Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 73 (1982)

Heft: 10

Artikel: EDF : le projet de révision des structures tarifaires de l'électricité

Autor: Kaczmarek, A. M.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904962

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 09.12.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

BULLETIN des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
de l'Association Suisse des Electriciens
des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke
de l'Union des Centrales Suisses d'Electricité

Elektrizitätswirtschaft – Economie électrique

EDF: Le projet de révision des structures tarifaires de l'électricité

Par A. M. Kaczmarek

Die von der EDF eingeleitete Überprüfung der Tarifstrukturen soll im wesentlichen einerseits der Nachfrageentwicklung, wie sie schon heute feststellbar und für die kommenden Jahre prognostizierbar ist, andererseits der Angebotsentwicklung, das heisst dem veränderten Produktionssystem, Rechnung tragen. Auf der Nachfrageseite stellt man immer grössere Verbrauchsunterschiede zwischen Sommer und Winter fest. Auf der Produktionsseite erleben wir eine Wandlung der Produktionsmittel, die seit 1973 andauert. Dabei nehmen Kernkraftwerke immer mehr an Bedeutung zu. Diese beiden Entwicklungstendenzen haben die E.D.F. bewogen, die allgemeinen Richtlinien ihrer Tarifpolitik neu zu definieren. Als konkretes Ergebnis liegen jetzt drei neue Tarife vor.

La mise à l'étude de nouvelles structures tarifaires tient, pour l'essentiel, d'une part à l'évolution de la demande, déjà constatée aujourd'hui et prévisible pour les années à venir, d'autre part à l'évolution de l'offre c'est-à-dire du système de production.

On observe, du côté de la demande, une différenciation de plus en plus grande des consommations entre l'hiver et l'été. De l'autre côté on assiste à une conversion, engagée depuis 1973, du parc de production où l'apport du nucléaire va devenir prépondérant.

Cette double évolution a conduit E.D.F. à redéfinir des orientations générales en matière de politique tarifaire, dont les futurs tarifs baptisés bleu, jaune et vert sont la traduction concrète.

1. Introduction

Depuis 1973 on assiste à une pénétration rapide et importante de la production d'électricité d'origine nucléaire, provoquée par le renchérissement considérable du pétrole dont le prix a été multiplié par vingt en dix ans.

Ce profond changement du système de production, qui se poursuivra jusqu'en 1990, modifie sensiblement la structure des coûts de production. Corrélativement, il rend nécessaire un aménagement des structures tarifaires si l'on veut que les tarifs traduisent toujours cette correspondance entre la fourniture et son coût, en respectant les principes de l'égalité de traitement et de la vente au coût marginal de développement.

Enfin l'évolution de la demande, résultant à la fois d'un changement dans les modes de vie et de la pénétration de l'électricité associée au développement des usages thermiques, a contribué, du fait de son impact sur les courbes de charge, à rendre encore plus nécessaire cette révision des tarifs.

La décision de développer rapidement la production d'origine nucléaire, outre qu'elle contribue à réduire la dépendance énergétique du pays, répond au souci d'Electricité de France de satisfaire la demande d'électricité au moindre coût global. Elle trouve en effet son fondement dans le calcul économique; celui-ci permet, d'une part de quantifier la demande et les coûts que le producteur doit supporter pour faire face à cette demande, d'autre part de parvenir à la solution qui, pour une même satisfaction de l'usager, donnera le coût minimal de production, de transport et de distribution.

2. La demande

Toute gestion économique du parc de production serait inefficace, tout programme d'investissement peu sûr, sans une bonne connaissance de la demande d'électricité, non seulement actuelle, mais future. En effet, l'importance des délais de construction des centrales thermiques (cinq ans dans la technique classique et sept ans pour la filière nucléaire) ainsi que le coût très élevé des investissements dans ce secteur, rendent indispensable de fixer à dix ans l'échéance des prévisions de consommations. On conçoit aisément qu'un programme insuffisant conduirait, à plus ou moins brève échéance, à une pénurie d'électricité. Inversement, des équipements surabondants grèveraient le prix de revient du kilowattheure et alourdiraient inutilement les charges financières.

L'évolution probable du taux de croissance économique et des prix relatifs des différentes formes d'énergie, conduit à prévoir pour 1990 *une consommation totale d'électricité de 415 milliards de kilowattheures.*

L'autre donnée importante à prendre en compte concerne la façon dont les consommations vont se répartir tout au long de l'année et au cours d'une même journée, puis comment ces modulations évolueront dans le futur.

La première observation que l'on peut faire est que les changements intervenus depuis 25 ans dans les modes de vie, sur le plan du temps de travail par exemple ou des loisirs, ont eu une répercussion non négligeable sur la répartition des consommations. Ainsi, le samedi qui était auparavant un jour

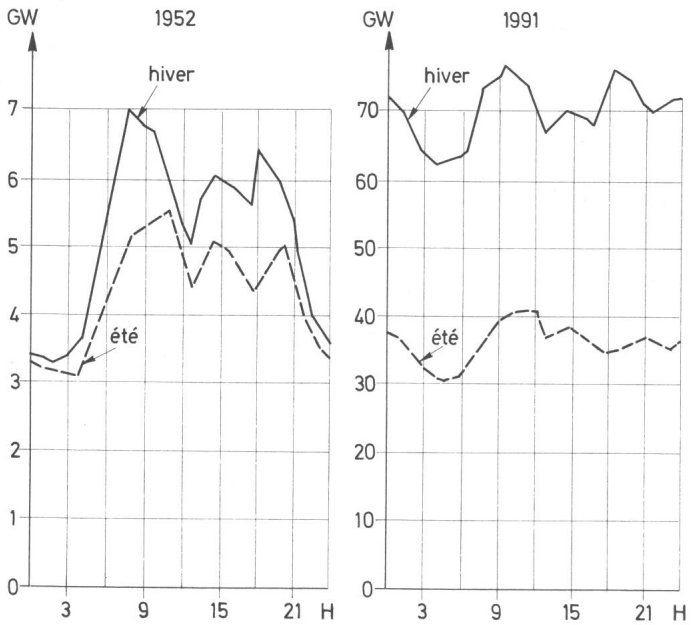

Fig. 1 Courbes de charge journalière hiver/été

ouvrable au même titre que les autres jours de la semaine est devenu quasiment un jour chômé.

Le second phénomène remarquable est la pénétration de l'électricité dans l'économie française, sensible depuis une décennie déjà et qui va encore s'accentuer dans les prochaines années. Elle s'accompagne d'un développement des usages thermiques, dans la mesure où la politique énergétique française tend à substituer au fuel d'autres énergies, notamment l'électricité, et du fait que ces usages représentent une part considérable des consommations d'énergie. Cette pénétration se traduit également par une différenciation beaucoup plus grande des consommateurs d'électricité vis-à-vis du réseau. Il y a quinze ans des apparentements réels existaient entre les comportements des consommateurs. Aujourd'hui certains gardent une consommation étale sur l'année, d'autres équipés de chauffage électrique consomment beaucoup en hiver, d'autres enfin font un appel très brutal sur le réseau pendant un petit nombre d'heures, mais les plus mauvaises de l'année, par l'intermédiaire des chauffages électriques d'appoint.

Les conséquences de ces phénomènes apparaissent déjà maintenant au niveau des courbes de charge.

Tout d'abord, on remarque que globalement la consommation augmente plus vite en hiver qu'en été et, si la différence entre heures pleines et heures creuses subsiste, la différenciation entre hiver et été prend un poids accru (fig. 1).

On note ensuite une évolution importante pour les pointes; la consommation devient très sensible à la température et les 400 heures les plus chargées de l'année, réparties, il y a vingt ans, à peu près régulièrement durant cent jours d'hiver, se retrouvent aujourd'hui concentrées sur une vingtaine de jours les plus froids de l'hiver. Bien entendu, les dates où se situent ces périodes de grand froid ne sont pas prévisibles et la demande de pointe revêt, de ce fait, un caractère aléatoire plus accentué.

3. Le système de production d'énergie électrique

Pour faire face à la demande, l'exploitant dispose d'un parc d'équipements assez varié, faisant appel à des technologies différentes, dont les performances techniques et économiques ne sont pas identiques et qu'il doit constamment adapter aux conditions économiques présentes et à venir.

L'optimisation de ce parc est en réalité un problème complexe; cependant, et pour se limiter à l'aspect «exploitation», on conçoit qu'une gestion économique conduira schématiquement à utiliser le plus possible les moyens de production dont le coût de fonctionnement est le plus bas et à n'utiliser les moyens les plus onéreux ou disponibles en quantité limitée que lors des périodes de forte charge où ils sont indispensables.

Il n'est donc pas surprenant qu'en 1973, en dehors de la production d'origine hydraulique, le fuel joue un rôle prépondérant dans la production d'électricité à la suite de la baisse spectaculaire de son prix entre 1958 et 1968. Mais la hausse brutale du pétrole en 1973 va profondément bouleverser la hiérarchie des coûts des différents moyens de production, dont le tableau I montre l'évolution.

Le nucléaire, dont le prix de revient du kilowattheure était dès 1972 au niveau de celui du fuel, devient du jour au lende-

Evolution du coût du kWh nucléaire et du kWh fossile[1]) (Coûts en francs de 1981)

Tableau I

Conditions économiques Mise en service de la centrale	1. 1. 1972 1977	1. 1. 1975 1980	1. 1. 1980 1990		1. 1. 1981 1990	
kWh nucléaire						
Investissement	5,06	5,79	7,88		9,01	
Exploitation	1,94	2,35	3,00		3,22	
Combustible	2,42	3,09	5,02		4,42	
Total	9,42	11,23	15,90		16,69	
kWh fossile	Fuel	Fuel	Fuel	Charbon	Fuel	Charbon
Investissement	3,07	3,36	5,22	6,07	5,98	6,94
Exploitation	1,70	2,20	2,97	3,35	2,95	3,26
Combustible	4,91	14,99	31,25	16,80	46,11	16,05
Total partiel	9,68	20,55	39,44	26,22	55,04	26,25
Majoration pour désulfuration	1,89	1,90	3,28	2,94	3,74	3,01
Total	11,57	22,45	42,72	29,16	58,78	29,26

[1]) Coût moyen actualisé pour des centrales fonctionnant en base.

main beaucoup moins cher, d'où la décision de développer massivement les équipements nucléaires et d'arrêter l'équipement en thermique classique pour réoptimiser un parc désadapté.

Une autre conséquence des événements de 1973 est que le prix de la thermie charbon est devenu sensiblement inférieur à celui de la thermie fuel. C'est pourquoi les centrales construites à l'origine pour le charbon, mais qui avaient été converties au fuel, fonctionnent à nouveau au charbon; en outre, certaines centrales conçues pour le fuel ont également été converties partiellement au charbon. Il est prévu aussi la mise en service d'un certain nombre de nouveaux groupes.

Quant à l'hydraulique, malgré la baisse relative de sa part, il bénéficiera d'installations de suréquipement et de centrales de pompage, complément logique du nucléaire.

Sans entrer dans le détail des programmes d'équipement ni dans leurs méthodes d'élaboration, on prévoit qu'en 1990, *71* % de la production d'énergie électrique viendra du nucléaire, *16* % de l'hydraulique, *9* % du charbon et *4* % des produits pétroliers. On aura ainsi retrouvé vers 1987 un parc de production adapté, condition nécessaire à une gestion optimale.

On dispose d'un côté d'équipements (nucléaires) dont les charges d'investissement sont élevées mais dont le coût de combustible est faible; leur utilisation économique impose un fonctionnement en base. A l'autre extrémité, on trouve des équipements plus légers en investissement (les turbines à gaz) mais dont le combustible est particulièrement cher; ceux-ci couvriront les besoins exceptionnels qui apparaîtront durant les périodes les plus froides. Les autres moyens de production viendront progressivement compléter la production nucléaire dans l'ordre croissant de leurs coûts marginaux. Quant aux équipements hydrauliques, ils seront, soit utilisés en base dans le cas d'installations au fil de l'eau, soit assimilés à des moyens de pointe quand il s'agira des centrales de pompage, de lacs ou d'éclusées.

Les diagrammes en figure 2 montrent le placement de ces moyens de production pour trois journées types de l'année 1991. Une seconde constatation apparaît: une évolution importante va se produire au niveau des coûts marginaux de production qui sont à la base des structures tarifaires. Un accroissement de la demande se traduira en effet:

- en hiver, par un appel supplémentaire suivant les heures à des groupes fuel ou à des groupes au charbon voire à des turbines à gaz lors des jours particulièrement froids;
- en demi-saison, toujours suivant les heures et les circonstances, par un appel supplémentaire au nucléaire ou au charbon;
- en été, par un appel supplémentaire au nucléaire.

L'éventail des coûts marginaux de production est donc appelé à s'ouvrir substantiellement dans la mesure où les consommations d'hiver seront obérées par le prix du charbon *(14,7 centimes*[1]*)*, du fuel *(46,2 centimes*[1]*)* et des turbines à

[1]) Centimes de 1981.

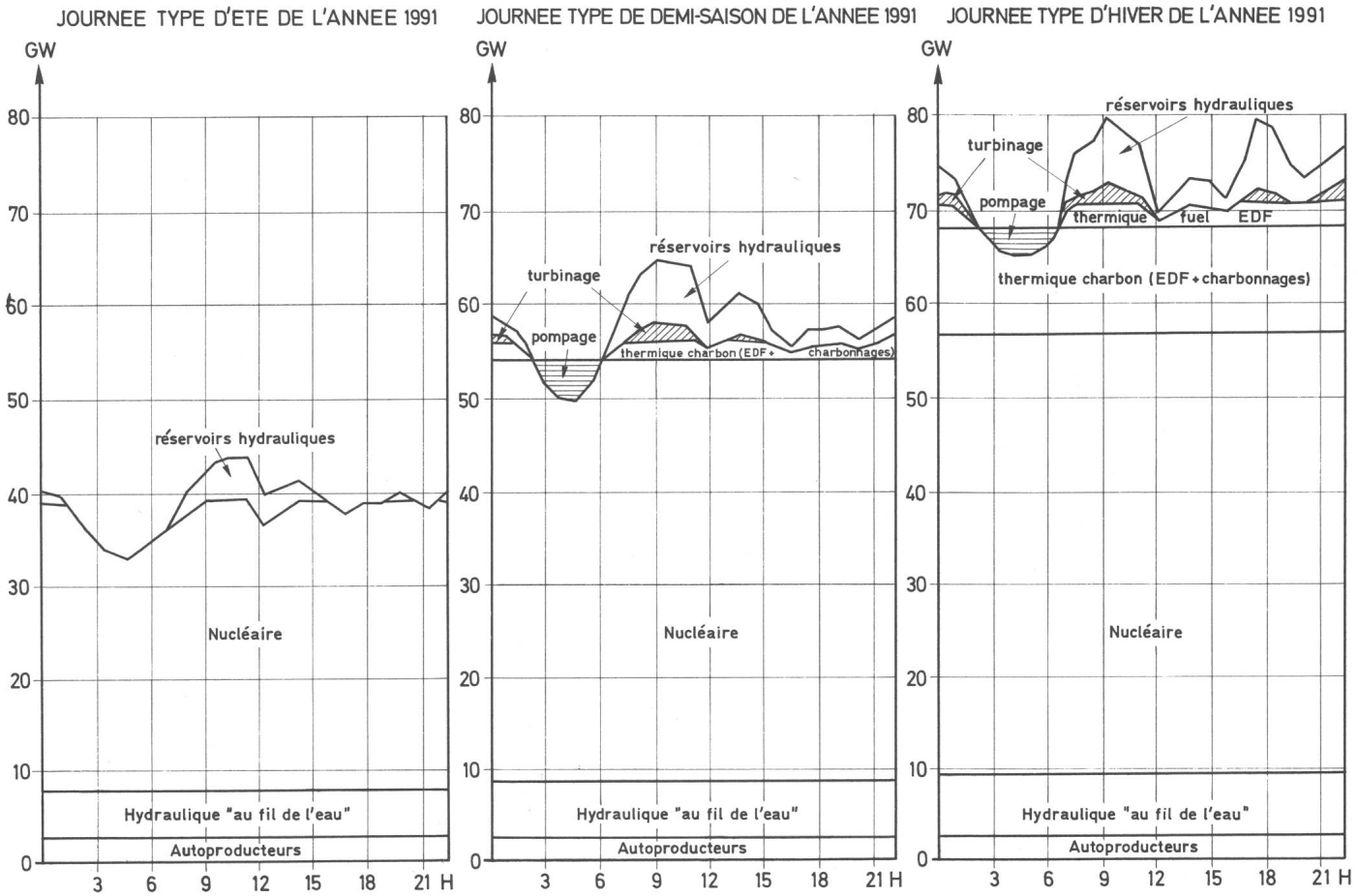

Fig. 2 Placement des moyens de production

gaz *(56,5 centimes[1])* alors que celles d'été seront influencées par le prix avantageux du combustible nucléaire *(3,80 centimes[1])*.

Cette situation est à rapprocher de celle de 1973, où la différence des coûts marginaux ne traduisait que la relativité des performances entre les groupes thermiques classiques les plus anciens et les groupes les plus récents.

4. Les orientations générales de la nouvelle tarification

L'évolution importante constatée au niveau de la demande et dans le système de production a conduit à reprendre l'étude de l'ensemble des tarifs, aussi bien ceux appliqués aux clients les plus modestes que ceux dont bénéficient les consommateurs les plus importants.

Cette opportunité a permis de dépasser le cadre un peu restreint d'un simple aménagement structurel en favorisant une réflexion plus approfondie; ainsi il a paru souhaitable d'apporter certaines innovations, compte tenu de l'expérience acquise et de l'observation du comportement des consommateurs.

Le système tarifaire envisagé reste toutefois fidèle, dans les grands principes, à l'esprit de la politique tarifaire menée depuis vingt-cinq ans.

4.1 Le principe de la vente au coût marginal

Satisfaire la demande au moindre coût global implique que le système tarifaire permette d'orienter les consommateurs vers les décisions qui assurent la meilleure utilisation de l'énergie sous toutes ses formes et évite ainsi des gaspillages et des faux emplois coûteux pour la nation. Il doit également respecter le principe de l'égalité de traitement, c'est-à-dire être neutre en éliminant toute discrimination ou avantage catégoriel qui ne soit pas fondé sur des considérations de coût.

La nature des coûts et les éléments qui les déterminent conduisent à adopter, pour les tarifs, une structure binôme comportant deux éléments constitutifs:

– l'un rapporté au kilowatt, couvre les frais de mise à disposition de la puissance,

– l'autre, rapporté au kilowattheure, correspond à l'utilisation de cette puissance (consommation).

4.2 Les critères de base du futur système tarifaire

Si l'on se réfère au calcul rigoureux des coûts, il n'est pas deux clients à qui l'on puisse appliquer le même tarif. Pourtant, tout en reflétant les coûts de manière suffisamment fidèle, les formules tarifaires doivent rester aussi simples que possible.

Aussi s'est-on attaché tout d'abord à la sensibilité du client vis-à-vis du signal qui lui est adressé; certes ce critère n'est pas nouveau mais on a pu constater son efficacité au niveau des tarifs dans l'exemple cité précédemment. C'est pourquoi, les formules mettant en œuvre des moyens compliqués mais dont l'incidence sur le comportement des consommateurs aurait été négligeable, n'ont pas été retenues.

L'autre critère pris en compte se rapporte au coût du matériel à mettre en œuvre. Ainsi la création d'un tarif saisonnalisé pour l'ensemble des clients alimentés en basse tension a été exclue en raison du coût engendré (plus de 20 milliards de francs!) sans commune mesure avec le gain que l'on peut attendre d'une telle sophistication. A l'inverse, les clients les plus importants, au nombre de 600 environ, vont bénéficier d'un tarif plus élaboré, justifié par un éventail des coûts beaucoup plus ouvert que par le passé. On peut admettre en effet qu'une entreprise de cette catégorie, au vu d'un signal qui traduira plus fidèlement la réalité des coûts, cherchera la solution la moins onéreuse pour elle, qui sera aussi la moins coûteuse pour la collectivité.

D'une façon générale, la construction tarifaire proposée va vers une complexité croissante pour les très gros consommateurs, alors que la tendance est à la simplification pour les consommateurs plus modestes.

4.3 Le rôle de la puissance souscrite

Dans le système actuel, deux critères jouent un rôle essentiel dans la détermination du tarif à appliquer: tout d'abord la tension qui sert de base à la définition des catégories tarifaires, ensuite la puissance qui intervient en particulier dans le choix technique du raccordement.

Dans le système futur, c'est la puissance qui deviendra le déterminant du tarif et qui servira donc de base à la ventilation des clients dans les différentes catégories. L'importance relative de la tension va de ce fait se trouver réduite, même si elle continuera à jouer un rôle en tant qu'élément de référence associé au tarif.

Cette innovation présente un premier intérêt: elle permet, à travers un signal plus simple et plus cohérent, de mettre en évidence clairement pour le client la correspondance entre la puissance que l'on met à sa disposition et le coût qui lui est attaché. Quant au choix de la tension d'alimentation, il sera du ressort du producteur qui possède les données permettant de l'optimiser. On évite ainsi d'envoyer aux utilisateurs des signaux qui pourraient les amener à modifier ce choix, et à les écarter des conditions optimales comme cela a pu être parfois le cas dans le passé.

Cette option est corroborée par le fait que certains niveaux de tension tendent à disparaître progressivement (ainsi en est-il du 150 kilovolts) et que, d'autre part, on assiste au développement croissant de systèmes où l'on saute une tension; certaines régions seront équipées de transformateurs 400/90 kilovolts, d'autres de transformateurs 220/20 kilovolts.

4.4 La péréquation géographique

La péréquation géographique nationale sera maintenue dans le domaine de la basse et de la moyenne tension et sera même étendue au niveau de la haute tension. Cette mesure, rendue possible grâce à la réalisation des moyens nucléaires et à l'interconnection des réseaux, a été entérinée par une décision récente des pouvoirs publics.

Pour les plus gros consommateurs, dont la puissance dépasse 40000 kW et généralement alimentés en très haute tension (220 et 400 kilovolts), les tarifs appliqués seraient publiés dans quatre versions et représenteraient les tarifs maximaux applicables. A partir de ces barèmes-guides, des ajustements seraient opérés; ces derniers porteraient sur tous les éléments qui pèsent sur la formation du coût d'une fourniture électrique et intégreraient les spécificités naturelles des fournitures, ou les possibilités d'adaptation du client ainsi que la position par rapport au réseau (nœuds du réseau d'interconnection ou postes d'éclatement des charges en particulier à proximité des centrales nucléaires). Les modalités suivant lesquelles les barèmes réels seraient dérivés des barèmes-guides feraient l'objet d'une codification.

4.5 Raccordement et renforcement

L'expérience a révélé que les modalités antérieures relatives au raccordement ou au renforcement pour augmentation de puissance étaient mal comprises du consommateur. Celui-ci perçoit mal en effet l'obligation qui lui est faite de participer en capital aux investissements que le distributeur peut être amené à faire pour assurer ou modifier son raccordement au réseau.

Aussi les tarifs couvriront-ils l'essentiel des charges de développement des réseaux hormis leur fraction la plus individualisée qui fera l'objet, de la part du client, d'un financement hors tarif. Ce coût, en effet, ne peut raisonnablement être imputé à la collectivité sous peine de voir cette dernière supporter des charges anormales par le biais de péréquations abusives. Mais des solutions suffisamment souples sont prévues pour les clients amenés à se développer. Il est notamment envisagé d'incorporer les frais de renforcement dans un système fondé sur des annuités plutôt que sur un paiement en capital pour que le consommateur n'ait plus à payer à la fois les investissements qu'il fait chez lui, au moment où il se développe, et une participation à des ouvrages qui ne lui appartiendront jamais.

4.6 La tarification des pointes

Lorsque la demande est très forte, il est souvent nécessaire de mettre en route des moyens spécifiques de pointe (turbines à gaz) dont le coût de production est particulièrement élevé. Durant ces périodes chargées, un effacement partiel des consommations permet d'abaisser sensiblement le prix de revient du kilowattheure; ce gain sera d'autant plus sensible à l'avenir que l'éventail des coûts est amené à s'ouvrir davantage.

Il est donc de l'intérêt du producteur et de la collectivité d'inciter les clients, qui en ont la possibilité, à reporter certaines de leurs consommations à d'autres périodes moins chargées, mais les formes diverses que prennent les problèmes de pointe appellent des réponses tarifaires adaptées à chaque cas. C'est pourquoi, en complément des modalités déjà utilisées dans la tarification actuelle, d'autres formules ont été étudiées pour répondre aussi aux caractéristiques nouvelles du système offre-demande. La finalité des dispositions envisagées n'est pas de pénaliser les consommateurs aux moments les plus chargés, mais d'inciter ceux d'entre eux qui le peuvent, à promouvoir une gestion rationnelle du système électrique. Il ne faut pas toutefois qu'en contre-partie de cet effort d'adaptation, ces consommateurs aient à supporter des coûts qui viendraient annuler l'avantage tarifaire. C'est la raison pour laquelle ces dispositions ont un caractère optionnel.

Les pointes journalières

Au niveau national, la consommation d'électricité présente depuis longtemps deux pointes en hiver; l'une le matin autour de 10 heures, l'autre le soir autour de 19 heures. Cette dernière, plus effilée, a crû plus vite que celle du matin, si bien que depuis deux ans la puissance maximale appelée se trouve être à 19 heures. La pointe du matin présente néanmoins le plus de difficulté d'exploitation du fait de la montée en charge très rapide qui suit le creux de fin de nuit. Ces constatations peuvent être observées sur la figure 3.

Longtemps fixé uniformément à 7 h–9 h et 17 h–19 h, l'horaire du poste de pointe a été reculé en 1979 à 9 h–11 h et 18 h–20 h au niveau national, afin de suivre l'évolution de la courbe de charge. Cet horaire est appliqué à tous les clients alimentés en haute tension. Pour tenir compte des conditions locales, des horaires de pointe différents mais de durée identique peuvent être appliqués aux clients alimentés en moyenne tension.

Ce signal tarifaire sera maintenu à l'avenir car il a fait preuve d'une efficacité certaine; en effet 15 % des clients alimentés en haute tension procèdent à un effacement au moment des heures de pointe. Certes la pointe du matin se présente sous la forme d'un palier de trois heures environ qui à terme passera à quatre heures. On pourrait donc songer à un allongement corrélatif du signal, mais une mesure de cette nature ne laisserait plus les mêmes possibilités d'effacement aux clients pour qui le coût d'adaptation risquerait d'être trop élevé. En contrepartie, l'existence de ce palier favorise la décentralisation évoquée plus haut du fait de son coût uniforme sur cette période. On réalise, de la sorte, le meilleur compromis entre l'économie de réseau de distribution et l'économie de production et de grand transport lorsque la pointe locale ne coïncide pas avec la pointe nationale.

Les pointes d'heures creuses

Les courbes de charge aux différents niveaux du réseau n'ont pas une forme identique à celle de la courbe de charge nationale. Il peut s'agir, comme on l'a vu précédemment, d'une variation des horaires et des importances relatives des deux pointes du matin et du soir. Mais certains éléments du réseau ont une courbe de charge profondément différente, et présentent une pointe absolue entre 22 heures et 1 heure du matin, qui correspond au début de la période d'heures creuses et à l'enclenchement des usages à accumulation.

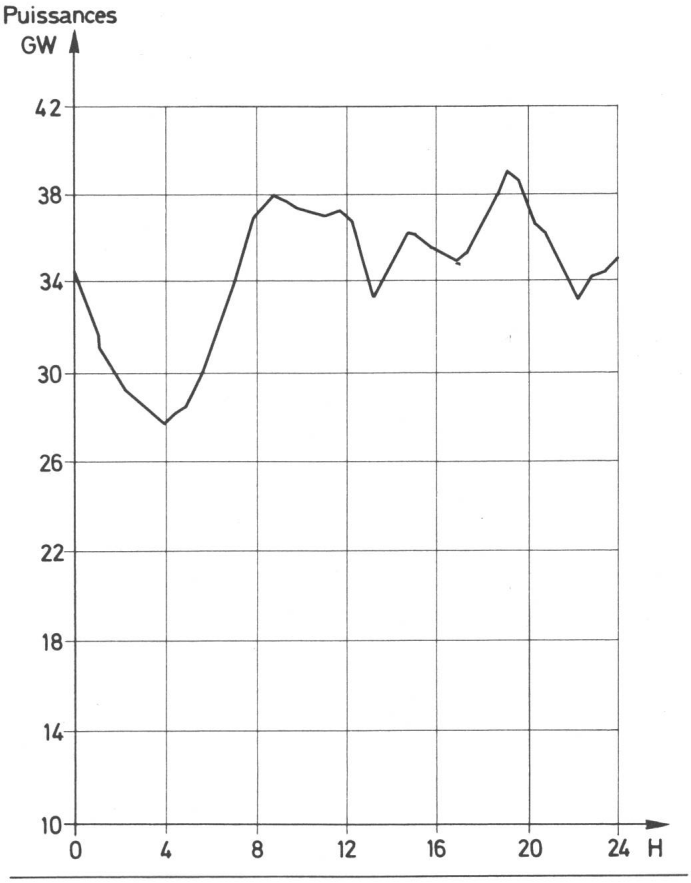

Fig. 3 · Courbe de charge – hiver 1979–1980

La décentralisation des horaires d'heures creuses a permis de régulariser la brusque reprise de charge de 22 heures qui se produisait au niveau national; celle-ci se fait progressivement maintenant de 22 heures à 24 heures.

L'objectif de la politique d'heures creuses est de mettre à la disposition des consommateurs des heures creuses utilisables au coût le plus bas. C'est pourquoi, il est nécessaire d'apporter le plus grand nombre de souplesses possibles pour éviter que ce coût ne se grève de charges de réseau.

Il faudra en particulier diversifier les horaires d'heures creuses sur un même élément de réseau et réaliser un placement de celles-ci sans qu'elles soient nécessairement contiguës; on pourra par exemple avoir des heures creuses méridiennes.

Le futur système autorisera de telles souplesses permettant de préserver l'intérêt des consommateurs qui ont choisi des modes d'utilisation de l'électricité faisant appel aux heures creuses.

Les pointes annuelles

La sensibilité accrue de la charge à la température a modifié la répartition sur l'année des heures les plus chargées. Celles-ci se concentrent sur un petit nombre de jours par an, mais pendant un grand nombre d'heures le même jour, sans qu'il soit possible d'en prévoir la date. Au niveau de la courbe de charge journalière, ce phénomène se traduit par une translation vers le haut sans que la forme de la courbe en soit affectée.

Sur les 2 jours de l'hiver 1979–1980 de la figure 4 on constate que, du fait des différences de température, les heures les moins chargées du jour «froid» sont au niveau des heures les plus chargées du jour «chaud».

La nouvelle nature de cette pointe ne permet plus au niveau des tarifs d'opérer une différenciation de prix selon des périodes fixes et son caractère aléatoire rend plus délicate la conception d'un signal efficace.

Avec les formules d'interruptibilité, le tarif actuel rémunère l'effacement du client durant ces périodes par le biais d'une réduction de la prime fixe, mais il ne traduit pas l'écart des coûts de combustible dans les moyens de production mis en œuvre. C'est pourquoi la nouvelle tarification proposera, à la place de l'interruptibilité, une option qui traduira les coûts de ces surcharges aléatoires appelée «Effacement jours de pointe».

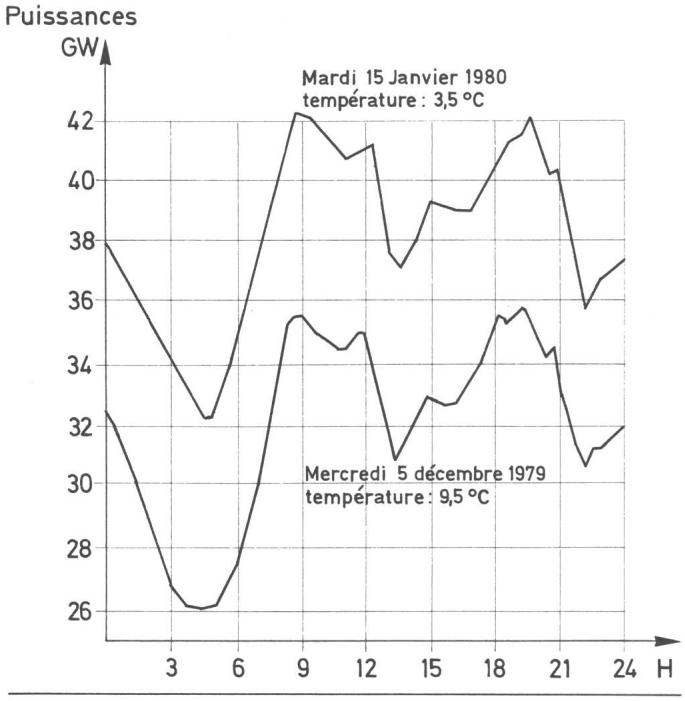

Fig. 4 Courbes de charge et température

Cette option ne différera des tarifs ordinaires que par la définition d'un découpage horosaisonnier différent, où la période de pointe sera mobile au gré du producteur, ce qui permettra de cerner au mieux les heures les plus chères. L'efficacité de ce système dépendra de la possibilité, pour les clients, de mettre à profit les différences importantes de coûts ainsi révélées.

La période de pointe serait constituée de 22 jours choisis par le producteur pour une durée de 18 heures chacun. Un tel choix ne lève pas l'incertitude sur les dates, mais la réduit sensiblement pour ce qui concerne les modalités de mise en œuvre, rendant logiquement moins malaisée la réponse éventuelle du client. Les limites ainsi fixées à la liberté d'action du distributeur ne lui interdisent pas de sélectionner les périodes où, avec une forte probabilité, il sera nécessaire de faire appel à des moyens de pointe, dont les coûts proportionnels seront, en 1990, quinze fois plus élevés que ceux d'une centrale nucléaire.

5. Les nouvelles structures tarifaires

La future grille tarifaire proposée comporte trois familles:

- le tarif vert pour les clients ayant souscrit en principe une puissance supérieure à 250 kVA et qui sont au nombre de 30000 actuellement;
- le tarif jaune pour les clients de moins de 250 kVA et en principe de plus de 36 kVA (soit environ 330000 clients);
- le tarif bleu pour les fournitures de moins de 36 kVA concernera l'immense majorité des clients (23 millions).

5.1 Le tarif vert

Le vocable «tarif vert» recouvre en fait trois tarifs de base:

- le tarif A en principe pour les puissances souscrites entre 250 kW et 10000 kW;
- le tarif B pour les puissances souscrites entre 10000 kW et 40000 kW (environ 600 clients);
- le tarif C pour les puissances souscrites supérieures à 40000 kW (quelques dizaines de clients).

Les dispositions générales

Quatre variantes tarifaires, dont le choix dépendra de la durée d'utilisation, seront proposées aux clients:

- courtes utilisations,
- général,
- longues utilisations,
- très longues utilisations.

Il existera, en outre, une variante secours pour les fournitures se substituant à la source autonome momentanément défaillante d'un auto-producteur, sans que soit reconduite pour autant la possibilité de secours-dépassement. En effet, ce système institué pour la production autonome s'était trouvé étendu aux autres cas un peu par la force des choses. Il permettait à l'utilisateur, sans modifier son comportement, d'obtenir un léger rabais sur le prix, moyennant une construction purement artificielle qui entraînait des complications de gestion sans rien apporter au plan de l'intérêt général.

La dégressivité de la prime fixe qui consiste en un rabais fonction de l'importance de la puissance souscrite, sera également supprimée.

La durée des contrats sera ramenée de cinq à trois ans et la possibilité sera offerte de souscrire en cours de contrat un effacement en pointe ou en heures pleines d'hiver pour un nombre entier d'années.

Les structures de base

Le tarif A

Pour ce tarif, la grille tarifaire est conservée, puisqu'elle comprendra toujours cinq postes horosaisonniers, mais quelques aménagements lui sont apportés:

- l'été passe à sept mois (d'avril à octobre) alors que l'hiver est ramené de six à cinq mois (de novembre à mars).
- la période de pointe sera également réduite à trois mois (décembre, janvier, février), puisqu'elle n'incluera plus le mois de novembre.

Les principales caractéristiques du tarif A sont résumées dans la figure 5.

On remarque par rapport à la situation actuelle que la hiérarchie des prix de kilowattheure des postes d'heures creuses d'hiver et d'heures pleines d'été a été inversée; corrélativement, le classement des puissances que l'on peut souscrire dans chaque poste horosaisonnier a été modifié dans le même sens.

L'ouverture de l'éventail des coûts marginaux de combustible entraînera une baisse sensible à francs constants des prix de kWh en heures pleines et en heures creuses d'été et, à l'inverse, une augmentation des prix des heures de pointe et des heures d'hiver.

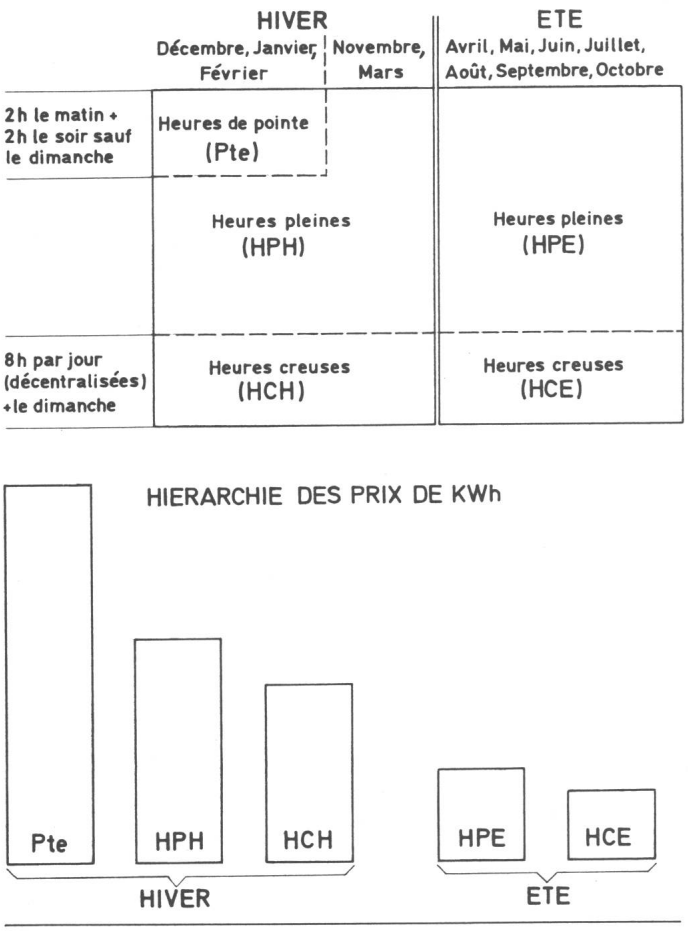

Fig. 5 Principales caractéristiques du tarif A

	HIVER Décembre, Janvier, Février	DEMI-SAISON Mars, Novembre	ETE Avril, Mai, Juin, Septembre, Octobre	JUILLET-AOUT
de 9h à 11h et de 18h à 20h du lundi au vendredi	Heures de pointe (Pte)			
	Heures pleines (HPH)	Heures pleines (HPDS)	Heures pleines (HPE)	(J.A.)
de 1h à 7h pendant 5 jours + samedi + dimanche + jours fériés	Heures creuses (HCH)	Heures creuses (HCDS)	Heures creuses (HCE)	

Fig. 6 Principales caractéristiques des tarifs B et C

Les tarifs B et C

La grille tarifaire comportera huit postes horosaisonniers avec quatre périodes tarifaires: l'hiver, la demi-saison, l'été et les mois de Juillet-Août (fig. 6).

C'est la puissance souscrite en heures pleines de demi-saison qui servira de critère pour le classement en B ou C.

Les clients pourront bénéficier de fournitures modulables, c'est à dire des fournitures à très bas prix durant l'été, pendant un nombre d'heures fixés par contrat mais à des moments choisis par le distributeur en fonction des disponibilités.

La facturation des dépassements de puissance souscrite

Le contrôle de la puissance souscrite se fera à l'aide d'un indicateur de maximum électronique ou par l'intermédiaire d'un enregistreur magnétique; le choix entre ces deux techniques dépendra de la taille du client.

La formule permettant la facturation (mensuelle) des dépassements prendra en compte le dépassement maximal par poste tarifaire et le nombre de dépassements au cours du mois.

La facturation de l'énergie réactive

L'incitation du client à diminuer sa part d'énergie réactive se fait aujourd'hui par le double jeu:

- d'une pénalité si sa consommation d'énergie réactive (des postes de pointe et d'heures pleines) dépasse un certain quota,
- d'une bonification si cette consommation demeure inférieure à ce même quota.

Cette formule présente deux inconvénients majeurs: elle n'est pas simple et se révèle globalement inefficace. A l'avenir la bonification, qui profite surtout aux consommateurs ayant des caractéristiques favorables, sera supprimée. En revanche, l'incitation à installer des condensateurs sera renforcée par l'abaissement du seuil de facturation.

L'excédent d'énergie réactive consommée sera facturé lorsque la proportion de celle-ci dépassera 40% de l'énergie active consommée en dehors des heures creuses durant un mois d'hiver (tarif A) ou d'hiver et de demi-saison (tarifs B et C). Il faut noter qu'actuellement le seuil est sensiblement supérieur, puisqu'il est fixé à 60%.

Tarification de l'effacement pendant les jours de pointe

Il s'agit d'offrir en option un tarif avec un découpage horosaisonnier particulier mais dont le fonctionnement est en tout point analogue à celui des tarifs ordinaires; en particulier il existera plusieurs versions tarifaires (fig. 7 et 8).

JOURS DE POINTE *	HIVER Novembre, Décembre, Janvier, Février, Mars	ETE Avril, Mai, Juin, Juillet, Août, Septembre, Octobre
Heures de jours de pointe	Heures d'hiver	Heures pleines (HPE)
Heures d'hiver		Heures creuses (HCE)

Fig. 7 Option «Effacement jours de pointe» au tarif A
*) en principe 18 heures pendant 22 jours

JOURS DE POINTE *	HIVER	DEMI-SAISON	ETE	JUILLET-AOUT
Heures de jours de pointe	Heures d'hiver	Heures de demi-saison	Heures pleines Heures creuses	(J.A.)

Fig. 8 Option aux tarifs B et C
*) en principe 18 heures pendant 22 jours

Il sera possible de souscrire, de façon analogue aux tarifs ordinaires, des dénivelées de puissance; la décroissance de celle-ci allant dans le sens inverse de la hiérarchie des prix.

Pour tenir compte de la difficulté que peut avoir le client à s'engager sur un effacement, la facturation du dépassement se fera, dans la limite de l'effacement souscrit, par une majoration du prix du kilowattheure consommé en dépassement de la puissance souscrite en heures de jours de pointe.

Tension de référence, raccordement, renforcement

Les catégories tarifaires sont définies par la puissance, mais à chacune d'entre elles est associée une tension dite de référence.

La tension de référence est:
- pour le tarif A: la moyenne tension
- pour le tarif B: les tensions 60 et 90 kilovolts
- pour le tarif C: les tensions 220 et 400 kilovolts

Ainsi les tarifs correspondant à chaque niveau de puissance prennent en compte les coûts des réseaux à cette tension et de tous les ouvrages situés à l'amont.

C'est pourquoi l'abonné raccordé à une tension différente de la tension de référence payera:

– une majoration si sa tension est inférieure pour tenir compte des investissements que le distributeur a fait à sa place;
– une minoration dans le cas contraire compte tenu des investissements qu'il a évités au distributeur.

Dans ces conditions, pour l'abonné qui, en se développant, franchit un seuil tarifaire ou technique, les frais de renforcement ne seront plus payés en capital mais inclus dans le tarif par le biais des minorations et des majorations.

Mais dans tous les cas, les frais de raccordement resteront à la charge du client qui s'installe. Pour les clients des tarifs B et C ils seront calculés suivant les frais réels, alors qu'au tarif A, il sera appliqué une formule simple qui prendra en compte la distance au réseau et la puissance souscrite.

5.2 Le tarif jaune

L'expérience a montré qu'il existait une famille de clients semblables dans leur comportement, mais tarifés de manière fort différente dans le système actuel. Les uns se voient appliquer le tarif basse tension, trop simple pour inciter à des adaptations, les autres le tarif moyenne tension, perçu comme un signal un peu trop sophistiqué.

L'idée de proposer un tarif nouveau, capable de sensibiliser efficacement ces consommateurs et adapté à leurs besoins, s'est concrétisée par la création du tarif jaune qui apparaît évidemment comme une innovation importante du futur système tarifaire.

Les dispositions générales

Le tarif jaune sera un tarif basse tension. Cela signifie que tout abonné dont la puissance est comprise entre 36 kVA et 250 kVA pourra être alimenté en basse tension. Il n'aura donc pas à supporter les frais d'installation d'un poste de transformation ni à en assurer l'entretien par la suite.

La clientèle potentielle est constituée de 200000 clients déjà alimentés en basse tension et de 130000 clients, les plus modestes par la taille, raccordés en moyenne tension.

Par rapport au tarif vert, qui comporte quatre variantes, le tarif jaune sera limité à une version de base dite «normale» très simple, accompagnée d'une variante «longue utilisation» plus élaborée pour les clients ayant des possibilités de modulation importantes de leurs consommations.

La durée du contrat sera de un an.

Les structures de base

Le tarif jaune reste un tarif saisonnalisé mais il présente des simplifications par rapport au tarif vert:
- suppression du poste «pointe»,
- unicité de la puissance souscrite pour tous les postes horo-saisonniers.

La structure est schématisée dans la figure 9.

La version «normale» ne comportera aucune option alors que dans la variante «longue utilisation» il sera possible de souscrire une denivelée de puissance, mais une seule, soit entre heures pleines et heures creuses, soit entre hiver et été, soit entre heures de pointe et heures pleines d'hiver bien que l'énergie de pointe ne soit pas comptabilisée.

La facturation de l'énergie réactive

La puissance souscrite par le client est en fait une puissance apparente puisqu'elle sera comptée en kVA comme pour les clients actuellement au tarif universel.

	HIVER Novembre, Décembre, Janvier, Février, Mars	ETE Avril, Mai, Juin, Juillet, Août, Septembre, Octobre
	Heures pleines (HPH)	Heures pleines (HPE)
8 h par jour décentralisées	Heures creuses (HCH)	Heures creuses (HCE)

Fig. 9 Structure schématisée du tarif jaune

De ce fait, l'énergie réactive ne sera pas enregistrée par l'intermédiaire d'un compteur mais sera facturée dans la prime fixe. Un mauvais facteur de puissance pénalisera l'utilisateur dans la mesure où il sera contraint de souscrire une puissance apparente plus importante. L'installation de condensateurs permettra en revanche de réduire de façon sensible la prime fixe facturée.

Les dépassements de la puissance souscrite

Les valeurs des puissances que l'on peut souscrire s'échelonneront de façon discontinue; le pas séparant deux valeurs successives étant déterminé en fonction d'impératifs techniques.

Dans la version «normale» la puissance sera limitée par un disjoncteur comme dans le tarif basse tension actuel. Cette disposition présente l'avantage de mettre en œuvre un système de comptage simple et peu coûteux.

Dans la variante «longue utilisation», le contrôle de la puissance souscrite se fera par l'enregistrement, d'une part, du temps pendant lequel l'intensité dépasse le seuil S correspondant à la puissance souscrite et, d'autre part, du temps pendant lequel l'intensité dépasse un second seuil S' distant du précédent d'un nombre de pas fixe.

Tarification de l'effacement pendant les jours de pointe

Une option «Effacement jours de pointe» sera associée à la variante longue utilisation; son fonctionnement seta analogue à l'option «Effacement jours de pointe» associée au tarif vert A.

Cette option permet la souscription d'un effacement de puissance en heures de jours de pointe et offre un rabais sur le coût du kWh d'hiver en dehors de cette période. En revanche durant celle-ci le coût du kwh sera beaucoup élevé.

Raccordement et renforcement

L'effort dans ce domaine a porté sur la recherche de formules simples.

La création d'un seuil intermédiaire[1]) de puissance (peut être 100 kVA) est envisagée; ce seuil définirait deux sous-catégories (36 kVA à 100 kVA et 100 kVA à 250 kVA) à l'intérieur desquelles le coût du raccordement serait basé sur une formule forfaitaire fonction de la distance du client au réseau.

Il n'y aurait alors paiement de renforcement de puissance que lorsqu'on passerait au cran de puissance supérieur.

Autres dispositions

Pour permettre d'alléger la relève et la facturation, les relevés seraient espacés de deux mois et ne se feraient plus à des dates fixes grâce à la mise en œuvre de deux systèmes de compteurs à double cadran.

Des modalités souples de passage d'une catégorie de tarif à l'autre ont été adoptées. Ainsi tout client ayant souscrit moins de 36 kVA pourra bénéficier de ce tarif s'il trouve intérêt.

De même un client dont la puissance est inférieure à 250 kVA pourra demander à bénéficier du tarif vert s'il estime y avoir intérêt. Cela implique bien sûr qu'il accepte l'ensemble des modalités (y compris celle afférente au raccordement) du tarif qu'il veut se voir appliquer.

[1]) Il sera peut-être nécessaire de définir plus d'un seuil intermédiaire.

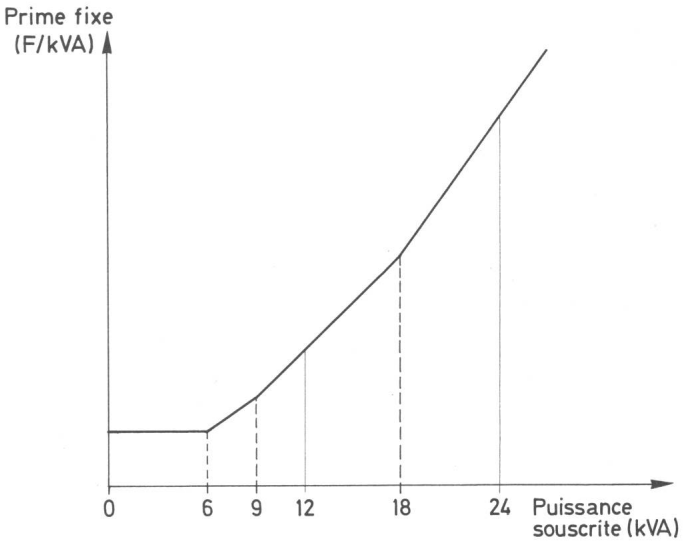

Fig. 10 Croissance de la prime fixe en fonction de la puissance souscrite

5.3 Le tarif bleu

Ce tarif, qui intéresse l'immense majorité des consommateurs (23 millions), a été conçu pour être le plus simple possible sans toutefois travestir la vérité des coûts qui s'y attachent.

Les dispositions générales

La gamme des puissances serait peu différente de celle qui existe aujourd'hui puisqu'elle s'échelonnerait de 6 à 36 kVA, par paliers de 3 kVA jusqu'à 18 kVA, puis par paliers de 6 kVA au-delà.

Les petits consommateurs, dont les besoins en puissance n'excèdent pas 3 kVA, continueront à bénéficier des tarifs particuliers consentis à cette catégorie de clients. Il est possible qu'ultérieurement une version tarifaire de 3 kVA soit créée; elle comprendrait une prime fixe moins élevée que ne l'exigerait le point de vue économique mais en contrepartie le prix du kilowattheure serait supérieur à celui du reste de la gamme tarifaire.

L'ensemble des tarifs de 6 à 36 kVA comportera une version simple analogue à celle qui existe actuellement. A côté de cette version de base, deux options seront proposées:

- l'option «heures» creuses qui sera reconduite dans les mêmes conditions qu'aujourd'hui avec cependant une accentuation de la décentralisation des horaires;
- l'option «Effacement jours de pointe», qui sera introduite dans le tarif bleu pour les clients importants capables de réduire notablement leur demande pendant les jours les plus chargés.

La structure générale

Elle sera de type binôme pour la version de base comme pour les options.

Pour respecter le critère de simplicité auquel les clients concernés restent particulièrement attachés, le prix d'énergie de la version de base et celui d'heures pleines de l'option heures creuses seront identiques. Ce prix sera également unique pour tous les niveaux de puissance souscrite.

La prime fixe unitaire augmentera plus rapidement au-delà de 9 kVA et de 18 kVA (fig. 10). Cette progression correspond

à la prise en compte au niveau de la prime fixe de la saisonnalité des consommations qui caractérise les fournitures importantes.

L'option «Effacement jours de pointe»

La mise en place de cette option se concrétise par la création de trois tarifs «jours de pointe» concernant les plages: 6 kVA à 18 kVA, 18 kVA à 24 kVA, 24 kVA à 36 kVA.

La rémunération de l'effacement durant les heures «de jours de pointe» se fera par la réduction du prix des kilowattheures consommés en dehors de cette période; le niveau devant se situer un peu au-delà du prix d'heures creuses. Les primes fixes associées aux trois versions devraient correspondre respectivement à celle du 6 kVA, du 12 kVA et du 18 kVA du tarif avec option heures creuses.

Aux clients susceptibles de choisir cette option, essentiellement ceux qui utilisent pour le chauffage à la fois une énergie stockable, généralement le fuel, et l'électricité, E.D.F. offrira, par le biais de la télécommande, la possibilité d'une gestion automatique de l'installation dans des conditions optimales.

On pourra assurer ainsi, pendant la période critique, l'effacement d'appareils fonctionnant à l'électricité au profit de l'installation du fuel.

Enfin, comme dans les autres tarifs, les consommations enregistrées pendant les heures «de jours de pointe» seront facturées à un prix beaucoup plus elevé.

Dispositions corollaires

L'importance relative de la prime fixe dans le coût de la fourniture conduira, vraisemblablement, à mettre en place un dispositif permettant de vérifier le bon réglage du disjoncteur, intégré au compteur pour assurer une meilleure cohérence entre puissance à disposition et tarif appliqué.

D'autre part, dans le but de rendre plus homogènes les conditions de raccordement, il est envisagé de généraliser les branchements monophasés non seulement pour les puissances inférieures ou égales à 12 kVA mais probablement jusqu'à 18 kVA grâce à la mise en œuvre de matériels de branchement appropriés.

Dans le domaine des dispositions para-tarifaires qui sont encore à l'étude, l'un des objectifs est de mettre dans les tarifs l'ensemble des frais que le client est amené à payer au cours de sa vie de consommateur, à l'exclusion bien entendu des frais de raccordement qui resteront toujours à sa charge.

Toujours dans le même esprit de simplification, une autre mesure est envisagée qui devrait conduire, à terme, à l'unification, tant en structure qu'en niveau, des tarifs domestiques et professionnels.

Enfin la mise en place et le développement de l'option «Effacement jours de pointe» passent par la nécessité de couvrir l'ensemble du territoire avec le réseau de télécommande.

6. La pénétration de l'électricité

Les orientations décidées par les pouvoirs publics dans le domaine énergétique, pour la décennie 1980–1990, donnent à l'électricité un rôle essentiel pour remplacer, dans le cadre d'une croissance sobre, le maximum de pétrole. Aujourd'hui, sur la totalité de l'énergie primaire consommée en France, 30 % empruntent déjà le canal de l'électricité et ce pourcentage devra atteindre 46 % en 1990.

Cet objectif est subordonné à la réalisation de deux conditions:

- disposer de moyens de production suffisants et adéquats;
- développer de manière importante les utilisations rationnelles de l'électricité.

6.1 Le secteur résidentiel et tertiaire

Dans le domaine de l'habitat et du tertiaire le taux de pénétration de l'électricité doit progresser de 37 % à 58 % en 1990. Cette croissance ne peut se concevoir sans un développement important des usages thermiques, dont la part dans les consommations d'énergie est prépondérante. Les recherches effectuées dans ce domaine ont donné naissance à de nouvelles générations de systèmes de chauffage de l'eau et des locaux, conçus tant pour les constructions existantes que futures. Elles reposent sur deux principes utilisés séparément ou de façon conjointe:

- l'isolation renforcée,
- la bi-énergie qui associe l'électricité à une énergie stockable.

En construction neuve, la recherche d'économies d'énergie plus pousées a conduit à la conception d'un chauffage électrique intégré perfectionné et surisolé. Ce nouveau système, héritier du chauffage électrique lancé en 1970, et appelé «C.E.I.-H» conjuguera haute isolation avec une régulation électronique très fine et une ventilation contrôlée optimale. Ce nouveau système ne condamne toutefois pas le chauffage électrique intégré «classique» dans la mesure où celui-ci par le biais des centrales électriques, consommera de moins en moins de fuel lourd et y substituera du charbon et de l'uranium.

La seconde technique offre l'avantage de pouvoir concerner aussi le marché des locaux déjà construits. Elle repose sur l'utilisation d'une pompe à chaleur assurant l'essentiel des besoins de chauffage, couplée à une chaudière consommant une énergie stockable, du fuel par exemple. Celle-ci est chargée de prendre le relais de la pompe à chaleur dès que celle-ci n'est plus en mesure de fournir l'énergie nécessaire. Cela se produit inéluctablement dès que la température descend au-dessous d'un seuil (2° C) qui rend impossible le fonctionnement de la pompe; mais on peut rencontrer également un fonctionnement simultané des deux types de chauffage. Ce système bi-énergie a été baptisé «PERCHE» sigle qui signifie «pompe à chaleur en relève de chaudière dans l'habitat existant».

D'autres systèmes bi-énergie ont vu le jour; on peut citer en particulier le chauffage électrique d'ajustement dans les immeubles collectifs, qui permet une réduction de la part fournie par la chaudière centralisée grâce à la régulation pièce par pièce qu'autorisent les convecteurs électriques.

Pour les besoins d'eau chaude sanitaire, les systèmes traditionnels, dissociés du chauffage, ont fait l'objet d'améliorations sensibles. Le système actuel, qui tend à développer des pointes de charge locales, verra ses caractéristiques améliorées par l'adaptation d'un «relais-décaleur» qui permettra le report de la charge de l'appareil en fin de nuit. L'heure d'enclenchement sera d'autant plus tardive que la température résiduelle sera élevée.

Dans l'autre procédé dénommé «eau chaude 3 saisons», la production d'eau chaude sera assurée par une chaudière mixte pendant l'hiver tandis qu'un chauffe-eau électrique par accumulation assurera les besoins en dehors de la période de chauffage. Cette solution, qui repose sur la bi-énergie, permet

ainsi l'arrêt de la chaudière quand son rendement est très faible.

6.2 Le secteur industriel

Dans l'industrie, qui consomme près de la moitié de l'énergie primaire, la pénétration de l'électricité va également s'accentuer. Sur la totalité de l'énergie consommée dans ce secteur, la part de l'électricité doit passer de 38 % à 45 % en 1990.

Pour répondre à cet objectif, la recherche des applications s'est engagée dans deux directions.

La première fait appel en totalité à l'électricité car les procédés sont conçus pour permettre à chaque kilowattheure électrique consommé de remplacer de 4 à 20 thermies fossiles. Ils sont donc économes en matières premières et de ce fait compétitifs quelle que soit la période d'utilisation. En dehors des usages spécifiques tels que la force motrice, l'éclairage ou l'électrolyse, les nouvelles applications concernent des opérations de chauffage, de séchage, de concentration ou de séparation qui correspondent à des changements profonds de procédés. D'autres techniques envisagées nécessitent encore un effort important de recherche: électrochimie, four à haute température, plasmas, rayonnement à très haute fréquence. La mise en œuvre de ces procédés très performants sur le plan énergétique appelle, en contrepartie, des investissements lourds dans la plupart des cas.

C'est pourquoi des recherches ont été également engagées dans une autre voie faisant appel à des solutions bi-énergie. Celles-ci permettent à l'industriel de limiter ses investissements en conservant le matériel existant. Le processus électrique, que l'on adjoint à l'ancien, prend le relais de ce dernier pendant toutes les périodes où la charge du réseau est peu importante. Le prix des kilowattheures consommés est alors très bon marché, puisque produit à partir des groupes fonctionnant au charbon ou à l'uranium. A l'inverse l'ancien processus est remis en route pendant les périodes où l'appel à l'électricité sur le plan national est le plus fort.

Adresse de l'auteur
A. M. Kaczmarek, direction générale d'Electricité de France, 2, rue Louis-Murat, F-75008 Paris.

Der Wert nicht verfügbarer Energie als Kriterium für den Ausbau des Stromversorgungssystems

Von E. Stam

Die finnischen Elektrizitätsproduzenten haben mittels einer breit gestreuten Umfrage eine Untersuchung über die Kosten von Störungen oder Einschränkungen der Stromversorgung durchgeführt. Die dabei erzielten Resultate dienen der Systemplanung von Produktion und Verteilung sowie zur Verbesserung des Betriebes der Versorgungsnetze.

Les producteurs finlandais d'énergie électrique ont effectué, par le biais d'une large enquête, une étude sur les coûts des interruptions ou restrictions d'approvisionnement en électricité. Les résultats de cette étude servent à planifier le système de production et de distribution ainsi qu'à améliorer l'exploitation des réseaux d'approvisionnement.

1. Einleitung

Das Stromversorgungssystem muss bei minimalen Kosten möglichst zuverlässig sein. Diese beiden Forderungen widersprechen sich jedoch. Die Versorgungssicherheit kann durch technische Mittel erhöht werden, die jedoch Investitionen erfordern, die mit einer Annäherung an eine störungsfreie Stromversorgung stark ansteigen.

Bei der Planung eines Stromversorgungssystems ergibt sich die Zuverlässigkeit als Resultat einer technischen und wirtschaftlichen Optimierung, bei der die Investitionen für die Erzeugungs- und Verteilanlagen dem Nutzen einer verbesserten Versorgungssicherheit gegenüberzustellen sind. Um die Zweckmässigkeit des Systems vom Verbraucherstandpunkt beurteilen zu können, müssen die wirtschaftlichen Auswirkungen einer Stromunterbrechung oder Lieferungsbeschränkung auf den Verbraucher, sowie deren Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren, bekannt sein. Im vorliegenden Bericht wird zur Kennzeichnung der wirtschaftlichen Auswirkungen einer Versorgungsunterbrechung oder -einschränkung der Ausdruck «Wert der nichtverfügbaren Energie (END-Wert)» verwendet.

NORDEL, die Organisation zur Intensivierung der elektrizitätswirtschaftlichen Zusammenarbeit unter den skandinavischen Staaten, empfiehlt für die Dimensionierung der Stromversorgungskapazität ein Verfahren, das auf den durch Versorgungsunterbrechungen verursachten Kosten beruht. Da diese Kosten bisher in Finnland noch nie in genügend grossem Rahmen untersucht worden sind, hat der Planungsausschuss des Koordinationsrates der finnischen Stromerzeuger (STYV) eine spezielle Arbeitsgruppe mit der Durchführung einer Untersuchung beauftragt.

Diese Arbeitsgruppe unternahm es, die wirtschaftliche Bedeutung störungsbedingter und angekündigter Versorgungsunterbrechungen für die Verbraucher festzustellen, so dass die Ergebnisse auf nationaler Ebene und von den einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen

- bei der Planung der Stromerzeugungskapazität,
- bei der Planung des Stromversorgungsnetzes und des Schutzes desselben sowie
- im Betrieb und für die Planung desselben verwendet werden können.

Die zur Ermittlung des Wertes der nichtverfügbaren Energie (END-Wert) benötigten Grunddaten wurden Anfang 1978 durch Fragebogen erhalten, die den Verbrauchern direkt zugestellt wurden.

2. Grundlagen

2.1 Untersuchte Kosten und deren Preisstand

Die Erhebungen wurden Anfang 1978 durchgeführt. Die Fragebogenempfänger wurden gebeten, ihre Kosten zum damaligen Preisstand anzugeben, damit die Endresultate den Preisstand im ersten Quartal des Jahres 1978 repräsentieren.

Die Verbraucher wurden gebeten, ihre Kosten während einer normalen Kapazitätsausnützung, d.h. ohne Berücksichtigung der Rezession, abzuschätzen. Sie wurden ferner gebeten,