Comparaison du coût de transmissions d'énergie à grande distance par courants continu et alternatif (suite et fin)

Autor(en): **[s.n.]**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin technique de la Suisse romande**

Band (Jahr): **67 (1941)**

Heft 24

PDF erstellt am: **24.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-51352

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

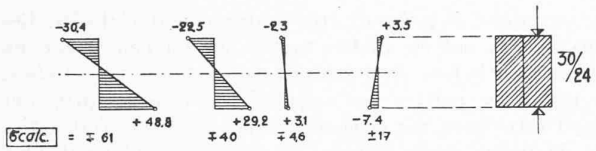


Fig. 15. — Sollicitations mesurées dans l'entretoise n° 2, côté Saint-Maurice.

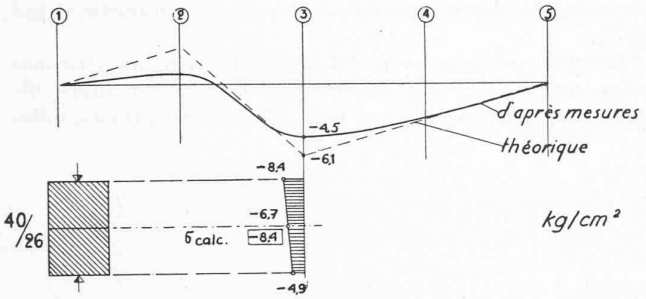


Fig. 16. — Lignes d'influence des sollicitations dans la grande contrefiche pour un essieu de 9,7 t. Diagramme pour la plus grande contrainte.

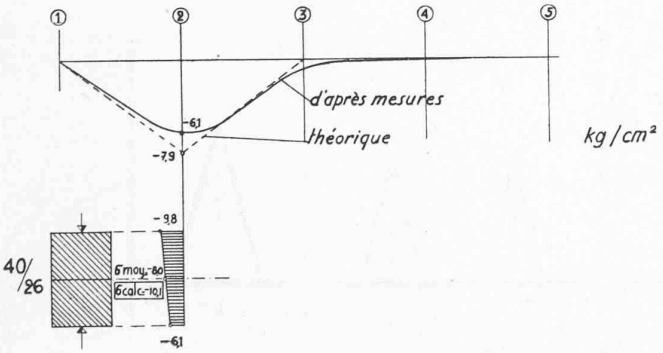


Fig. 17. — Lignes d'influence des sollicitations dans la petite contrefiche pour un essieu de 9,7 t. Diagramme pour la plus grande contrainte.

nombreux ouvrages vieux de plus d'un siècle et même de plusieurs siècles que l'on voit en Suisse en disent long à ce sujet.

Le canton de Vaud, pourtant très forestier, ne possède qu'un pont en bois ; encore est-ce exagéré puisque le pont de Lavey est à moitié valaisan. Nous espérons qu'avant peu d'années il ne sera plus seul.

Nous tenons, pour terminer, à féliciter le constructeur, M. A. Peter, charpentier à Bex, qui s'est acquitté de sa tâche en vrai maître de l'art.

Comparaison du coût de transmissions d'énergie à grande distance par courants continu et alternatif.

(Suite et fin).[1]

Nous achevons ici la publication de l'étude qu'a publiée M. Ehrensperger *au numéro d'octobre 1941 de la revue B. B. C., à Baden ; numéro entièrement consacré au problème du transport de l'énergie et sorti de presse à l'occasion du 50e anniversaire de la Société* Brown, Boveri et Cie.

Il ressort de ce qui précède qu'il est nécessaire, pour étudier la rentabilité de lignes de transmission d'énergie par courants alternatif et continu, d'examiner différentes dispositions. Dans le but de limiter au minimum le nombre de variantes, on a choisi celles représentées à la figure 1. En ce qui concerne les différentes caractéristiques de ces variantes, nous renvoyons à la légende de cette figure. On a choisi comme point de départ la ligne triphasée double *a*, à laquelle on compare la ligne double à courant continu *f*. On peut augmenter la sécurité de service de la transmission en subdivisant ces lignes doubles en deux lignes simples *b* et *g*, que l'on dispose sur deux lignes de pylônes indépendantes. Les variantes *c* et *h* représentent des lignes à coût réduit, à un seul circuit. Il est vrai que la variante *h* pour courant continu présente un supplément de sécurité par rapport à la variante *c*, par le fait que lorsqu'une perturbation se produit sur un conducteur de la ligne à courant continu, le conducteur sain peut être maintenu en service si l'on utilise la terre comme conducteur de retour. Cela conduit à la variante *i*, comprenant deux lignes indépendantes unipolaires qui, comme le cas *g*, est directement comparable à la variante *b* à courant triphasé. On a admis ici une nouvelle disposition avec suspension caténaire du conducteur au fil de terre [2]. La transmission à l'aide de deux systèmes biphasés *d* à phases indépendantes est aussi comparable aux variantes *b* et *i*. Nous avons admis dans nos calculs, pour la variante *d*, que chaque ligne fonctionne encore sans pertes par effet de couronne lorsqu'un conducteur de l'autre ligne est mis en permanence à la terre [3]. Cette hypothèse conduit à des diamètres de conducteurs très élevés et par suite à une augmentation correspondante du coût de l'installation. Il n'est évidemment pas absolument nécessaire de pousser aussi loin la limite à partir de laquelle les pertes par effet de couronne cessent de se manifester. Les hypothèses admises peuvent donc être considérées comme des cas extrêmes. Les calculs de la variante *e* à courant biphasé avec retour du courant du point neutre par la terre exigent un examen encore plus approfondi de la résistance du sol et des constantes de la ligne. Dans la variante *k*, avec retour permanent du courant par la terre, seule la résistance des électrodes importe (environ 1 ohm). A titre de comparaison, nous avons aussi considéré les variantes *l* et *m*, représentant une transmission par câble souterrain, le cas *l* comprenant deux circuits et un conducteur de réserve et le cas *m* un circuit et un conducteur de réserve. Si la comparaison entre les variantes *l* et *f* et les variantes *m* et *h* est possible au point de vue du nombre des circuits, elle n'en est pas moins incomplète, puisqu'elle ne tient compte ni de la différence dans la probabilité des perturbations selon qu'il s'agit de la ligne aérienne ou de la

[1] Voir *Bulletin technique* du 15 novembre 1941, page 267.

[2] « Application de la construction articulée aux lignes à très haute tension », *Revue B. B. C.*, octobre 1941, p. 287.

[3] « Réalisations modernes de transmission d'énergie électrique par courant alternatif », *Revue B. B. C.*, octobre 1941, p. 289.

canalisation à câble, ni de l'absence de conducteur de réserve dans la ligne aérienne.

La disposition des stations d'extrémité et des stations intermédiaires pour le courant triphasé, ainsi que des stations d'extrémité pour le courant continu a été exécutée comme l'indique un exemple décrit dans l'article « Disposition d'une station d'extrémité pour la transmission à grande distance d'énergie électrique à haute tension », *Revue B. B. C.*, octobre 1941, p. 325. On a admis pour la variante *d* traitant des systèmes biphasés, le même matériel de sous-station que pour une station d'extrémité ou une station intermédiaire pour courant triphasé, de même tension et de même puissance.

V. *Prix.*

Dans les calculs économiques effectués, on a admis pour toutes les variantes des dispositions basées sur l'état actuel de la technique et pouvant être pratiquement réalisées. Les calculs de prix ont été établis tout à fait soigneusement, en particulier sur la base de dessins de construction bien étudiés, pour toutes les parties des installations. Tous les prix sont basés, d'autre part, sur ceux du marché de 1939, c'est-à-dire avant le début de la guerre. Ils n'ont actuellement plus qu'une valeur comparative, dans l'hypothèse que le renchérissement et les modifications du marché, survenus entre temps, se sont répercutés de la même façon sur toutes les solutions étudiées. Bien que ces calculs aient été établis d'une façon tout à fait soignée, il faut admettre une certaine tolérance dans les résultats obtenus, qu'il faut évaluer à 10 % en moyenne, les écarts maxima ne dépassant certainement pas 20 %.

Les prix que nous avons calculés pour les lignes aériennes comprennent les postes suivants : conducteurs en cuivre, fils de terre en acier galvanisé, et mise à la terre des pylônes, isola-

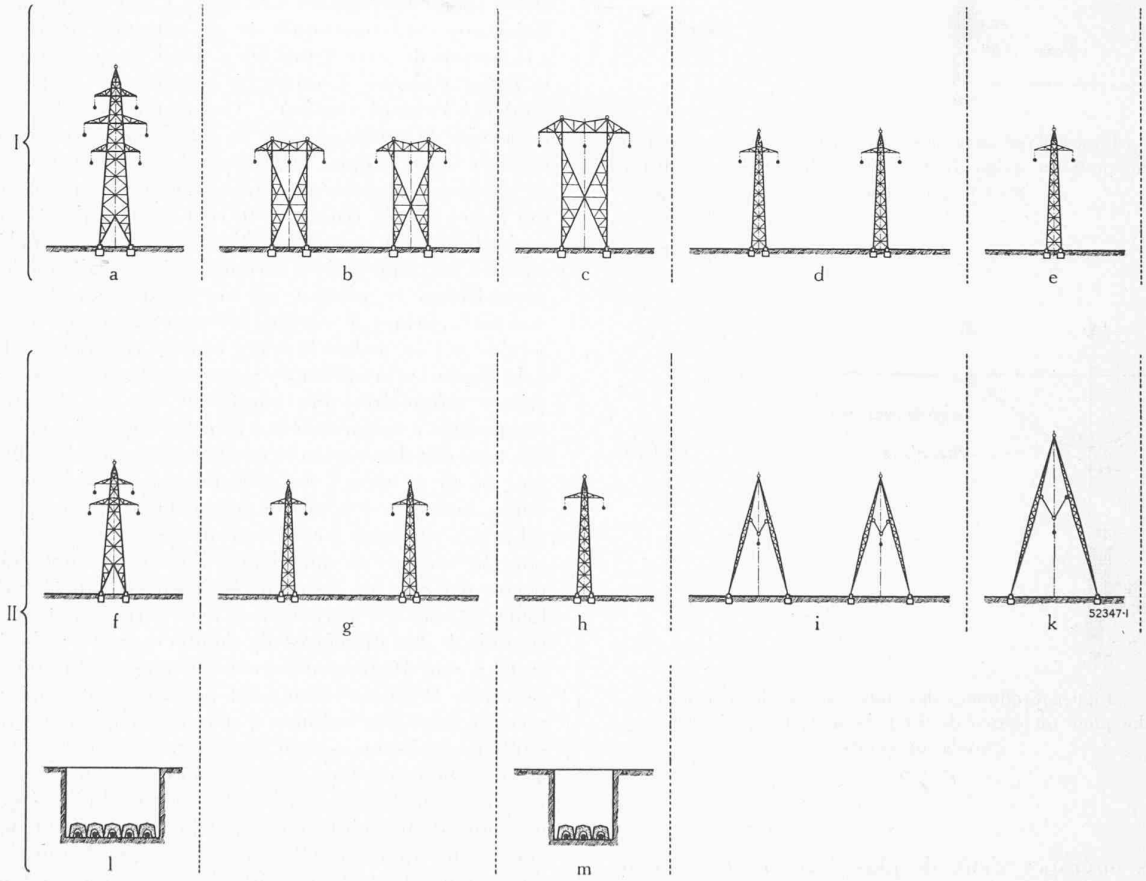


Fig. 1. — Variantes choisies pour la comparaison du coût de transmissions d'énergie à grande distance par courants alternatif et continu.

Variantes a—e : Transmissions à courant alternatif.

a = Ligne à courant alternatif, à deux circuits, disposition des conducteurs en pyramide.
b = Ligne double à courant alternatif, disposition des conducteurs en nappe.
c = Ligne simple à courant alternatif, disposition des conducteurs en nappe.
d = Ligne biphasée double [1].
e = Ligne biphasée avec retour du courant du point neutre par la terre.

Variantes f—m : Transmissions à courant continu.

f = Ligne à courant continu, disposition en pyramide des conducteurs.
g = Ligne double à courant continu.
h = Ligne simple à courant continu.
i = Ligne simple à courant continu à pylônes indépendants pour les deux conducteurs (chaque demi-ligne possédant ses propres pylônes). Pour les deux conducteurs, il est prévu une nouvelle suspension caténaire combinée avec fil de terre [2].
k = Ligne monopolaire à courant continu à retour permanent du courant par la terre [2].
l = Câble double souterrain à courant continu, avec conducteur de réserve.
m = Câble simple souterrain à courant continu, avec conducteur de réserve.

Il a été admis que les lignes représentées par les figures placées directement l'une sous l'autre présentent la même sécurité. Il n'est pas possible de mettre directement en valeur la sécurité d'une ligne de câble par rapport à une ligne aérienne, car les causes de perturbations sur ces deux genres de lignes sont absolument différentes.

[1] Réalisations modernes de transmission d'énergie électrique par courant alternatif, *Revue B. B. C.*, octobre 1941, page 289.

[2] Application de la construction articulée aux lignes à très haute tension, *Revue B. B. C.*, octobre 1941, page 287.

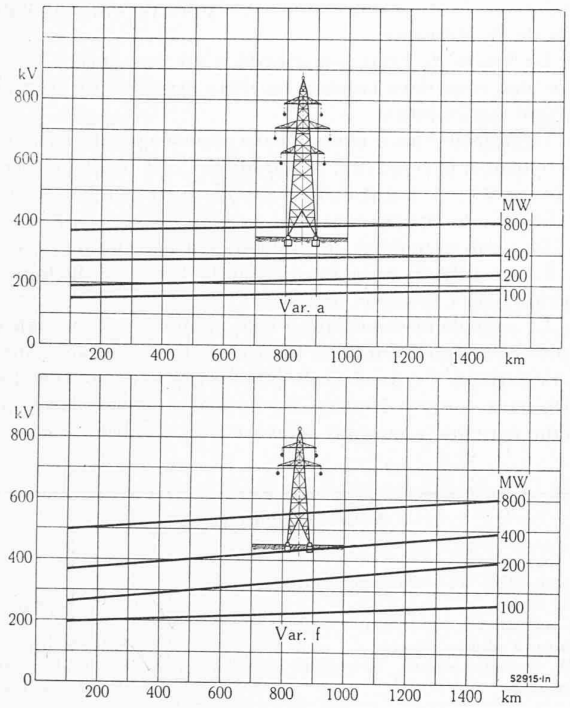


Fig. 2. — Tensions économiques pour diverses puissances rapportées au côté réception en fonction de la distance.

Abscisses : Distance en km.
Ordonnées : Tension de service.

Courbes supérieures: Courant triphasé, variante *a* de la figure 1.
Prix par kWh au début de la ligne . . . . . p_I = 0,7 ct/kWh
Durée d'exploitation annuelle à pleine charge . . . . . H = 8000 h
Intérêt, amortissement, entretien et exploitation. . . . p = 9 %

Courbes inférieures : Courant continu, variante *f* de la figure 1.
Prix par kWh au début de la ligne . . . . . p_I = 0,7 ct/kWh
Durée d'exploitation annuelle à pleine charge . . . . H = 8000 h
Intérêt, amortissement, entretien et exploitation . . . . p = 8,5 %

La tension économique ne dépend que dans une faible mesure de la longueur de la ligne.

teurs, bornes et armatures, pylônes en acier galvanisé, fondations, frais de montage, droits de passage, relevé de plans et de profils, élaboration de projets et divers.

Les prix de canalisation sous câble comprennent : câbles, terrassements, sable et empierrage, caniveaux, indemnités de terrain, pose et montage du câble, stations de couplage et imprévus.

Les prix des stations d'extrémité et intermédiaires pour courant triphasé comprennent : disjoncteurs, sectionneurs, barres collectrices, transformateurs, bobines d'extinction, condensateurs statiques, bobines de self de compensation, accessoires, achat de terrain, immeuble, montage, direction des travaux, divers.

Les prix des stations d'extrémité pour la transmission par courant continu comprennent : disjoncteurs, sectionneurs et barres collectrices, transformateurs, mutateurs, condensateurs statiques pour la compensation du courant déwatté dans la station de réception, accessoires, achat de terrain, immeuble, montage, direction des travaux et divers.

VI. *Exemples de calculs.*

Pour donner une idée de la marche de calcul suivie, on donnera (tableau de la page 286) deux exemples : l'un pour une transmission par courant alternatif, l'autre par courant continu. Pour chaque variante, de nombreux calculs ont dû être répétés, ceci pour différentes tensions, sections de conducteurs, dispositions de pylônes, etc., dans le but de trouver la solution donnant le prix le plus bas du kWh en bout de la ligne.

VII. *Résultats.*

Nous avons rassemblé les résultats obtenus pour les divers cas de la figure 1 sous forme de courbes, afin de déterminer la tension la plus économique. Il résulte de nos investigations que la tension économique dépend principalement de la puissance, et qu'elle est d'autant plus élevée que la puissance augmente (fig. 2). La tension économique n'augmente que très peu lorsque la distance croît. Ce résultat n'est pas surprenant, si l'on considère qu'aussi bien le coût de l'installation (tout au moins pour les longues lignes) que les pertes augmentent à peu près proportionnellement à la longueur de la ligne. En d'autres termes, le rapport le plus favorable entre les frais annuels dus à l'intérêt du capital investi et à l'entretien et ceux correspondant à l'énergie de perte n'est que très faiblement influencé par la longueur de la ligne. On remarque que la tension économique dans le cas du courant continu augmente plus rapidement avec la distance que ce n'est le cas pour le courant triphasé. Cela provient de ce que dans le cas du courant triphasé, les stations intermédiaires permettent d'exploiter la ligne sur toute sa longueur avec une tension pratiquement constante, tandis que pour le courant continu l'influence de la chute de tension ohmique a son plein effet.

On a déterminé ensuite les courbes à même prix minimum d'énergie à la fin de la ligne (courbes à prix constant), en fonction de la puissance et de la distance (fig. 3, 4 et 5). Chaque cas comprend deux familles de courbes A et B ; A correspond aux hypothèses les plus favorables et B aux hypothèses les plus défavorables, comme suit :

Familles de courbes	A	B
Prix par kWh au début de la ligne	0,7 ct/kWh	1,4 ct/kWh
Durée d'exploitation annuelle à pleine charge . .	8000 h	6000 h
Intérêt, amortissement, entretien et exploitation .	9 % courant triphasé 8,5 % courant continu	11 % courant triphasé 10,5 % courant continu

Les courbes des figures 3, 4 et 5 permettent de faire toute une série de comparaisons. Nous laisserons au lecteur le soin de comparer entre elles diverses variantes, en tenant soigneusement compte de leur sécurité de service respective. Nous nous bornerons à considérer ici plus spécialement les variantes *a* et *f* de la figure 3.

Les courbes des hypothèses défavorables B sont plus rapprochées les unes des autres et commencent à gauche avec des valeurs plus élevées (ct/kWh) que celles des hypothèses favorables A. Cela est facile à comprendre, si l'on considère qu'il s'agit là du prix de l'énergie à la fin de la ligne. Prenons comme exemple la transmission de 600 MW sur 800 km (points P_1 et P_2). Pour les hypothèses favorables A, la différence de prix par kWh à la fin de la ligne est de 0,136 ct et pour les hypothèses défavorables B de 0,24 ct en faveur de la transmission par courant continu. Même la faible différence de prix de 0,136 ct des hypothèses favorables paraît sous un jour tout différent si l'on calcule les frais annuels correspondants. Pour 600 MW et 8000 h de durée annuelle d'exploitation (4800×10^6 kWh), on obtient pour une différence de prix de 0,136 ct = 0,00136 fr. un supplément de frais annuels de $6{,}5 \times 10^6$ fr., ce qui correspond à l'intérêt à 5 % d'un capital de 130×10^6 fr. Cet exemple montre clairement l'importance qu'ont ces différences apparemment minimes du prix de l'énergie à l'extrémité de la ligne.

Afin de déterminer la limite à partir de laquelle le courant continu cesse d'être économiquement plus avantageux que le courant triphasé, il suffirait par exemple, de superposer les courbes A des variantes *a* et *f* et de déterminer les points d'intersection des courbes à prix constant correspondantes. On

remarque que ces points d'intersection sont très incertains et que pour toutes les lignes considérées ils se trouvent dans un rayon inférieur à 250 km, c'est-à-dire qu'au delà d'environ 250 km de distance, la transmission est plus avantageuse par courant continu que par courant triphasé. Pour des distances inférieures à 250 km, on distingue tout d'abord une zone dans laquelle les deux systèmes de transmission sont équivalents. Pour les distances plus petites, il y aurait lieu d'examiner plus en détail le rendement économique respectif de la transmission d'énergie par courant triphasé et par courant continu. Pour de multiples raisons, il n'y a toutefois pas lieu d'admettre que la transmission par courant continu puisse être envisagée pour des distances aussi courtes.

Les résultats des figures 3, 4 et 5, basés sur les hypothèses admises justifient les conclusions suivantes :

1. A partir de 200-300 km, le courant continu est plus avantageux que le courant triphasé pour les lignes aériennes considérées. Cette comparaison est pratiquement indépendante de la puissance.

2. La limite de cette supériorité n'est pas nette ; on distingue une zone dans laquelle les deux systèmes de transmission sont équivalents.

3. La transmission d'énergie par système à point neutre relié directement à la terre (fig. 5, variante c') est meilleur marché que par système à point neutre mis à la terre par bobine d'extinction (fig. 4, variante c).

4. La ligne unipolaire de transmission par courant continu (fig. 5, variante k) avec retour par la terre est la ligne de transmission la meilleur marché.

5. Le coût de la canalisation sous câbles (fig. 5, variante l) est plus élevé que celui de la ligne aérienne à courant continu (fig. 3, variante f). Au delà de 500 km, la ligne souterraine à câbles pour courant continu est encore meilleur marché que la ligne aérienne à courant triphasé (fig. 3, variante a).

Courant alternatif		Courant continu	
Prix par kWh au commencement de la ligne	$p_1 =$ 0,7 ct/kWh	Prix par kWh au commencement de la ligne	$p_1 =$ 0,7 ct/kWh
Durée annuelle de l'utilisation de la transmission à pleine charge	$H =$ 8000 h/année	Durée annuelle de l'utilisation de la transmission à pleine charge	$H =$ 8000 h/année
Intérêt, amortissement, entretien et exploitation	$p =$ 9 % du coût d'installation	Intérêt, amortissement, entretien et exploitation	$p =$ 8,5 % du coût d'installation
Distance	$A =$ 800 km	Distance	$A =$ 800 km
Puissance en bout de ligne	$N_{II} =$ 409 MW	Puissance en bout de ligne	$N_{II} =$ 400 MW
Disposition des pylônes	Var. a. fig. 1	Disposition des pylônes	Var. f. fig. 1
Tension de service composée	$U =$ 300 kV	Tension de service	$U =$ 400 kV
Diamètre du conducteur	$\varnothing =$ 32 mm	Diamètre du conducteur	$\varnothing =$ 28 mm
Section utile du conducteur	$F =$ 300 mm²	Section utile du conducteur	$F =$ 450 mm²
Résistance d'un conducteur	$R =$ 46,7 ohms	Résistance d'un conducteur	$R =$ 31,7 ohms
Impédance d'onde	$Z =$ 375 ohms		
Puissance naturelle de la ligne	$N_n =$ 480 MW		
Nombre de tronçons le long de la ligne	$a =$ 5		
Puissance déwattée nécessaire pour chaque tronçon	$N_B =$ 100 MVAr ind. / 31 MVAr-cap.		
Courant par phase	$J =$ 386 A	Courant par conducteur	$J =$ 500 A
Pertes ohmiques en ligne à pleine charge	$V_R =$ 47,8 MW	Pertes ohmiques en ligne à pleine charge	$V_R =$ 31,7 MW
Pertes ohmiques en ligne à vide	$V_{Ro} =$ 0,2 MW		
Pertes par défaut d'isolement et par effet de couronne	$V_g =$ 2,4 MW	Pertes par défaut d'isolement et par effet de couronne	$V_g =$ 1,6 MW
Pertes d'énergie annuelles en ligne	$W_L =$ 394.10⁶ kWh	Perte d'énergie annuelles en ligne	$W_L =$ 254.10⁶ kWh
Pertes à pleine charge dans l'une des stations d'extrémité	$V_e =$ 2,25 MW	Pertes à pleine charge dans la station émettrice	$V_I =$ 4,6 MW
Pertes à vide dans l'une des stations d'extrémité	$V_{eo} =$ 0,42 MW	Pertes à vide dans la station émettrice	$V_{Io} =$ 1,4 MW
Pertes à pleine charge dans l'une des stations intermédiaires	$V_k =$ 0,47 MW	Pertes à pleine charge dans la station réceptrice	$V_{II} =$ 5,6 MW
Pertes à vide dans l'une des stations intermédiaires	$V_{ko} =$ 0,58 MW	Pertes à vide dans la station réceptrice	$V_{IIo} =$ 1,8 MW
Pertes totales à pleine charge dans les deux stations d'extrémité et dans les stations intermédiaires	$V_s =$ 6,33 MW	Pertes totales à pleine charge dans les deux stations	$V_s =$ 10,2 MW
Pertes totales à vide dans les deux stations d'extrémité et les stations intermédiaires	$V_{so} =$ 2,74 MW	Pertes totales à vide dans les deux stations	$V_{so} =$ 3,2 MW
Pertes annuelles d'énergie dans les deux stations d'extrémité et les stations intermédiaires	$W_s =$ 53.10⁶ kWh	Pertes annuelles d'énergie dans les deux stations	$W_s =$ 81,6.10⁶ kWh
Pertes totales annuelles d'énergie	$W =$ 447.10⁶ kWh	Pertes totales annuelles d'énergie	$W =$ 335,6.10⁶ kWh
Prix de la ligne	$P_L =$ 84,8.10⁶ Fr.	Prix de la ligne	$P_L =$ 66,4.10⁶ Fr.
Prix d'une station d'extrémité	$P_e =$ 7,95.10⁶ Fr.	Prix de la station émettrice	$P_{eI} =$ 11,0.10⁶ Fr.
Prix d'une station intermédiaire	$P_k =$ 8,22.10⁶ Fr.	Prix de la station réceptrice y compris l'installation de compensation d'énergie déwattée	$P_{eII} =$ 18,0.10⁶ Fr.
Capital total investi	$P =$ 133,58.10⁶ Fr.	Capital total investi	$P =$ 95,4.10⁶ Fr.
Frais annuels pour intérêts, amortissement, entretien et exploitation	$Q_1 =$ 12,02.10⁶ Fr.	Frais annuels pour intérêts, amortissement, entretien et exploitation	$Q_1 =$ 8,1.10⁶ Fr.
Valeur de l'énergie perdue annuellement	$Q_2 =$ 3,12.10⁶ Fr.	Valeur de l'énergie perdue annuellement	$Q_2 =$ 2,3.10⁶ Fr.
Frais annuels totaux	$Q =$ 15,14.10⁶ Fr.	Frais annuels totaux	$Q =$ 10,4.10⁶ Fr.
Energie annuelle totale livrée	$O_{II} =$ 3200.10⁶ kWh	Energie annuelle totale livrée	$O_{II} =$ 3200.10⁶ kWh
Prix par kWh à l'extrémité de la ligne	$p_{II} =$ 1,173 ct/kWh	Prix par kWh à l'extrémité de la ligne	$p_{II} =$ 1,02 ct/kWh

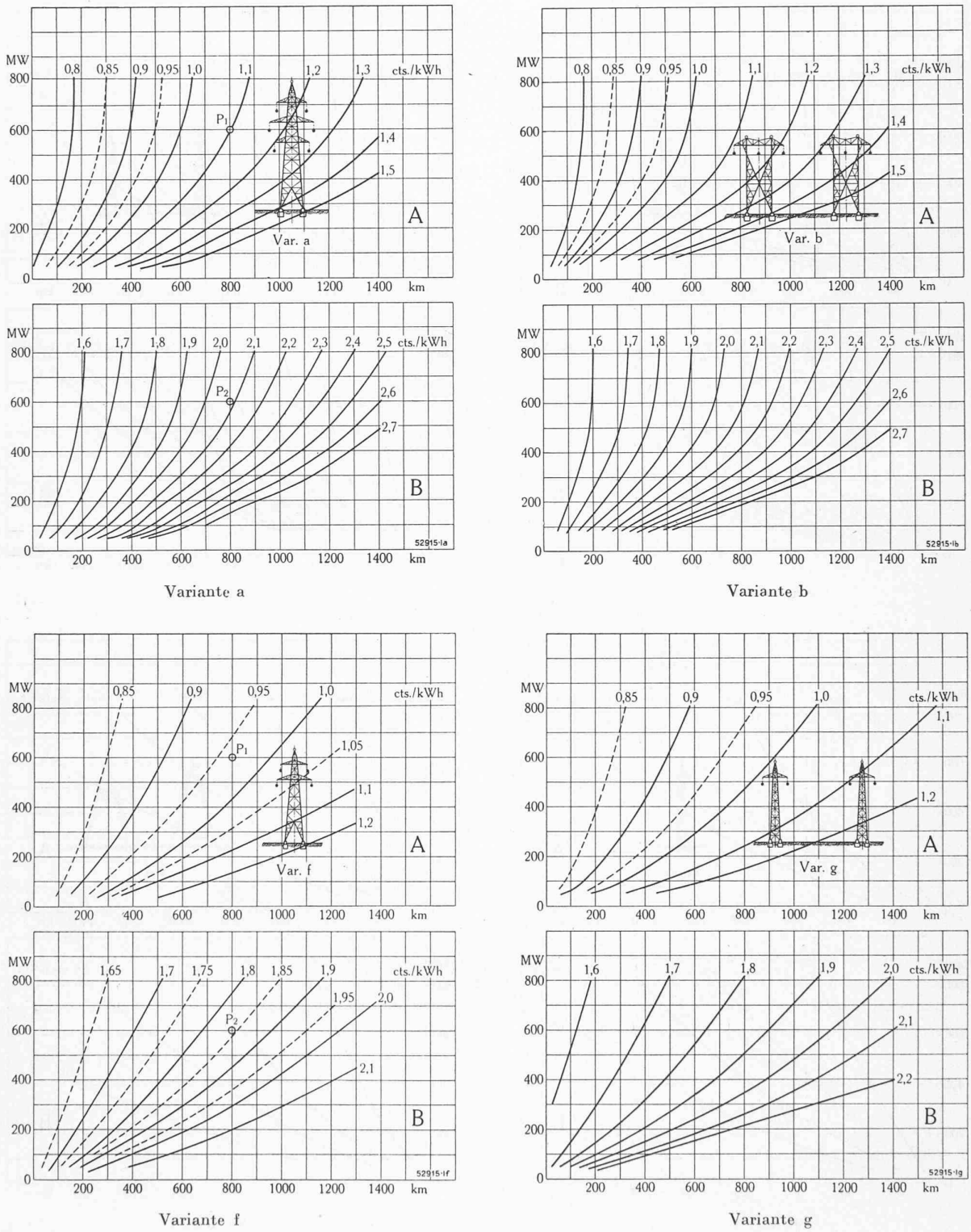


Fig. 3. — Courbes à prix constant c'est-à-dire à même prix minimum d'énergie à la fin de la ligne, pour les variantes a, b, f et g de la figure 1.

Les prix d'énergie minima résultent des solutions et des tensions les plus économiques pour chaque puissance et distance. Abscisses : Distance en km. Ordonnées : Puissance délivrée à la fin de la ligne en MW.

A. Hypothèses favorables.

Prix par kWh au début de la ligne . . p_I = 0,7 ct/kWh.
Durée d'expl. annuelle à pleine charge H = 8000 h.
Intérêt, amortissement, entretien et exploitation . . . . . p = { 9 % pour courant triphasé. 8,5% pour courant continu.

B. Hypothèses défavorables.

Prix par kWh au début de la ligne . . p_I = 1,4 ct/kWh.
Durée d'expl. annuelle à pleine charge H = 6000 h.
Intérêt, amortissement, entretien et exploitation . . . . . p = { 11 % pour courant triphasé 10,5% pour courant continu.

Pour les lignes à deux circuits, la variante f à courant continu est plus avantageuse que la variante a à courant triphasé : pour les hypothèses A à partir de 250 km, pour les hypothèses B à partir de 250 km.
Les lignes doubles à courant continu variante g sont plus avantageuses que les lignes doubles à courant triphasé variante b : pour les hypothèses A à partir de 250 km, pour les hypothèses B à partir de 300 km.

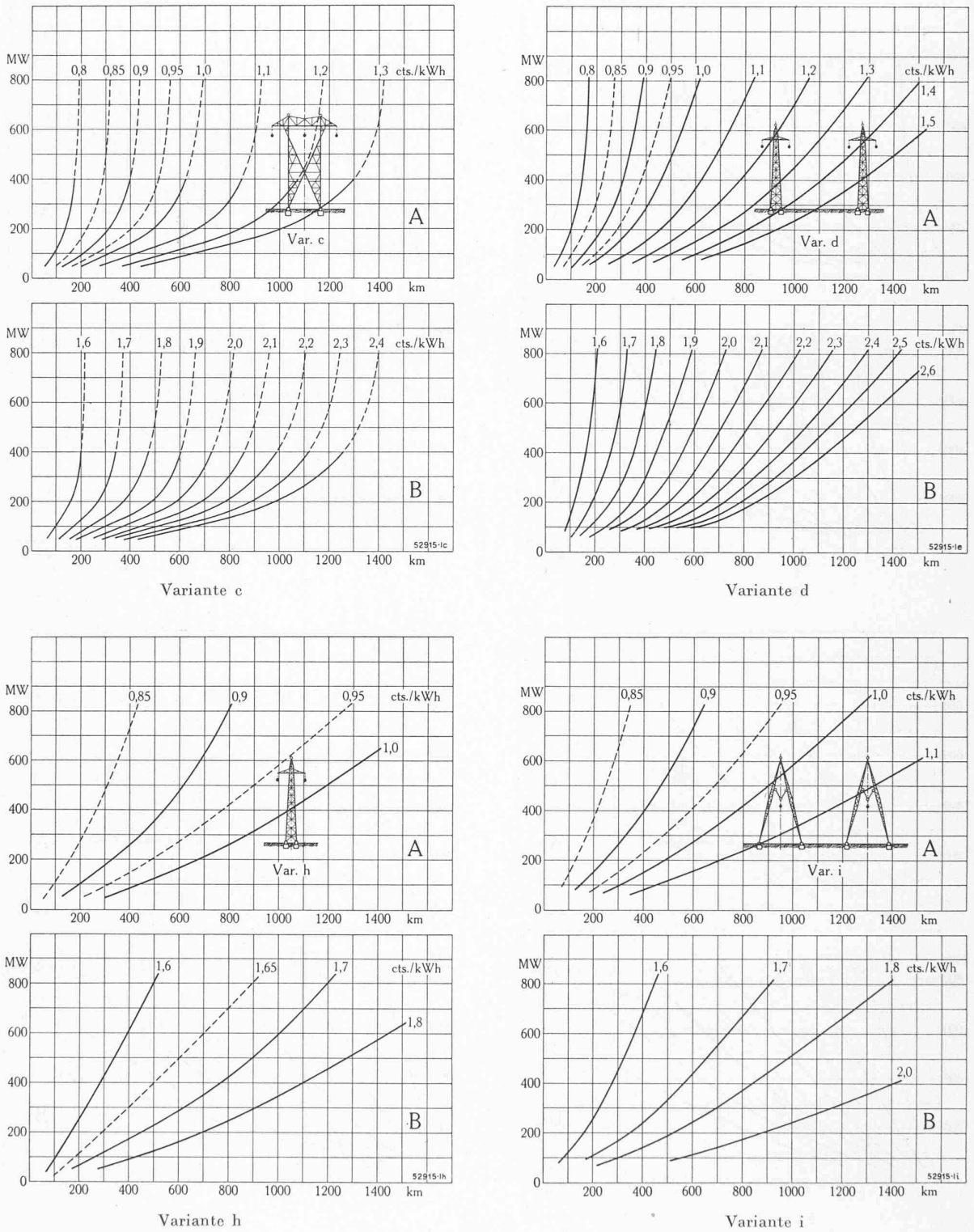


Fig. 4. — Courbes à prix constant c'est-à-dire à même prix minimum d'énergie à la fin de la ligne, pour les variantes c, d, h et i de la figure 1.

Les prix d'énergie minima résultent des solutions et des tensions les plus économiques pour chaque puissance et distance.
Abscisses : Distance en km. Ordonnées : Puissance délivrée à la fin de la ligne en MW.

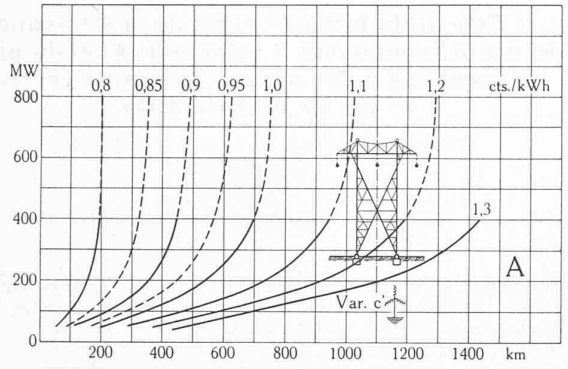
A. Hypothèses favorables.

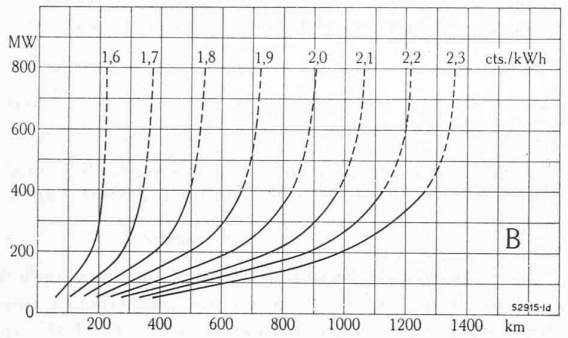
Prix par kWh au début de la ligne . . p_I = 0,7 ct/kWh
Durée d'expl. annuelle à pleine charge H = 8000 h.
Intérêt, amortissement, entretien et exploitation . . . . . p = { 9 % pour courant triphasé; 8,5 % pour courant continu.

B. Hypothèses défavorables.

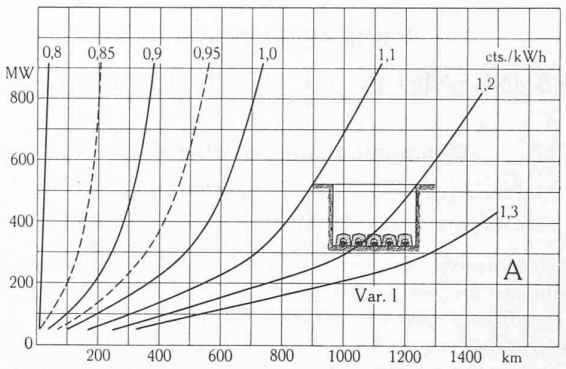
Prix par kWh au début de la ligne . p_I = 1,4 ct/kWh
Durée d'expl. annuelle à pleine charge H = 6000 h
Intérêt, amortissement, entretien et exploitation . . . . . p = { 11 % pour courant triphasé; 10,5 % pour courant continu.

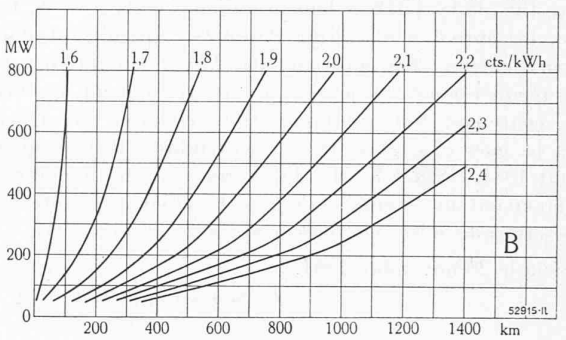
Pour les lignes simples la variante h à courant continu est plus avantageuse que la variante c à courant triphasé : pour les hypothèses A à partir de 300 km, pour les hypothèses B à partir de 250 km.
La ligne à courant continu, variante i, est plus avantageuse que la ligne avec systèmes monophasés à phases indépendantes variante d : pour les hypothèses A à partir de 250 km, pour les hypothèses B à partir de 100 km.



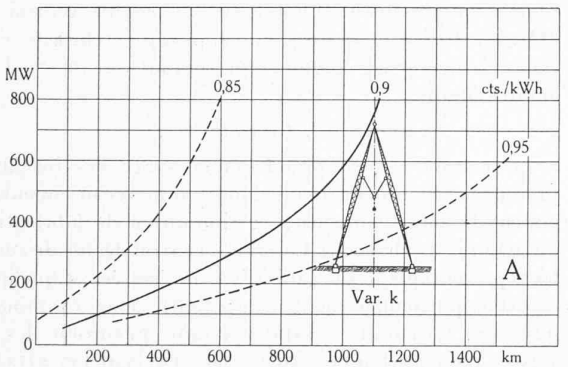


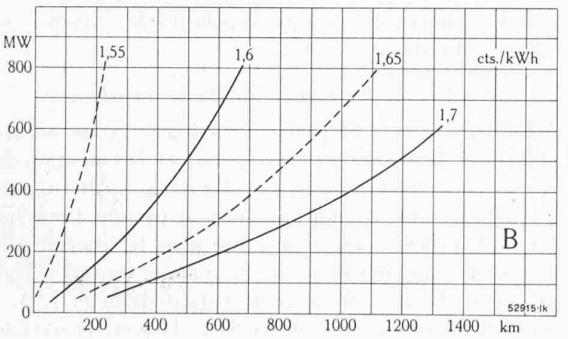
Variante c'



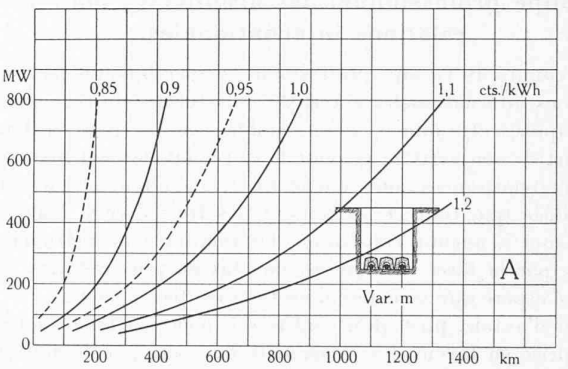


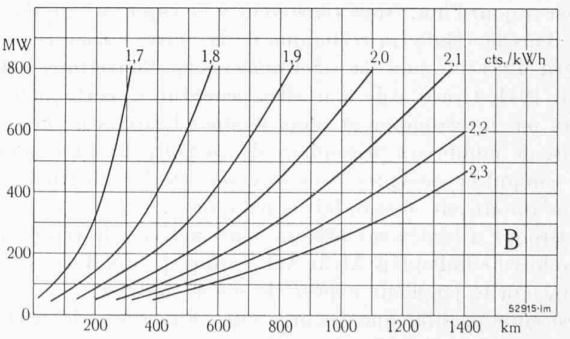
Variante l





Variante k





Variante m

Fig. 5. — Courbes à prix constant c'est-à-dire à même prix minimum d'énergie à la fin de la ligne, pour les variantes c', k, l et m de la figure 1.

Les prix d'énergie minima résultent des solutions et des tensions les plus économiques pour chaque puissance et distance.
Abscisses : Distance en km. Ordonnées : Puissance délivrée à la fin de la ligne en MW.

A. Hypothèses favorables.

Prix par kWh au début de la ligne . . p_f = 0,7 ct/kWh
Durée d'expl. annuelle à pleine charge H = 8000 h
Intérêt, amortissement, entretien et exploitation . . . . . p = { 9 % pour courant triphasé, 8,5 % pour courant continu.

B. Hypothèses défavorables.

Prix par kWh au début de la ligne . . p_f = 1,4 ct/kWh
Durée d'expl. annuelle à pleine charge H = 6000 h
Intérêt, amortissement, entretien et exploitation . . . . . p = { 11 % pour courant triphasé, 10,5 % pour courant continu.

Il résulte de la comparaison de la variante c', pour mise à la terre directe du point neutre, avec la variante c de la figure 4 pour mise à la terre par l'intermédiaire de bobines d'extinction, que la mise à la terre directe du point neutre est la plus favorable. — La comparaison entre la variante k et les autres variantes des figures 3, 4 et 5 montre que la ligne unipolaire de transmission par courant continu avec retour par la terre constitue la ligne de transmission la meilleur marché. — La canalisation à câbles, variantes et m est économiquement moins avantageuse que les lignes aériennes figure 3 variante f et figure 4 variante h — Au delà de 500 km, la canalisation à câbles variante l à courant continu est encore meilleur marché que la ligne aérienne triphasée figure 3 variante a.