

48916

NATIONS UNIES
CONSEIL
ECONOMIQUE
ET, SOCIAL



Distr.
LIMITEE
E/CN.14/EP/7
31 juillet 1963
Original : FRANCAIS

COMMISSION ECONOMIQUE POUR L'AFRIQUE
Réunion africaine sur l'énergie électrique
Addis-Abéba, 21-31 octobre 1963

LE FINANCEMENT DES ENTREPRISES D'ELECTRICITE ET
LE PROBLEME DE LA TARIFICATION
(Note du secrétariat)

63-2991

GE.63-11763

TABLE DES MATIERES

	<u>Page</u>
<u>Chapitre I.</u> LE FINANCEMENT DES ENTREPRISE D'ELECTRICITE	
1.1 Structure générale des entreprises d'électricité	1
1.2 Structure financière des entreprises d'électricité	1
1.3 La structure des capitaux d'une entreprise d'électricité	2
1.4 La liquidité financière des entreprises d'électricité	4
1.5 La gestion financière d'une entreprise d'électricité	4
1.5.1 Subvention de l'Etat et emprunts auprès de l'Etat	5
1.5.2 Emission d'actions	6
1.5.3 Autofinancement	7
1.5.4 Emission d'emprunts dans le public	10
1.5.5 Emprunts à l'extérieur du pays	10
1.5.6 Conclusions	11
 <u>Chapitre II.</u> LE CALCUL DU PRIX DE REVIENT DE L'ENERGIE ELECTRIQUE	
2.1 Introduction	13
2.2 Eléments des frais de l'exploitation d'une entreprise électrique qui sont indépendants ou presque de la quantité d'énergie annuellement fournie	14
2.2.1 Les frais financiers	14
2.2.2 Les amortissements	15
2.2.3 Les autres postes de dépenses invariables	17
2.3 Eléments des frais de l'exploitation d'une entreprise électrique qui sont en fonction de la quantité de l'énergie électrique annuelle fournie	17
2.4 La relation entre le prix de revient et le facteur d'utilisation	17

**Chapitre III. METHODES ET CRITERES ECONOMIQUES EMPLOYES POUR LA SELECTION
DES INVESTISSEMENTS DANS LE DOMAINE DE L'APPROVISIONNEMENT
EN ENERGIE ELECTRIQUE**

3.1	Introduction	19
3.2	Les critères les plus simples	19
3.3	La valeur en capital de l'investissement	20
3.4	Taux de rendement moyen annuel d'un investissement	21
3.5	Taux de rentabilité interne	21
3.6	Critères des frais minimum	22
3.7	Le problème d'équivalence	23
3.8	Optimisation des programmes d'équipement	25

Chapitre IV. LA TARIFICATION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

4.1	Introduction	28
4.2	Principes de base de la tarification	28
4.3	Le tarif simple	30
4.4	Le tarif binôme	31
4.5	Tarifs à prix marginal	32
4.6	Tarifs doubles	32
4.7	Tarifs spéciaux	32

Annexe -

Bibliographie

CHAPITRE I

LE FINANCEMENT DES ENTREPRISES D'ELECTRICITE ET
LE PROBLEME DE LA TARIFICATIONLa gestion financière d'une entreprise d'électricité1.1 Structure générale des entreprises d'électricité

Au début de notre siècle lorsque l'énergie électrique commença à prendre une place dans la satisfaction des besoins en énergie, sa production et sa distribution étaient exécutées par des entreprises privées. L'intérêt que le pouvoir public a pris au développement de l'approvisionnement en énergie électrique à cause de son importance économique et sociale a, dans plusieurs pays, conduit à la disparition complète ou partielle de ces entreprises qui, peu à peu, sont remplacées par des entreprises municipales, provinciales, nationales ou des services complètement étatisés. C'est ainsi qu'en France, en Grèce, en Irlande et au Royaume-Uni, le service de l'approvisionnement en énergie électrique est assuré par une entreprise nationalisée, soit complètement, soit en grande partie. Dans les républiques populaires de l'Europe occidentale, le service de l'électricité est généralement étatisé et dépend directement du Ministère de l'énergie. En Finlande et en Norvège, l'Etat possède les principales entreprises d'électricité, tandis qu'en Espagne et au Portugal, l'Etat est actionnaire dans les entreprises d'électricité. Au Portugal, en Autriche et en Suède, l'interconnexion nationale est exploitée par une entreprise nationale qui, en Autriche par exemple, est également chargée de la gestion financière de la plupart des grandes centrales électriques propriétés de l'Etat. Aux Pays-Bas, bien que l'Etat lui-même n'y participe pas, l'exploitation du service de l'électricité se trouve entièrement entre les mains des pouvoirs publics, les différentes entreprises d'électricité étant la propriété des autorités provinciales et communales.

Ces différences de structure ont, comme on le verra dans ce qui suit, une certaine influence sur certains détails de la gestion financière de l'entreprise bien que celle-ci soit généralement fondée sur les mêmes principes de base.

1.2 Structure financière des entreprises d'électricité

La structure financière des entreprises d'électricité est généralement caractérisée par l'importance relative du capital investi dans les ouvrages de production et les installations de transport et de distribution. Cette caractéristique est généralement encore

plus prononcée dans les pays qui disposent d'un équipement hydro-électrique important. Le capital en circulation qui se compose de la valeur des stocks, des avances sur diverses commandes, des comptes des consommateurs et d'autres débiteurs ainsi que des comptes financiers ne présente généralement qu'une faible partie du total des capitaux engagés (entre 10 et 20 %). L'importance relative des capitaux investis se manifeste également par la faible valeur de l'indice de circulation définie par le rapport des recettes annuelles et le total des capitaux permanents et qui se situe autour de 30 % dans les pays où la production est principalement basée sur des usines thermiques et tombe au-dessous de 20 % dans les pays où la production hydro-électrique est prépondérante.

1.3 La structure des capitaux d'une entreprise d'électricité

L'examen de la structure des investissements dans une entreprise constitue un important élément d'appréciation de la solidité de sa situation financière, et, par conséquent, de sa position vis-à-vis des bailleurs de fonds sur le marché financier.

Le rapport entre les capitaux permanents, c'est-à-dire le capital social, les emprunts à long terme et les fonds de réserve, d'une part, et les valeurs immobilisées, d'autre part, est important pour l'appréciation de la liquidité financière de l'entreprise, car si les valeurs immobilisées ne sont pas complètement couvertes par les capitaux permanents, une partie d'entre elles est couverte par des dettes à court terme.

Toutefois, si l'entreprise est obligée d'emprunter des fonds d'investissement pour faire face à des demandes croissantes à une époque où le taux d'intérêt au marché financier est particulièrement défavorable, elle peut être tentée de différer ses besoins en capitaux par des dettes à court terme, quitte à convertir ces dernières en dettes à long terme aussitôt que les marchés financiers se montrent plus favorables. En effet, le financement judicieux d'une entreprise prévoit une variation du rapport entre les dettes à long terme et celles à court terme en fonction du taux d'intérêt du marché financier.

Le rapport entre le capital propre de l'entreprise et les dettes à long terme est surtout important pour attirer de nouveaux bailleurs de fonds. Dans une entreprise privée, le capital propre devrait couvrir la partie des immobilisations qui est sujette à certains risques, tandis que le reste des immobilisations pourrait être couvert par des dettes à long terme. On remarquera à ce sujet que l'équipement d'une entreprise d'électricité est caractérisé par une durée de vie relativement longue, surtout en ce qui concerne l'équipement hydro-électrique, et par l'absence d'un danger de dévaluation par diminution de la consommation du produit (énergie électrique). La résistance à des crises économiques est en

autre caractéristique pour les entreprises d'électricité, et il est donc admissible, pour ces entreprises, que les dettes à long terme couvrent une partie relativement importante des valeurs immobilisées.

Le capital propre de l'entreprise qui se compose du capital social et des fonds de réserve, provoque généralement des frais plus élevés pour l'entreprise que les charges financières relatives aux dettes à long terme. En effet, les lois en vigueur dans certains pays obligent les entreprises à payer des impôts sur le bénéfice brut de l'exploitation, donc avant de réserver les dotations dans les fonds de réserve et les dividendes destinés aux actionnaires. Bien que ces derniers ne constituent pas des frais financiers proprement dits, ils devraient cependant être au moins égaux au taux d'intérêt du marché des obligations afin de conserver une position financière favorable pour l'émission de nouvelles actions. Par conséquent, on observe dans les entreprises privées une tendance à limiter le rapport entre le capital propre et les dettes à long terme à la valeur minimum qui permet d'émettre avec succès de nouvelles actions et des emprunts obligatoires sur le marché financier. Comme les emprunts de l'Etat et des pouvoirs publics pour le financement du service de l'électricité ne comportent aucun risque pour les bailleurs de fonds, les entreprises de droit public ont une position favorable sur le marché financier, et ces entreprises peuvent donc, sans inconvénients, réduire leur capital propre.

Il est à remarquer que l'amortissement comptable des installations ne crée pas de nouveaux capitaux. S'il correspond exactement à la dévaluation de l'équipement, l'amortissement ne constitue qu'une transformation d'une partie des capitaux investis en moyens liquides qui peuvent servir à de nouveaux investissements. Si l'amortissement dépasse la dévaluation réelle de l'équipement, il crée alors des réserves secrètes qui, sans paraître dans les livres comptables, affermissent cependant la situation financière de l'entreprise.

L'importance des dotations dans le fonds de réserve dépend des décisions de l'Assemblée générale des actionnaires au sujet des dividendes à payer. Comme l'intérêt des actionnaires d'une entreprise privée est plutôt orienté vers une répartition du bénéfice parmi les actionnaires, les fonds de réserve de ces entreprises restent généralement modestes. Les entreprises de droit public, par contre, dont le but principal est de fournir un service d'approvisionnement en énergie électrique adapté aux besoins économiques et sociaux, sont plutôt disposées à utiliser les bénéfices réalisés pour l'extension nécessaire de leur équipement, augmentant ainsi leur capital propre.

La liquidité financière des entreprises d'électricité

1.4 La liquidité financière d'une entreprise est son pouvoir de satisfaire en temps voulu au paiement des dividendes aux actionnaires, à celui des intérêts et des remboursements de capitaux empruntés et à celui des créanciers fournisseurs. Ces paiements doivent être couverts par les valeurs réalisables à court terme, dont l'encaissement des montants dus pour la consommation de l'énergie électrique constitue la part la plus importante.

Outre la couverture des immobilisations par les capitaux permanents dont il a été fait mention à la section précédente, le rapport entre les valeurs réalisables à court terme et les dettes à moyen et court terme est un moyen de juger de la liquidité financière de l'entreprise. Généralement dans les pays où les entreprises d'électricité sont plutôt des entreprises privées, la liquidité semble être meilleure que dans les pays où les entreprises d'électricité sont la propriété des pouvoirs publics. En effet, ces derniers peuvent plus facilement disposer d'emprunts à court terme lorsque des difficultés de liquidité se présentent. Comme le délai de l'encaissement des montants dus pour la fourniture d'énergie électrique est limité à un ou deux mois, la liquidité financière des entreprises d'électricité est généralement satisfaisante. Cependant, comme des emprunts obligataires forment généralement une partie importante des capitaux permanents, leur amortissement peut donner lieu à des difficultés si le chiffre d'affaires diminue. Heureusement la résistance aux crises économiques qui est caractéristique des entreprises d'électricité diminue le danger que constituerait une telle situation. Mais, si une partie appréciable des nouveaux investissements est réalisée par auto-financement, ce danger n'existe pas. L'auto-financement constitue donc une des meilleures garanties contre les difficultés de liquidité.

Enfin, les emprunts à l'extérieur du pays, peuvent donner lieu à des difficultés de liquidité en devises si les recettes provenant de l'exportation d'énergie électrique ne permettent pas de couvrir les charges financières dues en devises.

1.5 La gestion financière d'une entreprise d'électricité

Ce qui est caractéristique pour une entreprise d'électricité, c'est qu'il s'agit d'une exploitation toujours en expansion. La gestion financière ne se limite donc pas à la collection des recettes, d'une part, et à leur répartition selon les différentes dépenses de l'exploitation, salaires, matériaux, réparations, frais de transport, d'autre part, mais la recherche des ressources de financement pour les nouveaux ouvrages dictés par l'accroissement constant de la demande y joue un rôle prépondérant. En principe, six sources financières peuvent être envisagées pour le financement des nouveaux ouvrages :

- subventions de l'Etat
- emprunts auprès de l'Etat
- émission d'actions
- auto-financement
- emprunts à l'extérieur du pays
- émission d'emprunts dans le public

Les deux premières sources sont caractéristiques pour les entreprises nationalisées ou étatisées; l'émission d'actions ou de parts sociales est, plus particulièrement, du domaine de l'entreprise privée, tandis que les autres sources sont, en principe, ouvertes à toutes les catégories d'entreprises d'électricité.

1.5.1 Subvention de l'Etat et emprunts auprès de l'Etat

Afin de développer l'importance économique de certaines régions non électrifiées, l'Etat peut aider les entreprises d'électricité en leur accordant des subventions destinées à assurer les investissements non rentables qui sont nécessaires. A titre d'exemple, on relèvera que, dans plusieurs pays européens, comme l'Autriche, le Danemark, la Finlande, la France, l'Irlande et les Républiques populaires, l'Etat accorde des subventions destinées au développement de l'électrification rurale.

Dans les pays où les entreprises d'électricité sont nationalisées, leur financement est parfois porté au budget de l'Etat. Ces fonds fournis par l'Etat ne portent pas d'intérêts. Cependant pour assurer dans ce cas un financement sain de l'entreprise d'électricité, les sommes budgétaires qui lui sont attribuées devraient être considérées comme des emprunts d'Etat et porter un intérêt adéquat qui serait alors versé dans les fonds de réserve. En outre, le financement dans le cadre du budget de l'Etat a pour désavantage le fait que les entreprises d'électricité se trouvent alors en compétition avec d'autres services tels que l'enseignement, le réseau routier, etc. Le programme de construction du nouvel équipement courrait alors le risque de dépendre des possibilités du budget au lieu d'être déterminé uniquement par les tendances du développement des besoins en énergie électrique. Ainsi, pour les entreprises nationalisées et étatisées également, l'auto-financement partiel présente un grand intérêt.

Les subventions d'Etat ne portant aucun intérêt risquent d'être utilisées pour maintenir les prix de vente de l'électricité à un niveau inférieur au prix de revient réel. Il en résulterait une stimulation de la consommation d'énergie électrique qui conduirait

au développement disproportionné des besoins et donc à de nouveaux investissements. Finalement, le déficit, conséquence du niveau trop bas des tarifs, devrait être compensé par des ressources financières publiques. Cette situation peut cependant être évitée en adaptant les prix de vente aux prix de revient réels et en utilisant les charges financières épargnées pour l'auto-financement des extensions futures de l'équipement.

1.5.2 Emission d'actions

Le capital social entraîne généralement des charges financières plus élevées que les emprunts obligataires : d'une part, les dividendes sont soumis à un impôt sur les bénéfices et, d'autre part, ils doivent être plus élevés que l'intérêt des emprunts obligataires pour que les actions de l'entreprise puissent conserver une position attrayante sur le marché financier. Par contre, la flexibilité du dividende par rapport aux intérêts fixes des emprunts permet de l'adapter au niveau de rentabilité générale des capitaux. En outre, le capital social ne doit pas être amorti, ce qui est particulièrement important pour maintenir une liquidité favorable à l'entreprise lors d'une régression du chiffre d'affaires. Il y a donc intérêt à maintenir un capital-actions convenable aussi bien dans le cas des entreprises privées que dans celui des entreprises qui sont la propriété des pouvoirs publics.

Mais toute émission d'actions dans le but d'augmenter le capital propre de l'entreprise ne peut être envisagée que si la réglementation en vigueur permet à l'entreprise de réaliser un bénéfice adéquat. Cependant, nationalisée ou non, l'entreprise d'électricité, dans l'intérêt de la situation économique et sociale du pays, est soumise à l'obligation de fournir l'énergie électrique aux prix le plus bas possible. L'intérêt du producteur d'énergie électrique diverge donc de l'intérêt de l'actionnaire qui cherche à améliorer la rentabilité de son épargne. Ce sont généralement les municipalités, les départements, les provinces ou l'Etat lui-même qui sont les principaux actionnaires des entreprises d'électricité, mais l'impossibilité dans laquelle ils se trouvent de couvrir la demande toujours croissante de nouveaux capitaux, les a incités à envisager des émissions d'actions susceptibles d'attirer l'épargne privée. On a proposé à cette fin :

- l'émission dans le public d'actions à nominal réduit
- l'émission d'actions à lots
- l'émission simultanée et conjointe d'obligations et d'actions
- l'émission d'obligations à court terme, convertibles en actions

- l'émission d'actions à dividende garanti et dépourvues de droit de vote [dans ce dernier cas, il ne s'agit, en réalité, que d'un emprunt non remboursable]
- l'émission d'actions ou d'obligations dont l'achat serait rendu obligatoire pour l'industrie, l'artisanat ou d'autres gros consommateurs.

1.5.3 Autofinancement

En général, une partie des fonds nécessaires aux nouveaux investissements peut être prélevée sur les ressources propres des entreprises d'électricité. Il s'agit de l'utilisation de fonds de renouvellement de l'équipement constitués par les amortissements des valeurs immobilisées, de fonds d'extension de l'équipement constitués par des dotations prélevées sur le bénéfice de l'entreprise, ainsi que d'autres réserves financières constituées en vue de dépenses ultérieures comme les fonds de pension, par exemple ^{1/}.

L'autofinancement peut donc aussi bien augmenter le capital propre de l'entreprise (fonds d'extension de l'équipement) que ses dettes à long terme (fonds de pension). L'utilisation du fonds de renouvellement, par contre, ne provoque pas un accroissement des capitaux permanents.

Les amortissements des valeurs immobilisées se traduisent en une transformation d'une partie du capital investi en moyens liquides qui, en principe, doivent servir au financement de deux catégories de dépenses :

- renouvellement des installations vétustes

- amortissement des emprunts obligatoires

Si les amortissements destinés à alimenter les fonds de renouvellement sont utilisés pour le financement de nouvelles installations sans qu'une partie équivalente de l'ancien équipement ait été déclassée, ils créent une extension de l'équipement sans toutefois créer de nouveaux capitaux.

L'amortissement des valeurs portées aux livres de l'installation peut se faire en termes annuels égaux, en termes progressifs ou en termes dégressifs, ces derniers correspondant peut-être le mieux à la dévaluation réelle de l'équipement. Si l'amortissement comptable des valeurs immobilisées dépasse la dévaluation effective de l'équipement, il crée

^{1/} Certains auteurs réservent l'expression "Autofinancement" à l'investissement des bénéfices à l'exclusion du réemploi des amortissements. Tel est le point de vue de la Fédération professionnelle des producteurs et distributeurs d'électricité de Belgique (FPE).

des réserves secrètes qui peuvent également faciliter l'autofinancement de nouvelles installations. Il ne s'agit pas non plus dans ce cas de création de capital propre, car les réserves secrètes ne sont que des crédits temporaires qui ont cependant l'avantage de ne porter aucun intérêt.

Pour tenir compte de la dévaluation de l'argent, qui se produit par suite de l'augmentation du prix de construction des installations de mêmes caractéristiques, dans certains pays l'amortissement de l'équipement est calculé sur la base de la valeur de remplacement. Du point de vue comptabilité, cette méthode de calcul donne lieu à la création de capital propre qui, cependant, correspond en fait à une réévaluation du capital investi. Si ce dernier se compose dans une proportion importante d'emprunts obligataires, l'amortissement basé sur la valeur de remplacement peut donner lieu à des accroissements appréciables du capital propre.

L'autofinancement d'une partie des installations nouvelles par amortissements dégressifs sur la base de la valeur de remplacement de l'installation n'est possible que si le bénéfice brut le permet. Parfois, on reproche à cette méthode d'amortissement le fait qu'elle présente le danger que pendant la première période d'exploitation d'une installation le bénéfice d'exploitation ne permette pas l'amortissement renforcé de la valeur portée au livre, tandis que, durant la dernière période d'exploitation de cette installation, les faibles amortissements tendent à créer un bénéfice artificiel. Mais ce danger ne se présente que dans le cas d'une entreprise dont le chiffre d'affaires diminue graduellement, ce qui n'est donc généralement pas le cas pour une entreprise d'électricité.

Cependant, l'autofinancement par amortissements dégressifs est généralement limité par les lois régissant la gestion des entreprises.

L'autofinancement par utilisation des fonds d'extension de l'équipement constitués par des dotations prélevées sur les bénéfices de l'entreprise présente dans le cas des entreprises privées le désavantage que le montant des dotations est soumis à l'impôt sur les bénéfices. Ce mode d'autofinancement peut donc donner lieu à des charges fiscales considérables. Il se heurte en outre à l'opposition des actionnaires en raison de la diminution des dividendes qui en est la conséquence.

On objecte souvent à l'autofinancement que les entreprises d'électricité, vu l'importance de la production électrique dans la situation économique et sociale, ne devraient pas avoir le droit de réaliser un bénéfice dépassant une rentabilité adéquate des capitaux investis. Tout bénéfice supérieur, même s'il est utilisé pour de nouveaux investissements, supposerait que la vente de l'électricité se fait au-dessus de son prix économique. Dans ce

même ordre d'idées, les entreprises d'électricité devraient limiter les amortissements de l'équipement à un pourcentage convenable de la valeur historique d'achat de cet équipement, en évitant toute réserve financière secrète utilisable pour les nouveaux investissements.

A titre d'exemple, on calculera ci-après l'autofinancement réalisable par les amortissements linéaires dans deux cas caractéristiques, sans tenir compte de la part qui doit être utilisée pour l'amortissement des emprunts obligataires et en supposant que le prix d'achat de l'équipement reste stable pendant une période dépassant la durée de vie de ce matériel.

Dans le premier cas, caractéristique des pays où la production thermique est prépondérante, on supposera que la durée de vie de l'équipement est de 20 ans en moyenne et que l'accroissement de la puissance appelée s'effectue à un taux annuel de 7,5 %. Si l'on admet que toute installation ayant plus de 20 ans est remplacée par une nouvelle, l'amortissement de 5 % par an porte sur l'équipement tout entier. Le coût de construction des installations qui doivent être ajoutées annuellement à l'équipement est de 7,5 % de la valeur de remplacement de l'installation existante. Le coût du renouvellement à effectuer chaque année correspond aux 7,5 % de la valeur de remplacement de l'installation qui existait il y a vingt ans et dont la valeur était, à cette époque, d'environ un quart de celle de l'installation actuelle, en supposant que les prix soient inchangés et que le taux d'accroissement soit de 7,5 % pendant toute cette période. Le coût du renouvellement correspond donc à 1,875 % de la valeur de remplacement de l'équipement existant. Le total des nouveaux investissements à effectuer correspond donc aux 9,375 % de la valeur de remplacement de l'équipement existant, tandis que 5 % de cette même valeur correspond aux amortissements annuels. Ces derniers couvrent donc, dans ce cas, 53 % des nouveaux investissements.

Le deuxième cas examiné est celui d'un pays où la production hydro-électrique est prépondérante et où, par un développement déjà important de l'application de l'énergie électrique, le taux annuel d'accroissement de la consommation n'est que de 5 %. En supposant que la durée de vie moyenne de l'équipement est de 50 ans, on trouve que les nouveaux investissements à effectuer annuellement correspondraient aux 5,436 % de la valeur de remplacement de l'équipement existant. Dans ce cas, 37 % des nouveaux investissements seraient couverts par les amortissements annuels.

Ces exemples donnent une indication sur l'importance de l'autofinancement par les amortissements linéaires, qui serait encore plus élevée si l'on appliquait des amortissements dégressifs.

En conclusion, on peut dire qu'un système d'amortissement de l'équipement basé sur la valeur de remplacement procure une source précieuse pour l'autofinancement de nouvelles installations, source qui peut être encore renforcée par l'application de la méthode d'amortissements dégressifs pour autant que les lois sur la gestion et le bénéfice brut des entreprises le permettent.

Aussi longtemps que le marché financier peut fournir, à raison d'un intérêt modique, les autres fonds nécessaires aux investissements, le financement par augmentation du capital et par emprunts auprès du public semble préférable à une extension de l'autofinancement, par exemple par des fonds d'extension alimentés par des dotations prélevées sur le bénéfice de l'entreprise, en raison des désavantages d'ordre fiscal de cette dernière méthode. Cependant, après une année d'exploitation favorable, une gestion judicieuse de l'entreprise peut procéder à des dotations prélevées sur le bénéfice et au profit des fonds de réserve par mesure de sécurité. Cette méthode de renforcement de l'autofinancement peut, en outre, s'avérer préférable à l'émission d'emprunts pendant des périodes de resserrement du marché financier.

1.5.4 Emission d'emprunts dans le public

L'émission d'emprunts dans le public, comportant un taux fixe d'intérêts et amortissable à long terme, a toujours été une source importante et utile pour le financement des nouveaux investissements des entreprises d'électricité. Pendant les périodes où le taux d'intérêt est bas, les emprunts auprès du public ont fourni des fonds importants à bon marché, mais une augmentation de la demande de capitaux sur le marché financier fait élever rapidement le taux d'intérêt que l'on doit accorder pour assurer la réussite d'une telle émission. Cependant, on peut alors limiter la période d'amortissement de ces emprunts afin de les remplacer par d'autres, à un taux d'intérêt moins élevé et de plus longue durée aussitôt que les possibilités du marché financier s'améliorent.

1.5.5 Emprunts à l'extérieur du pays

Si les possibilités du marché financier intérieur sont limitées, on essaie parfois d'obtenir des fonds par des emprunts auprès d'institutions bancaires internationales ou émis sur le marché financier d'un autre pays où la pénurie de capitaux est moins prononcée. La Banque internationale pour la reconstruction et le développement ainsi que la Banque export-import, par exemple ont, ces dernières années, consenti des emprunts importants destinés au développement du service de l'énergie électrique dans plusieurs pays. Dans une large mesure, l'attribution de ces emprunts s'est fondée sur le principe que l'amélioration

du service de l'énergie électrique et d'autres services publics essentiels profitent à l'économie du pays intéressé dans son ensemble. En outre, dans le cadre des contrats internationaux à long terme et relatifs à la construction de centrales électriques sur le territoire d'un pays et dont la production est partiellement ou entièrement destinée à un autre pays, on convient parfois de la participation du pays importateur au financement des ouvrages.

L'emprunt de capitaux dans d'autres pays présente en principe l'inconvénient que l'intérêt doit être payé et le remboursement du capital entièrement effectué en devises. S'il s'agit d'investissements dans le cadre d'un contrat à long terme pour l'exportation d'énergie électrique, cette dernière permet au pays exportateur de se procurer des ressources suffisantes en devises. Mais, dans d'autres cas également, cet inconvénient est généralement de peu d'importance étant donné que l'amélioration de l'économie du pays qui résulte de l'électrification en profondeur, provoque dans la plupart des cas un accroissement de la production industrielle et une augmentation des recettes de l'exportation et de l'épargne. Ces recettes suffisent généralement à assurer le paiement des intérêts et le remboursement des dettes contractées. Ce point perd d'ailleurs de son importance à mesure de la convertibilité monétaire des pays.

1.5.6 Conclusions

Pour que la situation financière des entreprises d'électricité demeure saine, il est indispensable de choisir avec beaucoup de soin les ressources financières à utiliser pour le financement des nouveaux investissements. Il paraît justifié de prélever sur le bénéfice brut d'exploitation une partie appréciable des fonds nécessaires par une saine politique d'amortissements comptables que l'on apportera annuellement à la valeur portée aux livres de l'équipement existant. Pour le reste, ce sont surtout les emprunts auprès du public et l'augmentation du capital social qui constituent les ressources les meilleures bien que l'augmentation du capital social puisse entraîner quelques conséquences fiscales moins avantageuses. Les subventions de l'Etat sont fort utiles pour les investissements non économiques, effectués dans le but de développer l'électrification, ce qui peut avoir des suites importantes pour le développement économique national. L'aide financière de l'Etat accordée au financement des investissements nécessaires au développement normal de l'entreprise par le moyen de subventions et d'emprunts à intérêt réduit dans le but de maintenir le prix de l'électricité au-dessous de son niveau économique, comporte cependant

des risques de non-rentabilité et de développement exagéré de la demande d'énergie électrique. Les emprunts à l'extérieur du pays peuvent parfois être envisagés pour des investissements qui permettent d'ouvrir de nouvelles ressources de devises. S'ils sont utilisés pour réaliser des ouvrages nécessaires aux besoins internes du pays, ils comportent également certains risques pour la situation financière future de l'entreprise. Cependant, dans tous les cas où l'industrie de l'électricité rencontre des difficultés pour se procurer les capitaux nécessaires à son développement, il serait préférable d'envisager une augmentation de l'autofinancement même s'il en résulte une augmentation des prix de l'électricité. En effet, l'autofinancement permet de maintenir une situation financière saine dans les entreprises d'électricité, condition nécessaire pour assurer l'évolution naturelle de cette industrie qui constitue une des bases du développement économique d'un pays.

CHAPITRE II

LE CALCUL DU PRIX DE REVIENT DE L'ENERGIE ELECTRIQUE.

2.1 Introduction

Les frais de l'exploitation d'une entreprise d'électricité se divisent en trois groupes :

- l'exploitation des usines de production de l'énergie électrique,
- l'exploitation des réseaux de transport,
- l'exploitation des réseaux de distribution.

Ainsi, on peut également distinguer trois catégories de prix de revient de l'énergie électrique :

- prix de revient à la sortie des usines,
- prix de revient à la sortie du réseau de transport,
- prix de revient rendu au consommateur basse tension.

Le premier a son importance pour la comparaison de l'efficacité des différentes usines disponibles et sert donc de base au programme de la répartition de la charge. Le prix de revient à la sortie du réseau de transport sert surtout comme donnée de base pour la conception de contrats de fourniture aux entreprises de distribution ou aux gros consommateurs qui se chargent eux-mêmes de la transformation de l'énergie électrique prélevée, à la tension convenable de consommation. Enfin, le prix de revient rendu au consommateur basse tension présente la base de la tarification des consommateurs raccordés aux réseaux de basse tension. Malheureusement, le prix de revient de l'énergie électrique ne présente pas un critère suffisamment précis. Comme on le sait, le prix de revient moyen annuel de l'énergie électrique résulte du quotient de l'ensemble des frais accrus pendant l'année pour la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique, et de la quantité de l'énergie électrique fournie au consommateur. Comme une partie de ces frais, les frais financiers par exemple, est indépendante de la quantité d'énergie électrique fournie, le prix de revient est fonction du facteur d'utilisation de la puissance installée.

En fait, le prix de revient de l'énergie électrique varie de manière continue en fonction de la puissance fournie. C'est cette fonction qui devrait être reflétée dans la tarification et qui se dégage d'une analyse précise des éléments du prix de revient.

On distingue entre ces derniers deux groupes, le premier contient les éléments qui sont indépendants ou presque de la quantité d'énergie annuellement fournie :

- frais financiers,
- amortissements,
- assurances,
- impôts et taxes,
- salaires,
- direction et frais généraux.

Le deuxième groupe contient, par contre, les éléments qui dépendent entièrement, ou pour une part prépondérante, de la quantité d'énergie électrique annuellement fournie :

- consommation de combustible,
- consommation de lubrifiants et matériaux,
- travaux d'entretien et de réparations.

2.2. Eléments des frais de l'exploitation d'une entreprise électrique qui sont indépendants ou presque de la quantité d'énergie annuellement fournie

2.2.1. Les frais financiers. - Les frais financiers se composent généralement de l'intérêt à payer sur les fonds empruntés. Pour les entreprises privées et d'autres où une partie des capitaux investis se composent d'un capital social, il faudrait y ajouter le dividende à payer aux actionnaires, car celui-ci présente également une charge financière de l'entreprise.

Généralement, le taux de dividende est fixé par l'Assemblée générale de la société lorsqu'elle examine le bilan de l'entreprise à l'expiration d'une année d'exploitation. Ce dividende représente la répartition du bénéfice de l'entreprise après déduction des impôts sur le bénéfice total et des dotations dans les fonds de réserve. La charge financière pour l'entreprise provoquée par les fonds prélevés sur le capital social comporte donc également un élément résultant de l'impôt sur le bénéfice, ce qui n'est pas le cas pour les frais financiers qui résultent des emprunts.

Il est, en outre, à remarquer que le dividende payé représente en quelque sorte un indicateur de la prospérité de l'entreprise et peut exercer une influence sensible sur le résultat de l'émission des emprunts sur le marché financier. De ce fait également, le taux de dividende peut varier dans certaines limites.

Si la détermination du prix de revient doit servir de base à l'établissement d'une tarification, il se peut qu'une correction soit nécessaire si certains investissements ont été financés par des subventions ou par des emprunts à intérêts subventionnés.

Si, par exemple, des subventions et des emprunts à intérêts réduits ou sans intérêts ont été mis à la disposition d'une nouvelle entreprise dans le but de faire démarrer l'exploitation, il faudrait quand même tenir compte dans le compte d'exploitation d'un intérêt adéquat de ces fonds pour éviter que le prix de revient calculé qui sert de base à la tarification soit fixé à une valeur inférieure à la valeur réelle de l'énergie électrique. En cas d'inobservation de cette règle, les investissements ultérieurs financés par des emprunts à des intérêts correspondant au taux du marché financier feraient monter rapidement les frais financiers et donc le prix de revient. Ainsi, après un délai relativement court, on serait obligé de modifier, avec tous les inconvénients d'une telle procédure, la tarification en vue d'adapter les recettes aux dépenses.

Si, par contre, des subventions ont été données pour étendre le service de l'électricité à des régions rurales où les ventes d'énergie électrique prévues ne sauraient justifier les investissements relativement importants pour l'électrification, une telle correction augmenterait hors proportion le prix de revient et donc les tarifs. Cela s'opposerait à un développement rapide de la consommation dans ces régions, développement qui serait néanmoins désirable pour arriver rapidement à une rentabilité appropriée des investissements initiaux. Dans ce cas, une correction qui tiendrait compte d'un intérêt fictif des subventions ne serait donc pas opportune.

2.2.2. Les amortissements.— L'amortissement de l'équipement d'entreprises devrait représenter la dépréciation réelle de celui-ci causé par l'usure. Ainsi, l'amortissement met progressivement l'usure de l'installation à la charge de son exploitation.

Si le financement des investissements de l'entreprise a été fait prépondérément par des emprunts, on peut défendre le point de vue d'après lequel l'amortissement doit être basé sur le prix historique de l'installation. La somme accumulée des amortissements à l'expiration de la durée de vie de l'installation constituerait dans ce cas exactement les fonds empruntés pour l'investissement. Cependant, si la valeur de l'argent est dévaluée entretemps, les fonds ainsi reconstitués ne suffiraient plus pour la construction d'une nouvelle installation qui pourrait remplacer celle arrivée à la vétusté; ainsi le poste d'amortissement aurait la tendance d'accroître de manière discontinue, et comme ce poste est un élément relativement important du prix de revient, celui-ci augmenterait également de manière discontinue.

L'amortissement sur la base du coût de remplacement n'a pas cet inconvénient.

Selon ce principe, l'amortissement accumulé à l'expiration de la durée de vie de l'installation en question devrait permettre le financement de la construction d'une nouvelle

installation de mêmes capacité et qualité. Cette méthode tient donc compte d'une réévaluation du capital propre de l'entreprise lors d'une dévaluation de la monnaie. Cette méthode paraît mieux adaptée aux besoins quand les investissements sont financés par le capital social de l'entreprise.

En outre, pour la détermination du montant de l'amortissement annuel, différentes méthodes sont en usage. Il y a tout d'abord la méthode linéaire selon laquelle le montant de l'annuité est déterminé en divisant pour chacun des éléments de l'équipement le capital immobilisé initialement dans l'installation en question ou le coût de son remplacement par la durée de vie admise pour cet élément de l'équipement.

La méthode de détermination des annuités d'amortissement qui tient compte de l'intérêt composé, ou, ce qui revient au même, quand l'amortissement est entièrement utilisé pour le remboursement du capital emprunté, la méthode qui rend constante la somme de l'amortissement et l'intérêt à payer sur le capital s'appelle méthode des annuités égales (sinking Fund Method). Son application revient à une annuité d'amortissement moins élevée que la première, surtout s'il s'agit de la dépréciation d'une installation ayant une longue durée de vie.

Il y a enfin l'amortissement en termes dégressifs qui sort du principe que la dévaluation d'un équipement n'est pas en réalité linéaire mais dégressive et que, de ce fait, la dépréciation dont on tient compte dans la comptabilité devrait être également dégressive. Un taux dégressif d'amortissement présente en outre l'avantage d'une diminution de la charge provoquée par ce dernier au cours de la durée de vie de l'installation, alors que les dépenses pour les réparations ont tendance à s'accroître pendant cette période. Cependant si cela pouvait être vrai pour une entreprise exploitant une seule centrale et des réseaux se développant graduellement, en réalité la plupart des usines et des réseaux font partie d'un grand complexe en expansion constante. Dans ces conditions, c'est plutôt la moyenne des dépenses pour grosses réparations et renouvellement qui doit être convertie par les amortissements de l'ensemble de l'équipement.

La méthode proportionnelle est un exemple de l'amortissement en termes dégressifs : le terme annuel d'amortissement est calculé comme un taux fixe de la valeur portée aux livres du bien pris en considération. Cette dernière est déterminée en défalquant de l'investissement initial l'amortissement calculé durant les précédentes années de l'exploitation.

On peut conclure de ce qui précède que l'amortissement linéaire sur la base du coût de remplacement présente la méthode qui est le mieux adaptée pour déterminer

l'élément "amortissement" dans le calcul du prix de revient. Toutefois, pour la comptabilité de l'entreprise, la détermination de l'amortissement selon la méthode dégressive, sur la base du coût de remplacement dans les limites prévues dans les lois en vigueur, peut présenter des avantages parce qu'elle permet de créer des réserves secrètes qui renforcent la situation financière de l'entreprise.

2.2.3. Les autres postes de dépenses invariables

Parmi les autres postes de dépenses invariables, donc les salaires, les assurances, les impôts, les taxes, la direction générale et les frais généraux, le premier est le plus important. Les salaires se composent des salaires de la direction et de l'administration de l'entreprise, ceux du personnel de surveillance et de l'exploitation des usines et des réseaux et, enfin, ceux du service de relevés des compteurs et de l'encaissement. Ce sont surtout ces derniers qui pèsent lourdement sur l'exploitation si la consommation spécifique n'atteint pas encore des quantités appréciables et il importe donc dans ces cas d'utiliser les méthodes simplifiées de comptage et de paiement. Cette question est examinée au chapitre IV.

2.3. Eléments des frais de l'exploitation d'une entreprise électrique qui sont en fonction de la quantité de l'énergie électrique annuelle fournie

Parmi les postes des dépenses qui varient en fonction de la quantité d'énergie fournie, donc la consommation de combustible, la consommation de lubrifiants et matériaux et l'entretien et la réparation, le premier est le plus important, du moins dans le cas où la production hydro-électrique n'est plus prépondérante. Il est à remarquer que la consommation des combustibles n'est pas seulement fonction de la quantité d'énergie électrique produite dans les usines, elle est également fonction du facteur d'utilisation de l'équipement de production et de la répartition de la charge dans le réseau. Cela s'explique, d'une part, par le rendement variable des unités de production en fonction de leur charge et, d'autre part, par la variation des pertes de transport en fonction de la puissance transportée. En principe, on devrait tenir compte de cette variabilité de l'élément combustible du prix de revient dans la tarification et il importe donc de déterminer approximativement les fonctions par lesquelles elle est exprimée.

2.4. La relation entre le prix de revient et le facteur d'utilisation

De manière très approximative, la relation entre le prix de revient et le facteur d'utilisation prend la forme mathématique indiquée ci-après :

$$p_m = \frac{c_1}{u} + c_2$$

Dans cette formule p_m signifie "prix de revient moyen annuel", u représente le facteur d'utilisation de la puissance totale installée, tandis que c_1 et c_2 sont des constantes.

La constante c_1 représente en fait les frais fixes horaires par kW installé et c_2 les frais variables par kWh produit parfois également appelés "coût proportionnel".

En ce qui concerne l'ordre de grandeur de ces constantes, on peut dire que pour une centrale thermique, les deux composantes du prix de revient sont à peu près égales. Le coût de transport et de distribution équivalent environ le coût d'énergie électrique à la sortie de la centrale, on peut constater pour une entreprise ne disposant que d'usines thermiques, que 3/4 du prix de revient rendu au consommateur basse tension se compose des frais fixes, tandis que les frais proportionnels forment le quart restant. Pour une entreprise hydro-électrique, les frais proportionnels sont pratiquement 0.

Il est donc évident que l'amélioration du facteur d'utilisation influencera favorablement le prix de revient. Il faut cependant relever que, pour la production des entreprises hydro-électriques, certaines limites sont déterminées par le débit de l'eau pour chaque usine. Il y a une quantité maximum de production annuelle que l'on ne peut dépasser qu'occasionnellement au cours d'une année caractérisée par une hydraulité favorable. La productibilité de ces usines est également fonction des saisons et les réservoirs d'emmagasinement servent donc en premier lieu comme tampon entre les variations du débit d'eau, d'une part, et des variations de la consommation, d'autre part. Malheureusement, dans un service d'énergie électrique, ce sont les consommateurs qui, par action unilatérale déterminent la charge des réseaux. Cependant, la tarification présente un moyen entre les mains des entreprises qui permet de diriger un peu ces actions unilatérales des consommateurs. Ainsi, de nombreux systèmes de tarification, dont on exposera l'essentiel au chapitre IV, visent une amélioration du facteur d'utilisation, en vue de réduire le prix de revient moyen.

CHAPITRE III

METHODES ET CRITERES ECONOMIQUES EMPLOYES POUR LA SELECTION DES INVESTISSEMENTS DANS LE DOMAINE DE L'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ELECTRIQUE

3.1 Introduction

Les entreprises d'électricité doivent faire face à une demande toujours croissante; par conséquent, d'année en année, leur équipement et leurs installations de production et de transport doivent être, d'une part, renouvelés en remplaçant l'équipement et les installations vétustes et, d'autre part, être complétés par de nouveaux. Souvent l'objectif de consommation peut être satisfait par plusieurs solutions différentes entre lesquelles il faut choisir la plus économique. On a donc établi des méthodes d'analyse économique particulières permettant de déterminer cette dernière. Ces méthodes servent surtout à informer les personnes responsables pour la décision d'investissements sur les répercussions économiques probables de leur décision. Cela n'exclut pas que cette dernière tient compte encore du système politique de l'Etat et d'éléments d'ordre social, juridique ou autre.

3.2 Les critères les plus simples

Le critère le plus simple utilisé pour le choix entre les diverses possibilités en vue d'augmenter la capacité de production d'énergie électrique pour faire face à l'accroissement continu de la demande et qui n'est utilisé que dans les cas simples est celui du prix de revient moyen du kWh pour une année considérée par l'exploitant comme caractéristique pour l'exploitation. Ce critère est parfois utilisé dans les pays où la production d'énergie électrique est prépondérément basée sur des usines thermiques, pour comparer telle ou telle autre solution pour la construction d'une nouvelle usine. En principe, ce critère se prête bien à la comparaison d'installations de la même nature. Cependant pour la comparaison d'usines hydro-électriques, ce critère est de peu d'importance, la productibilité de ces usines dépendant principalement du débit d'eau. Un critère parfois utilisé pour les aménagements hydro-électriques est le coût de construction par kWh de la productibilité moyenne annuelle.

3.3 La valeur en capital de l'investissement

La comparaison économique de deux ou plusieurs projets d'installation est rendue plus difficile si les différentes alternatives présentent des variations relatives à :

- la durée de construction,
- la durée de vie,
- le facteur d'utilisation de la puissance maximum,
- les frais de réparation,
- les tendances de l'inflation du prix de combustible brûlé.

Dans ce cas, le calcul d'actualisation permet une comparaison économique plus subtile et précise que la simple comparaison du prix de revient moyen annuel. Comme on le sait, le calcul d'actualisation tient compte du fait qu'une dépense actuelle représente une prestation plus importante qu'une dépense future et qu'une recette actuelle vaut davantage que la même recette réalisée après un certain délai. Ainsi on peut calculer pour chacun des projets soumis au choix sa "valeur en capital" qui est définie par la différence entre la somme de tous les bénéfices actualisés réalisables au cours de la vie physique de l'équipement et l'investissement que ce dernier requiert, le bénéfice étant défini par l'écart entre les recettes annuelles et les dépenses annuelles d'exploitation sans tenir compte de l'amortissement de l'équipement. La valeur en capital peut être représentée par la formule mathématique indiquée ci-après :

$$V_a = \sum_{t=1}^n B_t (1+i)^{-t} - I$$

V_a = Valeur en capital d'un investissement

B_t = Bénéfice réalisé dans l'année t (Recette - dépenses d'exploitation)

i = Taux d'actualisation

I = Montant de l'investissement

n = Nombre d'années de la vie économique de l'investissement

Pour déterminer ce critère pour un projet envisagé, il faut donc pour chaque année de la période de sa construction estimer les dépenses et pour chaque année de toute la durée de sa vie économique estimer les dépenses et les recettes.

3.4 Taux de rendement moyen annuel d'un investissement

Au lieu de déterminer la valeur en capital d'un investissement, on peut répartir cette valeur en termes égaux sur toute la durée de vie de l'installation déterminant ainsi le rendement moyen annuel du projet envisagé. Ce rendement est égal au bénéfice annuel constant qui, actualisé pour toute la vie économique de l'investissement au jour de sa mise en marche, donnerait le montant d'un bénéfice réel actualisé ce même jour. Il peut être représenté par la formule indiquée ci-après :

$$B_m = \frac{i (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \cdot \left[\sum_{t=1}^{t=n} B_t (1+i)^{-t} - I \right]$$

B_m = Bénéfice moyen annuel de l'investissement

B_t = Bénéfice réalisé dans l'année t (Recette - dépenses d'exploitation)

i = Taux d'actualisation

n = Nombre d'années de la vie économique de l'investissement

Enfin, en exprimant ce rendement par rapport à l'investissement initial, on trouve le taux de rendement moyen de l'investissement :

$$r_m = \frac{B_m}{I} \cdot 100 \quad r_m = \text{Rendement moyen annuel en \%}$$

En comparant plusieurs solutions possibles, le taux de rendement moyen le plus élevé indiquerait la solution la plus avantageuse du point de vue économique.

3.5 Taux de rentabilité interne

Le calcul d'actualisation a l'inconvénient qu'il faut fixer un taux d'actualisation et une période comptable de base. Cette dernière correspond, en principe, à la durée de vie de l'installation prévue. Mais s'il s'agit de comparer des projets d'installations de durées de vie différentes, le principe énoncé ci-dessus peut conduire à des difficultés d'application par manque d'homogénéité des périodes d'actualisation. On peut tourner la difficulté, dans une certaine mesure, en admettant que les installations seraient renouvelées indéfiniment, dans leurs caractéristiques initiales, après expiration de leur vie économique. Cette hypothèse est certes souvent fort éloignée de la réalité mais par la nature même du calcul d'actualisation, les hypothèses incorrectes relatives à un avenir lointain affectent très peu le résultat du calcul.

Quant au taux d'actualisation, on le définit parfois par la valeur pondérée du taux brut de profit des actions et du taux d'intérêt des obligations. Cependant, il est peu probable que ce taux restera rigoureusement constant durant une longue période. On peut alors tourner cette difficulté en déterminant le taux de rentabilité du projet envisagé défini par le taux d'actualisation qui annulerait le bénéfice actualisé. Ce taux présente la solution de l'équation suivante :

$$\sum_{t=1}^{t=n} B_t (1 + R)^{-t} - I = 0$$

B_t = Bénéfice de l'année t (recette - dépenses d'exploitation)

I = Investissement

R = Taux de rentabilité

n = Nombre d'années de la durée de vie de l'investissement

Celui des projets soumis au choix qui présente la meilleure rentabilité est préférable du point de vue économique. Ceux des projets dont la rentabilité est inférieure au taux d'intérêt du marché financier ne peuvent pas être réalisés et exploités sans subvention.

3.6 Critères des frais minimum

Dans la plupart des pays, le service de l'électricité n'est pas particulièrement appelé à faire des bénéfices surtout dans les pays où le service de l'approvisionnement en énergie électrique est étatisé, nationalisé ou l'affaire des autorités provinciales ou communales, l'entreprise d'énergie électrique a pour tâche de satisfaire aux besoins à des frais minimum. Ainsi on peut tenir compte d'un critère de dépenses minimum pour la réalisation de l'objectif de production. Cela est également le cas lorsqu'on compare plusieurs solutions pour un problème de transport ou de distribution. Pour chacun des projets soumis au choix, on déterminera la dépense totale pour réaliser l'objectif considéré. Cette dépense totale est définie par la somme de l'investissement et des dépenses d'exploitation actualisées (sans tenir compte de l'amortissement de l'équipement). La dépense totale est représentée par la formule suivante :

$$D_{\text{tot}} = I + \sum_{t=1}^{t=n} D_t (1+i)^{-t}$$

D_{tot} = Dépenses totales

I = Investissement initial

D_t = Dépenses d'exploitation au cours de l'année t (sans amortissements)

i = Taux d'actualisation

n = Nombre d'années de la vie économique de l'investissement

Si le projet prévoit plusieurs investissements successifs, cette formule se transforme comme indiqué ci-après :

$$D_{\text{tot}} = \sum_{t=1}^{t=n} (I_t + D_t) (1+i)^{-t}$$

I_t = Investissement au cours de l'année t

n = Nombre d'années de la période de calcul prise en considération

C'est alors la solution qui conduit au minimum des dépenses totales qui est la plus favorable du point de vue économique pour réaliser l'objectif pris en considération. Dans le cas d'un projet pour une nouvelle usine, l'objectif de production consiste en un plan de production pour la période comptable et défini par les prévisions tant en ce qui concerne les puissances appelées que relatif aux quantités consommées. Ainsi, en tenant compte de la quantité totale d'énergie électrique qui sera produite pendant la période de calcul, on peut en calculer le prix de revient moyen en divisant la dépense totale, définie comme ci-dessus, par la quantité totale d'énergie électrique que le projet en considération produira au cours de la période comptable.

3.7 Le problème d'équivalence

Au sens strict, les critères qui viennent d'être évoqués ne peuvent être appliqués que quand il s'agit de projets équivalents du point de vue du rôle qu'ils joueront dans l'exploitation de l'ensemble. Or, cette équivalence n'existe souvent pas en réalité. Par exemple, s'il s'agit de comparer les projets de deux centrales thermiques de puissances installées différentes ou d'une centrale on condensation qui doit être comparée avec une centrale pour la production combinée de l'énergie électrique et de chaleur.

On peut résoudre ce problème en rendant équivalents les projets soumis au choix en les complétant par des investissements fictifs. S'il s'agit, par exemple, de comparer un projet d'une centrale pour la production combinée d'énergie électrique et de chaleur avec un projet d'une centrale en condensation, on complètera cette dernière par une chaufferie fictive capable de produire les mêmes quantités de chaleur.

L'équivalence des centrales thermiques et hydro-électriques pose un problème particulièrement difficile que l'on cherche parfois à résoudre par l'adoption de certaines règles arbitraires. En France, par exemple, on considère comme équivalente à une usine hydro-électrique donnée, la centrale thermique qui peut apporter aux réseaux la même puissance de pointe et la même puissance moyenne que le projet hydro-électrique peut garantir pendant les 1200 heures les plus difficiles de l'hiver.

On peut éviter le problème de l'équivalence par des études globales qui consistent en la simulation de l'exploitation de l'ensemble du réseau durant toute la durée de vie des centrales alternatives envisagées, et tenant compte de l'exploitation des centrales qui seront mises en service après ces premières. Cette méthode consiste à comparer pour chacune des alternatives prises en considération le coût total de la production et du transport de l'énergie électrique pour l'ensemble du réseau, en tenant compte de la variation des conditions durant la vie active des installations soumises à la comparaison. Le coût total est déterminé en supposant une répartition parfaite de la charge, donc en attribuant la charge du réseau aux centrales disponibles dans l'ordre ascendant du coût du kWh et en tenant compte des limitations de capacité des centrales et des lignes de transport, ainsi que des pertes de transport. Ainsi le coût total de production journalier est déterminé pour un certain nombre de courbes de charge journalières types et, en pondérant les résultats obtenus de manière appropriée, on détermine le coût total de production annuelle. Cet exercice est répété pour toute la vie active de l'installation prise en considération et en tenant compte de suppositions appropriées pour l'extension des moyens de production et de transport. Il va de soi qu'il faut recourir à l'emploi de calculatrices électroniques pour exécuter une étude de ce genre.

L'utilisation de ces machines permet également de déterminer la sensibilité du résultat final aux variations de certaines données de base difficiles à évaluer, telles que l'évolution du prix de combustible, l'évolution des courbes de charge et l'évolution du taux d'intérêt.

3.8 Optimisation des programmes d'équipement

Quand il s'agit de la sélection des investissements pour l'extension de l'équipement de grands réseaux, les critères pour la comparaison de projets alternatifs permettent, en principe, d'optimiser une solution marginale, mais cette étude marginale présuppose que soient connues au préalable, en principe pour toute la durée de vie de l'installation en projet ou pour une durée autrement définie, toutes les variations de l'exploitation, qui sont déterminées par le déclassement des installations existantes et par la mise en service de nouveaux équipements de production et de transport. Pour appliquer ce calcul d'une façon correcte, il faut donc qu'un programme d'équipement dégrossi soit fixé au préalable en tenant compte d'une analyse assez profonde des données de base. Dans plusieurs pays, le programme d'équipement est dégrossi pour l'ensemble du système en utilisant, par exemple, la méthode de la programmation linéaire, méthode ressortissant à la recherche opérationnelle. Cette méthode tend à définir un programme dégrossi qui permette de satisfaire l'objectif de production préalablement établi sur la base de prévisions, tant en ce qui concerne l'évolution de la quantité d'énergie électrique de la demande que l'évolution de la courbe de charge.

Cet objectif de production étant fixé, le problème est de déterminer la proportion des centrales thermiques de base et de pointe, des centrales hydro-électriques et nucléaires éventuelles à inscrire au programme et la nature des aménagements hydro-électriques les plus intéressants à réaliser en priorité. En principe, la méthode combinatoire constituerait une méthode générale pour la résolution de ce problème.

Cette méthode comprendrait les phases suivantes :

- dresser la liste de tous les projets réalisables en indiquant s'ils sont ou non dépendants ou compatibles;
- déduire de cette liste celle de tous les programmes concevables en combinant de toutes les façons possibles des projets mutuellement compatibles;
- choisir dans cette liste les programmes qui permettent de réaliser l'objectif de production donné avec les crédits disponibles;
- calculer pour chacun d'eux les dépenses totales actualisées;
- déterminer enfin le programme qui permet de réaliser l'objectif à des dépenses minimales.

Malheureusement, le nombre de variantes et celui des programmes concevables rend difficile l'application de cette méthode qui, cependant, fournirait directement une réponse au problème posé.

Généralement, il est pratiquement impossible de l'appliquer à cause de sa complexité. C'est alors que l'on peut recourir à la méthode de la programmation linéaire. Un programme dégrossi, représentant un programme optimum est défini simplement par les quantités des divers types d'équipement qui y figurent. Le programme détaillé est ensuite déterminé en tenant compte de la particularité de chaque projet, notamment pour les aménagements hydro-électriques et des unités thermiques de pointe, par des études marginales permettant de classer ces derniers selon leur valeur économique.

La programmation linéaire a pour but de déterminer les nombres x_1 , x_2 , x_3 , etc. des usines unitaires de différentes catégories de centrales électriques qui composent le programme de construction ou qui doivent être déclassées. L'usine unitaire de chaque catégorie est caractérisée par ses performances :

- en pointe,
- en garantie (puissance moyenne garantie pendant les 1200 heures les plus difficiles en hiver),
- en énergie annuelle.

Généralement, on distingue plusieurs catégories de centrales thermiques et hydro-électriques.

La programmation linéaire s'effectue en cherchant à minimiser une certaine expression dite fonction du coût qui représente les dépenses totales actualisées en capital et en frais d'exploitation et en tenant compte des restrictions suivantes :

- les inconnues (nombre d'équipements unitaires de chaque catégorie) sont positives ou nulles;
- elles sont soumises à diverses contraintes, qui s'expriment sous la forme d'inégalités linéaires.

Parmi ces contraintes se trouvent, par exemple, des inégalités qui expriment :

- que l'ensemble des investissements ne dépasse pas les crédits disponibles pour la réalisation du programme;
- que la somme des performances en pointe, en garantie et en énergie annuelle, est égale ou dépasse les caractéristiques correspondantes de l'objet de consommation.

La résolution du problème par la méthode de la programmation linéaire conduit en même temps à calculer certaines quantités dites variables duales qui sont susceptibles d'une interprétation économique. C'est ainsi que si l'une des contraintes exprime que la production (inconnue) doit suffire à la demande (supposée connue) la variable duale associée représente l'accroissement minimum du coût marginal de production.

En outre, certaines données du problème à résoudre, telles que le coût de construction et d'exploitation de centrales nucléaires ainsi que l'évolution du coût de la calorie, étant douteuses, on peut appliquer la méthode de résolution paramétrique qui permet de déterminer comment varie la solution optimale quand on modifie certaines données du problème.

La précision du programme dégrossi s'obtient par des études marginales qui ont pour but de sélectionner les projets intéressants. En principe, l'intérêt économique d'un projet individuel "p" ressort d'une comparaison de deux programmes, l'un comprenant "p" et l'autre ne le comprenant pas.

CHAPITRE IV

LA TARIFICATION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

4.1 Introduction

Une saine exploitation de l'entreprise d'énergie électrique suppose tout d'abord que la tarification permette des recettes couvrant tous les frais d'exploitation et garantissent un rendement approprié du capital investi, même si celui-ci consiste en subventions.

Comme c'est le consommateur lui-même qui, par action unilatérale, règle sa consommation, il faut tout d'abord mesurer la quantité qu'il a prélevée puis calculer sur la base de la tarification en vigueur et enfin encaisser le montant correspondant. Généralement, ces trois activités : mesurer, calculer et encaisser sont faites par l'entreprise de l'énergie électrique. Elles provoquent des frais relativement importants. Le compteur électrique est un appareil relativement coûteux, surtout s'il est adapté en application de tarifs compliqués. Le relevé des compteurs et l'encaissement occupent généralement un grand nombre de personnes qui doivent visiter tous les consommateurs dans le laps de temps s'écoulant entre 2 relevés (1 à 2 mois). En outre, le calcul des montants à payer occupe un personnel administratif relativement important. Plus les tarifs sont compliqués, plus les frais de leur application augmentent. C'est ainsi que pour les petits consommateurs, l'application de tarifs simples s'impose, tandis que les tarifs plus compliqués ne sont justifiés que pour des consommateurs prélevant des quantités importantes d'énergie électrique et des gros consommateurs industriels.

4.2 Principes de base de la tarification

Comme il est exposé plus en détail au chapitre II, on peut distinguer deux groupes parmi les frais d'exploitation d'une entreprise d'énergie électrique :

- les frais fixes qui sont indépendants de la quantité d'énergie électrique vendue;
- les frais variables qui sont en première approximation proportionnels à la quantité d'énergie électrique consommée.

En principe, la tarification devrait refléter ces deux composantes des frais de fourniture. Elle doit donc comprendre une partie fixe et une partie variable.

Alors qu'il est relativement facile de calculer la partie variable du prix de revient de l'électricité dans des conditions données de consommation, il n'en est pas de même en ce qui concerne la partie fixe. Il existe bien une certaine relation entre cette partie fixe du prix de revient et la puissance appelée et le facteur d'utilisation de cette puissance, mais on ne dispose pas de méthode exacte pour ce calcul. Certains spécialistes en tarifs prétendent, il est vrai, que l'application de la théorie économique de "la vente au prix marginal" conduit à une juste répartition des frais fixes parmi les différentes catégories de consommateurs. Cependant, les adversaires de cette théorie objectent qu'elle ne s'applique que dans des conditions de concurrence parfaite qui ne sont nullement réalisées dans le cas de l'approvisionnement en énergie électrique. En outre, la théorie marginaliste ne fournit pas l'assurance que les recettes contrebalanceront tous les frais d'exploitation, et les tarifs établis sur la base de ce principe tiennent compte d'un facteur correctionnel appelé "péage".

Parfois, en vue d'améliorer le facteur d'utilisation de l'équipement, les entreprises d'électricité s'efforcent d'attirer des consommateurs spéciaux, prêts à consommer de grandes quantités d'énergie électrique pendant les heures creuses pour des applications particulières telles que les applications électro-thermiques, par exemple. Dans ce cas, il suffit, pour élever le bénéfice de l'entreprise, de vendre l'énergie à un prix supérieur à la partie variable du prix de revient. La valeur marchande de l'électricité vis-à-vis de celle d'autres agents énergétiques compétitifs est alors généralement déterminante pour le prix de vente.

Parfois les entreprises d'électricité ont accordé aux gros consommateurs d'énergie électrique (industriels électro-chimiques), assurant un facteur d'utilisation de la puissance appelée qui atteint presque 1, un prix de vente de l'électricité dépassant de peu le prix de revient moyen de l'énergie produite par des centrales spécialement construites dans ce but. Cependant, il leur serait impossible de fournir de plus grandes quantités au même prix étant donné que le prix de revient moyen de l'énergie électrique produite par de nouvelles installations serait plus élevé.

Ce qui précède explique la différenciation des prix de l'électricité qui sont conditionnés par les différentes caractéristiques de la consommation et par l'action de certaines entreprises afin d'attirer de nouveaux consommateurs.

4.3 Le tarif simple est caractérisé par un prix fixe par kWh. En principe, ce prix devrait être fonction du facteur d'utilisation de la puissance maximum appelée du secteur de consommation pour lequel ce tarif est appliqué. On l'utilise souvent pour les consommateurs domestiques dont la consommation reste inférieure à certaines limites et dont les habitudes sont assez voisines les unes des autres que l'on peut fixer pour eux un facteur d'utilisation moyen relativement précis.

Cependant, même pour le tarif simple, il faut installer un compteur et le branchement d'un tel appareil relativement coûteux ne se justifierait presque pas s'il s'agit de régions lointaines qui viennent d'être électrifiées avec une population dispersée et où l'application d'énergie électrique n'en est qu'à ses débuts et n'est utilisée qu'à des fins d'éclairage. Dans ces conditions, on a parfois utilisé des méthodes encore plus primitives pour le comptage et l'encaissement. Une de ces méthodes consiste à octroyer à l'entreprise d'énergie électrique le monopole de la vente des lampes électriques. Tenant compte du nombre d'heures moyen pendant lesquelles la lampe peut produire de la lumière et de sa puissance, on inclut dans le prix de vente de la lampe le coût d'énergie qu'elle consommera. Ainsi, on peut se passer du comptage, du relevé des compteurs et de l'encaissement. Une autre méthode très simple consiste à équiper l'installation du consommateur, au lieu d'un compteur, d'un interrupteur muni d'un déclencheur à maximum de courant, appareil bon marché dans l'exécution la plus simple. Le consommateur prend un abonnement pour une puissance préalablement convenue et fixée au déclencheur automatique. Il peut alors consommer autant d'énergie électrique qu'il en a besoin, à condition cependant que la puissance de prélèvement ne dépasse pas celle sur laquelle le déclencheur est réglé. Si au cours d'une surcharge, ce dernier déclenche l'interrupteur, le consommateur peut l'enclencher lui-même.

On peut encore mentionner les compteurs à sous qui sont munis d'un interrupteur qui branche l'installation du consommateur au réseau lorsqu'on y introduit une pièce de monnaie déterminée, et qui coupe la livraison d'énergie électrique si la quantité d'électricité correspondant à ce paiement est consommée. Comme il s'agit d'un appareil relativement coûteux, son installation est indiquée surtout chez des consommateurs prélevant des quantités appréciables d'énergie électrique et qui présentent une certaine difficulté pour l'encaissement.

4.4 Le tarif binôme

Le tarif binôme se compose généralement d'une prime fixe et d'un prix par kWh consommé. La structure de ce tarif est basée sur le principe que les recettes résultant de la prime fixe devraient couvrir à peu près la partie invariable des frais d'exploitation de l'entreprise d'électricité et que les recettes résultant du prix du kWh devraient en couvrir la partie variable. Comme les frais invariables de l'exploitation se composent principalement des frais financiers, des amortissements, des immobilisations et des salaires, ils sont, en première approximation, fonction de la puissance installée de l'entreprise. En conséquence, la prime fixe est généralement déterminée, dans le tarif binôme, en fonction de la puissance prélevée du consommateur, du nombre de pièces de l'habitation d'un consommateur domestique, ou de la surface agricole cultivée par un consommateur rural, facteurs qui ont une corrélation quelconque avec la puissance prélevée du réseau.

Si le tarif binôme est appliqué pour de gros consommateurs industriels et commerciaux, la prime fixe est généralement fonction de la puissance maximum appelée.

La mesure de la charge maximum prélevée et son enregistrement éventuel demandent une installation de comptage relativement complexe et onéreuse. C'est pourquoi il n'est généralement pas justifié d'en équiper les petites industries, les petits consommateurs domestiques et l'artisanat. L'application du tarif binôme oblige, dans ces cas, à recourir à l'utilisation d'autres critères pour la détermination de la prime fixe, comme la puissance installée du poste de transformation de raccordement ou la puissance installée du consommateur, le nombre des pièces d'habitation et la surface agricole (pour les consommateurs agricoles) ou la surface des habitations pour les consommateurs domestiques. Cependant, dans certains pays, le tarif double qui permet de différencier le prix du kWh selon l'heure de la consommation est souvent appliqué pour les consommateurs domestiques.

Le prix par kWh consommé, deuxième élément des tarifs binômes, est souvent susceptible de variations relativement faibles en fonction du prix de combustible, de l'utilisation ou d'un indice économique. Il peut, en outre, être fixe, variable selon l'heure (prix de jour et prix de nuit), être fonction du facteur d'utilisation de la charge souscrite ou bien du facteur de puissance. En effet, le coût partiel du kWh n'est pas une constante et varie suivant les conditions de production. Il est donc plus élevé lorsque des centrales les moins économiques doivent être utilisées afin de faire face aux pointes de charge.

4.5. Tarifs à prix marginal

Depuis longtemps déjà, il a été reconnu que le tarif binôme, même avec des prix de kWh différenciés selon l'heure de prélèvement, ne permet pas une répartition parfaitement équitable des frais de production et de distribution parmi les consommateurs d'énergie électrique. L'application, depuis quelques années, de la théorie économique de la vente au prix marginal tente d'obtenir une telle répartition équitable, selon laquelle chaque catégorie de consommateurs doit supporter la part qu'elle-même a entraînée dans les frais totaux. En France, cela a conduit à l'introduction du tarif "vert". Le tarif "vert" revêt également la forme d'un tarif binôme. Cependant, la prime fixe est fonction de la puissance souscrite dans chacune des cinq périodes bien déterminées; le prix du kWh consommé est aussi différencié suivant ces cinq périodes, selon la tension de livraison et selon la région de distribution.

4.6 Tarifs doubles

Parmi les tarifs spécialement conçus afin de réduire la charge de pointe, il faut mentionner les tarifs doubles qui sont caractérisés par un prix du kWh relativement élevé pendant les heures de pointe. Ils sont parfois appliqués aux consommateurs domestiques, à l'artisanat et aux petites industries. Il se trouve, en outre, dans ce groupe de tarifs, des tarifs binômes avec une clause qui stipule une réduction de la prime fixe du consommateur qui, volontairement, réduit sa charge pendant les heures de pointe. En Irlande, par exemple, le prix fixe est fonction de la moyenne de la puissance maximum mensuelle mesurée pendant les heures de pointe des quatre mois les plus chargés, fixés préalablement (novembre, décembre, janvier et février), compte non tenu de la puissance prélevée en dehors des heures de pointe.

4.7 Tarifs spéciaux

Certains tarifs sont conçus pour promouvoir des utilisations déterminées d'énergie électrique, comme, par exemple, des moteurs électriques pour des travaux de la ferme dans une région rurale. Dans une région qui vient d'être électrifiée, les premiers consommateurs se limitent généralement à utiliser la nouvelle source d'énergie à des fins d'éclairage. Les ventes réduites d'énergie électrique qui en résultent ne permettent pas d'appliquer un tarif simple bon marché, ce qui rend cependant presque prohibitive l'utilisation d'énergie électrique à d'autres fins. Pour promouvoir dans ces conditions l'utilisation d'énergie électrique à d'autres fins permettant d'accroître plus rapidement la

consommation en vue d'arriver vite à une rentabilité convenable des installations, on offre au consommateur selon un deuxième tarif, appelé "forces" et à prix réduit l'énergie électrique à des fins de forces motrices et de chauffage. Dans ce cas, l'installation du client doit généralement être exécutée de manière que la consommation d'énergie de force à des fins d'éclairage soit exclue. Parfois, une minuterie bloque la consommation d'énergie de force pendant les heures de pointe.

D'autres tarifs ont pour objectif de développer la charge pendant les heures creuses en vue d'améliorer le facteur d'utilisation de la puissance installée. Le tarif de nuit en est un exemple. Selon ce tarif, l'entreprise fournit au consommateur, pendant les heures de la nuit et parfois également pendant le creux de midi et pendant les week-ends l'énergie électrique à un prix très réduit. Ce tarif avantageux permet d'utiliser l'énergie électrique à des fins de chauffage et on a développé des méthodes spéciales d'accumulation (chauffe-eau à accumulation, poêle à accumulation, chauffage du sol) pour tirer des avantages de tels tarifs. Le tarif de nuit est également parfois avantageusement utilisé à des fins d'irrigation.

Enfin, dans certains pays hydrauliciens, on applique des tarifs spéciaux pour éviter des déversements des installations hydro-électriques. En effet, si tous les moyens d'emmagasiner ont été utilisés, il ne reste que de déverser l'eau dans les usines hydro-électriques quand le débit d'eau dépasse la quantité à turbiner pour faire face à la demande. Dans ces conditions, la production d'énergie électrique supplémentaire qui éviterait le déversement n'apporte plus de frais supplémentaires et on peut vendre cette énergie à des prix très bas. Cependant, pour l'écouler, il faut une entente entre producteurs et consommateurs. Il y a certains exemples d'une telle convention entre entreprises d'énergie électrique et entreprises industrielles qui utilisent cette énergie électrique excédentaire pour la génération de vapeur, tout en économisant les combustibles qui normalement sont brûlés dans ce but.

ANNEXE

BIBLIOGRAPHIE

- (1) Le prix de l'électricité
 - son influence sur le financement des investissements dans l'industrie de l'électricité(Publication de l'OECE - novembre 1954)
- (2) La tarification de l'électricité
 - réglementations administratives relatives à la fourniture de l'énergie électrique(Publication de l'OECE - janvier 1957)
- (3) La théorie du coût marginal et la tarification de l'électricité
(Publication de l'OECE - mars 1958)
- (4) L'évolution du prix de vente de l'électricité et les problèmes financiers d'expansion de l'industrie électrique
(Publication de l'OECE - mars 1958)
- (5) L'amortissement et le calcul des coûts de revient
(Publication de l'UNIPED, Congrès de Lausanne)
- (6) Capital for electric energy requirements
 - Rapport soumis à la Conférence Mondiale de l'Energie de Madrid (1960) par la Banque internationale pour la Reconstruction et le Développement. (IB/3)
- (7) Critères économiques du choix des investissements
 - Rapports présentés au Colloque international de Lisbonne en juin 1960(Publication de l'UNIPED 1962)
- (8) Méthodes et critères économiques employés pour la sélection des investissements dans le domaine de l'approvisionnement en énergie électrique (ST/ECE/EP/21, Nations Unies, Genève, 1963).
- (9) Méthode de calcul du prix de revient de l'énergie électrique produite par les centrales thermiques classiques. (ST/ECE/EP/15, Nations Unies, Genève, en préparation).
- (10) La Couverture des pointes de charge dans les réseaux électriques (ST/ECE/EP/19, Nations Unies, Genève, 1963).
- (11) Le financement des nouveaux ouvrages dans le domaine de l'énergie électrique (EP/Document de travail N° 135/Rev.2, Commission économique pour l'Europe, Division de l'énergie, 1961).