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: 74 (1983)

Heft: 2

Artikel: Les tarifs de l'énergie électrique et les besoins financiers : principes et conséquences

Autor: Holdo, J.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-904746

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

Les tarifs de l'énergie électrique et les besoins financiers: principes et conséquences

Rapport du Groupe de travail des problèmes de financement

Les coûts marginaux à long terme devraient déterminer les investissements des entreprises, tandis que les tarifs doivent être ajustés aux coûts moyens, en valeur comptable, considérés sur un certain nombre d'années. Pour combler les déficits de liquidités entre les niveaux marginaux calculés en valeur réelle et les niveaux moyens en fonction des besoins financiers en valeur nominale et pour encourager la réalisation des nouveaux investissements essentiels en adaptant les demandes de liquidités à la capacité d'autofinancement, il semble que des possibilités spéciales de financement soient nécessaires.

Die langfristigen Grenzkosten sollten die Investitionen der Unternehmungen bestimmen, während die Tarife an die mittleren Kosten zum Buchwert über eine bestimmte Anzahl Jahre anzupassen sind. Zum Ausgleich der Liquiditätsdefizite zwischen den Grenzkosten und den mittleren Kosten in Funktion des nominellen Finanzbedarfes sowie zur Förderung neuer wichtiger Investitionen durch Anpassung des Bedarfes an liquiden Mitteln an die Selbstfinanzierungsfähigkeit können spezielle Finanzierungsmethoden notwendig sein.

Rapport établi par *J. Holdo*, Swedish State Power Board, Jämtlandsgatan 99, S-16287 Vällingby (Suède).

1. Principes généraux de tarification

Les économistes disent que les tarifs de l'énergie électrique doivent être établis sur la base du coût marginal à court et long terme, si l'on veut parvenir à une affectation optimale des ressources. Par ailleurs, les tarifs doivent permettre de dégager un niveau satisfaisant de revenus nets et un niveau également satisfaisant d'autofinancement, pour les producteurs et distributeurs d'énergie électrique, grâce à une prise en compte adéquate des demandes exercées sur cette industrie dans les différents secteurs. Par ailleurs, les tarifs doivent stimuler le développement de technologies nouvelles et permettre d'orienter les investissements selon l'optique voulue. Dans bon nombre de cas cependant, ces différentes exigences sont contradictoires et incompatibles.

2. Les investissements à long terme et l'évaluation des tarifs

Afin de réaliser les investissements dans une optique optimale, le choix des solutions à adopter pour développer les nouvelles installations de production et de distribution d'énergie électrique doit reposer sur des évaluations donnant une image aussi exacte que possible des coûts de production à long terme qu'impliquent les différentes variantes. La méthode couramment utilisée à ce propos consiste à calculer le coût annuel des différentes installations pour toute leur durée de vie productive estimée. Parmi les différentes variantes possibles, c'est l'installation dont le coût annuel spécifique est le plus faible, qui sera construite. Ces calculs s'effectuent normalement sur la base de prix constants, tout en tenant compte des variations éventuelles des coûts en termes réels et en ajoutant le taux requis de rémunération de l'investissement en termes réels. Si l'on suppose par exemple un taux réel de rémunération de 4% et si l'on estime à 25 ans la durée de vie productive d'une installation, on obtient une annuité de 6,4%. Un taux d'intérêt de 4% est estimé globalement correspondre au coût réel de capital, c'est-à-dire au paiement des intérêts, des dividendes et de l'impôt lorsque l'on considère les extensions à long terme d'installations dans le cadre de relations financières normales. Le coût total d'investissement en termes réels variera quelque peu, selon les organismes financiers et selon les conditions consenties par chacun; il variera également selon le taux d'inflation, les règlementations fiscales, etc., mais on estime, selon des calculs distincts, qu'il se situera entre 3 et 5%. Un taux de rémunération de cet ordre doit également être pris en compte dans les calculs en prix constants pour les décisions relatives au choix des investissements à long terme. Un taux d'intérêt supérieur en termes réels nuira aux alternatives à forte intensité capitalistique qui sont correctes à long terme, par exemple aux variantes fondées sur la mise en œuvre de technologies nouvelles en matière d'énergie. Par ailleurs, les calculs développés ci-dessous demeureront valables si le taux de rémunération en termes réels est supposé avoir une valeur différente.

Du point de vue économique, les coûts marginaux à long terme à partir desquels sont établis les tarifs, doivent être calculés selon les mêmes principes, sur la base d'une estimation des investissements futurs des nouvelles installations. Cela signifie qu'en principe le niveau des tarifs permettra des dépenses d'investissements la première année de 6,4% pour une installation d'une durée de vie de 25 ans. Puisqu'on suppose que les tarifs sont ajustés progressivement à l'augmentation des coûts des nouvelles installations pour tenir compte de l'inflation, cette possibilité augmentera progressive-

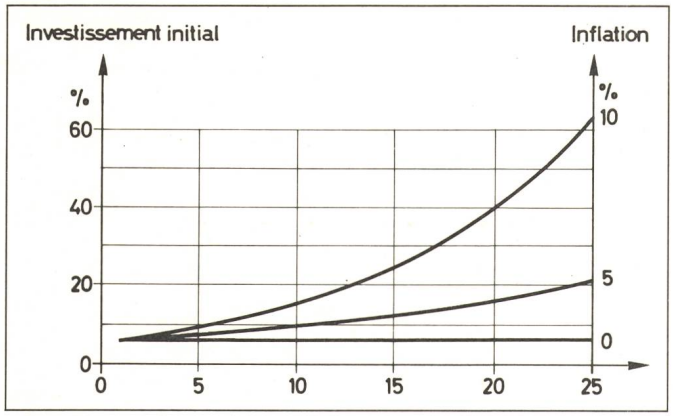

Fig. 1 Ressources dégagées pour l'investissement

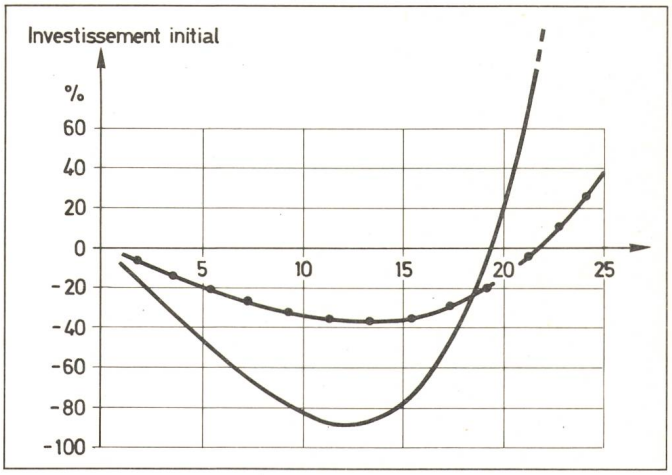

Fig. 2 Déficits cumulés d'autofinancement

(Coût du capital correspondant à une annuité supérieure de 4% au taux d'inflation)

Inflation de 5% (coût du capital 9%)
Inflation de 10% (coût du capital 14%)

ment; elle est constante en termes réels mais elle suit l'inflation en termes nominaux. Exprimées en pourcentage de l'investissement initial, les ressources disponibles pour l'installation individuelle varieront en principe au rythme de l'inflation, comme le montre la figure 1.

3. Financement des nouvelles installations et besoins d'autofinancement

Les extensions d'installations sont financées sur une base différente, les charges financières, remboursements, etc., relatifs à une installation nouvelle ne correspondant pas aux ressources dégagées par les installations nouvelles, lorsqu'on applique les principes de tarification décrits ci-avant.

Normalement, les prêts sont assortis de taux d'intérêt nominaux qui sont influencés par la prévision du taux d'inflation. En théorie, le taux d'intérêt sur un emprunt devrait être légèrement supérieur au taux d'inflation et le coût nominal du capital devrait être établi à un niveau correspondant au taux de rémunération en termes réels, majoré du taux d'inflation. Pour cette raison, si l'on suppose que les charges de capital relatives à l'investissement sus-mentionné (intérêts financiers, remboursements, impôts et dividendes) correspondent à une annuité supérieure de 4% au taux de l'inflation, les dépenses encourues seront les suivantes pour les différents taux d'inflation considérés.

0% d'inflation: 6,4% du coût initial
5% d'inflation: 10,2% du coût initial
10% d'inflation: 14,6% du coût initial

Ainsi, les dépenses seront constantes en termes monétaires, mais diminueront en termes réels.

Si l'on compare les ressources supposées dégagées pour l'investissement d'après la figure 1 aux dépenses d'investissement qu'implique notre exemple, nous arrivons aux déficits cumulés de cash flow suivants (y compris les taux d'intérêts sur lesdits déficits, voir fig. 2).

Comme le montre la figure 2, une installation supplémentaire entraînera des déficits importants au cours des premières années. Il faudra 12 à 13 ans pour que les revenus annuels atteignent le niveau nécessaire pour couvrir les charges à payer au cours de la même année, sur les capitaux investis. En termes cumulés, le déficit persistera pendant 17 à 21 ans. Si le taux d'inflation augmente, le déficit augmentera également. Il faudra donc procéder à des apports complémentaires de cash flow. Pour un taux d'inflation de 10%, le déficit global atteindra pratiquement le même niveau que l'investissement initial avant qu'il ne se dégage un excédent, c'est-à-dire que l'investissement devra en principe être financé deux fois.

Bien entendu, l'exemple ci-dessus n'est pas réaliste car normalement les investissements ne sont pas financés de la sorte. Habituellement, ils peuvent (doivent) être financés en partie par le capital-actions, ce qui n'implique aucun remboursement. L'obligation de paiement d'intérêts (dividendes + impôts) est également plus indéterminée que ne le suggère notre exemple et peut de toute façon être ajustée dans une certaine mesure aux ressources dégagées pour les investissements. Par ailleurs, le solde doit normalement être financé par des emprunts remboursables sur beaucoup moins que 25 ans. Si nous prenons par exemple le cas d'un investissement financé à 40% par du capital-actions avec un taux de rémunération requis, en termes réels, de 6% pour les dividendes et les impôts et à 60% par des emprunts remboursables respectivement en 10 et 15 ans, par annuités constantes avec un intérêt de 12% (correspondant à un taux d'inflation de 10%), nous obtenons les déficits cumulés suivants par rapport aux ressources dégagées pour l'investissement, d'après la figure 1 (voir fig. 3).

On observera que, dans ce cas, les relations financières – dont on peut dire qu'elles correspondent à la pratique normale – impliquent des déficits de cash flow pratiquement égaux à ceux entraînés par nos comparaisons précédentes. Dans des conditions normales de financement, les dépenses d'investissements qu'implique une seule installation diminuent généralement en valeur nominale, au fil des années.

Si on suppose que les 40% d'autofinancement proviendront intégralement de capitaux générés au sein de l'entreprise et que ces capitaux n'impliquent aucun paiement de dividendes ou d'impôts, les annuités de remboursement et d'intérêts versés au titre des emprunts, au-delà des recettes obtenues de la nouvelle installation, seront les suivantes (voir fig. 4).

Pour des raisons évidentes, les déficits de cash flow seront moindres dans ce cas mais, par ailleurs, les activités devront dégager un excédent d'autofinancement, après déduction des coûts et des annuités de remboursement, correspondant à 40% des investissements supplémentaires et il faudra disposer des capitaux nécessaires pour

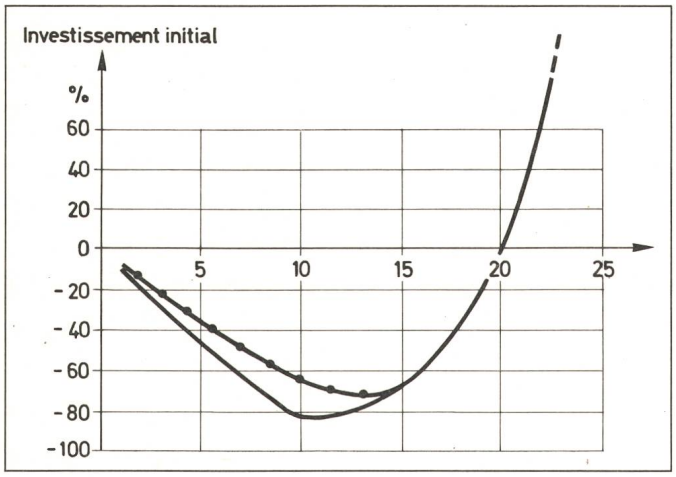

Fig. 3 Déficits cumulés d'autofinancement
(Inflation 10%, financement par des emprunts à hauteur de 60% et taux de rémunération en termes réels du capital-actions 6%)

Emprunts remboursables sur 10 ans
Emprunts remboursables sur 15 ans

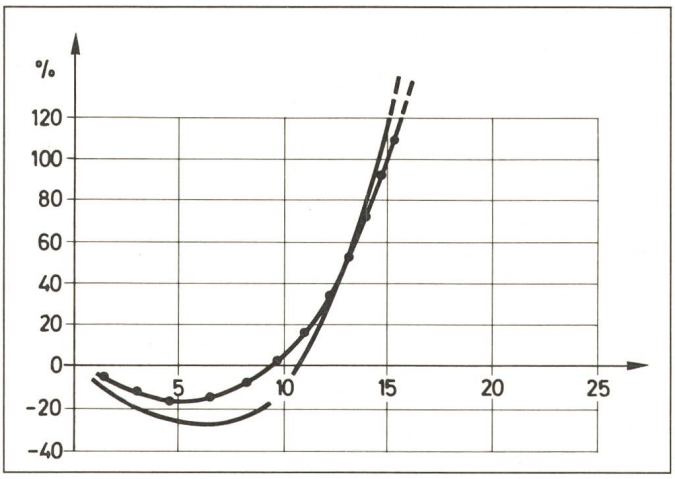

Fig. 4 Déficits cumulés d'autofinancement
(Inflation 10%, financement par des emprunts à hauteur de 60% et taux de rémunération requis pour le capital-actions 0%)

Emprunts remboursables sur 10 ans
Emprunts remboursables sur 15 ans

couvrir les déficits de cash flow qui, néanmoins, se produiront immédiatement au cours des années suivantes.

La discordance entre les ressources dégagées pour les charges de capital obtenues au travers des nouveaux investissements lorsque les tarifs sont établis strictement en fonction du coût marginal à long terme et le coût normal actuel des frais financiers et autres rapportés aux capitaux investis dans ces nouvelles installations, sera influencée avant toute chose par la relation entre le taux d'inflation et les taux d'intérêt. Bien entendu, si la durée de remboursement des emprunts est courte, ce déséquilibre s'en trouvera accentué. Le fait d'opter pour des installations plus capitalistiques augmentera les déficits d'autofinancement de ces entreprises.

Bien entendu, les calculs ci-dessus sont, à bien des égards, excessivement simplifiés. Si la relation entre les taux d'intérêt et le taux d'inflation, le niveau des coûts marginaux d'investissement impliqués par les nouvelles installations ou le niveau des coûts d'exploitation, etc. devait être différente de celle relevée ci-dessus, les conditions pourraient être alors soit plus favorables, soit moins favorables. Le but de ces calculs est simplement de montrer l'importance et la durée, sous différentes conditions, du «déficit de liquidités» qu'impliquent des investissements supplémentaires lorsqu'on applique le principe du coût marginal à long terme. On est obligé de conclure de ces calculs qu'un système de tarifs qui serait strictement fonction du coût marginal à long terme tendrait à entraîner un épuisement important des liquidités des entreprises dans les conditions qui prévalent à l'heure actuelle en ce qui concerne l'inflation, les facilités de crédit et les conditions d'emprunts. De nouveaux investissements ont un impact très négatif sur les profits et la solvabilité des entreprises.

4. Solutions pratiques

Des entreprises solides, ayant un système de production basé sur différents types d'installations, diversifiées en âge, etc. peuvent s'accommoder de l'établissement des tarifs sur la base du coût marginal à long terme par suite de l'augmentation des coûts d'investissement marginaux intervenue au cours des quelques dernières années. Des entreprises de ce type peuvent compenser les déficits financiers créés par les nouvelles installations grâce aux excédents confortables dégagés par des installations plus anciennes dont la valeur en capital est peu élevée et dont les coûts de production sont faibles. Mais pour la plupart des autres entreprises, disposant d'une installation de production unique ou dont les installations ont vu leurs coûts augmenter très rapidement au cours des dernières années du fait de l'augmentation du prix du fuel, établir les tarifs sur la base du coût marginal à long terme a de telles conséquences perturbantes sur le plan des excédents et des liquidités, que ce principe ne peut être appliqué. Ces conséquences sont particulièrement significatives dans le cas d'une entreprise passant à un système de production à haute intensité capitalistique, dans le cas d'une inflation croissante et en période d'expansion.

Les coûts marginaux à court terme peuvent à la fois être supérieurs et inférieurs aux coûts marginaux à long terme. Le niveau des coûts marginaux à court terme dépend de la composition de l'appareil de production concerné, de l'évolution de la charge et d'autres facteurs. Il en résulte que le fait d'établir les prix en fonction des coûts marginaux à court terme (ce que bon nombre d'économistes considèrent comme la base même de détermination des tarifs) empêche également de garantir la couverture du coût total pour l'entreprise et le maintien d'un financement acceptable des nouveaux investissements.

Ainsi, ni les coûts marginaux à long terme ni les coûts marginaux à court terme ne constitutent des principes généraux appropriés pour déterminer les tarifs de l'électricité. Ces derniers devraient être déterminés en fonction de coûts moyens en termes comptables, considérés sur une période de quelques années. Autrement dit, le taux de rémunération de l'investissement dans le calcul marginal doit être relevé pour obtenir un tarif qui corresponde au coût moyen, ce coût moyen étant supposé couvrir l'amortissement, les charges financières réelles et un montant normal de dividendes et d'impôts. Comme on l'a dit dans un autre contexte, l'amortissement doit à cet effet être calculé en fonction des coûts actuels de remplacement. Dans cette optique, les tarifs seront ajustés aux coûts actuels des dépenses en frais fi-

nanciers, dividendes et impôts, et un cash flow suffisant sera obtenu pour rembourser les emprunts et assurer un niveau d'autofinancement raisonnable sur les nouveaux investissements, compte tenu de l'inflation.

L'objectif à atteindre par les tarifs pour couvrir les dépenses de capital peut ainsi être réalisé afin d'assurer la cohérence avec les investissements estimés.

Des possibilités convenables de financement des nouveaux investissements peuvent aider à un ajustement souhaitable des tarifs aux coûts marginaux à long terme et réduire par conséquent le «déficit de liquidités» pour les nouveaux investissements. On peut citer, entre autres exemples, les emprunts à long terme, les annuités de remboursement ou les emprunts avec amortissement différé, ou encore les emprunts à taux d'intérêt croissant. De meilleures possibilités d'amortissement déductibles des impôts peuvent également faciliter l'autofinancement. Des mesures et des efforts spéciaux sont nécessaires afin d'assurer de meilleures opportunités financières, et des types particuliers d'emprunts ont été introduits à cet effet dans certains secteurs. Mais jusqu'ici la solution la plus logique, dans le cas d'économies à taux d'inflation élevé, n'a pas encore été introduite, par exemple des emprunts dont les taux d'intérêt et l'amortissement seraient établis en termes réels. Cette question doit être discutée de manière plus approfondie et des emprunts de ce type doivent être lancés, du moins pour le financement d'investissements spéciaux à long terme au sein de l'industrie électrique, afin de faciliter une approche optimale des investissements. Cependant, des emprunts en termes réels ne sont pas le seul mode concevable dans ce contexte; bien entendu, il est également possible d'imaginer d'autres modèles de prêts avec un système d'indexation adapté à l'évolution future des prix (par exemple, indexés sur le prix de l'énergie ou de l'électricité). Pour éviter les problèmes généraux (problèmes liés au marché des capitaux, problèmes de taxation, etc.) liés au fait d'avoir deux types différents de prêts (à valeur nominale et à valeur réelle), il semble approprié que ces prêts soient consentis avec l'assistance des Etats.

Enquête sur les temps de construction des centrales nucléaires

Rapport du Comité d'études des statistiques

Le Comité d'études des statistiques a effectué en 1980 une enquête sur les temps de réalisation des centrales nucléaires. L'enquête a confirmé les inquiétudes qui se sont manifestées dans la plupart des pays-membres de l'UNIPEDE au sujet du prolongement excessif de la durée de construction de ces centrales. Les retards totaux atteignent en moyenne une quarantaine de mois par centrale, ce qui ne peut qu'avoir une incidence extrêmement lourde sur le coût de l'énergie électrique et sa disponibilité.

Das Studienkomitee für Statistik hat 1980 eine Umfrage über die Bauzeiten von Kernkraftwerken durchgeführt. Diese Umfrage hat die Besorgnisse bestätigt, die in den meisten Mitgliedländern der UNIPEDE in bezug auf die übermässige Verlängerung der Bauzeit solcher Kraftwerke laut geworden sind. Die Gesamtverzögerung erreicht im Mittel rund vierzig Monate, was einen äusserst nachteiligen Einfluss auf die Kosten und Verfügbarkeit der elektrischen Energie mit sich bringt.

Rapport établi par *E. Keppler*, directeur de l'Union des Centrales Suisses d'Electricité, Bahnhofplatz 3, 8023 Zurich.

1. Introduction

A la demande du Comité de direction de l'UNIPEDE, le Comité d'études des Statistiques a effectué en 1980 une enquête sur les temps de réalisation des centrales nucléaires dans les pays membres de l'UNIPEDE. La construction de centrales nucléaires a, en effet, pris une signification déterminante dans l'environnement politique de ces dernières années. Les retards constatés dans de nombreux pays – retards pouvant même aller jusqu'à une situation de moratoire de fait – inquiètent les entreprises électriques tant du point de vue purement économique que sous l'aspect de la sécurité de l'approvisionnement en énergie, de la réduction de la dépendance du pétrole et de la couverture de la demande d'électricité.

Les retards dans la mise en service de toute centrale correspondent, dans leurs conséquences, à une indisponibilité totale des équipements concernés et ceci pour une période correspondant à la durée du retard. Leurs conséquences sont immédiatement visibles en ce qui concerne le prix de revient de l'énergie ainsi produite. Ils compromettent, de plus, le développement des économies nationales et introduisent un facteur d'incertitude supplémentaire dans un secteur déjà soumis à l'influence de nombreux facteurs incontrôlables à l'exemple des fournitures pétrolières.

Toutes ces raisons montrent l'opportunité de l'enquête et l'importance des conclusions qui pourraient en être tirées.

2. Méthodique

17 pays membres de l'UNIPEDE représentant 92 centrales nucléaires ont participé à l'enquête. Le questionnaire très détaillé remis aux participants n'a pas permis, dans la plupart des cas, de fournir toutes les réponses souhaitées; ce fait ne concerne toutefois que les raisons et responsabilités des retards encourus et non la durée des retards qui est donc statistiquement représentative.

Les résultats de l'enquête ont donc été obtenus par le dépouillement des questionnaires individuels qui concernaient pour chaque centrale les informations suivantes:

- type de centrale
- nombre de tranches et puissance nominale de chacune
- durée des travaux prévue
- durée de construction prévue