

32

**FINAL REPORT
OF THE UHV AD HOC GROUP**

1972



Final report of the UHV Ad Hoc Group

Copyright © 2005

“Ownership of a CIGRE publication, whether in paper form or on electronic support only infers right of use for personal purposes. Are prohibited, except if explicitly agreed by CIGRE, total or partial reproduction of the publication for use other than personal and transfer to a third party; hence circulation on any intranet or other company network is forbidden”.

Disclaimer notice

“CIGRE gives no warranty or assurance about the contents of this publication, nor does it accept any responsibility, as to the accuracy or exhaustiveness of the information. All implied warranties and conditions are excluded to the maximum extent permitted by law”.

**RAPPORT FINAL DU GROUPE
AD HOC UHT DE LA CIGRÉ**

Nous publions ci-dessous le rapport final du groupe ad hoc constitué au sein de la CIGRÉ pour répondre à une question de la Commission Electrotechnique Internationale sur la possibilité de construire et d'exploiter (et donc de normaliser) des réseaux de transport d'énergie à des tensions alternatives supérieures à 1 000 kV.

Ce rapport expose comment la question a été posée à la CIGRÉ par la CEI, comment le groupe ad hoc a été constitué, comment il a travaillé, et quels sont ses résultats essentiels. Il a été rédigé à partir de sept rapports détaillés établis par les sept Comités d'Etudes de la CIGRÉ qui, dans leur domaine propre, étaient susceptibles d'apporter des éléments de réponse au problème posé.

Il s'agit donc du résultat d'un travail d'équipe auquel ont participé pendant trois ans de nombreux membres de la CIGRÉ au sein de ces sept Comités d'Etudes. Il fait le point des connaissances techniques actuelles dans le domaine dit des ultra hautes tensions alternatives. Il rassemble aussi des données économiques sans cependant pouvoir en déduire des conclusions certaines, du fait de la très grande imprécision qui s'attache à l'estimation des coûts des matériels dont la construction ne sera entreprise que dans quelques années ou dizaines d'années. Par ailleurs les sept rapports de Comités d'Etudes constituent pour ceux-ci une base précieuse pour les études qu'ils poursuivent sur les problèmes des UHT dans leurs domaines particuliers.

SOMMAIRE.

1. — INTRODUCTION.
Extraits des lettres de MM. Ailleret et Cooper.
Création et composition du Groupe Ad Hoc UHT.
2. — NIVEAUX DE TENSION NÉCESSAIRES AU TRANSPORT DE L'ÉNERGIE.
 - 2.1. *Besoins en transports de grande puissance.*
 - 2.2. *Projets actuels.*
 - 2.3. *Niveaux de tension nécessaires.*
3. — PROBLÈMES TECHNIQUES.
 - 3.1. *Surtensions et isolation.*
 - 3.1.1. *Les surtensions et leur limitation.*
 - 3.1.2. *Isolement des lignes.*
 - 3.1.3. *Isolement des postes.*
 - 3.1.4. *Isolement des disjoncteurs, des transformateurs et des réactances.*

**FINAL REPORT OF THE UHV
AD HOC GROUP OF CIGRÉ**

We are publishing hereunder the final report of the Ad Hoc Group formed inside the CIGRÉ in order to answer a question of the International Electrotechnical Commission on the possibility of building and operating (and therefore of standardizing) power transmission systems with a.c. voltages higher than 1,000 kV.

This report shows how the question was asked to CIGRÉ by the IEC, how the Ad Hoc Group was formed, how it has worked, and what are the main results. It has been worded from seven detailed reports done by seven CIGRÉ Study Committees which, in their own scope, have had the possibility of bringing parts of the answer to the specific problem.

It is the result of a team work to which, for three years, many CIGRÉ members have participated inside the seven Study Committees. It brings an up-to-date account of the present techniques in the a.c. ultra high tension. It gives some ideas on economy without really being able to bring positive results because of the great inaccuracy due to the estimation of the costs of the materials, the construction of which will not be started before few years or tens of years. In another hand, the seven reports of the Study Committees are for those Study Committees a precious basis for the studies they have started on the problems of UHV in their own fields.

CONTENTS.

1. — INTRODUCTION.
Extracts from the letters of Messrs Ailleret and Cooper.
Setting up and composition of the UHV Ad Hoc Group.
2. — VOLTAGE LEVELS NECESSARY FOR ENERGY TRANSMISSION.
 - 2.1. *Large capacity transmission requirements.*
 - 2.2. *Present projects.*
 - 2.3. *Voltage levels necessary.*
3. — TECHNICAL PROBLEMS.
 - 3.1. *Overvoltages and insulation.*
 - 3.1.1. *Overvoltages and their limitation.*
 - 3.1.2. *Line insulation.*
 - 3.1.3. *Substation insulation.*
 - 3.1.4. *Insulation of circuit-breakers, transformers and reactors.*

- 3.2. *Sécurité des personnes.*
 - 3.2.1. *Sécurité du personnel des postes.*
 - 3.2.2. *Sécurité sous les lignes aériennes UHT.*
 - 3.3. *Nuisances.*
 - 3.3.1. *L'effet de couronne.*
 - 3.3.2. *L'existence de champs électriques sensibles.*
 - 3.3.3. *L'aspect et les dimensions importantes des futures lignes.*
 - 3.4. *Problèmes d'exploitation.*
4. — **DIMENSIONNEMENT.**
- 4.1. *Dimensions des lignes aériennes.*
 - 4.2. *Dimensions des postes.*
 - 4.3. *Transformateurs.*
 - 4.4. *Stations d'essais.*
5. — **QUESTIONS ÉCONOMIQUES.**
- 5.1. *Coûts des lignes aériennes.*
 - 5.2. *Coûts des transformateurs et réactances.*
 - 5.3. *Coûts des disjoncteurs.*
 - 5.4. *Coûts des postes.*
 - 5.5. *Estimation des coûts comparés des transports à UHT.*
6. — **CONCLUSIONS.**

- 3.2. *Safety of persons.*
 - 3.2.1. *Safety of substation staff.*
 - 3.2.2. *Safety under UHV overhead lines.*
 - 3.3. *Nuisance and interference.*
 - 3.3.1. *Corona effect.*
 - 3.3.2. *The existence of appreciable electric fields.*
 - 3.3.3. *The appearance and dimensions of future UHV lines.*
 - 3.4. *Operational problems.*
4. — **DIMENSIONS.**
- 4.1. *Dimensions of overhead lines.*
 - 4.2. *Dimensions of substations.*
 - 4.3. *Transformers.*
 - 4.4. *Test stations.*
5. — **ECONOMIC QUESTIONS.**
- 5.1. *Costs of overhead lines.*
 - 5.2. *Costs of transformers and reactors.*
 - 5.3. *Costs of circuit-breakers.*
 - 5.4. *Costs of substations.*
 - 5.5. *Estimate of comparative costs of UHV transmissions.*
6. — **CONCLUSIONS.**

1. — INTRODUCTION

1.1. Ce rapport rend compte des travaux du Groupe Ad Hoc UHT formé au sein de la CIGRE pour répondre à une question posée par la CEI sur l'avenir des tensions de réseaux d'énergie supérieures au million de volts.

1.2. Dans une lettre du 20 juillet 1969 adressée au Président de la CIGRE, M. A.R. Cooper, par le Président de la CEI, M. P. Ailleret, celui-ci demandait à la CIGRE d'entreprendre l'étude des différents problèmes techniques qui influencent l'étude économique de l'emploi des ultra hautes tensions, et qui en particulier permettrait de déterminer la tension de réseau au-delà de laquelle une augmentation de tension n'entraînerait plus une réduction du coût du transport d'énergie.

L'objectif de l'étude demandée à la CIGRE était de fournir à la CEI des informations aussi précises que possible afin que celle-ci puisse entreprendre la normalisation du prochain échelon (ou des deux prochains échelons) de tension alternative au-delà de 765 kV.

1.3. Cet objectif est précisé dans les deux extraits suivants de la lettre de M. Ailleret :

« Le problème se pose cette fois tout autrement que lorsqu'il s'était agi de fixer chacun des échelons précédents de tension.

1. — INTRODUCTION

1.1. This report is an account of the work of the UHV Ad Hoc Group formed within CIGRE to reply to a question posed by IEC on the future power systems voltages higher than one million volts.

1.2. In a letter dated 20th July 1969 addressed to the President of CIGRE, Mr. A.R. Cooper, by the President of the IEC, Mr. P. Ailleret, the latter asked CIGRE to undertake the study of all the various technical aspects which determine economics of ultra high voltages, and which makes it possible in particular to determine the voltage beyond which a marginal increase in voltage would result in no further reduction in the transmission cost.

The object of the study requested of CIGRE was to supply IEC with as accurate information as possible so that IEC could undertake standardisation of the the next level (or the next two levels) of alternating voltage above 765 kV.

1.3. This objective is clearly stated in the following two extracts from M. Ailleret's letter :

“ The problem arises this time in quite a different manner than when we had laid down each of the previous voltage steps.

En effet on pouvait jusqu'ici extrapoler les distances d'isolement qui restaient à peu près proportionnelles à la tension; il n'apparaissait pas de plafond à la montée des tensions et chaque nouvel échelon pouvait être choisi sans se préoccuper des suivants.

Malheureusement il n'en est plus de même au-delà de 765 kV : la possibilité d'élever la tension grâce à un accroissement des distances d'amorçage se heurte maintenant à un effet de saturation qui oblige les distances à la masse et les distances au sol à croître de plus en plus vite en fonction de la tension.

De ce fait un véritable plafond technico-économique apparaît pour la tension des lignes aériennes en courant alternatif aussi bien que pour les postes.

Comme première approximation on peut dire que ce plafond se situe quelque part entre 1 000 et 1 500 kV, mais il serait très important qu'une étude systématique en précise davantage la valeur.

Du fait de l'incertitude actuelle sur ce point il n'est pas clair s'il reste un seul échelon de tension, ou deux échelons de tension, à fixer au-delà de 765 kV, mais il est certain que nous approchons de la fin des possibilités offertes par la montée des tensions en courant alternatif.

L'élément le plus important à considérer est le disjoncteur qui dans une certaine limite et moyennant certaines dépenses, permet d'élever la tension nominale lorsqu'il réduit le facteur de surtension puisqu'aux tensions en cause ce sont essentiellement les surtensions de manœuvre qui commandent les isolements.

Naturellement l'amorçage étant un phénomène erratique, les distances d'amorçage sont à préciser en fonction des probabilités d'amorçage admises, lesquelles doivent rester extrêmement basses pour les amorçages de la ligne vers le sol et vers les véhicules de formes variées qui peuvent y circuler; d'autre part les amorçages à la masse sur les pylônes doivent aussi rester peu fréquents, si l'on tient compte de ce que ces lignes transporteront des puissances considérables, l'augmentation de puissance par ligne étant vraisemblablement supérieure à l'accroissement dans le même temps de la puissance des unités de production, si spectaculaire que ce dernier nous paraisse.

La détermination de la tension au-delà de laquelle la montée de tension ne serait plus vraiment justifiée doit bien entendu tenir compte du gain que tout accroissement de tension procure en occupation du sol par unité de puissance transmise, et aussi de la pollution des paysages pour laquelle la réduction du nombre de lignes nécessaires pour transporter une même puissance pourrait être compensée par l'encombrement de pylônes dont les dimensions, et par suite de la visibilité, tendraient désormais à s'accroître de plus en plus vite en fonction de la tension.

Si les Comités d'Etudes de la CIGRÉ pouvaient préciser assez tôt ces éléments, les bases seraient

Up till now it has been possible to extrapolate insulation distances, which remained more or less proportional to the voltage; there seemed to be no ceiling to the increase of voltages and each new step could be selected without having to consider those which were to follow.

Unfortunately this no longer applies beyond 765 kV: the possibility of raising the voltage by simply increasing the flashover distances now comes up against a saturation effect which requires the distances to frame and the distances to earth to increase at an ever greater rate as the voltage goes up.

As a result of this it appears that there is a real technical-economic ceiling for the voltage of both a.c. overhead lines and substations.

As first approximation it may be said that this ceiling is somewhere between 1,000 and 1,500 kV, but it would be very valuable if its value could be determined with greater accuracy by a systematic study.

Due to present uncertainty on this account, it is not clear whether there remains only one voltage step, or two voltage steps, to be laid down beyond 765 kV, but there is no doubt that we are nearing the end of the possibilities offered by the increase of a.c. voltages.

The most important factor to be considered is the circuit-breaker which, within certain limits and at a certain cost, enables the rated voltage to be raised when it reduces the overvoltage factor, since at the voltages under consideration the insulation is essentially determined by switching overvoltages.

Naturally, since flashover is an erratic phenomenon, flashover distances should be stated with reference to the acceptable probabilities of flashover, which must remain extremely low for flashover from line to earth or to the vehicles of various types travelling underneath. Flashover to frame on pylons should also occur seldom if account is taken of the fact that these lines will carry considerable power loads, the increase in power per line being probably greater than the simultaneous increase in the power of the production units, however spectacular the latter may appear to be.

The determination of the voltage beyond which any further increase would no longer be really justifiable should, of course, take into account the gain which any voltage increase produces from the point of view of land utilization per unit of power transmitted, and also the disfigurement of the countryside, in which case the reduction in the number of lines required to transmit the same amount of power may be cancelled out by the space occupied by the pylons, the dimensions of which, and therefore the visibility, would tend in future to increase ever more rapidly as a function of the voltage.

If the Study Committee of the CIGRÉ could define fairly soon these desiderata, the bases

ainsi assurées pour le travail de normalisation de la CEI ».

1.4. Le Président de la CIGRÉ, dans sa lettre du 14 août 1969 a affirmé l'identité de vue de la CIGRÉ avec l'objectif défini par M. Ailleret et confirmé que tout le possible serait fait pour l'aider à atteindre cet objectif.

Sur la proposition du Délégué du Conseil, M. François Cahen, le Président de la CIGRÉ décida alors de constituer un Groupe Ad Hoc sous l'autorité du Président du Comité Technique, M. O.S. Johansen assisté en qualité de Secrétaire par le futur Secrétaire Général, M. R. Péliissier, groupe formé par les Présidents et Secrétaires des 7 Comités d'Etudes intéressés directement par le problème des UHT, et par les deux membres du Conseil membres du Comité Technique, MM. Lusignan et Mamikonians. Mais seul le second de ces deux derniers membres a pu apporter une contribution partielle aux travaux du Groupe Ad Hoc. Par ailleurs, M. G. Jancke, Chef de File du Groupe de Travail du Comité 31 a été invité à collaborer au Groupe Ad Hoc par son Président et avec l'accord du Président de la CIGRÉ. La composition du Groupe Ad Hoc UHT a donc été celle qui est donnée à l'Annexe 1.

1.5. Par lettre en date du 10 mars 1970, M. A.R. Cooper a tenu M. Ailleret au courant de la formation du Groupe Ad Hoc et des résultats de la première réunion de ce Groupe les 9 et 10 février 1970. Dans cette lettre M. Cooper indique que :

« Il a été possible de discuter le fond du problème au moins en ce qui concerne ses aspects techniques, car des études ont été entreprises dans plusieurs pays dans le domaine des tensions de 1 000 à 1 500 kV, quelquefois depuis plusieurs années.

On peut déduire des discussions que si l'on met en évidence une limite supérieure dans ce domaine, celle-ci sera définie par des considérations économiques, plutôt que par des raisons techniques. Les données économiques seront plus longues à obtenir et resteront toujours plus sujettes à controverse. En particulier les bases des comparaisons économiques elles-mêmes, apparaissent transposables aux réseaux de tensions inférieures, et peuvent réduire le coût de ces réseaux. Tenant compte de ce fait, il apparaît nécessaire avant tout de se demander s'il existe un réel besoin de tensions supérieures à 1 000 kV dans un futur assez rapproché et dans quels cas.

Plusieurs questions préliminaires restent à résoudre dans le domaine technique, tel que celui posé par la pollution des isolateurs. Un certain nombre de questions auxquelles nous n'avions pas pensé initialement ont été mise en lumière comme étant de celles auxquelles il sera le plus difficile de répondre. Par exemple, les grandes dimensions qu'il faut admettre pour les transformateurs poseront des problèmes de construction et d'installation. Il pourra en résulter une augmentation du nombre de transformateurs nécessaires pour transiter la puissance transportée par une ligne UHT aux réseaux de tension inférieure. Les dimensions,

would thus be laid for the standardization work of the IEC. »

1.4. The President of CIGRÉ, in his letter dated 14th August 1969 confirmed the identity of the view of CIGRÉ with the object defined by Mr. Ailleret and confirmed that everything possible would be done to assist in reaching that objective.

On the proposal put by the Delegate of the Council, Mr. François Cahen, the President of CIGRÉ decided to form an Ad Hoc Group under the authority of the Chairman of the Technical Committee, Mr. O.S. Johansen, assisted, as Secretary, by the future General Secretary, Mr. R. Pelissier, and the Chairman and Secretaries of the seven Study Committees concerned directly in the problem and by the two members of the Council members of the Technical Committee Messrs Lusignan and Mamikonians. Out of these the second only has been able to take active part to some extent in the work of the Ad Hoc Group. On the other hand, Mr. G. Jancke, Convenor of the Working Group of Committee 31 was invited to collaborate with the Ad Hoc Group at the invitation of its Chairman and with the agreement of the President of CIGRÉ. The composition of the UHV Ad Hoc Group was therefore that given in Appendix I.

1.5. In a letter dated 10th March 1970, Mr. A.R. Cooper notified M. Ailleret of the formation of the Ad Hoc Group and of the results of the first meeting of that Group on 9th and 10th February 1970. In that letter Mr. Cooper pointed out that :

“ It has been possible to tackle the heart of the problem at least as far as the technical aspects were concerned, since studies have been carried out in many countries in the 1,000-1,500 kV field sometimes for several years already.

It appears from the discussion that if we find an upper limit in this field, it will be governed by economic rather than technical considerations. The economic data will take more time to obtain and will always be more subject to controversy. In particular the basis of the economical comparisons themselves appeared liable to discussion because the techniques foreseen above 1,000 kV can also be applied to systems of lower voltages and can thus appreciably reduce the costs of these systems. Taking that into account it is first of all necessary to ask whether there is an actual need for voltages above 1,000 kV in the rather near future and in which cases.

Several preliminary questions remain also to be solved in the technical field, such as those set by insulator pollution. A number of question of which we did not initially think have been brought to light during the course of the meeting as being amongst those most difficult to answer. For example, the large dimensions to be adopted for transformers will pose construction and installation problems. This may increase the number of transformers necessary to step-down the power transmitted by a UHV line to lower voltage systems. The dimensioning, design and construction of substations will be affected accordingly.

la conception et la construction des postes seront affectées en conséquence.

En définitive, le Groupe Ad Hoc a mis sur pied un programme de travail. Chacun des Présidents des Comités d'Etudes concernés provoquera et coordonnera les études qui sont dans les attributions de son Comité, de telle sorte que le travail démarre sans retard sur le programme qui a été décidé.

Les Comités auront dans le programme de leur réunion d'août 1970 une discussion sur les problèmes des UHT.

Il ne semble pas cependant possible de donner une réponse réellement utile avant que les Comités d'Etudes aient tenu leur réunion de 1971, c'est-à-dire avant la fin de l'été 1971.

Une réponse plus complète sera fournie après l'achèvement de notre programme de travail ».

Un rapport préliminaire rédigé par le Président du Groupe Ad Hoc a été soumis au Comité Exécutif et envoyé le 28 mai 1971 par M. Cooper à M. S.E. Goodall qui a succédé à M. Ailleret comme Président de la CEI.

Le Groupe Ad Hoc, au cours de ses discussions, parvint rapidement à la conclusion que l'étude de l'aspect économique était une question très délicate du fait du grand nombre de paramètres mal connus. L'opinion du Groupe est que cette partie du problème ne peut pas être traitée de façon précise actuellement. Cependant le Groupe a concentré ses efforts sur l'étude des plus hautes tensions que l'on peut considérer comme possible à concevoir avec les connaissances et la technique actuelles. Quelques études économiques ont cependant pu être menées à bien et donner une estimation des coûts des matériels.

Le Groupe Ad Hoc, lors d'une réunion officieuse tenue le 8 octobre 1971, a décidé de préparer son rapport final de façon à le présenter au Comité Exécutif qui doit tenir sa réunion le 4 septembre 1972 et proposer que le Groupe soit ensuite dissous.

2. — NIVEAUX DE TENSION NÉCESSAIRES AU TRANSPORT DE L'ÉNERGIE

2.1. Besoins en transports de grande puissance.

On peut décomposer les fonctions d'un réseau UHT de la façon suivante :

- a) Transport de grandes puissances sur de grandes distances,
- b) Transport de grandes puissances sur des distances modérées (alimentation de zones urbaines à partir de sites favorables par exemple),
- c) Interconnexions d'équilibre destinées à assurer la compensation des indisponibilités ou des pointes de charge et à permettre par là une réduction des réserves tant sur le plan national que continental.

Finally, our UHV Ad Hoc Group set up a work programme. Each of the Study Committee Chairmen concerned will initiate and co-ordinate the studies which are within the provinces of his Committee in such a way as to start working without delay on the programme which has been decided.

The Committee will have on the Agenda of their August 1970 meeting a discussion on the UHV problems.

It will however not be possible to give a really useful reply before the 1971 meeting of the Study Committees have been held, that is to say before the end of the Summer 1971.

A more elaborate reply will be provided after the completion of our Work Programme."

A preliminary report drawn up by the Chairman of the Ad Hoc Group was submitted to the Executive Committee and was sent by Mr. Cooper, on the 28th May 1971, to Mr. S.E. Goodall who had replaced Mr. Ailleret as President of the IEC...

The Ad Hoc Group, in the course of its discussions, soon came to the conclusion that the study of economic aspect was a very delicate question because of the large number of not exactly known parameters. The opinion of the Group was that this part of the problem could not be fully answered at the present time. The Group therefore concentrated its efforts on the study of the highest voltages that can be considered as conceivable with the present knowledge and techniques. It has however been possible to carry out a number of economic studies and to give an estimate of equipment and transmission costs.

The Ad Hoc Group, at an informal meeting held on 8th October 1971, decided to prepare its final report so as to present it to the Executive Committee which is to meet on 4th September 1972 and to propose that the Group then be disbanded.

2. — VOLTAGE LEVELS NECESSARY FOR ENERGY TRANSMISSION

2.1. Large capacity transmission requirements.

The functions of a UHV system can be subdivided in the following way :

- a) *Transmission of large loads over long distances,*
- b) *Transmission of large loads over moderate distances (feeding urban areas from favourable sites for example),*
- c) *Balancing interconnections designed to provide compensation for outages of peak loads and in this way permit a reduction in standby plant both on the national and continental level.*

Les besoins éprouvés par les différents pays semblent assez directement fonction de l'étendue de ces pays. Ainsi, aux Etats-Unis, au Canada, en Australie ou en URSS l'ensemble des fonctions ci-dessus apparaissent utilisées. Par contre dans les pays européens et au Japon on estime que les UHT seront surtout nécessaires pour transporter de grandes puissances sur de courtes distances.

D'après les réponses à un questionnaire envoyé dans différents pays, il semble que les puissances dont on jugera le transport nécessaire d'ici à la fin du siècle s'établissent dans les gammes de puissance données par le tableau ci-après :

TABLEAU 2.1 — TABLE 2.1

Besoins futurs en transport d'énergie.

Future needs for power transmission.

Année Year	Puissance maximale à transporter sur un axe long <i>Maximum power to be transmitted over long distance</i>	Puissance maximale à transporter sur un axe court <i>Maximum power to be transmitted over short distances</i>
1980	2 000 MW à 4 500 MW	4 000 MW à 5 500 MW
1990	4 000 MW à 7 000 MW	6 000 MW à 12 000 MW
2000	8 000 MW à 10 000 MW	10 000 MW à 22 500 MW

Certaines informations sur des projets particuliers de transport à longue distance font état de puissances plus élevées.

Il faut en outre noter que l'effet de la localisation des groupes sur la structure des réseaux et sur leurs tensions est considéré comme très important.

Les raisons le plus souvent invoquées pour le passage à une tension supérieure aux tensions de réseaux actuelles sont les suivantes :

- Réduction des coûts de transport,
- Diminution des droits de passage,
- Concentration géographique de la production.

Le contrôle des courants de court-circuits n'apparaît pas, pour la plupart des experts comme une raison suffisante pour augmenter la tension des réseaux. Il existe en effet d'autres moyens de limitation de ces courants de court-circuit.

Il a été indiqué que, aux niveaux de tension de 1 200 à 1 500 kV, les disjoncteurs pourraient avoir à couper des courants de court-circuit atteignant jusqu'à présent 80 kA. Cela entraîne que les matériels des postes devront supporter des pointes de courant de l'ordre de 200 kA.

2.2. Projets actuels.

La plupart des pays disposant actuellement d'un échelon de tension supérieur ou égal à 400 kV envisagent l'introduction d'au moins un échelon de tension supérieur à 500 kV pour les années 1980-1990.

The requirements experienced by the various countries appear to be fairly directly related to the size of those countries. Thus, in the United States, Canada, Australia or USSR all the above-mentioned functions would appear to be utilised. On the other hand in European countries and in Japan it is considered that the UHV systems will be necessary for transmitting heavy loads over short distances.

According to the replies to a questionnaire sent to various countries, it appears that the loads that it will be necessary to transmit from now to the end of the century will be in the range of loads given in the following tables.

Some indications given for a particular scheme mention larger power transmitted over long distances.

In addition it should be noted that the effect of the location of production will greatly influence the structure of the power systems and on their voltages.

The reasons most frequently given for changing the voltages of present systems to a higher voltage are as follows :

- reduction of transmission cost,
- reduction in right-of-way costs,
- geographical concentration of generating plant.

The control of short-circuit levels does not appear to most experts as a sufficient reason for increasing the system voltage. There are in fact other means of limiting these short-circuit levels.

It has been pointed out that at voltage levels of 1,200 to 1,500 kV, the circuit-breakers may have to interrupt fault currents of up to say 90 kA. That means that installations of the substations have to withstand peak currents in the range of 200 kA.

2.2. Present projects.

The majority of countries having at the present time a voltage level of 400 kV or above are considering the introduction of at least one voltage level above 500 kV in the years 1980 to 1990.

Aux Etats-Unis et au Canada on songe à une tension de 1 000 ou 1 200 kV. Les pays de l'Europe du Centre et de l'Ouest n'ont pas encore fixé leur choix entre 765 kV et une tension qui serait de l'ordre de 1 000 à 1 200 kV. En URSS on étudie des lignes à 1 200 kV.

In the U.S.A. and Canada a voltage of 1,000 or 1,200 kV is being considered. Western and Central European countries have not fixed their choice yet between 765 kV and a voltage which would be of the order of 1,000 to 1,200 kV. USSR is planning 1,200 kV.

2.3. Niveaux de tension nécessaires.

D'après ce qui a été publié dans la littérature technique on peut estimer l'ordre de grandeur de la capacité des lignes comme il est indiqué dans le tableau suivant où les différentes tensions ont été choisies arbitrairement :

2.3. Voltage levels necessary.

According to what has been published in the technical Press, the order of magnitude of the capacity of lines can be estimated as shown in the following table where the various voltages have been selected arbitrarily :

TABLEAU 2.2 — TABLE 2.2

Capacité de transport en fonction de la tension.

Transmission capacity as a function of voltage.

Tension de transport en kV <i>Transmission voltage in kV</i>	Capacité de transport d'une ligne simple en MW <i>Transmission capacity of a single circuit line in MW</i>
765	2 500 à 3 000 <i>to</i>
1 100	4 000 à 6 500 <i>to</i>
1 300	7 000 à 10 000 <i>to</i>
1 500	9 000 à 14 000 <i>to</i>

La comparaison des tableaux 2.1 et 2.2 met en évidence l'intérêt de passer à des tensions élevées. Plusieurs circuits peuvent même être nécessaires pour faire face aux besoins de transport le long de certains axes et cela permet d'accroître la sécurité du transport. Il faut cependant noter une tendance à l'utilisation de conducteurs de plus forte section, ce qui, à niveau de tension constant, augmente dans une proportion semblable la capacité de transport d'une ligne.

Comparison of Tables 2.1 and 2.2 shows the advantage of changing to high voltages, several circuits may even be necessary to meet the requirements of transmission on certain routes and this will increase the security of transmission. A tendency appears towards using conductors of a larger diameter, which, at the same voltage level increase the transmission capacity of a line proportionally.

3. — PROBLÈMES TECHNIQUES

Les problèmes techniques mentionnés dans la lettre de M. Ailleret du 20 juillet 1969 et certains autres mis en lumière au cours des discussions du Groupe Ad Hoc, ont été tirés au clair et discutés avec soin par les Comités d'Etudes. Pour certains de ces problèmes des solutions ont pu être trouvées, mais certains autres nécessitent quelques études supplémentaires. L'opinion du Groupe Ad Hoc est cependant que, dans le domaine de tensions considéré, aucun problème technique n'est d'une nature telle qu'il ne puisse être résolu, mais d'importants travaux de recherches sont encore nécessaires.

3. — TECHNICAL PROBLEMS

The technical problems mentioned in M. Ailleret's letter of 20th July 1969 and certain others brought to light in the course of discussions in the Ad Hoc Group, have been clarified and thoroughly discussed by the Study Committees. In the case of some of these problems it has been possible to find solutions, but others require a number of additional studies. The opinion of the Ad Hoc Group is, however, that in the range of voltages considered, no technical problem is of such a nature that it cannot be solved, but considerable research work is still needed.

3.1. Surtensions et isolation.

3.1.1. Les surtensions et leur limitation.

La détermination du niveau d'isolement se fait sur la base de la tension la plus élevée pour le matériel U_m et dans les réseaux à UHT cette tension est identique à la tension la plus élevée du réseau. Les surtensions à considérer dans le calcul du niveau d'isolement sont alors :

- les surtensions temporaires,
- les surtensions de manœuvre,
- les surtensions de foudre.

Les surtensions temporaires déterminent les caractéristiques des parafoudres. Elles ont une fréquence d'oscillation relativement basse et une longue durée et elles sont provoquées soit par une manœuvre ou un défaut dans le réseau, ou encore elles peuvent être dues à des oscillations harmoniques (harmoniques supérieurs ou sous harmoniques).

Il est indispensable dans les réseaux à UHT que les surtensions temporaires soient limitées en amplitude et en durée à des valeurs jugées acceptables, et l'on a supposé dans ce rapport qu'il en était bien ainsi. Les moyens pour le faire sont connus. Les surtensions temporaires sont l'élément déterminant dans le choix des parafoudres.

Les parafoudres modernes peuvent être conçus de telle façon qu'ils peuvent supporter une tension à fréquence industrielle supérieure à leur tension nominale pendant une durée limitée, soit environ 0,1 seconde, et même supporter de telles tensions un certain nombre de fois au cours de leur vie.

Les tableaux 3.2 et 3.3 donnent à la ligne 4 la surtension temporaire qui peut être considérée comme réaliste pour les réseaux UHT, en tenant compte des diverses causes possibles. Parmi ces surtensions, la surtension à fréquence industrielle apparaissant sur les phases saines pendant un défaut phase-terre est d'importance majeure. Sa valeur relative (en pour un) coïncide avec le facteur de défaut à la terre qui a été choisi, comme il est précisé dans les tableaux 3.2 et 3.3 à la ligne 5, égal à 1,3 (valeur qui correspond à 0,75 pour le coefficient de mise à la terre). Il apparaît très important de poursuivre les études sur les possibilités de nouvelles réductions des surtensions temporaires.

Il est bien connu désormais que le niveau d'isolement d'un réseau UHT est déterminé par les surtensions de manœuvre. Le réenclenchement des lignes est la manœuvre la plus critiquée en ce qui concerne la coordination de l'isolement.

Note. Des valeurs élevées des surtensions temporaires peuvent provoquer des surtensions de manœuvre de valeur totale très élevée, car elles sont alors la somme de la surtension temporaire et d'une composante transitoire (de manœuvre).

Pour les réseaux futurs à UHT, une réduction des surtensions de manœuvre à des valeurs inférieures à 2 p.u. est indispensable et pour les échelons de tension les plus élevés une valeur de 1,5 ou même inférieure est souhaitable.

3.1. Overvoltages and insulation.

3.1.1. Overvoltages and their limitation.

Determination of the insulation level is carried out on the basis of the highest voltage for the equipment U_m and in UHV-systems this voltage is identical with the highest system voltage. The overvoltages to be considered in calculating the insulation level are therefore :

- *temporary overvoltages,*
- *switching overvoltages,*
- *lightning overvoltages.*

The temporary overvoltages govern the characteristics of the surge diverters. They have a relatively low frequency of oscillation and a long duration, and they are caused either by a switching operation or a fault on the system, or they are due to harmonic, higher harmonic or subharmonic oscillations.

In UHV systems it is mandatory and it is assumed in this report that the temporary overvoltages be limited in amplitude and duration to values which are considered acceptable. Means of doing this are known. Temporary overvoltages are the governing factor in the choice of surge diverters.

Modern surge diverters can be designed in such a way that they can withstand a voltage at system frequency higher than their rated voltage for a limited period, say about 0,1 second, and even reseal again such voltages a certain number of times in the course of their life.

Tables 3.2. and 3.3. show in line 4 the temporary overvoltage which can be considered as realistic for the UHV systems, taking into account various possible causes. Among these overvoltages, the overvoltage at system frequency appearing on the sound phases during a phase-to-earth fault is of major importance. Its relative value (per unit) coincides with the earth fault factor which was chosen, as is stated in table 3.2. and table 3.3. on line 5, equal to 1.3. (a value which corresponds to 0.75 for the factor of earthing). Additional studies on possibilities for further reduction of the temporary overvoltages are of the utmost importance.

It is well-known now that the insulation level of a UHV system is determined by the switching overvoltages. The reclosing of lines is the most critical operation as regards insulation co-ordination.

High figures of the temporary overvoltages would involve high total switching overvoltages, the latter ones being the sum of the temporary overvoltages and a switching transient component.

In the case of future UHV systems, a reduction of switching overvoltages to values below 2 p.u. is mandatory and for higher voltage levels a value of 1.5 or even lower is desirable.

Dans les tableaux 3.2 à 3.4 une réduction progressive des valeurs en pour un des surtensions a été opérée pour les valeurs les plus élevées de U_m . Des études récentes semblent montrer que l'utilisation pour $U_m = 1\ 100$ et $1\ 300$ kV de valeurs aussi réduites que pour $1\ 500$ kV auraient pu être justifiées.

Les moyens à mettre en œuvre pour réduire les surtensions de manœuvre peuvent être classés en deux catégories :

- La première comprend la conception des disjoncteurs, ceux-ci pouvant être équipés avec une ou deux résistances d'enclenchement ou avec un dispositif d'enclenchement synchronisé, ou avec un dispositif de réduction des décalages relatifs des pôles.
- La seconde catégorie de moyens de réduction des surtensions comprend la compensation des lignes, les dispositifs d'écoulement des charges des lignes et les dispositifs d'amortissement des oscillations du système ligne-réactance.

Une étude de l'influence de ces différents moyens sur la valeur maximale des surtensions aboutit aux résultats comparatifs du tableau 3.1.

In tables 3.2. to 3.4. a successive reduction of the p.u. values towards the higher U_m values was assumed. Recent developments seem to indicate that also the use of the same values for 1,100 kV and 1,300 kV as used for 1,500 kV would have been justified.

The means to be used to reduce the switching overvoltages can be divided into two categories :

- *The first comprises the design of circuit-breakers, which can be fitted with one or two closing resistors or with a synchronised reclosing device, or with a device for reducing the pole spread.*
- *The second category of means for reducing overvoltages includes compensation, means for avoiding trapped charges on the lines and devices for damping the oscillations of the line-reactor system.*

A study of the influence of these various means on the maximum switching overvoltages concludes with the comparative results given in Table 3.1.

TABLEAU 3.1 — TABLE 3.1

Efficacités comparées des moyens de réduction des surtensions de manœuvre.
Comparative efficiency of the means used for reducing switching overvoltages.

Moyen de réduction des surtensions de manœuvre <i>Method of reducing switching overvoltages</i>	Surtension de manœuvre maximale <i>Maximum overvoltage</i>
Aucun moyen <i>No means</i>	3,5 p.u. ou plus <i>3.5 p.u. or more</i>
Une résistance simple d'enclenchement <i>A single closing resistor</i>	2,3 p.u. à 1,5 p.u. (si ligne compensée) <i>2.3 p.u. to 1.5 p.u. (if the line is compensated)</i>
Résistances multiples d'enclenchement ou enclenchement synchronisé ou résistance unique avec synchronisation approximative <i>Multiple closing resistors or synchronised closing or single resistor with approximate synchronisation</i>	1,5 p.u. ou moins (si ligne compensée) <i>1.5 p.u. or less (if the line is compensated)</i>
Avec dispositif d'écoulement des charges de la ligne, mais aucun autre moyen <i>With a device for discharging trapped charges on the line but no other means</i>	2,8 p.u. à 2,0 p.u. <i>2.8 p.u. to 2.0 p.u.</i>
Avec dispositif d'écoulement des charges, ligne avec compensation shunt appropriée, résistance simple d'enclenchement, et réduction de la dispersion des instants d'enclenchement <i>With a device for discharging trapped charges, line with suitable shunt compensation, single closing resistance and reduction of the dispersion of the closing times</i>	1,5 p.u. <i>1.5 p.u.</i>

Il faut rappeler que les dispositifs dont on équipe les disjoncteurs pour réduire les amplitudes des surtensions, réduisent aussi l'écart-type de la distribution statistique de ces surtensions et allongent la durée de front des surtensions.

It must be remembered that the devices fitted to circuit-breakers to reduce the amplitude of overvoltages, also reduce the standard deviation of the statistical distribution of these overvoltages and increase the front time of the overvoltages.

L'amorçage d'un défaut et son élimination peuvent provoquer dans certains cas particuliers des surtensions comparables à celles provoquées par la manœuvre d'un disjoncteur.

Ces surtensions peuvent prendre plus d'importance lorsque l'on a réduit fortement les valeurs maximales des surtensions de manœuvre. Certains auteurs estiment que l'amorçage d'un défaut phase-terre peut provoquer des surtensions sur les phases saines supérieures à 1,5 p.u. De telles surtensions semblent cependant n'apparaître qu'en ligne. Les surtensions entre phases sont généralement plus fortes que les surtensions phase-terre correspondantes. Le rapport entre ces surtensions croît lorsque la composante homopolaire décroît. On a admis des rapports compris entre 1,6 et 1,8 respectivement pour les réseaux à 765 kV et 1 500 kV (voir tableau 3.2).

Les surtensions de foudre ne sont pas le facteur déterminant en ce qui concerne l'isolement des lignes UHT. Cependant elles ne peuvent pas être négligées et les moyens de protection contre les coups de foudre directs tels que les câbles de garde seront nécessaires même dans les réseaux à 1 500 kV.

Pour les réseaux à UHT comme pour les réseaux de tension inférieure, on est amené à étudier l'un après l'autre l'isolement des matériels protégés par parafoudre et celui des matériels non protégés. Les parafoudres sont destinés à protéger l'isolement non auto-régénératrice; ils ont le rôle d'un appareil de protection, et de ce fait, il faut s'assurer qu'ils ne seront pas détruits. En conséquence leur tension nominale doit être choisie en tenant compte du facteur de défaut à la terre ou de toute surtension temporaire qui peut être considérée comme pratiquement la plus élevée qui puisse apparaître.

La protection par parafoudre peut alors se calculer selon l'un ou l'autre de deux types de raisonnement, et cela peut conduire à des niveaux différents de protection contre les diverses surtensions.

Le premier type de raisonnement prend pour base une tension nominale du parafoudre égale à la tension à la fréquence industrielle apparaissant lors d'un défaut phase-terre. Le niveau de protection est basé sur les caractéristiques des parafoudres modernes à 765 kV en tenant compte des progrès futurs de la technique.

Le second type de raisonnement prend pour base de départ de la recherche du niveau de protection aux surtensions les valeurs relatives (en p.u.) des surtensions temporaires qui sont susceptibles de se maintenir dans le réseau pendant un temps supérieur à 0,1 seconde. De telles surtensions pourraient détruire le parafoudre; il faut donc que leur amplitude reste inférieure à la tension minimale d'amorçage du parafoudre. En tenant compte de la dispersion des tensions d'amorçage d'un parafoudre, de la dispersion entre différents parafoudres et de l'influence de vieillissement et de la pollution, on a choisi une marge de 30 p. cent entre les surtensions temporaires en question et le niveau de protection aux surtensions du parafoudre.

En tenant compte des marges de sécurité nécessaires et des écarts inévitables entre les caracté-

In certain cases a fault and its clearance can cause overvoltages comparable to those resulting from the operation of a circuit-breaker.

These overvoltages become more important when the maximum values of switching overvoltages are greatly reduced. Some authors consider that a phase-to-earth fault can cause overvoltages on the sound phases greater than 1.5 p.u. Such overvoltages however seem only to occur on the line. The overvoltages between phases are generally greater than the corresponding phase to earth overvoltages. The ratio between these overvoltages increases when the phase-to-ground component decreases. Ratios between 1.6 and 1.8 have been anticipated for systems at 765 kV and 1,500 kV respectively (see table 3.2.).

The lightning overvoltages are not the determining factor as regards the insulation of UHV lines. However, they cannot be neglected and protective means against direct lightning strokes such as earth wires will be necessary even in systems at 1,500 kV.

For the UHV systems, as in the case of systems at lower voltage, two kinds of equipment must be treated, i.e. equipment protected by surge diverters and nonprotected equipment. Surge diverters are intended to protect non-self restoring insulation; they have the character of a safety device and therefore one has to make sure that they will not be destroyed. Consequently their rating has to be based on the earth fault factor or on any temporary overvoltages that can realistically be considered as the highest possible one to occur.

The protection by surge diverters can therefore be calculated according to two types of reasoning, and that can lead to different protection levels against various overvoltages.

The first type of reasoning takes as a basis a surge diverter rating equal to the power frequency voltage appearing in the event of a phase-to-earth fault. The impulse protective level is based on the properties of the modern surge diverter designs for 765 kV, and taking the future development in the art into account.

The second type of reasoning takes as a basis for the selection of the impulse protective level the relative values (in p.u.) of the temporary overvoltages which are likely to persist on the system for a time greater than 0.1 second. Such overvoltages may destroy the diverter and therefore their magnitude must be lower than the minimum sparkover voltage of the diverter. Taking into account the scatter of sparkover voltages of one diverter, the scatter between different diverters and the influence of ageing and pollution, a margin of about 30 % was chosen between the temporary overvoltages in question and the switching impulse protective level of the surge diverter.

Allowing for the necessary safety margins and the inevitable differences between the characteristics

ristiques de chacun des parafoudres d'une même série, et aussi de la marge correspondant au vieillissement de ces parafoudres, les tableaux 3.2 et 3.3. ont été établis.

Le tableau 3.2 est établi à partir d'une tension nominale des parafoudres égale à une tension relative à fréquence industrielle de 1,3 sur les phases saines en cas de défaut à la terre.

Le tableau 3.3. est basé sur l'estimation des surtensions temporaires qui peuvent se maintenir plus de 0,1 seconde dans le réseau.

Dans ces tableaux figurent à la fois les niveaux d'isolement à adopter pour les isolations protégées par parafoudre et pour les isolations non protégées. Les hypothèses complémentaires nécessaires sont indiquées dans chacun des tableaux.

Les parafoudres choisis sur les bases ci-dessus ne permettent pas de limiter les surtensions de manœuvre aux niveaux qui seraient souhaitables ou nécessaires pour la protection des isolations auto-régénératrices, c'est-à-dire en général des isolations externes. Cependant on peut obtenir des valeurs réduites pour les surtensions de manœuvre en mettant en œuvre certains moyens dans les disjoncteurs et dans le réseau ainsi qu'on l'a mentionné dans le tableau 3.1., c'est-à-dire en modifiant les phénomènes qui sont à l'origine des surtensions de manœuvre. Ces niveaux indiqués sur la ligne 6 des tableaux 3.2 et 2.3 ne peuvent pas, dans les réseaux UHT, être obtenus par l'action des parafoudres parce que ceux-ci ne peuvent pas limiter les surtensions à des niveaux inférieurs à ceux indiqués sur la ligne 10. Pour obtenir les niveaux réduits de la ligne 6, il faut alors maintenir les surtensions à fréquence industrielle dans le réseau intéressé à des valeurs d'environ 1,1 p.u comme indiqué au paragraphe 5.3.

Pour les isolations non protégées le niveau d'isolement choisi comprend un facteur de sécurité de 1,1 à 1,2 pour l'isolation phase-terre. Ce facteur de sécurité correspond pour un pylône de la ligne à un risque d'amorçage de l'ordre de 10^{-3} à 10^{-4} .

Les tableaux donnent aussi les niveaux d'isolement entre phases à adopter pour les isolations. Ils sont déduits des surtensions de manœuvre entre phases.

Toutes les valeurs de niveau de tenue aux surtensions qui figurent dans les tableaux ont été prises dans la liste des valeurs normalisées de la CEI. Il en résulte que les mêmes niveaux de tenue ont été obtenus dans les tableaux 3.2. et 3.3. Il faut mentionner cependant que les marges de sécurité pour les isolations protégées par parafoudre sont différentes dans les 2 tableaux.

3.1.2. Isolement des lignes.

Les distances d'isolation dans l'air des lignes sont calculées d'après la tenue aux surtensions de ces distances dans l'air aux différents types d'ondes

of each of the surge diverters of the same series, and also the margin corresponding to the ageing of surge diverters, the tables 3.2. and 3.3. have been drawn up.

Table 3.2. has been prepared based on rated voltage of surge diverters equal to a power frequency voltage of 1.3 on the sound phases in the event of an earth fault.

Table 3.3. is based on an estimate of the temporary overvoltages which can persist for more than 0.1 second on the system.

These tables show both the insulation levels to be adopted for insulation protected by surge diverters and for non protected insulation. The protected insulation levels are given for the two reasonings mentioned above under assumptions shown in the tables.

Surge diverters, selected on the basis mentioned above, do not allow to limit switching overvoltages to levels desirable or necessary for the protection of self restoring insulation, i.e. generally external insulation. Reduced magnitudes of switching overvoltages can be obtained however by applying means on circuit-breakers and on the systems as mentioned in table 3.1, i.e. by influencing the phenomena that are the cause of occurrence of such switching overvoltages. These levels, as mentioned on line 6 of the tables 3.2 and 3.3, cannot in UHV systems be obtained using surge diverters because the surge diverters cannot limit the overvoltages to values lower than those given on line 10. To achieve the reduced values of line 6 therefore the power frequency overvoltages on the system concerned have to be kept down to values of about 1.1. as mentioned in paragraph 5.3.

For the nonprotected insulations the insulation level chosen includes statistical safety factor of 1.1. to 1.2. in the case of phase to earth insulation. This safety factor gives for one tower a risk of failure of the order of 10^{-3} to 10^{-4} .

The tables also give the insulation levels between phases to be adopted for insulation. They are deduced from phase-to-phase switching overvoltages.

All the values of the impulse withstand levels given in the tables have been taken from the IEC list of standard values. The result is that the same withstand levels have been obtained in tables 3.2. and 3.3. However, it should be mentioned that the safety margins for insulation protected by surge diverters are different in the two tables.

3.1.2. Line insulation.

The basis for the evaluation of the insulation distances in air for lines is the insulation level and the withstand voltage in air of various types of surges.

TABLEAU 3.2 — TABLE 3.2

Surtensions et niveaux d'isolement (alternative A).

Overvoltages and insulation levels (alternative A).

1. Tension la plus élevée pour le matériel (tension efficace entre phases) : U_m The highest voltage for equipment (r.m.s. voltage between phases) : U_m	kV	765	1 100	1 300	1 500
2. Tension de référence pour les valeurs en p.u. des surtensions : $U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ Reference voltage for the p.u. values of overvoltages : $U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$	kV	625	900	1 060	1 225
3. Tension efficace à fréquence industrielle phase-terre : $U_m/\sqrt{3}$ Phase to earth r.m.s. voltage at system frequency : $U_m/\sqrt{3}$	kV	440	635	750	865
4. Surtension temporaire phase-terre : Phase to earth temporary overvoltages :	p.u.	1,50	1,45	1,40	1,35
5. Facteur de défaut à la terre : Earth fault factor	p.u.	1,30	1,30	1,30	1,30
6. Surtension de manœuvre phase-terre Phase to earth switching overvoltage	p.u.	1,90	1,70	1,60	1,50
7. Surtension de manœuvre entre phases : Phase to phase switching overvoltage :	p.u.	3,00	2,90	2,80	2,70
8. Tension nominale du parafoudre : en p.u. des valeurs de la ligne 3 et en kV Rated voltage of the surge diverter : in p.u. of the values in line 3 and in kV	p.u. kV	1,30 576	1,30 828	1,30 972	1,30 1 128
9. Niveau de protection du parafoudre aux surtensions de foudre : Protection level of the surge diverter to lightning overvoltages :	kV	1 250	1 730	2 030	2 360
10. Niveau de protection du parafoudre aux surtensions de manœuvre Protection level of the surge diverter to switching overvoltages	p.u. kV	1,82 1 135	1,74 1 570	1,74 1 850	1,7 2 140
11. Tension de tenue aux surtensions de foudre des appareils protégés Withstand voltage to lightning overvoltages of the protected equipment "Marge de sécurité" (par rapport au niveau indiqué ligne 9) "Safety margin" (in relation to the level shown on line 9)	kV p.u.	1 550 1 675 (1,24) (1,34)	2 100 2 250 (1,21) (1,30)	2 400 2 550 (1,18) (1,26)	2 700 2 900 (1,15) (1,23)
12. Tension de tenue aux surtensions de manœuvre des appareils protégés Withstand voltage to switching overvoltages of the protected equipment "Marge de sécurité" (par rapport au niveau indiqué ligne 10) "Safety margin" (in relation to the level shown on line 10)	kV p.u.	1 300 1 425 (1,15) (1,26)	1 800 1 950 (1,15) (1,24)	2 100 2 250 (1,13) (1,22)	2 400 2 550 (1,12) (1,19)
13. Tension de tenue aux surtensions de manœuvre des appareils non protégés Withstand voltage to switching overvoltages of unprotected equipment "Marge de sécurité" (par rapport aux surtensions indiquées ligne 6) "Safety margin" (in relation to the overvoltages shown on line 6)	kV p.u.	1 300 1 425 (1,10) (1,20)	1 675 1 800 (1,09) (1,17)	1 800 1 950 (1,06) (1,15)	1 950 2 100 (1,06) (1,14)
14. Tension de tenue aux surtensions de manœuvre entre phase Withstand voltage to switching overvoltages between phases "Marge de sécurité" (par rapport aux surtensions indiquées ligne 7*) "Safety margin" (in relation to the overvoltages shown on line 7*)	kV p.u.	2 400 2 550 (1,28) (1,36)	3 300 3 500 (1,26) (1,34)	3 700 3 900 (1,25) (1,32)	4 150 4 400 (1,26) (1,34)

* Compte tenu de ce qu'un coefficient voisin de 1,1 est à appliquer aux valeurs de la ligne 7 du fait de la non-simultanéité possible entre les valeurs maximales des surtensions phase-terre et des surtensions entre phases.

* Allowing for the fact that a coefficient in the neighbourhood of 1.1 has to be applied to the figures in Line 7 due to possible non-coincidence between the maximum phase to earth overvoltages and the phase-to-phase overvoltages.

TABLEAU 3.3 — TABLE 3.3

Surtensions et niveaux d'isolement (alternative B).
Overvoltages and insulation levels (alternative B)

1. Tension la plus élevée pour le matériel ; valeur efficace entre phases U_m The highest voltage for equipment (r.m.s. voltage between phases) : U_m	kV	765	1 100	1 300	1 500
2. Tension de référence pour les valeurs en p.u. des surtensions : $U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ Référence voltage for the p.u. values of overvoltages $U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$	kV	625	900	1 060	1 225
3. Tension à fréquence industrielle phase-terre (valeur efficace) $U_m/\sqrt{3}$ Phase to earth r.m.s. voltage at system frequency $U_m/\sqrt{3}$	kV	440	635	750	865
4. Surtensions temporaires phase-terre Phase to earth temporary overvoltages	p.u.	1,50	1,45	1,40	1,35
5. Facteur de défaut à la terre Earth fault factor	p.u.	1,30	1,30	1,30	1,30
6. Surtensions de manœuvre phase-terre Phase to earth switching overvoltage	p.u.	1,90	1,70	1,60	1,50
7. Surtensions de manœuvre entre phases Phase to phase switching overvoltage	p.u.	3,00	2,90	2,80	2,70
8. Tension nominale du parafoudre Rated voltage of the surge diverter					
9. Niveau de protection du parafoudre aux ondes de foudre Protection level of the surge diverter to lightning overvoltages	kV	1 220	1 700	1 930	2 150
10. Niveau de protection du parafoudre aux ondes de manœuvre Protection level of the surge diverter to switching overvoltages	p.u. kV	1,95 1 220	1,89 1 700	1,82 1 930	1,76 2 150
11. Tension de tenue aux surtensions de foudre des appareils protégés Withstand voltage to lightning overvoltages of the protected equipment "Marge de sécurité" (par rapport aux tensions indiquées ligne 9) "Safety margin" (in relation to the level shown on line 9)	kV p.u.	1 550 1 675 (1,27) (1,37)	2 100 2 250 (1,24) (1,32)	2 400 2 550 (1,24) (1,32)	2 700 2 900 (1,26) (1,35)
12. Tension de tenue aux surtensions de manœuvre des appareils protégés Withstand voltage to switching overvoltages of the protected equipment "marge de sécurité" (par rapport aux tensions indiquées ligne 10) "Safety margin" (in relation to the level shown on line 10)	kV p.u.	1 300 1 425 (1,07) (1,17)	1 800 1 950 (1,06) (1,15)	2 100 2 250 (1,09) (1,17)	2 400 2 550 (1,12) (1,19)
13. Tension de tenue aux surtensions de manœuvre des appareils non protégés Withstand voltage to switching overvoltages of unprotected equipment "Marge de sécurité" (par rapport aux surtensions indiquées ligne 6) "Safety margin" (in relation to the overvoltages shown on line 6)	kV p.u.	1 300 1 425 (1,10) (1,20)	1 675 1 800 (1,09) (1,17)	1 800 1 950 (1,06) (1,15)	1 950 2 100 (1,06) (1,14)
14. Tension de tenue des appareils aux surtensions entre phases Withstand voltage to switching overvoltages between phases "Marge de sécurité" (par rapport aux surtensions indiquées ligne 7)* "Safety margin" (in relation to the overvoltages shown on line 7*)	kV p.u.	2 400 2 550 (1,28) (1,36)	3 300 3 500 (1,26) (1,34)	3 700 3 900 (1,25) (1,32)	4 150 4 400 (1,26) (1,34)

* En tenant compte d'un coefficient d'environ 1,1 par rapport aux valeurs de la ligne 7 nécessaire du fait de la non simultanéité possible entre les valeurs maximales entre phase et terre et entre phases.

* Allowing for the fact that a coefficient in the neighbourhood of 1.1 has to be applied to the figures in line 7 due to possible non-coincidence between the maximum phase to earth overvoltages and the phase to phase overvoltages.

de surtension. Les niveaux d'isolement des appareils non protégés ont été indiqués dans les tableaux 3.2. et 3.3.

La tenue diélectrique d'une isolation dans l'air soumise à des surtensions de manœuvre dépend de la configuration des électrodes et des masses environnantes ainsi que de la durée de front. Elle n'est pas proportionnelle à la plus courte distance entre électrodes. La tenue diélectrique des distances dans l'air soumise à des surtensions de manœuvre est cependant assez bien connue pour des distances allant jusqu'à 20 mètres. La figure 1 donne par

The insulation levels of nonprotected equipment have been given in tables 3.2. and 3.3.

The relative dielectric strength of air insulation subjected to switching overvoltages depends on the electrode configuration, front duration and gap length. It is not proportional to the distance between electrodes. The dielectric strength of clearances in air subjected to switching overvoltages is fairly well-known for clearance up to 20 metres. Figure 1 gives for example the relationship between 50 % switching impulse sparkover and clearance with a

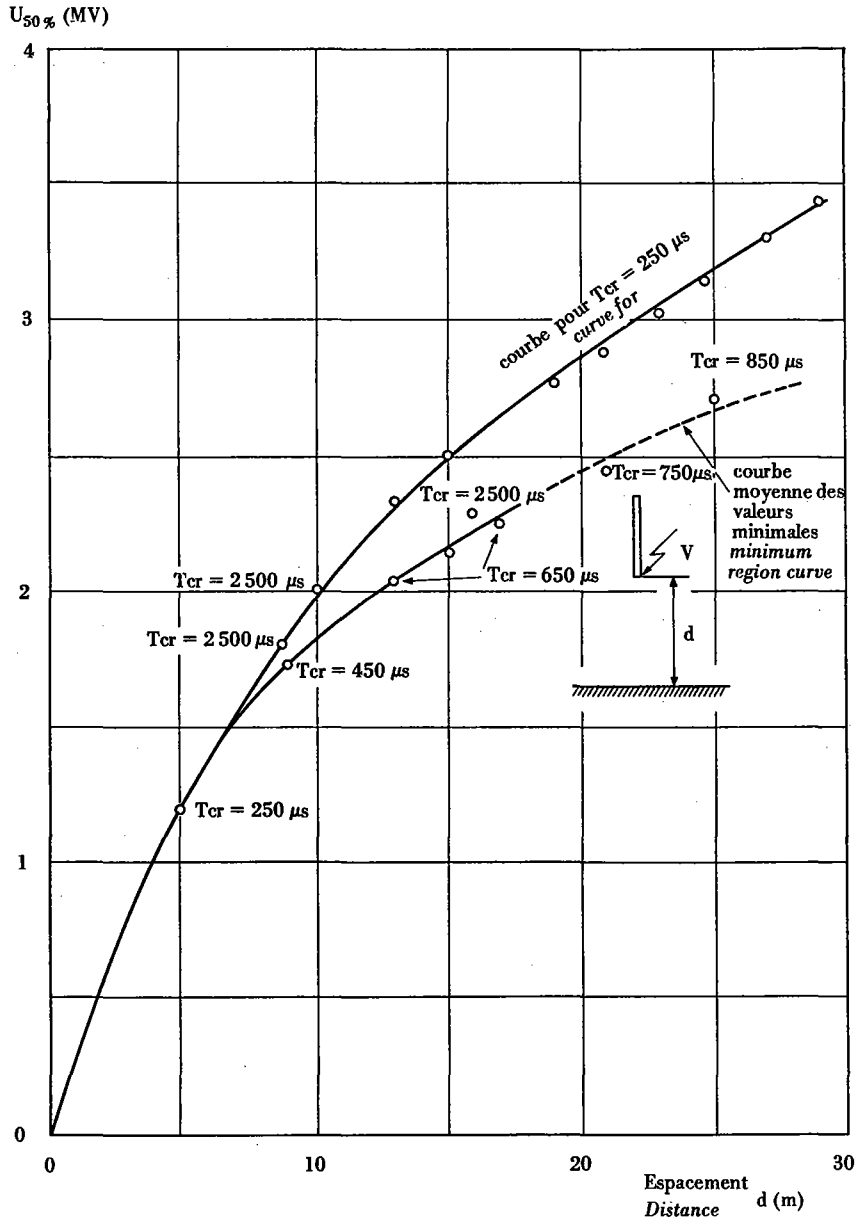


FIG. 1.

Tension d'amorçage 50 % pour une impulsion de manœuvre positive appliquée entre électrodes pointe-plan, en fonction de la distance entre pointe et plan pour des impulsions de durée de front 250 μs et pour des impulsions de durée de front correspondant à la tenue minimale.

Note : Trois points obtenus avec $T_{cr} = 2500 \mu s$ sont indiqués pour comparaison.

50 % positive switching impulse sparkover voltages of a rod-plane configuration as a function of distance for 250 μs time to crest and for times to crest corresponding to the minimum values.

Note : Three points obtained with $T_{cr} = 2500 \mu s$ are shown for comparison.

exemple la relation entre la tension de claquage 50 % aux surtensions de manœuvre et la distance avec la configuration pointe-plan et des ondes de temps à la crête de 250 μ s ce qui correspond à la tenue la plus faible.

D'après les essais effectués dans différents laboratoires répartis dans le monde entier, on a pu établir le tableau 3.4. qui donne les distances minimales à la masse et entre phases à respecter.

Ces distances ont été calculées de la façon suivante. On a supposé que l'écart type de la distribution statistique des amorçages dans l'air était

rod-plane configuration for 250 μ sec time to crest and for times to crest corresponding to the minimum values.

From tests carried out in various laboratories all over the world, it has been possible to prepare table 3.4. which gives the minimum clearances to earth and between phases.

These clearances have been determined in the following way. It is assumed that the standard deviation of the statistical distribution of the flashovers

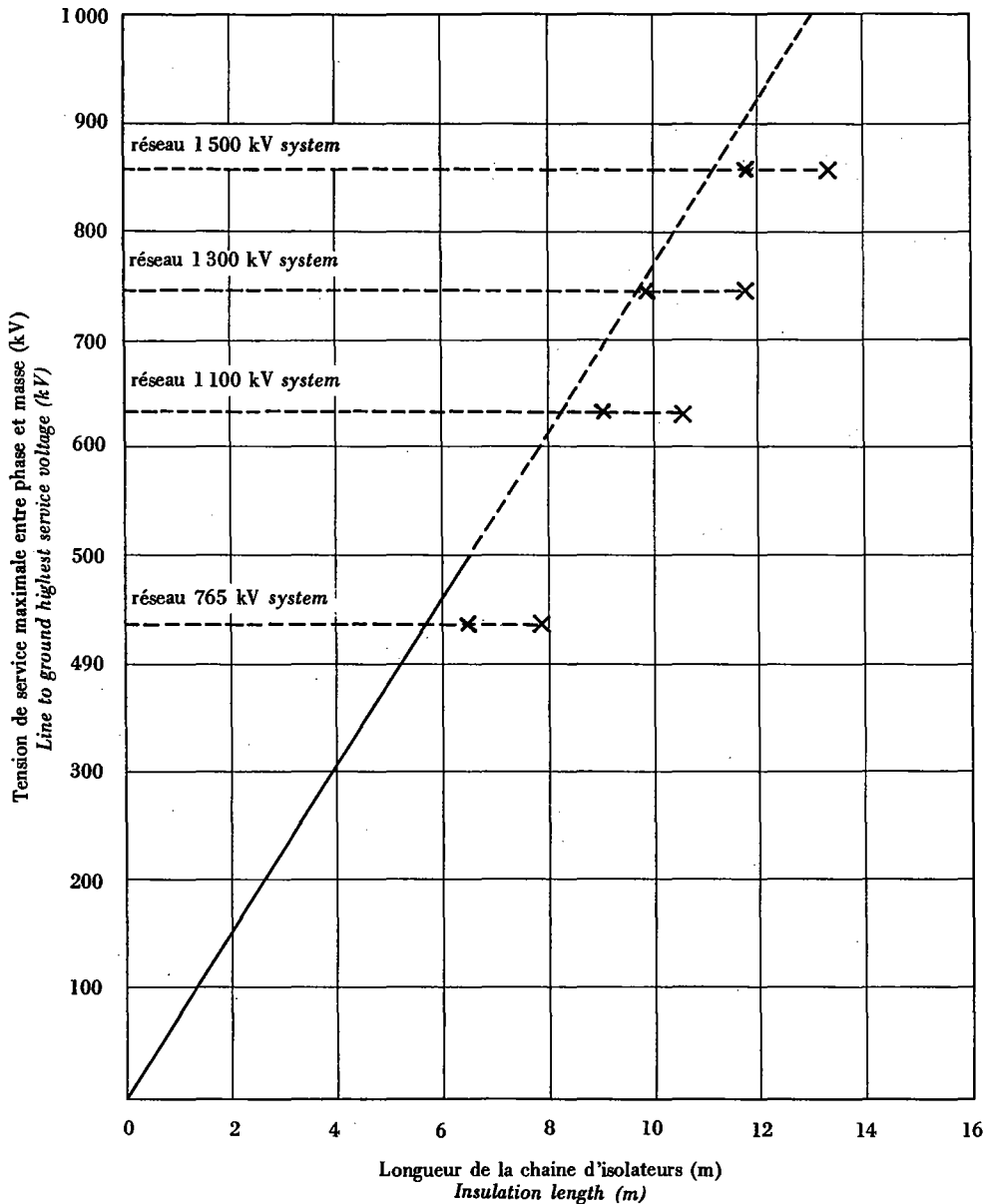


FIG. 2.

Longueur d'une chaîne anti-brouillard verticale nécessaire pour tenir la tension de service (à 50 Hz) maximale entre phase et masse, avec une sévérité de pollution moyennement forte.

X Ces points représentent la longueur maximale de chaînes en V qui peuvent être placées dans la fenêtre d'un pylone conçu pour tenir diélectriquement aux surtensions de manœuvre (longueur égale à 1,3 fois les valeurs figurant dans les tableaux 3.2 et 3.3, ligne 15.).

Length of vertical anti-fog insulator strings necessary to withstand maximum line-to-ground service voltage for medium-high pollution severity.

X these points represent the maximum V insulator string length which can be accommodated in a tower window designed to withstand switching surges (length equal to 1.3 times the values of tables 3.2 and 3.3, line 15).

$\sigma = 6\%$ et l'on a considéré, comme il est fait dans la publication CEI 71 (Coordination de l'isolement - 5^e édition 1972) que les tensions de tenue des tableaux 3.2. et 3.3 étaient les tensions de tenue statistique 90 %. On en a déduit les tensions d'amorçage 50 % en divisant par $1/(1 - 1,3 \sigma)$. La tension est de plus, corrigée du « facteur de forme » pour tenir compte de la forme des électrodes de l'intervalle d'éclatement considéré. Des résultats de mesures mentionnés ci-dessus, on a déduit les distances à respecter figurant au tableau 3.4. Seule la courbe inférieure de la figure 1 (courbe moyenne des valeurs minimales) a été utilisée dans ce calcul. La ligne 13 des tableaux 3.2. et 3.3. donne deux valeurs possibles pour la tension de tenue aux surtensions de manœuvre et pour leurs marges de sécurité. Dans le tableau 3.4. on retrouve ces valeurs de tenue, et en plus figurent quelques valeurs plus élevées mises entre parenthèses. Ces dernières correspondent à un risque très faible de claquage du matériel, qui peut parfois être justifié pour l'isolation des postes.

En ce qui concerne la tenue des distances dans l'air aux surtensions de foudre, les expériences ont montré qu'elle continue à croître proportionnellement à la distance dans le domaine des espacements à considérer. La tenue diélectrique des distances dans l'air est plus faible si les surtensions de foudre sont de polarité positive, et elle peut être estimée comme n'étant pas inférieure à 500 kV/m pour la plupart des configurations d'électrodes, étant précisé qu'il s'agit de la tension d'amorçage 50 %.

La détermination de la longueur à imposer aux chaînes d'isolateurs est basée sur la tenue à fréquence industrielle dans les zones de pollution moyenne. On a supposé que l'on faisait usage d'isolateurs anti-brouillard et de chaînes en V. La figure 2 indique les résultats de cette détermination. La tenue sous tension à fréquence industrielle n'est pas parfaitement connue pour les chaînes très longues, mais on a supposé que la proportionnalité entre longueur de chaîne et tension de tenue est encore respectée.

3.1.3. Isolement des postes.

L'isolement des postes devrait, pour conserver l'homogénéité recherchée par la coordination des isolements, être basé aussi sur les distances données dans le tableau 3.4.

Le Comité d'Etudes « Postes » considérant l'ensemble d'un poste comme une zone à protéger du fait de son importance a cependant choisi des valeurs un peu plus élevées compte tenu des conséquences d'un défaut de jeux de barres. Pour les postes de technique ouverte, les distances sont en fait imposées par la sécurité à garantir au personnel chargé de leur exploitation. Il a été jugé prudent de limiter à 10 kV/m le champ en tout point du sol d'un poste soumis à une surtension temporaire, cette valeur correspondant au seuil de sensibilité de l'homme.

in air is $\sigma = 6\%$, and it has been considered, as is done in IEC publication 71 (Insulation Co-ordination — fifth edition 1972) that the withstand voltages of Tables 3.2. and 3.3. are the 90 % statistical withstand voltages. From this the 50 % flashover voltages have been deduced by dividing by $1/(1 - 1,3 \sigma)$. In addition, the voltage is corrected by the "gap factor" to take account of the shape of the electrodes for the clearance considered. From the results of measurements mentioned above the clearances which have to be observed, shown in Table 3.4, have been deduced. Only the lower curve in Fig. 1 (minimum region curve) has been used here. Table 3.2. and 3.3. line 13 gave two values for withstand voltages to switching overvoltages and their safety margin. In table 3.4 these withstand values are shown and in addition some higher values within brackets are given. The latter correspond to a very low risk of failure of the insulation which sometimes might be justified for the substation insulation.

As regards the withstand in air to lightning overvoltages, experiments have shown that it continues to increase in proportion to the distance in the range of clearances to be considered. For positive polarity the dielectric strength of air insulation for lightning overvoltages can be considered as not being less than 500 kV/m at 50 % probability for the majority of electrode configurations.

Determination of the length to be stipulated for insulator strings is based on the withstand at power frequency voltage in areas of medium pollution. It has been assumed that anti-fog insulator V strings would be used. Fig. 2 shows the results of this determination. The withstand at power frequency voltage is not perfectly known in the case of very long insulator strings, but it has been assumed that the proportional relationship between length of string and withstand voltage still holds.

3.1.3. Substation insulation.

To conserve uniformity in insulation co-ordination, substation insulation should also be based on the clearances given in Table 3.4.

The Substations Study Committee accepted however the whole substation as a protected area because of its importance and has selected values slightly higher, taking into account the consequences of a busbar fault. In the case of open air type substations in fact the clearances are governed by the safety to operative staff. It has been considered advisable to limit the field at any point on the ground of a substation even for a temporary overvoltage to 10 kV/m, this value corresponding to the level of sensitivity of man.

TABLEAU 3.4 — TABLE 3.4

Dimensions des isolations dans l'air.

Dimension of air insulation.

1. Tension la plus élevée pour le matériel (valeur efficace entre phases) U_m <i>Highest voltage for the equipment (r.m.s. value between phases) U_m</i>	kV	765	1 100	1 300	1 500
13. Tension de tenue aux surtensions de manœuvre des appareils non protégés (tension crête entre phase et sol) <i>Withstand voltage to switching overvoltages of unprotected equipment (phase to ground crest voltage)</i>	kV	1 300 1 425	1 675 1 800 (1 950)	1 800 1 950 (2 100) (2 250)	1 950 2 100 (2 250) 2 400
15. Distance conducteur-masse (dans la fenêtre d'un pylône) <i>Conductor to frame clearance (in the "window" of a transmission tower)</i>	m	5,0 6,0	7,0 8,0	7,5 9,0	9,0 10
16. Hauteur des isolateurs-soutiens <i>Height for post insulators</i>	m	4,5 5,0	6,0 6,5 (7,0)	6,0 7,0 (8,0) (9,5)	7,0 8,5 (9,0) (10,5)
17. Distance jeu de barres-sol <i>Busbar to ground clearance</i>	m	5,0 6,0	7,0 8,0 (9,0)	7,5 9,0 (10,5) (12)	9,0 10 (12) (14)
14. Tension de tenue aux surtensions de manœuvre entre phases <i>Withstand voltage to switching overvoltages between phases</i>	kV	2 400 2 550	3 300 3 500	3 700 3 900	4 150 4 400
8. Distance entre conducteurs de ligne ou de jeu de barres <i>Distance between line conductors or busbars</i>	m	6,5 7,0	12,5 14	16 18	21 24
3. Tension à fréquence industrielle permanente entre phase et sol <i>Steady state voltage at system frequency between phase and ground</i>	kV	440	635	750	865
19. Longueur d'une chaîne d'isolateurs verticale pour une pollution moyennement forte <i>Length of a vertical insulator string for average pollution</i>	m	5,6	8,3	9,7	11,2

Les distances adoptées figurent dans le tableau 4.2. qui sera discuté plus loin lorsque, au chapitre 4, on précisera le dimensionnement des postes. Il faut mentionner dès maintenant que les essais effectués sur les isolateurs supports soumis à une forte pollution ou même à une pollution moyenne, conduisent à proposer pour ces matériels des dimensions inacceptables. Dans de telles conditions de pollution il sera nécessaire de prévoir des mesures spéciales d'entretien telles que le lavage ou le graissage de ces isolateurs-soutiens.

La technique des postes blindés, isolés à l'hexafluorure de soufre (SF_6) a été appliquée avec succès jusqu'à des tensions de réseau de 500 kV, et cette technique est envisagée pour les postes à UHT. Contrairement à ce qui se passe dans les postes « ouverts », c'est la tension de tenue sous

The clearances adopted are shown in Table 4.2 which will be discussed further on when, in Section 4, the dimensions of the substations will be indicated. It should be mentioned here and now that the tests carried out on post insulators subjected to heavy pollution or even medium pollution, lead to unacceptable dimensions for this equipment. Under such pollution conditions it will be necessary to make special maintenance provisions such as washing or greasing these post insulators.

The technique of metal clad substations, insulated with sulphur hexafluoride (SF_6) has been applied successfully up to system voltages of 500 kV and this technique is being considered for UHV substations. Contrary to what occurs in open-air substations, it is the negative polarity lightning surge which go-

l'impulsion de foudre de polarité négative qui est la plus faible et détermine donc le dimensionnement des postes blindés isolé au SF₆. De plus il apparaît nécessaire de protéger ces postes contre les surtensions de foudre. Par contre l'isolation de ces postes est à l'abri de la pollution.

Avant de passer à d'autres types d'appareils il est utile de faire remarquer que les chiffres donnés ci-dessus, en particulier dans les différents tableaux doivent être considérés comme des indications provisoires qui sont basées sur des résultats encore insuffisamment affermis, et sur diverses suppositions, toujours dans le sens de la sécurité, et il est donc probable que la poursuite des études permettra une réduction des distances indiquées, surtout en ce qui concerne les postes.

3.1.4. Isolement des disjoncteurs, des transformateurs et des réacteurs.

Pour les disjoncteurs l'isolation au sol et entre phases ne soulève pas de problème particulier, et cette isolation est la même que celle des autres appareillages de postes.

L'isolation entre les contacts ouverts d'un disjoncteur ne soulève pas de problème particulier aux UHT, car la distribution de la tension entre les chambres de coupure en série doit être toujours contrôlée afin de garantir le pouvoir de coupure de ces appareils.

L'isolation des transformateurs et des réactances ne pose pas, dans le domaine des UHT, de problème particulier dont la solution ne puisse être obtenue par un développement des recherches. En effet l'isolation dans l'huile est un problème plus simple que l'isolation dans l'air. La seule isolation dans l'air des transformateurs et réactances est celle constituée par les bornes. Bien que l'on aboutisse pour celles-ci à des dimensions très grandes, il n'apparaît pas de problème qui ne soit déjà résolu de façon satisfaisante. D'ailleurs des transformateurs pour essais dans le domaine des UHT ont déjà été construits pour des tensions jusqu'à 1 500 kV et fonctionnent correctement.

3.2. Sécurité des personnes.

3.2.1. Sécurité du personnel des postes.

Le danger que la présence prolongée dans un champ électrique élevé peut faire courir à l'homme n'est pas encore défini, et en particulier la limite maximale du champ supportable sans danger est très controversée.

Certaines sources d'information indiquent qu'un champ de valeur faible, de l'ordre de 5 kV/m est déjà critique, alors que d'autres estiment que des champs de l'ordre de 15 kV/m et même 20 kV/m peuvent être supportés sans danger. Par ailleurs il apparaît que le temps d'exposition au champ électrique est aussi à prendre en compte.

cerns the dimensions of SF₆ insulated, metal-clad substations. It is necessary to protect these substations against lightning overvoltages. On the other hand the insulation of these substations is protected from pollution.

Before passing to other types of equipment it is useful to note that the data given above, particularly in the various Tables are tentative indications which are based on results as yet insufficiently confirmed, and on various assumptions, always with safety in mind. It is therefore probable that continuation of studies will permit a reduction in the clearances indicated, particularly as regards the substations.

3.1.4. Insulation of circuit-breakers, transformers and reactors.

In the case of circuit-breakers insulation from the ground and between phases does not raise any special problem. This insulation is the same as that of the other equipment in the substations.

Insulation between open contacts in a circuit-breaker does not raise any special problem on UHV, because the voltage distribution between the interruption chambers in series must always be controlled in order to guarantee the rupturing capacity of this equipment.

The insulation of transformers and of reactors in the UHV range does not pose any special problem whose solution is not possible by research development. In fact insulation in oil is a more simple problem than insulation in air. The only insulation in air of transformers and reactors is that of the terminals. Although in this case very large dimensions result, no problem arises which has not already been solved satisfactorily. Furthermore, test transformers in the UHV range have already been built for voltages up to 1,500 kV and function correctly.

3.2. Safety of persons.

3.2.1. Safety of substation staff.

The danger that man may encounter as a result of prolonged presence in a high electric field has not yet been defined, and in particular the maximum limit of the field which can be withstood without danger is open to argument.

Some sources of information mention a very low field of the order of 5 kV/m as being already critical, whereas others estimate that fields of 15 kV/m and even 20 kV/m may be endured without danger. Furthermore it appears that exposure time to an electric field also has to be taken into account.

De toutes façons dans les postes UHT du type «ouvert» il sera difficile de respecter l'une ou l'autre des valeurs limites ci-dessus sans mettre en œuvre des mesures appropriées telles que d'interdire l'accès à certaines parties des postes sous tension et donc de ne permettre l'entretien dans ces parties qu'après coupure de la tension. Une autre façon de procéder pourra consister à placer des écrans métalliques pour protéger le personnel occupé à des travaux d'entretien. En ce qui concerne la sécurité les postes blindés présentent un avantage certain.

3.2.2. Sécurité sous les lignes aériennes UHT.

Les effets du champ électrique au-dessous des lignes peuvent être de trois sortes :

- charge par influence des objets passant sous la ligne et en particulier des véhicules avec risque d'étincelle et d'explosion des réservoirs d'essence,
- risque d'amorçage direct au sol à mi-portée,
- risque encouru par un individu passant sous la ligne, ce risque résultant de la combinaison des deux précédents.

Le risque encouru par les véhicules est à considérer essentiellement aux traversées de routes ou de chemins où des moyens peuvent être mis en œuvre localement (augmentation de la hauteur des lignes, écrans au-dessus des routes, etc...).

Le risque d'amorçage direct au sol est réduit par la possibilité d'amorçage aux pylônes voisins dans lesquels les distances sont plus faibles.

Cependant, ces différents risques sont encore très mal connus, aucune étude sérieuse n'ayant été publiée à notre connaissance. Ils peuvent, de plus, prendre un aspect nouveau si l'on adopte les conceptions nouvelles qui ont pu être proposées pour la structure des pylônes.

3.3. Nuisances.

3.3.1. L'effet de couronne.

L'effet de couronne à travers ses différentes manifestations, spécialement les perturbations radio-phoniques et le bruit acoustique est déjà une cause de nuisance aux tensions supérieures à 245 kV. La réduction de ces nuisances par l'emploi de conducteurs en faisceaux s'est avérée très efficace tant à 420 qu'à 765 kV. Au-delà du million de volts l'emploi de faisceaux de 6 ou 8 conducteurs (ou peut-être plus) deviendra nécessaire; il semble ainsi que les difficultés dues aux perturbations radio-phoniques et au bruit acoustique puissent être réduites à des problèmes localisés, donc sans répercussion économique importante. Cependant si la multiplication des conducteurs d'un même faisceau est favorable en ce qui concerne l'effet de couronne, elle complique les problèmes aérodynamiques. Des études complémentaires de longue durée sont donc encore nécessaires.

In any case in UHV open type substations it will be difficult to comply with either of the above limits without employing suitable measures such as to prohibit access to certain parts of substations when live and therefore not to allow maintenance in these parts except after they have been made dead. Another way could consist in placing metal screens to protect staff occupied in maintenance work. With respect to safety there are advantages of metal-clad substations.

3.2.2. Safety under UHV overhead lines.

The effect of the electric field underneath power lines can be of three kinds :

- *a charge due to the effect of objects passing under the line and in particular vehicles with a risk of sparking and explosion of petrol tanks,*
- *the risk of a direct arc-over to the ground at mid-span,*
- *the risk run by an individual passing under the line, this risk being the result of a combination of the foregoing two risks.*

The risk run by vehicles has to be considered essentially at road crossings or crossings of paths where provisions may be made locally (increasing the height of the lines, screens above the roads, etc.).

The risk of a direct flashover to ground is reduced by the possibility of flashover to neighbouring towers where the clearances are smaller.

However, these various risks are still insufficiently understood, no serious study having been published to our knowledge. They may furthermore assume a new aspect of the new concepts recently suggested for tower construction are adopted.

3.3. Nuisance and Interference.

3.3.1. Corona effect.

Corona effect in its various forms, especially radio-interference and audible noise, is already a cause of nuisance at voltages above 245 kV. The reduction of this interference by using bundle conductors has proved very effective both at 400 and 765 kV. Above one million volts, the use of 6 or 8 conductor bundles (or perhaps more) will become necessary and thus it seems that the difficulties due to radio interference and audible noise can be reduced to localised problems, that is to say without any great economic effect. If the increase in the number of conductors of the same bundle is favourable in respect of corona, it makes the aerodynamic problems more complicated. Further long term studies are, however, still necessary.

3.3.2. L'existence de champs électriques.

L'existence de champs électriques sensibles à la surface du sol, au voisinage des lignes UHT, même dans les circonstances où elle ne constitue pas un danger (voir ci-dessus), peut constituer une nuisance dont les répercussions sont encore à préciser.

3.3.3. L'aspect et les dimensions importantes des futures lignes à UHT.

Ils constituent un problème beaucoup plus difficile à résoudre. Le tableau 4.1. donne les ordres de grandeur de ces dimensions.

Dans de nombreux pays, des difficultés importantes sont rencontrées dans la recherche des tracés et l'obtention des droits de passage des lignes aériennes même aux niveaux de tension pourtant déjà largement utilisés.

Dans les zones à forte densité de population, le problème est aigu, et l'opinion publique peut être extrêmement puissante, comme elle l'est dans le cas d'implantation de nouveaux aéroports. Pour y faire face il faut étudier aussi bien la taille que l'aspect des pylônes, celui-ci dépendant de la forme et de la couleur adoptées.

Les représentants de tous les pays, sauf ceux du Canada où les lignes ont été jusqu'ici construites dans des zones à population clairsemée, ont indiqué que la taille ou l'aspect ou les deux à la fois, étaient des facteurs décisifs pour obtenir l'acceptation des nouvelles lignes UHT par le public, et l'un des experts a précisé qu'une limitation réglementaire de la taille était à prévoir dans son pays.

On peut estimer que, quel que soit le type de la ligne à très haute ou ultra haute tension, l'opposition du public se manifesterait. A partir du moment où le seuil de sensibilité du public est dépassé l'opposition croît avec toute augmentation de la tension même si la hauteur des pylônes et le nombre de conducteurs par phase restent limités. Il ne faut pas oublier cependant que le transport de puissances importantes à des tensions plus faibles nécessiterait des corridors plus larges avec plus de lignes, et constituerait donc une dégradation plus forte du paysage.

Des enquêtes menées, on retire l'impression que dans de nombreux pays, la « pollution des paysages » par les structures hautes et la visibilité des importants faisceaux de conducteurs peuvent avoir un poids sensible sur la conception des lignes à UHT. Un problème semblable se pose en ce qui concerne les postes UHT dont les structures devront être larges et de grande hauteur. Il est cependant encore trop tôt pour estimer les possibilités que pourraient offrir des techniques nouvelles telles que les lignes sur supports isolants entre grillages, les conduits sous SF₆, etc...

3.3.2. The existence of appreciable electric fields.

The existence of appreciable electric fields at ground level, near UHV lines, even in circumstances where they do not constitute a danger (see above), may constitute a nuisance, the effects of which still have to be determined.

3.3.3. The appearance and large dimensions of future UHV lines.

They constitute a much more difficult problem to solve. Table 4.1 give the orders of magnitude of these dimensions.

In numerous countries, considerable difficulties have been encountered in trying to find routes and obtain rights-of-way for overhead lines even at voltage levels that are widely used already.

In areas of high population density, the problem is acute and public opinion may be extremely powerful, as it is in the case of the siting of airports. To meet this it is necessary to study both the size and the appearance of towers, the latter depending on the shape and colour adopted.

The representatives of all countries except those of Canada where lines have up till now been built in thinly populated areas, have pointed out that the size or appearance or both were decisive factors in obtaining acceptance of new UHV lines by the public. One of the experts has pointed out that a regulation, limiting size, was expected in his country.

It can be considered that whatever the type of very high or ultra high voltage line the opposition of the public will manifest itself. From the time the level of sensitivity of the public is exceeded the opposition increases with any increase in voltage even if the height of the towers and the number of conductors per phase remain limited. It must be kept in mind that transmission of large block of power at lower voltages will need more rights of ways and constitute larger countryside destruction.

From enquiries the impression is gained that in numerous countries, the "pollution of the countryside" by high structures, and the ability to see large bundles of conductors may have an appreciable effect on the design of UHV lines. A similar problem arises as regards UHV substations where the structures will have to be very wide and very high. However it seems too early to estimate the possibilities of new techniques such as lines on posted insulators between bars, SF₆ insulated filled pipes, etc.

3.4. Problèmes d'exploitation.

Les problèmes d'exploitation nouveaux apparaissant dans les réseaux UHT sont essentiellement des problèmes de fiabilité qui se présentent sous deux aspects différents. Les uns sont des problèmes de fiabilité de certains matériels et les autres des problèmes de fiabilité générale du réseau en cas de perte d'une ligne UHT.

En ce qui concerne la fiabilité des matériels, seuls les disjoncteurs sont en cause car leur fiabilité peut être réduite par rapport à celle des disjoncteurs construits pour les plus hautes tensions actuellement existantes, du fait de l'accroissement du nombre de chambres de coupure en série, et de l'adjonction de dispositifs de réduction des surtensions de manœuvre. En effet pour les autres matériels, tels que les transformateurs, ou les réactances, rien ne peut conduire à penser que leur fiabilité doit différer de celle des matériels de tension juste inférieure.

Comme il a été indiqué ci-dessus, les surtensions de manœuvre devront être limitées, et elles n'auront donc qu'une influence mineure sur la fiabilité des isolations. La conception même des lignes UHT les rendra moins vulnérables aux surtensions atmosphériques que les lignes à très haute tension actuelles, mais les incidents dus à la foudre ne pourront pas être totalement éliminés.

La perte d'une ligne UHT peut amener des perturbations dans le réseau de deux façons, d'abord du fait d'une perte de puissance reçue par les centres de consommation, et ensuite par un risque d'instabilité dynamique du réseau. Ces perturbations ne sont évidemment sensibles que lorsque la ligne UHT transite une fraction importante de la puissance totale du réseau, c'est-à-dire pendant les premières années qui suivent l'introduction d'un nouvel échelon de tension. Les risques encourus sont alors très comparables à ceux qui ont pu menacer les réseaux de tension inférieure à chaque fois que l'on y a introduit un nouvel échelon de tension.

Il est nécessaire alors de concevoir le réseau de façon que tout composant puisse être mis hors service sans risque de coupure des consommateurs. Dans les premières étapes du réseau, celui-ci sera, de ce fait, surdimensionné, ce qui oblige à des investissements prématurés.

En ce qui concerne les besoins en énergie réactive consommée ou produite par le réseau UHT, l'expérience d'exploitation de longues lignes à 765 kV semble montrer que cela ne soulève que des problèmes de second ordre facilement solubles.

3.4. Operational problems.

The new operational problems appearing in UHV systems are essentially problems of reliability which occur in two different aspects. Some are problems of the reliability of certain equipment and others problems of general reliability of the system in the event of the loss of a UHV line.

As regards reliability of equipment, only the circuit-breakers are involved because their reliability can be reduced compared with that of circuit-breakers built for the highest voltage at present in use, due to the increase in the number of interruption chambers in series, and the addition of devices for reducing switching overvoltages. In fact for other equipment, such as transformers or reactors, there is nothing to indicate that their reliability should differ from that of equipment for voltages just below those under consideration.

As was indicated above, the switching overvoltages will have to be limited, and they will only have a minor effect on the reliability of insulation. The very design of UHV lines will render them less vulnerable to atmospheric overvoltages than the present EHV lines, but the incidence due to lightning cannot be eliminated completely.

The loss of a UHV line can cause disturbances in the system in two ways, first due to a loss of power received by the load centres, and then by a risk of transient instability of the system. These disturbances obviously are only appreciable when the UHV line is carrying a large proportion of the total power of the system, that is to say during the first years following the introduction of a new voltage level. The risks run are then comparable to those which have threatened lower voltage systems each time a new voltage level has been introduced.

It is then necessary to design the system so that any component can be taken out of service without risk of interrupting supply to the consumers. In the initial stages the system will, on account of this, be over-dimensioned, which necessitates premature capital investment.

As regards the requirements of reactive energy consumed or produced by the UHV system, operational experience of long lines at 765 kV would appear to show that this raises only second order problems which can easily be solved.

4. — DIMENSIONNEMENT

4.1. Dimensions des lignes aériennes.

La hauteur au-dessus du sol à mi-portée détermine le champ électrique à la surface du sol et donc ses effets sur les hommes et les animaux. Cette question est encore à l'étude et aucun chiffre définitif ne peut-être donné pour les hauteurs des conducteurs à mi-portée.

Le tableau 4.1. indique, pour différentes tensions, quelles pourraient être en mètres les distances d entre conducteurs et pylônes, et les hauteurs h à mi-portée que l'on peut en déduire par la formule

$$h = 5 + 1,4 d$$

formule qui donne une première indication sur ces hauteurs h .

On en déduit les autres données figurant dans le tableau 4.1. : hauteur et largeur des pylônes, largeur de corridor. On a calculé enfin la densité de puissance transmise par mètre de largeur de la bande de terrain occupé pour les différentes tensions.

4. — DIMENSIONS

4.1. Dimensions of overhead lines.

The clearance to ground at mid-span will influence the electrostatic field near ground level and therefore the effects of the field on men and animals. This matter is still under study and no definitive figures for mid-span clearance can yet be given.

Table 4.1 indicates, for various voltages, clearance in metres between conductors and towers, d , and the heights, h , at mid-span which can be deduced by the formula

$$h = 5 + 1,4 d$$

formula which gives a first indication on these heights h .

From this we deduce the other data which are given in Table 4.1 : height and width of the towers, width of the rights-of-way. Finally the power density transmitted per metre width of rights-of-way for various voltages has been calculated.

TABLEAU 4.1 — TABLE 4.1

Caractéristiques dimensionnelles des lignes aériennes.
Dimensioning parameters of overhead lines.

Tension nominale <i>Rated voltage</i>	kV	765	1 100	1 300	1 500
Distance entre conducteurs et pylônes, <i>Clearance between conductors and tower,</i>	m	6	8	9	10
Hauteur des conducteurs à mi-portée <i>Mid-span clearance</i>	m	13	16	17,5	19
Longueur des chaînes d'isolateurs (en V) <i>Length of insulator strings (in V)</i>	m	6,3	8,7	10,4	11,4
Hauteur des pylônes (nappe horizontale) <i>Height of towers (horizontal configuration)</i>	m	39	46	52	55
Largeur des pylônes <i>Line width</i>	m	42	57	65	73
Largeur du corridor <i>Right-of-way</i>	m	85	115	130	145
Puissance transmise <i>Power transmitted</i>	MVA	3 000	6 500	10 000	14 000
Puissance par mètre de largeur <i>Power per metre width of rights-of-way</i>	MVA/m	35	56	77	96

4.2. Dimensions des postes.

Une comparaison des dimensions à adopter pour les postes à ultra haute tension a été faite en considérant le cas d'un poste situé à proximité d'une centrale et comportant sept cellules. On a admis que celles-ci se répartissaient en 2 cellules « arrivée » (pour la liaison avec la centrale), 2 cellules « départ » (vers les lignes), 2 cellules « transformateurs » et une cellule « couplage de jeux de barres » (entre un jeu de barres principal et un jeu de barres de secours). Le poste est supposé équipé de parafoudres, et l'ensemble du poste est protégé par des fils de terre contre les coups de foudre directs.

Afin d'éviter tout amorçage et tout effet dangereux sur le personnel d'exploitation, on a adopté une distance de sécurité plus élevée que la distance entre phases (voir tableau 4.2., ligne 1. c). Le champ au sol doit être inférieur à 10 kV/m même pendant les surtensions temporaires. Ainsi le seuil de perception n'est pas dépassé. C'est pour satisfaire cette condition que la hauteur à imposer à la structure portant les isolateurs supports (de barres) a été calculée.

Le tableau 4.2. donne les dimensions principales de postes à différentes tensions nominales.

La distance entre pôles des sectionneurs ouverts a été prise égale à 1,2 fois la distance phase-sol qui peut tenir 1,5 fois le niveau des surtensions de manœuvre phase-sol. Cette règle semble garantir une marge de sécurité suffisante.

La hauteur des isolateurs supports et la longueur des chaînes d'isolateurs ont été déterminées pour une pollution moyenne. Dans les postes soumis à des conditions de pollution plus sévère il sera nécessaire de mettre en œuvre des mesures spéciales contre la pollution.

On a déjà, ci-dessus, attiré l'attention sur le fait que les valeurs citées et en particulier celles du tableau 4.2. ne sont que des tentatives d'évaluation basées sur de nombreuses hypothèses pas toujours solidement établies, et il faut probablement s'attendre à ce que les études ultérieures conduisent à une réduction de ces dimensions.

Pour donner une estimation de l'utilisation du sol pour un poste à ultra haute tension à différentes tensions nominales, on a donné dans le tableau 4.3. quelques chiffres de densité de puissance par mètre carré basés sur la surface nécessaire à une seule des cellules du poste considéré.

Ce tableau met en évidence un accroissement des besoins en surface pour une même puissance lorsque la tension augmente. Par exemple lorsqu'on passe d'un poste à 765 kV à un poste à 1 500 kV l'augmentation de la surface de poste nécessaire est multipliée par 8 environ alors que l'augmentation de puissance n'est que dans un rapport un peu supérieur à 4. Comme nous l'avons dit ci-dessus cepen-

4.2. Dimensions of substations.

A comparison of the dimensions to be adopted for ultra high voltage substations has been carried out by considering the case of a substation located near a power station and comprising 7 bays. It has been assumed that these are divided into two incoming bays (for the link with the power station) two outgoing bays (to the lines), two transformer bays and one busbar coupler bay (between the main busbars and the bypass busbars). The substation is assumed to be equipped with surge diverters, and the whole of the substation is protected by earth wires against direct lightning strokes.

In order to avoid any flashover and any dangerous effect on operating staff, a higher safety clearance than the distance between phases has been adopted, (see Table 4.2 line 1.c). The field at ground level should be less than 10 kV/m even during temporary overvoltages. Thus, the sensitivity level is not exceeded. It is to satisfy this condition that the height to be stipulated for the structure carrying the post insulators (of the busbars) has been calculated.

Table 4.2 gives the principal dimensions of substations for various rated voltages.

The distance across open pole of isolator has been taken as equal to 1,2 times the phase to ground distance which can withstand 1,5 times the level of switching overvoltages between phase and ground. This rule would appear to guarantee a sufficient safety margin.

The height of the post insulators and the length of insulator strings have been determined for medium pollution. In substations subject to more severe pollution conditions it will be necessary to employ special measures against pollution.

Above, attention has already been drawn to the fact that the values quoted and in particular those in Table 4.2 are only tentative assessments based on numerous assumptions which have not always been solidly established. It will probably be necessary to wait till further studies lead to reduction in these dimensions.

To give an estimate of the utilisation of the ground for an UHV substation at various rated voltages, figures for power density per square metre based on the surface area necessary for the bays of the substation considered have been given in Table 4.3.

This Table shows an increase in surface area requirements for the same power when the voltage increases. For example, when we go from a 765 kV substation to a 1,500 kV substation the increase in surface area of the substation necessary is multiplied by approximately 8 whereas the increase in power is only in a ratio slightly greater than 4. As said above, however, it can be expected that

TABLEAU 4.2 — TABLE 4.2

Caractéristiques dimensionnelles des postes.
Dimensioning parameters of substations.

Tension nominale Rated voltage	kV	765	1 100	1 300	1 500
1. Distances dans l'air <i>Clearances in air</i>					
1.a. Hauteur des structures portant les isolateurs supports. <i>Height of structures carrying post insulators</i>	m	4	6	7,5	8,5
1.b. Entre phases du jeu de barres <i>Between the phases of the busbars</i>	m	7	14	18	24
1.c. Distance de sécurité <i>Safety clearance</i>	m	7,5	15	19	25
2. Transformateurs - <i>Transformers</i> longueur / hauteur <i>Length / Height</i>	m	10/5	10/5	13/6	13/6
3. Sectionneurs - <i>Isolators</i> distance au sol / hauteur <i>Clearance to ground / Height</i>	m	7,2/6,5	9,6/9	11/10,5	13/12,5
4. Jeux de barres - <i>Busbars</i> - principal (longueur) <i>main (length)</i>	m	85	140	180	220
- de secours (longueur) <i>auxiliary (length)</i>	m	37,5	65	85	110
5. Cellules - <i>Bays</i>					
a. Cellule réactance* (longueur) <i>Reactor bar (length)</i>	m	29	42	52	60
b. Longueur totale des cellules <i>Total length of bays</i>	m	150	248	316	390
c. Largeur <i>Width</i>	m	26	48	62	82
* les cellules "transformateurs" et "lignes" sont plus courtes. <i>* the transformer and line bays are shorter.</i>					
6. Hauteur des pylônes (m) <i>Height of towers (m)</i>	m	30	50	70	90
7. Surfaces. <i>Surface areas</i>					
- d'une cellule <i>of one bay</i>	m ²	3 920	11 900	19 500	31 750
- d'un poste à 7 cellules <i>of a substation with 7 bays</i>	m ²	29 000	88 000	145 000	233 000

dant on peut s'attendre à ce que les études plus concrètes de cette question conduisent à des surfaces plus faibles que celles indiquées dans les tableaux 4.2 et 4.3.

La sortie des puissances hors des postes UHT apparaît présenter des difficultés sérieuses du fait de la concentration énorme de charges. Par exemple pour chaque ligne à 1 500 kV arrivant dans un poste il serait nécessaire de prévoir 3 à 5 lignes à 765 kV ou 12 à 15 lignes à 400 kV si l'on voulait transiter la capacité totale de cette ligne sur le réseau à tension inférieure. D'autre part les groupes de transformateurs les plus puissants transportables dans les conditions actuellement envisagées ont une puissance de 2 000 MVA pour un transformateur élévateur et 3 000 MVA pour un autotransformateur. Pour transformer la puissance transitée par une ligne à

more concrete investigations will result in smaller surface areas needed than those indicated in Tables 4.2 and 4.3.

The transmission of power from one UHV substation would appear to present serious difficulties because of the enormous concentration of loads. For example, for each 1,500 kV line arriving in a substation it will be necessary to provide 3-5 765 kV lines or 12 - 15 400 kV lines if the total capacity of that line is to be transmitted over the lower voltage system. On the other hand the most powerful transformer units that can be transported under the conditions at present envisaged have a capacity of 2,000 MVA for a step-up transformer and 3,000 MVA for an auto-transformer. To transform the power transmitted over a 1,500 kV line 6-8 step-up trans-

TABLEAU 4.3 — TABLE 4.3

Densité superficielle de puissance dans les postes.
Surface power density in substations.

Tension nominale <i>Rated voltage</i>	kV	765	1 100	1 300	1 500
Courant nominal des disjoncteurs <i>Rated current of the circuit-breakers</i>	A	2 500	3 500	4 500	5 500
Puissance correspondante <i>Corresponding power</i>	MVA	3 300	6 700	10 000	14 300
Surface d'une cellule (type ouvert) <i>Surface area of one bay (open type)</i>	m ²	3 920	11 900	19 500	31 750
Densité de puissance <i>Power density</i>	MVA/m ²	0,84	0,56	0,51	0,45

1 500 kV, 6 à 8 groupes de transformateurs élévateurs ou 5 autotransformateurs seront nécessaires.

Les très larges dimensions des postes à UHT rendront très difficiles leur construction dans les zones peuplées. Ces postes devront donc être situés à une certaine distance de ces zones, ce qui réduira leur intérêt économique. Ce problème peut cependant être résolu grâce aux postes blindés isolés au gaz sous pression. La surface nécessaire pour un poste de coupure blindé, isolé au SF₆, n'est que de l'ordre de 5 % de la surface nécessaire pour un poste de type ouvert. La surface totale d'un tel poste serait alors déterminée par les dimensions et le nombre des transformateurs et par celles du bâtiment de commande. La technique des postes blindés isolés au gaz sous pression ne semble pas rencontrer d'obstacle majeur en UHT et apparaît comme une solution attrayante.

4.3. Transformateurs.

Les poids et les dimensions de quelques unités monophasées de transformateur typiques (50 Hz) sont donnés dans le tableau 4.4. Des unités de puissance plus élevées ne sont pas envisagées actuellement.

4.4. Stations d'essais.

Des stations d'essais dimensionnées pour les essais diélectriques des matériels à UHT de tension atteignant jusqu'à 1 500 kV sont en service dans différents pays. De nombreux problèmes complexes se posent en ce qui concerne les essais de ces matériels UHT en particulier du fait de leurs dimensions.

La solution de ces problèmes est à l'étude, mais il est possible que des méthodes différentes de celles actuellement utilisées doivent être mises au point pour les futurs matériels UHT. Il en sera ainsi principalement pour les transformateurs. Les essais de disjoncteurs ne semblent pas poser quant à eux, de nouveaux problèmes, car ils portent sur les éléments de coupure.

former banks or 5 auto-transformer banks would be necessary.

The very large dimensions of UHV substations render their construction in populated areas very difficult. These substations will therefore have to be situated a certain distance from these areas which will reduce their economic advantage. This problem may however be solved by means of metal-clad substations insulated with gas under pressure. The surface area necessary for a metal-clad switching substation insulated with SF₆ is only about 5 % of the surface area necessary for the switchyard of an open type substation. The total surface area of such a substation would be governed then by the dimensions and the number of transformers and those of the control building. The technique of metal clad substations insulated with gas under pressure does not appear to run against any major obstacles in the case of UHV and would appear an attractive solution.

4.3. Transformers.

The weight and dimensions of a number of single-phase units of typical transformers (50 Hz) are given in Table 4.4. Larger units are not at present envisaged.

4.4. Test stations.

Test stations designed for dielectric tests on UHV equipment for voltages up to 1,500 kV are in service in various countries. Numerous complex problems occur as regards testing this UHV equipment in particular due to their dimensions.

The solution of these problems is being investigated but it is possible that different testing methods from those at present used have to be developed for future UHV equipment. This will be the case mainly for transformers. Circuit-breaker tests do not in themselves seem to pose new problems because they are concerned mainly with the interrupters.

TABLEAU 4.4 — TABLE 4.4

Caractéristiques des transformateurs UHT.

Parameters of UHV transformers.

Type		Transformateur élevateur <i>Step-up transformer</i>	Transformateur élevateur <i>Step-up transformer</i>	Auto-transformateur <i>Auto-transformer</i>
Puissance d'un groupe triphasé <i>Rating of a three phase bank</i>	MVA	1 500	2 000	3 000
Tensions <i>Voltages</i>	kV	20/1 100	20/1 500	1 500/765
Poids : huile comprise <i>Weight : including oil</i> partie à transporter <i>Transport weight</i>	tonnes <i>tons</i> tonnes <i>tons</i>	380 ± 30 270 ± 20	530 ± 30 365 ± 20	560 ± 30 380 ± 30
Dimensions de transport : <i>Shipping dimensions :</i> longueur <i>length</i> largeur <i>width</i> hauteur <i>height</i>	m m m	8,5 à 9,5 3,6 à 3,9 4,8 à 5,2	11 à 13 3,7 à 4 5 à 5,5	11,5 à 13 3,7 à 4 5 à 5,5
Hauteur bornes comprises <i>Height including H. V. bushing</i>	m	14	18	18

5. — QUESTIONS ÉCONOMIQUES

Le Groupe Ad Hoc a été rapidement d'accord pour considérer que les questions économiques étaient très délicates. Les données actuellement connues sont très imprécises, et les influences de certains paramètres sont encore très difficiles à apprécier (par exemple droits de passage).

La réponse que peut apporter le Groupe Ad Hoc dans le domaine économique reste donc très incomplète. Cependant une tentative d'estimation de la tendance des coûts relatifs des différents éléments des réseaux UHT, et des liaisons à UHT a été entreprise et les résultats obtenus sont indiqués ci-dessous.

5.1. Coût des lignes aériennes.

Les paramètres principaux qui déterminent le coût de construction d'une ligne sont les distances à la masse des pylônes et à la terre, le nombre et la section des conducteurs constitués en faisceau et le diamètre de ce faisceau.

Les droits de passage sont aussi à considérer, mais les enquêtes ont fait apparaître une variation considérable de ces droits d'un pays à l'autre, si bien qu'il a été jugé préférable de ne pas les inclure dans les coûts indiqués ici.

Les variations du coût relatif en fonction du niveau de tensions, de la distance d'isolement au pylône et des caractéristiques des faisceaux (nombre et diamètre des conducteurs) sont mises en évidence sur la figure 3. Sur cette figure les lignes à 765,

5. — ECONOMIC QUESTIONS

The Ad Hoc Group reached the early conclusion that the study of economic questions was very delicate. The data known at present are very imprecise and the effects of certain parameters are still very difficult to assess (for example rights-of-way).

The reply that the Ad Hoc Group can give in the economic field therefore remains incomplete. However, an attempt to assess the trend in costs relative to the various parts of UHV systems and of UHV links has been undertaken and the results obtained are given below.

5.1. Cost of overhead lines.

The principal parameters which govern the construction costs of the line are the clearances to towers and to earth, the number and cross-section of conductors forming a bundle and the diameter of this bundle.

The rights-of-way also have to be considered, but enquiries have shown a considerable variation in these from one country to another, so that it has been thought preferable not to include them in costs given here. The variations in relative costs as a function of voltage levels, insulation distance to the tower and the characteristics of the bundle conductors (number and diameter of conductors) are shown in Figure 3. In this figure the lines at 765, 1,100 and 1,500 kV are assumed to be equipped with

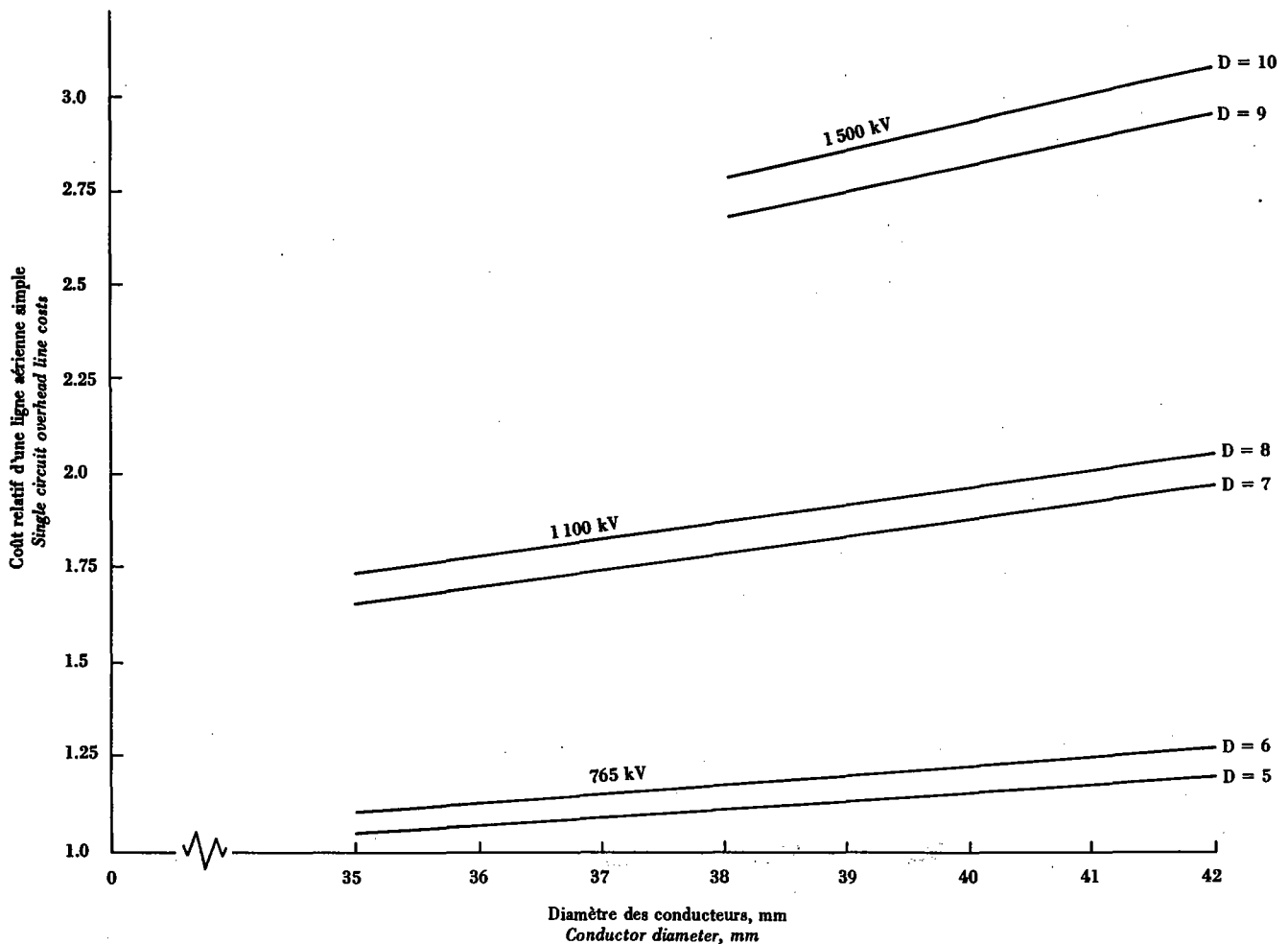


FIG. 3.

Coûts relatifs des lignes aériennes
D : distance entre conducteur et pylône en mètres.
 Relative costs of overhead lines
D : clearance between conductor and tower (metres).

1 100 et 1 500 kV sont supposées armées de faisceaux de 4, 6 et 8 conducteurs respectivement.

En fonction du diamètre de ces conducteurs, le coût des lignes apparaît d'après cette figure augmenter d'environ 2 ou 5, ou 7 % par mm pour les lignes à 765, 1 100 et 1 500 kV respectivement.

Le coût des lignes augmente aussi avec la distance d'isolement entre conducteur et pylône et l'on peut estimer qu'une augmentation de 1 mètre de cette distance augmente le coût des lignes de 7 ou 9 ou 11 % respectivement pour les lignes à 765, 1 100 et 1 500 kV.

Il a été indiqué par ailleurs qu'une augmentation de la hauteur au-dessus du sol à mi-portée de 1 mètre n'augmente le coût d'une ligne que d'environ 1 %. Prenant le problème sous un autre angle on peut dire que l'augmentation du coût des lignes en fonction de leur tension est déterminée par les augmentations en fonction de la distance conducteur-pylône et en fonction du diamètre des conducteurs.

On peut estimer cette augmentation à :
 — environ 50 à 55 % si la tension passe de 765 à 1 100 kV;

four — six — and eight-conductor bundles respectively.

In relation to the diameter of the conductor, the cost of the lines appear from this figure to increase by about two or five or seven per cent per mm for lines at 765, 1,100 and 1,500 kV respectively.

The cost of lines also increases with the insulation distance between conductor and tower, and it can be estimated that an increase of one metre in this distance increases the cost of the lines by seven, nine or eleven per cent respectively for lines at 765, 1,100 and 1,500 kV.

Furthermore it has been shown that an increase in height above ground at mid-span of one metre only increases the cost of a line about 1 %. Taking the problem from another angle it can be said that the increase in the cost of lines as a function of their voltage is governed by the increases as a function of the conductor to tower distance and as a function of the diameter of the conductors.

This increase can be assessed at :
 — about 50 to 55 % if the voltage increases from 765 to 1,100 kV;

- environ 60 à 65 % si elle passe de 1 100 à 1 500 kV;
- environ 150 à 150 % si elle passe de 765 à 1 500 kV.

Une formule théorique proposée par M. Paris donne un résultat très semblable, les coûts des lignes à 765, 1 100 et 1 500 kV apparaissant dans les mêmes rapports que les chiffres 1, 1,6 et 2,4.

Compte tenu de ce que l'on peut estimer que les capacités de transport de ces lignes sont approximativement dans les rapports 1 à 2,1 et à 4,3, on en déduit que les investissements nécessaires au transport de 1 MVA décroissent avec la tension de :

1 à 0,75 et à 0,55

lorsque la tension passe de 765 à 1 100 à 1 500 kV

Il faut se rappeler que toutes les données chiffrées indiquées ici sont des valeurs moyennes et que ces données sont soumises à l'influence de facteurs variables d'un pays à l'autre tels que le climat, les conditions topographiques, etc. De plus comme on l'a mentionné ci-dessus les coûts des droits de passage sont extrêmement variables d'un pays à l'autre. Les experts d'un pays ont indiqué que ce coût ne représentait que 3 à 4 % du coût des lignes, alors que ceux d'un autre pays font état d'une proportion de 10 à 50 %. Les valeurs les plus faibles correspondent évidemment aux pays de très faibles densité de population (tels que l'Australie, le Canada, l'URSS) où doivent s'effectuer des transits sur de grandes distances, alors que les valeurs les plus fortes correspondent aux pays à très forte densité de population (Japon) où les distances de transport sont faibles.

Pour obtenir le prix de revient du transport sur la ligne considérée il faut encore ajouter le coût des pertes. Le calcul théorique applicable aux hautes tensions montre que le coût des pertes capitalisées et actualisées est égal au quart du coût total (terme indépendant de U, S ou I mis à part). Ce terme indépendant étant très faible en valeur relative pour les lignes à 400 kV et au-delà, on peut donc estimer que pour une ligne à 765 kV la prise en compte des pertes revient à majorer de 30 % le coût de construction.

Cette majoration reste la même quelle que soit la tension tant que celle-ci reste proportionnelle à la racine carrée de la puissance transportée. Dans le domaine des UHT il n'en est plus ainsi mais il paraît raisonnable d'admettre que le coût capitalisé des pertes continue à croître comme la racine carrée de la puissance transportée. C'est cette hypothèse que nous avons retenue dans le calcul, bien que les puissances retenues pour les différents échelons de tension ne soient peut-être pas les puissances optimales (on sait que le coût varie très peu autour des valeurs optimales des paramètres).

5.2. Coûts des transformateurs et réactances.

Le prix d'achat des transformateurs croît à la fois avec la puissance et avec la tension. Dans le do-

- about 60 to 65 % if it increases from 1,100 to 1,500 kV;
- about 140 to 150 % if it increases from 765 to 1,500 kV.

A theoretical formula put forward by Mr. Paris gives a very similar result, the costs of lines at 765, 1,100 and 1,500 kV appearing in the same ratios as the figures 1-1.6 and 2.4.

Allowing for the fact that it can be estimated that the transmission capacities of these lines are approximately in the ratios 1 to 2.1 and to 4.3, from this we deduce that the capital investment necessary for the transmission of one MVA decreases with the voltage from :

1 to 0.75 and to 0.55

when the voltage increases from 765 to 1,100 and to 1,500 kV

It must be remembered that all the data worked out and given here are average values and that these data are subject to the influence of factors which vary from one country to another such as climate, topographical conditions, etc. In addition, as was mentioned above, the costs of rights-of-way vary considerably from one country to another. The experts of one country have indicated that this cost would represent only 3-4 % of the cost of the lines, whereas those from another country mention a proportion of 10-50 %. The lowest values obviously correspond to countries with very low population densities (such as Australia, Canada, U.S.S.R.) where transmission has to be over large distances, whereas the higher figures relate to countries with very high population densities (Japan), where the transmission distances are short.

To obtain the total cost of transmission it is also necessary to add the cost of the losses. The theoretical calculation applicable to high voltages shows that the cost of losses capitalised and discounted is equal to a quarter of the total cost (a term independent of U, S or I apart). This independent term being very small in relative value for lines at 400 kV and above, it can therefore be estimated that for a line at 765 kV, taking the losses into account amounts to the same thing as increasing the construction cost by 30 %.

This increase remains the same whatever the voltage as long as the voltage remains proportional to the square root of the power transmitted. In the UHV range this is no longer the fact, but it would appear reasonable to assume that the capitalised cost of the losses continues to increase as the square root of the power transmitted. It is this assumption that has been used in the calculation, although the powers used for the different voltage steps are not perhaps optimum powers (it is known that the cost varies very little around the optimum values of the parameters).

5.2. Costs of transformers and reactors.

The purchasing price of transformers increases both with the capacity and with the voltage. In the

maine des puissances de plusieurs centaines ou milliers de MVA, le prix, à tension constante, augmente plus lentement que la puissance, et sensiblement selon la loi :

$$\frac{c}{c_0} = \left(\frac{P}{P_0}\right)^{0,75}$$

La variation avec la tension est beaucoup plus difficile à préciser. Les données actuelles font penser que l'on peut admettre en première approximation (à puissance constante) :

$$\frac{c}{c_0} \# \left(\frac{U}{U_0}\right)^{0,8}$$

La base des prix peut être prise pour les appareils à 765 kV et serait de l'ordre de :

- 1 dollar par kVA pour les autotransformateurs.
- 1,3 dollar par kVA pour les transformateurs élévateurs.
- 3 dollars par kVA pour les réactances.

A ces chiffres qui représentant les prix d'achat, il faut ajouter le coût des pertes capitalisées et actualisées qui ont un ordre de grandeur analogue.

5.3. Coût des disjoncteurs.

Le coût des disjoncteurs est fortement influencé par la présence de dispositifs de limitation des surtensions de manœuvre. Le coût des résistances de fermeture dépend largement de ce que le disjoncteur est ou non prévu pour fermer en opposition de phase, et aussi de ce que la ligne est ou non munie d'un dispositif d'écoulement des charges statiques. La valeur maximale admise pour les surtensions de manœuvre a aussi une influence notable.

Compte tenu de ce qui vient d'être dit et des hypothèses que les lignes ne gardent pas de charge statique et que les surtensions à fréquence industrielle sont maintenues à 1,1, on peut utiliser les coûts des disjoncteurs UHT tels qu'ils résultent d'une enquête auprès des constructeurs.

On a admis dans ce rapport que les surtensions de manœuvre doivent être obligatoirement réduites. En supposant qu'elles soient maintenues inférieures à :

- 1,9 sur les réseaux à 765 kV
- 1,7 sur les réseaux à 1 100 kV.
- 1,5 sur les réseaux à 1 500 kV

les coûts relatifs des disjoncteurs non prévus pour fermer en opposition de phase sont d'après l'enquête et respectivement pour les 3 niveaux de tension dans les rapports :

$$1 - 1,7 \text{ à } 2,2 - 2,4 \text{ à } 3,6$$

et pour les disjoncteurs prévus pour fermer en opposition de phase :

$$1 - 1,7 \text{ à } 2,3 - 2,5 \text{ à } 3,7$$

Ces coûts relatifs restent très imprécis, mais on peut admettre dans les calculs ultérieurs d'utiliser les chiffres les plus bas.

range of capacities of several hundreds or thousands of MVA, the price, for a given voltage, increases more slowly than the capacity, and appreciably according to the law :

The variation with voltage is much more difficult to determine precisely. Present data indicate that we can assume as a first approximation (for constant power) :

The basis for the prices can be taken for equipment at 765 kV and could be of the order of :

- 1 dollar per kVA for autotransformers;*
- 1.3 dollars per kVA for step-up transformers;*
- 3 dollars per kVA for reactors.*

To these figures which represent the purchase price, it is necessary to add the cost of the losses capitalised and discounted which are of a similar order of magnitude.

5.3. Cost of circuit-breakers.

The cost of circuit-breakers is greatly influenced by the presence of switching overvoltage limitation devices. The cost of closing resistances depends largely on whether the circuit-breaker is, or is not, designed to close in phase opposition, and also on whether the line is or is not equipped with a device for discharging trapped charges. The maximum value allowed for switching overvoltages also has a considerable influence.

Bearing in mind what has just been said and the hypotheses that the lines do not keep a trapped charge and that the overvoltage at power frequency is kept at 1,1, the costs of the UHV circuit-breakers that result from an enquiry made among manufacturers have been used.

In this report it is assumed that reduction of the switching overvoltages is mandatory. Assuming that they are kept below :

- 1.9 on 765 kV systems;*
- 1.7 on 1,100 kV systems;*
- 1.5 on 1,500 systems.*

the relative costs of the circuit-breakers not designed to close in phase opposition are :

$$1-1.7 \text{ to } 2.2-2.4 \text{ to } 3.6$$

for the three voltage levels respectively, and for circuit-breakers designed to close in phase opposition :

$$1-1.7 \text{ to } 2.3-2.5 \text{ to } 3.7$$

These relative costs are still not accurate but in subsequent calculations the lowest figures can be used.

5.4. Coût des postes.

Il est actuellement très difficile de faire une estimation du coût des postes (coût incluant l'ensemble de l'équipement du poste, transformateurs exclus).

L'expérience passée a cependant montré que le doublement de la tension de service (toutes choses égales par ailleurs) entraîne pour les premiers postes construits un quadruplement du coût, mais que, ensuite, le coût des postes suivants bénéficiant d'une certaine expérience, se trouvait un peu réduit. En définitive il semble que l'on puisse admettre la loi empirique :

$$\frac{c}{c_0} = \left(\frac{U}{U_0}\right)^{1,5}$$

Il paraît raisonnable de supposer que cette loi sera encore applicable aux postes UHT, cette loi s'appliquant aux postes de technique ouverte.

Une comparaison des postes de technique traditionnelle ouverte et des postes blindés isolés au SF₆ montre que, dans le domaine des tensions en usage actuellement, les postes blindés sont plus onéreux aux faibles tensions mais d'autant plus avantageux que la tension est plus élevée. On peut estimer, avec toutes les réserves nécessaires que l'égalité des coûts est obtenue pour des tensions inférieures à 1 000 kV. Dans le domaine des UHT les postes blindés seraient alors légèrement plus économiques que les postes ouverts.

5.5. Estimation des coûts comparés des transports à UHT.

Le Groupe Ad Hoc a jugé intéressant, malgré la très grande imprécision des données économiques, de tenter une première comparaison des coûts de transport par unité de puissance transitée pour différents échelons de tension du domaine des UHT.

La comparaison porte sur une liaison UHT de longueur variable (on a fait les calculs pour 200 et 1 000 km) composée d'une ligne UHT, des cellules terminales nécessaires et des transformateurs (élevateur dans l'un des postes, autotransformateur dans l'autre).

Le coût d'investissement de la ligne a été estimé à partir des réponses à une enquête. Ces réponses mettent en évidence de fortes différences d'un pays à l'autre, en ce qui concerne les lignes à 765 kV telles que :

- En Europe : coût : 72 à 82 milliers de dollars par km.
- En Amérique du Nord : coût : 87 à 150 milliers de dollars par km.

On a indiqué au paragraphe 5.1 que les coûts relatifs des lignes à 765, 1 100 et 1 500 kV étaient

5.4. Cost of substations.

It is at present very difficult to make an estimate of the cost of substations (cost including all the equipment in the substation, excluding transformers).

Past experience has, however, shown that doubling the operation voltage (all other things being equal) means in the case of the first substations built, that the cost is quadrupled, but that subsequently the cost of the following substations benefits from a certain amount of experience and is somewhat reduced. In short, it would appear that the empirical law :

can be accepted. It appears reasonable to assume that this law will still be applicable to UHV substations, this law applying to the open-air construction.

A comparison of substations of the traditional open-air construction and of metal-clad substations insulated with SF₆ shows that, in the range of voltages in use at present, the metal-clad substations are most costly at lower voltages but more advantageous as the voltage rises. It can be estimated, with all the necessary reservations, that costs are equal for voltages below 1,000 kV. In the UHV range the metal-clad substations will then be slightly cheaper than the open-air substations.

5.5. Estimation of comparative costs of UHV transmissions.

The Ad Hoc Group thought it advantageous, in spite of the high degree of inaccuracy of the economic data, to attempt an initial comparison of transmission costs per unit of load transmitted for different voltage levels in the UHV range.

The comparison is based on a UHV link of varying length (the calculations have been carried out for 200 and 1,000 km) composed of a UHV line, the necessary terminal bays and transformers (step-up transformer in one of the substations, auto-transformer in the other).

The capital investment cost of the line was estimated from replies to an enquiry. These replies show great differences from one country to the other as far as 765 kV lines are concerned such that :

- in Europe : cost : 72 to 82,000 dollars per kilometre,*
- in North America : cost : 87 to 150,000 dollars per kilometre.*

In Paragraph 5.1, it was pointed out that the relative costs of line at 765, 1,100 and 1,500 kV

aussi sujets à des estimations variables d'un pays à l'autre, mais que la moyenne semblait confirmer une loi empirique qui donne pour ces 3 tensions les coûts relatifs :

1 - 1,6 et 2,35

On a indiqué à ce même paragraphe les bases d'estimation du coût des pertes en ligne.

En ce qui concerne les coûts de l'appareillage et des postes les renseignements sont rares, et on a utilisé dans les calculs des coûts moyens entre des valeurs publiées aux Etats-Unis et d'autres fournies par un constructeur européen. Pour les transformateurs, les coûts utilisés sont ceux indiqués ci-dessus au paragraphe 5.2.

Il a, alors, été admis que la puissance transportée variait en fonction de la tension comme indiqué dans le tableau 2.2. Compte tenu de l'imprécision des données chiffrées utilisables, la seule conclusion qui peut être retenue dans les calculs de coûts, dans les hypothèses faites, est que, pour les lignes longues, le coût par kVA transporté (y compris le coût capitalisé des pertes Joule) continue à décroître lorsque la tension de transport croît au moins jusqu'à 1 500 kV.

Par contre si le seul transport envisagé ne dépasse pas une distance de l'ordre de 200 km, les conditions économiques de la mise en œuvre d'un échelon de tension supérieur à 765 kV dépendent essentiellement des conditions particulières et tout spécialement de l'estimation que l'on peut faire du coût des postes et des droits de passage.

Cependant il faut garder présent à l'esprit que de nombreux autres facteurs, de nature économique ou non, peuvent influencer le choix du niveau de tension. Le montant des droits de passage n'a pas été pris en considération, et cela peut favoriser les tensions plus élevées puisque, comme on l'a vu au paragraphe 4.1 la densité en MVA transportée par mètre de largeur croît sensiblement avec la tension.

Les difficultés d'implantation des postes, et celles dues à la dégradation des paysages par les pylônes de grande hauteur, peuvent agir en sens inverse. En ce qui concerne les postes, il faut tenir compte non seulement des dimensions importantes de ceux-ci, et donc des terrains à trouver près des centres de consommation, mais aussi de la nécessité de répartir la puissance reçue en UHT par des lignes à tension inférieure dont le nombre nécessaire risque d'être élevé. Cela pourra imposer l'utilisation de postes blindés (à équipement isolé au SF₆) dont les coûts semblent augmenter moins vite avec la tension que ceux des postes ouverts. Les faibles dimensions des postes blindés nécessiteront la mise au point de départs d'un type nouveau (peut-être en matériel blindé) jusqu'à une distance suffisante pour que le passage en ligne aérienne devienne possible.

were also subject to varying estimates from country to country, but that the average would appear to confirm an empirical law which gives the following relative costs for these three voltages :

1 - 1.6 and 2.35

In that same paragraph the basis for estimating the cost of the line losses was given.

As regards the costs of switchgear and substations, the information is sparse and in the calculations, average costs between figures published in the U.S.A. and other supplied by a European manufacturer have been used. For the transformers the costs used are those given above in paragraph 5.2.

It has further been assumed that the load transmitted varies as a function of the voltage as was shown in table 2.2. Allowing for the inaccuracy of the figures worked out the only conclusion which can be drawn from the cost calculations, under the conditions considered and with the assumptions made, is that for long lines the cost per kVA transmitted (including the capitalised costs of RI² losses) still decreases when the transmission voltage increases to 1.500 kV at least.

On the other hand if the only transmission foreseen does not exceed a distance of 200 km the economical conditions for the setting up of a voltage scale above 750 kV depend essentially on particular conditions and especially on the estimation to be made of the cost of substations and right-of-way.

However, it must be borne in mind that numerous other factors of a non-economic nature can influence the choice of voltage level. The costs of the rights-of-way have not been taken into consideration, and this favours higher voltages since, as has been shown in paragraph 4.1, the density of MVA transmitted per metre width increases appreciably with the voltage.

The difficulties of siting substations, and those resulting from defacement of the countryside by very large transmission towers, may act in the reverse direction. As regards the substations, it is necessary to take into account not only their large dimensions and therefore the ground to be found near load centres, but also the necessity of distributing the power received at UHV by lines at lower voltage, the necessary number of which may be high. This may make it necessary to use metal-clad substations (with SF₆ insulated switchgear) where the costs would appear to increase more slowly with the voltage than those of open type substations. The small dimensions of metal-clad substations will necessitate the development of outgoing ways of a new type (perhaps of metal-clad equipment) up to a sufficient distance so that the changeover to overhead line becomes possible.

6. — CONCLUSIONS

Dans l'état actuel des connaissances tel qu'il a été exposé dans ce rapport, on peut tirer les conclusions suivantes :

6.1. Le besoin en transport massif d'énergie apparaîtra dans différentes parties du monde bien avant la fin du siècle.

6.2. Du seul point de vue technique, la conception de réseaux à ultra-hautes tensions apparaît possible au moins jusqu'à 1 500 kV (il ne paraît pas raisonnable de chercher actuellement à extrapoler bien au-delà).

6.3. Certains problèmes techniques nécessitent cependant encore des travaux importants, mais leur solution apparaît dès maintenant possible par application de techniques connues; on peut citer par exemple l'influence des champs électriques intenses sur les choses et les hommes, le bruit dû à l'effet de couronne ou à l'appareillage des postes, etc.).

6.4. Pour le transport à longue distance le gain possible apparaît suffisant pour justifier l'utilisation des UHT; mais les renseignements disponibles actuellement ne permettent pas de préciser la distance minimale d'un transport isolé au-delà de laquelle ce gain devient intéressant. L'étude de cas particuliers de transports massifs d'énergie est nécessaire pour apporter les précisions qui manquent actuellement.

6.5. Pour les distances courtes (de l'ordre de la centaine de kilomètres) le coût des postes devient le terme prépondérant de toute étude économique et pour justifier l'utilisation de tensions supérieures à 1 000 kV, des études particulières de développement à long terme du réseau considéré seront nécessaires.

6.6. L'emploi des UHT sera peut-être influencé de façon déterminante plus par des considérations d'ordre social (environnement, nuisances) que par des choix purement économiques. Cette influence, dans un cas ou dans l'autre, peut dépendre de mise au point de variantes techniques dont certaines ont pu déjà être proposées mais qu'il serait trop hasardeux de citer dans l'état actuel de la technique.

6. — CONCLUSIONS

In the present state of knowledge, as has been explained in this report, the following conclusions can be drawn :

6.1. The need for the transmission of large blocks of power will occur in various parts of the world well before the end of the century.

6.2. From the technical point of view alone, the design of ultra-high-voltage systems would appear possible at least up to 1,500 kV (it does not appear reasonable to attempt at the present time to extrapolate much beyond this).

6.3. Certain technical problems, however, still need considerable research, but their solution would appear possible by applying known techniques (for example the influence of intense electric fields on objects and human beings, the noise due to corona effect or to the switchgear in the substations, etc.).

6.4. In the case of long distance transmission the possible gain would appear sufficient to justify the use of UHV, but the information available at the present time does not allow to assess generally the minimum distance of an isolated transmission beyond which this gain becomes advantageous to be determined. The study of particular cases of the transmission of large blocks of power is necessary to provide the necessary accuracy which is lacking at the present time.

6.5. In the case of short distances (of the order of 100 km) the cost of the substations becomes the major factor of any economical study and to justify the use of voltages higher than 1,000 kV long term particular studies of the system considered will be required.

6.6. The use of UHV will perhaps be influenced in a decisive fashion more by considerations of a social order (environment, nuisance) than by purely economic choice. This influence, in one case or another, may depend on the development of technical variants some of which it has already been possible to suggest but which it would be too hazardous to quote in the present state of the technique.

ANNEXE I

Membres du Groupe AD HOC UHT

M. O.S. Johansen, *Président.*

M. R. Pélissier, *Secrétaire.*

M. L.G. Mamikonians.

Comité d'Etudes n° 12 : Transformateurs

M. H. Lutz.

M. M. Fallou.

Comité d'Etudes n° 13 : Appareillage de coupure.

M. H. Meyer.

M. P. Baltensperger.

M. G. Catenacci (depuis juin 1971).

Comité d'Etudes n° 22 : Lignes aériennes.

M. A.B. Wood.

M. J.B. Kuipers.

Comité d'Etudes n° 23 : Postes.

M. B. Stauch.

M. M. Jacot-Descombes.

M. H.G. Müller (depuis juin 1971).

Comité d'Etudes n° 31 : Réseaux de transport.

M. H.C. Barnes.

M. V. Caleca.

M. G. Jancke.

Comité d'Etudes n° 32 : Planification et exploitation des réseaux.

M. M. Magnien.

M. J. Cladé.

Comité d'Etudes n° 33 : Surtensions et coordination de l'isolement.

M. V. Palva.

M. R. Gert.

(M. G. Carrara a remplacé M. R. Gert à 2 réunions sur invitation spéciale du Président).

RÉUNIONS DU GROUPE AD HOC UHT

- 1) Les 9 et 10 février 1970 à Paris.
- 2) Le 28 août 1970 à Paris.
- 3) Le 8 octobre 1971 à Paris.
- 4) Une réunion non officielle à laquelle 8 membres étaient présents s'est tenue le 14 mai 1971 en rapport avec la réunion du Comité Technique afin de fixer le programme des travaux définitifs.

APPENDIX I

Members of the UHV AD HOC Group

Mr. O.S. Johansen, Chairman.

Mr. R. Pélissier, Secretary.

Mr. L.G. Mamikonians.

Study Committee n° 12 : Transformers.

Mr. H. Lutz.

Mr. Fallou.

Study Committee n° 13 : Circuit-Breakers.

Mr. H. Meyer.

Mr. P. Baltensperger.

Mr. G. Catenacci (from June 1971).

Study Committee n° 22 : Overhead Lines.

Mr. A.B. Wood.

Mr. J.B. Kuipers.

Study Committee n° 23 : Substations.

Mr. B. Stauch.

Mr. M. Jacot-Descombes.

Mr. H.G. Müller (from June 1971).

Study Committee n° 31 : Transmission Systems.

Mr. H.C. Barnes.

Mr. V. Caleca.

Mr. G. Jancke.

Study Committee n° 32 : System Planning and Operation.

Mr. M. Magnien.

Mr. J. Cladé.

Study Committee n° 33 : Overvoltages and Insulation Co-ordination.

Mr. V. Palva.

Mr. R. Gert.

(Mr. G. Carrara has replaced Mr. R. Gert at 2 meetings by special invitation of the Chairman).

MEETINGS OF THE UHV AD HOC GROUP

- 1) February 9th and 10th 1970 in Paris.
- 2) August 28th 1970 in Paris.
- 3) October 8th 1971 in Paris.
- 4) An unofficial meeting was held with 8 members present on May 14th 1971 in connection with the Technical Committee meeting to fix the program for the final work.

IMPRIMERIE LOUIS-JEAN

Publications scientifiques et littéraires
TYPO - OFFSET

05 - GAP - Téléphone 14-23 *

Dépôt légal 449 - 1972