

9/81

U.S.T.H.B

lea

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

DEPARTEMENT D'ELECTRONIQUE ET D'ELECTROTECHNIQUE

PROJET DE FIN D'ETUDES

المدرسة الوطنية للعلوم الهندسية
المكتبة

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
BIBLIOTHÈQUE

ANALYSE DE LA TRANSMISSION D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE LA REGULATION DE TENSION ET DE LA MISE A LA
TERRE DU NEUTRE DANS UN SYSTEME DE RESEAU A
110 KV.

المدرسة الوطنية للعلوم الهندسية
المكتبة
ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
BIBLIOTHÈQUE

PROPOSE PAR :

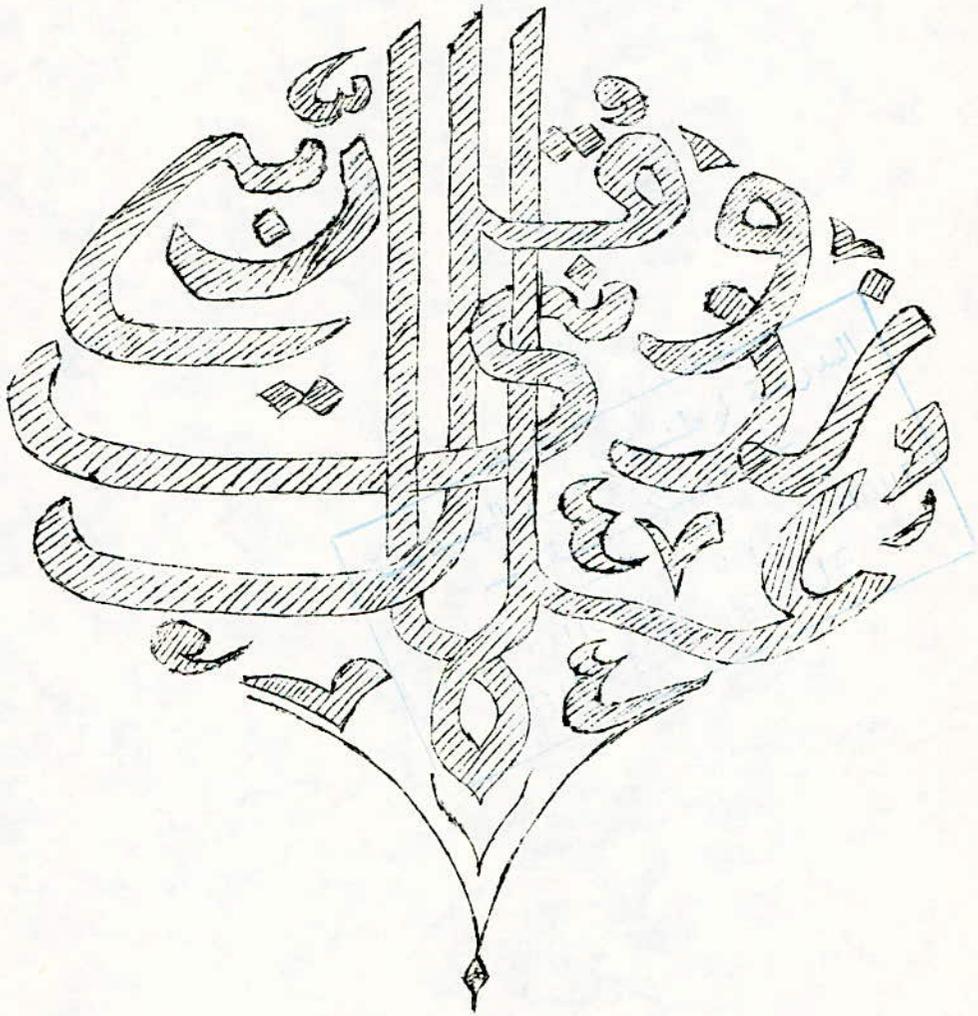
— W. MICHALAK
— (U.S.T.H.B.)

ETUDE REALISEE PAR :

— S. ZERROUK
— S. SAHRAOUI

الدرسة الوطنية للعلوم الهندسية
— الخفيفة —
ÉCOLE NATIONALE SUPÉRIEURE
TECHNIQUE
BIBLIOTHÈQUE

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



صهراق الله العظيم

-o-) E D I C A C E S -o-

-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*

) M E S P A R E N T S

) M E S F R E R E S E T S O E U R S

) M A F E M M E E T M E S T R O I S E N F A N T S

SAID ZERROUK
=====

) M E S P A R E N T S

) M E S F R E R E S E T S O E U R S

EN PARTICULIER A) H M E D

Saad SAHRAOUI
=====

-ooOoo-

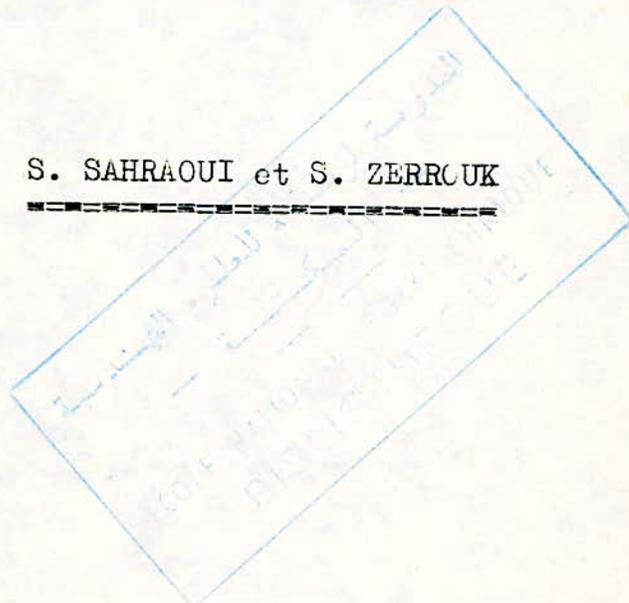
-o-  E M E R C I E M E N T S -o-
oOo-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*oOo

NOUS REMERCIONS

NOUS EXPRIMONS NOS PLUS VIFS REMERCIEMENTS
ET NOTRE SINCERE RECONNAISSANCE A NOTRE PRO-
MOTEUR MONSIEUR MICHALAK POUR SON AIDE PRE-
CIEUSE.

NOUS REMERCIONS EGALEMENT TOUS LES PROFES-
SEURS QUI ONT CONTRIBUE A NOTRE FORMATION.

S. SAHRAOUI et S. ZERROUK
=====



/// NOUS REMERCIONS LE RESPONSABLE ET LES AGENTS
DE LA SOUS DIRECTION DE L'ENERGIE DU MINISTRE DES
POSTES ET TELECOMMUNICATIONS POUR TOUTE L'AIDE MO-
RALE ET MATERIELLE QU'IL NOUS ONT APORTEE TOUT AU
LONG DE LA REALISATION DU PRESENT OUVRAGE.

S. SAHRAOUI et S. ZERROUK

=====

- INTRODUCTION -

Avant d'aborder les questions que nous nous proposons d'examiner, il paraît utile de donner un aperçu de ce que l'on entend par " réseau de transport d'énergie ".

Il arrive fréquemment que l'énergie électrique soit produite en des points assez distants des centres de consommation. Il arrive, également, souvent que pour des raisons économiques et techniques, l'on soit obligé de secourir mutuellement deux ou plusieurs stations génératrices. On précisera, ici, que la distance entre deux stations génératrices peut atteindre les quatre cents kilomètres.

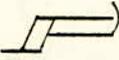
Le bon fonctionnement d'un tel réseau, soulève un grand nombre de problèmes, parmi lesquels nous citerons :

- Stabilité
- Protection
- Réglage de la tension et de la puissance réactive.

Dans notre présente étude, nous nous limiterons à l'analyse de la transmission d'énergie électrique, de la régulation de tension et de la mise à la terre du neutre.

Cette étude comportera cinq chapitres :

- I/ PARAMETRES DU RESEAU.
- II/REGLAGE DE LA TENSION ET DIAGRAMME CIRCULAIRE
- III/ BILAN DE PUISSANCE
- IV/ PARAMETRES DE REGULATION DES TRANSFORMATEURS (C-D)
- V / MISE A LA TERRE DU POINT NEUTRE.

-o-  X P O S E D U  R O B L E M E -o-

Il s'agit d'analyser les points suivants :

- 1/ - Régulation, si besoin est, de tension de la ligne AB (double terre)
- 2/ - Les niveaux de tensions sur les jeux de barres A, B, C, D dans le cas de la charge maximum et minimum en état normal d'alimentation (voir schéma) avec cependant les cas suivants :
 - a) Avarie d'un générateur dans la centrale B
 - b) Avarie de la ligne AC
 - c) Avarie de la ligne BD
- 3/ - Régulation de tension sur les jeux de barres 30kV à l'aide des transformateurs et choisir pour ces derniers le rapport de transformation le plus avantageux ainsi que leur enroulement de régulation.

La tension sur le jeu de barre 110 kV de la centrale A peut varier dans l'intervalle 104 % à 110 % de U_n .

La tension sur le jeu de barre 110 kV de la centrale B doit être maintenue à 103 % de U_n , et ce, indépendamment des variations de charge.

Les niveaux de tensions exigés sur les jeux de barres C' et D' doivent être maintenues :

- a) lors de la charge maximum
à $U_{C'} = 31,5 \text{ kV}$ et $U_{D'} = 31,3 \text{ kV}$
- b) lors de la charge minimum
à $U_{C'} = 30,5 \text{ kV}$ et $U_{D'} = 30 \text{ kV}$.

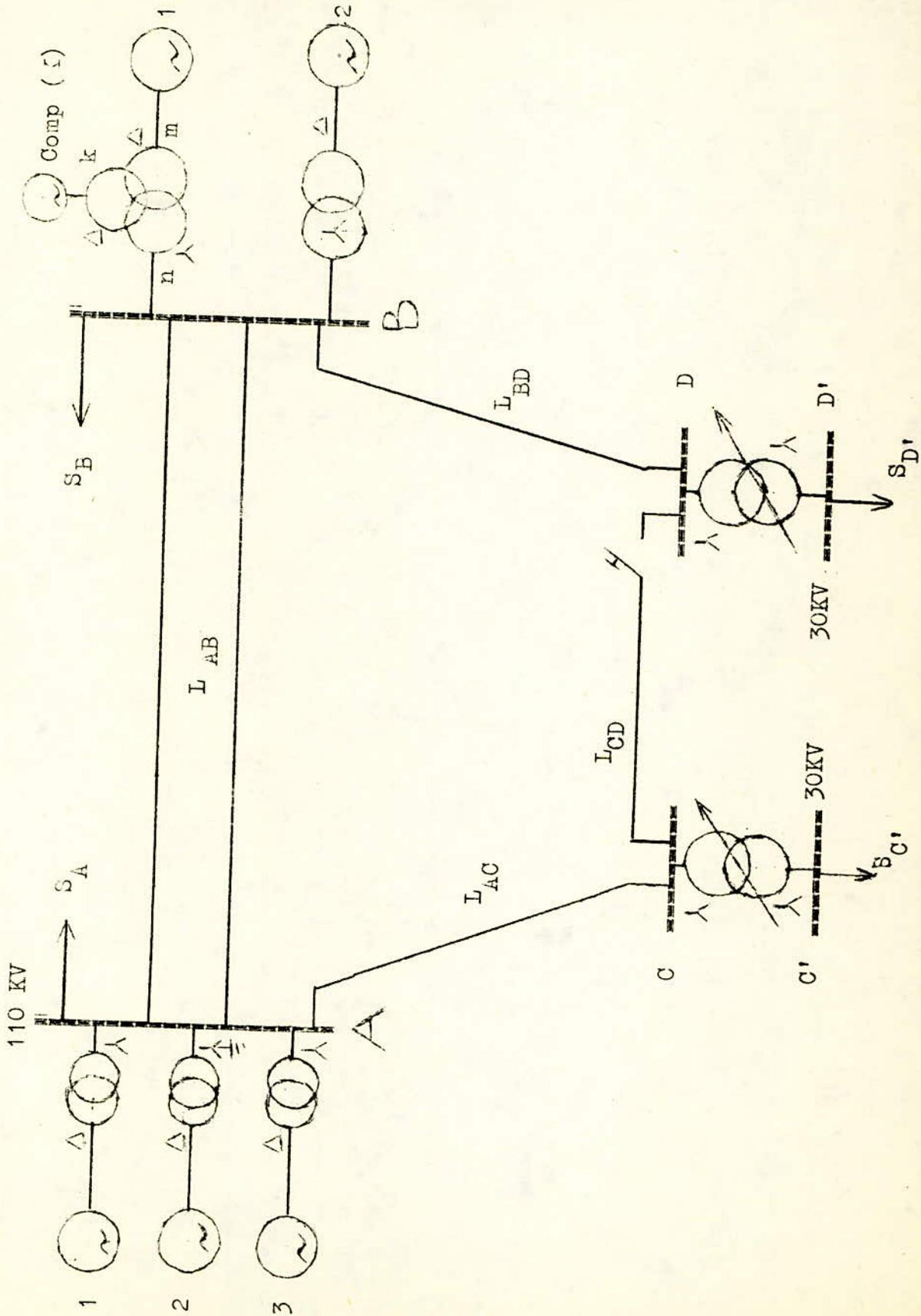
4/ Mise à la terre du point neutre :

Il faudra vérifier si la mise à la terre directe du point neutre du système telle que sur le schéma est efficace et dans le cas contraire proposer une solution.

* Les différents paramètres des éléments du système sont donnés dans les tableaux en pages 10 à 13.

* Le schéma du réseau étudié est ci-joint.

- SCHEMA DU RESEAU -



-o- CHAPITRE PREMIER -o-

-o- PARAMETRES DU RESEAU -o-

INTRODUCTION

Les paramètres électriques qui caractérisent les lignes aériennes sont :

- 1/ Résistance de la ligne
- 2/ Inductance de la ligne (et réactance)
- 3/ Capacité de la ligne (et susceptance)

La conductance est souvent négligée car on considère le degré de perfection de l'i solement élevé et l'effet couronne inexistant.

De même les paramètres caractéristiques des générateurs et des transformateurs sont :

- 1/ Réactances pour les générateurs ($R = 0$)
- 2/ Résistances et Réactances pour les Transformateurs .

I- DETERMINATION DES PARAMETRES DU RESEAU

I.1 Calcul des réactances des générateurs

L'expression de la réactance subtransitoire d'un générateur est la suivante :

$$X = \frac{X\% \cdot U^2}{100 \cdot S_n} \Omega \quad (1)$$

où: $X\%$ est le taux de réactance.

U " la tension nominale entre phase en KV

S_n " la puissance nominale apparente en MVA.

En appliquant la formule (1) au calcul des réactances des générateurs existants nous trouvons les résultats suivants :

$$X_1 = 0,554 \Omega \quad - \quad X_2 = 0,554 \Omega \quad - \quad X_3 = 0,967 \Omega$$

$$X_4 = 0,566 \Omega \quad - \quad X_5 = 0,566 \Omega \quad - \quad X_6 = 0,240 \Omega$$

où les indices 1,2,3,4,5,6 identifient respectivement les générateurs des centrales A et B. :

1 : générateur de 50 MW	} Centrale A.
2 : " " " " "	
3 : " " " 30 "	
4 : " " " 50 "	} Centrale B.
5 : " " " " "	
6 : Compensateur " MVA	

I.2 Calcul des réactances des transformateurs des centrales A et B.

Le calcul des réactances sera fait du coté des géné-

rateurs et au besoin il sera procédé au calcul des valeurs "ramenées".

La formule donnant la valeur de la réactance est la suivante :

$$X_t = \frac{u\% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_n} \Omega \quad (2)$$

où : $u\%$ est la tension de court-circuit en pour-cent.
 U_n " " nominale coté générateur en KV.
 S_n " la puissance apparente nominale en MVA.

L'application numérique de la formule (2) donne les résultats suivants :

$$X_{t1} = 0,412 \Omega \quad - \quad X_{t2} = 0,412 \Omega \quad - \quad X_{t3} = 0,562 \Omega$$

$$X_{t4} = 0,412 \Omega \quad - \quad X_{t5(mn)} = 0,375 \Omega \quad X_{t5(mk)} = 0,562 \Omega$$

$X_{t5(kn)} = 0,120 \Omega$. Les indices ayant la même signification que dans le paragraphe précédent.

I.2.1 : Prédétermination des paramètres des transformateurs des stations C et D.

Sachant que la puissance maximale sur le jeu de barres C' est de 25MW nous pouvons fixer la puissance apparente des transformateurs C et D à : (avec $\cos(\Phi) = 0,75$)

donc $S_n = 33,3 \text{ MVA}$.. $S_n = 33,5 \text{ MVA}$. (puissance normalisée)

Nous fixerons aussi la tension de court-circuit en pour-cent à $u\% = 10\%$ et les pertes cuivre $P_{cu} = 200 \text{ KW}$.

Les réactances des transformateurs C et D auront donc pour valeur : $X_{td} = X_{tc} = 36,7 \Omega$ (Coté 110 KV)

I.3/ Calcul des résistances :

I.3.1/Calcul des résistances des transformateurs :

La valeur de la résistance d'un transformateur est donné par l'expression suivante : (calcul coté Générateurs)

$$R_t = \frac{P_{cu}}{1000} \cdot \left(\frac{U}{S_n} \right)^2 \Omega (3)$$

P_{cu} : Pertes Cuivre **Kw**
 U : Tension nomin. **Kv**
 S_n : Puissance " **nVA**

L'application numérique de la formule précédente

donne les résultats suivants :

$$R_{t1} = 0,02 \Omega - R_{t2} = 0,02 \Omega - R_{t3} = 0,0364 \Omega$$
$$R_{t4} = 0,02 \Omega - R_{t5(mk)} = 0,0069 \Omega - R_{t5(mn)} = 0,0069 \Omega$$
$$R_{t5(kn)} = 0,0044 \Omega$$

La valeur de la résistance calculée coté 110KV des transformateurs des stations C et D est :

$$R_{tc} = R_{td} = 2,44 \Omega$$

I.3.2/Calcul des résistances des lignes aériennes

Pour le calcul de la résistance linéique d'une ligne aérienne nous appliquerons la formule pratique pour les lignes (alu dur).:

$$R_L = \frac{35,7}{S} \Omega (4)$$

où S est la section du conducteur en mm².

La section du conducteur de phase étant de 150mm² la résistance linéique est :

$$R_L = 0,238 \Omega/Km \text{ et phase.}$$

d'où :

$$R_{ab} = 23,8 \Omega - R_{ac} = 16,66 \Omega - R_{bd} = 11,9 \Omega$$
$$R_{cd} = 11,9 \Omega$$

I.4/Calcul des inductances et réactances inductives des lignes.

L'inductance par phase en Henry/Km d'une ligne triphasée à simple voie est donnée par la formule suivante :

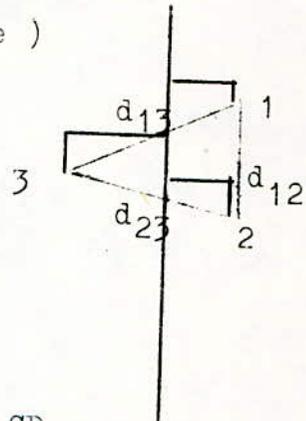
$$L_1 = \left[4,6 \log \frac{d}{r} + \frac{u}{2} \right] 10^{-4} \text{ H/Km.} \quad (5) \quad (*)$$

avec : $d = (d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23})^{1/3}$ en mm

$r =$ rayon du conducteur en mm

$u = 1$ pour les conducteurs non magnétiques (perméabilité magnétique relative de l'acier) .

d_{12} , d_{13} , d_{23} étant les dictances entre conducteurs deux à deux. (voir figure ci contre)



I.4.1./ Cas des lignes AC - BD - CD .

$$r = \frac{d}{2} = \frac{17,9}{2} = 8,95 \text{ mm.}$$

Les conducteurs de lignes étant disposés suivants les sommets d'un triangle équilatéral donc :

$$d_{12} = d_{23} = d_{31} = 5000\text{mm} \text{ et par conséquent :}$$

$$L_1 = 13,14 \cdot 10^{-4} \text{ H/Km .}$$

Les réactances inductives des lignes AC - BD - CD seront respectivement : $(X_{ij} = 2 f L_1 \cdot l_{ij})$

$$X_{ac} = 28,9 \Omega - X_{bd} = 20,62 \Omega - X_{cd} = 20,62 \Omega$$

(*) : Il est tenu compte de la transposition de phase dans le calcul de L_1 .

I.4.2./ Cas de la ligne AB (double terne)

Pour les lignes double-terne, l'inductance sera :

$$L_1 = \left[4,6 \log \frac{dd'}{rd''} + \frac{u}{2} \right] 10^{-4} \text{ H/Km}$$

où : d' et d'' représentent les distances moyennes géométriques en mm. (voir figure ci-contre)

$$r = \frac{\text{diamètre}}{2} \text{ en mm}$$

$$d = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} \text{ en mm}$$

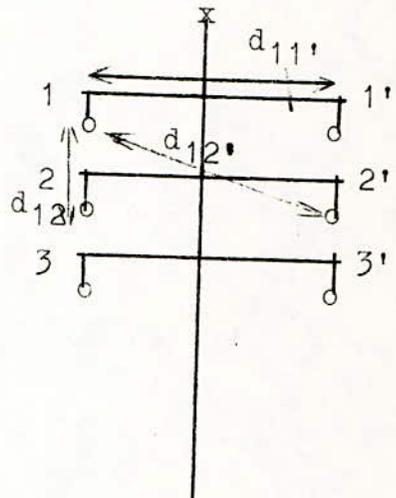
$$d' = \sqrt[3]{d_{12'} \cdot d_{23'} \cdot d_{31'}} \text{ en mm}$$

$$d'' = \sqrt[3]{d_{11'} \cdot d_{22'} \cdot d_{33'}} \text{ en mm}$$

$$u = 1.$$

X = câble de garde

o = conducteur de phase.



Dans notre cas: $d_{11'} = d_{22'} = d_{33'} = 4400\text{mm}$

$$d_{12} = d_{23} = 2500\text{mm}$$

$$r = 8,95\text{mm}$$

$$d = 3150\text{mm}$$

$$d' = 5540\text{mm}$$

$$d'' = 4400\text{mm}$$

Nous obtenons

$$l_{ab} = 100 \text{ Km}$$

$$f = 50 \text{ Hz}$$

$$L_1 = 12,674 \cdot 10^{-4} \text{ H/Km.}$$

$$X_{ab} = 2\pi f L_1 \cdot l_{ab} = 39,81 \Omega$$

I.5 / Détermination des Capacités et Susceptance de Lignes

La capacité d'une ligne est fonction des paramètres suivants :

Rayon du conducteur, hauteur moyenne du conducteur

au-dessus du sol et des distances moyennes géométriques entre les phases.

Selon qu'il s'agisse de ligne à simple voie ou de ligne double terne la capacité est respectivement :

$$(7) \quad C_1 = \frac{10^5}{A_{11}-A_{12}} \text{ F/Km} \quad \text{et} \quad C_1 = \frac{10^5}{A_{11}+A_{11'}-A_{12}-A_{12'}} \text{ F/Km}$$

$$\text{où : } A_{11} = \left[4,6 \log \frac{2h}{r} \right] 9 \cdot 10^{11} \quad - \quad A_{12} = 2,3 \log \left[\left(\frac{2h}{d} \right)^2 + 1 \right] 9 \cdot 10^{11}$$

$$A_{11'} = 2,3 \log \left[\left(\frac{2h}{d''} \right)^2 + 1 \right] 9 \cdot 10^{11}$$

$$A_{12'} = 2,3 \log \left[\left(\frac{2h}{d'} \right)^2 + 1 \right] 9 \cdot 10^{11}$$

$$h = \sqrt[3]{h_1 \cdot h_2 \cdot h_3} \text{ en m} \quad - \quad h_1 = H_1 - \frac{2f_c}{3} \text{ en m}$$

$$h_2 = H_2 - \frac{2f_c}{3} \text{ en m} \quad - \quad h_3 = H_3 - \frac{2f_c}{3} \text{ en m}$$

H_1, H_2, H_3 : hauteurs des points d'appui des conducteurs en m.

f_c : flèche des conducteurs à la température moyenne (30°C) en m

r : rayon du conducteur en m

d, d', d'' : distances moyennes géométriques définies plus haut/

I.5.1 / Cas des lignes aériennes AC - BD - CD .

S'agissant de lignes simple terne et compte tenu des formules précédentes on trouvera les résultats suivants :

$$H_1 = 15 \text{ m} - f_c = 4 \text{ m} \quad - \quad h_1 = 12,33 \text{ m}$$

$$H_2 = 12,5 \text{ m} - f_c = 4 \text{ m} \quad - \quad h_2 = 9,83 \text{ m}$$

$$H_3 = 10 \text{ m} - f_c = 4 \text{ m} \quad - \quad h_3 = 7,33 \text{ m}$$

$$h = 9,61 \text{ m} - d = 5 \text{ m} \quad - \quad A_{11} = 137,95 \cdot 10^{11}$$

$$A_{12} = 24,80 \cdot 10^{11} \quad - \quad A_{11} - A_{12} = 113,15 \cdot 10^{11}$$

$$C_1 = \frac{10^5}{113,15 \cdot 10^{11}} = 8,84 \cdot 10^{-9} \text{ F/Km}$$

La susceptance capacitive d'une ligne est fonction de la capacité, de la longueur de la ligne et de la fréquence du courant alternatif :

$$B_1 = 2\pi f \cdot l \cdot C_1 \text{ (s)}$$

où : f est la fréquence en Hz (50 Hz)

l : longueur de la ligne en Km

C₁ : capacité de la ligne en F/Km et phase.

$$B_{ac} = 0,194 \cdot 10^{-3} \text{ s} - B_{bd} = 0,139 \cdot 10^{-3} \text{ s} - B_{cd} = 0,139 \cdot 10^{-3} \text{ s}$$

La conductance de la ligne étant négligée, l'admittance de la ligne s'écrira donc :

$$Y_1 = jB_1$$

I.5.2./ Cas de la ligne aérienne AB (double terne)

S'agissant d'une ligne double terne, les résultats

trouvés sont les suivants : (h₁=12,67m - h₂= 10,17m - h₃ = 7,67m)

$$h=9,96\text{m} - A_{11} = 138,59 \cdot 10^{11} - A_{12} = 33,38 \cdot 10^{11}$$

$$A_{11}' = 27,58 \cdot 10^{11} - A_{12}' = 23,68 \cdot 10^{11}.$$

$$C_1 = 9,16 \cdot 10^{-9} \text{ F/Km}$$

$$B_{ab} = 2,88 \cdot 10^{-4} \text{ s}$$

NOTA : TOUTES LES DONNES UTILISEES SONT CONTENUES DANS LES TABLEAUX EN FIN DE CHAPITRE. (TABLEUX 1 A 4)

TABLEAU RECAPITULATIF DES PARAMETRES DU RESEAU

		R (Ohm)	X (Ohm)	B (S)		
LIGNES	A3	23,8	39,81	$2,88 \cdot 10^{-4}$		
	DB	11,9	20,62	$0,139 \cdot 10^{-3}$		
	CD	11,9	20,62	$0,139 \cdot 10^{-3}$		
	AC	16,66	28,9	$0,194 \cdot 10^{-3}$		
GENERATEURS	COMP		0,240			
	B ₂		0,566			
	B ₁		0,566			
	A ₃		0,967			
	A ₂		0,554			
	A ₁		0,554			
TRANSFORMATEURS	Coté - Générateur (Coté 110)		2,44	36,7		D
			2,44	36,7		C
			0,020	0,412		B ₂
		mn:0,0069 mk:0,0069 kn:0,0044	mn:0,375 mk:0,562 kn:0,120			B ₁
			0,0364	0,562		A ₃
			0,020	0,412		A ₂
			0,020	0,412		A ₁

--- TABLEAU 1 ---

-o- CARACTERISTIQUES DES GENERATEURS -o-

	P_n	U_n	X''_d	R	$\cos\varphi_n$
	MW	KV	%	Ohm	-
A ₁	50	15,75	12	-	0,93
A ₂	50	15,75	12	-	0,93
A ₃	30	15,75	13	-	0,90
B ₁	50	15,75	12	-	0,95
B ₂	50	15,75	12	-	0,95
Compens. (MVAR)	50	10	12	-	-

--- A B L E A U 2 ---
 =====

-o- C A R A C T E R I S T I Q U E S D E S T R A N S F O R M A T E U R S -o-
 =====

	S _n	U _n			u _{cc}	P _{cu}	Const.
		m	n	k			
	MVA	KV	KV	KV	%	KW	-
A ₁	60	15	121	-	11	320	3 Col.
A ₂	60	15	121	-	11	320	" "
A ₃	36	15	121	-	9	210	" "
B ₂	60	15	115,5	-	11	320	" "
B ₁	m:60	15			mk: 15	110	" "
	n:60		115,5		mn: 10	110	" "
	k:50			10	kn: 6	110	" "
C	33,5	30	110	-	10	200	" "
D	33,5	30	110	-	10	200	" "

--- TABLEAU 3 ---

-o- LIGNES BERIENNES -o-

	PROFIL DES PYLONES	Long.	Section Nomin.		flèche moyenne
		Km	mm ²	Cable de garde mm ²	m
AB		100	(Al+Fe) 150	(Fe) 50	5
AC		70			
BD		50	(Al+Fe) 150	(Fe) 50	4
CD		50			

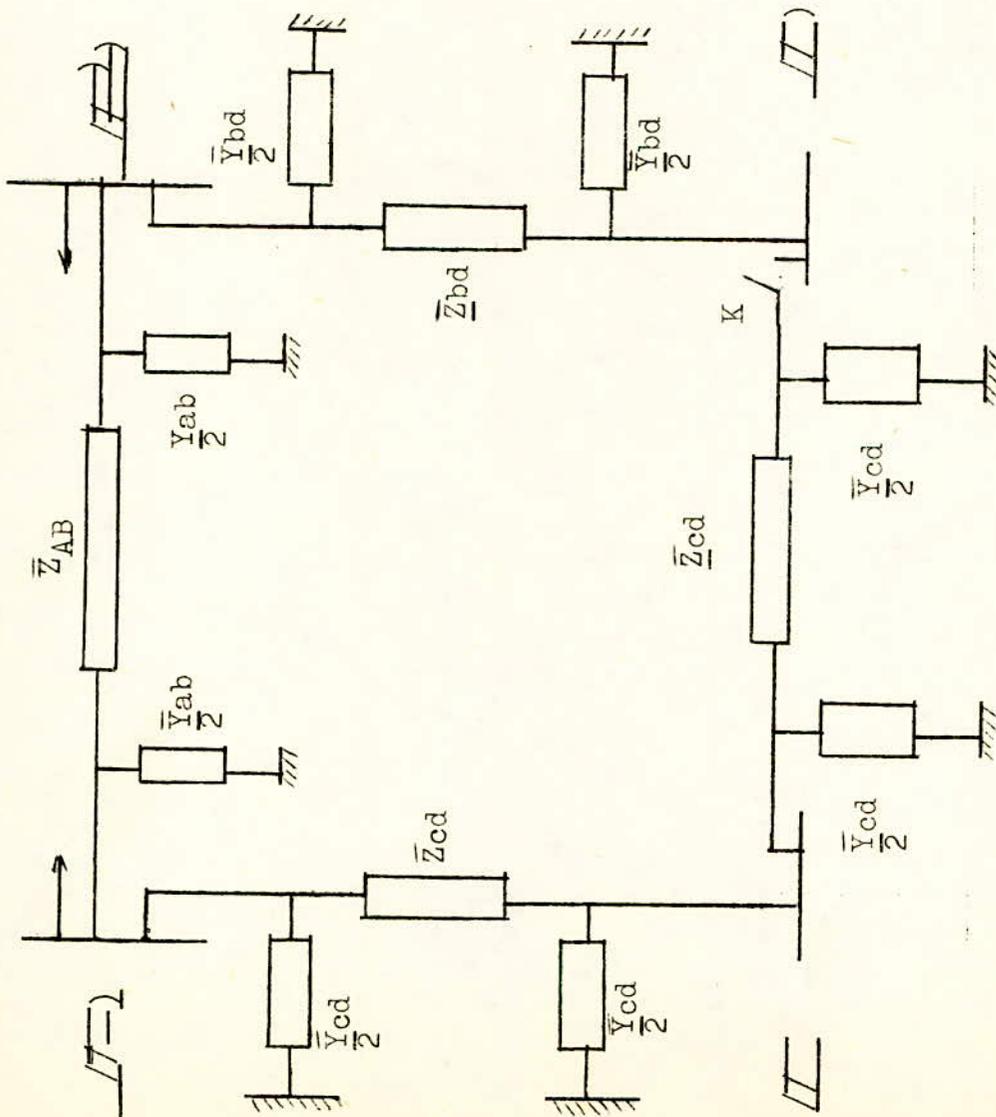
--- A B L E A U 4 ---

-o- H A R G E S -o-

Jeu de barres	REGIME MAXIMUM		REGIME MINIMUM	
	P	COS(PHI)	P	COS(PHI)
	MW	-	MW	-
S _A	30	0,80	12	0,7
S _B	85	0,90	60	0,8
S _C	25	0,75	10	0,8
S _D	22	0,75	8	0,75

I.1.6. / C H E M A - Q U I V A L E N T

Sachant que les lignes étudiées ne dépassent pas 220 KV. et la longueur est inférieure à 250 Km, on peut utiliser des schémas de quadripoles équivalents. Le modèle que nous avons choisi est dit en "pi" (voir figure ci-dessous).



K : Interrupteur.

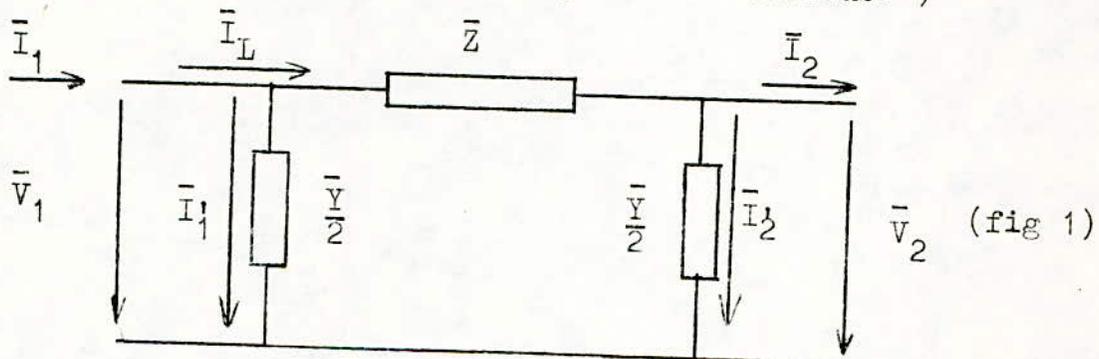
-o- CHAPITRE DEUXIEME -o-

-o- REGULATION DE LA TENSION ET THEORIE DU
DIAGRAMME CIRCULAIRE -o-

1/ CALCUL ELECTRIQUE D'UNE LIGNE

Les expressions applicables à une ligne aérienne dont la longueur ne dépasse pas 250 Km découlent du modèle que l'on se donne pour faire l'étude électrique de la ligne.

Dans notre cas nous choisissons un schéma de quadripole équivalent en " PI " (voir figure 1 ci-dessous.)



où : \bar{Z} est l'impédance de la ligne en Ohm/phase

\bar{Y} est l'admittance de la ligne S/ phase.

1.1/ Démonstration des expressions régissant le quadripole considéré.

$$\bar{V}_2 + \bar{Z}\bar{I}_L = \bar{V}_1 \quad (1)$$

$$\bar{I}_L + \bar{I}_1' = \bar{I}_1 \quad (2)$$

mais $\bar{I}_1' = \bar{V}_1 \frac{\bar{Y}}{2}$ (3)

d'où d'après (2) et (3) : $\bar{I}_L = \bar{I}_1 - \bar{V}_1 \frac{\bar{Y}}{2}$ (4)

(4) et (1) donnent $\bar{V}_2 + \bar{Z} (\bar{I}_1 - \bar{V}_1 \frac{\bar{Y}}{2}) = \bar{V}_1$ (5)

Nous voulons obtenir $\bar{I}_1 = f(\bar{I}_2, \bar{V}_2)$

D'après la figure 1 nous avons : $\bar{I}_1 = \bar{V}_1 \frac{\bar{Y}}{2} + \bar{I}_2 + \bar{V}_2 \frac{\bar{Y}}{2}$ (6)

En remplaçant dans (5) \bar{I}_1 par son expression de (6) nous

obtenons :

$$\bar{V}_2 + \bar{Z}(\bar{V}_1 \frac{\bar{Y}}{2} + \bar{I}_2 + \bar{V}_2 \frac{\bar{Y}}{2}) - \frac{\bar{Z}\bar{Y}\bar{V}_1}{2} = \bar{V}_1 \quad (7)$$

et finalement :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}) + \bar{Z}\bar{I}_2 \quad (8)$$

de même nous obtenons :

$$\bar{I}_1 = \bar{V}_2 \frac{\bar{Y}}{2} (1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}) + (1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}) \bar{I}_2 \quad (9)$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 (1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}) - \bar{Z}\bar{I}_1 \quad (10)$$

$$\bar{I}_2 = -\bar{V}_1 \frac{\bar{Y}}{2} (1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}) + (1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}) \bar{I}_1 \quad (11)$$

Les résultats précédents concernent les lignes simple voie.

1.2./ Equations pour une ligne double terne (Ligne AB)

Dans notre cas la ligne AB est à double terne dont le schéma équivalent est constitué de deux quadropôles identiques disposés en parallèle -(voir figure 2)

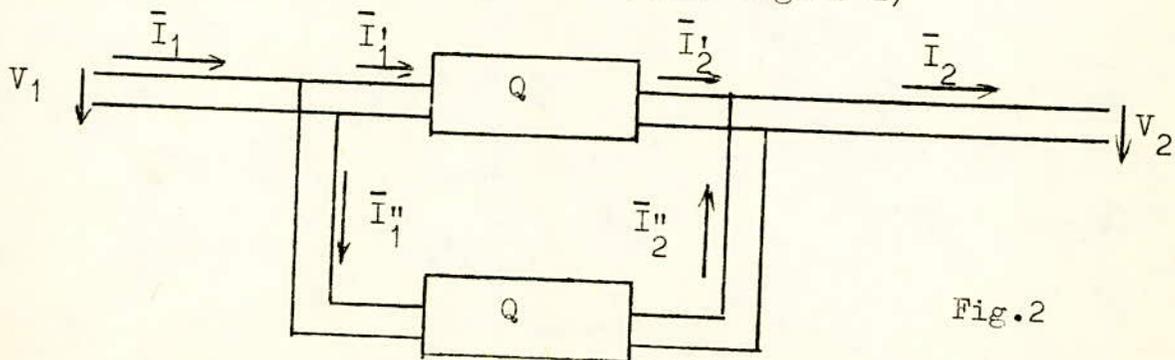


Fig.2

Si nous appliquons la même méthode que précédemment nous trouvons pour un seul quadripôle l'expression suivante :

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_2 \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) + \frac{\bar{I}_2 \bar{Z}}{2} \\ \frac{\bar{I}_1}{2} &= \bar{V}_2 \bar{Y} \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}\right) + \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) \frac{\bar{I}_2}{2} \end{aligned} \quad (12) \quad \begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_1'' = \frac{\bar{I}_1}{2} \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_2'' = \frac{\bar{I}_2}{2} \end{cases}$$

Nous remarquons que d'après les expressions (13) il s'agit d'un quadripôle équivalent à la ligne double terre dont le schéma est identique à celui représenté en fig.1 car effectivement, on peut écrire (12) sous la forme :

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_2 \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) + \bar{I}_2 \cdot \frac{\bar{Z}}{2} \\ \bar{I}_1 &= \bar{V}_2 (2\bar{Y}) \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}\right) + \left(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}\right) \bar{I}_2 \end{aligned} \quad (13)$$

Ce sont les expressions précédemment trouvées qui seront utilisées dans tous nos calculs électriques.

2/ Puissance caractéristique d'une ligne aérienne.

Une des caractéristiques les plus importantes d'une ligne aérienne est la puissance naturelle ou puissance caractéristique qui fixe la puissance susceptible d'être transportée sans pertes réactives avec une chute de tension faible.

La puissance caractéristique est définie comme étant la puissance que fournit un quadripôle lorsqu'il est fermé sur l'impédance caractéristique \bar{Z}_c sous une tension V_2 .

L'expression de la puissance caractéristique est :

$$\bar{S}_c = \frac{\bar{V}^2}{\bar{Z}_c}$$

avec $Z_c \approx 400$ Ohms pour les lignes aériennes.

Dans notre cas la puissance caractéristique est voisine de 30 MW pour une ligne simple terre.

On montre que lorsqu'une ligne fonctionne au-dessus de sa puissance caractéristique, (c'est le cas pratiquement) les effets des réactances sont prépondérants et au contraire lorsque le fonctionnement se fait au-dessous de la puissance caractéristique les capacités ont un effet prépondérant.

Une ligne de transport d'énergie peut être utilisée dans deux cas :

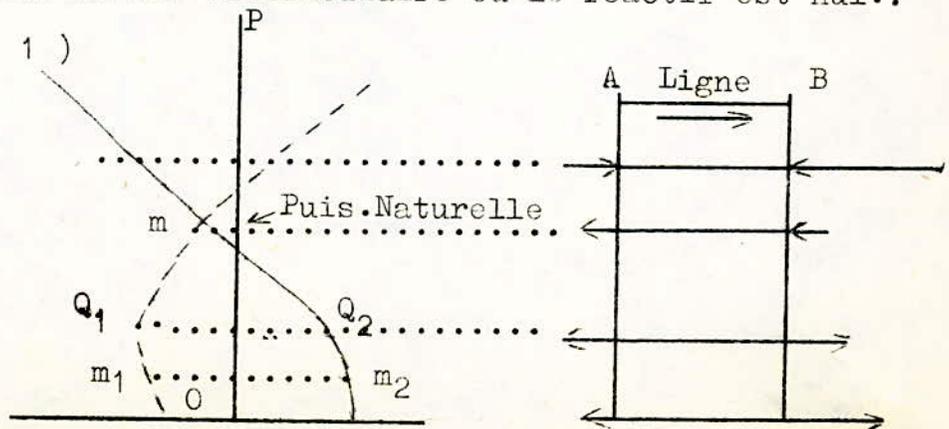
1^{er} cas : pour transiter une puissance active et une puissance réactive, ce sera le cas pour les lignes courtes ou de tension peu élevée.

2^{ème} cas : pour transiter de la puissance active à grande distance et haute tension par des lignes aériennes avec une puissance réactive relativement faible sinon la puissance active transportable se trouve réduite et les pertes en ligne se trouvent accrues.

Si les tensions de départ et d'arrivée sont maintenues constantes et si la charge transitée varie, la ligne représente un générateur du réactif. aux deux extrémités de la ligne à faible charge; elle absorbe du réactif aux fortes charges et il existe un cas intermédiaire où le réactif est nul.:

(figure 1)

Fig 1



avec : $Q_2 = \overline{Om_2}$ réactif fourni par la ligne en B.
 $Q_1 = \overline{Om_1}$ " " " " A.

La fig.1 représente le diagramme de la ligne, elle nous permet de suivre les échanges réactifs d'une ligne quand la charge active varie.

La distance m_1m_2 représente l'excès de puissance réactive de capacité fournie par la ligne sur la puissance réactive de self absorbée, cette différence est appelée puissance réactive non compensée.

Le point m correspond au cas où la puissance réactive non compensée est nulle et à la puissance naturelle de la ligne.

Il y a lieu de noter que la puissance caractéristique ne fixe nullement la puissance maximum que peut transporter une ligne. Ce sont des considérations de chutes de tension et de stabilité qui fixent cette puissance maximum transportable.

3./ Réglage de la tension à l'arrivée.

Les principaux procédés de réglage de la tension à l'extrémité réceptrice d'une ligne sont :

- 1) Injection de la puissance réactive à l'arrivée
- 2) Insertion d'une tension additionnelle en un point judicieusement choisi.

En ce qui nous concerne le premier procédé est utilisé pour la régulation de tension de la ligne AB et le deuxième procédé est utilisé quant à lui pour maintenir constantes les tensions sur les jeux de barres C' et D'.

3.1./ Régulation par injection de puissance réactive.

Nous savons que les trois grandeurs P,Q,V sont des variables dépendantes et sont par conséquent liées par une équation implicite $f(P,Q,V) = 0$.

Considérons par exemple une ligne aérienne sans admittance dont l'impédance est $\bar{Z} = R + jX$.

La fonction implicite f s'écrit alors :

$$f(P,Q,V) = \Delta V.V - RP_2 - XQ_2 = 0 \quad (1)$$

en effet, on peut écrire avec une bonne approximation que

$$\Delta V = \frac{RP_2 + XQ_2}{V} \quad \text{d'où l'expression (1)}$$

Nous voyons d'après (1) que pour une valeur de puissance active P_2 fixée (R et X étant des constantes) toute modification pour une raison ou pour une autre de la puissance réactive entraîne une modification de la tension et inversement.

Par conséquent, le fait que la tension d'arrivée varie par exemple, cela entraîne une modification en ce qui concerne la valeur des puissances réactives aboutissant à l'extrémité considérée, c'est à dire qu'il y a circulation de puissance réactive dans un sens ou dans un autre.

Deux cas peuvent se présenter à l'arrivée d'une ligne.:

1^{er} cas: On prélève de la puissance réactive.

Dans ce cas pour maintenir constante la tension à l'arrivée il faut augmenter la tension au départ d'une valeur correspondant à la valeur de puissance réactive prélevée,

c'est à dire on admet une chute de tension supplémentaire.

2^{ème} cas: On injecte de la puissance réactive.

Cela fera provoquer au contraire au départ de la ligne une diminution de la tension.

Donc pour maintenir à une valeur donnée la tension à l'extrémité réceptrice d'une ligne et ce, quelles que soient les puissances transportées, il suffit d'agir sur la puissance aboutissant à cette extrémité.

Dans le cas de la ligne AB du réseau étudié c'est à un Compensateur Synchrone que ce rôle est dévolu.

Le second procédé énoncé ci-haut est décrit dans le chapitre V.

4/ Compensateur Synchrone.

Un moteur synchrone marchant sans charge et absorbant un courant réactif en avance ou en retard par rapport à la tension est appelé compensateur synchrone.

Cette machine est utilisée pour améliorer le facteur de puissance et pour réguler la tension des lignes de transport d'énergie.

Pour améliorer le facteur de puissance, le compensateur synchrone absorbe du courant réactif en avance sur la tension c'est à dire il est surexcité et produit ainsi de la puissance réactive; il se comporte comme une batterie de condensateurs.

Cela permet de compenser les courants inductifs qui sont en retard, ce qui fait diminuer les pertes dans le réseau et améliore ainsi l'utilisation des alternateurs.

5/ - THEORIE SUR LE DIAGRAMME CIRCULAIRE.

5.1./ Expressions générales :

Les équations servant à faire une diagramme circulaire d'une ligne sont les suivantes :

$$\left. \begin{aligned} \bar{U}_1 &= \bar{A}U_2 + \bar{B}\bar{I}_2 \\ \bar{I}_1 &= \bar{C}U_2 + \bar{D}\bar{I}_2 \\ \bar{U}_2 &= \bar{D}\bar{U}_1 - \bar{B}\bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 &= -\bar{C}\bar{U}_1 + \bar{A}\bar{I}_1 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

où \bar{U}_1 , \bar{U}_2 , \bar{I}_1 , \bar{I}_2 sont respectivement les tensions et courants au commencement (1) et à la fin (2) de la ligne.

Nous pouvons écrire les différents vecteurs sous forme module et argument. :

$$\begin{aligned} \bar{U}_1 &= U_1 e^{j\theta_1} \\ \bar{U}_2 &= U_2 e^{j\theta_2} \\ \bar{A} &= A \cdot e^{j\beta a} = A_1 + jA_2 \\ \bar{B} &= B \cdot e^{j\beta b} = B_1 + jB_2 \\ \bar{C} &= C \cdot e^{j\beta c} = C_1 + jC_2 \\ \bar{D} &= D \cdot e^{j\beta d} = D_1 + jD_2 \end{aligned}$$

Des expressions (1) nous pouvons tirer :

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{D}}{\bar{B}} \cdot \bar{U}_1 - \frac{1}{\bar{B}} \cdot \bar{U}_2 \quad (2)$$

$$\bar{I}_2 = \frac{1}{\bar{B}} \cdot \bar{U}_1 - \frac{\bar{A}}{\bar{B}} \cdot \bar{U}_2 \quad (3)$$

La puissance inductive étant considérée négative et la puissance capacitive positive donc :

$$\bar{S}_1 = \bar{I}_1 \cdot \bar{U}_1^* \quad (4)$$

$$\bar{S}_2 = \bar{I}_2 \cdot \bar{U}_2^* \quad (5)$$

où \bar{U}^* est le vecteur conjugué de \bar{U}

5.2./ Expressions des puissances.

D'après les formules (2), (3), (4), (5), nous pouvons écrire :

$$\bar{S}_1 = \left(\frac{\bar{D}}{B} \cdot \bar{U}_1 - \frac{1}{B} \cdot \bar{U}_2 \right) \cdot \bar{U}_1^* = U_1^2 \cdot \frac{\bar{D}}{B} - \frac{\bar{U}_1^*}{B} \cdot \bar{U}_2$$

$$\bar{S}_1 = U_1^2 \cdot \frac{\bar{D}}{B} - \frac{U_1}{B} \cdot U_2 \cdot e^{j(\theta_2 - \theta_1)} \quad (6)$$

De même \bar{S}_2 aura pour expression :

$$\bar{S}_2 = - U_2^2 \cdot \frac{\bar{A}}{B} + \frac{U_1}{B} \cdot U_2 \cdot e^{j(\theta_1 - \theta_2)} \quad (7)$$

En prenant le vecteur \bar{U}_2 comme vecteur de référence :
 $\theta = \theta_1 - \theta_2$ nous aurons alors :

$$\bar{S}_1 = U_1^2 \cdot \frac{\bar{D}}{B} - \frac{U_1}{B} \cdot U_2 (\cos \theta - j \sin \theta) \quad (8)$$

$$\bar{S}_2 = - U_2^2 \cdot \frac{\bar{A}}{B} + \frac{U_1}{B} \cdot U_2 (\cos \theta + j \sin \theta) \quad (9)$$

5.3./ Expressions du rayon du cercle.

Nous remarquons d'après (8) et (9) que ce sont des équations d'un cercle en coordonnées polaires. Dans ces expressions les rayons de cercle s'expriment par :

$$\bar{R}_2 = \frac{U_1}{B} \cdot U_2 (\cos \theta + j \sin \theta) \quad (10)$$

$$\bar{R}_1 = \frac{U_1}{B} \cdot U_2 (\cos \theta - j \sin \theta) \quad (11)$$

Les modules de \bar{R} sont égaux mais leurs phases dépendent du déphasage relatif entre \bar{U}_1 et \bar{U}_2 .

D'autre part le déphasage varie selon la puissance demandée à l'extrémité de la ligne.

Les coordonnées des centres des cercles sont données par les premiers termes des équations (8) et (9). :

$$\bar{l}_1 = \frac{\bar{D} \cdot U_1^2}{\bar{B}} \quad (12)$$

$$\bar{l}_2 = -\frac{\bar{A}}{\bar{B}} \cdot U_2^2 \quad (13)$$

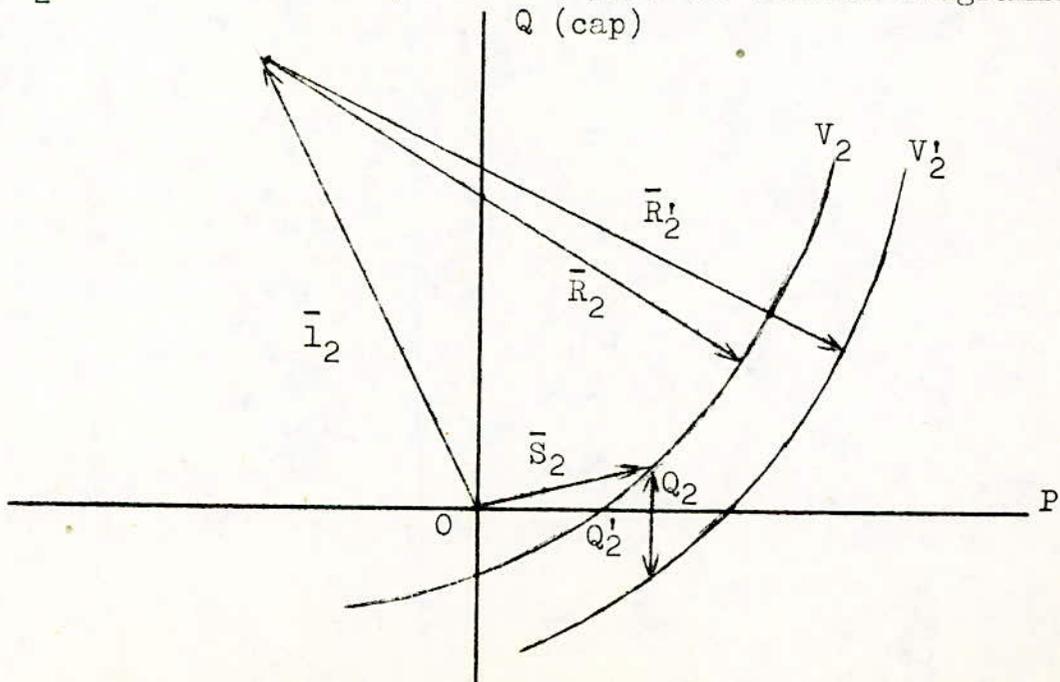
Connaissant \bar{R} et \bar{l} il est aisé de faire un diagramme circulaire pour l'extrémité (2) de la ligne.

5.4./ Exemple :

Le procédé à utiliser pour tracer un diagramme circulaire est le suivant :

Sur un système de coordonnées cartésiennes où l'axe horizontal est celui de la puissance active et l'axe vertical de la puissance réactive. On positionne le point du centre par exemple \bar{l}_2 .

Ensuite on trace le cercle dont le rayon est : $\bar{R}_2 = \frac{U_1}{\bar{B}} \cdot U_2$ et on vérifie quelle doit être la puissance réactive à la fin de la ligne pour que la puissance active P_2 puisse être transportée. (voir ci-dessous diagramme) :



Si la puissance P doit être transférée, il faut que la puissance réactive à l'arrivée soit égale à Q_2 .

On peut faire varier la tension U_1 sans que \bar{I}_2 soit touché. Il faut calculer \bar{R}'_2 correspondant à cette nouvelle tension et tracer un nouveau cercle. On voit (voir diagramme en page 24) que la puissance réactive nécessaire à l'arrivée doit être égale à Q'_2 .

Il résulte de l'équation (9) que le vecteur \bar{R}_2 est égal à la somme vectorielle d'un vecteur \bar{I}_2 et d'un vecteur \bar{S}_2 de la puissance arrivant à la fin de la ligne. Ce vecteur unit le point O des coordonnées avec l'extrémité du vecteur \bar{R}_2 .

Si la puissance P_2 est demandée à l'extrémité réceptrice, on doit en même temps charger la ligne d'une puissance Q_2 .

Cette puissance est la somme de la charge de la ligne et de la puissance qui provient du Compensateur. Il est facile de déterminer si la puissance du compensateur est suffisante. :

$$Q_{\text{comp}} \geq Q_{\text{charge}} - Q_2$$

Il y a deux cas limites; celui de la charge minimum et celui de la charge maximum, et il est possible que dans le premier cas le compensateur fournisse une puissance capacitive et dans l'autre cas une puissance inductive.

-o- H A P I T R E T R O I S I E M E -o-

-o- B I L A N D E P U I S S A N C E -o-

 I N T R O D U C T I O N

L'analyse d'un bilan de puissance d'un réseau est importante à plus d'un titre, car c'est à partir de la connaissance de ce bilan que nous pourrons nous prononcer sur les meilleures conditions de fonctionnement du réseau.

Cette analyse portera sur deux régimes de fonctionnement possibles:

- 1° - Régime de charge maximum
- 2° - Régime de charge minimum

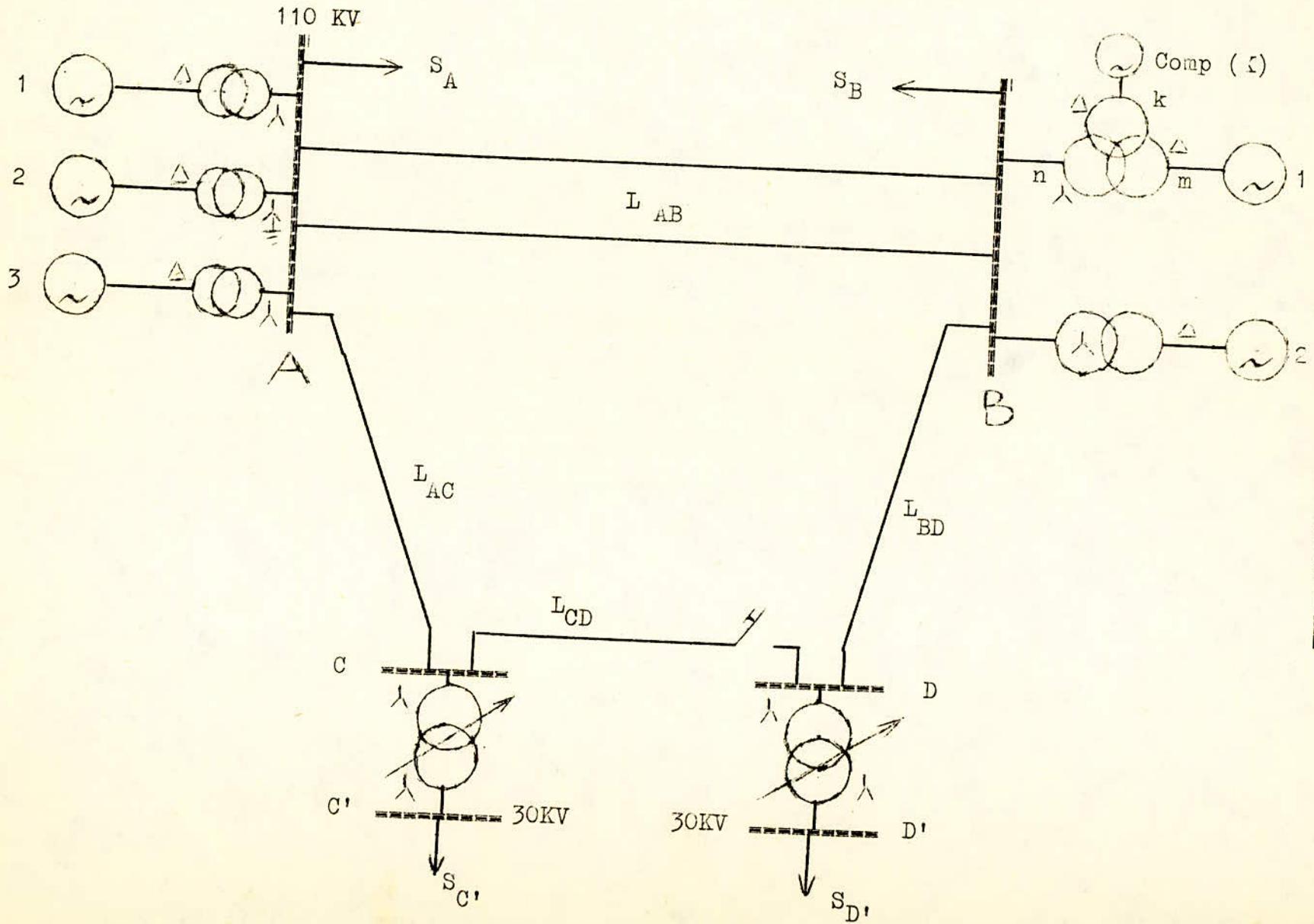
L'étude de chaque régime de fonctionnement est subdivisée en quatre parties, soient :

- 1/ On considère le réseau comme fonctionnant normalement, c'est à dire aucune avarie n'a lieu.
- 2/ et 3/ Dans ce cas il est considéré une avarie des lignes aériennes AC et BD (séparément); la ligne CD étant fermée.
- 4/ Avarie d'un générateur de la Centrale B.

Les résultats découlant des cas étudiés précédemment sont fondamentaux pour le choix des transformateurs C et D du point de vue enroulement de régulation.

En effet, dans le cas de la charge maximum les niveaux de tension sur les jeux de barres C et D seront relativement bas car les chutes de tension dans les lignes AC et BD sont élevées et dans le cas de la charge minimum les niveaux de tension sont élevés car les chutes sont faibles.

A la fin du présent chapitre on trouvera les diagrammes des bilans de puissance relatifs à chaque régime et cas de fonctionnement.



- SCHEMA DU RESEAU -

I/ REGIME DE FONCTIONNEMENT MAXIMUM

I.1/ Fonctionnement normal

I.1.1./ Analyse du tronçon AC

Sur le jeu de barres C les données sont les suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_C = 25 + p = 25 + 0,2 = 25,2 \text{ MW} \quad (p \text{ et } q \text{ étant les} \\ Q_C = 22 + q = 22 + 3,35 = 25,35 \text{ MVAR} \quad \text{pertes actives et} \\ \cos(\phi) = 0,7 - \sin(\phi) = 0,7 \quad \text{réactives respecti-} \\ U_C = 103,5 \text{ KV} - V_C = 59,75 \text{ KV.} \quad \text{vement du transfor-} \\ \text{mateur C)} \end{array} \right.$$

Les formules à utiliser sont celles décrites dans le chapitre II. à savoir :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2}) + \bar{Z}\bar{I}_2 \quad (V = \text{tension par phase})$$

$$\bar{I}_1 = \bar{V}_2\bar{Y}(1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{4}) + (1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}}{2})\bar{I}_2$$

Pour le tronçon AC les quantités suivantes après calcul sont :

$$1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{2} = 0,997 \quad 1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{4} = 0,994$$

$$\bar{V}_A = \bar{V}_C \cdot (1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{2}) + \bar{Z}\bar{I}_C \quad \bar{I}_C = 140,57 - j140,57 \text{ A}$$

$$\bar{V}_A = 59,75 \cdot 10^3 \times 0,997 + (16,66 + j28,9)(140,57 - j140,57) =$$

$$\underline{\bar{V}_A = 65,97 + j1,72 \text{ KV}}$$

$$\bar{I}_A = 59,75 \cdot 10^3 \times j0,194 \cdot 10^{-3} \times 0,994 + (140,57 - j140,57)0,997 =$$

$$\underline{\bar{I}_A = 140,15 - j128,62 \text{ A}}$$

$$\bar{S}_A = 3\bar{V}_A\bar{I}_A^* = 3(65,97 + j1,72)(140,15 + j128,62) = 27,07 + j26,18 \text{ MVA}$$

$$\underline{\bar{S}_A = 27,07 + j 26,18 \text{ MVA}}$$

$P_A = 27,07 \text{ MW} \quad - \quad Q_A = 26,18 \text{ MVAR} \quad - \quad U_A = 114,3 \text{ KV} \quad (1)$
--

I.1.2./ Analyse du tronçon BD

Données en D :

$$P_D = 22 + p = 22 + 0,2 = 22,2 \text{ MW}$$

$$Q_D = 19,4 + q = 19,4 + 3,35 = 22,75 \text{ MVAR}$$

$$\cos(\phi) = 0,698 \quad - \quad \sin(\phi) = 0,715$$

$$U_D = 106,7 \text{ KV} \quad - \quad V_D = 61,60 \text{ KV.}$$

$$\bar{Z}_{bd} = 11,9 + j20,62 \quad \Omega \quad - \quad \bar{Y}_{bd} = j0,139 \cdot 10^{-3} \text{ S}$$

$$\bar{I}_D = \frac{22,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \times 106,7 \times 0,698} (0,698 - j0,715) = 120,12 - j123,05 \text{ A}$$

En utilisant les mêmes calculs que pour le cas précédent nous aboutissant aux résultats suivants :

$$\bar{V}_B = 65,38 + j1 \text{ KV} \quad - \quad \bar{I}_B = 119,76 - j114,13 \text{ A}$$

$$\bar{S}_B = 23,15 + j22,74 \text{ MVA}$$

$P_B = 23,15 \text{ MW} \quad - \quad Q_B = 22,74 \text{ MVAR} \quad - \quad U_B = 113,3 \text{ KV} \quad (2)$
--

I.1.3./ Analyse du tronçon AB

Il s'agit de déterminer la puissance active à faire transiter par la ligne AB.

La Centrale B a une puissance active disponible de 100 MW
la puissance demandée est : $P = 23,15 + 85 + 0,43 = 108,58 \text{ MW}$

où: 23,15 est la puissance demandée par la station D

85 " " " " " S_B
0,43 est la puissance active perdue par effet joule dans les transformateurs.

Par conséquent la Centrale A doit transiter une puissance active qui sera déterminée comme suit :

Données en B

$$P_B = 8,58 \text{ MW}$$

$$Q_B = 5,1 \text{ MVAR}$$

$$\cos(\phi) = 0,86$$

$$U_B = 113,3 \text{ KV} \quad - \quad V_B = 65,41 \text{ KV.}$$

$$\bar{Z}_{ab} = 11,9 + j19,9 \quad - \quad \bar{Y}_{bd} = j0,576 \cdot 10^{-3} S$$

après tout calcul fait, nous trouverons les résultats ci-après :

$$1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{2} = 0,994 \qquad 1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{4} = 0,997$$

$$\bar{I}_B = 43,72 - j 26 \text{ A}$$

$$\bar{V}_A = 66,06 + j0,56 \text{ KV} \quad - \quad \bar{I}_A = 43,45 + j11,73 \text{ A}$$

$$\bar{S}_A = 8,7 - j2,3 \text{ MVA}$$

la situation en A sera donc :

$P_A = 8,7 \text{ MW}$	-	$Q_A = -2,3 \text{ MVAR}$	-	$U_A = 114,4 \text{ KV}$
------------------------	---	---------------------------	---	--------------------------

 (3)

On interprète les résultats (3) de la manière suivante :

La centrale A doit transiter vers la centrale B une puissance active de $P = 8,7 \text{ MW}$ mais sachant qu'il s'agit d'une charge faible la ligne fournira à la centrale A du réactif $Q = 2,3 \text{ MVAR}$ et à la centrale B , $Q = 5,1 \text{ MVAR}$.

Par suite des calculs précédents le bilan définitif au niveau des jeux de barres des centrales A et B sera :

$$P_A \text{ disponible} = 80 \text{ MW} \qquad Q_A \text{ disponible} = 21,31 \text{ MVAR}$$

$$P_A \text{ demandée} = 65,77 \text{ MW} \qquad Q_A \text{ demandée} = 48,68 \text{ MVAR}$$

$$P_B \text{ disponible} = 108,15 \text{ MW} \quad - \quad Q_B \text{ disponible} = 63,9 \text{ MVAR}$$

$$P_B \text{ demandée} = 108,15 \text{ MW} \quad - \quad Q_B \text{ demandée} = 63,9 \text{ MVAR}$$

I.2 / CAS D'UNE AVARIE

I.2.1/ Ligne BD Coupée (CD fermée)

Données en D :

$$P_D = 22,2 \text{ MW}$$

$$Q_D = 22,75 \text{ MVAR}$$

$$\cos(\phi) = 0,698 - \sin(\phi) = 0,715$$

$$U_D = 81 \text{ KV} - V_D = 46,76 \text{ KV}$$

$$Z_{bd} = 11,9 + j20,62 \text{ Ohms} - \bar{Y}_{bd} = j0,139 \cdot 10^{-3} \text{ S}$$

$$1 + \frac{\bar{Y}Z}{2} = 0,997 \quad - \quad 1 + \frac{\bar{Y}Z}{4} = 0,999$$

Avec l'application directe des expressions précédentes les résultats sont les suivants : $\bar{I}_D = 158,23 - j162,1 \text{ A}$

$$\bar{V}_C = 51,84 + j1,33 \text{ KV} - \bar{I}_{Cd} = 157,75 - j155,12 \text{ A} -$$

$$\bar{S}_{Cd} = 23,91 + j24,75 \text{ MVA}$$

Donc l'énergie transitée par la ligne CD à partir du jeu de barres C sera :

$$P_{Cd} = 23,91 \text{ MW} - Q_{Cd} = 24,75 \text{ MVAR} - U_C = 89,82 \text{ KV} \quad (4)$$

Avec l'énergie demandée par la station C la situation énergétique au niveau du jeu de barres C sera :

$$P'_C = P_C + P_{Cd} = 23,91 + 25,2 = 49,11 \text{ MW}$$

$$Q'_C = Q_C + Q_{Cd} = 25,35 + 24,75 = 50,1 \text{ MVAR}$$

$$\cos(\phi) = 0,70 - \sin(\phi) = 0,71$$

$$\bar{V}_C = 51,84 + j1,33 \text{ KV}$$

$$U_C = 89,82 \text{ KV}$$

$$\bar{I}'_C = 315,67 - j320,2 \text{ A}$$

Nous trouverons les résultats suivants : (au niveau du jeu de barres de la centrale A).

$$V_A = 66,2 + j5,11 \text{ KV} - I_A = 314,46 - j309,24 \text{ A}$$

$$S_A = 57,71 + j66,23 \text{ MVA}$$

$$P_A = 57,71 \text{ MW} - Q_A = 66,23 \text{ MVAR} - U_A = 115 \text{ KV} \quad (5)$$

Le bilan définitif de puissance au niveau des jeux de barres des Centrales A et B est le suivant :

$$P_A \text{ disponible} = 100 \text{ MW} - Q_A \text{ disponible} = 29,09 \text{ MVAR}$$

$$P_{\text{demandée}} = 37,71 \text{ MW} - Q_A \text{ demandée} = 88,73 \text{ MVAR}$$

$$P_B \text{ disponible} = 100 \text{ MW} - Q_B \text{ disponible} = 41,16 \text{ MVAR}$$

$$P_B \text{ demandée} = 87,71 \text{ MW} - Q_B \text{ demandée} = 41,16 \text{ MVAR}$$

Remarque : L'unité de 50 MW de la centrale A est normalement en réserve, mais dans ce cas de fonctionnement elle a été utilisée en remplacement de l'unité 30 MW car la centrale A ne dispose pas de moyen de compensation dans le cas où la quantité de puissance active manquante proviendrait de la centrale B.

I.2.2./ Ligne AC Coupée (ligne CD fermée)

Données en C :

$$P_C = 25,2 \text{ MW}$$

$$Q_C = 25,35 \text{ MVAR}$$

$$\cos(\phi) = 0,7 - \sin(\phi) = 0,7$$

$$U_C = 87,2 \text{ KV} - V_C = 50,34 \text{ KV} .$$

Après tout calcul fait , nous trouvons les résultats suivants :

$$\bar{I}_C = 166,84 (1 - j) \text{ A} - \bar{V}_D = 55,61 + j1,45 \text{ KV} -$$

$$\bar{I}_{Dc} = 166,33 - j166,20 \text{ A} - \bar{S}_{Dc} = 27,02 + j28,45 \text{ MVA}$$

L'énergie transitée par la ligne DC à partir du jeu de barres D sera :

$$P_{Dc} = 27,02 \text{ MW} - Q_{Dc} = 28,45 \text{ MVAR} - U_D = 96,35 \text{ KV} \quad (6)$$

Par suite du calcul précédent la situation énergétique sur le jeu de barres D sera :

$$P'_D = P_{Dc} + P_D = 27,02 + 22,2 = 49,22 \text{ MW}$$

$$Q'_D = Q_{Dc} + Q_D = 28,45 + 22,75 = 51,20 \text{ MVAR}$$

$$\cos(\phi) = 0,693 \quad - \quad \sin(\phi) = 0,720$$

$$\bar{V}_D = 55,61 + j1,43 \text{ KV} \quad - \quad U_D = 96,35 \text{ KV}$$

Les résultats définitifs sont les suivants :

$$\bar{I}'_D = 294,93 - j306,4 \text{ A} \quad - \quad \bar{V}_B = 65,27 + j3,38 \text{ KV}$$

$$\bar{I}_B = 293,84 - j297,76 \text{ A} \quad - \quad \bar{S}_B = 54,07 + j61,72 \text{ MVA}$$

$$\boxed{P_B = 54,07 \text{ MW} \quad - \quad Q_B = 61,72 \text{ MVAR} \quad - \quad U_B = 113,3 \text{ KV}} \quad (7)$$

Avant de faire le bilan de puissance, nous remarquons que la centrale B est en déficit de puissance active (et réactive) de $P = 99,35 - (54,07 + 85) = -39,72 \text{ MW}$, cette dernière quantité lui proviendra de la centrale A.

1.2.2.1/ Analyse du tronçon AB

On étudiera la situation en A pour le transit de la puissance active $P=39,72 \text{ MW}$ vers la centrale B.

Données en B :

$$P_B = 39,72 \text{ MW}$$

$$U_B = 113,3 \text{ KV} \quad - \quad V_B = 65,41 \text{ KV}$$

$$I_B = 202,4 \text{ A}$$

Les résultats aux niveau du jeu de barres A sont :

$$\bar{V}_A = 67,42 + j4,03 \text{ KV} \quad - \quad \bar{I}_A = 201,2 + j37,56 \text{ A}$$

$$\bar{S}_A = 41,1 - j 5,16 \text{ MVA}$$

$$\boxed{P_A = 41,1 \text{ MW} \quad - \quad Q_A = - 5,16 \text{ MVAR} \quad - \quad U_A = 117 \text{ KV}} \quad (8)$$

Le bilan de puissance sera :

$$P_a(\text{disponible}) = 80 \text{ MW} \quad - \quad Q_a(\text{disponible}) = 22,5 \text{ MVAR}$$

$$P_a(\text{demandée}) = 71,1 \text{ MW} \quad - \quad Q_a(\text{demandée}) = 22,5 \text{ MVAR}$$

$$P_b(\text{disponible}) = 100 \text{ MW} \quad - \quad Q_b(\text{disponible}) = 72,93 \text{ MVAR}$$

$$P_b(\text{demandée}) = 100 \text{ MW} \quad - \quad Q_b(\text{demandée}) = 102,88 \text{ MVAR.}$$

I.2.3./ Générateur B₂ défectueux.

Dans ce cas de fonctionnement la centrale B accuse un déficit de puissance $P = 49,68 - (23,15 + 85) = -58,47$ MW les données en B seront alors :

$$P_B = 58,47 \text{ MW}$$

$$U_B = 113,3 \text{ KV.}$$

$$\bar{I}_B = \frac{58,47 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 113,3} = 298 \text{ A}$$

Les résultats définitifs au niveau du jeu de barres de la centrale A seront :

$$\bar{V}_A = 68,56 + j5,93 \text{ KV} \quad - \quad \bar{I}_A = 296,2 + j37,56 \text{ A}$$

$$\bar{S}_A = 61,59 - j 2,45 \text{ MVA}$$

$P_A = 61,59 \text{ MW} \quad - \quad Q_A = - 2,45 \text{ MVAR} \quad - \quad U_A = 119,2 \text{ KV} \quad (9)$

La tension en A étant d'après (9) de 119,2 KV, il faut par conséquent reconsidérer l'alimentation du tronçon AC avec cette nouvelle tension au départ.

I.2.3.2./ Analyse du tronçon AC (Avec G_{B2} défectueux)

Les données en C sont :

$$P_C = 25,2 \text{ MW}$$

$$Q_C = 25,35 \text{ MVAR}$$

$$\text{Cos}(\phi) = 0,7 \quad -$$

$$U_c = 108,9 \text{ KV} \quad - \quad V_C = 62,87 \text{ KV.}$$

$$\text{Le courant en C sera : } \bar{I}_C = 133,60(1 - j) \text{ A.}$$

La situation en A sera, après tout calcul :

$$\bar{V}_A = 68,77 + j1,63 \text{ KV} \quad - \quad \bar{I}_A = 133,20 - j121,07 \text{ A}$$

$$\bar{S}_A = 26,89 + j25,63 \text{ MVA}$$

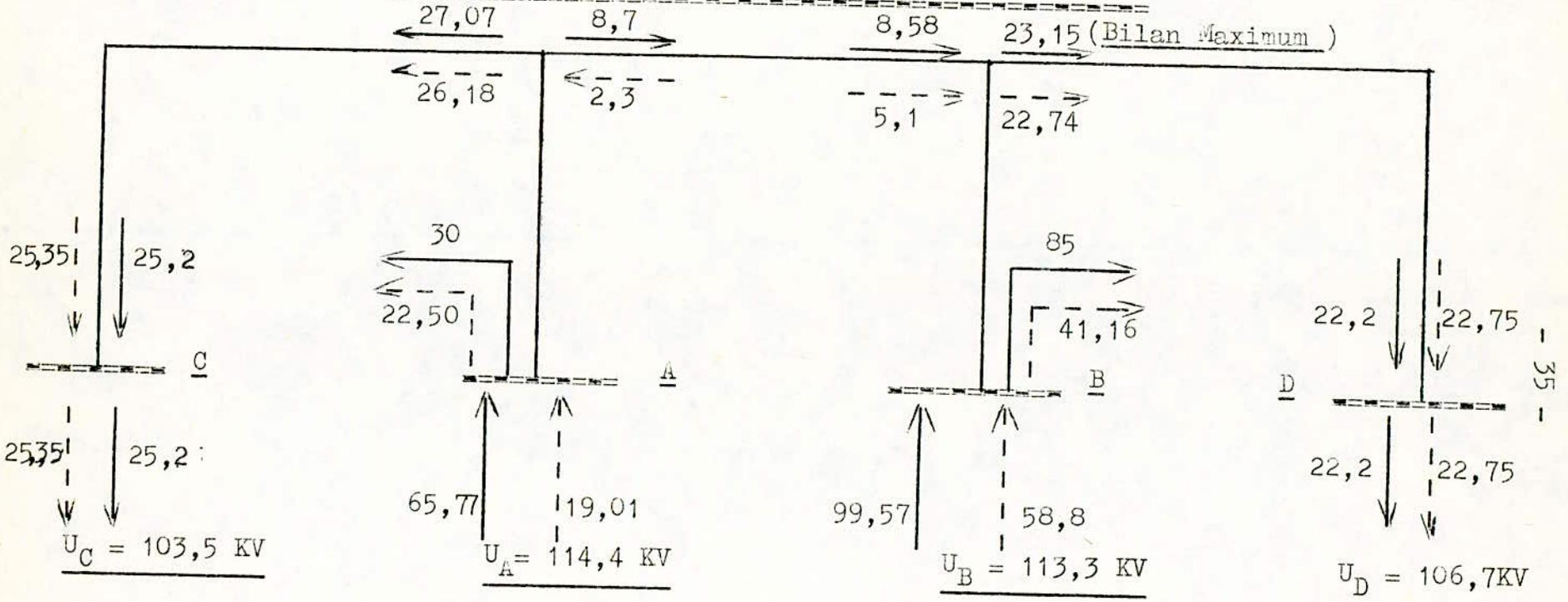
$P_A = 26,89 \text{ MW} \quad - \quad Q_A = 25,63 \text{ MVAR} \quad - \quad U_A = 119,15 \text{ KV} \quad (10)$
--

Le bilan reste pratiquement inchangé que dans I.2.2.

Les diagrammes récapitulatifs des quatre cas de fonctionnement sont donnés **en** (pages 35 et suivantes).

-o- (/ /) AGRAMME N° 1 -o-

-o- / / C N C T I O N N E M E N T / / Y O R M A L -o-

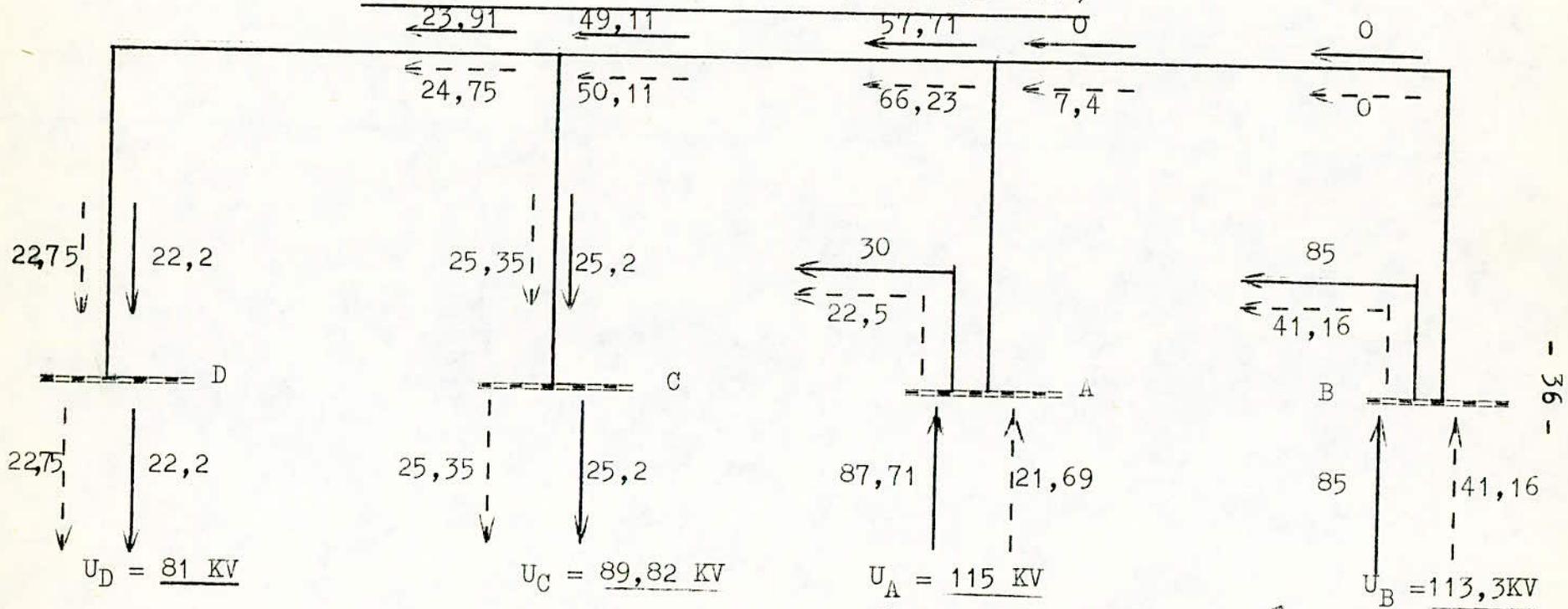


($dP_A = 0$ MW
 ($dQ_A = -27,37$ MVAR.

($dP_B = 0$ MW
 ($dQ_B = 0$ MVAR

Légende: trait continu pour les puissances actives (en MW)
 trait discontinu " " " " réactives(en MVAR)

/// I G N E B D C O U P E E (Bilan Maximum)



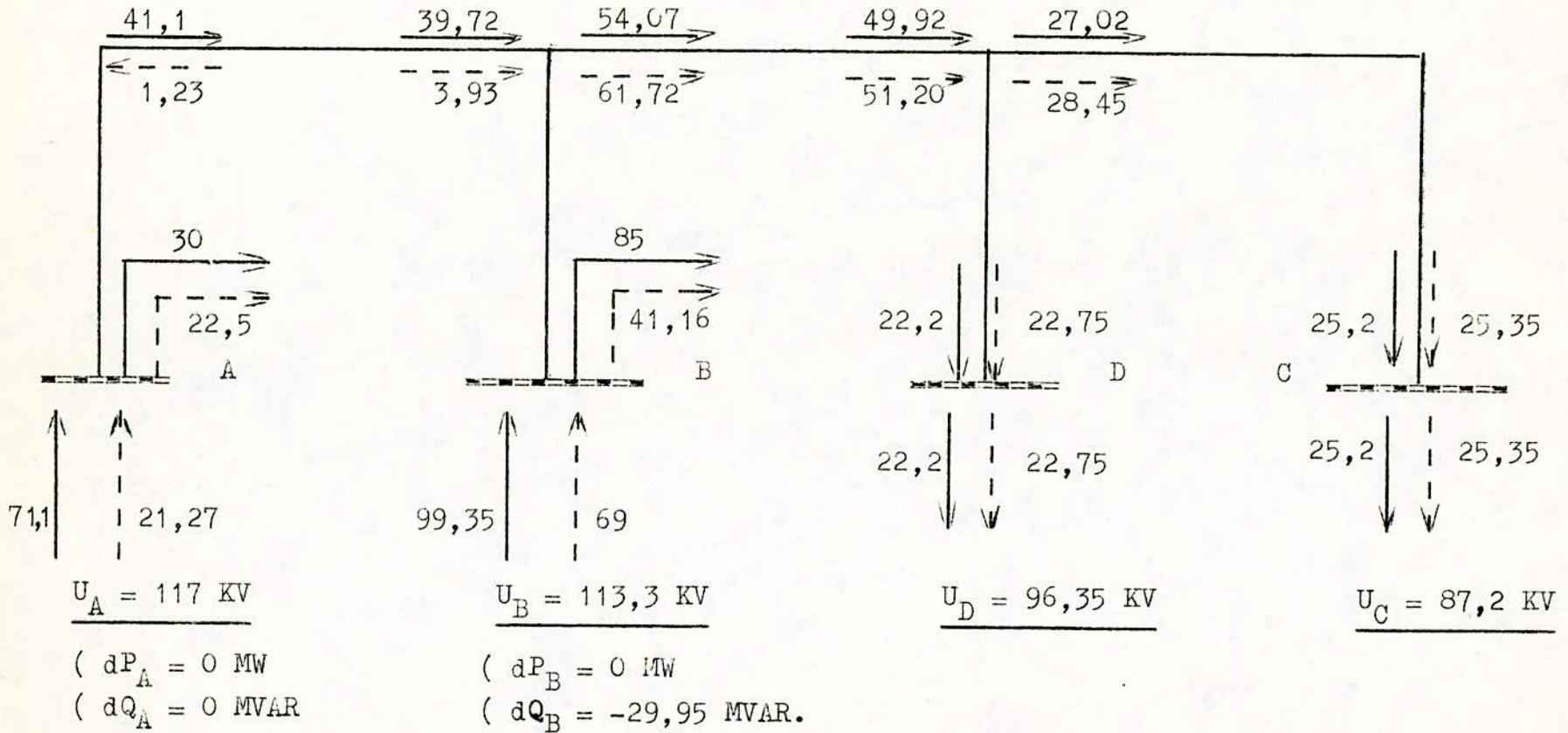
$$\begin{cases} dP_A = 0 \text{ MW} \\ dQ_A = -59,64 \text{ MVAR} \end{cases}$$

$$\begin{cases} dP_B = 0 \text{ MW} \\ dQ_B = 0 \text{ MVAR} \end{cases}$$

légende : trait continu pour les puissances actives.
trait discontinu " " " " réactives.

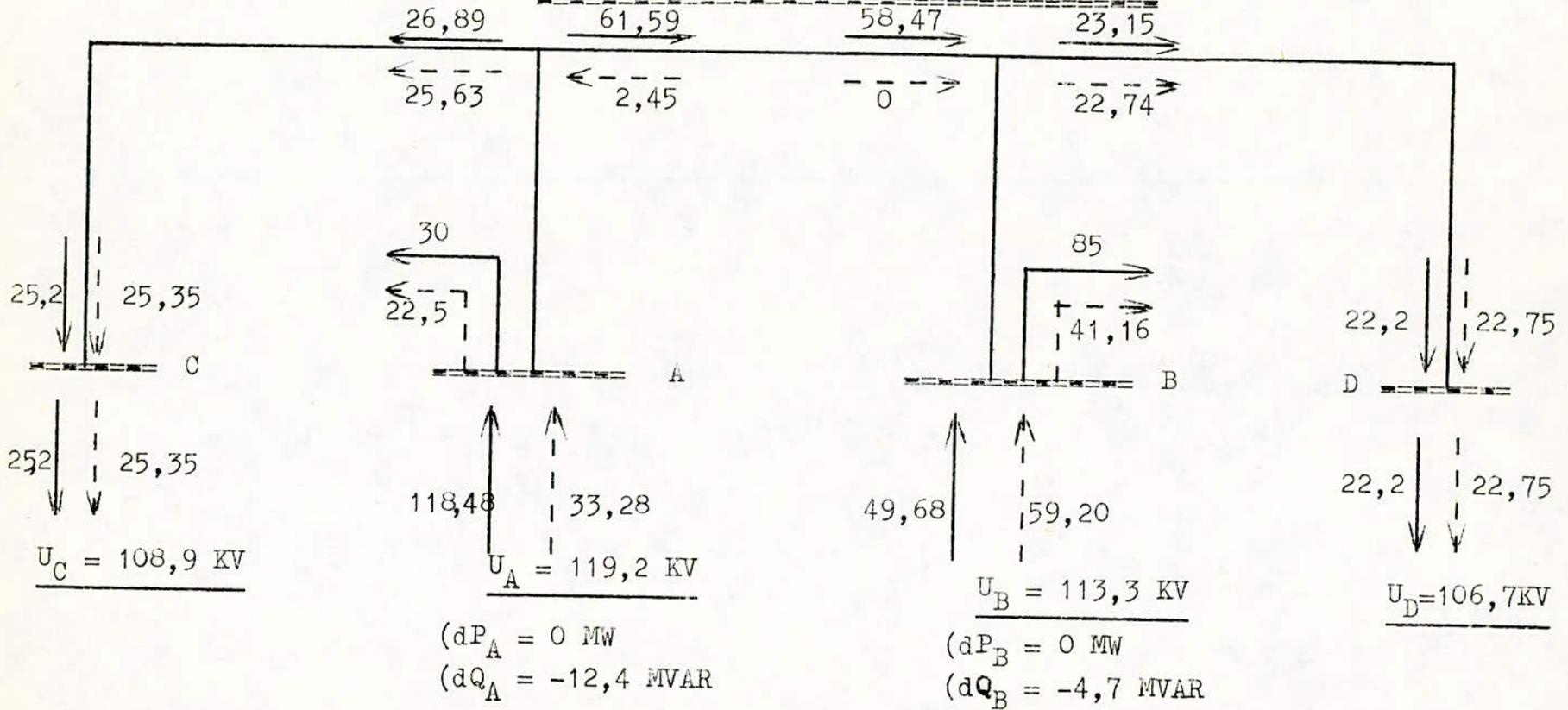
-o- DIAGRAMME N° 3 -o-

-o- IGNE AC COUPEE (Bilan maximum) -o-



-o- (II) DIAGRAMME N° 4 -o-

-o- GENERATEUR B₂ DEFECTUEUX -o- (Bilan maximum)



II/ REGIME DE FONCTIONNEMENT MINIMUM.

II.1./ Fonctionnement normal.

II.1.1./ Analyse du tronçon AC

Il s'agit comme dans le régime précédent, c'est à dire connaissant les données à l'arrivée, de déterminer le régime au départ.

Données en C:

$$P_C = 10 \text{ MW}$$

$$Q_C = 8,75 \text{ MVAR (y compris les pertes réactives du transformateur C, } q = 1,25 \text{ MVAR)}$$

$$\cos(\phi) = 0,752$$

$$U_C = 112,3 \text{ KV} - V_C = 64,83 \text{ KV.}$$

$$\bar{Z}_{ac} = 16,66 + j28,9 \text{ Ohms} - \bar{Y}_{ac} = j0,194 \cdot 10^{-3} \text{ s}$$

$$1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{2} \cong 0,997 \quad - \quad 1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{4} \cong 0,994$$

A l'aide des données précédentes le courant à l'arrivée est :

$$\bar{I}_C = 51,4 - j 45,05 \text{ A}$$

En utilisant , comme dans le paragraphe précédent, les formules du quadripôle pour la ligne AC on trouvera les résultats suivants au départ de la ligne :

$$\bar{V}_A = 66,80 + j0,73 \text{ KV} - \bar{I}_A = 51,25 - j32,37 \text{ A}$$

$$\bar{S}_A = 10,2 + j6,6 \text{ MVA.}$$

$P_A = 10,2 \text{ MW} - Q_A = 6,6 \text{ MVAR} - U_A = 115,7 \text{ KV} \quad (1)$

II.1.2./ Analyse du tronçon BD

Données en D:

$$P_D = 8 \text{ MW}$$

$$Q_D = 7,05 + q = 7,05 + 1,15 = 8,2 \text{ MVAR}$$

$$\cos(\phi) = 0,698$$

$$U_D = 111,3 \text{ KV} - V_D = 64,26 \text{ KV.}$$

$$\bar{Z}_{bd} = 11,9 + j20,62 \text{ Ohms} - \bar{Y}_{bd} = j0,139 \cdot 10^{-3} \text{ s}$$

$$1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{2} \cong 0,997 \quad - \quad 1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{4} \cong 0,999$$

Les résultats, après tous les calculs exécutés sont :

$$\bar{I}_D = 41,49 - j42,56 \text{ A} \quad - \quad \bar{V}_B = 65,43 + j0,35 \text{ KV}$$

$$\bar{I}_B = 41,4 - j33,55 \text{ A} \quad - \quad \bar{S}_B = 8,08 + j 6,62 \text{ MVA}$$

$$P_B = 8,08 \text{ MW} \quad - \quad Q_B = 6,62 \text{ MVAR} \quad - \quad U_B = 113,3 \text{ KV} \quad (2)$$

Avant de faire le bilan de puissance, vérifions si la centrale A n'accuse pas de déficit de puissance réactive :

$$Q_A(\text{disponible}) = 11 \text{ MVAR} \quad \div \quad Q_A(\text{demandée}) = 21,44 \text{ MVAR}$$

Nous voyons donc que le bilan est négatif; c'est à dire la centrale A manque de puissance réactive, qui sera transitée de B vers A.

Donc nous allons déterminer au juste la puissance réactive à injecter en B (départ de la ligne AB) pour avoir en A (fin de ligne) la puissance réactive manquante $Q = 10,44$ MVAR. Nous utilisons une autre méthode pour le transit de puissance réactive de B vers A. :

$$(\bar{V}_A = \bar{V}_B (1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{2}) - \bar{Z}\bar{I}_B \quad (1)$$

$$(\bar{I}_A = -\bar{V}_B\bar{Y}(1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{4}) + (1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{2}) \bar{I}_B$$

Le vecteur d'origine est \bar{V}_B .

Le courant \bar{I}_B est purement inductif et est égal à :

$$\bar{I}_B = -jB \text{ (A)} \quad \text{et} \quad V_B = 65,41 \text{ KV.}$$

Nous connaissons le produit suivant :

$$\bar{S}_A = 3\bar{V}_A\bar{I}_A^* = j10 \text{ 400 KVAR.}$$

Les paramètres de la ligne AB sont :

$$\bar{Z}_{ab} = 11,9 + j19,9 \text{ Ohms} \quad - \quad \bar{Y}_{ab} = j0,576 \cdot 10^{-3} \text{ s}$$

$$1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{2} \cong 0,994 \quad - \quad 1 + \frac{\bar{Y}\bar{Z}}{4} \cong 0,997$$

Nous obtenons après calcul :

$$(2) \quad \begin{aligned} \bar{V}_A &= 65,017 - 0,0199 B + j0,0119 B \quad \text{KV} \\ \bar{I}_A &= -j (37,56 + 0,994 B) \end{aligned}$$

En faisant le produit $3\bar{V}_A \bar{I}_A^*$ (en utilisant (2))
et sachant que $\bar{S}_A = j 10 400 \text{ KVAR.}$, nous pouvons , par
identification obtenir :

$$-(0,447B + 0,0118 B^2) + j(0,0198B^2 + 63,88B + 2442) = j\frac{10400}{3}$$

$$\text{d'où} : 0,0198B^2 + 63,88 B + 2442 = 3466$$

Il s'agit d'une équation du second degré et les racines
sont : $B_1 = 16,2 \text{ A} \quad ; \quad (B_2 = 3210 \text{ A (Impossible à rejeter))$

$$\text{Donc } \bar{I}_B = j16,2 \text{ A}$$

$$\text{et } \bar{S}_B = 3\bar{V}_B \bar{I}_B = 3 \times 65,41 \cdot 10^3 \times j16,2 = j3,2 \text{ MVA}$$

$$Q_B = 3,2 \text{ MVAR}$$

$$\bar{V}_A = 64,7 + j0,2 \text{ KV} \quad - \quad U_A = 112,1 \text{ KV}$$

Interprétation: Pour satisfaire la centrale A en puissance réactive la centrale B doit lui transiter $Q = 3,2 \text{ MVAR}$, car il y a un apport en réactif de la part de la ligne qui fournira $Q = 7,2 \text{ MVAR}$. mais la tension en A est faible et est égale à $112,1 \text{ KV}$. Or la tension minimum en A est de $114,4 \text{ KV}$. Donc il est impossible de transiter cette puissance réactive.

Le bilan de puissance définitif , dans le cas où le transit de réactif de B vers A s'avèrerait possible, est :

$$P_A \text{ disponible} = 30 \text{ MW} \quad ; \quad Q_A \text{ disponible} = 18,84 \text{ MVAR}$$

$$P_A \text{ demandée} = 22,2 \text{ MW} \quad ; \quad Q_A \text{ (demandée)} = 18,84 \text{ MVAR}$$

$$P_B \text{ disponible} = 100 \text{ MW} \quad ; \quad Q_B \text{ disponible} = 54,82 \text{ MVAR}$$

$$P_B \text{ demandée} = 68,08 \text{ MW} \quad ; \quad Q_B \text{ demandée} = 54,82 \text{ MVAR}$$

II.2./ CAS D'UNE AVARIE DE LA LIGNE AC (CD FERMEE)

II.2.1./

Données en C:

$$P_C = 10 \text{ MW}$$

$$Q_C = 8,75 \text{ MVAR}$$

$$\cos(\phi) = 0,752$$

$$U_C = 106 \text{ KV (fixée)} - V_C = 61,20 \text{ KV}$$

$$Z_{cd} = 11,9 + j20,62 \text{ Ohms} - \bar{Y}_{cd} = j0,139 \cdot 10^{-3} \text{ S}$$

En fonction des données précédentes le courant en C est:

$$\bar{I}_C = 54,47 - j47,73 \text{ A}$$

Les résultats au départ de la ligne (en D) seront :

$$\underline{\bar{V}_D = 62,65 + j0,6 \text{ KV}} \quad - \quad \underline{\bar{I}_{Dc} = 54,3 - j39,1 \text{ A}}$$

$$\underline{\bar{S}_{Dc} = 10,14 + j7,4 \text{ MVA}}$$

$P_{Dc} = 10,14 \text{ MW} \quad - \quad Q_{Dc} = 7,4 \text{ MVAR} \quad - \quad U_D = 108,6 \text{ KV}$	(3)
--	-----

II.2.2./ Analyse du tronçon DB

Par suite des résultats (3) la situation en D sera :

$$P'_D = P_{Dc} + P_D = 10,14 + 8 = 18,2 \text{ MW}$$

$$Q'_D = Q_{Dc} + Q_D = 7,4 + 8,2 = 15,6 \text{ MVAR}$$

$$\cos(\phi) = 0,76$$

$$U_D = 108,6 \text{ KV}$$

$$Z_{bd} = 11,9 + j20,62 \text{ Ohms} \quad - \quad \bar{Y}_{cd} = j0,139 \cdot 10^{-3} \text{ S}$$

Le courant total venant de B sera au niveau du jeu

de barres D :

$$\bar{I}'_D = 96,34 - j82,82 \text{ A}$$

$$\underline{\bar{V}_B = 65,36 + j1,6 \text{ KV}} \quad - \quad \underline{\bar{I}_B = 96,47 - j73,87 \text{ A}}$$

$$\underline{\bar{S}_B = 18,6 + j15 \text{ MVA.}}$$

$P_B = 18,6 \text{ MW} \quad - \quad Q_B = 15 \text{ MVAR} \quad - \quad U_B = 113,3 \text{ KV}$	(4)
--	-----

La centrale A accuse un déficit de puissance réactive, en effet :

$$Q_{\text{manquante}} = Q_{\text{demandée}} - Q_{\text{disponible}} \\ = 12,24 - 4,04 = 8,2 \text{ MVAR.}$$

Cette puissance réactive manquante sera transitée à partir de la centrale B.

En utilisant la même méthode de calcul que dans II.1.2. nous trouverons :

$$Q_B = 0,9 \text{ MVAR} \quad \text{et} \quad U_A = 112,45 \text{ KV}$$

C'est à dire que la centrale B injectera $Q = 0,9 \text{ MVAR}$ mais cette dernière puissance arrivera en A sous une tension $U_A = 112,45 \text{ KV}$ (qui est inférieure au minimum fixé $U_A = 114,4 \text{ KV}$), par conséquent le transit de cette puissance est impossible.

Dans le cas où le transit de puissance réactive serait possible, le bilan est :

$P_A \text{ disponible} = 30 \text{ MW}$	-	$Q_A \text{ disponible} = 12,24 \text{ MVAR}$
$P_A \text{ demandée} = 12 \text{ MW}$	-	$Q_A \text{ demandée} = 12,24 \text{ MVAR}$
$P_B \text{ disponible} = 100 \text{ MW}$	-	$Q_B \text{ disponible} = 60,9 \text{ MVAR}$
$P_B \text{ demandée} = 78,6 \text{ MW}$	-	$Q_B \text{ demandée} = 60,9 \text{ MVAR}$

II.3./ CAS D'UNE AVARIE DE LA LIGNE BD (LIGNE CD FERMEE)

II.3.1./ Analyse du tronçon DC :

Données en D

$$P_D = 8 \text{ MW}$$

$$Q_D = 8,2 \text{ MVAR}$$

$$\cos(\phi) = 0,698$$

$$U_D = 107,8 \text{ KV} \quad - \quad V_C = 62,24 \text{ KV}$$

Le courant à l'arrivée en D est : $\bar{I}_D = 42,84 - j43,95 \text{ A}$

La situation au départ en C est :

$$\bar{V}_C = 63,47 + j0,36 \text{ KV} \quad - \quad \bar{I}_{Cd} = 42,71 - j35,17 \text{ A}$$

$$\bar{S}_{Cd} = 8,10 + j6,75 \text{ MVA}$$

$$P_{Cd} = 8,10 \text{ MW} \quad - \quad Q_{Cd} = 6,75 \text{ MVAR} \quad - \quad U_C = 109,9 \text{ KV} \quad (5)$$

II.3.2./ Analyse du tronçon CA :

D'après les résultats (5) la situation en D est :

$$P_C' = P_{Cd} + P_C = 8,10 + 10,1 = 18,2 \text{ MW}$$

$$Q_C' = Q_{Cd} + Q_C = 6,75 + 8,75 = 15,5 \text{ MVAR}$$

$$\text{Cos}(\phi) = 0,761$$

$$U_C = 109,9 \text{ KV} \quad - \quad V_C = 63,45 \text{ KV}$$

Le courant total à l'arrivée en C est :

$$I_C' = 95,6 - j81,4 \text{ A}$$

Les grandeurs au départ (en A) sont :

$$\underline{\bar{V}_A = 67,22 + j 1,76 \text{ KV}} \quad - \quad \underline{\bar{I}_A = 95,21 - j68,85 \text{ A}}$$

$$\underline{\bar{S}_A = 18,84 + j14,4 \text{ MVA}}$$

$$P_A = 18,84 \text{ MW} \quad - \quad Q_A = 14,4 \text{ MVAR} \quad - \quad U_A = 116,5 \text{ KV} \quad (6)$$

La centrale A est en défaut de puissance réactive de :

$$\begin{aligned} Q_{\text{manquante}} &= Q_{\text{demandée}} - Q_{\text{disponible}} \\ &= 26,64 - 11,8 = 14,84 \text{ MVAR} \end{aligned}$$

C'est la centrale B qui se chargera de transiter la puissance réactive manquant à la centrale A.

Le mêmes calculs que ceux utilisés en II.1.2. donnent :

$$Q_B = 7,75 \text{ MVAR} \quad U_A = 111,25 \text{ KV}$$

On remarque également dans ce cas que la tension d'arrivée en A est inférieure à la tension minimum exigée, à savoir : $U_A = 114,4 \text{ KV}$. Sachant qu'il n'y a aucun moyen de compensation dans la centrale A, le transit de puissance réactive de B vers A est impossible.

En supposant le transit possible, le bilan serait :

$$\begin{aligned} P_A \text{ disponible} &= 50 \text{ MW} & - & & Q_A \text{ disponible} &= 26,64 \text{ MVAR} \\ P_A \text{ demandée} &= 30,84 \text{ MW} & & & Q_A \text{ demandée} &= 26,64 \text{ MVAR} \\ P_B \text{ disponible} &= 100 \text{ MW} & & & Q_B \text{ disponible} &\hat{=} 52,75 \text{ MVAR} \\ P_B \text{ demandée} &= 60 \text{ MW} & & & Q_B \text{ demandée} &= 52,75 \text{ MVAR} \end{aligned}$$

II.4./ CAS D'AVARIE D'UN GÉNÉRATEUR EN B.

II.4.1./ Analyse du tronçon AC

En ce qui concerne les paramètres de la ligne, il y a lieu de se reporter à II.1.1.

Les résultats sont, après calculs faits : $\bar{I}_C = 51,95 - j45,53 \text{ A}$

$P_A = 10,20 \text{ MW}$	-	$Q_A = 6,66 \text{ MVAR}$	-	$U_A = 114,5 \text{ KV}$	(7)
--------------------------	---	---------------------------	---	--------------------------	-----

II.4.2./ Analyse du tronçon BD

Mêmes résultats que dans II.1.2. (page 40) formule(2).

Du fait de l'avarie du générateur de la centrale B la centrale A est en défaut de puissance réactive et la centrale B en défaut de puissance active, en effet :

$$\begin{aligned} P_B \text{ manquante} &= P_B \text{ demandée} - P_B \text{ disponible} \\ &= 68,08 - 49,6 = 18,48 \text{ MW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_A \text{ manquante} &= Q_A \text{ demandée} - Q_A \text{ disponible} \\ &= 18,9 - 11,4 = 7,5 \text{ MVAR} \end{aligned}$$

Il ressort de ce petit bilan que la centrale B injecte de la puissance réactive vers la centrale A et cette dernière injecte de la puissance active vers la centrale B. :

Données en B :

$$P_B = 18,48 \text{ MW}$$

$$Q_B = -0,6 \text{ MVAR}$$

$$U_B = 113,3 \text{ KV} \quad - \quad V_C = 65,41 \text{ KV}$$

$$\text{Cos}(\phi) = 0,999 \text{ (capacitif)}$$

Les calculs définitifs donnent : $\bar{I}_B = 94,27 + j 3 \text{ A}$

$$\underline{\bar{V}_A = 66,08 + j1,9 \text{ KV}} \quad - \quad \underline{\bar{I}_A = 94 + j 40,55 \text{ A}}$$
$$\underline{\bar{S}_A = 18,86 - j 7,5 \text{ MVA}}$$

$$P_A = 18,86 \text{ MW} \quad - \quad Q_A = -7,5 \text{ MVAR} \quad - \quad U_A = 114,5 \text{ KV} \quad (8)$$

Le bilan définitif de puissance dans ce cas de fonctionnement sera le suivant :

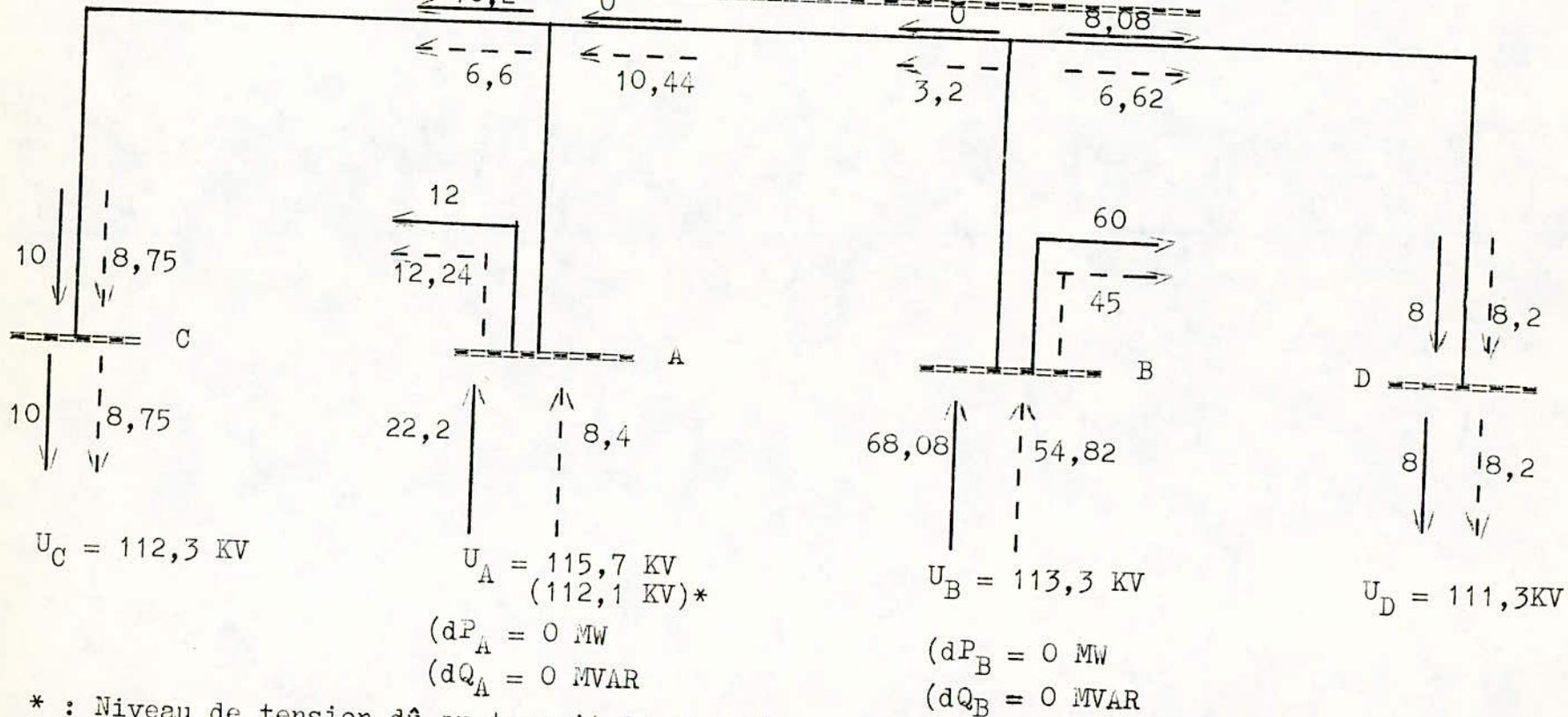
$$\begin{array}{ll} P_A \text{ disponible} = 50 \text{ MW} & - \quad Q_A \text{ disponible} = 18,9 \text{ MVAR} \\ P_A \text{ demandée} = 41,06 \text{ MW} & - \quad Q_A \text{ demandée} = 18,9 \text{ MVAR} \\ P_B \text{ disponible} = 68,08 \text{ MW} & - \quad Q_B \text{ disponible} = 52,22 \text{ MVAR} \\ P_B \text{ demandée} = 68,08 \text{ MW} & - \quad Q_B \text{ demandée} = 52,22 \text{ MVAR} \end{array}$$

Dans ce cas de fonctionnement on constate que les niveaux de tension au niveau des jeux de barres A et B sont respectés.

Les diagrammes de puissances active et réactive se trouvent en pages 47 et suivantes.

-o- // DIAGRAMME N° 1 -o-

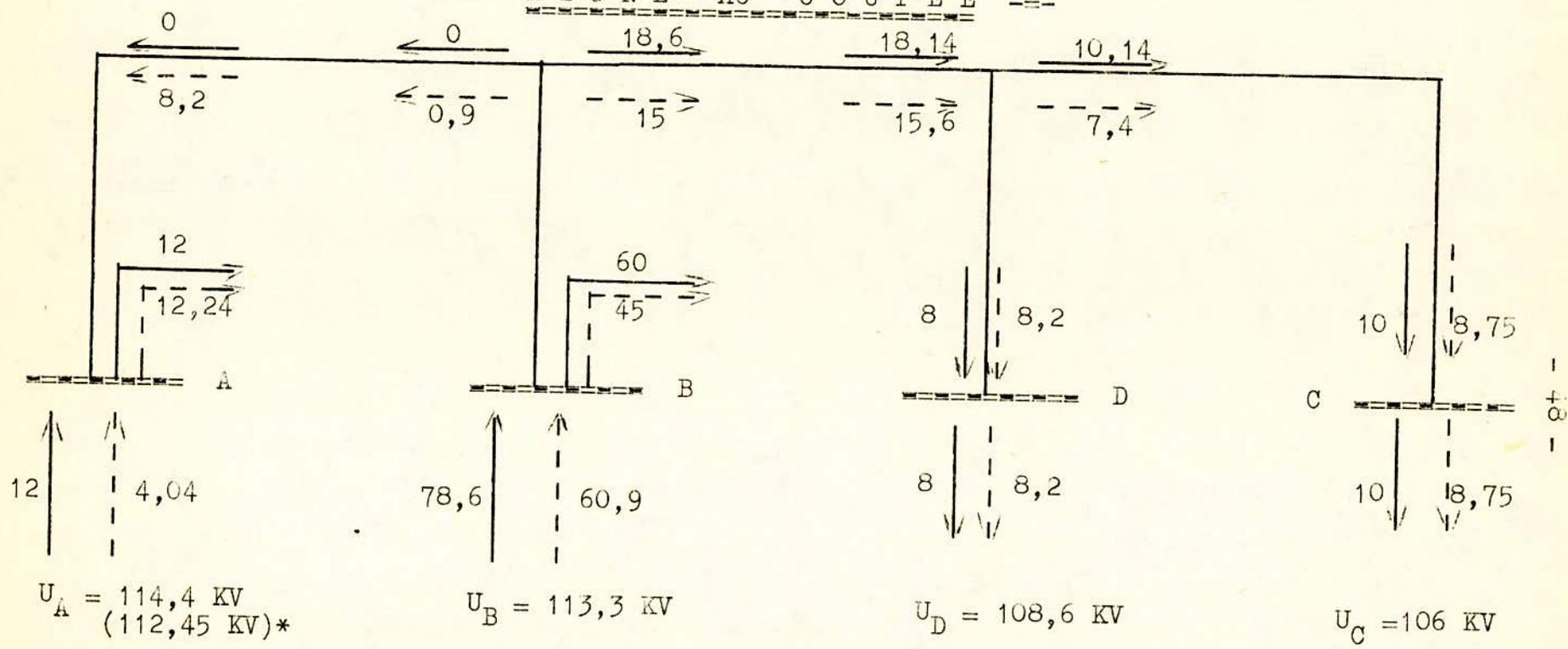
--- // FONCTIONNEMENT NORMAL ---



* : Niveau de tension dû au transit de la puissance réactive de la centrale B vers la centrale A.

-o-  DIAGRAMME N° 2 -o-

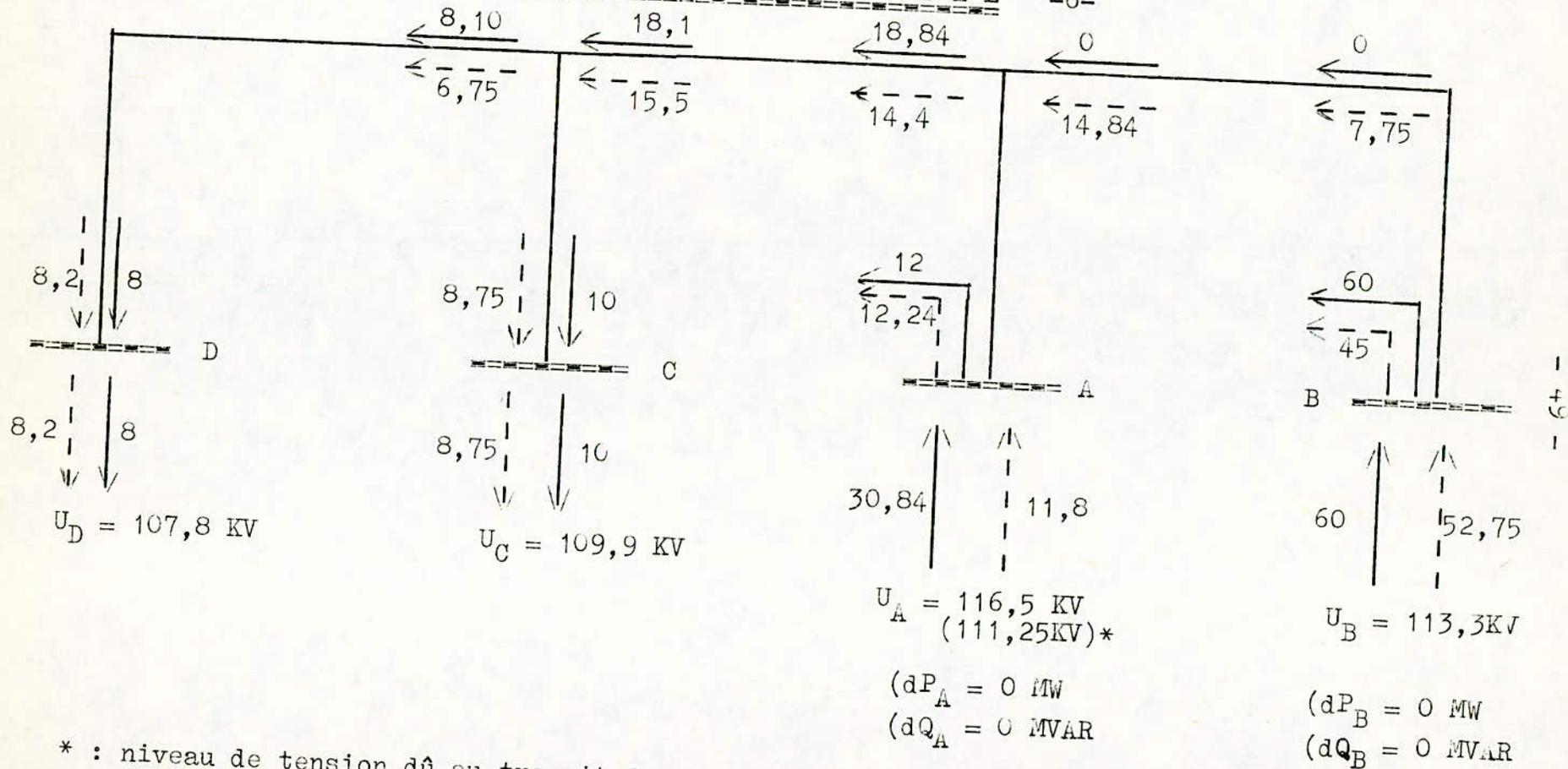
--- L I G N E A C C O U P L E ---



* : niveau de tension dû au transport de la puissance réactive de B vers A.

-o- (/ /) IAGRAMME N° 3 -o-

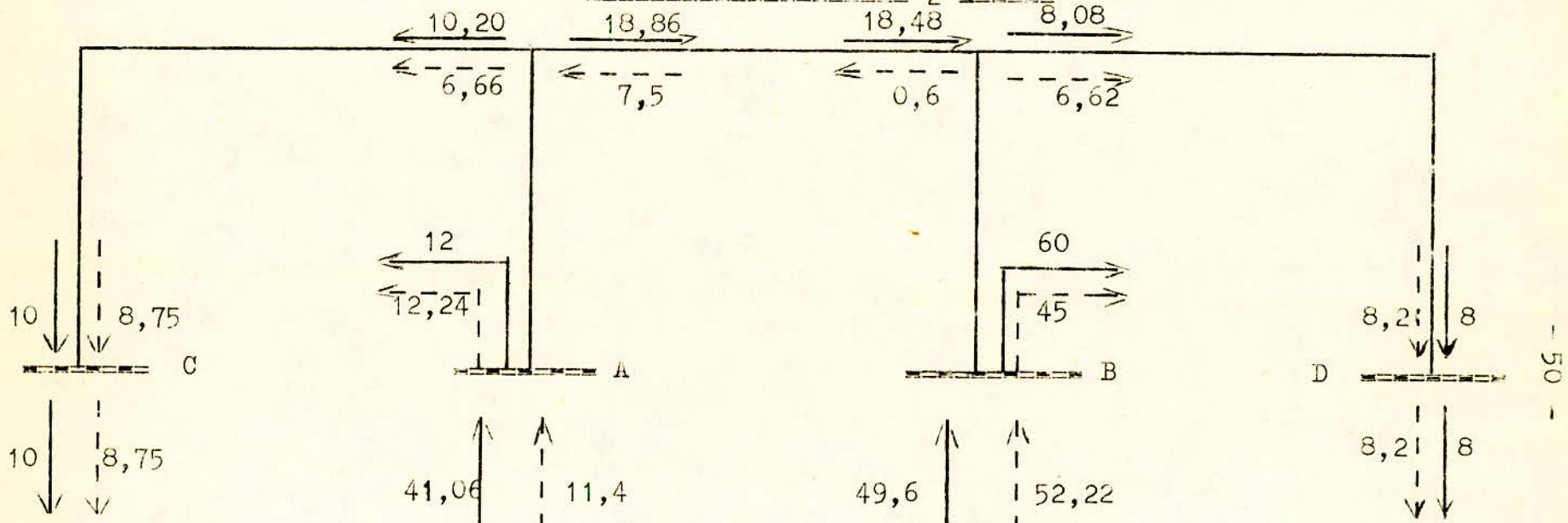
-o- L I G N E B D . C O U P E E -o-



* : niveau de tension dû au transit de la puissance réactive de la centrale B vers la centrale A.

-o- //) DIAGRAMME N° 4 -o-

-o- G E N E R A T E U R B₂ ARRETE -o-



$U_C = 111,1 \text{ KV}$

$U_A = 114,5 \text{ KV}$

($dP_A = 0 \text{ MW}$

($dQ_A = 0 \text{ MVAR}$

$U_B = 113,3 \text{ KV}$

($dP_B = 0 \text{ MW}$

($dQ_B = 0 \text{ MVAR}$

$U_D = 111,3 \text{ KV}$

C O N C L U S I O N :

Les résultats auxquels nous avons aboutis dans l'étude du présent chapitre appellent les constatations suivantes :

I/ REGIME DE CHARGE MAXIMUM

1/ Le bilan de puissance est négatif dans tous les cas de fonctionnement malgré l'apport de réactif fournit par le compensateur en B.

2/ Les niveaux de tension sur les jeux de barres C et D sont trop bas; ceci est dû au fait que les lignes transportent presque autant de puissance active que de puissance réactive.

3/ Lors d'une avarie, il y a surcharge d'un tronçon de ligne (presque deux fois la puissance caractéristique de la ligne).

II/ REGIME DE CHARGE MINIMUM

1/ Du fait du transit de la puissance réactive de la centrale B vers la centrale A, les niveaux de tension en A sont au-dessous du minimum exigé (114,4 KV).

2/ Il n'existe aucun moyen de compensation-régulation dans la centrale A.

Compte tenu de ce qui précède, nous proposons :

- Installation d'une batterie de condensateurs au niveau de chaque jeu de barres MT des stations C' et D'.

Une telle installation améliorera nettement le facteur de puissance en C' et D' et ainsi les lignes seront déchargées en réactif d'où les avantages suivants :

1/ Baisse de chute de tension en ligne

2/ Circulation très amoindrie de la puissance réactive

3/ Bilan de puissance correct au niveau de chaque centrale d'où meilleur exploitation du réseau.

Dans le cas le plus défavorable de fonctionnement le courant permanent est de l'ordre de 420 A pour une section des conducteurs de 150 mm^2 , d'où une densité de courant de $2,8 \text{ A/mm}^2$.

Les normes techniques donnent pour un conducteur Alu-Acier, une densité de courant admissible de $1,5 \text{ A/mm}^2$, ce qui donnent pour notre cas une section de $420/1,5 = 280 \text{ mm}^2$; nous adoptons la section normalisée $S_n = 288 \text{ mm}^2$.

--

-o- H A P I T R E U A T R I E M E -o-

--) ETERMINATION DES PARAMETRES DE REGULATION
DES TRANSFORMATEURS C ET D

 I N T R O D U C T I O N :

Lorsque le réglage de la tension par injection de la puissance réactive n'est pas commode à cause de l'apport des puissances réactives à mettre en jeu pour compenser les variations de tension dues à diverses causes, il est souvent simple d'utiliser un transformateur muni d'un système de prises permettant ainsi la production d'une tension additionnelle.

Ce qui importe le plus c'est de maintenir constante, non pas la tension primaire mais la tension secondaire (coté consommateur).

Sachant que tensions et puissances réactives ne sont pas des grandeurs indépendantes, il s'ensuit alors que l'injection d'une tension additionnelle (qui n'est pas génératrice de puissance réactive) modifie la répartition initiale des puissances réactives.

I/ INFLUENCE D'UNE INJECTION DE TENSION ADDITIONNELLE SUR LA CIRCULATION DE PUISSANCE REACTIVE.

Considérons par exemple une centrale A et un poste de distribution C' où la tension doit être maintenue constante et égale à $V_{C'}$ (voir fig1).

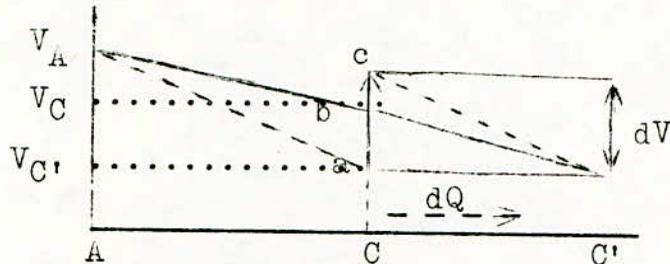


fig.1

Si nous injectons en C une tension dV en phase avec V_C , nous remarquons que la pente de tension entre C et C' va augmenter, d'où un déplacement de puissance réactive dQ de C vers C'.

Puisque l'injection d'une tension n'est pas génératrice de puissance réactive, celle-ci proviendra donc de la centrale A et la pente de tension entre A et C se trouvera à son tour accrue.

Dans le cas où dV est négatif, c'est le phénomène inverse qui se produit.

2/ TRANSFORMATEURS A PRISES VARIABLES EN CHARGE. SCHEMA ET PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT.

Les transformateurs munis de prises manoeuvrables en charges jouent le rôle tantôt d'abaisseurs tantôt d'élevateurs. fig 2.

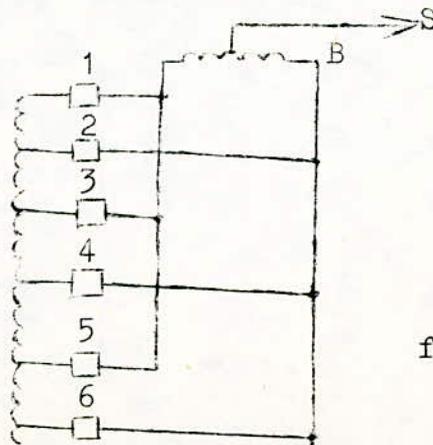


fig.2

1,2,3,...6 sont des interrupteurs et B un auto-transformateur dont la réactance est assez élevée pour que le courant qui la traverse ne soit pas dangereux pour le transformateur.

Pour que le réglage de tension secondaire puisse se faire dans les deux sens il faut utiliser une prise moyenne.

Par exemple, l'interrupteur 4 est fermé, tous les autres sont ouverts et on veut avoir $V_S \text{ MAX}$, il suffit de fermer 1 et ouvrir 4.

Si on désire obtenir $V_S \text{ MIN}$ avec toujours 4 fermé, il faut alors fermer 6 et ouvrir 4 dans l'ordre.

3/ CHOIX DU RAPPORT DE TRANSFORMATION.

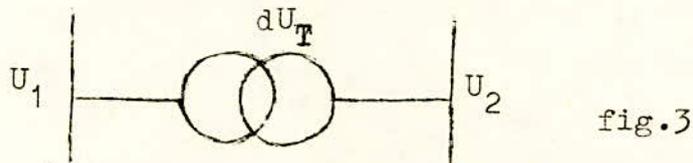
3.1./ TRANSFORMATEURS UTILISES.

Les transformateurs réglables en charge ont les prises variables du côté haute tension, car le courant y est relativement faible (par rapport au côté MT)

Dans ce cas il y a moins de risque pour l'enroulement du transformateur lors des changements de prises et le nombre de ces dernières peut être élevé et par conséquent le réglage possible pour les petites variations.

3.2./ THEORIE

Soit un transformateur représenté par la figure 3 :



Pour déterminer le rapport de transformation le plus favorable il faut d'abord évaluer les conditions de travail les plus défavorables, à savoir, considérer les tensions primaires minimum et maximum et ramener toutes les valeurs à un coté du transformateur (dans notre cas côté primaire).

3.2.1./ Cas de la charge maximum :

Dans ce cas la tension U_1 sera basse et par conséquent la chute de tension élevée.

Introduisons le paramètre de régulation R' , nous aurons :

$$U_1' - dU_T' + R' = U_2' \quad (1)$$

où : U_1' : tension coté primaire

dU_T' : chute de tension dans le transformateur

U_2' : tension secondaire exigée (ramenée coté primaire)

3.2.2./ Cas de la charge minimum :

La tension U_1 étant élevée, la chute de tension dU_T sera basse. Pour ce cas de fonctionnement nous avons l'équation suivante :

$$U_1'' - dU_T'' + R'' = U_2'' \quad (2)$$

3.2.3./ Régulation :

Compte tenu des régimes de charge et des formules (1) et (2) le paramètre de régulation dans les conditions les plus défavorables s'écrit :

$$R = +R' - R'' \quad (3)$$

Puisque c'est le même enroulement de régulation qui est utilisé pour les deux sens de variations, la dimension de l'enroulement doit satisfaire en moyenne à la relation suivante :

$$R_m \geq \frac{+R' - R''}{2} = \frac{R}{2} \quad (4)$$

Afin de déterminer le rapport nominal de transformation, il y a lieu de noter que les transformateurs réducteurs doivent avoir toujours la tension primaire égale à la tension nominale du réseau. Dans ce cas c'est la tension secondaire qui doit avoir la valeur élevée de R_m . donc :

$$U_2 \geq U_{n2 \text{ réseau}} + R_m$$

Le rapport nominal de transformation sera :

$$U_1 / U_{n2} + R_m$$

La régulation est au moins égale à $\pm R_m$.

4/ CALCUL DU PARAMETRE DE REGULATION.

4.1./ Transformateur C

4.1.1./ Données pour la charge minimum.

$$U_C = 112,3 \text{ KV} \quad - \quad U_{C'} = 30,5 \text{ KV}$$

$$dU_T = \frac{RP + XQ}{U} \quad (\text{formule approximative})$$

avec : R = 2,44 Ohms
 P = 10 MW
 X = 36,7 Ohms
 Q = 8,75 MVAR
 U = 110 KV

$$dU_T'' = \frac{2,44 \times 10 + 36,7 \times 8,75}{110} = 3,14 \text{ KV} \quad (1)$$

4.1.2./ Données pour la charge maximum

$$U_C = 87,2 \text{ KV} \quad - \quad U_{C'} = 31,5 \text{ KV}$$

R = 2,44 Ohms
 P = 25,2 MW
 X = 36,7 Ohms
 Q = 25,35 MVAR
 U = 110 KV

$$dU_T' = \frac{2,44 \times 25,2 + 36,7 \times 25,35}{110} = 9 \text{ KV} \quad (2)$$

4.1.3./ Détermination du rapport de transformation nominal

L'application des formules (1) et (2) donne les résultats suivants :

$$R'' = U_2'' \cdot \frac{110}{30} - U_1'' + dU_T'' = 30,5 \times \frac{110}{30} - 112,3 + 3,14 = 2,67 \text{ KV}$$

$$R' = U_2' \cdot \frac{110}{30} - U_1' + dU_T' = 31,5 \times \frac{110}{30} - 87,2 + 9 = 37,3 \text{ KV}$$

$U_2'' \cdot \frac{110}{30}$ et $U_2' \cdot \frac{110}{30}$ sont les tensions secondaires ramenées.

$$R = \frac{R' - R''}{2} = \frac{37,3 - 2,67}{2} = 17,31 \text{ KV (coté primaire)}$$

La valeur de R ramenée coté secondaire sera :

$$R_s = 17,31 \times \frac{30}{110} = 4,72 \text{ KV}$$

La tension secondaire nominale sera donc :

$$U_2 = U_n \text{ réseau} + R_s = 30 + 4,72 = 34,72 \text{ KV}$$

Nous prendrons :

$$U_2 = 35 \text{ KV}$$

Dans ce cas $R_s = R_m = 5 \text{ KV}$.

$$R_m \% = \frac{5 \cdot 100}{30} = 16,66 = 17$$

Finalement le rapport de transformation est :

$$U_1 / U_2 = 110 \pm 17 \% / 35 \quad (3)$$

Il faut donc ajouter $\pm 17\%$ à la tension primaire parce que la régulation se trouve, comme il a été expliqué, coté haute tension.

4.2./ TRANSFORMATEUR D

4.2.1./ Données pour la charge minimum

$$U_D = 111,3 \text{ KV} \quad - \quad U_{D'} = 30 \text{ KV}$$

$$R = 2,44 \text{ Ohms}$$

$$P = 8 \text{ MW}$$

$$X = 36,7 \text{ Ohms}$$

$$Q = 8,2 \text{ MVAR}$$

$$U = 110 \text{ KV}$$

$$dU_T^n = \frac{2,44 \times 8 + 36,7 \times 8,2}{110} = 2,91 \text{ KV} \quad (4)$$

4.2.2./ Données pour la charge maximum

$$U_D = 81 \text{ KV} \quad - \quad U_{D'} = 31,3 \text{ KV}$$

$$R = 2,44 \text{ Ohms}$$

$$P = 22,2 \text{ MW}$$

$$X = 36,7 \text{ Ohms}$$

$$Q = 22,75 \text{ MVAR}$$

$$dU_T^m = \frac{2,44 \times 22,2 + 36,7 \times 22,75}{110} = 8 \text{ KV} \quad (5)$$

4.2.3. / Détermination du rapport de transformation nominal

$$R'' = U''_2 \cdot \frac{110}{30} - U''_1 + dU''_T = 30 \times \frac{110}{30} - 111,3 + 2,91 = 1,61 \text{ KV}$$

$$R' = U'_2 \cdot \frac{110}{30} - U'_1 + dU'_T = 31,3 \times \frac{110}{30} - 81 + 8 = 41,84 \text{ KV}$$

$$R = \frac{R' - R''}{2} = \frac{41,84 - 1,61}{2} = 20,11 \text{ KV}$$

La valeur de R ramenée coté secondaire est :

$$R_s = 20,11 \times \frac{30}{110} = 5,48 \text{ KV}$$

La tension secondaire sera donc :

$$U_2 = 30 + 5,48 = 35,48 \text{ KV}$$

Nous prendrons alors : $U_2 = 36 \text{ KV}$

et $R_s = R_m = 6 \text{ KV}$

$$R_m \% = \frac{6}{30} \times 100 = 20$$

Le rapport de transformation pour le transformateur D est :

$$\boxed{U_1 / U_2 = 110 \pm 20 \% / 36} \quad (6)$$

C O N C L U S I O N :

L'étude du présent chapitre nous permet de faire la remarque suivante :

- L'enroulement de régulation est de 17% pour le transformateur C et de 20 % pour le transformateur D; cela est évidemment assez élevé.

Généralement on admet un écart de 15 % au plus.

Cet état de fait est dû surtout à la surcharge des lignes AC, CD, BD en puissances réactives, car nous savons que le transport de réactif sur une longue distance provoque de fortes chutes de tension.

Pour éviter les inconvénients précédents la proposition suivante s'impose :

"(Installation d'une batterie de condensateurs compensant la totalité de la puissance réactive demandée par C' et D')

Cette initiative aurait les conséquences suivantes :

- 1/ Pas de transport de puissance réactive à partir de A et de B.
- 2/ Chutes de tension très réduites dans les lignes AC - CD - BD.
- 3/ Niveaux de tension sur les jeux de barres C et D en cas de charge maximum seront moins bas que sans compensation.
- 4/ Niveaux en C et D en charge minimum seront moins élevés.
- 5/ Ecart en pour-cent de l'enroulement de régulation très réduit.
- 6/ Transformateurs C et D peu chers.
- 7/ Meilleur rendement de la ligne et bonne utilisation des alternateurs.

Tous les avantages énumérés ci-dessus compensent à notre avis largement le prix des batteries de condensateurs à installer en C' et D' (Coté MT).

La présente proposition rejoint et confirme celle déjà faite au chapitre III.

-o- // CHAPITRE // INQUIEME -o-

== MISE A LA TERRE DU POINT NEUTRE ==

// INTRODUCTION :

La vérification de l'efficacité de la mise à la terre du neutre consiste à vérifier les conditions suivantes :

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 3 \quad \text{et} \quad \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

avec R_0 : résistance homopolaire du réseau
 X_0 : réactance " " " "
 X_1 : réactance directe du réseau.

X_0/X_1 caractérise le " degré de couplage " avec la terre du réseau. Le courant de défaut à la terre est d'autant plus **petit** que le rapport X_0/X_1 est grand (c'est à dire X_0 grand).

Pour ramener le courant de défaut phase/terre à une valeur ne dépassant pas le courant de défaut triphasé, on prend X_0/X_1 au moins égal à 1. Eventuellement, pour limiter ce courant de défaut à une valeur n'entraînant pas de troubles aux lignes de télécommunications, on prend $X_0/X_1 \leq 3$, dans ce cas, il est consacré par l'usage de dire que le neutre est "solidement à la terre" (ainsi on est amené à ne pas avoir à y installer de très gros disjoncteur).

Si la condition $R_0/X_1 \leq 1$ est remplie, la surtension qui apparait suite à une cause interne, ne dépassera pas une certaine valeur admissible en ce qui concerne l'isolation des appareils (lignes, transformateurs ..)

Nous nous bornerons à ne considérer que les court-circuits monophasés, car, selon les statistiques de différents pays, 80% de défauts environ sont dus à ce type de court-circuit.

I/ SCHEMA EQUIVALENT.

Pour le schéma équivalent direct, on ne considère que les réactances.

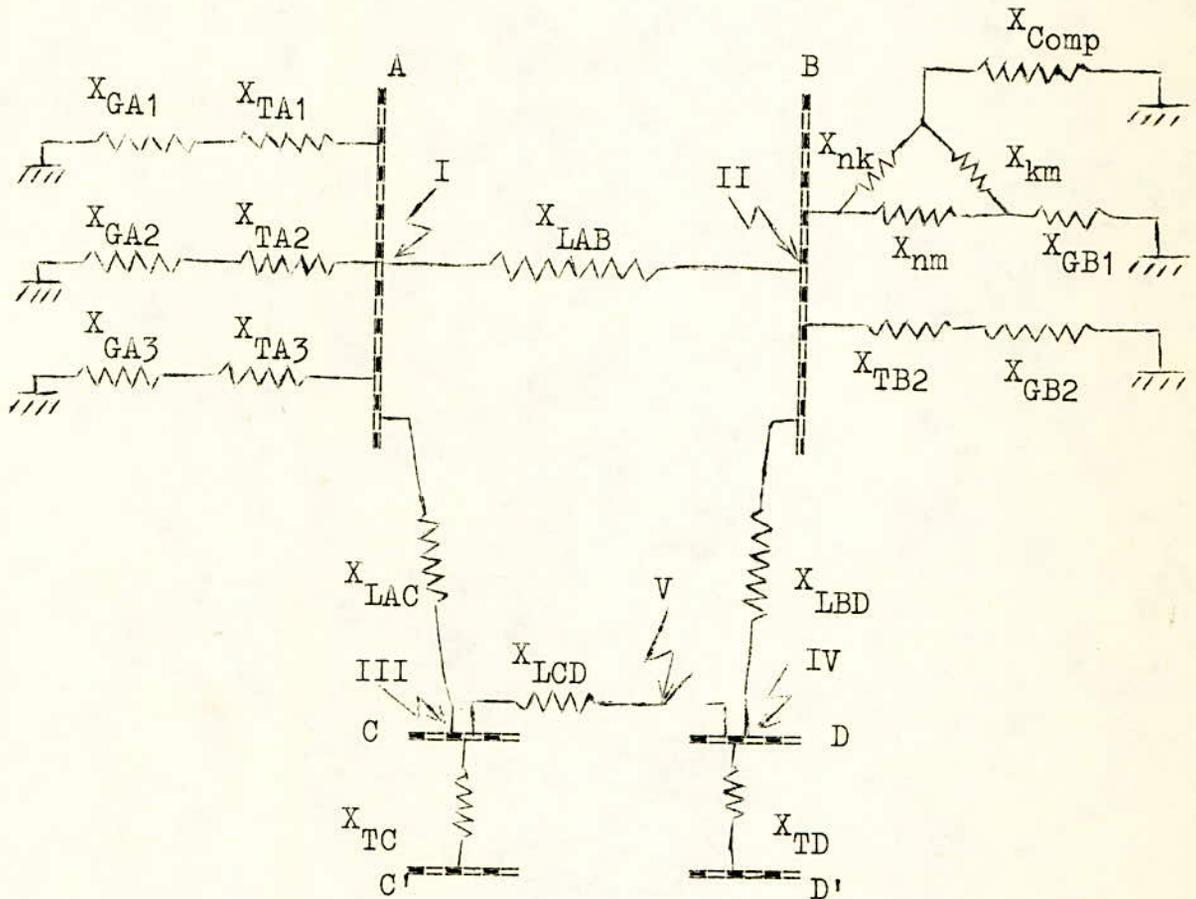
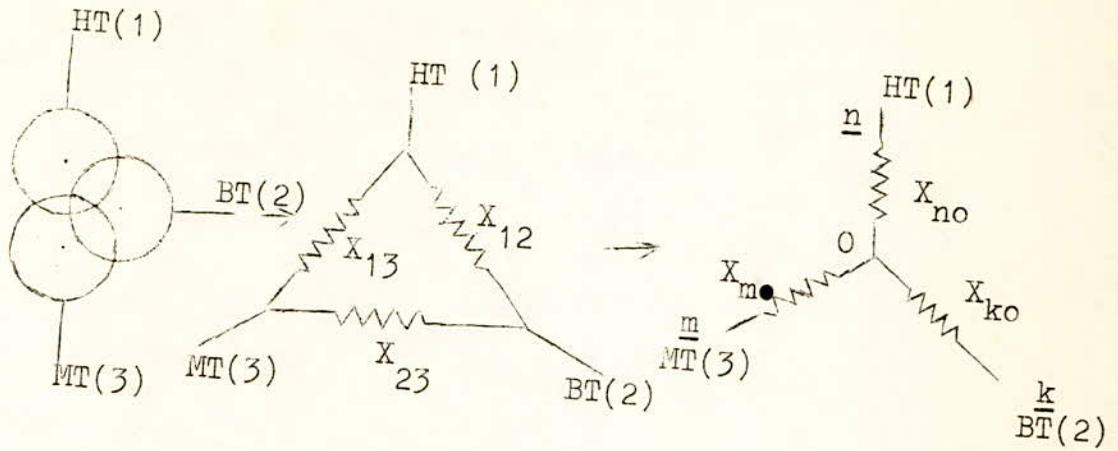


fig.1

2/ PASSAGE TRIANGLE-ETOILE DU TRANSFORMATEUR A TROIS ENROULEMENTS et TABLEUX DE VALEURS RAMENEES.

Les court-circuits ayant été considérés coté haute tension, il faut donc "ramener" toutes les valeurs calculées coté MT du coté HT. (voir tableaux page suivante).

La station B possède un transformateur à trois enroulements dont le schéma équivalent se présentera sous forme triangle qu'il faudra transformer en étoile :



La formule de transformation est la suivante :

$$X_{no} = \frac{X_{12} \cdot X_{13} - X_{23}^2}{2}$$

$$X_{mo} = \frac{X_{13} + X_{23} - X_{12}}{2}$$

$$X_{ko} = \frac{X_{12} + X_{23} - X_{13}}{2}$$

TABLEAUX DES VALEURS RAMBNEES COTE 110 KV.

Générateur	X (Ohms)
A ₁	36,023
A ₂	36,023
A ₃	62,950
B ₁	33,534
B ₂	33,534
Compens.	32,020

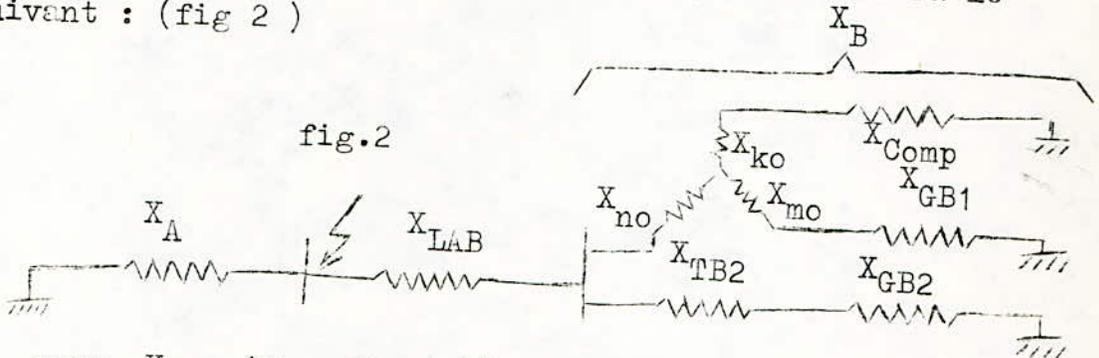
Transfo.	X (Ohms)	R (Ohms)
A ₁	26,841	1,300
A ₂	26,841	1,300
A ₃	36,602	2,370
B ₁	ko	13,560
	mo	19,790
	no	2,44
B ₂	24,457	1,180
C	36,700	2,440
D	36,700	2,440

LIGNE	AB	AC	BD	CD
X (Ohms)	19,9	28,9	20,62	20,62
R (Ohms)	11,9	16,66	11,9	11,9

3/ Court-circuit en I -

3.1./ Schéma direct et calcul de la réactance équivalente

Dans ce cas de défaut, le schéma équivalent sera le suivant : (fig 2)



avec $X_A = (X_{GA1} + X_{TA1}) // (X_{GA2} + X_{TA2}) // (X_{GA3} + X_{TA3})$

// : parallèle.

après calcul on trouvera :

$$X_A = 23,89 \Omega \quad (3)$$

$$X_B = (X_{TB2} + X_{GB2}) // \left[X_{no} + (X_{mo} + X_{GB1}) // (X_{ko} + X_{comp}) \right]$$

On trouvera :

$$X_B = 18,43 \Omega \quad (4)$$

Le schéma simplifié deviendra :



avec $X_C = X_B + X_{LAB} = 18,43 + 19,9$

(5)

$$X_C = 38,33 \Omega$$

Finalement :

$$X_1 = X_2 = \frac{X_A \times X_C}{X_A + X_C} = \frac{23,89 \times 38,33}{23,89 + 38,33} = 14,71 \Omega$$

où 1 et 2 symbolisent les réactances directe et inverse.

$$X_1 = X_2 = 14,71 \Omega \quad (6)$$

3.2./ Schéma homopolaire et calcul de l'impédance équivalente.

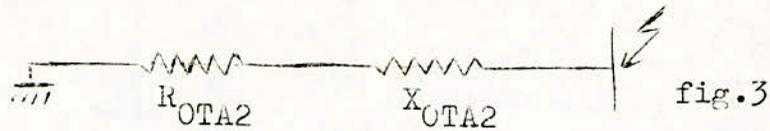
Nous noterons que les réactances et résistances homopolaires des éléments du réseau sont différentes de celles directes et inverses.

Nous dresserons ci-après un tableau qui contiendra les valeurs nécessaires pour le calcul de l'impédance homopolaire.

	X_0/X_1	R_0	R_0/R_1
Lignes aériennes à simple voie avec cable de garde(110KV)	3,2	$R_1 + 0,15$	
Lignes aériennes double terne avec cable de garde 110 KV	4,8	$R_1 + 0,15$	
Transformateurs à 3 Colonnes 	0,85		0,85

3.2./ Schéma homopolaire et calcul de l'impédance correspondante.

Sachant qu'il n'existe qu'une seule mise à la terre directe du neutre; celle du transformateur T_{A2} , le schéma homopolaire du réseau sera le suivant :



$$\bar{Z}_0 = R_{OTA2} + jX_{OTA2} = 0,85R_{1TA2} + j0,85X_{1TA2}$$

$$R_{1TA2} = 1,3 \Omega \quad X_{1TA2} = 26,841 \Omega$$

$$\bar{Z}_0 = 0,85 (1,3 + j26,841) = 1,105 + j 22,814 \Omega$$

Les composantes de l'impédance monopolaire sont :

$$X_0 = 22,814 \Omega$$

$$R_0 = 1,105 \Omega \quad (7)$$

Vérification des inégalités énoncées précédemment :

$$\frac{X_0}{X_1} = \frac{22,814}{14,71} = 1,55 < 3 \quad (7')$$

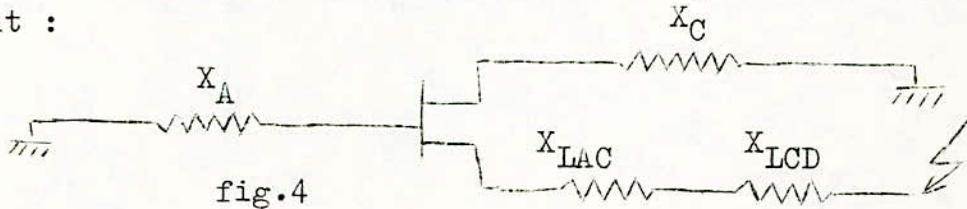
$$\frac{R_0}{X_1} = \frac{1,105}{14,71} = 0,075 < 1$$

Nous voyons d'après (7') que les conditions d'efficacité de la mise à la terre directe du neutre sont vérifiées.

4./ Court-circuit en V

4.1./ Schéma direct équivalent et calcul de la réactance équivalente.

Après simplification, le schéma équivalent est le suivant :



avec : $X_A = 23,89 \Omega$ (voir résultat 3)

$X_C = 38,33 \Omega$ (" " 5)

$X_{LAC} = 28,90 \Omega$ --- $X_{LCD} = 20,62 \Omega$

Nous obtenons :

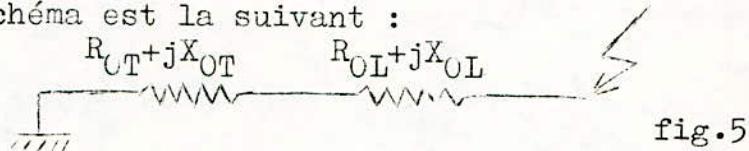
$$(X_A // X_C) + X_{LAC} + X_{LCD} = X_1 = X_2 =$$

$$\frac{23,89 \times 38,33}{23,89 + 38,33} + 28,90 + 20,62 = 64,24 \Omega$$

$$X_1 = X_2 = 64,24 \Omega \quad (8)$$

4.2./ Schéma homopolaire et calcul de l'impédance correspondante.

Le schéma est la suivant :



avec :

$$R_{OT} = 0,85 R_{TA2} = 0,85 \times 1,3 = 1,105 \Omega$$

$$X_{OT} = 0,85 X_{TA2} = 0,85 \times 26,841 = 22,81 \Omega$$

$$R_{OL} = 0,15 + (R_{LAC} + R_{LCD}) = (16,66 + 11,9) + 0,15 = 28,71 \Omega$$

$$X_{OL} = 3,2(X_{LAC} + X_{LCD}) = 3,2(28,9 + 20,62) = 158,46 \Omega$$

d'où les résultats suivants :

$$X_0 = 22,81 + 158,46 = 181,3 \Omega \quad (9)$$

$$R_0 = 1,105 + 28,71 = 29,81 \Omega$$

D'après les résultats (8) et (9) on trouve :

$$\frac{X_0}{X_1} = \frac{181,3}{66,46} = 2,73 < 3$$

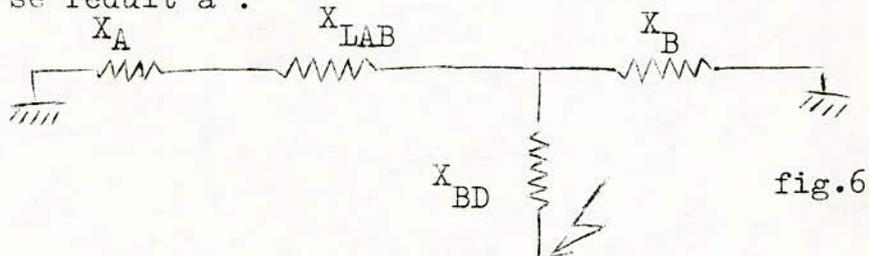
$$\frac{R_0}{X_1} = \frac{29,81}{66,46} = 0,45 < 1 \quad (10)$$

Dans ce cas également, d'après (10), l'efficacité de la mise à la terre du neutre est assurée.

5/ Court-circuit en IV

5.1./ Schéma direct équivalent et calcul de la réactance correspondante.

Après les simplifications successives, le schéma équivalent se réduit à :



avec : $X_A = 23,89 \Omega$ (voir résultat 3)
 $X_{LAB} = 19,9 \Omega$
 $X_B = 18,43 \Omega$ (" " 4)
 $X_{LBD} = 20,62 \Omega$

Avec les données précédentes, les résultats donnent :

$$X_1 = X_2 = \left[\frac{(X_A + X_{LAB}) // X_B}{1} \right] + X_{LBD} = \frac{(23,89 + 19,9) \times 18,43}{23,89 + 19,9 + 18,43} + 20,62$$

$X_1 = X_2 = 33,59 \Omega$

(11)

5.2./ Schéma homopolaire et calcul de l'impédance correspondante.

Le schéma homopolaire est le suivant :

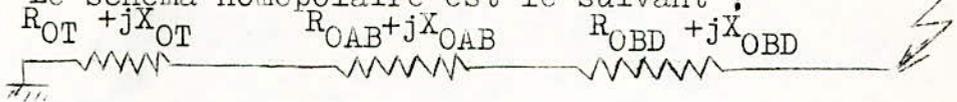


fig.7

La ligne AB étant double terme , d'après le tableau page 64 nous avons :

$$X_{OAB} = 4,8 \cdot X_{1AB} = 4,8 \times 39,8 = 191,04 \Omega$$

$$R_{OAB} = 12,05 \Omega$$

$$R_{OT} + jX_{OT} = 1,105 + j22,81 \Omega$$

$$R_{OBD} + jX_{OBD} = 12,05 + j66 \Omega$$

d'où :

$$X_0 = X_{OT} + X_{OAB} + X_{OBD} = 22,81 + 191,04 + 66 = 279,85 \Omega$$

$$R_0 = R_{OT} + R_{OAB} + R_{OBD} = 1,105 + 12,05 + 12,05 = 25,20 \Omega$$

Nous obtiendrons, à la suite des résultats précédents :

$$\frac{X_0}{X_1} = \frac{279,85}{33,59} = 8,53 > 3$$
$$\frac{R_0}{X_1} = \frac{25,20}{33,59} = 0,75 < 1 \quad (13)$$

En conclusions, nous dirons que la mise à la terre directe du neutre telle que sur le schéma général du réseau n'est pas efficace, car l'une des conditions des résultats 13 n'est pas vérifiée.

6./ PROPOSITION

Nous remarquons que dans la centrale A, il n'y a que le neutre d'un seul transformateur mis directement à la terre, cela est fait dans le but de limiter l'amplitude des courants de court-circuits à la terre.

Tenant compte de cette considération, il n'est pas question donc de multiplier les mises à la terre directe des neutres de transformateurs et de ce fait nous proposons la mise à la terre directe du neutre du transformateur B_2 de la centrale B.

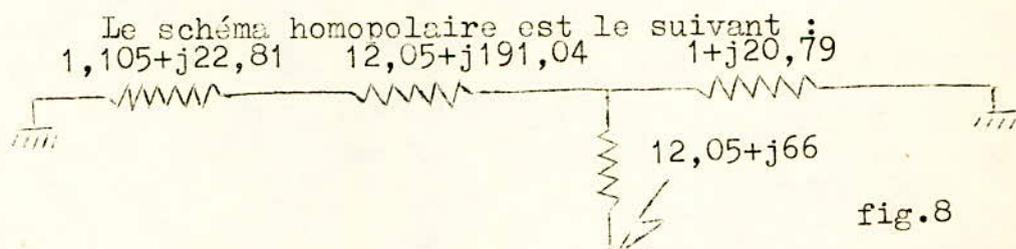
6.1./ Conséquence de la proposition sur les résultats précédents.

Sachant que les impédances directes et inverses ne sont pas modifiées, le fait de mettre le neutre du transformateur B_2 à la terre directement aura une bonne conséquence sur les résultats précédents car il y aura une mise en parallèle d'une branche avec les branches déjà étudiées. Donc la valeur des rapports X_0/X_1 et R_0/X_1 diminuent et par conséquent il est inutile de refaire les études faites précédemment excepté le

cas du point 5. (court-circuit en IV)

6.2./ Schéma homopolaire et calcul de l'impédance correspondante (court-circuit en IV)

Dans tous les cas qui suivront, nous tiendrons compte de la mise supplémentaire à la terre du neutre du transformateur B₂.



1 + j20,79 vient du fait que $\begin{cases} R_{OTB2} = 0,85 \times R_{1TB2} = 0,85 \times 1,18 \\ X_{OTB2} = 0,85 \times X_{1TB2} = 0,85 \times 24,46 \end{cases}$

Nous obtenons les résultats suivants :

$$\bar{Z}_0 = R_0 + jX_0 = 13,015 + j84,95 \Omega$$

$$R_0 = 13,015 \Omega \quad X_0 = 84,95 \Omega \quad (X_1 = 33,59 \Omega)$$

$$(14) \frac{X_0}{X_1} = \frac{84,95}{33,59} = 2,53 < 3 \quad \text{---} \quad \frac{R_0}{X_1} = \frac{13,08}{33,59} = 0,34 < 1$$

Nous voyons que la mise supplémentaire à la terre du neutre du transformateur B₂ à contribué à rendre le système de mise à la terre efficace.

7/ CAS D'UNE AVARIE.

7.1./ Ligne BD Coupée (défaut en IV)

7.1.1./ Schéma direct et calcul de la réactance correspondante.

Schéma :

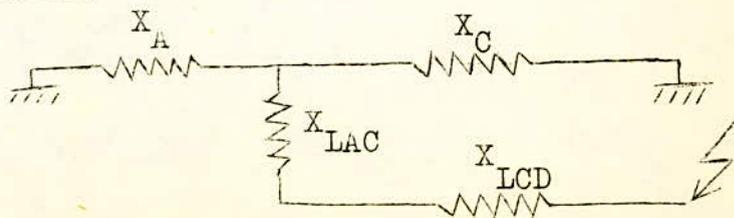


fig.9

avec : $X_A = 23,89 \Omega$
 $X_C = 38,33 \Omega$
 $X_{LAC} = 28,90 \Omega$
 $X_{LCD} = 20,62 \Omega$

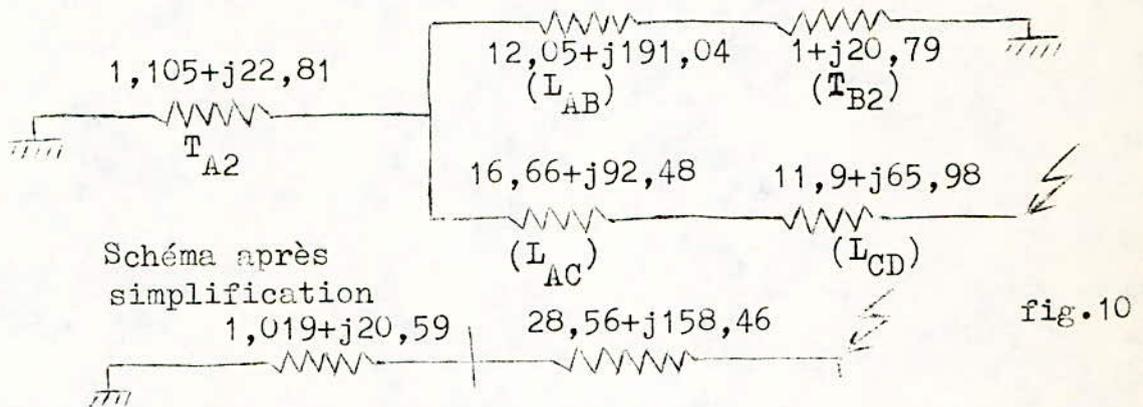
$$X_1 = X_2 = (X_A // X_C) + X_{LAC} + X_{LCD}$$

$$= \frac{23,89 \times 38,33}{23,89 + 38,33} + 28,90 + 20,62 = 64,24 \Omega$$

$X_1 = X_2 = 64,24 \Omega$

 (15)

7.1.2./ Schéma et impédance homopolaires



$$\bar{Z}_0 = \frac{(1,105+j22,81)(13,05+j211,83)}{14,155 + j234,64} + (28,56+j158,46) \Omega$$

$$\bar{Z}_0 = 29,58 + j179,05 \Omega$$

$$R_0 = 29,58 \Omega \quad X_0 = 179,05 \Omega$$

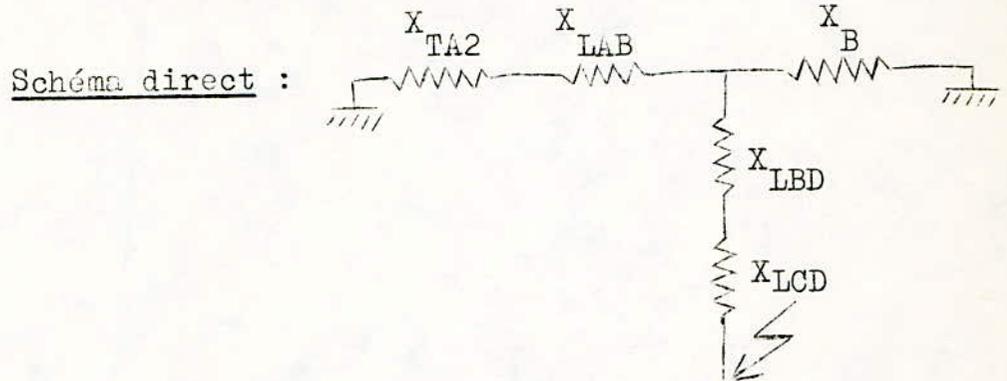
Nous obtenons finalement, les rapports suivants :

$$(16) \quad \frac{X_0}{X_1} = \frac{179,05}{64,24} = 2,79 < 3 \quad \text{---} \quad \frac{R_0}{X_1} = \frac{29,58}{64,24} = 0,46 < 1$$

Selon, les relations (16) le système de mise à la terre du neutre est bien efficace.

7.2./ Ligne AC Coupée (défaut en III)

7.2.1./ Schéma et réactance directs :



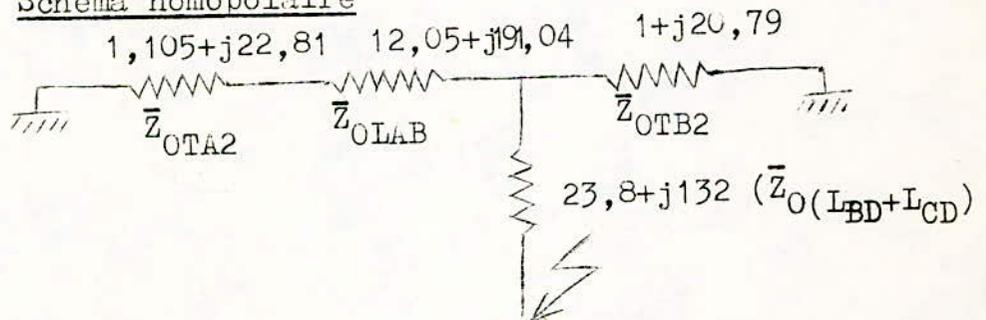
$$X_1 = X_2 = \left[(X_B // (X_{TA2} + X_{LAB})) \right] + X_{LCD} + X_{LBD} =$$

$$\frac{(23,89 + 19,9) \times 18,43}{23,89 + 19,9 + 18,43} + 20,62 + 20,62 = 54,21 \Omega$$

$$X_1 = X_2 = 54,21 \Omega \quad (17)$$

7.2.2./ Schéma et impédance homopolaires

Schéma homopolaire



Nous trouvons :

$$\bar{Z}_O = \left[(\bar{Z}_{OTA2} + \bar{Z}_{OLAB}) // \bar{Z}_{OTB2} \right] + \bar{Z}_{O(BD+CD)}$$

Les calculs définitifs donnent :

$$\bar{Z}_O = 24,80 + j 152 \Omega$$

$$R_O = 24,80 \Omega \quad \text{---} \quad X_O = 152 \Omega$$

$$\frac{X_O}{X_1} = \frac{152}{54,21} = 2,80 < 3 \quad \text{---} \quad \frac{R_O}{X_1} = \frac{24,80}{54,21} = 0,46 < 1$$

Par conséquent, l'efficacité de la mise à la terre du

neutre est vérifiée dans tous les cas de fonctionnement possible du réseau.

U. . . .

CONCLUSION :

En procédant à la vérification de l'efficacité de la mise à la terre directe du point neutre du système, nous avons choisi cinq (5) points probables de court-circuits.

Nous avons constaté que lorsqu'un court-circuit phase/terre se produit en point IV, l'efficacité se trouve compromise (voir relations 13) et pour lever cette difficulté, il faut procéder à une mise à la terre directe supplémentaire du neutre d'un transformateur de la centrale B (B_2 par exemple).

Par ailleurs, le rapport X_0 / X_1 dans la plupart des cas étudiés, se trouve inférieur mais voisin de 3, ce qui a pour effet de ne pas troubler les lignes de télécommunications (voir introduction)

Nous finirons en disant que le neutre est "solidement à la terre ".

- TABLE DE MATIÈRES -

<u>DESIGNATION</u>	<u>PAGE</u>
I/ <u>PARAMÈTRES DU RESEAU</u>	1
- Calcul des réactances des générateurs.....	1
- " " " " transformateurs des centrales.....	2
- Calcul des résistances des transfor. et Lignes.....	3
- Calcul des réactances des lignes.....	4
- Calcul des susceptances " "	6
- Tableau récapitulatif des valeurs trouvées.....	9
- Données du réseau.....	10
- Schéma équivalent du réseau.....	14
II/ <u>REGLAGE DE LA TENSION ET DIAGRAMME CIRCULAIRE</u>	15
- Calcul électrique d'une ligne.....	15
- Puissance caractéristique.....	17
- Réglage de la tension.....	19
- Compensateur synchrone.....	21
- Diagramme circulaire.....	21
III/ <u>BILAN DE PUISSANCE</u>	26
- (Régime de fonctionnement maximum.....	27
- (Diagrammes récapitulatifs des bilans.....	35
- (Régime de fonctionnement minimum.....	39
- (Diagrammes récapitulatifs des bilans.....	47
IV/ <u>DETERMINATION DES PARAMÈTRES DE REGULATION DES TRANSFORMATEURS C ET D</u>	52
- Influence d'une injection d'une tension additionnelle sur la puissance réactive.....	53
- Transformateurs à prises variables.....	53
- Choix du rapport de transformation.....	54
- Calcul du paramètre de régulation.....	56
V/ <u>MISE A LA TERRE DU POINT NEUTRE</u>	60
Schéma équivalent.....	61
Passage Triangle-Etoile d'un transformateur à trois enroulements.....	61
Court-Circuit en différents points du réseau.....	63
PROPOSITION.....	68
<u>C O N C L U S I O N</u>	73
<u>BIBLIOGRAPHIE</u>	75

-o- BIBLIOGRAPHIE -o-
-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*-*

- TRANSPORT ET PROTECTION DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES
EN HAUTE TENSION - AUTEUR : HENRIET - TOME II
- COURS DE RESEAUX II de MM KIATKOWSKI ET MICHALAK