

Académie royale des Sciences d'Outre-Mer
Classe des Sciences Techniques, N.S., XVII-5, Bruxelles, 1973

Transport d'énergie électrique
à très grande distance
et en très grande quantité
en utilisant le courant alternatif

Considérations sur l'interconnexion Inga-Shaba

PAR

G. de Rosenbaum

Membre de l'Académie

350 F

Koninklijke Academie voor Overzeese Wetenschappen
Klasse voor Technische Wetenschappen, N.R., XVII-5, Brussel, 1973

Académie royale des Sciences d'Outre-Mer
Classe des Sciences Techniques, N.S., XVII-5, Bruxelles, 1973

Transport d'énergie électrique
à très grande distance
et en très grande quantité
en utilisant le courant alternatif
Considérations sur l'interconnexion Inga-Shaba

PAR

G. de Rosenbaum

Membre de l'Académie

Koninklijke Academie voor Overzeese Wetenschappen
Klasse voor Technische Wetenschappen, N.R., XVII-5, Brussel, 1973

Mémoire présenté à la Séance du 24 novembre 1972

D/1973/0149/2

RESUME

Le mémoire montre qu'une très longue ligne, à courant alternatif, peut être aménagée par l'*insertion simultanée* des capacités C_1 en série et des réactances X en dérivation et être alors à même de transporter une très grande quantité d'énergie électrique à une très grande distance.

L'insertion des capacités série C_1 augmente la quantité d'énergie transportable d'une façon électriquement stable. (Procédé mis en avant par les Suédois et objet de nombreux rapports à la CIGRE.)

L'insertion des réactances shunt X annule le courant capacitif de la ligne. (L'effet bénéfique de l'insertion des réactances shunt le long de la ligne a été mis en évidence par les expériences de l'American Electric Power. Cet organisme a cherché à réduire les surtensions de manœuvre par ces insertions et ce résultat a été atteint. Il prévoit de maintenir ces insertions et étudie ce procédé de façon à le combiner avec le réenclenchement automatique rapide des disjoncteurs.)

Pour autant que le nombre d'insertions, régulièrement réparties le long de la ligne, soit suffisant (p.ex. 5 insertions pour une ligne de 2 000 km de longueur), la surtension à vide en bout de la ligne et le long de celle-ci devient relativement petite et acceptable.

L'étude est faite à partir des équations des lignes à constantes uniformément réparties, équations en fonction des grandeurs hyperboliques complexes. Pour pouvoir faire les calculs à la règle logarithmique ordinaire de 25 cm la note met ces équations de ligne sous une forme simplifiée.

La théorie est mise en évidence par des calculs numériques portant sur une ligne de 2 000 km de longueur. L'état de la ligne à vide et en charge en tous les points de la ligne aménagée, ainsi que la compensation synchrone sont successivement étudiés. La ligne est considérée avec 3 insertions de réactances shunt,

et 5 insertions de réactances shunt. La comparaison montre l'effet favorable d'augmentation du nombre d'insertions.

Une étude économique poussée d'un cas concret est faite.

L'étude détaillée du régime transitoire est faite d'une façon classique en se basant sur les circuits équivalents à constantes ponctuelles. Elle ne révèle rien d'exceptionnellement dangereux.

Quelques considérations relatives à la conception industrielle d'une ligne aménagée sont faites. L'attention est attirée sur les contrôles de la conception à pratiquer en se servant des tables à calcul analogique * qui permettent de déterminer les limites de la stabilité statique et dynamique de la ligne aménagée, considérée ensemble avec les réseaux que cette ligne aménagée relie. Eventuellement les calculs à la table analogique permettraient de déterminer la valeur de la capacité maximum qu'on pourrait insérer dans la ligne tout en conservant la protection par les relais d'impédance (ou de distance) associée au réenclenchement automatique rapide.

En bref ce travail met en avant des idées nouvelles dont la mise en pratique nécessiterait les études à la table à calcul analogique * et si possible une expérimentation directe. En fait de telles études sont toujours faites pour les lignes industrielles classiques importantes.

* Ou autres calculs plus modernes.

1. INTRODUCTION

Ces dernières années le transport d'énergie électrique en utilisant le courant continu à haute tension a fait beaucoup de progrès. Quelques réalisations importantes ont été faites.

La société ASEA s'est spécialisée en la matière. Elle nous a fourni aimablement une documentation générale au sujet du transport d'énergie électrique en utilisant le courant continu. Nous en tirons les données sur les réalisations faites en utilisant les techniques de l'ASEA. Ce sont:

- alimentation de l'île de Gotland: 20 MW, 100 kV, câble de 96 km, 1954;
- interconnexion France-Angleterre: 160 MW, $+/-$ 100 kV, câble de 64 km, 1961;
- Nouvelle-Zélande: 600 MW, $+/-$ 250 kV, ligne aérienne de 575 km, 1965;
- Japon: interconnexion des réseaux à 50 et 60 herz, 275 et 125 kV, 300 MW, 1965;
- Konti-Skan: 250 MW, 250 kV, ligne aérienne de 86 km et un câble, 1965;
- Sardaigne: 200 MW, 200 kV, ligne aérienne de 290 km, 1966;
- Ile de Vancouver: 78 et 312 MW, 130 et 260 kV, ligne aérienne de 41 km, 1967 et 1969;
- Pacific Intertie 1: 1 400 M W $+/-$ 400 kV, ligne aérienne de 1 330 km, 1968;
- Pacific Intertie 2: 1 440 MW, \pm 400 kV, ligne aérienne de 1 350 km, 1971;
- Kingenorth: 640 MW, $+/-$ 266 kV, câbles de 59 et 25 km.

D'autres réalisations ont été faites en URSS, p.ex. Volgograd-Donbass: 750 MW, $+/-$ 400 kV. On y projette aussi une liaison nouvelle de 6 000 MW, $+/-$ 750 kV, transport d'énergie à 3 000 km.

Enfin un consortium puissant s'est constitué sous le nom de « Coopération Transport de l'énergie électrique par Courant Continu à Haute Tension (TCCHT) — AEG-TELEFUNKEN, BBC, SIEMENS) » et c'est ce consortium qui s'occupe de la ligne à $+/- 533$ kV, 1 360 km de Cabora Bassa jusqu'à Johannesburg (voir notre communication: Barrage de Cabora Bassa en Mozambique, *Bulletin des Séances de l'ARSOM*, 1972, 2).

La BBC nous a également fourni une documentation complète au sujet du transport en courant continu H.T. et des diverses études faites à ce sujet.

Nous tenons à remercier l'ASEA et la BBC pour la documentation que ces sociétés ont eu l'amabilité de nous fournir.

Le courant continu présente plusieurs avantages. Considérons par exemple une ligne à 750 kV_{eff}. Les conducteurs sous tension de cette ligne ont un potentiel maximum par rapport à la masse des pylônes de

$$(750 : 1,73) \cdot 1,41 = 612 \text{ kV}$$

La tension maximum entre phases est d'autre part de 750 kV_{eff} $\cdot 1,41 = 1\ 061$ kV. Considérons d'autre part la ligne à courant continu à $+/- 533$ kV. La tension entre les deux conducteurs, l'un à $+533$ kV et l'autre à -533 kV est de $1\ 066$ kV. Par contre par rapport à la masse des pylônes les conducteurs sont à un potentiel de $/ 533 /$ kV. La ligne à ± 533 kV à courant continu doit donc être moins isolée que la ligne à 750 kV_{eff}. Effectivement la ligne d'Hydro-Quebec à 750 kV possède 35 isolateurs par chaîne d'isolateurs et la ligne de Mozambique n'en a que 24 à 28.

Les lignes à courant continu sont considérées comme de caractère asynchrone et la question de stabilité électrique n'est pas prise en considération. Elles peuvent de ce fait relier deux réseaux à fréquence différente et cela a été réalisé par ASEA au Japon.

Les lignes à courant continu n'utilisent que deux conducteurs au lieu de trois pour les lignes à courant alternatif et elles peuvent même n'utiliser qu'un seul conducteur avec le retour de courant par la terre (ou par la mer en cas de câble monopolaire immergé). Par contre l'exploitation d'un transport d'énergie électrique en courant continu est complexe. Rappelons qu'on

part du courant triphasé que l'on transforme en courant continu, on transporte l'énergie en courant continu et à l'arrivée on transforme le courant continu en courant alternatif triphasé. Les stations terminales sont complexes. Les ponts convertisseurs au départ travaillent en redresseurs et forment un courant continu légèrement ondulatoire. On adjoint à l'installation des filtres d'harmoniques et on introduit dans les lignes à courant continu des selfs de lissage. A l'arrivée les ponts convertisseurs travaillent en onduleurs et on forme un courant alternatif avec des harmoniques, d'où de nouveau des filtres d'harmoniques et des selfs de lissage dans la ligne à courant continu. On doit utiliser les organes complexes de réglage. Quand il y a un coup de foudre sur la ligne, le courant continu ne se coupe pas du côté courant continu et il y a un fonctionnement complexe des valves quand la tension de ligne tombe à zéro. En bref l'exploitation des stations terminales, qui sont très chères, est complexe et demande l'utilisation d'un personnel plus compétent que celui utilisé pour les lignes à courant alternatif.

D'autre part, nous pensons que la ligne à courant continu ne coûte pas $2/3$ de la ligne à courant alternatif car la réalisation d'une ligne H.T. dans un pays de vastes zones géographiques et surtout dans de tels pays en voie de développement est fonction des facteurs suivants:

- 1.1. Frais d'études de la réalisation.
- 1.2. Prospection du terrain et détermination du tracé.
- 1.3. Détermination du profil en long.
- 1.4. Aménagement des accès et réalisation d'une piste tout le long de la ligne à ériger.
- 1.5. « Right of Way ». Paiement éventuel des expropriations et des droits de passage. Ce facteur est de faible importance dans les pays en voie de développement où, en général, la ligne traverse des régions désertiques ou peu habitées.
- 1.6. Etablissement de la plate-forme de ligne. Dans les pays en voie de développement on doit déboiser une plate-forme de ligne de largeur suffisante. Eventuellement préparer la plate-forme déboisée pour l'entretien mécanique saisonnier. En effet, en saison sèche les herbes et les arbustes en dessous de la ligne et sur toute la plate-forme doivent être coupés, tous les ans, avant l'apparition de feux de brousse. Si on envisage la coupe

mécanique la plate-forme doit être préparée en conséquence. En particulier les termitières doivent être rasées, les gros cailloux enlevés, les troncs d'arbres coupés éliminés, etc.

1.7. Les fondations des pylônes doivent être faites en fonction des terrains traversés par la ligne.

1.8. On doit amener à pied d'œuvre le matériel de ligne:

- fers des pylônes à monter,
- ciment, gravier et sable pour les fondations,
- isolateurs et matériel de ligne (hardware),
- les câbles conducteurs et les câbles de garde doivent être allongés le long du tracé pour être levés, fixés et réglés aux pylônes,

- le matériel de montage et de réglage doit être amené à pied d'œuvre ainsi que tout l'outillage spécial.

1.9. On amène à pied d'œuvre le personnel de montage de la ligne. Ce personnel doit être amené à partir de certains points fixes. Les agglomérations de population n'existent pas tout le long du parcours de la ligne traversant les régions désertiques (cas général des pays en voie de développement). Les points fixes seront donc des campements convenablement choisis en fonction des points d'eau et de la salubrité de l'endroit où on les établira. Le coût de ces aménagements doit être pris en considération.

1.10. On doit prendre en ligne de compte le coût proprement dit du personnel utilisé et de son transport à pied d'œuvre.

La dépense (A) totale pour les facteurs passés en revue sera peu différente si on tire une ligne à courant continu ou une ligne à courant alternatif à peu près équivalente.

On pourrait croire, *a priori*, que les lignes à courant alternatif doivent s'effacer devant les lignes à courant continu pour les distances s'approchant ou dépassant une longueur théorique de quart d'onde (1 500 km pour les courants alternatifs à 50 herz). Ceci à cause des surtensions à vide de ces lignes. A notre connaissance la ligne à courant alternatif la plus longue est la ligne suédoise à 380 kV. Cette ligne part des centrales situées dans le nord du pays et aboutit au centre et au sud du pays et elle a 980 km de longueur. En second lieu le transport d'énergie électrique à courant alternatif doit tenir compte du problème dit de *stabilité électrique*. Cependant cet aspect de la question a été

vaincu en utilisant la méthode dite de *compensation* et qui consiste à *introduire dans les phases de la ligne des capacités série*. Ce sont les suédois qui ont utilisé ce procédé les premiers pour leurs lignes à 380 kV (voir au sujet de tout cela les rapports de la Conférence Internationale des Grands Réseaux électriques qui se tient à Paris tous les deux ans. De nombreux rapports y ont été présentés.)

L'objet de cette note est d'examiner la possibilité d'aménager une ligne à courant alternatif de façon à ce qu'elle soit capable de transporter l'énergie électrique à grande distance et en très grande quantité d'une façon électriquement stable et sans surtensions excessives.

2. CONSIDERATIONS INITIALES

La première idée qui vient à l'esprit est de faire ressembler une ligne à courant alternatif à une ligne à courant continu. A cet effet on peut considérer une ligne longue comme une série des circuits équivalents en « pi » mis bout à bout. On introduit dans « pi » une capacité série annulant la réactance L_w de ce « pi » et on introduit en dérivation à chaque extrémité où deux « pi » se touchent une réactance shunt annulant les capacités.

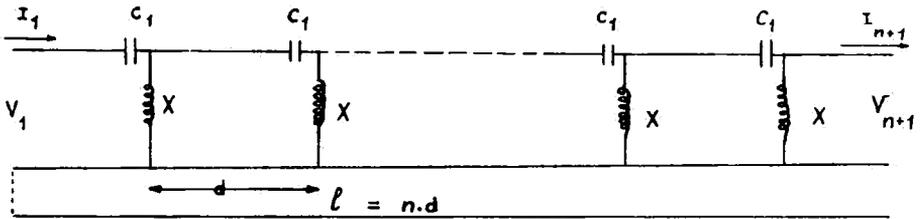
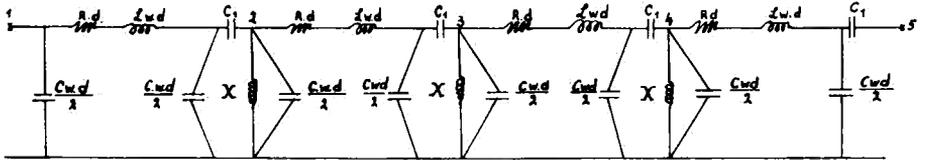


Fig 1 a

Conception d'une ligne très longue aménagée par l'insertion des capacités C_1 et des réactances X .



$$l = n \cdot d \quad (n = 4)$$

Fig 1. b

Circuit équivalent indicatif pour déterminer les valeurs de C_1 et de X à insérer.

Le circuit équivalent total devient alors purement résistant. La question de surtension ne se pose plus et la stabilité électrique

devient très grande puisqu'on remplace une réactance élevée par une résistance négligeable devant les réactances des machines aux deux extrémités de la ligne. *Cette vue idéale* est battue en brèche par le fait que la représentation de la ligne par un circuit équivalent à *constantes ponctuelles* est une vue de l'esprit, car on remplace un système à *constantes uniformément réparties* par un système à constantes concentrées ou ponctuelles. Il convient donc de baser le raisonnement non pas sur les circuits équivalents, mais sur les équations des lignes longues à constantes uniformément réparties. De telles équations sont exprimées en fonction des grandeurs hyperboliques complexes. Le maniement de ces équations est difficile et ne permet pas de se rendre compte de tout ce que ces équations devraient permettre de voir.

Dans l'étude qui suit nous allons mettre ces équations sous une forme simplifiée qui permettra de s'en servir facilement et de faire tous les calculs à la règle le logarithmique ordinaire de 25 cm. Ainsi tous les calculs de cette note seront faits à la règle logarithmique et les divers résultats sont donc arrondis et parfois légèrement erronés. Une fois la théorie établie, tous les calculs faits à partir des équations simplifiées pourront être refaits à partir des équations rigoureuses en fonctions des grandeurs hyperboliques complexes et ces calculs pourront être faits en utilisant pour plus de précision une machine à calculer.

Remarquons, d'autre part, que le *transport de grande quantité d'énergie à une très grande distance* exige qu'on étudie spécialement les pertes par effet Joule

$$P_j = R \cdot I^2$$

Pour bien faire on doit diminuer simultanément la valeur de R et la valeur de I :

- la diminution de R implique l'utilisation des câbles en cuivre;
- la diminution de I implique une utilisation de la tension de transport U très élevée.

Pour les lignes classiques relativement courtes (980 km maximum actuel pour les lignes à C.A.) on utilise les câbles en Al-Ac. Ces câbles coûtent normalement moins cher que les câbles en cuivre. Ces câbles ont l'avantage du fait que pour réaliser une R

donnée on emploie automatiquement des câbles en Al-Ac relativement gros et ceci réduit le gradient superficiel de potentiel à la surface des conducteurs sous tension et cela a un effet favorable sur:

- les pertes par effet couronne,
- les télécommunications au voisinage de la ligne à T.H.T.

Pour les transports de très grande quantité d'énergie électrique à une très grande distance il faut une R très faible et si on utilise les câbles en cuivre ils seront suffisamment gros pour obtenir le gradient superficiel du potentiel à la surface des conducteurs (phases en faisceau) égal ou inférieur à celui que l'on admet habituellement.

Si, du point de vue technique, la ligne à courant alternatif peut être conçue de façon à transporter l'énergie électrique à une très grande distance, en très grande quantité, le choix du transport de force en utilisant le courant continu ou le courant alternatif sera alors un choix qui devra être basé sur les considérations d'ordre économique.

3. THEORIE GENERALE

3.1. EQUATIONS DE FONCTIONNEMENT DES LIGNES À COURANT ALTERNATIF À CONSTANTES UNIFORMÉMENT RÉPARTIES ET LEUR FORME SIMPLIFIÉE

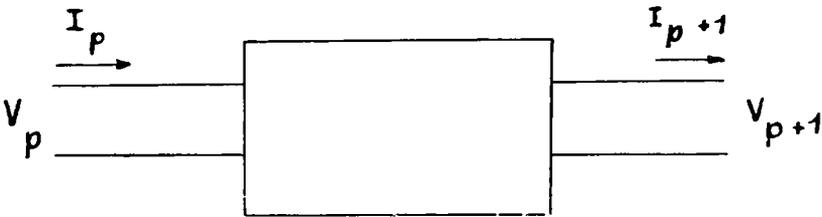


Fig 1

Quadripôle passif représentant la ligne à courant alternatif. $p \neq 1$ pour un tronçon quelconque de la ligne.

La ligne à courant alternatif constitue un quadripôle passif dont les équations *vectérielles* en régime sinusoïdal permanent établi sont:

$$V_1 = A V_2 + B I_2 \quad (1a)$$

$$I_1 = C V_2 + D I_2 \quad (2a)$$

$$A \cdot D - B \cdot C = 1 \quad (3a)$$

Désignons les constantes uniformément réparties de la ligne par:

R : résistance ohmique par km d'une phase (ohms)

L_w : inductance apparente par km d'une phase (ohms)

g : perditance par km d'une phase (mhos)

C_w : capacitance apparente par km d'une phase (mhos)

mhos est la désignation utilisée aux E.U.A., pour désigner l'unité d'une grandeur inverse d'une résistance ou d'une réactance.

Soit (l) la longueur de la ligne en km.

On définit Z (impédance) et Y (admittance) par:

$$Z = R + j L_w \quad (4a)$$

$$Y = g + j C_w \quad (5a)$$

Posons

$$a = \sqrt{Z \cdot Y} \cdot l \quad (6a)$$

et

$$Z_0 = \sqrt{Z : Y} \quad (7a)$$

Les équations de fonctionnement des lignes à constantes uniformément réparties, établies à partir des équations différentielles linéaires aux dérivées partielles, sont alors:

$$V_1 = V_2 \cdot \cosh a + Z_0 \sinh a \cdot I_2 \quad (1)$$

$$I_1 = V_2 \cdot \frac{1}{Z_0} \cdot \sinh a + I_2 \cdot \cosh a \quad (2)$$

et comme on sait que

$$\cosh^2 a - \sinh^2 a = 1$$

les équations (1) et (2) vérifient l'équation des quadripôles passifs (3a).

Pour les transports d'énergie électrique, en grande quantité, et à de très grandes distances, l'effet joule doit être réduit au minimum et conséquemment la résistance ohmique (R) est excessivement faible et négligeable devant (jL_w). D'autre part toutes les lignes à T.H.T. sont établies avec un gradient de potentiel superficiel des conducteurs nettement en dessous du gradient critique de PEEK et de ce fait les pertes couronne sont réduites. Les pertes latérales des isolateurs sont d'autre part négligeables (g est de l'ordre de $1/100^{\circ}$ de C_w et on néglige cette valeur de g dans les calculs classiques). En bref nous pouvons écrire

$$Z = j L_w \quad (4b)$$

et

$$Y = j C_w \quad (5b)$$

Tenant compte de ces relations la grandeur (a) définie par (6a) devient:

$$a = j \cdot w \sqrt{L \cdot C} l \quad (6b)$$

On a par ailleurs:

$$L = \left(0,5 \mu + 2 \ln \frac{S}{a'} \right) \cdot 10^{-4} \text{ henry/km} \cong 2 \ln \frac{S}{a'} 10^{-4} \quad (8a)$$

henry par km en négligeant le flux intérieur des câbles.

$$C = 10^{-8} : 18 \ln \frac{S}{a'} \text{ farad/km} \quad (9a)$$

Dans ces expressions (a') est le rayon équivalent fictif à un faisceau de (n) conducteurs

$$a' = r \cdot \sqrt[n]{n \left(\frac{D}{2r} \right)^{n-1}} \quad (10a)$$

r est le rayon extérieur du câble utilisé,

S est l'espacement équivalent entre phases $S = \sqrt[3]{S_{12} \cdot S_{13} \cdot S_{23}}$.
(11a)

En multipliant membre à membre (8a) et (9a) on obtient

$$L \cdot C = \frac{1}{9 \cdot 10^{10}} = 1 : (3 \cdot 10^5)^2 \quad (12a)$$

la valeur de $3 \cdot 10^5$ est la valeur numérique de la vitesse de la lumière et compte tenu des unités employées est effectivement (c) la vitesse de la lumière. Dans ces conditions (6b) se transforme comme suit:

$$a = j \cdot 2 \pi \cdot f \left(\frac{1}{c} \right) \cdot l = j 2 \pi \frac{l}{c : f} = j 2 \pi \frac{l}{\lambda}$$

où (λ) est la longueur d'onde du courant alternatif sinusoïdal et qui vaut, si $f = 50$ herz, $300.000 : 50 = 6.000$ km. On a donc finalement

$$a = j \cdot 2 \pi \frac{l}{6.000} \quad (6c)$$

Les équations hyperboliques complexes possèdent la propriété mathématique d'équivalence avec les fonctions trigonométriques ordinaires donnée par:

$$\cosh jx = \cos x \quad (13a)$$

$$\sinh jx = j \cdot \sin x \quad (14a)$$

En tenant compte de (6c), (13a) et (14a) les équations (1) et (2) prennent la forme simplifiée des équations (3) et (4)

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 \cdot \cos (2 \cdot 3,14 \cdot l : 6\,000) + \bar{I}_2 \cdot j Z_0 \sin (2 \cdot 3,14 \cdot l : 6\,000) \quad (3)$$

$$\bar{I}_1 = \bar{V}_2 \cdot j \cdot \frac{1}{Z_0} \cdot \sin (2 \cdot 3,14 \cdot l : 6\,000) + \bar{I}_2 \cdot \cos (2 \cdot 3,14 \cdot l : 6\,000) \quad (4)$$

et on vérifie l'équation (3a) qui est évidemment satisfaite car

$$\cos^2 b - j^2 \cdot \sin^2 b = \cos^2 b + \sin^2 b = 1$$

Note

Pour les calculs des cas concrets rappelons les points suivants: (D) de (10a) est le diamètre du cercle circonscrit au polygone régulier au sommet duquel sont disposés les (n) conducteurs du faisceau. Pour $n = 1$ la formule (10a) donne $a' = r$ et pour $n = 2$ on retombe sur la formule relative aux conducteurs jumelés $a' = (r \cdot D)^{0,5}$.

Le gradient superficiel moyen à la surface des conducteurs en faisceau est donné par

$$\text{Grad } V_{\text{moy}} = \frac{V_{\text{phase - terre}}}{r \cdot n \cdot \ln (S : a')} \quad (15a)$$

Le gradient en un point quelconque de la surface du conducteur est variable et est donné par

$$\text{Grad } V = \text{Grad moy} \cdot \left\{ 1 - (n - 1) \frac{2r}{D} \cos m \right\}$$

où (m) est un angle par rapport à un axe de référence (généralement OX horizontal). La gradient superficiel est maximum quand la valeur entre parenthèses devient

$$1 + (n - 1) \frac{2r}{D}$$

et il est minimum quand la valeur entre parenthèses devient

$$1 - (n - 1) \frac{2r}{D}$$

Les Français, après leurs études à la station expérimentale de Chevilly, ont défini un *gradient superficiel équivalent* donné par

$$\text{Grad } V = \underset{\text{équivalent}}{(E \text{ maximum} + E \text{ moyen})} : 2 \quad (16a)$$

3.2. SURTENSION À VIDE DES LIGNES LONGUES

A vide $I_2 = 0$ et l'équation (3) devient

$$V_1 = V_2 \cdot \cos 2\pi \frac{l}{6000} \quad (3')$$

L'équation (3') montre que pour (l) égale à 1 000 km $V_2 = 2 V_1$ c.-à-d. qu'il y a une surtension de 100 %. Pour (l) atteignant le quart d'onde, c.-à-d. étant égale à 1 500 km, la surtension est infinie. Pour (l) dépassant le quart d'onde les surtensions le long de la ligne prennent des valeurs excessives quand la ligne est à vide. Il n'existe d'ailleurs pas, pour le moment, des lignes à C.A. plus longues que la ligne suédoise de 980 km de longueur.

3.3. STABILITÉ ÉLECTRIQUE STATIQUE (voir pour compléments le paragraphe 7)

Considérons le circuit de la *figure 2* représentant un quadri-pôle passif symétrique (cas des lignes de transport d'énergie électrique).

$$V_1 = \left(1 + \frac{Z_1}{Z} \right) V_2 + Z_1 I_2 \quad (17a)$$

$$I_1 = \frac{1}{Z} \left(2 + \frac{Z_1}{Z} \right) V_2 + \left(1 + \frac{Z_1}{Z} \right) I_2 \quad (18a)$$

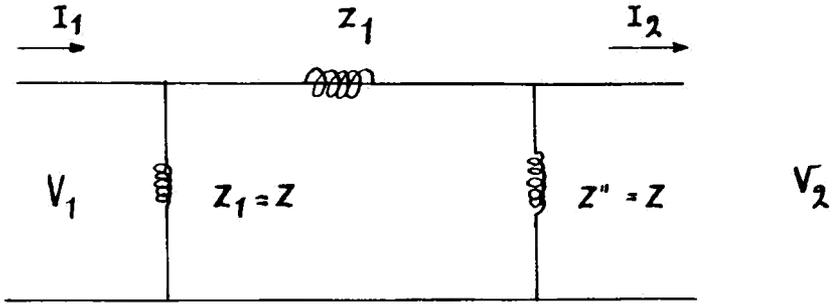


Fig 2

Circuit équivalent d'un quadripôle passif symétrique. Pour toute la ligne aménagée symétriquement, (n) tronçons: $I_2 = I_{n+1}$ et $V_2 = V_{n+1}$

Ces équations vérifient évidemment l'équation (3a).

Identifions les équations (17a et 18a) et les équations (1 et 2) représentées par ces équations de la forme des équations (1a et 2a) et il vient

$$B = Z_1 \approx j L_w \cdot l \quad (19a)$$

$$Z = (B) : (A - 1) \quad (20a)$$

Le circuit de la *figure 2*, où Z et Z_1 ont les valeurs déterminées par les équations (19a et 20a), les coefficients A et B étant ceux tirés des équations (1 et 2), est alors un circuit équivalent aux équations (1 et 2).

La stabilité électrique est étudiée classiquement en se basant sur le schéma défini par la *figure 3*.

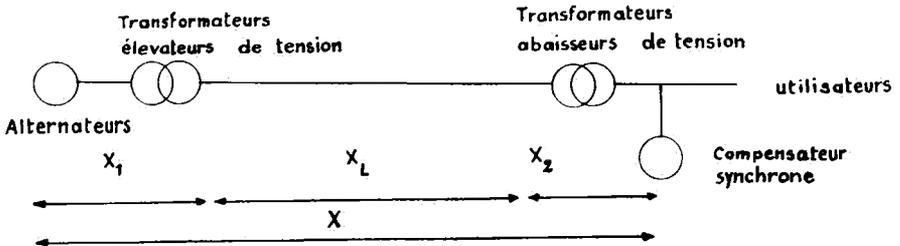


Fig 3

Représentation schématique d'un transport d'énergie électrique.

Les résistances y sont négligées devant les réactances. On considère les réactances suivantes:

X_1 : réactance du système de départ c'est-à-dire celle résultante des alternateurs synchrones et des transformateurs élévateurs de tension,

X_L : réactance de la ligne. Cette réactance est approximativement égale à $L_w \cdot l$ ou à la partie réactante de $Z_1 = B$.
 $X_L =$ approximativement $L_w \cdot l =$

partie réactante de B , (7)

X_2 : réactance du système d'arrivée c'est-à-dire celle résultant des transformateurs abaisseurs de tension (ajoutée à celle du compensateur synchrone — éventuellement).

On démontre alors que la puissance *maxima maximorum* transportable par la ligne entre (1) et (2) est donnée pour les 3 phases de la ligne par

$$P = K \cdot U^2 : X \quad (5)$$

(K : coefficient de sécurité inférieur à l'unité)

où U est la tension nominale entre phases de la ligne

$$X = X_1 + X_L + X_2 \quad (6)$$

La puissance P transportable d'une façon électriquement stable est donnée en fonction de U et de la distance de transport par un abaque que nous avons donné dans notre étude antérieure [3] et que nous reproduisons à la *figure 4*.

Antérieurement on utilisait les abaques, pour des tensions plus basses, connus sous le nom des abaques de STILL.

La puissance P peut être accrue en diminuant $L_w l$ en intercalant dans la ligne une capacité, série C_1 . Dans ce cas la réactance X_L donnée par 7 est remplacée par une réactance X_L' donnée par:

$$X_L' = L_w \cdot l - \frac{1}{C_1 w} \quad (8)$$

et tout se passe alors comme si la longueur de la ligne au lieu d'être (l) devenait (d) c'est-à-dire une ligne plus courte de longueur (d) donnée par

$$X_L' = L_w d \quad (9)$$

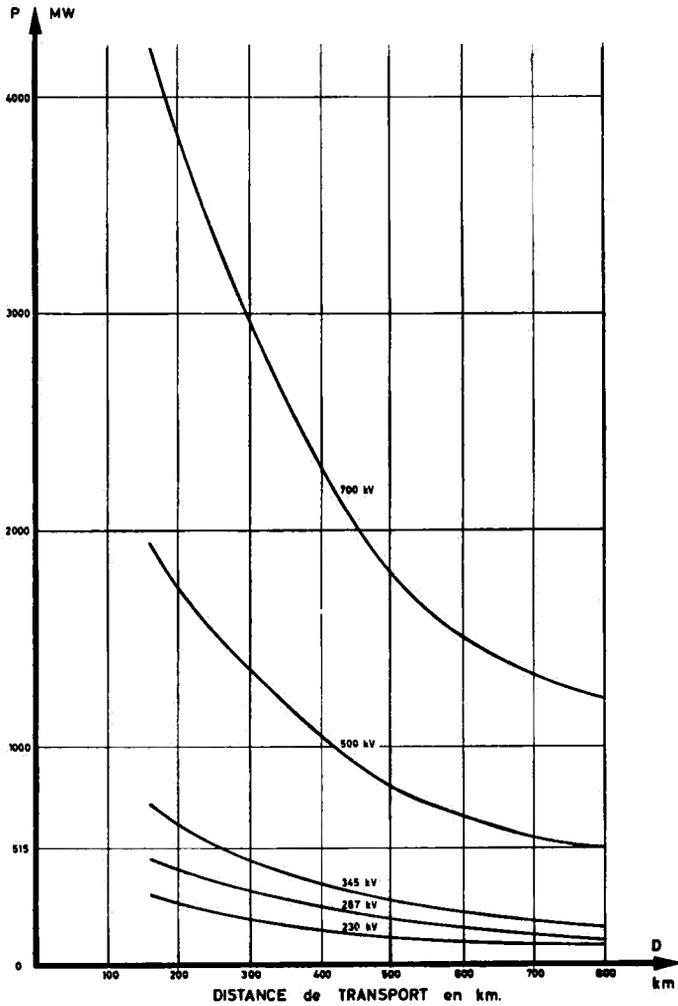


Fig. 4

Abaque traduisant la fonction $f(U, P, l) = 0$. Cet abaque américain est établi pour $f = 60$ herz. Pour $f = 50$ herz. P est plus favorable. On doit ajuster les valeurs américaines pour les appliquer aux réseaux européens à 50 herz.

La nouvelle puissance, plus grande, transportable d'une façon électriquement stable est déterminée par l'abaque de la *figure 4* en se basant sur d et U .

3.4. ETUDE DÉTAILLÉE DE LA COMPENSATION

Supposons que la capacité série C_1 est insérée en bout de ligne et que la situation qui en résulte est celle définie par la *figure 5*.

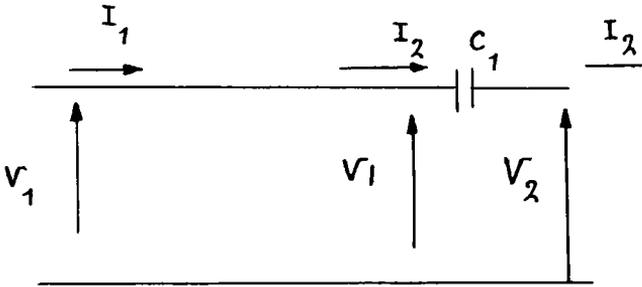


Fig 5

Insertion d'un capacité série C_1 en bout d'un tronçon de ligne considérée en (n) tronçons.

Les équations *vectorielles* relatives à la figure 5 sont

$$V_1 = A V' + B I_2 \quad (1b)$$

$$I_1 = C V' + D I_2 \quad (2b)$$

$$V' = V_2 - j \frac{I_2}{C_1 w} \quad (21a)$$

En éliminant V' on a:

$$V_1 = A \cdot V_2 + B_1 \cdot I_2 \quad (22a)$$

$$I_1 = C \cdot V_2 + D_1 \cdot I_2 \quad (23a)$$

où

$$B_1 = B - j \frac{A}{C_1 w} \quad (24a)$$

$$D_1 = D - j \frac{C}{C_1 w} \quad (25a)$$

Les équations (22a et 23a) vérifient évidemment l'équation (3a).

3.4.1. *Compensation à 100 % (voir le paragraphe 7 pour observations à ce sujet)*

La compensation à 100 % peut être considérée approximativement d'après la formule (8). Elle a lieu quand $X_L = 0$ c.-à-d. quand

$$L_w l = \frac{1}{C_1 w} \quad (8')$$

Elle peut être considérée également à partir de l'équation (24a) en adoptant une valeur de C_1 telle que la partie réactante de B_1 soit nulle.

Avec la compensation à 100 % la formule (5) donne

$$P = K \cdot U^2 : X = K \cdot U^2 : (X_1 + X_2) \quad (5')$$

La puissance transportable d'une façon électriquement stable ne dépendra alors que des réactances du système de départ et du système d'arrivée, et la ligne n'interviendra plus pour réduire cette puissance. Conséquemment la ligne à courant alternatif transportera une puissance très grande d'une façon électriquement stable, qui pourra être plus grande que celle que l'on voudra effectivement transporter. On peut alors pratiquer une compensation inférieure de façon à transporter d'une façon électriquement stable une puissance réduite donnée.

3.4.2. *Compensation pour transporter d'une façon électriquement stable une puissance P_1*

Adoptons comme équations des lignes les équations simplifiées (3 et 4). Nous avons alors:

$$A = D = \cos 2 \pi \frac{l}{6000} \quad (26a)$$

$$B = j \cdot Z_0 \cdot \sin 2 \pi \frac{l}{6000} \quad (27a)$$

$$C = j \frac{1}{Z_0} \sin 2 \pi \frac{l}{6000} \quad (28a)$$

Connaissant P_1 et U nous avons d'après l'abaque de la *figure 4* un point sur la courbe d'égalité de valeur de U et ce point donne en abscisse une distance (x). Il nous faut donc pratiquer une compensation telle que nous ayons

$$B_1 = j \cdot Z_0 \cdot \sin 2 \pi \frac{x}{6000} \quad (29a)$$

c'est-à-dire ramener la ligne en présence à une ligne fictive de longueur (x) connue. L'équation (29a) où toutes les grandeurs, intervenant dans le second membre, sont connues nous donne un B_1 connu. La formule (24a) nous donne alors la valeur de ($C_1 w$) à insérer car dans la formule (24a) tout est connu à l'exception de $1/C_1 w$. Les calculs dans la suite de la note mettront ces divers points en lumière.

3.5. INSERTION DES RÉACTANCES SHUNT

Pour les très longues lignes le courant capacitif est important. Il provoque des surtensions qui peuvent être excessives et il convient d'annuler entièrement ou en partie ce courant capacitif. Une insertion (ou plusieurs convenablement réparties le long de la ligne) de réactance shunt pourra jouer ce rôle de diminution du courant capacitif.

3.5.1. Considération initiale

Supposons que nous introduisons une réactance shunt X , à l'extrémité d'arrivée de la ligne, là où nous insérons la capacité C_1 . La situation qui existera sera celle de la *figure 6*.

Nous avons les équations vectorielles:

$$\begin{aligned} V_1 &= A V_2 + B_1 \cdot I_2 = A V_2 + B_1 \left(\frac{V_2}{j X} + I_2' \right) = \\ &= \left(A + \frac{B_1}{j X} \right) V_2 + B_1 \cdot I_2' = A' V_2 + B_1 I_2' \end{aligned} \quad (30a)$$

Cette équation montre que $A' > A$ à condition de ne pas compenser la ligne à 100 %. Par conséquent à vide, $I_2 = 0$, la surtension en bout de ligne est réduite.

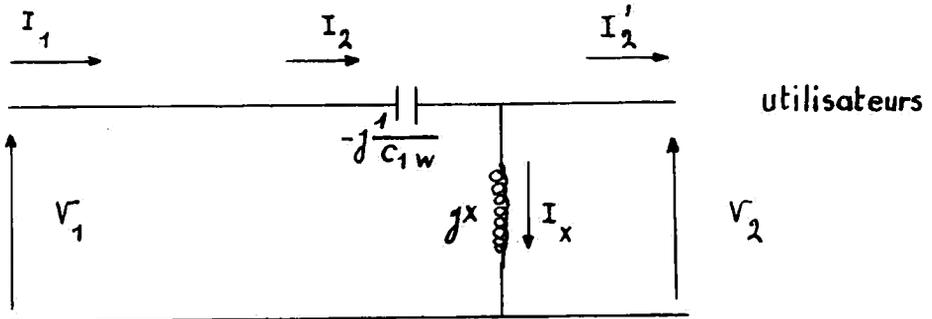


Fig 6

Insertion d'une réactance shunt X en bout d'une ligne (ou d'un tronçons de ligne).

$$I_1 = C \cdot V_2 + D_1 \left(\frac{V_2}{jX} + I_2' \right) = \left(C + \frac{D_1}{jX} \right) V_2 + D_1 I_2' \quad (31a)$$

Si nous considérons les coefficients des équations (3 et 4) nous voyons que le coefficient $C + D_1 : jX$ est plus petit que C (N.B. $1/j = -j$). Par conséquent le courant capacitif de la ligne valant $C \cdot V_2$ est réduit et pourrait même être rendu réactif inductif, ce qui n'est pas utile.

Pour une ligne longue, l'introduction d'une réactance shunt unique en bout de ligne, de même qu'une seule capacité-série, donne un effet concentré trop brutal et il sera plus normal et plus indiqué de répartir les insertions des réactances shunt et des capacités série d'une façon régulière le long de la ligne en présence.

3.5.2. Insertion des réactances shunt et des capacités série dans une ligne de longueur (l) quelconque et très grande

Considérons la ligne de longueur (l) divisée en (n) tronçons égaux. Soit (d) la longueur d'un tronçon. Nous avons

$$l = n \cdot d \quad (10)$$

La *figure 7* représente la situation obtenue.

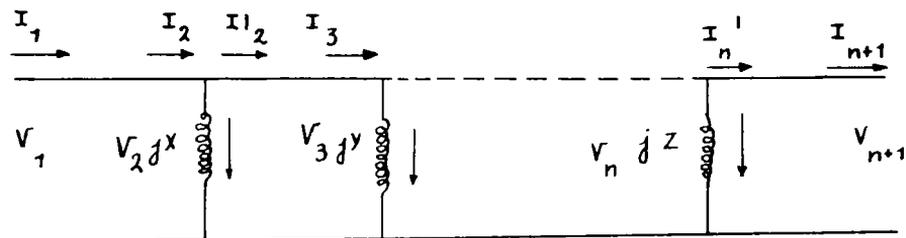


Fig 7

Indication schématique des courants et des tensions le long d'une ligne considérée en (n) tronçons et aménagée.

Dans une réalisation concrète les points d'insertion pourraient être déterminés d'une façon impérative:

— présence d'un poste de prélèvement d'énergie électrique. L'insertion des réactances et des capacités doit être faite de préférence à un tel endroit car celui-ci est sous surveillance et l'insertion coûterait d'autre part moins cher;

— impossibilité géographique (topographique) d'accéder facilement au point théorique d'insertion. Par exemple passage à cet endroit d'un fleuve ou présence de montagne d'accès difficile;

— position favorable d'accès à tel point par la présence d'une route, d'un rail ou d'une rivière navigable;

.....

Si tel est le cas l'équation (10) sera remplacée par l'équation (11):

$$l = d_1 + d_2 + d_3 + \dots + d_n \quad (11)$$

Les calculs, tout en étant aussi simples que ceux que nous allons exposer seront faits de la même façon, mais seront un peu plus longs.

Pour mettre en évidence nos idées nous nous contenterons du cas simple de répartition de la ligne en (n) tronçons égaux.

Pour le tronçon de (1) à (2) nous avons

$$V_1 = A V_2 + B_1 I_2$$

et

$$I_1 = C V_2 + D_1 I_2$$

et au nœud d'insertion de X

$$I_2 = I_2' + \frac{V_2}{jX}$$

Cela conduit aux équations (30a et 31a).

Pour le tronçon entre 2 et 3 nous avons (le tronçon 1-2 étant identique au tronçon 2-3 les coefficients A , B_1 , C et D_1 restent les mêmes pour les deux tronçons):

$$V_2 = A V_3 + B_1 I_3 \quad (12)$$

et

$$I_2' = C V_3 + D_1 I_3 \quad (13)$$

Remplaçons dans les équations (30a) et (31a) les valeurs de V_2 et I_2' par leurs valeurs données par les équations (12) et (13). Il vient après groupement des résultats

$$\begin{aligned} V_1 &= \left(A^2 + \frac{AB_1}{jX} + BC \right) \cdot V_3 + \left(AB + \frac{B_1^2}{jX} + B_1 D_1 \right) I_3 \\ &= A' \cdot V_3 + B' I_3 \end{aligned} \quad (14)$$

et de la même façon

$$I_1 = C' V_3 + D' I_3 \quad (15)$$

Au nœud suivant en bout du deuxième tronçon il y a une réactance Y et nous procédons de la même façon que celle qui vient d'être faite. Finalement les divers coefficients sont repris au *tableau 1*

Le tableau met clairement en évidence la loi générale de formation des coefficients. Au point de vue insertion des capacités shunt on peut insérer des réactances X , Y , Z , ... différentes. Dans nos calculs numériques de la suite de ce texte nous nous contenterons de prendre $X = Y = Z = \dots$

L'équation finale de la ligne, si elle est partagée en 4 tronçons, seront

$$V_1 = A''' V_5 + B''' I_5 \quad \text{et} \quad I_1 = C''' V_5 + D''' I_5$$

TABLEAU I: Coefficients des diverses équations

Tronçons	A	B	C	D
1—2				
2—3				
3—4	A	B ₁	C	D ₁
4—5				
1—3 (')	$A^2 + \frac{AB_1}{jX} + B_1C$	$AB_1 + \frac{B_1^2}{jX} + B_1D_1$	$AC + \frac{AD_1}{jX} + CD_1$	$B_1C + \frac{B_1D_1}{jX} + D_1^2$
1—4 (")	$AA' + \frac{AB'}{jY} + B'C$	$A'B_1 + \frac{B_1B'}{jY} + B'D_1$	$AC' + \frac{AD'}{jY} + CD'$	$B_1C' + \frac{B_1D'}{jY} + D_1D'$
1—5 (''')	$AA'' + \frac{AB''}{jZ} + B''C$	$A''B_1 + \frac{B_1B''}{jZ} + B''D_1$	$AC'' + \frac{AD''}{jZ} + CD''$	$B_1C'' + \frac{B_1D''}{jZ} + D_1D''$

soit pour la ligne partagée en (n) tronçons en mettant les indices en bas des coefficients

$$V_1 = A_{n-1} \cdot V_{n+1} + B_{n-1} \cdot I_{n+1} \quad (16)$$

$$I_1 = C_{n-1} \cdot V_{n+1} + D_{n-1} \cdot I_{n+1} \quad (17)$$

Le coefficient A_{n-1} fixe la surtension à vide de la ligne. Nous ferons l'étude détaillée c.-à-d. que nous calculerons l'état détaillé de la ligne en partant de l'extrémité « arrivée » en calculant tronçon par tronçon et les équations (16) et (17) permettront de faire le recouplement des résultats obtenus.

3.6. MISE EN ÉVIDENCE DE LA THÉORIE GÉNÉRALE EN ÉTUDIANT NUMÉRIQUEMENT LES LIGNES DE 2 000 KM DE LONGUEUR

3.6.1. Ligne partagée en 4 tronçons de 500 km

Supposons que la ligne que l'on envisage soit à 400 kV_{eff} entre phases et possède les caractéristiques électriques suivantes:

$$L_w = 0,292 \text{ ohm/km}$$

$$C_w = 3,58 \cdot 10^{-6} \text{ mhos/km} \quad \text{et} \quad Z_o = 286 \text{ ohms}$$

Supposons que pour l'aménagement de la ligne nous compensons à 1^{re} vue au maximum la réactance L_w c.-à-d. que nous prenions

$$\frac{1}{C_1 w} = 0,292 \cdot 500 \text{ km (longueur d'un tronçon)} = 146 \text{ ohms}$$

et que nous prenions pour les 3 réactances shunt X la valeur de

$$X = 1 : C_w d = 1 : 3,58 \cdot 10^{-6} \cdot 500 = 559 \text{ ohms}$$

Nous avons d'autre part:

$$A = D = \cos 2 \pi \frac{500}{6000} = 0,865 \quad (\cos 30^\circ)$$

$$B = j Z_o \sin 30^\circ = j \cdot 286 \cdot 0,5 = j 143$$

$$C = j 1/Z_o \cdot \sin 30^\circ = j \frac{1}{286} \cdot 0,5 = j 1,75 \cdot 10^{-3}$$

$$B_1 \text{ (d'après 24 a)} = j 143 - j 0,865 \cdot 146 = j 17$$

$$D_1 \text{ (d'après 25 a)} = 0,865 - (j 1,75 \cdot 10^{-3}) (j 146) = 1,121$$

Le calcul des coefficients d'après les formules du *tableau I* donne le *tableau II*

TABLEAU II: Valeurs numériques des coefficients du tableau I

Coeff. Tronçons	A	B	C	D
1 — 2	0,865	j 17 (B ₁)	j 1,75.10 ⁻³	1,121 (D ₁)
1 — 3	0,743	j 34,31	j 1,76.10 ⁻³	1,256
1 — 4	0,64	j 52,15	j 1,78.10 ⁻³	1,400
1 — 5	0,54	j 71	j 1,83.10 ⁻³	1,582

Au point de vue surtension à vide nous avons

$$V_1 = 0,54 V_5 \text{ d'où } V_5 = 1,85 V_1 \text{ c.-à-d. surtension de 85 \%}$$

Au point de vue puissance transportable d'une façon électriquement stable, nous avons d'après (29a)

$$j 71 = j 286 \cdot \sin 2\pi \frac{x}{6000} \text{ d'où } x = 239 \text{ km}$$

Au point de vue transport la ligne de 2 000 km correspond à une ligne fictive de 239 km. En utilisant l'abaque de la *figure 4* et faisant quelques interpolations on constate que la puissance transportable d'une façon électriquement stable est d'environ 1 000 MW.

3.6.2. Ligne partagée en 6 tronçons

L'angle (a) donné par $2\pi \frac{l}{6000}$ où $l = 2000 : 6$ vaut 20° .

Par conséquent $\sin a = 0,342$ et $\cos a = 0,940$.

Nous insérons $\frac{1}{C_1 w} = 0,292 \cdot (2\,000 : 6) = 97,1$ ohms

$X = 1 : C_w d = 1 : (3,58 \cdot 10^{-6} \cdot 2\,000 : 6) = 840$ ohms

Le *tableau III* donne les valeurs numériques des coefficients calculés d'après le *tableau I*.

TABLEAU III

coeff. Tronçons	A	B	C	D
1 — 2	0,94	j 6,5 (B ₁)	j 1,2 · 10 ⁻³	1,06 (D ₁)
1 — 3	0,885	j 13,02	j 1,101 · 10 ⁻³	1,12
1 — 4	0,84	j 20,46	j 0,95 · 10 ⁻³	1,192
1 — 5	0,79	j 27,32	j 0,92 · 10 ⁻³	1,26
1 — 6	0,741	j 34,15	j 0,895 · 10 ⁻³	1,34
1 — 7	0,695	j 40,87	j 0,87 · 10 ⁻³	1,41

Par rapport au partage en 4 tronçons la situation est améliorée. Nous avons

$$V_1 = 0,695 V_7$$

d'où

$$V_7 = 1,44 V_1$$

et la surtension n'est que de 44 %.

Au point de vue stabilité électrique, la puissance transportable d'une façon électriquement stable est accrue. Comme tantôt nous avons

$$j\,40,87 = j\,286 \cdot \sin 2\pi \frac{x}{6\,000} \quad \text{d'où} \quad x = 145 \text{ km}$$

La puissance transportable par la ligne de 2 000 km aménagée est celle dont est capable la ligne à la même tension n'ayant qu'une longueur de 145 km et d'après l'abaque de la *figure 4* on dépassera largement 1 000 MW du cas précédent.

3.6.3. Quelques conclusions

Les calculs des deux paragraphes précédents indiquent que la surtension à vide est diminuée et la stabilité électrique accrue quand on augmente le nombre de points d'insertion des capacités-série et des réactances shunt.

Les calculs faits correspondent à une compensation poussée. La réactance totale de la ligne est de 0,292 ohms/km. 2 000 km = 584 ohms. L'aménagement de la ligne a fait descendre la réactance à la valeur du coefficient B_{n-1} soit à 71 ohms dans le premier cas et 40,87 ohms dans le second.

Les compensations sont donc approximativement de

$$\frac{584 - 71}{584} \cdot 100 \% = 88 \%$$

et

$$\frac{584 - 40,87}{584} \cdot 100 \% = 91,5 \%$$

On constate que l'on a approximativement.

$$A_{n-1} = A^n \quad (18)$$

et

$$B_{n-1} = n \cdot B \quad (19)$$

En effet nous avons pour 4 tronçons:

$$A''' = (0,865)^4 = 0,56 \text{ et nous avons obtenu } 0,54$$

$$B''' = 4 \cdot j \cdot 17 = j \cdot 68 \text{ et nous avons obtenu } j \cdot 71$$

Nous avons pour la ligne partagée en 6 tronçons

$$A_5 = (0,94)^6 = 0,7 \text{ et nous avons obtenu } 0,695$$

$$B_5 = 6 \cdot j \cdot 6,5 = j \cdot 39 \text{ et nous avons obtenu } j \cdot 40,87$$

3.6.4. Compensation réduite

Supposons que nous rendions la ligne de 2 000 km aménagée équivalente à une ligne de 500 km environ. Le (B) de cette ligne de 500 km est donné par

$$B = j \cdot Z_0 \cdot \sin 2 \pi \frac{500}{6000} = j \cdot 286 \cdot 0,5 = j \cdot 143$$

La compensation sera approximativement de $(584 - 143) \cdot 100 : 584 = 76 \%$. D'après la formule (19) nous devons partir d'un coefficient $B_1 = j143 : 6 = 24$. Ceci dans le cas de la ligne partagée en 6 tronçons. Nous partirons de $j20$ au lieu de $j24$. Nous avons alors en appliquant la formule (24a)

$$j20 = B - j \frac{A}{C_1 w} = j286 \cdot 0,342 - j \frac{0,94}{C_1 w}$$

d'où

$$\frac{1}{C_1 w} = 83 \text{ ohms}$$

Pour améliorer un peu les résultats du *tableau III* nous prenons $X = 700$ ohms (annulation plus forte du courant capacitif) au lieu de celle donnée par X égal à 1: $C_w d$ et qui vaut dans le cas actuel

$$X = 1 : 3,58 \cdot 10^{-6} \cdot (2000 : 6) = 840 \text{ ohms}$$

La formule (25a) nous donne alors la valeur de D_1

$$D_1 = 0,94 - j (j1,2 \cdot 10^{-3}) (83) = \text{approximativement } 1,035$$

Nous avons alors le *tableau IV*

TABLEAU IV

Coeff. Tronçons	A	B	C	D
1 — 2	0,94	$j20 (B_1)$	$j1,2 \cdot 10^{-3}$	1,035 (D_1)
1 — 3	0,89	$j40,1$	$j1,00 \cdot 10^{-3}$	1,076
1 — 4	0,842	$j59,45$	$j0,78 \cdot 10^{-3}$	1,14
1 — 5	0,80	$j80,14$	$j0,563 \cdot 10^{-3}$	1,21
1 — 6	0,76	$j101,3$	$j0,35 \cdot 10^{-3}$	1,27
1 — 7	0,728	$j123,1$	$j0,144 \cdot 10^{-3}$	1,345

(N.B. Tous les tronçons composés sont des quadripôles passifs et réalisent la condition de l'équation 3 a. Lors de nos calculs nous avons toujours formé l'équation 3 a avec les diverses valeurs numériques obtenues pour vérifier qu'on obtenait bien au second membre l'unité. Comme nos calculs sont faits à la règle logarithmique ordinaire nous avons toujours eu non pas l'unité mais l'unité augmentée ou diminuée d'un ou 2 millièmes.

Ainsi pour l'ensemble de la ligne, tronçon 1 — 7 nous avons:
 $0,728 \cdot 1,1345 + 123,1 \cdot 0,144 \cdot 10^{-3} = 0,98 + 17,8 \cdot 10^{-3} = 0,998$ au lieu de 1,000)

On a $V_1 = 0,728 V_2$ d'où $V_2 = 1,375 V_1$; surtension à vide de 37,5 %.

Au point de vue stabilité électrique de la ligne, c'est celle d'une ligne de longueur x donnée par

$$j 286 \sin 2 \pi \frac{x}{6000} = j 123,1 \quad \text{d'où} \quad x = 425 \text{ km}$$

La comparaison entre les deux calculs relatifs à la ligne considérée en 6 tronçons donne pour le second calcul:

— une surtension moindre à vide. Ceci semble dû au fait que nous avons diminué légèrement la valeur de la réactance shunt insérée et avons donc annulé davantage le courant capacitif de la ligne,

— un courant capacitif au départ de la ligne réduit. Ainsi nous avons à vide

$$I_1 = j \cdot 0,144 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{400\,000}{1,73} = j 0,144 \cdot 231 = 33,2 \text{ Amp.}$$

Remarquons que la ligne naturelle de 425 km à 400 kV absorbe, à vide

$$I_1 = j \frac{1}{Z_0} \sin 2 \pi \frac{425}{6000} \cdot V_2 = j \frac{1}{286} \cdot 0,43 \cdot V_2$$

(Pour les calculs à la règle logarithmique l'argument de la fonction trigonométrique doit être exprimé en degrés et non en radians. On a alors la correspondance suivante:

$$2 \cdot 3,14 \text{ correspondent à } 360^\circ$$

$$2 \cdot 3,14 \frac{l}{6000} \text{ correspondent à } 360^\circ \frac{l}{6000} = \left(\frac{l}{16,65} \right)^\circ$$

Ainsi

$$2 \cdot 3,14 \frac{425}{6000} \text{ correspondent à } (425 : 16,65)^\circ = 25^\circ 30'$$

Si la ligne est sans compensateur synchrone à l'extrémité de la ligne nous avons

$$V_1 = \cos 25^\circ 30' \cdot V_2 = 0,903 \cdot V_2$$

et si V_1 est maintenue constante à 231 kV (tension simple) nous avons $V_2 = 231 : 0,903 = 256$ kV et il vient:

$$I_1 = \frac{256\ 000}{286} \cdot 0,43 = 385 \text{ Ampères}$$

Si la ligne est munie d'un compensateur synchrone $V_2 = 231$ kV et le courant capacitif au départ de la ligne à vide est de

$$I_1 = \frac{231\ 000}{286} \cdot 0,43 = 347 \text{ Ampères}$$

3.6.5. Etude détaillée de la ligne aménagée et à vide

3.6.5.1. Ligne considérée en 4 tronçons

Nous basons les calculs sur les coefficients numériques du tableau II.

$$\text{Pour} \quad I_5 = 0 \quad V_1 = 0,54 \cdot V_5$$

Si V_1 est maintenue constante et égale à $400\ 000 : 1,73 = 231\ 000$ volts nous avons $V_5 = 231\ 000$; $0,54 = 428\ 000$ volts.

Pour tout tronçon entre deux insertions les équations sont

$$V_p = 0,865 V_{p+1} + j 17 I_{p+1} \quad (20)$$

$$I_p' = j 1,75 \cdot 10^{-3} V_{p+1} + 1,121 I_{p+1} \quad (21)$$

$$V_4 = 0,865 \cdot 428\ 000 + j 17 \cdot 0 = 370\ 000 \text{ volts}$$

$$I_4' = j 1,75 \cdot 10^{-3} \cdot 428\ 000 + 1,121 \cdot 0 = j 750 \text{ Amp.}$$

$$I_4 = I_4' + (V_4 : jX) = j 750 - j \frac{370\ 000}{559} = j 89 \text{ Amp.}$$

$$V_3 = 0,865 \cdot 370\ 000 + j 17 \cdot j 89 = 318\ 500 \text{ volts}$$

$$I_3' = j 1,75 \cdot 10^{-3} \cdot 370\ 000 + 1,121 \cdot j 89 = j 747 \text{ Amp.}$$

$$I_3 = j 747 - j \frac{318\ 500}{559} = j 177 \text{ Amp.}$$

$$V_2 = 0,865 \cdot 318.500 + j 17 \cdot j 177 = 272\ 000 \text{ volts}$$

$$I_2' = j 1,75 \cdot 10^{-3} \cdot 318\ 000 + j 1,121 \cdot j 177 = j 754 \text{ Amp.}$$

$$I_2 = j 754 - j \frac{272\ 000}{559} = j 267 \text{ Amp.}$$

$$V_1 = 0,865 \cdot 272\,000 + j\,17 \cdot j\,267 = 231\,400 \text{ volts}$$

$$I_1 = j\,1,75 \cdot 10^{-3} \cdot 272\,000 + 1,121 \cdot j\,267 = j\,775 \text{ Amp.}$$

Notons que nous sommes partis de la valeur de la tension au départ de 231 kV et nous avons abouti en faisant les calculs à rebours à 231,4 kV, soit une erreur due à nos calculs à la règle de 0,17 %.

En ce qui concerne le courant, l'équation pour l'ensemble de la ligne aménagée est

$$I_1 = j\,1,83 \cdot 10^{-3} \cdot 428\,000 + 1,57 \cdot (I_5 = 0) = j\,782 \text{ Amp.}$$

Nous avons obtenu par nos calculs à rebours $j\,755$ Amp. Soit une erreur due aux calculs à la règle de 0,9 %.

Le *tableau V* résume les résultats acquis.

TABLEAU V

	V_{kv}	I_p Amp.	I'_p Amp.	I_x Amp.	COURANTS MOYENS
1	231	$j\,775$	—	—	—
2	272	$j\,267$	$j\,754$	$-j\,487$	$(I_1 + I_2) : 2 = j\,521$
3	318,5	$j\,177$	$j\,747$	$-j\,570$	$(I_2 + I_3) : 2 = j\,466$
4	370	$j\,89$	$j\,750$	$-j\,661$	$(I_3 + I_4) : 2 = j\,418$
5	428	0	—	—	$(I_4 + I_5) : 2 = j\,375$

Le schéma de répartition des divers courants est celui de la *fig 7a*. Les résultats obtenus indiquent que nous n'avons pas compensé suffisamment les courants capacitifs de la ligne. On peut faire un second calcul en modifiant la valeur de X c.-à-d. en prenant dans le cas présent les réactances shunt X de valeur inférieure à 559 ohms. On peut cependant améliorer éventuellement les résultats en introduisant une réactance shunt M en bout de ligne.

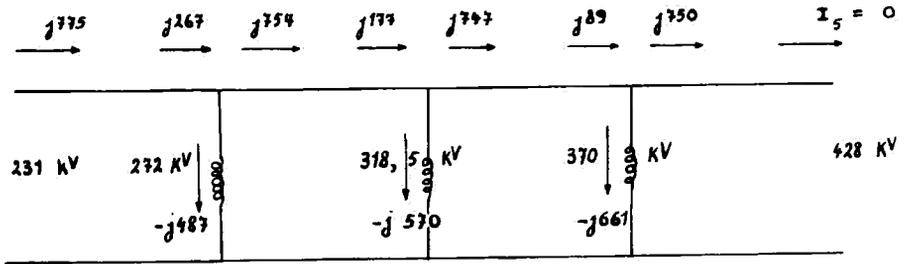


Fig 7 a

Ligne de 2000 km de longueur considérée en 4 tronçons et aménagée. Schéma de la ligne à vide non munie d'une réactance en bout de ligne.

3.6.5.1.1. Introduction d'une réactance shunt M

Le schéma de la situation est celui de la *figure 7b*.

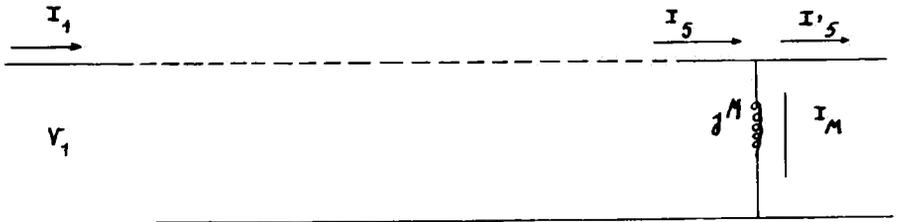


Fig 7 b

Ligne de 2000 km de longueur munie d'une réactance shunt M en bout de ligne.

Nous avons

$$I_5 = I_5' + \frac{V_5}{jM}$$

et l'équation pour l'ensemble de la ligne devient

$$V_1 = 0,54 V_5 + j71 \left(I_5' + \frac{V_5}{jM} \right) = \left(0,54 + \frac{j71}{jM} \right) V_5 + j71 \cdot I_5' \quad (22)$$

La première idée est de donner à M une valeur telle que pour $I'_5 = 0$ la surtension de la ligne soit une valeur acceptable et celle que l'on se fixe. (Voir l'appendice: données de l'U.R.S.S.).

Si nous prenons M de valeur égale à 975 ohms l'équation (22) à vide s'écrit

$$V_1 = \left(0,54 + \frac{71}{975} \right) \cdot V_5 = 0,613 V_5 \quad \text{d'où} \quad V_5 = 1,63 V_1$$

La surtension est réduite à 63 %. Le calcul fait comme au paragraphe précédent donne la répartition des courants indiquée par la figure 7b'.

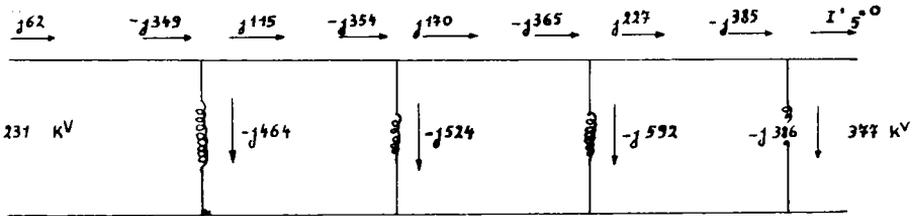


Fig 7 b'

Etat électrique de la ligne de 2 000 km de longueur aménagée en 4 tronçons et munie d'une réactance en bout de ligne de 975 ohms.

Pour les pertes joules à vide la répartition des courants indique une situation plus favorable que celle de la figure 7a.

Si nous prenons $M = 2\ 000$ ohm, la répartition des courants est celle de la figure 7c.

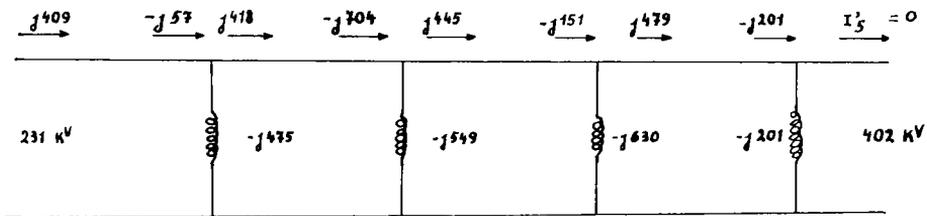


Fig 7c

Etat électrique de la ligne de 2 000 km de longueur munie en bout de ligne de réactance M de 2 000 ohms. Ligne aménagée en 4 tronçons.

On peut également prévoir une réactance shunt de valeur très faible qui diminuerait la surtension ou la rendrait nulle, mais une telle réactance donnerait lieu à un courant réactif inductif permanent à toutes les charges de la ligne et serait un courant qui se superposerait aux courants de charge en augmentant les pertes joules. Si on choisit cette solution on doit prévoir le dispositif suivant à l'arrivée:

— la ligne déclenche, la réactance shunt M s'enclenche automatiquement sur la ligne et la surtension est annulée;

— la ligne se met en charge (le disjoncteur réenclenche) et prend une certaine valeur déterminée d'avance. A ce moment la réactance shunt se déconnecte automatiquement de la ligne.

3.6.6. Ligne considérée en 6 tronçons

Nous considérons le cas qui a donné le *tableau IV* et la ligne à vide

$$V_7 = V_1 : 0,728 = 1,36 V_1 \quad \text{soit une surtension de } 36\%$$

Le calcul effectué comme pour la ligne considérée en 4 tronçons donne le *tableau VI*.

TABLEAU VI

	V_{kV}	I_p Amp.	I'_p Amp.	I_x Amp.	Courants moyens dans un tronçon
1	231,5	j 58	—	—	—
2	241,5	— j 224	j 121	— j 345	$(I_1 + I_2) : 2 = 141$
3	253	— j 176	j 186	— j 362	$(I'_2 + I_3) : 2 = 143,5$
4	266	— j 133	j 247	— j 380	$(I'_3 + I_4) : 2 = 159,5$
5	281	— j 88	j 313	— j 401	$(I'_4 + I_5) : 2 = 167,5$
6	298,5	— j 44	j 381	— j 425	$(I'_5 + I_6) : 2 = 178,5$
7	317	0	—	—	$(I'_6 + I_7 = 0) : 2 = 190,5$

Ce tableau donne la situation de la ligne à vide. Considérons maintenant la ligne à pleine charge définie par

$$I_7 = 722/0^\circ \quad (\text{Pas de compensation synchrone utilisée})$$

En faisant les calculs à rebours on obtient le *tableau VII*.

TABLEAU VII

	V_{kV}	I_p Amp.	I'_p Amp.	I_x Amp.	Courants moyens dans les tronçons Amp.
1	190	929	—	—	$(I_1 + I_2) : 2 = 963$
2	190	987,5	880	282	$(I'_2 + I_3) : 2 = 902$
3	193,5	925	844	287	$(I'_3 + I_4) : 2 = 857$
4	198	870	825	293	$(I'_4 + I_5) : 2 = 817$
5	207	810	805	296	$(I'_5 + I_6) : 2 = 782$
6	217,5	759	795	310	$(I'_6 + I_7) : 2 = 758$
7	231	722	—	—	—

Pour faire les calculs nous sommes partis de l'extrémité 7 et avons supposé que la tension y était, sans compensation synchrone, de 231 kV. Dans ces conditions le *tableau VII* indique que la tension au départ de la ligne ne doit être que de 190 kV (tension simple) soit de 329 kV entre phases.

L'augmentation des pertes joule, par rapport à celles théoriques en prenant $I = 722$ est déterminée par le calcul suivant: Soit (r) la résistance d'un des 6 tronçons égaux en présence. L'augmentation des pertes joules par rapport à celles de la considération de I théorique égal à 722 ampères est, en fonction du *tableau VII*

$$\frac{r(963^2 + 902^2 + 857^2 + 817^2 + 782^2 + 758^2)}{6 \cdot r \cdot 722^2} = 1,385$$

Si on considère une ligne à 400 kV, que l'on transporte 500 MW et que l'on calcule R_{ph} de façon qu'à pleine charge ($I = 722$ A) les pertes joules ne soient que de 10 %, on obtient $R_{ph} = 32$ ohm (ligne de 2 000 km de longueur).

Si on désire conserver les pertes joules égales à 10 % on doit prendre une résistance de phase de

$$32 \text{ ohm} : 1,385 = 23,1 \text{ ohm}$$

Comme l'inverse de 1,385 est égal à 0,721, on doit prendre une résistance de phase égale à la résistance théorique multipliée par 0,721

$$32 \cdot 0,721 = 23,1 \text{ ohm}$$

Il est probable que pour les lignes aménagées différemment: nombre n de tronçons différents et caractéristiques électriques des phases différentes, le facteur à prendre en considération sera différent de 1,385. Le calcul qui vient d'être fait a le mérite de montrer l'existence de ce facteur que l'on doit prendre en considération.

3.6.6.1. Utilisation de la compensation synchrone

Considérons l'équation de fonctionnement

$$V_1 = 0,728 V_7 + j 123,1 L_7$$

et supposons que le compensateur synchrone injecte dans la ligne un courant réactif inductif ($-j I_c$). A pleine charge de la ligne on a alors

$$I_7 = 722 - j I_c$$

L'équation précédente devient

$$\begin{aligned} V_1 &= 0,728 V_7 + j (123,1) (722 - j I_c) = \\ &= 0,728 V_7 + j \cdot 123,1 \cdot 722 + 123,1 I_c = \\ &= OA + AB + BC \end{aligned} \quad (23)$$

La *figure 8* représente graphiquement l'équation (23) et permet d'écrire, en supposant qu'au départ la tension reste constante et fixée à 231 kV et qu'elle est aussi, 231 kV à l'arrivée, du fait de l'action du compensateur synchrone:

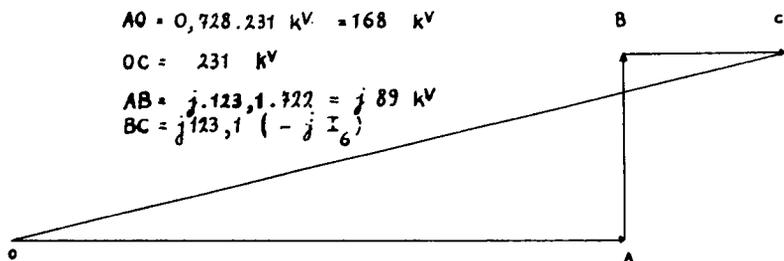


Fig 8

Représentation graphique de l'équation (23).

$$OA = 0,728 \cdot 231\ 000 = 168\ 000$$

$$AB = j\ 123,1 \cdot 722 = j\ 89\ 000$$

$$BC = 123,1 \cdot I_c \quad \text{où } I_c \text{ est encore indéterminé.}$$

$$(168\ 000 + 123,1 I_c)^2 + (89\ 000)^2 = (231\ 000)^2$$

d'où on tire $I_c = 360 \text{ Ampères} \cdot (-j\ 360)$.

A vide $AB = 0$ et conséquemment $BC = 231\ 000 - 168\ 000 = 123,1 I_c$ d'où on tire $I_c = 511 \text{ ampères} (-j\ 511)$.

La puissance en réactif inductif du compensateur synchrone doit donc être de

$$\text{kVAr} = 1,73 \cdot 400 \cdot 511 = 354.000 \quad \text{soit } 354 \text{ MVA}_r$$

Avec l'action du compensateur synchrone le courant à pleine charge est représenté par

$$I_r = 722 - j\ 360$$

En faisant les calculs à rebours on obtient les résultats repris au *tableau VIII*.

Les pertes joule théoriques $3R(722)^2$ augmentent. Le rapport des pertes réelles telles qu'elles résultent du *tableau VIII* au pertes théoriques est de

$$\frac{1}{6} [(1\ 115 : 722)^2 + (1\ 010 : 722)^2 + (932 : 722)^2 + (885 : 722)^2 + (775 : 722)^2 + (772 : 722)^2] = 1,70$$

TABLEAU VIII

	V_{kv}	I_p Amp.	I'_p Amp.	I_x Amp.	Courants moyens dans les tronçons
1	231	1 030	—	—	$(I_1 + I_2) : 2 = 1 115$
2	227	1 200	969	325	$(I'_2 + I_3) : 2 = 1 010$
3	220	1 050	890	315	$(I'_3 + I_4) : 2 = 932$
4	220	975	840	315	$(I'_4 + I_5) : 2 = 885$
5	221,5	930	785	319	$(I'_5 + I_6) : 2 = 775$
6	225	765	745	322	$(I'_6 + I_7) : 2 = 772$
7	231	800	—	—	—

La compensation synchrone envisagée de cette façon donne donc des résultats assez défavorables. Il n'en est pas de même si nous faisons intervenir la considération des transformateurs élévateurs de tension au départ de la ligne et des transformateurs abaisseurs de tension à l'arrivée de la ligne.

Considérons le transport de force schématisé par la *figure 9*.

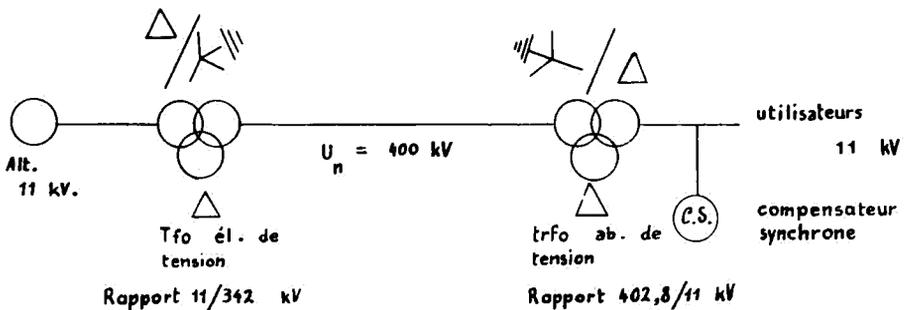


Fig 9

Représentation d'un transport d'énergie électrique avec le réglage ajusté aux transformateurs de départ et d'arrivée.

Nous avons p.ex. les alternateurs qui développent une tensions de 11 kV maintenue constante et appliquée aux enroulements B.T. des transformateurs élévateurs de tension. (Aux centrales de Cabora Bassa les alternateurs développent 16 kV.)

Supposons que nous avons des transformateurs standard munis de commutateurs permettant d'adopter un rapport variable symbolisé par $11/380 \pm 10\%$. Permettant d'obtenir au départ de la ligne, du côté HT, $(380 - 0,1 \cdot 380) = 342$ kV entre phases, c.-à-d. 198 kV tension simple. D'après le *tableau VII*, la tension simple à l'arrivée sera alors de

$$231 \cdot \frac{198}{190} = 240,5 \text{ kV (416 kV entre phases)}$$

A l'arrivée nous réglons le commutateur de façon à avoir du côté H.T.

$$380 + 0,6 \cdot 380 = 402,8 \text{ kV (233 kV de tension simple)}$$

La tension du côté B.T. de l'arrivée sera alors de

$$11 \text{ kV} \cdot (416 : 402,8) = 11,4 \text{ kV}$$

Le courant B.T. de pleine charge sera alors de

$$500\,000 \text{ kW} = 1,73 \cdot 11,4 \cdot I \text{ d'où } I = 25.400 \text{ Ampères}$$

Le courant H.T. de pleine charge sera de

$$500\,000 \text{ kW} = 1,73 \cdot 416 \cdot I$$

d'où

$$I = 695 \text{ Amp. (au lieu de 722 A)}$$

Le compensateur synchrone installé évidemment du côté B.T. aura alors un réglage de tension moins important que celui que nous venons de voir.

La tension de l'arrivée de ligne, sans action du compensateur synchrone, sera de

$$198 : 0,728 = 272 \text{ kV}$$

La tension du côté B.T. des transformateurs sera de

$$11 \text{ kV} \cdot \frac{272 \cdot 1,73}{402,8} = 12,85 \text{ kV}$$

Soit une surtension de

$$\frac{12,85 - 11}{11} \cdot 100 \% = 16,85 \%$$

Admettons que le compensateur synchrone doit maintenir, du côté H.T., la tension, non pas nominale de 231 kV, mais la tension de 240,5 kV que nous avons établie ci-avant, à pleine charge des utilisateurs.

La figure analogue à la *figure 8* est la *figure 8a*

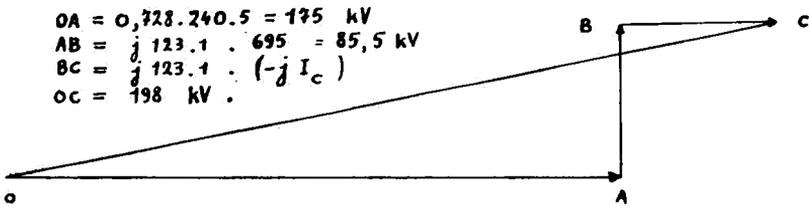


Fig 8 a

Représentation graphique de l'équation (23) compte tenu des réglages indiqués à la figure 9.

Nous avons

$$OA = 0,728 \cdot 240\,500 = 175\,000 \text{ volts}$$

$$AB = j 123,1 \cdot 695$$

$$BC = j (123,1) (-j I_c) = 123,1 \cdot I_c$$

A vide $AB = 0$ et nous avons

$$198\,000 - 175\,000 = 123,1 \cdot I_c \quad \text{d'où} \quad I_c = 186,5 \text{ Amp.}$$

A vide le compensateur synchrone injectera 186,5 Amp au lieu de 511 Amp établis précédemment.

La compensation à pleine charge sera donnée par le calcul suivant

$$(175\,000 + 123,1 \cdot I_c)^2 + (123,1 \cdot 695)^2 = (198\,000)^2$$

d'où

$$I_c = 8,1 \text{ Ampères}$$

A pleine charge l'injection du courant réactif inductif est vraiment minime.

La capacité *nominale* du compensateur synchrone sera de

$$\text{kVAr} = 1,73 \cdot 400 \cdot 186,5 = 129\,500 \text{ kVAr}$$
 soit un peu plus exactement $129\,500 \cdot (402,8 : 400) = 130\,500$
 kVAr.

L'enroulement du transformateur abaisseur de tension étant en étoile du côté *HT* et en triangle du côté *BT*, le courant du côté *BT* du compensateur synchrone sera de

$$186,5 \cdot \frac{402,8 : 1,73}{11} = 3\,950 \text{ Amp.}$$

Le triangle débitera un courant de ligne composé de
 $3\,950 \cdot 1,73 = 6\,850 \text{ Amp.}$

La puissance du compensateur synchrone sera alors de

$$\text{kVAr} = 1,73 \cdot 11 \cdot 6\,850 = 130\,500 \text{ kVAr}$$
 (Les deux calculs se recourent.)

Nous pouvons maintenant établir un tableau remplaçant le *tableau VII* en faisant les calculs en partant de

$$V_7 \text{ (vecteur de référence)} = 240,5 \text{ kV au lieu de } 231 \text{ kV}$$

$$I_7 = 695 - j 8,1 \text{ au lieu de } 722/0^\circ.$$

Les courants I_p et I'_p seront un peu plus faibles, les tensions aux nœuds seront un peu plus fortes et les courants dans les réactances shunt un peu plus grands. Les différences par rapport aux valeurs du *tableau VII* seront très faibles.

Notons que si les transformateurs dont on dispose permettent d'ajuster les commutateurs de tension de façon à avoir une tension simple de départ de 190 kV et à l'arrivée abaisser la tension à partir de la tension simple d'arrivée de 231 kV, aucune retouche du *tableau VII* n'est nécessaire. Nous aurons pour la *figure 8a* des valeurs légèrement modifiées:

$$OA = 0,728 \cdot 231\,000 = 168\,000 \text{ volts}$$

$$AB = 0 \text{ (à vide)}$$

$$BC = 123,1 \cdot I_c \quad \text{et} \quad OC = 190\,000$$

et partant

$I_c = (190\,000 - 168\,000) : 123,1 = 22\,000 : 123,1 = 179 \text{ Amp.}$
 au lieu de 186,5 ampères que nous avons calculé ci-avant.

3.6.7. Aménagement de la ligne

3.6.7.1. Nombre de kVAr des capacités série C_1 à insérer

La tension aux bornes de la capacité série est $\frac{I}{C_1 \omega}$.

I est le courant à travers cette capacité. C'est le courant I_p du tableau VII (courant en bout de chaque tronçon).

La puissance réactive de la capacité est donc de $\frac{I^2}{C_1 \omega}$.

Comme nous avons considéré dans nos calculs 1 : $C_1 \omega = 83$ ohms, la puissance insérée par les 6 capacités série C_1 est donnée par

$$\text{kVAr} = 83 \cdot 10^{-3} (987,5^2 + 925^2 + 870^2 + 810^2 + 759^2 + 722^2) = 362\ 000 \text{ kVAr}$$

Soit pour les 3 phases de la ligne: $362\ 000 \cdot 3 = 1\ 086\ 000$ kVAr.

3.6.7.2. Nombre de kVAr des réactances shunt X à insérer

Nous considérons le tableau VII où nous majorons les courants I_x dans le rapport d'augmentation des tensions ($240,5 : 231 = 1,04$).

Nous avons pris $X = 700$ ohms et nous avons donc par phase

$$\text{kVAr} = 700 [(282 \cdot 1,04)^2 + (287 \cdot 1,04)^2 + (293 \cdot 1,04)^2 + (296 \cdot 1,04)^2 + (310 \cdot 1,04)^2] \cdot 10^{-3} = 329\ 000 \text{ kVAr}$$

Soit pour les 3 phases: $3 \cdot 329\ 000 \text{ kVAr} = 987\ 000 \text{ kVAr}$.

3.6.7.3. Augmentation du coût de la ligne du fait de l'aménagement

Soit 2.500.000 F/km le coût de la ligne à 400 kV envisagée; soit 167 F le coût de 1 kVAr (série ou shunt) inséré.

Nous préciserons les bases du choix de ces prix unitaires dans la suite du texte. La coût de la ligne naturelle de 2 000 km est:

$2,5 \cdot 10^6 \cdot 2\,000 = 5\,000\,000\,000$ F. Le coût des aménagements est:

réactances shunt	987 000 kVAr		
capacités série	1 086 000 kVAr		
	2 073 000 kVAr	$\cdot 167$	345 000 000 F
			5 345 000 000 F

Coût de la ligne aménagée

Le coût de la ligne naturelle augmente de

$$\frac{5\,345\,000\,000 - 5\,000\,000\,000}{5\,000\,000\,000} \cdot 100\% = 6,9\% \text{ soit } 7\%$$

3.7. QUELQUES VUES

3.7.1. Lignes de 3 000 km de longueur

Si nous considérons la ligne en 10 tronçons de 300 km, le coefficient

A du tronçon vaut:

$$A = \cos 2 \cdot 3,14 \cdot \frac{300}{6\,000} = \cos 18^\circ = 0,96$$

La surtension en bout de ligne, aménagée et à vide, sera approximativement de:

$$A_9 = \text{approximativement } (0,96)^{10} = 0,685 \text{ (d'après 18)}$$

La puissance transportable d'une façon électriquement stable peut être rendue égale à la puissance des machines aux deux extrémités de la ligne en utilisant une compensation par capacités série de valeur convenablement calculée.

$$\text{La surtension ressort à } 46\% \text{ car } V_{11} = (1/A_9) V_1 = 1,46 \cdot V_1$$

3.7.2. Lignes de 6 000 km de longueur

Si nous considérons la ligne de 6 000 km de longueur en 20 tronçons de 300 km nous aurons

$$A_{19} = \text{approximativement } (0,96)^{20} = 0,685 \cdot 0,685 = 0,47$$

$$V_1 = 0,47 \cdot V_{21}, V_{21} = 2,125 V_1 \text{ soit une surtension de } 112,5\%$$

Cette surtension pourrait être diminuée en considérant plus que 20 tronçons ou bien en adoptant une station relais, mettons vers le milieu de la ligne, où on prélèverait ou pas de l'énergie pour une utilisation locale. On réaliserait alors les *figures 10*.

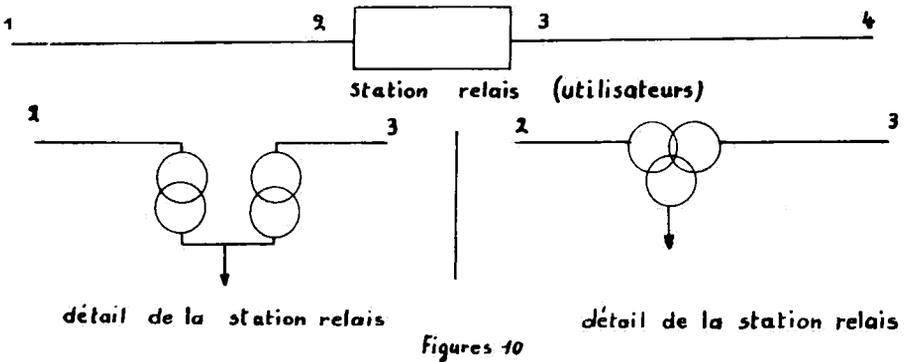


Schéma d'un très long transport d'énergie.

Les équations à considérer dans ce cas sont:

1^{re} ligne: n tronçons

$$V_1 = A_{n-1} V_{n+1} + B_{n-1} \cdot I_{n+1} \quad (24)$$

$$I_1 = C_{n-1} V_{n+1} + D_{n-1} \cdot I_{n+1} \quad (25)$$

2^o ligne: m tronçons

$$V_1' = A_{m-1} \cdot V_{m+1} + B_{m-1} \cdot I_{m+1} \quad (26)$$

$$I_1' = C_{m-1} \cdot V_{m+1} + D_{m-1} \cdot I_{m+1} \quad (27)$$

Les surtensions de chaque ligne sont séparées car chaque ligne agit d'une façon séparée. La station relais permettrait, si on le désire, de faire le transport entre le départ et la station relais à une tension nominale de U kV et de faire le transport depuis la station relais jusqu'au point d'arrivée à une autre tension nominale U' kV.

L'utilisation des stations relais est évidemment un facteur d'accroissement du coût du transport d'énergie électrique en utilisant le courant alternatif.

Il est possible que pour de très longues distances du transport d'énergie électrique, le transport en courant continu s'avère plus avantageux en considérant le transport de force du point de vue économique.

3.7.3. Tensions de transport à utiliser

Pour de très longues distances de transport et une quantité d'énergie considérable, les pertes joules joueront un très grand rôle. Pour commencer on peut agir sur la diminution de la résistance ohmique de la phase, considérée pour toute sa longueur. On pourra utiliser les câbles en cuivre plutôt que les câbles en Al-Ac. Du fait de la très grande quantité d'énergie à transporter, et du fait de la nécessité de R très petite, on aura, si on utilise les câbles en cuivre, des câbles de cuivre gros, et ceux-ci donneront d'office les gradients superficiels de potentiel des conducteurs sous tension de valeur admissible pour les pertes couronne réduites et influence sur les télécommunications faible. L'utilisation des câbles d'Al-Ac est due aux deux facteurs:

— coût qui est actuellement moins élevé que celui des câbles en cuivre;

— pour réaliser une R donnée les câbles en Al-Ac sont plus gros de les câbles de même valeur de R en cuivre et on réalise de meilleurs gradients superficiels des conducteurs sous tension.

Si le transport de force est envisagé sous l'égide d'un pays producteur de cuivre, il est possible qu'il puisse fournir les câbles en cuivre nécessaires pour la ligne à un prix compétitif avec le prix des câbles en Al-Ac.

La grosseur des câbles standard en Al-Ac ou en cuivre a des limites. Quand cette limite est atteinte, et même avant, on élèvera la tension nominale du transport d'énergie de façon à réduire les pertes joules fonction de I^2 . D'où prévision de l'accroissement des paliers de tension utilisables au fur et à mesure que l'on accroîtra la quantité d'énergie électrique à transporter. En bref, continuation du processus que l'on observe actuellement pour les lignes relativement courtes à courant alternatif.

3.8. RÉGIME TRANSITOIRE DE LA LIGNE AMÉNAGÉE

Ce régime doit, pour les lignes à constantes uniformément réparties, cas en présence, être étudié à partir des équations différentielles aux dérivées partielles. Cette étude faite par STEINMETZ est difficile si on veut avoir des résultats numériques concrets. On devra donc étudier les régimes transitoires d'une façon approximative en utilisant, les *circuits équivalents à constantes ponctuelles* concentrées. Cette étude ne révèle aucune anomalie spéciale du fait de l'aménagement de la ligne par insertion des capacités série et des réactances shunt.

4. APPLICATION DE LA THEORIE GENERALE A UN CAS CONCRET

4.1. DONNÉES DE BASE

Longueur de la ligne (ou des lignes) à construire: 2 000 km.
Variation de l'énergie à transporter dans le temps:

année 0	250 MW
année 5	500 MW
année 10	1 000 MW
année 15	1 500 MW
année 20	2 000 MW

Ce schéma indique un doublement d'énergie à transporter tous les 5 ans pendant la période de 0 à 10 ans et ensuite un fléchissement et doublement de l'énergie à transporter en 10 ans pendant la période de 10 ans à 20 ans.

4.2. CONSIDÉRATIONS RELATIVES AUX LIGNES À 400 KV

4.2.1. *Pylônes économiques*

Nous pensons utile d'utiliser les pylônes économiques réalisés par une suspension en « V » des phases. Cette technique a été développée par la Société américaine OHIO BRASS et adoptée d'une façon générale en Amérique du Nord (E.U.A. et Canada). La *figure 11* extraite de Ohio-Brass Hi-Tension News donne le principe de cette suspension.

Les pylônes deviennent moins hauts et moins larges. Par contre une phase est suspendue par deux chaînes d'isolateurs au lieu d'une seule chaîne verticale et on utilise par conséquent, à chaque pylône d'alignement, un nombre double d'isolateurs par rapport à la suspension verticale classique. D'autre part l'espacement entre phases est diminué.

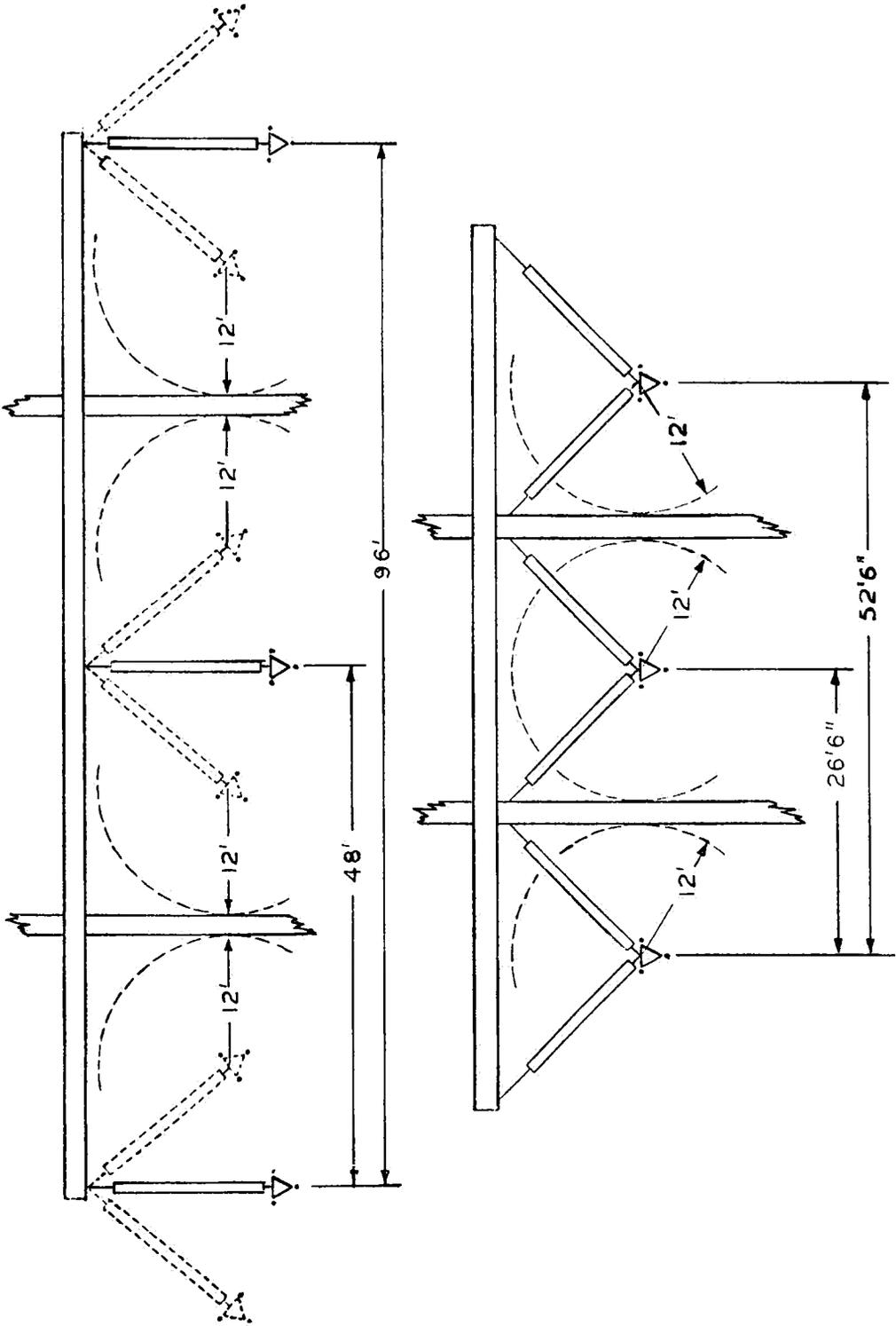


Fig. 11
Principe de suspension des phases en « V ».

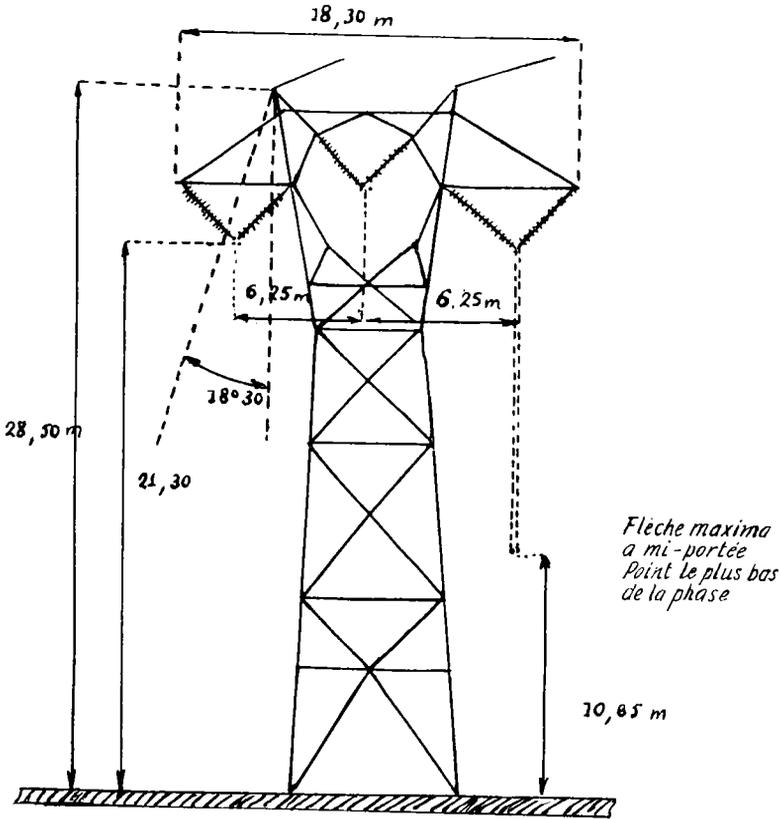


Fig. 12
Pylône d'alignement d'une ligne à 345 kV utilisant la suspension en « V » des phases.

La ligne à 345 kV de Cleveland Electric Illuminating Company utilise la suspension en « V ». La figure 12 représente un pylône d'alignement de cette ligne (figure 8 de [12]). L'espacement entre phases y est de 6,25 m.

La ligne d'Hydro-Quebec à 750 kV utilise également la suspension en « V » des phases où l'espacement entre deux phases voisines est de 15,25 m. Par conséquent pour une ligne à 400 kV l'espacement entre les phases devrait être de

$$6,25 + \frac{15,25 - 6,25}{750 - 345} (400 - 345) = 7,47 \text{ m}$$

Nous prendrons dans nos calculs, à titre de sécurité, un espacement de 8 m. (Notons que les lignes à 330 kV des Rhodésies [8] ont l'espacement entre 2 phases voisines de 11,40 m. Mais la suspension des phases est verticale classique et prend en considération le balancement des chaînes sous l'effet du vent. Ce balancement n'existe pratiquement pas dans le cas de la suspension en « V ».)

Comme chez nous l'espacement sera considéré de 8 m entre deux phases voisines, l'espacement équivalent de la ligne triphasée sera de

$$S = (8 \cdot 8 \cdot 16)^{1/3} = 10,10 \text{ m.}$$

4.2.2. Ligne de 400 kV avec les phases constituées par des câbles en Al-Ac et capable d'un transport de 500 MW

Tablons sur I théorique donné par $722/0^\circ$ et sur les pertes joule maximum de 10 %.

$$50\,000 \text{ kW} = 3 R_{\text{ph}} \cdot 722^2 \quad \text{d'où} \quad R_{\text{ph}} = 32 \text{ ohms}$$

TABLE 2a — Characteristics of ALUMINUM CABLE

Circular Mils or A.W.G. Aluminum	Aluminum			Steel		Outside Diameter Inches	Copper Equiva- lent * Circular Mils or A.W.G.	Ultimate Strength Pounds	Weigh Pounds per Mile
	Strands	Layers	Strand Dia.-Inches	Strands	Strand Dia.-Inches				
1 590 000	54	3	.1716	19	.1030	1.545	1 000 000	56 000	10 777
1 510 500	54	3	.1673	19	.1004	1.506	950 000	53 200	10 237
1 431 000	54	3	.1628	19	.0977	1.465	900 000	50 400	9 699
1 351 000	54	3	.1582	19	.0949	1.424	850 000	47 600	9 160
1 272 000	54	3	.1535	19	.0921	1.382	800 000	44 800	8 621
1 192 500	54	3	.1486	19	.0892	1.338	750 000	43 100	8 082
1 113 000	54	3	.1436	19	.0862	1.293	700 000	40 200	7 544

* Based on copper 97 percent, aluminum 61 percent conductivity.

† For conductor at 75°C., air at 25°C., wind 1.4 miles per hour (2 ft/sec), frequency = 60 cycles

Pour tenir compte de l'augmentation des pertes joules du fait de l'aménagement de la ligne diminuons cette résistance par le facteur de 0,721.

$$R'_{ph} = 32 \cdot 0,721 = 23,1 \text{ ohms}$$

Si nous essayons de constituer la phase avec deux conducteurs jumelés, chacun de ces conducteurs devra avoir une résistance R_c donnée par:

$$R_c = 23,1 \cdot 2 = 46,2 \text{ ohms}$$

Nous donnons ci-joint la *table 2a* extraite de [1].

$$R_c \text{ par mille} = 46,2 : (2\ 000 : 1,609) = 0,0369 \text{ ohms}$$

La *table 2a* indique que le plus gros câble standard a une résistance ohmique de 0,0675 ohms/mille. La résistance de ce câble est donc trop grande pour notre cas et il faut constituer la phase avec un faisceau de 4 conducteurs.

$$R_c = 23,1 \cdot 4 = 92,4 \text{ ohms}$$

$$R_c/\text{mille} = 92,4 : 1\ 245 = 0,0738 \text{ ohms}$$

STEEL REINFORCED (Aluminum Company of America)

Geo-metric Mean Radius at 60 Cycles Feet	Approx. Current Carrying Capacity † Amps	r_a Resistance Ohms per Conductor per Mile							
		25°C. (77°F.) Small Currents				50°C. (122°F.) Current Approx. 75 % Capacity (3)			
		d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles
0.0520	1 380	0.0587	0.0588	0.0590	0.0591	0.0646	0.0656	0.0675	0.0684
.0507	1 340	.0618	.0619	.0621	.0622	.0680	.0690	.0710	.0720
.0493	1 300	.0652	.0653	.0655	.0656	.0718	.0729	.0749	.0760
.0479	1 250	.0691	.0692	.0694	.0695	.0761	.0771	.0792	.0803
.0465	1 200	.0734	.0735	.0737	.0738	.0808	.0819	.0840	.0851
.0450	1 160	.0783	.0784	.0786	.0788	.0862	.0872	.0894	.0906
.0435	1 110	.0839	.0840	.0842	.0844	.0924	.0935	.0957	.0969

Le câble en Al-Ac qui convient est alors le câble de 1 510 500 C.M. dont le diamètre extérieur est de 1,506 pouces (3,83 cm) et dont la résistance ohmique est de 0,0710 ohms/mille. Soit 45 cm l'espacement des conducteurs du faisceau.

$$D = 45 \cdot 1,41 = 63,6 \text{ cm}$$

$$a = 1,915 [4 (63,6 : 2 \cdot 1,915)^3]^{1/4} = 22,3 \text{ cm}$$

$$\ln \frac{S}{a} = \ln \frac{1\ 010}{22,3} = \ln 45,3 = 3,81$$

$$L = 2 \cdot 3,81 \cdot 10^{-4} = 7,62 \cdot 10^{-4} \text{ henry/km}$$

$$L_w = L \cdot 314 = 0,239 \text{ ohms/km}$$

$$C = 10^{-6} : 18 \cdot 3,81 = 0,01455 \cdot 10^{-8}$$

$$C_w = C \cdot 314 = 4,57 \cdot 10^{-8}$$

$$Z_0 = (7,62 \cdot 10^{-4} : 0,01455 \cdot 10^{-8})^{1/2} = 229 \text{ ohms}$$

Le gradient moyen superficiel est

$$\text{Grad moy} = 231 \text{ kV} : (1,915 \cdot 4 \cdot 3,81) = 7,92 \text{ kV eff/cm}$$

Il est nettement inférieur aux gradients normalement admis pour les lignes H.T. et qui peuvent aller jusqu'à 15 kV eff/cm.

Notons que la *table 2a* indique que chacun des 4 câbles de la phase est capable de transporter 1 340 A; c.-à-d. que la phase est capable de transporter 5 360 A et la capacité de la ligne, abstraction faite des pertes joule, est de

$$1,73 \cdot 400 \cdot 5\ 360 = 3\ 715\ 000 \text{ kW} = 3\ 715 \text{ MW}$$

A cause de la très grande distance de transport cette capacité potentielle n'est pas employée. Toutefois ce fait conduira à une température des câbles probablement inférieure à 50 °C et si celle-ci baisse à 25 °C la *table 2a* indique que la résistance ohmique des câbles sera de 0,0621 ohms au lieu de 0,0710 ohms. Les pertes joules diminueraient donc et seraient de

$$P_j \% = 10 \% \cdot \frac{0,0621}{0,0710} = 8,4 \%$$

4.2.2.1. *Cas des pays producteurs de cuivre. Constitution de la phase avec des conducteurs en cuivre*

Pour que les câbles de cuivre donnent d'office un gradient superficiel de potentiel acceptable il faut considérer une ligne capable d'un transport d'énergie très grande. Supposons donc que la ligne soit aménagée pour un transport de 1 000 MW. Calculons la résistance de phase pour 800 MW, en tablant, sur le fait qu'une telle ligne ne sera à pleine charge que vers les années 10 et vers les années 20 d'après le schéma du paragraphe 4.1.

$$800\ 000\ \text{kW} = 1,73 \cdot 400 \cdot I \quad \text{d'où} \quad I = 1\ 155\ \text{Amp.}$$

$$80.000 = 3 R_{\text{ph}} \cdot (1\ 155)^2 \cdot 10^{-3}\ \text{kW} \quad \text{d'où} \quad R_{\text{ph}} = 20\ \text{ohms}$$

$$R'_{\text{ph}} = 20 \cdot 0,721 = 14,42\ \text{ohms}$$

Si la phase est constituée de deux conducteurs jumelés

$$R_c = 14,42 \cdot 2 = 28,84\ \text{ohms}$$

Nous donnons ci-joint une *table* extraite de [2].

$$R_c/1\ 000\ \text{ft} = \frac{28,84}{2\ 000 \cdot 3,28} = 0,0044\ \text{ohms}/1\ 000\ \text{ft}$$

D'après la *table de* [2] le câble standard le plus proche est celui de 0,004353 ohms/1 000 ft dont les caractéristiques sont:

Section 2 500 000 C.M. soit 1 268 mm²

Diamètre ext. 1,824 pouces soit 4,63 cm

Poids 7 794 lbs/1 000 ft soit 11.610 kg/km.

Le poids du cuivre nécessaire pour la ligne sera approximativement (sans tenir compte de la chaînette):

$$6 \cdot 11\ 610 \cdot 2\ 000\ \text{kg} \quad \text{soit} \quad 139\ 200\ \text{tonnes}$$

Note:

Demandons-nous s'il est possible de réaliser une ligne à 400 kV de 800 à 1 000 MW de capacité de transport en utilisant les câbles en Al-Ac. D'après la *table 2a* le plus gros câble standard en Al-Ac a une résistance de 0,0675 ohms/mille. Ce

B 2 Bare, Stranded Copper Cable of Soft or Annealed Bare Copper
Dimensions, breaking strengths, resistances and weights

Size, cir mils	Area, sq in.	Class of stran- ding	Num- ber of strands	Diameter of indi- vidual strands, mils	Over-all dia- meter, in.	Weight per 1000 ft, net. lb	Breaking strength, lb	Resistance, ohms per 1000 ft 20 C (68 F)
5,000,000	3.927	B	217	151.8	2.581	15,890	145,300	0.002219
5,000,000	3.927	A	169	172.0	2.580	15,890	145,300	0.002219
4,500,000	3.534	B	217	144.0	2.448	14,300	130,800	0.002465
4,500,000	3.534	A	169	163.2	2.448	14,300	130,800	0.002465
4,000,000	3.142	B	217	135.8	2.309	12,590	116,200	0.002747
4,000,000	3.142	A	169	153.8	2.307	12,590	116,200	0.002747
3,500,000	2.749	B	169	143.9	2.159	11,020	101,700	0.003139
3,500,000	2.749	A	127	166.0	2.158	11,020	101,700	0.003139
3,000,000	2.356	B	169	133.2	1.998	9,353	87,180	0.003628
3,000,000	2.356	A	127	153.7	1.998	9,353	87,180	0.003628
2,500,000	1.964	B	127	140.3	1.824	7,794	72,650	0.004353

Bibliographie: [2].

câble pour toute la longueur de la ligne aura une résistance de $0,0675 \cdot 1\,245 = 84,1$ ohms. Il faut (n) câbles du faisceau en parallèle pour obtenir à partir de ce câble la résistance de 14,42 ohms. Nous avons

$$84,1 : n = 14,42 \quad \text{d'où} \quad n = 5,83$$

Il faut constituer un faisceau de 6 conducteurs. Jusqu'à présent une telle combinaison n'a pas encore été réalisée*. En conséquence pour rester dans les constitutions habituelles il faut prendre une tension supérieure à 400 kV si on veut transporter 800 à 1 000 MW à 2 000 km de distance avec des pertes joule de l'ordre de 10 % de la puissance transportée.

4.2.2.2. Caractéristiques électriques de la phase

$$r = 2,315, \quad n = 2, \quad D = 40 \text{ cm}$$

$$a = (2,315 \cdot 40)^{1/2} = 9,63 \text{ cm}$$

(*) Ohio Brass Cy fait pour le moment des essais directs sur les phases constituées par un faisceau de 12 conducteurs pour les lignes futures aux E.U.A. de 1 500 kV eff (OB Hi-Tension News, Nov. 1972).

$$\ln \frac{S}{a} = \ln \frac{1\ 010}{9,63} = 4,65$$

$$\text{Grad moy} = (400 : 1,73) : (2,315 \cdot 2 \cdot 4,65) = 10,73 \text{ kV eff/cm}$$

$$\text{Grad max} = 10,73 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot 2,315}{40} \right) = 12,42 \text{ kV eff/cm}$$

Grad. équivalent = 0,5 (grad moy + grad max) = 11,47 kV eff/cm. Ces gradients sont inférieurs à ceux qu'on peut admettre et sont donc très satisfaisants.

$$L = 2 \cdot 4,65 \cdot 10^{-4} = 9,3 \cdot 10^{-4} \text{ henry/km}$$

$$L_w = 1 \cdot 314 = 0,292 \text{ ohms/km}$$

$$C = 10^{-6} : (18 \cdot 4,65) = 0,01136 \cdot 10^{-6} \text{ farad/km}$$

$$C_w = C \cdot 314 = 3,58 \cdot 10^{-6} \text{ ohms/km}$$

$$Z_0 = (L : C)^{1/2} = 286 \text{ ohms}$$

$$R_{\text{ph}} = 14,42 : 2\ 000 = 0,00721 \text{ ohms/km}$$

ou en fonction du câble choisi = (0,004353 : 2) · 3,28 = 0,00715 ohms/km.

4.2.3. Coût d'une ligne à 400 kV standard

Nous donnons ci-joint un tableau tiré de notre étude en 1964 [3]. On constate, en examinant ce tableau que les prix varient approximativement proportionnellement au carré de la tension. Le prix de la ligne à 400 kV par km est alors en 1964 de

$$2,71 \cdot 10^6 \cdot (400 : 500)^2 = 1,735 \cdot 10^6 \text{ F/km}$$

Si nous admettons que depuis 1964 les prix ont augmenté de 30 %, nous avons le prix actuel de

$$1,735 \cdot 10^6 \cdot 1,3 = 2,25 \cdot 10^6 \text{ F/km}$$

La ligne standard à 400 kV est relativement courte et est normalement réalisée, avec les conducteurs en Al-Ac, le faisceau étant deux conducteurs jumelés. Dans notre cas nous utilisons un faisceau de 4 conducteurs, à cause des pertes joules que l'on doit

B 3 — Coûts partiels en FB sur la base de 1 dollar = 50 FB

Désignations	Transport à	
	500 kV	700 kV
1 km de la ligne de transmission	2 710 000 F	5 475 000 F
1 kVA d'auto-transformateurs (Le prix de 1 kVA d'auto-transformateur indiqué dans ce tableau nous paraît trop favorable) (*)	100 F	230/500 kV
	345/700 kV	150 F
1 disjoncteur (2 disjoncteurs par ligne)	25 000 000 F	50 000 000 F
1 kVA de condensateurs en dérivation	200 F	350 F
1 kVA de condensateurs en série à insérer dans les lignes	200 F	350 F
1 kVA de compensateurs synchrones aux arrivées	350 F	350 F
Charges du capital, y compris les frais d'exploitation et d'entretien. Il y a lieu de noter l'accroissement des charges du capital avec l'accroissement de la tension entre certaines limites. Pour les lignes à haute tension relativement basse (50, 110, et 220 kV), les charges du capital sont généralement de l'ordre de 11,5 %; pour 400 kV environ elles passent à 13,5 % et les Américains les prennent pour les tensions du tableau à 15 %.	15 %	15 %

réduire. Nous considérons donc le coût de notre ligne comme majoré et porté à $2,5 \cdot 10^6$ F/km.

4.3. LIGNE À 750 kV

Le coût de cette ligne sera, en utilisant la méthode du paragraphe précédent:

$$5,475 \cdot 10^6 \text{ F/km} \cdot (750 : 700)^2 \cdot 1,3 = 7,65 \cdot 10^6 \text{ F/km}$$

Cette ligne, aménagée, est capable de transporter dès le début la pleine charge de 2 000 MW à 2 000 km de distance. Les

câbles en Al-Ac seront un peu plus gros que ceux de la ligne d'Hydro-Quebec.

Pour commencer il faudra étudier l'aménagement de la ligne pour déterminer si le facteur de réduction de la résistance de phase de 0,721 subsiste ou s'il se modifie en plus ou en moins. Tout cela demande une étude spéciale analogue à celle que nous avons faite pour les lignes à 400 kV et que nous ne ferons pas actuellement. Nous nous contenterons de comparer les coûts des lignes naturelles, non aménagées, pour déterminer le choix de l'une ou de l'autre ligne. L'aménagement, dans chaque cas, sera plus ou moins une même proportion du coût de la ligne naturelle (non aménagée).

4.4. CHOIX D'UNE SOLUTION POUR LES LIGNES À COURANT ALTERNATIF

Nous ne ferons la comparaison que pour les lignes à 400 kV et 750 kV dont les phases sont constituées par des conducteurs en Al-Ac. Nous ne considérerons donc pas les lignes à 400 kV avec les conducteurs en cuivre, car pour ces dernières lignes, le coût de la ligne doit être spécialement établi en considérant les conditions locales donnant lieu à la fourniture des câbles de cuivre pour la ligne à un prix spécial.

Pour faire le choix nous nous baserons sur la notion économique d'*actualisation des capitaux*. Cette méthode est d'un usage courant à l'*Electricité de France* * et nous en avons eu connaissance quand nous étions à l'EDF pour nos missions ONU-EDF en 1963/64 (Etude du Marché de l'énergie au Togo et au Dahomey) et en 1966/67 (Etude de la planification de l'électrification au Togo et au Dahomey).

Quand 2 projets techniques, également bons, sont en présence, on établit pour commencer le schéma de mise à disposition des capitaux dans le temps pour les deux projets et on actualise les capitaux en les ramenant à une année de référence. On compare ensuite les deux sommes et on choisit le cas le plus favorable. Le principe de l'actualisation est simple: « Un capital C actualisé à l'année de référence antérieure à l'année considérée (p) est

* Elle est d'ailleurs enseignée aux cours de l'E.S.E. de Paris.

un capital C' qui par le jeu des intérêts composés devient à l'année (p) le capital C . »

Pour la ligne à 750 kV le capital doit être mis en utilisation dès l'année de référence. Cette ligne sera d'office capable du transport d'énergie du stade final.

Pour les lignes à 400 kV dont chacune n'est capable que de 500 MW, on doit mettre les lignes en service l'une après l'autre. Supposons que la 1^{re} ligne étant construite il faut 2 ans pour construire une ligne suivante c.-à-d. que le capital pour la 2^e ligne devra être mis en utilisation 2 ans avant la date où cette ligne doit être en service. Nous avons alors en fonction des conditions de base du paragraphe 4.1 le schéma suivant:

Première ligne en service	année 0	
	Puissance	250 MW
Deuxième ligne mise en construction	année 3	
Deuxième ligne mise en service	année 5	
	Puissance	500 MW
Troisième ligne mise en construction	année 8	
Troisième ligne mise en service	année 10	
	Puissance	1 000 MW
Quatrième ligne mise en construction	année 13	
Quatrième ligne mise en service	année 15	
	Puissance	1 500 MW
Les 4 lignes en service débiteront	année 20	
	Puissance	2 000 MW

Soit le coût de la ligne (une seule) de A F et soit le taux de location de l'argent de 7 % (en tenant compte de la dépréciation monétaire dans le temps). Le taux réel pourrait être supérieur et cela accentuera nos conclusions.

Dans ces conditions les capitaux pour les 4 lignes actualisés à l'année 0 prise comme référence sont de

$$A + (A) : (1,07)^3 + A : (1,07)^8 + A : (1,07)^{13} = 2,87 \cdot A$$

Le coût d'un km des 4 lignes ressort ainsi à

$$2,5 \cdot 10^6 \text{ F} \cdot 2,87 = 7,17 \cdot 10^6 \text{ F}$$

Ce coût est inférieur à celui que nous avons établi au par. 4.3 et qui est de

$$7,65 \cdot 10^6 \text{ F}$$

Le calcul fait indique qu'il est économiquement plus avantageux d'utiliser 4 lignes à 400 kV plutôt qu'une seule à 750 kV. La solution de 4 lignes permet d'autre part un investissement initial plus faible et une mise (d'autres capitaux) en investissement au fur et à mesure de l'évolution réelle de la situation.

4.5. LIGNE À COURANT CONTINU À $\pm 533 \text{ kV}$

La ligne ayant les caractéristiques de la ligne de Cabora Bassa jusqu'à Johannesburg (voir [4]) transporterait l'énergie nécessaire en stade final avec des pertes joules d'environ 10 %.

Comme nous l'avons vu, pour un transport de 1 360 km, et une puissance transportée de 1 920 MW les pertes joules étaient de 6,63 %. Elles deviendront pour le transport de la même puissance à 2 000 km de distance de

$$P_1 = 6,63 \% \cdot (2\ 000 : 1\ 360) = 9,75 \%$$

4.6. COÛT DE LA LIGNE À 400 kV AMÉNAGÉE

Les caractéristiques électriques de la ligne établie au paragraphe 4.2.1 sont différentes de celles que nous avons utilisées dans la théorie générale. Pour bien faire nous devons refaire les calculs en nous basant sur les nouvelles caractéristiques. Comme dans le cas présent nous ne cherchons qu'à mettre en évidence les méthodes et les ordres de grandeur, nous nous contenterons des estimations faites précédemment dans la théorie générale. (A vrai dire nous avons tablé dans la théorie générale sur les caractéristiques de la ligne de cuivre ayant en vue la ligne du Zaïre d'Inga au Shaba.) Remarquons cependant que pour la ligne à 400 kV du par. 4.2.2 C_w est plus élevée, son inverse est donc plus petite c.-à-d. que la réactance shunt X à insérer sera de valeur plus faible que celle envisagée dans la théorie générale. Par contre c'est l'inverse qui a lieu pour L_w car nous avons maintenant une L_w plus faible que pour la ligne en cuivre. Il y aura

donc plus de réactif inductif dû à X et moins de réactif capacitif dû aux $1/C_{1w}$. Le total des kVA_r pour les deux effets sera peu différent dans les deux cas.

En nous basant sur les données de la théorie générale nous avons: Le coût de la ligne aménagée (voir le par. 3.6.7.3): 5 345 000 000 F. Nous y avons pris le coût du kVA des capacités série et des réactances shunt insérées à 167 F/kVA. Ce prix basé sur les données de [3] a été établi comme suit:

$$200 \cdot (400 : 500)^2 \cdot 1,3 \text{ F} = 167 \text{ F}$$

4.7. COÛT APPROXIMATIF DU TRANSPORT D'ÉNERGIE DE 2 000 KM À 400 kV

Supposons les prix de base suivants:

- 200 F/kVA des transformateurs de départ et d'arrivée,
- $20 \cdot 10^6$ F le coût d'un disjoncteur à 400 kV,
- $10 \cdot 10^6$ F le coût d'un parafoudre,
- 350 F/kVA le coût du compensateur synchrone à l'arrivée.

Nous avons:

Ligne aménagée	5 345 000 000 F
2 disjoncteurs	40 000 000 F
2 parafoudres	20 000 000 F
Compensateur synchrone	
131 000 kVA · 350 F/kVA	45 800 000 F
Transformateur élévateur de tension	
$500\,000 \cdot (1,15 \text{ surcapacité}) = 575\,000 \text{ kVA}$	
Transformateur abaisseur de tension	
$500\,000 \cdot (1,05 \text{ surcapacité}) = 525\,000 \text{ kVA}$	
	1 100 000 · 200 = 220 000 000 F
	5 670 800 000 F

4.8. COÛT DE LA LIGNE À COURANT CONTINU À ± 533 kV

Compte tenu des facteurs que nous avons passés en revue en (1) admettons à titre d'hypothèse de travail que le km de ligne

à courant continu est de l'ordre de 90 % du coût de la ligne à 750 kV eff. Ce prix sera donc de l'ordre de

$$7,65 \cdot 10^6 \text{ F} \cdot 0,9 = 6,87 \cdot 10^6 \text{ F}$$

4.9. COÛT DES STATIONS TERMINALES À COURANT CONTINU

Ce coût est très élevé et il dépasse nettement celui des stations terminales à courant alternatif. Rappelons quelques éléments des stations terminales :

- selfs de lissage introduites aux extrémités des lignes à l'arrivée et au départ;

- filtres d'harmoniques (p.ex. pour la ligne de Cabora Bassa jusqu'à Johannesburg chaque poste convertisseur aux deux extrémités possède des filtres dont la puissance est de 400 MVA, soit 800 MVA pour la puissance de 1 920 MVA transportée [5]);

- les ponts convertisseurs (redresseurs à un bout et onduleurs à l'autre);

- les organes de contrôle complexes;

- les services auxiliaires importants;

- les transformateurs élévateurs de tension et abaisseurs de tension comme pour les stations à courant alternatif;

- dispositifs divers, ...

Si les stations terminales (par. 4.7) coûtent environ 325 millions 800 000 F pour le courant alternatif, il est à craindre que les stations terminales à courant continu seraient de l'ordre de 1 500 000 000 F. (Nous avançons ce chiffre *a priori* car nous n'avons pas des données pour estimer ce prix d'une façon tant soit peu approchée.)

4.10. COÛT DU TRANSPORT D'ÉNERGIE EN COURANT ALTERNATIF

Le coût des quatre lignes à 400 kV, actualisé, avec ses stations terminales serait de

$$5\,670\,800\,000 \cdot 2,87 = 15\,700\,000\,000 \text{ F}$$

4.11. COÛT DU TRANSPORT D'ÉNERGIE EN COURANT CONTINU

Ligne en courant continu:	
2 000 km · 6,9 · 10 ⁶	13 800 000 000 F
Stations terminales	1 500 000 000 F
	<hr/>
	15 300 000 000 F

4.12. CONCLUSIONS APPROXIMATIVES

Dans la mesure où nos diverses suppositions se vérifient les deux modes de transport donnent lieu à un investissement des capitaux à peu près le même. Par contre il y aura une différence du prix du kWh transporté dont nous allons essayer de déterminer l'ordre de grandeur.

4.13. COÛT D'UN kVA DES CENTRALES HYDRO-ÉLECTRIQUES

Si nous nous basons sur les grandes réalisations africaines, le coût d'un kVA installé est approximativement de 10 000 F [9, 10, 11].

Ce prix est celui au moment de la réalisation dans le temps, il est probablement à majorer pour avoir les prix actuels.

La valeur citée correspond au prix global de la réalisation de la centrale hydro-électrique divisée par la puissance des alternateurs installés. Ainsi si l'installation totale revient à $4 \cdot 10^9$ F et que la puissance installée est de 400 MVA le coût de 1 kVA installé est de 10 000 F. Admettons cette valeur comme prix actuel du kVA à Inga.

4.14. CONSIDÉRATIONS SUR LE COÛT DU kWh TRANSPORTÉ

Nous prenons comme bases du calcul:

- facteur de charge de l'année: 0,9;
- charges du capital: 15 %. Très probablement il y aurait lieu de considérer les charges du capital pour le courant continu supérieures à celles pour le courant alternatif;
- nombre d'heures de l'année: 8 760 heures.

Le coût de la production d'un kWh s'élève à

$$\frac{10\,000 \cdot 0,15 \text{ F}}{(1 \text{ kVA} \cdot 0,9) \cdot 8\,760 \text{ h}} = 0,1975 \text{ soit } 20 \text{ cm le kWh}$$

Le coût du transport d'un kWh en utilisant le courant continu

Le coût de la ligne	13 800 000 000 F
stations terminales, au 1 ^{er} stade, estimées à	750 000 000 F
	14 550 000 000 F

$$\frac{14,55 \cdot 10^9 \cdot 0,15}{(250\,000 \text{ kW} \cdot 0,9) \cdot 8\,760} = 1,11 \text{ F/kWh en stade initial}$$

$$\frac{15,3 \cdot 10^9 \cdot 0,15}{(2\,000\,000 \cdot 0,9) \cdot 8\,760} = 0,1455 \text{ F/kWh en stade final}$$

Le coût du transport en utilisant le courant alternatif

$$\frac{5,671 \cdot 10^9 \cdot 0,15}{(250\,000 \cdot 0,9) \cdot 8\,760} = 0,4315 \text{ F/kWh en stade initial}$$

En *stade intermédiaire* quand la ligne de 400 kV est chargée à 500 MW le coût est la *moitié de celui du stade initial* soit 0,22 F/kWh.

En *stade final* le coût du kWh transporté par le courant alternatif et le courant continu est à peu près le même dans les deux cas. (N.B. si le coût des stations terminales est plus grand ou moins grand que celui considéré, il y aura lieu d'ajuster les résultats en conséquence.)

Le coût du kWh rendu à destination est le coût du kWh transporté majoré par le coût de la production de ce kWh. Ce dernier a été établi comme étant de 20 centimes le kWh. (N.B. si le coût du kVA installé à la centrale hydraulique est plus élevé ou moins élevé que les 10 000 F pris en considération, il y aura lieu d'ajuster les résultats obtenus ci-avant.)

5. QUELQUES VUES SUR L'INTERCONNEXION INGA-SHABA

5.1. QUELQUES REMARQUES PRÉLIMINAIRES

A la lumière de ce qui précède il serait intéressant d'examiner l'interconnexion Inga-Shaba pratiquement décidée. On choisirait une ligne à courant continu à ± 533 kV et on transporterait 240 MW * en stade initial et 1 920 MW en stade final. En somme on aurait une réalisation semblable à celle du transport d'énergie électrique de Cabora Bassa jusqu'à Johannesburg. La ligne d'interconnexion aurait une longueur de $\pm 1 850$ km au lieu de 1 360 km de la ligne entre Mozambique et l'Afrique du Sud [4].

La centrale d'Inga, dans le stade actuel de réalisation comportera 6 groupes de 50 000 MW et sera donc capable de produire 300 MW dont 240 MW seront envoyés au Shaba et les 60 000 MW restants serviraient pour les besoins du Bas-Zaïre. Les besoins du Bas-Zaïre semblent être [6]

- l'alimentation de Kinshassa, de Boma et de Moanda,
- l'alimentation de diverses petites industries du Kinshassa,
- la cimenterie de Lukula,
- la raffinerie de Moanda,
- un complexe d'industries chimiques (en projet);
- une industrie d'engrais azotés dans le Kwilu (en projet),
- la cimenterie de Kimpese,
- l'usine sidérurgique de Maluka,
- les industries agricoles de Nsele,

.....

La situation de la ligne d'interconnexion ne semble pas encore fixée. La ligne partirait d'Inga et aboutirait à un point dans la province du Shaba qui n'est pas encore déterminé **. Pour bien

* Ce stade est considéré actuellement comme dépassé. On transporterait dès le début 800 MW. Voir ci-après.

** On considère actuellement que la ligne à ± 533 kV aboutira à Kolwezi.

faire, ce point devrait être au centre des industries minières du Shaba.

Rappelons que dans le stade final d'équipement d'Inga, cette centrale serait à même de produire une puissance constante de 25 000 MW. Le fleuve Zaïre est à cheval sur l'équateur et le débit d'eau à Inga bénéficie de ce fait des saisons de pluies différentes qui font en sorte que le débit d'Inga reste à peu près constant.

L'industrie minière de Shaba se développe et a besoin d'énergie électrique plus grande que celle des centrales actuelles qui, rappelons-le, sont les centrales hydro-électriques suivantes [7]:

— Centrale de Mwadingusha	75 000 kW
— Centrale de Koni	46 800 kW
— Centrale de Nzilo (1ère centrale: Delcommune)	120 000 kW
— Centrale de Nzilo (2ème centrale: Le Marinel)	276 000 kW
	<hr/> 518 400 kW

Les deux premières centrales sont sur la rivière Lufira et les deux dernières sur le fleuve Lualaba (affluent du Zaïre et pratiquement le début du fleuve Zaïre).

La puissance installée de 518 MW ne peut être utilisée à plein rendement. Elle dépend des réserves d'eau accumulées pendant la saison des pluies devant les barrages. Les saisons de pluies au Shaba sont irrégulières et l'énergie électrique qui peut être produite est donc variable d'une année à l'autre. A ce point de vue un apport d'énergie électrique constante venant d'Inga serait un facteur de stabilité. Par contre étant donné la distance de transport le coût du kWh rendu au Shaba sera grevé par le transport d'énergie d'Inga jusqu'à Shaba. Il reviendrait vraisemblablement plus cher que le coût du kWh qui aurait pu être produit au Shaba même, à moins que le coût de la production du kWh à la centrale d'Inga ne soit très favorable et compense le coût du transport d'énergie. On envisageait initialement la construction d'une centrale hydro-électrique à Busenga sur le Lualaba, d'une puissance approximative de 240 MW. Cette puissance est celle disponible à Inga I qui produirait 300 MW dont 60 MW

seraient prélevés pour les besoins du Bas-Zaïre. Elle remplacerait donc la centrale de Busenga.

On considère maintenant que les besoins en énergie de la province de Shaba augmenteront très vite dans le temps et que les ressources hydro-électriques de Shaba deviendront insuffisantes pour faire face à ces besoins. De ce fait faire venir l'énergie électrique d'Inga sera tôt ou tard une nécessité absolue. Alors, autant commencer cette importation le plus vite possible. Les facteurs nouveaux qui apparaissent comme probables sont:

1. Un accord avec la Guinée pour produire au Bas-Zaïre, grâce à l'énergie à bon marché d'Inga, de l'aluminium avec les beaux-ites importées de Guinée. Si cette possibilité se réalise, l'énergie produite par Inga I deviendra insuffisante pour satisfaire les besoins du Bas-Zaïre et ceux, accrus, de la province du Shaba.

2. Le cuivre n'est plus produit au Shaba par CECAMINE ex-UMHK seule. Une autre société exploite les gisements de TENKE et de FUNGURUME et une société japonaise exploitera les gisements entre Lubumbashi et la frontière de Zambie. Il est envisagé que les 3 sociétés produiront ensemble 800 000, voire 900 000 tonnes de cuivre par an. (Dans les années 1960/63 la production du cuivre de Shaba ne s'élevait qu'à 200 000 tonnes de cuivre électrolytique par an. La consommation de la province du Shaba était, pour assurer cette production et toutes les autres activités de la province de 2 000 000 000 kWh environ. Environ 500 000 000 à 1 000 000 000 kWh, suivant les possibilités de la production des centrales hydro-électriques du Shaba, étaient exportés en plus vers le Copperbelt (Zambie). Actuellement, compte tenu de l'accroissement de la production minière du Shaba, l'exportation de l'énergie vers la Zambie doit être réduite, voire annulée ou même inversée.)

Compte tenu des facteurs passés en revue on a décidé la mise en chantier de la centrale hydro-électrique d'Inga II d'une puissance de 1 000 MW et on estime qu'on transporterera vers Shaba une énergie équivalente à une puissance de 800 MW, le solde de la puissance disponible à partir d'Inga I et d'Inga II étant absorbé par le Bas-Zaïre. (Il est à noter que l'équipement de ces deux centrales est loin d'épuiser les possibilités d'Inga, l'équipement complet d'Inga donnerait une puissance, même en période

de basses eaux du Zaïre, de 25 000 MW. Inga pourra donc satisfaire tous les besoins accrus de la province du Shaba et exporter toute l'énergie vers les pays étrangers, dont la Zambie, qui voudraient avoir de l'énergie électrique du Zaïre.)

La prévision des diverses réalisations dans le temps est difficile à établir, car nous manquons d'éléments dont disposent le gouvernement du Zaïre assisté de son Ingénieur-Conseil l'ELECTRICITÉ DE FRANCE. Nous pensons que cette réalisation dépendra des facteurs suivants:

1. Capitaux à mettre en œuvre par le Gouvernement du Zaïre.
 - ressources propres au Zaïre,
 - prêts réunis pour les réalisations à faire.
2. Temps nécessaire pour réaliser les divers projets:
 - construction de la ligne d'interconnexion Inga-Shaba,
 - réalisation au Shaba des installations industrielles nécessaires pour la production accrue du cuivre.

En conséquence le schéma de consommation prévue au paragraphe 4.4 est difficilement applicable au cas de l'interconnexion Inga-Shaba. Par ailleurs, d'après nos connaissances actuelles, l'interconnexion est prévue en *courant continu* à $+/-$ 533 kV c.-à-d. par une ligne électrique semblable à celle de Cabora Bassa à Johannesburg [4]. Cette ligne aboutirait au Shaba à Kolwezi, qui est plus ou moins au centre de toutes les industries minières du Shaba. *La longueur de la ligne dépendra du tracé finalement choisi* et aurait approximativement de 1 900 à 2 000 km de longueur. En [4.11] nous avons mis en avant le coût de la ligne d'interconnexion en courant continu comme étant approximativement de 15 300 000 000 FB, stations terminales comprises. Il semble que les évaluations faites ailleurs estiment ce coût à 12 000 000 000 FB et d'autres plus pessimistes à 20 milliards de FB. En sorte que notre estimation semble être une moyenne entre l'estimation optimiste et l'estimation pessimiste.

Rappelons que les centrales du Shaba sont interconnectées avec celles de la Zambie par une ligne à 220 kV reliant le poste de Shituru (Likasi) et le poste de Kitwe (N'kana). Les centrales de la Zambie sont interconnectées avec la centrale de Kariba (Rhodésie du Sud), ce qui fait qu'en fin de compte les centrales du Shaba sont interconnectées avec celles de la Zambie et celles

de la Rhodésie du Sud. Le caractère asynchrone de la ligne à courant continu permettra aux centrales d'Inga de ne pas être influencées par celles du Shaba, de la Zambie et de la Rhodésie du Sud et *vice-versa*. L'interconnexion à l'aide d'une ligne à C.A. aurait conduit à un tout interconnecté comme en Europe Occidentale, ce qui demande tout de même une bonne programmation d'ensemble et une conduite coordonnée de l'ensemble interconnecté.

Il est probable que la Zambie importera de l'énergie venant du Zaïre plutôt que de la Rhodésie du Sud. Elle envisagerait même la réalisation du projet de Kafue [10] * pour avoir de l'énergie électrique propre supplémentaire d'une centrale située en Zambie.

5.2. QUELQUES ESTIMATIONS

Supposons que la production du kWh à Inga soit favorable et puisse être réalisée avec un coût du kVA installé de 10 000 F, c.-à-d. avec un coût du kWh calculé en [4.14] de 20 cm. Au Shaba, vers les années 1955/1960, le coût du kVA installé dans une centrale hydro-électrique était voisin de cette valeur et il est à supposer qu'à la centrale, qui aurait pu être construite, à Busenga, il reviendrait maintenant à une valeur de 15 000 FB, voir 20 000 FB, c.-à-d. à un coût du kWh produit de 30 à 40 cm.

Supposons maintenant que la ligne d'interconnexion Inga-Shaba transporte dès qu'elle est construite 800 MW, cette puissance étant utilisée par les industries diverses du Shaba et le surplus disponible étant exporté en Zambie. Soit d'autre part le coût d'interconnexion de 12 000 000 000 FB seulement. Le coût du kWh transporté, calculé comme en [4.14] est alors de:

$$\frac{12\,000\,000\,000 \cdot 0,15 \text{ F}}{800\,000 \cdot 0,9 \text{ kW} \cdot 8\,760 \text{ h}} = 0,285 \text{ F/kWh} = 28,5 \text{ cm/kWh}$$

Par conséquent le coût du kWh fourni en haute tension, à partir d'Inga, à Kolwezi, serait de:

— Coût supposé du kWh produit à Inga	20 cm
— Coût du transport d'Inga à Kolwezi	28,5 cm
	48,5 cm

* Nous ignorons si à l'heure actuelle la centrale de Kafue est déjà réalisée et en service.

L'énergie produite par les centrales de GECAMINE et fournie en haute tension coûte, compte tenu des installations anciennes fortement amorties, est moins cher.

L'énergie qui serait produite par les nouvelles installations comme celle de la centrale de Busenga et transportée par les lignes nouvelles en 220 kV de Busenga vers Kolwezi et d'autres agglomérations industrielles aurait un coût qui, tout en étant inférieur à celle fournie par Inga, s'en approcherait.

Comme de toute façon l'énergie hydro-électrique de Shaba est insuffisante pour faire face à la demande prévue, il faut accepter les prix du kWh ex Inga. Eventuellement ce prix sera diminué en faisant le pool avec l'énergie actuellement produite. On aurait 3.000.000.000 kWh d'énergie locale du Shaba et

$$800\ 000\ \text{kW} \cdot 0,9 \cdot 8\ 760\ \text{h} = 6\ 300\ 000\ 000\ \text{kWh}$$

d'énergie venant d'Inga. Nous manquons d'éléments pour estimer d'une façon tant soit peu approchée le prix du kWh en « pool ».

5.3. INDICATIONS DE NOTRE CONFRÈRE SOKAL

Outre les indications dont nous nous sommes servi pour rédiger les 2 paragraphes précédents, indications confirmées par d'autres sources, nous résumons les suivantes:

— la ligne à courant continu sera semblable à celle de Cabora Bassa jusqu'à Johannesburg,

— il y aurait deux lignes monopolaires. Chacune comprendrait 4 sections. Chaque section pourrait intervenir pour remplacer la section correspondante de l'autre ligne monopolaire,

— la ligne serait munie d'un contrepoids continu double (au Shaba les lignes à 110 kV et à 220 kV sont munies d'un tel contrepoids: 2 fils parallèles en dessous des phases extrêmes de la nappe, tout le long de la ligne et raccordés à chaque pylône de la ligne. L'expérience a indiqué que le nombre de déclenchements par la foudre était réduit et valait 1/10e du nombre de déclenchements sans contrepoids),

— on ne sait pas encore si les valves à thyristors des stations terminales seront refroidies à l'huile (méthode européenne) ou par air (méthode américaine).

6. CALCUL COMPLEMENTAIRE

Il serait intéressant de se rendre compte si, en calculant à la règle logarithmique en utilisant les équations rigoureuses (1 et 2), on n'arrive pas, aux imprécisions du calcul à la règle de 25 cm près, aux équations numériques tirées des équations simplifiées (3 et 4). Pour nous en rendre compte il suffira de calculer la valeur complexe $(Z \cdot Y)^{0,5} \cdot l$ et de la comparer à l'angle 2π ($l : 6000$).

Considérons la ligne du par. 4.2.2.2. Nous avons:

$$Z = 0,00715 + j 0,292 = 0,293 / \underline{88^\circ 35'} = \text{app. } j 0,293$$

$$Y = g + j 3,58 \cdot 10^{-6}$$

Pour les lignes à 400 kV, les pertes couronne, en moyenne annuelle, sont voisines de 5 kW par kilomètre de ligne. Les pertes latérales des isolateurs sont de l'ordre de 1 à 2 watts par isolateur et sont négligeables devant les pertes couronne. Nous avons alors pour « g »

$$5000 \text{ watts} = 3 g (400000 : 1,73)^2 \quad \text{d'où } g = 3,12 \cdot 10^{-8}$$

Par conséquent:

$$Y = 3,12 \cdot 10^{-8} + j \cdot 3,58 \cdot 10^{-6} = \text{app. } j 3,58 \cdot 10^{-6}$$

$$(Z \cdot Y)^{1/2} \cdot l = j (0,293 \cdot 3,58 \cdot 10^{-6})^{0,5} \cdot 500 \quad (l = 500 \text{ km}) \\ = j 1,023 \cdot 500 = j 0,512$$

$$\cosh j 0,512 = \cos 0,512 = \cos 29^\circ 30' = 0,870$$

D'après les équations simplifiées (3 et 4) nous devons considérer

$$\cos 2 \cdot 3,14 \cdot (500 : 6000) = \cos 0,523 = \cos 30^\circ = 0,865$$

Par conséquent, pour autant que g soit négligeable devant C_w et R devant L_w , les calculs à la règle à partir des équations rigoureuses (1 et 2) conduisent pratiquement aux résultats que l'on obtient à partir de la simplification rigoureuse des équations (1 et 2) et usage des équations (3 et 4).

7. PREVISION D'UNE LIGNE AMENAGEE

Dans le texte qui précède nous avons dû établir d'abord la théorie de l'aménagement et considérer ensuite une application. Le processus de la prévision d'une ligne est à faire d'une façon adéquate et qui serait la suivante:

— On commence par prévoir la ligne que l'on désire construire. A cet effet on procède comme en [4]. S'il y a lieu de prévoir la liaison en tenant compte d'une énergie variable dans le temps à transporter, il faut connaître d'avance, ne fût-ce qu'approximativement, le coût de l'aménagement. A cet effet on peut calculer l'aménagement, en limite plus ou moins supérieure, en se basant sur la conception approchée du circuit équivalent de la *figure 1b*.

Les kVAr inductifs à annuler par les capacités série seront donnés par:

$$3 L_w \cdot I^2 \cdot \text{longueur de la ligne } (l) \cdot 10^{-3} \text{ kVAr} \quad (28)$$

L_w est la réactance apparente de la ligne par km

I est le courant de pleine charge.

Les kVAr inductifs à introduire par les réactances shunt seront donnés par:

$$3 \cdot E \cdot E C_w l/4 = U^2 \cdot C_w \cdot l/4 \text{ par phase}$$

soit

$$3/4 U^2 \cdot C_w l \quad (29)$$

pour les 3 phases et la ligne partagée en 4 tronçons.

Pour la ligne considérée en (n) tronçons on insère ($n - 1$) réactances shunt. Les kVAr capacitifs de la ligne, annulés par les réactances shunt sont alors de

$$\frac{n - 1}{n} U^2 C_w \cdot l \cdot 10^{-3} \text{ kVAr} \quad (29)$$

où U est la tension nominale entre phases en volts;

C_w est la capacitance apparente par km de ligne;

l longueur de la ligne en km.

— On détermine ensuite, entre plusieurs solutions possibles, celle qui est la plus économique et dont on connaît L_w , C_w , R et Z_0 . On peut ensuite procéder à des calculs de la théorie générale du paragraphe 3.

— La compensation par les capacités série C_1 doit tenir compte de quelques facteurs: Pour les lignes relativement courtes le taux de compensation était limité à environ 60 %, pour conserver une réactance résiduelle suffisante pour les relais de distance et pour tenir compte de la stabilité dynamique de la ligne et des machines connectées *. A noter cependant que la compensation classique des capacités série C_1 n'était pas tempérée par l'insertion complémentaire des réactances shunt X . Pour les lignes aménagées très longues et à insertion complémentaire des réactances shunt, on pourra probablement aller vers un taux de compensation par C_1 beaucoup plus élevé que 60 %. La limite réelle du taux de compensation devrait, pour bien faire, être déterminée en portant le système en présence sur la table à calcul analogique. En utilisant une table à calcul simple comme celle de TABLELEC à Bruxelles et la méthode de « step by step », on peut dresser les courbes caractéristiques en fonction de l'angle de décalage des champs des machines en présence et déterminer ainsi la limite de stabilité dynamique. En règle générale les valeurs données par les abaques sont acceptables car elles reprennent non pas les valeurs *maxima maximorum* de puissance transportable, mais cette valeur *maxima maximorum* multipliée par le sinus de l'angle de décalage entre E_1 et E_2 , angle qui est pris par les américains de 60° au maximum. En effet quand le régime change il y a variation de la puissance et le point de fonctionnement sur la sinusoïde de puissance transportable change; il y a balancement et en aucun cas ce balancement ne doit

* Si le taux de compensation est très élevé le fonctionnement des relais de distance est compromis. La protection de la ligne aménagée doit alors être étudiée sans relais de distance, mais avec des relais conduisant au réenclenchement automatique rapide.

arriver vers le point maximum de la sinusoïde car alors ce point risque d'être dépassé et il y a décrochage.

Compte tenu des remarques qui précèdent la compensation par capacité série C_1 est celle que l'on désire pratiquer (voir calculs de la théorie générale par. 3 cas de la ligne considérée en 6 tronçons).

Remarquons que l'effet bénéfique de l'insertion des réactances shunt le long des lignes a reçu une confirmation expérimentale. L'American Electric Power a inséré les réactances shunt dans le but de réduire les surtensions de manœuvre sur sa ligne à 765 kV, de 330 km de longueur (Documentation ASEA, réf. 14 et Rapports de la CIGRÉ 1972).

Ce qui précède montre que le processus est un peu différent de la suite du texte de cette note. Nous avons d'abord fait la théorie générale en supposant d'office une ligne déterminée, sans nous préoccuper si elle était la plus économique. Nous avons d'office basé nos calculs sur une ligne avec les conducteurs en cuivre car nous avons en vue l'interconnexion Inga-Shaba au Zaïre qui est producteur de cuivre et pourrait éventuellement désirer pousser l'utilisation du cuivre pour la ligne d'interconnexion.

8. REGIME TRANSITOIRE

Il s'agit de l'application des théories classiques au cas de la ligne aménagée. Cette étude ne montre aucune surintensité ou surtension dangereuse du fait de l'aménagement de la ligne.

Nous n'avons pas jugé nécessaire de reproduire dans ce mémoire les détails des calculs effectués.

9. VUE D'ENSEMBLE

Une ligne longue à courant alternatif est considérée comme partagée en (n) tronçons égaux. Chacun des (n) tronçons permet d'écrire les équations (1 et 2). Dans chaque tronçon on insère une capacité série C_1 . Entre deux tronçons qui se touchent on insère une réactance shunt X .

Soit p.ex. une ligne de 2 000 km de longueur et à 400 kV. Considérons cette ligne en 4 tronçons et soit les constantes électriques de la ligne en présence

$$L_w = 0,292 \text{ ohms/km}, C_w = 3,58 \cdot 10^{-6} \text{ ohms/km}, \\ Z_o = 286 \text{ ohms.}$$

Les équations (1 et 2) utilisées sous la forme des équations (3 et 4) permettent d'écrire pour chaque tronçon:

$$V_p = 0,865 V_{p+1} + j 143 I_{p+1} \quad (30)$$

$$I_p = j 1,75 \cdot 10^{-3} \cdot V_{p+1} + 0,865 I_{p+1} \quad (31)$$

Quand on insère une capacité série C_1 en bout de chaque tronçon, capacité définie par

$$1 : C_1 w = L_{wd} = 0,292 \cdot 500 = 146 \text{ ohms} \quad (32)$$

Les équations (30 et 31) deviennent:

$$V_p = 0,865 \cdot V_{p+1} + j 17 I_{p+1} \quad (30')$$

$$I_p = j 1,75 \cdot 10^{-3} \cdot V_{p+1} + 1,121 I_{p+1} \quad (31')$$

Insérant à l'endroit où deux tronçons se touchent une réactance shunt X définie par

$$X = 1 : C_{wd} = 1 : 3,58 \cdot 10^{-6} \cdot 500 = 559 \text{ ohms} \quad (33)$$

les équations générales de la ligne entre l'extrémité de départ (1) et l'extrémité d'arrivée (5) sont données par:

$$V_1 = 0,54 \cdot V_5 + j 71 I_5 \quad (30'')$$

$$I_1 = j 1,83 \cdot 10^{-3} V_5 + 1,582 \cdot I_5 \quad (31'')$$

Ces équations montrent que la stabilité électrique de la ligne de 2 000 km devient approximativement celle d'une ligne de 245 km en écrivant

$$j Z_0 \sin 2 \cdot 3,14 \cdot \frac{x}{6\,000} = j 71 \quad \text{d'où} \quad x = 245 \text{ km}$$

La stabilité électrique est telle qu'un transport de 1 000 MW est possible. La surtension de la ligne à vide est de 85 %.

Si on considère la ligne de 2 000 km en 6 tronçons, on obtient en procédant de la façon indiquée ci-avant

$$V_1 = 0,695 V_7 + j 40,87 \cdot I_7 \quad (30''')$$

$$I_1 = j 0,87 \cdot V_7 + 1,41 \cdot I_7 \quad (31''')$$

La stabilité électrique est accrue et correspond à celle d'une ligne de 145 km de longueur. La surtension à vide n'est plus que de 44 % au lieu de 85 % pour la ligne considérée en 4 tronçons.

Si on pratique une compensation réduite de façon à faire correspondre la ligne aménagée de 2 000 km à une ligne d'environ 450 à 500 km, ce qui correspond à une puissance transportable d'une façon électriquement stable, à 400 kV, de 500 MW environ, on impose une insertion de la capacité série déterminée par (19). Soit $l/C_{1w} = 83$ ohms. Si d'autre part on prend la réactance shunt non pas celle de la formule (33) mais une réactance de valeur numérique un peu plus faible: 700 ohms au lieu de 840 ohms on agit davantage sur la réduction du courant capacitif de la ligne et on obtient les équations, pour l'ensemble de la ligne:

$$V_1 = 0,728 \cdot V_7 + j 123,1 I_7 \quad (30''''')$$

$$I_1 = j 0,144 \cdot 10^{-3} \cdot V_7 + 1,345 I_7 \quad (31''''')$$

La stabilité électrique de la ligne de 2 000 km est celle d'une ligne de 425 km soit plus de 500 MW et la surtension à vide est de 37,5 % au lieu de 85 % et 44 % des deux cas précédents.

On peut conclure de ce qui précède qu'on a avantage à considérer la ligne en un nombre de tronçons aussi grand que possible. Toutefois (n) sera limité par des considérations économiques.

La note étudie le comportement de la ligne aménagée en tous les points de celle-ci: à vide et en charge. Elle examine ensuite

la compensation synchrone nécessaire pour maintenir la tension à l'arrivée constante et montre comment on peut ajuster les commutateurs des transformateurs élévateurs de tension et des transformateurs abaisseurs de tension pour tenir compte de la surtension de la ligne et pour utiliser une compensation synchrone réduite en puissance nominale.

L'étude de la répartition des tensions et des courants en tous les points de la ligne aménagée, à vide et en charge, permet de constater que les pertes joules de la ligne aménagée ne sont pas représentées par

$$3 R I^2$$

où

R est la résistance de la phase de la ligne sur toute sa longueur,

I est le courant de pleine charge des utilisateurs en bout de ligne.

mais par une expression mise sous la forme de $3 R I^2 \cdot k$. Pour la ligne en 6 tronçons considérée dans les calculs $k = 1,385$. Pour ramener les pertes joules à la valeur théorique fixée au départ il y a donc lieu de choisir les câbles un peu plus gros de façon à avoir une résistance égale à la résistance théorique R divisée par 1,385. Quand on prévoit une ligne devant avoir les pertes joules déterminées p.ex. 10 % de la pleine puissance transportée, on doit prévoir d'office la résistance de la phase en tenant compte du facteur « k ».

Le fait que l'on doit transporter une très grande quantité d'énergie à une très grande distance, avec les pertes joules réduites, demande que l'on diminue, si possible, simultanément R et I . La réduction de R est possible en utilisant les câbles standard en cuivre plein. La réduction de I nécessite l'augmentation de la tension nominale U de transport d'énergie électrique. L'utilisation de gros câbles standard de cuivre plein rend R très faible et donne des gradients superficiels à la surface des conducteurs en faisceau des gradients acceptables pour les lignes à T.H.T.

Il peut se faire que pour une tension de transport d'énergie électrique donnée la solution avec des câbles de cuivre permet une solution alors que l'utilisation des câbles standard en Al-Ac demande l'utilisation d'une tension de transport d'énergie électrique plus élevée.

La note étudie un cas concret où le transport d'énergie électrique augmente dans le temps ce qui exige d'envisager plusieurs solutions possibles et d'en choisir une en se basant sur l'actualisation des capitaux. Le cas concret étudié est plus ou moins celui de l'interconnexion Inga-Shaba. Les prix utilisés sont les prix américains de 1964 [3]. Nous admettons que le prix des lignes standard en H.T. en utilisant les câbles en Al-Ac varient proportionnellement au carré de la tension et que les prix de 1972 sont les prix de 1964 multipliés par 1,3 (30 % d'augmentation par rapport à 1964).

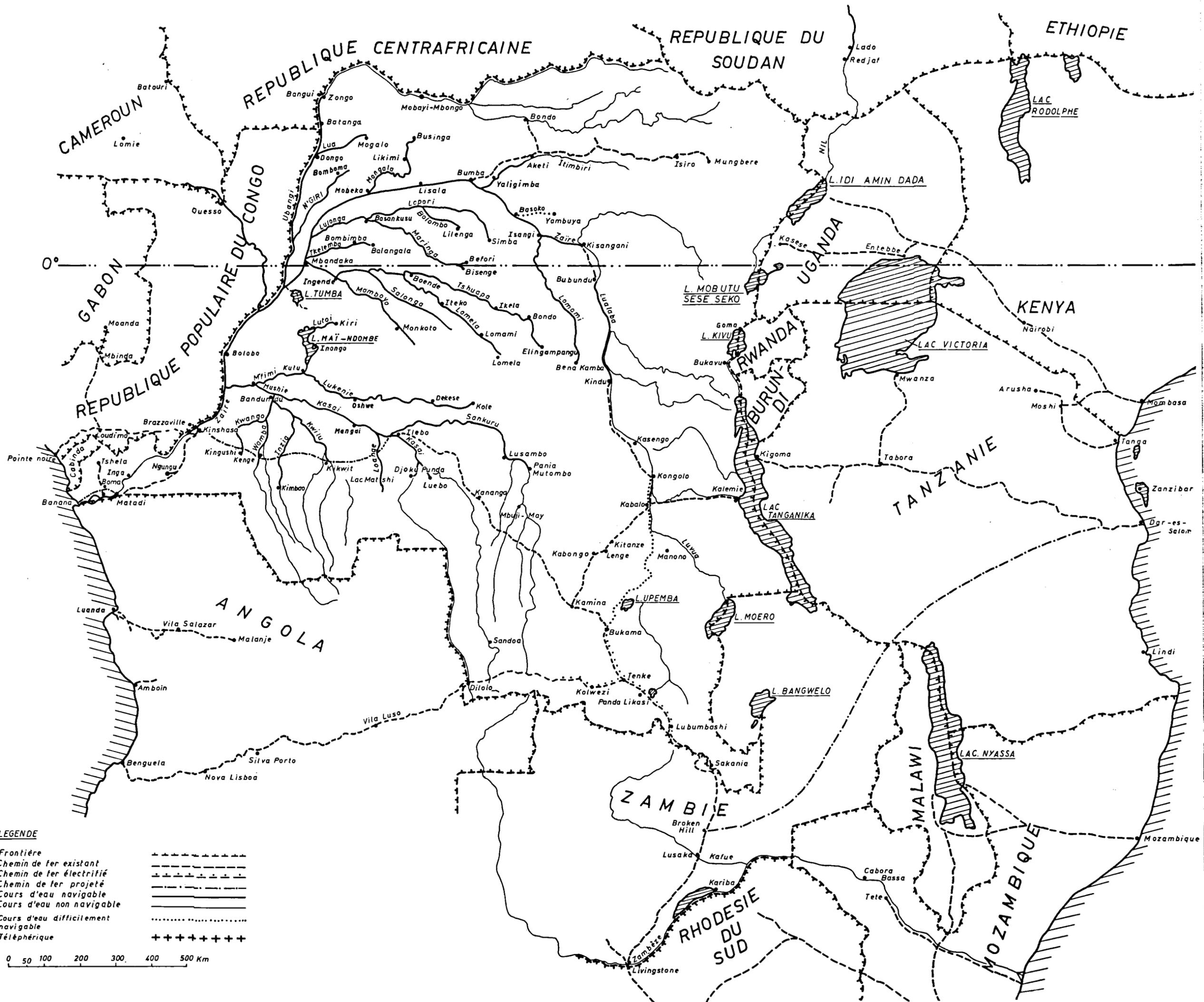
Le régime transitoire de la ligne aménagée est malheureusement étudié à partir des circuits équivalents à constantes ponctuelles. Cette étude ne révèle pas l'existence des surintensités ou des surtensions dangereuses. Ceci malgré le fait que les insertions ressemblent à des résonances, ce qui n'existe pas en fait et surtout du fait des constantes uniformément réparties auxquelles on adjoint des systèmes (C_1 et X) à constantes concentrées c.-à-d. ponctuelles.

Rappelons que dans un cas concret on porte sur la table à calcul analogique le circuit équivalent de la ligne à constantes ponctuelles.

Si on utilise, à la place d'une ligne à courant alternatif aménagée, une ligne à courant continu, les facteurs 1.1 à 1.10 cités au début de la note font que la ligne proprement dite coûtera la même somme, à peu près, dans les deux cas. Pour la ligne à C.A. il y a lieu de considérer le coût de l'aménagement et pour la ligne à Courant continu il y a lieu de considérer le coût de:

- ponts convertisseurs,
- organes complexes de contrôle,
- filtres d'harmoniques aux deux stations d'extrémités dont la puissance en MVA et de l'ordre de 50 % de la puissance maximum de transport d'énergie,
- les selfs de lissage à introduire dans la ligne de transport d'énergie électrique (4 pour une ligne à 2 conducteurs).

Le coût des stations terminales des lignes à courant continu est de ce fait très élevé. Si on désire prélever de l'énergie en cours de route, pour une ligne à courant alternatif aménagée, le prélèvement à l'endroit d'une insertion de C_1 et de X se fait d'une façon classique et coûte donc ce que coûte la station normale de



LEGENDE

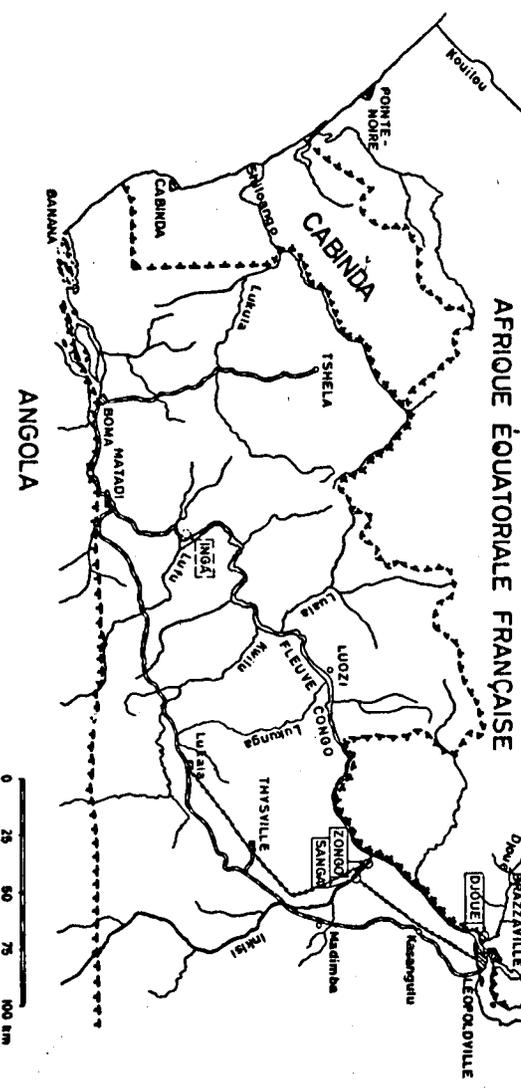
Frontière ————
 Chemin de fer existant ————
 Chemin de fer électrifié ————
 Chemin de fer projeté ————
 Cours d'eau navigable ————
 Cours d'eau non navigable ————
 Cours d'eau difficilement navigable ————
 Téléphonique + + + + +

0 50 100 200 300 400 500 Km

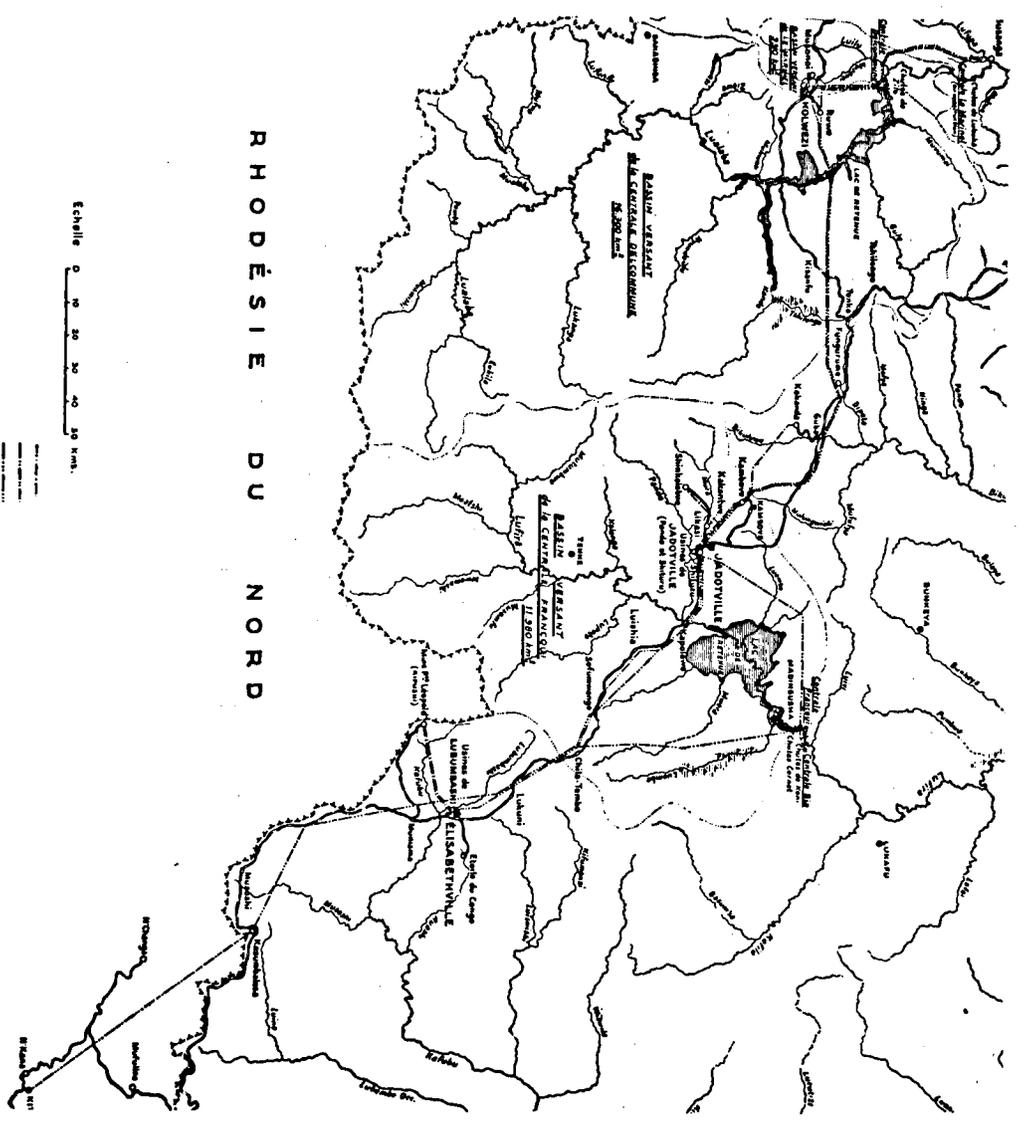
CARTE 1



LEGENDE
 - - - - - Limites d'État
 [Symbol] Centrales hydroélectriques existantes
 [Symbol] Lignes à haute tension
 [Symbol] Chemins de fer



CARTE 2



CARTE 3

prélèvement d'énergie en C.A. d'une ligne à C.A. qui passe à proximité. Pour le courant continu il faut un prélèvement avec constitution d'une station redresseuse (les ponts convertisseurs travaillant en onduleurs).

La technique des conducteurs en faisceaux est à utiliser pour le C.A. et pour le courant continu.

Le choix de la solution à adopter est un choix d'ordre économique en comparant les coûts totaux des deux solutions. L'exploitation du transport d'énergie en courant continu est plus complexe que celle en C.A. et il est à craindre que le courant continu demandera du personnel plus spécialisé et plus coûteux (ce qui est un handicap pour les pays en voie de développement). Il est à craindre par conséquent que les charges du capital (y compris les quotes-parts d'exploitation, d'entretien et d'assurances) seront plus élevées pour le transport d'énergie en courant continu que pour le transport d'énergie en courant alternatif.

Bruxelles, le 24 novembre 1972.

REMERCIEMENTS

La Direction des Etudes et Recherches de l'Electricité de France a eu l'amabilité de faire examiner, par ses services, le texte de notre étude. Elle nous a fait quelques remarques dont nous avons tenu compte.

Nous tenons à remercier ce service de l'Electricité de France pour cet examen et pour ses remarques.

Nous remercions également notre confrère A. LEDERER pour la carte du Zaïre annexée au mémoire. Cette carte permet de voir la situation d'Inga (départ de la ligne à ± 533 kV) et celle de Kolwezi (arrivée de la ligne à ± 533 kV).

Nous remercions aussi les Services de l'Union Minière et particulièrement M. SEGOND pour les cartes extraites des mémoires de M. F. CAMPUS (1) et de M. A. MARTHOZ (2) qui donnent l'une la situation précise d'Inga et l'autre la situation de Kolwezi et de Busenga au Shaba.

(1) F. CAMPUS: L'aménagement hydroélectrique du fleuve Congo à Inga (A.R.S.O.M., Bruxelles, 1958).

(2) A. MARTHOZ: Problèmes d'énergie électrique au Katanga (Revue Energie, N° 124, mai-juin 1954).

10. APPENDICE

« Extraits de ASEA JOURNAL 1971, volume 44/45
ASEA Power Symposium 1971 »

1. *Prospects for UHV transmission and status report of the AEP-ASEA UHV Research Project from the AEP viewpoint*, H.C. BARNES, AEP, USA.

1.1. Jugement général à propos du courant continu.

Yet, costs and other considerations, including the fact that overhead d.c. also requires land, continue to favor a.c. for the same degree of reliability and flexibility in network operation. Thus it appears to me that a.c. will continue to dominate for quite some time, with d.c. being used only for a few special situations.

1.2. Reduction of switching-surge overvoltages.

C'était une préoccupation majeure de l'AEP dont la ligne à 765 kV a été conçue pour des surtensions de manœuvre seulement de valeur double de la tension normale. Pour contrôler les surtensions de manœuvre l'AEP a utilisé les réactances shunt (la *figure A*, extraite du rapport, indique la disposition adoptée). On a d'abord étudié le problème en utilisant le TNA (Transient network analyzer) et on a ensuite procédé à des essais directs. On a constaté que les résultats du TNA ont été trop pessimistes. Qu'il y a eu une excellente performance des disjoncteurs (with

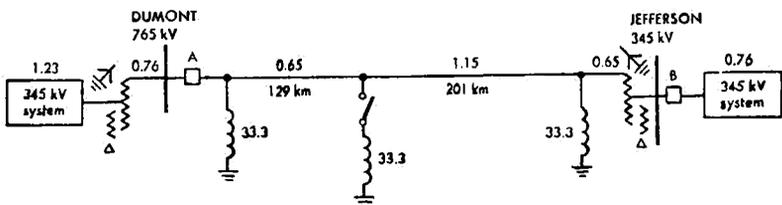


Fig. A
Diagramme d'impédances de la ligne de l'AEP à 765 kV.

nearly simultaneous pole closing). Qu'un plan « for reducing charges trapped on lines proved successful in reducing over-voltages associated with high speed reclosing » peut être envisagé.

Les résultats de ces essais ont fait l'objet d'un rapport à la CIGRE 1970.

A second series of tests was carried out on 330 km (200 mile) line section late last fall, results of which have not yet been formally reported but will be in a CIGRE paper for the 1972 Conference. The line configuration and impedances are shown in *Fig. A*. The 900 MVA shunt reactor compensation is approximately 100 % (actually 98 %) as compared to the more normal value of 70 %. (...)

Obviously, the increase of shunt reactor compensation to 100 % rather than the usual 70 % had a favorable effect. This may be an expensive remedy, *but nevertheless it is encouraging to know that it can be effective if further overvoltage control is needed.*

Nous constatons que l'AEP (American Electric Power) s'est rendu compte que l'insertion des réactances shunt conduisait à réduire les surtensions de manœuvre. Dans notre étude l'insertion de réactances shunt a permis d'avoir une ligne très longue à C.A. sans qu'il y ait des surtensions incontrôlables en régime permanent.

La *figure B*, extraite du rapport, donne les oscillogrammes obtenus lors de l'ouverture de la ligne et indique l'amélioration avec une compensation par réactances shunt de 100 % (oscillogrammes du dessus) par rapport à la compensation shunt de 67 % (oscillogrammes du dessous).

1.3. BARNES estime que la transmission à 1 100 kV est aujourd'hui possible et qu'on montrera qu'elle sera réalisable à des niveaux supérieurs, 2 000 kV peut-être.

2. *The development of long transmission lines for EHV and UHV in the U.S.S.R.* (groupe de personnalités des institutions gouvernementales)

Yu.I. LYSKOV, L.G. MAMIKONYANTS, et S.S. ROKOTYAN.

2.1. Transmission à longue distance

La partie asiatique de l'U.R.S.S. contient 85 % en « fuel » et ressources hydro-électriques et 80 % de la consommation se

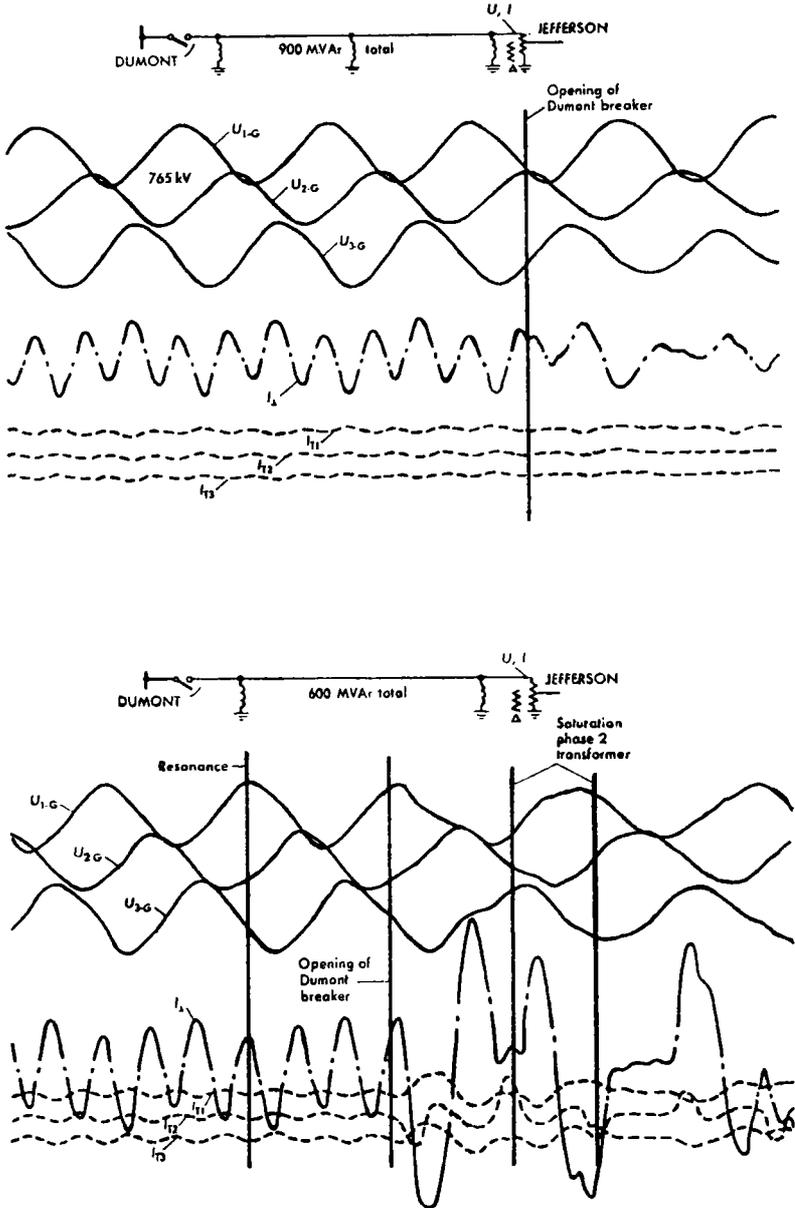


Fig. B

Oscillogrammes relatifs à l'ouverture de la ligne à un bout: compensation de la capacité de la ligne à 67 % et à 100 %.

trouve dans la partie européenne de l'U.R.S.S. D'où nécessité des lignes très longues de transport d'énergie électrique. La longueur de ces lignes de transport sera de 2 500 à 3 500 km et plus.

Un nombre considérable d'études techniques et économiques en utilisant soit le courant alternatif, soit le courant continu ont donné l'avantage à l'utilisation du courant continu (N.B. On ne précise pas la façon dont ces études ont été faites.).

La capacité des premières lignes à courant continu sera au dessus de 6 000 MW et s'élèvera dans la suite à 10 000-12 000 MW. La première ligne à courant continu sera celle d'Ekibastan à Centre (Est vers l'Ouest). Elle sera à $\pm/—$ 750 kV (1 500 kV) et transportera 6 000 MW à 2 400 km, soit en énergie 42 milliards de kWh par an.

Actuellement les lignes à 330 kV transportent 350 à 400 MW par circuit à une distance de 400 km. Les lignes à 500 kV ont une capacité de 900 à 1 000 MW par circuit. Elles relient les systèmes puissants interconnectés. La première ligne de transport d'énergie à 750 kV est celle de: *Donbass-Dnieper-Vinnitsa-Ukraine de l'Ouest*.

Elle est en construction. Elle aura une longueur de 1 118 km. Elle se trouvera dans le système interconnecté du Sud. La capacité par circuit est de 2 500 MW. La distance entre les sous-stations est de 420 km. A chaque extrémité d'une section de ligne à 740 kV il y aura des réactances shunt (reactors) avec une capacité de 300 MVA par groupe.

To ensure *light load and no-load* switching operations and single-phase auto-reclosure, *as well as to limit switching overvoltages* (N.B. comme pour AEP, comme nous l'avons vu ci-avant). A special device (a connecting and disconnecting switch) is provided for the connection of the reactors. This is capable of *switching in and out* a reactor under normal operating conditions, and ensures connection of the disconnected reactor through a spark gap when overvoltages occur. The permissible level of the switching overvoltages of the 750 kV line is 2.1 p.u. Protection against switching overvoltages is afforded by magnetic-type surge diverters, reactors, damping resistors in the reactor neutrals and automatic devices.

La mise en service des lignes de transport d'énergie à 750 kV facilitera les problèmes à résoudre relatifs aux systèmes (N.B. futurs) à 1 000 kV et à 1 200 kV à courant alternatif qui seront

nécessaires vers 1980. La puissance nominale de telles lignes est d'environ 4 000 à 5 500 MW. Ensemble avec les lignes à courant continu, elles formeront le réseau unifié de l'U.R.S.S. vers 1980.

3. Remarque

Les études de l'AEP et en U.R.S.S. ne parlent pas de *compensation simultanée* par capacité-série C_1 et par réactances shunt X .

L'insertion des réactances shunt est devenue une réalité pour l'AEP. Cette société avait pour but de réduire les surtensions de manœuvre de sa ligne à 765 kV de 330 km de longueur. Les essais directs ont démontré que ce but a été atteint. Les Russes emboîtent le pas pour leurs lignes en construction à 750 kV.

Nous constatons que:

— les Américains insèrent les réactances shunt aux deux extrémités de la ligne et une seule déconnectable en pleine portée. Ils constatent que les résultats obtenus sont meilleurs avec la réactance connectée en pleine portée, mais attribuent ce fait à une compensation plus forte de la capacité de la ligne,

— les Russes prévoient l'insertion des réactances shunt aux deux extrémités de la ligne seulement (avec des dispositifs spéciaux d'enclenchement et de déclenchements).

La réactance du côté d'alimentation de la ligne aide les alternateurs, mais la compensation du courant capacitif de la ligne n'est faite que par la réactance à l'autre extrémité de la ligne et par la réactance éventuellement introduite en pleine portée. Cela veut dire que la capacité de la ligne, dans le cas de l'AEP, n'est pas compensée entièrement, mais que l'effet de toute la capacité de ligne sur les alternateurs est total. D'où effet constaté expérimentalement par l'AEP de la réduction de l'amplitude des surtensions de manœuvre.

Un organisme qui dispose des moyens nécessaires devrait tester l'insertion simultanée des capacités série C_1 et des réactances shunt.

11. ADDENDUM

Nous extrayons des « Problèmes Economiques et Financiers », n° 2 de mercredi 14 février 1973 (Paris) les données reprises ci-après.

La ligne d'Inga à Shaba aura 1 820 km de longueur.

La construction de cette ligne est confiée au Consortium « Inga-Shaba C.I.S. » formé de trois compagnies américaines de construction et d'Ingénieurs-Conseils:

- Morison Knudsen International (MKIC);
- International Engineering Company (IECO);
- Fischbach and Moore International (FMI).

Les représentants de ces trois compagnies discuteront avec le Gouvernement du Zaïre les modalités de financement du projet de la ligne Inga-Shaba.

La ligne d'Inga à Kolwezi comportera 10 000 poteaux de 35 m de hauteur. Elle nécessitera la construction d'une cinquantaine de ponts, de nombreuses routes d'accès, l'amélioration des voies de chemin de fer et le transport de 100 000 tonnes de matériel divers.

L'ensemble de toutes les opérations relatives à la ligne Inga-Kolwezi est estimé comme conduisant à une dépense de 200 millions de dollars. (N.B. Il semble que ce montant est une limite inférieure susceptible d'être réajusté — c'est ce que nous pensons.)

Le Consortium compte commencer immédiatement les études de conception de la ligne. Les travaux de construction débiteront avant la fin de 1973 et se termineront vers la fin de 1976.

Bruxelles, le 10 avril 1973.

12. BIBLIOGRAPHIE

- [1] Westinghouse Electrical Transmission and Distribution Reference Book. (Ed. 1950, page 50, table 2a). Westinghouse Corporation, U.S.A.
- [2] Standard Handbook for Electrical Engineers. McGraw-Hill Book Cy. New York and London. Ed. 1941 (table de la page 279).
- [3] DE ROSENBAUM, G.: Transport d'énergie électrique à grande distance dans les pays en voie de développement. ARSOM, *Bull. des Séances*, 1964-4.
- [4] — : Le Barrage de Cabora Bassa en Mozambique. ARSOM, *Bull. des Séances*, 1972-2-3.
- [5] Coopération Transport de l'énergie électrique par Courant Continu à Haute Tension (TCCHT) AEG-TELEFUNKEN-BBC-SIEMENS). Septembre 1970, Bulletin n° 6.
- [6] UGEUX, E.: Le Zaïre à l'heure de l'Authenticité. *Le Soir*, du jeudi 24.6.72.
- [7] DE ROSENBAUM, G.: Transport de Force à 220 kV au Katanga et interconnexion avec les Rhodésies. Académie Royale des Sciences Coloniales, *Bull. des Séances*, I-1955-4.
- [8] — : Système à 330 kV en Rhodésies et son interconnexion avec le système à T.H.T. dans le Haut-Katanga. Académie Royale des Sciences Coloniales, *Bull. des Séances*, V-1959-4.
- [9] — : Projet d'équipement hydro-électrique de la Rhodésie du Nord et de la Rhodésie du Sud. Institut Royal Colonial belge, *Bull. des Séances*, XXII-1951-4.
- [10] — : Equipement hydro-électrique des Rhodésies. Projet Kafué. Institut Royal Colonial belge, *Bull. des Séances*, XXIV-1953-3.
- [11] — : Economie et Energie Electrique des pays en développement de l'Afrique noire. ARSOM, *Bull. des Séances*, 1966-6.
- [12] — : Lignes à des tensions extra-hautes aux E.U.A. — Technique nouvelle d'isolation et de suspension des conducteurs sous tension. ARSOM, *Bull. des Séances*, 1966-3.
- [13] Installations Electriques (Chapitre: Phénomènes transitoires et applications). A. MAUDUIT. Ed. Dunod, Paris.
- [14] Electrical Measurements and Measuring Instruments. (Chapitre XVI: Transcient Phenomena). GOLDING. Ed. Pitman, London.

Bibliographie relative aux conducteurs en faisceaux

CIGRE: Session 1935. Rapport n° 249 de MARKT et MENGELE. Le calcul des dimensions économiques des lignes à conducteurs en faisceaux.

CIGRE: Session 1950. Rapport n° 219 de G. QUILICO. Problème électrique général des lignes aériennes avec conducteurs en faisceaux.

Documentation aimablement fournie par BBC

1. Coopération Transport de l'énergie électrique par Courant Continu à Haute Tension (TCCHT) (AEG, BBC, SIEMENS). *Bulletin n° 3*: « Les premières valves expérimentales à thyristors de la Coopération TCCHT dans les installations d'essai à Mannheim-Rheinau. Juin 1968. »
2. Communauté de travail TCCHT (AEG, TELEFUNKEN, BBC, SIEMENS). *Bulletin n° 5*. Février 1970. « Etudes supplémentaires sur les valves expérimentales pour le transport du courant continu à haute tension, dans le circuit d'essai de puissance de Mannheim-Rheinau. »
3. Voir [5].
4. Influence de liaisons à courant continu à haute tension sur la stabilité de réseaux triphasés. Josef KÄUFERI et Erich PRÖLL. *Revue Brown Boveri*, 1969, n° 3.
5. Optimierungsuntersuchung von Kostenformeln für HGU-Freileitungen. K. HERZIG, D. POVH, E. SCHÄFER, W. DERTZ. *E.T.Z.-A*, Band 91, Heft 2.
6. Der Kraftwerk Cabora Bassa und die Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung nach Süd-Afrika. A. HOFMANN. *ETZ-A* (91/1970) 2.
7. Hochspannungs- Gleichstrom-Übertragung. *ETZ A* Bd 89 (1968) H8 und H9.
8. Regelung einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung bei verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten. D. KLUGE, Mannheim, *BBC-Nachrichten*, Heft 10/11/1970.
9. Les Installations d'essais des redresseurs pour le transport du courant continu à Haute Tension (TCCHT) (AEG, BBC, SIEMENS), *Bulletin n° 2*.
10. Überlegungen zur Isolationskoordinaten von HGU-Anlagen. *Brown Boveri Mitteilungen*, Bd 55 (1968), n° 7.
11. Recherches exécutées par la communauté de travail TCCHT (Transmission de Courant continu sous Haute Tension) sur le comportement des systèmes TCCHT sur un réseau triphasé. Communauté de Travail TCCHT (AEG-TELEFUNKEN-BBC-SIEMENS). Juin 1969. *Bulletin n° 4*: Article en 2 parties).
12. Convertisseur statique, équipé de thyristors, fonctionnant sous une tension continue de 100 kV en un montage en pont. E. ANWANDER et P. ETTER. *Revue Brown Boveri*, t. 56 (1969) n° 2.
13. Stabilität von Drehstromnetzen unter Einwirkung von HGU-Anlagen. J. KÄUFERIE und E. PRÖLL. *Brown Boveri Mitteilungen*, Bd 56 (1969) n° 3.

14. La tenue des isolations imprégnées d'huile aux sollicitations de tension apparaissant dans les installations de transmission d'énergie par Courant Continu à haute tension. G. MAIER et H.J. VORWERK. *Revue Brown Boveri*, t. 56, 1969, n° 5.
15. HGU-Anlagen und ihre Projectierung. K.W. KANNGIESSER. ETZ B (22/1970), H 6.
16. Möglichkeiten für den Leitungsschutz einer HGU. E. RUMPF und R. MEY. ETZ-A (91/1970) 2.

Documentation aimablement fournie par l'ASEA

1. Note de l'ASEA. Operation and Control of H.V.D.C. Transmission.
2. I.E.E.E. Transactions Paper. N° 63-82 (1963). HVDC Transmission, General Background and Present Technical Status. A.U. LAMM.
3. Some Aspects on Tapping of H.V.D.C. Transmission Systems. U. LAMM, U. UHLMANN and P. DANGORS. Direct Current. Vol 8, n° 5, May 1963.
4. I.E.E.E. Transactions Paper. October 1964. Mercury-arc valves for high voltage D.C. Transmission. U. LAMM.
5. ASEA. Some special Equipment for High Voltage D.C. Transmission Systems.
6. The High Voltage direct current transmission to Gotland. ASEA.
7. The Peculiarities of High Voltage D.C. Power Transmission. U. LAMM.
8. ASEA. Nouvelles applications du courant continu à Haute tension.
9. ASEA *Revue* 1963, année 35, n° 3. Nouvelles applications du courant continu à haute tension.
10. Conception et réalisation de l'interconnexion en courant continu entre la France et l'Angleterre. H. GAILLER, W. CASSON, P.C. LAURENT, H.R. SCHOFIELD, S.F.E., mars 1963.
11. What is place of H.V.D.C. Transmission in To-Day's Power Systems? U. LAMM. *Electrical World*, May 20, 1963.
12. ASEA - *Bruxelles Information*. Transmission d'énergie en courant continu H.T. (Vue d'ensemble des réalisations de l'ASEA à ce jour).
13. ASEA (*Revue*), 1971, année 43, numéro 2.
 - Pourquoi des thyristors pour la transmission de Gotland?
 - Soupapes à thyristors pour l'extension de la transmission de Gotland.
 - Extension de la Transmission de Gotland au moyen d'un groupe de thyristors.
14. ASEA. *Journal* 1971. Volume 44, n° 5: ASEA Power Symposium 1971.

Bibliographie complémentaire

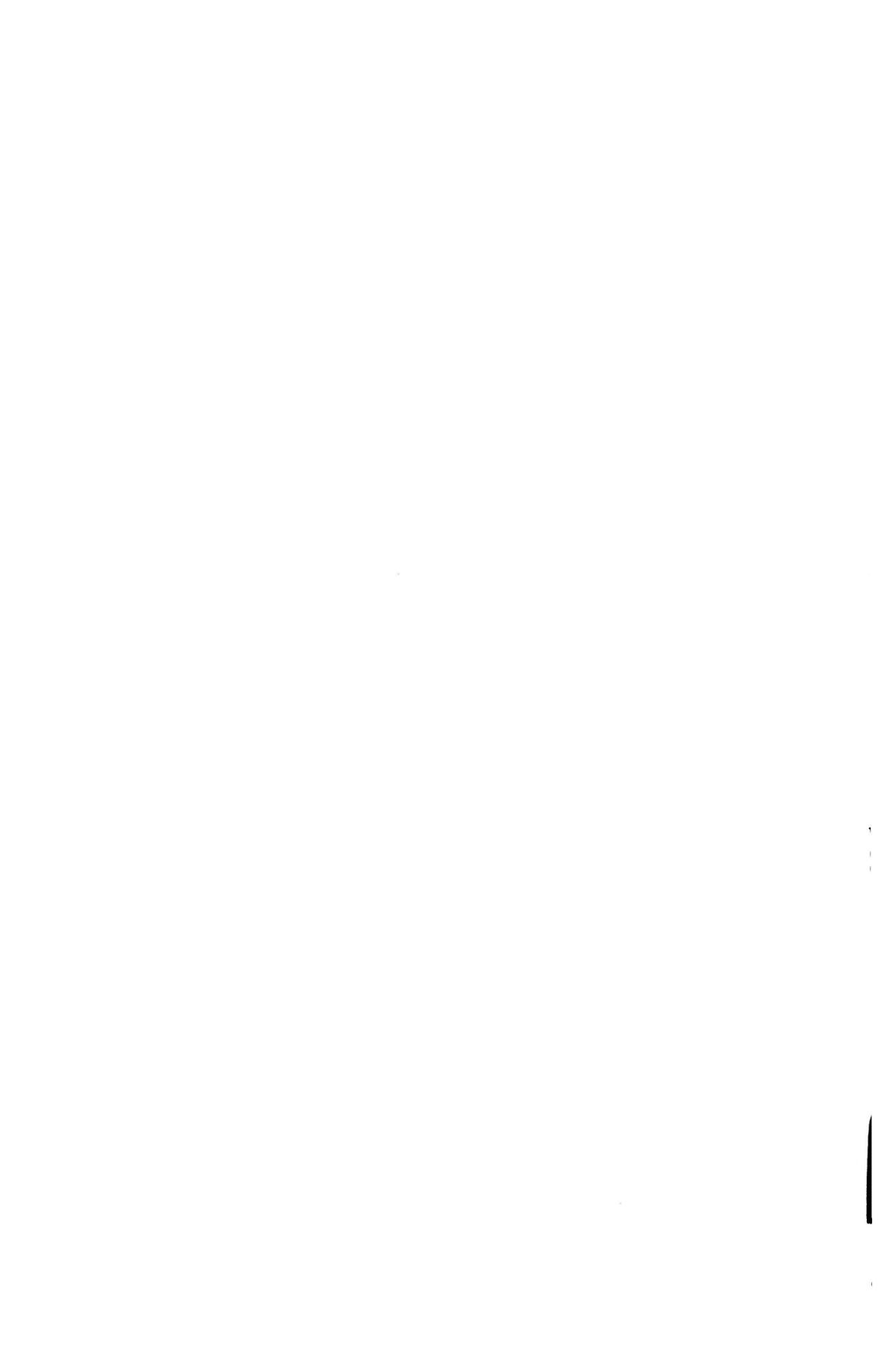
1. The Physics of Long Transmission Lines. « Standing-wave concept leads to simple basic formulas for solving transmission line problems ». A. BOYAJIAN. *General Electric Review*, July 1949.
2. Les thyristors. Fascicule BH 4 de la S.E.E. Service de Perfectionnement Scientifique et technique, n° 9012, 1972. Par H. SURIN.
3. Session de la CIGRE de 1972, tirés à part de:
 - Rapport n° 31-03: Résultat de 3 années du Programme de Recherches UHT AEP-ASEA. H.C. BARNES (AEP, U.S.A.), B. THOREN (ASEA, Suède).
 - Rapport n° 31-09: Résultats d'Essais sur une Longue Ligne à 765 kV et leur analyse. H.C. BARNES, V. CALECA & L. KNUDSEN de l'American Electric Power Service Corporation (Etats-Unis).

TABLE DES MATIERES

RÉSUMÉ	3
1. INTRODUCTION	5
2. CONSIDÉRATIONS INITIALES	10
3. THÉORIE GÉNÉRALE	13
3.1. Equations de fonctionnement des lignes à Courant Alternatif à constantes uniformément réparties et leur forme simplifiée.	13
3.2. Surtension à vide des lignes longues	17
3.3. Stabilité électrique statique (voir pour compléments le paragraphe 7)	17
3.4. Etude détaillée de la compensation	21
3.4.1. Compensation à 100 % (voir le par. 7 pour observations à ce sujet).	22
3.4.2. Compensation pour transporter d'une façon électriquement stable une puissance P_1	22
3.5. Insertion des réactances shunt.	23
3.5.1. Considération initiale.	23
3.5.2. Insertion des réactances shunt et des capacités séries dans une ligne de longueur (1) quelconque et très longue.	24
3.6. Mise en évidence de la théorie générale en étudiant numériquement les lignes de 2 000 km. de longueur	28
3.6.1. Ligne partagée en 4 tronçons de 500 km.	28
3.6.2. Ligne partagée en 6 tronçons de (2 000 : 6) km.	29
3.6.3. Quelques conclusions.	31
3.6.4. Compensation réduite.	31
3.6.5. Etude détaillée de la ligne aménagée et à vide.	34
3.6.5.1. Ligne considérée en 4 tronçons	34
3.6.5.1.1. Introduction d'une réactance shunt M	36
3.6.6. Ligne considérée en 6 tronçons.	38
3.6.6.1. Utilisation de la compensation synchrone.	40
3.6.7. Aménagement de la ligne	46

3.6.7.1. Nombre des kVA _r des capacités série C_1 à insérer.	46
3.6.7.2. Nombre kVA _r des réactances shunt X à insérer	46
3.6.7.3. Augmentation du coût de la ligne du fait de l'aménagement.	46
3.7. Quelques vues.	47
3.7.1. Lignes de 3 000 km. de longueur	47
3.7.2. Lignes de 6 000 km. de longueur	47
3.7.3. Tensions de transport à utiliser.	49
3.8. Régime transitoire de la ligne aménagée.	50
4. APPLICATION DE LA THÉORIE À UN CAS CONCRET	51
4.1. Données de Base	51
4.2. Considérations relatives aux lignes à 400 kV.	51
4.2.1. Pylônes économiques.	51
4.2.2. Ligne de 400 kV. avec les phases constituées par des câbles en Al-Ac et capable d'un transport de 500 MW.	54
4.2.2.1. Cas des pays producteurs de cuivre. Constitution de la phase avec des conducteurs en cuivre. + Note.	57
4.2.2.2. Caractéristiques électriques de la phase.	58
4.2.3. Coût d'une ligne à 400 kV standard	59
4.3. Ligne à 750 kV	60
4.4. Choix d'une solution pour les lignes à courant alternatif.	61
4.5. Ligne à courant continu à +/— 533 kV.	63
4.6. Coût de la ligne à 400 kV. aménagée.	63
4.7. Coût approximatif du transport d'énergie de 2 000 km. à 400 kV.	64
4.8. Coût de la ligne à courant continu à +/— 533 kV.	64
4.9. Coût des stations terminales à courant continu.	65
4.10. Coût du transport d'énergie en courant alternatif.	65
4.11. Coût du transport d'énergie en courant continu.	66
4.12. Conclusions approximatives.	66
4.13. Coût d'un kVA. des centrales hydro-électriques.	66
4.14. Considérations sur le coût du kWh transporté.	66
5. QUELQUES VUES SUR L'INTERCONNEXION INGA-SHABA	68
5.1. Quelques remarques préliminaires.	68
5.2. Quelques estimations	72
5.3. Observations de notre Confrère SOKAL	73
6. CALCUL COMPLÉMENTAIRE	74

7. PRÉVISION D'UNE LIGNE AMÉNAGÉE	75
8. RÉGIME TRANSITOIRE	78
9. VUE D'ENSEMBLE.	79
10. APPENDICE.	84
1. Données de l'A.E.P.	84
2. Données de l'U.R.S.S.	85
3. Remarque.	88
11. ADDENDUM	89
12. BIBLIOGRAPHIE	91
Bibliographie générale	91
Bibliographie relative aux conducteurs en faisceaux.	91
Documentation aimablement fournie par la B.B.C.	92
Documentation aimablement fournie par l'A.S.E.A.	93
Bibliographie complémentaire.	94
TABLE DES MATIÈRES	95



Achévé d'imprimer le 11 septembre 1973
par l'Imprimerie SNOECK-DUCAJU et Fils, S.A., Gand-Bruxelles