

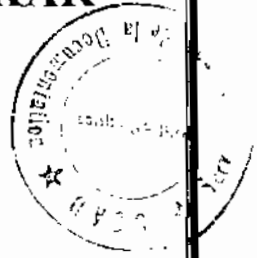
**UNIVERSITE CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR**

**ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE**

**CENTRE DE THIES**



GM. 00-10



**DEPARTEMENT GENIE ELECTROMECHANIQUE**

**PROJET DE FIN D'ETUDES**

**EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR DE CONCEPTION**

**TITRE : ETUDE DU TRANSFERT DU POSTE DE REPARTITION ELECTRIQUE  
« DF1 » ET DE CELUI DE LIVRAISON DE LA LIGNE HT (30 kV) DE LA SENELEC  
ET REMISE A NIVEAU DU RESEAU DE DISTRIBUTION MOYENNE TENSION  
(3.3 kV) AU NIVEAU DU SITE ENGRAIS DES ICS MBAO.**

**DIRECTEUR : Gaskel NGING**

**CO-DIRECTEUR : Alioune Mbaye Palla CAMARA**

**AUTEURS :**

Mady MBODJI

ET

Fine DIOUF

**ANNEE UNIVERSITAIRE 2004 / 2005**

## DEDICACES :

### Dédicaces de Mady MBODJI

Je dédie ce travail à :

- ✓ Mes parents pour leur affection et leur attention qu'ils ont toujours porté en moi.
- ✓ Mon collègue Fine DIOUF pour avoir voulu travailler avec moi sur ce projet.
- ✓ Tous mes amis et promotionnaires.

### Dédicaces de Fine DIOUF

Je dédie ce travail :

- ✓ A mon défunt père Amath DIOUF
- ✓ A ma très chère mère : ceci est le fruit de son affection.
- ✓ A mon collègue Mady MBODJI de vouloir travailler avec moi sur ce projet
- ✓ A tous mes amis (es) et tous ceux qui me sont chers.
- ✓ A tous mes professeurs.
- ✓ Ainsi qu'à l'ensemble des élèves de l'école

## REMERCIEMENTS :

Nous remercions Mr Gaskel GNING pour l'encadrement qu'il nous a gratifié et pour le travail de correction du document dont il s'est chargé.

Nous tenons aussi à remercier Mr Alioune Mbaye Palla CAMARA, chef d'atelier électricité et régulation du site engrais des ICS et toute son équipe particulièrement Mr DIAGNE pour leurs participations actives à la réalisation de cette étude.

Nos remerciements vont aussi à toutes les personnes qui, de près ou de loin ont contribué à l'élaboration de ce document, particulièrement Mr Ibrahima LY.

Nous nous faisons aussi plaisir de remercier nos collègues qui ont bien voulu nous donner leurs impressions sur ce document.

## SOMMAIRE :

Le but de ce travail est de réaliser une étude du transfert d'un poste de répartition électrique et de celui de livraison HT de la Sénélec et en plus de faire une remise à niveau de l'installation électrique moyenne tension du site engrais des ICS Mbaou.

Pour cela, nous avons commencé par faire l'état des lieux, ensuite une étude visant à déterminer le lieu d'accueil et vérifier la possibilité de transfert est menée. Par ailleurs, sur l'ensemble de la distribution moyenne tension nous avons vérifié le dimensionnement des câbles et le choix de l'appareillage de protection et de commande. En effet, la détermination des courants de court-circuit est basée sur la méthode des impédances relatives proposée par H. RICH.

Ainsi, le poste de répartition électrique « DF1 » et celui de l'« Arrivée Sénélec » sont transférés à la « Centrale » qui dispose de locaux pour accueillir les éléments du « DF1 ». Seulement, il sera nécessaire de construire un poste de livraison HT au niveau de la « Centrale »

Le choix des appareils de protection tels que les disjoncteurs et les contacteurs et des câbles est abordé.

Pour remettre à niveau la distribution MT, deux solutions sont proposées . remplacer uniquement les disjoncteurs à faibles volume d'huile en gardant les disjoncteurs et contacteurs à SF6 ou bien remplacer tous les disjoncteurs et contacteurs de l'installation en disjoncteurs et contacteurs à SF6 neufs.

En plus une compensation de l'énergie réactive est effectuée.

**TABLES DES MATIERES :**

**INTRODUCTION GENERALE :..... I**

**PREMIERE PARTIE :**

**ETUDE DU TRANSFERT DU POSTE DE REPARTITION « DF1 » ET DE CELUI DE LIVRAISON DE LA LIGNE HT DE LA SENELEC. ....3**

**CHAPITRE I : ETAT DES LIEUX ..... 4**

I.1. Schéma général de la distribution moyenne tension : ..... 4

I.1.1. Poste de répartition « DF1 » : ..... 4

I.1.1.1. Arrivée Sénélee : ..... 4

I.1.1.2. Le transformateur TF1 : ..... 6

I.1.1.3. Les disjoncteurs : ..... 6

I.1.1.3.1. Le disjoncteur J1 : ..... 6

I.1.1.3.2. Le disjoncteur J2 : ..... 7

I.1.1.3.3. Le disjoncteur J3 : ..... 7

I.1.1.3.4. Les disjoncteurs départs transformateurs de 1600 kVA : ..... 7

I.1.1.4. Les contacteurs : ..... 8

I.1.2. Le poste de répartition « Centrale » : ..... 8

I.1.2.1. Les groupes caterpillars : ..... 10

I.1.2.2. Les groupes cummins : ..... 10

I.1.2.3. Les disjoncteurs : ..... 10

I.1.2.3.1. Le disjoncteur D4 : ..... 10

I.1.2.3.2. Le disjoncteur D8 : ..... 10

I.1.2.3.3. Le disjoncteur D8' : ..... 11

I.1.2.3.4. Le disjoncteur D6 : ..... 11

I.1.2.3.5. Le disjoncteur G8 : ..... 11

I.1.2.3.6. Les disjoncteurs des départs transformateurs 630 kVA : ..... 11

I.1.2.3.7. Le système de surveillance et de commande : ..... 12

**CHAPITRE II : ETUDE DU TRANSFERT. .... 13**

II.1. Détermination du lieu d'accueil : ..... 13

II.2. Etude de la possibilité de transfert : ..... 13

II.2.1. Détermination du nouveau schéma général de l'installation MT : .....	13
II.2.1. Détermination des locaux : .....	14
II.2.1.1. Le poste « Arrivée Sénélec » : .....	14
II.2.1.2. Local du transformateur TF1 : .....	14
II.2.1.3. Local du jeu de barres : .....	14
<b>CHAPITRE III : CALCUL DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT DANS LA</b>	
<b>DISTRIBUTION MT.....</b>	<b>16</b>
III.1. Description de la méthode de calcul : .....	16
III.1.1. Pour les lignes et les câbles : .....	16
III.1.2. Pour les transformateurs : .....	17
III.1.3. Pour les machines tournantes : .....	17
III.1.4. Pour l'ensemble : .....	17
III.2. Calcul des impédances relatives : .....	21
III.2.1. Calcul des impédances relatives de la ligne IIT et des câbles MT : .....	21
III.2.1.1. Impédance relative de la ligne HT : .....	21
III.2.1.2. Impédances relatives des câbles MT : .....	21
III.2.2. Calcul des impédances relatives des transformateurs : .....	23
III.2.2.1. Impédance relative du transformateur TF1 : .....	23
III.2.2.2. Impédances relatives des deux transformateurs des alternateurs caterpillars : .....	23
III.2.2.3. Impédances relatives des transformateurs des principaux départs : .....	23
III.2.2.3.1. Impédances relatives des transformateurs de 630 kVA : .....	23
III.2.2.3.2. Impédances relatives des transformateurs de 1600 kVA : .....	24
III.2.3. Calcul des impédances relatives pour les moteurs MT : .....	24
III.2.3.1. Impédance relative du moteur du sécheur : .....	24
III.2.3.2. Impédance relative du moteur du ventilateur : .....	24
III.2.4. Calcul des impédances relatives des alternateurs : .....	25
III.2.4.1. Impédances relatives des deux groupes Coelmos : .....	25
III.2.4.2. Impédances relatives des deux groupes Caterpillars : .....	25
III.3. Détermination des courants de défaut : .....	25
III.3.1. Défaut en A1 : .....	25
III.3.2. Défaut en A2 et A3 : .....	26
III.3.3. Défaut en A4 et A5 : .....	26
III.3.4. Défaut en B1 : .....	27

III.3.5. Défaut en B2 : .....	28
III.3.6. Défauts en B3 et B4 : .....	28
III.3.7. Défauts au niveau des câbles alimentant les primaires des transformateurs à partir du jeu de barres : .....	29
III.3.8. Défauts en aval des transformateurs des départs principaux : .....	30
III.3.8.1. Défaut en D1 : .....	30
III.3.8.2. Défaut en D2 : .....	31
III.3.8.3. Défauts en D3 et D4 : .....	31
III.3.8.4. Défaut en D5 : .....	32
III.3.8.5. Défaut en D6 : .....	33
III.3.8.6. Défaut en D7 : .....	34
III.3.9. Défauts au niveau des moteurs MT : .....	34
III.3.9.1. Défaut en D8 : .....	34
III.3.9.2. Défaut en D9 : .....	35
<b>CHAPITRE IV : VERIFICATION DE LA SECTION DES CABLES MT. ....</b>	<b>36</b>
IV.1. Description de la méthode de calcul : .....	36
IV.1.1. Section imposée par l'échauffement normal du câble $S_j$ : .....	36
IV.1.2. Section imposée par le courant de court-circuit $S_c$ : .....	37
IV.1.3. Vérification de la chute de tension : .....	37
IV.2. Détermination de la section des câbles : .....	38
IV.2.1. Section des câbles alimentant le site à partir de la ligne 30 kV de la Sénélec.....	38
IV.2.1.1. Section imposée par le courant nominal : .....	38
IV.2.1.2. Section imposée par le courant de court-circuit : .....	38
IV.2.1.3. Calcul de la chute de tension : .....	39
IV.2.2. Section des câbles reliant le secondaire du transformateur TF1 au jeu de Barres : .....	39
IV.2.2.1. Section imposée par le courant nominal : .....	39
IV.2.2.2. Section imposée par le courant de court-circuit : .....	40
IV.2.2.3. Calcul de la chute de tension : .....	40
IV.2.3. La section des câbles alimentant les transformateurs des départs principaux : ...	41
IV.2.3.1. La section des câbles alimentant les transformateurs de 1600 kVA : .....	41
IV.2.3.1.1. Section imposée par le courant nominal : .....	41
IV.2.3.1.2. Section imposée par le courant de court-circuit : .....	42
IV.2.3.1.3. Calcul de la chute de tension : .....	42

IV.2.3.2. La section des câbles alimentant les transformateurs de 630 kVA : ..... 43

    IV.2.3.2.1. Section imposée par le courant nominal : ..... 43

    IV.2.3.2.2. Section imposée par le courant de court-circuit : ..... 43

    IV.2.3.2.3. Calcul de la chute de tension : ..... 44

IV.2.4.1.2. Section imposée par le courant de court-circuit : ..... 45

IV.2.4.1.3. Calcul de la chute de tension : ..... 46

IV.2.4.2.2. Section imposée par le courant de court-circuit : ..... 47

IV.2.4.1.3. Calcul de la chute de tension : ..... 47

**DEUXIEME PARTIE :**

**REMISE À NIVEAU DE LA DISTRIBUTION MT.....48**

**CHAPITRE I : CHOIX DE L'APPAREILLAGE ELECTRIQUE MT..... 50**

I.1. Les disjoncteurs : ..... 50

    I.1.1. Etude comparative des types de disjoncteur : ..... 50

        I.1.1.1. Disjoncteurs à huile : ..... 50

            I.1.1.1.1. Le disjoncteur à gros volume d'huile : ..... 51

            I.1.1.1.2. Le disjoncteur à faible volume d'huile : ..... 51

        I.1.1.2. Disjoncteur à air comprimé : ..... 51

        I.1.1.3. Disjoncteur au SF6 : ..... 51

    I.1.2. Critères de choix des disjoncteurs : ..... 52

I.2. Les contacteurs : ..... 52

    I.2.1. Etude comparative des contacteurs : ..... 52

    I.2.2. Critère de choix d'un contacteur : ..... 53

**CHAPITRE II : COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE..... 55**

II.1. Puissance réactive Q : ..... 55

II.2. Relèvement du facteur de puissance  $\cos\phi$  : ..... 56

II.3. Détermination du facteur de puissance de l'installation : ..... 57

II.4. Détermination des batteries de condensateurs ..... 58

II.5. Choix de l'installation des batteries de condensateurs : ..... 59

    II.5.1. Compensation automatique : ..... 59

    II.5.2. Compensation globale : ..... 60

    II.5.3. Compensation partielle : ..... 60

    II.5.4. Compensation locale ..... 61



II.6. Section et protection des câbles d'alimentation des batterie de condensateur :..... 61

    II.6.1. Détermination de la section de câbles :..... 61

        II.6.1.1. Section imposée par le courant nominale  $S_n$  : ..... 61

        II.6.1.2. Section imposée par le courant de court-circuit  $S_c$  :..... 62

    II.6.2. Détermination de la protection :..... 62

**TROISIEME PARTIE :**

**EVALUATION DES BESOINS ET ANALYSE DES SOLUTIONS PROPOSEES :.....63**

**CHAPITRE I : EVALUATION DES BESOINS ..... 64**

I.1. Besoins en appareils MT : ..... 64

    I.1.1. Solution 1 :..... 64

        I.1.1.1. Disjoncteur de couplage de jeu de barres. .... 64

        I.1.1.2. Disjoncteur TP mesure. .... 65

        I.1.1.3. Disjoncteurs arrivées sources. .... 65

        I.1.1.4. Disjoncteurs départs transformateurs de 630 kVA..... 66

        I.1.1.5. Batterie de condensateurs. .... 66

        I.1.1.6. Disjoncteur protégeant la batterie de condensateurs MT. .... 66

        I.1.1.7. Sectionneurs..... 66

    I.1.2. Solution 2 :..... 67

        I.1.2.1. Disjoncteur arrivée de la ligne 30 kV de la Sénélec..... 67

        I.1.2.2. Cellule comptage. .... 67

        I.1.2.3. Disjoncteurs départs transformateurs de 1600 kVA..... 68

        I.1.2.4. Contacteurs départ moteur 280 kW. .... 68

        I.1.2.5. Contacteur départ moteur 200 kW..... 68

I.2. Besoins en câbles et matériels connexes : ..... 69

    I.2.1. Câbles HAVRETHENE X 22 unipolaires (HN 33 S 22) : ..... 69

    I.2.2. Câbles HAVRETHENE X 22 unipolaires (HN 33 S 22) : ..... 69

    I.2.3. Câbles HAVRETHENE X 23 tripolaires (HN 33 S 23):..... 70

I.3. Besoins en manutention : ..... 70

    I.3.1. Solution 1 :..... 70

        I.3.1.1. Les appareils électriques MT du « DF1 » à transférer sont :..... 70

        I.3.1.2. Les appareils électriques Mf de la « Centrale » à évacuer : ..... 71

    I.3.2. Solution 2 :..... 71

I.3.3. Les rouleaux de câbles à transporter :..... 71

I.4. Besoins en construction :..... 72

**CHAPITRE II : ANALYSE DES SOLUTIONS PROPOSEES..... 73**

I.1. Solution 1 :..... 73

I.2. Solution 2 :..... 73

**CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS :..... 75**

**BIBLIOGRAPHIE.....123**

**WEBLIOGRAPHIE.....124**

**LISTES DES ANNEXES :**

**ANNEXE 1 : Caractéristiques électriques des appareils.....77**

**ANNEXE 2 : Plan du poste de livraison HT..... 83**

**ANNEXE 3 : Détails de calcul des impédances relatives équivalentes.....88**

**ANNEXE 4 : Tableaux des relevées de facteurs de puissance.....99**

**LISTES DES TABLEAUX :**

**Tableau 1 : les impédances relatives des câbles MT.....22**

**Tableau 2 : Chute de tension au niveau des câbles MT alimentant les transformateurs de 1600 kVA.....42**

**Tableau 3 : Chute de tension au niveau des câbles MT alimentant les transformateurs de 630 kVA.....44**

**Tableau 4 : Consommation moyenne journalière en énergies des groupes électrogènes.....57**

**Tableau 5 : Consommation moyenne hebdomadaire en énergies des groupes électrogènes.....58**

**LISTES DES FIGURES :**

**Figure 1 : Schéma électrique du « DF1 ».....5**

**Figure 2** : Schéma électrique de la « Centrale ».....9

**Figure 3** : Schéma général de la distribution MT.....15

**Figure 4** : Schéma des points de défaut.....19

**Figure 4** : Schéma des impédances relatives.....20

**Figure 6** : Schéma Puissance avant la compensation.....56

**Figure 7** : Schéma Puissance après la compensation.....56

**LISTES DES ABREVIATIONS :**

- $U$  : tension composéc qui s'exprime en Volt (V).
- $R_r$  : résistancce relative qui s'exprime en Ohm ( $\Omega / V^2$ ).
- $X_r$  : réactance relative qui s'exprime en Ohm ( $\Omega / V^2$ ).
- $Z_r$  : impédancce relative qui s'exprime en Ohm ( $\Omega / V^2$ ).
- $\rho$  : résistivité de l'âme des conducteurs, elle s'exprime en .
- $l$  : longueur des conducteurs, elle s'exprime en m.
- $S$  : section des conducteurs, elle s'exprime en  $mm^2$ .
- $S_j$  : section imposéc par l'échauffement des conducteurs, elle s'exprime en  $mm^2$ .
- $S_c$  : scction imposée par le courant de court-circuit, elle s'exprime en  $mm^2$ .
- $I_{cc}$  : courant de court-circuit qui s'exprime en kA.
- $I_2$  : courant admissible en A.
- $I_B$  : courant d'emploi en A.
- $I_n$  : courant nominal (calibre d'un appareil de protection) en A.
- $K_1$  : facteur de correction qui tient compte du mode de pose du conducteur.
- $K_2$  : facteur de correction qui tient compte du groupement des circuits.
- $K_3$  : facteur de correction qui tient compte de la température amhiante et de la nature de l'isolant du câhle.
- $d$  : dcnsité de courant en  $A / mm^2$ .
- $L$  : inductance en H.

## INTRODUCTION GENERALE :

Dans un contexte de positionnement dans le marché, une industrie a besoin d'une production de qualité en un temps optimal afin d'accroître sa productivité. Ce qui lui permet d'être plus compétitive.

Cette compétitivité est en grande partie influencée par la bonne marche des installations industrielles en général et de l'installation électrique en particulier.

La distribution de l'énergie électrique au niveau du site engrais de Mbaou est assurée par deux postes de répartition à savoir le « DF1 » et la « Centrale ».

Le « DF1 » est situé dans la zone de production et d'évacuation de l'engrais.

En effet, les acides servant à la fabrication de ces produits attaquent fortement l'appareillage électrique qui y est installé et favorisent sa corrosion.

D'autres part, pour transporter les engrais et les produits utilisés dans leur fabrication, le site par l'intermédiaire de la SEFICS (Société d'Exploitation Ferroviaire des ICS) utilise en plus grande partie les chemins de fer. Ces derniers passent juste à côté du poste « DF1 » et de celui de l'« Arrivée Sénélec ». Ce qui fait que ces postes sont soumis de façon permanente aux vibrations provoquées par les passages répétés des trains.

Ces vibrations empêchent la réalisation de contacts francs entre les cellules disjoncteurs et contacteurs débrosables et le jeu de barres au niveau du « DF1 ». Ce qui fait naître des arcs électriques au niveau de ces contacts et diminue la durée de vie de l'appareillage.

Par ailleurs, le poste de répartition « Centrale » est équipé de disjoncteurs à faible volume d'huile qui ne sont presque plus utilisés dans les installations électriques à cause de leur obsolescence. Et mis à part leur vétusté, ces disjoncteurs demandent beaucoup d'entretien. En outre, le site alimenté principalement par des groupes électrogènes, ne dispose pas de batteries de condensateur pour soulager ces derniers de la puissance réactive qu'ils fournissent à l'installation.

Ainsi, pour remédier à cette situation, nous avons mené des études visant à déplacer le « DF1 » et l'« Arrivée Sénélec » loin des chemins de fer et dans une zone moins corrosive. Nous avons aussi cherché à adapter l'appareillage MT à la technologie actuelle et faire de sorte que la consommation en énergie électrique dans le site se rapproche le plus possible des besoins réels.

Cette étude est structurée en trois parties :

Dans la première, est faite l'étude du transfert du poste de répartition « DF1 » et de celui

de livraison de la ligne HT de la Sénélec.

La deuxième partie est consacrée à la remise à niveau de la distribution MT.

En fin, la troisième partie a trait à l'évaluation des besoins et l'analyse des solutions proposées.

## **PREMIERE PARTIE :**

**ETUDE DU TRANSFERT DU POSTE DE REPARTITION  
« DF1 » ET DE CELUI DE LIVRAISON DE LA LIGNE HT DE  
LA SENELEC.**

## CHAPITRE I : ETAT DES LIEUX

### I.1. Schéma général de la distribution moyenne tension :

Le réseau de distribution électrique du site engrais de Mbao des industries chimiques du Sénégal est alimenté par une combinaison de quatre groupes électrogènes, deux groupes Cummins et deux groupes Caterpillars qui constituent la source normale et la Sénélec qui est la source de secours donc n'intervient qu'en cas de pannes avec une tension de 30 000 V abaissée jusqu'à 3 300 V nécessaire pour l'alimentation des jeux de barres (voir schéma unifilaire du réseau de distribution).

Sur les quatre groupes électrogènes combinés, deux seulement fonctionnent en parallèle à savoir un Cummins et un Caterpillar et débitent sur les jeux de barres une tension de 3 300 V pour desservir les moteurs MT et les transformateurs des départs principaux. Les deux autres sont en attente et servent de relève aux deux premiers.

La distribution de la moyenne tension de ce réseau est assurée par deux postes de répartition que sont le « DF1 » et la « Centrale ». Les deux jeux de barres de ces deux postes sont reliés par câbles.

#### I.1.1. Poste de répartition « DF1 » :

Ce poste assure une partie de la distribution MT du site. Il abrite également le poste arrivée du réseau HT de la Sénélec.

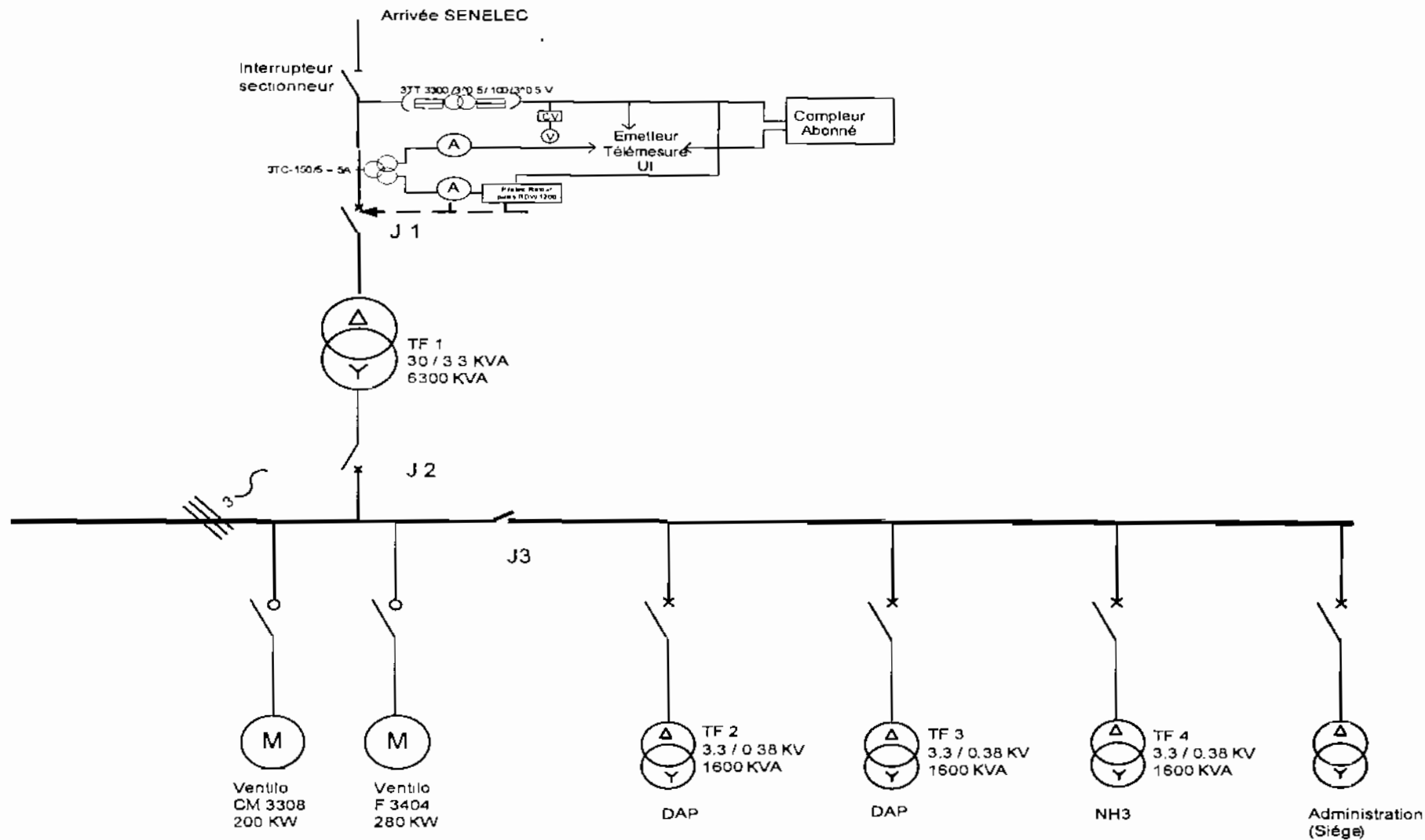
En plus, il est équipé du transformateur TF1, de cellules disjoncteurs et contacteurs dont les caractéristiques sont données en annexes.

Son schéma électrique est donné à la figure 1.1.1.1.

##### I.1.1.1. Arrivée Sénélec :

La Sénélec fournit au site engrais de Mbao une tension triphasée de 30 000 V à 400A. Ces trois phases passent par un sectionneur puis par la cellule contenant le disjoncteur J1, trois transformateurs de courants (TC) ayant un rapport de transformation 150/5-5 A et trois transformateurs de potentiel (TP) de rapport de transformation  $\frac{30000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} = \frac{100}{\sqrt{3}} V$  qui alimentent le système de comptage.

Sur le plan du génie civil, l'« Arrivée Sénélec » est un poste maçonné haut.



**Figure 1 : Schéma électrique du DF1.**



### **I.1.1.2. Le transformateur TF1 :**

Le transformateur TF1 est un transformateur triphasé à huile, couplé en triangle-étoile. Il est chargé d'abaisser les 30 000 V venant de la Sénélee jusqu'en 3 300 V pour alimenter les jeux de barres.

Il est protégé en amont par le disjoncteur J1 ; en aval, le disjoncteur J2 assure l'établissement et interruption du courant disponible au niveau de son secondaire sur les jeux de barres.

### **I.1.1.3. Les disjoncteurs :**

De tout l'appareillage électrique d'interruption haute tension, les disjoncteurs occupent la place royale. Ceci peut être expliqué par le fait qu'ils jouent, en plus de leur rôle normal de conduction, d'isolation et d'interruption des courants nominaux de charge, un rôle de protection contre les surcharges et les courants de court-circuit.

Au niveau du DF1, nous avons des disjoncteurs différentiels magnétothermiques et des disjoncteurs magnétothermiques ; ayant trois pôles indépendants, mécaniquement liés et fixés sur une structure supportant la commande.

Leurs parties actives sont enfermées dans une enveloppe isolante formant un ensemble étanche rempli de gaz SF6 à faible pression.

Nous trouvons dans ce poste, les disjoncteurs suivants :

#### ***I.1.1.3.1. Le disjoncteur J1 :***

Le disjoncteur J1 assure l'établissement et l'interruption de l'alimentation en 30 000 V du primaire du transformateur TF1. Il est muni d'un système de signalisation des défauts.

En effet il protège le circuit de puissance contre les défauts suivants :

- ✓ Défaut masse cuivre
- ✓ Défaut maximum de courant
- ✓ Défaut terre
- ✓ Défaut seuil de retour de puissance

Il veille à signaler le niveau bas d'huile et les défauts buchholz et en plus protège le transformateur TF1 contre ces défauts.

Le J1 est un disjoncteur Fluarc FB4 au SF6.

### ***1.1.1.3.2. Le disjoncteur J2 :***

Il est chargé de connecter ou d'isoler les 3 300 V disponibles au secondaire du TF1, au niveau des jeux de barres. Il est muni d'un système de relaying qui assure la signalisation des défauts tels que les surcharges et les surintensités.

Le J2 est un disjoncteur Fluarc au SF6.

### ***1.1.1.3.3. Le disjoncteur J3 :***

C'est à partir du disjoncteur J3 que part le système de câbles servant de liaison entre les deux postes de répartition à savoir le « DF1 » et la « Centrale ». C'est un disjoncteur Fluarc FG2 au SF6. Il assure la protection en amont de ce système de câbles de liaison contre les défauts suivants :

- ✓ Défaut surcharge.
- ✓ Défaut surintensité.
- ✓ Défaut terre.

### ***1.1.1.3.4. Les disjoncteurs départs transformateurs de 1600 kVA :***

Ces disjoncteurs se trouvent aux départs de quatre transformateurs abaisseurs (3300 V/ 380 V) couplés en triangle-étoile ayant une puissance de 1600 kVA.

Il s'agit des disjoncteurs suivants :

- Le disjoncteur départ transformateur TF2.
- Le disjoncteur départ transformateur TF3.
- Le disjoncteur départ transformateur TF4.
- Le disjoncteur départ transformateur TF5.

En plus de leur rôle d'interruption et d'établissement du courant, ils protègent les transformateurs et les câbles correspondants contre les défauts suivants :

- ✓ Défaut surcharge.
- ✓ Défaut surintensité.
- ✓ Défaut terre 3300 V.
- ✓ Défaut thermostat.
- ✓ Défaut buchholz.

Ce sont des disjoncteurs Fluarc FG2 au SF6.

#### **I.1.1.4. Les contacteurs :**

Les contacteurs peuvent être considérés comme des ensembles de contact actionnés par des électro-aimants. Ce sont des appareils de connexion, capables d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit, y compris les conditions de surcharge en service.

Ils sont admis dans une installation moyenne tension, à condition d'installer, si nécessaire, des disjoncteurs ou des fusibles en amont pour la coupure des courants de court-circuit.

Pour remplir cette condition, ces contacteurs sont équipés de fusibles MT de calibre 125 A.

Au niveau du DF1, les contacteurs installés sont des Rollarcs R 400 avec accrochage mécanique. Ce sont des contacteurs à arc tournant qui utilisent du SF6 comme diélectrique.

L'ensemble de chacun de ces contacteurs est monté dans une enveloppe étanche, en résine chargée de silice.

Ces contacteurs-fusibles se trouvent aux départs des moteurs alimentés en 3 300 V à partir des jeux de barres ; ils assurent leur commande et leur protection contre les courants de court-circuit, les surcharges thermiques, les surintensités, le démarrage trop long, le déséquilibre des phases, la marche à vide et les défauts terre 3 300 V.

Ils sont au nombre de deux :

- Contacteur 07H-FM3403 qui assure la commande du moteur 280 kW
- Contacteur 08H-CM3308 qui assure la commande du moteur 200 kW

#### **I.1.2. Le poste de répartition « Centrale » :**

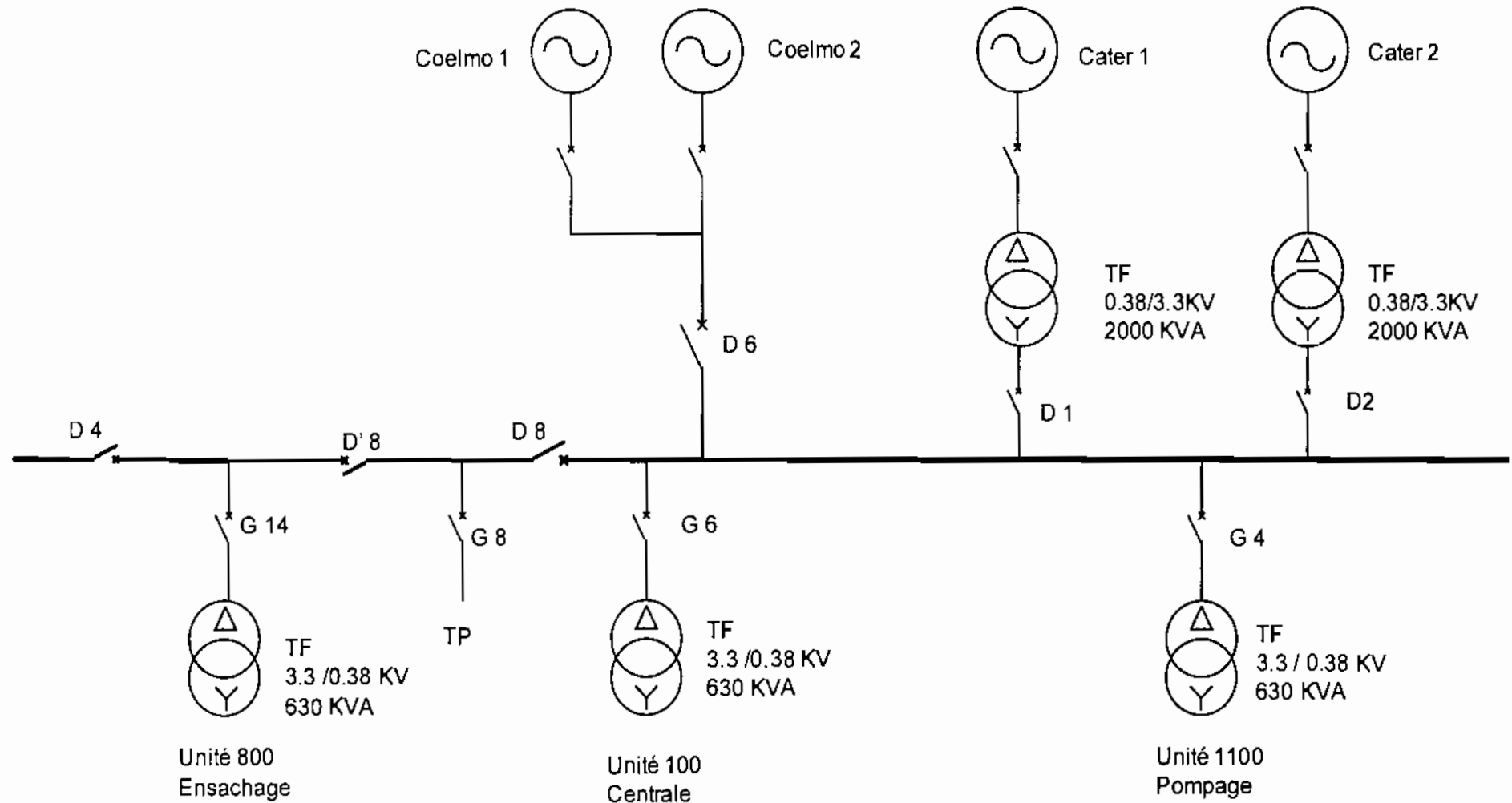
C'est la « Centrale » qui abrite les sources principales de l'installation électrique du site

Pour la protection et la commande de l'installation, la « Centrale » est équipée de disjoncteurs

En plus, c'est au niveau de ce poste que sont basés les systèmes de surveillance et de commande à distance de toute l'installation. Son schéma électrique est représenté à la figure 2

Figure 2

Les caractéristiques des appareils sont données en Annexes



**Figure 2 : Schéma électrique de la « Centrale ».**

### **I.1.2.1. Les groupes caterpillars :**

Ils sont communément appelés « cater 1 » et « eater 2 » et ils produisent chacun une tension de 380 V élevée jusqu'à 3 300 V par un transformateur élévateur (380 V/ 3 300 V ; 2000 kVA) pour alimenter les jeux de barres. Ces deux groupes possèdent chacun un disjoncteur de couplage que sont respectivement **D1** et **D2**.

### **I.1.2.2. Les groupes eummins :**

Ils sont appelés « coelmo 1 » et Coelmo 2 ». Ils produisent chacun, contrairement aux groupes caterpillars, une tension de 3 300 V nécessaire à l'alimentation des jeux de barres. Ils disposent chacun d'un disjoncteur de couplage. Les sorties de ces deux disjoncteurs arrivent au disjoncteur **D6** qui assure leur établissement ou interruption sur les jeux de barres.

### **I.1.2.3. Les disjoncteurs :**

Au niveau de la « Centrale », nous disposons de disjoncteurs Siemens tripolaires à faible volume d'huile. Le diélectrique utilisé pour ces disjoncteurs est de l'huile. Cette dernière remplissant les pôles des disjoncteurs, sert à la fois d'isolant et de fluide de soufflage de l'arc électrique.

En dehors de ces différences de construction, ces disjoncteurs Siemens jouent les mêmes rôles que les disjoncteurs Fluares du DFI, dans l'installation.

#### ***1.1.2.3.1. Le disjoncteur D4 :***

Dans une installation électrique, la protection d'un câble contre les surcharges, les surintensités et les défauts terre 3 300 V doit être assurée en amont comme en aval de celui-ci. Les câbles reliant le jeu de barres du « DF1 » à celui de la « centrale » est protégé au DF1 par J3 et à la centrale par D4.

#### ***1.1.2.3.2. Le disjoncteur D8 :***

Ce disjoncteur est utilisé pour réaliser le couplage des groupes électrogènes sur le réseau de la Sénélec. Il fait parti des disjoncteurs requis dans les systèmes d'inter-verrouillage des disjoncteurs en commande manuelle.

### ***1.1.2.3.3. Le disjoncteur D8' :***

Le disjoncteur D8' est utilisé pour le démarrage en cascade des groupes électrogènes. En fait, pour soulager le démarrage de ces groupes, il est ouvert pour réduire leur charge et une fois que leur régime normal de marche est atteint, ce disjoncteur est refermé. Il était utilisé aussi pour le délestage de certaines parties de l'installation afin d'alimenter le jeu de barres prioritaire en cas d'insuffisance de tension.

### ***1.1.2.3.4. Le disjoncteur D6 :***

Le disjoncteur D6 assure l'établissement et l'interruption des courants des groupes cummins sur les jeux de barres. Il protège les groupes Coelmos et la ligne MT contre les surintensités, les surcharges, le retour de puissance et les défauts terre 3300 V.

### ***1.1.2.3.5. Le disjoncteur G8 :***

Le disjoncteur G8 protège les transformateurs de tension (TP) et les transformateurs de courant (TC) qui alimentent les appareils de mesure et de contrôle de tension, d'intensité et de fréquence au niveau du jeu de barres.

Les TP ont pour caractéristiques  $\frac{3300}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}}$  V et les TC, 150/5-5 A.

### ***1.1.2.3.6. Les disjoncteurs des départs transformateurs 630 kVA :***

Ces disjoncteurs assurent l'établissement et l'interruption de l'alimentation des primaires de trois transformateurs abaisseurs (3 300 V/ 380 V) et ayant une puissance apparente de 630 kVA. Ils protègent la ligne MT et les transformateurs correspondants, contre les surintensités, les surcharges et les défauts terre 3300 V

Ces disjoncteurs sont :

- Le disjoncteur G6 pour le transformateur de l'unité 100
- Le disjoncteur G4 pour le transformateur de pompage de l'eau de mer.
- Le disjoncteur G14 pour le transformateur des ateliers d'ensachage et de maintenance

### ***1.1.2.3.7. Le système de surveillance et de commande :***

Ce système assure le couplage des sources et l'inter-verrouillage des disjoncteurs de couplage.

Ainsi pour veiller à la protection des personnes et des installations électriques, un inter-verrouillage est établi entre les disjoncteurs dits de couplage qui sont : D8, J2, les disjoncteurs D1 et D2 des deux groupes caterpillars et les deux disjoncteurs des deux groupes cummins. Ce qui fait que si une des sources débite sur le jeu de barres, il sera impossible d'enclencher manuellement le disjoncteur de couplage d'une autre source.

Cependant, il faut noter qu'en fonctionnement normal, le site est alimenté par deux groupes électrogènes. Ce qui fait qu'il y'aura forcément besoin de coupler des sources.

Ainsi pour satisfaire à ce besoin, l'amont et l'aval de chacun de ces disjoncteurs de couplage sont reliés à un synchronoscope par l'intermédiaire de transformateurs de

tension  $\frac{3300}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}}$  V.

## CHAPITRE II : ETUDE DU TRANSFERT.

### **II.1. Détermination du lieu d'accueil :**

Le choix du lieu d'accueil n'a pas fait l'objet d'une étude d'emplacement de notre part. Il a été proposé par l'entreprise dès le début du projet. Il s'agit de la « Centrale ».

Bien qu'exposée à la corrosivité du milieu, la « Centrale » est située un peu loin de la zone de production de l'engrais communément appelée le « DAP ». Ce qui fait qu'elle est beaucoup moins soumise à la corrosion que le « DF1 ».

Elle est suffisamment éloignée des chemins de fer pour que les vibrations naissant des passages des trains n'y soient presque pas ressenties.

Ce qui fait de la « Centrale » un milieu adéquat pour recevoir les installations d'un poste de répartition électrique.

### **II.2. Etude de la possibilité de transfert :**

#### **II.2.1. Détermination du nouveau schéma général de l'installation MT :**

Le transfert du poste de répartition « DF1 » et de l'arrivée Sénélec à la « Centrale » permettra d'obtenir un seul jeu de Barres pour la distribution MT du site sur lequel seront connectés les quatre groupes électrogènes et la source provenant de la Sénélec.

En effet, les disjoncteurs J3 et D4 qui servaient de protection amont et aval des câbles reliant les deux jeux de barres de ces deux postes de répartition ne présentent plus d'intérêt dans le nouveau schéma

D'autre part, du fait qu'il n'y ait plus de zone prioritaire dans la distribution électrique du site engrais, le disjoncteur D8 qui était utilisé pour le délestage d'une partie de l'installation afin d'assurer l'alimentation du jeu de barres prioritaire est supprimé

Le nouveau schéma général de distribution MT obtenu est alors représenté par la figure 3

ci-dessous :

Cependant, nous aurons à aménager des locaux devant accueillir :

- Le poste « Arrivée Sénélec ».
- Le transformateur TF1
- La cellule comportant le disjoncteur J1, les transformateurs de courant et de tension pour le comptage de l'énergie électrique provenant de la Sénélec.
- Les disjoncteurs et contacteurs du jeu de barres



## **II.2.1. Détermination des locaux :**

### **II.2.1.1. Le poste « Arrivée Sénélec » :**

Le transfert de l'arrivée de la ligne HT du site au niveau de la « Centrale » nécessitera la construction d'un nouveau poste dans cet endroit.

Cependant, il faut noter qu'actuellement la Sénélec procède par une distribution en boucle de sa ligne HT et exige au niveau des postes arrivés de cette ligne, un sectionneur arrivée, un sectionneur départ pour la boucle, une cellule comptage et une cellule fermée contenant un disjoncteur pour la protection de la ligne, trois transformateurs de courant et trois transformateurs de tension pour l'alimentation de la cellule comptage et du système de relaiage du disjoncteur.

Ainsi, pour rester en accord avec la société nationale d'électricité, les plans (plan génie civil) nous ont été proposés par cette dernière et s'agit d'un poste maçonné bas.

### **II.2.1.2. Local du transformateur TFI :**

Le transformateur TFI a les dimensions suivantes :

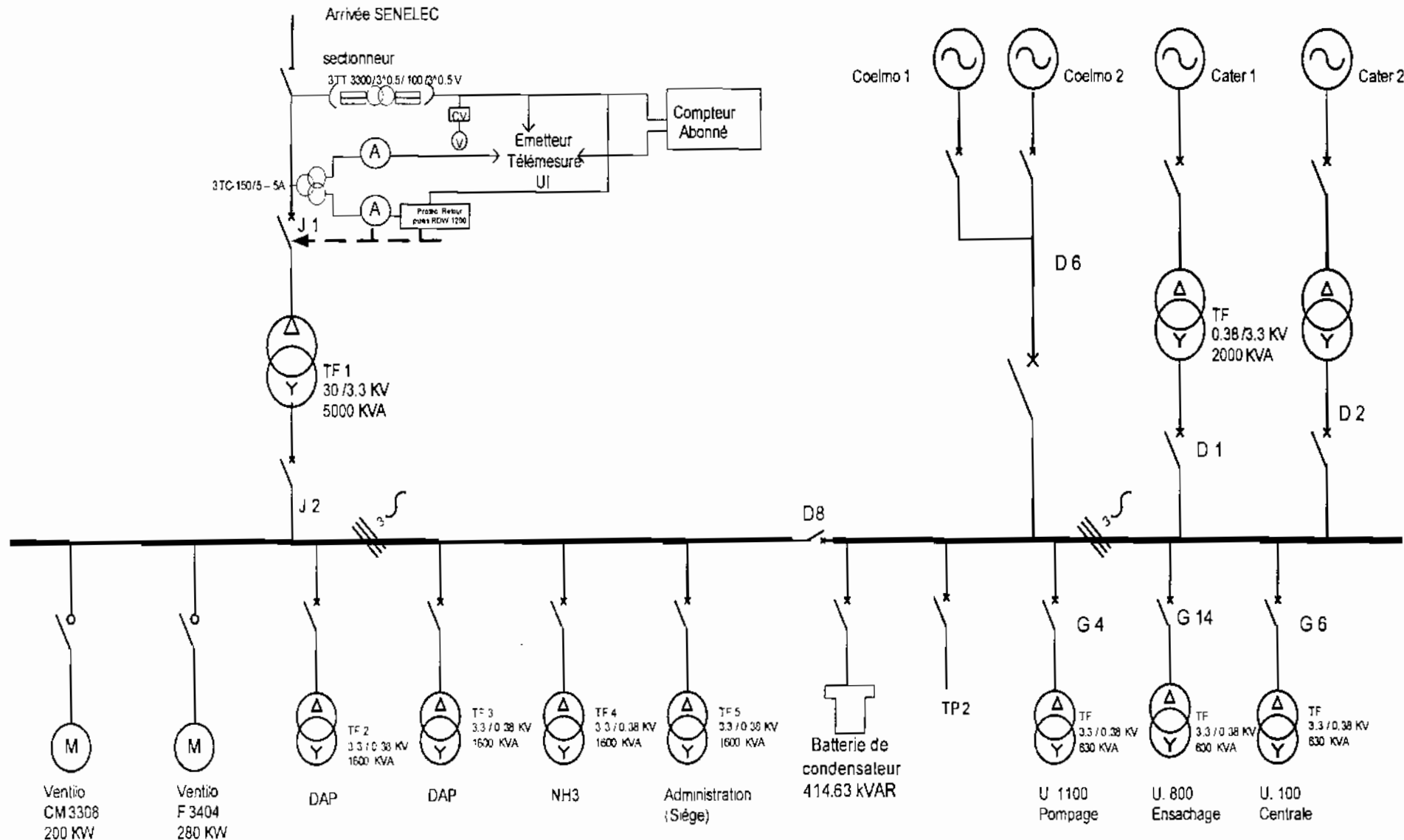
- Hauteur : 2800 mm.
- Longueur : 3500 mm.
- Largeur : 2400 mm.

Au niveau de la centrale nous disposons d'un local capable de contenir ce transformateur avec assez d'espace libre tout autour de ce dernier pour des besoins d'intervention.

### **II.2.1.3. Local du jeu de barres :**

Avec le nouveau schéma de distribution, nous avons quatorze disjoncteurs et deux contacteurs sur le jeu de barres. L'ensemble de ces cellules correspond à une longueur de 9.1 m.

Le local devant accueillir le jeu de barres du nouveau schéma de distribution MT peut offrir 14.6 m en longueur et en plus l'espace nécessaire pour la pose de la batterie de condensateur. Pour des besoins d'intervention au niveau de ces appareils, ce local dispose de suffisamment d'espace en avant comme en arrière de ces derniers.



**Figure 3 : Nouveau schéma général de la distribution MT.**

## CHAPITRE III : CALCUL DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT DANS LA DISTRIBUTION MT.

La détermination des courants de court-circuit présumés aux différents points d'une installation électrique est essentielle au choix ou à la vérification du matériel de protection de cette installation contre les courants de défaut (les surintensités).

Le calcul de courant de court-circuit se résume au calcul de l'impédance  $\sum Z_r$ , qui est l'impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par le courant de court-circuit des sources jusqu'au point où le défaut est cherché.

### III.1. Description de la méthode de calcul :

La méthode utilisée est celle dite des impédances relatives, proposée par H. RICH.

Il s'agit d'une méthode de calcul permettant d'établir une relation entre les impédances des différents niveaux de tension d'une installation électrique.

Elle repose sur la convention suivante :

« Les impédances (en ohms) sont divisées par le carré de la tension composée (en volts) à laquelle est porté le réseau au point où elles sont en service ; elles deviennent des impédances relatives ». [2]

En prenant la puissance apparente de base égale à  $1 \text{ kVA}$ , les impédances relatives sont calculées par les formules suivantes :

#### III.1.1. Pour les lignes et les câbles :

Les résistances  $R_r$  et les réactances  $X_r$  relatives sont données par :

$$R_r = \frac{R}{U^2} ; X_r = \frac{X}{U^2} \quad [2]$$

Avec :

$$R = \frac{\rho l}{S}, \text{ résistance en ohm.} \quad [10]$$

$$X = 0.15067 * S^{-0.10113} * L(\text{km}), \text{ réactance en ohm.} \quad [10]$$

Ce qui donne :

$$Z_r = \sqrt{R_r^2 + X_r^2} \quad [2]$$

### III.1.2. Pour les transformateurs :

Pour un transformateur donné, l'impédance relative se calcule à partir de sa tension de court-circuit  $u_{cc}$  en pourcentage qui est fonction de la puissance de ce transformateur et de sa puissance nominale  $S_n$ .

$$Z_r = \frac{1}{S_n} * \frac{u_{cc}}{100} \quad [2]$$

### III.1.3. Pour les machines tournantes :

La formule est identique à celle des transformateurs sauf qu'à la place de  $u_{cc}$  nous mettons  $e$  qui représente l'impédance exprimée en % et qui est fonction du type de machine tournante (turbo-alternateur, alternateurs à pôles saillants, moteurs et compensateurs synchrones) et du régime de fonctionnement de ce dernier.

$$Z_r = \frac{1}{S_n} * \frac{e}{100} \quad [2]$$

### III.1.4. Pour l'ensemble :

Après avoir composé toutes les impédances relatives, la puissance de court-circuit se calcule par la formule suivante :

$$P_{cc} = \frac{1}{\sum Z_r} \quad [2]$$

Ce qui permet alors de déterminer l'intensité du courant de court-circuit au point de tension  $U$  par :

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U} = \frac{1}{\sqrt{3} * U * \sum Z_r} \quad [2]$$

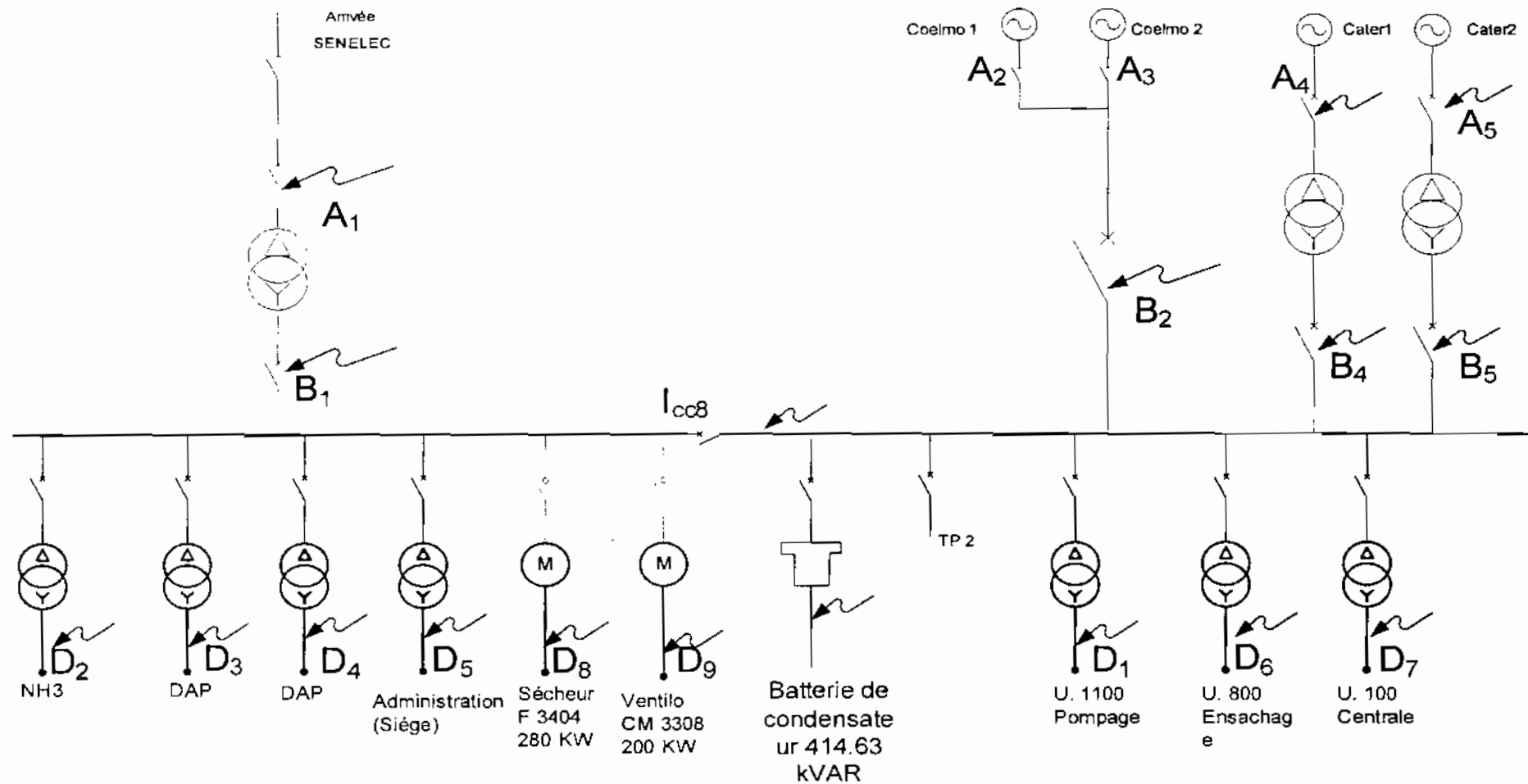
NB : la composition des impédances relatives  $\sum Z_r$  se fait en utilisant les règles de calcul des impédances en séries et en parallèles.

Ainsi, il faut noter que  $\sum Z_r$  est l'impédance relative du réseau amont vuc du point de tension  $U$ .

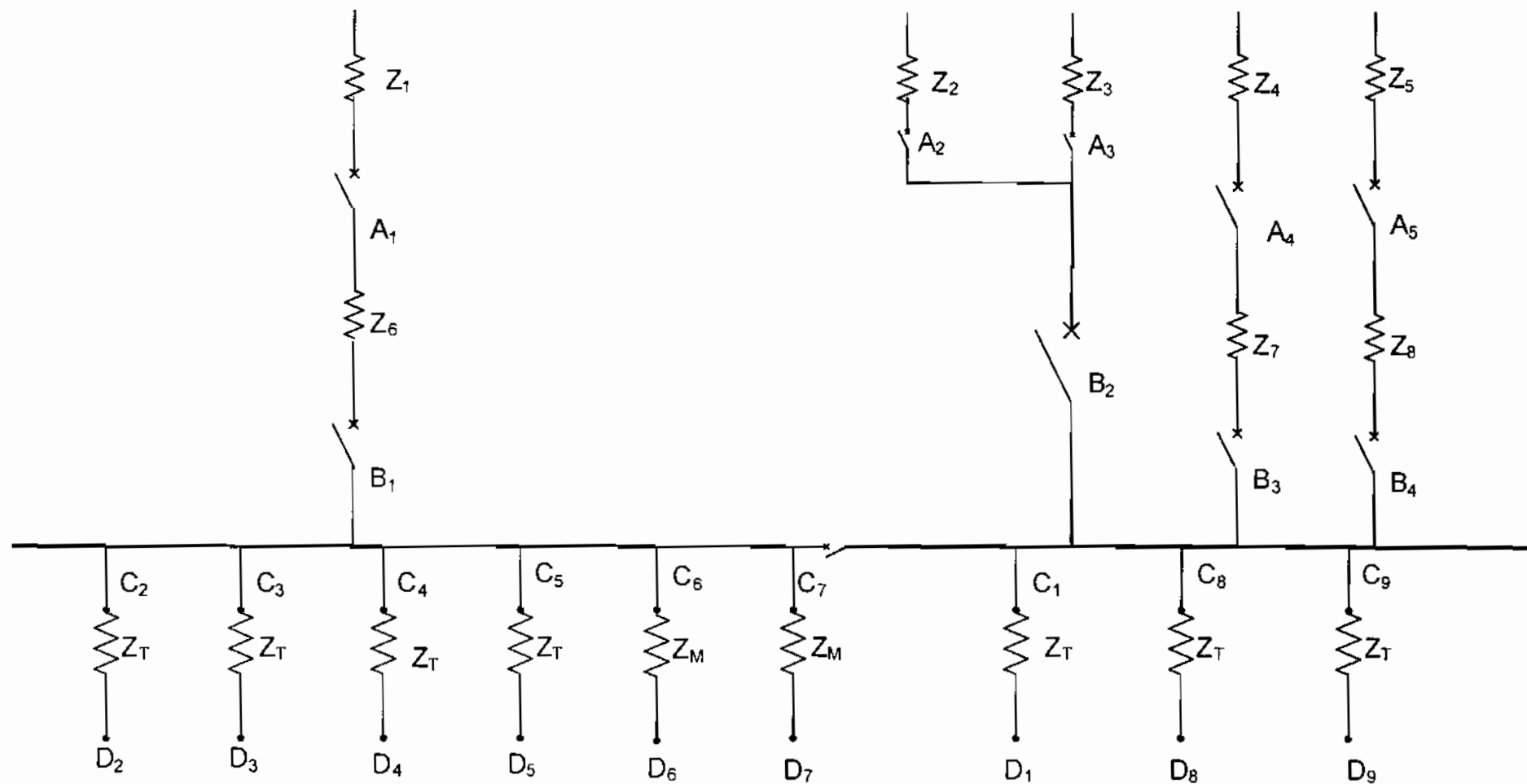
Et que  $P_{cc}$  est la puissance de court-circuit en VA au point de tension  $U$ .

**Procédure pratique de calcul des courants de défaut :**

Pour évaluer l'intensité des courants de défaut aux différents niveaux de tension de la distribution MT (figure 4), nous nous attelons d'abord à déterminer toutes les impédances relatives qui nous sont nécessaires (figure 5). Ainsi nous traçons le schéma de ces impédances relatives et nous relient entre elles toutes les extrémités libres. Ensuite une source de valeur unitaire est connectée entre ce point commun des extrémités libres et le point où est recherché le courant de défaut ; cette source débite alors le courant de court-circuit recherché.



**Figure 4 : Schéma des points de défaut.**



**Figure 5 : Schéma des impédances relatives.**



### III.2. Calcul des impédances relatives :

Les impédances relatives seront calculées à l'aide des formules exposées dans la méthode décrite dans le paragraphe III.1.

#### III.2.1. Calcul des impédances relatives de la ligne HT et des câbles MT :

##### III.2.1.1. Impédance relative de la ligne HT :

Ici nous avons une seule ligne venant du réseau de la Sénélec. Pour la détermination de son impédance relative, nous avons considéré le réseau de la Sénélec comme un réseau amont ayant une puissance de court-circuit égale à  $500 \text{ MVA}$  [2] et [2']. Et à partir de cette puissance, nous avons déterminé l'impédance relative par la formule suivante :

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

Ce qui donne :

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

Application numérique :

$$\sum Z_r = \frac{1}{500 \cdot 10^6}$$

$$\sum Z_r = 2 \cdot 10^{-9} \Omega/V^2$$

##### III.2.1.2. Impédances relatives des câbles MT :

Nous avons déterminé des impédances relatives pour des câbles en aluminium et la section choisie pour les calculs est de  $240 \text{ mm}^2$  qui est très utilisée en MT.

En se servant des formules exposées dans la description de la méthode de calcul, nous obtenons les résultats confinés dans le tableau I :



Câbles	l (km)	$\rho$ ( $\Omega\text{mm}^2/\text{km}$ )	S ( $\text{mm}^2$ )	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	U (V)	Rr ( $\Omega/\text{V}^2$ )	Xr ( $\Omega/\text{V}^2$ )	Zr ( $\Omega/\text{V}^2$ )
Centrale-Pompape	0,535	36	240	0,08	0,046	3300	7,37E-09	4,25E-09	8,51E-09
Centrale - Ammoniaque	0,316	36	240	0,05	0,027	3300	4,35E-09	2,51E-09	5,03E-09
Centrale-DAP (transfo)	0,432	36	240	0,06	0,037	3300	5,95E-09	3,43E-09	6,87E-09
Centrale-Moteur sécheur	0,458	36	240	0,07	0,040	3300	6,31E-09	3,64E-09	7,28E-09
Centrale-Moteur ventilo	0,413	36	240	0,06	0,036	3300	5,69E-09	3,28E-09	6,57E-09
Centrale-Direction	0,6	36	240	0,09	0,052	3300	8,26E-09	4,77E-09	9,54E-09
Centrale-Ensachage	0,256	36	240	0,04	0,022	3300	3,53E-09	2,03E-09	4,07E-09
Centrale - Utilité	0,02	36	240	0,00	0,002	3300	2,75E-10	1,59E-10	3,18E-10

**Tableau 1 : les impédances relatives des câbles MT.**

### III.2.2. Calcul des impédances relatives des transformateurs :

Nous calculons les impédances relatives au niveau des transformateurs suivants :

#### III.2.2.1. Impédance relative du transformateur TF1 :

Ce transformateur a une puissance apparente de  $5000 \text{ kVA}$  ce qui lui confère une tension de court-circuit de  $8 \%$ .

Ainsi son impédance relative est donné par :

$$Z_r = \frac{1}{S_n} * \frac{u_{cc}}{100}$$

Application numérique :

$$Z_r = 1,60.10^{-8} \Omega/V^2.$$

#### III.2.2.2. Impédances relatives des deux transformateurs des alternateurs caterpillars :

La puissance apparente de ce transformateur est de  $2000 \text{ kVA}$ , sa tension de court-circuit est alors de  $7 \%$ .

$$Z_r = \frac{1}{S_n} * \frac{u_{cc}}{100}$$

Application numérique :

$$Z_r = 3,50.10^{-8} \Omega/V^2.$$

#### III.2.2.3. Impédances relatives des transformateurs des principaux départs :

Ils sont au nombre de sept et peuvent être répartis en deux groupes selon leurs caractéristiques.

##### III.2.2.3.1. Impédances relatives des transformateurs de $630 \text{ kVA}$ :

Ces transformateurs ont chacun une puissance apparente de  $630 \text{ kVA}$  et une tension de court-circuit de  $4 \%$ .

Leur impédance relative est la suivante :

$$Z_r = \frac{1}{S_n} * \frac{u_{cc}}{100}$$

$$Z_r = 6,35.10^{-8} \Omega/V^2.$$

### III.2.2.3.2. Impédances relatives des transformateurs de 1600 kVA :

Ils ont chacun une puissance apparente de 1600 kVA. Ce qui leur donne une tension de court-circuit égale à 6 %.

Leur impédance relative est alors :

$$Z_r = \frac{1}{S_n} * \frac{u_{cc}}{100}$$

$$Z_r = 3,75.10^{-8} \Omega/V^2,$$

### III.2.3. Calcul des impédances relatives pour les moteurs MT :

En cas de court-circuit, le moteur asynchrone se comporte comme un générateur au quel est attribuée une impédance  $e$  de 20 à 25 % et fonctionnant seulement en mode subtransitoire. Ici nous avons pris  $e = 20$  %. [2]

Les impédances relatives sont déterminées pour les moteurs suivants :

#### III.2.3.1. Impédance relative du moteur du sécheur :

Ce moteur a une puissance  $P = 280$  kW.

En prenant  $\cos\varphi$  égal à 0.8, la puissance apparente est obtenue par :

$$S_n = \frac{P}{\cos\varphi}$$

Application numérique :

$$S_n = 350 \text{ kVA.}$$

L'impédance relative est alors :

$$Z_r = \frac{1}{S_n} * \frac{e}{100}$$

Application numérique :

$$Z_r = 5,71.10^{-7} \Omega/V^2.$$

#### III.2.3.2. Impédance relative du moteur du ventilateur :

La puissance de ce moteur est  $P = 200$  kW.

En prenant un facteur de puissance  $\cos\varphi$  égal à 0.8, la puissance apparente est de :

$$S_n = \frac{P}{\cos\varphi}$$

Application numérique :

$$S_n = 250 \text{ kVA.}$$

L'impédance relative est alors :

$$Z_r = \frac{1}{S_n} * \frac{e}{100}$$

Application numérique :

$$Z_r = 8.10^{-7} \Omega/V^2.$$

### III.2.4. Calcul des impédances relatives des alternateurs :

#### III.2.4.1. Impédances relatives des deux groupes Coelmos :

Ces deux groupes électrogènes ont chacun une puissance  $P = 1250 \text{ kW}$  et une impédance  $e = 25 \%$  [2]. En prenant un facteur de puissance de  $0.8$ , nous obtenons la puissance apparente suivante :

$$S_n = \frac{P}{\cos \varphi}$$

Application numérique :

$$S_n = 1562.5 \text{ kVA.}$$

L'impédance relative est alors :

$$Z_r = \frac{1}{S_n} * \frac{e}{100}$$

Application numérique :

$$Z_r = 1,6.10^{-7} \Omega/V^2.$$

#### III.2.4.2. Impédances relatives des deux groupes Caterpillars :

Ils ont chacun une puissance apparente  $S_n = 1600 \text{ kVA}$  et une impédance  $e = 25 \%$  [2].

L'impédance relative est la suivante :

$$Z_r = \frac{1}{S_n} * \frac{e}{100}$$

Application numérique :

$$Z_r = 1,25.10^{-7} \Omega/V^2.$$

### III.3. Détermination des courants de défaut :

#### III.3.1. Défaut en A1 :

Le réseau de la Sénélec est la seule source qui débite sur le défaut en A1.

Ainsi, en prenant la puissance de court-circuit du réseau Sénélec égale à 500 MVA, le courant de court-circuit résultant de ce défaut est alors :

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

$$I_{cc} = 9622.5 A$$

Cc qui donne  $I_{cc} = 9.62 kA$ .

### III.3.2. Défaut en A2 et A3 :

Les deux alternateurs Coelmos 1 et 2 étant identiques, les défauts en A2 et A3 sont les mêmes. Ce qui nous ramène à chercher seulement le défaut en A2. Ici la seule source qui débite sur le défaut en A2 sera le Coelmo 1.

Le courant de court-circuit est calculé comme suit :

$$I_{cc} = \frac{I_B}{e}$$

Le courant nominal  $I_n$  est obtenu par la formule :

$$I_B = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

$$U = 3300 V$$

$$I_B = 273.37 A$$

$$e = 25 \%$$

Le courant de court-circuit est alors :

$$I_{cc} = 1093.48 A. \text{ D'où } I_{cc} = 1.1 kA$$

### III.3.3. Défaut en A4 et A5 :

Comme précédemment, les alternateurs Caterpillars 1 et 2 sont aussi identiques. Le Cater 1 étant la seule source qui débite sur le défaut en A4, le courant de court-circuit est déterminé comme suit :

$$I_{cc} = \frac{I_n}{e}$$

Le courant nominal  $I_n$  est obtenu par la formule :

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U}$$

Avec

$$S_n = 1600 \text{ kVA.}$$

Application numérique :

$$U = 380 \text{ V}$$

$$I_B = 2430,95 \text{ A}$$

$$e = 25 \%$$

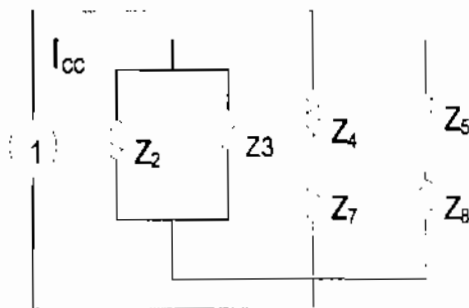
Le courant de court-circuit est alors :

$$I_{cc} = 9723.8 \text{ A}$$

$$\text{D'où } I_{cc} = 9.72 \text{ kA.}$$

### III.3.4. Défaut en B1 :

Le circuit électrique des impédances relatives est le suivant :



La composition des impédances relatives donne :

$$\sum Z_r = 4,36.10^{-8}$$

Nous obtenons une puissance de court-circuit :

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

Application numérique :

$$P_{cc} = 23 \text{ MVA}$$

Le courant de court-circuit est alors :

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

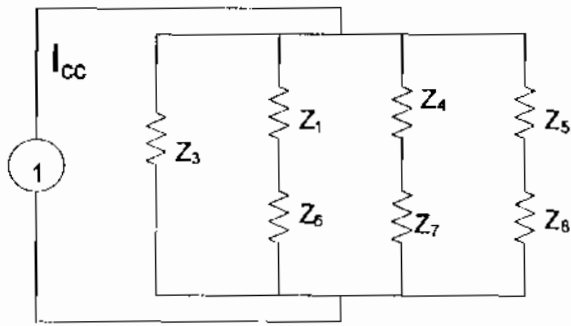
Application numérique :

Pour une tension  $U = 3300 \text{ V}$ ,

$$I_{cc} = 4 \text{ kA.}$$

**III.3.5. Défaut en B2 :**

Le schéma électrique correspondant est le suivant :



Ainsi nous obtenons la composition des impédances relatives suivante :

$$\sum Z_r = 1,38.10^{-8}$$

La puissance de court-circuit est donnée par :

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

Application numérique :

$$P_{cc} = 72,3 \text{ MVA.}$$

Le courant de court-circuit est :

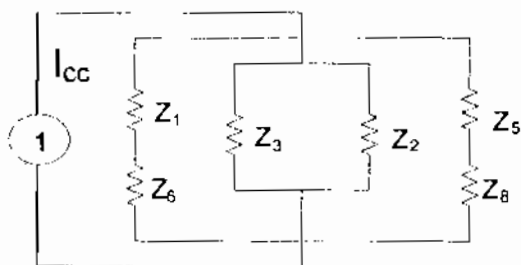
$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

$$I_{cc} = 12,6 \text{ kA.}$$

**III.3.6. Défauts en B3 et B4 :**

Nous avons le schéma électrique suivant :



Ce schéma donne la composition des impédances suivante :

$$\sum Z_r = 1,36.10^{-8}$$

La puissance de court-circuit est la suivante :

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

Application numérique :

$$P_{cc} = 73,3 \text{ MVA.}$$

Le courant de court-circuit est calculé comme suit :

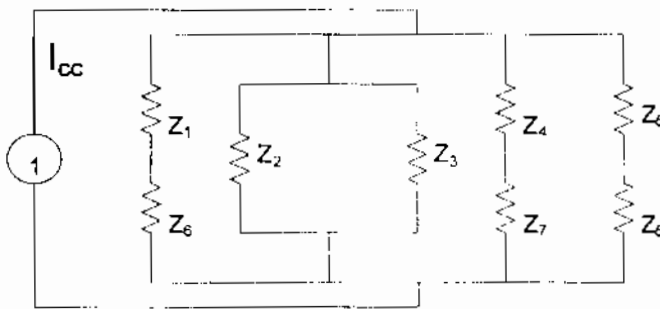
$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

$$I_{cc} = 12,8 \text{ kA.}$$

### III.3.7. Défaits au niveau des câbles alimentant les primaires des transformateurs à partir du jeu de barres :

Pour déterminer le défaut au niveau de ces câbles, nous avons considéré le cas le plus défavorable qui correspond au fonctionnement simultané des quatre groupes électrogènes et de la Sénélec. Le circuit électrique correspondant est le suivant :



Ce circuit donne la composition des impédances suivante :

$$\sum Z_r = 1,27.10^{-8}$$

La puissance de court-circuit est la suivante :

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

Application numérique :

$$P_{cc} = 78,5 \text{ MVA.}$$

Le courant de court-circuit est calculé comme suit :



$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

$$I_{cc} = 13,7 \text{ kA.}$$

Ainsi, tous les appareils de protection et de commande partant du jeu de barres moyenne tension doivent avoir un pouvoir de coupure supérieur ou égal à 13.7 kA.

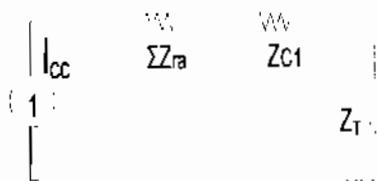
### III.3.8. Défaits en aval des transformateurs des départs principaux :

Nous obtenons la composition des impédances relatives par les circuits ci-après qui comporteront chacun l'impédance relative en amont des câbles, l'impédance relative du câble et celle du transformateur en amont du quel le défaut est cherché.

#### III.3.8.1. Défaut en D1 :

Ce défaut est cherché en amont du transformateur du site Pompage eau de mer.

Schéma électrique est le suivant :



La composition des impédances relatives donne :

$$\sum Z_r = 8,47.10^{-8}$$

La puissance de court-circuit est la suivante :

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

Application numérique :

$$P_{cc} = 11,8 \text{ MVA.}$$

Le courant de court-circuit est calculé comme suit :

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

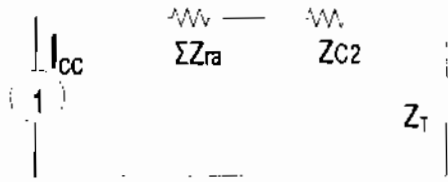
$$U = 380 \text{ V}$$

$$I_{cc} = 17,9 \text{ kA.}$$

### III.3.8.2. Défaut en D2 :

Ce défaut correspond à celui recherché en amont du transformateur du site Ammoniaque.

Nous avons le circuit électrique suivant :



Les impédances relatives composées donnent :

$$\Sigma Z_r = 5,53.10^8$$

La puissance de court-circuit est la suivante :

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

Application numérique :

$$P_{cc} = 18.1 \text{ MVA.}$$

Le courant de court-circuit est calculé comme suit :

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

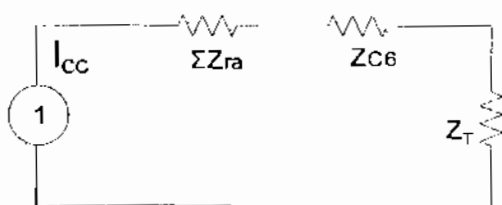
$$U = 380 \text{ V}$$

$$I_{cc} = 27,5 \text{ kA.}$$

### III.3.8.3. Défauts en D3 et D4 :

Ces deux défauts sont recherchés aux amonts des deux transformateurs du DAP. Ces deux transformateurs étant identiques, les courants de défaut en ces deux points sont les mêmes.

Nous avons le circuit électrique suivant :



La composition des impédances relative donne :

$$\Sigma Z_r = 5,71.10^8$$

La puissance de court-circuit est la suivante :

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

Application numérique :

$$P_{cc} = 17,5 \text{ MVA.}$$

Le courant de court-circuit est calculé comme suit :

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

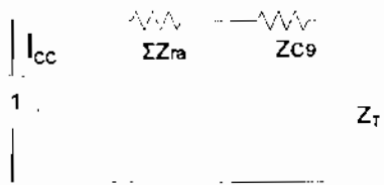
$$U = 380 \text{ V}$$

$$I_{cc} = 26,6 \text{ kA.}$$

### III.3.8.4. Défaut en D5 :

C'est le défaut en amont du transformateur à partir du quel est alimenté la direction.

Le circuit électrique correspondant est le suivant :



Les impédances relatives composées donnent alors :

$$\sum Z_r = 5,98.10^{-8}$$

La puissance de court-circuit est la suivante :

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

Application numérique :

$$P_{cc} = 16,7 \text{ MVA.}$$

Le courant de court-circuit est calculé comme suit :

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

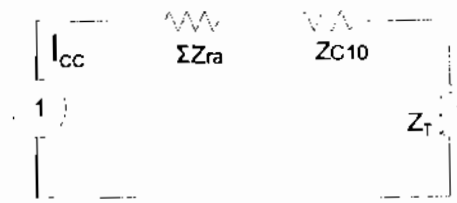
$$U = 380 \text{ V}$$

$$I_{cc} = 25,4 \text{ kA.}$$

### III.3.8.5. Défaut en D6 :

Le défaut en D6 est celui cherché en amont du transformateur alimentant les ateliers d'ensachage et de maintenance.

Nous avons le circuit électrique suivant :



Nous obtenons ainsi par composition des impédances relatives cette valeur de  $\Sigma Z_r$

$$\Sigma Z_r = 8,03.10^{-8}$$

La puissance de court-circuit est la suivante :

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

Application numérique :

$$P_{cc} = 12,5 \text{ MVA.}$$

Le courant de court-circuit est calculé comme suit :

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

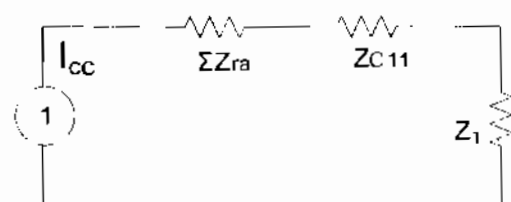
$$U = 380 \text{ V}$$

$$I_{cc} = 18,9 \text{ kA.}$$

### III.3.8.6. Défaut en D7 :

En fin, le courant de défaut en D7 est déterminé en amont du transformateur du site Utilité.

Le schéma électrique correspondant est le suivant :



Ce qui permet de calculer la composition des impédances relatives :

$$\Sigma Z_r = 7,65.10^{-8}$$

La puissance de court-circuit est la suivante :

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

Application numérique :

$$P_{cc} = 13,1 \text{ MVA.}$$

Le courant de court-circuit est calculé comme suit :

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

$$U = 380 \text{ V}$$

$$I_{cc} = 19,8 \text{ kA.}$$

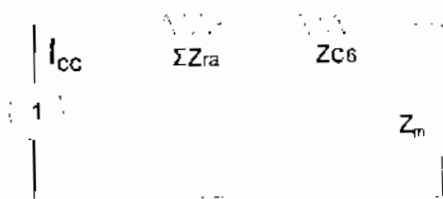
### III.3.9. Défaits au niveau des moteurs MT :

La démarche est analogue à celle utilisée pour calculer les défauts en aval des transformateurs principaux des départs MT. Seulement ici, à la place des impédances relatives des transformateurs, nous avons celles des moteurs MT.

#### III.3.9.1. Défaut en D8 :

Ce défaut est cherché au niveau du moteur du sécheur.

Le circuit des impédances relatives est le suivant :



Alors, nous obtenons :

$$\sum Z_r = 5,91.10^{-7}$$

La puissance de court-circuit est la suivante :

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

Application numérique :

$$P_{cc} = 1,69 \text{ MVA.}$$

Le courant de court-circuit est calculé comme suit :

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

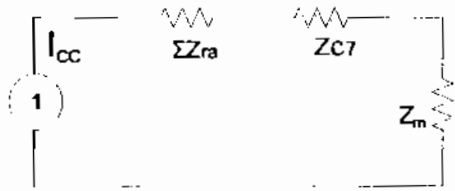
$$U = 3300 \text{ V}$$

$$I_{cc} = 0,3 \text{ kA.}$$

### III.3.9.2. Défaut en D9 :

C'est celui au niveau du moteur du ventilateur.

Le circuit permettant le calcul est le suivant :



Ce qui nous donne alors :

$$\sum Z_r = 8,19.10^{-7}$$

La puissance de court-circuit est la suivante :

$$P_{cc} = \frac{I^2}{\sum Z_r}$$

Application numérique :

$$P_{cc} = 1,22 \text{ MVA.}$$

Le courant de court-circuit est calculé comme suit :

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

$$U = 3300 \text{ V}$$

$$I_{cc} = 0,214 \text{ kA.}$$

## CHAPITRE IV : VERIFICATION DE LA SECTION DES CABLES MT.

### IV.1. Description de la méthode de calcul :

Dans cette partie, nous tenterons de déterminer la section technique de l'âme des câbles. En effet, 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 :

#### IV.1.1. Section imposée par l'échauffement normal du câble $S_j$ :

La section de câble qui va véhiculer le courant d'emploi  $I_B$  doit être choisie de sorte que le courant admissible  $I_Z$  de celle-ci soit supérieur au calibre  $I_n$  de l'appareil qui le protège.

Il convient donc de respecter :  $I_B \leq I_n \leq I_Z$

$$I_B = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U} \quad [6]$$

Avec :

$S_n$ , la puissance à véhiculer dans le câble ;

$U$ , la tension du câble.

Le calcul de la section imposée par l'échauffement normal prend en compte les conditions dans lesquelles est installée la canalisation. Et pour cela des facteurs de correction sont appliqués. Ce sont :

- Le facteur de correction  $K_1$ , lié au mode de pose.
- Le facteur de correction  $K_2$ , lié au groupement de circuits.
- Le facteur de correction  $K_3$ , lié à la température ambiante et à la nature de l'isolant du câble.

La connaissance de  $I_B$  nous permettra de déterminer le courant fictif par la formule suivante :

$$I_f = \frac{I_B}{K} \quad [6]$$

$$K = K_1 * K_2 * K_3. \quad [6]$$

La section est alors donnée par les catalogues de choix de câbles en moyenne tension [6], avec comme grandeurs d'entrées le courant fictif et le type de câble à utiliser.

#### IV.1.2. Section imposée par le courant de court-circuit $S_c$ :

Dans cette partie, il faut d'abord déterminer le courant de court-circuit susceptible de traverser le câble en question.

Avec une durée de court-circuit  $t$  (en seconde) donnée, nous déterminons à partir du catalogue [6], la valeur la densité de courant  $d$  en  $A/mm^2$ .

Le calcul de cette section s'effectue à l'aide de la formule suivante :

$$S_c = \frac{I_{cc}}{d} \quad [6]$$

Puis, nous choisissons la section normalisée.

#### IV.1.3. Vérification de la chute de tension :

La chute de tension d'une liaison peut être définie comme étant la différence de tension mesurable à ses extrémités. La bonne marche des récepteurs alimentés est conditionnée par la tension qui leur parvient. Pour une liaison donnée, parcourue par un courant  $I$ , la chute de tension entre ses extrémités est fonction de sa longueur. Cependant, il faut noter que le transfert du « DF1 » à la « Centrale » entraînera pour certains câbles une augmentation non négligeable de leur longueur. Nous avons ainsi jugé nécessaire de vérifier l'aptitude des câbles choisis à assurer le transport du courant pour un réseau de  $\cos\varphi$  donné, sans dépasser la valeur limite de la chute de tension qui est de 8 % de la tension de service.

Dans un système triphasé équilibré, la chute de tension est donnée par la formule suivante :

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * l * (R \cos \varphi + X \sin \varphi), \text{ en Volts (V). [7]}$$

Elle est généralement exprimée en pourcentage de la tension de service du câble considéré.

La réactance  $X$  se calcule par  $X = L\omega$  où  $\omega = 2 * \Pi * f$ . [7]

Avec  $l$  la longueur du câble en km,  $I$  l'intensité à transporter en A et  $f$  la fréquence du réseau qui est égale à 50 Hz.

Pour un câble choisi, la résistance  $R$  en  $\Omega/km$  et la self inductance  $L$  en H/km sont données par le constructeur en fonction de la section. [7]

***NB : il faut noter qu'en moyenne tension, la chute de tension dans les conducteurs n'a pas beaucoup d'influence sur la détermination de la section des câbles.***



## IV.2. Détermination de la section des câbles :

### IV.2.1. Section des câbles alimentant le site à partir de la ligne 30 kV de la Sénélec.

#### IV.2.1.1. Section imposée par le courant nominal :

La Sénélec fournit une tension  $U$  de 30 kV et la puissance installée pour le site est de 5000 kVA.

Le courant d'emploi est donné par :

$$I_B = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

$$I_B = 97 \text{ A.}$$

Les câbles à utiliser sont des câbles HAVRETHENE X 22 en aluminium et isolés au polyéthylène réticulé chimiquement (PRC).

Ces câbles seront enterrés et la température du sol estimée à 30 °C.

Ce qui donne  $k_1 = 0.92$  et  $k_3 = 0.78$

Pour ce qui est de  $k_2$ , il est pris égal à 1 du fait que les câbles sont fixés au mur.

Le facteur de correction  $k$  est donné par :

$$K = k_1 * k_2 * k_3$$

$$K = 0.72$$

Nous calculons ainsi l'intensité du courant effectif  $I_z$ .

$$I_z = \frac{I_B}{K}$$

$$I_z = 135 \text{ A.}$$

Avec la nature du câble et l'intensité du courant  $I_z$ , nous déterminons à partir du catalogue [6], la section  $S_f$  :

$$S_f = 50 \text{ mm}^2.$$

#### IV.2.1.2. Section imposée par le courant de court-circuit :

Cette section est donnée par la formule suivante :

$$S_c = \frac{I_{cc}}{d}$$

$I_{cc}$  est le courant de court-circuit en amont du transformateur TF1.

Son intensité est  $I_{cc} = 9.62 \text{ kA}$ .

En prenant comme durée de court-circuit  $t$  égale à 2 secondes, la densité de courant  $d$  est de  $65 \text{ A/mm}^2$ .

La section est alors :

$$S_c = 148 \text{ mm}^2$$

**La section technique est alors celle imposée par le courant nominal. Elle est de  $150 \text{ mm}^2$ .**

#### IV.2.1.3. Calcul de la chute de tension :

Le type de câble a été déjà déterminé et il s'agit du type HN 33 S 22 avec âme en aluminium. Ce câble a une section  $S = 150 \text{ mm}^2$ , une longueur  $l = 625 \text{ m}$  et transporte un courant de  $400 \text{ A}$ . a partir de ces informations, nous obtenons :

$$R = 0.24 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$X = 0.15067 * S^{-0.10113}$$

$$X = 0.091 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Pour un  $\cos\varphi$  de 0.8, la chute de tension est alors :

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

Application numérique :

$$\Delta U = 36 \text{ V}$$

Ce qui correspond à 0.12 % de la tension de service (30 kV) donc acceptable.

### IV.2.2. Section des câbles reliant le secondaire du transformateur TF1 au jeu de Barres :

#### IV.2.2.1. Section imposée par le courant nominal :

Ici, le courant d'emploi est connu et est de  $1250 \text{ A}$  :

Les câbles à utiliser sont des câbles HAVRETHENE X 22 (HN 33 S 22) unipolaires en aluminium et isolés au polyéthylène réticulé (PRC).

Ils seront à l'air libre et la température du milieu est estimée à  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Ce qui donne  $k_1 = 1.04$ .

Pour ce qui est de  $k_2$ , il est pris égal à 1 du fait que les câbles seront fixés sur une paroi.

Ils sont acheminés les uns à proximité des autres et sont au nombre de 9,  $k_3 = 0.66$ .

Le facteur de correction  $k$  est donné par :

$$K = k_1 * k_2 * k_3$$

$$K = 0.69.$$



Nous calculons ainsi l'intensité du courant effectif  $I_z$ .

$$I_z = \frac{I_B}{K}$$

$$I_z = 1812 \text{ A.}$$

L'intensité fictive étant très grande, la section de câble qui doit la transporter la sera aussi et va induire des chutes de tension plus importantes. Pour remédier à cette situation, nous utilisons à la place de ce câble, trois câbles du même type de sections moins grandes.

En divisant l'intensité du courant  $I_z$  par trois, nous obtenons une intensité de 604 A. Ce qui nous donne trois câbles de section 240 mm<sup>2</sup> par phase de type HAVRETHENE X 22 MT.

#### IV.2.2.2. Section imposée par le courant de court-circuit :

Cette section est donnée par la formule suivante :

$$S_c = \frac{I_{cc}}{d}$$

$I_{cc}$  est le courant de court-circuit au niveau du jeu de barres MT.

Son intensité est  $I_{cc} = 12,8 \text{ kA}$ .

La durée de court-circuit  $t$  est prise égale à 2 secondes, la densité de courant  $d$  est alors de 65 A/mm<sup>2</sup>.

La section  $S_c$  après calcul est de 197 mm<sup>2</sup> et elle correspond à la section normalisée de 240 mm<sup>2</sup>.

*La section technique choisie est alors 240 mm<sup>2</sup>.*

#### IV.2.2.3. Calcul de la chute de tension :

Le type de câble a été déjà déterminé et il s'agit du type HN 33 S 22 avec âme en aluminium.

Ces câbles ont une section  $S = 240 \text{ mm}^2$ , une longueur  $l = 25 \text{ m}$  et transportent un courant de 1250 A.

A partir de ces informations, nous obtenons :

$$R = 0.15 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$X = 0.15067 * S^{-0.10113}$$

$$X = 0.086 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Pour un  $\cos \varphi$  de 0.8, la chute de tension est alors :

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

Application numérique :

$$\Delta U = 9.29 V$$

La chute de tension est de 0.28 % de 3.3 kV, ce qui est largement inférieur à 8 %.

### IV.2.3. La section des câbles alimentant les transformateurs des départs principaux :

#### IV.2.3.1. La section des câbles alimentant les transformateurs de 1600 kVA :

##### IV.2.3.1.1. Section imposée par le courant nominal :

$$U = 3300 V,$$

$$S_n = 1600 kVA.$$

Le courant d'emploi est alors :

$$I_B = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

$$I_B = 280 A.$$

Les câbles à utiliser sont des câbles en aluminium HAVRETHENE (HN 33 S 23) isolés au polyéthylène réticulé (PRC).

Ils seront enterrés et la température du sol est estimée à 30 °C.

Ce qui donne  $k_1 = 0.92$ .

Pour ce qui est de  $k_2$ , il est pris égal à 1 du fait que les câbles sont enterrés.

Ils sont acheminés les uns à proximité des autres, nous obtenons  $k_3 = 0.62$  pour quatre câbles posés côte à côte.

Le facteur de correction k est donné par :

$$K = k_1 * k_2 * k_3$$

$$K = 0.57.$$

Nous calculons ainsi l'intensité du courant effectif  $I_z$ .

$$I_z = \frac{I_B}{K}$$

$$I_z = 491 A.$$

Avec la nature du câble et l'intensité du courant  $I_z$ , nous déterminons à du catalogue [6], la section  $S_j$ :

$$S_j = 240 mm^2.$$

**IV.2.3.1.2. Section imposée par le courant de court-circuit :**

Cette section est donnée par la formule suivante :

$$S_c = \frac{I_{cc}}{d}$$

$I_{cc}$  est le courant de court-circuit au niveau du jeu de barres MT.

Son intensité est  $I_{cc} = 12,8 \text{ kA}$ .

La durée de court-circuit  $t$  est prise égale à 2 secondes. Nous obtenons à partir du catalogue, une densité de courant  $d$  égale à  $65 \text{ A/mm}^2$ .

La section  $S_c$  calculée est de  $197 \text{ mm}^2$  qui correspond à la section normalisée de  $240 \text{ mm}^2$ .

**La section technique obtenue est de  $240 \text{ mm}^2$ .**

**IV.2.3.1.3. Calcul de la chute de tension :**

Ces câbles sont du type HN 33 S 23 avec âme en aluminium. Ils ont la même section  $S = 240 \text{ mm}^2$  et transportent chacun un courant  $I$  de 280 A. Mais ils ont des longueurs différentes donc nécessairement des chutes de tension différentes.

Pour un  $\cos\phi$  de 0.8, les chutes de tension au niveau de ces câbles sont déterminées à l'aide de la formule suivante :

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

Les résultats sont présentés sous forme de tableau 2 :

Câbles	l (km)	I (A)	R ( $\Omega/\text{km}$ )	X ( $\Omega/\text{km}$ )	$\cos\phi$	$\sin\phi$	$\Delta U$ (V)	$\Delta U$ (%)
Centrale-Ammoniaque	0.316	280	0.161	0.107	0.8	0.6	29.6	0.9
2*Centrale-DAP	0.432	280	0.161	0.107	0.8	0.6	40.4	1.22
Centrale-Direction	0.600	280	0.161	0.107	0.8	0.6	56.2	1.7

**Tableau 2 : Chute de tension au niveau des câbles MT alimentant les transformateurs de 1600 kVA.**

La réactance  $R = 0.161 \Omega/\text{km}$  et la self inductance  $L = 0.34 \text{ mH}/\text{km}$  sont données par le constructeur.

Les chutes de tension engendrés par ces câbles sont dans la marge permise c'est-à-dire inférieures à 8 % de la tension de service  $U = 3300 \text{ V}$ .

### IV.2.3.2. La section des câbles alimentant les transformateurs de 630 kVA :

#### IV.2.3.2.1. Section imposée par le courant nominal :

$$U = 3300 \text{ V,}$$

$$S_n = 630 \text{ kVA.}$$

Le courant d'emploi est alors :

$$I_B = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

$$I_n = 111 \text{ A.}$$

Les câbles à utiliser sont des câbles en aluminium HAVRETHENE (HN 33 S 23) isolés au polyéthylène réticulé (PRC).

Ils seront enterrés et la température du sol est estimée à 30 °C.

Ce qui donne  $k_1 = 0.92$ .

Pour ce qui est de  $k_2$ , il est pris égal à 1 du fait que les câbles sont enterrés.

Ils sont acheminés les uns à proximité des autres, nous avons alors  $k_3 = 0.62$  pour quatre câbles posés côte à côte.

Le facteur de correction k est donné par :

$$K = k_1 * k_2 * k_3$$

$$K = 0.57.$$

Nous calculons ainsi l'intensité du courant effectif  $I_z$ .

$$I_z = \frac{I_B}{K}$$

$$I_z = 195 \text{ A.}$$

Avec la nature du câble et l'intensité du courant  $I_z$ , nous déterminons à partir du catalogue [6],

la section  $S_j$  :

$$S_j = 95 \text{ mm}^2.$$

#### IV.2.3.2.2. Section imposée par le courant de court-circuit :

Cette section est donnée par la formule suivante :

$$S_c = \frac{I_{cc}}{d}$$

$I_{cc}$  est le courant de court-circuit au niveau du jeu de harres MT.

Son intensité est  $I_{cc} = 12,8 \text{ kA}$ .

En se donnant une durée de court-circuit  $t$  égale à 2 secondes, nous obtenons une densité de courant  $d$  égale à  $65 \text{ A/mm}^2$ .

Nous obtenons une section  $S_c$  égale à  $197 \text{ mm}^2$  correspondant à une section normalisée de  $240 \text{ mm}^2$ .

**La section technique est de  $240 \text{ mm}^2$  et est imposée par le courant de court-circuit.**

#### IV.2.3.2.3. Calcul de la chute de tension :

Ces câbles ont tous une section de  $240 \text{ mm}^2$  et sont du type HN 33 S 23. Ils véhiculent chacun une intensité de 111 A mais sont de longueurs différentes. Leurs chutes de tension ne sont pas les mêmes.

Les chutes de tension sont calculées pour un  $\cos\varphi$  de 0.8 à l'aide de la formule suivant :

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

Les résultats sont confinés dans le tableau 3 :

Câbles	l (km)	I (A)	R ( $\Omega/\text{km}$ )	X ( $\Omega/\text{km}$ )	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$\Delta U$ (V)	$\Delta U$ (%)
Centrale-Pompage	0.535	111	0.161	0.107	0.8	0.6	19.85	0.6
Centrale-Utilité	0.02	111	0.161	0.107	0.8	0.6	0.74	0.02
Centrale-Ensachage	0.256	111	0.161	0.107	0.8	0.6	9.5	0.3

**Tableau 3 : Chute de tension au niveau des câbles MT alimentant les transformateurs de 630 kVA.**

La résistance  $R = 0.161 \Omega/\text{km}$  et la self inductance  $L = 0.34 \text{ mH}/\text{km}$  sont des données du constructeur.

Les chutes de tension provoquées par ces câbles sont très faibles par rapport à 8 % et par conséquent acceptables.

#### IV.2.4. Sections des câbles alimentant les moteurs MT :

Le site engrais de Mbaou dispose de deux moteurs MT que sont les moteurs des deux ventilateurs du DAP.

##### IV.2.4.1. Pour le moteur du sécheur :

###### IV.2.4.1.1. Section imposée par le courant nominal :

$$U = 3300 \text{ V},$$

$$S_n = 350 \text{ kVA.}$$

Le courant d'emploi est alors :

$$I_B = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

$$I_n = 62 \text{ A.}$$

Les câbles à utiliser sont des câbles en aluminium HAVRETHENE (HN 33 S 23) isolés au polyéthylène réticulé (PRC).

Ils seront enterrés et la température du sol est estimée à 30 °C.

Ce qui donne  $k_1 = 0.92$ .

Pour ce qui est de  $k_2$ , il est pris égal à 1 du fait que les câbles sont enterrés.

Ils sont acheminés les uns à proximité des autres, nous obtenons  $k_3 = 0.62$  pour quatre câbles posés côte à côte.

Le facteur de correction k est donné par :

$$K = k_1 * k_2 * k_3$$

$$K = 0.57.$$

Nous calculons ainsi l'intensité du courant effectif  $I_z$ .

$$I_z = \frac{I_B}{K}$$

$$I_z = 109 \text{ A.}$$

Avec la nature du câble et l'intensité du courant  $I_z$ , nous déterminons à partir du tableau de choix des câbles HAVRETHENE X23 en moyenne tension, la section  $S_j$  :

$$S_j = 50 \text{ mm}^2.$$

#### **IV.2.4.1.2. Section imposée par le courant de court-circuit :**

Cette section est donnée par la formule suivante :

$$S_c = \frac{I_{cc}}{d}$$

$I_{cc}$  est le courant de court-circuit au niveau du jeu de barres MT.

Son intensité est  $I_{cc} = 12,8 \text{ kA}$ .

La durée de court-circuit t est de 2 secondes, ce qui donne une densité de courant égale à 65 A/mm<sup>2</sup>.

La section  $S_c$  obtenue par calcul est de 199 mm<sup>2</sup> qui correspond à la section normalisée de 240 mm<sup>2</sup>.



**La section technique est alors imposée par la section de court-circuit  $S_c = 240 \text{ mm}^2$ .**

**IV.2.4.1.3. Calcul de la chute de tension :**

Ce câble de longueur  $l = 0.458 \text{ km}$  est du type HN 33 S 23 avec âme en aluminium ; sa section est de  $240 \text{ mm}^2$  et il transporte un courant de  $62 \text{ A}$ . Ces informations nous permettent d'avoir les données suivantes :

$$R = 0.161 \Omega/\text{km}$$

$$L = 0.34 \text{ mH/km ce qui donne } X = 0.107 \Omega/\text{km}.$$

Le  $\cos\phi$  du réseau étant de 0.8, sa chute de tension engendrée est donnée par :

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

Nous obtenons alors :

$$\Delta U = 9.5 \text{ V}.$$

Cette chute de tension représente environ 0.3 % de la tension de service  $U = 3300 \text{ V}$ . Ce qui est négligeable devant 8 % donc acceptable.

**IV.2.4.2. Pour le moteur du ventilateur :**

**IV.2.4.2.1. Section imposée par le courant nominal :**

$$U = 3300 \text{ V},$$

$$S_n = 250 \text{ kVA}.$$

Le courant d'emploi est alors :

$$I_B = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U}$$

Application numérique :

$$I_B = 44 \text{ A}.$$

Les câbles à utiliser sont des câbles en aluminium HAVRETHENE (HN 33 S 23) isolés au polyéthylène réticulé (PRC).

Ils seront enterrés et la température du sol est estimée à 30 °C.

Ce qui donne  $k_1 = 0.92$ .

Pour ce qui est de  $k_2$ , il est pris égal à 1 du fait que les câbles sont enterrés.

Ils sont acheminés les uns à proximité des autres, nous obtenons alors  $k_3 = 0.62$  pour quatre câbles posés côte à côte.

Le facteur de correction k est donné par :

$$K = k_1 * k_2 * k_3$$

$$K = 0.57.$$

Nous calculons ainsi l'intensité du courant effectif  $I_z$ .

$$I_z = \frac{I_B}{K}$$

$$I_z = 78 \text{ A.}$$

Avec la nature du câble et l'intensité du courant  $I_z$ , nous déterminons à partir du tableau de choix des câbles HAVRETHENE X23 en moyenne tension, la section  $S_j$ .

$$S_j = 50 \text{ mm}^2.$$

#### **IV.2.4.2.2. Section imposée par le courant de court-circuit :**

Cette section est donnée par la formule suivante :

$$S_c = \frac{I_{cc}}{d}$$

$I_{cc}$  est le courant de court-circuit au niveau du jeu de barres MT.

Son intensité est  $I_{cc} = 12,8 \text{ kA}$ .

Nous avons pris la durée de court-circuit égale à 2 secondes. Ce qui nous a donné une densité de courant  $d$  égale à  $65 \text{ A/mm}^2$ .

La section  $S_c$  calculée est de  $199 \text{ mm}^2$  qui correspond à la section normalisée de  $240 \text{ mm}^2$ .

**La section technique est donnée par la section de court-circuit qui est de  $240 \text{ mm}^2$ .**

#### **IV.2.4.1.3. Calcul de la chute de tension :**

Ce câble de longueur  $l = 0.413 \text{ km}$  est du type HN 33 S 23 avec âme en aluminium ; sa section est de  $240 \text{ mm}^2$  et il transporte un courant de  $44 \text{ A}$ . Ces informations nous permettent d'avoir les données suivantes :

$$R = 0.161 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$l = 0.34 \text{ mH/km ce qui donne } X = 0.107 \text{ } \Omega/\text{km.}$$

Le  $\cos\varphi$  du réseau étant de 0.8, sa chute de tension engendrée est donnée par :

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

Nous obtenons alors :

$$\Delta U = 6.1 \text{ V.}$$

Cette chute de tension représente environ 0.2 % de la tension de service  $U = 3300 \text{ V}$ . Ce qui est négligeable devant 8 % donc acceptable.

**DEUXIEME PARTIE :**  
**REMISE À NIVEAU DE LA DISTRIBUTION MT.**

L'appareillage électrique de la distribution MT du site engrais de Mbao date de très longtemps.

Certains de ces appareils tels que les disjoncteurs à faible volume d'huile sont installés depuis 1967. Ces disjoncteurs sont très vétustes et ne sont presque plus utilisés dans les installations électriques. Ce qui fait qu'en cas de pannes, ils peuvent être de véritables sources de problèmes du fait qu'il serait très difficile de leur trouver des pièces de rechange.

Quant aux disjoncteurs Fluarc FG et contacteurs Rollars, ils sont installés depuis 1983. Ce sont des appareils modernes qui ont une durée de vie pouvant être longue. Mais avec les conditions de fonctionnement instables à savoir les vibrations aux quelles ils sont soumis combinées à la corrosivité du milieu, cette durée de vie peut être fortement réduite. Ce qui fait que ces appareils ont un âge qui n'est pas à négliger.

En outre, dans le souci de réduire les pertes d'énergie et en même temps de soulager le fonctionnement des groupes électrogènes, une compensation de l'énergie réactive s'avère nécessaire.

Ainsi dans une situation pareille, la distribution moyenne tension du site est dans un besoin pressant d'être rajeunie et remise à niveau.

# CHAPITRE I : CHOIX DE L'APPAREILLAGE ELECTRIQUE MT.

Pour assurer le fonctionnement d'une installation électrique, il faut pouvoir modifier à volonté la structure des circuits. En d'autre terme, être en mesure de mettre en service ou hors service telle ou telle partie de l'installation.

L'appareillage électrique d'interruption dont on peut compter les sectionneurs, les disjoncteurs, les contacteurs etc., permet d'obtenir une telle souplesse des circuits électriques par leur capacité d'assurer les différentes opérations de connexion et de déconnexion dans une installation.

En effet dans l'objectif de remettre à niveau le réseau de distribution moyenne tension, il s'avère être nécessaire de faire une vérification du choix de l'appareillage. Ainsi une étude comparative des différentes familles d'appareils s'impose.

## ***1.1. Les disjoncteurs :***

### **1.1.1. Etude comparative des types de disjoncteur :**

Un disjoncteur est utilisé pour couper le courant allant de faibles courants capacitifs ou inductifs, aux puissants courants de court-circuit. En effet il doit être capable d'éteindre les puissants arcs électriques résultants. Ce qui fait qu'en plus des problèmes de surtension de manœuvre, les problèmes de coupure sont essentiellement des problèmes d'arc.

Par ailleurs, les capacités de coupure d'arc des disjoncteurs sont fortement influencées par le milieu de coupure. Ainsi, les disjoncteurs sont classés en famille relativement aux milieux de coupure. Plusieurs substances possèdent des qualités plus ou moins acceptables, pour être des milieux de coupure. Trois de ces substances sont principalement utilisées du fait de leurs excellentes propriétés et ont permis des réalisations économiques à hautes performances. Ce sont :

- L'huile minérale
- L'air comprimé
- L'hexafluorure de soufre ou SF<sub>6</sub>.

Ce qui donne alors les types de disjoncteur suivants :

#### **1.1.1.1. Disjoncteurs à huile :**

Il existe deux types de disjoncteurs à huile :

### ***1.1.1.1. Le disjoncteur à gros volume d'huile :***

Il fut le premier disjoncteur. Ces contacts sont placés dans une cuve métallique où pénètrent deux traversées isolantes. Cependant, ce disjoncteur présente les inconvénients tels que :

- Dimensions et masse importantes,
- Dangères d'incendie,
- Fortes réactions au sol,
- Défaillances d'isolement dus aux traversées, ...

### ***1.1.1.2. Le disjoncteur à faible volume d'huile :***

Ce disjoncteur avait remplacé le disjoncteur à gros volume d'huile. Dans ce type, l'huile minérale n'est pas utilisée comme isolant, mais plutôt comme extinctrice d'arcs seulement. Ainsi, sa quantité est réduite au point qu'il n'y aurait plus de risques. Ici, l'isolement à la masse se trouve amélioré de façon considérable par la suppression de la cuve métallique trop proche de l'arc et des traversées qui restent toujours vulnérables.

Pour ces deux disjoncteurs à huile, l'arc électrique coupé décompose l'huile et libère des gaz constitués principalement de 70 % d'hydrogène et de 20 % d'acétylène en formant des particules de carbone.

Pour ces raisons, il est indispensable de surveiller l'état de l'huile dans les appareils en service et de renouveler celle-ci en fonction du nombre de coupures effectuées par l'appareil.

### **1.1.1.2. Disjoncteur à air comprimé :**

Le disjoncteur à air comprimé est un appareil de haute technicité, capable de supporter de grandes durées électriques et mécaniques. L'usure de ses contacts est faible en raison des durées d'arc très courtes et de la tension d'arc peu élevée.

Ce disjoncteur présente deux inconvénients majeurs :

- L'installation est sujette à la pression de l'air,
- Le bruit au déclenchement.

Par ailleurs, il est important d'éviter toute condensation des isolateurs et des conduits d'air isolants, ce qui pourrait conduire à des amorçages internes.

### **1.1.1.3. Disjoncteur au SF6 :**

Il faut noter que le SF6 convient particulièrement pour éteindre un arc électrique. En plus, il possède une capacité de régénération diélectrique rapide du plasma-d'arc ; ce qui contribue à

simplifier l'appareil. Ce disjoncteur sous enveloppe métallique, a l'avantage de s'installer aussi bien en position horizontale que verticale, selon la structure des postes. Ce qui permet de réduire les distances et de rendre les postes plus compacts.

D'autre part, le disjoncteur au SF<sub>6</sub> dispose d'une grande sécurité, d'une bonne endurance électrique, d'un fonctionnement peu bruyant et d'une aptitude à couper des forts courants sous tension de rétablissement de vitesse et d'amplitude élevées.

De par cette comparaison des disjoncteurs en fonction de leur milieu de coupure, notre choix se portera sur le disjoncteur au SF<sub>6</sub>.

### **1.1.2. Critères de choix des disjoncteurs :**

Le choix d'un disjoncteur s'effectue en fonction :

- *De caractéristiques électriques :*
  - Tension du réseau sur lequel est installé le disjoncteur,
  - Courant nominal,
  - Nombre de pôles,
  - Fréquence du réseau,
  - Pouvoir de coupure.
- *De l'environnement :*
  - Température ambiante,
  - Conditions climatiques
  - Des impératifs d'exploitation : type de courbe, sélectivité, fonctions auxiliaires...

## **1.2. Les contacteurs :**

### **1.2.1. Etude comparative des contacteurs :**

Pour remplir sa fonction de commande, le contacteur doit avoir la capacité de fermer et d'ouvrir un circuit. Etant donné que la séparation de deux contacts sous tension provoque généralement la formation d'un arc électrique, ce qui est le cas des pôles principaux, nous pouvons dire que le contacteur a un pouvoir de coupure non nul lui permettant d'éteindre rapidement cet arc électrique. Ainsi plusieurs procédés de suppression de l'arc ont été mis en service dont les principaux sont :

- L'allongement de l'arc électrique ;
- L'utilisation de matériaux anti-arc tel que le cuivre, le bronze et le zinc ;

- Le guidage de l'arc sur des contacts autres que les contacts utilisés dans l'installation ;
- Et en fin le soufflage magnétique.

Parmi ces procédés le plus répandu et le plus utilisé est le soufflage magnétique qui consiste à utiliser un fluide isolant comme diélectrique. La nature et le type d'un contacteur sont déterminés à partir du diélectrique utilisé. Ainsi comme dans le cas des disjoncteurs nous avons principalement :

- Des contacteurs à coupure dans l'huile ;
- Des contacteurs à coupure dans l'air comprimé ;
- Et en fin des contacteurs à coupure dans l'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>).

Puisque que les fluides isolants jouent le même rôle pour les disjoncteurs que pour les contacteurs et vu la qualité de chacun des diélectriques qui sont décrits dans le cas des disjoncteurs, notre choix se porte sur les contacteurs à coupure dans l'hexafluorure de soufre (SF<sub>6</sub>).

## **1.2.2. Critère de choix d'un contacteur :**

Le choix d'un contacteur est lié :

- Aux caractéristiques électriques que sont :
  - La tension d'emploi assigné
  - Le courant d'emploi assigné
  - La fréquence assignée
  - La catégorie d'emploi
  - Le facteur de marche
  - La fréquence de manœuvre
  - L'endurance électrique
  - Le nombre de pôles
  - Le pouvoir de coupure.
- Aux variables d'entrée que sont :
  - La tension du réseau
  - La nature du courant
  - La fréquence du réseau.
- Aux variables de sortie que sont :
  - La nature du récepteur
  - La puissance du récepteur



- La durée de fonctionnement.

## CHAPITRE II : COMPENSATION DE L'ÉNERGIE REACTIVE.

Le but de cette partie est de relever le facteur de puissance de l'installation électrique du site engrais des ICS de Mbaou.

Le facteur de puissance qui peut être défini comme étant le rapport de la puissance active  $P$  sur la puissance apparente  $S$ , est une notion très importante sur la distribution de l'énergie électrique car il dépend de l'énergie active qui se transforme intégralement en travail et en chaleur et de l'énergie réactive qui est nécessaire à l'excitation des récepteurs (moteurs, transformateur, postes de soudure etc.). Ainsi on a :

$$\begin{aligned} \cos \varphi &= \frac{P_a}{S} \\ S &= \sqrt{P_a^2 + Q^2} \\ P_a &= UI \cos \varphi \\ Q &= UI \sin \varphi \\ \operatorname{tg} \varphi &= \frac{Q}{P_a} \end{aligned} \quad [12]$$

### II.1. Puissance réactive $Q$ :

La puissance réactive est la puissance nécessaire pour l'excitation des récepteurs. Elle peut entraîner une surcharge ou un surdimensionnement de l'installation, des pertes actives plus importantes dans les installations et une augmentation des montants de la facturation.

Plus la puissance réactive est importante, plus le facteur de puissance est plus faible. Ce qui entraîne un appel de courant plus intense.

En outre, la puissance d'un générateur ou d'un moteur est généralement limitée par le phénomène d'échauffement qui impose une limite supérieure du courant. Par contre, pour une ligne, la puissance maximale transportée est limitée par la chute de tension qui est proportionnelle au courant.

Ce qui fait qu'avec un faible facteur de puissance, un générateur, une ligne ou un moteur sera mal utilisé ; c'est-à-dire ne fournira, ne transmettra ou n'absorbera qu'une fraction de la puissance pour laquelle il a été prévu.

## II.2. Relèvement du facteur de puissance $\cos\phi$ :

Avoir un faible facteur de puissance équivaut à absorber trop de puissance réactive. Pour relever le facteur de puissance d'une installation électrique, nous devons lui fournir une puissance réactive. Parmi les appareils utilisés à cette fin, le plus simple et le plus prisé est le condensateur statique.

Le problème que nous devons résoudre est le suivant : connaissant le facteur de puissance de l'installation  $\cos\phi$ , nous cherchons à déterminer les caractéristiques de la batterie de condensateurs pour relever ce facteur de puissance à la valeur de  $\cos\phi'$ . En d'autres termes, nous déterminons la puissance réactive  $CwU^2$  que cette batterie doit être capable de fournir sous la tension  $U$  et à la fréquence  $f = \frac{w}{2\pi}$ .

La puissance réactive ou apparente du condensateur est donc la différence des puissances réactives absorbées par l'installation avant et après le relèvement du facteur de puissance.

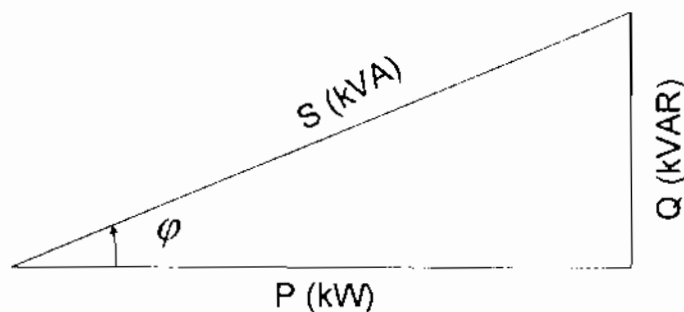


Figure 6 : Schéma Puissance avant la compensation

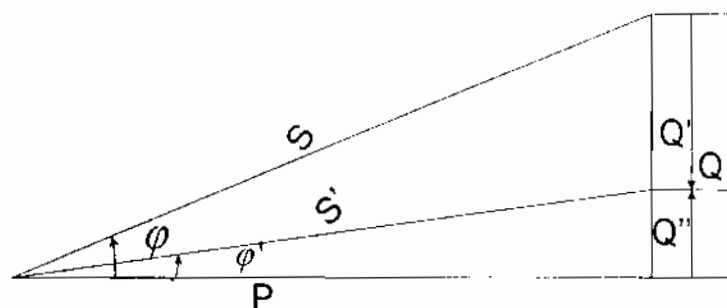


Figure 7 : Schéma Puissance après la compensation

### II.3. Détermination du facteur de puissance de l'installation :

Etant donnée que nous ayons pas les relevés d'énergie active et réactive au niveau de chaque départ basse tension des années passées ; de plus il nous manque de moyens nécessaires pour la détermination de ces énergies ; il est très difficile de déterminer avec exactitude le facteur de puissance du réseau de distribution d'énergie électrique du site engrais des ICS.

Pour parvenir au but de notre étude, des mesures d'énergie ont été effectuées au niveau des groupes électrogènes une semaine durant. La consommation moyenne d'énergie de chaque groupe a été calculée à partir des données exposées en annexe. Ces résultats sont présentés dans le tableau 4 :

	groupes	tension entre phase	Intensité $I_b$	Puissance active P (kW)	cosφ	Puissance apparente S (kVA)	Puissance réactive Q (kVAR)
05_05_2005	Coelmo 1	3300	92,32	474,16	0,89	536,51	248,37
	Cater 1	3300	90	481,6	0,88	550,85	256,25
06_05_2005	Coelmo 1	3300	102,95	531,14	0,9	591,82	227,19
	Cater 1	3300	85	485	0,87	559,4	268,97
07_05_2005	Coelmo 1	3300	78,4	415,36	0,92	451,02	171,67
	Cater 1	3300	75	370,8	0,83	449,49	247,49
08_05_2005	Coelmo 1	3300	128,83	600,88	0,9	671,12	297,58
	Cater 1	3300	78,4	418,4	0,88	476,61	225,9
09_05_2005	Coelmo 1	3300	162,07	751,29	0,89	844,74	385,51
	Coelmo 2	3300	162	743,67	0,9	830,87	369,96
	Cater 1	3300	118,33	638,67	0,87	735,19	362,19
	Coelmo 1	3300	99,48	566,36	0,92	619,13	248,36
10_05_2005	Coelmo 2	3300	101,44	532,88	0,92	579,67	225,93
	Cater 1	3300	85,09	441,95	0,84	525,75	276,78

**Tableau 4 : Consommation moyenne journalière en énergies des groupes électrogènes.**

Ainsi, nous avons pu déterminer les énergies moyennes de chaque type de groupes électrogènes et de calculer le cosφ moyen de l'installation ; ce qui nous donne les résultats exposés au tableau 5 :

	Tension entre phase	Intensité I <sub>b</sub>	Puissance active P (kW)	cosφ	Puissance apparente S (kVA)	Puissance réactive Q (kVAR)
Coelmo	3300	115,94	576,97	0,91	640,61	271,82
Cater	3300	88,64	472,74	0,86	549,55	272,93

**Tableau 5 : Consommation moyenne hebdomadaire en énergies des groupes électrogènes.**

Le facteur de puissance moyen des groupes électrogènes est donné par :

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

$$P_T = P_{Co} + P_{Ca} \quad [12]$$

$$P_T = 576.97 + 472.74$$

$$P_T = 1049.70 \text{ kW}$$

$$S_T = \sqrt{S_{Co}^2 + S_{Ca}^2}$$

$$S_T = 1190.16 \text{ kVA}$$

$$\cos \varphi = 0.88$$

Calcul de la puissance réactive Q

$$Q_T = \sqrt{S_T^2 - P_T^2} \quad [12]$$

$$Q_T = 560.89 \text{ kVAR}$$

#### II.4. Détermination des batteries de condensateurs

Connaissant le facteur de puissance de l'installation qui est  $\cos \varphi = 0.88$ , la puissance active  $P_T = 1049.70 \text{ kW}$  et la puissance apparente qui est de  $1190.16 \text{ kVA}$ , déterminons la puissance réactive de la batterie de condensateurs à installer pour que la valeur du facteur de puissance soit  $\cos \varphi' = 0.99$  c'est-à-dire  $\text{tg} \varphi' = 0.14$  Pour cela on a

réactive de la batterie de condensateurs à installer pour que la valeur du facteur de puissance soit  $\cos\phi' = 0.99$  c'est-à-dire  $\tan\phi' = 0.14$ . Pour cela on a :

$$Q'_T = \sqrt{S'^2_T - P'^2_T}$$

$$S'_T = S_T = 1190.16 \text{ kVA}$$

$$P'_T = S'_T * \cos \phi'$$

$$\tan \phi' = \frac{Q'_T}{P_T} = 0.14 \quad [12]$$

$$Q'_T = 0.14 * P_T = 0.14 * 1049.70$$

$$Q'_T = 146.95$$

$$Q''_T = Q_T - Q'_T$$

$$Q''_T = 560.89 - 146.95$$

$$Q''_T = 413.94 \text{ kVAr}$$

Pour déterminer la puissance de la batterie répondant à nos exigences on peut aussi utiliser le coefficient de compensation qu'on note (k) et qui est déterminé à partir du tableau donnant le nombre de kVAr à prévoir, par kW de charge. Ainsi pour  $\cos\phi' = 0.99$  on a  $k = 0.395$ .

$$Q'' = k * P_T \quad [12]$$

$$Q'' = 0.395 * 1049.70 = 414.63 \text{ kVAr}$$

Donc la puissance des batteries de condensateurs à installer est de 414.63 kVAr.

## II.5. Choix de l'installation des batteries de condensateurs :

L'installation des batteries de condensateurs peut se faire dans différents niveaux du réseau de distribution. Tout dépend du type de compensation qu'on veut faire.

Il faut cependant noter qu'il existe différents types de compensation de l'énergie réactive.

### II.5.1. Compensation automatique :

Son principe consiste à installer en tête de l'ensemble de la distribution basse tension ou d'un secteur important les batteries de condensateurs ; ces dernières sont divisées en gradins. La valeur du  $\cos\phi$  est détectée par un relais varométrique.

Son intérêt principal est qu'elle permette l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge et évite ainsi le renvoi de l'énergie réactive sur le réseau et les surtensions sur les circuits d'éclairage en marche en faible charge.

### **II.5.2. Compensation globale :**

Contrairement à la compensation automatique ; son principe est de raccorder en tête d'installation les batteries de condensateurs pour assurer une compensation pour l'ensemble de l'installation. Ces dernières restent en service de façon permanente pendant la marche normale de l'usine.

L'intérêt de cette compensation est que le dimensionnement des batteries est faible donc l'amortissement est rapide. De plus elle supprime les pénalités en cas d'utilisation de la Sénélec, diminue la puissance apparente en l'ajustant aux besoins réels et en plus soulage les groupes électrogènes.

On peut remarquer que le courant réactif est aussi présent au niveau du jeu de barres de la répartition MT jusqu'aux récepteurs. Ainsi, les pertes par effet joule dans les câbles situés en aval des batteries ne sont pas de ce fait réduites. Ce pendant, lorsque la charge est stable et continue, une compensation globale convient.

### **II.5.3. Compensation partielle :**

Pour cette méthode, les batteries sont raccordées au tableau de distribution et fournissent l'énergie réactive par atelier à un groupe de récepteurs. Dans ce cas une grande partie de l'installation est soulagée, en particulier les câbles d'alimentation de chaque atelier.

Son intérêt principal est de supprimer les pénalités dans le cas de l'utilisation de Sénélec, de soulager les groupes électrogènes et d'optimiser une partie du réseau, le courant réactif n'étant pas véhiculé entre le jeu de barres MT et le tableau de distribution.

On remarque que le courant réactif est présent au niveau du tableau de distribution jusqu'aux récepteurs. Les pertes par effet joule dans les câbles sont ainsi diminuées. Il y a aussi un risque de surcompensation par suite des variations de charges importantes. Ce type de compensation est conseillé lorsque l'installation est étendue et comporte des régimes de charge différents dans les ateliers.

## II.5.4. Compensation locale

Sa différence avec les autres méthodes est qu'ici, les batteries sont raccordées directement à chaque récepteur de type inductif. La puissance de la batterie est environ égale à 25% de la puissance du moteur. Un complément en tête de l'installation n'est pas à exclure.

Elle supprime les pénalités en cas d'utilisation de la Sénélee, soulage les groupes électrogènes, diminue le dimensionnement des câbles et réduit les pertes par effet joule.

On constate aussi que le courant réactif n'est plus présent dans les câbles de l'installation.

Cette compensation est recommandée lorsque la puissance de certains récepteurs est importante par rapport à la puissance totale. C'est la solution qui présente plus d'avantages.

Dans le cas de notre étude et vue les contraintes rencontrées, nous avons choisi de faire une compensation globale de toute l'installation. Ainsi pour optimiser le coût de la compensation de l'énergie réactive, des batteries MT (3 300 V) peuvent être utilisées, au cas contraire nous serions obligé d'utiliser un transformateur de potentiel, ce qui s'ajoutera au prix des batteries dans le calcul économique.

## ***II.6. Section et protection des câbles d'alimentation des batterie de condensateur :***

La norme UTE C54-100 impose à chaque batterie de condensateurs de pouvoir supporter en permanence une surcharge de 30% due aux courants harmoniques. En conséquence, les câbles d'alimentation, ainsi que les dispositifs de protections et de commandes doivent être également surdimensionnés.

### **II.6.1. Détermination de la section de câbles :**

#### **II.6.1.1. Section imposée par le courant nominale $S_n$ :**

En plus des 30 % de surcharge imposée par les normes UTE ; on autorise aussi une tolérance maximale de 10 % sur la capacité nominale. Ainsi le courant passant par le câble est déterminé par la formule suivante :

$$I_c = 1.3 * 1.1 * I_n = 1.43 I_n$$

Avec  $I_c$  égale au courant de câble; et  $I_n$  le courant nominal est déterminé par la formule suivante :



$$I_n = \frac{Q_c}{\sqrt{3}U}$$

$$I_n = \frac{414.63}{\sqrt{3} * 3.3} = 72.54 A$$

$$I_c = 72.54 * 1.43 = 103.73 A$$

$$I_c = 103.73 A$$

La section est imposée par la nature et le type de câbles, ainsi des câbles en aluminium HAVRETHENE (HN 33 S23) isolés au polyéthylène réticulé (PRC) seront choisis.

Pour une intensité de  $103.73 A$  ; la section correspondante est de  $50mm^2$ .

### II.6.1.2. Section imposée par le courant de court-circuit $S_c$ :

$S_c$  est donné par la formule suivante :

$$S_c = \frac{I_{cc}}{d}$$

$I_{cc}$  est le courant de court-circuit sur le jeu de barres et est égale à  $12.8kA$ .

La densité de courant est notée « d » et a été déterminée dans le chapitre de calcul des section de câbles MT ;  $d = 65 A/mm^2$ . Ainsi on a  $S_{cc}$  est égale à  $199 mm^2$ .

Donc la section choisie est celle imposée par le courant de court-circuit  $S_c = 199mm^2$  correspondant à une section normalisée de  $240mm^2$ , d'où  $S_c = 240mm^2$ .

### II.6.2. Détermination de la protection :

La protection sera assurée par un disjoncteur à coupure dans le SF6 dont les caractéristiques électriques sont les suivantes :

- Tension de service  $3.3kV$ .
- Courant de service  $103.73 A$ .
- Courant de court-circuit  $13.7 kA$ .

**TROISIEME PARTIE :**  
**EVALUATION DES BESOINS ET ANALYSE DES**  
**SOLUTIONS PROPOSEES :**

# CHAPITRE I : EVALUATION DES BESOINS

La réalisation du projet de transfert d'un poste de répartition électrique et d'une remise à niveau de la distribution MT au niveau du site engrais des ICS de Mbao nécessite l'acquisition d'appareils MT, de câbles MT et matériels connexes et la construction d'un poste « Arrivée Sénélec ». En plus, nous aurons aussi à évaluer les besoins en manutention et en main d'œuvres.

## **1.1. Besoins en appareils MT :**

Dans l'optique de remettre à niveau et de rajeunir la distribution MT du site, deux solutions peuvent être envisagées :

### **1.1.1. Solution 1 :**

Elle consiste à changer uniquement les disjoncteurs SIEMENS à faible volume d'huile en disjoncteurs à coupure dans le SF6 et conserver les disjoncteurs Fluarc FG à SF6 et les contacteurs Rollarcs R 400 à SF6. Ces cellules disjoncteurs devront être des cellules débrochables ayant trois pôles de coupure. La température ambiante est prise égale à 30 ° C. En plus, deux sectionneurs, une batterie de condensateur MT et un disjoncteur pour sa protection devront être achetés.

Les schémas électriques du « DF1 » et de la « Centrale » sont donnés respectivement aux figures 1 et 2 pages 5 et 9.

#### **1.1.1.1. Disjoncteur de couplage de jeu de barres.**

Ce disjoncteur se trouvera sur le jeu de barres de 3.3 kV

Les paramètres d'entrée sont :

- Tension de service 3.3 kV
- Intensité nominale 1250 A.
- Courant de court-circuit 12.8 kA.
- Fréquence du réseau 50 Hz.

Organe protégé :

Il protège le jeu de barres de 3.3 kV contre les surintensités, les surcharges et les défauts terre 3.3 kV.

Nombre :

Un disjoncteur

Un disjoncteur.

### **I.1.1.2. Disjoncteur TP mesure.**

Ce disjoncteur est équipé de transformateurs de tension et de courant dont les caractéristiques

respectives sont  $\frac{3300}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} - \frac{100}{\sqrt{3}}$  V et 150/5 A.

Les paramètres d'entrée sont :

- Tension de service de 3.3 kV.
- Courant nominal de 1250 A.
- Fréquence de réseau de 50 Hz.
- Courant de court-circuit présumé de 12.8 kA.

Organe protégé :

Il protège les appareils de mesure et de contrôle tels que ampèremètres, voltmètres, synchronoscopes etc., contre les surcharges, les surintensités et les défauts terre 3.3 kV.

Nombre :

Un disjoncteur.

### **I.1.1.3. Disjoncteurs arrivées sources.**

Ils assurent la connexion des groupes électrogènes sur le jeu de barres.

Les paramètres d'entrée sont :

- une tension de service de 3300 V.
- Ils sont soumis à un courant nominal de 1250 A.
- La fréquence du réseau est de 50 Hz.
- L'intensité du courant de court-circuit présumé est de 12.8 kA.

Organes protégés :

Ils protègent des groupes électrogènes de 1600 kVA et 1562.5 kVA contre le retour de puissance, les surintensités, les surcharges et les défauts terre 3.3 kV.

Nombre :

Deux disjoncteurs pour les groupes électrogènes catcpillars de 1600 kVA.

Un disjoncteur pour les groupes coelmos de 1562.5 kVA.

#### **1.1.1.4. Disjoncteurs départs transformateurs de 630 kVA.**

Ils alimentent les transformateurs de 630 kVA à partir du jeu de barres de 3.3 kV.

Les paramètres d'entrée sont :

- Une tension de service de 3300 V.
- Un courant nominal de 111 A.
- Une fréquence de réseau de 50 Hz.
- Une intensité de court-circuit présumée de 19.8 kA.

Organes protégés :

Ils protègent les transformateurs de 630 kVA et les câbles MT qui les alimentent contre les défauts buchholz, thermostat, terre 3.3 kV, surintensité et surcharge.

Nombre :

Trois disjoncteurs.

#### **1.1.1.5. Batterie de condensateurs.**

Nous avons besoin d'une batterie de condensateur MT de 414.63 kVAR pour une tension de service de 3.3 kV.

#### **1.1.1.6. Disjoncteur protégeant la batterie de condensateurs MT.**

Les paramètres d'entrée sont :

- Tension de service 3.3 kV.
- Courant de service 103.73 A.
- Fréquence du réseau 50 Hz.
- Courant de court-circuit 13.7 kA.

Organe à protéger :

Il protège la batterie de condensateur MT de 414.63 kVAR.

Nombre :

Un disjoncteur.

#### **1.1.1.7. Sectionneurs.**

Il s'agit des sectionneurs au niveau de l'arrivée et au départ de la ligne 30 kV de la Sénélec.

Les paramètres électriques sont :

- Tension du réseau 30 kV.

- Puissance installée 5000 kVA.
- Isolement 36 kV.
- Intensité du réseau 400 A.

Nombre :

Deux sectionneurs.

### **I.1.2. Solution 2 :**

Elle consiste à rajeunir tout l'appareillage MT de l'installation. Dans cette solution nous remettons à niveau et à neuf tous les appareils MT de l'installation.

Ce qui revient à ajouter aux appareils MT à acheter dans *la solution 1*, les appareils qui suivent.

Le schéma général de l'installation est donné à la figure 3 page 15.

#### **I.1.2.1. Disjoncteur arrivée de la ligne 30 kV de la Sénélec.**

Il doit être une cellule fermée comportant des transformateurs de courant et de tension pour l'alimentation de la cellule comptage de caractéristiques respectives 150/5-5 A

$$\text{et } \frac{30000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} - \frac{100}{\sqrt{3}} V.$$

Les paramètres d'entrée sont :

- Une tension de service de 30000 V
- Un courant nominal de 97 A
- Une fréquence de réseau de 50 Hz.
- Une intensité de court-circuit présumé de 9.62 kA

Organes protégés :

Transformateur TFI de 5000 kVA et les câbles transportant les 30 kV contre les défauts buchholz, thermostat, terre 3.3 kV, surintensité et surcharge

Nombre :

Une cellule disjoncteur.

#### **I.1.2.2. Cellule comptage.**

C'est pour le comptage de l'énergie provenant de la Sénélec

Elle est alimentée par les TP et TC incorporés dans la cellule disjoncteur arrivée 30 kV.

Nombre

Une cellule.

### **I.1.2.3. Disjoncteurs départs transformateurs de 1600 kVA.**

Ils alimentent les transformateurs de 1600 kVA à partir du jeu de barres de 3.3 kV.

Les paramètres d'entrée sont :

- Une tension de service de 3300 V.
- Un courant nominal de 280 A.
- Une fréquence de réseau de 50 Hz.
- Une intensité de court-circuit présumé de 27.5 kA.

Organes protégés :

Ils protègent les transformateurs de 1600 kVA et les câbles MT qui les alimentent contre les défauts buchholz, thermostat, terre 3.3 kV, surintensité et surcharge.

Nombre :

Quatre disjoncteurs.

### **I.1.2.4. Contacteurs départ moteur 280 kW.**

Ce contacteur doit être muni de fusibles de protection contre les surintensités.

Les paramètres d'entrée sont :

- Une tension du réseau qui est de 3300 V.
- Un courant nominal de 62 A de nature alternative.
- Une fréquence du réseau de 50 Hz.
- Un courant de court-circuit présumé de 13.7 kA.

Organe commandé et protège :

Il assure la commande et la protection d'un moteur asynchrone triphasé de 280 kW et les câbles qui l'alimentent contre les surcharge, surintensité, démarrage long, déséquilibre, marche à vide et défaut terre 3.3 kV.

Ce moteur fonctionne continuellement.

Nombre :

Un contacteur.

### **I.1.2.5. Contacteur départ moteur 200 kW.**

Comme le contacteur précédent, celui-ci doit aussi être muni de fusibles de protection contre les surintensités.

Les paramètres d'entrée sont :

- Une tension du réseau qui est de 3300 V.

- Un courant nominal de 44 A de nature alternative.
- Une fréquence du réseau de 50 Hz.
- Un courant de court-circuit présumé de 13.7 kA.

#### Organes protégés :

Il commande et protège un moteur asynchrone triphasé de 200 kW et les câbles qui l'alimentent contre les surcharge, surintensité, démarrage long, déséquilibre, marche à vide et défaut terre 3.3 kV.

Ce moteur fonctionne continuellement.

#### Nombre :

Un contacteur.

## **1.2. Besoins en câbles et matériels connexes :**

Le transfert du poste de répartition « DF1 » et de l'« Arrivée Sénélec » au niveau de la « Centrale » va entraîner une augmentation considérable de la longueur des câbles MT. Par ailleurs, les câbles MT choisis pour alimenter les transformateurs des sites Ammoniaque, DAP, Direction et les deux moteurs MT sont identiques à ceux qui les alimentent actuellement.

Ainsi, il suffira seulement de disposer d'une quantité de câbles nécessaires pour la liaison « Centrale » au « DF1 » et qu'à partir de ce lieu, nous joignons à l'aide de boîtes de jonction, les câbles arrivant de la « Centrale » et ceux qui partaient du « DF1 ».

### **1.2.1. Câbles HAVRETHENE X 22 unipolaires (HN 33 S 22) :**

#### Caractéristiques :

- Tension spécifiée : 18/30 kV.
- Ame rigide en aluminium rond câblé.
- Isolation PRC.
- Température ambiante de l'âme : 90 ° C en permanence, 250 ° C en court-circuit.
- $L = 680 \times 3 = 2040$  m pour une section de 150 mm<sup>2</sup>.

### **1.2.2. Câbles HAVRETHENE X 22 unipolaires (HN 33 S 22) :**

#### Caractéristiques :

- Tension spécifiée : 12/20 kV.
- Ame rigide en aluminium rond câblé.
- Isolation PRC.



- Température ambiante de l'âme : 90 ° C en permanence, 250 ° C en court-circuit.
- $L = 25 \cdot 9 = 225$  m pour une section de 240 mm<sup>2</sup>.

### **1.2.3. Câbles HAVRETHENE X 23 tripolaires (HN 33 S 23):**

#### Caractéristiques :

- Tension spécifiée : 12/20 kV.
- Ame rigide en aluminium rond câblé.
- Isolation PRC.
- Température ambiante de l'âme : 90 ° C en permanence, 250 ° C en court-circuit.
- $L = 2671$  m pour une section de 240 mm<sup>2</sup>.

Pour ce type (HN 33 S 23), nous aurons besoin de six boîtes de jonction pour le raccordement des câbles partant de la « Centrale » pour aller au « DF1 » aux câbles qui partaient de « DF1 » pour alimenter quatre transformateurs et deux moteurs MT.

### **1.3. Besoins en manutention :**

L'entreprise aura besoin de transporter des appareils électriques et des rouleaux de câbles, mais aussi de réinstaller le nouveau schéma de distribution.

Ainsi, les besoins en manutention seront évalués dans les deux solutions envisagées.

#### **1.3.1. Solution 1 :**

Elle consiste à transférer les appareils du poste de répartition « DF1 » à la « Centrale » et de changer aussi les disjoncteurs se trouvant à la « Centrale ».

##### **1.3.1.1. Les appareils électriques MT du « DF1 » à transférer sont :**

- Un transformateur de 5000 kVA.
  - Hauteur : 2800 mm.
  - Longueur : 3500 mm.
  - Largeur : 2400 mm.
  - Poids : 10400 kg.
- Une cellule disjoncteur.
  - Hauteur : 3380 mm.
  - Profondeur : 2150 mm.
  - Largeur : 2300 mm.

- Quatre cellules disjoncteurs.
  - Hauteur : 1800 mm.
  - Profondeur : 1700 mm.
  - Largeur : 650 mm.
  - Poids : 550 mm.
- Deux cellules contacteurs superposées.
  - Hauteur : 1800 mm.
  - Profondeur : 1700 mm.
  - Largeur : 650 mm.
  - Poids : 750 kg.

Ces appareils devront être transportés jusqu'à la « Centrale ».

### **I.3.1.2. Les appareils électriques MT de la « Centrale » à évacuer :**

Il est composé de :

- Une cellule contenant les deux disjoncteurs et deux transformateurs.
  - Hauteur : 2300 mm.
  - Profondeur : 2500 mm.
  - Largeur : 2300 mm.
- Quinze cellules disjoncteurs de dimensions.
  - Hauteur : 2100 mm.
  - Profondeur : 2100 mm.
  - Largeur : 800 mm.

### **I.3.2. Solution 2 :**

Le transformateur TF1 sera le seul appareil à transporter du « DF1 » à la « Centrale ». Son encombrement et son poids sont donnés dans le paragraphe de la solution 1.

Tous les autres appareils de la distribution MT seront livrés à neufs.

Cependant, il faut noter que le local devant contenir les cellules disjoncteurs, contacteurs et de la batterie de condensateurs au niveau de la « Centrale » se trouve en premier étage.

### **I.3.3. Les rouleaux de câbles à transporter :**

Ils seront au nombre de trois :

- Un rouleau de 2040 m pour le câble HN 33 S 22 en aluminium et isolé au PRC. La section du câble est de 150 mm<sup>2</sup> pour une tension spécifiée de 18/30 kV.

- Un rouleau de 225 m pour le câble HN 33 S 22 en aluminium et isolé au PRC. La section du câble est de 240 mm<sup>2</sup> pour une tension spécifiée de 12/20 kV.
- Un rouleau de 2671 m pour le câble HN 33 S 23 en aluminium et isolé au PRC. La section du câble est de 240 mm<sup>2</sup> pour une tension spécifiée de 12/20 kV.

***NB : La distance entre les deux postes de répartition « DF1 » et « Centrale » est d'environ 1200 m.***

#### ***1.4. Besoins en construction :***

Les besoins en construction se résument à la construction du poste « Arrivée Sénélec » au niveau de la « Centrale ».

Nous voudrions savoir le coût du génie civil, en d'autre terme, le coût de la construction du poste.

Le plan détaillé de ce poste donné en annexe.

## CHAPITRE II : ANALYSE DES SOLUTIONS PROPOSEES.

Cette analyse devait être précédée d'une évaluation globale du coût du projet dans chacune des solutions.

En effet, nous avons envoyé par l'intermédiaire des ICS Mbao, un cahier des charges aux entreprises soumissionnaires pour la réalisation du projet. Mais les coûts ne nous sont pas parvenus.

Ainsi, nous nous sommes contentés d'analyser qualitativement les deux solutions proposées.

### **1.1. Solution 1 :**

Les appareils du « DF1 » qui seront conservés ont été mis en place il y'a 22 ans.

Ils s'agissent de deux contacteurs Rollarcs et de quatre disjoncteurs Fluarc, à SF6.

Les contacteurs eux, ont une très grande endurance électrique et mécanique (300 000 manœuvres) et ne demande aucun entretien. Ce qui fait qu'ils peuvent être réutilisés sans aucun risque.

Par contre, les disjoncteurs, bien qu'ayant une grande endurance mécanique, leur endurance électrique correspond à une durée de vie d'environ vingt ans ; ce qui correspond à l'âge de ces appareils. De plus, les disjoncteurs Fluarc à SF6 demandent d'être entretenus tous les cinq ans ; et ce programme d'entretien n'a pas été respecté.

En effet, du fait que ces appareils sont aux départs des transformateurs alimentant des unités sensibles telles que les ateliers de production des engrais (DAP), de stockage de l'ammoniaque et la direction ; ils doivent avoir une bonne qualité de service.

Ainsi, avant d'adopter cette solution, l'entreprise doit d'abord s'assurer, par une vérification pertinente, que ces appareils peuvent encore donner un bon service et pendant longtemps.

Cependant, en terme de coût, la solution 1 reste la moins onéreuse.

### **1.2. Solution 2 :**

La solution 2 permettra à l'entreprise d'homogénéiser son appareillage MT non seulement en terme de type d'appareils, mais aussi en terme d'âge. Elle lui permettra de refaire l'ensemble du système de relaying de protection et de commande de ces appareils et de s'assurer d'une bonne qualité de service. De même, un même programme d'entretien peut être établi pour tous les appareils MT.

Ainsi, le nombre d'intervention au niveau de la distribution MT sera nettement diminué.

C'est la solution la plus sûre. Mais aussi en terme coût, bien que nous n'ayons pas pu faire les calculs, nous pouvons dire par une simple comparaison qu'elle est la plus chère.

## CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS :

Le but de ce projet est de mener au niveau du site engrais des ICS, une étude détaillée du transfert d'un poste de répartition électrique et d'un poste de livraison de la ligne HT de la Sénélec dans une zone où leur fonctionnement sera optimal et en plus de remettre à niveau l'installation MT.

Ce travail a pu être effectué et ainsi :

- Les deux postes seront transférés au niveau de la « Centrale ».
- Pour ce qui est de la remise à niveau, deux solutions sont proposées, à savoir une remise à niveau complète ou une remise à niveau partielle de l'installation MT. Et nous avons laissé à l'entreprise le choix d'adopter la solution qu'elle trouve plus la économique.

En plus, une compensation de l'énergie réactive est réalisée. Cependant, la compensation faite n'est pas très rigoureuse du fait que nous n'avons pas eu un historique du facteur de puissance de l'installation.

En effet, nous recommandons à l'entreprise :

- D'exiger aux fournisseurs toute la documentation nécessaire à la pose et à l'entretien des appareils. Et en plus celle donnant les caractéristiques de tout l'appareillage livré.
- De s'assurer de la bonne pose des appareils.
- De veiller à ce que les programmes d'entretien établis par les constructeurs des appareils soient respectés.
- D'installer des compteurs d'énergie réactive au niveau de chaque atelier, afin de pouvoir évaluer les variations de leur facteur de puissance pour pouvoir réaliser une meilleur relèvement du  $\cos\phi$ .

## **ANNEXES**

## ANNEXE 1 : Caractéristiques électriques des appareils.

### Caractéristiques des groupes coelmos :

(Non eu).

### Caractéristiques des groupes caterpillars :

Régime nominal (tr/mn)	900 à 1800
Ralenti (tr/mn)	550
Nombre de cylindre	16 en V à 60°
Alésage	170 mm
Course	190 mm
Type	4 temps Turbocompresseur Refroidisseur d'admission
Carburant	Diesel
Fréquence (Hz)	50
Cylindrée/cylindre	4,3 l
Total	69,1 l
Sens de rotation	Inverse sens de l'horloge
Méthode de démarrage	Démarrateurs électriques
Méthode d'injection	Injecteurs pompes
Cerveau	Wood Word

### Caractéristiques des transformateurs de 1600 kVA :

- ✓ Puissance nominale.....1600 kVA.
- ✓ Tension au primaire....3.3 kV.
- ✓ Tension au secondaire.....380 V.
- ✓ Fréquence .....50 Hz.
- ✓ Diélectrique .....Huile.
- ✓ Symbole de couplage.... ΔY.
- ✓ Tension de court-circuit.....6 %.

### Caractéristiques de transformateurs de 630 kVA :

- ✓ Puissance nominale...630 kVA.
- ✓ Tension au primaire....3.3 kV.
- ✓ Tension au secondaire....380 V.
- ✓ Fréquence .....50 Hz.
- ✓ Diélectrique .....Huile.



- ✓ Symbole de couplage....  $\Delta Y$ .
- ✓ Tension de court-circuit.....4 %.

### **Caractéristiques du sectionneur au niveau du poste « Arrivéé Sénégal » :**

- ✓ Isolement..... 36000 V
- ✓ Intensité.....400 A.

### **Caractéristiques du TF1 :**

- ✓ Type d'installation.....intérieur
- ✓ Type de refroidissement.....ONAN
- ✓ Normes.....52100-52112-1-CEI 76
- ✓ Puissance nominale.....5 MVA
- ✓ Tension primaire.....30 kV
- ✓ Tension secondaire.....3.37 kV
- ✓ Prise de réglage sur le primaire.....2.5/5 %
- ✓ Fréquence.....50Hz
- ✓ Diélectrique.....Huile
- ✓ Symbole de couplage..... $\Delta Y$
- ✓ Type de raccordement :
  - Côté primaire : PF 400 avec bornes en porcelaines non embrochables.
  - Côté secondaire : PF 1250 avec bornes en porcelaines non embrochables.
- ✓ Niveau d'isolement :
  - Côté primaire.....36 kV
  - Côté secondaire.....7.2 kV
- ✓ Température ambiante.....40 °C
- ✓ Type d'enroulement
  - Côté primaire.....cuivre
  - Côté secondaire.....cuivre
- ✓ Tension de court-circuit.....8 %
- ✓ Dimensions :
  - Longueur.....3500 mm
  - Largeur.....2400 mm
  - Hauteur.....2800 mm
  - Entraxe des galets.....1490 mm
- ✓ Poids :
  - Huile.....2600 kg

- Total.....10400 k
- ✓ **Equipement :**
  - Conservateur d'huile
  - Relais buecholz
  - Thermostat 2 contacts
  - Plaque signalétique
  - 4 galets de roulement
  - Anncaux de levage
  - Vanne de vidange
  - Prise de terre

Ce transformateur est équipé de prises mobiles pour câble :

- Un jeu de 3 prises mobiles équerre PME 400 pour câble de 95 à 240<sup>2</sup> Alu ou cuivre
- Deux de 3 prises mobiles équerre PME 1250 pour câble de 95 à 630<sup>2</sup> Alu ou cuivre.

**Caractéristiques de J1 :**

*Pour la commande :*

- ✓ Tension de fermeture.....48 V DC
- ✓ Tension d'ouverture.....48 V DC
- ✓ Tension du moteur.....220 V AC
- ✓ Fréquenc.....50 Hz

**Caractéristiques de J2 :**

- ✓ Tension assignée  $U_r$  .....12 kV
- ✓ Intensité assignée  $I_N$ .....1250 A
- ✓ Pouvoir de coupure  $I_{cc}$ .....25 kA
- ✓ Tension de protection  $U_p$ .....75 kV
- ✓ Fréquence.....50 Hz
- ✓ Pression du gaz SF6.....1.5 bar

*Pour la commande :*

- ✓ Tension d'armement.....220 V AC
- ✓ Tension de fermeture.....48 V DC
- ✓ Tension d'ouverture.....48 V DC

**Caractéristiques de J3 :**

*Pour la commande :*

- ✓ Tension d'armement.....220 V AC
- ✓ Tension de fermeture.....48 V DC
- ✓ Tension d'ouverture.....48 V DC
- ✓ Fréquence.....50 Hz

**Caractéristiques des disjoncteurs départs transformateurs de 1600 kVA :**

*Pour la commande :*

- ✓ Tension de fermeture.....48 V DC
- ✓ Tension d'ouverture.....48 V ; 100 V DC
- ✓ Tension d'armement.....220 V AC
- ✓ Fréquence.....50 Hz

**Caractéristiques des contacteurs :**

- ✓ Tension assignée.....7.2 kV
- ✓ Fréquence.....50 / 60 Hz
- ✓ Courant assigné.....400 A.
- ✓ Courant de courte durée admissible.....10 kA.

*Pour la commande :*

- ✓ Tension de fermeture.....220 V CA
- ✓ Tension d'ouverture.....100 V CA.

**Caractéristiques du disjoncteur D4 :**

- ✓ Type : GWS H515-10/630/250/6S1.
- ✓ U série :.....10 kV.
- ✓ U nominale.....3.3 kV.
- ✓ U théorique.....24 kV.
- ✓ Fréquence.....50 Hz.
- ✓ Température.....45 °C.
- ✓ I nominale.....630 A.
- ✓ I théorique.....24 kA.
- ✓ I dynamique.....60 kA.
- ✓ Fluide de soufflage est de l'huile.

**Caractéristiques du disjoncteur D8 :**

- ✓ Type : GWS H515-10/630/250/6S1.
- ✓ U série :.....10 kV.
- ✓ U nominale.....3.3 kV.

- ✓ U théorique.....24 kV.
- ✓ Fréquence.....50 Hz.
- ✓ Température.....45 °C.
- ✓ I nominale.....630 A.
- ✓ I théorique.....24 kA.
- ✓ I dynamique.....60 kA.
- ✓ Fluide de soufflage est de l'huile.

**Caractéristiques du disjoncteur D8' :**

- ✓ Type : GWS H515-10/630/250/6S1.
- ✓ U série :.....10 kV.
- ✓ U nominale.....3.3 kV.
- ✓ U théorique.....24 kV.
- ✓ Fréquence.....50 Hz.
- ✓ Température.....45 °C.
- ✓ I nominale.....630 A.
- ✓ I théorique.....24 kA.
- ✓ I dynamique.....60 kA.
- ✓ Fluide de soufflage est de l'huile.

**Caractéristiques du disjoncteur D6 :**

- ✓ Type : 3 AC-10 N/630-250/6 EU.
- ✓ U série :.....10 kV.
- ✓ U nominale.....6/7.2 kV.
- ✓ NA.....250 MVA.
- ✓ Fréquence.....10 kHz.
- ✓ Température.....45 °C.
- ✓ I nominale.....630 A.
- ✓ I théorique.....30 kA.
- ✓ I<sub>E</sub>.....75/62 kA.
- ✓ I<sub>r</sub>.....1.4 .
- ✓ Fluide de soufflage est de l'huile.

**Caractéristiques du disjoncteur G8 :**

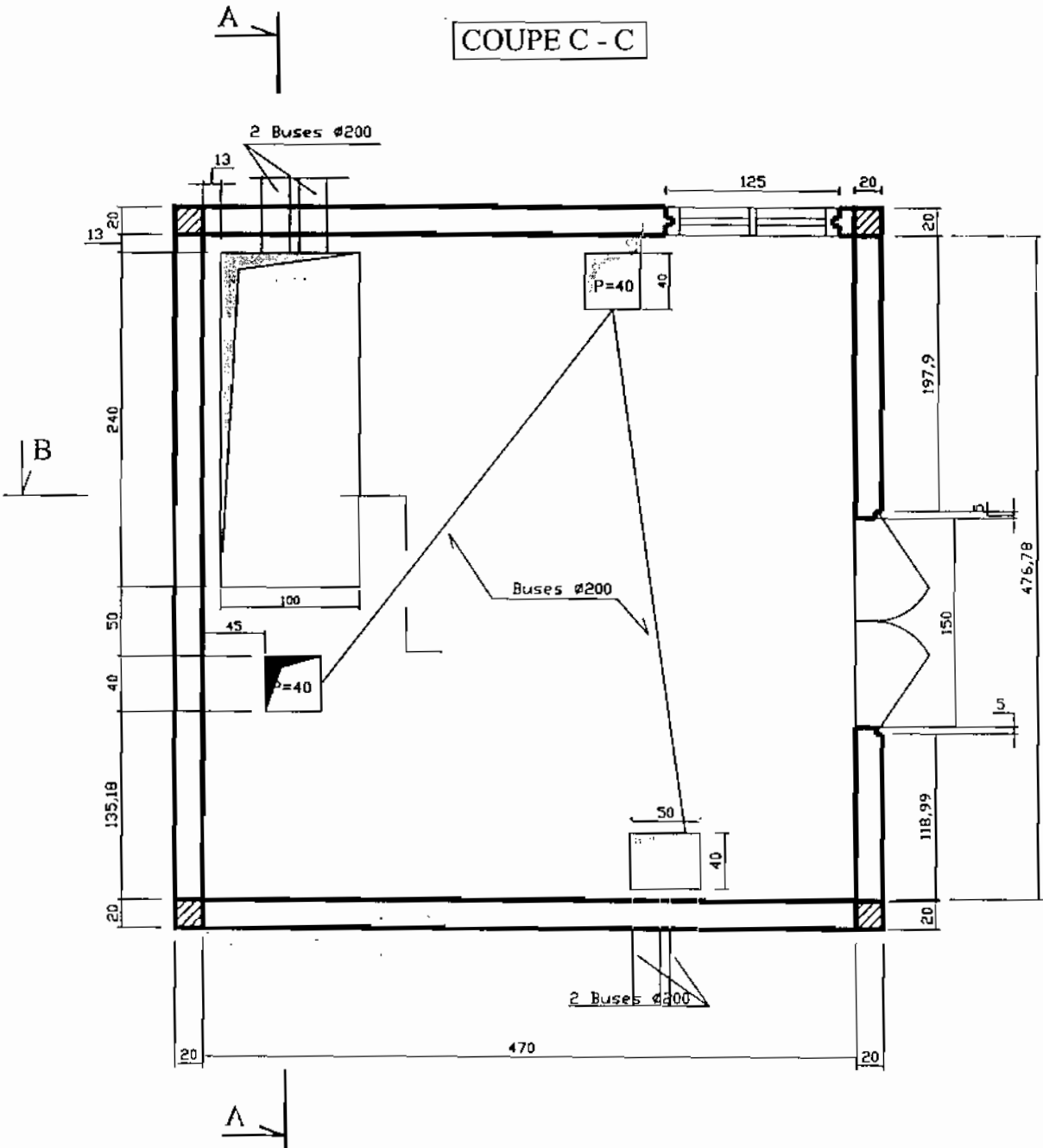
- ✓ Type : GWS H515-10/630/250/6S1.
- ✓ U série :.....10 kV.
- ✓ U nominale.....3.3 kV.

- ✓ U théorique.....24 kV.
- ✓ Fréquence.....50 Hz.
- ✓ Température.....45 °C.
- ✓ I nominale.....630 A.
- ✓ I théorique.....24 kA.
- ✓ I dynamique.....60 kA.
- ✓ Fluide de soufflage est de l'huile.

**Caractéristiques des disjoncteurs départs transformateurs de 630 kVA :**

- ✓ Type : GWS H515-10/630/250/6S1.
- ✓ U série :.....10 kV.
- ✓ U nominale.....3.3 kV.
- ✓ U théorique.....24 kV.
- ✓ Fréquence.....50 Hz.
- ✓ Température.....45 °C.
- ✓ I nominale.....630 A.
- ✓ I théorique.....24 kA.
- ✓ I dynamique.....60 kA.
- ✓ Fluide de soufflage est de l'huile.

## **ANNEXE 2 : Plan du poste de livraison HT :**



Dessiné : KIND Sarl  
 Vérifié : Max

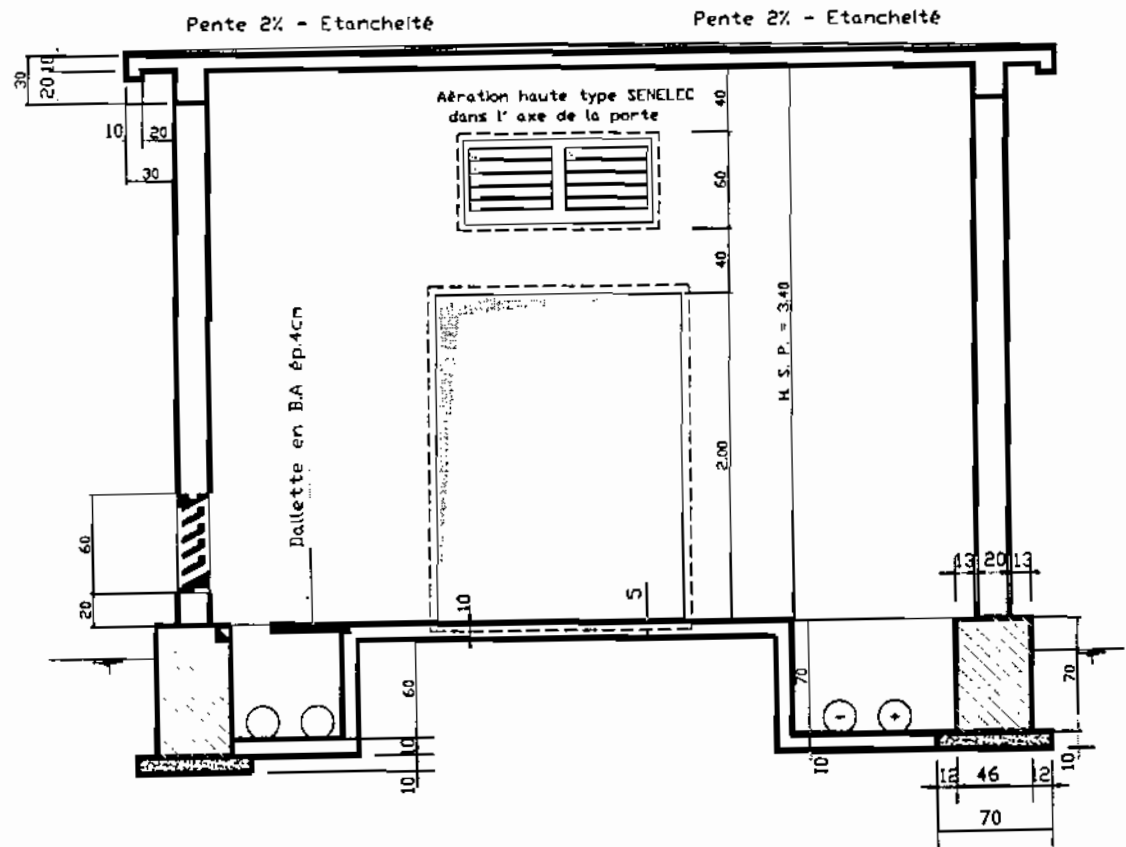
**Poste SITE ENGRAIS DES ICS**  
 Genie civil

Date : 11 12 04  
 Echelle : 1/50





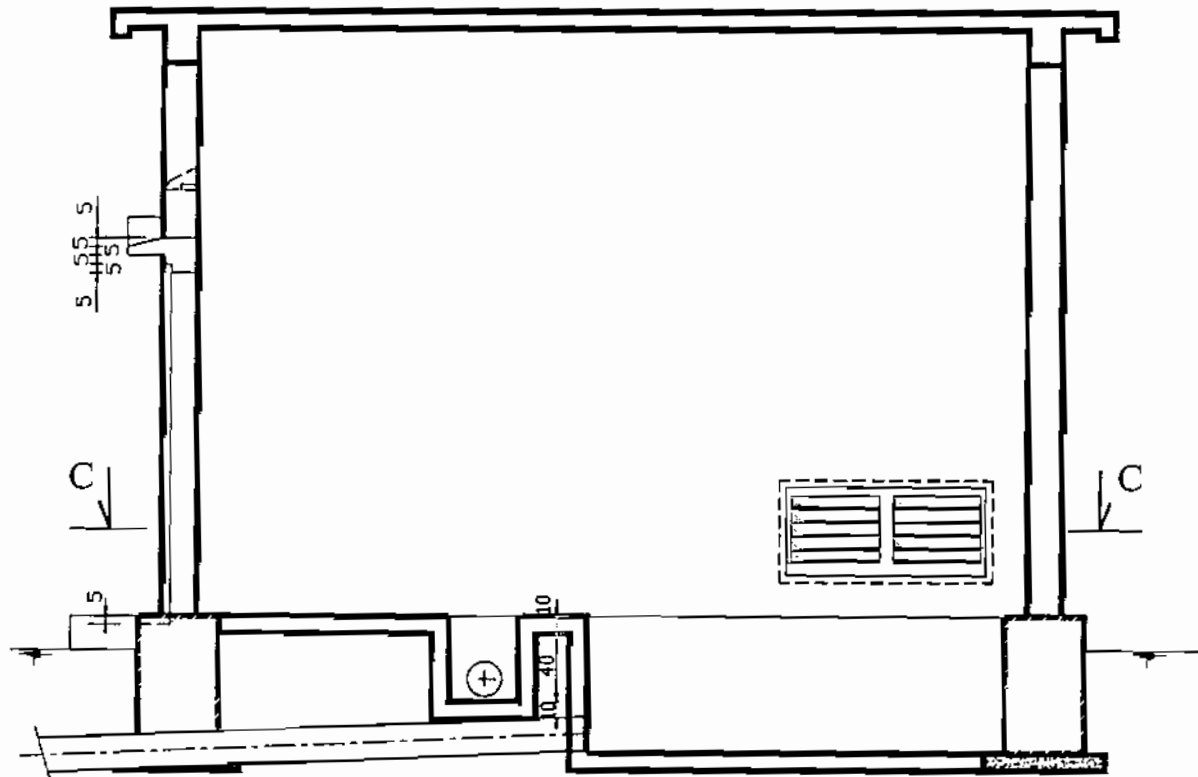
**COUPE B - B**



Terre & fond de fouilles Cu nu 38mm<sup>2</sup> en boucle + raccords & griffes

Dessiné :	<b>Poste SITE ENGRAIS DES ICS</b> Genie civil	Date :
Vérifié :		Echelle : 1/50

COUPE A - A



Dessiné :

Vérifié :

**Poste SITE ENGRAIS DES ICS**

**Genie civil**

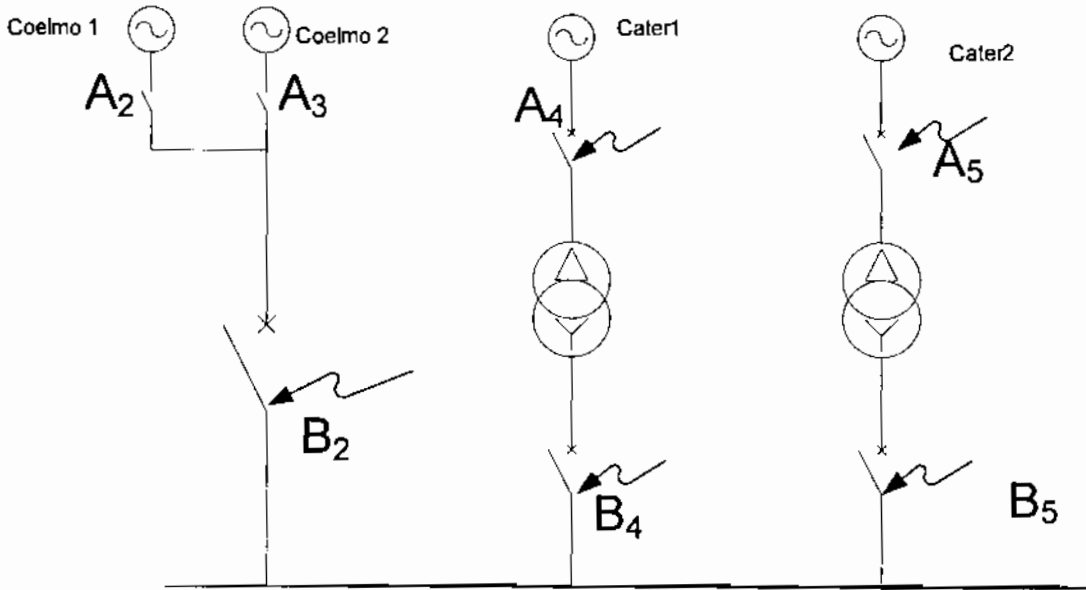
Date :

Echelle : 1/50

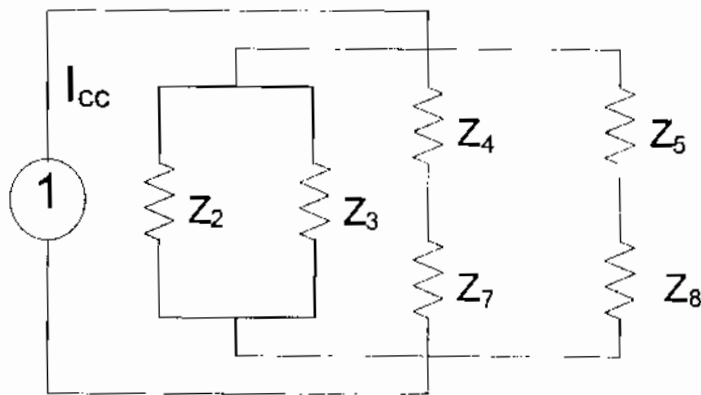
### ANNEXE 3 : Détails de calcul des impédances relatives équivalentes.

#### 1. Impédance relative équivalente en B1 :

Les sources desservants sur le jeu de barre sont les suivantes



Le circuit électrique équivalent est le suivant

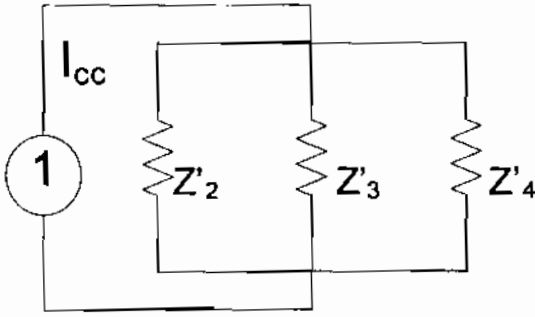


$$Z'_2 = \frac{Z_2}{2}$$

$$Z'_2 \dots\dots\dots = 8 * 10^{-8} \Omega / V^2$$

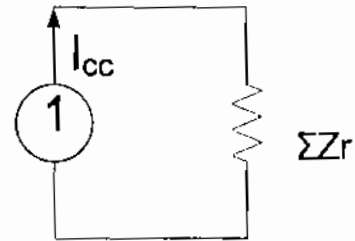
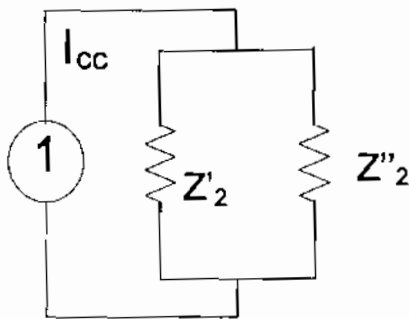
$$Z'_3 = Z'_4 = Z_5 + Z_8$$

$$Z'_3 = Z'_4 \dots\dots\dots = 1.91 * 10^{-7} \Omega / V^2$$



$$Z''_2 = \frac{Z'_3 * Z'_4}{Z'_3 + Z'_4} = \frac{Z'_3}{2}$$

$$Z''_2 \dots \dots \dots = 9.56 * 10^{-8} \Omega / V^2$$

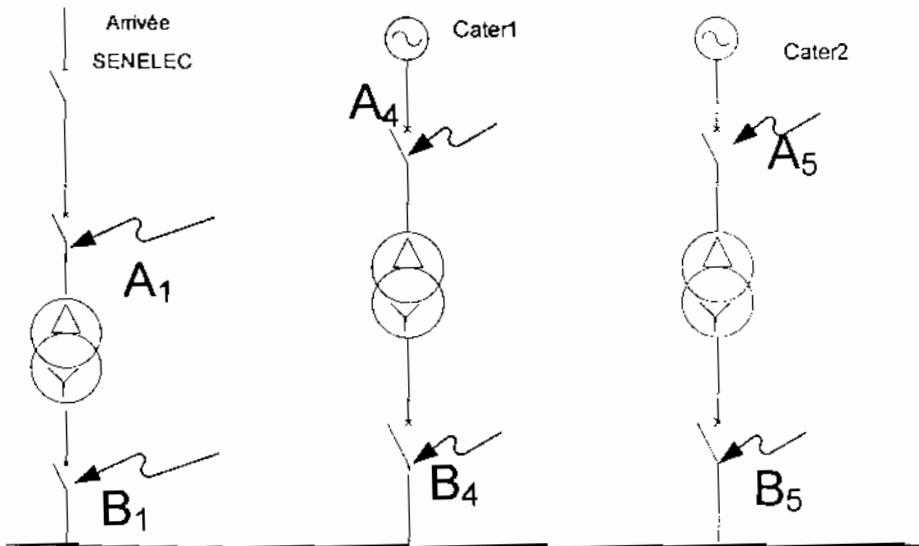


$$\Sigma Zr = \frac{Z'_2 * Z''_2}{Z'_2 + Z''_2}$$

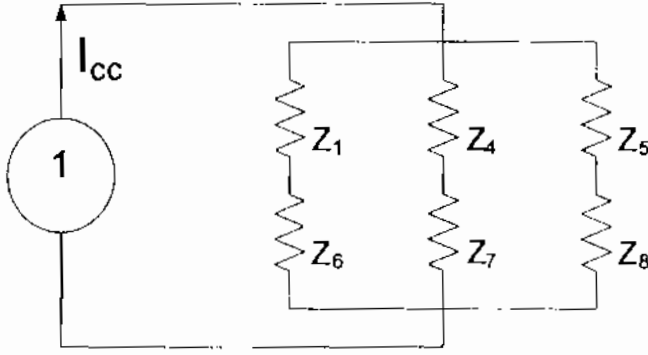
$$\Sigma Zr \dots \dots \dots = 4.36 * 10^{-8} \Omega / V^2$$

**2. Impédance relative équivalente en B2**

Les sources desservants sur le jeu de barre sont les suivantes



Le circuit électrique équivalent est le suivant

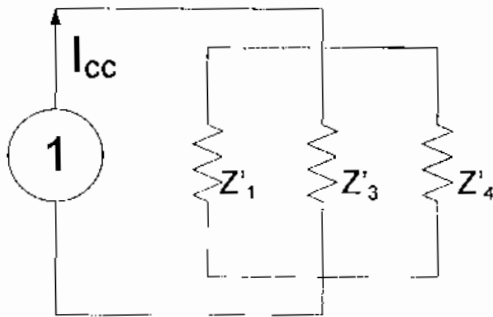


$$Z'_1 = Z_1 + Z_6$$

$$Z'_1 \dots\dots\dots = 1.80 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

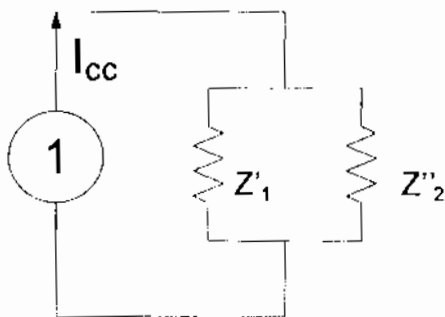
$$Z'_3 = Z'_4 = Z_5 + Z_8$$

$$Z'_3 = Z'_4 \dots\dots\dots = 1.91 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

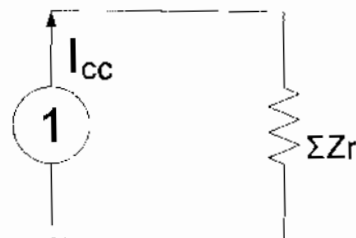


$$Z''_2 = \frac{Z'_3 * Z'_4}{Z'_3 + Z'_4} = \frac{Z'_3}{2}$$

$$Z''_2 \dots\dots\dots = 9.5 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$



$$\Sigma Zr = \frac{Z'_1 * Z''_2}{Z'_1 + Z''_2}$$

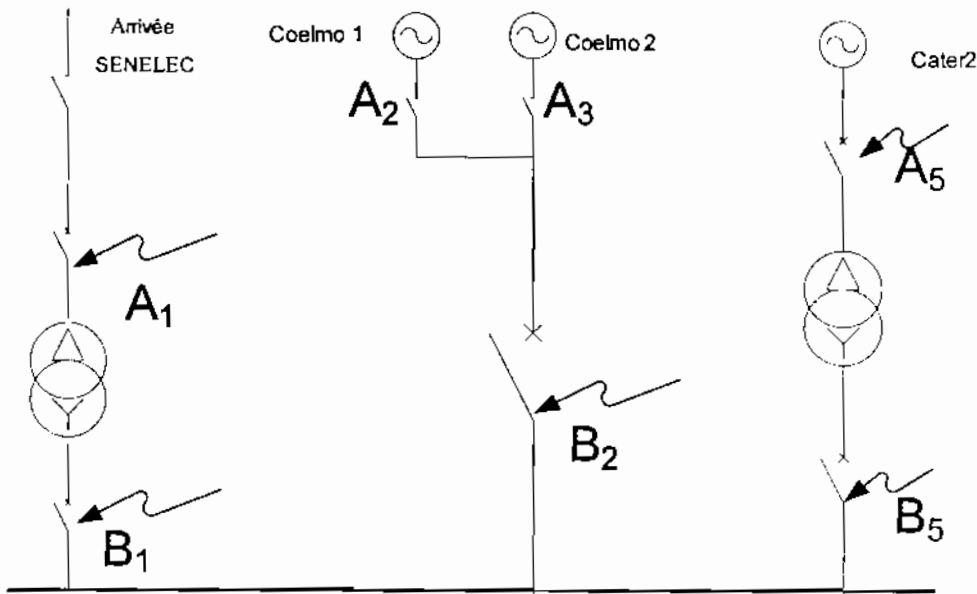


$\Sigma Z_r \dots\dots\dots = 1.38 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$

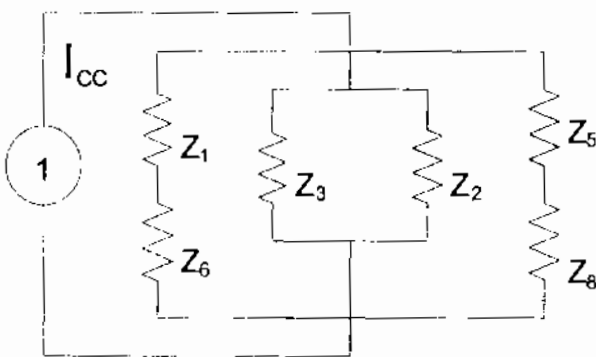
**3. Impédance relative équivalente en B4 et B5 :**

Dans ce cas un des deux catcr déverse sur le jeu de barre, ainsi l'impédance équivalente en B4 est égale à celle en B5.

Les sources desservants sur le jeu de barre sont les suivantes :



Le schéma électrique équivalent est le suivant :



$Z'_1 = Z_1 + Z_6$

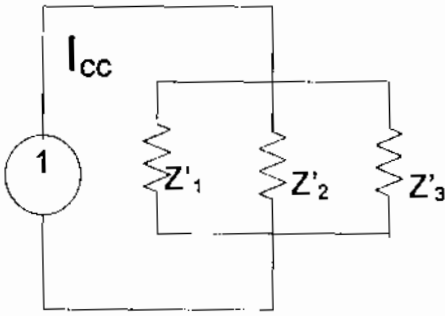
$Z'_1 \dots\dots\dots = 1.80 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$

$Z'_2 = \frac{Z_3 \cdot Z_2}{Z_3 + Z_2} = \frac{Z_2}{2}$

$Z'_2 \dots\dots\dots = 8 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$

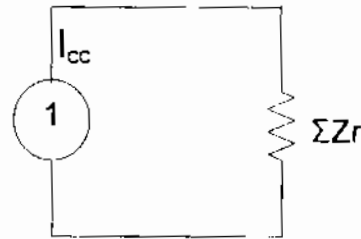
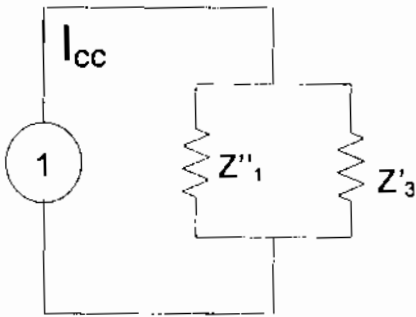
$$Z'_3 = Z_5 + Z_8$$

$$Z'_3 \dots\dots\dots = 1.91 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$



$$Z''_1 = \frac{Z'_1 * Z'_2}{Z'_1 + Z'_2}$$

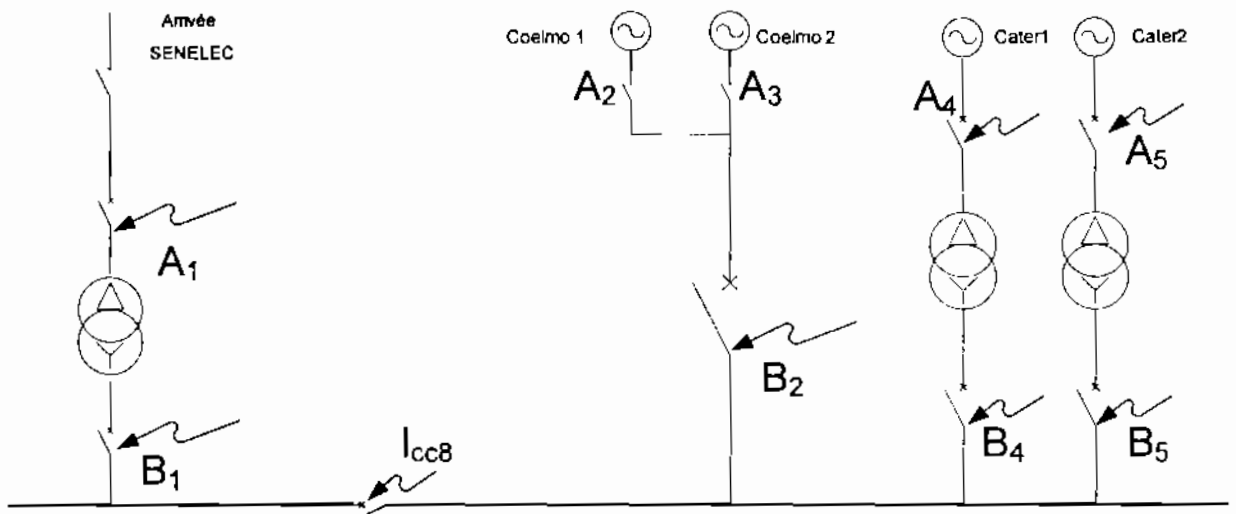
$$Z''_1 \dots\dots\dots = 1.47 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$



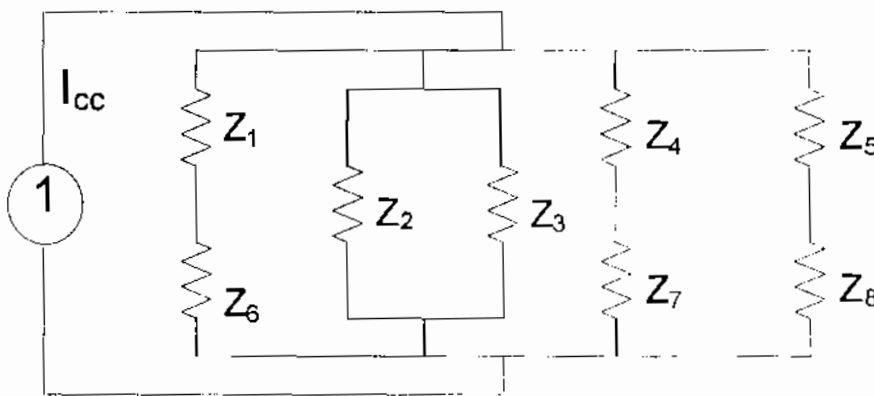
$$\Sigma Z_r = \frac{Z''_1 * Z'_3}{Z''_1 + Z'_3}$$

$$\Sigma Z_r \dots\dots\dots = 1.36 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

**4. Calcul de l'impédance relative équivalente sur le jeu de barre :**



Le schéma électrique correspondant est le suivant



$$Z'_1 = Z_1 + Z_6$$

$$Z'_1 \dots \dots \dots = 1.80 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

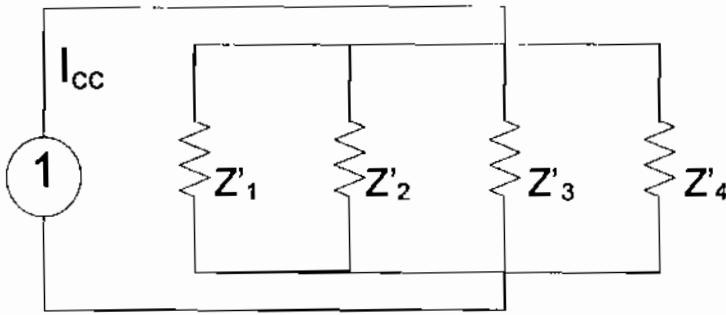
$$Z'_2 = \frac{Z_2 \cdot Z_3}{Z_2 + Z_3} = \frac{Z_2}{2}$$

$$Z'_2 \dots \dots \dots = 8 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$Z'_3 = Z'_4 = Z_5 + Z_8$$

$$Z'_3 = Z'_4 \dots \dots \dots = 1.91 \cdot 10^{-7} \Omega / V^2$$



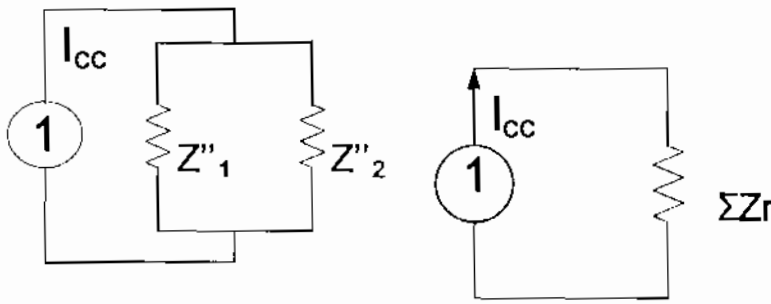


$$Z''_1 = \frac{Z'_1 * Z'_2}{Z'_1 + Z'_2}$$

$$Z''_1 \dots \dots \dots = 1.47 * 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$Z''_2 = \frac{Z'_3 * Z'_4}{Z'_3 + Z'_4} = \frac{Z'_3}{2}$$

$$Z''_2 \dots \dots \dots = 9.56 * 10^{-8} \Omega / V^2$$

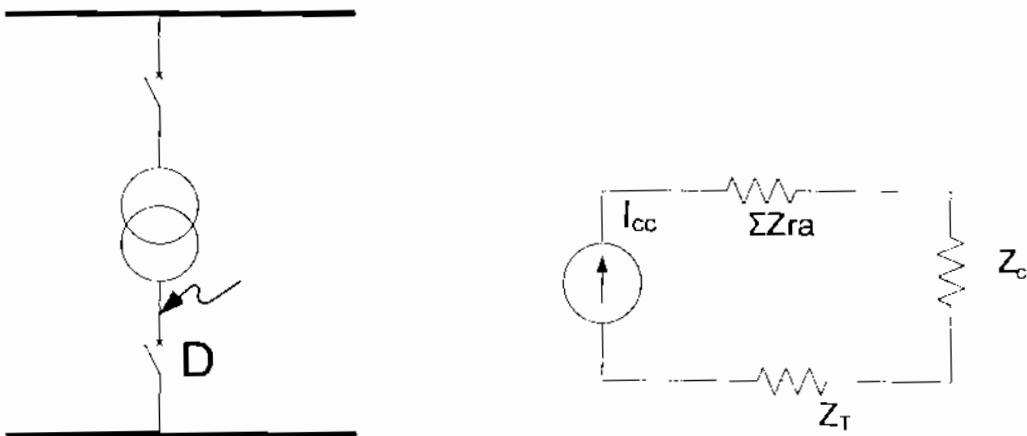


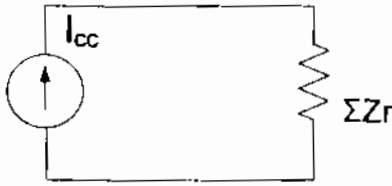
$$\Sigma Zr = \frac{Z''_1 * Z''_2}{Z''_1 + Z''_2}$$

$$\Sigma Zra \dots \dots \dots = 1.27 * 10^{-8} \Omega / V^2$$

**5. Calcul des impédances relatives équivalentes pour la détermination du courant de court-circuit en aval des transformateurs :**

Le schéma électrique correspondant est le suivant :





a) **Au niveau de D1 :**

$$\Sigma Z_{ra} \dots\dots\dots = 1.27 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$Z_c \dots\dots\dots = 8.57 \cdot 10^{-9} \Omega / V^2$$

$$Z_T = \frac{1}{S_n} \cdot \frac{U_{cc}}{100}$$

$$U_{cc} \dots\dots\dots = 4\%$$

$$S_n \dots\dots\dots = 630 \text{ kVA}$$

$$Z_T \dots\dots\dots = 6.35 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$\Sigma Z_r = \Sigma Z_{ra} + Z_T + Z_c$$

$$\Sigma Z_r \dots\dots\dots = 8.47 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

b) **Au niveau de D2**

$$\Sigma Z_{ra} \dots\dots\dots = 1.27 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$Z_c \dots\dots\dots = 5.03 \cdot 10^{-9} \Omega / V^2$$

$$Z_T = \frac{1}{S_n} \cdot \frac{U_{cc}}{100}$$

$$U_{cc} \dots\dots\dots = 6\%$$

$$S_n \dots\dots\dots = 1600 \text{ kVA}$$

$$Z_T \dots\dots\dots = 3.75 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$\Sigma Z_r = \Sigma Z_{ra} + Z_T + Z_c$$

$$\Sigma Z_r \dots\dots\dots = 5.53 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

c) **Au niveau de D5 et D6**

$$\Sigma Z_{ra} \dots\dots\dots = 1.27 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$Z_c \dots\dots\dots = 6.87 \cdot 10^{-9} \Omega / V^2$$

$$Z_T = \frac{1}{S_n} \cdot \frac{U_{cc}}{100}$$

$$U_{cc} \dots\dots\dots = 6\%$$

$$S_n \dots\dots\dots = 1600 \text{ kVA}$$

$$Z_T \dots\dots\dots = 3.75 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$\Sigma Z_r = \Sigma Z_{ra} + Z_T + Z_c$$

$$\Sigma Z_r \dots\dots\dots = 5.71 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

**d) Au niveau de D 9**

$$\Sigma Z_{ra} \dots\dots\dots = 1.27 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$Z_c \dots\dots\dots = 9.54 \cdot 10^{-9} \Omega / V^2$$

$$Z_T = \frac{1}{S_n} \cdot \frac{U_{cc}}{100}$$

$$U_{cc} \dots\dots\dots = 6\%$$

$$S_n \dots\dots\dots = 1600 \text{ kVA}$$

$$Z_T \dots\dots\dots = 3.75 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$\Sigma Z_r = \Sigma Z_{ra} + Z_T + Z_c$$

$$\Sigma Z_r \dots\dots\dots = 5.98 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

**e) Au niveau de D10**

$$\Sigma Z_{ra} \dots\dots\dots = 1.27 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$Z_c \dots\dots\dots = 4.07 \cdot 10^{-9} \Omega / V^2$$

$$Z_T = \frac{1}{S_n} \cdot \frac{U_{cc}}{100}$$

$$U_{cc} \dots\dots\dots = 4\%$$

$$S_n \dots\dots\dots = 630 \text{ kVA}$$

$$Z_T \dots\dots\dots = 6.35 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$\Sigma Z_r = \Sigma Z_{ra} + Z_T + Z_c$$

$$\Sigma Z_r \dots\dots\dots = 8.03 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

**f) Au niveau de D11**

$$\Sigma Z_{ra} \dots\dots\dots = 1.27 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$Z_c \dots\dots\dots = 3.18 \cdot 10^{-9} \Omega / V^2$$

$$Z_T = \frac{1}{S_n} \cdot \frac{U_{cc}}{100}$$

$$U_{cc} \dots\dots\dots = 4\%$$

$$S_n \dots\dots\dots = 630 \text{ kVA}$$

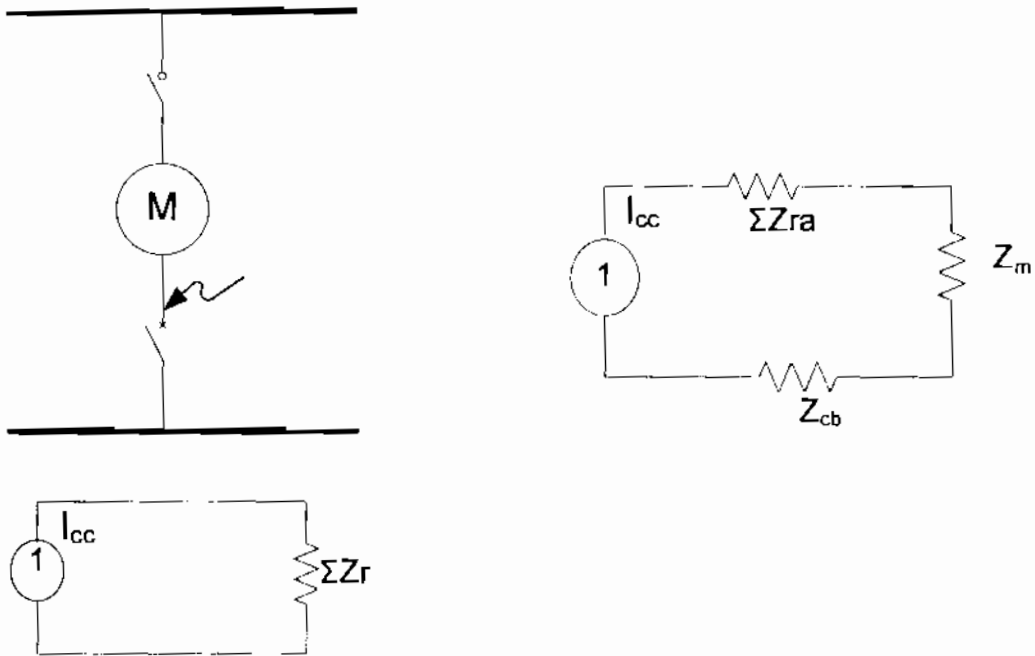
$$Z_T \dots\dots\dots = 6.35 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

$$\Sigma Z_r = \Sigma Z_{ra} + Z_T + Z_c$$

$$\Sigma Z_r \dots\dots\dots = 7.65 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$$

**6. Calcul des impédances relatives équivalentes pour la détermination du courant de court-circuit en aval des moteurs asynchrones MT :**

Le schéma électrique correspondant est le suivant



**a) Au niveau du ventililo**

$\Sigma Z_{ra} \dots \dots \dots = 1.27 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$

$Z_{cp} \dots \dots \dots = 6.57 \cdot 10^{-9} \Omega / V^2$

$Z_T = \frac{1}{S_n} * \frac{e}{100}$

$e \dots \dots \dots = 20\%$

$\cos \phi \dots \dots \dots = 0.8$

$S_n \dots \dots \dots = 200 \text{ kW}$

$Z_m \dots \dots \dots = 8.00 \cdot 10^{-7} \Omega / V^2$

$\Sigma Z_r = \Sigma Z_{ra} + Z_m + Z_{cp}$

$\Sigma Z_r \dots \dots \dots = 8.19 \cdot 10^{-7} \Omega / V^2$

**b) Au niveau du sécheur**

$\Sigma Z_{ra} \dots \dots \dots = 1.27 \cdot 10^{-8} \Omega / V^2$

$Z_{cp} \dots \dots \dots = 7.28 \cdot 10^{-9} \Omega / V^2$

$Z_T = \frac{1}{S_n} * \frac{e}{100}$

$e \dots \dots \dots = 20\%$

$\cos\phi$  ..... = 0.8

$S_n$  ..... = 280 kW

$Z_m$  ..... =  $5.71 \cdot 10^{-7} \Omega / V^2$

$\Sigma Z_r = \Sigma Z_{ra} + Z_m + Z_{cp}$

$\Sigma Z_r$  ..... =  $5.91 \cdot 10^{-7} \Omega / V^2$

**ANNEXE 4 : Tableaux des relevées de facteurs de puissance.**

**Détermination du facteur de puissance moyen**

**05\_05\_2005**

**Coelmo**

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	92	98	92	92	95	100	109	100	93	82	81	86	96
puissance active P (kW)	487	490	498	498	500	511	523	514	499	392	452	476	464
cosφ	0,9	0,89	0,87	0,87	0,86	0,86	0,88	0,89	0,87	0,92	0,94	0,94	0,83
puissance apparente S (kVA)	541,11	550,56	572,41	572,41	581,40	594,19	594,32	577,53	573,56	426,09	480,85	506,38	559,04
puissance réactive Q (kVAR)	235,86	251,03	282,23	282,23	296,68	303,21	282,29	263,33	282,80	166,99	164,05	172,76	311,81
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	69	95	92	95	99	95	88	90	100	100	106	63	92,32
puissance active P (kW)	335	523	464	514	463	439	487	534	534	374	536	347	474,16
cosφ	0,9	0,92	0,88	0,8	0,9	0,9	0,91	0,91	0,9	0,85	0,87	0,87	0,8852
puissance apparente S (kVA)	372,22	568,48	527,27	642,50	514,44	487,78	535,16	586,81	593,33	440,00	616,09	398,85	536,51191
puissance réactive Q (kVAR)	162,25	222,80	250,44	385,50	224,24	212,62	221,88	243,30	258,63	231,78	303,77	196,65	248,3655

**Cater**

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	80	80	80	80	80	80	80	85	85	90	100	100	90
puissance active P (kW)	470	450	450	450	480	480	480	450	450	450	450	450	450
Cosφ	0,93	0,93	0,93	0,93	0,9	0,9	0,9	0,88	0,88	0,95	0,72	0,72	0,95
puissance apparente S (kVA)	505,38	483,87	483,87	483,87	533,33	533,33	533,33	511,36	511,36	473,68	625,00	625,00	473,68
puissance réactive Q (kVAR)	185,76	177,85	177,85	177,85	232,47	232,47	232,47	242,88	242,88	147,91	433,73	433,73	147,91
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	85	95	90	100	105	100	100	100	100	85	90	90	90
puissance active P (kW)	450	500	480	500	500	500	550	550	550	500	500	500	481,6
Cosφ	0,88	0,87	0,84	0,83	0,84	0,83	0,85	0,87	0,87	0,95	0,91	0,91	0,88
puissance apparente S (kVA)	511,36	574,71	571,43	602,41	595,24	602,41	647,06	632,18	632,18	526,32	549,45	549,45	550,85
puissance réactive Q (kVAR)	242,88	283,36	310,05	336,00	322,97	336,00	340,86	311,70	311,70	164,34	227,81	227,81	259,25



06\_05\_2005

Coelmo

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	63	73	110	105	107	113	112	101	89	104	117	79	
puissance active P (kW)	347	372	504	550	558	565	564	563	525	515	652	419	
cosφ	0,87	0,84	0,89	0,89	0,91	0,91	0,91	0,92	0,9	0,96	0,9	0,94	
puissance apparente S (kVA)	398,85	442,86	566,29	617,98	613,19	620,88	619,78	611,96	583,33	536,46	724,44	445,74	
puissance réactive Q (kVAR)	196,65	240,29	258,21	281,77	254,23	257,42	256,97	239,84	254,27	150,21	315,78	152,08	0,00
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	169			96	102	95	106	100	105	105	110	104	102,95
puissance active P (kW)	806			496	523	478	570	514	547	596	528	493	531,14
cosφ	0,83			0,92	0,92	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,89	0,87	0,90
puissance apparente S (kVA)	971,08			539,13	568,48	525,27	633,33	571,11	607,78	662,22	593,26	566,67	591,8
puissance réactive Q (kVAR)	541,64	0,00	0,00	211,30	222,80	217,78	276,06	248,94	264,92	288,66	270,50	279,40	227,19

<b>Cater</b>													
Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	95	105	100
puissance active P (kW)	500	500	525	500	500	500	500	500	520	500	520	520	850
cosφ	0,81	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,93	0,95	0,85	0,8	0,87
puissance apparente S (kVA)	617,28	555,56	583,33	555,56	555,56	555,56	555,56	555,56	559,14	526,32	611,76	650,00	977,01
puissance réactive Q (kVAR)	361,99	242,16	254,27	242,16	242,16	242,16	242,16	242,16	205,52	164,34	322,27	390,00	481,72
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300			3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	140			75	70	70	70	70	70	65	60	65	85
puissance active P (kW)	800			400	400	400	380	350	350	380	360	400	485
cosφ	0,92			0,82	0,87	0,87	0,88	0,56	0,84	0,91	0,91	0,9	0,87
puissance apparente S (kVA)	869,57			487,80	459,77	459,77	431,82	625,00	416,67	417,58	395,60	444,44	559,40038
puissance réactive Q (kVAR)	340,80			279,20	226,69	226,69	205,10	517,81	226,08	173,13	164,02	193,73	268,97063

07\_05\_2005

## Coelmo

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	104	87	70	60	67	62	60	60	63	55	65	59	66
puissance active P (kW)	493	416	371	330	366	324	329	331	331	327	340	336	356
cosφ	0,87	0,9	0,94	0,95	0,92	0,94	0,9	0,94	0,9	0,98	0,98	0,99	0,88
puissance apparente S (kVA)	566,67	462,22	394,68	347,37	397,83	344,68	365,56	352,13	367,78	333,67	346,94	339,39	404,55
puissance réactive Q (kVAR)	279,40	201,48	134,66	108,47	155,92	117,60	159,34	120,14	160,31	66,40	69,04	47,88	192,15
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	80	95	96	98	93	93	57	99	97	60	109	105	78,4
puissance active P (kW)	417	516	512	518	473	473	312	505	527	328	566	587	415,36
cosφ	0,91	0,94	0,92	0,93	0,91	0,91	0,95	0,88	0,92	0,92	0,92	0,91	0,92
puissance apparente S (kVA)	458,24	548,94	556,52	556,99	519,78	519,78	328,42	573,86	572,83	356,52	615,22	645,05	451,02
puissance réactive Q (kVAR)	189,99	187,28	218,11	204,73	215,51	215,51	102,55	272,57	224,50	139,73	241,11	267,45	171,67

<b>Cater</b>													
Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	65	85	75	75	70	75	90	80	85	65	65	65	80
puissance active P (kW)	400	380	350	350	400	380	390	350	390	350	350	350	380
cosφ	0,9	0,84	0,85	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,91	0,93	0,94	0,78
puissance apparente S (kVA)	444,44	452,38	411,76	388,89	500,00	475,00	487,50	437,50	487,50	384,62	376,34	372,34	487,18
puissance réactive Q (kVAR)	193,73	245,46	216,91	169,51	300,00	285,00	292,50	262,50	292,50	159,46	138,33	127,03	304,87
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	85	85	85	85	85	85	55	70	70	70	60	65	75
puissance active P(kW)	400	400	400	400	450	450	300	320	350	320	320	340	370,8
Cosp	0,8	0,72	0,72	0,72	0,91	0,91	0,9	0,8	0,8	0,85	0,81	0,8	0,83
puissance apparente S (kVA)	500,00	555,56	555,56	555,56	494,51	494,51	333,33	400,00	437,50	376,47	395,06	425,00	449,14
puissance réactive Q (kVAR)	300,00	385,54	385,54	385,54	205,03	205,03	145,30	240,00	262,50	198,32	231,68	255,00	247,49

08\_05\_2005

Coelmo

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	103	103	106	104	104	103	110	109	104	106	105	65	
puissance active P (kW)	587	509	548	556	534	533	563	545	495	546	540	338	
cosφ	0,91	0,88	0,89	0,91	0,89	0,9	0,87	0,92	0,9	0,92	0,91	0,96	
puissance apparente S (kVA)	645,05	578,41	615,73	610,99	600,00	592,22	647,13	592,39	550,00	593,48	593,41	352,08	
puissance réactive Q (kVAR)	267,45	274,73	280,75	253,32	273,58	258,14	319,07	232,17	239,74	232,60	246,03	98,58	
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	103	123	125	131	133	135	134	122	142	133	135	130	128,83
puissance active P (kW)	549	670	672	697	664	675	707	644	738	697	714	700	600,87
cosφ	0,92	0,89	0,88	0,89	0,87	0,88	0,89	0,88	0,9	0,88	0,9	0,9	0,90
puissance apparente S (kVA)	596,74	752,81	763,64	783,15	763,22	767,05	794,38	731,82	820,00	792,05	793,33	777,78	671,12
puissance réactive Q (kVAR)	233,87	343,25	362,71	357,08	376,31	364,33	362,21	347,59	357,43	376,20	345,81	339,03	297,58

<b>Cater</b>													
Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	65	60	60	60	55	60	65	65	65	65	65	60	90
puissance active P (kW)	340	300	300	310	350	300	350	350	350	350	350	300	450
Cosp	0,8	0,85	0,87	0,9	0,95	0,86	0,86	0,9	0,9	0,9	0,9	0,92	0,85
puissance apparente S (kVA)	425,00	352,94	344,83	344,44	368,42	348,84	406,98	388,89	388,89	388,89	388,89	326,09	529,41
puissance réactive Q (kVAR)	255,00	185,92	170,02	150,14	115,04	178,01	207,68	169,51	169,51	169,51	169,51	127,80	278,88
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	80	125	90	90	90	90	95	90	90	90	95	100	78,4
puissance active P (kW)	400	600	500	500	500	500	500	500	500	520	520	520	418,4
Cosp	0,85	0,8	0,88	0,87	0,9	0,9	0,9	0,88	0,87	0,9	0,9	0,89	0,88
puissance apparente S (kVA)	470,59	750,00	568,18	574,71	555,56	555,56	555,56	568,18	574,71	577,78	577,78	584,27	476,61
puissance réactive Q (kVAR)	247,90	450,00	269,87	283,36	242,16	242,16	242,16	269,87	283,36	251,85	251,85	266,40	225,90

09\_05\_2005

Coelmo

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	130	127	111	128	130	119	134	132	134	88		184	204
puissance active P (kW)	700	675	662	640	647	628	665	684	686	455		954	1057
cosφ	0,9	0,88	0,88	0,89	0,89	0,89	0,87	0,89	0,89	0,87		0,89	0,91
puissance apparente S (kVA)	777,78	767,05	752,27	719,10	726,97	705,62	764,37	768,54	770,79	522,99		1071,91	1161,54
puissance réactive Q (kVAR)	339,03	364,33	357,31	327,88	331,47	321,73	376,87	350,42	351,45	257,86		488,75	481,58
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	212	210	204	213	210	144	142	124	109	107	101	105	162,07
puissance active P (kW)	1093	1025	1070	1037	1055	794	729	620	540	530	524	561	751,29
cosφ	0,89	0,87	0,89	0,9	0,9	0,91	0,9	0,86	0,88	0,88	0,9	0,89	0,89
puissance apparente S (kVA)	1228,09	1178,16	1202,25	1152,22	1172,22	872,53	810,00	720,93	613,64	602,27	582,22	630,34	844,74
puissance réactive Q (kVAR)	559,96	580,89	548,18	502,24	510,96	361,76	353,07	367,89	291,46	286,06	253,78	287,41	385,51

<b>Coelmo 2</b>													
Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	138	122	108	120	123	121	132	131	130	99		195	205
puissance active P (kW)	689	643	574	617	628	634	682	670	664	473		956	1061
Cosφ	0,89	0,89	0,9	0,9	0,9	0,92	0,91	0,92	0,91	0,82		0,89	0,9
puissance apparente S (kVA)	774,16	722,47	637,78	685,56	697,78	689,13	749,45	728,26	729,67	576,83		1074,16	1178,89
puissance réactive Q (kVAR)	352,99	329,42	278,00	298,83	304,15	270,08	310,73	285,42	302,53	330,16		489,77	513,87
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	203	205	202	208	205	147	142	127	109	108	104	108	162
puissance active P (kW)	1048	1036	1033	1028	1025	792	737	645	567	563	539	544	743,67
cosφ	0,88	0,87	0,89	0,89	0,89	0,92	0,91	0,89	0,93	0,9	0,89	0,89	0,90
puissance apparente S (kVA)	1190,91	1190,80	1160,67	1155,06	1151,69	860,87	809,89	724,72	609,68	625,56	605,62	611,24	830,87
puissance réactive Q (kVAR)	565,65	587,13	529,22	526,66	525,12	337,39	335,79	330,44	224,09	272,67	276,14	278,70	368,96



**Cater**

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	80	80	80	80	80	80	80	85	85	90	100	100	90
puissance active P (kW)	470	450	450	450	480	480	480	450	450	450	450	450	450
Cosφ	0,93	0,93	0,93	0,93	0,9	0,9	0,9	0,88	0,88	0,95	0,72	0,72	0,95
puissance apparente S (kVA)	505,38	483,87	483,87	483,87	533,33	533,33	533,33	511,36	511,36	473,68	625,00	625,00	473,68
puissance réactive Q (kVAR)	185,76	177,85	177,85	177,85	232,47	232,47	232,47	242,88	242,88	147,91	433,73	433,73	147,91
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	85	95	90	100	105	100	100	100	100	85	90	90	90
puissance active P (kW)	450	500	480	500	500	500	550	550	550	500	500	500	481,6
Cosφ	0,88	0,87	0,84	0,83	0,84	0,83	0,85	0,87	0,87	0,95	0,91	0,91	0,88
puissance apparente S (kVA)	511,36	574,71	571,43	602,41	595,24	602,41	647,06	632,18	632,18	526,32	549,45	549,45	550,85
puissance réactive Q (kVAR)	242,88	283,36	310,05	336,00	322,97	336,00	340,86	311,70	311,70	164,34	227,81	227,81	259,25

06\_05\_2005

Coelmo

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	63	73	110	105	107	113	112	101	89	104	117	79	
puissance active P (kW)	347	372	504	550	558	565	564	563	525	515	652	419	
cosφ	0,87	0,84	0,89	0,89	0,91	0,91	0,91	0,92	0,9	0,96	0,9	0,94	
puissance apparente S (kVA)	398,85	442,86	566,29	617,98	613,19	620,88	619,78	611,96	583,33	536,46	724,44	445,74	
puissance réactive Q (kVAR)	196,65	240,29	258,21	281,77	254,23	257,42	256,97	239,84	254,27	150,21	315,78	152,08	0,00
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	169			96	102	95	106	100	105	105	110	104	102,95
puissance active P (kW)	806			496	523	478	570	514	547	596	528	493	531,14
cosφ	0,83			0,92	0,92	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,89	0,87	0,90
puissance apparente S (kVA)	971,08			539,13	568,48	525,27	633,33	571,11	607,78	662,22	593,26	566,67	591,8
puissance réactive Q (kVAR)	541,64	0,00	0,00	211,30	222,80	217,78	276,06	248,94	264,92	288,66	270,50	279,40	227,19

<b>Cater</b>													
Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	95	105	100
puissance active P (kW)	500	500	525	500	500	500	500	500	520	500	520	520	850
cosφ	0,81	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,93	0,95	0,85	0,8	0,87
puissance apparente S (kVA)	617,28	555,56	583,33	555,56	555,56	555,56	555,56	555,56	559,14	526,32	611,76	650,00	977,01
puissance réactive Q (kVAR)	361,99	242,16	254,27	242,16	242,16	242,16	242,16	242,16	205,52	164,34	322,27	390,00	481,72
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300			3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	140			75	70	70	70	70	70	65	60	65	85
puissance active P (kW)	800			400	400	400	380	350	350	380	360	400	485
cosφ	0,92			0,82	0,87	0,87	0,88	0,56	0,84	0,91	0,91	0,9	0,87
puissance apparente S (kVA)	869,57			487,80	459,77	459,77	431,82	625,00	416,67	417,58	395,60	444,44	559,40038
puissance réactive Q (kVAR)	340,80			279,20	226,69	226,69	205,10	517,81	226,08	173,13	164,02	193,73	268,97063

07\_05\_2005

Coelmo

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	104	87	70	60	67	62	60	60	63	55	65	59	66
puissance active P (kW)	493	416	371	330	366	324	329	331	331	327	340	336	356
cosφ	0,87	0,9	0,94	0,95	0,92	0,94	0,9	0,94	0,9	0,98	0,98	0,99	0,88
puissance apparente S (kVA)	566,67	462,22	394,68	347,37	397,83	344,68	365,56	352,13	367,78	333,67	346,94	339,39	404,55
puissance réactive Q (kVAR)	279,40	201,48	134,66	108,47	155,92	117,60	159,34	120,14	160,31	66,40	69,04	47,88	192,15
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	80	95	96	98	93	93	57	99	97	60	109	105	78,4
puissance active P (kW)	417	516	512	518	473	473	312	505	527	328	566	587	415,36
cosφ	0,91	0,94	0,92	0,93	0,91	0,91	0,95	0,88	0,92	0,92	0,92	0,91	0,92
puissance apparente S (kVA)	458,24	548,94	556,52	556,99	519,78	519,78	328,42	573,86	572,83	356,52	615,22	645,05	451,02
puissance réactive Q (kVAR)	189,99	187,28	218,11	204,73	215,51	215,51	102,55	272,57	224,50	139,73	241,11	267,45	171,67

<b>Cater</b>													
Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	65	85	75	75	70	75	90	80	85	65	65	65	80
puissance active P (kW)	400	380	350	350	400	380	390	350	390	350	350	350	380
cosφ	0,9	0,84	0,85	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,91	0,93	0,94	0,78
puissance apparente S (kVA)	444,44	452,38	411,76	388,89	500,00	475,00	487,50	437,50	487,50	384,62	376,34	372,34	487,18
puissance réactive Q (kVAR)	193,73	245,46	216,91	169,51	300,00	285,00	292,50	262,50	292,50	159,46	138,33	127,03	304,87
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	85	85	85	85	85	85	55	70	70	70	60	65	75
puissance active P(kW)	400	400	400	400	450	450	300	320	350	320	320	340	370,8
Cosφ	0,8	0,72	0,72	0,72	0,91	0,91	0,9	0,8	0,8	0,85	0,81	0,8	0,83
puissance apparente S (kVA)	500,00	555,56	555,56	555,56	494,51	494,51	333,33	400,00	437,50	376,47	395,06	425,00	449,14
puissance réactive Q (kVAR)	300,00	385,54	385,54	385,54	205,03	205,03	145,30	240,00	262,50	198,32	231,68	255,00	247,49

08\_05\_2005

Coelmo

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	103	103	106	104	104	103	110	109	104	106	105	65	
puissance active P (kW)	587	509	548	556	534	533	563	545	495	546	540	338	
cosφ	0,91	0,88	0,89	0,91	0,89	0,9	0,87	0,92	0,9	0,92	0,91	0,96	
puissance apparente S (kVA)	645,05	578,41	615,73	610,99	600,00	592,22	647,13	592,39	550,00	593,48	593,41	352,08	
puissance réactive Q (kVAR)	267,45	274,73	280,75	253,32	273,58	258,14	319,07	232,17	239,74	232,60	246,03	98,58	
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	103	123	125	131	133	135	134	122	142	133	135	130	128,83
puissance active P (kW)	549	670	672	697	664	675	707	644	738	697	714	700	600,87
cosφ	0,92	0,89	0,88	0,89	0,87	0,88	0,89	0,88	0,9	0,88	0,9	0,9	0,90
puissance apparente S (kVA)	596,74	752,81	763,64	783,15	763,22	767,05	794,38	731,82	820,00	792,05	793,33	777,78	671,12
puissance réactive Q (kVAR)	233,87	343,25	362,71	357,08	376,31	364,33	362,21	347,59	357,43	376,20	345,81	339,03	297,58

<b>Cater</b>													
Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	65	60	60	60	55	60	65	65	65	65	65	60	90
puissance active P (kW)	340	300	300	310	350	300	350	350	350	350	350	300	450
Cosφ	0,8	0,85	0,87	0,9	0,95	0,86	0,86	0,9	0,9	0,9	0,9	0,92	0,85
puissance apparente S (kVA)	425,00	352,94	344,83	344,44	368,42	348,84	406,98	388,89	388,89	388,89	388,89	326,09	529,41
puissance réactive Q (kVAR)	255,00	185,92	170,02	150,14	115,04	178,01	207,68	169,51	169,51	169,51	169,51	127,80	278,88
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	80	125	90	90	90	90	95	90	90	90	95	100	78,4
puissance active P (kW)	400	600	500	500	500	500	500	500	500	520	520	520	418,4
Cosφ	0,85	0,8	0,88	0,87	0,9	0,9	0,9	0,88	0,87	0,9	0,9	0,89	0,88
puissance apparente S (kVA)	470,59	750,00	568,18	574,71	555,56	555,56	555,56	568,18	574,71	577,78	577,78	584,27	476,61
puissance réactive Q (kVAR)	247,90	450,00	269,87	283,36	242,16	242,16	242,16	269,87	283,36	251,85	251,85	266,40	225,90

09\_05\_2005

Coelmo

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	130	127	111	128	130	119	134	132	134	88		184	204
puissance active P (kW)	700	675	662	640	647	628	665	684	686	455		954	1057
cosφ	0,9	0,88	0,88	0,89	0,89	0,89	0,87	0,89	0,89	0,87		0,89	0,91
puissance apparente S (kVA)	777,78	767,05	752,27	719,10	726,97	705,62	764,37	768,54	770,79	522,99		1071,91	1161,54
puissance réactive Q (kVAR)	339,03	364,33	357,31	327,88	331,47	321,73	376,87	350,42	351,45	257,86		488,75	481,58
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	212	210	204	213	210	144	142	124	109	107	101	105	162,07
puissance active P (kW)	1093	1025	1070	1037	1055	794	729	620	540	530	524	561	751,29
cosφ	0,89	0,87	0,89	0,9	0,9	0,91	0,9	0,86	0,88	0,88	0,9	0,89	0,89
puissance apparente S (kVA)	1228,09	1178,16	1202,25	1152,22	1172,22	872,53	810,00	720,93	613,64	602,27	582,22	630,34	844,74
puissance réactive Q (kVAR)	559,96	580,89	548,18	502,24	510,96	361,76	353,07	367,89	291,46	286,06	253,78	287,41	385,51



<b>Coelmo 2</b>													
Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	138	122	108	120	123	121	132	131	130	99		195	205
puissance active P (kW)	689	643	574	617	628	634	682	670	664	473		956	1061
Cosp	0,89	0,89	0,9	0,9	0,9	0,92	0,91	0,92	0,91	0,82		0,89	0,9
puissance apparente S (kVA)	774,16	722,47	637,78	685,56	697,78	689,13	749,45	728,26	729,67	576,83		1074,16	1178,89
puissance réactive Q (kVAR)	352,99	329,42	278,00	298,83	304,15	270,08	310,73	285,42	302,53	330,16		489,77	513,87
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	203	205	202	208	205	147	142	127	109	108	104	108	162
puissance active P (kW)	1048	1036	1033	1028	1025	792	737	645	567	563	539	544	743,67
cosφ	0,88	0,87	0,89	0,89	0,89	0,92	0,91	0,89	0,93	0,9	0,89	0,89	0,90
puissance apparente S (kVA)	1190,91	1190,80	1160,67	1155,06	1151,69	860,87	809,89	724,72	609,68	625,56	605,62	611,24	830,87
puissance réactive Q (kVAR)	565,65	587,13	529,22	526,66	525,12	337,39	335,79	330,44	224,09	272,67	276,14	278,70	368,96

Cater													
Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	100	125	135	135	135	135	120	120	130				
puissance active P (kW)	520	700	700	720	720	720	650	650	700				
Cosφ	0,84	0,90	0,87	0,87	0,88	0,86	0,85	0,85	0,85				
puissance apparente S (kVA)	619,05	777,78	804,60	827,59	818,18	837,21	764,71	764,71	823,53				
puissance réactive Q (kVAR)	335,89	339,03	396,71	408,04	388,61	427,22	402,83	402,83	433,82				
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	Moyenne
tension entre phase	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)						100	80		115	115	115	115	<b>118,33</b>
puissance active P (kW)						500	400		650	650	650	650	<b>638,67</b>
cosφ						0,81	0,84		0,89	0,90	0,90	0,90	<b>0,87</b>
puissance apparente S (kVA)						617,28	476,19		730,34	722,22	722,22	722,22	<b>735,19</b>
puissance réactive Q (kVAR)						361,99	258,37		333,00	314,81	314,81	314,81	<b>362,19</b>

10\_05\_2005  
COELMO 1

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
intensité Ib (A)	105	76	80	81	92	98	78	88	84	78	128	136	136
puissance active P (kW)	561	408	408	416	465	471	404	458	400	400	703	710	728
cosφ	0,89	0,93	0,88	0,88	0,91	0,93	0,92	0,92	0,9	0,9	0,95	0,92	0,92
puissance apparente S (kVA)	630,34	438,71	463,64	472,73	510,99	506,45	439,13	497,83	444,44	444,44	740,00	771,74	791,30
puissance réactive Q (kVAR)	287,41	161,25	220,22	224,53	211,86	186,15	172,10	195,11	193,73	193,73	231,06	302,46	310,13
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	<b>Moyenne</b>
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	124	157	163	135	135	72	68	78	75	75	67	78	<b>99,48</b>
puissance active P(kW)	691	852	884	1703	700	401	368	404	408	405	367	444	<b>566,36</b>
cosφ	0,95	0,91	0,91	0,9	0,9	0,93	0,91	0,94	0,94	0,94	0,91	0,91	<b>0,92</b>
puissance apparente S (kVA)	727,37	936,26	971,43	1892,22	777,78	431,18	404,40	429,79	434,04	430,85	403,30	487,91	<b>619,13</b>
puissance réactive Q (kVAR)	227,12	388,18	402,76	824,80	339,03	158,49	167,67	146,63	148,08	147,00	167,21	202,29	<b>248,36</b>

**Coelmo 2**

Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	108	77	88	78	89	96	87	80	86	84	107	144	143
puissance active P (kW)	544	387	459	393	474	481	465	417	460	434	729	708	727
cosφ	0,89	0,9	0,91	0,92	0,91	0,9	0,92	0,97	0,92	0,95	0,96	0,91	0,92
puissance apparente S (kVA)	611,24	430,00	504,40	427,17	520,88	534,44	505,43	429,90	500,00	456,84	759,38	778,02	790,22
puissance réactive Q (kVAR)	278,70	187,43	209,13	167,42	215,96	232,96	198,09	104,51	195,96	142,65	212,63	322,57	309,70
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	<b>Moyenne</b>
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	126	163	172	140	140	77	68	79	77	75	67	85	<b>101,44</b>
puissance active P (kW)	672	846	882	721	700	411	351	433	405	405	360	458	<b>532,88</b>
Cosφ	0,92	0,91	0,9	0,9	0,9	0,94	0,91	0,94	0,94	0,94	0,93	0,93	<b>0,92</b>
puissance apparente S (kVA)	730,43	929,67	980,00	801,11	777,78	437,23	385,71	460,64	430,85	430,85	387,10	492,47	<b>579,67</b>
puissance réactive Q (kVAR)	286,27	385,45	427,17	349,20	339,03	149,17	159,92	157,16	147,00	147,00	142,28	181,01	<b>225,93</b>

<b>Cater</b>													
Heures	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
Intensité Ib (A)	115	80	85	90	95	95	95	70	80	80	110	80	85
puissance active P (kW)	650	480	490	500	500	500	500	400	400	400	410	410	410
cosφ	0,9	0,96	0,9	0,9	0,85	0,85	0,85	0,95	0,9	0,8	0,7	0,8	0,75
puissance apparente S (kVA)	722,22	500,00	544,44	555,56	588,24	588,24	588,24	421,05	444,44	500,00	585,71	512,50	546,67
puissance réactive Q (kVAR)	314,81	140,00	237,32	242,16	309,87	309,87	309,87	131,47	193,73	300,00	418,28	307,50	361,59
Heures	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	<b>Moyenne</b>
tension entre phase (V)	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	
Intensité Ib (A)	90	85	85	75	65	80	75	77	80				<b>85,09</b>
puissance active P (kW)	410	410	410	400	400	400	400	423	420				<b>441,95</b>
cosφ	0,71	0,81	0,84	0,9	0,88	0,8	0,82	0,81	0,86				<b>0,84</b>
puissance apparente S (kVA)	577,46	506,17	488,10	444,44	454,55	500,00	487,80	522,22	488,37				<b>525,75</b>
puissance réactive Q (kVAR)	406,65	296,83	264,83	193,73	215,90	300,00	279,20	306,25	249,21				<b>276,78</b>

**BIBLIOGRAPHIE :**

[1] : J. BOULOUVARD, Les installations électriques en moyenne tension. 3<sup>e</sup> trimestre 1964.

[2] : B. de Metz-Noblat, F. Dumas et G. Thomasset, Cahier technique 158, calcul des courants de court-circuit. Schneider Electric.

[3] : MERLIN GERIN, Distribution HT, Ensembles préfabriqués débrochables. Systèmes Fluair 100 7.2 kV et Fluair 200 12 / 17.5 kV. Décembre 1982.

[4] : MERLIN GERIN, Rollarc 400 – 400 D, distribution MT, Contacteurs SF6, Appareil de base.

[5] : SIEMENS, Disjoncteurs type T 3 AC, à commande manuelle HN et HK, commande électrique EK et EU. SW 8368 – 230.

[6] : Catalogue tréfocables Pirelli, Câbles électriques, Appareillages. 19<sup>e</sup> édition 1982.

[7] : ALCATEL CABLE, Câbles moyenne tension et basse tension, distribution et branchement.

[8] : Théodore WILDI, Electrotechnique, les presses de l'université Laval, Québec, Canada 1978.

[9] : Moustapha Mbaye, Optimisation des installations électriques de la SFIB de Diourbel, PFE 1987, EPT

[10] : Mamadou L. SAMB, Production et distribution de l'énergie électrique à la Sonacos de Ziguinchor, PFE 1988, EPT

[11] : P.JOURDREN, Les installations électriques dans l'industrie et le tertiaire : les choix et les solutions performant, Masson, Paris Milan Barcelone Mexico 1990.

[12] : R. BOURGEOIS, D.VOGNIEL, Mémotech éleetrotechnique 6<sup>e</sup> édition CASTEILLA,  
25, rue Monge-75005 PARIS-2002

### WEBLIOGRAPHIE :

[1'] : [http://www.zensol.com/fr/ZENSOL%20Automation%20Inc %20-%20Public fichiers/synchro.html](http://www.zensol.com/fr/ZENSOL%20Automation%20Inc%20-%20Public%20fichiers/synchro.html)

[2'] : <http://perso.wanadoo.fr/gcca.org/telechargement/Distribution.pdf>

[3'] : <http://www.schneider-electric.ch/custom/upload/docs/document/ROLLARCFR.pdf>

[4'] : [http://www.alpestechnologies.com/prdt\\_comp\\_generalites\\_commentcalculer.htm](http://www.alpestechnologies.com/prdt_comp_generalites_commentcalculer.htm)

[5'] : [http://www.alpestechnologies.com/prdt\\_comp\\_HT.htm](http://www.alpestechnologies.com/prdt_comp_HT.htm)

[6'] : <http://volta.electricite.frec.fr/articles.php?lng=fr&pg=26#top>

[7'] : [http://www.alpestechnologies.com/prdt\\_comp\\_generalites\\_manoeuvre\\_protection.htm#haut](http://www.alpestechnologies.com/prdt_comp_generalites_manoeuvre_protection.htm#haut)