans condensateur, donc sans investissement, on doit interchanger les moteurs pour que leur puissance appelée soit à peu près égale à leur puissance nominale. Des mesures d'énergie active et réactive moyennes journalières doivent être effectuées pour déterminer la puissance appelée et le facteur de puissance de chaque moteur.





ANNEXES

1 - 2 - 3.

Annexe 1 :

caractéristiques électriques des récepteurs et sources

Alternateurs :

Constructeur : JEUMONT SCHNEIDER

Alternateur TURBO (A1)

Type : AC - 710 - L4

Service : Continu

Protection : IP 44

Echauffement : ST B R_t F

Vitesse d'emballement : 1800 tr/mn

Mode d'excitation : AERT

Classe d'isolement : Stator F , Rotor F

Nombre de phase : 3

Couplage : $\Delta - Y$

Tension : 6600 V courant : 383 A

Puissance apparente : 4375 kVA $\cos\varphi$: 0.8

Vitesse : 1500 tr/mn Fréquence : 50 Hz

Tension d'excitation : 128 V

Courant d'excitation : 104 V

Groupes Electrogènes : MAN 1 et MAN 2
(ou A₂ et A₃)

Constructeur : JEUMONT SCHNEIDER.

Type :

Service :

Protection :

Echauffement :

Vitesse d'emballement : 600 tr/mn

Mode d'excitation :

Classe d'isolement : Stator B . Rotor B

Nombre de phases : 3

Couplage : $\Delta - Y$

Tension : 220 V courant : 2890 A

Puissance apparente : 1100 kVA cos ϕ : 0.8

Vitesse : 500 tr/mn Fréquence : 50

Tension d'excitation : 88 V

Courant d'excitation : 110A

Moteur Diesel : 1275 cv 500 tr/mn .

Caractéristiques des transformateurs.

Puissance (kVA)	1000	1250	2000
Tension Primaire (V)	6600	231	6600
Tension secondaire (V)	400	6600	400
Pertes à vide (kW)	2.3	2.7	3.9
Pertes cuivre à 75°C (kW)	12.1	15	28.5
Pertes actives totales (kW)	14.4	17.7	26.4
Puissance à compenser à pleine charge (kVA)	72.5	94.5	176
Tension de court-circuit à 75°C (%) - U_{cc}	5	5.5	7
chute de tension en % $\cos\varphi = 1$	1.33	1.34	1.36
chute de tension en % $\cos\varphi = 0.8$	3.93	4.24	5.70
rendement en 3/4 de charge $\cos\varphi = 1$	98.80	98.83	98.91
rendement en 3/4 de charge $\cos\varphi = 0.8$	98.50	98.54	98.64
rendement à pleine charge $\cos\varphi = 1$	98.58	98.60	98.70
rendement à pleine charge $\cos\varphi = 0.8$	98.23	98.26	98.38
Courant à vide en %	2.4	2.2	1.9

Couplage : Dyn 11 ($P > 160$ kVA) .

Récepteurs

Départ "Centrale"

Puissance nominale : 2362 kVA

Tension nominale : 380 V

$\cos\varphi$: 0.8

Départ "Trituration"

Puissance nominale : 1660 kVA

Tension nominale : 380 V

$\cos\varphi$: 0.8

Départ "Annexes"

Puissance nominale : 1158 kVA

Tension nominale : 380 V

$\cos\varphi$: 0.8

Type de câble utilisé :

MT : AVRITHENE x 22 12 / 20 kV

BT : U 1000 R 02 V

Caractéristiques des disjoncteurs
de départ secondaires et principaux.

Désignation	Type	De déclencheurs		calibre fusible associé	Pdc de l'association (KA)
		(A) I_{rth}	I_{rm} (A)		
Q1C	DSA1	3200		—	85
Q2C	H500	D320		1600/3200	50
Q3C	H500	D320		1600/3200	50
Q4C	H500	D250		1250/2500	50
Q5C	H500	D320		1600/3200	50
Q6C	H100	-	10/15	—	80
Q7C	H100	-	25/40	—	80
Q8C	H250	A200		—	50
Q9C	N100H	-	40/60	—	80
Q10C	H500	D400	400	2000/4000	50
Q11C	N100H	-	25/40	—	40
Q12C	H500G	G500	500	1600/2000	50
Q13C	H250	A200		—	50
Q14C	H250	A125		—	50
Q15C	H250	A160		—	50
Q16C	H250	A200		—	50
Q17C	N100H	-	25/40	80	50
Q18C	N100H	-	25/40	40	50

Designation	Type	Déclencheurs	Déclencheurs		Calibre fusible associé	P d C de l'association (kA)
			I _{rtk} (A)	I _{rm} (A)		
Q19C	H500	D320	320	1600/3200	-	50
Q20C	H500	D400	400	2000/4000	-	50
Q21C	H500	G320	320	640/1280	-	50
Q22C	H250	G200	200	500/1000	-	50
Q23C	N100H	-	55/80	-	125	50
Q24C	H250	A160			-	50
Q25C	N100H	-	25/40	-	80	50
Q29C	N100H	-	15/25	-	40	50
Q30C						
Q31C	N100H	-	10/15	-	40	50
Q32C	N100H	-	10/15	-	40	50
Q1T	DSA1	3200			-	85
Q2T	C1250	D630	630	3150/6300	-	50
Q3T	H630 F	G630	630	1250/2500	-	50
Q4T	H630 G	G630	630	1250/2500	-	50
Q5T	C1250 G	G630	630	1250/2500	-	50
Q6T	H250	A200	200			50
Q8T	H250	A125	125		-	50
Q9T	H250	A125			-	50
Q10T	N100H	-	40/60	-	80	50

Désignation	Type	Déclencheurs	Déclencheurs		Calibre fusible associé	P d C de l'association (kA _{eff})
			I _{rt} (A)	I _{rm} (A)		
Q11T	H250	A125	125		-	50
Q12T	N100H	-	40/60	-	80	50
Q1A	DSA1	2000			-	63
Q2A	N100H	-	25/40	-	80	50
Q3A	H500	D400	400	2000/4000	-	50
Q4A	H250	A200	200		-	50
Q5A	H250	A125	125		-	50
Q6A	N100H	-	15/25	-	40	50
Q7A	N100H	-	25/40	-	80	50
Q8A	N100H	-	25/40	-	80	50
Q9A	N100H	-	40/60	-	80	50
Q10A	N100H	-	10/15	-	40	50
Q11A	H6306	G630	630	1250/2500	-	50
Q12A	H500G	G400	400	800/1600	-	50
Q15A	N100H	-	25/40	-	80	50
Q13A	H250	A200	200		-	50

ANNEXE 2 :

Estimation des puissances d'utilisation.

Cette estimation est basée sur la norme UTE 63-410 qui recommande l'utilisation du tableau ci-dessous se rapportant à une armoire de distribution BT groupant plusieurs circuits où les indications relatives aux conditions de charge font défaut.

Dans le cas où l'armoire est composée principalement de circuits d'éclairage, nous avons jugé plus prudent de majorer ces facteurs à l'unité.

Tableau des facteurs de simultanéité pour armoires de distribution industrielles (selon norme UTE 63-410)

Nombre de circuits	facteur de simultanéité
2 et 3	0.9
4 et 5	0.8
5 et 9	0.7
10 et plus	0.6

Le facteur d'utilisation a été estimé à 0.8 pour les forces motrices. Pour l'éclairage et le chauffage ou la ventilation il est de 1.

DEPART CENTRALE

Estimation de la puissance d'utilisation.

Utilisation	Puissance installée (kVA)	Puissance installée (kW)	Puissance d'utilisation (kVA)	coeff. d'utilisation 1er niveau K_{s1}	Puissance d'utilisation 1er niveau (kVA)	coeff. de simultanéité 2 ^e niveau K_{s2}	Puissance d'utilisation 2 ^e niveau (kVA)
Chaudière I	180	0.8	144				
chaudière II	180	0.8	144				
Commun chaudières	150	0.8	120				
Aérocondenseurs	160	0.8	128				
Diesel MAN II	20	0.8	16				
Diesel MAN III	20	0.8	16				
Eclairage (Centrale Chaufferie)	100	1	100				
Pont roulant	25	0.8	20	0.6	783	1	783
Compresseur + Sécheur	200	0.8	160				
Tableau C.C. chargeur	5	1	5				
Pomperie I (incendie forage)	260	0.8	208				
Pomperie II (Eau brute aérocond.)	85	0.8	68				
Evaporation	50	0.8	40				
Traitement Effluents	70	0.8	56				
Atelier-Garage - Magasin	80	0.8	64				
Stockage Arachides	20	0.8	16				
Total	1605		1305		783		783

DEPART CENTRALE (suite)

Estimation de la puissance d'utilisation.

Utilisation	P_{inst} (kVA)	k_0	P_0 (kVA)	k_{s1}	P_{01} (kVA)	k_{s2}	P_{02} (kVA)
	1605		1305	0.6	783	1	783
Echantillonnage	10	0.8	8				
Réception nettoyage	150	0.8	120				
Décorticage	180	0.8	144				
Extraction	170	0.8	136				
Bureaux	100	1	100	0.6	1176	1	1176
Éclairage Nett. Décort.	45	1	45				
Ventilation Centrale	90	1	90				
Départ (Centrale - chauff)	6	1	6				
Pompe à huile	6	1	6				
Départ Général CENTRALE	2362	-	1960	-	1176	-	1176

DEPART TRITURATION

Estimation de la puissance d'utilisation

Utilisation	Puissance installée (KVA)	Coefficient d'utilisation (ku)	Puissance d'utilisation (KVA)	Coefficient de simultanéité 1er niveau (ks1)	Puissance d'utilisation 1er niveau (KVA)	Coefficient de simultanéité 2e niveau (ks2)	Puissance d'utilisation 2e niveau (KVA)
Commun Trituration	330	0.8	264				
Presses I et II	320	0.8	256				
Presses III et IV	320	0.8	256				
Pellétisation	380	0.8	304				
Raffinage (neutralisé)	90	0.8	72	0.6		1	
Raffinage (décol. diédo.)	50	0.8	40				
Pomperie II	60	0.8	48				
Stockage huile	30	0.8	24				
Eclairage (Trituration Raffinage)	50	1	50				
Eclairage (Pellétisation)	30	1	30				
Départ Général TRITURATION	1660	-	1344	-	807	-	807

DEPART ANNEXES.

Estimation de la puissance d'utilisation.

Utilisation	P_{inst} (kVA)	k_U	P_U (kVA)	k_{S1}	P_{U1} (kVA)	k_{S2}	P_{U2} (kVA)
Embouteillage huile	14	0.8	11.2				
Production Eau Glacé	200	0.8	160				
Fabrication bouteilles	115	0.8	92				
Vinaigrerie	50	0.8	40				
Pastis	9	0.8	7.2				
Dentifrice	20	0.8	16				
Parfumerie	17	0.8	13.6	0.6		1	
Jewel	30	0.8	24				
Embouteillage Jewel	8	0.8	6.4				
Tonnellerie	350	0.8	280				
Margarinerie	225	0.8	180				
Eclairage Annexes	100	1	100				
Aérosols (DREAL)	20	0.8	16				
Départ Général ANNEXES	1158	-	947	-	569	-	569

Annexe 5 :

- Relevés des productions et consommations d'énergie électrique (1982 à 1986).
- Mesures réalisées sur les départs BT (Janvier - Février 1987)

Tableau A3 - 1 : Production et consommation d'énergie électrique 1982.

PRODUCTION ET CONSOMMATION ELECTRIQUE 1982

	PRODUCTION						CONSOMMATION						PERTE	
	A1 MWh	A2 MWh	A3 MWh	TP MWh	C MWh	T MWh	A MWh	TC MWh	EP MWh	%				
Janvier	640,6	240,2	240,5	1159,3	372,7	574,6	248,1	944,1	225,2	19,7				
Février	752,5	183,4	204,9	1140,8	363,9	366,6	179,4	909,9	230,9	20				
Mars	838,5	226,1	200,7	1265,1	393,3	380,9	283	1057,2	207,9	16				
Avril	596,3	226,5	246,6	1033,4	305,8	309,7	298,9	914,4	123	14,8				
Mai	1167,3	232,1	1107	1600,4	410,4	484,4	304,9	1202,4	207,7	14,7				
Juin	944,7	166,5	146,6	1254,8	375,2	442,9	270,9	1068	186,8	14,8				
Juillet	747,2	246,3	228,2	1222,7	387,7	379,5	227,6	994,8	226,9	18,5				
Août	940,2	211,9	224,9	1377	448,8	464,3	277,9	1161	216	15,6				
Septembre	1022,5	172	59,7	1254,2	387,3	449,2	223,9	1030,4	223,8	17,8				
Octobre	900,8	121,7	21,4	1169,9	373	357,1	224,4	954,5	218,4	18,6				
Novembre	244,1	267,1	266,2	778	232,1	156,4	333	721	57	7,3				
Décembre	836,2	659	73,8	573,9	323,7	238,8	242,5	805	168,9	17,3				
Totale	9634,1	2317,7	2069,8	14022,2	4353	4290,9	3087,5	11731,4	2200,8	16,3				

Le chef de Service Edouardine

PRODUCTION ET CONSOMMATIONS ENERGIE ELECTRIQUE 1983

	PRODUCTIONS			TOTAL PRODUC MWH	CONSOMMATIONS			TOTAL CONSOM MWH	ENERG PERDUE MWH	% Pertes
	A1 MWH	A2 MWH	A3 MWH		CENTRALE MWH	TRITU MWH	ANNEX MWH			
JANVIER	471,7	159,4	181,7	812,8	247,7	188,4	292,5	728,6	84,2	10,36
FEVRIER	1051,3	138,2	99,4	2288,6	400,6	440,7	191,2	1037,9	250,7	19,45
MARS	1468,3	27,4	38,5	1534,2	455,3	564	259,9	1279,2	255	16,62
AVRIL	1449,4	11,4	12	1472,2	439,7	519,5	283,7	1242,9	229,9	15,91
MAI	1373,7	42,8	42,4	1458,9	420,2	529,5	307,8	1257,5	201,4	13,8
JUIN	1112,6	118,3	105,5	1336,4	388,6	456	318,1	1182,7	173,7	13
JUILLET	1371,3	146,4	0	1517,7	424,8	589,3	308,5	1313,6	204,1	13,45
AOUT	945,2	212,2	14,5	1171,9	359,9	363,7	262,6	986,2	185,7	15,85
SEPTEMB	756,6	239,3	119,1	1214,8	356,9	412,1	266,5	1035,5	179,3	14,76
OCTOBRE	1013,2	161,1	0	1174,3	345	379,7	297,5	1022,2	152,1	12,95
NOVEMB	861,1	212,3	0	1073,4	305,9	377	246,3	929,2	144,2	13,43
DECEMB	1152,9	90,6	0	1243,5	375,6	397,8	287,9	1061,3	182,2	14,65
TOTAL	13126,2	1559,4	612,8	15298,4	4520,2	5214,1	3322,5	13056,8	2242,5	14,66

Tableau A3-2 : Production et consommation d'énergie électrique 1983

Le chef du service électrique

[Signature]

Tableau A3.3 : Production et consommation d'énergie électrique 1984

	Productions				Consommations				Pertes		
	MWh	A1	A2	A3	PT	C	T	A	CT	P	%
Janvier	1020,4	95,2	152,2	115,3	115,3	362,6	295,3	271,4	98,9	186,3	16,7
Février	783,7	192,2	152,2	112,1	112,1	321,2	335	245,3	921,5	235,6	20
Mars	813	40,9	137,1	105,1	105,1	319,3	322,5	232,5	894,3	150,7	14,9
Avril	789,5	159,1	112,1	105,8	105,8	329,6	314	254,5	898,1	160,5	15
Mai	783,8	165,3	112,1	94,9	94,9	304,2	299,4	241,3	839,9	109,2	11,5
Juin	560,7	121,3	112,1	6,2	6,2	237,3	108,4	235,1	580,8	101,2	14,8
Juillet	786,2	206,3	112,1	99,5	99,5	310,8	268,6	274,7	854,1	138,4	13,9
Août	718,7	15,9	112,1	76,6	76,6	263,9	183,3	232	659,2	105,4	13,7
Septembre	711	5,6	112,1	76,6	76,6	240	97,1	245,7	582,8	133,8	18,6
Octobre	701,8	109,6	112,1	81,4	81,4	270	173,3	249,3	689,6	121,8	15
Novembre	639,3	215,4	112,1	83,7	83,7	282,9	203,9	232,4	719,2	134,5	15,7
Décembre	621	229,4	112,1	85,1	85,1	267,2	235,7	271,7	724,4	125,7	14,7
Total annuel	9097,8	1585,9	288,3	1097,2	1097,2	3509	2759,3	3022,6	9270,9	1704,1	15,5

Le chef du Service Électrique

Tableau A3.4 : Production et consommation d'énergie électrique 1985

PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ENERGIE ELECTRIQUE 1985

	Production					Consommation					Pertes		%
	A1 Mwh	A2 Mwh	A3 Mwh	PI Mwh	C Mwh	T Mwh	A Mwh	CT Mwh	P Mwh				
Janvier	522	1231	Annét	645,1	224,5	86,2	240,7	553,4	92,7		14		
Fevrier	582,3	1164	Annét	641,5	238	166,7	225,7	630,4	68		9		
Mars	883,3	139,4	91,2	1118,9	337,1	348,9	264	950,6	168,2		15		
Avril	716,8	176,9	43,5	934,2	287,8	283,6	244,2	794,6	136,6		14,6		
Mai	830,4	208	Annét	1058,4	328,8	307,9	261,7	896,4	16,2		15,3		
Juin	773,1	198,2	Annét	971,9	302,8	260	237	768,8	203,1		20		
Juillet	844,1	227	2,9	1071	345,9	340,7	287	945,6	121,4		14,8		
Août	102,7	231,6	291,9	616,2	166,8	107,2	952,5	524,8	89,4		14,5		
Septembre	Annét	263,9	270,1	534	162,4	83,8	247,3	492,5	61,5		7,7		
Octobre	Annét	315,5	276,4	594,9	187,1	21,7	250,8	529,6	65,3		10,9		
Novembre	Annét	229,3	318,6	547,9	178	29,3	197,8	465,7	52,2		15		
Decembre	Annét	227,8	311,8	539,6	129,8	25,8	297,1	452,7	86,9		16		
Tot.annuel	5266,3	2449,5	10114	9327,2	2857,6	2141,4	3006,1	8005,1	1322,1		14		

Le chef de Sa Electricite

Tableau A3-5 : RELEVÉ COMPTEURS PUISSANCES ACTIVÉS 1985 (MWh)

Mois	Man 2		Man 3		Turbo-alternateur
	31/12/85	31/12/84	31/12/85	31/12/84	
Janvier	394358 = 622	66871 = 132,5	57820 =	57820 =	389138 = 622
Février	400421 = 606,8	68046 = 117,5	58195 =	58195 =	394358 = 606,8
Mars	409554 = 913,3	69472 = 142,6	59210 =	59210 =	400421 = 913,3
Avril	416834 = 734	71371 = 189,9	59762 =	59762 =	416834 = 734
Mai	425774 = 888	73480 = 210,9	59762 =	59762 =	425774 = 888
Juin	433718 = 794,4	75529 = 204,9	59762 =	59762 =	433718 = 794,4
Juillet	442222 = 870,6	77907 = 237,5	59781 =	59781 =	442222 = 870,6
AOÛT	443793 = 1371	80182 = 227,8	62781 =	62781 =	443793 = 1371
Septembre	443793 =	82846 = 266,4	65573 =	65573 =	443793 =
Octobre	443793 =	80182 = 266,4	62781 =	62781 =	443793 =
Novembre	443793 =	82846 = 318,5	68337 =	68337 =	443793 =
Décembre	443793 =	88321 = 227,8	71526 =	71526 =	443793 =
	MWh 5465,5 +	MWh 2505,3 +	MWh 1582,4 +	MWh 1582,4 +	MWh 5465,5 +

Talieu A3-6 : RELEVÉ COMPTEURS PUISSANCES REACTIVES 1985 (Hvnh)

Mois	Man 2	Man 3	Turbo-alternateur
Janvier	60216	46521	380636
Février	61344 = 112,8	46896 = 37,5	386238 = 560,2
Mars	62682 = 133,8	47846 = 9,5	395538 = 930
Avril	64379 = 169,7	47846 = 4,6	401899 = 636,1
Mai	66472 = 209,3	48306	411663 = 976,4
Juin	68288 = 181,6	48306	419778 = 814,5
Juillet	70223 = 202,4	48325 = 193,5	428721 = 894,3
Août	72277 = 202,4	50923 = 259,8	430149 = 142,8
Septembre	74773 = 252,6	53658 = 273,5	430149
Octobre	77773 = 315,9	56170 = 254,2	430149
Novembre	80350 = 289,8	59065 = 289,5	430149
Décembre	82655 = 282,5	60798 = 173,3	430149

Tableau A3-7 :

RELEVÉ COMPTEURS PUISSANCES ACTIVES 1986 (Mwh)

Turbo alternateur		Man 2		Man 3		Mois
447112		90613		76415		Janvier
443793	351,0	90539	1,4	73644	277,1	Janvier
456553		91413	80	77280		Février
447112	944,1	90613		76415	86,5	Février
466423		93010		79298		Mars
456553	987	91413	159,7	77280	201,8	Mars
475017		94385		80899		Avril
466423	859,4	93010	137,5	79238	166,1	Avril
480649		95642		82212		Mai
475017	563,2	94385	125,7	80899	131,3	Mai
486626		97615		83877		Juin
480649	597,7	95642	197,3	82212	166,5	Juin
486626		99517		86213		Juillet
486626	/	97615	190,2	83877	233,6	Juillet
486626		101222		88590		Août
486626	/	99517	170,5	86213	237,7	Août
486626		103074		90798		Septembre
486626	/	101222	185,2	88590	220,8	Septembre
486626		104442		93040		Octobre
486626	/	103074		90798	220,8	Octobre
486626		106677		94458		Novembre
486626	/	104442	223,5	93040	141,8	Novembre
486626		108828		96273		Décembre
486626	3,6	106677	219,1	94458	181,5	Décembre
	4286,9		1822,9		2262,9	

Tableau A3-8 : RELEVÉ COMPTEURS PUISSANCES REACTIVES 1986 (Mars)

Turbo.alternateur	Man 2	Man 3	Mois
433837	82671	63208	Janvier
430149	82655	60798	Février
443412	83514	63965	Mars
433637	82671	63208	Avril
453921	85159	65669	Mai
443412	83514	63965	Juin
463470	86533	67151	Juillet
453921	85159	65669	Août
469485	87757	68330	Septembre
463470	86533	67151	Octobre
476168	89621	69775	Novembre
469485	87757	68330	Décembre
476168	91364	71809	Janvier
476168	89621	69775	Février
476168	92940	74095	Mars
476168	91364	71809	Avril
476168	94696	76034	Mai
476168	92940	74095	Juin
476168	96022	78104	Juillet
476168	94696	76034	Août
476168	98251	79591	Septembre
476168	96022	78104	Octobre
476191	100465	81495	Novembre
476168	98251	79591	Décembre

Tableau A3.9: Relevés compteurs d'énergie active et
d'énergie réactive 1985 et 1986 (Productions)
mensuelles

Mois	1985			1986		
	Puissance active P.t (Mwh)	Puissance réactive Q.t (Mvarh)	tg φ moyen	P.t (Mwh)	Q.t (Mvarh)	tg φ moyen
Janvier	654.5	-	-	610.4	591.4	0.97
Février	761.3	1048	1.38	1110.6	1137.5	1.02
Mars	1157.4	1158.8	1.00	1348.5	1385.8	1.03
Avril	579.1	851.8	1.47	1163	1240.5	1.07
Mai	1098.9	1185.7	1.08	820.2	841.8	1.03
Juin	999.3	993.1	0.99	961.5	999.2	1.04
Juillet	1109.8	1089.7	0.98	423.8	377.7	0.89
Août	664.9	605	0.91	408.2	386.2	0.95
Septembre	545.6	525.1	0.96	406	369.5	0.91
Octobre	594.9	967.1	0.95	361	339.6	0.94
Novembre	547.9	529.3	0.97	365.3	371.6	1.02
Décembre	439.6	405.8	0.92	400.2	381.8	0.95
Total annuel	9553.2	9360.4	0.98	8372.7	8422.6	1.01

Tableau: A3.10

Relevés des mesures effectuées (Janv. Fév. 1987)
consommation.DEPART CENTRALE

Désignation du départ	Disjoncteur	coefficient de simultanéité (k _s)	I (A)	U (V)	cosφ	P (kW)	Q (kvar)
Chaudière I	Q2C	1	169	390	0.72	47	46
Chaudière II	Q3C	1	170	387	0.72	47	46
Commun chaudières	Q4C	1	190	387	0.84	62	40
Aérocondenseurs	Q5C	1	257	390	0.80	80	60
Diesel MAN II	Q6C						
Diesel MAN III	Q7C						
Eclairage Centrale chaufferie	Q8C	1	38.5	374	0.97	14	4
Pont roulant	Q9C						
Compresseur + sècheur	Q10C	1/2	105	391	0.74	30	28
Tableau courant continu chargeur	Q11C	1	4	367	0.64	1.0	1
Pompe I (incendie - forage)	Q12C	2/3	275	389	0.85	91	56
Pompe I (eau truite - aérorefrigérant)	Q13C	3/4	84	388	0.80	26	20
Evaporation	Q14C	1	78	364	0.76	22	19
Traitement effluents	Q15C	1	3.1	366	0.76	0.9	0.7
Atelier - Garage Magasin	Q16C	1	32	387	0.79	10	8
Stockage arachide	Q17C	1	20.2	367	0.36	3	7
Echantillonnage	Q18C	1	1.3	375	0.81	0.4	0.3
Reception Nettoyage	Q19C	1	185	367	0.52	35	58
Décorsticage	Q20C	5/5	373	385	0.43	62	130
Extraction	Q21C	1	176	382	0.67	45	50

Tableau A3-10 (suite)

DEPART CENTRALE (suite)

			(A)	(V)		(kw)	(kvars)
Bureaux	Q22C	1	83	385	0.94	30	11
Eclairage (Réception - nettoyage - Décorticage)	Q23C	1	19	368	0.87	6	4
Ventilation (Centrale Chauffage)	Q24C	1	33	370	0.60	7	10
Départ centrale - Chauffage	Q25C						
① Pompe à huile	Q30C						
Locaux Sociaux	Q33C						
Départ Général CENTRALE (C)	Q1C				0.72	620*	599

$$(*) \quad \operatorname{tg} \varphi_{\text{moyen}} = \frac{Q_{\text{total}}}{P_{\text{total}}} = \frac{599}{620} = 0.97$$

$$\operatorname{cos} \varphi_{\text{moyen}} = 0.72$$

Tableau A3.10 (suite) DEPART TRITURATION

Désignation du départ	Disjoncteur	Coeff. de simultanéité (k _s)	I (A)	U (V)	cosφ	P (kw)	Q (kvar)
Commun Trituration	Q2T	1	343	395	0.45	61	121
Presses I et II	Q3T	1/2	386	396	0.81	124	89
Presses III et IV	Q4T	1/2	375	391	0.69	100	106
			197	391	0.83	64	43
Pellétisation	Q5T	1	375	388	0.69	100	106
			82	388	0.45	14	29
Raffinage (neutralisation)	Q6T	1	122	392	0.72	34	34
Raffinage (décol. - désodo.)	Q8T	1	58	390	0.72	16	16
Pomperie II	Q9T	1	142	384	0.82	45	31
Stockage 'mule	Q10T	-					
Eclairage (Trituration Raffinage)	Q11T	1	27	234	0.80	5	4
Eclairage Pellétisation	Q12T	1	12	394	0.92	4	3
Départ général TRITURATION					0.70*	467	476

$$(*) \quad \text{tg} \varphi_{\text{moyen}} = \frac{Q_{\text{totale}}}{P_{\text{totale}}} = \frac{476}{467} = 1.02$$

$$\cos \varphi_{\text{moyen}} = 0.70$$

Tableau A3.10 (suite) DEPART ANNEXES.

Désignation du départ	Disjoncteur	Coeff. de simultanéité (K _s)	I (A)	U (V)	cosφ	P (kw)	Q (kvar)
Embouteillage Huile	Q2A	1	10.8	375	0.66	4.6	5
Production Eau Glacée	Q3A		100	384	0.83	32	21
Fabrication Bouteilles	Q4A		107	383	0.74	30	28
Vinaigrerie	Q5A		32	382	0.66	8	9
Pâtis	Q6A		3	381	0.54	0.6	1
Dentifrice	Q7A		8	381	0.50	1.5	3
Parfumerie	Q8A						
Javel	Q9A						
Embouteillage Javel	Q10A						
Tonnellerie	Q11A						
Margarinerie	Q12A	1	43	380	0.81	13	10
Eclairage Annexes	Q13A	1	142	229	0.96	31	9
Aérosols (Oreal)	Q15A		2	381	0.88	0.7	0.4
Réserve	Q16A						
Départ Général ANNEXES	Q1A				0.82 ^(*)	125	87

$$\tan \varphi_{\text{moyen}} = \frac{87}{125} = 0.696$$

$$\cos \varphi_{\text{moyen}} = 0.82$$

Bibliographie

- H. RICH , calcul de la puissance de court-circuit dans les lignes par emploi de l'impédance réduite ,
 Houille Blanche , n° 187 , 188 , 1982
- MERLIN GERIN , Guide de l'installation électrique ,
 Déc 1982
- MERLIN GERIN , Guide d'utilisation des disjoncteurs BT
- MERLIN GERIN , Catalogue de distribution HT/BT , Juin 1981
- MERLIN GERIN , Cahiers techniques n° 10 , 26 , 64 , 49 ,
 100
- PIERRE MARKON , Cours d'Installations Electriques , 4.21
 EPT , 1986
- PIERRE MARKON , cours de Machines Electriques , 4.11 ,
 EPT , 1986 .
- A. FOUILLE , Electrotechnique à l'usage des ingénieurs ,
 Tome 1 , Tome 2 , Tome 3 , Dunod , 1980
- THEODORE WILDI , Electrotechnique , les presses de l'université
 de Laval , 1978 .

FRANÇOIS CAHEN , Electrotechnique Tome 1 , Circuits et
réseaux en régime permanent , Gauthier Villms , 1970

HEINY et CAPLIEZ , Technologie d'électricité , Tome 1 , 2 et 3 ,
Foucher , 1978 .

CL. REMOND , Les installations électriques dans le bâtiment ,
Eyrolles , 1977

CL. REMOND , L'équipement électrique des bâtiments ,
Eyrolles , 1980