

Université des Sciences et de la Technologie d'Alger

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

Département d'Electrotechnique

المساحة الوطنية للعلوم الهندسية

FILIERE D'INGENIEUR EN ELECTROTECHNIQUE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
BIBLIOTHEQUE

PROJET DE FIN D'ETUDES

—><—

AVANT PROJET D'UN POSTE

60/30 KV

17 PLANCHES

Proposé par :

S. KWIATKOWSKI

Docteur es-sciences

Etudié par :

NEZLI L.

KHAN A.

Université des Sciences et de la Technologie d'Alger

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

Département d'Electrotechnique

FILIERE D'INGENIEUR EN ELECTROTECHNIQUE

PROJET DE FIN D'ETUDES

—»«—

AVANT PROJET D'UN POSTE

60/30 KV

Proposé par :

S. KWIATKOWSKI

Docteur es-sciences

Etudié par :

NEZLI L.

KHAN A.

DEDICACES

A la mémoire de mon père.

A ma mère qui a travaillé durement pour me permettre
de prendre le chemin de l'école.

A mes frères et soeurs.

A tous ceux qui me sont chers.

A ma famille.

A tous mes amis.

Je dédie ce travail.

Abdeslam

A la mémoire de mon père.

A ma mère.

A mon oncle Sassi qui m'a assuré de son soutien
durant ma vie scolaire.

A mes frères et soeurs.

A ma famille.

A tous mes amis.

Je dédie ce travail.

Lazhari

REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier vivement M^r KWIATKOWSKI notre promoteur, ainsi que M^r CHOULAK pour tous les conseils qu'ils nous ont prodigués.

Nous remercions également tous les professeurs qui ont contribué à notre formation et tous ceux qui nous ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail, en particulier, notre cher ami MUSTAPHA, pour la patience qu'il a eu pour la " frappe ".

-°-°-°-°-°-°-°-°-°-

DONNEES TECHNIQUES

Partie haute tension:

- 2 lignes 60 kV.
- 2 jeux de barres 60 kV.
- 2 transformateurs de puissance 30 MVA.
- 1 coupleur.
- puissance de court-circuit sur le jeu de barres 60 kV
 $S_{cc} = 2500 \text{ MVA}$.

Partie moyenne tension: 30 kV

- 2 cellules arrivées.
- 10 cellules départs.
- 1 jeu de barres sectionné.

Caracteristiques du transformateur de puissance:

- puissance 30 MVA
- couplage λ/λ
- puissance de court-circuit: $P_{cc} = 0,7 \%$.
- tension de court-circuit: $U_{cc} = 10 \%$.
- tension d'isolement:
 - . côté HT 72,5 kV.
 - . côté MT 36 kV.
- fréquence 50 Hz.

INTRODUCTION

Un réseau de transport d'énergie se présente sous la forme d'un maillage de lignes à haute tension qui couvrent l'ensemble d'un territoire donné et dont les noeuds sont constitués par des postes.

On distingue plusieurs types de postes classés selon les fonctions qu'ils assurent:

- postes élévateurs.
- postes d'interconnexions.
- postes abaisseurs ou de distribution.

Notre étude fait l'objet d'un avant projet de poste abaisseur 60/30 kV qui consiste à donner les directives générales pour la réalisation d'un poste.

En premier lieu nous établirons les schémas principaux du poste tout en se basant sur les règles de normalisation et de coordination à l'installation des postes (normes fixées par CIE).

Dans une seconde étape, on abordera le calcul des courants de court-circuit qui nous permettra de procéder à un choix judicieux des équipements électriques.

On passera ensuite à une vérification de la résistance des connexions tendues choisis, aux différents efforts qui y sont appliqués, ainsi qu'à la détermination des efforts transmis par ces derniers aux charpentes.

En dernier lieu, on essaiera de citer les différentes protections jugées indispensables pour sauvegarder l'installation et on terminera notre étude en donnant un aperçu sur les services auxiliaires.

CHAPITRE I

DEFINITION DU POSTE

Introduction: Avant d'entamer l'étude proprement dite d'un projet de poste, il faut tout d'abord établir ses schémas de base, tels que: schéma unifilaire et plan de masse qui, définissent d'une façon globale le poste en considération .

1°/ Présentation du schéma unifilaire du poste: (schéma N° 1)

Ce schéma résume la partie électrique du poste constituée de deux installations, l'une extérieure (60 kV), l'autre intérieure (30 kV).

I.1/ Installation extérieure 60 kV:

Elle comporte:

- Deux jeux de barres à phases associées avec un repérage 0,4,8 qui permettent:
 - . La continuité du service dans le cas d'indisponibilité d'un d'entre eux.
 - . Souplesse d'exploitation de l'installation.
- Deux travées lignes, chacune se compose de deux parties:
 - . La tête de travée qui regroupe les équipements de contrôle, de protection et d'isolement du circuit électrique: transformateurs de mesure de tension et de courant avec un circuit bouchon sur le T.P de la phase médiane, disjoncteurs, sectionneurs d'isolement et de mise à la terre de la ligne, ce dernier est monté toujours après le sectionneur de ligne, entre les deux se trouve un verouillage qui ne permet pas la fermeture des deux sectionneurs en même temps.
 - . L'aiguillage qui permet de connecter la tête de la travée à chaque jeu de barres, il ne comprend que des sectionneurs à l'aide desquels sont effectuées les manoeuvres du raccordement désirées.
- Deux travées transformateurs, chacune comporte un transformateur de puissance de 30 MVA, un disjoncteur tripolaire pour la protection de ce dernier, des sectionneurs d'aiguillage qui permettent le raccordement de la travée aux jeux de barres ainsi qu'un transformateur des services auxiliaires (TSA) MT/BT et une boîte

à cable.

-Une travée couplage, se composant d'un disjoncteur et de deux sectionneurs d'isolement, qui peut être utilisée pour dépanner un départ quelconque dont le disjoncteur est défaillant (après shuntage de ce dernier).

La travée couplage permet le passage des circuits d'un système de barres à un autre sans interruption de service et cela en fermant son disjoncteur, ce qui met les deux jeux de barres au même potentiel et rend possible la manoeuvre des sectionneurs.

I.2/ Installation intérieure 30 kV:

Elle est montée dans le bâtiment et comporte:

- Un jeu de barres sectionné par un interrupteur.
- 2 cellules arrivées à partir desquelles on alimente le J.d.b .
- 10 cellules départs.

2°/ Plan de masse: (voir plan N° 2)

Le plan de masse représente une vue de dessus du poste, installé sur une superficie de 8200 m², occupé par deux installations électriques, intérieure et extérieure, ainsi que des villas pour le personnel d'exploitation.

La réalisation des différentes parties de l'installation extérieure 60 kV est faite de telle façon à respecter les dispositions fixées par le schéma unifilaire.

3°/ Distances de sécurité dans le poste:

Pour assurer la sécurité du personnel travaillant dans le poste, on doit obligatoirement respecter des distances minimales entre les conducteurs et les parties d'appareillage qui se trouvent sous tension, d'une part et certaines parties de l'ouvrage d'autre part (sol, clôture, zone de travaux). Donc il est intéressant de définir les distances d'éloignement dans le poste.

3.1/ Définition: La distance d'éloignement est la distance minimale à réserver dans l'air entre le sol et les parties sous tension.

La distance d'éloignement est la somme de deux distances, à savoir:

-la distance de base liée au niveau de tenue au choc du poste, qui détermine, autour des parties conductrices, une zone dite "de garde".

-la distance qui tient compte de la nature des circulations et des travaux à effectuer dite "de sécurité".

Le tableau-I-précise, pour les niveaux de tenue au choc normalisés, les différentes valeurs pratiques de base et d'éloignement.

3.2/ Détermination de la distance de base:

La distance de base permet d'éviter tout risque d'amorçage dans les conditions les plus défavorables. Elle est déterminée à partir du niveau de tenue au choc du poste, en prenant la distance minimale de non amorçage dans l'air correspondante, augmentée à titre de sécurité de cinq à dix pour cent, pour tenir compte d'une légère dispersion dans la mise en place des équipements, ainsi que de la géométrie des différentes fabrications du matériel.

Vue que le poste possède des fils de garde et des éclateurs, qui assurent la maintenance du niveau de tenue au choc retenu pour la détermination de la distance de base, la sécurité recherchée est assurée.

3.3/ Détermination de la zone de sécurité:

A la distance de base ainsi définie il est nécessaire d'ajouter une grandeur variable qui dépend essentiellement de la taille des opérateurs ainsi que de la nature et du mode opératoire des interventions et d'accès.

3.3.I/ La circulation du personnel:

En absence de grillage, l'écartement entre le sol et les parties sous tension les plus basses devra tenir compte de la possibilité

pour le personnel d'exploitation de circuler librement, elle devra correspondre à la distance de base, majorée de 2,25 m (taille d'un opérateur bras tendus).

La distance séparant la base d'un isolateur rigide quelconque du sol ne devra pas être inférieure à la valeur 2,25 m car l'isolateur est considéré comme une pièce sous tension dégrissive dont, seul l'armement inférieur est au potentiel de la terre.

Compte tenu de la faible valeur de la distance de base pour les tensions inférieures à 380 kV choc, il est conseillé de prendre une limite inférieure de 3 m pour la distance d'éloignement correspondante à la circulation du personnel.

Dans notre cas on a pris 3,30 m comme limite inférieure.

3.3.2/ Circulation des véhicules:

La partie variable de la distance d'écartement horizontale comporte le gabarit du véhicule ou de l'engin appelé à circuler et augmentée d'une latitude de 0,70 m motivée par l'impécision inévitable de la conduite.

Ces limites doivent être prises de telle manière que tout véhicule circulant dans la zone soit protégé du risque électrique.

3.3.3/ Intervention sur un appareil ou un conducteur:

Lorsqu'il est envisagé d'intervenir dans l'installation en laissant sous tension les conducteurs et appareils, la distance d'éloignement, par rapport aux installations demeurées sous tension, sera déterminée selon le même principe que précédemment. Elle comportera la valeur de base, majorée d'une grandeur variable à déterminer pour chaque appareil en fonction du mode opératoire d'entretien envisagé et de la dimension des outillages mis en oeuvre. Elle ne devra pas être inférieure à 3 m.

La distance d'éloignement s'étend entre la position extrême que peuvent occuper la connexion et l'appareil demeuré sous tension et le bord de l'appareil sur lequel on doit intervenir. Elle est déterminée de façon que la distance de base ne soit, en aucun cas, engagée au cours des travaux.

Dans le cas de travaux d'entretien courants, ne faisant pas appel à l'utilisation de matériel dépassant le cadre de l'outillage léger

portatif, la partie variable est fixée à:

- Horizontalement à 1,75 m correspondant à la taille moyenne d'un opérateur, bras tendus et éloigné de 0,50 m du plan de travail.
- Verticalement à 1,25 m, au dessus du plan de travail correspondant à la partie du corps de l'opérateur, bras tendus, dépassant ce plan.

TABLEAU .I.

DISTANCES D'INSTALLATION DE L'APPAREILLAGE DES POSTES ET DES CONNEXIONS DE RACCORDEMENT.

tension nominale		Tension de tenue au choc U_c (kv crête).	Distance d'amorçage zéro pour cent (cm).	Distance minimale		Distance de sécurité		
du réseau U_n (kv eff).	d'isolement U_i (kv eff).			à la masse (cm).	entre phases et en opposition de phases (cm).	minimale au sol	de travail	
						sous connexion (cm).	horizontale (cm).	verticale au-dessus du plan de travail (cm).
5,5	7,2	60	9	10	12	← minimum 300 en l'absence de grillage ou d'écran. → ← minimum 300 en l'absence de grillage ou d'écran. → ← minimum 300 en l'absence de grillage ou d'écran. →	← minimum 300 en l'absence de grillage ou d'écran. → ← minimum 300 en l'absence de grillage ou d'écran. → ← minimum 300 en l'absence de grillage ou d'écran. →	← minimum 300 en l'absence de grillage ou d'écran. → ← minimum 300 en l'absence de grillage ou d'écran. → ← minimum 300 en l'absence de grillage ou d'écran. →
10	12	75	12	13	15			
15	17,5	95	16	18	21.			
20	24	125	20	22	25			
30	36	170	30	33	38			
45	52	250	48	53	61			
60	72,5	325	63	70	80			
90	100	380	75	83	95			
225	245	900	196	216	250			
400	420	1550	330	350	400			
						308	391	341
						445	525	475

4°/ Coupes et plans des travées:

Une représentation en coupe et plan des différentes travées du poste 60 kV est donnée par les plans N° 3 et 4, qui montrent la manière dont les équipements électriques des travées sont installés et raccordés aux connexions tendues, tout en mettant en évidence les distances de sécurité prévues:

- Distance de base (minimale à la masse) = 1 m.
- Distance minimale au sol (zone de sécurité) = 3,30 m.
- Distance entre phases = 1,50 m.

CHAPITRE II

CALCUL DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT.

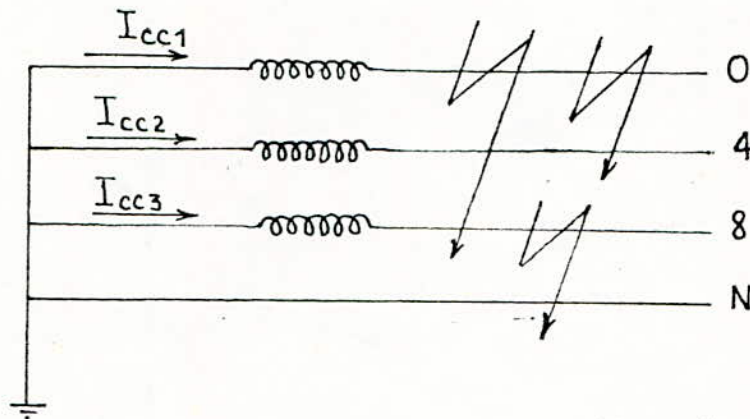
I°/ Introduction:

Le problème des courants de court-circuit est l'un de ceux qui font l'objet des préoccupations les plus constantes car ils provoquent en effet des accidents par les efforts électrodynamiques qu'ils développent entre les conducteurs, et par les échauffements qui occasionnent un dégagement de chaleur très important qui conduit à la détérioration de l'isolation et même la fusion des conducteurs.

Les courants de court-circuit sont à la base du dimensionnement de toutes les parties conductrices qui se trouvent dans le poste.

A/ Rappel théorique:

2°/ Court-circuit:
a/ Généralités:



Un court-circuit est une liaison imprévue entre phases ou entre phases et neutre.

On a plusieurs types de court-circuits:

- Court-circuit monophasé (phase-terre)
- Court-circuit biphasé (entre deux phases ou entre deux phases et la terre).
- Court-circuit triphasé (entre trois phases).

Ces défauts ont des conséquences négatives sur les systèmes électriques, telles que l'échauffement des conducteurs, la destruction du matériel etc... Pour pouvoir palier à ces dangers, on doit bien étudier leurs causes et prendre les meilleures précautions pour les éviter.

Les court-circuits sont en général dûs aux avaries du matériel (chute d'un conducteur, explosion d'un appareil), ou à des causes atmosphériques (orages, coups de foudre) ou bien à des fausses manoeuvres.

D'après les statistiques des différents pays, on constate que la plupart des court-circuits sur les réseaux sont des court-circuits monophasés (80% des cas).

Mais malgré leur faible probabilité d'apparition, les court-circuits triphasés sont beaucoup plus importants pour le dimensionnement du réseau que les autres types de court-circuits. Donc on ne calcule que le courant de court-circuit triphasé.

b/ Effets physiques des courants de court-circuits:

On peut classer les effets physiques du courant de court-circuit en trois grandes catégories: effets thermiques, électrodynamiques et d'induction.

b₁ / Effets thermiques:

En général les court-circuits sont éliminés assez rapidement pour qu'on puisse négliger l'effet thermique dans les lignes, mais si le temps de présence du court-circuit augmente du fait de la défaillance du système de protection ou des disjoncteurs, il peut se produire des allongements dangereux des conducteurs.

b₂ / Effets électrodynamiques:

Les conducteurs traversés par le courant de défaut sont soumis à des forces d'attraction et de répulsion proportionnelles au carré du courant de court-circuit et inversement proportionnelles à la distance entre eux: $F = K \frac{I_{cc}^2}{d}$.

Les efforts électrodynamiques sont les plus néfastes sur les bobinages des transformateurs car la distance entre les spires est faible.

b₃ / Effets d'induction:

En cas de défaut dissymétrique, les courants de court-circuit induisent dans les lignes de télécommunication et les conduites enterrées, situées au voisinage des lignes à haute tension, des forces électromotrices qui peuvent endommager le matériel ou même porter atteinte à la sécurité des personnes.

3° / Hypothèses simplificatrices:

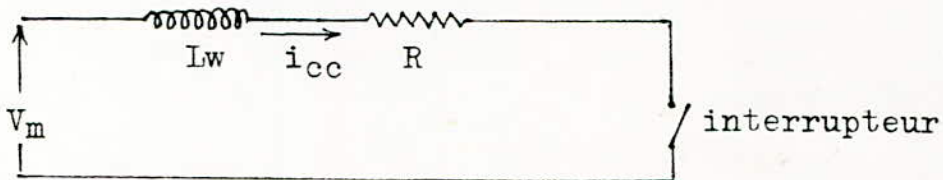
Comme le calcul exact des courants de court-circuit est difficile, on sera obligé d'utiliser quelques hypothèses simplificatrices, sans pourtant donner de grandes erreurs sur les résultats obtenus; qui sont:

- Les circuits magnétiques sont non saturés, les caractéristiques sont donc linéaires.
- Les courants de magnétisation des transformateurs et auto-transformateurs sont négligeables.
- La résistance de l'arc dû au court-circuit est négligeable.

4°/ Etude du court-circuit triphasé:

Etant donné que le court-circuit triphasé est à la base de la majorité des dégats qui se produisent dans le réseau, tels que l'endommagement du matériel et des installations, il est préférable de bien l'étudier et calculer ses valeurs, pour qu'on puisse choisir convenablement le matériel utilisé et prévoir une bonne protection pour le poste.

Soit le circuit monophasé suivant:



D'après la loi d'Ohm on a:

$$v = V_m \sin(\omega t + \psi) = R i_{cc} + L \frac{d i_{cc}}{dt} \quad (I)$$

R et L étant les paramètres de la ligne.

ψ : correspond au moment d'apparition du court-circuit.

Après résolution de l'équation différentielle (I) on aura:

$$i_{cc}(t) = \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + (L\omega)^2}} \left[\sin(\omega t + \psi - \varphi) - e^{-\frac{R}{L}t} \sin(\psi - \varphi) \right]$$

φ : étant l'angle de court-circuit donné par $\text{tg} \varphi = \frac{L\omega}{R}$

De l'expression de $i_{cc}(t)$, on remarque que le courant de court-circuit est la somme de deux composantes, l'une périodique et l'autre apériodique.

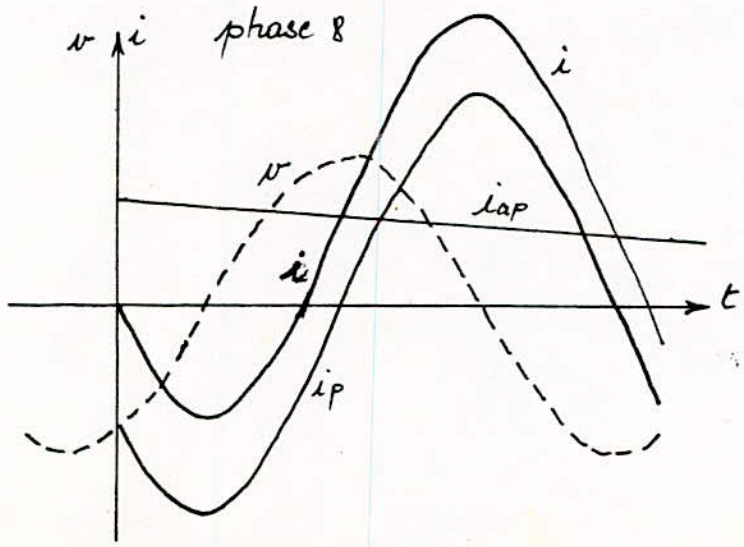
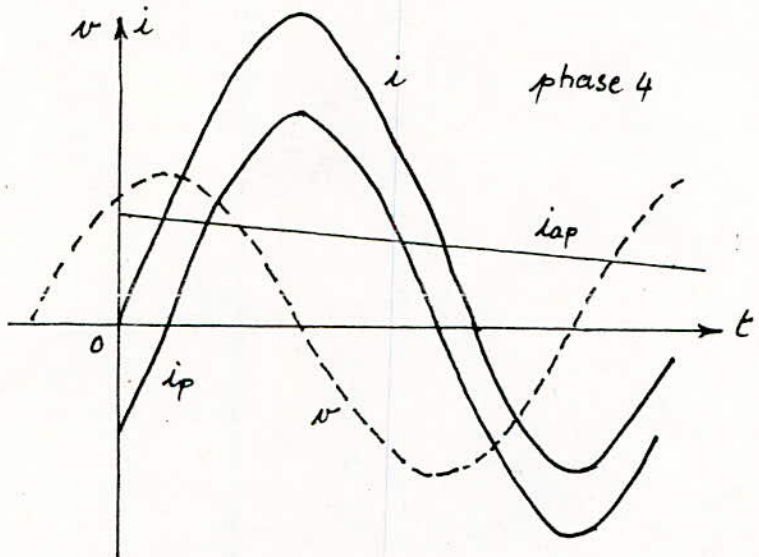
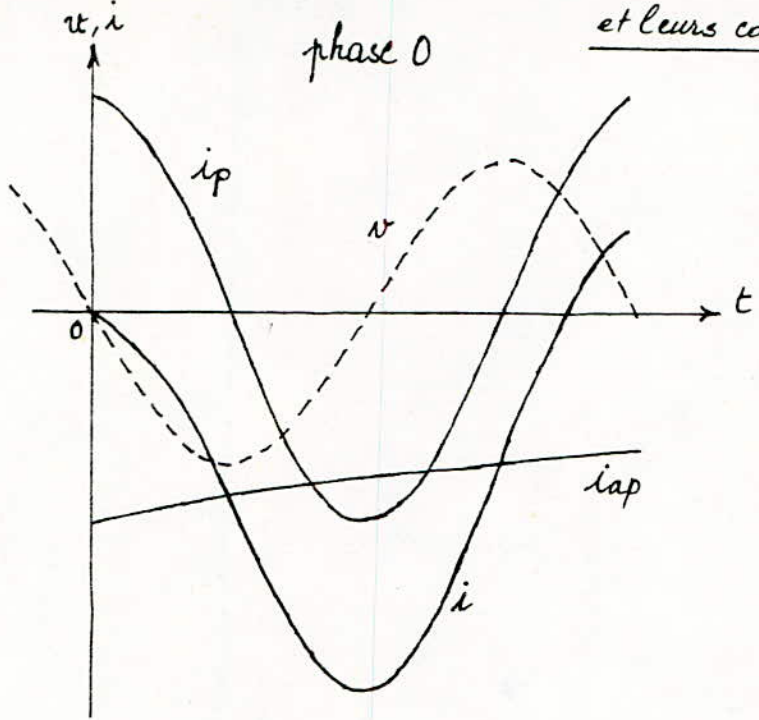
$$i_{cc}(t) = i_p + i_{ap}$$

avec
$$i_p = \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + (L\omega)^2}} \sin(\omega t + \psi - \varphi)$$

$$i_{ap} = \frac{V_m}{\sqrt{R^2 + (L\omega)^2}} e^{-\frac{R}{L}t} \sin(\psi - \varphi) .$$

Courbes donnant les courants de court-circuit dans trois phases

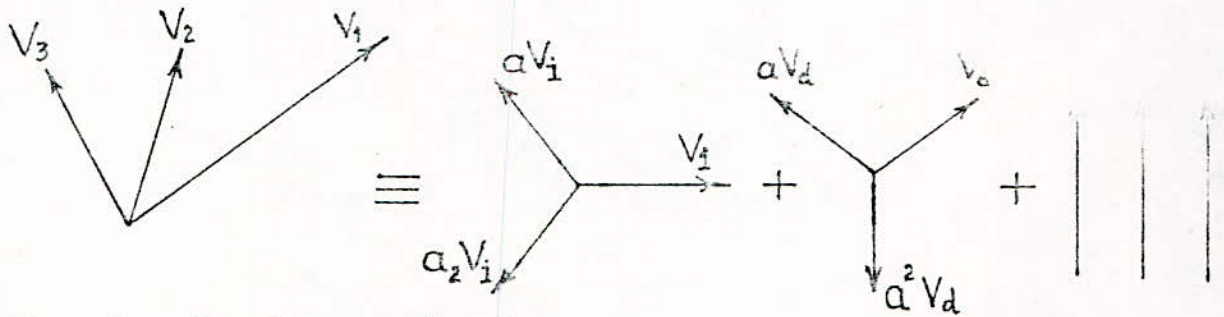
et leurs composantes à $t=0$ et $t=\tau$



5° Emploi des composantes symétriques et le calcul du courant de court-circuit

Rappel:

Un système triphasé quelconque peut être décomposé en trois systèmes triphasés équilibrés: un système tripolaire symétrique direct, un système tripolaire symétrique indirect et un système homopolaire.



On a les équations suivantes:

$$(I) \begin{cases} V_1 = V_d + V_i + V_0 \\ V_2 = a^2V_d + aV_i + V_0 \\ V_3 = aV_d + a^2V_i + V_0 \end{cases}$$

avec $a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$

Schéma triphasé:

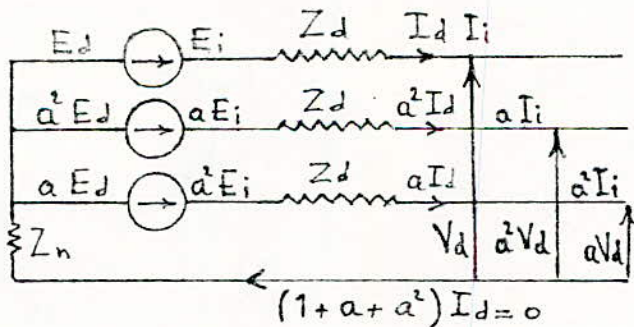
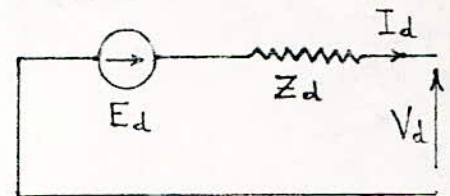
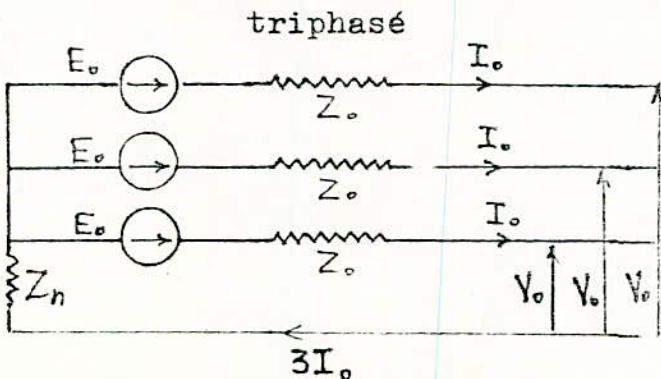


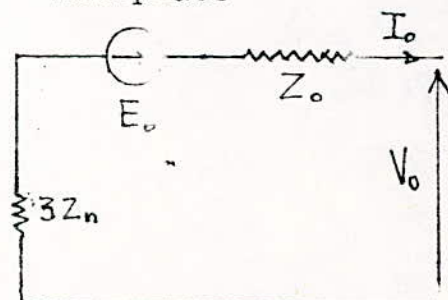
Schéma monophasé



Schema de la composante homopolaire:



monophasé



D'après la loi d'Ohm appliquée au circuit on aura:

$$(II) \begin{cases} E_d = V_d + Z_d \cdot I_d \\ 0 = V_i + Z_i \cdot I_i \\ 0 = V_o + Z_o \cdot I_o \end{cases}$$

Puisque on est dans le cas d'un circuit triphasé alors:

$$(I) \Rightarrow \begin{cases} V_1 = V_2 = V_3 = 0 \\ V_d + V_i + V_o = 0 \quad (1) \\ a^2 V_d + a V_i + V_o = 0 \quad (2) \\ a V_d + a^2 V_i + V_o = 0 \quad (3) \end{cases}$$

faisons la somme des trois equations nous trouvons:

$$3V_o = 0 \quad V_o = 0$$

$$\text{ainsi } (1)+(2) \Rightarrow (I+a^2)V_d + (I+a)V_i = 0$$

$$\frac{I}{2} (V_d + V_i) - j \frac{\sqrt{3}}{2} (V_d - V_i) = 0$$

Pour que cette équation soit vérifiée il faut que:

$$V_d = V_i = 0$$

$$E_d = Z_d \cdot I_d \quad \Rightarrow \quad I_d = \frac{E_d}{Z_d}$$

$$I_i = I_o = 0$$

$$I_{cc} = I_d = \frac{E_d}{Z_d} = \frac{I_n U_n}{\sqrt{3} Z_d}$$

$$I_1 = \frac{E_d}{Z_d}; \quad I_2 = a^2 \frac{E_d}{Z_d}; \quad I_3 = a \frac{E_d}{Z_d}$$

6°/Eléments de base de calcul:

6.1/Réactance de la source:

$$X_s = \frac{U_{nI}^2}{S_{cc}}$$

X_s :reactance de la source

S_{cc} :puissance decourt-circuit

U_{nI} :puissance nominale côté primaire

6.2/Impédance du transformateur:

$$X_T = U_{cc} \cdot \frac{U_{n2}^2}{S_n} ; \quad R_T = P_{cc} \cdot \frac{U_{n2}^2}{S_n}$$

U_{cc} : tension de court-circuit.

P_{cc} : puissance de court-circuit.

6.3/ Réactance ramenée au niveau de tension U_x :

Pour calculer le courant de court-circuit à un endroit bien déterminé, il faut ramener toutes les impédances à un niveau de tension U_x où se produit le court-circuit, et cela afin de pouvoir utiliser les notions d'impédances série et parallèle.

$$X_r = X \cdot \left(\frac{U_x}{U} \right)^2$$

X_r : impédance ramenée au niveau de tension U_x .

X : impédance au niveau de tension U .

7°/ Courant de choc:

Le courant de choc est le courant maximum du courant de court-circuit, il correspond à la valeur de ce dernier après un temps $t=0,01s$ de sa naissance.

Sa valeur est donnée par:

$$i_{ch} = i_{ap} + I_{pmax} \quad (I)$$

$$I_{pmax} = \sqrt{2} \cdot I_{cc}$$

$$i_{ap} = I_{apmax} \cdot e^{-(t/T_a)}$$

avec I_{apmax} : valeur maximum de la composante apériodique.

T_a : constante de temps. donnée par $T_a = \frac{X_{eq}}{\omega \cdot R_{eq}}$

or à $t=0$ on a: $i_{ap} = I_{apmax} = I_{pmax} = \sqrt{2} \cdot I_{cc}$

donc $i_{ap} = \sqrt{2} \cdot I_{cc} \cdot e^{-(t/T_a)}$

Remplaçant dans la formule (I) on aura:

$$i_{ch} = \sqrt{2} \cdot I_{cc} \cdot e^{-(t/T_a)} + \sqrt{2} \cdot I_{cc} = \sqrt{2} \cdot I_{cc} (1 + e^{-(t/T_a)})$$

$$i_{ch} = K_{ch} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc} \quad \text{avec } K_{ch} = 1 + e^{-(t/T_a)}$$

Et comme on l'a déjà signalé, i_{ch} correspond à la valeur du courant de court-circuit après un temps $t = 0,01s$.

B/ APPLICATION

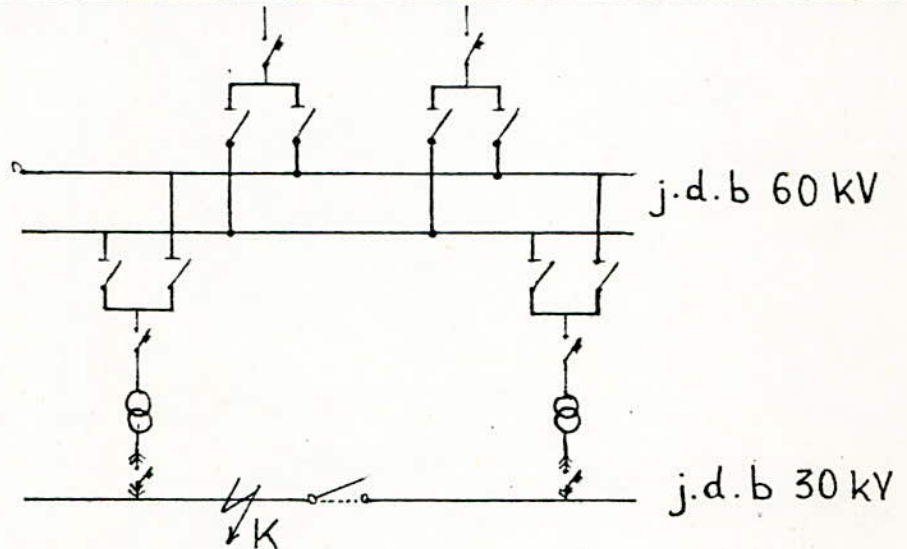
1°/ Calcul du courant de court-circuit sur le jeu de barre 60 kV

$S_{cc} = 2,5 \text{ GVA}$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_{n1}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 60} = \underline{24 \text{ KA}}$$

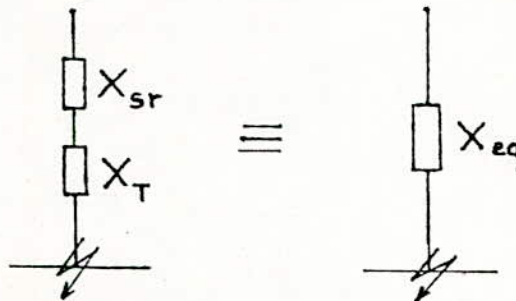
$I_{cc} = 24 \text{ KA}$

2°/ Calcul du courant de court-circuit sur le jeu de barre 30KV



2.I/ Calcul du courant de court-circuit au point K_I
(interrupteur ouvert):

Dans ce cas le schéma équivalent en réactances, se resume par deux réactances en série, celle de la source et du transformateur après avoir ramener la première au niveau de tension du point de court-circuit.



2.I.I/ Calcul des réactances ramenees au côté 30 KV

a) Réactance de la source côté 60 kV.

$$X_S = \frac{U_{n1}^2}{S_{cc}} = \frac{60^2}{2500} = 1,44 \Omega.$$

X_s : Réactance de la source.

S_{cc} : Puissance de court-circuit (= 2500 GVA)

U_{nI} : Tension nominale 60 kV.

La réactance ramenée au côté 30 kV :

$$X_{sr} = X_s \cdot \left(\frac{U_{n2}}{U_{nI}} \right)^2 = 1,44 \cdot \left(\frac{30}{60} \right)^2 = 0,36 \Omega.$$

b) Réactance du transformateur.

$$X_T = U_{cc} \cdot \frac{U_{n2}^2}{S_n} = 0,1 \cdot \frac{(30)^2}{30} = 3 \Omega.$$

c) Réactance équivalente.

$$X_{eq} = X_{sr} + X_T = 0,36 + 3 = 3,36 \Omega.$$

2.I.2/ Courant de court-circuit.

$$I_{cc} = \frac{I \cdot U_{n2}}{\sqrt{3} \cdot X_{eq}} = \frac{1,1 \cdot 30}{\sqrt{3} \cdot 3,36} = 5,67 \text{ kA.}$$

2.I.3/ Calcul du courant maximum périodique.

$$I_{pmax} = \sqrt{2} \cdot I_{cc} = \sqrt{2} \cdot 5,67 = 8 \text{ kA.}$$

2.I.4/ Courant apériodique.

Le courant apériodique à $t=0,01$ s est:

$$i_{ap} = I_{pmax} \cdot e^{-(t/T_a)} = 8 \cdot e^{-(0,01/T_a)}$$

Calcul de T_a :

$$T_a = \frac{X_{eq}}{\omega \cdot R_{eq}}$$

$$R_{eq} = P_{cc} \cdot \frac{U_{n2}^2}{S_n} = 0,7\% \cdot \frac{(30)^2}{30} = 0,21 \Omega.$$

$$d'où T_a = \frac{3,36}{314 \cdot 0,21} = 0,05 \text{ s}$$

Le courant apériodique à $t=0,01$ s et $T_a=0,05$ s est:

$$i_{ap} = I_{pmax} \cdot e^{-(t/T_a)} = 8 \cdot e^{-(0,01/0,05)} = 6,55 \text{ kA.}$$

2.I.5/ Calcul du courant de choc.

Le courant de choc est la somme des deux composantes périodique et apériodique. $i_{ch} = i_{ap} + I_{pmax} = \sqrt{2} \cdot K_{ch} \cdot I_{cc}$

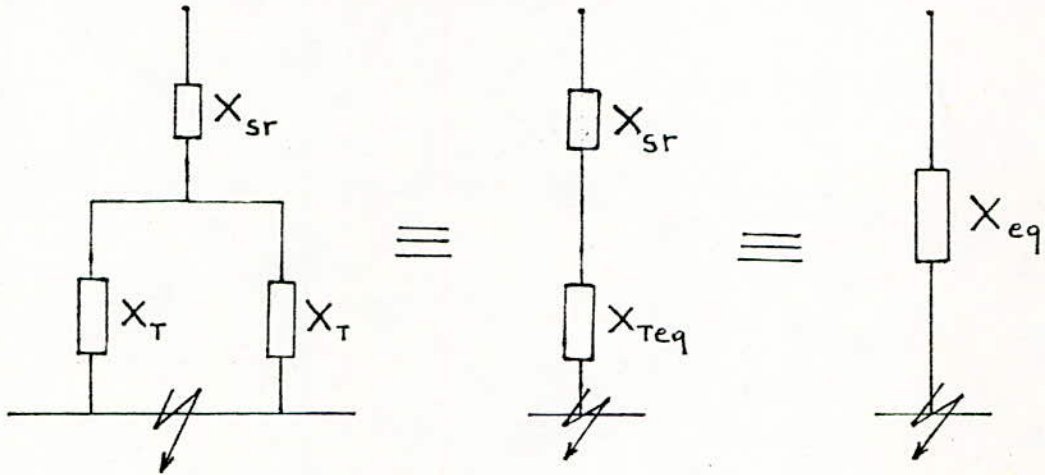
Calcul de K_{ch} :

$$K_{ch} = 1 + e^{-(t/T_a)} = 1 + e^{-(0,01/0,05)} = 1,8.$$

$$i_{ch} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,67 = 14,43 \text{ kA}.$$

2,2/ Calcul du courant de court-circuit au point K_2
(interrupteur fermé)

Le schéma équivalent en réactance se présente sous la forme de la réactance de la source en série avec les deux réactances en parallèle des deux transformateurs.



La réactance de la source est la même que précédemment, ainsi que les réactances des deux transformateurs sont les mêmes que celles du transformateur du premier cas, d'où l'on a:

$$X_{eq} = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} + X_{sr} = \frac{(3)^2}{3+3} + 0,36 = 1,86 \Omega.$$

2.2.1/ Calcul du courant de court-circuit.

$$I_{cc} = \frac{1,1 \cdot U_{n2}}{\sqrt{3} \cdot X_{eq}} = \frac{1,1 \cdot 30}{\sqrt{3} \cdot 1,86} = 10,24 \text{ kA}.$$

2.2.2/ Calcul du courant maximum périodique.

$$I_{p_{max}} = \sqrt{2} \cdot I_{cc} = \sqrt{2} \cdot 10,24 = 14,48 \text{ kA}.$$

2.2.3/ Calcul du courant apériodique.

Comme le courant de choc (crête) apparaît après un temps de 0,015 s, on doit calculer la valeur du courant apériodique à $t=0,015$ s.

$$i_{ap} = I_{p_{max}} \cdot e^{-(t/T_a)}$$

Où T_a est la constante de temps qui vaut 0,05s .

$$i_{ap} = 14,48 \cdot e^{-(0,01/0,05)} = 11,73 \text{ kA.}$$

2.2.4/ Calcul du courant de choc.

Le courant de choc est la somme des deux composantes périodique et apériodique.

$$i_{ch} = I_{p_{max}} + i_{ap} = K_{ch} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,24 = 26,1 \text{ kA.}$$

2.3/ Calcul de la puissance de court-circuit (j.d.b 30 kV)

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot U_{n2} \cdot I_{cc} = \sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10,24 = 532 \text{ MVA.}$$

CHAPITRE III

DIMENSIONNEMENT DES JEUX DE BARRES

Introduction: Cette partie d'étude consiste à choisir une section convenable des jeux de barres du poste 60 kV extérieur et 30 kV intérieur, en fonction des courants admissibles qui y circulent et d'examiner ensuite si ces sections peuvent résister ou non aux régimes d'avaries qui se présentent sous forme d'efforts électrodynamiques et thermiques.

I°/ Détermination des sections des j.d.b.

Il est toutefois à noter que notre poste comprend deux types d'installations, l'une extérieure (60 kV) dont la section des j.d.b choisie est une section tubulaire en AGS (alliage d'aluminium, magnésium et silicium), l'autre dans le bâtiment (30 kV) dont la section des j.d.b est tubulaire en cuivre.

I.1/ Jeu de barre 60 kV.

La section du j.d.b est donnée par le tableau N° 1, en connaissant le courant admissible qui y circule.

$$\text{courant nominal: } I_n = \frac{2 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{nI}} = \frac{2 \cdot 30}{\sqrt{3} \cdot 60} = 0,577 \text{ kA.}$$

d'où

$$S = 707 \text{ mm}^2 \quad \text{avec: } D_{ex} = 50 \text{ mm} ; D_{in} = 40 \text{ mm.}$$

I.2/ Jeu de barre 30 kV.

Calcul du courant admissible: $I_{ad} = 1,2 \cdot I_n$ ($I_n + 20\%$).

$$\text{Le courant nominal } I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{n2}} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 30} = 0,577 \text{ kA} = 577 \text{ A}$$

$$\text{d'où } I_{ad} = 1,2 \cdot I_n = 1,2 \cdot 577 = 692,4 \text{ A}$$

Et d'après le tableau N° 2, la section qui correspond à I_{ad} calculé vaut:

$$S = 254,5 \text{ mm}^2 \quad \text{avec: } D_{ex} = 30 \text{ mm} ; D_{in} = 24 \text{ mm.}$$

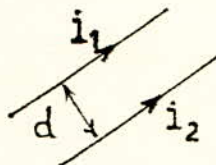
2°/ Vérification aux efforts électrodynamiques.

Le courant très élevé qui circule sur le j.d.b pendant le régime de court-circuit engendre les efforts électrodynamiques considérables, le calcul de ces efforts est intéressant pour la déter-

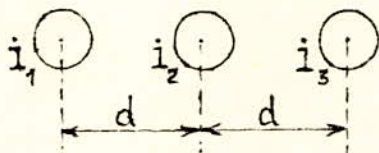
-mination de la résistance mécanique de ces j.d.b et celle des structures qui les supportent.

La force électrique entre deux conducteurs parallèles parcourus par deux courants i_1 , i_2 est donnée par la formule suivante:

$$f = \frac{\mu_0}{2\pi d} \cdot i_1 \cdot i_2$$



Cas de trois conducteurs en parallèle:



$$(I) \begin{cases} f_1 = f_3 = \frac{\mu_0}{2\pi d} i_1 \cdot i_2 + \frac{\mu_0}{2\pi d} \cdot \frac{i_1 \cdot i_3}{2} \\ f_2 = - \frac{\mu_0}{2\pi d} (i_2 \cdot i_3 - i_1 \cdot i_2) \end{cases}$$

f_1 : force exercée par les barres 2 et 3 sur la barre 1.

f_2 : " " " " " I et 3 " " " 2.

f_3 : " " " " " I et 2 " " " 3.

En régime normal, les courants appliqués sont:

$$\begin{aligned} i_1 &= I_{\max} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi) & \alpha &: \text{déphasage entre la tension et} \\ i_2 &= I_{\max} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi - \frac{2\pi}{3}) & & \text{l'axe du temps.} \\ i_3 &= I_{\max} \cdot \sin(\omega t + \alpha - \varphi - \frac{4\pi}{3}) & \varphi &: \text{déphasage entre la tension et} \\ & & & \text{le courant.} \end{aligned}$$

Pour faciliter les calculs on considère le cas particulier:

$\alpha - \varphi = 0$ on aura:

$$\begin{aligned} i_1 &= I_{\max} \cdot \sin(\omega t) \\ i_2 &= I_{\max} \cdot \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ i_3 &= I_{\max} \cdot \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \end{aligned}$$

En remplaçant i_1, i_2 et i_3 par leurs valeurs dans le système (I) on aura:

$$\begin{aligned} f_1 = f_3 &= \frac{\mu_0}{2\pi d} \cdot I_{\max}^2 \cdot \sin \omega t \left[\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) + \frac{1}{2} \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \right] \\ f_2 &= - \frac{\mu_0}{2\pi d} \cdot I_{\max}^2 \cdot \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \left[\sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) - \sin \omega t \right] \end{aligned}$$

En dérivant les expressions de f_1 et f_2 nous obtenons les forces maximales:

$$\begin{aligned} f_{1\max} = f_{3\max} &= 0,8 \cdot \frac{\mu_0}{2\pi d} \cdot I_{\max}^2 \\ f_{2\max} &= - 0,87 \cdot \frac{\mu_0}{2\pi d} \cdot I_{\max}^2 \end{aligned}$$

On remarque que la barre médiane est la plus exposée aux dangers de l'effort électrodynamique.

En régime d'avarie, les courants appliqués sont:

$$\begin{aligned} i_1 &= I_{pmax} \cdot [\sin(\omega t + \psi) - e^{-(t/T_a)} \cdot \sin \psi] \quad \text{avec } \psi = \alpha - \varphi \\ i_2 &= I_{pmax} \cdot [\sin(\omega t + \psi - \frac{2\pi}{3}) - e^{-(t/T_a)} \cdot \sin(\psi - \frac{2\pi}{3})] \\ i_3 &= I_{pmax} \cdot [\sin(\omega t + \psi - \frac{4\pi}{3}) - e^{-(t/T_a)} \cdot \sin(\psi - \frac{4\pi}{3})] \end{aligned}$$

ET comme on considère le cas le plus défavorable, on calcule uniquement la force f_2 car c'est la plus grande.

Dans l'expression de f_2 on remplace i_1, i_2 et i_3 par leurs valeurs, après tout calcul fait on aura:

$$f_2 = \frac{\mu_0}{2\pi d} \cdot 2I_{cc}^2 \left[\underbrace{\sin(2\omega t + 2\psi - \frac{\pi}{3})}_{A_1} - \underbrace{2e^{-(t/T_a)} \cdot \sin(\omega t + 2\psi - \frac{\pi}{3})}_{A_2} + \underbrace{e^{-2(t/T_a)} \cdot \sin(2\psi - \frac{\pi}{3})}_{A_3} \right]$$

où I_{cc} est le courant de court-circuit sur le j.d.b .

On constate que f_2 a trois composantes, deux périodiques et une apériodique.

A_1 : composante périodique de fréquence $2f$.

A_2 : " " amortie de fréquence f .

A_3 : " apériodique amortie .

La valeur de f_2 est maximum pour:

$$\left. \begin{aligned} A_1 &= -I \\ A_2 &= -2e^{-(t/T_a)} \\ A_3 &= -e^{-2(t/T_a)} \end{aligned} \right\} \implies \begin{cases} \psi = -\frac{\pi}{12} \\ t = 0,01s. \end{cases}$$

N.B: Si on se trouve dans un cas inductif c.à.d $\varphi = \frac{\pi}{2}$ alors $\alpha = \psi + \varphi = \frac{5\pi}{12}$ (phase initiale de la tension).

$$f_{2max}(t=0,01s, \psi = -\frac{\pi}{12}) = f_{2ch}$$

alors:

$$f_{2ch} = -\frac{\mu_0}{2\pi d} \cdot 2I_{cc}^2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \left[\sin \frac{3\pi}{2} - 2e^{-(0,01/T_a)} \cdot \sin \frac{\pi}{2} + e^{-(0,01/T_a)} \sin -\frac{\pi}{2} \right]$$

$$f_{2ch} = \frac{\mu_0}{2\pi d} \cdot I_{cc}^2 \cdot \sqrt{3} (1 + e^{-(0,01/T_a)})^2$$

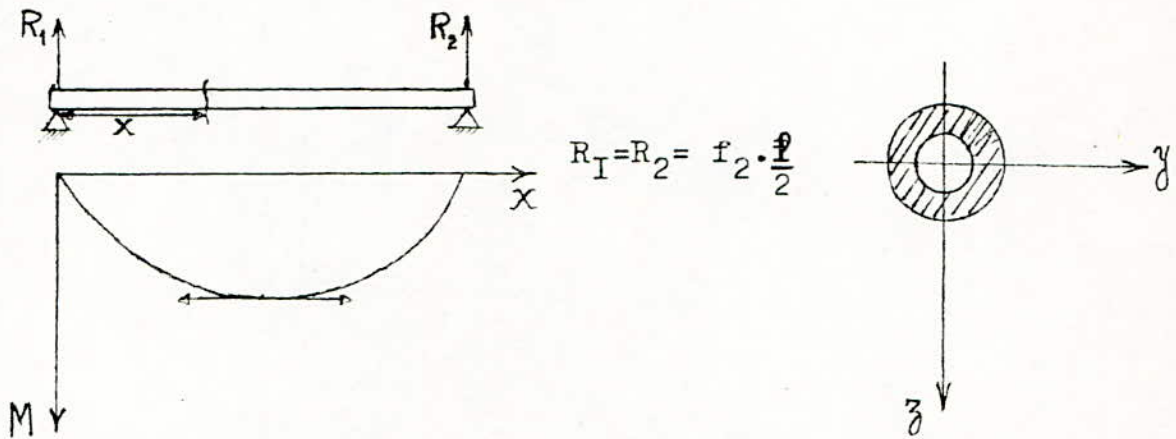
On pose

$$K_{ch} = 1 + e^{-(0,01/T_a)}$$

$$f_{2ch} = 0,87 \cdot \frac{\mu_0}{2\pi d} \cdot K_{ch}^2 \cdot 2I_{cc}^2$$

3°/ Vérification aux efforts statiques.

Calcul du moment fléchissant maximum:



Pour une partie de longueur \$x\$ de la barre on a:

$$M_y = R_1 \cdot x - f_2 \cdot \frac{x}{2} \cdot x = f_2 \cdot \frac{l}{2} \cdot x - f_2 \cdot \frac{x^2}{2}$$

Le moment est maximum pour la valeur de \$x\$ qui annule la dérivée première.

$$\frac{d(M_y)}{dx} = 0 \quad x = \frac{l}{2} \quad \text{d'où} \quad M_{y_{\max}} = f_2 \cdot \frac{l^2}{8}$$

Ce moment est calculé pour une poutre à deux appuis aux extrémités. Pour une poutre encastree \$M_{y_{\max}} = f_2 \cdot \frac{l^2}{12}\$. Et comme notre cas est une poutre à plusieurs appuis on prend une valeur moyenne entre les deux moments.

$$\text{C.à.d} \quad M_{y_{\max}} = f_2 \cdot \frac{l^2}{10}$$

La contrainte maximale appliquée sur la barre:

$$\sigma_{\max} = \frac{M_{y_{\max}}}{W_y} ;$$

\$M_{y_{\max}}\$: moment fléchissant max de la barre.

\$W_y\$: module de la résistance.

donné par:
$$W_y = \frac{I_y}{Z_{\max}}$$

\$I_y\$: moment d'inertie par rapport à l'axe \$y\$.

\$Z_{\max}\$: distance maximale de la fibre la plus sollicitée par rapport à \$Oy\$.

Pour que la barre résiste, on doit vérifier la condition suivante:

$$\sigma_{\max} = \frac{M_{y_{\max}}}{W_y} \leq \sigma_{ad}$$

σ_{ad} : sollicitation de la contrainte élastique du métal.

on donne pour le Cu : $\sigma_{ad} = 2400 \text{ Kgf/cm}^2$.

Al : $\sigma_{ad} = 700 \text{ Kgf/cm}^2$.

A.G.S: $\sigma_{ad} = 1700 \text{ Kgf/cm}^2$.

AGS: alliage Aluminium, Magnésium, Silicium.

4°/ Vérification aux efforts dynamiques.

Pendant le régime de court-circuit les barres sont exposées à des sollicitations électrodynamiques complexes, pour faciliter la tâche, on fait un calcul approximatif de la contrainte dynamique max en fonction de la contrainte statique max :

$$\sigma_{\max dy} = K_o \cdot \sigma_{\max st}$$

avec $K_o = \frac{f_o}{f_n}$,

f_o : fréquence propre de la barre.

f_n : " nominale du réseau.

Notre but est d'éliminer le phénomène de résonance, par conséquent il faut que la fréquence propre de la barre soit différente des fréquences $2f$ et f des composantes de la force f_{2ch} .

On a une bonne contrainte dynamique si: $0 < K < 1$.

$$\Rightarrow 0 < \frac{f_o}{f_n} < 0,5 \quad \text{ou} \quad 3,4 < \frac{f_o}{f_n} < 4 .$$

Calcul f_o :

$$f_o = C_I \cdot C_2 \cdot \frac{3}{4l^2} \sqrt{\frac{EI}{\rho S}}$$

l : distance entre 2 isolateurs.

E : Module d'élasticité.

ρ : densité du matériau de la barre. ($\rho_{cu} = 8,9 \cdot 10^3 \text{ Kgf/m}^3$).

S : section de la barre en m^2 .

C_I : I pour une barre simple.

C_2 : Coefficient tenant compte du nombre de déviations.

I : moment d'inertie de la barre.

5°/ Application.

5.I/ Calcul des efforts statiques.

a) jeu de barre 60 kV.

$$f_2 = 0,87 \cdot \frac{\mu_0}{2\pi d} \cdot 2 \cdot K_{ch}^2 \cdot I_{cc}^2$$

$$f_2 = 0,87 \cdot \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi \cdot 2,5} \cdot 2(1,8)^2 \cdot (24)^2 = 260 \text{ N/m} .$$

$$f_2 = 260 \text{ N/m} .$$

Calcul du moment max:

$$M_{y\max} = f_2 \cdot \frac{l^2}{10} \text{ avec } l: \text{ distance entre 2 appuis} = 6,5\text{m}$$

$$M_{y\max} = 260 \cdot \frac{(6,5)^2}{10} = 1098,5 \text{ N.m} .$$

Calcul de I_y :
$$I_y = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{ex}^4 - D_{in}^4)$$

$D_{ex} = 50 \text{ mm}.$ pour un j.d.b en AGS .

$D_{in} = 40 \text{ mm}.$

$$I_y = 18,08 \text{ cm}^4 .$$

Calcul de W_y :

$$W_y = \frac{I_y}{Z_{\max}} = \frac{18,08}{2,5} = 7,23 \text{ cm}^3 .$$

$Z = 2,5 \text{ cm}.$

$$\sigma_{\max} = \frac{M_{y\max}}{W_y} = \frac{109850}{7,23} = 1520 \text{ Kgf/cm}^2 .$$

$$\sigma_{\max} = 1520 \text{ Kgf/cm}^2 < \sigma_{ad} = 1700 \text{ Kgf/cm}^2 .$$

Donc la condition est vérifiée, on prend un j.d.b en AGS de:

$D_{ex} = 50 \text{ mm}$ et $D_{in} = 40 \text{ mm} .$

b) jeu de barre 30 KV.

Remarque: Le calcul est le même que celui du j.d.b 60 kV.

Les résultats obtenus sont:

$I_{cc} = 10,24 \text{ kA} ,$

$d = 0,39 \text{ m} .$

$l = 1,40 \text{ m} .$

$f_2 = 303,1 \text{ N/m} .$

$M_{y\max} = 59,4 \text{ N.m} = 594 \text{ kgf.cm} .$

$I_y = 2,35 \text{ cm}^4 .$

$W_y = 1,56 \text{ cm}^3 .$

$\sigma_{\max} = 380 \text{ kgf/cm}^2 .$

$$\sigma_{\max} = 380 \text{ kgf/cm}^2 < \sigma_{\text{ad}} = 2400 \text{ kgf/cm}^2$$

Donc la condition est vérifiée, on prend le j.d.b en Cu de:

$$D_{\text{ex}} = 30 \text{ mm} \quad ; \quad D_{\text{in}} = 24 \text{ mm.}$$

Tableau récapitulatif.

U_n (kV)	L (m)	I_{nom} (A)	S (mm ²)	D_{ex} (mm)	D_{in} (mm)	d (m)	max kgf/cm ²	ad kgf/cm ²
60	26	288	707	50	40	2,5	1520	1700
30	21	577	2545	30	24	0,39	380	2400

5.2/ Vérification à la stabilité dynamique.

5.2.I/ jeu de barres 60 kV:

Calcul de f_0 :

La fréquence propre de la barre est donnée par:

$$f_0 = C_1 C_2 \cdot \frac{3}{4l^2} \sqrt{\frac{EI}{\rho S}}$$

où $l = 6,5 \text{ m}$

$$E = 7000 \text{ kg/mm}^2$$

$$S = 707 \text{ mm}^2$$

$$\rho_{\text{AgS}} = 2,7 \cdot 10^3 \text{ kgf/m}^3$$

$$C_1 = 1$$

$$C_2 = 1$$

$$f_0 = \frac{3}{4(6,5)^2} \sqrt{\frac{7 \cdot 10^9 \cdot 18,08 \cdot 10^{-8}}{2,7 \cdot 10^3 \cdot 707 \cdot 10^{-6}}} = 0,45 \text{ Hz}$$

$$\frac{f_0}{f_n} = \frac{0,45}{50} = 0,009$$

$0 < \frac{f_0}{f_n} < 1$ Donc le jeu de barres résiste aux efforts dynamiques.

5.2.2/ jeu de barres 30 kV:

La fréquence propre de la barre est:

$$0 < \frac{f_0}{f_n} = 0,08 < 1 \quad f_0 = \frac{3}{4(1,4)^2} \sqrt{\frac{1,3 \cdot 10^{10} \cdot 2,35 \cdot 10^{-8}}{8,9 \cdot 10^3 \cdot 254,5 \cdot 10^{-6}}} = 4,44 \text{ Hz}$$

Donc le jeu de barres résiste aux efforts dynamiques.

TABLEAU N° I

CARACTERISTIQUES ET CONDITIONS D'EMPLOI DES TUBES EN ALLIAGE ALUMINIUM-MAGNESIUM-SILICIUM (A.G.)

DIAMETRES DES TUBES (mm) Din / Dex	MASSE AU m. linéaire (kg)	SECTION (mm ²)	MOMENT D'INERTIE (cm ⁴)	MOMENT DE RESISTANCE (cm ³)	INTENSITE ADMISSIBLE $\Delta t = 40^{\circ}\text{C. (A)}$
21 / 25	0,39	144,5	0,963	0,77	304
26 / 30	0,475	176	1,734	1,156	368
22 / 30	0,883	327	2,826	1,884	505
40 / 50	1,91	707	18,08	7,23	950
50 / 60	2,33	864	32,88	10,96	1160
60 / 70	2,76	1021	54,14	15,47	1360
70 / 80	3,18	1178	83,05	20,76	1560
80 / 90	3,40	1340	121	27	1760
90 / 100	4,03	1492	168,5	33,70	1960
104 / 120	7,65	2800	443	74	2950

TABLEAU N° 2

CARACTERISTIQUES ET CONDITIONS D'EMPLOI DES TUBES EN CUIVRE.

DIAMETRES DES TUBES (mm) Din / Dex	MASSE AU m. linéaire (kg)	SECTION (mm ²)	MOMENT D'INERTIE (cm ⁴)	MOMENT DE RESISTANCE (cm ³)	INTENSITE ADMISSIBLE (A)
16 / 20	1,01	113,1	0,463	0,463	400
14 / 20	1,43	160,2	0,597	0,597	500
12 / 20	1,79	201,0	0,684	0,684	550
26 / 30	1,57	175,9	1,73	1,15	620
24 / 30	2,26	254,5	2,35	1,56	750
22 / 30	2,90	286,7	2,83	1,89	800
44 / 50	3,94	443	12,28	4,91	1200
42 / 50	5,15	578,1	15,40	6,16	1400
40 / 50	6,29	706,9	18,11	7,241	1500
54 / 60	4,78	537,2	21,9	7,30	1400
52 / 60	6,26	703,7	27,7	9,24	1600
50 / 60	7,69	863,9	32,9	11	1800

6°/ Vérification aux effets thermiques:

Les effets thermiques sont dus au dégagement de chaleur par effet Joule pendant le régime de court-circuit. Les barres choisies bien qu'elles résistent aux efforts électrodynamiques, elles doivent résister aussi aux effets thermiques.

La température des barres pendant le régime d'avari, ne doit pas atteindre la température admissible du métal constituant les j.d.b qui est de 200°C pour l'AGS et 250°C pour le Cu.

6.1/ Jeu de barres 60 kV:

L'échauffement du jeu de barre dépend de la durée du court-circuit, donc du temps de coupure du disjoncteur qui est de l'ordre de 0,2 s.

La température du jeu de barre lors d'un défaut est déterminée en faisant la somme de la température pendant le fonctionnement normal et la température d'échauffement du j.d.b durant le régime d'avari. Mais, en cas de défaillance de la protection, le j.d.b doit tenir le courant de défaut pour une période plus longue. Considérons un court-circuit d'une seconde et étant donné que le courant de court-circuit sur le j.d.b 60 kV est de 24 kA, la courbe d'échauffement du tube AGS nous donne l'échauffement correspondant à ce courant qui est de 16 °C. Or l'échauffement maximum en fonctionnement normal du tube en alliage AGS est fixé à 60 °C.

Ce qui nous donne une température maximale après court-circuit de $60 + 16 = 76 \text{ °C} < 200 \text{ °C}$, donc le j.d.b choisi vérifie bien les conditions des effets thermiques.

6.2/ Jeu de barres 30 kV:

Le dégagement de chaleur par effet Joule se compose de deux quantités de chaleur, une quantité sera absorbée par les barres l'autre sera transmise au milieu ambiant, ce qui se résume par la formule suivante: $P \cdot dt = CMd\tau + \lambda S\tau dt$ (1)

$CMd\tau$: chaleur absorbée par la barre.

$\lambda S\tau dt$: chaleur transmise au milieu ambiant.

avec:

C : chaleur spécifique du matériau.

M : Masse.

S : surface latérale.

dt: variation du temps.

λ : coefficient de transmission de la chaleur au milieu ambiant.

τ : différence de température entre le milieu ambiant et le conducteur.

P : puissance due au courant traversant le conducteur.

Remarque: Lors d'un court-circuit de courte durée, on considère que la température du milieu ambiant ne change pas, on peut affirmer donc que la chaleur transmise à ce dernier est nulle.

Après cette supposition la formule (1) devient:

$$P \cdot dt = CMd\tau \quad (2)$$

$$P = R \cdot i^2 \implies R \cdot i^2 dt = CMd\tau.$$

avec R : résistance du conducteur.

$$R = R_0(1 + \alpha\theta) \quad ; \quad R_0 = \rho_0 \cdot \frac{l}{S} \quad (l: \text{longueur du conducteur})$$

$$C = C_0(1 + \eta\theta) \quad ; \quad M = \gamma l S \quad (S: \text{section du conducteur})$$

On approxime $d\tau = d\theta$

$$\text{alors:} \quad i^2 R_0(1 + \alpha\theta) dt = C_0(1 + \eta\theta) \gamma l S d\theta \quad (3)$$

Soit $t=0$ temps initial de court-circuit.

$t=t_f$ temps final de court-circuit.

θ_i : température initiale du conducteur.

θ_f : température finale du conducteur.

Après intégration de l'équation différentielle (3), on trouve:

$$\frac{1}{S^2} \int_0^t i^2 dt = \frac{C_0 \gamma}{\rho_0} \left\{ \left[\frac{(\alpha - \eta)}{\alpha^2} \log(1 + \alpha\theta_f) + \frac{\eta}{\alpha} \theta_f \right] - \left[\frac{(\alpha - \eta)}{\alpha^2} \log(1 + \alpha\theta_i) + \frac{\eta}{\alpha} \theta_i \right] \right\} \quad (4)$$

$$\text{On pose} \quad A(\theta) = \frac{C_0 \gamma}{\rho_0} \left[\frac{(\alpha - \eta)}{\alpha^2} \log(1 + \alpha\theta) + \frac{\eta}{\alpha} \theta \right]$$

L'équation (4) devient:

$$A(\theta_f) = \frac{1}{S^2} \int_0^t i^2 dt + A(\theta_i) \quad (5)$$

A l'aide de cette formule on peut vérifier la section de la barre aux effets thermiques.

En effet connaissant la valeur de $\frac{1}{S^2} \int_0^t i^2 dt$ et θ_i , on calcule $A(\theta_f)$ par la formule (5) et d'après la courbe $\theta = F[A(\theta)]$ on tire θ_f , qui normalement ne dépassera pas 250 °C pour le cuivre, si ce n'est pas le cas il faut changer la section pour satisfaire la condition.

Détermination de $\frac{1}{S^2} \int_0^t i^2 dt$:

On sait que $i = i_p + i_{ap}$

$$\text{alors } \int_0^t i^2 dt = \int_0^t (i_p + i_{ap})^2 dt = \int_0^t i_p^2 dt + \int_0^t i_{ap}^2 dt + 2 \int_0^t i_p \cdot i_{ap} dt$$

Et en négligeant $2 \int_0^t i_p \cdot i_{ap} dt$ devant les autres termes, on aura:

$$\int_0^t i^2 dt = \int_0^t i_p^2 dt + \int_0^t i_{ap}^2 dt.$$

Et pour faire le calcul de $\int_0^t i_p^2 dt$ et $\int_0^t i_{ap}^2 dt$, on définit le temps fictif.

Définition: Le temps fictif t_f est le temps pendant lequel l'échauffement produit par un courant periodique ou aperiodique, est le même que celui produit par un courant normal de court-circuit I_∞ .

Alors:

$$\int_0^t i_p^2 dt = I_\infty^2 t_{fp}$$

et

$$\int_0^t i_{ap}^2 dt = I_\infty^2 t_{fap}$$

Le temps fictif periodique peut être déterminé à l'aide d'une courbe qui donne t_{fp} en fonction de la durée de court-circuit et du rapport $\beta = \frac{I_{cc}}{I_\infty}$

Détermination de t_{fap}

On a vu dans le chapitre concernant le calcul de court-circuit que

$$i_{ap} = \sqrt{2} I_{cc} e^{-(t/T_a)}$$

$$\text{alors } t_{fap} = \frac{1}{I_\infty^2} \int_0^t [\sqrt{2} I_{cc} e^{-(t/T_a)}]^2 dt = 2 \cdot \left(\frac{I_{cc}}{I_\infty}\right)^2 \int_0^t [e^{-2(t/T_a)}] dt.$$

$$\text{On pose } \beta = \frac{I_{cc}}{I_\infty} \implies t_{fap} = \beta^2 T_a (1 - e^{-2(t/T_a)})$$

On prend $\int_0^t dt = 0,1$ s et $T_a = 0,05$ s.

alors $e^{-2(t/T_a)} = e^{-0,2/0,05} = \frac{1}{e^4} \approx 0. \implies t_{fap} = \beta^2 T_a$

Sachant β on peut calculer t_{fap} .

$$\int_0^t i^2 dt = I_{\infty}^2 t_{fp} + I_{\infty}^2 t_{fap} = I_{\infty}^2 (t_{fp} + t_{fap}).$$

$$t_{fp} + t_{fap} = t_f$$

L'équation (5) devient:

$$A(\theta_f) = A(\theta_i) + \frac{I_{\infty}^2}{S^2} t_f$$

Application:

$$A(\theta_f) - A(\theta_i) = \frac{I_{\infty}^2}{S^2} t_f$$

Calcul de t_{fp} :

t_{fp} est donné par la courbe $t_{fp} = f(\beta, t)$

$$\beta = \frac{I_{cc}}{I_{\infty}} \quad \text{avec}$$

I_{cc} : courant surtransitoire déjà calculé.

I_{∞} : courant périodique permanent.

Pour pouvoir déterminer I_{∞} il nous faudrait soit utiliser les courbes de calcul soit prendre une méthode approximative. Nous ne pouvons utiliser la première, car elle nécessite la connaissance des caractéristiques de tous les générateurs du réseau; nous prendrons donc la méthode approximative qui consiste à estimer la diminution du courant surtransitoire au bout d'un temps infini.

On considère qu'au bout d'un temps infini le courant surtransitoire diminue de 10 % de sa valeur.

d'où: $I_{\infty} = 0,9 I_{cc} \implies \beta = \frac{I_{cc}}{I_{\infty}} = 1,1$

$\beta = 1,1$ et $t = 0,2$ s $\implies t_{fp} = 0,28$ s

calcul de t_{fa} :

$$t_{fa} = \beta^2 T_a \quad \text{avec } T_a: \text{constante de temps}$$

$$T_a = 0,05 \text{ s}$$

$$t_{fa} = (1,1)^2 \cdot 0,05 = 0,06 \text{ s}$$

donc $t_f = t_{fp} + t_{fa}$

$$t_f = 0,28 + 0,06 = 0,34 \text{ s}$$

calcul de $A(\theta_f)$:

$$A(\theta_f) = A(\theta_i) + \frac{I_{\infty}^2}{S^2} t_f$$

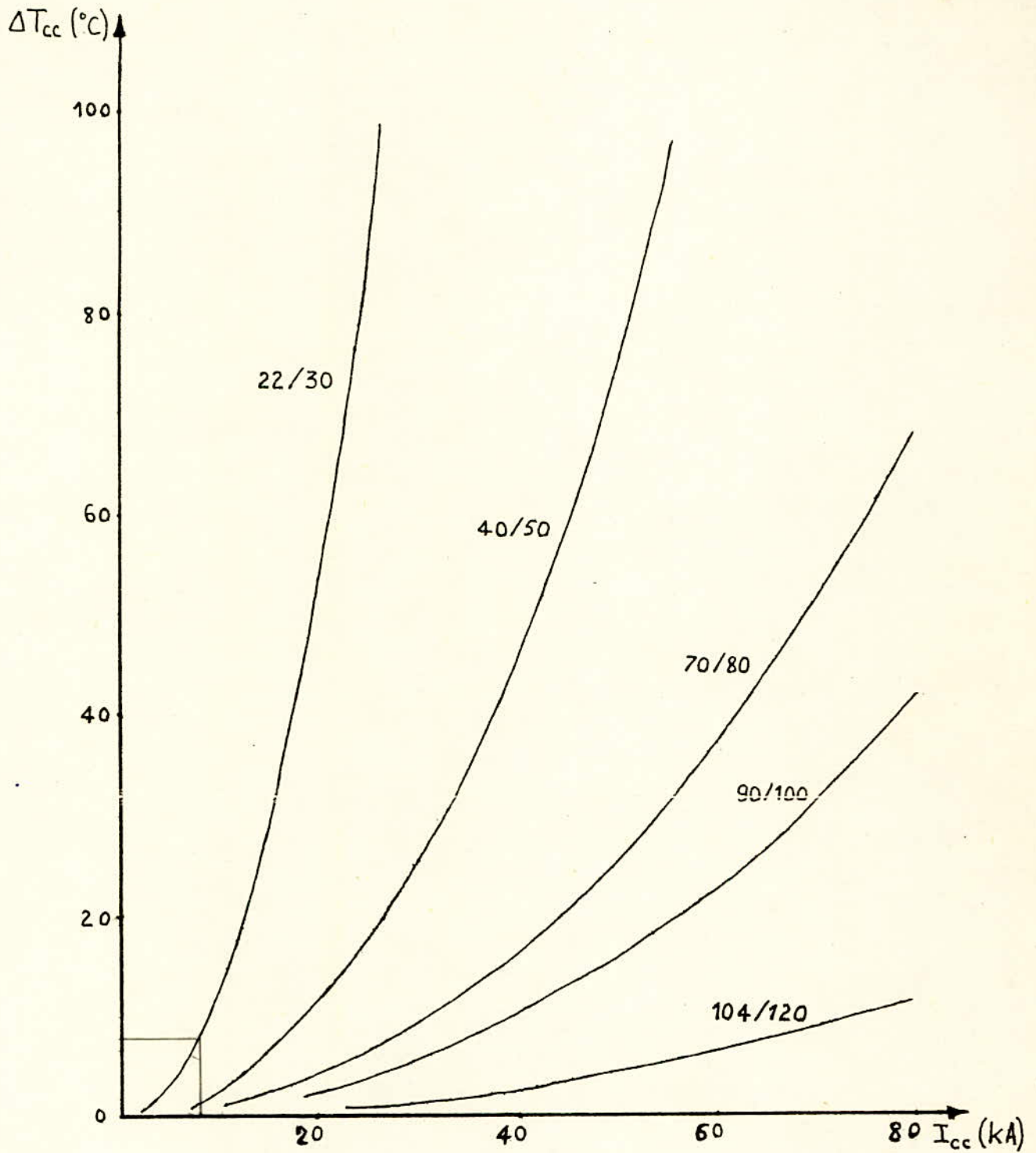
$$\theta_i = 70^\circ\text{C} \implies A(\theta_i) = 1,2 \cdot 10^4$$

$$A(\theta_f) = 1,2 \cdot 10^4 + \left(\frac{9,21 \cdot 10^3}{254,5}\right)^2 \cdot 0,34 = 1,24 \cdot 10^4$$

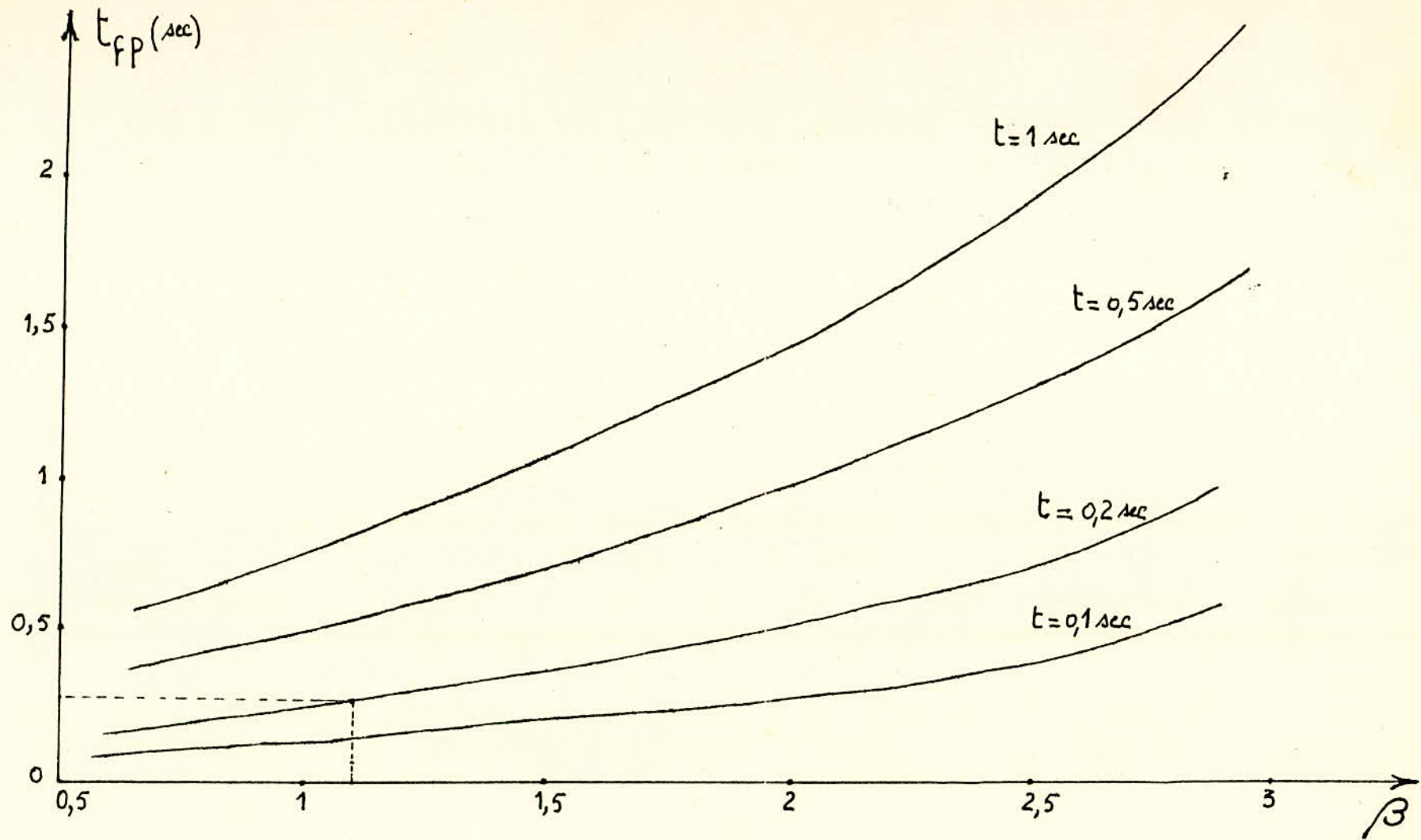
$$A(\theta_f) = 1,24 \cdot 10^4 \implies \theta_f = 75^\circ\text{C}$$

$$\theta_f < \theta_{ad} = 250^\circ\text{C}$$

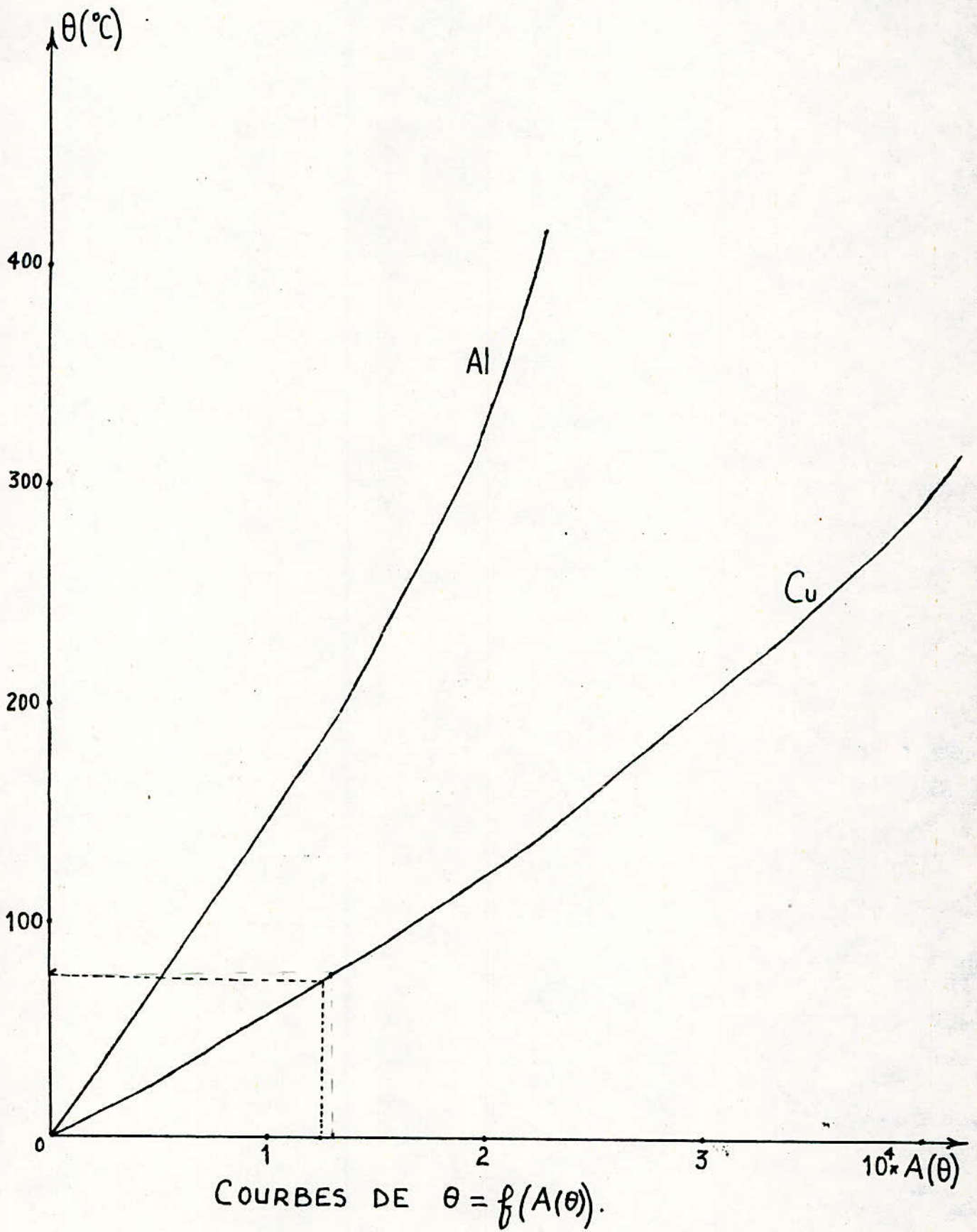
La section adoptée pour le jeu de barres 30 kV résiste bien aux effets thermiques.



COURBES D'ÉCHAUFFEMENT DES TUBES EN A.G.S
SOUMIS A UN COURT-CIRCUIT D'UNE SECONDE.



COURBES DONNANT t_{fp} EN FONCTION DE β (AVEC $\beta = \frac{I_{cc}}{I_{\infty}}$)



7 °/ Détermination des sections des câbles:

La section des conducteurs est déterminée en admettant que ceux-ci peuvent supporter de façon quasi-permanente une surcharge de 25% par rapport aux valeurs d'intensité admise normalement. Ceci est du point de vue échauffement, tandis-que du point de vue résistance aux effets électrodynamiques les conducteurs possèdent une grande résistance due à leur élasticité.

7.1/ Câbles aériens:

Les câbles utilisés pour les connexions tendues du poste, sont des câbles en almelec dont la section est donnée en fonction du courant admissible par le tableau 3.

$$\text{Courant nominal: } I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 60} = 0,288 \text{ kA}$$

$$\text{Une surcharge de 25\% donne: } I_{ad} = 1,25 I_n = 360 \text{ A}$$

$$\text{D'après le tableau N°3, pour } I_{ad} = 360 \text{ A, } S = 288 \text{ mm}^2$$

7.2/ Câbles souterrains:

Le câble choisi est en âme d'aluminium, isolé en P.R.C (Polyéthylène Récuit Chimiquement) qui présente les caractéristiques suivantes:

- Pertes diélectriques extrêmement faibles.
- Insensibilité à l'humidité (n'absorbe pratiquement pas d'eau).
- Très grande inertie chimique.
- Résistance d'isolement très grande.

Sa section est déterminée de telle manière qu'elle vérifie la condition suivante:

$$S \geq \frac{I_{cc}}{\delta}$$

avec:

I_{cc} : courant de court-circuit (A).

δ : densité de courant (A/mm²).

La densité de courant δ donnée pour une durée de surcharge d'une seconde, est de: $\delta = 91 \text{ A/mm}^2$, avec une température admissible de 250 °C au niveau de l'âme du câble.

$$\text{d'où } S \geq \frac{I_{cc}}{\delta} = \frac{10240}{91} = 112,5 \text{ mm}^2$$

On prend une section normalisée de: $S = 150 \text{ mm}^2$.

TABLEAU N° 3.

CARACTERISTIQUES DES CABLES HOMOGENES EN ALMELEC.

MODULE D'ELASTICITE $E = 5890 \text{ daN/mm}^2$. COEFFICIENT DE DILATATION LINEAIRE $= 23.10^{-6}$

section nominale (mm ²).	constitution du cable (nb de fils x diamètre en mm)	Diamètre extérieur (mm).	Masse (kg/m)	Effort de rupture (daN).	Résistance électrique à 20°C (Ω/Km)	Intensité admissible en permanence (A)
93,3	19 x 2,5	12,5	0,258	2700	0,357	270
117	19 x 2,8	14	0,324	3400	0,285	315
148,1	19 x 3,15	15,75	0,410	4300	0,225	365
288	37 x 3,15	22,05	0,799	8200	0,116	550
366	37 x 3,55	24,85	1,016	10400	0,0912	630
408	37 x 3,75	26,25	1,140	11800	0,0813	700
475	61 x 3,15	28,35	1,324	13050	0,0706	725
570	61 x 3,45	31,00	1,590	15850	0,0588	840
604	61 x 3,55	31,9	1,685	16600	0,0556	860
851	91 x 3,65	37,9	2,370	25000	0,0393	1150
1144	91 x 4	44	3,180	33350	0,0294	1600

CHAPITRE IV

CHOIX D'APPAREILLAGE

Introduction: Pour obtenir un bon fonctionnement du poste, avec une mesure efficace et une protection appropriée, il nous convient de choisir convenablement les différents appareils qui font partie des éléments constructifs du poste et qui permettent l'obtention de la mesure et la sécurité souhaitées.

Transformateurs de courant et de potentiel: Les transformateurs de courant et de potentiel remplissent la fonction de transformation de courant et de tension dans les installations de production et de distribution d'énergie électrique. Pour une alimentation sûre en énergie les phénomènes se produisant dans le réseau électrique doivent être exactement mesurés et transmis à l'enroulement secondaire du transformateur raccordé et ce aussi bien en régime de fonctionnement normal qu'en cas de perturbation.

Le dimensionnement économique des installations de production d'énergie électrique, conduit à une étude correcte des TC et des TP et à la fixation de leurs caractéristiques techniques conformément à leur fonction.

I°/ Choix des transformateurs de courant.

I.1/ Définition: Un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est pratiquement proportionnel au courant primaire et en phase avec celui-ci.

Le transformateur de courant a pour tâche la transformation du courant du réseau en un courant faible alimentant les appareils de mesure et de protection. Le secondaire du transformateur doit être isolé du réseau d'une façon sûre.

I.2/ Comportement aux surintensités.

Dans la construction des transformateurs de courant, selon les problèmes à résoudre, on distingue les transformateurs à un enroulement et les transformateurs à deux enroulements.

Les transformateurs à deux enroulements possèdent un noyau de mesure et un autre de protection. Le comportement différent dans le domaine de surintensité en est le signe **caractéristique** .

Le noyau de mesure est un noyau constitué d'un métal rapidement saturable et cela vu que les appareils qui y sont raccordés ne peuvent pas résister aux courants forts, tandis que le noyau de protection qui alimente les appareils de protection doit avoir une saturation tardive pour permettre à la protection de fonctionner avec précision en cas d'un défaut.

Un transformateur de courant est caractériser par deux facteurs

- Facteur de sécurité F_s
- Facteur limite de précision n

Le facteur de sécurité F_s , caractérise le comportement du noyau de mesure d'un transformateur de courant dans le domaine de surintensité. Par définition c'est le multiple du courant nominal pour lequel l'erreur du courant^① atteint 10 %, c'est lorsque la saturation est atteinte.

Le facteur limite de précision n , caractérise le comportement du noyau de protection d'un transformateur de courant dans le domaine de surintensité, c'est à dire à partir de laquelle la saturation peut commencer.

Alors le facteur limite de précision doit être choisi aussi élevé que possible, et cela afin d'avoir une saturation tardive, par conséquent une transformation linéaire, jusqu'à un grand multiple du courant nominal, pour assurer le fonctionnement des dispositifs de protection en cas d'un court-circuit.

① L'erreur de courant exprimée en % est:

$$F_i = \frac{I_2 \cdot K_n - I_1}{I_1} \cdot 100$$

K_n : rapport de transformation nominal.

I_1 : courant primaire en A.

I_2 : courant secondaire en A.

Les propriétés d'un noyau du transformateur de courant pour la protection sont caractérisées par l'indication de la classe de protection suivie du chiffre du facteur limite de précision, par exemple 5P20 signifie qu'il s'agit d'un transformateur de courant pour la protection pour lequel l'erreur composée^② est maximum 5% pour 20 fois le courant nominal.

I.3/ Détermination de la puissance de précision des différents T.C.

La puissance de précision S_n du transformateur de courant est la puissance apparente que le transformateur de courant peut fournir au côté secondaire pour le courant nominal et la charge maximum admissible qui respecte la classe de précision.

I.3.I/ T.C de la ligne 60 kV.

- Enroulement mesure: La puissance de précision doit répondre aux besoins de consommation des appareils que le transformateur alimente, plus les pertes dans la filerie qui relie le transformateur de courant aux appareils.

Tableau donnant les différents appareils de mesure et leurs consommations.

type d'appareils	consommation (VA)
1 ampèremètre	3
4 compteurs d'En	3 (chacun)
Total	15

② L'erreur composée ξ_c :

$$\xi_c = \frac{100}{I_1} \cdot \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T (K_n \cdot i_2 - i_1)^2 dt}$$

T: Durée d'une période.

I_1 : Valeur efficace du courant primaire en A.

i_1 : valeur instantannée du courant primaire en A.

i_2 : valeur instantannée du courant secondaire en A.

K_n : rapport de transformation nominal.

De ce fait on choisit un T.C de 34 VA normalisé, et on s'arrange de telle façon que l'excès de puissance 19 VA soit consommé par la filerie.

- Calcul de la section de la filerie:

$$R \cdot I^2 = 19 \text{ VA} \quad R = \frac{19}{25} = 0,76 \Omega.$$

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S} \quad S = \rho \cdot \frac{l}{R}$$

On choisit une filerie en cuivre, alors $\rho = 1,8 \cdot 10^{-2} \Omega \text{mm}^2/\text{m}$ la longueur l de la filerie reliant les T.C de la ligne 60 kV aux appareils de mesure se trouvant dans la salle de commande est de: $l = 170 \text{ m}$

$$\text{alors } S = \frac{1,8 \cdot 10^{-2} \cdot 170}{0,76} = 4,02 \text{ mm}^2.$$

Comme les sections sont normalisées, on prend

$$S = 4 \text{ mm}^2$$

- Enroulement protection:

Tableau donnant les différentes protections et leurs consommations.

type de protection	consommation (VA)
protection de distance	4
protection à max de I	8,5
protection complémentaire	16
localisateur de défauts	1
Total	29,5

On choisit un enroulement d'une puissance de 43 VA. $S_n = 43 \text{ VA}$
13,5 VA sont consommés par la filerie.

- Calcul de la section de la filerie:

$$R \cdot I^2 = 13,5 \text{ VA} \quad R = \frac{13,5}{25} = 0,54 \Omega.$$

$$R = \rho \cdot \frac{l}{S} \quad S = \rho \cdot \frac{l}{R}$$

$$S = \frac{1,8 \cdot 10^{-2} \cdot 170}{0,54} = 5,66 \text{ mm}^2.$$

on prend $S = 6 \text{ mm}^2$

De la même façon on calcule le reste des T.C à savoir T.C cellules arrivées 30 kV ainsi que les bushings 30 kV et 60 kV (T.C existant à l'intérieur du transformateur de puissance).

Tableau récapitulatif:

type de T.C	S_n (VA)	l.de la filerie (m)	S.de la filerie (mm ²)
T.C ligne 60 kV enrlt mesure	34	170	4
T.C ligne 60 kV enrlt protection	43	170	6
T.C ligne 30 kV enrlt mesure	40	137,5	2,5
T.C ligne 30 kV enrlt protection	35	137,5	10
bushing côté 60 kV	20	130	6
bushing côté 30 kV	30	130	10
T.C cellule 30	15	40	4

2°/ Choix des transformateurs de tension:

2.1/ Définition: un transformateur de tension est un transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est pratiquement proportionnelle à la tension primaire et en phase avec celle-ci.

Le transformateur de tension a pour tâche de transformer la tension du réseau en une tension mesurable alimentant les appareils de mesure et de protection .

Les transformateurs de tension qu'on utilise, ont pour tension secondaire simple la tension $U = \frac{100}{\sqrt{3}} = 57,7$ V

2.2/ Calcul de la section de la filerie des T.P de la ligne 60 kV.

Aux T.P de la ligne 60 kV on relie les appareils de mesure ainsi que ceux de protection, donnés dans le tableau ci-dessous avec la puissance consommée par chacun d'eux.

Tableau donnant les différents appareils de mesure et de protection et leurs consommations.

type d'appareil	puissance consommée (VA)
voltmètre	7
voltmètre différentiel	7
fréquence-mètre (FS)	3
fréquence-mètre (FM)	3
synchronoscope	22
4 capteurs d'énergie	5 (chacun)
reenclencheur-enclencheur	10
protection de distance	15
protection complémentaire	7
localisateur de défauts	1

- Calcul de la section de la filerie de mesure:

On admet que la chute de tension dans la filerie est de 0,5 % de la tension secondaire du T.P qui est égale à 100 V.

$$U = 0,5 V$$

$$d'où \quad I = \frac{62}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{62}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,35 \text{ A.}$$

$$U = R \cdot I$$

$$R = \frac{U}{I} = \frac{0,5}{0,35} = 1,42 \Omega.$$

calcul de S:

$$S = \rho \cdot \frac{l}{R}$$

filerie en cuivre $\rho = 1,8 \cdot 10^{-2} \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}.$
 $l = 180 \text{ m}.$

$$S = 1,8 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{180}{1,42} = 2,28 \text{ mm}^2.$$

On prend une section normalisée:

$$S = 2,5 \text{ mm}^2.$$

- filerie protection:

Les appareils de protection consomment au total 33 VA. De même on estime la chute de tension dans cette dernière à 0,5 % .

$$d'où \quad I = \frac{33}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,19 \text{ A.}$$

$$U = R \cdot I$$

$$R = \frac{U}{I} = \frac{0,5}{0,19} = 2,63 \Omega .$$

calcul de S:
$$S = \rho \cdot \frac{l}{R} = 1,8 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{180}{2,63} = 1,2 \text{ mm}^2$$

Section normalisée

$$S = 2,5 \text{ mm}^2$$

La consommation totale est 33 VA + 62 VA 95 VA

On doit prendre une valeur normalisée de 100 VA.

2.3°/ Choix de la classe de précision:

Ce choix se fait selon le genre des appareils à raccorder et selon les exigences du service.

Tableau des T.C choisis par calcul:

type	nb	enroulement protection		enroulement mesure	
		S _n (VA)	classe	S _n (VA)	classe
ligne 60 kV ①	3	43	5P20	34	5, F ₅ ≤ 5
ligne 60 kV ②	3	35	5P20	40	5, F ₅ ≤ 5
bushing côté 60 kV	6	20	5P5	20	0,5
bushing côté 30 kV	6	30	5P5	30	0,5
cellules départ et arrivée	36	15	5P5	-	-

Tableau des T.P choisis par calcul:

type	S _n (VA)	classe	nombre
lignes 60 kV	100	0,5	6
j.d.b 60 kV	50	0,5	2
j.d.b 30 kV	25	0,5	2

① 1^{er} ligne 60 kV

② 2^{ème} ligne 60 kV

Dans le domaine pratique, les transformateurs de mesure utilisés à un niveau de tension donnée, doivent avoir une même puissance de précision, ce qui nous conduit à choisir une même puissance pour tous les transformateurs d'un même niveau de tension et qui répond aux besoins de consommation des appareils raccordés à chaque transformateur.

Tableau final des T.C choisis:

type	nbre	puissance (VA)
ligne 60 kV 1	3	40
ligne 60 kV 2	3	40
bushings transfo.	12	30
cellules départ et arrivée	36	15

Tableau final des T.P choisis:

type	nbre	S_n (VA)
lignes 60 kV	6	100
j.d.b 60 kV	2	100
j.d.b 30 kV	2	100

3°/ Choix des disjoncteurs et sectionneurs:

3.1/ Choix des disjoncteurs:

Définition: Le disjoncteur est un appareil qui peut ouvrir ou fermer un circuit en charge, il possède un grand pouvoir de coupure.

Les disjoncteurs sont choisis à l'aide des caractéristiques suivantes

- tension nominale.
- courant nominal.
- type d'installation (intérieur ou extérieure)
- pouvoir de coupure.

La tension nominale doit correspondre à la tension nominale de service. Le courant nominal doit être plus grand que le courant de charge maximum du circuit où est placé le disjoncteur.

Le pouvoir de coupure est celui indiqué par le fabricant, il doit être plus grand que la valeur efficace du courant de court-circuit au moment où commence la séparation des contacts du disjoncteur.

Le pouvoir de coupure est donné par:

$$I_{\text{coup}} = K_{\text{coup}} \cdot I_{\text{cc}} \quad \text{avec} \quad K_{\text{coup}} = f\left(\frac{I_{\text{cc}}}{I_n}\right)$$

I_{cc} : courant de court-circuit.

I_n : somme des courants nominaux des générateurs du réseau.

Le coefficient K_{coup} ne peut être déterminé qu'en connaissant les courants nominaux des générateurs, or ils sont inconnus pour nous, ce qui nous ramène à considérer le cas le plus défavorable qui correspond à $K_{\text{coup}} = 1$.

lieu	U_n	I_n (service)	I_n (disjonct)	pouvoir de coup	S_c normalisée	nb
travée ligne	60	288	1250	2500	2500	2
travée transfo	60	288	1250	2500	2500	2
travée couplage	60	288	1250	2500	2500	1
cellule arrivée	30	577	800	532	750	2
cellule départ	30	115	800	532	750	10

3.2/ Choix des sectionneurs:

Définition: Le sectionneur est un appareil qui sert à interrompre la continuité d'un conducteur ou l'isoler d'un autre, il se manoeuvre à vide, n'est capable de couper que des courants très faibles, (courants absorbés à vide par un transformateur de faible puissance ou une ligne de faible longueur).

Les sectionneurs sont choisis à l'aide des caractéristiques suivantes:

- tension nominale.
- courant nominal.
- type d'installation (intérieure ou extérieure).

Tableau résumant les sectionneurs choisis:

lieu	U_n (kV) (service)	I_n (A) (service)	I_n (sectionneur)	nbre
côté 60kV	60	288	1250	43
côté 30kV	30	577	630	8

3.3/ Choix des cellules:

Les cellules préfabriquées sont choisies d'après les caractéristiques suivantes:

Caractéristiques:	Type	PA 207
Tension nominale		30 kV
Courant nominal jusqu'à		2500 A
Resistance aux sollicitations de court-circuit jusqu'à		1500 MVA
Tension de tenue à fréquence industrielle nominale		70 KV
Tension de tenue aux chocs de foudre nominale		170 kV
Dimensions:	Largeur	1600 mm
	Profondeur	2530 mm
	Hauteur	2800 mm

4°/ Les isolateurs:

Le rôle des isolateurs dans le poste est d'assurer l'isolement électrique entre les conducteurs sous tension et les structures qui les supportent. Leurs qualités électriques et mécaniques ne devront être détruites par aucune contrainte quelque soit sa nature.

4.1/ Les types d'isolateurs utilisés dans le poste:

Deux grands types d'isolateurs ont été utilisés dans notre poste, à savoir:

- isolateurs de suspension.
- isolateurs rigides.

Ils se différencient par leur nature et leur mode d'installation.

4.1.1/ Les isolateurs de suspension:

Ils sont formés de chaînes de plusieurs isolateurs en série. Les isolateurs utilisés sont de type capot-tige, constitués d'une cloche en verre trempé avec cannelures circulaires intérieures. Cette matière possède des caractéristiques électriques et mécaniques très élevées avec l'avantage de rendre visible tout isolateur perforé. Ce type d'isolateurs présente, en particulier, les avantages suivants:

- Une grande résistance du verre trempé sous les différentes contraintes rencontrées en service, en particulier mécaniques et thermiques, lui garantissant une très longue durée de vie.
- Une grande sécurité dans l'exploitation du poste, l'isolateur conserve sa résistance mécanique garantie, même lorsque le diélectrique est détérioré.
- Une grande facilité d'exploitation, vu qu'ils ne peuvent être détruits électriquement que lorsque sa jupe tombe.

4.1.2/ Les isolateurs rigides:

Le poste ne possède pas de types spéciaux de ce genre d'isolateurs, vu que leur rôle est assuré par les sectionneurs d'aiguillage, supportant eux mêmes les j.d.b. L'utilisation de ces sectionneurs est justifiée par l'avantage économique qu'ils présentent.

D'une façon générale, les isolateurs entrent pour un pourcentage modeste dans le prix du poste à construire. Cependant ils en sont un élément essentiel dont dépendra la sécurité de l'exploitation. L'importance de leur rôle apparaît surtout par le coût difficilement

chiffirable de toute interruption de service dont ils peuvent être la cause. Il est donc nécessaire de les choisir sur la base de leurs caractéristiques.

4.2/ Caractéristiques des isolateurs:

Pour l'étude de l'isolation du poste, on doit établir ce que l'on appelle un niveau d'isolement. Celui-ci est un ensemble de caractéristiques électriques d'une chaîne d'isolateurs.

Pour assurer la fiabilité du poste, cette chaîne d'isolateurs doit tenir à certaines contraintes électriques qui sont:

- La tension de fréquence industrielle.
- La tension d'ordre de choc.

On ajoute à cela une condition qui serait une ligne de fuite suffisamment longue pour chaque zone d'implantation (La ligne de fuite d'un isolateur est la plus courte distance, suivant le contour des surfaces extérieures des parties isolantes reliant les deux parties qui sont normalement soumises à la tension de service)

Toutes ces conditions doivent être vérifiées, car une trop forte contrainte électrique peut provoquer:

- Soit un contournement.
- Soit une perforation.

Le contournement de l'isolateur, conduit à un amorçage dans l'air environnant entre les deux pièces conductrices des extrémités. Seule l'énergie thermique dégagée par l'arc pourra endommager l'isolement.

Une perforation de l'isolateur, c'est à dire un amorçage à travers le diélectrique entre les deux pièces conductrices des extrémités. La rigidité diélectrique sera définitivement compromise, l'énergie dégagée à l'intérieur de la matière par l'arc de fuite pourra même causer l'explosion de l'isolateur et la chute du conducteur.

4.3/ Choix du type d'isolateurs:

Une fois les caractéristiques étudiées, le choix du type d'isolateur restera fonction de la région d'implantation du poste.

On doit avant tout éviter l'emplacement du poste à proximité des sources de pollution, telles que: les usines siderurgiques, cimenteries, raffineries de pétrole... En général une distance de 2 à 4 km reste suffisante sans prendre de précautions spéciales sur l'isolement.

Les isolateurs de type normal suffisent pour les zones à pollution moyenne ou pratiquement nulle ou encore à pluies abondantes. dès que la zone d'implantation est fortement polluée, on doit adopter des isolateurs anti-pollution avec différentes lignes de fuites spécifiques suivant l'importance de la pollution. (Le minimum sera une ligne de fuite spécifique de 2,5 cm/kV).

Considérons que notre poste se trouve dans un endroit non pollué, nous utilisons des isolateurs de type normal.

4.4/ Détermination du nombre d'éléments dans la chaîne d'isolateurs de suspension:

Les isolateurs utilisés ont pour caractéristiques:

- Diamètre: 254 mm
- Pas : 130 mm
- Tension tenue sous onde de choc: 30 kV
- Tension tenue sous fréquence industrielle:
 - à sec: 66 kV
 - sous pluie: 40 kV
- Longueur de ligne de fuite: 286 mm.
- Effort mécanique garanti : 10 tonnes.
- Poids net approximatif : 4,3 kg.

Connaissant la ligne de fuite spécifique, on peut calculer le nombre d'isolateurs. Celui-ci est défini comme étant le quotient de la longueur de fuite totale de la chaîne par la longueur de fuite d'un élément de la chaîne.

Pour une ligne de fuite de 2,5 cm/kV, on aura:

La longueur de fuite totale de la chaîne sera:

$$L_{ch} = 2,5 \cdot 60 = 150 \text{ cm.}$$

La longueur de fuite d'un élément de la chaîne étant:

$$L_e = 28,6 \text{ cm.}$$

$$\text{Le nombre d'éléments: } n = \frac{L_{ch}}{L_e} = \frac{150}{28,6} = 5,24$$

Nous prenons le nombre d'éléments de la chaîne:

$$n = 6 \text{ éléments.}$$

CHAPITRE V

EQUIPEMENT ELECTRIQUE DU POSTE

1°/ Equipement électrique du poste 60 kV:(Voir schéma N° 5)

L'équipement électrique du poste extérieur 60 kV engendre tout l'appareillage de l'installation, dont la majorité a été déjà mentionnée dans les parties précédentes, il nous reste à ajouter des précisions concernant quelques appareils de l'installation, tel que:

- On note que les jeux de barres du poste 60 kV sont supportés par les sectionneurs d'aiguillage.
- Les sectionneurs d'aiguillage sont commandés électriquement à distance (chacun est équipé d'un moteur électrique), tandis que les autres sont commandés manuellement.

Avec la généralisation de la télécommande, tous les sectionneurs, à l'exception des sectionneurs de ligne, seront commandés à distance.

- L'installation du transformateur de puissance est donnée dans le plan N° 6.

2°/ Equipement électrique du poste 30 kV:

Le poste 30 kV est constitué par un ensemble de 12 cellules prefabriquées installées comme le montre le schéma qui suit, deux d'entre elles assurent l'alimentation des j.d.b 30 kV et les autres destinées à l'alimentation des 10 départs.

Description des cellules:(Voir schéma N° 7).

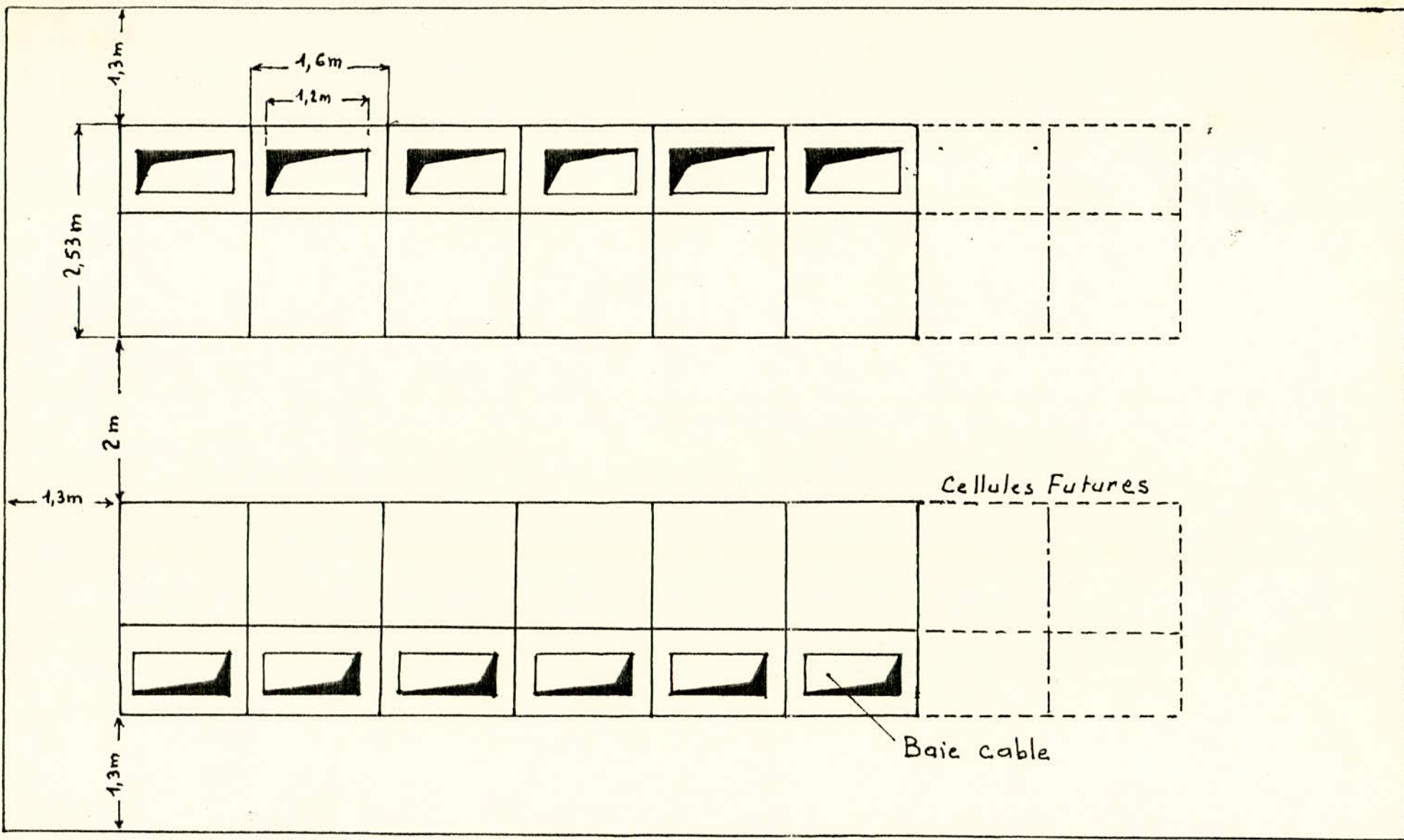
Chaque cellule de départ ou d'arrivée est constituée de deux parties l'une fixe, l'autre mobile.

La partie fixe: constituée de trois caissons distincts:

- Le caisson de base formé de deux compartiments séparés constitué par le compartiment d'embrochage où se loge le disjoncteur et le compartiment tête de cable situé à l'arrière à la partie inférieure de la cellule.
- Le caisson jeu de barres.
- Le caisson basse tension.

Deux des cellules départs sont munies d'un 4^{eme} caisson pour les transformateurs de potentiel barres.

La partie mobile se compose d'un chariot de translation à galets sur lequel est monté le disjoncteur débrouvable.



ALIGNEMENT DES CELLULES

La filerie auxiliaire basse tension éventuelle du chariot est raccordée à la partie fixe de la cellule par un câble multipolaire souple avec une fiche à broches.

Le chariot de la partie mobile comporte un système de verrouillage qui l'immobilise soit en position débroschée soit en position enroschée et sa translation entre les deux positions n'est possible que si le disjoncteur est déclenché.

3°/ L'équipement basse tension du poste:

L'équipement basse tension du poste est constitué des circuits électriques de commande et de contrôle des installations "haute tension" ainsi que de l'ensemble des services auxiliaires nécessaires qui leur est associés.

Les installations de commande et de contrôle du poste comportent essentiellement:

- Les organes de commande, d'ouverture, de fermeture, de mise en marche et d'arrêt du matériel du poste.
- Les différents dispositifs de signalisation optique et sonore destinés à renseigner l'exploitant sur les modifications survenus dans l'installation H.T par suite du fonctionnement des protections et des manoeuvres automatiques.
- Les équipements destinés à renseigner, à tout instant, l'exploitant sur les caractéristiques et grandeurs électriques du réseau en cause (appareils indicateurs de tension, de courant, de fréquence et de puissance échangée) ainsi que ceux qui lui permettent la détermination de l'emplacement des défauts (localisation de défauts, oscillographe, indicateur de terre).
- Les équipements destinés à éliminer automatiquement les portions du réseau sur lesquelles surviennent des incidents (relai de protection de ligne, de protection de transformateur,.....)

Batiment de commande:

Le bâtiment de commande est composé de deux compartiments, dans le premier on trouve le tableau de commande ainsi que les enregistreurs de manoeuvres et de signalisations (EMS), le deuxième réservé aux châssis de relayage.

Description du tableau de commande: (Voir schéma N° 14).

Le tableau se présente sous la forme d'une mosaïque réalisé par la juxtaposition de carreaux élémentaires, en matière isolante moullée

supportant le matériel d'équipement (commutateurs, boutons-poussoirs, organes de signalisation de défaut, appareils de mesure, représentation synoptique des circuits). A ces caneaux fixés sur une ossature légère et individuellement amovibles vers l'avant après déverrouillage de leurs dispositifs de fixation arrivent par derrière les différents raccordements de chaque appareil.

Symboles du schéma synoptique:

Indicateurs de position du disjoncteur et du sectionneur: système muni d'une lampe témoin, nous informe sur l'état des deux appareils (ouverts ou fermés).

Synchronoscope, fréquencemètre, voltmètre différentiel: ces appareils servent à la vérification des conditions de synchronisation des tensions barres et ligne, pour enclencher une ligne hors service, il faut que le synchronoscope indique un déphasage entre les deux tensions inférieur à 20° , la fréquencemètre doit indiquer la même fréquence et le voltmètre différentiel doit afficher une différence de tension d'au plus 20%.

Si les conditions de synchronisation sont vérifiées, on peut enclencher la ligne, sinon on attend jusqu'à ce que ces conditions seront remplies.

Châssis de protection et de relayage:

Dans ce compartiment sont regroupés tous les dispositifs de contrôle et de protection qui sont disposés en tranches:

- Tranche de contrôle: constituée par le matériel BT de contrôle, de protection, d'automatisme et de comptage.
- Tranche générale: comprend le matériel servant à la formation et au contrôle des circuits à courant continu alimentant les diverses tranches BT, ainsi qu'au contrôle et à l'enregistrement des signalisations. Cette tranche se compose de deux parties essentielles:
 - partie "contrôle général"
 - partie "information" (EMS, oscillographe, localisateur de défauts).

I°/ Calcul des connexions tendues.

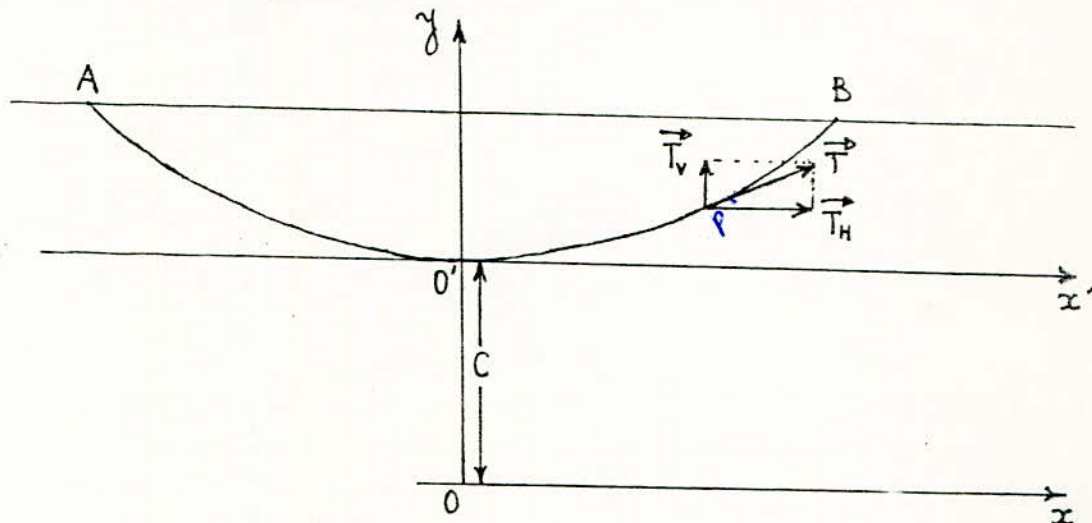
Il s'agit de calculer la tension mécanique des conducteurs des connexions tendues du poste, ainsi que les forces s'exerçant sur les différentes charpentes par ces derniers.

I.1/ Rappel théorique:

DANS cette partie, on établit toutes les formules de base qui nous servent dans la détermination des forces énumérées ci-dessus.

I.1.1/ Equation d'équilibre de la chaînette:

1^{er} cas: Les points d'appuis A et B au même niveau.



Soit un conducteur de section constante homogène (le poids propre est uniformément réparti sur toute la longueur), inextensible et flexible.

T : la tension mécanique dans le conducteur en un point p quelconque de la courbe.

Cette tension a deux composantes, l'une horizontale T_H et l'autre verticale T_V .

La longueur de l'arc $O'P$ sera représentée par l . D'après la figure ci-dessus on a :

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{T_V}{T_H} \quad (1)$$

Soit μ : la charge linéaire du conducteur, alors $T_V = \mu \cdot l$ (2)

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{l}{T_H}$$

On remarque que, d'après la relation (1), la forme de la courbe reste

inchangée en faisant varier proportionnellement T_v et T_H en même temps, alors pour la même longueur d'arc l , le même résultat peut être obtenu en changeant proportionnellement μ et T_H , alors T_H devient $T_H = C\mu$ (3); avec C : facteur de proportionnalité appelé paramètre de la courbe.

L'expression (1) devient : $\operatorname{tg} \alpha = \frac{\mu l}{C\mu} = \frac{l}{C}$ (4)

La tangente de l'angle α de la courbe par rapport à l'axe Ox est proportionnelle à l'arc considéré.

En dérivant l'expression (4) on aura:

$$\frac{d}{dx}(\operatorname{tg} \alpha) = \frac{d}{dx} \left(\frac{l}{C} \right), \text{ or } \operatorname{tg} \alpha = \frac{dy}{dx} \implies \frac{d}{dx} \left(\frac{dy}{dx} \right) = \frac{1}{C} \cdot \frac{dl}{dx} = \frac{d^2 y}{dx^2} \quad (5)$$

$$\text{mais } dl = \sqrt{dy^2 + dx^2} \implies \frac{dl}{dx} = \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx} \right)^2} \quad (6)$$

La solution de cette équation est: $y = \frac{C}{2} \left(e^{\frac{x}{C}} + e^{-\frac{x}{C}} \right) = C \cdot \operatorname{ch} \frac{x}{C}$.
 en faisant un développement en série de $\operatorname{ch} \frac{x}{C}$ et en s'arrêtant au deuxième ordre alors y devient:

$$y = C + \frac{x^2}{2C}$$

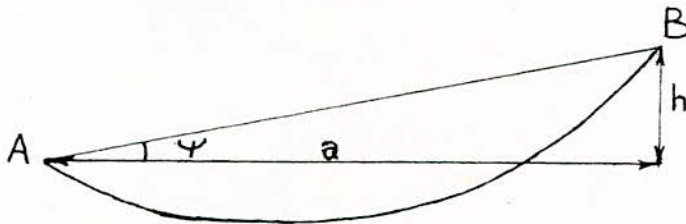
Faisant un changement d'origine telle que les nouvelles coordonnées de p par rapport à O' seront:

$$\begin{cases} x' = x \\ y' = y - C \end{cases}$$

d'où $y' = C + \frac{x'^2}{2C} - C = \frac{x'^2}{2C}$, on retrouve bien l'équation de la parabole.

De cette façon, pour le calcul, dans les formules on substituera la parabole à la chaînette.

2^{ème} cas: Equation d'équilibre de la courbe prise par un conducteur tendu entre deux points de niveaux différents:



L'équation $y = \frac{x^2}{2C}$ peut être appliquée pour des conducteurs dont les appuis sont légèrement dénivelés.

Lorsque la dénivellation devient importante, sans que la portée soit trop grande ($a \ll 500$ m), l'équation devient $y = \frac{x^2}{2C \cos \psi}$ avec $\psi = \arctg \frac{h}{a}$.

I.I.2/ Longueur du conducteur entre les deux points d'appuis:

On étudie deux cas:

1^{er} cas: Les points d'appuis sont au même niveau:

Dans ce cas la longueur du conducteur s'obtient en intégrant l'élément différentiel de longueur dl .

$$dl = dx \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2}$$

puisque

$$y = C \cdot \frac{\text{ch} \frac{x}{C}}{C}, \quad \text{alors} \quad \frac{dy}{dx} = \frac{\text{sh} \frac{x}{C}}{C}$$

$$dl = dx \sqrt{1 + \left(\frac{\text{sh} \frac{x}{C}}{C}\right)^2} = dx \cdot \frac{\text{ch} \frac{x}{C}}{C}$$

$$l = 2 \int_0^{\frac{a}{2}} \frac{\text{ch} \frac{x}{C}}{C} \cdot dx = 2C \cdot \frac{\text{sh} \frac{a}{2C}}{2C}$$

En faisant un développement en série de $\text{sh} \frac{a}{2C}$, on obtient en gardant les deux 1^{ers} termes, la longueur $l = a + \frac{a^3}{24C^2}$.

2^{eme} cas: Les deux points d'appuis ne sont pas au même niveau:

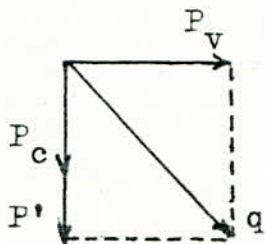
Dans ce cas la longueur s'obtient par la formule suivante:

$$l = a + \frac{h^2}{2a} + \frac{a^3}{24C^2}$$

I.I.3/ Coefficient de surcharge:

Mis à part son propre poids, le conducteur est soumis à des charges supplémentaires (dûes éventuellement au vent et au dépôt de givre) qu'on appelle surcharge. En considérant que celles-ci sont uniformément réparties le long du conducteur, on peut déterminer une charge équivalente rapportée au poids propre de ce dernier.

En schématisant les forces qui peuvent s'exercer en un point quelconque p du conducteur, on aura:



P_v : la surcharge unitaire due au vent (Kg/m).
 P_c : poids propre unitaire du conducteur (Kg/m).
 P' : poids unitaire dû au givre (Kg/m).
 q : le poids total unitaire (Kg/m).

D'après le diagramme on a: $q^2 = P_v^2 + (P_c + P')^2$ $q = \sqrt{P_v^2 + (P_c + P')^2}$

Le coefficient de surcharge m est défini comme étant le rapport du poids total sur le poids unitaire du conducteur.

$$m = \frac{q}{P_c} \quad m = \frac{\sqrt{P_v^2 + (P_c + P')^2}}{P_c}$$

$$q = m \cdot P_c$$

I.1.4/ Equation de changement d'état du conducteur:

C'est l'équation qui lie la tension mécanique d'un état initial à celle d'un état final.

Elle est donnée pour des différentes hypothèses climatiques en fonction de l'hypothèse de base E.

L'équation de changement d'état est établie pour deux cas différents:

1^{er} cas: conducteur entre deux appuis de même niveau:

L'état initial est défini par :

θ_e : température.

T_e : tension totale.

l_e : longueur du conducteur entre les deux appuis.

P_{ce} : poids propre du conducteur.

m_e : coefficient de surcharge.

De la même façon on définit l'état final par:

θ_i : température.

T_i : tension totale.

l_i : longueur du conducteur entre les deux appuis.

P_{ci} : poids propre du conducteur.

m_i : coefficient de surcharge.

Le conducteur à la température θ_i aura comme longueur:

$$l_i = l_e + l_e (\alpha (\theta_i - \theta_e))$$

où l_e : longueur à la température initiale θ_e

α : coefficient de dilatation.

On dira alors que le conducteur a subi un allongement thermique. Vu que le conducteur est fixé à ses extrémités, son allongement modifiera sa tension T_e en une tension T_i .

Soit E le module de Young du métal constituant le conducteur, sous l'influence d'une variation de la tension ($T_i - T_e$), la longueur subira un allongement élastique égale à:

$$l_e \frac{(T_i - T_e)}{E}$$

Il en résulte donc un allongement total dû à l'influence simultanée de la variation de la température et de la tension égal à:

$$l_i - l_e = l_e \alpha (\theta_i - \theta_e) + l_e \frac{(T_i - T_e)}{E} \quad (1)$$

$$\text{On a } C = \frac{T}{q} = \frac{T}{mp_c} \implies \frac{1}{C} = \frac{mp_c}{T} = \frac{q}{T}$$

$$\text{Donc } l = a \left(1 + \frac{a^2}{24C^2} \right) = a \left(1 + \frac{a^2 q^2}{24T^2} \right)$$

$$\text{Ce qui donne } \frac{l_e}{a} = \left(1 + \frac{q_e^2}{24T_e^2} \right)$$

L'allongement sera donc exprimé par:

$$\frac{l_i}{a} - \frac{l_e}{a} = \left(1 + \frac{a^2 q_i^2}{24T_i^2} \right) - \left(1 + \frac{a^2 q_e^2}{24T_e^2} \right) = \frac{a^2}{24} \left(\frac{q_i^2}{T_i^2} - \frac{q_e^2}{T_e^2} \right) \quad (2)$$

En divisant (1) par a et en l'égalisant à (2) on trouve:

$$\frac{l_e}{a} (\theta_i - \theta_e) + \frac{l_e}{a} \frac{(T_i - T_e)}{E} = \frac{a^2}{24} \left(\frac{q_i^2}{T_i^2} - \frac{q_e^2}{T_e^2} \right) \quad (3)$$

En considérant que l'allongement relatif est négligeable, donc $\frac{l_e}{a} \approx 1$ l'équation (3) devient:

$$\alpha (\theta_i - \theta_e) + \frac{(T_i - T_e)}{E} = \frac{a^2}{24} \left(\frac{q_i^2}{T_i^2} - \frac{q_e^2}{T_e^2} \right)$$

En développant cette expression, on obtient l'équation:

$$T_i^3 + T_i^2 \left[\alpha E (\theta_i - \theta_e) + \frac{a^2 q_e^2}{24T_e^2} E - T_e \right] = \frac{a^2 E q_i^2}{24}$$

Appellée équation de changement d'état.

2^{eme} cas: Conducteur entre deux points d'appui de niveaux differents:

Pour établir l'équation de changement d'état dans ce cas, on est amené à définir la tension mécanique moyenne T_m :

$$T_m = \frac{T}{\cos\psi} = \left(1 + \frac{h^2}{2a^2}\right) \cdot T \quad (1)$$

Or, on a vu que dans un tel cas $l = a \left(1 + \frac{h^2}{2a^2} + \frac{a^2}{24C^2}\right)$

donc $l_i - l_e = a \cdot \frac{a^2}{24} \left(\frac{q_i^2}{T_i^2} - \frac{q_e^2}{T_e^2}\right)$ (2)

or $a = a_0 \cos\psi$

$$l_i - l_e = a_0 \cos\psi \cdot \frac{a^2}{24} \left(\frac{q_i^2}{T_i^2} - \frac{q_e^2}{T_e^2}\right)$$

$$\frac{l_i}{a_0} - \frac{l_e}{a_0} = \cos\psi \frac{a^2}{24} \left(\frac{q_i^2}{T_i^2} - \frac{q_e^2}{T_e^2}\right) = \frac{l_e}{a_0} \alpha (\theta_i - \theta_e) + \frac{l_e}{a_0} \left(\frac{T_{mi} - T_{me}}{E}\right)$$

on a $\frac{l_e}{a_0} \approx 1$ et $T_m = \left(1 + \frac{h^2}{2a^2}\right) \cdot T$

alors $\cos\psi \frac{a^2}{24} \left(\frac{q_i^2}{T_i^2} - \frac{q_e^2}{T_e^2}\right) = \alpha (\theta_i - \theta_e) + \left(1 + \frac{h^2}{2a^2}\right) \frac{(T_i - T_e)}{E}$

En developpant cette équation on obtient celle de changement d'état

$$\left(1 + \frac{h^2}{2a^2}\right) \cdot T_i^3 + T_i^2 \left[\alpha E (\theta_i - \theta_e) + \frac{a^2 q_e^2 E}{24 T_e^2} \cos\psi - \left(1 + \frac{h^2}{2a^2}\right) T_e \right] = \frac{a^2 E q_i^2}{24} \cos\psi$$

I.2/ Calcul des tendues.

Les connexions tendues du poste sont soumises à différentes contraintes dues au poids du cable, aux efforts provoqués par le vent, la température et le givre. Les

Les différentes forces appliquées et leurs notations:

- Poids linéaire du conducteur: p_c (daN/m)
- Surcharge due au givre: p' (daN/m)
- Vent sur conducteur: p_v (daN/m²)
- Poids de la chaine complete: p (daN)
- Poids d'une coquille de derivation: p' (daN)
- F_{ik} : effort dû aux derivations et chaines:

Paramètre de la tendue et les différentes distances et leur notation

- L_k : longueur de la dérivation k.
- y_k : ordonnée de la dérivation k.
- x_k : abscisse de la dérivation k.
- l : longueur d'une chaîne complète.
- a : portée d'une connexion.
- K : coefficient de flèche.

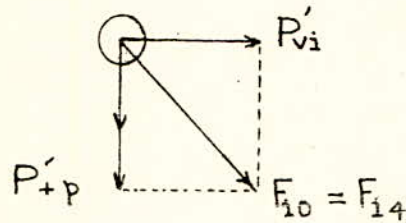
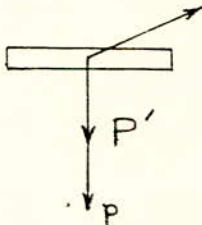
I.2.1/ Détermination de la longueur de la dérivation k.

Cette longueur est donnée par la formule suivante:

$$L_k = \left[y_k - \frac{K}{25} x_k \left(1 - \frac{x_k}{a} \right) \right] \lambda$$

Dans cette relation λ permet de tenir compte du fait que la dérivation est partiellement supportée par l'appareil raccordé, il est généralement égal à 1.

I.2.2/ Détermination des efforts dus aux chaînes.



D'après ce diagramme on a:

$$F_{i0} = F_{i4} = \sqrt{(p + P')^2 + P_{vi}^2}$$

P'_{vi} : vent sur chaîne, hypothèse i.

F_{i0} : effort de la chaîne 1.

F_{i4} : effort de la chaîne 2.

I.2.3/ Détermination des efforts dus aux dérivationes.

Ces efforts sont donnés par la formule suivante:

$$F_{ik} = \sqrt{\left[p' + (P_c + P')L_k \right]^2 + (\emptyset P_{vi} L_k)^2}$$

où p' : poids de la coquille.

P_c : poids du conducteur/m.

P' : surcharge due au givre/m.

L_k : longueur de la dérivation k.

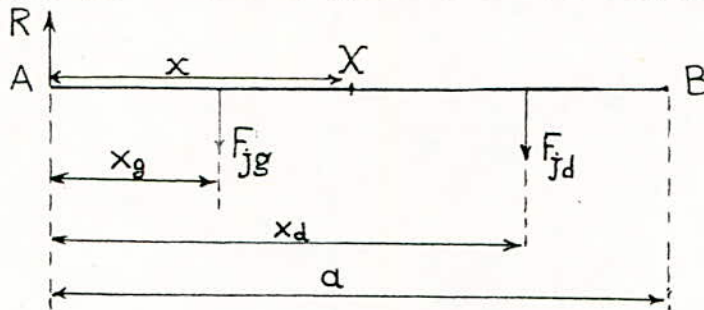
\emptyset : diamètre du conducteur.

P_{vi} : vent sur conducteur, hypothèse i.

$\emptyset P_{vi} L_k$: effort dû au vent sur le conducteur de la dérivation.

I.2.4/ Calcul du moment en X dû à toutes les charges:

Soit le schéma simplifié d'une tendue:



F_{jg} : les efforts à gauche de X dûs aux surcharges localisées.

F_{jd} : les efforts à droite de X dûs aux surcharges localisées.

Réaction au point A due au poids du conducteur sans surcharges localisées:

$$R_i = P_i \cdot \frac{a}{2} \quad \text{avec } P_i = \sqrt{(P_c + P')^2 + (P_{vi})^2}$$

Moment dû au poids du conducteur sans surcharges localisées:

$$M_i'(x) = P_i \cdot \frac{a}{2} \cdot x - P_i \cdot \frac{x^2}{2}$$

Réaction au point A due aux efforts des surcharges localisées:

$$R_i' = \frac{\sum F_{jk}(a - x_k)}{a}$$

avec

$\sum F_{jg}$: Somme des charges localisées situées à gauche de X.

$\sum F_{jd}$: Somme des surcharges localisées situées à droite de X.

$\sum F_{jk}$: Somme de toutes les charges localisées.

Moment dû aux efforts des surcharges localisées:

$$M_i''(x) = R_i' x - \sum F_{jg}(x - x_g)$$

$$M_i''(x) = \frac{\sum F_{jk}(a - x_k)}{a} \cdot x - \sum F_{jg}(x - x_g)$$

Remplaçant $\sum F_{jg}$ par $\sum (F_{jk} - F_{jd})$ d'où:

$$M_i''(x) = \left[\sum F_{jd} - \frac{\sum F_{jk} \cdot x_k}{a} \right] x + \sum F_{jg} \cdot x_g$$

Moment total au point X:

$$M_i(x) = M_i'(x) + M_i''(x)$$

$$M_i(x) = -P_i \frac{x^2}{2} + \left[P_i \frac{a}{2} + \sum F_{jd} - \frac{\sum F_{jk} \cdot x_k}{a} \right] x + \sum F_{jg} \cdot x_g$$

Remplaçant P_i par son expression.

$$M_i(x) = -\frac{x^2}{2} \sqrt{(P_c + P')^2 + (\phi P_{vi})^2} + \left[\frac{a}{2} \sqrt{(P_c + P')^2 + (\phi P_{vi})^2} + \sum F_{id} - \frac{\sum F_{jk} \cdot x_k}{a} \right] x + \sum F_{jg} \cdot x_g$$

L'effort tranchant est donné par:

$$T_i(x) = \frac{dM_i(x)}{dx}$$

Le moment est maximum pour: $T_i(x) = 0$

$$T_i(x) = -x \sqrt{(P_c + P')^2 + (\phi P_{vi})^2} + \frac{a}{2} \sqrt{(P_c + P')^2 + (\phi P_{vi})^2} + \sum F_{jd} - \frac{\sum F_{jk} \cdot x_k}{a} = 0$$

$$x_i = \frac{a}{2} + \frac{\sum F_{jd} - \frac{\sum F_{jk} \cdot x_k}{a}}{\sqrt{(P_c + P')^2 + (\phi P_{vi})^2}}$$

Le moment maximum est: $M_{imax} = M_i(x_i)$

D'où le poids fictif du conducteur q_i donné par la formule suivante:

$$q_i = \frac{8M_{imax}}{a^2}$$

I.2.5/ Calcul des efforts transmis par les conducteurs aux charpentes:

En considérant les moments des efforts verticaux appliqués sur le conducteur par rapport au point A, on aura:

$$V_{1i} = (P_c + P') \frac{a}{2} + p + P' \cdot l + \sum p' + (P_c + P') \sum L_k - \frac{\sum (p' \cdot x_k) + (P_c + P') \sum L_k \cdot x_k}{a}$$

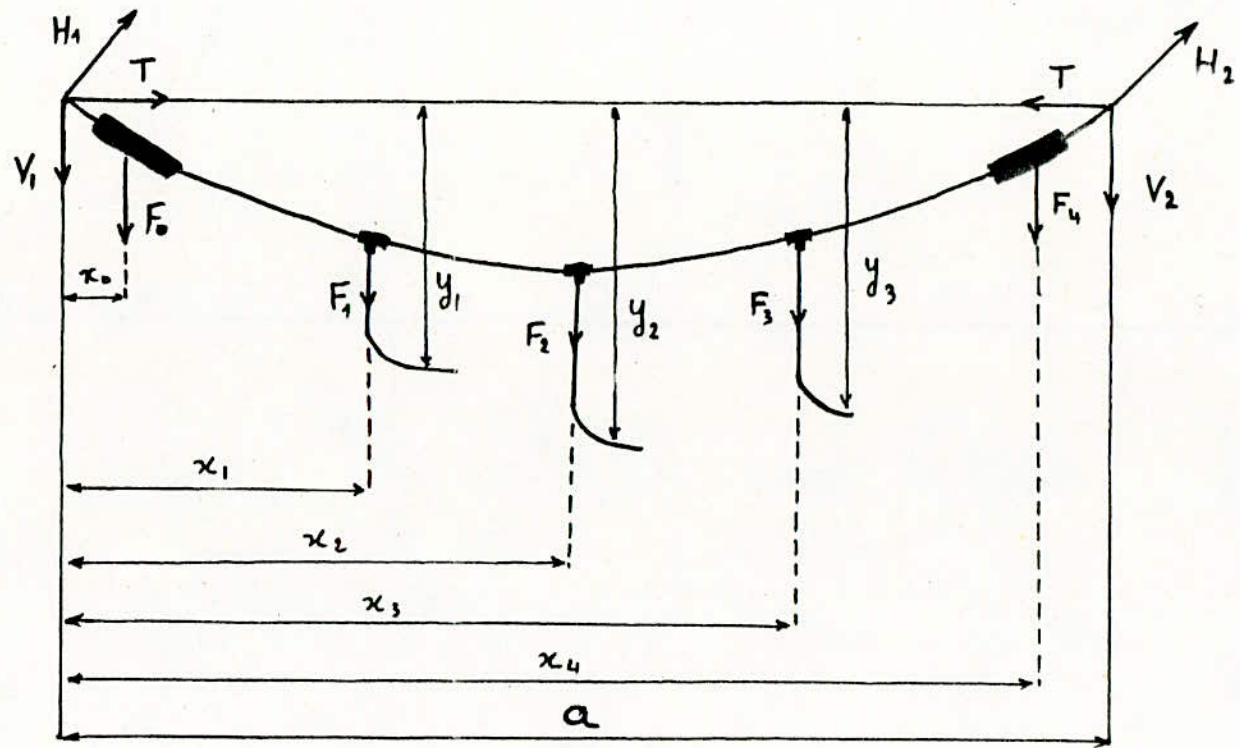
Et en considérant les moments des efforts horizontaux par rapport au point A on aura:

$$H_{1i} = P_{vi} \frac{a}{2} + P'_{vi} + \phi P_{vi} \sum L_k - \frac{\phi P_{vi} \sum L_k \cdot x_k}{a}$$

Par le même raisonnement par rapport au point B, on trouve les efforts vertical et horizontal transmis à la deuxième charpente

$$V_{i2} = (P_c + P') \frac{a}{2} + p + P' \cdot l + \frac{\sum p' \cdot x_k + (P_c + P') \sum L_k \cdot x_k}{a}$$

$$H_{i2} = \phi P_{vi} \frac{a}{2} + P'_{vi} + \frac{\phi P_{vi} \sum L_k \cdot x_k}{a}$$



I.3/ Application:

Le calcul consiste à déterminer la tension mécanique des conducteurs de chaque tendue, ainsi que les efforts transmis aux charpentes par ces derniers, pour les différentes hypothèses climatiques, caractérisées par la température, le vent sur chaînes et conducteurs et surcharge du au givre, variant d'une hypothèse à l'autre.

La détermination des tensions mécaniques des différentes hypothèses se fait après avoir calculer la tension mécanique à l'hypothèse de base E donnée par la formule suivante:

$$T_e = \frac{12,5 \cdot q_e \cdot a}{k}$$

avec :
q_e : poids fictif uniforme, hypothèse E.
a : portée de la connexion.
k : coefficient de flèche.

Cette détermination se fait par résolution de l'équation de changement d'état.

Pour pouvoir palier aux dangers d'endommagement des conducteurs, les tensions mécaniques trouvées doivent vérifier les conditions suivantes:

- hypothèse A : $T_A < \frac{\text{charge de rupture}}{3}$
- hypothèse B : $T_B < \frac{\text{charge de rupture}}{3}$
- hypothèse G : $T_G < \frac{\text{charge de rupture}}{1,75}$

tels que 3 et 1,75 sont des coefficients de sécurité utilisés en Algérie. La charge de rupture de l'Almelec = 8200 daN.

Calcul de flèche:

La flèche ne doit en aucun cas dépasser 3% de la portée de la connexion, elle est donnée par la formule suivante:

$$T_i \cdot f_{imax} = M_{imax} \quad f_{imax} = \frac{M_{imax}}{T_i}$$

avec T_i : tension calculée en hypothèse i.
f_{imax} : flèche maximum en hypothèse i.
M_{imax} : moment fléchissant maximum en hypothèse i.

Efforts transmis aux charpentes par les conducteurs:

Les efforts verticaux et horizontaux transmis aux charpentes sont dus respectivement aux poids des conducteurs, chaines, givre, dérivations et au vent sur conducteur et chaines.

Ces efforts sont calculés uniquement pour le conducteur de la phase médiane mais vu qu'on a trois phases, les résultats trouvés doivent être multipliés par 3 afin de déterminer les efforts transmis aux charpentes par les conducteurs des trois phases.

Les résultats des calculs sont résumés dans les tableaux qui suivent.

CALCUL DES TENDUES

Données communes à toutes les tendues:

Designation	Notation	Valeur	Unité
Diamètre du cable	\emptyset	22.10^{-3}	m
Section du cable	S	288.10^{-6}	m ²
Module d'élasticité du cable	E	5890	daN/mm ²
Coefficient d'élasticité	α	23.10^{-6}	°C ⁻¹
Poids du cable/m	P _c	0,8	daN/m
Surcharge due au givre/m	P'	2	daN/m
Vent sur conducteur Hyp A	P _{VA}	72	daN/m ²
Vent sur conducteur Hyp B	P _{VB}	18	daN/m ²
Vent sur conducteur Hyp G	P _{VG}	72	daN/m ²
Vent sur chaine Hyp A	P' _{VA}	7,2	daN
Vent sur chaine Hyp B	P' _{VB}	1,8	daN
Vent sur chaine Hyp G	P' _{VG}	7,2	daN
Poids d'une chaine complète	p	29,8	daN
Poids d'une coquille	p'	1,9	daN
Longueur d'une chaine complète	l	1,34	m
Coefficient de flèche	K	3	% de a
Température hypothèse E	θ_e	50	°C
Température hypothèse A	θ_A	30	°C
Température hypothèse B	θ_B	-10	°C
Température hypothèse G	θ_G	-10	°C

TENDUE N°1 (travée ligne)

Données communes à toutes les hypothèses:

Désignation	Notation	Valeur	Unité
Distance verticale:derivat.I	Y_I	4,5	m
" " " 2	Y_2	4,5	m
" " " 3	Y_3	3	m
Abscisse du milieu:chaine I	X_0	1,1	m
" " " " 2	X_4	25,4	m
" de la derivation I	X_I	5,5	m
" " " 2	X_2	16,5	m
" " " 3	X_3	24,5	m
Portée de la connexion	a	26,5	m
Longueur de la derivation I	L_I	3,97	m
" " " 2	L_2	3,75	m
" " " 3	L_3	2,77	m

HYPOTHESE: E

$$F_{e0} = F_{e4} = 29,8 \text{ daN} ; F_{e1} = 5,1 \text{ daN}$$

$$F_{e2} = 4,9 \text{ daN} ; F_{e3} = 4,1 \text{ daN}$$

$$X_e = 14,6 \text{ m}$$

$$M_{emax} = 146,4 \text{ m.daN}$$

$$q_e = 1,66 \text{ daN/m}$$

$$T_e = 184 \text{ daN}$$

HYPOTHESE A

$$F_{A0} = F_{A4} = 30,6 \text{ daN} \quad ; \quad F_{AI} = 8,1 \text{ daN}$$

$$F_{A2} = 7,7 \text{ daN} \quad ; \quad F_{A3} = 6 \text{ daN}$$

$$X_A = 14,26 \text{ m}$$

$$M_{Amax} = 258,4 \text{ m.daN}$$

$$q_A = 2,94 \text{ daN/m}$$

$$T_A^3 + 3075 T_A^2 - 4,29 \cdot 10^8 = 0$$

$$T_A = 353,69 \text{ daN}$$

$$V_{AI} = 46,58 \text{ daN}$$

$$V_{A2} = 48,31 \text{ daN}$$

$$H_{AI} = 35,74 \text{ daN}$$

$$H_{A2} = 37,24 \text{ daN}$$

$$T_A < \frac{\text{charge de rupture}}{3} = \frac{8200}{3} = 2733 \text{ daN}$$

$$f_{Amax} = \frac{M_{Amax}}{T_A} = \frac{258,4}{354,69} = 0,728 < 0,79 \text{ m} \quad (3 \%)$$

HYPOTHESE B

$$F_{B0} = F_{B4} = 29,8 \text{ daN} \quad ; \quad F_{BI} = 5,3 \text{ daN}$$

$$F_{B2} = 5,1 \text{ daN} \quad ; \quad F_{B3} = 4,3 \text{ daN}$$

$$X_B = 14,54 \text{ m}$$

$$M_{Bmax} = 156 \text{ m.daN}$$

$$q_B = 1,79 \text{ daN/m}$$

$$T_B^3 + 1515 T_B^2 - 1,59 \cdot 10^8 = 0$$

$$T_B = 296,36 \text{ daN}$$

$$V_{BI} = 46,58 \text{ daN}$$

$$V_{B2} = 48,31 \text{ daN}$$

$$H_{BI} = 18,93 \text{ daN}$$

$$H_{B2} = 9,31 \text{ daN}$$

$$T_B < \frac{\text{charge de rupture}}{3} = 2733 \text{ daN}$$

$$f_{Bmax} = \frac{M_{Bmax}}{T_B} = \frac{156}{296,36} = 0,52 < 0,79 \text{ m (3\% a)}$$

HYPOTHESE G

$$F_{G0} = F_{G4} = 33,2 \text{ daN} ; F_{GI} = 14,5 \text{ daN}$$

$$F_{G2} = 13,7 \text{ daN} ; F_{G3} = 10,6 \text{ daN}$$

$$X_G = 14,28 \text{ m}$$

$$M_{Gmax} = 550 \text{ m.daN}$$

$$q_G = 6,26 \text{ daN/m}$$

$$T_G^3 + 1515 T_G^2 - 1,94 \cdot 10^9 = 0$$

$$T_G = 896,86 \text{ daN}$$

$$V_{GI} = 85,30 \text{ daN}$$

$$V_{G2} = 88,93 \text{ daN}$$

$$H_{GI} = 35,74 \text{ daN}$$

$$H_{G2} = 37,24 \text{ daN}$$

$$T_G < \frac{\text{charge de rupture}}{1,75} = 4685,7 \text{ daN}$$

$$f_{Gmax} = \frac{M_{Gmax}}{T_G} = \frac{550}{896,86} = 0,61 < 0,79 \text{ m (3\% a)}$$

TENDUE N°2 (travée transformateur)

Données communes à toutes les hypothèses:

Désignation	Notation	Valeur	Unité
Distance verticale:derivat.I	Y_I	3,4	m
" " " 2	Y_2	4,5	m
" " " 3	Y_3	4,5	m
Abscisse du milieu:chaine I	X_0	1,1	m
" " " " 2	X_4	25,4	m
" de la derivation I	X_I	2,1	m
" " " 2	X_2	5,5	m
" " " 3	X_3	16,5	m
Portée de la connexion	a	26,5	m
Longueur de la derivation I	L_I	3,16	m
" " " 2	L_2	3,97	m
" " " 3	L_3	3,75	m

HYPOTHESE: E

$$F_{e0} = F_{e4} = 29,8 \text{ daN} ; F_{eI} = 4,4 \text{ daN}$$

$$F_{e2} = 5,1 \text{ daN} ; F_{e3} = 4,9 \text{ daN}$$

$$X_e = 13,82 \text{ m}$$

$$M_{emax} = 134,2 \text{ m.daN}$$

$$q_e = 1,53 \text{ daN/m}$$

$$T_e = 169 \text{ daN}$$

HYPOTHESE A

$$F_{A0} = F_{A4} = 30,6 \text{ daN} \quad ; \quad F_{AI} = 6,7 \text{ daN}$$

$$F_{A2} = 8,1 \text{ daN} \quad ; \quad F_{A3} = 7,7 \text{ daN}$$

$$X_A = 13,63 \text{ m}$$

$$M_{Amax} = 265,1 \text{ m.daN}$$

$$q_A = 3 \text{ daN/m}$$

$$T_A^3 + 3123 T_A^2 - 4,52 \cdot 10^8 = 0$$

$$T_A = 360,21 \text{ daN}$$

$$V_{AI} = 50,35 \text{ daN}$$

$$V_{A2} = 44,85 \text{ daN}$$

$$H_{AI} = 40 \text{ daN}$$

$$H_{A2} = 33,58 \text{ daN}$$

$$T_A < \frac{\text{charge de rupture}}{3} = 2733 \text{ daN}$$

$$f_{Amax} = \frac{M_{Amax}}{T_A} = \frac{265,1}{360,21} = 0,73 < 0,79 \text{ m (3\% a)}$$

HYPOTHESE B

$$F_{B0} = F_{B4} = 29,8 \text{ daN} \quad ; \quad F_{BI} = 4,6 \text{ daN}$$

$$F_{B2} = 5,3 \text{ daN} \quad ; \quad F_{B3} = 5,1 \text{ daN}$$

$$X_B = 13,76 \text{ m}$$

$$M_{Bmax} = 295,3 \text{ m.daN}$$

$$q_B = 3,36 \text{ daN/m}$$

$$T_B^3 + 1563 T_B^2 - 5,57 \cdot 10^8 = 0$$

$$T_B = 517,43 \text{ daN}$$

$$V_{BI} = 50,35 \text{ daN}$$

$$V_{B2} = 44,85 \text{ daN}$$

$$H_{BI} = 10 \text{ daN}$$

$$H_{B2} = 8,4 \text{ daN}$$

$$T_B < \frac{\text{charge de rupture}}{3} = 2733 \text{ daN}$$

$$f_{Bmax} = \frac{M_{Bmax}}{T_B} = \frac{295,3}{517,43} = 0,57 < 0,79 \text{ m (3\% a)}$$

HYPOTHESE G

$$F_{Go} = F_{G4} = 33,2 \text{ daN} \quad ; \quad F_{GI} = 11,8 \text{ daN}$$

$$F_{G2} = 14,4 \text{ daN} \quad ; \quad F_{G3} = 13,7 \text{ daN}$$

$$X_G = 13,64 \text{ m}$$

$$M_{Gmax} = 360 \text{ m.daN}$$

$$q_G = 4,1 \text{ daN/m}$$

$$T_G^3 + 1562 T_G^2 - 8,34 \cdot 10^8 = 0$$

$$T_G = 618,45 \text{ daN}$$

$$V_{GI} = 94,47 \text{ daN}$$

$$V_{G2} = 80,85 \text{ daN}$$

$$H_{GI} = 40 \text{ daN}$$

$$H_{G2} = 33,58 \text{ daN}$$

$$T_G < \frac{\text{charge de rupture}}{1,75} = 4685,7 \text{ daN}$$

$$f_{Gmax} = \frac{M_{Gmax}}{T_G} = \frac{360}{618,45} = 0,58 < 0,79 \text{ m (3\% a)}$$

TENDUE N° 3 (travée transformateur)

Données communes à toutes les hypothèses:

Désignation	Notation	Valeur	Unité
Distance verticale:derivat. I	Y_1	3,2	m
" " " 2	Y_2	3,1	m
" " " 3	Y_3	-	m
Abscisse du milieu:chaîne I	X_0	1,1	m
" " " 2	X_4	17,9	m
" de la derivation I	X_1	7,5	m
" " " 2	X_2	17,2	m
" " " 3	X_3	-	
Portée de la connexion	a	19	m
Longueur de la derivation I	L_1	2,64	m
" " " 2	L_2	2,85	m
" " " 3	L_3	-	

HYPOTHESE: E

$$F_{e0} = F_{e4} = 29,8 \text{ daN} ; F_{eI} = 4 \text{ daN}$$

$$F_{e2} = 4,2 \text{ daN}$$

$$X_e = 8 \text{ m}$$

$$M_{emax} = 95 \text{ m.daN}$$

$$q_e = 2,1 \text{ daN/m}$$

$$T_e = 166 \text{ daN}$$

HYPOTHESE A

$$F_{Ao} = F_{A4} = 30,6 \text{ daN} \quad ; \quad F_{AI} = 5,8 \text{ daN}$$

$$F_{A2} = 6,2 \text{ daN} \quad ;$$

$$X_A = 8,53 \text{ m}$$

$$M_{Amax} = 141,6 \text{ m.daN}$$

$$q_A = 3,14 \text{ daN/m}$$

$$T_A^3 + 3124 T_A^2 - 2,5 \cdot 10^8 = 0$$

$$T_A = 271,35 \text{ daN}$$

$$V_{AI} = 40,22 \text{ daN}$$

$$V_{A2} = 42,76 \text{ daN}$$

$$H_{AI} = 18 \text{ daN}$$

$$H_{A2} = 20,78 \text{ daN}$$

$$T_A < \frac{\text{charge de rupture}}{3} = \frac{8200}{3} = 2733 \text{ daN}$$

$$f_{Amax} = \frac{M_{Amax}}{T_A} = \frac{141,6}{271,35} = 0,52 < 0,57 \text{ m (3\% a)}$$

HYPOTHESE B

$$F_{Bo} = F_{B4} = 29,8 \text{ daN} \quad ; \quad F_{BI} = 4,1 \text{ daN}$$

$$F_{B2} = 4,3 \text{ daN} \quad .$$

$$X_B = 8,12 \text{ m}$$

$$M_{Bmax} = 93,3 \text{ m.daN}$$

$$q_B = 2,1 \text{ daN/m}$$

$$T_B^3 + 1564 T_B^2 - 1,1 \cdot 10^8 = 0$$

$$T_B = 246,49 \text{ daN}$$

$$V_{BI} = 40,22 \text{ daN}$$

$$V_{B2} = 42,76 \text{ daN}$$

$$H_{BI} = 4,50 \text{ daN}$$

$$H_{B2} = 5,20 \text{ daN}$$

$$T_B < \frac{\text{charge de rupture}}{3} = 2733 \text{ daN}$$

$$f_{Bmax} = \frac{M_{Bmax}}{T_B} = \frac{93,3}{246,49} = 0,37 < 0,57 \text{ m (3\% a)}$$

HYPOTHESE G

$$F_{Go} = F_{G4} = 33,2 \text{ daN} \quad ; \quad F_{GI} = 10,2 \text{ daN}$$

$$F_{G2} = 10,2 \text{ daN}$$

$$X_G = 8,55 \text{ m}$$

$$M_{Gmax} = 336,7 \text{ m.daN}$$

$$q_G = 7,44 \text{ daN/m}$$

$$T_G^3 + 1564 T_G^2 - 1,41 \cdot 10^9 = 0$$

$$T_G = 776,2 \text{ daN}$$

$$V_{GI} = 65,64 \text{ daN}$$

$$V_{G2} = 71,69 \text{ daN}$$

$$H_{GI} = 18 \text{ daN}$$

$$H_{G2} = 20,78 \text{ daN}$$

$$T_G < \frac{\text{charge de rupture}}{1,75} = 4685,7 \text{ daN}$$

$$f_{Gmax} = \frac{M_{Gmax}}{T_G} = \frac{336,7}{776,2} = 0,43 < 0,57 \text{ m (3\% a)}$$

TENDUE N° 4 (travée couplage)

Données communes à toutes les hypothèses:

Designation	Notation	Valeur	Unité
Distance verticale:derivat.I	Y_1	1,3	m
" " " 2	Y_2	7	m
Abscisse du milieu:chaine I	X_0	1,1	m
" " " 2	X_4	25,4	m
" de la derivation I	X_1	2,3	m
" " " 2	X_2	16,5	m
Portée de la connexion	a	26,5	m
Longueur de la derivation I	L_1	1,03	m
" " " 2	L_2	6,25	m

HYPOTHESE E

$$F_{e0} = F_{e4} = 29,8 \text{ daN}$$

$$F_{eI} = 2,7 \text{ daN}$$

$$F_{e2} = 6,9 \text{ daN}$$

$$X_e = 16,2 \text{ m}$$

$$M_{emax} = 144 \text{ m.daN}$$

$$q_e = 1,64 \text{ daN/m}$$

$$T_e = 181 \text{ daN}$$

HYPOTHESE A

$$F_{A0} = F_{A4} = 30,6 \text{ daN} \quad ; \quad F_{AI} = 3,2 \text{ daN}$$

$$F_{A2} = 12,2 \text{ daN} \quad .$$

$$X_A = 15,69 \text{ m}$$

$$M_{Amax} = 258,8 \text{ m.daN}$$

$$q_A = 2,94 \text{ daN/m}$$

$$T_A^3 + 3089 T_A^2 - 4,27 \cdot 10^8 = 0$$

$$T_A = 352,25 \text{ daN}$$

$$V_{AI} = 45,50 \text{ daN}$$

$$V_{A2} = 44,93 \text{ daN}$$

$$H_{AI} = 33,42 \text{ daN}$$

$$H_{A2} = 34,49 \text{ daN}$$

$$T_A < \frac{\text{charge de rupture}}{3} = 2733 \text{ daN}$$

$$f_{Amax} = \frac{M_{Amax}}{T_A} = \frac{258,8}{352,25} = 0,73 < 0,79 \text{ m} \quad (3\% \text{ a})$$

HYPOTHESE B

$$F_{B0} = F_{B4} = 29,8 \text{ daN} \quad ; \quad F_{B3} = 2,7 \text{ daN}$$

$$F_{B2} = 7,3 \text{ daN} \quad .$$

$$X_B = 16,1 \text{ m}$$

$$M_{Bmax} = 154,2 \text{ m.daN}$$

$$q_B = 1,75 \text{ daN/m}$$

$$T_B^3 + 1529 T_B^2 - 1,51 \cdot 10^8 = 0$$

$$T_B = 288,25 \text{ daN}$$

$$V_{BI} = 45,50 \text{ daN}$$

$$V_{B2} = 44,93 \text{ daN}$$

$$H_{BI} = 8,35 \text{ daN}$$

$$H_{B2} = 8,62 \text{ daN}$$

$$T_D < \frac{\text{charge de rupture}}{3} = 2733 \text{ daN}$$

$$f_{Bmax} = \frac{M_{Bmax}}{T_B} = \frac{154,2}{288,25} = 0,53 < 0,79 \text{ m} \quad (3\% \text{ a})$$

HYPOTHESE G

$$F_{Go} = F_{G4} = 33,2 \text{ daN} \quad ; \quad F_{GI} = 5 \text{ daN}$$

$$F_{G2} = 21,8 \text{ daN} \quad ;$$

$$X_G = 15,67 \text{ m}$$

$$M_{Gmax} = 442 \text{ m.daN}$$

$$q_G = 5 \text{ daN/m}$$

$$T_G^3 + 1529 T_G^2 - 1,23 \cdot 10^9 = 0$$

$$T_G = 736,78 \text{ daN}$$

$$V_{GI} = 81,26 \text{ daN}$$

$$V_{G2} = 82,10 \text{ daN}$$

$$H_{GI} = 33,42 \text{ daN}$$

$$H_{G2} = 34,49 \text{ daN}$$

$$T_G < \frac{\text{charge de rupture}}{1,75} = 4685,7 \text{ daN}$$

$$f_{Gmax} = \frac{M_{Gmax}}{T_G} = \frac{442}{736,78} = 0,58 < 0,79 \text{ m} \quad (3\% \text{ a})$$

TENDUE N° 5 (travée couplage)

Données communes à toutes les hypothèses:

Designation	Notation	Valeur	Unité
Distance verticale:derivat.I	Y_I	4	m
" " " 2	Y_2	4,5	m
Abscisse du milieu:chainé I	X_0	1,1	m
" " " 2	X_4	9,9	m
" de la derivation I	X_I	2,3	m
" " " 2	X_2	5,5	m
Portée de la connexion	a	11	m
Longueur de la derivation I	L_I	2,95	m
" " " 2	L_2	4,17	m

HYPOTHESE E

$$F_{e0} = F_{e4} = 29,8 \text{ daN} \qquad F_{eI} = 4,3 \text{ daN}$$

$$F_{e2} = 5,2 \text{ daN}$$

$$X_e = 7,65 \text{ m}$$

$$M_{emax} = 66 \text{ m.daN}$$

$$q_e = 4,36 \text{ daN/m}$$

$$T_e = 200 \text{ daN}$$

HYPOTHESE A

$$F_{Ao} = F_{A4} = 30,6 \text{ daN} \quad ; \quad F_{AI} = 6,3 \text{ daN}$$

$$F_{A2} = 8,4 \text{ daN}$$

$$X_A = 7,13 \text{ m}$$

$$M_{Amax} = 92,12 \text{ m.daN}$$

$$q_A = 6,15 \text{ daN/m}$$

$$T_A^3 + 2945 T_A^2 - 3,17 \cdot 10^8 = 0$$

$$T_A = 311,97 \text{ daN}$$

$$V_{AI} = 40,20 \text{ daN}$$

$$V_{A2} = 37,70 \text{ daN}$$

$$H_{AI} = 15,71 \text{ daN}$$

$$H_{A2} = 13 \text{ daN}$$

$$T_A < \frac{\text{charge de rupture}}{3} = 2733 \text{ daN}$$

$$f_{Amax} = \frac{M_{Amax}}{T_A} = \frac{92,12}{311,97} = 0,29 < 0,33 \text{ m} \quad (3\% a)$$

HYPOTHESE B

$$F_{Bo} = F_{B4} = 29,8 \text{ daN} \quad ; \quad F_{BI} = 4,4 \text{ daN}$$

$$F_{B2} = 5,5 \text{ daN}$$

$$X_B = 6,53 \text{ m}$$

$$M_{Bmax} = 80,7 \text{ m.daN}$$

$$q_B = 5,33 \text{ daN/m}$$

$$T_B^3 + 1384 T_B^2 - 2,39 \cdot 10^8 = 0$$

$$T_B = 369,22 \text{ daN}$$

$$V_{BI} = 40,20 \text{ daN}$$

$$V_{B2} = 37,70 \text{ daN}$$

$$H_{BI} = 5,73 \text{ daN}$$

$$H_{B2} = 5,05 \text{ daN}$$

$$T_B < \frac{\text{charge de rupture}}{3} = 2733 \text{ daN}$$

$$f_{Bmax} = \frac{M_{Bmax}}{T_B} = \frac{80,7}{369,22} = 0,21 < 0,33 \text{ m} \quad (3\% \text{ a})$$

HYPOTHESE G

$$F_{G0} = F_{G4} = 33,2 \text{ daN} \quad ; \quad F_{GI} = 11,2 \text{ daN}$$

$$F_{G2} = 15,1 \text{ daN}$$

$$X_G = 7,12 \text{ m}$$

$$M_{Gmax} = 143,6 \text{ m.daN}$$

$$q_G = 9,49 \text{ daN/m}$$

$$T_G^3 + 1384 T_G^2 - 7,57 \cdot 10^8 = 0$$

$$T_G = 615,33 \text{ daN}$$

$$V_{GI} = 62,70 \text{ daN}$$

$$V_{G2} = 56,80 \text{ daN}$$

$$H_{GI} = 15,71 \text{ daN}$$

$$H_{G2} = 13 \text{ daN}$$

$$T_G < \frac{\text{charge de rupture}}{1,75} = 4685,7 \text{ daN}$$

$$f_{Gmax} = \frac{M_{Gmax}}{T_G} = \frac{143,6}{615,33} = 0,23 < 0,33 \text{ m} \quad (3\% \text{ a})$$

2°/ Charpentes:

Les charpentes utilisées sont en acier et constituées par des portiques formées à l'aide de poteaux de différentes hauteurs réunis entre eux par des poutres horizontales.

On distingue deux types:

- Les charpentes dites principales sur lesquelles sont ancrées d'une part les lignes qui aboutissent au poste et d'autre part les connexions de raccordement de l'appareillage de haute tension.
- Les charpentes dites secondaires qui comportent les chassis support des transformateurs de mesure, des sectionneurs et des disjoncteurs.

Les charpentes doivent être conçues de telle façon qu'elles résistent aux divers efforts auxquels sont exposées.

Nature des efforts exercés:

Les efforts exercés sur les charpentes comprennent:

- Les efforts de tractions transmis par les cables conducteurs et les cables de garde.
- Les efforts dus à la pression du vent sur les conducteurs, sur l'appareillage et sur les charpentes elles-mêmes.
- Les charges dues aux poids des appareils, des isolateurs, des connexions et de la charpente elle-même, comprenant en outre, le cas échéant, les surcharges de givre.

Etant donné que les efforts de tractions exercés par les conducteurs sont variables en fonction de la température, de la pression du vent et des surcharges de givre, les charpentes doivent être vérifiées en admettant le cas le plus défavorable où les efforts sont les plus grands.

3°/ Géni civil du poste:

3.1/ Massifs:

Les différents massifs sont constitués en béton, chaque type de massif doit être bâti de telle façon qu'il peut supporter le poids de l'appareil et de la charpente auxquels il est soumis, ceci d'une part, d'autre part il doit résister aux efforts des conducteurs et leurs accessoires transmis à travers les charpentes à ce dernier et cela quelque soit les contraintes qui peuvent apparaitre pendant le fonctionnement du poste.

Les différents massifs existant dans le poste sont:

- Massifs des transformateurs de puissance (fausses transformateurs).
- Massifs des charpentes support de l'appareillage (disjoncteurs, sectionneurs, T.C, T.P)
- Massifs des charpentes support des connexions tendues.
- Massifs support des caillebotis.

3.2/ Canniveaux et chaussées:

Les canniveaux sont des espèces de canaux collecteurs de câbles à basse tension, de commande, contrôle et signalisation de l'appareillage à haute tension.

Les chaussées: On distingue deux types de chaussées.

- Chaussée lourde: destinée pour la circulation des engins lourds et en particulier les remorques qui transportent les transformateurs de puissance.
- Chaussée légère: construite pour la circulation des véhicules légers et du personnel d'exploitation à l'intérieur du poste.

CHAPITRE VII

PROTECTION

Introduction: La protection consiste à éliminer tous les défauts survenus au poste, qui peuvent être causés par:

- Les court-circuits ou surintensités brusques provenant d'un contact accidentel entre des conducteurs à des potentiels différents
- Les surcharges s'établissant relativement lentement, par suite à l'accroissement exagéré du nombre et de la puissance des récepteurs branchés sur le poste.
- Les décharges atmosphériques (coups de foudre).

Les dispositifs de protection sont des relais actionnés par des grandeurs électriques, destinés à la commande des disjoncteurs dans le but de mettre hors service le plus rapidement possible l'élément en cause.

1°/ Protection du transformateur: (Voir schéma de principe)

Celle-ci comporte:

Des protections incorporées dans le transformateur:

- Protection Bucholz.
- Thermostat.

Des protections extérieures:

- Protection à maximum d'intensité (3 groupes de 3 relais à max de I)
- Protection masse-cuve.
- Relai surcharges thermiques.
- Relai de détection de terre résistante.
- Relai de détection du courant homopolaire.

Les relais de détection du courant homopolaire et de terre résistante ainsi que celui de la protection masse-cuve, sont alimentés à partir des transformateurs de courant spéciaux dont les rapports de transformation successifs sont: 50/1 A ; 1/0,005 A ; 100-200/1 A

Tous les relais en cas de détection d'un défaut donnent l'ordre de déclenchement des disjoncteurs, sauf le relai de détection de terre résistante il signale uniquement le défaut. Une fois les disjoncteurs déclenchés, l'ordre de réenclenchement n'est plus donné.

2°/ Protection de la ligne 60 kV: (Voir schéma N° 11).

Cette protection est assurée par:

- Une protection de distance.

- Une protection complémentaire.
- Une protection à maximum d'intensité.
- Un réenclencheur, ainsi qu'un localisateur de défauts.

2.1/ Protection de distance:

Son principe est de réaliser le déclenchement des disjoncteurs en un temps dépendant de l'éloignement du défaut(elle travaille à base de l'impédance de la ligne).

En cas d'un défaut, elle déclenche le disjoncteur, un réenclenchement se fait par un réenclencheur temporisé, si le défaut persiste, elle déclenche définitivement le disjoncteur.

Le réenclencheur permettra un réenclenchement monophasé après un temps réglable de 0,25 à 5 secondes et un réenclenchement triphasé, asservi à un dispositif de contrôle de tension, après un temps réglable de 0,25 à 5 secondes augmenté du temps de tension réglable également de 0,25 à 5 secondes.

2.2/ Protection complémentaire:

Cette protection directionnelle est destinée à jouer le rôle de protection complémentaire de la protection de distance pour les défauts résistants, pour lesquels cette dernière est insensible. Elle déclenche les 3 phases en même temps.

2.3/ Protection de secours:

Elle comporte 3 relais à maximum d'intensité temporisés elle agit en cas de non fonctionnement des deux protections précédentes. la protection de secours déclenche aussi les 3 phases en même temps.

3°/ Protection du départ 30 kV: (Voir schéma de principe)

La protection du départ 30 kV est assurée par 2 relais à maximum d'intensité et d'un réenclencheur réglable de 0,25 à 5 secondes.

4°/ Réseau général de terre: (voir schéma N° 13)

Le rôle du réseau de terre est d'assurer la sécurité des personnes et du matériel.

4.1/ Constitution du réseau général de terre:

Par convention, on appelle réseau général de terre l'ensemble formé par les terres de service et de protection, le cable de garde et les dispositifs permanents permettant les mises à la terre pour travaux.

4.1.1/ Terre de service:

Ces terres sont constituées par la mise à la terre des conducteurs neutres de l'installation principale (neutre des transformateurs de puissances, des transformateurs de mesure, éclateurs).

4.1.2/ Terre de protection:

Les mises à la terre de protection sont constituées d'un réseau de conducteurs nus enterrés auxquels sont reliés d'une manière permanente les batis, masses métalliques et ferrures diverses de l'installation susceptibles d'être mis accidentellement sous tension.

Ces dispositions assurent la protection des personnes contre l'électrocution.

4.1.3/ Cable de garde:

Les cables de gardes sont raccordés au réseau général de terre, assurant ainsi la protection des têtes de cellules contre la foudre. Ces conducteurs sont des cables en almelec-acier de section 94 mm^2 . La hauteur entre cable de garde et phases est déterminée de telle façon que les trois phases soient dans la zone de protection des cables de gardes.

La hauteur h est donnée en fonction des tensions nominales par le tableau suivant:

U_n (kV)	h (m)
400	4,50
225	3,10
90 et 60	1,40

Dans notre cas on a pris une hauteur $h = 1,50 \text{ m}$.

4.2/ Conditions d'établissement du réseau de terre:

Le réseau de terre doit satisfaire les conditions suivantes:

- Le réseau est constitué de mailles reliant sans interruption les conducteurs, les charpentes, les rails et les autres pièces métalliques susceptibles d'être mises directement sous tension, lors d'un défaut
- Aucun appareil de coupure ne doit être intercaler sur les conducteurs du réseau de terre.
- Les bornes de terre des transformateurs de mesure sont reliés au réseau de terre.
- Les sections des conducteurs du réseau de terre sont calculées pour résister aux courants maximaux de court-circuit.
- Les conducteurs de terre sont protégés contre les dégradations mécaniques, chimiques ou électrolytiques.
- Les connexions entre les conducteurs du réseau et les pièces métalliques sont faites de manière à ne pas risquer de se détériorer et par suite de ne plus remplir leur rôle.
- Le circuit de terre doit être conçu de telle façon que chaque raccordement d'un équipement à celui-ci soit effectué par un câble formant au moins une boucle ininterrompue du circuit et offrant donc au courant de défaut au moins deux voies d'écoulement.
- Lors de la réalisation du réseau de terre, les conducteurs de ce dernier doivent être enfouis à une profondeur de 0,30m au-dessous de la filerie basse tension qui se trouve à 0,50 m de profondeur, ceci conduit à poser le câble de terre à 0,80 m de profondeur et cela afin d'assurer la formation des équipotentielles cylindriques autour des conducteurs, ces derniers peuvent être déformés si le conducteur est proche de la surface du sol ce qui a pour effet d'augmenter la résistance de la prise de terre.

4.3/ Caractéristiques des conducteurs de terre:

4.3.1/ Nature des conducteurs:

Les conducteurs choisis sont des cables nus en cuivre, le choix de ce métal est justifié par les raisons suivantes:

- bon comportement à la corrosion dans une grande variété du sol.
- tenue mécanique correcte.
- faible résistivité, même aux fréquences élevées.
- bonne qualité des courants électriques.

4.3.2/ Section des conducteurs:

La section des conducteurs du réseau de terre est déterminée à partir du courant de court-circuit qu'ils peuvent écouler dans la terre, écoulement qui dépend de la résistance de la prise de terre qui est à son tour proportionnelle à la résistivité du sol.

Résistivité du sol: Elle est mesurée en Ohm-mètre et correspond à la résistance, en Ohm, d'un cube d'un mètre d'arrête. Elle est variable d'un lieu à un autre selon les roches qui composent le sol de l'endroit d'implantation du poste. Vu que le lieu d'emplacement du poste n'est pas fixé, on choisit la section du conducteur de terre en prenant en considération uniquement le courant de court-circuit.

Le tableau ci-dessous donne les sections des conducteurs de terre en cuivre correspondant aux valeurs efficaces des courants de défauts

$I_{cc\text{eff}}$ (kA) inférieur ou égal à.	20	31,5	40	63
S (mm ²)	75,5	116	147	181,6

Dans notre cas $I_{cc} = 24$ kA

$$S = \underline{116 \text{ mm}^2}$$

Choix et réglage des éclateurs:

Les éclateurs utilisés dans le poste sont du type "à tiges". Ils sont constitués de deux tiges métalliques, de quelques millimètres de diamètre. Ces éclateurs sont montés sur les chaînes d'isolateurs d'ancrage des conducteurs de ligne sur les charpentes du poste, ainsi que sur les bornes des transformateurs. Leur réglage se fait de telle façon que leurs tiges soient disposées suivant le même axe.

La distance entre les extrémités des tiges fixe la tension d'amorçage correspondant au niveau de protection. Cette tension doit être inférieure à la tension de contournement des chaînes d'isolateurs et cela afin de protéger ces chaînes dans les zones dangereuses.

Les distances de réglage sont données en fonction des tensions nominales par le tableau suivant:

installation protégée		éclateurs de protection sur chaînes d'isolateurs		éclateurs de traversée pour transfo. de puissance	
tension nominale (kV)	tension de tenue aux chocs de foudre (kV)	distance de réglage (cm)	tension d'amorçage aux chocs de foudre (kV)	distance de réglage (cm)	tension d'isolement du transfo. aux chocs de foudre (kV)
10	75	-	60	-	95
30	170	-	135	-	170
60	325	28	230	35	325
90	450	40	280	48	450
220	1050	80	480	120	900

Mesure:(voir schéma N° 10)

Le poste possède un certain nombre d'appareils de mesure qui sont:

- deux compteurs d'énergie active (emission, réception).
- un compteur d'énergie réactive.
- amperemètres
- voltmètres

Le choix de ces appareils de mesure est basé sur:

- la simplicité.
- la robustesse.
- le prix de revient.
- la classe.
- la consommation.

L'ensemble de ces appareils de mesure sont alimentés à partir de l'enroulement mesure des différents transformateurs de courant et de potentiel.

CHAPITRE VIII

SERVICES AUXILIAIRES

Définition: Les services auxiliaires du poste sont constitués de sources et des circuits de distribution de différentes formes d'énergie.

L'ensemble des services auxiliaires comprend:

- les services auxiliaires à courant alternatif.
- les services auxiliaires à courant continu.

1° Rôle des services auxiliaires:

Les services auxiliaires à courant alternatif et à courant continu distribuent l'énergie nécessaire aux appareils et équipements installés dans le poste, avec la fiabilité de service et la sécurité demandées par les équipements.

Les services auxiliaires peuvent être classés en trois classes:

I.1/ Les services auxiliaires alternatif "Normaux":

Ces services auxiliaires sont alimentés du j.d.b réseau, ils peuvent admettre des arrêts de longue durée (de l'ordre d'une heure ou de quelques heures). Leurs pertes bien que gênantes, ne compromettent pas l'exploitation du poste.

Sont raccordés aux services auxiliaires normaux:

- Les circuits de chauffage et prise de courant de bâtiment.
- Les alimentations des aérorefrigerants des transformateurs.
- Jeu de barres " secours ".
- Electrification des villas.

I.2/ Les services auxiliaires alternatif "secours":

Ces services peuvent tolérer des interruptions de courtes durées, mais leur défaillance prolongée peut provoquer des perturbations graves dans l'exploitation du poste. Ils alimentent:

- l'éclairage du bâtiment d'unité auxiliaire.
- " " " de commande.
- " du poste extérieur.
- le tableau synoptique.
- les dispositifs de recharge des batteries 127V et 48V.

I.3/ Les services auxiliaires continu "essentiels":

Ce sont eux qui maintiennent les installations en état de fonctionnement; ils sont disponibles en permanence, ils ne peuvent pas

être perturbé par un défaut affectant un circuit à haute tension ou par un arrêt accidentel des installations à haute tension.

Ils alimentent les circuits essentiels qui sont:

- Les équipements de protection et les mécanismes assurant la maintenance ou la reprise du service.
- Les circuits de commande et de control.
- Les équipements de télécommunication.

2°/ Schema de l'unité des services auxiliaires: (schema N° 15)

Le schema de l'unité des services auxiliaires comprend:

2.1/ Jeu de barres à courant alternatif "reseau": (380-220 V).

A ce jeu de barres sont raccordés les services auxiliaires normaux, il est alimenté par deux transformateurs MT/ 380-220 V de puissance: 250 KVA.

En exploitation normale, un seul transformateur assure l'alimentation de l'unité, le deuxième peut remplacer le premier en cas de travaux d'entretien ou d'avarie.

La tranche services auxiliaires comportant un compteur d'énergie, un voltmètre avec un commutateur, un ampèremètre et un dispositif de manque de courant, est connecté à ce jeu de barres.

2.2/ Jeu de barres à courant alternatif "secours": (380-220 V)

L'alimentation en est normalement assurée à partir du j.d.b "réseau". En cas de défaillance de cette source, il est alimenté par un groupe électrogène de secours, à démarrage automatique à l'aide d'un système se trouvant dans l'armoire du groupe.

2.2.1/ Groupe de secours:

Le groupe de secours type extérieur, est constitué :

- d'un moteur diesel.
- d'un alternateur triphasé 380-220 V auto-éxcité dont la puissance nominale est de 60 KVA.

2.3/ Jeux de barres à courant continu:

2.3.1/ j.d.b 127 V:

L'alimentation de ce j.d.b est assurée par une batterie à courant continu associée à un redresseur et exploitée en batterie flottante, à ce j.d.b sont raccordés les services auxiliaires essentiels.

2.3.2/ j.d.b 48 V:

L'alimentation de ce j.d.b est assurée par un bloque redre-

sseur affecté d'une batterie flottante 48 V, a ce j.d.b sont raccordés les services de télécommunication.

2.3.5/ Chargeurs de batteries 127 V et 48 V.

Les chargeurs de batteries sont des redresseurs statiques alimentés à partir des j.d.b "secours", l'un alimente le j.d.b 127 V l'autre celui de 48 V.

Et pour la continuité du service en cas de panne d'un des deux, on a prévu deux redresseurs secours.

En marche normale, chaque redresseur maintient sa tension constante et ce à l'aide d'un régulateur de tension ou par intervention manuelle en cas de non fonctionnement de ce dernier. Ainsi ils fournissent deux courants, celui de l'entretien des batteries et l'autre demandé par les installations aux bornes desquelles sont branchés.

3°/ Dimensionnement des batteries.

3.1/ définition:

Courant permanent d'une batterie: (I_c)

On appelle courant permanent d'une batterie, le courant absorbé par les installations en cas de panne du redresseur ou manque de courant alternatif. Ce courant est égal à la consommation des circuits essentiels en l'absence de manoeuvre des appareils à haute tension.

Courant de pointe: (I_p)

C'est le courant absorbé occasionnellement par l'installation au moment d'une manoeuvre d'appareils à haute tension,

3.2/ Hypothèses retenues pour le dimensionnement des batteries:

- La batterie doit fournir le courant permanent I_c pour une durée d'environ 4 h.
- Elle doit également fournir le courant de pointe pour une durée d'environ 2 h.

3.3/ Dimensionnement de la batterie 127 V:

Les bilans de puissance calculés ci-après correspondent à des maxima et tiennent compte des réserves prévues et ceci pour une simultanéité de fonctionnement.

Bilan de puissance:

récepteur	puissance permanente (W)	puissance pointe (W)
regleur TR ₁	127	1016
regleur T ₂	127	1016
boucle de commande H.T	127	508
F.M poste H.T (3 moteurs)	127	1524
F.M poste M.T (3 moteurs)	127	1524
boucle de commande M.T	127	508
tranche générale	1016	1016
total	1778	7112

Calcul du courant permanent:

$$I_c = \frac{\text{puissance permanente}}{U} = \frac{1778}{127} = 14 \text{ A.}$$

U : tension de la batterie.

d'où la capacité permanente:

$$Q_c = 14 \cdot 4 = 56 \text{ Ah.}$$

Q_c: capacité d'une batterie pouvant fournir en permanence pendant 4 heures un courant de 14 A.

Calcul du courant point:

$$I_p = \frac{\text{puissance pointe}}{U} = \frac{7112}{127} = 56 \text{ A}$$

La batterie doit nous fournir le courant de point pendant une durée de deux heures, ce qui nous donne une capacité de:

$$Q_p = I_p \cdot t \cdot \alpha \quad \text{avec } \alpha : \text{coefficient tenant compte de la non simultanété de fonctionnement des disjoncteurs de l'installation.}$$

on prend $\alpha = 0,6$

$$Q_p = 56 \cdot 2 \cdot 0,6 = 67,2 \text{ Ah.}$$

On prend une batterie de capacité normalisée.

$$\underline{Q_p = 100 \text{ Ah.}}$$

Calcul du nombre d'éléments de la batterie 127 V:

La batterie utilisée est au type: SCP(stationnaire compact au plomb).
Ce type de batterie s'accomode bien à la marche en régime de floa-
ting.

La tension de la batterie est de: 127 V.

En sachant que la tension d'un élément de la batterie est de 2,19 V,
le nombre d'éléments vaut:

$$N = \frac{127}{2,19} = 58 \text{ éléments}$$

3.4/ Dimensionnement de la batterie 48 V:

Bilan de puissance:

récepteur	courant permanent(A)	appel possible(A)
tranche générale	2	10
auto-commutateur	10	15
télécontrôle 60 kV	8	8
armoire HF 60 kV	9	18
téléprotection 60 kV	2	2
armoire interphonie	1	3
capteurs 60 kV	2	2
total	34	58

On prévoit un fonctionnement en permanence de la batterie de 2 heures,
d'où une capacité de: $Q = 58.2 = 116 \text{ Ah}$.

On prend une batterie de capacité normalisée:

$$Q = 150 \text{ Ah.}$$

Calcul du nombre d'éléments de la batterie 48 V:

La tension de la batterie est de: 48 V.

La tension d'un élément de la batterie est de: 2,17 V.

d'où le nombre d'éléments:

$$n = \frac{48}{2,17} = 23 \text{ éléments.}$$

CONCLUSION

Dans notre étude, on a passé en revue presque toutes les étapes nécessaires d'un avant projet de poste. L'accent a été mis sur l'établissement des différents schémas et plans du poste.

Des calculs ont été fait afin de pouvoir choisir convenablement l'équipement de ce dernier.

Des difficultés ont été rencontrées lors de l'étude et qui sont dues presque dans leur totalité à l'ignorance de l'endroit et d'emplacement du poste, ce qui nous n'a pas permis d'aborder en détail certaines parties comme:

- La protection et le réglage des différents relais utilisés, car pour le faire il faut connaître tout le réseau auquel est connecté notre poste.
- La résistance du sol qui rentre dans le calcul du réseau de terre.

Enfin on signale que le projet d'un poste est un domaine très vaste, une étude plus approfondie reste à faire avant d'entamer la phase de la réalisation.

S O M M A I R E

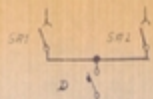
Introduction.....	I
CHAPITRE I: DEFINITION DU POSTE.	
1°/ Presentation du schéma unifilaire.....	2
2°/ Plan de masse.....	3
3°/ Distances de sécurité dans le poste.....	3
4°/ Coupes et plans des travées.....	8
CHAPITRE II: CALCUL DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT.	
A/ Rappel théorique.....	9
B/ Application.....	16
CHAPITRE III: DIMENSIONNEMENT DES JEUX DE BARRES.	
1°/ Determination des sections des J.d.b.....	20
2°/ Verification aux efforts électrodynamiques....	20
3°/ Verification aux efforts statiques.....	23
4°/ Verification aux efforts dynamiques.....	24
5°/ Application.....	25
6°/ Verification aux effets thermiques.....	29
7°/ Determination des sections des cables.....	37
CHAPITRE IV: CHOIX D'APPAREILLAGE	
1°/ Choix des transformateurs de courant.....	39
2°/ Choix des transformateurs de tension.....	43
3°/ Choix des disjoncteurs et des sectionneurs....	47
4°/ Les isolateurs.....	49
CHAPITRE V: EQUIPEMENT ELECTRIQUE DU POSTE	
1°/ Equipement électrique du poste 60 kV.....	52
2°/ Equipement électrique du poste 30 kV.....	52
3°/ Equipement basse tension du poste.....	54
CHAPITRE VI: CALCUL DES CONNEXIONS TENDUES	
CHAPITRE VII: PROTECTION	
1°/ Protection du transformateur.....	85
2°/ Protection de la ligne 60 kV.....	85
3°/ Protection des departs 30 kV.....	86
4°/ Réseau général de terre.....	87

CHAPITRE VIII: SERVICES AUXILIAIRES

I°/ Role des services auxiliaires.....	92
2°/ Schéma de l'unité des services auxiliaires....	93
3°/ Dimensionnement des batteries.....	94
Conclusion	97

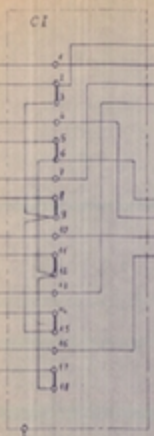
BIBLIOGRAPHIE

- Installations électriques à haute et basse tension
(A.MAUDUIT).
- Technologie de construction de postes à haute tension
(SIDLER).
- Technique de l'ingénieur (tome III).
- Revues spéciales (BROWN BOVERI).
- Revue générale de l'électricité (fevrier 77, avril 70).
- Catalogue " fils et cables ".
- Cahiers de charge (SONELGAZ).
- Notes de cours 22I de M^r KWIATKOWSKI.
- Projets de fin d'études.



3 TC 175-350/5-5
40VA c10,5
40VA 5P20

COFFRET INTENSITES



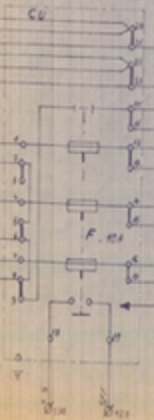
VERS FEUILLE N°2
[MESURES]

VERS FEUILLE N°3
[PROTECTIONS]

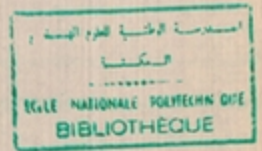
VERS FEUILLE N°2
[MESURES]

VERS FEUILLE N°3
[PROTECTIONS]

COFFRET TENSIONS

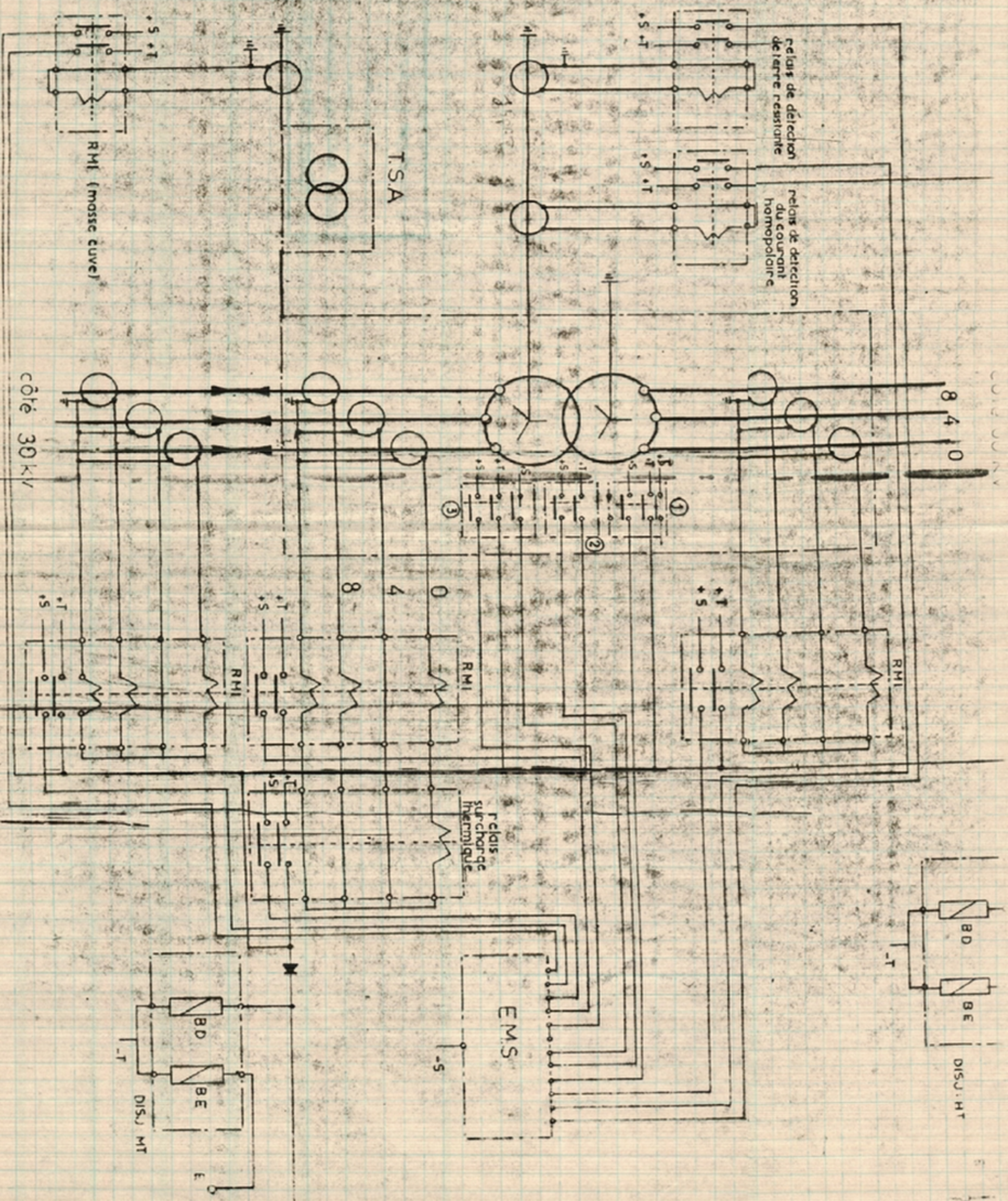


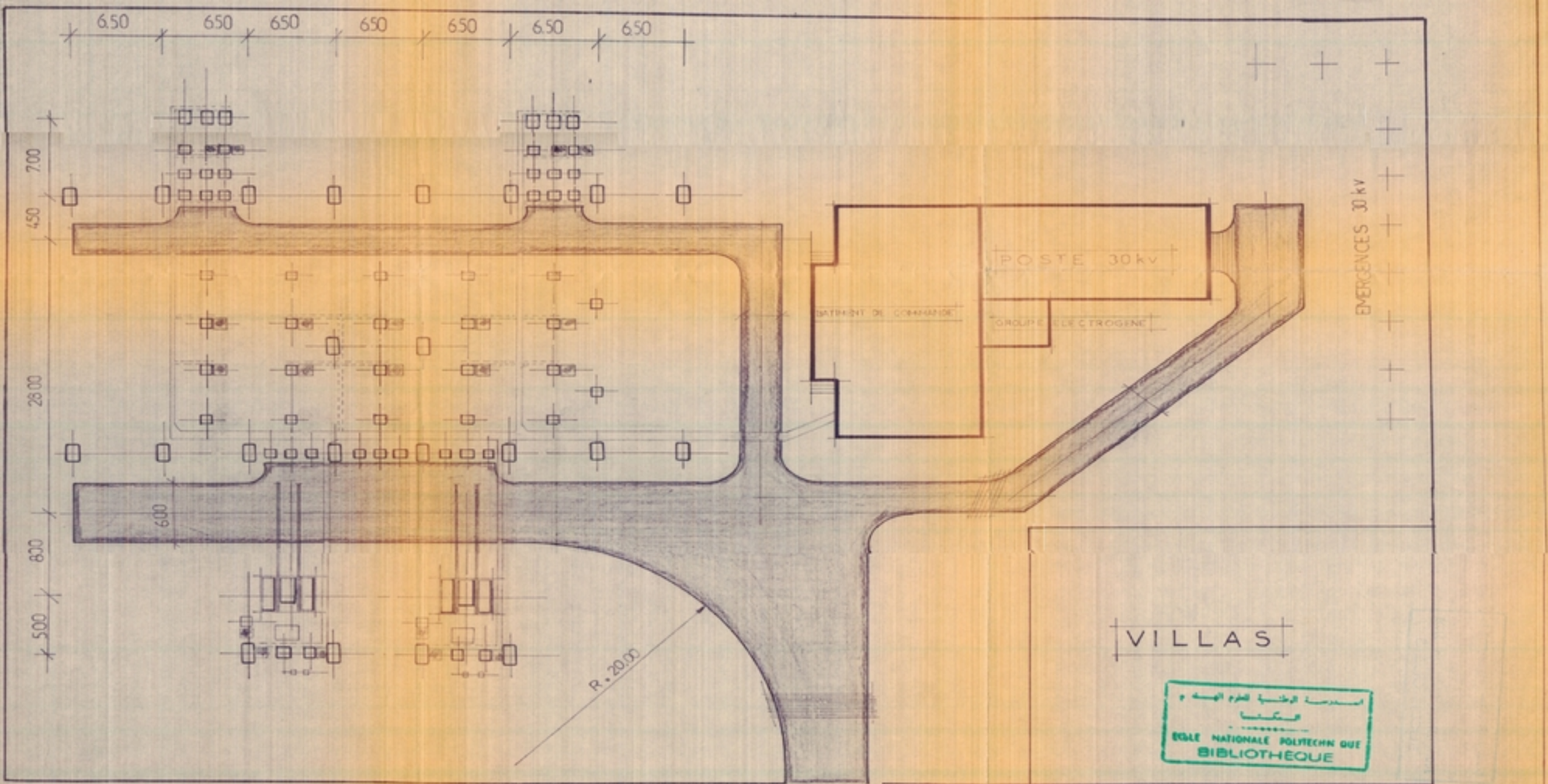
Contact de Armant
lors d'une fusion
ou manœuvre forcée



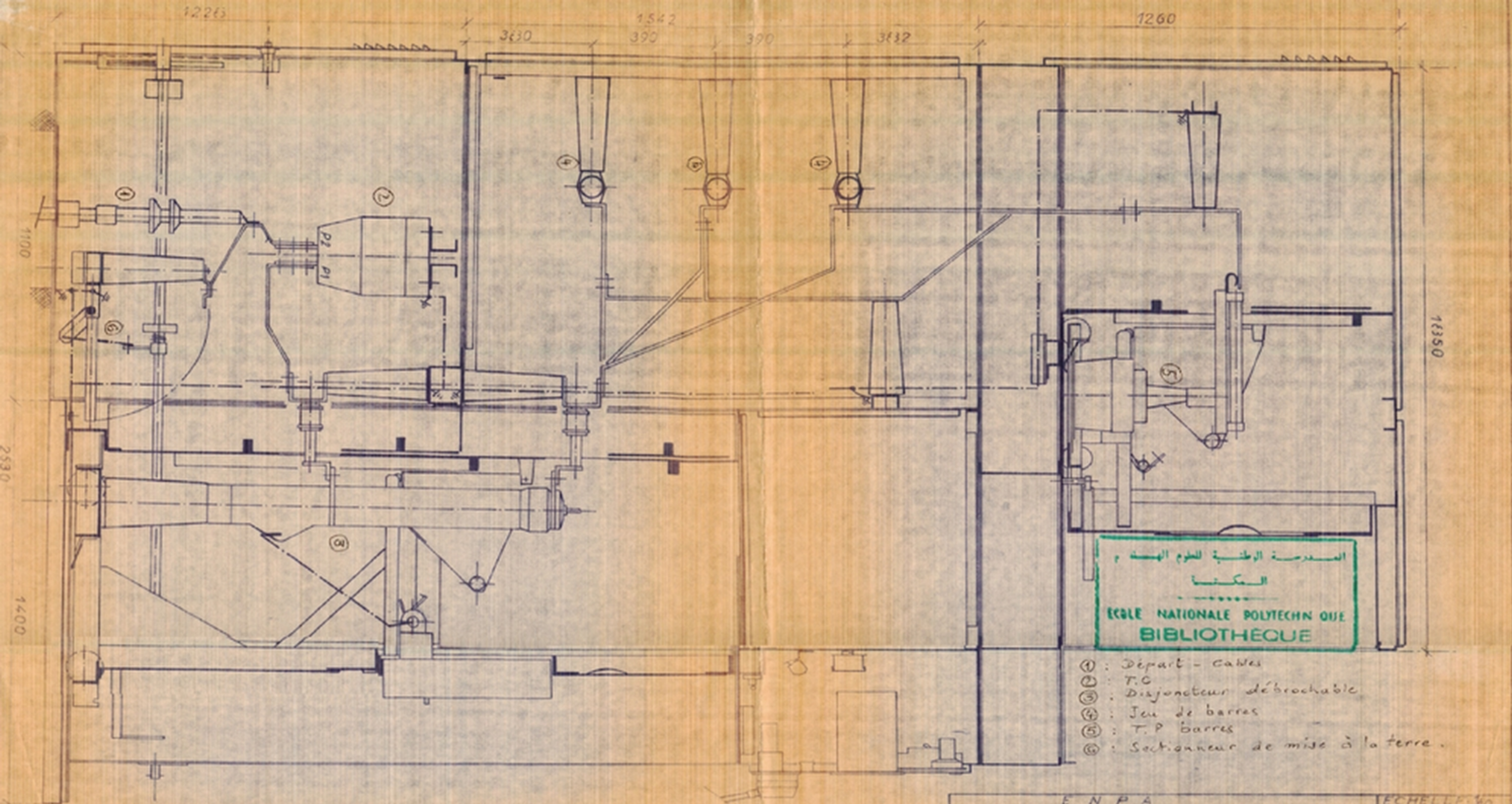
	ENPA	N° 1
PRESENTE PAR	TITRE	PROMOTEUR
KHAN ET NEZLI	DEVELOPPE ALTERNATIF DE TRANCHE : TC.TP	KMATKOWSKI
JUIN 1972		N° 9

SCHEMA DE PRINCIPE DE PROTECTION DU TRANSFORMATEUR

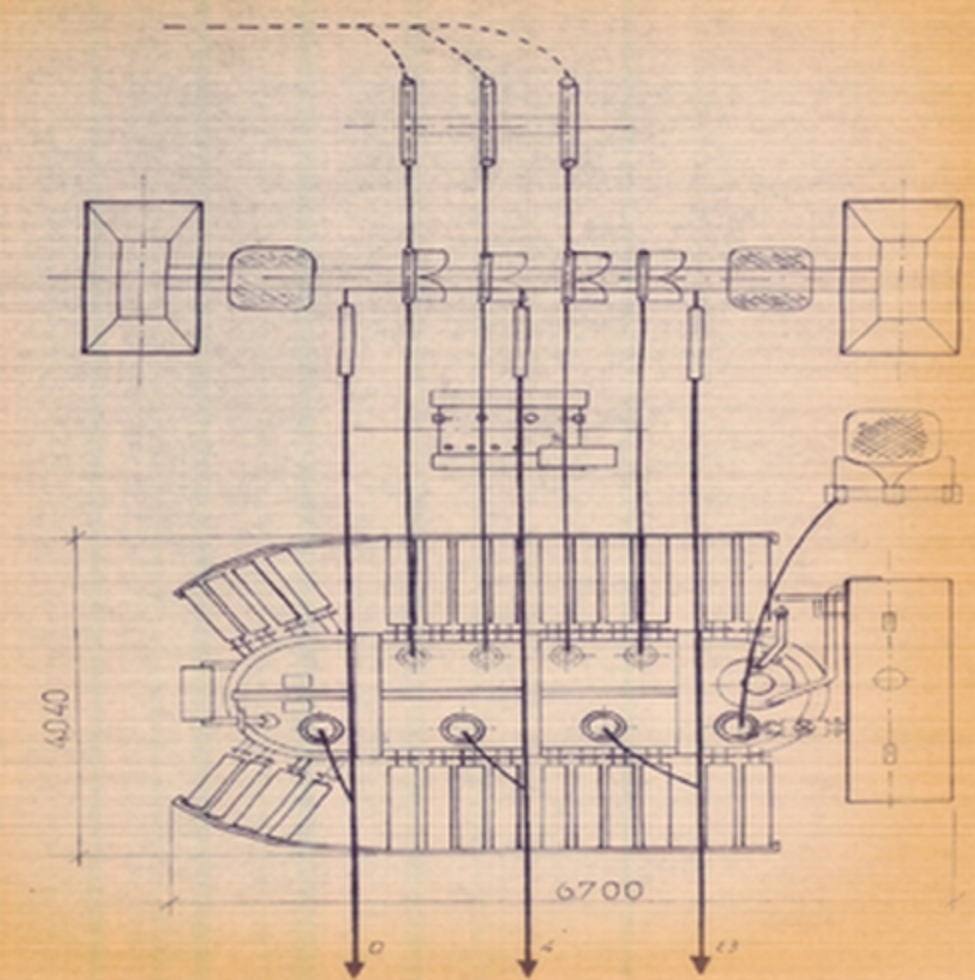
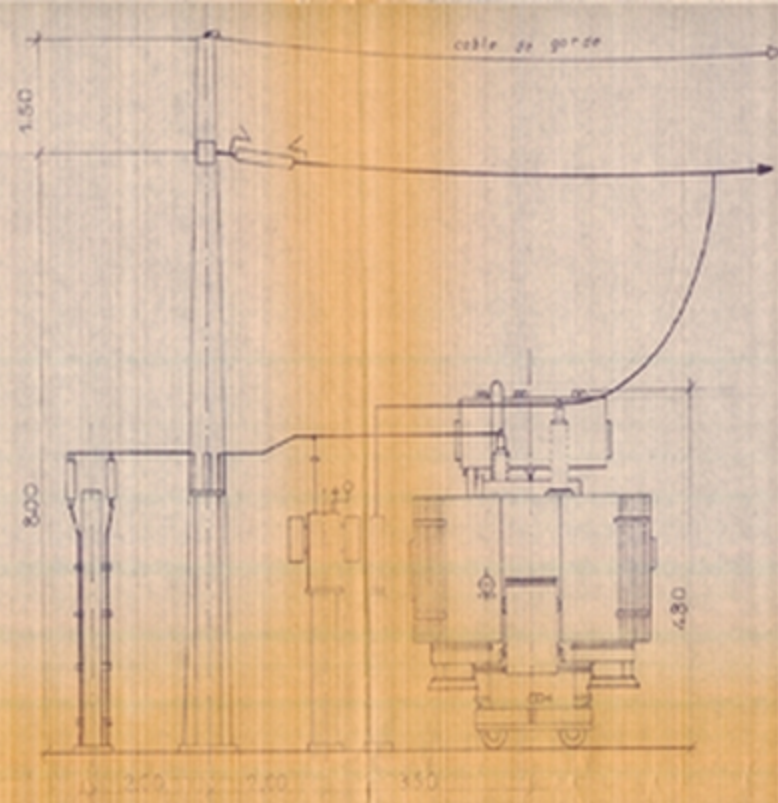
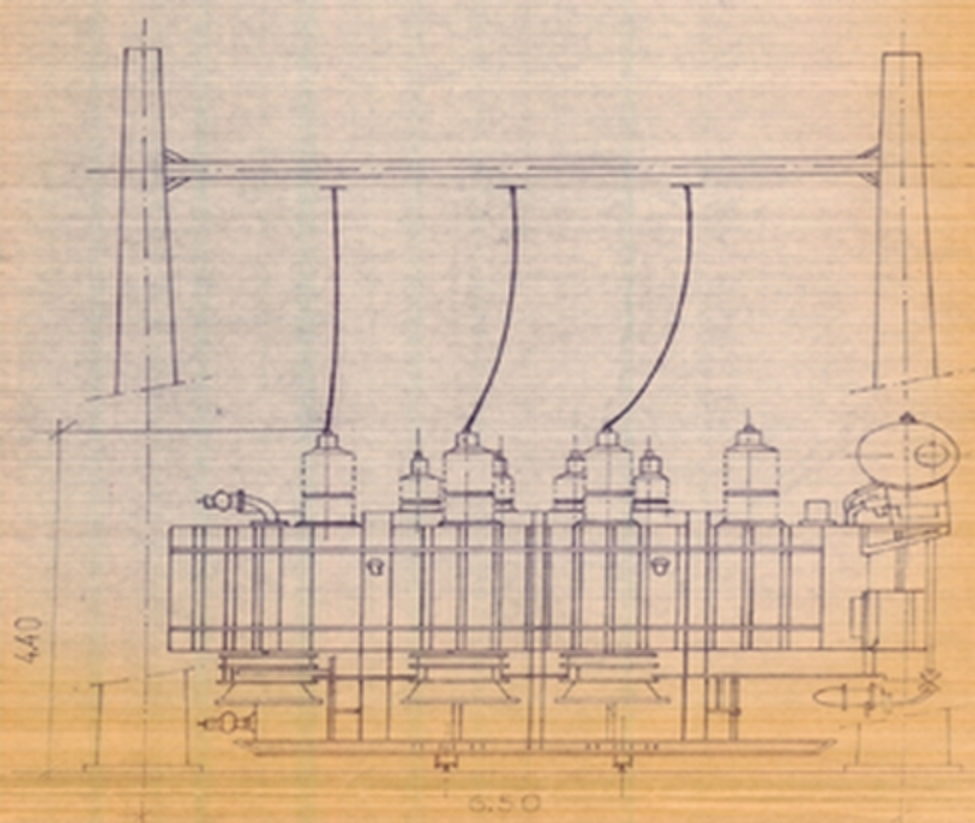




PRESENTE PAR	ENPA	ECHELLE 1/200
NEZLI	TITRE	PROMOTEUR
ET	PLAN GENE CIVIL	KWIATKOWSKI
KHAN	DU POSTE 60/30 KV	N° 8
JUIN 52		

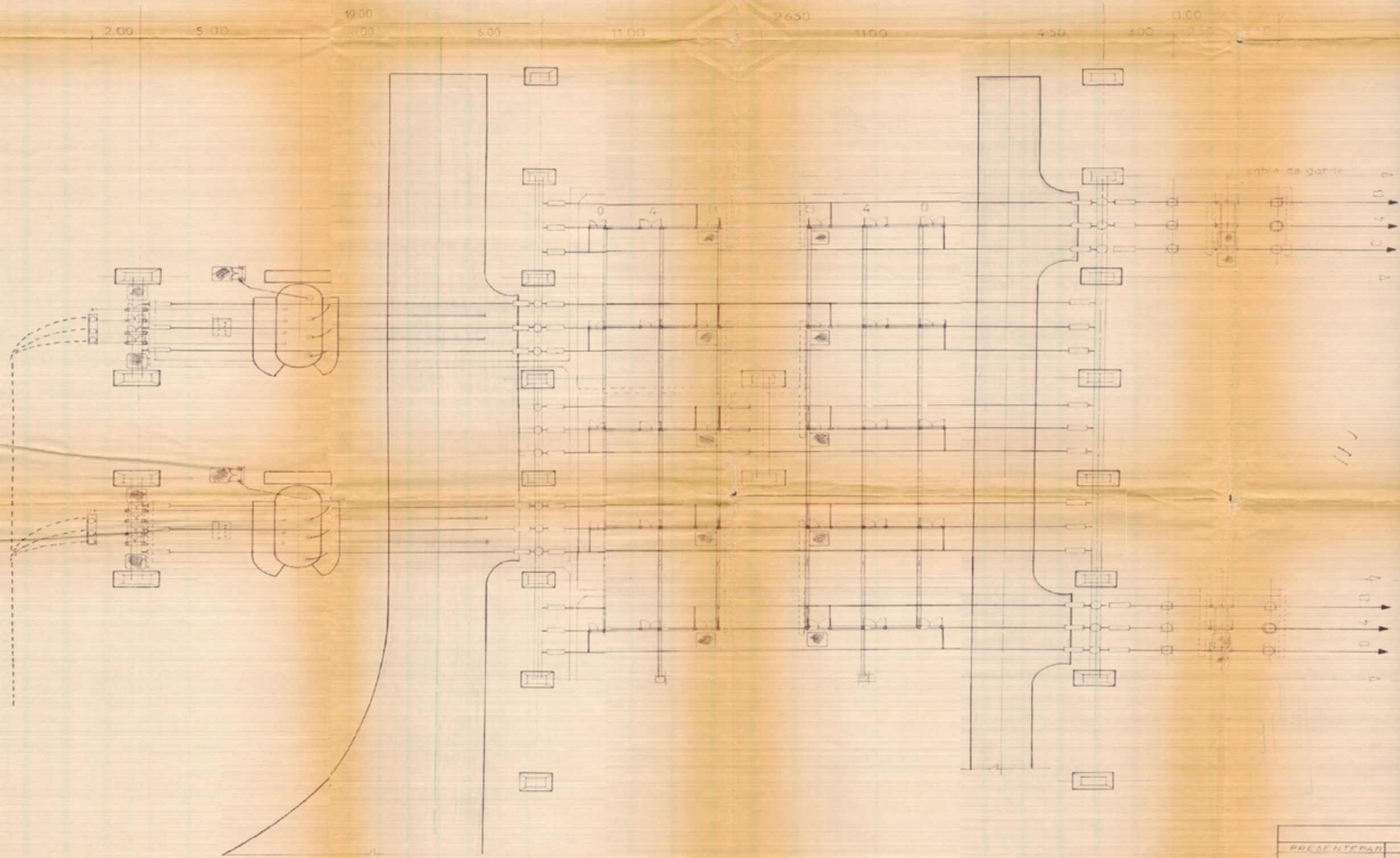


E N P A		ECHELLE: 1/50
PRÉSENTÉ PAR	Y I Y R B	PROMOTEUR
NEZEL	CELLULE DÉPART	KWIATKOWSKI
KHAN	AVEC	
JUIN 1972	POTENTIEL 19 BARRES	N° 1/



مكتبة تقنية علوم الهندسة
 ليبيا
 مكتبة
 EYLE NATIONALE SCIENTIFIQUE DES
 BIBLIOTHEQUE

E.N.P.A		ECHELLE 1/50
PRESENTE PAR	TITRE	PROMOTEUR
NEZLI ET KHAN	INSTALLATION DU TRANSFORMATEUR 60/30 kv	KWATKOWSKI
JUIN 82		N° 6



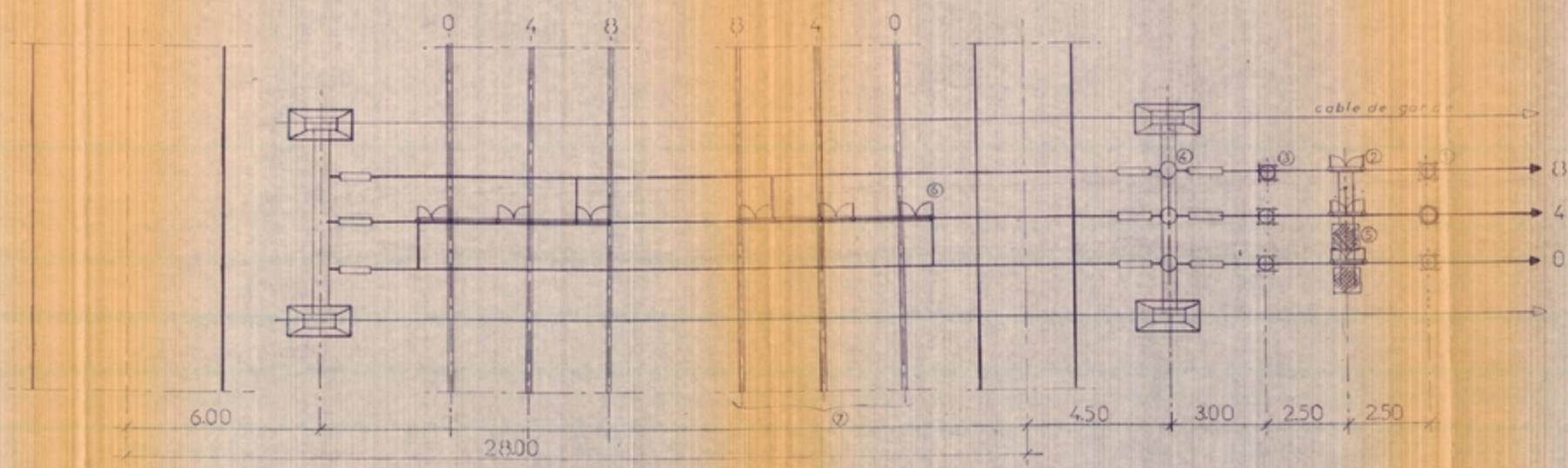
TRAVEES DEPART TR 1 TR 2 DEPART

6.50 6.50 6.50 6.50

المدرسة الوطنية للعلوم الهندسية
 المكتبة
 ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
 BIBLIOTHEQUE

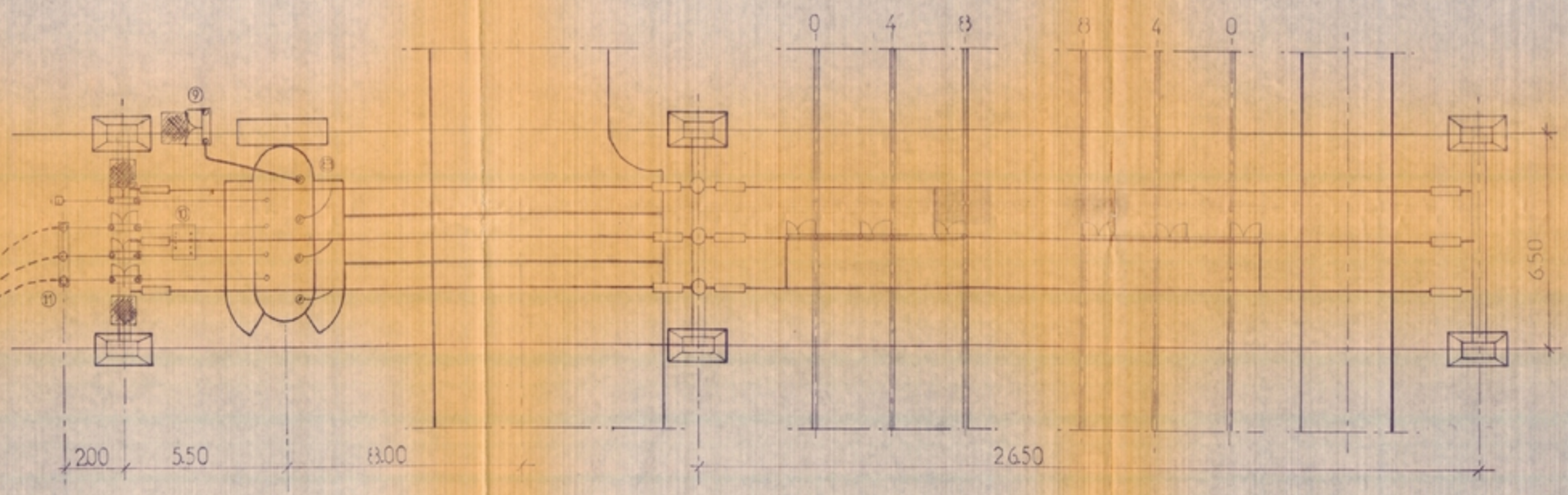
PRESENTÉ PAR	ENPA	ECHELLE 1/100
KHAN ET NEZLI	TITRE	PROMOTEUR
juin 1912	VUE EN PLAN DES EQUIPEMENTS ELECTRIQUES DU POSTE 60 KV	KWIATKOWSKI
		N° 5

PLAN TRAVEE LIGNE

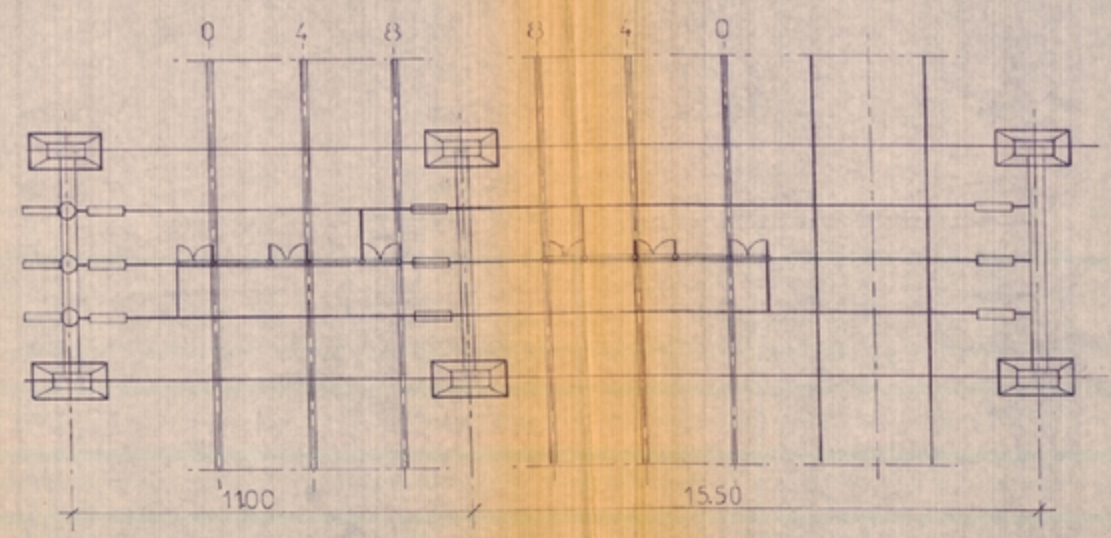


- ① TP ligne.
- ② sectionneur.
- ③ TC ligne.
- ④ disjoncteur.
- ⑤ cailleboti.
- ⑥ sectionneur de barres.
- ⑦ jeu de barres
- ⑧ transformateur de puissance
- ⑨ sectionneur de neutre
- ⑩ TSA
- ⑪ boite à cables

PLAN TRAVEE TRANSFORMATEUR



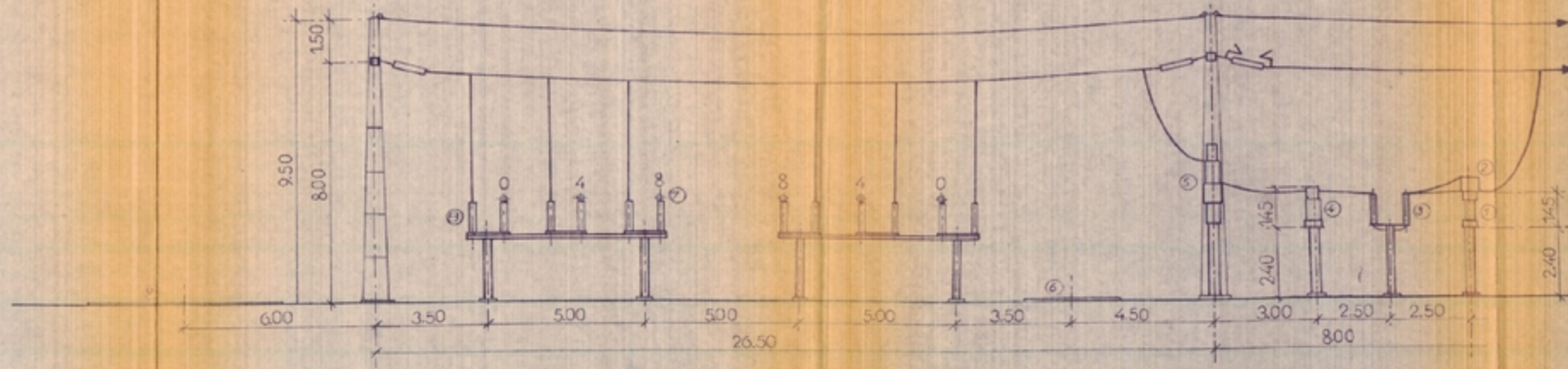
PLAN TRAVEE COUPLAGE



المدرسة الوطنية للعلوم الهندسية
 ليبيا
 ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
 BIBLIOTHEQUE

ENPA		ECHELLE: 1/100
PRESENTE PAR	TITRE	PROMOTEUR
KHAN ET NEZLI	PLANS DES TRAVEES	KWIATKOWSKI
JUN 82	DU POSTE 60KV	N° 4

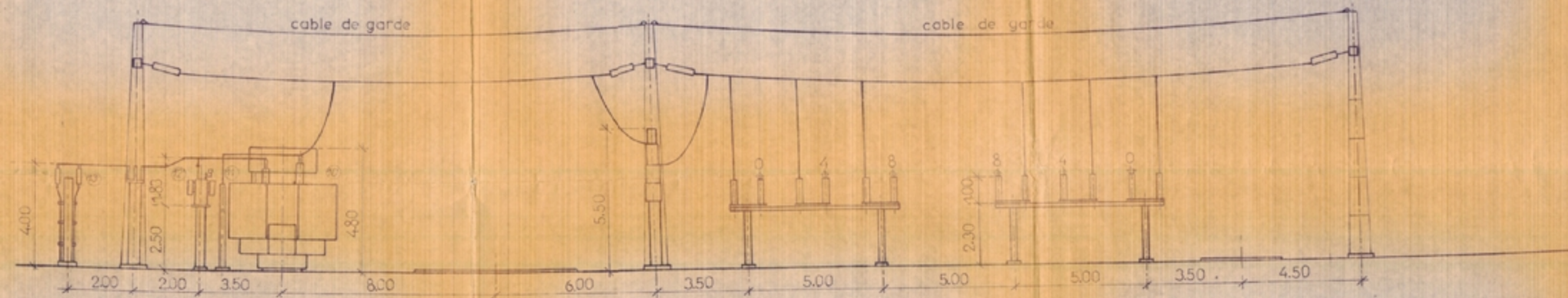
COUPE TRAVEE LIGNE



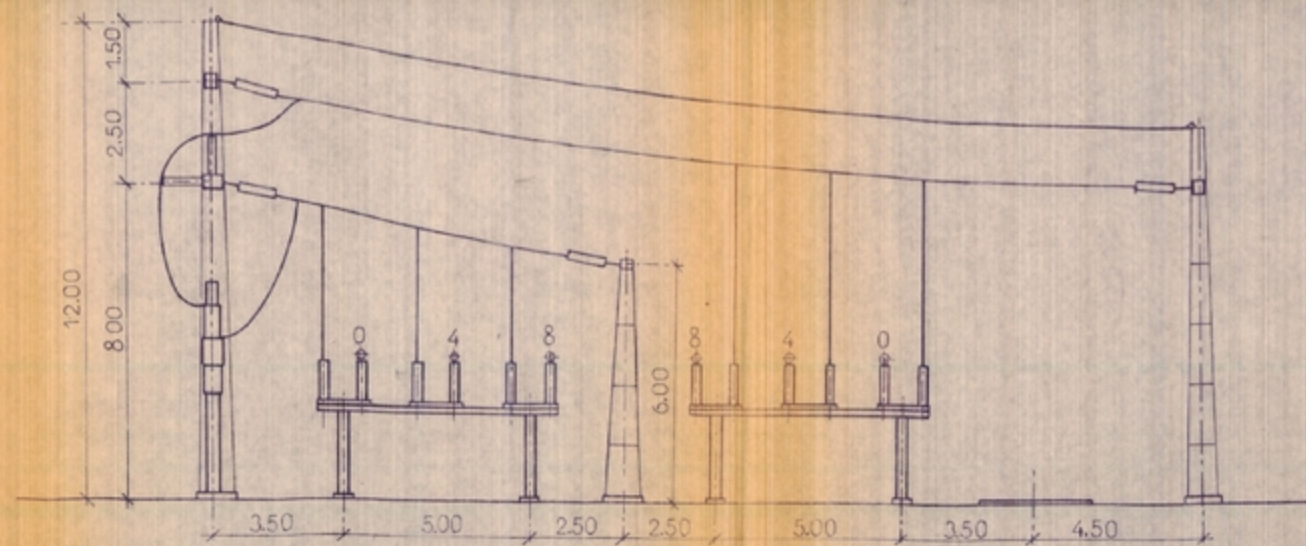
Légende

- ① TP ligne
- ② circuit bouchon
- ③ sectionneur de ligne
- ④ TC ligne
- ⑤ disjoncteur
- ⑥ chaussée légère
- ⑦ jeu de barre sur sectionneur
- ⑧ sectionneur de barre
- ⑨ chaussée lourde
- ⑩ transformateur de puissance
- ⑪ sectionneur de neutre
- ⑫ TSA
- ⑬ boîte à cable

COUPE TRAVEE TRANSFORMATEUR

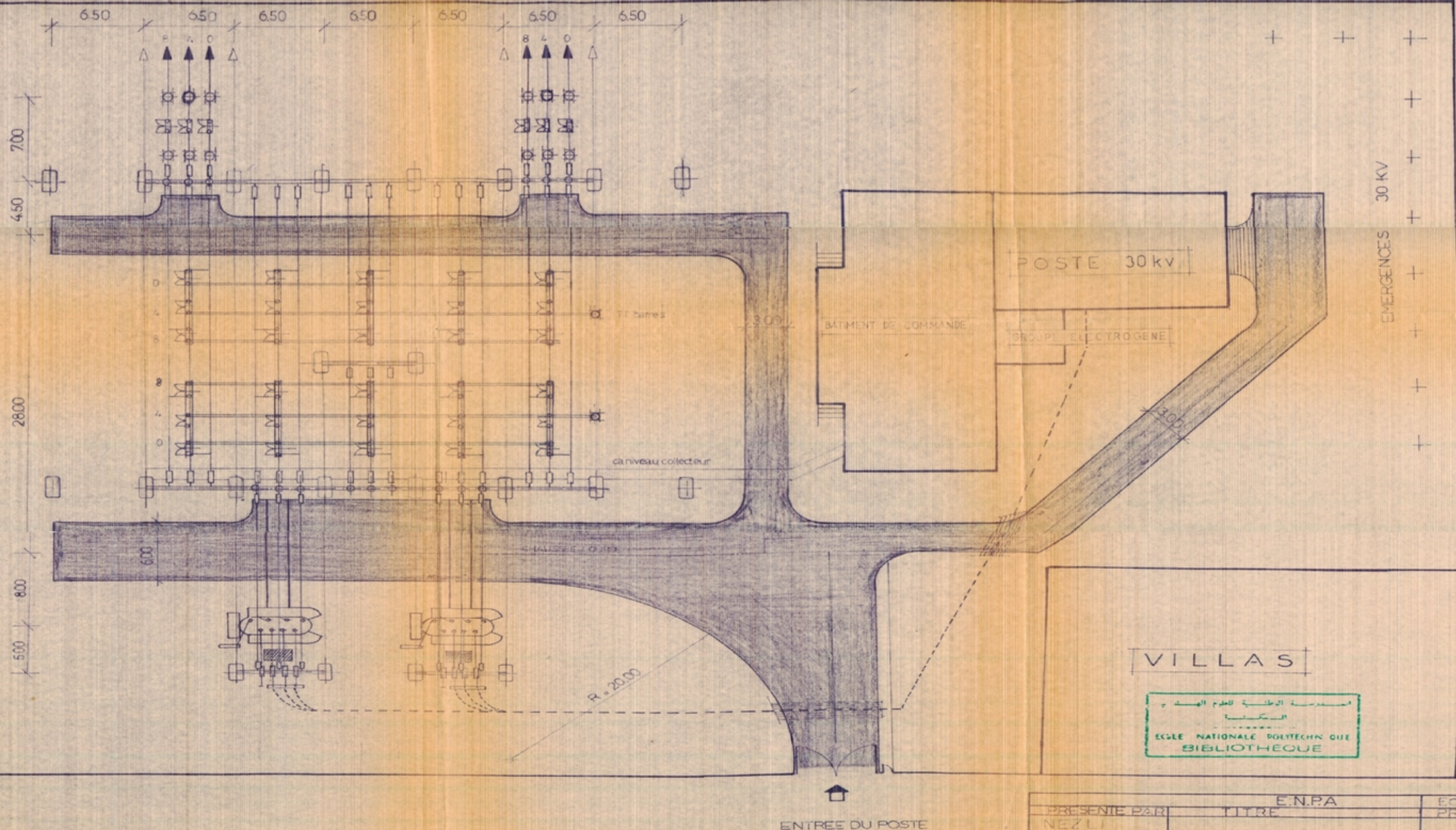


COUPE TRAVEE COUPLAGE

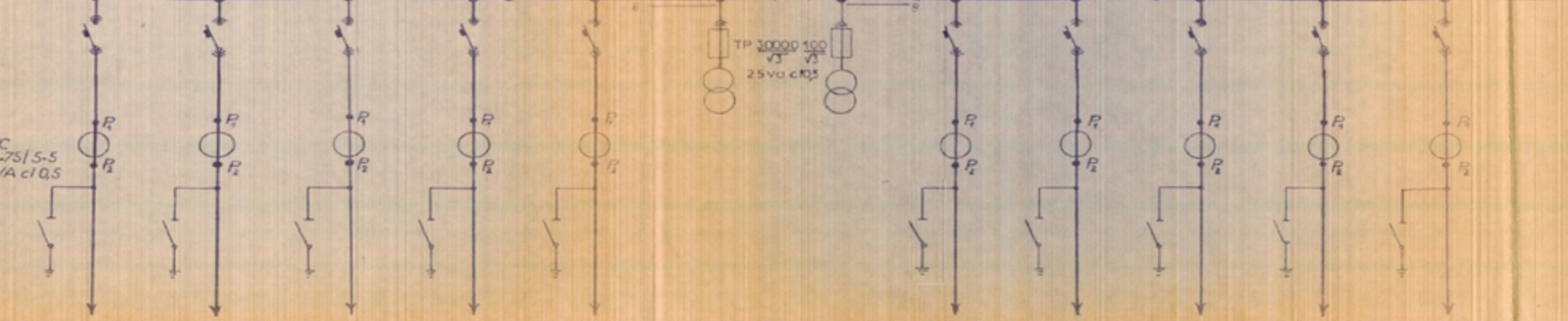
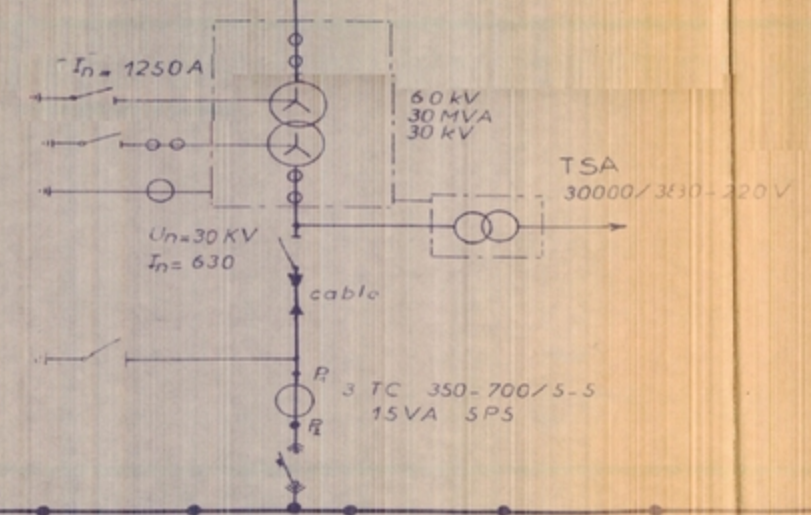
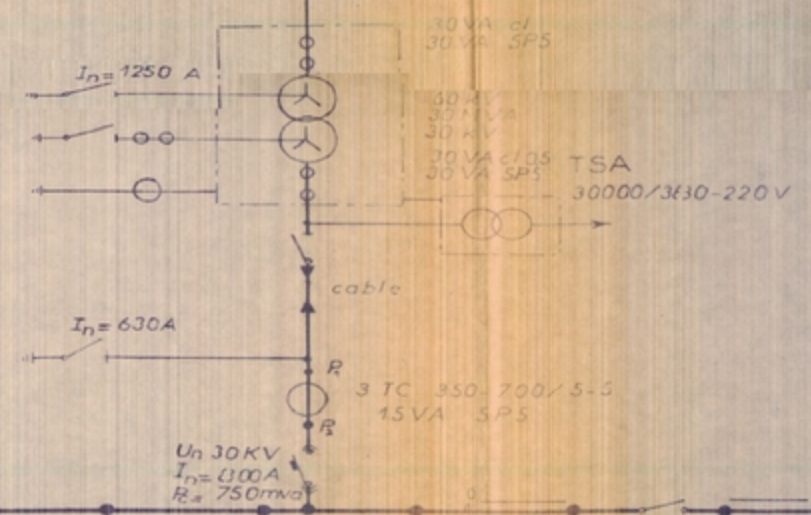
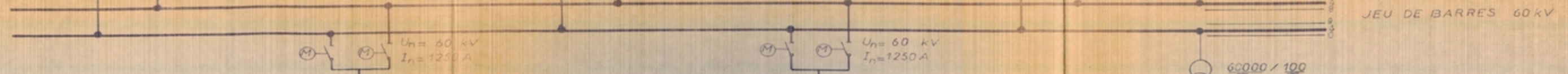
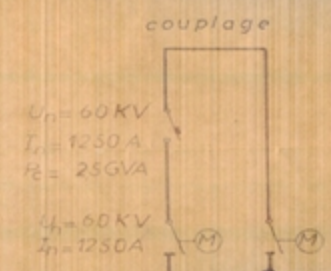
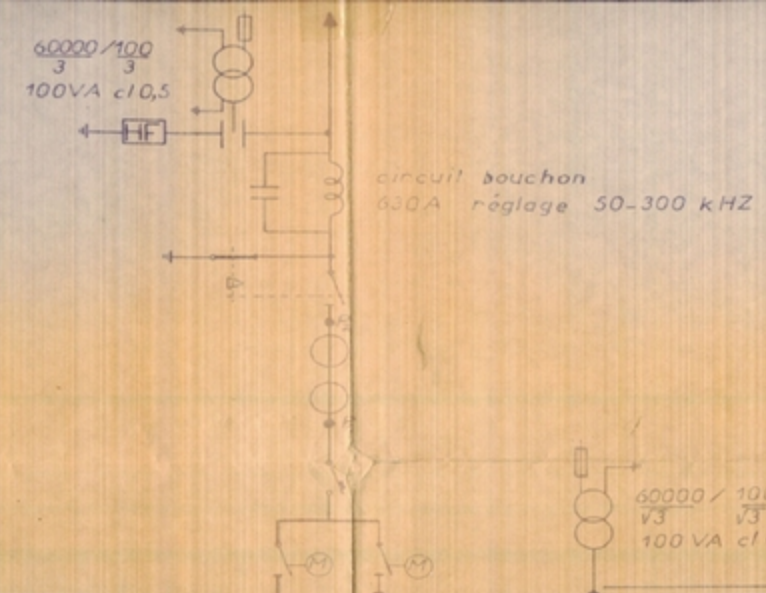
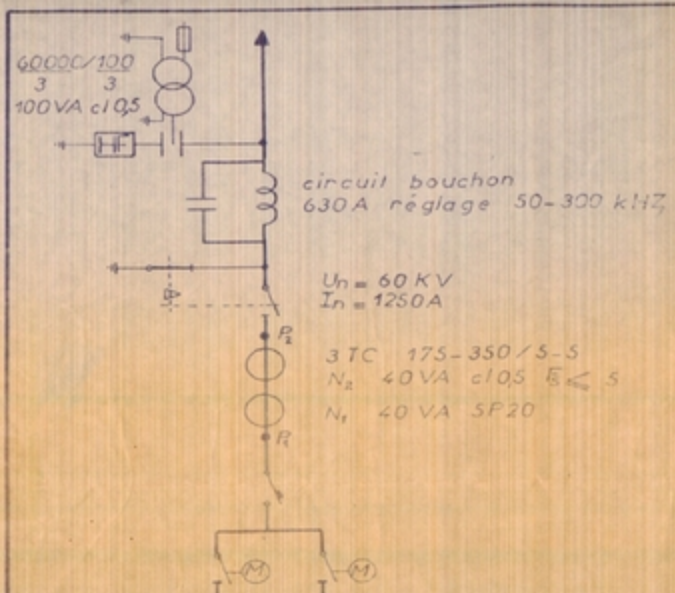


المدرسة الوطنية للعلوم الهندسية
البيضاء
Ecole Nationale Polytechnique
BIBLIOTHEQUE

ENPA		ECHELLE: 1/100
PRESENTE PAR	TITRE	PROMOTEUR
KHAN ET NEZLI	COUPES DES TRAVEES DU POSTE 60KV	KWIATKOWSKI
JUN 82		N° 3

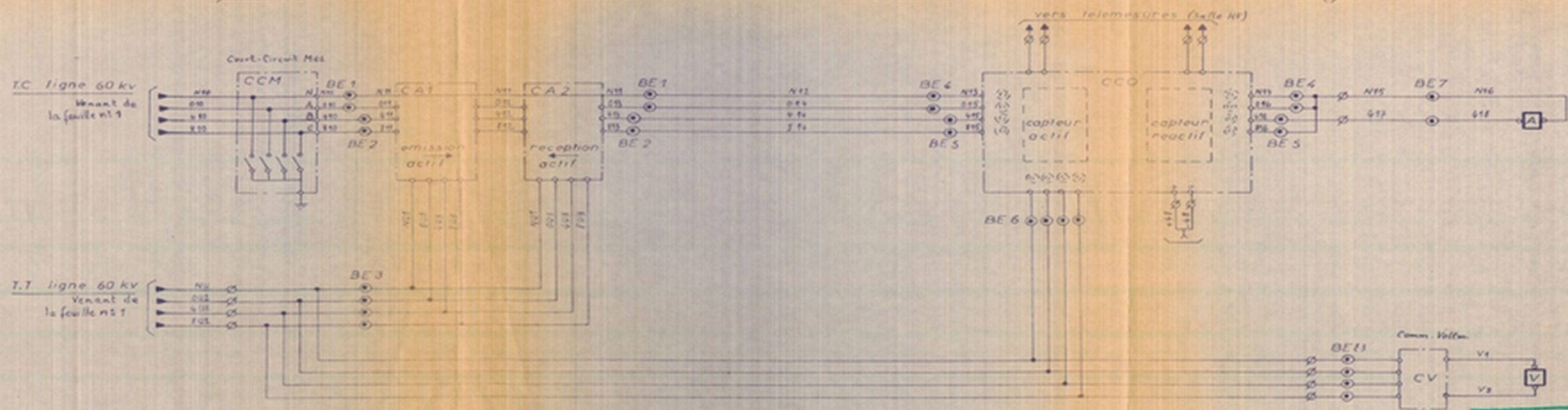


PRESENTE PAR	E.N.P.A	ECHELLE: 1/200
NEZLI	TITRE	PROMOTEUR
ET	PLAN DE MASSE	KWIATKOWSKI
KHAN	DU POSTE 60/30KV	N° 2
JUIN 32		



المعهد الوطني للعلوم والتقنية
مكتبة
1999
مكتبة
الجامعة الوطنية للتكنولوجيا
BIBLIOTHEQUE

ENPA		
PRESENTE PAR	TITRE	PROMOTEUR
NEZLI ET KHAN	SCHEMA UNIFILAIRE DU POSTE 60/30 kV	KWIATKOWSKI
JUN 52		N° 1

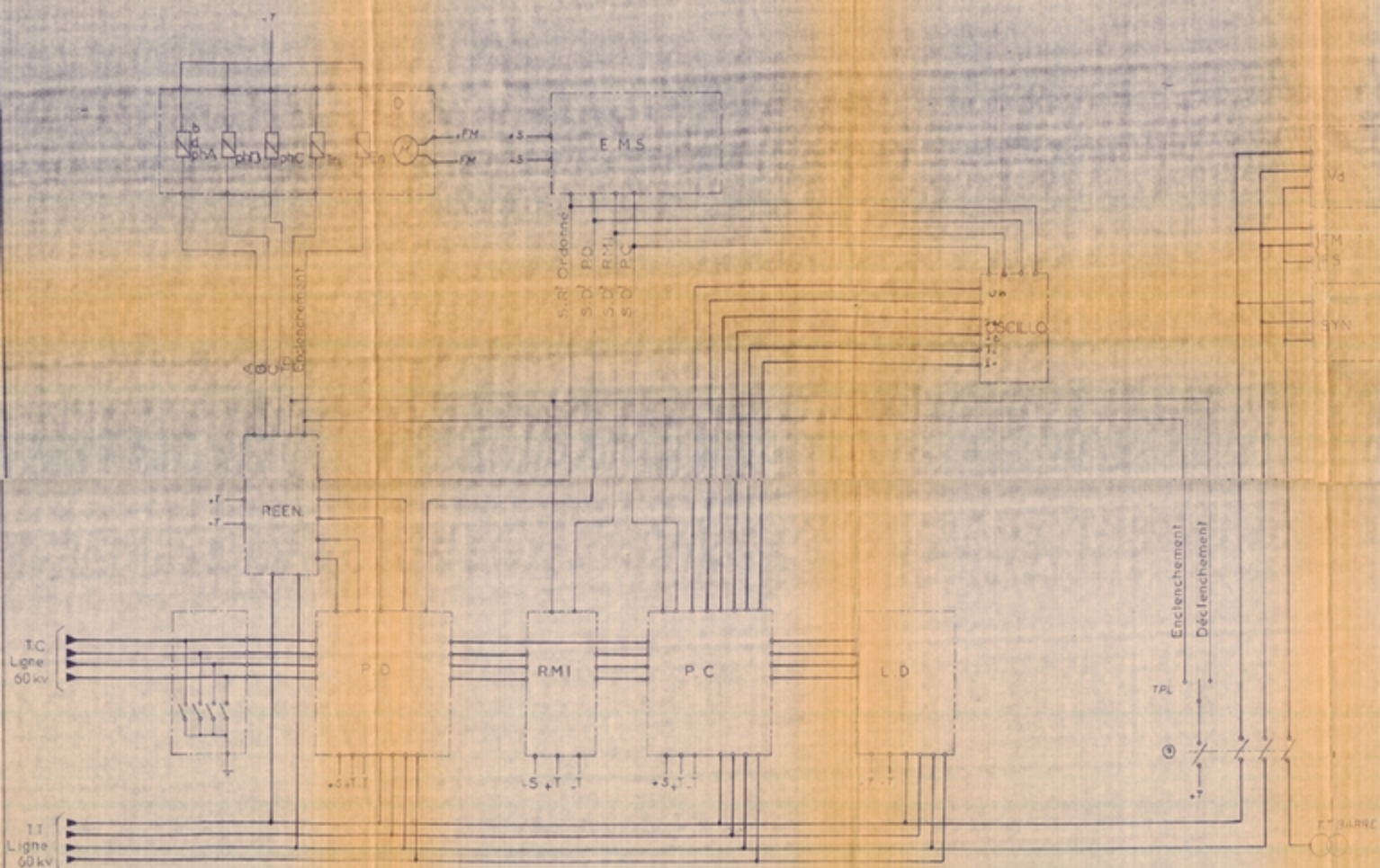


مدرسة الوطنية للعلوم الهندسية
 ليبيا
 المعهد الوطني للتكنولوجيا
 BIBLIOTHÈQUE

E.N.P.A		n° 2
PRESENTE PAR	TITRE	PROMOTEUR
NEZLI ET KHAN	DEVELOPPE ALTERNATIF DE LA TRANCHE: MESURES	KWIATKOWSKI
JUIN 82		N° 10

LEGENDE

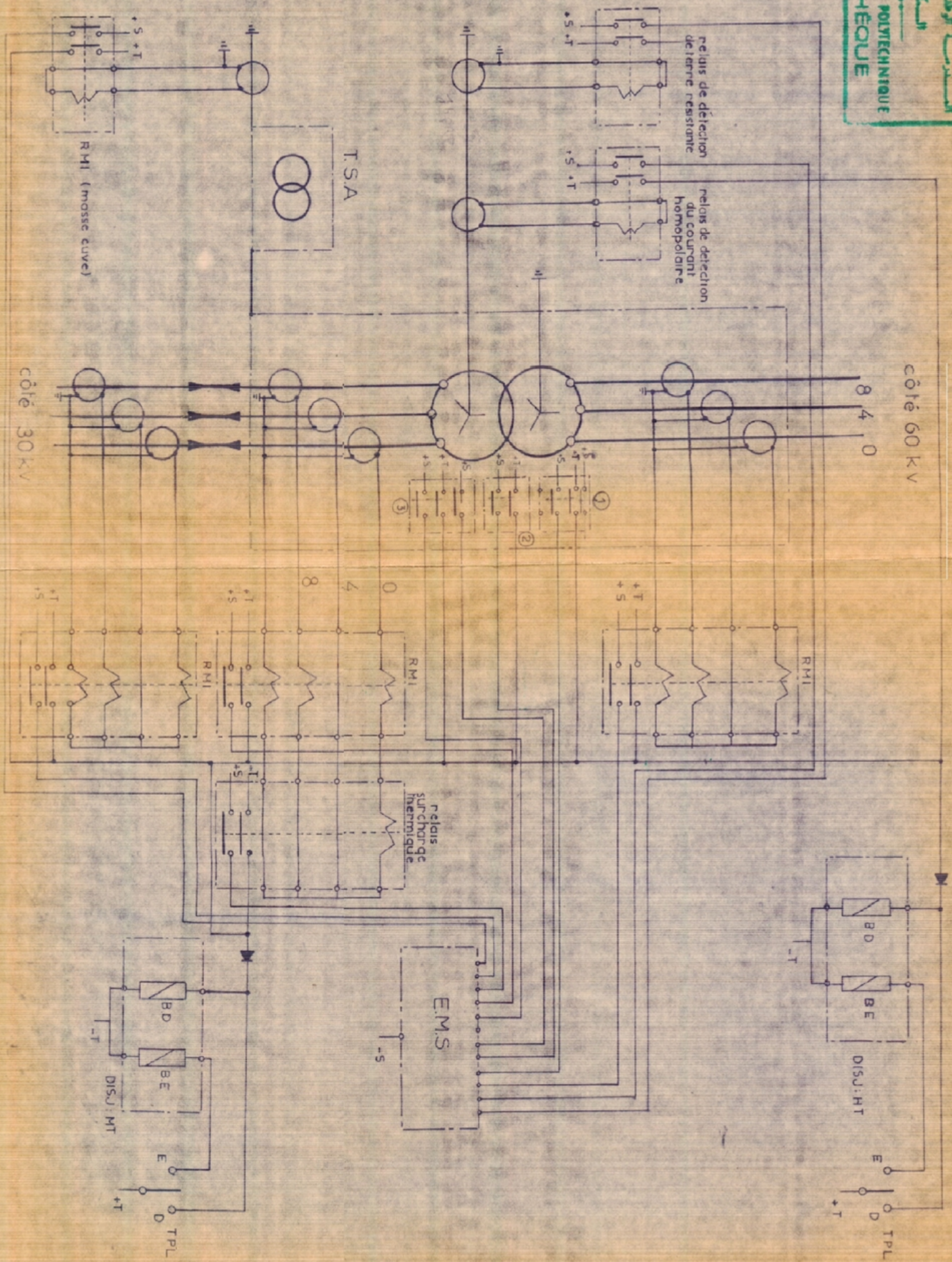
- PD : Protection de distance
- RMI : Relais de secours à max de I
- PG : Relais complémentaire
- L.D : Localisateur de défauts
- REEN : Réenclencheur
- D : Disjoncteur
- M : Moteur
- FM : Force motrice
- Vd : Voltmètre différentiel
- FS : Frequemètres
- SYN : Synchronoscope
- Oscilaperturbographe
- EMS : Enregistreur de manœuvre et de signalisation
- bd,phA : bobine de déclenchement de la phase A

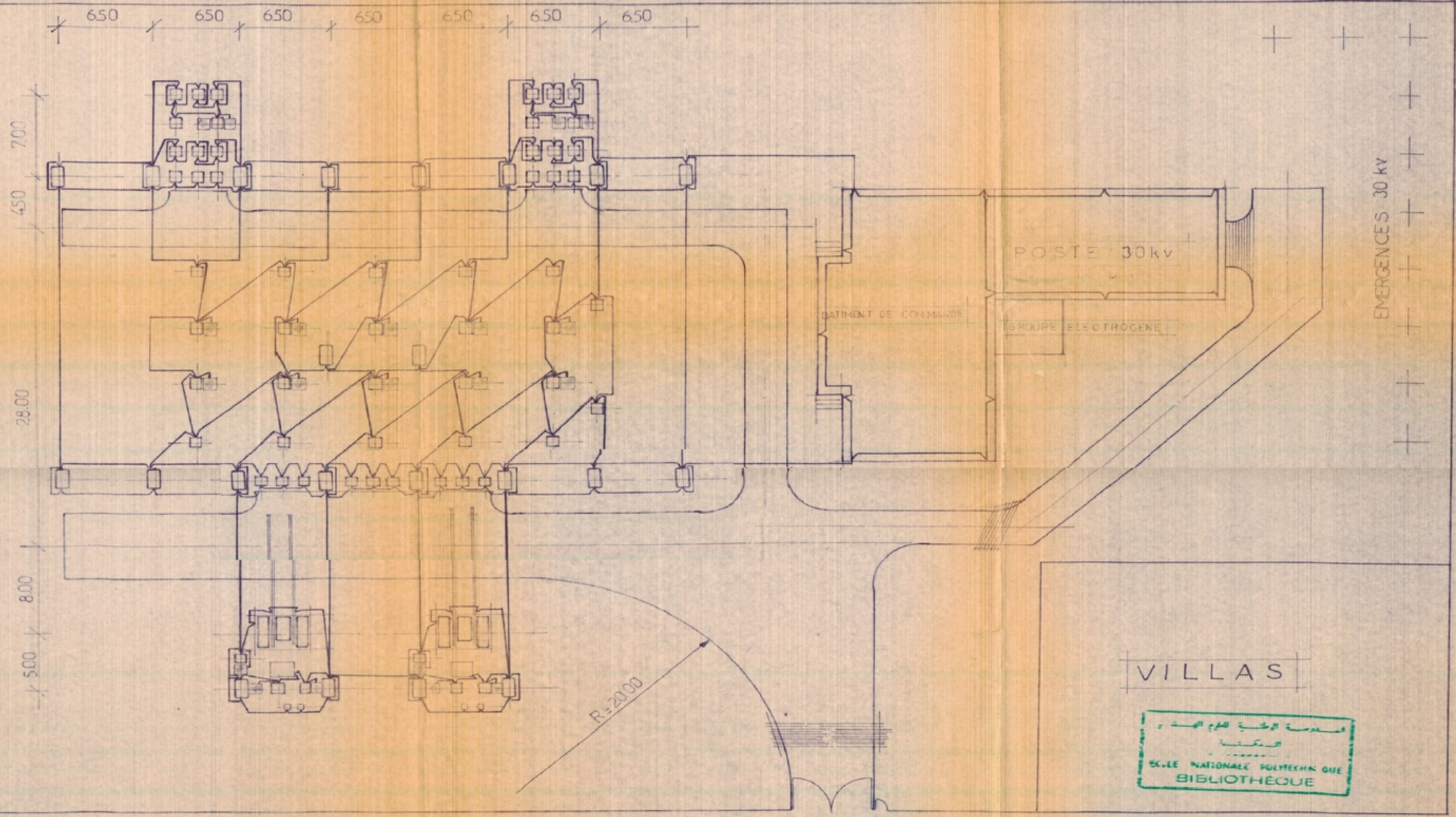


ENPA		nr. 3
PRESENTE PAR	TITRE	PROMOTEUR
NEZLI ET KHAN	SCHEMA DE PRINCIPE DE PROTECTION DE LA LIGNE 60 kv	KWIATKOWSK
JUIN 82		N° 11

SCHEMA DE PRINCIPE DE PROTECTION DU TRANSFORMATEUR

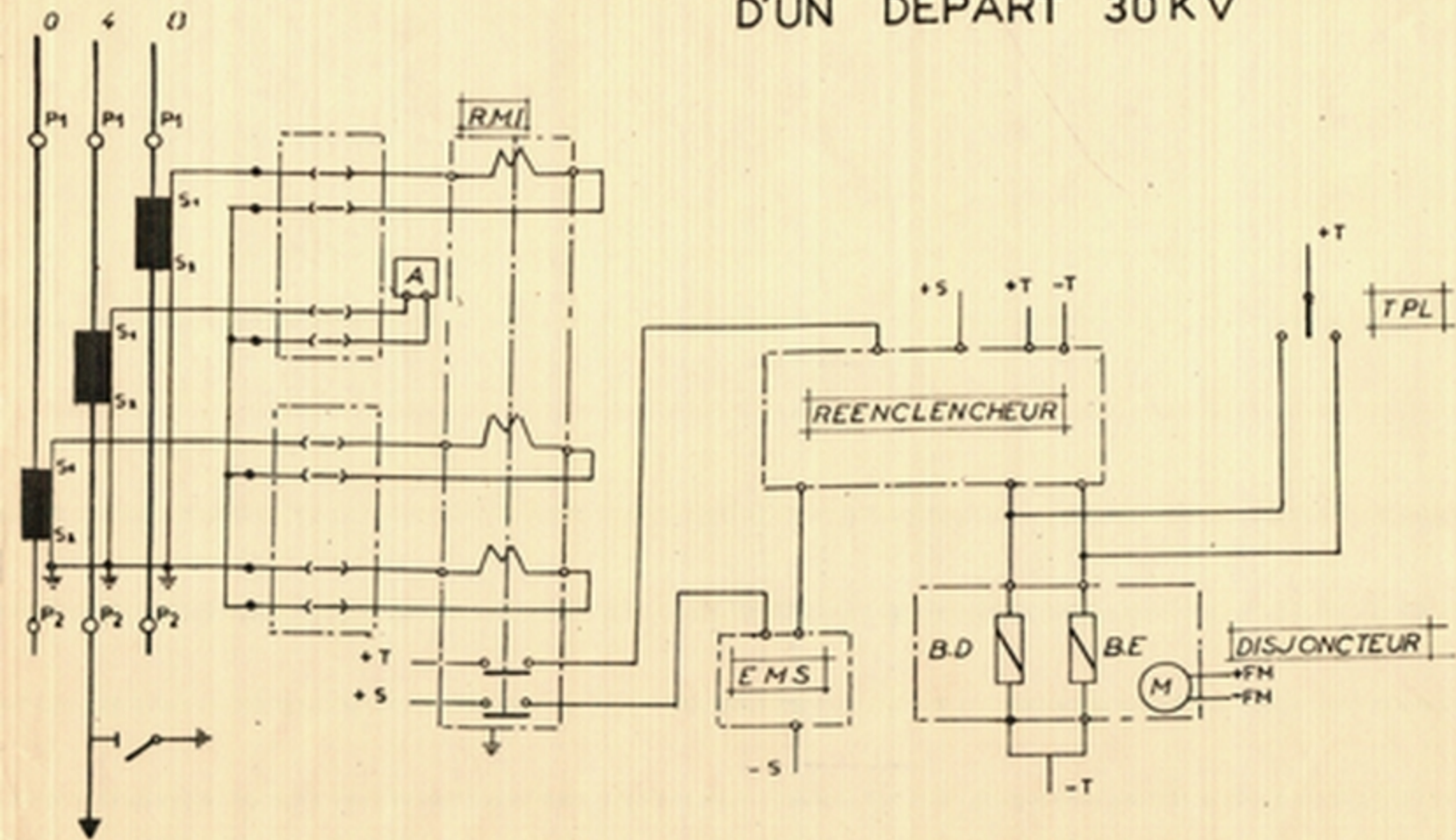
الجمهورية العربية السورية
 جامعة البعث
 كلية الوطنية للهندسة الكهربائية
 المكتبة
 ECLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
 BIBLIOTHÈQUE

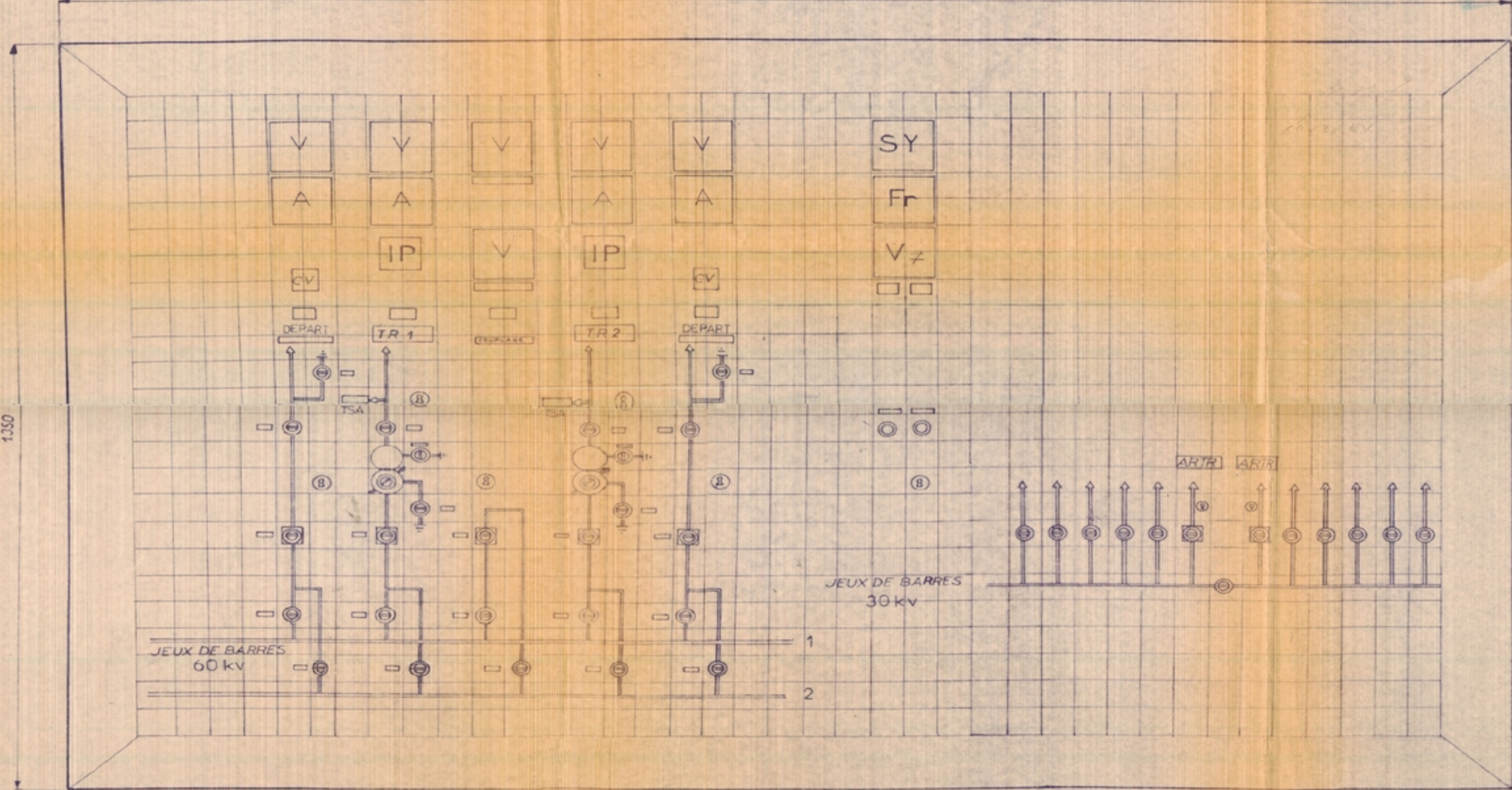




E.N.P.A		ECHELLE: 1/200 PROMOTEUR
PRESENTE PAR	TITRE	
KHAN ET NEZLI JUIN 82	RESEAU DE TERRE DU POSTE 60/30kv	KWIATKOWSKI N°13

SCHEMA DE PRINCIPE DE PROTECTION D'UN DEPART 30 KV

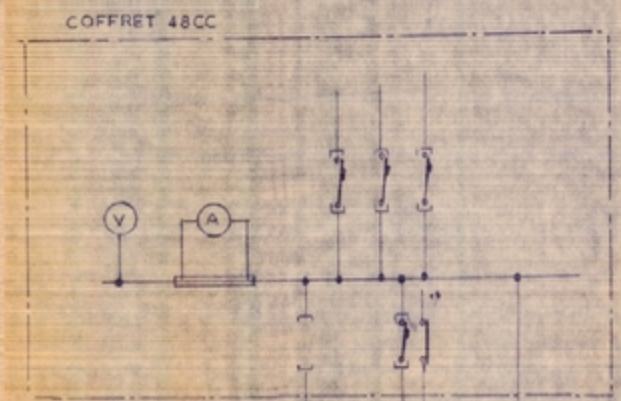
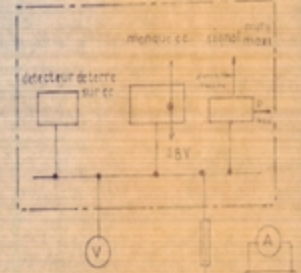
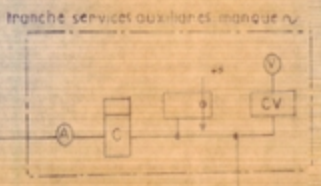
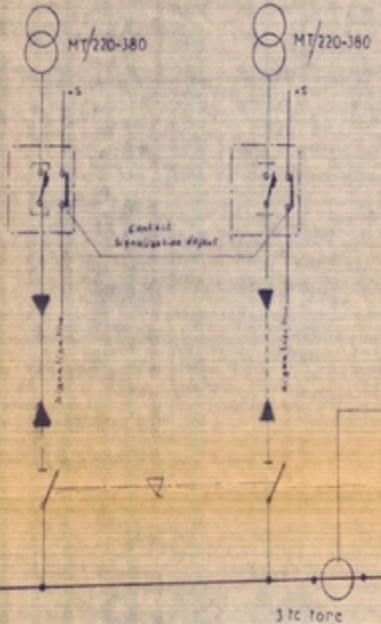




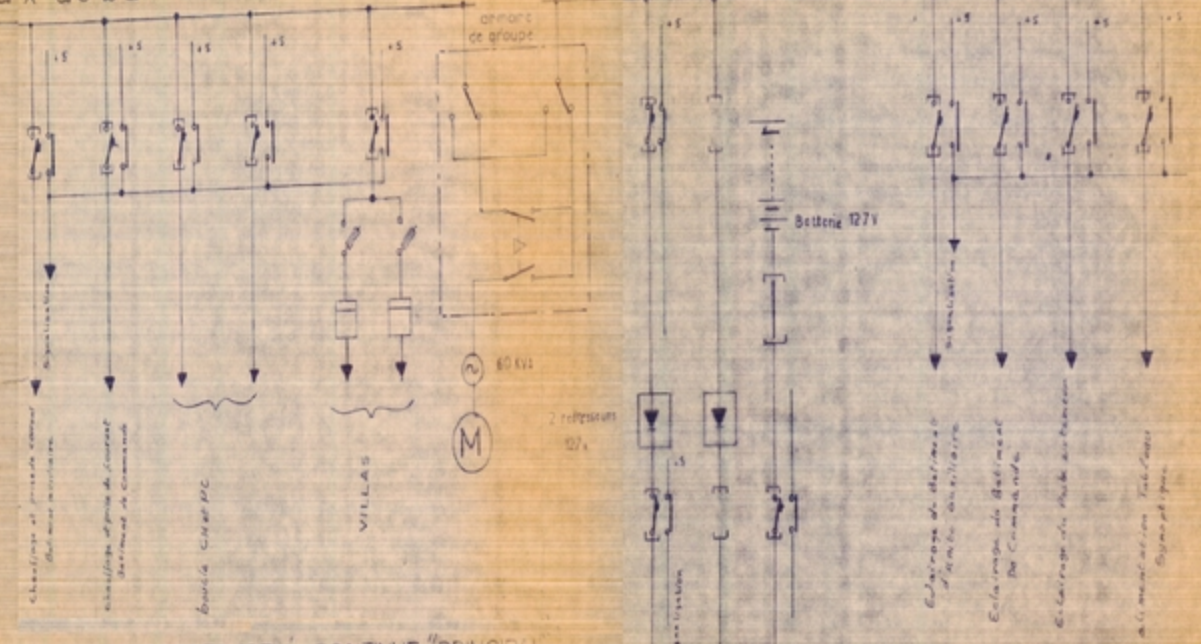
- A AMPEREMETRE
- CV COMMUTEUR DE VOLTMETRE
- V VOLTMETRE
- Vz VOLTMETRE DIFFERENTIEL
- FR FREQUENCOMETRE
- SY SYNCHRONOSCOPE
- IP INDICATEUR DE POSITION du requeur
- ⊕ IP DU SECT
- Ⓛ SERRURE

المعهد الوطني للعلوم والتقنية
 الوطنية
 مملكة المغربية
 BUREAU NATIONAL TECHNIQUE
 BIBLIOTHÈQUE

ENPA		Echelle: V5
PRESENTE PAR	TITRE	PROMOTEUR
NEZLI ET KHAN	VUE AVANT DU TABLEAU DE COMMANDE POSTE 60 kv ET 30 kv	KWIATKOWSKI
année : 81/82		N°14



Jeux de barres alternatif 380-220 (RESEAU) (secouru)



JEUX DE BARRES 127V CONTINUE PRINCIPAL



presenté par	E.N.P.A Titre	promoteur
KHAN ET NEZLI	SCHEMA UNIFILAIRE DES SERVICES AUXILIAIRES ALTERNATIF 220/380v et CONTINU 127ver48v	K'WIATKOVSKI
JUIN 82		N° 15