

ANALYSE COUTS-AVANTAGES POUR LES DECISIONS D'INVESTISSEMENT,

CHAPITRE 18:

L'abc De L'analyse De Projets D'électricité

Glenn P. Jenkins

Queen's University, Kingston, Canada
and Eastern Mediterranean University, North Cyprus
Email: jenkins@econ.queensu.ca

Chun-Yan Kuo

Queen's University, Kingston, Canada
Email: chunyankuo@gmail.com

Arnold C. Harberger

University of California, Los Angeles, USA
Email: harberger@econ.ucla.edu

Document de discussion sur le développement : 2020 -18

ABSTRAIT

Pour la plupart, les différences entre l'analyse d'un projet privé géré par le propriétaire et celle d'un projet typique du secteur public sont concentrées dans l'évaluation des avantages. La plupart des coûts des projets sont bien des dépenses en espèces, tout comme celles d'une entreprise. En général, les parcs et les autoroutes (autres que les routes à péage) ne génèrent que très rarement des rentrées d'argent. Le problème est donc de trouver des moyens d'estimer la valeur économique réelle de leurs avantages. Dans d'autres cas, (par exemple, les projets d'irrigation et les routes à péage), le produit du projet est généralement facturé, mais c'est une mesure très médiocre des avantages réels du projet. Le défi consiste à mesurer les avantages réels du projet. Les projets d'électricité semblent appartenir à une catégorie différente, dans la mesure où on ne voit pratiquement jamais de tentatives pour mesurer les avantages réels que les utilisateurs retirent de tels projets. Cependant, paradoxalement, nous continuons de quantifier la valeur de ces avantages. Ce chapitre explique Les principes économiques sous-jacents qui caractérisent l'évaluation des investissements ont trait à la fourniture d'énergie électrique.

Être publié comme: Jenkins G. P, C.K Kuo et A.C. Harberger , 'l'abc de l'analyse de projets d'électricité' Chapitre 18.
Analyse coûts-avantages pour les décisions d'investissement. (2019 manuscrit)

JEL codes : H43

Mots Clés : Production d'électricité, production thermique, empilement optimal, répartition optimale, production hydroélectrique, courbe de durée de charge, coûts de capacité, coûts d'exploitation, énergie renouvelable

Chapitre 18

L'ABC de l'Analyse de Projets d'Électricité

18.1 Contexte¹

Dans la plupart des cas, les différences entre l'analyse d'un projet d'une entreprise privée exploitée par son propriétaire et celle de projets typiques du secteur public sont concentrées au niveau de l'évaluation des avantages. La plupart des coûts de projet sont effectivement des dépenses, tout comme ceux d'une entreprise commerciale, mais ce n'est pas du tout vrai en ce qui concerne les avantages. Par exemple, les parcs publics et les autoroutes (autres que les routes à péage) génèrent rarement des entrées de trésorerie. Le problème consiste donc à trouver des moyens d'estimer la véritable valeur économique de leurs avantages. Dans d'autres cas (par exemple, les projets d'irrigation et les routes à péage), il y a généralement des frais pour l'utilisation de la production du projet, mais cette charge est généralement une très mauvaise mesure des véritables avantages du projet. Encore une fois, le défi consiste dans la mesure des véritables avantages du projet.

Les projets d'électricité semblent être dans une catégorie différente, dans la mesure où l'on ne voit presque jamais de tentatives pour mesurer les avantages réels que les utilisateurs retirent de ces projets. Pourtant, paradoxalement, nous continuons de dire que nous quantifions la valeur de ces avantages. L'explication de cette anomalie apparente réside dans ce qu'on appelle le principe de l'«alternative la plus faible en termes de coûts». Ce principe stipule que l'on ne devrait pas attribuer à un projet une valeur de bénéfices supérieure à l'alternative la plus faible en termes de coûts que l'on devrait supporter à travers la fourniture d'un flux de prestations équivalent d'une manière différente.

Ce principe est complètement général, mais semble souvent redondant. Ainsi, les projets d'irrigation fournissent certains flux d'eau à une zone agricole, mais avec la plupart d'entre eux, on ne peut même pas rêver d'une alternative raisonnable pour fournir les mêmes flux. Dans ces cas, le coût alternatif (par exemple, le coût du transport de l'apport d'eau par camion) est si élevé qu'il n'est pas pertinent dans l'analyse d'un projet de prélèvement d'eau dans une rivière voisine, alors on essaie de mettre une valeur économique sur la l'eau de la rivière elle-même, puisqu'elle est utilisée pour l'irrigation. Cependant, on rencontre des projets d'irrigation dans lesquels l'irrigation par pompage (à partir d'aquifères souterrains) est une alternative tout à fait raisonnable à l'extraction de l'eau en provenance de la rivière. Dans ces cas, il serait incorrect d'attribuer au projet d'irrigation fluviale un flux d'avantages qui dépassait le coût alternatif de l'obtention de la même eau par l'irrigation par pompage.

Alors que l'alternative la plus faible en termes de coûts peut parfois entrer en jeu pour les projets d'irrigation, on peut dire que c'est presque toujours le facteur déterminant dans l'estimation des avantages des projets d'électricité. La raison en est qu'il existe presque toujours une alternative de coût raisonnable. En effet, la plupart du temps, cette alternative est simplement la façon standard de réaliser les choses. Les projets analysés dans de tels cas représentent alors des tentatives pour trouver des façons nouvelles ou différentes de faire les choses qui soient meilleures que l'alternative standard. Les avantages de la méthode

¹Ce chapitre est principalement tiré de "Introduction à l'Analyse Coûts-Avantages préparée pour les responsables de l'USAID", un programme de formation préparé par A.C. Harberger pour l'Agence Américaine pour l'Aide Internationale, ainsi que "L'ABC de l'Analyse des Projets d'Électricité" (Juillet 2010) et "Plus sur l'Analyse Coûts-Avantages des Projets d'Électricité" (Juillet 2010), rapports préparés par A.C. Harberger pour l'USAID.

«nouvelle ou différente» sont mesurés dans de tels cas par les coûts standards qui auraient été économisés si le projet «nouveau ou différent» était effectivement entrepris.

Penchons-nous maintenant pour l'instant sur une analyse coûts-bénéfices de ce projet d'électricité sans pour autant faire référence en aucune manière à l'alternative standard. Inévitablement, cela nous amène à penser que «ce» projet soit en quelque sorte autonome et indépendant. Au moment où il est installé, il sera probablement le projet le plus récent dans un système existant. Mais au fil du temps, les vieilles centrales de ce système s'useront, de sorte que la capacité de production du système diminuera année après année, car, l'une après l'autre, les centrales plus anciennes seront abandonnées. La capacité de production globale du système diminuerait ainsi progressivement avec le temps. Même sans une demande croissante d'énergie, cela signifierait un prix de marché ou un prix économique de l'électricité qui augmenterait régulièrement. Dans le cas le plus probable d'une demande en croissance continue, cette tendance à la hausse des prix serait encore plus exagérée. Il faudrait un projet vraiment terrible pour échouer à un test coût-avantage lorsque sa production était évaluée à des prix qui seraient en augmentation de façon exponentielle tout au long de sa vie économique. On peut presque dire que l'analyse coûts-avantages réalisée dans le cadre de ces hypothèses perdrait pratiquement tout son pouvoir de discrimination entre les bons et les mauvais projets. Tout irait bien face à un prix de l'énergie en constante augmentation.

Maintenant retournons au monde réel. Cela n'a évidemment aucun sens de supposer que notre projet - appelons-le la centrale E - sera le dernier projet à être construit dans le réseau électrique de notre ville. Nous devons simplement penser au fonctionnement du système de manière rationnelle. Au début, la centrale E est ajoutée à un système existant composé des centrales A, B, C et D. Avec le temps, la centrale A, la plus ancienne, est susceptible d'être la première à être déconnectée. Elle sera peut-être «remplacée» par la centrale F. Mais à ce moment-là, la demande d'énergie de la région aura probablement augmenté suffisamment pour justifier l'ajout de plus de capacité, disons la centrale G. Alors peut-être cinq ou 10 ans plus tard, le système comprendra vraisemblablement les centrales B, C, D, E, F et G. Plus loin dans le temps, les centrales B et C atteindront vraisemblablement l'âge de la retraite, et peut-être les centrales H, I, J et K seront ajoutées au système. La dernière étape (dans l'analyse de «notre» projet - la centrale E) viendra lorsque la centrale E elle-même arrivera au moment d'être retirée du système. À ce stade, le profil coûts-avantages de la centrale E prendra fin, peut-être avec un avantage supplémentaire représentant la valeur de récupération de la centrale, peut-être avec un coût (par exemple, pour une centrale nucléaire) pour l'élimination ordonnée et sécurisée de ses vestiges.

L'image que nous avons essayé d'évoquer ici est celle d'un film représentant les coûts et les bénéfices attribuables à la centrale E - non isolée, mais intégrée dans un système géré intelligemment, les autres centrales étant désaffectées lorsque leur maintien en activité au sein du système impliquerait plus de coûts que d'avantages, et avec l'ajout de nouvelles centrales selon une tendance qui refléterait l'utilisation continue des principes de coûts-avantages. Tout cela est à l'origine du développement de notre outil d'analyse de base, le «déroulement du film» de la façon dont le système fonctionnerait en présence de notre projet, c'est-à-dire «avec» le projet E.

Mais ce n'est pas la fin. Afin de déterminer le profil coûts-avantages du projet E, nous devons faire une prévision du fonctionnement du système en l'absence de ce projet. Dans ce scénario, nous ne réalisons pas le projet E, mais suivons une stratégie alternative dans la gestion du réseau électrique. Quelle stratégie? Il n'y a que deux bonnes réponses ici: a) la meilleure stratégie alternative, si nous sommes capables d'identifier une telle stratégie en termes spécifiques; et b) une alternative «standard», définie par nos meilleures estimations des coûts typiques de l'énergie (variant selon le moment de la journée, la saison de l'année, etc.) qui, selon nous, résulteraient d'une application continue appropriée d'une analyse coûts-avantages solide.

La réponse a) ne sera vraisemblablement réalisable, le cas échéant, que dans des systèmes électriques modernes et sophistiqués, dont les activités sont régies par des systèmes informatiques modernes conçus pour prendre en compte tous les facteurs pertinents afin d'obtenir une stratégie de coût minimum pour le système dans son ensemble. Le plus probable est la réponse b), qui repose sur une connaissance plus générale des coûts de l'équipement, des combustibles et autres intrants matériels, du travail et d'autres services, etc. C'est la ligne que nous explorerons, en utilisant des exemples qui évoluent progressivement en partant du plus simple au plus complexe.

18.2 Le Cas le Plus Simple - Une Alternative Thermique Homogène

Cette section vise à présenter aux lecteurs certains aspects très fondamentaux de l'économie de l'électricité. Elle devrait être considérée comme le fait de tremper un orteil dans l'eau, pas comme une immersion complète de tout le corps. Dans cet exercice, nous aurons une alternative standard - un générateur thermique homogène. Par «homogène», nous entendons que les machines utilisées dans les centrales A, B, C, D et E seraient toutes physiquement identiques (bien que d'âges différents), en supposant qu'elles soient toutes des centrales thermiques (en utilisant du carburant pour générer énergie). Nous calculerons les coûts par kilowatt/heure (kWh) en fonction de l'utilisation de cet équipement de production standard.

Supposons que nous ayons des données nous indiquant que, compte tenu du prix actuel du carburant, le coût d'exploitation de cette pièce d'équipement standard soit de 4¢/kWh. Cela couvre principalement le carburant, mais prend également en compte le travail et les autres intrants impliqués dans le fonctionnement réel de l'équipement. Cela n'inclut certainement pas le rendement du capital investi. Cela sera pris en compte dans notre tableau à un stade ultérieur.

Pour l'instant, concentrons-nous simplement sur l'idée que 4¢/kWh représentent le coût énergétique approprié, mesuré à la centrale, lorsque cette énergie est produite pendant les heures creuses. Pourquoi ne pas ajouter de frais pour l'utilisation de l'équipement de production lui-même? Simplement parce que l'ajout de quelques kWh supplémentaires de production pendant les heures creuses ne nécessite pas plus un investissement en équipement supérieur à celui dont nous disposons déjà.

Quand le système aurait-il besoin de centrales thermiques homogènes supplémentaires? Tout naturellement, lorsque la demande menace d'aller au-delà du niveau d'énergie que nos centrales existantes peuvent offrir. Nous mesurons cette capacité en kilowatt (kW) et utilisons également le terme «puissance» pour nous référer aux kW. La puissance dans le langage courant est quelque chose que nous pouvons avoir sans l'utiliser du tout, et certainement sans l'utiliser pleinement. Mais, se demanderont les économistes, quand un système a plus de capacité (puissance) que nécessaire pour satisfaire la demande, pourquoi facturer l'utilisation de cette capacité? Personne ne perd rien si la capacité inutilisée est utilisée, alors que la capacité excédentaire existe encore. Ainsi, selon les économistes, lorsque la capacité inutilisée est présente, la taxe appropriée pour l'énergie couvrirait les coûts de fonctionnement (coûts variables), et non les coûts en capital (coûts fixes).

Cette ligne de pensée conduit naturellement à l'idée de frais d'électricité qui varient dans le temps, avec des frais plus élevés pendant les heures de pointe et des frais plus bas pendant les heures creuses. Les charges liées aux biens d'équipement (capacité de production) devraient être concentrées de façon appropriée aux heures de pointe, car si la demande augmente considérablement pendant ces heures, il faudra effectivement installer des capacités supplémentaires pour que cette demande soit satisfaite. Et si l'on n'installe pas de nouvelle capacité dans un tel cas, il faudra une augmentation du prix de l'énergie de pointe pour contraindre la demande à demeurer dans les limites de la capacité existante.

Un exemple aidera probablement à clarifier comment ces concepts sont réellement utilisés. Supposons que la nouvelle capacité (de la variété thermique homogène) coûte 800 \$/kW, que le taux d'actualisation pertinent (r) soit de 10% et que le taux d'amortissement pertinent (δ) pour cet équipement soit de 5% par an. Ensuite, pour justifier l'ajout d'un nouveau kW de capacité, l'avantage nécessaire est de $(0.15) \times (800 \$)$, soit 120 \$ par année. Si une capacité ajoutée ne peut générer un tel bénéfice annuel, l'investissement à ce titre n'est pas justifié. Gardez à l'esprit, alors, que 120 \$ par année est le chiffre d'affaires cible qui devrait être attendu de nouveaux accroissements de capacité. Comment peut-on penser à gagner ce revenu? La réponse provient de la vente d'énergie pendant les heures de pointe. Ainsi, si le pic du système est de 3,000 heures par année, le surcharge nécessaire aux heures de pointe serait de 4¢/kWh. Et si le pic était de 2,000 heures, la surcharge aux heures de pointe serait de 6¢ ($= 120 \$ / 2,000 \$$)/kWh.

Poursuivons sur cette dernière hypothèse. Nos «coûts standard» pour l'énergie sont de 4¢/kWh, en période creuse, et de 10¢ ($= 4¢$ pour les frais d'exploitation plus 6¢ de supplément pour les heures de pointe) pendant 2,000 heures de pointe. Notre prochaine étape consiste à appliquer cette hypothèse à différents types de projets hydroélectriques. (Rappelons que nous n'avons qu'un seul type de capacité thermique, reflété dans le modificateur «homogène».) Nous considérerons, tour à tour, les projets hydroélectriques au fil de l'eau (ROS), les réservoirs à usage quotidien et les projets saisonniers d'hydroélectricité.

18.3 Projets hydroélectriques Au Fil de l'Eau

La caractéristique clé des projets ROS est implicite dans le titre: l'énergie est générée en utilisant l'eau de la rivière "telle qu'elle s'écoule". Typiquement, un projet ROS sera situé sur une pente, où l'eau descend d'une colline ou sur une chute d'eau. De tels projets canalisent généralement l'eau à travers de grands tubes (conduites forcées) qui la transportent du haut vers le bas de la pente et qui mènent directement à une ou plusieurs turbines au bas de la colline. L'eau courante fait tourner la turbine, générant de l'énergie électrique.

Pour évaluer les avantages d'un tel projet, on part généralement de l'hypothèse purement théorique que la capacité de turbine du projet sera entièrement utilisée tout au long des 8,760 heures de l'année. Nous divisons ensuite ces heures en 2,000 heures de pointe et 6,760 heures creuses. En utilisant cette information, nous obtenons pour chaque kW de la capacité de la turbine:

2,000 heures @ 10¢/kWh	= \$200.00
6,760 heures @ 4¢/kWh	= <u>\$270.40</u>
Total	\$470.40/kW

Maintenant, 470.40 \$ US/kW par an est ce que la capacité installée produirait si elle était entièrement utilisée tout le temps. Bien sûr, ce n'est pas du tout le cas, car les débits varient toujours de manière significative, surtout selon la saison de l'année, en raison des changements dans les précipitations et/ou la fonte des neiges. Ainsi, en moyenne, les turbines installées ne seront utilisées qu'à une fraction de leur pleine capacité. Simplement pour notre exemple, nous supposons que cette fraction soit de 60%. Par conséquent, les avantages estimés seraient $= 0.6 \times 470.40 \$ = 282.24 \$$ US.

Nous présentons ces avantages dans notre profil du projet ROS, en déduisant les coûts en capital pendant la phase de construction du projet et la maintenance plus des coûts (très mineurs) d'exploitation pendant sa phase d'exploitation. Le résultat est un profil de projet que nous pouvons ensuite évaluer en

utilisant, bien sûr, le même taux d'actualisation (ici 10%) que nous avons utilisé pour calculer la surcharge de 6¢ en surcharge aux périodes de pointe.

Les lecteurs ont pu remarquer que dans l'exercice ci-dessus, l'analyse a été effectuée "par kilowatt (kW)" de capacité installée et complétée selon une hypothèse de la fraction (dans ce cas 60%) de cette capacité qui devait être utilisée dans le cours d'une année typique. Mais se concentrer sur cette fonctionnalité pose une question: pourquoi 60 et pas 40 ou 80 pour cent? C'est vers cette question que nous nous tournons maintenant.

Tout d'abord, reconnaissons que dans n'importe quel cas réel, la réponse dépendra des caractéristiques hydrologiques du cours d'eau (et du site) en question. Il peut y avoir des rivières dont le débit est si stable qu'il n'y a qu'une différence de 20 ou 30% entre le débit quotidien le plus bas et le plus élevé au cours de l'année. Dans un tel cas, il n'y a pas beaucoup de choix quant au nombre de kW de capacité de turbine à installer. Mais de tels cas seraient difficiles à trouver dans le monde réel. La plupart des rivières et cours d'eau sont soumis à de très forts débits durant la saison des pluies (ou la période de la plus importante fonte des neiges). Certains s'assèchent même complètement pendant la période la plus sèche de l'année et, pour la plupart, le débit le plus bas ne représente qu'une fraction modeste du débit le plus élevé.

Ainsi, les concepteurs d'un projet ROS typique sont confrontés à un sérieux problème de choix. S'ils construisent le projet de manière à utiliser presque tout le débit de l'année, ils devront installer une capacité de turbine suffisante pour traiter les énormes écoulements de la saison des pluies. Mais ensuite, pendant le reste (qui est le plus) de l'année, le débit beaucoup plus faible laissera la plupart des turbines installées inutilisées pendant de nombreux mois. D'un autre côté, si les concepteurs décident de maintenir la fraction d'utilisation de la capacité à un niveau élevé, ils devront installer une capacité de turbine principalement adaptée au débit de l'écoulement dans la partie la plus sèche de l'année. Ils finiront par utiliser leurs turbines la plupart du temps, mais ils laisseront s'écouler une grande partie du débit d'eau annuel du cours d'eau. Le dilemme est: soit construire gros, et une grande partie de cette capacité de la turbine sera inutilisée la plupart du temps, ou construire petit, et le problème ne sera pas celui de la capacité de la turbine au ralenti mais plutôt de beaucoup d'eau passant inutilisée (pour la production d'électricité) simplement parce que vous n'avez pas les turbines pour la traiter.

Ce dilemme représente un problème économique - celui d'évaluer les avantages par rapport aux coûts. Ce problème est mieux résolu au stade de la conception afin de garantir que, quel que soit le choix de la capacité de la turbine à installer, cette capacité soit obtenue au coût économique le plus bas. Les faits clés nécessaires pour résoudre ce problème sont obtenus à partir d'un graphique du flux prévisible (probable), période par période (peut-être jour après jour) tout au long de l'année. Ce graphique aura très probablement un seul pic au cours de la saison la plus humide et un seul creux au cours de la période la plus sèche. Les avantages de l'ajout d'une capacité de turbine deviennent de plus en plus petits à mesure que nous envisageons d'ajouter des incréments successifs de capacité. Les quelques premiers kW de capacité promettent une utilisation à 100% tant qu'ils impliquent d'utiliser moins que le débit prévu le plus bas. D'un autre côté, les quelques derniers kilowatts de capacité que nous pourrions ajouter ne promettent l'utilisation que dans les quelques jours où les débits sont les plus élevés. Par conséquent, il est très probable que les avantages dépasseront largement les coûts pour les premiers kW, alors que les coûts dépasseront presque certainement les avantages pour les ajouts à la capacité que nous pouvons nous attendre à utiliser seulement quelques jours par an. Quelque part entre ces extrêmes, nous devrions être en mesure de trouver un niveau optimal pour la capacité des turbines - un point où les avantages dépassent les coûts pour chaque augmentation successive de la capacité nominale et au-delà desquels les coûts dépassent les avantages pour chaque augmentation successive. C'est le genre de calcul qui devrait être effectué dans le processus de conception de tout projet ROS. De toute évidence, cela implique des applications répétées de la procédure décrite dans la première partie de cette section, le choix final étant

la capacité de la turbine qui produise la plus grande valeur actualisée nette attendue (c'est-à-dire l'excédent attendu le plus grand de la valeur actuelle des bénéfices sur la valeur actuelle des coûts).

18.4 Projets Hydroélectriques Avec Des Réservoirs à Usage Quotidien

Le réservoir quotidien (RQ) peut être considéré comme une sorte de complément à un projet ROS, soit au stade de la conception, soit plus tard. Ici, nous supposons que nous traitons d'un projet ROS qui soit déjà opérationnel. De plus, nous supposons que ce projet existant a été bien conçu pour son but, suivant les principes présentés ci-dessus.

Dans notre exemple de projet ROS, on s'attendait à ce que l'installation produise de l'énergie en période de pointe pendant 2,000 heures et de l'énergie en période creuse pendant les 6,760 heures restantes de l'année. Cela signifie qu'au cours de l'année, environ 23% ($= 2,000/8,760$) du débit de l'eau seraient utilisés pour produire de l'électricité avec une valeur de 10¢/kWh, tandis que les 77% restants ($= 6,760/8,760$) seraient utilisés pour produire de l'énergie avec une valeur de seulement 4¢/kWh.

Un projet de RQ a deux objectifs principaux: a) convertir en production aux heures de pointe une grande partie de l'eau qui serait normalement utilisée pour produire de l'énergie en période creuse dans une opération ROS, et b) utiliser une partie de l'eau qui ne serait pas mise à contribution autrement (encore une fois dans un cas de ROS). Pour atteindre l'objectif a), un petit barrage est construit en amont du projet ROS. Il accumule de l'eau pendant les heures creuses, puis libère cette eau pendant les heures de pointe. De cette façon, il produit 10¢/kWh d'énergie avec la même eau qui, autrement, finirait par générer de l'énergie d'une valeur de seulement 4¢/kWh. Le gain net substantiel de 6¢/kWh est le principal avantage du projet de RQ.

Cet avantage vient avec un coût important, cependant. Tout d'abord, il y a le coût du barrage lui-même et éventuellement d'un barrage de régulation en aval du projet, conçu pour fournir un débit régulier aux utilisateurs en aval. Si la capacité de la turbine du projet n'est pas augmentée, le bénéfice d'une énergie de pointe supplémentaire serait limité à la quantité de capacité de turbine du projet ROS supérieure à la production de courant déterminée par le débit quotidien du projet ROS. Ainsi, un projet de 5 MW ($= 5,000$ kW) de capacité de turbine pourrait, dans une partie de l'année, traiter un débit générant 2,000 kWh pendant chaque heure de pointe. Cela pourrait atteindre 5,000 kWh par heure de pointe, mais pas plus si l'on laissait la capacité de la turbine inchangée. Tout cet avantage serait de type a). Évidemment, pendant les périodes de l'année où le débit lui-même serait suffisant pour générer 5,000 kWh/h, la capacité installée serait pleinement utilisée par le projet ROS et l'ajout du réservoir quotidien n'aurait aucun effet de déplacement de l'eau (et donc de l'énergie) des heures creuses aux heures de pointe.

De ce fait, acceptons que:

T_o = capacité initiale de la turbine, en kW

S_i = débit prévu par heure du jour i exprimé en nombre de kW que le débit peut générer

H_{p_i} = nombre d'heures de pointe dans la journée i

H_{n_i} = nombre d'heures creuses dans la journée i ($= 24 - H_{p_i}$)

Alors, nous avons $H_{pi}(T_o - S_i)$ = le nombre maximum de kWh qui peut être converti des heures creuses aux heures de pointe si T_o reste inchangé. Ceci est un maximum car dans les périodes de débit très faible, on ne peut pas atteindre une sortie de $H_{pi}T$ en période de pointe, en raison du faible débit tout au long de la journée.

La quantité d'eau disponible pour être transférée des heures creuses aux heures de pointe est simplement Hn_iS_i , le débit d'eau total en heures creuses. Tout cela représenterait l'énergie en période creuse réellement produite par le projet ROS préexistant si $T_o > S_i$. Dans le cas où $S_i > T_o$, la différence $(S_i - T_o)Hn_i$ représenterait donc l'eau qui serait passée sans produire d'électricité dans le projet ROS original. Donc, si l'augmentation de la capacité de production ΔT est telle que $H_{pi}(T_o + \Delta T) > 24S_i$, cela signifie qu'avec une augmentation de capacité de ΔT , le débit total pour la journée ($= 24S_i$) pourrait être traité pendant les heures de périodes de pointe. Cela inclurait un déplacement de toute l'eau qui était auparavant allée produire de l'énergie en période creuse plus toute l'eau qui était «perdue sans générer de l'énergie» en raison de la capacité limitée des turbines. L'avantage pour le jour i du projet RQ serait alors l'excédent de cette valeur par rapport à la valeur de l'énergie que le projet ROS original aurait produite.

Les jours où $(T_o + \Delta T)H_{pi}$ serait inférieur à $24S_i$, le projet augmenté n'utiliserait pas la totalité du débit de la journée aux heures de pointe, mais pourrait très bien l'utiliser pendant les heures de pointe plus les heures creuses. Dans ce cas, le bénéfice brut pour le jour i du projet RQ serait alors mesuré par $H_p(T_o + \Delta T)$ multiplié par le prix de pointe de l'énergie plus $[24S_i - H_p(T_o + \Delta T)]$ multiplié par le prix en période creuse de l'énergie. Le terme entre crochets représente l'eau disponible ($= 24S_i$) moins la quantité utilisée pour générer l'énergie de pointe $[= H_p(T_o + \Delta T)]$. À partir de là, comme auparavant, nous devons soustraire la valeur de l'énergie que le projet ROS original aurait produit.

De même que, pour le projet ROS, une optimisation distincte a dû être faite pour déterminer le niveau optimal de T , donc un processus similaire devrait être utilisé pour déterminer le meilleur niveau pour ΔT , l'augmentation de la capacité de la turbine.

Il convient de noter en particulier qu'aucune considération de la demande d'électricité n'a été prise en compte dans l'analyse ci-dessus, que ce soit pour les projets ROS ou RQ. La raison en est la manière dont ces projets s'intègrent dans les opérations de la plupart des systèmes électriques. Comme nous le verrons plus loin, le principe qui régit la gestion des réseaux d'électricité est que lorsque la demande est faible, on n'utilise que les sources d'énergie dont le coût de fonctionnement par kWh est le plus bas. Ensuite, à mesure que la demande d'énergie augmente, la capacité supplémentaire est activée, en commençant par la deuxième moins chère par kWh, puis par la troisième moins chère, et ainsi de suite. Ce n'est que dans les périodes de forte demande (de pointe) que le système recourt à ses générateurs dont les coûts de fonctionnement sont les plus élevés.

La simple réflexion sur le fonctionnement d'un système ROS nous indique qu'il n'a pratiquement aucun coût d'exploitation. Tout ce dont on a besoin, c'est que quelqu'un s'assure que l'eau qui coule à une heure donnée soit acheminée par les turbines pour produire de l'énergie. Parce que l'énergie ROS est si bon marché, elle est toujours, en principe, la première source à utiliser en cas de faible demande. En outre, elle est utilisée toutes les heures de la journée, tout au long de l'année, étant interrompue uniquement pour l'entretien et la réparation. Puisque la capacité ROS ne constitue qu'une petite fraction de la capacité totale d'un système électrique type, elle est en fait utilisée tout le temps et n'est pratiquement jamais utilisée seulement partiellement en raison de l'absence de demande pour sa production d'énergie.

Dans le cas des RQ, encore une fois leur coût de fonctionnement est proche de zéro, mais comme la majeure partie de leur production est aux heures de pointe, ils travaillent avec la totalité ou la quasi-totalité des autres sources d'énergie du système, et parmi celles-ci, ils (avec les installations ROS) ont les coûts de fonctionnement les plus bas. Toute variation de la demande de pointe sera donc absorbée par d'autres

contributeurs plus coûteux à l'approvisionnement en énergie de pointe. Ceci explique pourquoi les considérations de demande ne sont pas intégrées dans l'analyse précédente des projets RQ.

18.5 Barrages Hydroélectriques Saisonniers

Alors que les RQ ont pour effet de laisser les gestionnaires décider quand, au cours d'une journée donnée, l'eau sera nécessaire pour produire de l'énergie, les barrages hydroélectriques saisonniers visent à permettre le transfert de l'utilisation de l'eau d'une partie de l'année à l'autre. Dans le cas typique pour lequel un barrage saisonnier serait envisagé, il y a une saison dans laquelle l'énergie d'un cours d'eau donné aura une valeur élevée et une autre saison pendant laquelle cette valeur sera beaucoup plus faible. Certains cas pourraient donc survenir parce que le débit est très fort pendant une partie de l'année et très faible dans un autre, alors que la demande d'énergie est plutôt stable au cours de l'année. D'autres cas peuvent se présenter dans lesquels le débit est assez stable mais la demande est très concentrée, peut-être en hiver pour l'éclairage et le chauffage, ou peut-être en été pour la climatisation.

Comme dans les sections précédentes, nous analyserons les barrages hydroélectriques saisonniers dans le cadre d'un système où la façon «standard» de produire de l'électricité utilise une capacité thermique homogène. Encore une fois, cette capacité standard sera supposée avoir un coût de fonctionnement de 4¢/kWh et un coût en capital de 800 \$ US/kW, avec un taux d'amortissement de 5% par année. Le taux d'actualisation pertinent pour l'analyse coûts-avantages sera, comme précédemment, de 10%.

La première question à résoudre est de savoir si l'énergie utilisée dans un projet de stockage saisonnier doit être considérée comme une capacité «de base» ou de «pointe». Nous avons déjà vu comment la capacité ROS est tout naturellement «de base», alors que la raison d'être de la capacité RQ est d'augmenter l'approvisionnement en énergie de pointe. Dans notre cas simplifié de capacité thermique homogène, nous aurions ce qu'on appelle un «modèle d'empilement», dans lequel la capacité ROS est à la base, la capacité thermique homogène occupe le milieu et la capacité RQ occupe le sommet. Cela signifie que lorsque la demande est très faible, seule la capacité ROS sera utilisée. Lorsque la demande dépassera la capacité ROS, cette capacité sera d'abord pleinement utilisée et sera complétée, au besoin, par la production de nos centrales thermiques homogènes. Ce n'est que dans les heures de plus grande demande de la journée que l'eau accumulée dans les RQ sera utilisée pour «compléter» l'approvisionnement en énergie provenant des ROS et des sources thermiques homogènes.

Maintenant nous arrivons à la question importante: quelle place dans ce modèle d'empilement devrait être occupée par la capacité hydroélectrique saisonnière? Puisque nous savons déjà que la capacité ROS appartient à la base et que la capacité RQ doit être utilisée pour les heures de pointe, nous pouvons nous concentrer sur la question de savoir laquelle, parmi les capacités hydroélectriques thermiques et saisonnières homogènes, devrait être activée en premier. En particulier, l'hydroélectricité saisonnière devrait-elle être considérée comme faisant partie de la base ou comme un moyen approprié de répondre à la demande aux heures de pointe?

La meilleure façon de se concentrer sur cette question est de supposer que nous avons déjà construit un ou plusieurs barrages hydroélectriques saisonniers. Ils accumuleront de l'eau pendant la saison des pluies et fourniront de l'énergie pendant la saison sèche.² Pour rendre notre analyse assez claire et directe, nous devons garder à l'esprit que la capacité de stockage de nos barrages saisonniers ne changera pas. La quantité d'eau qu'ils peuvent stocker a été déterminée lors de leur construction. Cependant, la quantité d'énergie qu'ils peuvent générer à n'importe quelle heure donnée est généralement sujette à changement

²Alternativement, nous pouvons penser à eux comme accumulant de l'eau dans la saison de faible demande d'électricité (disons, l'hiver) et de le livrer dans la saison de forte demande d'électricité (par exemple, l'été).

parce que ces barrages sont conçus pour laisser de la place pour l'addition de turbines (jusqu'à une certaine limite).

Dans un système simplifié constitué d'une production hydroélectrique saisonnière et d'une capacité thermique homogène, nous aurons un niveau de demande de pointe donné, soit 1,000 mégawatts (MW). Si notre capacité hydroélectrique saisonnière est utilisée comme charge de base, l'eau stockée sera répartie sur 24 heures par jour pendant, par exemple, 9 mois de l'année. Pour utiliser l'eau de cette manière, il ne faudra peut-être que 200 MW de capacité de turbine (car cette capacité fonctionnera de façon quasi continue). Si, d'autre part, les barrages saisonniers sont utilisés pour les heures de pointe, ils peuvent être occupés pendant beaucoup moins de jours et pour un nombre variable d'heures ces jours-là. La quantité de capacité de turbine nécessaire dans ce cas sera beaucoup plus grande - disons 600 MW. Nous avons donc le Cas A, dans lequel l'hydroélectricité saisonnière est utilisée pour la charge de base, dans laquelle nous aurons une capacité de turbine de 200 MW par hydroélectricité, complétée par 800 MW de thermique homogène. Alternativement, pour le Cas B, nous devrions installer 400 MW de capacité thermique homogène plus, comme indiqué, 600 MW de capacité de turbine dans nos barrages hydroélectriques.

Alors, en passant du Cas A au Cas B, nous soustrayons 400 MW de capacité thermique homogène et ajoutons 400 MW de capacité de turbine dans nos barrages hydroélectriques saisonniers. Ici, l'analyse coûts-avantages est une évidence. Premièrement, il est beaucoup moins coûteux d'ajouter 1 MW de capacité de turbine à un barrage existant, déjà préparé pour des turbines supplémentaires, que d'ajouter 1 MW de capacité thermique homogène, ce qui implique la construction de la centrale et de ses turbines. Deuxièmement, l'utilisation d'une capacité thermique homogène pour les heures de pointe impliquera des coûts de démarrage et d'arrêt, pratiquement nuls dans les barrages hydroélectriques, où les turbines peuvent être activées ou désactivées simplement en appuyant sur un bouton ou en appuyant sur un interrupteur.

La façon dont la capacité hydroélectrique saisonnière sera utilisée pendant la saison des pluies dépend principalement des conditions physiques telles que le débit et la capacité de stockage des barrages hydroélectriques. Commencez avec l'idée d'utiliser ces barrages pour les heures de pointe toute l'année, y compris pendant la saison des pluies. Cela signifierait que l'excès de débit - au-delà de ce qui est nécessaire pour satisfaire la demande de pointe - serait stocké pour une utilisation ultérieure. Mais supposons que cela conduirait à remplir les barrages avant la fin de la saison des pluies. Dans un tel cas, il est préférable d'utiliser l'eau excédentaire pendant les heures creuses plutôt que de la laisser se perdre. Cela pourrait signifier que certaines centrales thermiques seraient fermées pendant une partie ou la totalité de la saison des pluies, leur place étant prise en fonction de la capacité des turbines dans les barrages hydroélectriques.

Il y a un autre point à souligner en ce qui concerne l'arbitrage entre l'énergie hydroélectrique saisonnière et l'énergie thermique. Dans notre exemple numérique, nous avons 600 MW de capacité hydroélectrique saisonnière plus 400 MW de capacité thermique comme solution préférée. Dans ces circonstances, il est clair que pendant la plupart des heures de l'année où la capacité hydroélectrique est utilisée, les centrales thermiques du système fonctionneront à pleine capacité. Le nombre d'heures d'opérations thermiques à pleine capacité qui en résulte peut être appelé "pic thermique". Cela peut facilement être beaucoup plus important que le «pic du système» ou le «pic de la demande», que nous avons précédemment supposé être de 2,000 heures par an.

Revenons maintenant à la question et demandons-nous quelle est la logique qui sous-tend notre calcul antérieur d'un supplément de 6¢/kWh pour les heures de pointe, à appliquer sur un sommet de 2,000 heures par année. Cette logique était que c'était la croissance de la demande aux heures de pointe qui nécessitait une plus grande capacité thermique (homogène) - par conséquent, la valeur de rareté de l'énergie aux heures de pointe devrait couvrir non seulement le coût de fonctionnement mais aussi le coût

d'investissement en capacité. Nous avons obtenu le supplément de 6¢/kWh en période de pointe en calculant d'abord le coût en capital annualisé de la capacité thermique de 120 \$/kW (= 0.15 x 800\$/kW). Nous avons ensuite divisé ces 120 \$ US par les 2,000 heures de pointe du système. Ce calcul n'a plus de sens en présence de quantités importantes de capacité hydroélectrique saisonnière. Maintenant, le pic thermique sera significativement plus long - disons 4,000 heures par année - parce que nos barrages saisonniers ont une capacité suffisante pour faire face à une demande supérieure au pic du système. Par conséquent, si la demande augmente (aux heures de pointe comme aux heures creuses), ce qui se passera, c'est que notre capacité de stockage d'hydroélectricité *existante* continuera de couvrir la demande du système aux heures de pointe et plus, mais l'augmentation de la demande laissera un fossé (toujours selon nos hypothèses) qui sera couvert par une addition au nombre de générateurs thermiques homogènes dans le système. Ainsi, la capacité thermique incrémentielle fonctionnera (toujours selon notre hypothèse d'homogénéité) pour les 4,000 heures du pic thermique, et pas seulement les 2,000 heures du pic du système ou du pic de la demande. Par conséquent, le pic que nous devrions utiliser pour le calcul de la surcharge aux heures de pointe est de 4,000 heures plutôt que de 2,000 heures, et la surcharge qui en résulte devient de 3¢ plutôt que de 6¢/kWh. Le total recueilli pour couvrir le coût en capital est exactement le même montant de 120 \$/kW par an que précédemment, seulement maintenant il est étalé sur 4,000 au lieu de 2,000 heures. Pourquoi? Parce que c'est le nombre d'heures que les centrales thermiques homogènes nouvellement ajoutées devraient fonctionner.

Jusqu'à maintenant, nous avons soutenu que le prix de l'énergie en période creuse était égal à son coût de fonctionnement (soit dans ce cas 4¢/kWh) et que celui de l'énergie aux heures de pointe était égal à son coût de fonctionnement plus une surcharge supplémentaire aux heures de pointe de 6¢/kWh (sans hydro saisonnière) ou de 3¢/kWh (avec hydro saisonnière). Ces hypothèses ont un sens économique et peuvent être considérées comme respectant, dans notre exemple simple, les leçons de l'économie moderne de l'électricité, une branche de l'analyse économique inventée par les technocrates français travaillant avec Électricité de France au début des années 1950. C'était leur grande idée que le vrai coût marginal économique de l'électricité varierait naturellement selon l'heure du jour, le jour de la semaine, et dans la plupart des cas la saison de l'année. De ce fait, ils avaient émis la recommandation que ces variations devraient être reflétées dans les prix payés par les utilisateurs de l'énergie électrique. Les Français ont commencé la tarification de l'électricité, selon la période temporelle dans les années 1950. Ils ont été suivis par beaucoup (peut-être même maintenant la plupart) des autres pays en adoptant cette innovation. En règle générale, la tarification horaire est d'abord appliquée aux grands utilisateurs industriels et commerciaux, et n'est étendue que progressivement, et souvent seulement partiellement, aux clients résidentiels. Cependant, la tarification de l'électricité, selon la période temporelle, pour l'usage domestique est également maintenant assez répandue.

Mais que faisons-nous dans les cas où la tarification selon la période temporelle n'est pas utilisée et où le système de tarification ne reflète donc pas le véritable coût économique? La réponse ici est très simple. Le fait que les prix payés par les utilisateurs ne reflètent pas le véritable coût économique de l'énergie ne change pas ce véritable coût. Même si l'énergie de pointe est distribuée gratuitement à certains utilisateurs, cela ne change rien au fait qu'elle coûte 10¢/kWh (sans hydro saisonnière) ou 7¢/kWh (avec l'hydro saisonnière) dans nos exemples.

De plus, puisque notre mesure des avantages des projets hydroélectriques (qu'ils soient ROS, RQ, ou stockage saisonnier) est basée sur le montant des coûts de production thermique qu'ils finissent par économiser, tous les calculs que nous avons faits supposant des «prix» égaux à 4¢, 10¢ et 7¢ restent valables. Mais maintenant, ils devraient être reconnus comme des mesures des coûts marginaux de l'électricité du système dans les conditions supposées pertinentes. C'est en additionnant les économies réalisées par ces nouveaux projets que nous obtenons une mesure des avantages directs du projet.

18.6 Capacité Thermique Hétérogène - Une Approche de la gestion des centrales anciennes

L'hypothèse d'une capacité thermique homogène, utilisée jusqu'à ce moment, a permis de décrire ce que nous avons appelé «l'alternative standard» à chaque type de projet hydroélectrique analysé. Cette hypothèse est maintenant abandonnée au profit d'une hypothèse plus réaliste de capacité thermique hétérogène. Mais même ici, il existe deux manières distinctes d'introduire l'hétérogénéité - une qui tienne compte des changements qui se produisent au fil du temps dans les caractéristiques des centrales thermiques qui sont ajoutées au système, et une autre qui examine les différentes caractéristiques de conception des centrales thermiques qui ont des rôles fonctionnels différents dans le système.

Dans cette section, nous nous intéresserons au premier type d'hétérogénéité. Notre système thermique est supposé inclure des centrales datant d'années antérieures différentes - les plus anciennes sont supposées être les moins «thermiquement efficaces» et donc avoir le coût de fonctionnement le plus élevé par kWh. Plus la centrale est récente, plus elle est efficace; par conséquent, plus son coût de fonctionnement par kWh est faible. Ces hypothèses conduisent à un "modèle d'empilement" dans lequel la plus récente centrale thermique sera la première à être allumée (après que la capacité ROS soit pleinement utilisée). Ce sera suivi par la deuxième centrale la plus récente, puis la troisième, puis la quatrième centrale thermique la plus récente, dans l'ordre croissant des coûts de fonctionnement à mesure que les centrales plus anciennes et plus vétustes sont allumées. Il n'y a rien de difficile à comprendre jusqu'à maintenant. C'est simplement une application de l'idée que, quel que soit le niveau de la demande, l'objectif est d'utiliser le mélange d'équipements de production qui permette de satisfaire la demande au coût de fonctionnement le plus bas.

Mais maintenant, nous devons modifier le scénario précédent. Là, lorsque nous avons ajouté une nouvelle centrale, sa fonction naturelle était de combler un «pic thermique» de la demande qui, autrement, ne serait pas satisfait. L'équipement ajouté étant parfaitement homogène avec les centrales thermiques déjà existantes, il était juste de considérer cette installation ajoutée comme la dernière à être mise en service. Maintenant, cependant, nous supposons que la nouvelle centrale soit plus efficace que les plus anciennes; par conséquent, si nous l'installons, ce ne devrait pas être la dernière, mais la première centrale thermique à être allumée.

Ce changement de fonction donne lieu à une nouvelle possibilité, à savoir qu'il peut être intéressant d'ajouter une nouvelle centrale thermique (par exemple, la centrale E) à une structure existante constituée initialement de centrales A, B, C et D, même si la demande d'énergie du système reste la même (c'est-à-dire qu'elle ne croît pas avec le temps). Le motif de cette addition serait dans ce cas exclusivement l'économie des coûts de fonctionnement. Le «nouveau» système ne produirait pas plus d'énergie que le «vieux» - le nombre de kWh ne changerait pas, mais l'économie des coûts de fonctionnement pourrait suffire à justifier la construction de la centrale E.

Le tableau 18.1 donne un aperçu de la façon dont une nouvelle centrale (ici la centrale E) pourrait se justifier même si la demande d'énergie du système n'augmente pas. Le tableau ne concerne que la partie thermique du système. Il peut y avoir une capacité ROS servant de charge de base, et une capacité quotidienne de stockage ou de stockage saisonnier servant aux heures de pointe, mais leurs contributions sont naturellement supposées rester les mêmes puisque la demande du système ne change pas.

Tableau 18.1: Justifier une Nouvelle centrale Thermique Même Lorsque la Demande du Système est Constante

Panneau 1 – “Ancien” Système			
	<i>Production (MWh)</i>	<i>Coût de Fonctionnement (¢ par kWh)</i>	<i>Coût Total de Fonctionnement (en millions de \$)</i>
centrale D	300,000	3.0	9.0
centrale C	240,000	3.5	8.4
centrale B	180,000	4.0	7.2
centrale A	120,000	5.0	6.0
Coût Total de fonctionnement des centrales thermiques			30.6
Panneau 2 – “Nouveau” Système			
	<i>Production (MWh)</i>	<i>Coût de Fonctionnement (¢ par kWh)</i>	<i>Coût Total de Fonctionnement (en millions de \$)</i>
centrale E	300,000	2.5	7.5
centrale D	240,000	3.0	7.2
centrale C	180,000	3.5	6.3
centrale B	120,000	4.0	4.8
Coût Total de fonctionnement des centrales thermiques			25.8
Economie des coûts de fonctionnement = 4.8 millions de \$/an			
Coût d’investissement de la centrale E @ \$600/kW × 50 MW = 30 millions de \$			

L’“ancien” système (Panneau 1) du Tableau 18.1 décrit ce qui se passera si la centrale E n’est pas construite à ce moment, alors que le “nouveau” système (Panneau 2) représente ce qui se passera si la centrale E est en fait construite. Les figures font référence à la première année d’opération de la centrale E si cet investissement est réalisé.

Le Panneau 1 montre le modèle d’empilage qui prévaudra si la centrale E n’est pas construite. Chaque centrale est supposée avoir une capacité de 50 MW, donc dans le Panneau 1, la centrale D (la plus récente) est censée fonctionner pendant 6,000 heures, la centrale C pour 4,800, la centrale B pour 3,600 heures et la centrale A pour 2,400 heures. Multipliez-les par 50 MW afin d’obtenir les MWh indiqués dans la première colonne du Panneau 1. Les coûts de fonctionnement supposés par kWh sont indiqués dans la colonne 2, et les coûts de fonctionnement totaux pour chaque centrale apparaissent dans la colonne 3 (rappelez-vous qu’un MWh est égal à 1,000 kWh).

Le Panneau 2 montre ce qui se passera si le Projet E est entrepris, en l’absence de toute augmentation de la demande du système. Étant donné que toutes les centrales sont supposées avoir une capacité de 50 MW et que la demande du système est inchangée, l’ajout de la centrale E aura pour effet que la centrale A sera désaffectée (ou reléguée à un rôle de réserve). La centrale E devient la première centrale thermique à être mise en service et la centrale B devient la dernière. En conséquence, les coûts de fonctionnement du système se retrouvent plus bas que dans le Panneau 1, l’économie totale étant de 4.8 millions de dollars sur l’année. Si le coût d’investissement de la centrale E est de 600 \$/kW, pour un total de 30 millions de

\$ pour une centrale de 50 MW, le projet semble valoir la peine d'être entrepris, en utilisant les critères de la Première Partie (un taux d'actualisation de 10% plus un taux de dépréciation de 5% pour la centrale). Le rendement annuel du capital requis pour la centrale E est alors de 4.5 millions de \$, tandis que le rendement réel estimé est de 4.8 millions de \$.

Il est utile de prendre le temps de noter la composition de cet avantage de 4.8 millions de \$ US. En regardant simplement les deux panneaux du tableau 18.1, on voit que dans le Panneau 2, la centrale E occupe le rôle que la centrale D a joué au Panneau 1, la centrale D fait ce que centrale C a fait dans Panneau 1, la centrale C occupe le rôle précédemment joué par la centrale B, et la centrale B fait ce que la centrale A faisait auparavant. C'est une description parfaitement précise de la différence entre les deux panneaux, mais penser à la nouvelle centrale E comme prenant la place qu'occupait autrefois la centrale D n'est pas un moyen utile de décrire le changement. Pour maximiser la compréhension, nous devons nous concentrer sur le fait que c'est la centrale E qui est introduite dans le système. Il faut alors se demander, comme la centrale E génère ses 300,000 MWh, quelles sources elle remplace effectivement. La réponse peut être trouvée en se demandant quel changement a lieu dans la production de chacune des autres centrales alors que nous passons du Panneau 1 au Panneau 2. La réponse est que les centrales D, C et B "perdent" 60,000 MWh de production, tandis que la centrale A perd l'intégralité de ses 120,000 MWh. Ces «pertes» s'ajoutent précisément aux 300,000 MWh générés par la centrale E dans le Panneau 2.

Mais c'est seulement le début. Lorsque la centrale E supplante la centrale D pour 60,000 MWh, la réduction des coûts de fonctionnement est de 0.5¢/kWh, soit 5 \$/MWh. Lorsque la centrale E supplante la centrale C, l'économie est de 10 \$ US/MWh; de ce fait, quand elle se substitue à la centrale B, 15 \$ sont économisés. Enfin, en ce qui concerne la centrale A, l'économie est de 2.5¢/kWh, soit 25 \$ US/MWh. Maintenant, comme par magie, si nous prenons $(5\$ \times 60,000) + (10\$ \times 60,000) + (15\$ \times 60,000) + (25\$ \times 120,000)$, le résultat est 300,000\$ + 600,000\$ + 900,000\$ + 3,000,000\$, ce qui est exactement (et nécessairement) égal aux économies de 4.8 Millions de \$ US du coût total que nous avons calculées directement au tableau 18.1. De ce fait, les économies de coût pour n'importe quelle année t peuvent être représentées par la formule $\sum_j H_{jt} (C_j - C_n)$, où C_n est le coût de fonctionnement par kWh de la nouvelle

centrale, C_j est le coût de fonctionnement par kWh de la vieille centrale j , et H_{jt} est la quantité de kWh pour lesquels la centrale j est en cours de remplacement par la nouvelle centrale au cours de l'année t .

L'analyse ci-dessus fonctionne sans modification pour tous les cas dans lesquels la demande totale reste la même, tant "avec" la nouvelle centrale que "sans" elle. Cependant, c'est un cas plutôt spécial. C'est une idée de ce à quoi ressemble le cas général lorsque nous rappelons que dans notre exemple précédent (Section 18.2), la production de la nouvelle centrale a été dédiée à 100% à la production de l'énergie pendant les heures de pointe et que la surcharge aux heures de pointe était calculée actuellement en se demandant le montant auquel devrait être fixée cette surcharge pour justifier l'investissement dans une nouvelle centrale (destinée à couvrir l'augmentation de la demande pendant les heures de pointe thermique).

Dans les Tableaux 18.2 et 18.3, nous examinons une situation dans laquelle l'investissement dans la centrale E n'est pas justifié si la demande du système n'augmente pas, mais peut être justifié s'il y a un taux d'augmentation suffisant de la demande du système. Le Tableau 18.2 devrait être explicite puisqu'il répète simplement le calcul du Tableau 18.1, mais avec une production plus faible pour chaque centrale. Maintenant, au Panneau 1, la centrale D produit 200,000 kWh au lieu de 300,000 kWh. De même, chacune des autres centrales n'a que les deux tiers de la production du Tableau 18.1. Cela reflète simplement différentes caractéristiques de la demande dans le système. Maintenant, la centrale D fonctionne 4,000 heures plutôt que 6,000 heures par an, et la centrale A fonctionne pendant 1,600 heures au lieu de 2,400. Dans un tel système, notre analyse coûts-avantages nous dirait de rejeter la centrale E si la demande du système était constante dans le temps. Cependant, supposons que la demande augmente. Si nous disons

non à la centrale E, nous devons faire quelque chose pour contenir la demande afin qu'elle reste dans la capacité combinée des centrales A, B, C et D. Comment pouvons-nous faire cela? La réponse est d'utiliser une surcharge aux heures de pointe.

Tableau 18.2: Le Cas Où Investir Dans Une Nouvelle centrale N'est Pas Justifié Tant que la Demande Du Système Reste Constante

Panneau 1 – “Ancien” Système			
	<i>Production (MWh)</i>	<i>Coût de Fonctionnement (¢ par kWh)</i>	<i>Coût Total de Fonctionnement (en millions de \$)</i>
Centrale D	200,000	3.0	6.0
Centrale C	160,000	3.5	5.6
Centrale B	120,000	4.0	4.8
Centrale A	80,000	5.0	4.0
Coût Total de fonctionnement des centrales thermiques			20.4
Panneau 2 – “Nouveau” Système			
	<i>Production (MWh)</i>	<i>Coût de Fonctionnement (¢ par kWh)</i>	<i>Coût Total de Fonctionnement (en millions de \$)</i>
Centrale E	200,000	2.5	5.0
Centrale D	160,000	3.0	4.8
Centrale C	120,000	3.5	4.2
Centrale B	80,000	4.0	3.2
Coût Total de fonctionnement des centrales thermiques			17.2
Économie des coûts de fonctionnement = 3.2 millions de \$/an			
Coût d'investissement de la centrale E @ 600dollars /kW × 50 MW = 30 millions de \$			

Par souci de simplicité, supposons que le pic thermique soit égal aux 1,600 heures pendant lesquelles la centrale A fonctionnerait dans le Panneau 1 du Tableau 18.2. Ensuite, nous calculerions la surcharge en période de pointe en nous demandant quel supplément de temps de pointe il faudrait pour que le «prochain» ajout à la capacité soit justifié. En utilisant notre taux d'actualisation de 10% et notre taux d'amortissement de 5%, nous aurions un rendement «requis» de 4.5 millions de \$ sur l'investissement (30 millions de \$) dans la centrale E. Nous aurions alors des économies de 0.5¢, 1¢ et 1.5¢ par rapport aux centrales D, C et B, et celles-ci s'appliqueraient chacune à 40,000 MWh. Les montants épargnés en dollars seraient respectivement de 200,000 \$, 400,000 \$ et 600,000 \$, soit un total de 1.2 millions de \$. Ainsi, l'énergie de la centrale E aux heures de pointe (1,600 heures) devrait générer un rendement du capital de 4.5 à 1.2 millions de \$ si l'investissement dans la centrale E devait être justifié. Cela serait créé sur 1,600 heures x 50,000 kW de capacité, soit 80 millions de kWh. La surcharge aux heures de pointe (en plus du coût de fonctionnement de la centrale B) devrait alors être de 3.3 millions de \$ ÷ 80 millions de kWh = 4.125¢/kWh. Le prix en période de pointe serait de 8.125¢/kWh.

Le calcul serait différent si le pic du système était égal à, disons, 1,000 heures (plutôt que 1,600). En supposant que les turbines de la centrale A soient utilisées à pleine capacité pendant ce pic de 1,000 heures, elles produiraient 50,000 MWh durant cette période. La centrale E ne se substituerait pas à la centrale A pendant cette période, mais elle le ferait (si la centrale E était construite) pour les 30,000 MWh restants de la centrale A (comme montré au panneau 1). Ainsi, H_{at} serait de 30 millions de kWh, tandis que H_{bt} , H_{ct} et H_{dt} s'élèveraient chacun à 40 millions de kWh. Ces substitutions représenteraient une économie

combinée de coût de fonctionnement de 1.95 Millions de \$ (= 200,000 \$ + 400,000 \$ + 600,000 \$ pour les centrales D, C et B, comme précédemment, plus 750,000 \$ pour la centrale A, couvrant les 30,000 MWh calculés pour H_{at}). Afin de générer les 4.5 millions de \$ d'avantages nécessaires pour investir dans la centrale E, la surcharge aux heures de pointe (sur le coût de fonctionnement de la centrale de 5¢) devrait générer des bénéfices de 2.55 millions de \$ (4.5 millions \$ - 1.95 million \$). Par kWh, cette «surcharge» serait de 5.1¢/kWh. Le prix de l'énergie aux heures de pointe serait donc de 10.1¢/kWh.³

Les lecteurs doivent être conscients que les «prix» de pointe que nous calculons ici ne doivent en aucun cas être mis en pratique (c'est-à-dire, être collectés auprès des clients de la compagnie d'électricité). Ce sont des mesures du coût économique réel de la mise en ligne de l'énergie aux heures de pointe par la construction de centrale E. Notre chiffre de 4,5 millions de dollars reflète le coût économique du capital investi dans la centrale E. Si la centrale E ne travaillait qu'aux heures de pointe, Il faudrait attribuer cette somme totale de 4,5 millions de dollars en capital à la période de pointe. Dans notre cas, la majeure partie de ce coût est couverte par des économies de coût de fonctionnement pendant la période des heures creuses. Le prix aux heures de pointe que nous avons calculé représente la partie restante de ce coût, et il reflète donc le coût réel de l'approvisionnement en énergie aux heures de pointe en utilisant l'investissement dans centrale E.

Ainsi, nous utiliserions les prix aux heures de pointe que nous avons calculés pour mesurer les avantages d'un projet de RQ qui ajouterait à l'approvisionnement en énergie à pendant des heures de pointe de 1,000 heures ou les avantages d'un approvisionnement hydroélectrique saisonnier qui fournirait de l'énergie additionnelle à un système pendant les heures de pointe de 1,600 heures. L'objectif sous-jacent de notre calcul des prix en période de pointe basé sur les coûts thermiques est donc de nous donner un moyen basé sur les coûts d'attribuer une valeur à l'énergie de pointe provenant d'autres sources d'énergie.

18.7 Capacité Thermique Qui Diffère Selon Le Type De centrale

Dans cette section, nous examinerons les différences entre le coût en capital et le coût de fonctionnement des centrales thermiques, en fonction de leurs caractéristiques physiques (ingénierie). Par souci de simplicité, nous allons limiter nos exemples à trois types d'installations: une grande centrale thermique, une centrale à cycle combiné et une centrale à turbine à gaz (TG). Il y avait beaucoup plus de variations pertinentes par type, car il y aurait des variations significatives de capital et de coût de fonctionnement pour les centrales au charbon de différentes tailles. Ce type de variation a été considérablement réduit à la suite de l'introduction de centrales à cycle combiné. Ces centrales utilisent du pétrole ou du gaz naturel comme combustible et utilisent des moteurs à réaction ou des équipements similaires pour produire de l'énergie au cours du premier cycle. Le deuxième cycle utilise ensuite la chaleur produite dans le premier cycle pour créer de la vapeur, qui produit alors de l'énergie supplémentaire dans le second cycle. Une fois

³Dans ce calcul, nous supposons que le calendrier de l'introduction de l'installation E dans le système serait tel que, même en présence de la centrale E, la centrale A et la centrale E seraient à la fois pleinement utilisées pendant les 1,000 heures de pointe du système. Cela soulève la question de savoir comment le système est géré pendant l'intervalle où la demande de pointe du système dépasse 200 MW (la somme des capacités des centrales A, B, C et D) mais tombe en dessous de 250 MW (où les cinq usines fonctionneraient à pleine capacité). La réponse de l'économiste à cette question est que le prix de l'énergie en période de pointe passerait progressivement de 3¢ (= coût de fonctionnement de A) à 8.4¢ (le niveau qui justifierait l'implantation de la centrale E). L'objectif d'un tel prix aux heures de pointe en croissance progressive serait de contenir la demande de pointe dans la limite de 200 MW jusqu'à ce que le démarrage de la centrale E soit optimal. Cette réponse, cependant, implique trop de mise au point pour le monde réel. La solution pratique consiste simplement à fixer le prix de pointe à 7.9¢ dès que la demande de pointe du système menace de dépasser 200 MW au prix de 3¢, puis à introduire la centrale E au point où elle peut se substituer complètement à la centrale A.

que la technologie du cycle combiné est apparue, elle s'est révélée être le moyen le moins coûteux de produire de l'électricité dans un très large éventail de conditions de la demande. Ainsi, notre choix de seulement trois types de groupes électrogènes reflète bien les réalités des industries thermiques contemporaines.

Les caractéristiques de nos trois (3) types d'installations sont:

	Coût d'Investissement (K)	Coût d'Investissement annualisé (= $\$0.15 \times K$)	Coût de Fonctionnement
Grande centrale thermique	\$2,000/kW	\$300	\$200/kW/an
Centrale à Cycle Combiné	\$1,200/kW	\$180	5¢/kWh
Centrale à Turbine à Gaz	\$600/kW	\$90	9¢/kWh

Les lecteurs noteront que les coûts de fonctionnement des grandes centrales thermiques sont exprimés annuellement sur une base de kW de capacité plutôt que par kWh. La raison en est que les grandes unités alimentées au charbon ne peuvent pas être allumées et éteintes pour répondre aux variations de la demande du système. Comme dans le cas des centrales nucléaires, les allumer et les éteindre est une opération coûteuse, qui conduit à leur utilisation caractéristique comme capacité de base, qui est désactivée uniquement pour les opérations d'entretien et les réparations.

Le Tableau 18.3 examine les coûts annuels totaux de l'utilisation de ces trois types de capacité afin de répondre à différentes durées de demande d'énergie. Il est facile de constater que les grandes centrales thermiques constituent le moyen le plus efficace pour répondre à une demande énergétique annuelle (par kW de capacité installée) de 7,500 heures, alors que la centrale à cycle combiné est meilleure pour une demande couvrant 5,000 heures dans l'année et aussi pour une demande de 3,000 heures. Cependant, pour les demandes d'une durée de 2,000 et de 1,000 heures respectivement, les turbines à gaz constituent la solution la plus efficace.

Si différents types de capacité sont préférables pour des nombres d'heures différents, des valeurs critiques d'heures doivent exister pour marquer la «limite» entre deux types. Ces limites sont calculées en égalisant les coûts totaux pour deux types de capacité adjacents. Ainsi, à 6,400 heures, le coût total annualisé de la capacité d'une centrale à cycle combiné est égal à $180 \$ + (5¢ \times 6,400) = 500 \$$, exactement le même que le coût annuel ($300 \$ + 200 \$$) d'un kW fourni par une centrale de grande capacité thermique. Les demandes de durées supérieures à 6,400 heures peuvent ainsi être accommodées à moindre coût par une centrale de grande capacité thermique, tandis que les nouvelles demandes d'une durée inférieure à 6,400 heures peuvent être plus efficacement servies par la capacité d'une centrale à cycle combiné. Ces réponses s'appliquent: a) lorsque la nouvelle demande est autonome (c'est-à-dire lorsque nous construisons une capacité uniquement pour satisfaire cette demande), et b) lorsque la nouvelle demande est ajoutée à un système déjà optimisé.

D'une manière exactement analogue, nous pouvons constater que la limite entre la capacité du cycle combiné et la capacité d'une turbine à gaz est de 2,250 heures. Pour ce nombre d'heures, les coûts annuels totaux de la capacité du cycle combiné s'élèvent à $180 \$ + (2,250 \times 5¢)$, soit 292.50 \$, exactement le même que le total annuel pour une centrale à turbine à gaz, égal à $90 \$ + (2,250 \times 9¢) = 90 \$ + 202.50 \$ = 292.50 \$$. Encore une fois, que ce soit pour une demande autonome ou pour une nouvelle demande au sein d'un système déjà optimisé, nous installerions des capacités de turbine à gaz pour des demandes de moins de 2,250 heures et des capacités de cycle combiné pour répondre à une demande jusqu'à cette limite.

Tableau 18.3: La Décision D'investissement Du Système D'électricité Face À Trois Différents Types De Capacité De Production

	<i>Coûts d'Investissements Annualisés (en dollars par kW)</i>	<i>Coût de Fonctionnements par Année</i>	<i>Coûts Totaux par Année (en dollars par kW)</i>
Utilisation pour 7,500 heures/an.			
Grande centrale thermique	300	\$200	<u>500</u>
centrale à Cycle Combiné	180	5¢×7,500 = \$375	555
centrale à Turbine à Gaz	90	9¢×7,500 = \$675	765
Utilisation pour 5,000 heures/an.			
Grande centrale thermique	300	\$200	500
centrale à Cycle Combiné	180	5¢×5,000 = \$250	<u>430</u>
centrale à Turbine à Gaz	90	9¢×5,000 = \$450	540
Utilisation pour 3,000 heures/an.			
Grande centrale thermique	300	\$200	500
centrale à Cycle Combiné	180	5¢×3,000 = \$150	<u>330</u>
centrale à Turbine à Gaz	90	9¢×3,000 = \$270	360
Utilisation pour 2,000 heures/an.			
Grande centrale thermique	300	\$200	500
centrale à Cycle Combiné	180	5¢×2,000 = \$100	280
centrale à Turbine à Gaz	90	9¢×2,000 = \$180	<u>270</u>
Utilisation pour 1,000 heures/an.			
Grande centrale thermique	300	\$200	500
centrale à Cycle Combiné	180	5¢×1,000 = \$50	230
centrale à Turbine à Gaz	90	9¢×1,000 = \$90	<u>180</u>
Limite entre une grande centrale thermique et une centrale à cycle combiné			
$\$300 + \$200 = \$180 + 0.05 N_1$ $\$320 = \$0.05 N_1$ 6,400 heures = N_1			
Limite entre une centrale à cycle combiné et une centrale à turbine à gaz			
$\$180 + 0.05 N_2 = \$90 + 0.09 N_2$ $\$90 = (0.09 - 0.05) N_2$			

	<i>Coûts d'Investissements Annualisés (en dollars par kW)</i>	<i>Coût de Fonctionnements par Année</i>	<i>Coûts Totaux par Année (en dollars par kW)</i>
2,250 heures = N ₂			

Le Tableau 18.4 explore les cas dans lesquels une nouvelle centrale est ajoutée à un système déjà optimisé. La première étape consiste à identifier les coûts marginaux du système pendant les heures de demande relativement faible sur le système. De même, les coûts marginaux du système équivalents à 5¢/kWh lorsque la centrale à cycle combiné représente la capacité la plus coûteuse au travail (c'est-à-dire pendant les périodes de demande intermédiaire du système). Ensuite, nous avons des coûts marginaux du système égaux à 9¢/kWh lorsque la capacité de la turbine à gaz est marginale. Il y a des moments où les grandes centrales thermiques et les centrales à cycle combiné du système fonctionnent toutes à pleine capacité et doivent donc être complétées par des turbines à gaz afin de répondre à la demande du système. Le coût marginal du système de 9¢ se produit lorsque c'est le cas et lorsque la capacité en turbine à gaz du système n'est pas entièrement utilisée, c'est-à-dire lorsque le système n'est pas encore à la demande de pointe.

Considérons maintenant le fait que si les centrales à turbine à gaz devaient générer des revenus de 9¢/kWh pour l'ensemble de leurs heures d'ouverture, cela ne couvrirait que leur coût de fonctionnement, mais ne contribuerait pas à leurs coûts en capital. Ainsi, tout comme dans la première partie de ce chapitre, où la majoration des heures de pointe a été fixée à 6¢ dans le premier exemple et une surcharge de pointe thermique dans un exemple ultérieur à 3¢ afin de couvrir le coût en capital annualisé de nouvelle capacité thermique homogène, nous imposons maintenant un supplément de 9 ¢ aux heures de pointe afin de couvrir les coûts en capital annualisés de 90 \$/kW de la capacité de la turbine à gaz sur un pic de 1,000 heures par année.⁴

Dans le Tableau 18.4, nous présentons trois cas, chacun traitant de la manière dont le système devrait répondre à un nouvel ensemble de demandes d'énergie: Le cas 1 considère une nouvelle demande d'une durée de 7,000 heures par kW par an; Le cas 2 considère une nouvelle demande de 4,000 heures; et dans le cas 3, la nouvelle demande a une durée de 1,500 heures. Ces cas démontrent comment, dans un système optimisé du type avec lequel nous travaillons: a) chaque nouvelle demande peut être satisfaite par son type approprié de capacité, et b) quand cela est fait et que la nouvelle capacité est rémunérée au coût marginal du système pour chaque heure de fonctionnement, la rémunération totale couvre précisément la somme des coûts en capital annualisés et du coût de fonctionnement annuel pour le type approprié de capacité.

⁴Lorsque nous traitons des heures de pointe, nous agissons comme si la capacité correspondante (ici, en turbine à gaz) était totalement utilisée sur la durée supposée (ici, 1,000 heures) pour la demande de pointe. En réalité, une administration de l'électricité définirait les heures de pointe de façon très judicieuse (par exemple, de 17 h à 23 h pour un pic d'éclairage en hiver, de 20 h à 23 h en été), reconnaissant pleinement que la partie turbine à gaz du système fonctionnerait à pleine capacité pendant ces périodes. Le reste du système (grandes centrales à cycle thermique et combiné) serait cependant à pleine capacité. L'établissement de la surcharge aux heures de pointe à exactement 9¢ s'avère être «juste» du point de vue de la grande centrale à cycle thermique et de la production à cycle combiné, comme le montre le tableau 18.4. Il est également "correct" du point de vue de la capacité de la turbine à gaz s'il est effectivement utilisé pour le pic des heures creuses. C'est ce que nous supposons ici. Une modification à la hausse de la surcharge aux heures de pointe entraînerait des récompenses excessives pour les grosses centrales de cycles thermiques et combinés.

Tableau 18.4: Politique D'investissement Dans Un Système Avec Des Capacités Optimisées Et Un Pic De Système De 1,000 Heures

Coûts Marginaux du Système

Grande Capacité Thermique – Fonctionne pendant 6,400 heures ou plus. Coûts marginaux du système lorsque la capacité marginale = zéro.

Capacité à Cycle Combiné – Fonctionne pendant plus de 2,250 heures et moins de 6,400 heures quand c'est la capacité marginale du système. Coûts marginaux du système = 5¢/kWh.

Capacité à Turbine à Gaz – Fonctionne pendant moins de 2,250 heures par an. Lorsque cette capacité est seulement utilisée partiellement (non au système optimal), Coûts marginaux du système = 9¢/kWh.

Surcharge aux Heures de Pointe – Suffisante pour couvrir les coûts en capital de la capacité turbine à gaz pendant 1,000 heures de pointe du système. Les coûts d'investissement annualisés de 90 \$ x 1,000 heures de pointe = supplément de 9¢/kWh pour les heures de pointe. Coûts marginaux du système pendant 1,000 heures de pointe = 9¢ de coût de fonctionnement + supplément de 9¢ aux heures de pointe = 18¢/kWh.

Cas 1: Une nouvelle demande survient (nouvelle centrale travaillant trois vacations par jour), fonctionnant pour 7 000 heures par an.

Réponse: Construire une grande capacité de centrale thermique pour répondre à cette demande

«Gagne» 18¢/kWh pendant 1,000 heures de pointe = \$180

«Gagne» 9¢/kWh pendant 1,250 heures lorsque la turbine à gaz est à la capacité marginale
= \$112.50

«Gagne» 5¢/kWh pendant 4,150 (= 6,400 – 2,250) heures lorsque la centrale à cycle combiné est à la capacité marginale
= \$207.50

«Gagne» zéro pendant 1,000 heures lorsque la grande centrale thermique est à la capacité marginale
= 0

Total «des gains» = \$500

Coût de cette nouvelle capacité

= 300 \$ US de coût annualisé d'investissement + 200 \$ de coût de fonctionnement = \$500

Les coûts de la grande centrale thermique sont couverts exactement par les coûts marginaux du système, y compris la surcharge aux heures de pointe.

Cas 2: Une nouvelle demande émerge (une nouvelle centrale qui travaille avec deux vacations par jour), fonctionnant pendant 4,000 heures par an.

Réponse: Construire une capacité à cycle combiné afin de répondre à cette demande

«Gagne» 18¢/kWh pendant 1,000 heures de charge de pointe = \$180

«Gagne» 9¢/kWh pendant 1,250 heures lorsque la turbine à gaz est en capacité marginale
= \$112.50

«Gagne» 5¢/kWh pendant 1,750 (= 4,000-2,250) heures = \$87.50

Total «des gains» = \$380

Coût de cette nouvelle capacité = 180 \$ de coût annualisé d'investissement + 5¢ × 4,000 heures + 200 \$ de coût de fonctionnement
= \$380

Cas 3: Une nouvelle demande émerge (la croissance de la population conduit à une nouvelle demande résidentielle plus à l'éclairage commercial et à l'éclairage par les lampadaires), fonctionnant pendant 1,500 heures par an.

Réponse: Construire une centrale à turbine à gaz pour couvrir cette demande

"Gagne" 18¢/kWh pendant 1,000 heures de charge de pointe = \$180

"Gagne" 9¢/kWh pendant 500 heures lorsque la turbine à gaz est à capacité marginale
= \$45

Total "des gains" = \$225

Coût de cette nouvelle capacité = \$90 \$ de coût annualisé d'investissement + 9¢/kWh pendant 1,500 heures
= \$225

Ainsi, au Cas N° 1, la grande centrale thermique est la capacité "correcte" pour couvrir une nouvelle demande de 7,000 heures par an. Si elle gagne l'équivalent des coûts marginaux du système, elle gagnera 18¢/kWh pendant 1,000 heures de charge de pointe, 9¢/kWh pendant 1,250 heures, 5¢/kWh pendant 4,150 heures, and finalement 0¢/kWh pendant the 1,000 heures pendant lesquelles la grande centrale thermique est la capacité marginale du système. Comme montré au Cas N° 1, la rémunération de ces coûts marginaux couvrira précisément les coûts annualisés d'investissement de la grande centrale thermique de 300 \$ US/kW plus son coût annuel de fonctionnement de 200 \$ US/kW.

De manière similaire, au Cas N° 2, nous avons une capacité à cycle combiné en cours de construction pour accommoder une nouvelle demande d'une durée de 4,000 heures par an. Ici, la rémunération au coût marginal du système couvre 1,000 heures à 18¢ plus 1,250 heures à 9¢/kWh plus 1,750 heures à 5¢/kWh. Le total de ces "gains" est de 380 dollars/kW par an, ce qui est précisément égal à la somme d'un coût annualisé d'investissement de 180 \$ US/kW plus un coût de fonctionnement de 5¢/kWh pour 4,000 heures dans l'année.

Finalement, le Cas N° 3 explore une nouvelle demande durant 1,500 heures, qui sera couverte par l'addition d'une nouvelle capacité de turbine à gaz. Dans ce cas, cette unité "gagne" 18¢/kWh pour 1,000 heures et 9¢/kWh pour 500 heures, pour un total of 225 \$ US/kW par an. Une fois de plus, ce montant correspond précisément au coût annualisé d'investissement de la turbine à gaz, d'un montant de 90 \$/kW plus le coût de fonctionnement de la turbine à gaz d'un montant de 9¢/kWh pour 1,500 heures par an.

Il semble presque "miraculeux" qu'une surcharge unique aux heures de pointe soit le seul complément au coût de fonctionnement marginal du système qui soit nécessaire pour couvrir entièrement le coût en capital et le coût de fonctionnement de chaque type de capacité dans un système optimisé complet. Peut-être avec un excès de zèle nous avons appelé cette proposition "le théorème fondamental de la tarification moderne de l'électricité". En tout cas, c'était une découverte remarquable dans les annales de l'économie de l'électricité.

Comme nous le verrons, un système qui suit les règles de tarification au coût marginal tendra au fil du temps à approcher un niveau optimisé. Mais beaucoup de systèmes dans le monde sont très loin de ce point à l'heure actuelle et seront probablement encore non optimisés pendant un certain temps dans le futur. Dans la plupart de ces cas, la non-optimalité du système provient de deux sources: a) la présence de centrales à vapeur et turbines à gaz plus anciennes qui seront naturellement désaffectées à la fin de leur vie économique, et b) le fait que La technologie du cycle combiné n'a pas eu assez de temps pour atteindre

les niveaux requis pour un système entièrement optimisé. Le Tableau 18.5 explore deux cas, traitant tous deux d'un système qui n'a pas sa capacité optimale de capacité à cycle combiné. Ces cas portent respectivement sur des augmentations de la demande de longue durée (7,000 heures) et de courte durée (1,000 heures). Ces nouvelles demandes seraient «normalement» (c'est-à-dire dans un système entièrement optimisé) couvertes en ajoutant, respectivement, une grande capacité thermique centrale (pour l'incrément de demande de 7,000 heures) et une capacité de turbine à gaz (pour l'incrément de 1,000 heures). Cependant, en raison de la non-optimalité du système, il s'avère que la meilleure réponse, même à ces incréments de demande de très longue durée et de très courte durée, est d'ajouter la capacité à cycle combiné. Cette stratégie n'est pas seulement la manière la plus économique de répondre aux nouvelles demandes; elle rapproche également le système de l'optimalité.

Tableau 18.5: Politique D'investissement Dans Un Système Non Optimisé Avec "Trop Peu" de Capacité A Cycle Combiné

Le système a "trop" de capacité sous forme de grande centrale thermique, ce qui finit par satisfaire des demandes de 4,500 heures ou plus.

Le système a «trop» de capacité sous forme de turbine à gaz, ce qui finit par satisfaire toutes les demandes de 3,000 heures ou moins.

Le système a «trop peu» de capacité à cycle combiné, ce qui finit par satisfaire des demandes comprises entre 3,000 et 4,500 heures par an. Rappelons que la capacité à cycle combiné a un avantage économique (basé sur les coûts d'investissement et le coût de fonctionnement) pour les demandes allant de 2,250 à 6,400 heures par an. Donc tout naturellement, si une nouvelle demande se situe dans la fourchette de 2,250 à 6,400, il faudrait la remplir en ajoutant

la capacité à cycle combiné. Cependant, en raison de la non-optimalité du système, il s'avère que la réponse à toute augmentation de la demande consiste à ajouter une capacité à cycle combiné, car cela rapproche le système d'un optimum. Les exemples suivants montrent pourquoi il en est ainsi.

Cas 4: Nouvelle Demande émerge de 7,000 heures par an.

Réponse: Couvrir cette demande en enlevant la grande centrale thermique de sa "marge" à 4,500 heures par an et en la déplaçant pour satisfaire la nouvelle demande de 7,000 heures. Il n'y a pas de coût en capital ou de coût de fonctionnement marginal puisque cette capacité fonctionne à plein temps dans les deux cas.

Ajoutez maintenant la capacité à cycle combiné pour combler le vide de 4 500 heures créées par cycle de travail. Cela implique 180 \$ de coût annualisé d'investissement
plus $(4,500 \times 5\text{¢}) = 225$ \$ de coût de fonctionnement supplémentaire = 405 \$

Coût total pour répondre à la nouvelle demande = 405 \$

Le coût total de la satisfaction de cette nouvelle demande en construisant directement la grande capacité thermique centrale à cette fin est de :

300 \$ de coût annualisé d'investissement plus 200 \$ de coût de fonctionnement annuel = 500 \$

Par conséquent, il est moins coûteux d'ajouter une centrale à cycle combiné que d'installer une nouvelle capacité de grande centrale thermique pour répondre à cette nouvelle demande.

Tableau 18.5 (Suite)

Cas 5: Nouvelle demande émerge de juste 1,000 heures pendant les heures de pointe (établissements commerciaux ajoutant à le demande pour l'éclairage pendant les heures du soir).

Réponse: Couvrir cette demande en déplaçant la capacité de turbine à gaz de sa «marge» de 3,000 heures et en la déplaçant pour répondre à la nouvelle demande de pointe de 1,000 heures. Il n'y a pas de coût d'investissement, et il y a une économie de coût de fonctionnement de

$(3,000 - 1,000) = 2,000$ heures $\times 9\text{¢/kWh} = - 180$ \$

Cependant, nous avons maintenant le coût en capital de la centrale à cycle combiné (= 180 \$) plus les coûts de fonctionnement de la centrale à cycle combiné de 150 \$ (= 3,000 x 5¢) pour 3,000 heures.

Total du Coût de la centrale à cycle combiné = 330 \$

Coût net par kW de la construction de la centrale à cycle combiné pour répondre à la nouvelle demande = 150 \$

Le coût total pour répondre à la nouvelle demande en construisant directement à cette fin une capacité de turbine à gaz est de 90 \$ de coût en capital + (9¢ x 1,000 heures de coût de fonctionnement) = 180 \$

Par conséquent, il est moins coûteux d'ajouter une centrale à cycle combiné que d'installer une nouvelle capacité de turbine à gaz pour répondre à la nouvelle demande.

Dans le Cas N° 4, la nouvelle demande a une durée de 7,000 heures. À première vue, il semble naturel que cette demande soit satisfaite par la grande centrale thermique, qui est le type de capacité le plus efficace pour des demandes de cette durée. Cela est vrai dans un système optimisé. Mais dans un système non optimisé, il se peut que nous ayons déjà une certaine capacité de grande centrale thermique en train de faire ce qu'elle ne devrait pas faire (dans une situation optimale). C'est vrai dans notre Cas N° 4, où nous avons une grande capacité de centrale thermique qui répond à une demande de seulement 4,500 heures par an. La bonne réponse est de déplacer cette grande capacité de centrale thermique hors de cette tranche (là où elle n'appartient pas), de la déplacer vers la nouvelle tranche de 7,000 heures (où elle appartient), et de la remplacer dans la tranche de 4,500 heures par une capacité à cycle combiné, optimale pour cette durée. Comme montré dans le Cas 4, cet ensemble de mouvements répond à la nouvelle demande à un coût total (capital + fonctionnement) inférieur au coût de la nouvelle demande avec la nouvelle grande capacité thermique centrale.

De même, nous avons le Cas N° 5, une nouvelle demande d'une durée de seulement 1,000 heures. Ceci est considéré comme étant aux heures de pointe, car si cette nouvelle demande était éloignée du pic, elle pourrait être satisfaite en faisant simplement un usage plus intensif de la capacité existante du système.

Ici, l'observateur occasionnel pourrait penser que la meilleure façon de répondre à la nouvelle demande serait d'ajouter une nouvelle capacité de turbine à gaz. Encore une fois, ce serait la bonne réponse si le système partait d'une position optimisée. Mais compte tenu de la non-optimalité d'une capacité de turbine à gaz pouvant aller jusqu'à 3 000 heures, la meilleure réponse est de faire passer cette capacité de turbine à gaz à la nouvelle tranche de 1,000 heures. Cela économise 9¢ x 2,000 heures de turbine à gaz coût de fonctionnement par kW de capacité décalée. Pour remplacer cette capacité de turbine à gaz décalée dans le créneau de 3,000 heures, nous avons introduit une nouvelle capacité à cycle combiné, avec un coût annualisé d'investissement de 180 \$ et un coût de fonctionnement annuel de 150 \$ (= 3,000 x 5¢). Le coût total de cette opération à cycle combiné est de 330 \$ par an, mais en déduisant l'économie de coût de fonctionnement sur la capacité de la turbine déplacée à gaz, nous trouvons un coût net de 330 \$ - 180 \$ = 150 \$. Ceci est évidemment inférieur au coût de 180 \$ pour satisfaire la nouvelle demande de 1,000 heures en ajoutant une nouvelle capacité de turbine à gaz.

Les cas 4 et 5 montrent pourquoi il est vrai que dans un système non optimisé qui a trop peu de capacité à cycle combiné, ajouter à ce type particulier de capacité sera le moyen le moins coûteux de répondre à de nouvelles demandes de pratiquement n'importe quelle durée.

18.8 Quelques Notes Sur L'énergie Solaire Et Eolienne

La bonne façon de penser à l'énergie solaire et éolienne est de les considérer comme les homologues modernes de la technique ROS de génération. Toutes ces centrales ont la caractéristique que la source ultime d'énergie subisse des variations naturelles qui échappent à notre contrôle direct. Dans le cas des projets ROS, nous avons la possibilité d'ajouter des réservoirs à usage quotidien, à partir desquels nous contrôlons le flux d'énergie dans le système. La contrepartie des réservoirs à usage quotidien est d'utiliser l'énergie éolienne ou solaire pour pomper l'eau d'un niveau inférieur à un niveau supérieur, avec l'intention de produire de l'électricité à travers des turbines hydrauliques pendant des heures de charge de pointe. Ceci est connu sous le nom de stockage de la pompe, et il implique deux barrages, l'un au-dessus et l'autre en dessous de l'inclinaison vers le bas que l'eau coule vers les turbines. Les projets de stockage de pompes existent depuis au moins les années 1930, mais ils ne sont pas devenus très répandus en raison des coûts d'investissement élevés qu'ils impliquent. Outre le stockage des pompes, un autre moyen de contrôler le flux d'énergie éolienne et solaire serait à travers l'utilisation des batteries: produire de l'électricité selon la disponibilité du vent et du soleil, mais utiliser des batteries pour stocker cette énergie de façon à ce que la dite énergie soit utilisée pendant les périodes de grande valeur par kWh. A notre connaissance, une telle utilisation de batteries est encore loin d'être rentable.

Ainsi, notre discussion sur l'énergie éolienne et solaire se concentrera sur le cas standard, directement analogue aux projets ROS, où l'électricité générée par le projet est livrée au système à l'heure et dans le volume déterminés par les caprices de la nature.

Les projets solaires et éoliens diffèrent des projets ROS dans la mesure où l'on ne rencontre pas toujours des rendements décroissants pour l'ajout de turbines ou de panneaux solaires sur un site donné. Dix panneaux solaires capteront dix fois plus de lumière solaire qu'un panneau, et dix éoliennes capteront dix fois plus de vent que l'une d'entre elles (avec quelques exceptions dans les cas de canyons, etc., qui canalisent le vent de manière particulière). La capacité de production des projets solaires et éoliens sera donc déterminée principalement par les coûts d'installation de turbines ou de panneaux supplémentaires et par les besoins du système d'électricité.

La manière standard de traiter de telles capacités est d'attribuer à leur sortie les coûts marginaux correspondants du système. En revenant à notre exemple du Tableau 18.4, supposons qu'un projet solaire ou éolien ait une puissance maximale de 10 MW. Pour évaluer sa production attendue pour toute année future, nous affecterions d'abord les coûts marginaux du système pour chaque heure d'opération. Ainsi, suivant le Tableau 18.4, nous aurions 2,360 (= 8,760 – 6,400) heures à coût marginal nul (lorsque la grande centrale thermique devait être la capacité marginale), 4,150 heures à 5¢ (quand la centrale à cycle combiné devait être à la marge), et 2,250 heures à 9¢, le coût marginal de fonctionnement de la turbine à gaz. Le total de ces coûts atteint jusqu'à 410 \$ US/kW par an. Cependant, le projet solaire ou éolien ne devrait fonctionner qu'à une fraction de sa capacité, en raison des fluctuations de la disponibilité du vent et de la lumière du soleil. Nous supposons ici que la fraction pertinente est de 30%, ce qui réduit l'avantage à 123 \$/kW de capacité.

Les calculs ci-dessus n'attribuent aucune partie de la surcharge aux heures de pointe au projet éolien ou solaire. En effet, dans les deux cas, il y aura probablement plusieurs heures de charge de pointe pendant lesquelles le projet aura une sortie nulle. Afin de répondre à la demande aux heures de pointe, une capacité de réserve supplémentaire devrait être disponible. Cela pourrait consister en une capacité plus ancienne, principalement retirée du système, mais maintenue à des fins de réserve pour ce genre de contingence. Mais dans le cadre du Tableau 18.4, il s'agirait de la capacité turbine à gaz. Il peut y avoir des endroits où le vent ou le soleil est si fiable qu'on peut compter sur, à une intensité spécifiée, dans des heures de charge de pointe. Si nous supposons que l'intensité soit de 20% de l'intensité maximale, nous ajouterons au chiffre

de 123 \$ ci-dessus un montant égal à 20% de la surcharge de 9¢ aux heures de pointe multipliée par les 1,000 heures de pointe. Cela ajouterait 18 \$ pour un bénéfice total de 141 \$ US/kW.

Certaines discussions sur l'énergie éolienne et solaire parlent d'une «nécessité» de compléter ces projets par une capacité de pointe de secours (qui dans notre cas serait une turbine à gaz). Ces discussions portent sur le manque de fiabilité de ces sources pour fournir de l'énergie en période de pointe. La capacité complémentaire entre précisément en jeu pour remplir ce rôle. Nous croyons qu'une telle «organisation» est inutile. Pour arriver à cette conclusion, nous nous appuyons sur un principe fondamental d'évaluation de projet, à savoir le principe des «composantes séparables». Ce principe dit que si nous avons deux projets X et Y, nous pouvons définir leur bénéfice combiné (en valeur actuelle) comme B_{x+y} ; leurs avantages séparés, leurs avantages autonomes en tant que B_x et B_y ; et les avantages de chacun, conditionnés par la présence de l'autre, en tant que $B_x|_y$ et $B_y|_x$. On peut facilement voir que:

$$B_{x+y} = B_x + B_y|_x = B_y + B_x|_y$$

De même, pour les coûts:

$$C_{x+y} = C_x + C_y|_x = C_y + C_x|_y$$

Maintenant, si le “projet conjoint” (X+Y) est la meilleure option, cela signifie que:

$$\begin{aligned}(B_{x+y} - C_{x+y}) &> (B_x - C_x) \\ (B_{x+y} - C_{x+y}) - (B_x - C_x) &> 0\end{aligned}$$

et par conséquent:

$$B_y|_x > C_y|_x$$

Autrement dit, si le projet commun est acceptable, le projet Y doit réussir le test en tant que projet marginal - il doit être utile d'ajouter le projet Y à un ensemble initial constitué uniquement du projet X.

De même, il peut être démontré que si le projet commun est le meilleur, le projet X doit passer le test en tant que projet marginal - il doit être utile d'ajouter le projet X à un ensemble initial constitué uniquement du projet Y.

Il n'y a pas d'échappatoire à la logique mathématique rigoureuse de cet argument. Si un ensemble constitué d'un projet éolien et d'un projet de turbine à gaz de secours est la meilleure option, chacune de ces deux composantes doit passer le test coûts-avantages en tant que projet marginal, mesurant ainsi sa contribution (avantages et coûts, respectivement) en présence de l'autre. Nous devons donc évaluer un projet éolien ou solaire comme étant complémentaire à toute turbine à gaz ou autre projet de pointe en attente avec lequel certains diront qu'il devrait être «emballé».

18.9 Conclusion

L'objectif principal de ce chapitre est de transmettre une compréhension des principes économiques sous-jacents qui caractérisent la fourniture d'énergie électrique. Le point de départ est que la valeur du kWh - le «produit» standard que les consommateurs d'électricité achètent et consomment - présentera

normalement de grandes variations selon l'heure du jour et la saison de l'année. Cela se produit en dépit du fait qu'il n'y a probablement aucun élément physiquement plus homogène d'une unité à l'autre qu'un kWh de 120 volts et 60 cycles. La raison de la variation de valeur provient de différents coûts marginaux effectifs de fourniture d'énergie à différents moments. Lorsqu'un système d'électricité ne fonctionne pas à pleine capacité, le coût marginal effectif est le coût de fonctionnement le plus élevé parmi les différentes centrales en activité à ce moment-là. Au fur et à mesure que les centrales sont activées, par ordre croissant de coût de fonctionnement, le coût marginal effectif sera faible en période de faible demande et élevé en période de forte demande sur les ressources du système. Le coût marginal du système est le plus élevé en période de pointe car ici le coût réel doit également inclure une provision pour le recouvrement du coût en capital du type de capacité qui doit être augmenté lorsque la demande en période de pointe augmente.

La clé de l'évaluation des investissements dans les nouvelles capacités de production consiste à évaluer leur production attendue au «coût marginal du système» à chaque moment où ils devraient fonctionner. Autrement dit, les avantages que l'on peut attendre d'une nouvelle centrale sont les coûts qui seront économisés en raison de sa présence dans le système. C'est quelque chose qui semble simple et facile à comprendre, mais en fait, c'est tout sauf simple. Les subtilités sont dues au fait que la production d'une nouvelle centrale s'étendra sur de nombreuses années, de sorte que la majeure partie de ces économies aura lieu à ce moment-là. Le principe qui guide l'estimation de ces économies de coûts est que, dans l'avenir, le système continuera de suivre de bons principes de coûts-avantages, puisqu'il fera la déconnexion des vieilles centrales et en investit dans de nouvelles centrales. Une centrale donnée aura presque certainement une trajectoire d'avantages qui commence avec une grande valeur puis déclinent avec le temps. Pour les centrales thermiques, on peut s'attendre à ce que les ajouts futurs soient plus efficaces que les unités actuelles, de sorte que la nouvelle centrale, qui pourrait être la plus efficace de sa catégorie, pourrait terminer son cycle comme la moins efficace de la classe, ayant été transférée d'un facteur de charge élevé (heures d'utilisation élevées) au début de sa vie, pour des heures d'utilisation au fil du temps qui diminuent et diminuent. Enfin, cette centrale sera reléguée à la capacité de réserve et, finalement, au tas de ferraille. Les barrages hydroélectriques ont une trajectoire similaire, résultant dans ce cas de l'accumulation inévitable de boue et de limon. Lorsque cela se produit, leur capacité de stockage efficace diminue inévitablement. Peut-être que les projets ROS et les réservoirs à usage quotidien (qui peuvent être facilement nettoyés de la boue et du limon) sont les seuls dont les flux de bénéfices peuvent échapper à une dérive inévitable vers le bas au fil du temps.

La tendance à la baisse des avantages d'un projet donné est intégrée dans notre analyse au moyen d'une provision pour dépréciation. L'investissement dans un actif qui ne se déprécie pas peut être justifié si cet actif ne fait que rapporter le taux de rendement requis (coût d'opportunité du capital). C'est l'attente de la réduction des avantages (ou de la fin des avantages) qui mènent aux avantages de la première année qui couvrent plus que le taux de rendement requis. L'utilisation dans notre exposition d'un taux de rendement requis plus une dépréciation dans la première année de vie d'un projet est destinée à capturer toutes les subtilités mentionnées dans ce chapitre.

Le fait que les avantages futurs des projets d'électricité soient mesurés par les économies de coûts attendues donne lieu à une autre possibilité - le système d'électricité en question peut déjà avoir mis en place un système de contrôle des coûts moderne et hautement sophistiqué. C'est-à-dire que ces entreprises ou autorités publiques ont déjà effectué une grande partie du travail nécessaire pour voir comment une nouvelle centrale s'intégrera dans le système et quels coûts particuliers elle est susceptible d'économiser, heure par heure et année par année, au moins pour quelques années dans le futur. Tout ce que nous pouvons dire ici, c'est que, en tant qu'analystes des coûts-avantages, nous devrions être reconnaissants lorsque de tels moments de chance nous libèrent d'un travail considérable.

