

ECOLE POLYTECHNIQUE

DE THIES - SENEGAL

PROJET DE FIN D'ETUDES

pour grade d'INGENIEUR DE CONCEPTION

Gm. 1632

TITRE : ETUDE DES INSTALLA.  
TIONS ELECTRIQUES  
de L'E.P.T

PAR : AMADOU THIAM 5<sup>e</sup> MECANIQUE

DIRECTEUR DE PROJET : M<sup>e</sup> PIERRE MARKON

JUIN 1985

A MA MERE ,

A TOUS MES PARENTS

ET

AMIS

## REMERCIEMENTS

Mes sincères remerciements à :

- Monsieur PIERRE MARKON qui a tout d'abord proposé le sujet pour ensuite le suivre de très près jusqu'à son aboutissement final
- A sa famille aussi qui m'a accepté les dérangements de toutes heures.
- Monsieur PRINCE pour la confiance qu'il a bien voulu m'accorder dans l'utilisation des équipements du Labo d'Electrotechnique
- Caporal Sène du CASERNEMENT de l'EPT
- Tous les Techniciens de l'École pour leur concours.

## SOMMAIRE

Ce projet de fin d'Etudes traite de quelques variables, les plus importantes certes qui conditionnent le coût d'exploitation, la sécurité et la facilité d'exploitation de toute installation électrique. L'Installation particulièrement étudiée est celle de l'Ecole Polytechnique de Thiès.

Six études font l'objet de ce rapport et pour chacune d'elle la procédure suivante est utilisée :

- étude théorique, souvent située en Annexe
- Application pratique orientée au cas que je trouve le plus important pour notre installation.

Le tout repose sur les normes appliquées au Sénégal, à savoir :

- la norme C13-100 pour la Moyenne Tension
- la norme C15-100 pour la Basse Tension

## TABLES DES MATIERES

	PAGES
Remerciements	i
Sommaire	ii
Introduction	1
 Chapitre I : EVALUATION DE LA PUISSANCE UTILISEE	2
I.1 Présentation des Caractéristiques des différents récepteurs et sources	3
I.2 Gain d'Energie réactive par les câbles joignant le poste extérieur et le poste intérieur	5
I.3 Charge totale du transformateur	8
I.4 Conséquences de la mise en attente d'1 des 2 transformateurs	9
 Chapitre II : ETUDE DU SYSTEME DE DISTRIBUTION	12
II.1 Introduction	13
II.2 Structure du réseau	13
II.3 Type de schéma	14
II.4 Compatibilités et Incompatibilités avec le réseau et nos récepteurs	15
 Chapitre III : ETUDE DE COORDI- NATION DES PROTECTIONS	18
III.1 calcul Proprement dit du courant de court - circuit	19
III.2 Protection des circuits alimentés par un alternateur	24

III.3	Résultats sur la SELECTIVITE	29
III.4	Résultats sur la PROTECTION CONTRE Les CONTACTS INDIRECTS	32
III.5	Vérification DE LA PROTECTION DES MOTEURS	34
III.6	Protection contre les défauts d'isolement SUR LE MATERIEL Moyenne Tension du POSTE DE TRANSFORMATION	40
III.7	Résultat sur la MESURE DE LA RESISTANCE D'ISOLEMENT	42
chapitre <u>IV</u> : ETUDE DE CHUTE DE TENSION		44
IV-1	Introduction	44
IV-2	CALCUL pour FORCE	48
IV-3	CALCUL POUR ECLAIRAGE	51
chap <u>V</u> : ETUDE DE FIABILITE		55
chap <u>VI</u> : ELABORATION D'UN PRO- GRAMME D'ENTRETIEN		61
VI-1	Introduction	61
①	Vérifications nécessaires	62
②	Vérifications de la continuité des conducteurs de PROTECTION	63
③	Mesure de l'Impédance de boucle de défaut	63
④	Mesure de l'Isolation	64
⑤	Vérification de l'Efficacité des mesures de protection contre les contacts indirects	64

⑥	Contrôle des dispositifs de protection contre LES SURINTENSITES	66
⑦	Contrôle des dispositifs de connexion DES CONDUCTEURS	66
⑧	Périodicité des vérifications	66
chap <u>VII</u> RECOMMANDATIONS		68
CONCLUSION		69
ANNEXES		70
A 1)	Analyse des conditions de Protection Contre LES CONTACTS INDIRECTS dans le SCHEMA TN	71
A 2)	REGLES DE COORDINATION POUR ASSOCIATION DISJONCTEUR-FUSIBLE	75
A 3)	SELECTIVITE DES PROTECTIONS (THEORIE)	79
A 4)	METHODE DE CALCUL DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT	83
A 5)	FIABILITE (THEORIE)	86
A 6)	RELEVES DES PUISSANCES	90
A.7)	Références Bibliographiques	100
A. 8)	PLANS	

## INTRODUCTION

Toute installation électrique, telle qu'elle soit, pourvu que certains récepteurs soient remplacés ou ajoutés et peut-être même sous la seule influence de l'environnement change ou perd l'essentiel de ses caractéristiques de départ au fur et à mesure de son exploitation.

Un service d'Entretien en Électricité doit pouvoir de près cette évolution. Son inexistence ou son incompetence est souvent à la base de manifestations des nuisances imputables à l'énergie électrique.

Cette étude a pour objectif principal :

- La détermination du niveau de charge actuel des transformateurs.
- L'élaboration de la théorie requise, des mesures et vérifications nécessaires, qui permettent de porter un jugement fécond sur nos installations électriques.

Une forte confrontation de méthodes d'analyse et de calculs aura beaucoup aidé, lors de cette étude, à la réalisation de l'objectif de départ sans de grands développements mathématiques compliqués.

Le tout a enfin abouti à une proposition de programme d'entretien et des recommandations qui je l'espère constitueront le point focal vers lequel s'axera toujours l'attention du service d'Entretien de nos installations électriques.

Des plans (5) placés en fin de rapport sont pour les uns des schémas d'installation et pour les autres des calculs et décisions mis sur une même page pour permettre une meilleure lecture.



Chp I: EVALUATION DE LA  
PUISSANCE UTILISEE

## I.1 PRESENTATION DES CARACTERISTIQUES DES DIFFERENTS RECEPTEURS ET SOURCES

- a) TRANSFORMATEUR:  $S_n = 315 \text{ kVA}$  Couplage Dyn11  
type: à remplissage intégral de MERLIN GERIN

Tension	Primaire	Secondaire
Positions	1. 6765 V	400 V
	2. 6600 V	
	3. 6435 V	
courants	27.6 A	454.8 A

Tension Secondaire	Pertes à vide	Pertes Cuivre	Pertes actives totales	Energie à compenser	Tension de court-circuit	Courant à vide
231 V ou 400 V	0.77 kW	3.9 kW	4.67 kW	18.3 kvars	3.95%	2 A

- b) GRUPE ELECTROGENE DE SECOURS :

Marque UNELEC Type GDK 250 LB3 N° 355766

kVA = 85  $\cos \varphi = 0.8$

RPM = 1500 Hz = 50

U = 380V A = 129

kW = 68

Nombre de phases = 3

Cette génératrice est un alternateur synchrone sans bague ni balai

c) CLIMATISEURS :

Puissance nominale = 2050 watts

Tension nominale = 230 volts

Courant nominal = 10.3 A

$$\cos \varphi = 0.86$$

d) BRASSEURS D'AIR :

Indications:  $V_n = 230$  volts  $I_n = 0.36$  A ; 50 Hz

puissance nominale estimée = 60 watts

$$\cos \varphi = 0.72$$

e) DUOS FLUORESCENTS :

Puissance de la lampe	Puissance du ballast	Durée nominale en heures	Total des Watts
2x40 (430 mA)	17	18 000	97
2x75 (430 mA)	31	12 000	181
2x60 (800 mA)	20	12 000	140
2x110 (1500 mA)	45	9 000	267
2x165 (1500 mA)	47	9 000	385
2x215 (1500 mA)	50	9 000	480
2x110 (800 mA)		12 000	268

f) MONOS FLUORESCENTS

On considèrera la puissance absorbée par le ballast égale à 25% de la puissance indiquée sur le tube.

Par exemple un mono dont l'indication sur le tube est de 40W absorbe une puissance de 50W

Et on les considère sans compensation  $\cos \varphi = 0.56$  car on n'a pas la certitude qu'ils sont tous compensés.

## I.2 GAIN D'ENERGIE REACTIVE PAR LES CABLES JOIGNANT LE POSTE EXTERIEUR ET LE POSTE INTERIEUR :

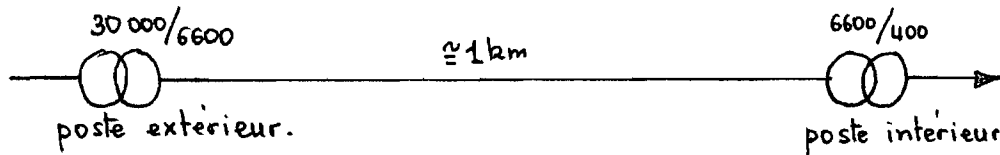
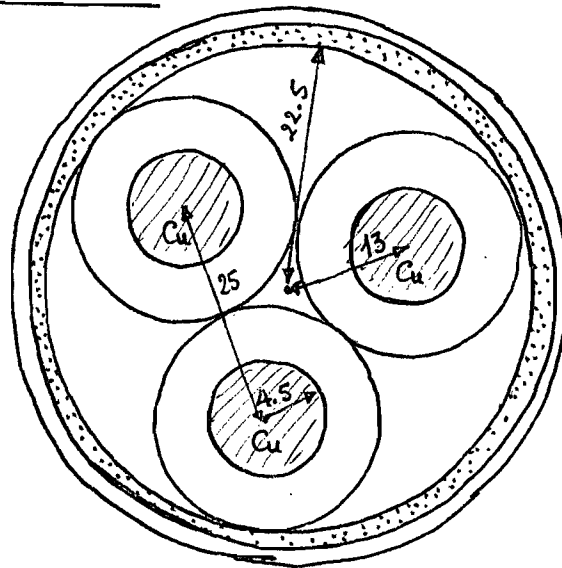


Schéma du câble :



toutes les unités  
sont en mm.

Les lignes et les câbles, du fait de leur réactance, absorbent une puissance réactive proportionnelle au carré de l'intensité qui les parcourt ; toutefois, cette puissance réactive n'est pas nécessairement fournie par une autre source mais bien, en proportion variable, par les lignes ou les câbles eux-mêmes.

Il arrive même qu'une ligne ou qu'un câble soit en mesure de fournir de la puissance réactive aux autres éléments d'un réseau.

Cette propriété résulte de 2 remarques :

- une ligne ou un câble possède une capacité transversale (ou directe)
- une self absorbe de la puissance réactive au moment où une capacité en fournit.

Lorsque la puissance transmise prend une valeur particulière appelée puissance caractéristique, les phénomènes

d'absorption et de production de l'énergie réactive peuvent se compenser.

Mais en général la puissance transmise est inférieure à la puissance caractéristique dans les câbles MT de faible et moyenne section ; elle peut être du même ordre de grandeur dans les câbles M.T de forte section.

### Pour les câbles souterrains

Nous avons les valeurs suivantes de la constante diélectrique

$\epsilon = 3.6$  pour câbles au papier imprégné

$\epsilon = 2.3$  pour câbles au polyéthylène

$\epsilon = 5$  pour câbles au chlorure de polyvinyl.

La capacité transversale est déterminée par rapport au conducteur fictif qui est réuni au point neutre et formant, avec le conducteur retenu un circuit distinct indépendant des autres conducteurs.

Le circuit ainsi défini aurait une capacité qui représente la "capacité apparente" d'un conducteur

### Câble à champ radial :

La capacité apparente  $C_a$  d'un conducteur est dans ce cas la capacité de ce conducteur par rapport à la gaine de plomb ou à la métallisation

$R_{ip}$  = rayon intérieur de la gaine métallique

$r$  = rayon du conducteur.

$$C_a = \frac{\epsilon}{41.4 \log_{10} \frac{R_{ip}}{r}} \mu F / km \quad (1)$$

### Câble tripolaire à champ non radial :

La relation qui permet de calculer  $C_a$  est :

$$C_a = \frac{\epsilon}{20.7 \log_{10} \left[ \frac{3a^2}{r^2} \cdot \frac{(R_{ip}^2 - a^2)^3}{R_{ip}^6 - a^6} \right]} \quad (2)$$

$a$  = distance de l'axe du conducteur à l'axe du câble.  
 On prenant les valeurs prises sur ce schéma :

pour ① avec  $\epsilon = 3.6$

$$C_a = \frac{3.6}{41.4 \log_{10} \frac{22.5}{4.5}} = 0.125 \mu\text{F}/\text{km}$$

pour ②  $a = 24 - 11 = 13$   $R_{ip} = 22.5$

$$C_a = \frac{3.6}{20.7 \log_{10} \left[ \frac{3 \times 13^2}{4.5^2} \cdot \frac{(22.5^2 - 4.5^2)^3}{22.5^6 - 4.5^6} \right]} = 0.129 \mu\text{F}/\text{km}$$

En prenant la moyenne des 2 valeurs ci-dessus on aura  $C_a = 0.127 \mu\text{F}/\text{km}$

Calcul de la réactance :

pour câbles triphasés armés

$$L = \left( 0.65 + 6 \log_{10} \frac{D}{r} \right) \cdot 10^{-4} \Omega/\text{km}$$

$D$  = distance entre axes (en supposant les conducteurs équidistants)

$r$  = rayon du conducteur

$$L = 0.65 + 6 \log_{10} \frac{25}{4.5} = 5.118 \times 10^{-4} \text{ H}/\text{km}$$

La puissance caractéristique est :

$$P_c = U^2 \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} \quad \begin{array}{l} U = 6600 \text{ V} \\ \cos \varphi \approx 0.9 \end{array}$$

$$P_c = (6600)^2 \times 0.9 \sqrt{\frac{0.127 \times 10^{-6}}{5.118 \times 10^{-4}}} \approx 618 \text{ kW}$$

Valeur qui est bien supérieure à la puissance transmise, donc les câbles pour notre cas produisent de l'énergie réactive.

Valeur de la puissance réactive :

Nous avons  $Q = C \omega U^2$

$$f = 50 \text{ Hz} \Rightarrow \omega = 2\pi f = 314$$

$C_a = 0.127 \mu\text{F}$  en considérant la longueur par défaut de 1 km

$$Q = 0.127 \times 10^{-6} \times 314 \times (6600)^2 = \underline{\underline{1737}} \text{ vars}$$

Et pour total des 3 conducteurs on aura

$$Q = 5211 \text{ vars}$$

### I.3 CHARGE TOTALE DU TRANSFO :

(Voir plan n° 01)

La puissance active appelée est de 191.486 kW

Et elle réactive vaut 72.449 kvars.

Ainsi la puissance apparente est de  $\approx 205$  kVA

Le niveau est alors de  $= \frac{205}{315} \approx \frac{3}{5}$  de la

puissance nominale du transformateur.

Alors la décision fut de mettre le deuxième transformateur en stand-by et d'assurer l'alternance mensuellement.

Jour du 1<sup>er</sup> déclenchement : 12 AVRIL 1985

Par le Caporal Señe chef d'Equipe

Electricité Casernement

Remis en Parallèle : 25 MAI 1985

par Caporal Señe

## 1.4 Conséquences de la mise en attente d'un des deux transformateurs :

### a) Conséquences fonctionnelles :

Pour une puissance utilisée de 205 kVA ; il est anormal de faire fonctionner en même temps les deux transformateurs d'autant plus qu'avec un 315 kVA on a déjà une marge de : 35% (Voir plan N° 01)

Dans la phase initiale de la conception et du dimensionnement de l'installation on peut bien accepter l'idée de la présence des deux transformateurs. Mais à présent que les deux sont là, un pouce d'économie d'énergie autorise la mise en attente d'un des deux.

Pour éviter certaines anomalies pouvant résulter d'une attente prolongée, on les fera fonctionner par alternance d'un mois. Les fusibles installés au primaire supporteront bien les surintensités provoquées par les déclenchements.

### b) Conséquences énergétiques :

- Consommation réactive : L'entretien du flux dans les transformateurs nécessite de la puissance magnétisante ou réactive.

Cette puissance réactive pour un volume  $v$  de substance, de perméabilité absolue  $\mu$  et dans laquelle, à la fréquence  $f$ , l'induction sinusoidale a la valeur maximale est donnée par la formule

$$Q = B_m^2 \cdot v \cdot \pi \cdot f / \mu$$

$B_m$  est la somme des  $B_m$  des substances différentes qui constituent le transformateur. En considérant (côté magnétique) - comme constituée d'une seule substance, la consommation réactive est constante  $\propto f$  constante.

Pour un transformateur de 315 kVA, type à remplissage



intégral  $Q = 18.3 \text{ kvar}$  (valeur donnée dans les catalogues Merlin Gerin)

### Pertes actives : Pertes fer et Pertes Cuivre :

Les pertes dans le fer ou pertes à vide d'un transformateur sont indépendantes de la charge, même quand le transformateur ne débite pas. Pour un transformateur donné, elles ne dépendent que de l'induction maximale et de la fréquence. Or la fréquence est la même dans tous les régimes de fonctionnement et il en est de même de l'induction maximale  $B_m$ .

A noter que les pertes cuivre ( $R_1 I_0^2$ ) dans l'essai à vide ont été négligées.

Les pertes dans le fer valent  $0,77 \text{ kW}$  ( $= U_1 I_0 \cos \phi_0$ )

Pour les pertes cuivre, elles valent à la température de  $75^\circ\text{C}$ ;  $3,9 \text{ kW}$ .

Ce qui amène les pertes actives totales à  $4.67 \text{ kW}$ .

### c) Conséquences financières :

Cette puissance perdue n'est peut-être pas très grande mais sa valeur ressort quand on sait qu'elle est mise à tout instant.

Et puisque le compteur est monté au primaire, cette énergie a toujours été payée inutilement.

La tarification (M.T) de la Seuiéec est la suivante;

$$K_1 = 48.83 \text{ FCFA/kWh de } (23^h \text{ à } 24^h) \text{ et de } (0^h \text{ à } 19^h)$$

$$K_2 = 64.02 \text{ FCFA/kWh de } 19^h \text{ à } 23^h.$$

Le gain obtenu en mettant en attente un transfo est:

$$4.67 (48.83 \times 20 + 64.02 \times 4) \times 365 = \underline{\underline{2\,101\,164 \text{ FCA/an}}}$$

Gain en kvarh par mois est:

$$18.3 \times 24 \times 30 = 13\,176 \text{ kvarh}$$

Alors que la consommation la plus grande d'énergie réactive sur les factures de 1984 est de  $5200 \text{ kvarh/mois}$ .

Notre facteur de puissance sera toujours égal à 1.

### Conséquences du point de vue sécurité :

- En enclenchant le transformateur (d'enclenchement aussi) il se développe une surintensité pouvant atteindre 10 fois le courant nominal du transformateur, qui vaut ici 4548 A. Mais il existe des fusibles à pérelteur qui sont montés au primaire du transformateur, ce sont eux qui sont chargés de supporter cette surintensité.

- Avec l'attente prolongée le transformateur à récupérer peut être beaucoup de poussière et d'humidité, ce qui risque de faire perdre aux isolants leurs caractéristiques souhaitées.

Ainsi pour éviter cela, je propose au CASERNEMENT de l'Ecole d'assurer l'alternance des 2 transformateurs du poste "Z" mensuellement.

J'avance le fait que dans les recommandations je formulerai le souhait de faire parvenir à la section Electricité du casernement une copie du projet.

### Conséquences du point de vue fiabilité et disponibilité : VOIR CHAPITRE SUR

FIABILITE

chap II : ETUDE DU SYSTEME  
DE  
DISTRIBUTION

## II.1 INTRODUCTION:

L'étude du système de distribution peut s'entendre sous plusieurs angles. Certains penseront à la disposition des armoires électriques les unes par rapport aux autres ; j'appellerai cela "structure du réseau". On peut aussi penser au problème du neutre qui recevra ici l'appellation de "schéma du réseau". Dans ce présent rapport j'étudierai à la fois la structure et aussi le schéma du réseau.

Mais pour une installation déjà existante et qui ne présente jusque là de grandes contradictions, le mot commentaire aurait peut-être plus d'adéquation avec ce qui sera écrit.

A travers ce commentaire donc, il ressortira des compatibilités et incompatibilités de la structure et du schéma avec les spécificités de nos installations électriques.

Et à l'issue pourront jaillir des recommandations ou des actions directes. Force est de signaler que ce sont ces deux items - structure du réseau et schéma du réseau - qui commandent ou conditionnent les études qui vont suivre.

Pour qui sait que le type de protection dépend pour une large part du schéma du réseau, que la sélectivité des protections est pour beaucoup influencée par la structure du réseau et que le niveau d'entretien requis est fonction encore du schéma, il ira de soi que les chapitres qui suivent feront implicitement la suite de cette étude du système de distribution.

## II.2 STRUCTURE DU RESEAU:

La structure qui caractérise le support de nos installations est celle dite "radiale (ou en antenne)" - (voir plan d'installation n° 02) . Il s'agit là d'une structure qui favorise énormément l'aboutissement des efforts du concepteur qui veut assurer une bonne sélectivité des protections. Une telle sélectivité permet de limiter les défauts

'électriques au seul niveau concerné' facilitant ainsi une bonne exploitation du réseau. La recherche des défauts ne nécessitera pas aussi de gros efforts. On ne peut dire que bienvenue à cette structure au sein de nos installations électriques.

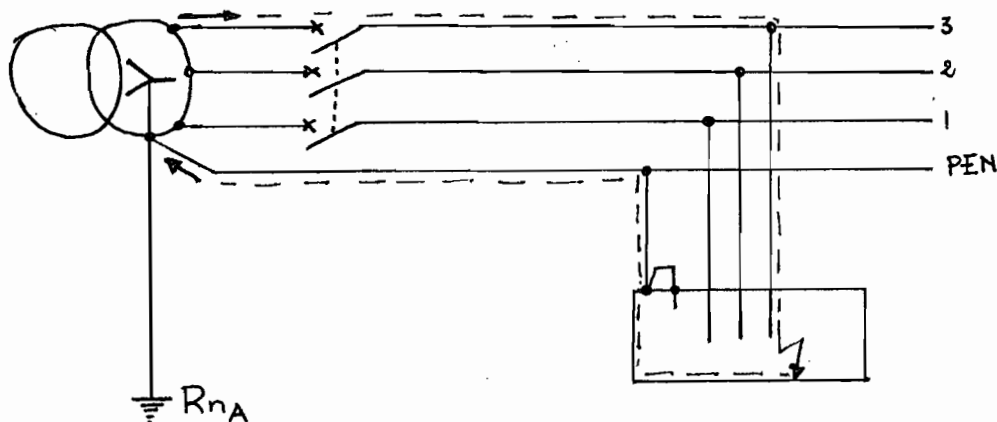
### II.3 TYPE DE SCHEMA :

Sur le plan de la protection des personnes, les trois régimes (TN, TT et IT) sont équivalents si on respecte toutes les règles d'installation et d'exploitation. C'est en fonction des caractéristiques particulières d'une installation, du coût à l'installation, à la vérification, à l'exploitation que le type de schéma est choisi. Parler du type de schéma ne signifie pas redistribuer les points d'analyse pour proposer un autre type, cela occasionnerait certainement un grand investissement. Mais c'est en l'exposant à l'analyse qu'on pourrait apporter des améliorations surtout du point de vue de la protection, surtout si certaines règles ne sont pas respectées.

### PRESENTATION DU SCHEMA :

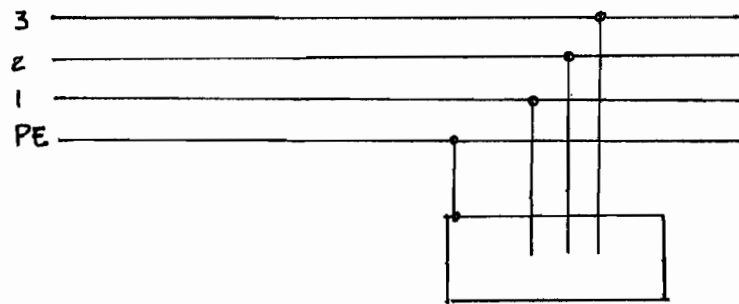
Il s'agit du schéma TN ou MISE AU NEUTRE.

Cas où conducteur neutre et conducteur de protection confondus (PEN) : schéma TNC



Cas où conducteur neutre et de protection séparés (PE):

schéma TNS :



PRINCIPE DU SCHEMA :

Tout défaut d'isolement phase-masse est transformé en défaut phase-neutre. Donc ce schéma occasionne de forts courants de défaut.

EXIGENCES ET CARACTERISTIQUES DU SCHEMA:

- déclenchement au premier défaut
- Nécessité de prises de terre uniformément réparties dans toute l'installation
- La vérification des déclenchements au premier défaut d'isolement doit être effectuée, si possible, à l'étude par le calcul et à la mise en service par des mesures.
- Des précautions doivent être prises pour éviter toute rupture du conducteur neutre lorsqu'il est utilisé comme conducteur de protection.
- Utilisation des dispositifs de protection contre les surintensités pour assurer la protection contre les contacts indirects

II.4) COMPATIBILITES et INCOMPATIBILITES AVEC LE

RESEAU et NOS RECEPTEURS:

vis-à-vis des machines-outils : Le schéma TN convient bien car les autres (TT et IT) nécessiteraient l'emploi de transformateur de séparation avec mise au neutre locale pour éviter les risques de fonctionnement ou d'arrêt intempestif au premier défaut (TT) ou double (IT).

### vis-à-vis des récepteurs sensibles aux grands courants de défaut (moteurs) :

La mise au neutre (TN) est déconseillée car le courant de défaut monophasé peut atteindre plusieurs  $I_n$  risquant d'endommager les bobinages des moteurs et de les faire vieillir ou de détruire les circuits magnétiques.

### vis-à-vis du groupe électrogène de secours :

La mise au neutre (TN) est déconseillée, d'une part en raison des risques de détérioration de l'alternateur en cas de défaut interne, d'autre part en raison de la limitation du courant de défaut phase/neutre due aux caractéristiques de l'alternateur.

### vis-à-vis de l'incertitude sur la continuité du conducteur de protection :

Il suffit d'effectuer des visites pour se rendre compte de cette incertitude qui plane sur nos installations. Ce qui rend aléatoire l'équipotentialité des masses. Des efforts doivent être faits dans le sens de la vérification périodique de cette continuité (voir programme d'entretien).

### coexistence des schémas TNC et TNS :

- Il est bien respecté le principe qui veut que le TNS soit toujours en aval du TNC.
- Les sections du conducteur de protection par rapport aux sections des phases sont aussi correctes.

### Nature de l'alimentation :

Nous avons un réseau 380V/220V par l'intermédiaire d'un transformateur qui reçoit à son primaire une tension de 6600V. Le neutre est à la fois relié directement à la terre et distribué dans le réseau, permettant d'avoir 380V (entre phases) et 220V (neutre).

chap III : ETUDE DE LA  
COORDINATION DES  
PROTECTIONS



## INTRODUCTION :

Ce chapitre intitulé "Coordination des Protections" permettra de parler de la protection en général. Cette notion de coordination des protections est explicitée au départ puis mise en application au niveau des circuits terminaux des moteurs, seul lieu où cohabitent fusibles et disjoncteurs. Entre disjoncteurs, on parlera de sélectivité qui est, elle appliquée sur les circuits secondaires. Ceux-ci sont aussi le domaine de vérification des longueurs maximales de canalisations pour la protection des personnes contre les contacts indirects. Pour cette protection contre de tels contacts les circuits terminaux n'invitent pas au calcul du fait de leur faible longueur. Et enfin le point important basé sur la vérification du réglage des déclencheurs magnétiques sur les circuits parcourus par le groupe électrogène et la tenue aux efforts électrodynamiques provenant des courants de court-circuit bouclonnés. L'ensemble de ces points traités font de ce chapitre le gros lot de l'étude car impliquant à la fois facilité d'exploitation, sécurité des personnes et du matériel. Les pages qui suivent pour une part et le plan n° 03 pour l'autre part portent les applications pratiques, limitées pour ne pas surcharger le rapport.

### III.1 CALCUL PROPREMENT DIT DU COURANT DE COURT-CIRCUIT :

L'intensité de défaut est égale à celle débitée par un générateur unique, dont la f.e.m est confondue avec la tension nominale du réseau au point de défaut, dans une impédance unique équivalente à toutes les impédances du réseau amont, comprises entre le transformateur et le point considéré. Un calcul de court-circuit se résume donc à la recherche des valeurs d'impédances et à leur composition en une impédance unique.

#### Défaut triphasé équilibré :

L'intensité  $I_{cc}$  exprimée en valeur efficace symétrique est

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_{cc}} \quad \text{avec} \quad Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}$$

$U$  est la tension nominale composée du réseau triphasé (400V)  
 $Z_{cc}$  est l'impédance résultante par phase

Alors que la puissance de court-circuit  $P_{cc}$  en un point déterminé du réseau est définie par  $P_{cc} = U I_{cc} \sqrt{3} = \frac{U^2}{Z_{cc}}$

#### Détermination des impédances du réseau :

Une impédance est par définition composée de résistance, réactance et capacitance. Mais en régime de court-circuit, les résistances sont souvent négligeables devant les réactances, on peut alors confondre sans grande erreur impédance et réactance. Cependant pour déterminer l'amplitude maximale de la première crête asymétrique, on sera amené à chercher les valeurs des rapports  $R/X$ .

Les capacités propres des lignes, câbles etc... sont en dérivation et contribuent peu au courant de défaut, à l'exception des défauts impédants à la terre.

Sur différents niveaux de tension sur lesquels s'exercent ces défauts étant différents, nous utiliserons la méthode des impédances relatives qui repose sur la convention suivante :

les Impédances en  $\Omega$  sont divisées par le carré de la tension composée à laquelle est porté le réseau au point où elles sont en service ; elles deviennent des impédances relatives.

Pour lignes et câbles, les résistances, réactances relatives sont  $R_R = \frac{R_{ohm}}{U^2}$   $X_R = \frac{X_{ohm}}{U^2}$

Pour les transformateurs ; l'impédance s'exprime à partir de la tension de court-circuit  $u_{cc}$  et de la puissance nominale

$$P_n: Z = \frac{U^2}{P_n} \cdot \frac{M_{cc}}{100} \quad \text{d'où} \quad Z_R = \frac{1}{P_n} \times \frac{M_{cc}}{100}$$

Pour les machines tournantes:

$$Z_R = \frac{1}{P_n} \times \frac{e}{100} \quad e = \text{impédance en \% de la machine}$$

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

$$P_{cc} = \frac{1 \text{ MW}}{\sum Z_R}$$

d'où l'on déduit l'intensité de défaut au point de tension U

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} U} = \frac{1 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \sum Z_R}$$

Et la valeur de  $\frac{X}{R}$  permettra d'obtenir le courant asymétrique

## VALEURS DES IMPEDANCES DES ELEMENTS DU RESEAU:

Afin de mener le calcul, les valeurs numériques des résistances et réactances de tous les éléments du réseau doivent être connues, sinon approximées, puis ramenées à leurs valeurs réactives

### Réseau amont:

La puissance de court-circuit du réseau HT ( $P_{cc}$ ) doit être donnée par le distributeur d'énergie (SENELEC)

Elle vaut  $P_{cc} = 250 \text{ MVA}$

L'impédance du réseau amont ramenée au secondaire du transformateur vaut

$$(MT/BT) \quad Z_a = \frac{U_0^2}{P_{cc}}$$

On prendra  $\frac{R_a}{X_a} = 0.15$        $R_a = 0.095 \text{ m}\Omega$        $X_a = 0.633 \text{ m}\Omega$

Transformateur: Chaque transformateur a une puissance de 315 kVA

$$Z_{TR} = \frac{U_0^2}{P} \times \frac{\mu_{cc}}{100}$$

Tableau S2 Merlin Génin donne  $Z_{TR} = 20.3 \text{ m}\Omega$        $R_{TR} = 6.28 \text{ m}\Omega$

$$X_{TR} = 19.3 \text{ m}\Omega$$

### Disjoncteurs:

L'impédance d'un disjoncteur ne doit être prise en compte que pour les appareils en amont de celui qui doit ouvrir sur le court-circuit envisagé:

La résistance est négligeable

La réactance est réactance  $\approx 0.15 \text{ m}\Omega$

### Câbles:

La résistance se calcule à partir de la formule

$$R_c = \rho \frac{L}{S}$$

$\rho = 22.5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  pour cuivre ou  $22.5 \times 10^{-8} \text{ m}\Omega \cdot \text{m}$

$\rho = 36 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  pour aluminium ou  $36 \times 10^{-8} \text{ m}\Omega \cdot \text{m}$

L = longueur en m de la canalisation

S = section des conducteurs en  $\text{mm}^2$

En l'absence d'indications données par les fabricants on pourra prendre:

câbles tripolaires:  $X_c = 9.08 \text{ m}\Omega/\text{m}$  (BT) et  $X_c = 0.10 \text{ à } 0.15 \text{ }\Omega/\text{km}$  (MT)

câbles unipolaires:  $X_c = 0.1 \text{ à } 0.2 \text{ m}\Omega/\text{m}$  (suivant l'espacement)

lignes aériennes:  $X_c = 0.3 \text{ m}\Omega/\text{m}$

Moteurs: Lors d'un court-circuit, un moteur se comporte comme un générateur débitant sur le défaut. On peut en général

négliger son influence en BT. Cependant pour avoir un calcul plus précis on opérera de la manière suivante :

soit  $I_{n,m}$  = somme des intensités nominales des moteurs susceptibles de fonctionner simultanément.

$$I_{cc\text{ mot}} = 3.5 I_{n,m}$$

Puis on ajoute au courant de court-circuit calculé, la valeur de  $I_{cc\text{ mot}}$ .

Cette contribution des moteurs au courant de court-circuit triphasé est souvent négligeable surtout quand il s'agit de petits moteurs comme chez nous. Ainsi dans nos calculs, on ne tiendra pas compte des moteurs.

Le calcul du courant de court-circuit triphasé est mis en application dans le plan N° 03

### Résultats sur la vérification des pouvoirs de coupure:

Nous allons dans un premier indiqués les pouvoirs de coupure de certains disjoncteurs installés à l'Ecole sur le réseau.

Calibre	Pouvoir de coupure	Type de disjoncteur
15 A	14 000 A sous 480V 18 000 A sous 240V	Circuit breaker ITE Frame FJ
40 A	14 000 A (sous 480V) 18 000 A sous 240V	"
70 à 100	18 000 sous 480V 22 000 sous 240V	"
125 A + 150 - 225 A	18 000 sous 480V 22 000 sous 240V	"
C250	20 000 A sous 380V	Compact
C500	30 000 A sous 380V	"
C1250	50 000 A sous 380 / 415V	"

Pour le réseau le courant de court-circuit le plus élevé correspond à celui triphasé situé aux bornes de la source ici, transformateur car autant en avance dans le réseau, autant les impédances augmentent et la valeur du courant de court-circuit diminue.

Aux bornes de notre transformateur le court-circuit triphasé est  $I_{cc\ tri} = \frac{I_n}{\mu_{cc}}$

$$I_n = 454.8 \text{ A}$$

$$\mu_{cc} = 3.95\%$$

(valeur exacte)

$$I_{cc\ tri} = \frac{454.8 \times 100}{3.95} = 11514 \text{ A}$$

Et d'après le tableau qui précède le pouvoir le plus faible pour les disjoncteurs installés est de 14 000 A.

Le calcul des courants de court-circuit triphasé pour les autres niveaux se situe au plan n° 03.

Les faibles valeurs des courants de court-circuit par rapport aux pouvoirs de coupure des disjoncteurs nous amènent à la conclusion que :

Le choix des disjoncteurs par rapport aux courants de court-circuit les plus élevés (court-circuit triphasé) n'a pas fait défaut pour le cas de nos installations électriques.

### III.2 PROTECTION DES CIRCUITS ALIMENTES PAR UN ALTERNATEUR: PLAN N° 04

Il faut qu'il existe pour nos installations électriques une partie alimentée à la fois par le transformateur du poste (condition normale) et un groupe électrogène de secours, une étude est nécessaire pour vérifier la conciliation de ces deux sources.

#### courant de court-circuit dans un réseau alimenté par un alternateur :

Le courant de court-circuit aux bornes d'un alternateur s'établit suivant trois régimes: subtransitoire (10 à 20 ms) transitoire (100 à 300 ms) et permanent (au delà de 0,5 s). Compte tenu des temps d'intervention des disjoncteurs sur un défaut, le courant de court-circuit sera calculé dans la période transitoire.

Pendant cette période, l'impédance de l'alternateur est égale à sa réactance transitoire  $X'_d$  qui vaut ici 30%.

La réactance transitoire en Ohm correspondante s'écrit

$$X'_d = \frac{U_n^2}{P_n} x'_d$$

$P_n$  = puissance nominale de l'alternateur

$U_n$  = tension nominale de l'alternateur.

La résistance est toujours négligeable devant la réactance.

Comparons le cas d'un transformateur et le cas d'un alternateur.

L'intensité du courant de court-circuit triphasé, en période transitoire aux bornes de l'alternateur vaut:

$$I_{cc\ tri} = \frac{I_G}{x'_d} \quad I_G = \text{courant nominal de l'alternateur} \quad (129 \text{ A})$$

$$I_{cc\ tri} = \frac{129}{30} \times 100 \cong 426 \text{ A}$$

Et pour un court-circuit aux bornes de notre transformateur  $I_{cc\ tri} = \frac{I_n}{\mu_{cc}} \quad (\mu_{cc} \cong 4\% \quad I_n = 454.8 \text{ A})$

$$I_{cc\ tri} = \frac{454.8 \times 100}{4} = 11370 \text{ A} \quad \text{ou plus exactement}$$

$$\text{avec } \mu_{cc} = 3.95\% \quad I_{cc\ tri} = 11514 \text{ A}$$

Le rapport de ces deux courants de court-circuit est de

$$\frac{11514}{426} \approx 27 \text{ fois d'où l'intérêt de la vérification}$$

### Conséquences pour les protections concernées par les deux alimentations :

Les caractéristiques du Pouvoir de Coupure et de réglage des déclencheurs magnétiques des disjoncteurs assurant la protection des circuits doublement alimentés doivent être vérifiés de la façon suivante :

- Pouvoir de coupure: Il doit être vérifié systématiquement avec les caractéristiques de la source normale (ici les transformateurs).

- Choix et Réglage des déclencheurs magnétiques:

Seules les protections des circuits principaux de l'installation prioritaire sont à examiner :

- la sélectivité avec les protections du groupe
- la protection des personnes contre les contacts indirects que l'installation soit alimentée par le groupe électrogène ou le transformateur.

Les deux conditions précédentes influencent le réglage des déclencheurs magnétiques des disjoncteurs de protection des départs principaux prioritaires.

Le réglage doit être fait à une valeur inférieure au courant de défaut minimal à l'extrémité du circuit protégé, dans l'hypothèse d'une alimentation par le groupe.

Pour éviter des calculs longs qui feront intervenir les réactances directes et homopolaires de l'alternateur et des liaisons, on utilisera l'abaque suivant.

La méthode d'exploitation de l'abaque est indiquée dessus.

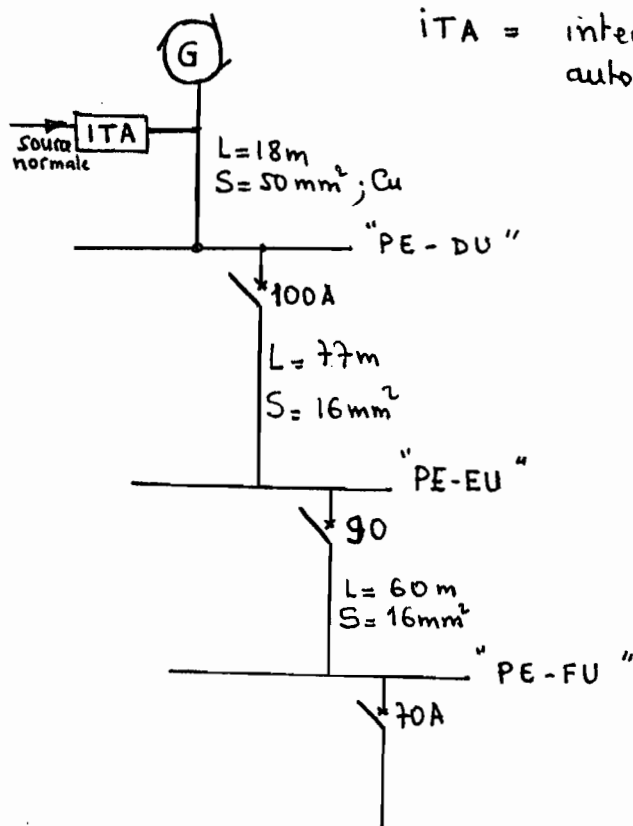
$R_L$  étant la résistance par phase entre l'alternateur et l'extrémité du câble protégé.



## Résultats obtenus :

Du fait de la faible puissance de court-circuit de l'alternateur (groupe électrogène), les intensités de court-circuit triphasé sont faibles par rapport à ce qu'elles sont quand le transformateur alimente le même "réseau secouru"

### Exemple de calcul pour l'utilisation de l'abaque (PLAN N° 04)



ITA = interrupteur de transfert automatique

Puisque nous ne disposons que de la courbe caractéristique du disjoncteur "70A" nous allons poursuivre l'exemple de calcul jusqu'à son niveau pour fin de vérification.

$R_L$  = résistance par phase entre l'alternateur et l'extrémité du câble.

$$m = \frac{\text{Section de la phase}}{\text{Section du conducteur de protection}}$$

$$\rho_{Cu} = 2.25 \times 10^{-8} \Omega m$$

entre le groupe et le tableau "PE-DU"

$$R_L = \rho \frac{L}{S} = 2.25 \times 10^{-8} \times \frac{18}{50 \times 10^{-6}} = 8.1 \times 10^{-3} \Omega$$

entre les tableaux "PE-DU" et "PE-EU"  $R_L = 0,108 \Omega$   
 entre les tableaux "PE-EU" et "PE-FU"  $R_L = 0,021 \Omega$

La résistance par phase entre le générateur et le point où se situe le disjoncteur de 70A est donc de :

$$R_L = 8,1 \times 10^{-3} + 0,108 + 0,021 = 0,137 \Omega$$

La réactance transitoire en Ohm de l'alternateur est de :

$$X'_d = \frac{380^2}{85000} \times 30\% = 0,51 \Omega$$

donc

$$a) \quad \frac{R_L}{X'_d} = \frac{0,137}{0,51} = 0,27$$

Avec ces deux valeurs on lit sur l'abaque

$$m = \frac{S_{ph}}{S_{pe}} = \frac{16 \text{ mm}^2}{16 \text{ mm}^2} = 1$$

$$\frac{I_d}{I_G} = 2,50 \quad c)$$

$$\frac{I_d}{I_G} = 2,50 \Rightarrow I_d = 2,5 \times 129 = 322,5 \text{ A}$$

qui est le courant de défaut minimal

d) calculer le rapport  $\frac{I_r}{I_G}$

$I_r$  = calibre du déclencheur thermique qui est de 70A

$$\frac{I_r}{I_G} = \frac{70}{129} = 0,54$$

e) le point de coordonnées  $\left(\frac{I_d}{I_G}; \frac{I_r}{I_G}\right)$  c'est-à-dire

$(2,50; 0,54)$  est le point C situé sur l'abaque.

En regardant l'abaque on voit que le point C est au dessus de la ligne  $I_{magn} = 2I_r + 20\%$  ou de

la courbe  $L = 3,85 I_r$ .

Donc le réglage maxi - du magnétique est pour le disjoncteur type G (domaine du point C),  $I_{magn} = 2I_r = 140\text{A}$

Mais pour faire un meilleur choix, on prendra

un multi 9 type L avec  $I_{\text{magn}} = 3.85 I_r = \underline{269.5A}$

Mais dans les 2 cas :

- disjoncteur type G avec réglage maxi du magnétique à 140 A qui est celui exposé dans le plan n° 03
- disjoncteur multi 9 type L avec  $I_{\text{magn}} = 269.5A$

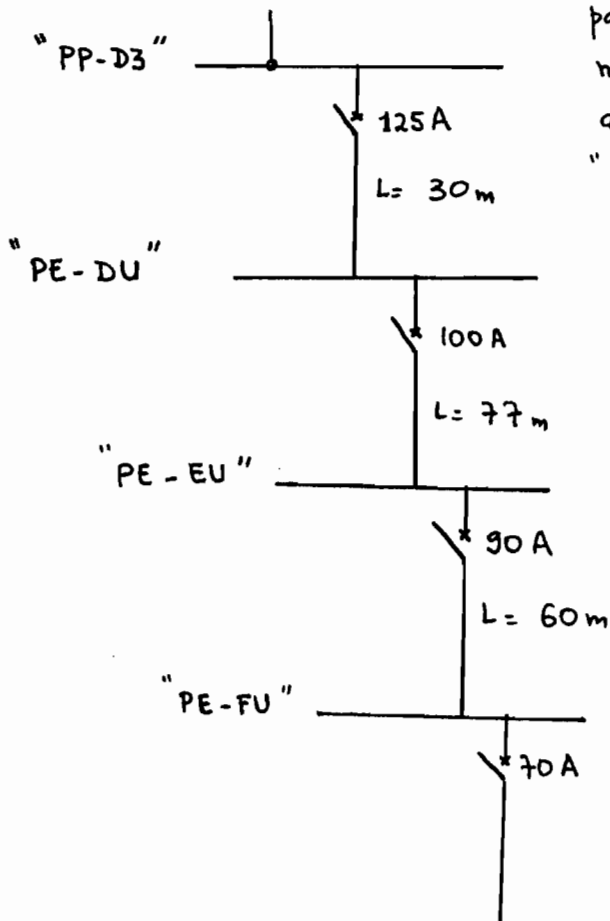
nous constatons avec la courbe caractéristique du disjoncteur actuellement installé (voir graphique n° 04 qui accompagne plan n° 03) que le réglage mini qu'on peut faire avec ce disjoncteur est

$$770 - 770 \times 10\% = \underline{693 A}$$

On voit ainsi que sur cette partie du réseau qui est parcourue par le groupe électrogène, le réglage des magnétiques est incompatible avec les courants de défaut qui pourront peut survenir au cas d'alimentation par le groupe.

### III.3 Résultats SUR LA SELECTIVITE:

1<sup>er</sup> circuit étudié:



ce circuit est choisi parce qu'on dispose au moins des caractéristiques des disjoncteurs "125A" et "70A" et on va voir jusqu'à quel point on pourra parler de sélectivité entre ces deux disjoncteurs bien qu'étant un peu éloignés

Sur le graphique n°5 on a juxtaposé les deux courbes des disjoncteurs "70A" et "125A"

On indique sur chacune de ces deux courbes que les magnétiques sont réglables à  $\pm 10\%$ .

Pour qu'il y ait sélectivité totale il faut que la zone de fonctionnement du disjoncteur "125A" soit au dessus de la zone de fonctionnement du disjoncteur "70A"

Nous allons avec les réglages possibles déterminer la zone minimum pour le "70A" et la zone la plus éloignée pour le "125A"

Réglage le plus proche pour le "70A" : (-10%)

$$770A - \frac{770 \times 10}{100} = 693A \text{ pour la ligne mini}$$

$$1600 - \frac{1600 \times 10}{100} = 1440A \text{ pour la ligne maxi}$$

La zone la plus basse pour le "70A" est donc  
(693 - 1440A)

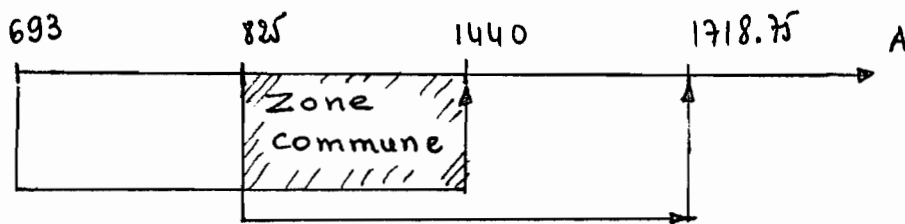
Réglage le plus éloigné pour le "125A" : (+10%)

$$\text{pour la ligne mini on a : } 750 + \frac{750 \times 10}{100} = 825A$$

$$\text{pour la ligne maxi on a : } 1562.5 \times \frac{1562.5 \times 10}{100} = 1718.75A$$

la zone la plus haute est (825 - 1718,75)

En mettant les 2 zones sur une droite on a :



On voit ainsi qu'il n'y a pas de sélectivité totale entre les 2 disjoncteurs "125A" et "70A".

Entore qu'il y a 2 disjoncteurs "100A" et "90A" installés entre ces 2 derniers (125A et 70A)

la sélectivité devient de plus en plus mauvaise.

Par exemple entre le "125A" et le "100A".

Donc ces disjoncteurs ne doivent pas être en série comme c'est le cas actuellement.

Cependant il n'y a aucun danger à cela, mais la recherche des défauts s'en trouve nettement plus compliquée.

Et du fait que cette ligne concerne celle qui alimente le centre de calcul, lieu qui doit

toujours être alimenté en courant pour la élimination, un effort doit être fait dans le sens de l'amélioration de la sélectivité.

#### IV.4) Résultats sur la protection contre les contacts indirects : ( Voir annexe page 71 )

La vérification est portée sur les circuits protégés par les disjoncteurs "125 A" et "70 A" pour lesquels nous avons eu la chance d'obtenir leurs courbes caractéristiques.

La longueur maximale protégée contre les contacts indirects s'écrit

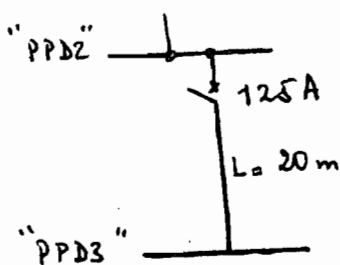
$$L = \frac{0,8 U_0 S}{(1+m) \rho I_t} \quad (\text{voir annexe})$$

pour un conducteur cuivre avec  $m=3$  ;  $S_{ph} = 50 \text{ mm}^2$

$$L = 1625 \frac{S}{I_t}$$

$$S_{PE} = 16 \text{ mm}^2$$

en prenant le tronçon suivant, avec la courbe



caractéristique du disjoncteur de "125 A" type ITE

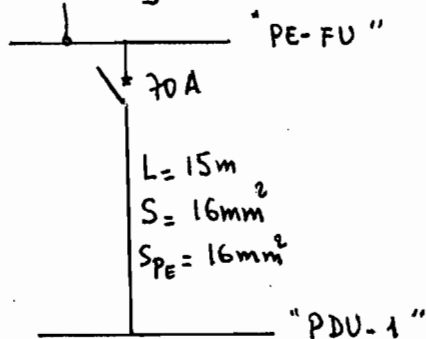
on voit qu' $\bar{\alpha} = 0,085 \text{ sec}$ ,  $I_t$  vaut

$$I_t = 600 \times \frac{125}{100} = 750 \text{ A}$$

$$\Rightarrow L = 1625 \times \frac{50 \text{ mm}^2}{750} = 108,33 \text{ m}$$

qui est bien supérieur à 20 m qui est la longueur actuelle entre les deux panneaux.

2<sup>e</sup> tronçon étudié :



pour Cuivre et  $m=1$

$$L = 3280 \frac{S}{I_t}$$

avec la courbe du disjoncteur

"70 A" on a,  $\bar{\alpha} = 0,2 \text{ s}$

le courant de fonctionnement

$$I_t = 1100 \times \frac{70}{100} = 770 \text{ A}$$

$$L = 3280 \times \frac{16}{770} = 68,15 \text{ m}$$

qui est bien supérieur à 15 m ; longueur actuelle

Pour les circuits terminaux :

Dans ce cas il est adopté la formule  $L' \leq U_L \frac{S_{Phase}}{f I_d}$   
(voir annexe)

Cas des moteurs protégés par fusibles aM :

on prendra  $U_L = 50V$  compte tenu de la valeur de la résistance d'isolement mesurée pour les câbles et aussi entre les éléments conducteurs ( $100M\Omega$ ); compte tenu aussi de la période sèche pour les temps d'utilisation des moteurs et le niveau des utilisateurs.

l'annexe donne  $I_d = 15 I_n$  quel que soit  $I_n$  pour un fusible aM.

en général nous avons une section de  $1.5mm^2$  et aussi les petits moteurs (1.5 kW au plus dans les ateliers et laboratoires); le courant nominal du fusible est de  $4 \text{ à } 6 A$ .

Pour être pessimiste ou sécuritaire prenons  $I_n = 6A$  ce qui donne  $I_d = 90$

pour cuivre  $f = 2.25 \times 10^{-8} \Omega m$

ainsi on a  $L' \leq 50 \frac{1.5 \times 10^{-6}}{2.25 \times 10^{-8} \times 90} = 37 m$

Alors qu'en général sur nos circuits terminaux, ces fusibles se trouvent sur le sectionneur distant du moteur d'environ 5 m.

Conclusion: Du point de la longueur maximale de canalisation pour la protection contre les contacts indirects, nous avons une grande marge entre la valeur imposée et la valeur réellement installée. Notons aussi que nos canalisations sont souvent sous conduit, empêchant, les risques de contact indirect sur les circuits divisionnaires.



### III.5 VERIFICATION DE LA PROTECTION DES MOTEURS

Le circuit d'alimentation d'un moteur présente des caractéristiques spécifiques. Il se différencie des autres par les faits suivants :

- courant de démarrage important
- Cadence de démarrage généralement élevée
- Nécessité de protéger le moteur par un relais de surcharge spécifique

d'équipement d'un départ moteur doit aussi réaliser les fonctions de base suivantes :

- protection du câble d'alimentation et du moteur contre les surcharges, commande du moteur ; fonctions en général assurées par le démarreur

Pour un moteur à démarrage direct, le démarreur est constitué d'un contacteur et d'un relais de surcharge.

- Sectionnement du départ et protection du démarreur et du câble d'alimentation contre les courts-circuits.

[sectionneur (ou interrupteur) / fusible ou par disjoncteur]

Ces deux méthodes de sectionnement et protection contre les courts-circuits du câble et du démarreur se différencient surtout dans leurs fonctions complémentaires.

#### Protection contre la marche en monophasé :

Pour le cas du sectionneur (ou interrupteur) / fusible, il est nécessaire d'installer des fusibles à percuteur ou un relais dit "différentiel".

Le cas des fusibles présente les inconvénients de stockage, problème de type et calibre.

Alors que pour un disjoncteur, la protection en marche monophasée est obtenue grâce à l'ouverture omnipolaire du disjoncteur.

#### Protection différentielle à courant résiduel :

(protection des personnes - protection du moteur en cas de défaut interne - protection incendie)

Alors que cette protection est assurée par adjonction du bloc Vigi au disjoncteur, elle est difficile à mettre en œuvre pour le cas du sectionneur ou interrupteur.

Une différence est aussi la meilleure continuité d'exploitation avec le disjoncteur car l'installation peut être remise en route immédiatement après l'élimination du défaut.

Le disjoncteur assure aussi une meilleure protection du démarreur pour des courants de court-circuit inférieurs à environ 30 fois le courant nominal du moteur.

L'association Disjoncteur / Discontacteur est d'autant plus souhaitée pour un moteur que nous nous trouvons avec un service entretien qui ne maîtrise pas correctement les lois fondamentales sur les protections.

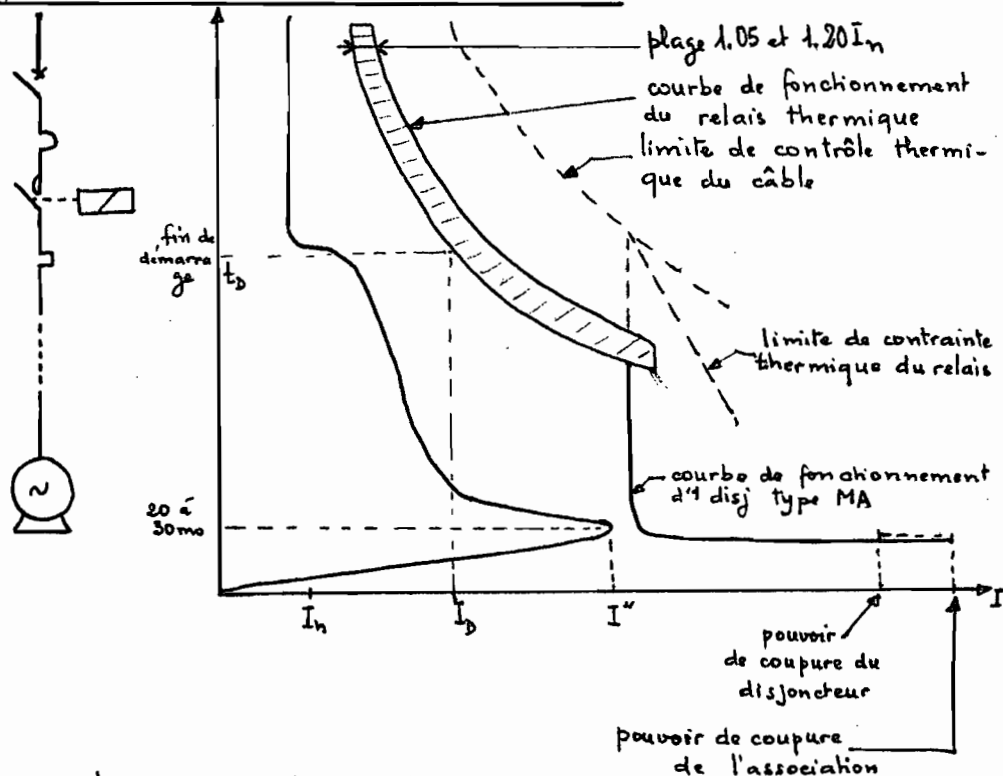
### Pouvoir de coupure du disjoncteur et de l'association :

Les normes internationales CEI 158.1 annexe C et américaines UL 508 admettent la vérification du pouvoir de coupure de l'association disjoncteur - discontacteur lorsque le disjoncteur est proche du contacteur.

La détermination a priori des disjoncteurs et des démarreurs à associer, ainsi que le pouvoir de coupure de l'association est impossible. Seuls les essais en laboratoire et des calculs permettent de le faire.

Ref: "Guide de Choix des disjoncteurs BT" réf A376 a  
Merlin Gerin

### Protection normale d'un moteur :



### Commentaire sur la protection des moteurs de l'atelier de MECANIQUE GENERALE

L'étude est faite sur ces moteurs car ce sont eux qui présentent les plus fortes probabilités d'avoir des surcharges. Je présenterai avant tout un tableau de choix des constituants qui remplissent correctement les fonctions de commande, protection et sectionnement des moteurs et des circuits. Ce tableau est tiré du "Catalogue Général 1981-82 de Télémechanique".

Il sera la base des propositions que je vais formuler à la suite des analyses sur l'état de fonctionnement des moteurs situés à l'atelier de Mécanique Générale.

Service ininterrompu, temporaire ou intermittent jusqu'à 120 manœuvres/heure

Moteur (1)				contacteur (2) tripolaire	Relais thermique tripolaire différentiel		3 fusibles aM		Sectionneur tripolaire porte-fusibles
220 V		380 V			Zone de réglage		calibre	Taille	
kW	I <sub>n</sub> (A)	kW	I <sub>n</sub> (A)	Calibre	Ref.	A	A(3)		
-	-	0.37	1.03	LCI-D093	LRI-D09306	1/1.6	2	10x38	LSI-D253
0.37	1.8	0.55	1.6	LCI-D093	LRI-D09307	1.6/2.5	2 ou 4	10x38	"
-	-	0.75	2	"	LRI-D09307	1.6/2.5	2 ou 4	10x38	"
0.55	2.75	1.1	2.6	"	LRI-D09308	2.5/4	4 ou 6	10x38	"
0.75	3.5	1.5	3.5	"	LRI-D09308	2.5/4	4 ou 6	10x38	"
1.1	4.4	2.2	5	"	LRI-D09310	4/6	6 ou 8	10x38	"
1.5	6	3	6.6	"	LRI-D09312	5.5/8	8 et 12	10x38	"
2.2	8.7	4	8.5	"	LRI-D12314	7/10	10 ou 12	10x38	"
3	11.5	5.5	11.5	LCI-D123	LRI-D12316	10/13	12 ou 16	10x38	"
4	14.5	7.5	15.5	LCI-D163	LRI-D16321	13/18	16 ou 20	10x38	"
5.5	20	10	20	LCI-D253	LRI-D25322	18/25	20 ou 25	10x38	"
-	-	11	22	"	LRI-D25322	18/25	25	10x38	"
7.5	27	15	30	LCI-D403	LRI-D40353	23/32	32 ou 40	14x51	DKI-EB13
10	35	18.5	37	"	LRI-D40355	30/40	40	14x51	"
11	39	-	-	"	LRI-D40355	30/40	40	14x51	"
-	-	22	44	LCI-D503	LRI-D63357	38/50	50	14x51	"
15	52	-	-	LCI-D503	LRI-D63359	48/57	63	22x58	"
(2) pour le contacteur tripolaire on note par exemple LCI-D503.									

### Remarques sur le dernier tableau :

(1) Les valeurs indiquées sont les puissances normalisées et les courants nominaux moyens. Le relais sera réglé pour le courant indiqué sur la plaque du moteur ou à défaut pour celui donné dans la colonne  $I_n$ .

Pour toute autre puissance, choisir le relais couvrant le courant nominal avec le contacteur qui lui est associé, et les fusibles de calibre égal ou immédiatement supérieur à  $I_n$ .

(2) La référence complète du contacteur est obtenue en remplaçant le point par une lettre significative de la termin de la bobine :

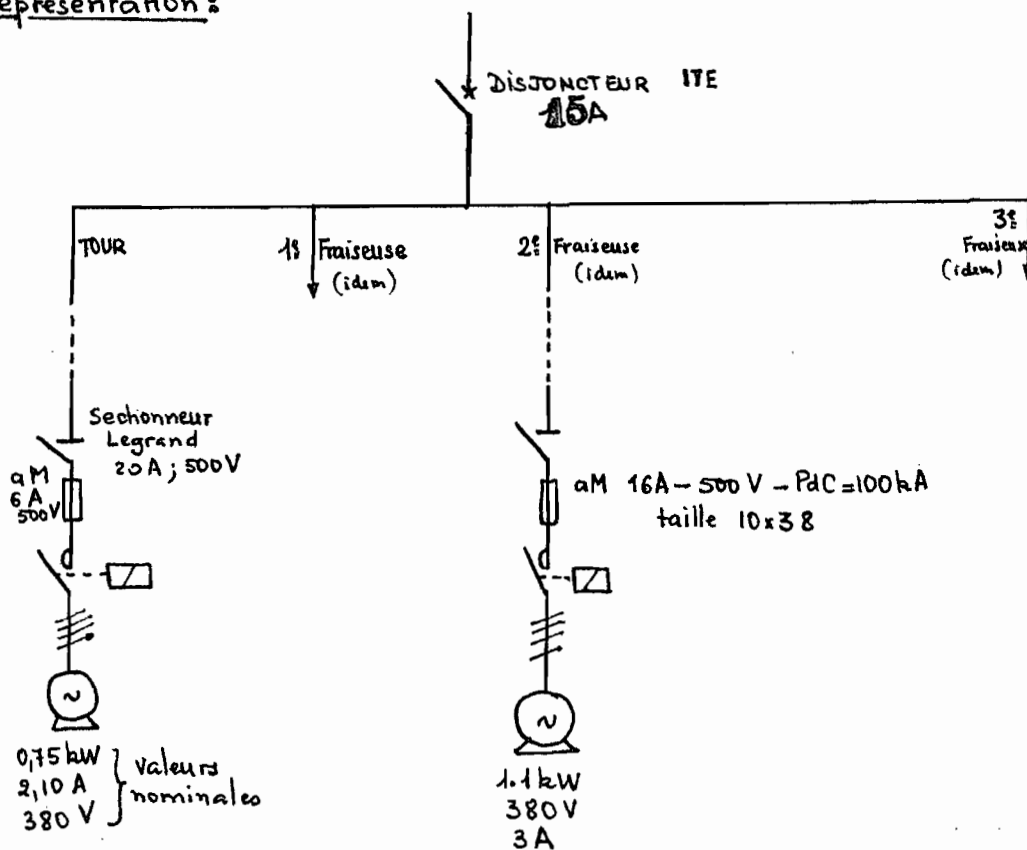
E (48V) - F (110V) - M (220V) ...

(3) Le calibre des fusibles indiqué assure avec le contacteur et le relais thermique associé, une coordination de type "S"

### COORDINATION DES PROTECTIONS DES MACHINES-OUTILS

#### ATELIER MECANIQUE - ARMOIRE PPD1 - circuit 13-15-17

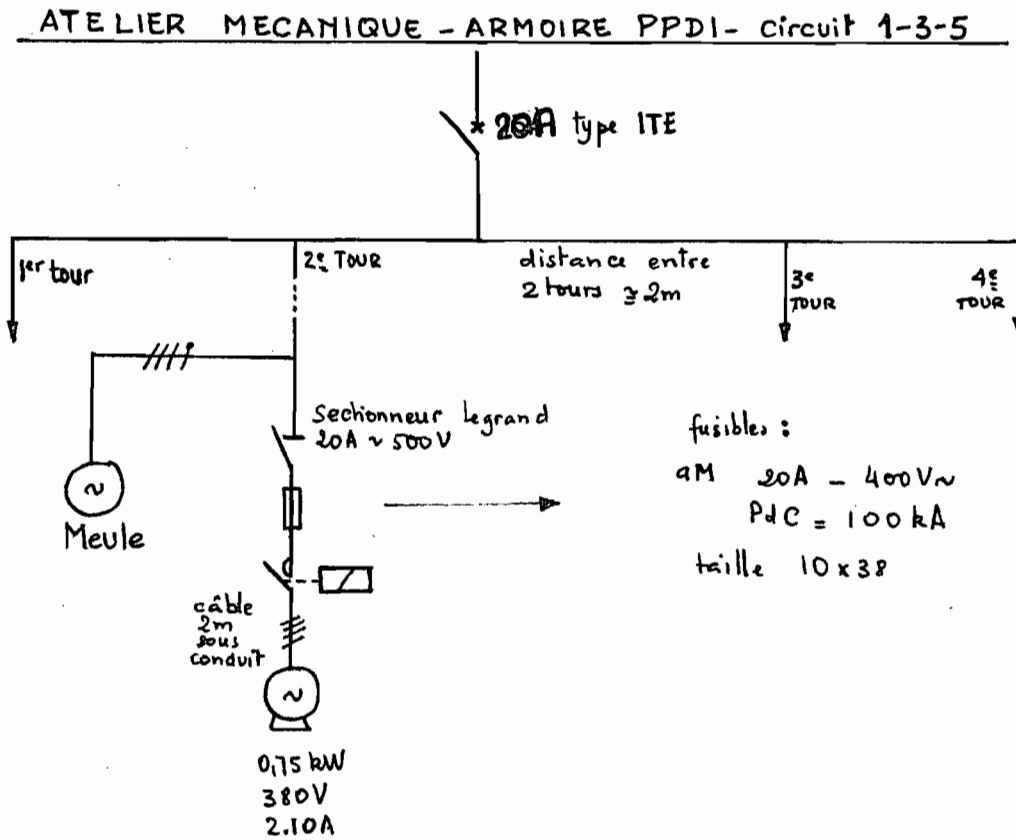
#### Représentation :



Les 3 fraiseuses ont les mêmes caractéristiques et même type de protection.

Notons aussi que les moteurs de ces machines-outils n'ont pas de protections "incorporées".

des fusibles aM (accompagnement moteur) n'assurent que la protection contre les courts-circuits et s'utilisent toujours en combinaison avec d'autres appareils (discontacteurs, disjoncteurs) afin d'assurer la protection contre toute surcharge  $\leq 4 I_n$ . Ils ne sont donc pas autonomes. Ces fusibles n'étant pas prévus pour une protection contre les faibles surcharges, les courants conventionnels de fusion ou non fusion ne sont pas fixés. Ils fonctionnent à partir de  $4 I_n$  environ.



Les autres tours qui sont 3e et 4e représentent les mêmes caractéristiques et sont munis de fusibles aM mais de calibres différents. Il s'agit de fusible

aM 16A 500V ~ P d C = 100 kA taille 10x38

On note aussi que pour certains sectionneurs, les fusibles installés sont parfois de calibres différents.

### DISCUSSION :

Je vais procéder étape par étape, de la nature de la protection à la coordination des différentes protections. L'étude de la protection contre les courts-circuits ne sera pas faite ici car vu le pouvoir de coupure assez grand des fusibles aM et l'éloignement de ces moteurs par rapport à la source, on sait tout de suite que le court-circuit n'atteindra pas

cette valeur, il suffit de voir les valeurs des autres courants de court-circuit.

choix des fusibles aM:

Pour les fraiseuses, il faut prendre le calibre 4 ou 6 au lieu de 16A qui n'est pas adapté aux valeurs nominales du moteur qu'il protège.

Pour les tours, le calibre qui convient est aussi le calibre 4 ou 6 au lieu de 20A

La conséquence d'un calibre trop grand est la non détection des surcharges ( $\geq 4I_n$ ) dans les temps corrects empêchant la destruction des câbles ou du bobinage des moteurs quand le rotor est bloqué.

choix des relais de surcharges:

Présentement ces relais n'existent même pas pour protéger les moteurs. Ce qui fait que les surcharges ( $\leq 4I_n$ ) ne sont pas éliminées.

Pour les fraiseuses il faut le relais thermique LRI-D09308  $\frac{25}{4}$   
et pour les tours LRI-D09307 1.6/25 A

Sectionneurs:

les types de sectionneurs actuellement installés sont bons

choix de disjoncteurs:

Regardons le cas du circuit 13-15-17, circuit des fraiseuses. le calibre du disjoncteur correspond au réglage du relais thermique.

les 4 moteurs fonctionnent:

En prenant un facteur d'utilisation de 0.75, le courant normal traversant le disjoncteur est:

$$I_{nt} = (2,10 + 3 \times 3) \times 0.75 = \underline{8.325 A}$$

Si 1 moteur ( fraiseuse ) est en surcharge tel que  $I = 3I_n$  le courant total traversant le disjoncteur :

$$I_{nt} = \frac{3}{4}(2,10 + 2 \times 3) + 3 \times 3 = \underline{15.075 A}$$

En sachant que cette valeur serait encore d'autant plus petite si les 4 moteurs ne fonctionnent pas simultanément, on arrive à la conclusion qu'au lieu du disjoncteur de 20A, il faut tout au moins un disjoncteur de calibre 15.

Nota: l'idéal serait d'avoir 1 disjoncteur par machine. Mais pour ne pas faire un investissement exagéré incompatible avec le niveau de sécurité atteint, le minimum à faire est de respecter les choix définis ci-dessus. Les mêmes remarques sont valables pour le circuit 13-15-17.

### III.6 Protection contre les défauts d'isolement sur le matériel moyenne tension du poste de transformation :

La protection des personnes est obtenue par l'équipotentialité et la mise à la terre de toutes les masses et éléments conducteurs du poste. Pour les réseaux souterrains le courant de défaut qui passe par la terre est très grand (de l'ordre de 1000 A) et provoque une élévation du potentiel de toutes les masses. Rappelons qu'avec la moyenne tension, la norme au sériel est la norme NF C13-100. Normalement avec l'équipotentialité le risque est nul, mais du fait que cela est souvent incertain, la dite norme conseille d'avoir une valeur maximum de  $10 \Omega$  pour la résistance de la prise de terre du neutre. Cette prise de terre empêche le claquage du matériel BT en cas de défaut d'isolement sur le matériel MT du poste.

#### Vérification faite :

Pour avoir à faire cette expérience sans couper la source, j'ai choisi une prise de terre située près du MESS de l'École et qui vient d'être déconnectée.

#### Appareil utilisé :

Mesureur de terre VX 425 A Metrix

fréquence de mesure : 230 Hz environ

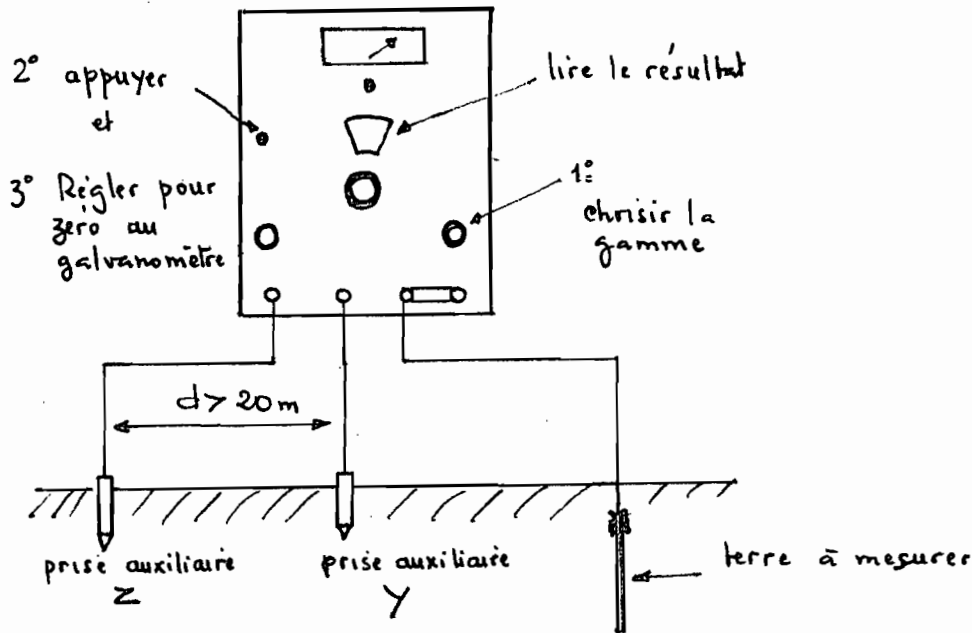
Plage de fonctionnement en température : 0 - 50°C

Température approché à la mesure : 22°C

Rem : les procédures indiquées sur la notice qui accompagne l'appareil ont été respectées.

Genre de terre : Comme partout dans l'Ecole, les prises de terre sont constituées d'une tige.

Indication de la Méthode : Après tarage du zéro



Pour la gamme, seule celle de 1000 a pu faire revenir l'aiguille du galvanomètre.

Indication de l'aiguille = 7

Ce qui correspond, comme c'est dit dans la notice, à la valeur réelle multipliée par 100

Donc la résistance de la prise de terre est :  $0.07\ \Omega$

Comparativement à la valeur maxi imposée par la norme C13-100, la résistance de  $0.07\ \Omega$  assure très bien la sécurité de notre matériel BT en cas de défaut d'isolement sur le matériel MT du poste.

(j'avais voulu faire la mesure de la résistance du sol aussi mais l'équipement de l'appareil était incomplet pour ce type de mesure).



### III.7      Résultat sur la mesure de la Résistance d'isolement:

#### Mesure de la résistance d'isolement des câbles:

Appareil utilisé: Mégohmmètre TYPE IMI - 413

Classe de précision : 1.5 ; 50 Hz

Tension nominale de mesure = 2500 V

Tension d'essai d'isolement = 3500 V

Température ambiante admissible : de  $-20^{\circ}\text{C}$  à  $40^{\circ}\text{C}$

Température à la mesure  $\approx 25^{\circ}\text{C}$  (saison sèche)

Valeur obtenue: La valeur minimale obtenue après mesure sur quelques câbles =  $100 \text{ M}\Omega$

Valeur très bonne devant celle qui est acceptée en pratique 5 à  $10 \text{ M}\Omega$

La norme 015-100 impose un minimum de  $250000 \Omega$

#### Mesure de la résistance d'isolement des enroulements des moteurs du Labo d'Electrotechnique:

Avec le même appareil, on a obtenu encore une valeur proche de  $100 \text{ M}\Omega$  qui est largement acceptable.

chp IV : ETUDE DE  
CHUTE DE TENSION

#### IV.1 INTRODUCTION:

Le poste de transformation "Z" alimentent les blocs précités à la caractéristique d'alimenter en même temps l'éclairage que la force motrice. Or la norme C15-100 (celle également en vigueur au SÉNÉGAL) ordonne des valeurs maximales de chute de tension - aussi <sup>bien</sup> pour l'éclairage que la force motrice.

Cette chute de tension s'entend en service normal (ne pas tenir compte de courant au démarrage des moteurs par exemple) et lorsque les appareils susceptibles de fonctionner simultanément sont alimentés.

Du point de vue économique, une grande chute de tension est à exclure car elle est le signe de pertes de courant exagérées.

Du point de vue de la bonne marche des récepteurs, il faut limiter les pertes car la tension aux bornes de ces derniers est la condition même de leur bon fonctionnement.

Aussi si la chute de tension est appréciable au démarrage des moteurs, le phénomène de décrochage empêche toute mise en marche correcte.

#### Chute de tension maximale entre l'origine de l'Installation BT et L'utilisation:

Les pourcentages donnés sont ceux fournis par Merlin Gerin dans le cas d'un abonné propriétaire du poste de transformation.

ECLAIRAGE	FORCE MOTRICE ET AUTRES USAGES
6%	8% Mais il faut faire de sorte à ne pas atteindre cette limite qui est assez grande surtout pour le démarrage des moteurs

La chute de tension dans un circuit s'écrit:

$$\Delta U \text{ (Volts)} = k \times I_B \times L$$

$I_B$  = courant de service en ampères

$L$  = longueur du câble en km

Pour déterminer la valeur du facteur  $k$ , utiliser le tableau suivant qui tient compte à la fois (bonne approximation)

- du type d'utilisation : force motrice avec  $\cos\phi \cong 0.8$  ou éclairage avec  $\cos\phi \cong 1$
- du type de câble, monophasé ou triphasé.
- La colonne " force motrice  $\cos\phi = 0.35$  " permet si nécessaire de déterminer la chute de tension lors d'un démarrage de moteur.

POUR CIRCUIT TRIPHASE : La chute de tension  $k$  donnée est celle entre phases, pour trouver celle entre phase et neutre, diviser par  $\sqrt{3}$

Section en mm <sup>2</sup> Cuivre	FORCE MOTRICE		ECLAIRAGE
	Service normal $\cos\phi = 0.8$	démarrage $\cos\phi = 0.35$	$\cos\phi = 1$
1.5	20	9.4	25
2.5	12	5.7	15
4	8	3.6	9.5
6	5.3	2.5	6.2
10	3.2	1.5	3.6
16	2.05	1	2.4
25	1.3	0.65	1.5
35	1	0.52	1.1
50	0.75	0.41	0.77
70	0.56	0.32	0.55
95	0.42	0.26	0.4
120	0.34	0.23	0.31
150	0.29	0.21	0.27
185	0.25	0.19	0.2
240	0.21	0.17	0.16
300	0.18	0.16	0.13

Potons que le bon fonctionnement des moteurs est en général garanti pour leur tension nominale  $\pm 5\%$  (en régime permanent). Éviter d'atteindre la valeur minimale de 15% de chute au démarrage.  
Et que dans la mesure du possible, les chutes de tension

dans les circuits terminaux ne doivent pas dépasser 3% pour l'éclairage et 5% pour moteurs et autres usages.

POUR CIRCUIT MONOPHASE :  $k$

Section en mm <sup>2</sup> Cu	force motrice		éclairage cos $\varphi = 1$
	Service normal cos $\varphi = 0.8$	démarrage cos $\varphi = 0.35$	
1.5	14.23	11	29
2.5	14	6.6	17
4	9.2	4.1	11
6	6.1	2.9	7.2
10	3.7	1.7	4.2
16	2.36	1.15	2.7
25	1.5	0.75	1.7
35	1.15	0.6	1.3
50	0.86	0.47	0.88
70	0.64	0.37	0.63
95	0.48	0.30	0.46
120	0.39	0.26	0.36
150	0.33	0.24	0.31
185	0.29	0.22	0.23
240	0.24	0.2	0.18
300	0.21	0.18	0.15

Pour déterminer avec exactitude la valeur de la chute de tension, il faut utiliser les formules suivantes établies pour un triphasé équilibré.

entre phases : La chute de tension en volt vaut :

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

et la chute de tension en % est de  $\frac{100 \Delta U}{U_n}$

entre phase et neutre :

$$\Delta U = I_B L (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

et la chute en % est de  $\frac{100 \Delta U}{V_n}$

avec  $I_B =$  courant de service du circuit considéré en A.

$L$  est la longueur du câble en km

$R$  résistance linéaire d'un conducteur en  $\Omega/\text{km}$

$$R = \frac{22.5 (\Omega \text{mm}^2/\text{km})}{S (\text{section en mm}^2)}$$

$X$  = réactance du conducteur en  $\Omega/\text{km}$

$\varphi$  = déphasage du courant sur la tension dans le circuit considéré.

$V_n$  et  $U_n$  sont les tensions simple et composée.

En dérivant cette formule pour le calcul de la chute de tension on se rend compte qu'il serait fastidieux et sans grande importance (nécessité) de chercher à chaque fois la valeur du facteur de puissance ( $\cos \varphi$ ).

Ainsi nous limiterons - nous dans cette étude vérificative d'utiliser la formule  $\Delta U = k I_B L$  tout en ayant l'idée que : à chaque fois qu'on s'approche de la valeur limite de la chute de tension, on reviendra utiliser la formule usuelle pour confirmation ou non.

Pour cette étude on procédera par deux étapes : l'une sera constituée de calculs et l'autre fera l'objet d'expériences et mesures.

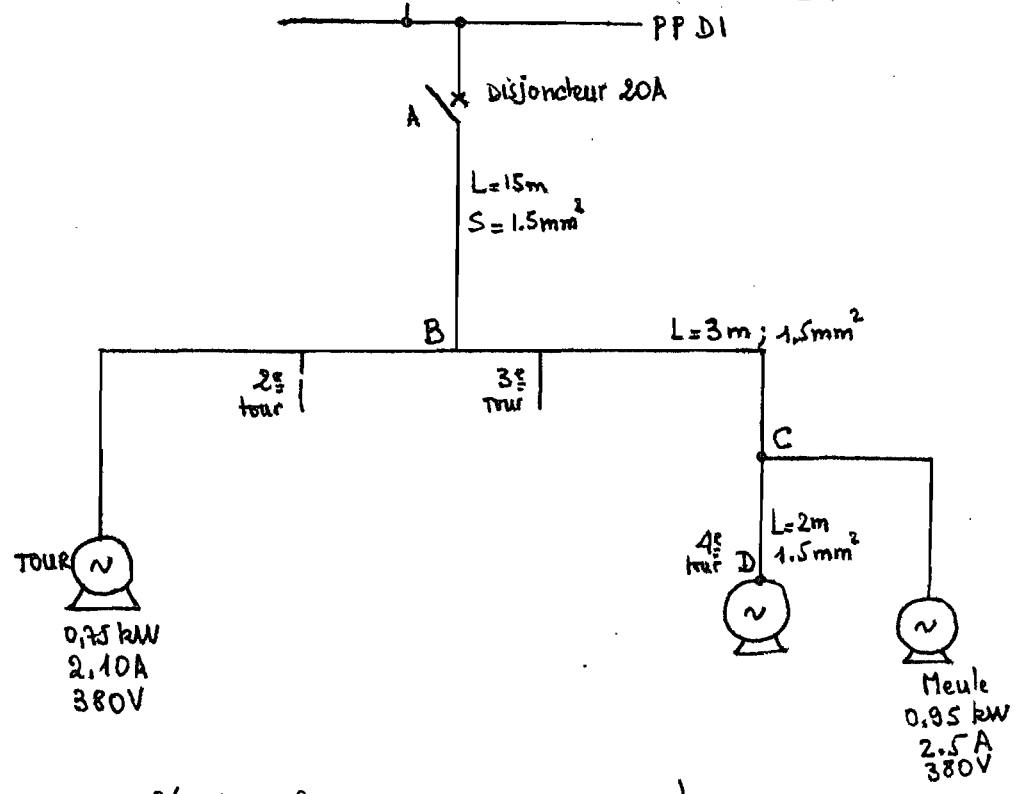
Une chute de tension s'entend entre deux points à un instant donné, le choix de ces points sera fonction de l'importance qu'on accorde à un récepteur quant à l'effet de la chute de tension sur son fonctionnement.

Les moteurs et machines-outils sont ainsi choisis pour ces deux étapes d'analyse.

C'est parce qu'aussi les moteurs présentent des impédances sur sa ligne d'alimentation (disjoncteurs, contacteurs, relais thermique, fusibles etc...) plus importantes que sur les lignes d'alimentation des autres récepteurs. Même si elles sont difficilement comptabilisables par calcul, les mesures feront intervenir nécessairement leurs effets.

La grande puissance appelée par cette armoire électrique par rapport aux autres autorise aussi ce choix.

IV-2 CALCUL sur "PP-DI" Circuit 1-3-5 :



1° En fonctionnement normal :

Chute entre A et B :

facteur de simultanéité = 1  
 facteur d'utilisation = 0.8

On a un circuit triphasé sans neutre avec une section cuivre de  $1.5 \text{ mm}^2$   
 le tableau donne  $k = 20$

Le courant de service est :

$$I_B = 0.8 (2.5 + 4 \times 2.1) = 8.72 \text{ A}$$

$$\Delta U (\text{volts}) = k I_B L = 20 \times 8.72 \times 15 \times 10^{-3} = 2.6 \text{ V}$$

Chute entre B et C :

On a les mêmes valeurs de facteur de simultanéité et d'utilisation; la section est aussi la même

Le courant de service est :  $(2.5 + 2.1) \times 0.8 = 3.68 \text{ A}$

$$\Delta U (\text{volts}) = 20 \times 3.68 \times 3 \times 10^{-3} = 0.22 \text{ V}$$

Chute entre C et D :  $L = 2 \text{ m}$   $k = 20$

Le courant de service est:  $I_B = 0.8 \times 2.1 = 1.68 \text{ A}$

$$\Delta U \text{ (volts)} = 20 \times 1.68 \times 2 \times 10^{-3} = 0.067 \text{ V}$$

La chute de tension totale entre le disjoncteur et les bornes du moteur est:

$$\Delta U = 2.6 + 0.22 + 0.067 = 2.887 \text{ volts.}$$

La chute en pourcentage est:

$$100 \frac{\Delta U}{U_n} = 100 \frac{2.887}{380} = 0.76 \%$$

Valeur très acceptable - devant les 5% donnés comme limite pour les chutes de tension au niveau des circuits terminaux alimentant des moteurs.

2/ Au démarrage (tous ensemble):

Le courant de démarrage est pris égal à  $5I_n$

$$R = 9.4 \text{ pour } \cos \varphi = 0.35$$

Chute sur tronçon AB:

$$I_B = 5 (4 \times 2.1 + 2.5) = 54.5 \text{ A}$$

$$\Delta U \text{ (volts)} = 9.4 \times 54.5 \times 15 \times 10^{-3} = 7.68 \text{ volts.}$$

Chute sur tronçon BC:

$$I_B = 5 (2.5 + 2.10) = 23$$

$$\Delta U = 9.4 \times 23 \times 3 \times 10^{-3} = 0.65 \text{ volts}$$

Chute sur tronçon CD:

$$I_B = 5 \times 2.10 = 10.5 \text{ A}$$

$$\Delta U = 9.4 \times 10.5 \times 2 \times 10^{-3} = 0.2 \text{ volts}$$

La chute de tension totale pour le cas le plus défavorable, c'est-à-dire en considérant tous les moteurs demarrant au même instant est:

$$\Delta U = 7.68 + 0.65 + 0.2 = 8.53 \text{ volts.}$$



elle vaut en pourcentage :

$$\frac{8.53}{380} \times 100 = 2.24\%$$

Valeur très acceptable pour un démarrage car elle est même inférieure à la limite pour le fonctionnement normal.

### B) MESURES :

Entendre par charge nulle le travail à vide du moteur. Puisque les mesures sont faites à charge nulle la chute réelle n'est pas exactement mesurée.

Avec la formule  $\Delta U = \sqrt{3} I_B L (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$

on va considérer la partie  $(R \cos \varphi + X \sin \varphi)$  comme constante entre ces deux régimes. Ce qui implique avec une petite erreur que la chute de tension est seulement <sup>fonction</sup> du courant de service.

Tableau de mesures :

Fonctionnement	tension au niveau disjoncteur	Courant sortie disjoncteur	Tension au niveau du moteur
Tous les moteurs en arrêt	400 V	0	400V
Moteurs marchent à charge nulle	396 V	8	393V

La chute de tension entre le disjoncteur et le moteur à charge nulle est :  $396 - 393 = 3$  volts

La chute en régime permanent est :

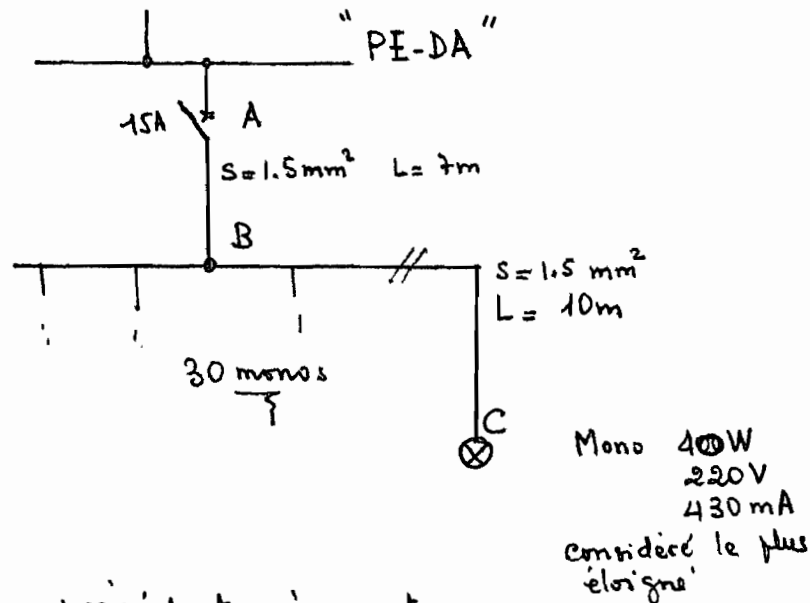
$$3V \times \frac{8.72}{8} = 3.27 \text{ volts.}$$

La chute en pourcentage est :

$$\frac{3.27 \times 100}{380} = 0.86\% \quad \text{très acceptable!}$$

### IV-3 CALCUL POUR CIRCUIT ECLAIRAGE

Le circuit n°1 du tableau PE-DA situé à l'atelier de Mécanique est étudié :



Le tableau précédent n'ayant pas prévu l'éclairage fluorescent, le calcul précis sera utilisé :

$$\Delta U = I_B L (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

$$R = \frac{22.5 (\Omega \text{ mm}^2 / \text{km})}{S (\text{mm}^2)} = \frac{22.5}{1.5} = 15 \Omega / \text{km}$$

$$X = 0.2 \frac{\text{m}\Omega}{\text{m}} = 2 \times 10^{-7} \Omega / \text{km}$$

Chute par tronçon AB:  $I_B = 30 \times 0.43 \text{ A}$  ;  $L = 7 \text{ m}$

$$\Delta U = (30 \times 0.43) \times 7 \times 10^{-3} (15 \times 0.56 + 2 \times 10^{-7} \times 0.83) = 0.76$$

Chute par tronçon BC:

$$I_B = 0.43 \text{ A} ; L = 10 \text{ m}$$

$$\Delta U = 0.43 \times 10 \times 10^{-3} (15 \times 0.56 + 2 \times 10^{-7} \times 0.83) = 0.036$$

Chute totale est :  $0.76 + 0.036 = 0.8 \text{ volts}$ .

La chute en pourcentage est :  $\frac{0.8 \times 100}{220} = 0.36\%$

très acceptable devant la limite imposée de 3%

### Chute entre l'origine et l'utilisation:

En marche normale - mesure faite entre 10<sup>h</sup> et 11<sup>h</sup> la tension entre phases - au secondaire - du transformateur est : 399 volts.

Par rapport à la valeur de la tension au niveau du moteur (393 V) la chute de tension est :

$$399 - 393 = 6 \text{ volts.}$$

En termes de pourcentage, la chute vaut :

$$\frac{6 \times 100}{380} = 1.58 \%$$

Acceptable devant les 8% pris comme limite par la norme.

Les mesures aux bornes des lampes fluorescentes sont rendues impossibles par le fait qu'elles sont encastrées au plafond.

### CONCLUSION :

Après calculs et mesures sur la partie qui appelle plus de courant pour notre installation nous en arrivons aux constatations suivantes :

Les valeurs de chute de tension sont largement inférieures à celles fixées comme limite par la norme C15-100.

Du point de vue des calculs, ces valeurs faibles résultent surtout des :

- faibles longueurs des conducteurs.
- courants faibles devant les courants admissibles des conducteurs.

Par exemple pour  $S = 1.5 \text{ mm}^2$  le courant admissible est 30 A à 20°C pour le type de câble GRWU 90X ; devant 8 A qui est la valeur de service.

Du point de vue des mesures, elles sont l'indication d'un bon facteur de puissance, de la température normale au niveau de l'atelier (22°C) des sections assez grandes par rapport aux courants transportés et surtout de faibles courants de fuite (résistance d'isolement mesurée et 100M $\Omega$ ).

Notre installation se comporte ainsi très bien du point de vue des chutes de tension.

Cependant en partant des valeurs mesurées de la tension sous charge normale, il peut être intéressant de mener une étude du niveau de tension à l'École pour voir ce que cela peut donner du côté financier car la durée de vie des récepteurs, luminaires surtout est profondément liée à ce niveau de tension.

On peut tout de suite proposer la diminution de la tension à vide vu les faibles valeurs de chutes de tension trouvées.

Une tension à vide de 390 volts est bonne

chp V : ETUDE DE  
FIABILITE

L'application de cette étude de fiabilité dont la théorie se trouve en annexe, est exclusivement réservée au cas de discussion que j'ai introduite sur le genre de montage qu'il faut adopter pour les deux transformateurs situés au poste "Z" de l'Ecole. On suppose que le temps de bon fonctionnement suit une distribution exponentielle. Une telle distribution est choisie car elle est celle qui régit les composants électroniques et électriques.

Ainsi l'on a  $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$

$$\begin{aligned} \text{la fiabilité } R(t) &= \int_t^{\infty} f(t) dt = \int_t^{\infty} \lambda e^{-\lambda t} dt \\ &= \lambda \left[ -\frac{1}{\lambda} e^{-\lambda t} \right]_t^{\infty} = e^{-\lambda t} \end{aligned}$$

la fonction du taux de bris est

$$r(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda$$

La moyenne de temps de bon fonctionnement est:

$$M.T.B.F = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \left[ -\frac{1}{\lambda} e^{-\lambda t} \right]_0^{\infty} = \frac{1}{\lambda}$$

Montage en parallèle :

$$F(t) = \int_0^t f(t) dt = \int_0^t \lambda e^{-\lambda t} dt = 1 - e^{-\lambda t}$$

$$R(t) = 1 - F(t) = e^{-\lambda t}$$

$$R_y(t) = 1 - [1 - R(t)]^n = 1 - (1 - e^{-\lambda t})^n$$

pour  $n$  éléments en parallèle  
Le temps moyen de bon fonctionnement est:

$$T_0 = \int_0^{\infty} R_y(t) dt = \int_0^{\infty} [1 - (1 - e^{-\lambda t})^n] dt$$

en faisant un changement de variables, on pose  
 $Z = 1 - e^{-\lambda t} \Rightarrow dz = \lambda e^{-\lambda t} dt$

$$\text{donc } dt = \frac{dz}{\lambda e^{-\lambda t}} = \frac{dz}{\lambda(1-Z)}$$

par conséquent

$$T_0 = \frac{1}{\lambda} \int_0^1 \frac{1-Z^n}{1-Z} dz = \frac{1}{\lambda} \int_0^1 (1+Z+Z^2+\dots+Z^{n-1}) dz$$

$$T_0 = \frac{1}{\lambda} \sum_{i=1}^n \frac{Z^i}{i} \Big|_0^1 = \frac{1}{\lambda} \left( 1 + \frac{1}{2} + \dots + \frac{1}{n} \right)$$

pour  $n=2$  on a donc  $T_0 = \frac{1}{\lambda} \left( 1 + \frac{1}{2} \right)$

$$\boxed{T_0 = \frac{3}{2\lambda}}$$

Montage en stand-by :

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x}$$

$$f_y(y) = \frac{(\lambda y)^{n-1}}{\Gamma(n)} \Rightarrow R_y(t) = \int_t^{\infty} \frac{(\lambda y)^{n-1}}{(n-1)!} \lambda e^{-\lambda y} dy$$

en intégrant successivement par parties, on obtient

$$R_y(t) = \sum_{r=0}^{n-1} e^{-\lambda t} \frac{(\lambda t)^r}{r!}$$

pour les 2 composants en stand-by on a

$$R_y(t) = \sum_{r=0}^1 e^{-\lambda t} \frac{(\lambda t)^r}{r!} = e^{-\lambda t} (1 + \lambda t)$$

Le temps moyen de bon fonctionnement est :

$$T_0 = \int_0^{\infty} R_y(t) dt = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} (1 + \lambda t) dt$$

on pose  $T = \lambda t \Rightarrow dt = \frac{1}{\lambda} dT$

$$\text{d'où } T_0 = \frac{1}{\lambda} \int_0^{\infty} e^{-T} (1+T) dT$$

en faisant une intégration par parties, on pose

$$\left. \begin{array}{l} u' = e^{-T} \Rightarrow u = -e^{-T} \\ v = 1+T \Rightarrow v' = dT \end{array} \right\} \int u'v = uv - \int uv'$$

ce qui donne

$$T_0 = \frac{1}{\lambda} \left\{ \left[ (1+T)(-e^{-T}) \right]_0^{\infty} + \int_0^{\infty} e^{-T} \right\}$$

$$\int_0^{\infty} e^{-T} = \left[ -e^{-T} \right]_0^{\infty} = 1$$

$$\left[ (1+T)(-e^{-T}) \right]_0^{\infty} = \lim_{T \rightarrow \infty} \left[ -e^{-T}(1+T) \right] + 1$$

$$\lim_{T \rightarrow \infty} \left[ -e^{-T}(1+T) \right] = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1+T}{-e^T} = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{T}{-e^T}$$

l'exponentielle l'emporte sur la fonction T donc

$$\lim_{T \rightarrow \infty} \frac{T}{-e^T} = 0$$

ce qui donne  $T_0 = \frac{1}{\lambda} (1+1)$

$$\boxed{T_0 = \frac{2}{\lambda}}$$

Disponibilité pour les 2 montages:

$$\text{disponibilité } a = \frac{\text{M.T.B.F}}{\text{M.T.B.F} + \text{M.T.R}}$$

M.T.B.F = moyenne de temps de bon fonctionnement

M.T.R = moyenne de temps de réparation



Pour un système de 2 éléments en parallèle, la disponibilité est égale à  $a = 1 - (1 - a_1)(1 - a_2)$

si les 2 éléments sont identiques avec  $a_1 = a_2 = a_0$   
on aura  $a = 1 - (1 - a_0)^2 = 2a_0 - a_0^2$

$$a = 2a_0 - a_0^2$$

Pour un système en stand-by

Considérons 3 unités avec la même disponibilité,  $a_0$   
et pour lesquelles 2 doivent marcher obligatoirement.  
La disponibilité du système

$a =$  probabilité que 3 sur 3 fonctionnent + probabilité que 2 sur 3 fonctionnent

La probabilité que 3 sur 3 fonctionnent est  $a_0^3$   
La probabilité que les 2 fonctionnent et l'autre mis  
en stand-by est  $a_0^2(1 - a_0)$ , mais il y a 3  
façons de voir les 2 fonctionner, par consé-  
quent la probabilité que 2 sur 3 fonctionnent  
est  $3a_0^2(1 - a_0)$

La disponibilité du système est  $a = a_0^3 + 3a_0^2(1 - a_0)$

et partant pour 3 unités devant fonctionner sur 4

$$on a \quad a = a_0^4 + 4a_0^3(1 - a_0)$$

Pour  $N-1$  unités devant fonctionner sur  $N$  on a

$$a = a_0^N + N a_0^{N-1}(1 - a_0)$$

Ainsi pour  $N=2$  on a

$$a = a_0^2 + 2a_0(1 - a_0) = a_0^2 + 2a_0 - 2a_0^2 = 2a_0 - a_0^2$$

$$a = 2a_0 - a_0^2$$

### Conclusion :

Nous n'avons pas indiqué des chiffres parce que les valeurs des taux de bris  $\lambda$  ne sont disponibles. Il fallait pour avoir des chiffres justes et fiables posséder la valeur de  $\lambda$  au Sénégal pour des transformateurs identiques aux nôtres, au mieux. Les moyennes des temps de réparation devaient aussi être disponibles.

Mais on a quand même pu faire la comparaison du point de vue fiabilité et disponibilité entre les 2 genres de montage possibles pour les deux transformateurs situés au poste "Z" de l'École.

$$\text{Montage en parallèle : } T_{op} = \frac{3}{2\lambda} ; a_p = -a_0^2 + 2a_0$$

$$\text{Montage en stand-by : } T_{osb} = \frac{2}{\lambda} ; a_{sb} = -a_0^2 + 2a_0$$

$$\text{on voit ainsi que } T_{osb} > T_{op}$$

$$a_{sb} = a_p$$

Ceci vient donc renforcer le développement que j'ai mené au chapitre I pour mettre les deux transformateurs en stand-by au lieu de les mettre en parallèle, d'autant plus que la puissance nominale d'un transformateur dépasse largement la puissance utilisée.

chp VI : ELABORATION D'UN  
PROGRAMME D'ENTRETIEN

## VI.1 INTRODUCTION:

Il n'est plus à démontrer les innombrables services que l'énergie électrique rend aux hommes. Ainsi, l'installation qui véhicule une telle énergie doit bénéficier de soins appropriés qui favorisent son exploitation normale. Cette exploitation implique les points de vue de l'économie, du service mais aussi de la sécurité. S'il est "facile" de prévoir ou de sentir les défauts mécaniques, ceux d'ordre électrique sont souvent aussi instantanés que dangereux. Du point de vue économique un entretien inexistant ou mal fait entraîne une consommation excessive d'énergie, prépare des défauts dont la recherche parfois coûteuse peut aboutir à l'achat d'autres matériels ou même une mise à neuf de toute une installation.

Pour ne pas donner l'impression de faire la théorie de l'entretien au lieu d'élaborer un programme, je vais entrer dans le vif du sujet mais sans omettre ceci que: l'entretien d'une installation électrique est certes simple, dépendamment du type de schéma mais son inexistence ou son inadaptation plongent souvent l'exploitant dans un climat d'insécurité et de pertes d'énergie, rendant ainsi plus cher le service obtenu. Des vérifications périodiques sont nécessaires pour se rendre compte des différentes anomalies qui affectent nos installations électriques.

Elles sont basées bien sûr sur le type de schéma; c'est-à-dire le schéma TN.

### ① Vérfications nécessaires :

- A) examen des pièces affectées à la coupure des arcs.
  - B) Mesure de l'isolement par rapport à la terre
  - C) Vérification de l'efficacité des mesures de protection contre les contacts indirects.
  - D) Contrôle des dispositifs de protection contre les surintensités
  - E) Contrôle des dispositifs de connexion des conducteurs
  - F) Vérification du bon fonctionnement des fusibles (calibre - continuité)
  - G) Vérification du niveau et de la valeur diélectrique de l'huile des transformateurs (essai diélectrique).
  - H) Vérification de l'alternateur et de sa protection.
  - I) Vérification de la continuité du conducteur de protection.
  - J) Vérification pour chauffage, de la résistance d'isolement du bobinage des moteurs travaillant dans les milieux humides.
  - K) Vérification au niveau du château-d'eau des paratonnerres et de la continuité du conducteur de protection.
  - L) Vérifier pour les duos que les deux lampes fonctionnent correctement pour éviter la baisse du facteur de puissance et l'effet stroboscopique.
  - M) Vérifier au moins une fois qu'au niveau des interrupteurs des lampes fluorescentes la phase est coupée au lieu du neutre (pertes d'énergie)
  - N) Nettoyer les isolateurs des transformateurs.
- Nota: Cette notation est à respecter pour pouvoir exploiter les tableaux qui vont suivre.

Enfin : Assurer l'alternance des 2 transformateurs mensuellement

## ② Vérification de la continuité des conducteurs de protection:

Elle est effectuée en mesurant la résistance entre la masse considérée et le point le plus proche de la liaison équipotentielle principale.

$$R \leq \frac{U}{I_a}$$

$U$  = tension de contact présumée

$I_a$  = intensité de fonctionnement du dispositif de protection dans le temps approprié.

Voir tableau chapitre

## ③ Mesure de l'impédance de la boucle de défaut:

A défaut d'autres méthodes, l'impédance de la boucle de défaut peut être mesurée de la façon suivante:

- L'installation étant séparée de son alimentation, un court-circuit est établi entre un conducteur de phase et une masse de l'installation à l'endroit où on doit effectuer la mesure.

- Un générateur de courant alternatif de fréquence égale à la fréquence nominale de l'installation, est connecté entre la phase mise en court-circuit et le conducteur principal, de préférence à l'origine de l'installation, sinon au point le plus éloigné possible en amont du point de court-circuit.

L'intensité du courant  $I$  circulant dans la boucle et la tension  $U$  aux bornes du générateur sont mesurées. L'impédance partielle de la boucle est donnée par la relation

$$Z_s = \frac{U}{I}$$

- Cette valeur est à comparer de la valeur  $Z_s = \frac{U_0}{I_a}$

$U_0$  = tension entre phase et neutre

$I_a$  = courant assurant le fonctionnement du dispositif

de coupure automatique en un temps au plus égal à celui  
spécifié au tableau chapitre

#### ④ Mesure de l'isolement :

Il faut avant tout respecter le principe suivant:  
Dans le schéma TN il y a lieu de supprimer pen-  
dant les mesures la liaison du conducteur neutre  
avec les masses de l'installation. Il est bien entendu  
que l'isolement est mesuré par rapport à la terre,  
l'isolement entre conducteurs n'est mesuré que lors  
de la vérification initiale.

Les mesures sont effectuées en courant continu sous  
une tension de 500V au moins. S'assurer que les  
coupe-circuit à fusibles sont garnis; de plus dans  
les installations qui comportent des appareils de coupure  
divisionnaires, comme ici, toutes mesures doivent être prises  
pour qu'aucune portion de circuit n'échappent aux mesu-  
res d'isolement. A cet effet :

- ou bien s'assurer que tous ces appareils sont en posi-  
tion « fermé » lors de la mesure globale.
- ou bien mesurer l'isolement des tronçons séparés.

On va considérer des tronçons d'environ 100 mètres  
pouvant être séparés électriquement par sectionnement,  
d'connexion, enlèvement de fusibles ou ouverture des dis-  
joncteurs. La valeur de la résistance d'isolement ainsi  
définie ne doit pas être inférieure à 1000  $\Omega$  (ohms)  
par volt de tension nominale de l'installation. Dans  
tous les cas, la résistance d'isolement ne doit pas  
être inférieure à 250 000 ohms.

#### ⑤ Vérification de l'efficacité des mesures de protection contre les contacts indirects :

- a) Les mesures de protection contre les contacts indirects

doivent être vérifiées à l'occasion de chaque vérification périodique de l'installation.

b) La mesure de l'impédance de boucle doit être effectuée à la suite de toute modification importante susceptible d'en faire varier notablement la valeur. Lors des vérifications périodiques ultérieures, il suffit de contrôler que la résistance de liaison entre toute masse et le point neutre de la source (schéma TN) n'a pas sensiblement varié.

- Dans les circuits terminaux des installations TN, il suffit de mesurer la résistance entre toute masse et le point le plus proche de la liaison équipotentielle principale en ayant soin de vérifier la section des conducteurs de protection et leur continuité.

Section des conducteurs de phase $S$ ( $\text{mm}^2$ )	Section minimale des conducteurs de protection $S_p$ ( $\text{mm}^2$ )
$S \leq 16$	$S$
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	$0,5 S$

Tableau valable si conducteur de protection et conducteurs actifs sont de même métal

- Vérification de la prise de terre du neutre
- Valeur maximale de la résistance  $R$  mesurée entre toute masse et le point le plus proche de la liaison équipotentielle principale

Dispositifs de protection	Valeur maximale de $R$ schéma TN
fusibles gF et petits disj. (1)	$12/I_n$
fusibles gT ; gI ou gII	$8/I_n$
fusibles aM et disj. industriels (2)	$6/I_n$



- (1) pour petits disjoncteurs, la valeur  $I_n$  est celle de la taille.  
 (2) pour les disjoncteurs industriels, les valeurs indiquées doivent être vérifiées en fonction des caractéristiques fournies par le constructeur.

⑥ Contrôle des dispositifs de protection contre les surintensités :

Le calibre des dispositifs de protection doit être vérifié car leur modification inconsidérée a pour effet de rendre inopérante la protection contre les surintensités et encore entraîner de graves dangers pour les personnes. La protection contre les contacts indirects est ici assurée par les dispositifs de protection contre les surintensités. Il faut en quelque sorte revoir la conformité entre les courants nominaux des coupe-circuit, les courants de réglage des disjoncteurs avec les courants parcourant les canalisations qu'ils protègent.

⑦ Contrôle des dispositifs de connexion des conducteurs

Vérifier que les connexions ne sont pas desserrées et en particulier qu'elles ne chauffent pas anormalement.

⑧ Périodicité des vérifications : Fiche de maintenance préventive :

Puisqu'il existe deux mois de vacances (Août-Sept) durant lesquels beaucoup de circuits sont à vide, on choisira cette période pour effectuer l'ensemble des vérifications qui peuvent accepter une fréquence annuelle. Sauf la vérification K qui sera annuelle mais au mois de Mai, avant l'hivernage.

La vérification M doit se faire immédiatement (consommé d'énergie) et on veillera à ce que dans l'avenir

ce principe soit bien respecté.

Pour les duos la durée nominale en heures est de 18000; partant des considérations suivantes:

- fonctionnement par jour 7 heures
- fonctionnement par année 210 jours

la durée de vie pour les duos 2x40W est donc de

$$\frac{18000}{210 \times 7} = 12 \text{ ans}$$

Mais du fait qu'il existe une grande dispersion sur les durées de fonctionnement actuelles des lampes, je propose une vérification annuelle.

A moins de changer systématiquement toutes les lampes duos et de respecter la fréquence de 12 ans.

Pour me résumer je propose cette fiche de Maintenance préventive

E.P.T	Fiche Maintenance Préventive		N° Classement
	Liste des vérifications		N° Inventaire Feuille N°:
Fréquence			
Mois de MAI	- K		
Grandes Vacances	- A                      - N - E - H - G - I - J - L		
Mensuelle	- alternance des transformateurs - F		
Chaque modification importante	- B                      - D - C		

## chap VII

## RECOMMANDATIONS

Sujet d'Etude: Economie d'énergie en Eclairage  
au niveau des chambres H1-H2-H3  
et H4 de l'Ecole

- étude du niveau de tension
- Choix des luminaires
- Etude économique pour l'achat des luminaires " économiseurs d'énergie "

### Travaux à Faire :

- Assurer la protection en surcharge des moteurs des machines - outils
- Refaire le repérage des canalisations électriques (à l'état actuel il est presque impossible de savoir d'où vient un câble donné)
- Faire les vérifications proposées au chapitre VI bien que certaines soient déjà faites au cours du projet. mais il reste à les poursuivre dans l'avenir
- Pour la "ligne" peourue par le groupe électrogène
  - assurer le réglage des déclencheurs magnétiques
  - assurer la sélectivité des protections
- Fournir une copie du projet au Casernement de l'Ecole Polytechnique de Thiès.
- Régler la sortie des transformateurs à 380V (faibles chutes de tension)

Achat d'Appareils: Par suite des difficultés rencontrées pour mettre en pratique certaines idées je propose à l'Ecole l'achat des équipements suivants:

- 1 cos $\phi$ -mètre (mesure de facteur de puissance)
- 1 fréquence-mètre
- 2 enregistreurs de courant, en plus
- 2 Pinces voltampéremétriques.

## CONCLUSION :

L'étude faite, si modeste soit elle, a pu révéler beaucoup d'anomalies ou de négligence vis-à-vis des installations électriques de l'Ecole Polytechnique de Chiés.

Les défauts électriques étant pour la plupart catastrophiques, des mesures et vérifications sont souvent requises pour les faire ressortir, d'où la nécessité d'un service d'Entretien compétent en Electricité. Les résultats obtenus lors de cette étude le réclament. Cependant la protection des personnes est bien assurée.

C'est surtout du côté de la protection des moteurs des machines-outils d'une part, du réglage des déclencheurs magnétiques et de la sélectivité des protections sur la partie secourue d'autre part, qu'il convient d'agir pour ne pas courir le risque de voir mourir un à un les équipements situés à ces niveaux.

Enfin la puissance utilisée étant ce qu'elle est : 205 kVA pour mon évaluation et 250 kVA pour un projet de fin d'Etudes en 1982 (Implantation d'un groupe Electrogène), projet ayant calculé la charge de l'épurateur et de la Climatisation qui ne marchent plus ; et en plus des diverses raisons que j'ai évoquées dans le rapport, je propose par souci d'économie d'énergie et de durée de vie, de mettre un transformateur en marche, l'autre en attente et ceci dans une alternance mensuelle.

# ANNEXES

## A1 ANALYSE DES CONDITIONS DE PROTECTION CONTRE LES CONTACTS INDIRECTS DANS LE SCHEMA TN ( PLAN N° 03)

La protection dans le schéma TN étant assurée par les dispositifs de protection contre les surintensités, le temps de coupure doit être suffisamment faible pour que les conducteurs ne soient pas portés à une température trop élevée. Mais dans le cadre de la protection contre les contacts indirects, cette condition n'est pas suffisante car il y a lieu de vérifier en outre que, pendant le temps de fonctionnement du dispositif de protection, la tension de contact demeure inférieure à la valeur admise par la courbe de sécurité.

Inversement, si l'on connaît la tension de contact susceptible d'apparaître en cas de défaut, le temps de fonctionnement du dispositif de protection doit être inférieur à celui fixé par la courbe de sécurité.

La solution pratique est de faire passer le conducteur de protection de chaque circuit dans la même canalisation que les conducteurs actifs du circuit.

Dans ces conditions la détermination des conditions de protection peut s'effectuer de la même manière que pour la protection contre les courts-circuits dans le cas d'un court-circuit phase-neutre.

La tension de contact  $U_c$  s'exprime comme suit :

$$U_c = U_0 \frac{m}{m+1} \quad m = \frac{\text{section conducteur actif}}{\text{section conducteur de protection}}$$

$U_0$  = tension entre phase et neutre

Pour une installation 220/380 V, la tension de contact est en pratique égale aux valeurs suivantes, ce qui permet de déduire de la courbe de sécurité les temps de coupure maximaux.

$m = \frac{S_a}{S_p}$	Tension de contact présumée (V)	Temps de coupure en seconde
1	$0,5 U_0 = 110V$	0,2
2	$0,66 U_0 = 145V$	0,11
3	$0,75 U_0 = 165V$	0,085
4	$0,8 U_0 = 175V$	0,075

Cette tension de contact est en fait la tension de défaut, c'est-à-dire la tension qui peut apparaître en cas de défaut sur une masse, entre une masse et le point neutre du transformateur.

Pour le calcul des courants de court-circuit une méthode de calcul simple permet de déterminer les longueurs maximales de canalisations protégées contre les court-circuits.

La même méthode permet de calculer les longueurs maximales de canalisations protégées par un dispositif donné, de telle façon qu'en cas de défaut franc, le dispositif ouvre le circuit dans le temps spécifié  $t$  :

La longueur  $L$  de canalisation est ainsi égale à :

$$L = \frac{0,8 U_0}{(1+m) \rho I_t} S$$

$U_0$  = tension entre phase et neutre

$S$  = section des conducteurs actifs du circuit

$\rho$  = résistivité des conducteurs

$I_t$  = courant de fonctionnement du dispositif de protection dans le temps de coupure  $t$  à la tension de contact suivant la valeur du facteur  $m$ .

Pour les conducteurs en cuivre, ces longueurs peuvent être calculées ainsi par les formules suivantes :

$m=1$	$L = 3280 \text{ S/I}$	$(0,2 \text{ sec})$
$m=2$	$L = 2180 \text{ S/I}$	$(0,11 \text{ sec})$
$m=3$	$L = 1625 \text{ S/I}$	$(0,085 \text{ sec})$
$m=4$	$L = 1300 \text{ S/I}$	$(0,075 \text{ sec})$

En pratique le courant de fonctionnement en 0,2 sec peut être pris égal à :

- pour fusibles gI,
  - $I_n \leq 100 \text{ A}$ ,  $\bar{a} 12,5 I_n$
  - $100 \text{ A} \leq I_n \leq 200 \text{ A}$ ,  $\bar{a} 14,5 I_n$
  - $200 \text{ A} \leq I_n \leq 500 \text{ A}$ ,  $\bar{a} 16 I_n$
  - $I_n \geq 500 \text{ A}$ ,  $\bar{a} 20 I_n$

- pour fusibles aM, quel que soit  $I_n$ ,  $\bar{a} 15 I_n$

- pour les disjoncteurs, les temps de fonctionnement inférieurs à 5 secondes étant toujours situés en pratique dans la zone de fonctionnement magnétique, il suffit de vérifier que le courant de défaut phase-neutre est au moins égal au courant assurant le fonctionnement du disjoncteur en 5 secondes au plus.

Ce courant est égal pour les petits disjoncteurs, à ( $I_1$  étant la taille du disjoncteur)

$3,5 I_1$  pour les disjoncteurs de type L

$8 I_1$  pour les disjoncteurs de type U

Pour les autres disjoncteurs, bien qu'il n'existe pas de caractéristique de fonctionnement normalisée, le courant de seuil de fonctionnement magnétique est toujours inférieur à  $12 I_r$ ;  $I_r$  étant le courant de réglage.

Les longueurs maximales de canalisations protégées peuvent être calculées par les formules suivantes :

pour disjoncteurs de type L :  $L = 931 \text{ S/I}_1$  ;  $m=1$

pour disjoncteurs de type U :  $L = 407 \text{ S/I}_1$  ;  $m=1$



pour les autres disjoncteurs  $L = 272 \frac{S}{I_r}$  ;  $m = 1$   
 si  $m \neq 1$  - appliquer les facteurs de réduction suivants:

0,67 pour $m = 2$	} Quel que soit le type de disjoncteur.
0,50 pour $m = 3$	
0,40 pour $m = 4$	

### cas des circuits terminaux:

La méthode précédente suppose qu'aucune impédance autre que celle des câbles n'est incluse dans la boucle de défaut; c'est toujours le cas pour les circuits de distribution.

Il en est autrement pour les circuits terminaux car à ces niveaux on peut avoir des défauts internes au récepteur.

Dans ce cas on adoptera la formule

$$L' \leq U_L \frac{S_p}{f I_d}$$

en utilisant pour  $I_d$  la valeur de déclenchement du dispositif de protection

$U_L = 50 \text{ V}$  ; 25V ou 12V selon les conditions

## A.2 REGLES DE COORDINATION POUR ASSOCIATION DISJONCTEUR - FUSIBLE :

- L'association devra supporter sans déclenchement, ni fusion les charges normales du circuit dont elle assure la protection.  
des surcharges accidentelles sont éliminées par les déclencheurs thermiques.
- La protection thermique du fusible aM sera assurée dans la zone des surcharges inférieures à  $4 I_n$  (du fusible) par les déclencheurs thermiques du disjoncteur.
- En l'absence d'un dispositif de verrouillage entraînant l'ouverture du disjoncteur à la suite de la fusion d'un fusible, tout courant limité par le fusible devra entraîner le déclenchement du disjoncteur.
- Pour tout courant présumé supérieur ou égal au pouvoir de coupure du disjoncteur, les fusibles devront intervenir assez tôt de manière à apporter une contribution suffisante à la coupure.

### REPRESENTATION

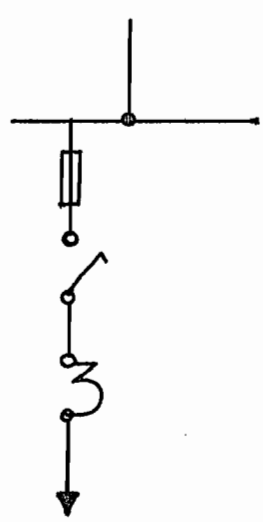
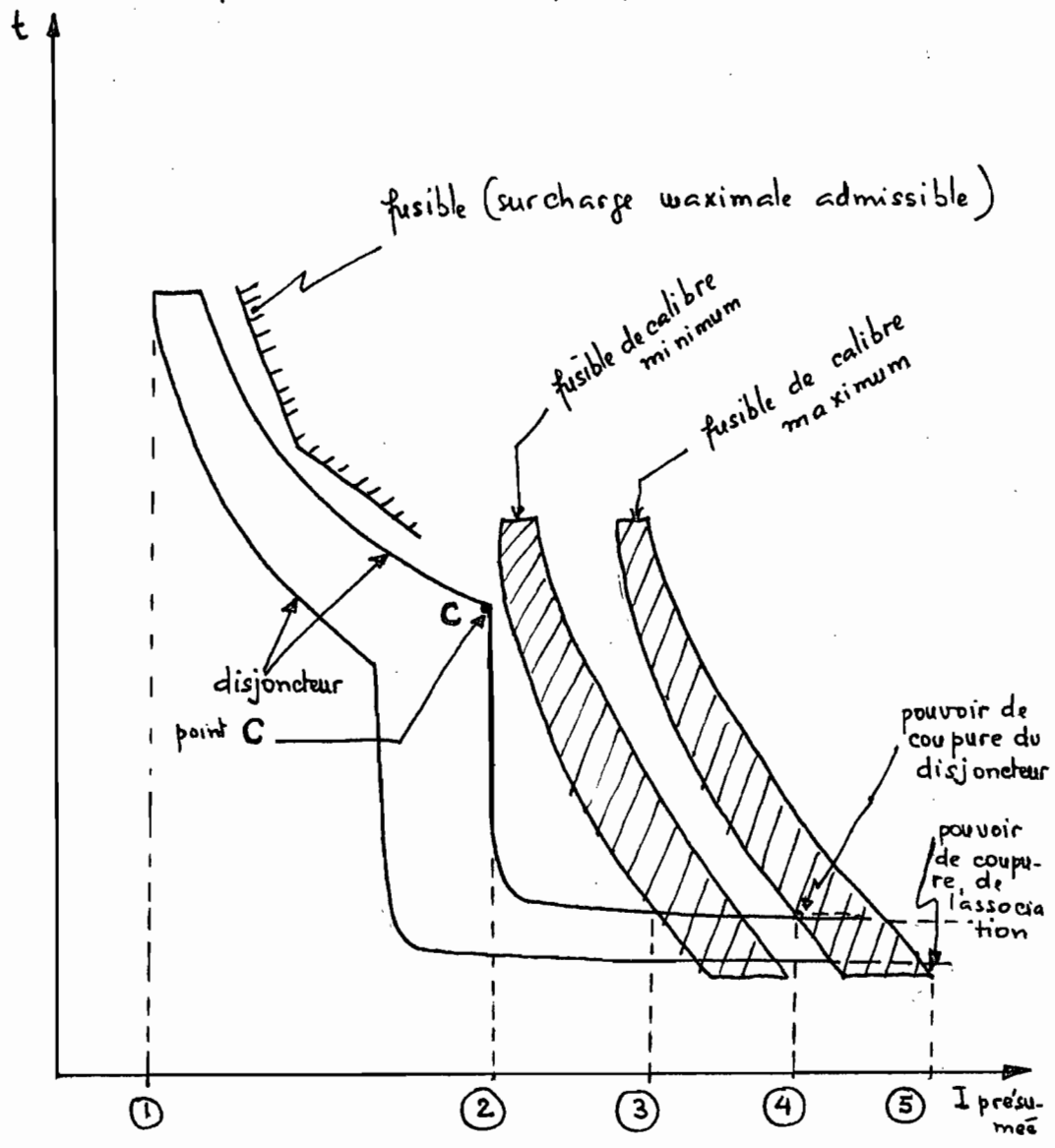
Pour un déclencheur de calibre  $I_r$  donné, on définit :

- le fusible de calibre minimum pour lequel le disjoncteur assure une protection à la limite de la tenue thermique (du fusible)
- le fusible de calibre maximum dont la contrainte thermique et le courant limité correspondent au maximum compatible avec le pouvoir de coupure du disjoncteur seul.

#### a) fusible aM de calibre minimum :

Pour les courants de surcharge compris entre les repères ① et ② portés en abscisses, la courbe des temps maximum de déclenchement thermique doit se situer au-dessous de la limite de surcharge admissible par les fusibles.  
La protection thermique des fusibles est assurée par le

# Représentation Graphique de la Coordination:



disjoncteur. Le point de rebroussement C correspond à l'intersection de la courbe de déclenchement thermique avec le seuil de déclenchement électromagnétique du disjoncteur.

Au droit du repère ② le point C se situe au-dessous de la courbe de durée mini de préarc du fusible.

Cela permet d'éviter une fusion de fusibles non confirmée par l'ouverture du disjoncteur.

Entre les repères ③ et ⑤ le disjoncteur doit obligatoirement déclencher.

Le courant limité par le fusible doit être suffisant en amplitude et en durée pour actionner les déclencheurs magnétiques. Cette condition est généralement satisfaite.

b) Le calibre maximum des fusibles dépend, lui, uniquement des conditions de fonctionnement dans la zone des courants de court-circuit, comprise entre ④ et ⑤.

Le principe de détermination est le suivant :

Conformément aux recommandations de la norme, on relève d'abord la contrainte thermique maximale que supporte le disjoncteur lorsqu'il coupe peut à son pouvoir de coupure nominal. En reportant cette valeur sur le diagramme des contraintes thermiques, on adopte le calibre du fusible dont la caractéristique totale est, sans dépassement, la plus voisine de celle du disjoncteur.

c) Fusibles de distribution gF/gI :

Pour ces fusibles, la méthode de détermination des calibres est la même que pour les aM. Toutefois, ces fusibles étant autonomes, leur protection en surcharge n'a pas à être assurée. Ils peuvent également être associés dans certaines conditions d'exploitation à des interrupteurs ou des disjoncteurs sans relais thermiques.

### Courant coupe limité :

Valeur instantanée maximale du courant, atteinte par le fonctionnement d'un coupe-circuit, quand celui-ci fonctionne de manière à empêcher le courant d'atteindre la valeur présumée.

Nota: Le calibre minimum des fusibles tient compte du coude C de rencontre du magnéto-thermique, il dépend donc, du réglage du magnétique du disjoncteur.

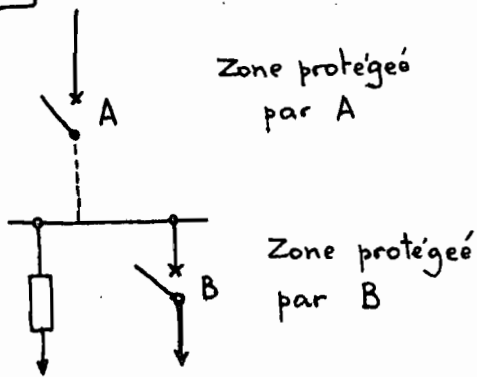
- Pour une bonne coordination entre les fusibles et le disjoncteur il importe peu que les fusibles soient en amont ou en aval du disjoncteur.

Dans le cadre d'une installation nécessitant une coordination fusible - disjoncteur, il est toutefois nécessaire de placer l'appareil possédant le plus fort pouvoir de coupure, le plus près de la source, pour protéger tout risque de court-circuit pouvant survenir entre les fusibles et le disjoncteur.

• La fusion d'un fusible entraîne l'ouverture omnipolaire du disjoncteur par son relais magnéto-thermique. Par contre, il est possible de réenclencher le disjoncteur après fusion de l'un des fusibles. On prend dès lors, le risque de marche monophasé de moteurs triphasés. Pour l'éviter il faut un système mécanique qui empêche la refermeture du disjoncteur, avant le remplacement du fusible fondu.

Cette règle pratique en 4 points est respectée dans les appareils du type CODIS qui ont des associations de coupe-circuits et de Disjoncteurs -

## A3) SELECTIVITE DES PROTECTIONS (THEORIE)



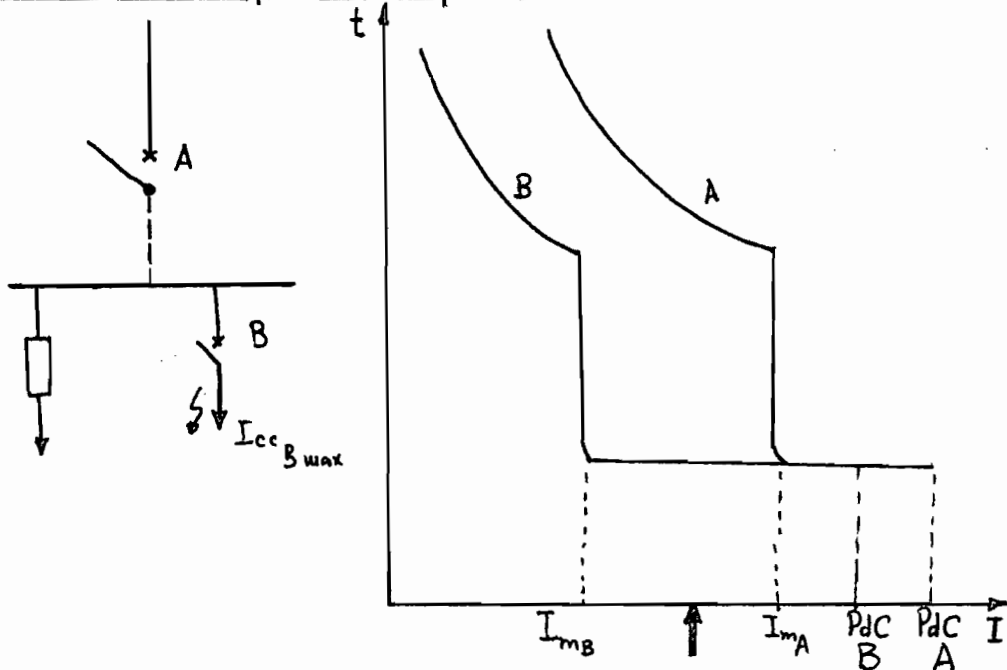
Il y a sélectivité entre les protections lorsqu'un défaut apparaissant dans une zone est éliminé par l'appareil chargé de sa protection et par lui seul.

### Techniques de sélectivité :

Il existe 2 techniques de sélectivité fondées sur l'utilisation de deux paramètres intervenant dans le fonctionnement des appareils de protection : la valeur des courants de déclenchement et les temps de déclenchement.

La première de ces techniques est la sélectivité ampéremétrique, la seconde la sélectivité chronométrique.

### Sélectivité ampéremétrique :



Après avoir déterminé la valeur maximum  $I_{cc_{B_{max}}}$ , ces possibilités existent entre les deux appareils de protection.

a) A et B sont deux appareils rapides à déclenchement instantané

Le courant  $I_{cc_{B_{max}}}$  ne doit pas faire déclencher A ; cela

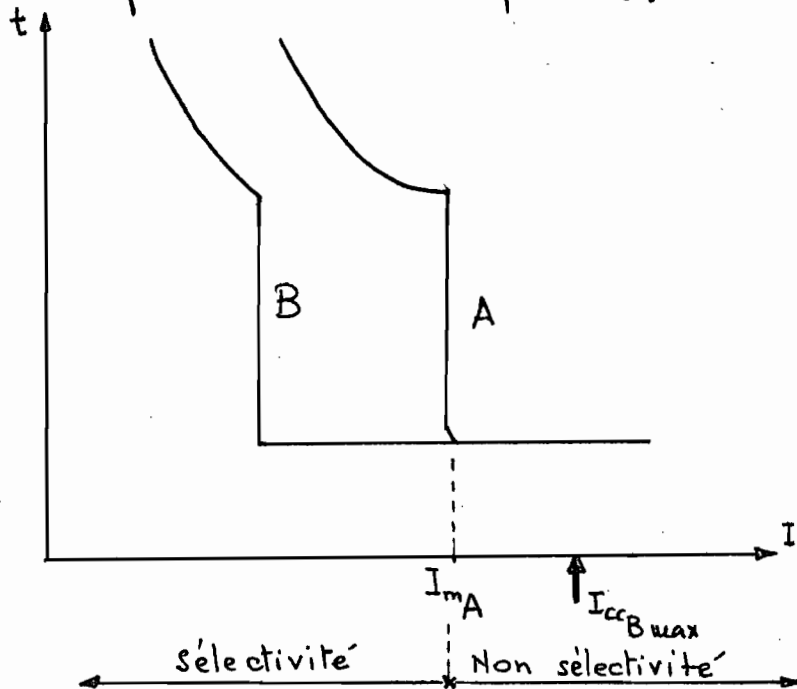
veut dire que ce courant ne doit pas solliciter le magnétique de A.

On aura donc une sélectivité totale entre A et B, si l'on vérifie l'inégalité suivante :

$$I_{ccBmax} < I_{mA}$$

On comprend aisément que cette technique ne soit applicable que dans le cas où les courants de court-circuit sont très différents au niveau de A et au niveau de B, c'est-à-dire dans le cas où les impédances de liaison sont très importantes (grandes longueurs de câbles, transformateurs)

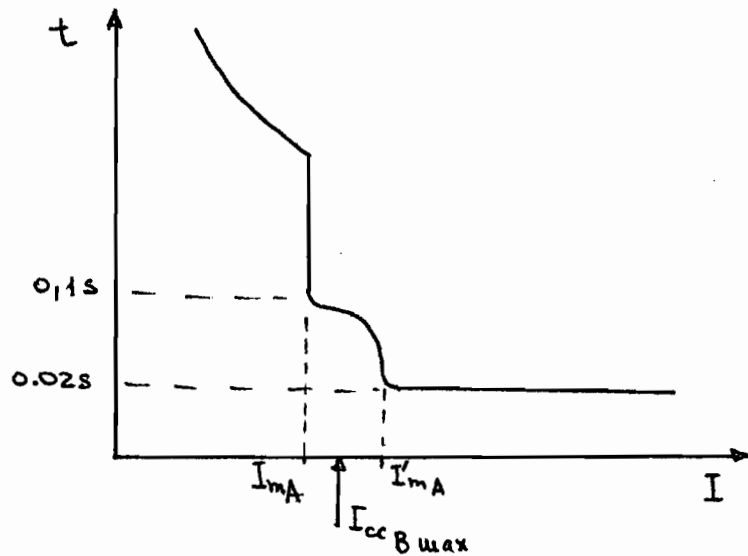
Le plus souvent, on ne pourra obtenir avec deux appareils rapides qu'une sélectivité partielle.



Un compact de type S permet de repousser le seuil de sélectivité partielle du fait de sa caractéristique temps-courant particulière.

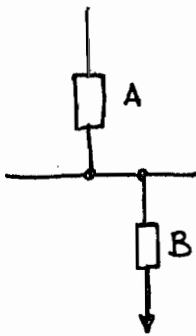
Son bloc de déclencheur équipé d'un retardateur mécanique, modifie la courbe de réponse du magnétique. Le seuil de sélectivité devient alors  $I'_{mA}$  et non plus  $I_{mA}$  et la sélectivité totale devient possible.

(voir graphique suivant).



Une sélectivité partielle peut être acceptable selon les conditions d'exploitation, si l'on admet que la probabilité de voir apparaître en B un courant de défaut supérieur à  $I_{mA}$  est faible ( $I_{ccBmax}$  correspond au défaut triphasé directement aux bornes de B: la probabilité d'un tel défaut est très faible dans la vie d'une installation).

b) A est un fusible, B un fusible



pour s'assurer de la sélectivité, il faut vérifier les deux conditions suivantes :

- les zones de fonctionnement ne se recouvrent pas
- la contrainte thermique que laisse

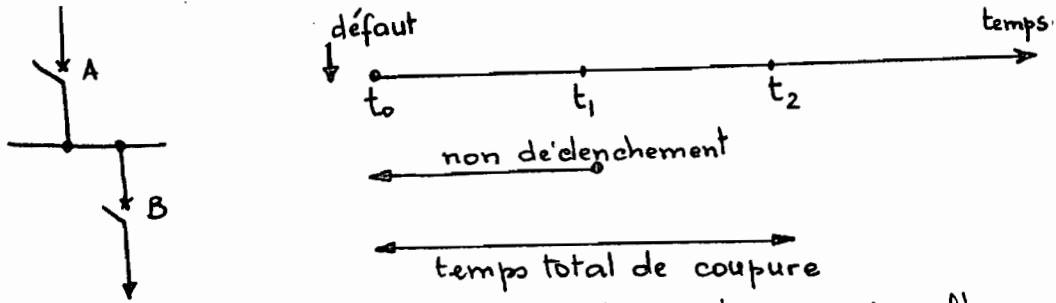
passer B reste inférieure à la contrainte thermique de préarc du fusible A.

Il faut utiliser les tableaux de contraintes thermiques fournis par les fabricants de fusibles.

### Sélectivité Chronométrique:

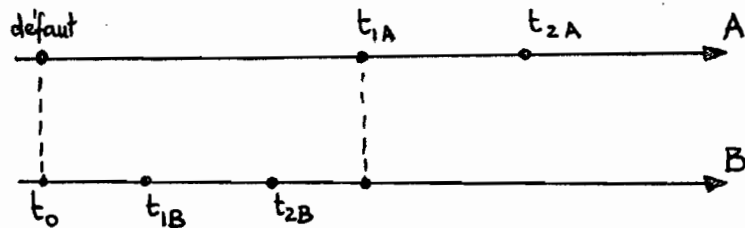
Elle consiste à jouer sur les temps de fonctionnement des différents disjoncteurs. Chacun d'eux est défini pour un courant donné par un temps  $t_1$  de non déclenchement et un temps  $t_2$  de coupure.





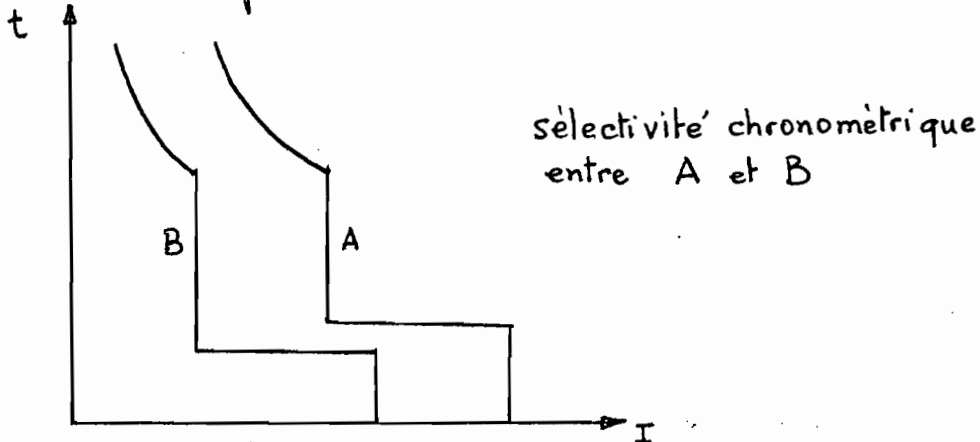
Si une surintensité a une durée inférieure à  $t_1$ , l'appareil ne fonctionne pas. Dès qu'elle dure plus que  $t_1$ , l'appareil va déclencher et éliminer le défaut en  $t_2 - t_1$  secondes. Le temps total de coupure sera donc de  $t_2$  sec. A partir de  $t_1$  secondes, le déclenchement devient irréversible. Ainsi si l'on veut réaliser une sélectivité entre A et B, il suffira de retarder A de telle façon que l'on ait :

$$t_{1A} > t_{2B}$$



On devra alors utiliser pour cela des disjoncteurs "sélectifs" dont les durées de non fonctionnement ont été augmentées artificiellement. Du fait de leur coût, de la nécessité pour les liaisons protégées de pouvoir supporter les contraintes thermiques et électrodynamiques dues aux courants de défaut. De plus les temporisations excessives présentent l'inconvénient d'imposer un surdimensionnement thermique des câbles.

Ainsi ces disjoncteurs "sélectifs" sont utilisés uniquement au niveau des arrivées et départs principaux dans les installations importantes.



A4)

## METHODE DE CALCUL DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT :

### Objectifs du calcul :

- les pouvoirs de coupure et de fermeture des disjoncteurs installés
- la tenue électrodynamique des points critiques de l'installation
- la tenue thermique des câbles aux surintensités.
- le réglage (mini-max) des relais de protection
- la stabilité dynamique qui nécessite le calcul de l'intensité de court-circuit en fonction du temps, jusqu'à la fin du régime perturbé.

### Le type de défaut :

Le défaut triphase est le seul envisagé parce qu'il représente le cas le plus défavorable, l'intensité de court-circuit la plus élevée.

D'autre part, le calcul des défauts biphasé-terre et phase-terre s'avère nécessaire pour le réglage des seuils de protection.

La présente étude se limite au regroupement des éléments pour effectuer rapidement les courants de court-circuit répondant aux critères suivants :

- calcul de l'intensité maximale du défaut triphase équilibré
- Détermination du pouvoir de coupure des disjoncteurs, des tenues thermiques et dynamiques pour le réseau MT/BT de l'Ecole Polytechnique de Chişinău.

L'intensité de court-circuit s'établit suivant un régime transitoire en fonction des inductances  $X$  et résistances  $R$  -composant l'impédance  $Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2}$

En court-circuit la réactance  $X = L\omega$  est généralement bien plus élevée que la résistance  $R$ , le rapport  $\frac{R}{X}$  se situe entre 0,15 et 0,3.

$Z_{cc}$  : impédance en amont du défaut jusqu'à la source. Les capacités phénotypiques des éléments du réseau n'influencent pratiquement pas l'établissement du courant de court-circuit alors qu'elles jouent un rôle essentiel dans le régime transitoire de rétablissement de la tension après coupure.

Le régime transitoire d'établissement du courant de court-circuit diffère suivant la situation du point de défaut par rapport aux générateurs.

Défaut éloigné des générateurs =

Quand l'impédance des générateurs est inférieure aux impédances situées entre les générateurs et le point de défaut.

$$i_{cc} = \frac{U_M}{Z_{cc}} \left[ -\cos(\omega t + \alpha) + \cos e^{-\frac{R}{L} t} \right]$$

$\alpha$  = angle électrique qui caractérise le décalage  $\frac{\alpha}{\omega}$  de l'instant initial du défaut avec l'onde de tension.

Le courant de court-circuit est la somme d'une composante alternative et d'une composante continue.

A l'instant initial du court-circuit,  $i_{cc}$  est nulle par définition (on néglige l'intensité de service)

$$i_{cc} = i_a + i_c = 0$$

$$i_a = \frac{U_M}{Z_{cc}} \sin(\omega t + \alpha) \quad i_c = -\frac{U_M}{Z_{cc}} \sin \alpha e^{-\frac{R}{L} t}$$

Régime symétrique si  $\alpha = \frac{\pi}{2}$

Régime asymétrique si  $\alpha = 0$

Régime asymétrique: Quand la composante continue est maximale et que le court-circuit survient juste au moment où la composante alternative  $i_a$  est maximale, la f.e.m (tension) passe pratiquement à zéro (cos  $\alpha$  faible)

Régime symétrique:

La composante continue est faible, l'instant initial du court-circuit coïncide avec le passage à zéro de la composante alternative; le tension passe à cet instant à une valeur max.

Amplitude maximale de la crête asymétrique:

C'est en asymétrie totale que la première crête de courant atteint son amplitude maximale  $I_m$ ; cette valeur est d'autant plus élevée que l'amortissement de la composante continue est faible, comme le rapport  $R/X$ .

Il est indispensable de calculer  $I_m$  pour déterminer le pouvoir de fermeture et les contraintes électrodynamiques elle se déduit de la valeur efficace du courant de court-circuit symétrique  $I_a$ .

La valeur crête est maximum - au bout d'environ  $\frac{1}{2}$  période (soit 10 ms en 50 Hz). La formule de  $i_{cc}(t)$  devient

$$i_{cc \text{ asym. crête}} \cong \frac{U_M}{Z_{cc}} \left( -\cos \omega \frac{T}{2} + e^{-\frac{R}{L} \times \frac{T}{2}} \right)$$

soit encore 
$$I_{\text{asym. crête}} \cong \frac{U_M}{Z_{cc}} \left( 1 + e^{-\frac{R}{L} \pi} \right)$$

Il reste à dire que les premières ondes de courant sont asymétriques.

Soit  $I_{cc} = \frac{U}{Z_{cc}} = \frac{U_M}{\sqrt{2} Z_{cc}}$ , si la décroissance de la composante continue est assez lente, la valeur maximum du courant de court-circuit se produira une demi-période après l'instant zéro.

La valeur maximum de la composante continue valant  $I_{cc} \sqrt{2}$ , la valeur efficace maximum du courant asymétrique

$$\text{sera } I = \sqrt{I_{dc}^2 + I_{cc}^2} = \sqrt{(I_{cc} \sqrt{2})^2 + I_{cc}^2} = I_{cc} \sqrt{3}$$

$$\text{max} \left( \frac{I_{cc \text{ eff asym}}}{I_{cc \text{ eff sym}}} \right) = \sqrt{3}$$

## FIABILITE (THEORIE)

Définition: la fiabilité est la probabilité de bon fonctionnement d'un système en opération utilisé dans des conditions et de la manière pour laquelle il a été conçu. (Jean-Claude Warmoes Professeur EPT)

### ② Fonction de fiabilité:

soit  $R(t)$  = probabilité que le système ait survécu au temps  $t$ .  
 $R(t) = e^{-\int_0^t r(x) dx}$  = fiabilité

$r(t)$  = fonction du taux de bris, fonction de hasard, taux de hasard

si le système a une distribution de densité de bris  $f(t)$ , alors la distribution cumulative de bris est:

$$F(t) = \int_0^t f(x) dx \rightarrow \text{non fiabilité}$$

fiabilité du système est  $R(t) = 1 - F(t)$

$$1 - F(t) = \exp\left(-\int_0^t r(x) dx\right)$$

$$\ln(1 - F(t)) = -\int_0^t r(x) dx, \text{ en dérivant}$$

on obtient  $r(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)}$

ou  $f(t) dt$  = probabilité qu'il y ait un bris entre  $t$  et  $t + dt$

$$\underbrace{[1 - F(t)]}_{\text{fiabilité}} r(t) dt = f(t) dt$$

$r(t) dt$  = probabilité d'avoir un bris entre  $t$  et  $t + dt$  sachant que le système a survécu jusqu'à  $t$ .

### ③ fonction de hasard du système:

lorsque  $r(t) \rightarrow cte \Rightarrow$  on a affaire à une distribution exponentielle: pas besoin d'entretien préventif les causes de bris sont extérieures au système (survolage)

- ④ Mean Time Before Failure M.T.B.F ou  
Moyenne de temps de bon fonctionnement :

$$\text{M.T.B.F} = \int_0^{\infty} t f(t) dt = - \int_0^{\infty} t \frac{dR(t)}{dt} dt = \int_0^{\infty} R(t) dt$$

- ⑤ Fiabilité de différents types de Montage :

ⓐ Montage en série :

Soit  $X_1; X_2; \dots, X_n$  les temps de survie des composants montés en série et constituant un système

$$Y = \min (X_1, X_2, \dots, X_n)$$

$$P(Y > t) = P(X_1 > t) \cdot P(X_2 > t) \dots P(X_n > t)$$

s'il y a indépendance

en posant  $R_{X_i}(t) = P(X_i > t)$  on a

$R_Y(t) = R_{X_1}(t) \cdot R_{X_2}(t) \dots R_{X_n}(t)$  c'est-à-dire que la fiabilité du système est le produit des fiabilités des éléments du système

- fonction de densité :

$f_Y(t) = \frac{dF_Y(t)}{dt}$  et en appliquant le résultat de la dérivée de plusieurs fonctions

$$f_Y(t) = \left\{ - \prod_{i=1}^n [1 - F_{X_i}(t)] \right\} \sum_{i=1}^n \frac{-f_{X_i}(t)}{1 - F_{X_i}(t)}$$

$$F_Y(t) = 1 - R_Y(t) = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - F_{X_i}(t)]$$

- fonction de hasard :

$$r_Y(t) = \frac{f_Y(t)}{R_Y(t)} = \sum_{i=1}^n \frac{f_{X_i}(t)}{1 - F_{X_i}(t)}$$

le taux d'usure de la  $i^{\text{ème}}$  composante sera

$$r_{X_i}(t) = \frac{f_{X_i}(t)}{1 - F_{X_i}(t)} \quad \text{d'où} \quad r_Y(t) = \sum_{i=1}^n r_{X_i}(t)$$

② Montage en parallèle :

Soit  $n$  éléments en parallèle  
 Si 1 seul fonctionne, le système fonctionne. Par consé-  
 quent  $Y = \text{Max}(X_1; X_2; \dots; X_n)$

$$= P(Y \leq t) = P(X_1 \leq t, X_2 \leq t, \dots, X_n \leq t)$$

$$= F_{X_1}(t) \cdot F_{X_2}(t) \cdot \dots \cdot F_{X_n}(t) = \prod_{i=1}^n F_{X_i}(t)$$

$$R_Y(t) = 1 - \prod_{i=1}^n F_{X_i}(t)$$

$$F_Y(t) = \prod_{i=1}^n F_{X_i}(t)$$

fonction de densité :

$$f_Y(t) = \frac{dF_Y(t)}{dt} = \left[ \prod_{i=1}^n F_{X_i}(t) \right] \sum_{i=1}^n \frac{f_{X_i}(t)}{F_{X_i}(t)}$$

fonction de hasard :

$$r_Y(t) = \frac{f_Y(t)}{R_Y(t)} = \frac{\left[ \prod_{i=1}^n F_{X_i}(t) \right] \sum_{i=1}^n \frac{f_{X_i}(t)}{F_{X_i}(t)}}{1 - \prod_{i=1}^n F_{X_i}(t)}$$

On peut relier la fonction du taux de bris du syst.  
 aux fonctions du taux de bris des différents compo-  
 santes. En revenant à l'équation de base de la  
 fiabilité on a:  $R(t) = \exp\left(-\int_0^t r(x) dx\right)$

qui fait  $e^{-\int_0^t r_Y(x) dx} = 1 - \prod_{i=1}^n \left[ 1 - e^{-\int_0^t r_{X_i}(x) dx} \right]$

lorsque les composants sont identiques on a tout sim-  
 plement  $F_Y(t) = [F(t)]^n$

$$R_Y(t) = 1 - [F(t)]^n = 1 - [1 - R(t)]^n$$

$$\frac{d[F(t)]^n}{dt} = n [F(t)]^{n-1} f(t)$$

avec  $F_{X_1}(t) = F_{X_2}(t) = \dots = F_{X_n}(t) = F(t)$

$$R_{X_1}(t) = R_{X_2}(t) = \dots = R_{X_n}(t) = R(t)$$

$$f_{X_1}(t) = f_{X_2}(t) = \dots = f_{X_n}(t) = f(t)$$

© Montage en stand-by :

$Y$  = représente le temps de bris du fonctionnement du système ou temps moyen de bon fonctionnement du système.

$$Y = X_1 + X_2 + \dots + X_n$$

\* = notation de la convolution

$$f_Y(y) = f_{X_1}(y) * f_{X_2}(y) * \dots * f_{X_n}(y)$$

fiabilité  $R = \int_t^{\infty} f_{X_1}(y) * f_{X_2}(y) * \dots * f_{X_n}(y) dy$

$$F_Y = \int_0^t f_{X_1}(y) * f_{X_2}(y) * \dots * f_{X_n}(y) dy$$

Le temps moyen de bris est :  $E(Y) = \sum_{i=1}^n E(X_i)$

$$\text{Var.}[Y] = \sum_{i=1}^n \text{Var.}[X_i]$$

si toutes les composantes sont identiques :  $f_*$

$$f_Y(t) = \int_0^t f_*^{(n)}(x) dx$$

$$R_Y(t) = \int_t^{\infty} f_*^{(n)}(x) dx \quad f_Y(t) = f_*^{(n)}(t)$$

$$E(Y) = n E(X) \quad \text{Var.}(Y) = n \text{Var.}(X)$$



## A.6) RELEVES DES PUISSANCES

CHARGE A LA PHASE II**BLOC D :**Eclairage

Reference: Plan Electricité. Eclairage Dessin N° E7 du 12/5/1974

Utilisation	Type de luminaire	Puissance Indiquée	cos φ
D. 24	CO 1 M	12 x 40 W 150 W	0,88 1
D. 23	18 B 1 A	36 x 40 2 x 40	88 0,88
D. 26	12 B 4 A	24 x 40 W 8 x 40	0,88 0,88
D. 22	22 B 2 A	44 x 40 4 x 40	" "
D. 21	3 D 2 V	6 x 40 4 x 30	" "
D. 20	6 B 2 A	12 x 40 W 4 x 40 W	" "
D. 19	4 A	8 x 40 W	"
D. 6	32 B 1 A	64 x 40 2 x 40	" "
D. 2	12 B 3 A	24 x 40 6 x 40	" "
D1 helo 12	4 C 2 P	4 x 40 2 x 50	" 1
D. 5	6 A	12 x 40	
D. 4	32 B	64 x 40	"
D. 3	24 B 3 A	48 x 40 W 6 x 40	0,88 1
D. 1 Salle Professeur	4 B 11 A	8 x 40 W 22 x 40	" "

ATELIER MECANIQUE GENERALE

Utilisation	Charges	Puissance indiquée	Co $\phi$	Appareils	Nombre
D3e et D2	220V/1.3A	40 W	0,76	Meules 1	3
	220V/1.3.1A	0,37kW	0,88	Scie métallique	1
	380V/3A	1.1kW	0,82	Fraiseuse	4
	380V/3.2A	2,2kW	0,82	Tour n°1	1
	380V/2.10A	0,75kW	0,75	Tour 2	5
	220V	950W	0,8	Meule 2	1
	230V/45.5A		0,88	Poste de Soudure	3
	220V/3.1A	0,37kW	0,88	Perceuse	3

LABORATOIRE CHALEUR

Utilisation	Charges	Puissance indiquée	Co $\phi$	Appareils	Nombre
	380V/3.8A	29	0,83	Unité de réfrigération. Motor 2	1
	380V/0,87A	0,26kW	0,83	Unité de réfrigération Motor 1	1
	220V/13A	3HP	0,82	Compresseur	2
	330V/4.6A	3HP	0,83	Soufflerie	1
	240V/1A	0,24kW	1	Transfert de chaleur	1

## LABORATOIRES GENIE CIVIL

Utilisation	Charges	Puissance indiquée	Cos $\varphi$	Appareils	Nombre
D 23	230V/12A	2,4 kW	1	Dactylometre	1
	230V/0,9A	0,04 HP	1		1
	220V/1,5A	0,25 HP	1	Machine à essai centrifuge	1
	240V/13,3A	3,2 kW	1	Plaque chauffante	1
	240V/11A	2,4 kW	1	Saybolt machine	1
	120V/14A	3,7 kW	0,82	Vicomètre	1
	240V/8A	1,52 kW	1	Bain à température contrôlée	1
	240V/6,7A	1,5 kW	1	Plaque chauffante	1
	220V/2,8A	0,36 kW	0,75	Moteur	1
	230V/5,8A	1,2 kW	1	Four de distillation	1
D 24	115V/5,2A	0,6 kW	1	Pot. chauffante à température contrôlée	1
	120V/17,5A	2,1 kW	1	Four à température contrôlée	1
	230V/3A	0,37 kW	0,9	Malaxeur mécanique	1
	220V/2,8A	0,3 kW	0,78	Appareil Marshall	1
	240V/0,5A	0,06 kW	0,93	Mixer	1
	250V/12A	3 kW	1	Four à haute température	1
	220V/2,5A	1/3 HP	0,78	Compacteur mécanique	1
D 26	240V/9,5A	1,8 kW	1	Four à haute température	1
	220V/7A	1/3 HP	0,8	Tamiseur pour agrégat fin	1
	380V/1,27A	5 HP	1	Los Angeles	1
	220V/2,8A	1/3 HP	0,78	Tamiseur pour agrégat gros	1

LABORATOIRES GENIE CIVIL

Utilisation	Charges	Puissance indiquée	Coef	Appareil	Nombre
D.22	240V/1A	0,98kW	0,76	Echantillonneur	1
	230 V/3.6A	4,08kW	0,75	Proche compacte	1
	115V/14.8A	1,71kW	1	Appareil autocuiseur	1
	240 V/10A	1,44kW	0,83	Essai biaxial	1
	240 V/5A	0,72kW	0,8	Compaction	1
	220V/5A	1,1kW	1	Appareil de wallon	1
	240 V/12.3A	3,28kW	1	Chaudière à temp peratures contrôlées	1
	220V/8A	1,76kW	1	Plaque chauffée	1
			Four à tempera- ture contrôlée	2	
D.6	240V/5A	0,93kW	0,8	Machine à Fatigue	1
	380V/3.9A	1,62kW	0,83	Machine Honey Well	1
	220V/1.4A	1HP	0,72	Machine à essai	1
	220V/39A	8,58kW	1	Gracieux	1
	380V/8.3A	5HP	0,86	Formeuses	2
	240 V/9.3A	2,24kW	1	Four à haute température	2
D.23B	380V/6A	3HP	0,83	Scie mécanique	1
	380V/3A	5,5HP	0,84	Bétonnière	1
	380V/5.7A	3HP	0,83	Compresseur	1
	120V/10.5A	1,25kW	1		

LABORATOIRE HYDRAULIQUE (E 13B)

Utilisation	Charges	Puissance indiquée	cos φ	Appareils	Nombre
	220V / 3,8A	0,6 HP	0,76	Pompe (Pertes de charges)	1
	230V / 2,2A	0,5 HP	≈ 0,75	Bases hydrauliques Type 1	2
	220V / 2,2A	400W	0,75	Bases hydrauliques Types 2	4
	380V / 15A	2,5 kW	0,88	Pompes Kaplan	1
	380V / 3,57A	2 HP	0,83	Canalisation	1

GENIE SANITAIRE (E 14)

Utilisation	Charges	Puissance indiquée	cos φ	Appareils	Nombre
	120 / 16A	1800 W	0,94	Van - heat	1
	220V / 3,5A	0,75 kW	1	Moteur	1
	240V / 9,3A	2,50 kW	0,86	Thermolyne	1
	220V / -	50 W	0,86	Floc Illuminator	1
	220 V	50W	1	Glossy Counter	1
	230 V	50W	1	Spectrophotometer	1
	120 V	25W	0,86	Helige Tester	1
	220V	1000W	0,86	Electric Steroclave	1
	220V / 9,1A	25 W	0,86	Conductimètre Type CM 6N	1
	240V / 9,5A	1100 W	0,86	Petit Four à résistance	1
	110 V	50 W	0,86	Helige Turbidi- -nimeter	2
		1,5 kW	0,86	Moteur	1
	220 V / 0,25A	50 W	0,86	Pho meter	1
	230V / 5,8A	1340W	0,86	Four	1
		1000 W	0,86	Frigidaire	4
	230V / 2,6A	590 W	0,99	Thermo Incuba- -teur	

## Rez de chaussée

## Etage

Utilisation	Type de luminaire	Puissance indiquée	cosφ	Utilisation	Type de luminaire	Puissance indiquée	cosφ
Salle de Prof	10A	20 x 40 W	0,88	E 100	28 B	56 x 40 W	0,88
E <sub>1</sub> - E <sub>6</sub> - E <sub>13</sub>	3M	3 x 150 W	1		2A	4 x 40 W	0,88
	24 B	48 x 40 W	0,88		2M	2 x 150 W	1
	1L	150 W	1	E 101	32 B	64 x 40 W	0,88
E 14	12B	24 x 40 W	0,88	E 102	5M	5 x 150 W	1
E 15	32B	64 x 40 W	0,88		5L	5 x 150 W	1
	2A	4 x 40 W	0,88				
	2N	4 x 150 W	1	E 104	12B	24 x 40 W	0,88
	1L	150 W	1		2A	4 x 40 W	0,88
E <sub>22</sub> - E <sub>17</sub>	3Q	6 x 40 W	0,88		4L	4 x 150 W	1
	2N	4 x 150 W	1	E 107	16B	32 x 40 W	0,88
	2B	4 x 40 W	0,88		6A	12 x 40 W	0,88
	1A	2 x 40 W	0,88		1P	50 W	1
E <sub>16</sub> - E <sub>18</sub> - E <sub>19</sub>	6B	12 x 40 W	0,88	E 105	2B	4 x 40 W	0,88
	1A	2 x 40 W	0,88	E 106	2C	2 x 40 W	0,56
	4P	4 x 50 W	1	E 113			
E <sub>21</sub>	1M	150 W	1	114	4A	8 x 40 W	0,88
	1L	150 W	1	115			
E <sub>24, 25</sub>	5A	10 x 40 W	0,88	116	4A	8 x 40 W	0,88
	2N	4 x 150 W	1	Salle de Professeurs	4L	4 x 150 W	1
	2L	2 x 150 W	1	E 118	14B	28 x 40 W	0,88
E <sub>26, 27, 28</sub>	4A	8 x 40 W	0,88		2A	4 x 40 W	0,88
E <sub>29</sub>				E 119, 35	2Q	4 x 40 W	0,88
E <sub>30</sub>	12B	24 x 40 W	0,88		1M	150 W	1
E <sub>31, 33, 34</sub>	4C	4 x 40 W	0,56	E 117	4B	8 x 40 W	0,88
	2Q	4 x 40 W	0,88				
	1M	150 W	1				
	1P	50 W	1				

GYMNASE (ou bâtiment X)

Relevé de l'éclairage et des ventilateurs:

Références: Plan dessin N° E-17 Vérifié le 23 Mars 1985

Utilisation	Type de luminaire	Puissance indiquée	cos φ	Nombre brasseurs
X	2K/	2x100W	1	2
	18V	36x30W	1	
	5C	5x40W	0,56	
	4B	8x40W	0,88	
	1P	50 W	1	

ADMINISTRATION P.C. (bâtiment F)

Références: Plans et détails éclairage et services auxiliaires dessin N° E5

Vérifiée: 23 Mars 1985

Utilisation	Type de luminaire	Puissance indiquée	cos φ	Autres Appareils
F	16E	16x40W	1	21 Anseurs d'air 5 climatiseurs 230V / 13,5A
	49B	98x40W	0,88	
	8F	16x40W	1	
	10A	20x40W	0,88	

AMPHITHEATRE PRINCIPAL (E)

Référence: dessin N° E-4

Vérifiée le

Utilisation	Type de luminaire	Puissance indiquée	cos φ	Nombre de ventilateurs
E	2L	2x150W	1	12
	6M	6x150W	1	
	8B	16x40W	0,6	
	58E	58x40W	1	

CHARGE BLOCS SCOLAIRES

Relevé de l'éclairage et des ventilateurs

Reference: Demis E-2 et E-3

Utilisat	Type de luminaire	Puissance indiquée	cosφ	Nombre de ventilateurs	Prises de courant
B	2P	2 x 50 W	1	23 cosφ = 0,72	X
	14E	14 x 40 W	1		
	4C	4 x 40 W	0,56		
	46A	92 x 40 W	0,88		
	2F	4 x 40 W	0,88		
	4K	4 x 150 W	1		
C	32B	64 x 40 W	0,88	28	
	26E	26 x 40 W	1		
	1P	50 W	1		
	6C	6 x 40 W	0,56		
	36A	72 x 40 W	0,88		
	1F	2 x 40 W	0,88		
D	4C	4 x 40 W	0,56	22	F
	2P	2 x 50 W	1		
	14E	14 x 40 W	1		
	40A	80 x 40 W	0,88		
	4B	8 x 40 W	0,88		
	4K	4 x 150 W	1		
	2F	4 x 40 W	0,88		

Utilisat	Type de luminaire	Puissance indiquée	cosφ	Nombre de ventilateurs
E	8L	8 x 150 W	1	15
	6M	6 x 150 W	1	
	8B	8 x 40 W	0,88	
	28E	28 x 40 W	1	



EPURATEUR (BB - CC)

Reference : Dcmh N° E-11 du 28/4/1971 Revue le 22/02/1985

Utilisation	Type de luminaires	Charges	Puissance indiquée	cosφ	Appareils
BB-CC	1F		2x40W	1	
	1F		2x40W	1	
	2P		2x50W	1	
		380V/3,12A	0,5 kW	0,8	Pompe hot mours
		380V/0,35A	60 W	0,8	Pompe doseuse
		380V/16,7A	7,5 kW	0,82	Pompe d'aerage
		380V/15,8A	7,5 kW	0,85	Inspreu d'air
		380V/15,8A	7,5 kW	0,85	"
	380V/1,9A	0,75 kW	0,8	Pompe diluante	

CHATEAU D'EAU : (AA)

Utilisation	Type de luminaires	Charges	Puissance indiquée	cosφ	Appareils
AA	1Q		2x40W	0,88	
	2P		2x50W	1	
	4F		8x40	1	A
	2W		2x100	1	
		380V/15A	7,5 kW	0,88	Pompe elevateur
		220V/0,35A	0,7 kW	0,8	Hypochlorateur
		380V/23,4A	11 kW	0,69	Pompe frango MSR
	380V/12A	5,60 kW	0,87	Pompe elevateur	

INFIRMERIE (ou bâtiment A)

Relève de l'éclairage et des services auxiliaires :

Reference: Plans et détails : Servin N° F-1

Véifié le :

Utilisation	Charges	cos φ	Appareils	Nombre
A	45,5	0,49	Brasems d'air	11
	1500 W		climatiseurs	10
	900 W	1	Poste télévisu	1
	900 W		Frigidaire	2
	900 W (220V)	1	Stérilisateur 1	1
	1200 W (220V)		Stérilisateur 2	1
	110V ; 19,4 A	0,96	Aspirateur	1
	110V ; 5,5 A		Banc du dentiste	1
	1,1 kW (230V)	Moteur compresseur	1	
	2400 W	Fou	1	

(AA) : N° 17

Utilisation	Type de luminaires	Puissance indiquée	cos φ
A	29 B	58 x 40 W	0,88
	16 L	16 x 150 W	1
	9 A	18 x 40 W	0,88
	11 H	22 x 40 W	1
	9 E	9 x 40 W	1
	4 M	4 x 150 W	1
	5 G	5 x 40 W	1
	4 P	4 x 50 W	1
	3 K	3 x 150 W	1
	3 Q	6 x 40 W	1
	2 F	4 x 40 W	1
5 N	10 x 150 W	1	

## A.7 REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES:

1. Fonctionnement et Protection des réseaux de distribution par J. FAVRAUD
2. Installations Electriques à Basse Tension  
Règles NF C15-100  
Union Technique de L'Electricité
3. Guide de l'Installation Electrique  
Merlin Gerin
4. Les Installations Electriques dans le Bâtiment  
Ed. Eyrolles 1977
5. Electrotechnique à l'usage des Ingenieurs  
tome 2 10<sup>e</sup> Edition DUNOD
6. Notes de COURS DE ROGER MARTIN
7. Télémechanique - Catalogue Général 1981-1982
8. Notes diverses du professeur Pierre Marcon
9. Notes de cours de Jean-Claude Warmoes  
sur la fiabilité
10. Fiabilité et Statistiques Prévisionnelles  
Par A. Pollard et C. Rivoire