

Incidences des conditions de financement et de l'impôt sur les coûts de production de l'électricité

E. Bertel, J. Planté*

L'AEN effectue régulièrement des études économiques pour aider les pays membres à réaliser leurs propres évaluations avant de prendre des décisions concernant le secteur électrique. Dans le cadre des études entreprises sous l'égide du Comité chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC) de l'AEN, plusieurs outils ont été employés pour calculer les coûts de la production d'électricité, leurs différents éléments et leur sensibilité aux différents paramètres. Le modèle présenté dans cet article a été mis au point pour évaluer l'impact des conditions de financement et des impôts sur le revenu sur les coûts de production.

Les estimations des coûts de la production d'électricité que l'on trouve dans maintes études nationales et internationales contiennent de nombreuses données que l'on peut exploiter pour effectuer des évaluations économiques et finalement choisir des moyens et technologies de production. Toutefois, si le coût de production de l'électricité est le critère généralement adopté pour présenter les résultats, il est calculé diversement suivant les études, car la méthode sélectionnée doit s'appliquer au projet particulier (investisseur privé ou public, différences régionales...).

Les compagnies d'électricité, les autorités publiques et les organisations internationales se servent souvent de la méthode de calcul traditionnelle des coûts moyens actualisés pour réaliser des évaluations économiques des différents modes de production d'électricité. Cette méthode fournit des

résultats transparents et robustes particulièrement bien adaptés aux études préliminaires et aux comparaisons internationales. Toutefois, étant strictement économique, elle ne tient pas compte de tous les facteurs qui déterminent le choix des investisseurs sur des marchés de l'électricité ouverts. Elle laisse par exemple de côté les conditions de financement et les impôts sur le revenu, qui peuvent avoir pourtant des répercussions significatives sur le coût en capital à payer par l'investisseur.

L'approche décrite ci-dessous s'inscrit dans le cadre général de l'évaluation des coûts moyens actualisés sur la durée de vie de l'installation, mais elle tient compte également des conditions du montage financier adopté par l'investisseur et des impôts sur le revenu payés par l'exploitant de la centrale ou la compagnie d'électricité. Elle s'apparente aux modèles employés pour analyser les caractéristiques économiques de modes de production de l'électricité concurrents sur des marchés d'électricité ouverts tels que le modèle des flux de trésorerie d'une « marchand plant » adopté par le MIT¹.

Le modèle, ou outil de calcul mis au point pour l'application de cette approche a été utilisé pour effectuer des calculs sur des centrales nucléaires, à

* Mme Evelyne Bertel (evelyne.bertel@oecd.org) est Administrateur principal dans la Division du développement de l'énergie nucléaire de l'AEN. M. Jacques Planté (jacques.plante@soltem.com) est consultant auprès de l'AEN.

charbon ou à gaz et ainsi illustrer concrètement la façon d'appliquer cette méthodologie. Ces calculs étaient destinés à estimer l'impact des modes de financement et des impôts sur la compétitivité relative des différentes sources et technologies de production d'électricité.

Les résultats sont des coûts détaillés de production d'électricité estimés pour différents contextes variant avec le mode de financement et les impôts sur le revenu. Ils révèlent comment ces conditions influent sur les coûts de production et aussi comment l'effet résultant varie en fonction du mode de production. Ils montrent notamment que ces deux facteurs ont un impact sur la composante « capital » des coûts de production qui n'est pas indépendant de la technologie employée.

Les hypothèses adoptées pour les données d'entrée, à savoir les coûts unitaires et les conditions économiques, se rapportent à la situation actuelle mais ne renvoient pas à une technologie, une filière de réacteurs ou un pays particuliers. Deux situations sont considérées : des conditions de financement assez faciles et des conditions difficiles. À partir des données correspondant aux conditions particulières d'un investisseur ou d'une entreprise d'électricité pour un projet particulier, l'outil de calcul peut être appliqué à des études de cas spécifiques concernant des choix concrets de mode de production de l'électricité.

Méthodologie

Pour replacer la démarche adoptée dans son contexte, il est bon de rappeler le principe de la méthode du coût moyen actualisé sur la durée de vie de l'installation qui est utilisée, par exemple, dans les études de l'OCDE². Cette méthode consiste à calculer la valeur actuelle des séries chronologiques des dépenses, pour une année de référence donnée, en leur appliquant un taux d'actualisation. On applique une méthode analogue à la production d'électricité pour calculer sa valeur actualisée. Le ratio des dépenses actualisées à la production actualisée d'électricité donne le coût de l'électricité actualisé sur la durée de vie de l'installation, qui s'exprime en monnaie constante de l'année de référence. Ce coût souvent calculé aux bornes de la centrale se ventile en général en coût en capital, coût du combustible, et coût d'exploitation et de maintenance.

La démarche employée ci-dessous se différencie principalement de la méthode du coût actualisé par la façon dont sont traités les investissements ou coûts en capital. Les calculs sont effectués en monnaie nominale/courante, ce qui revient à dire que, à partir d'une valeur initiale adoptée pour l'année

de base, tous les coûts sont majorés en appliquant un taux d'inflation hypothétique. Si nécessaire, il est possible d'imprimer au taux d'inflation une tendance positive ou négative dans le temps. Les remboursements des prêts sont calculés conformément au taux d'intérêt de l'emprunt qui déjà intègre les tendances de l'inflation.

Les dépenses annuelles correspondant à l'investissement, aux coûts du combustible et aux coûts d'exploitation et de maintenance, ainsi que les impôts sur le revenu, sont calculées en fonction de l'inflation. Ces dépenses recouvrent également la gestion et le stockage des déchets ainsi que les coûts du démantèlement, le cas échéant (s'il s'agit de centrales nucléaires par exemple). Les investissements en capitaux sont traités en deux parties : les capitaux propres et l'emprunt (dépenses pendant la période de remboursement). L'amortissement annuel du capital est également calculé pour évaluer les impôts puisque les impôts sur le revenu sont perçus sur le revenu imposable calculé en déduisant du revenu net total l'amortissement de l'actif.

Les recettes annuelles sont calculées en multipliant la production annuelle par le prix de gros de l'électricité. Le prix de vente de l'électricité augmente avec le taux d'inflation mais reste néanmoins inchangé en valeur monétaire constante sur toute la durée de vie de l'installation.

On obtient alors les flux de trésorerie en déduisant les dépenses des recettes. À partir de ce flux de trésorerie, on calcule année après année le taux de rendement interne ou le rendement des capitaux propres, dont la valeur devient positive en même temps que celle du flux de trésorerie cumulé.

Ce modèle peut être utilisé pour des calculs de rentabilité ou du coût de production.

- **Calcul de la rentabilité.** Le prix de l'électricité est une donnée d'entrée et le modèle calcule le taux de rendement interne. Ce chiffre peut être obtenu soit sur toute la durée de vie économique de l'installation ou sur un nombre donné d'années d'exploitation si les actionnaires souhaitent obtenir un rendement des capitaux propres sur une période plus courte.
- **Calcul du coût de production.** Après un certain nombre d'années d'exploitation, le taux de rendement interne devient une entrée, et le modèle calcule le prix de vente de l'électricité qui permet de l'obtenir. Étant donné que ce prix de vente reste identique en monnaie constante au fil du temps, il peut être assimilé à un coût de production actualisé de l'électricité correspondant au taux de rendement des capitaux propres présélectionné.

L'atout supplémentaire de ce modèle tient au fait qu'il comporte, en plus de l'estimation du taux de rendement interne à partir des flux de trésorerie ou de celle du prix de vente de l'électricité, un calcul des dépenses actualisées pour un taux d'actualisation (inflation incluse) égal au taux de rendement interne. À partir des échéanciers de dépenses calculés dans le modèle de flux de trésorerie d'une « merchant plant », on peut calculer les dépenses actualisées et actualiser également la production d'électricité annuelle. Cette partie du modèle s'apparente au modèle économique classique employé pour calculer le coût de production actualisé, à ceci près qu'il faut appliquer un taux d'actualisation nominal pour actualiser les dépenses exprimées en valeurs nominales.

Cette fonction supplémentaire du modèle permet d'évaluer dans le détail les répercussions des conditions de financement et des impôts sur le revenu sur les coûts actualisés de la production d'électricité. Comme le montrent les calculs présentés ci-dessous, il est ainsi possible de calculer les trois composantes du coût de production actualisé (capital, combustible, exploitation et maintenance) et de faire ressortir séparément l'impôt sur le revenu du coût en capital.

Hypothèses

Le calcul est effectué pour trois modes de production d'électricité : le nucléaire, le gaz et le charbon sur des marchés libéralisés et dans les conditions moyennes rencontrées aux États-Unis. Les hypothèses techniques et les coûts unitaires (voir tableau 1) ne sont pas censés correspondre à une filière par-

ticulière, mais être représentatifs des modèles de tranches électriques que l'on trouve actuellement sur le marché.

Par commodité, les calculs ont été normalisés à des centrales de 1000 MWe, mais les résultats sont valables indépendamment de la taille de l'installation pourvu que les coûts en capital hors intérêts intercalaires pris comme hypothèse (en USD/kWe installé) soient adaptés aux centrales considérées. Les données de coût entrées et les résultats, c'est-à-dire les coûts de production par kWh, sont exprimés en USD de 2007.

Comme nous l'avons indiqué ci-dessus, les calculs ont été effectués pour deux situations économiques et financières contrastées (contraintes financières moyennes ou fortes) sachant que les paramètres financiers peuvent varier en fonction de la perception des risques qu'ont les investisseurs et les établissements bancaires. Ces paramètres financiers ont été résumés sur le tableau 2.

Un contexte financier contraignant correspond à une situation où l'investisseur manifeste peu de confiance dans des projets de production électrique, ce qui implique un fort ratio fonds propres/endettement, des rendements élevés des fonds propres et des taux d'intérêt également élevés. Un contexte financier moyen se caractérise par le fait que les investisseurs potentiels ont confiance dans la viabilité économique de projets de production électrique : d'où un faible ratio fonds propres/endettement, un rendement plus faible des capitaux propres et des taux d'intérêt plus bas.

Tableau 1. Données techniques et éléments de coût

	Unités	Nucléaire	Gaz	Charbon
Coût en capital hors intérêts intercalaires	USD/kW	2000	650	1400
Durée de vie de la centrale	années	40	25	40
Durée de construction	mois	60	24	48
Facteur de charge	%	90	90	90
Rendement thermique PCI	%	33	58	44
Démantèlement	millions d'USD	350	0	0
Coût du combustible	USD/MBtu ou tonne	0,50/MBtu	6,0MBtu	40/tonne
Augmentation des coûts du combustible	%	0	0	0
Gestion des déchets	cents/kWh	0,1	0	0
Coûts d'exploitation et de maintenance	USD par kW par an	50	25	50
Augmentation des coûts d'exploitation et de maintenance	%	0	0	0
Coût en capital annuel incrémental	USD/kW	20	6	12

Tableau 2. Paramètres financiers

	Unités	Contraintes financières moyennes			Fortes contraintes financières		
		Nucléaire	Gaz	Charbon	Nucléaire	Gaz	Charbon
Taux d'inflation	% annuel	3	3	3	3	3	3
Pourcentage de fonds propres	%	30	30	30	60	60	60
Rentabilité du capital	%	12	12	12	15	15	15
Délai de reconstitution des fonds propres	années	40	25	40	25	25	25
Pourcentage d'endettement	%	70	70	70	40	40	40
Taux d'intérêt de la dette	%	7	7	7	9	9	9
Durée de la dette	années	15	15	15	15	15	15
Taux de l'impôt sur le revenu	%	38	38	38	38	38	38
Amortissement	années	15	15	15	15	15	15
Tableau d'amortissement		MACRS*			MACRS*		

* MACRS = méthode modifiée de recouvrement accéléré des coûts.

Les conditions de financement sont par hypothèse identiques pour les trois technologies, nucléaire, charbon et gaz, ce qui n'est pas le cas de certaines études qui invoquent le fait que certaines énergies ou technologies sont perçues par les investisseurs potentiels comme présentant davantage de risques. Avec notre modèle, il serait aisé de réaliser des analyses de sensibilité pour étudier les effets d'une variation des contraintes financières avec les technologies.

Impact des conditions de financement

Les tableaux 3 et 4 contiennent les coûts de production de l'électricité dans les centrales au charbon, les centrales au gaz et les centrales nucléaires en présence de contraintes financières moyennes ou fortes et sachant que les données d'entrée et les paramètres financiers sont ceux figurant sur les tableaux 1 et 2. Les figures 1 et 2 donnent une représentation graphique de ces résultats.

Les différentes composantes du coût montrent que la prise en compte de l'impôt sur le revenu dans le calcul provoque une hausse des coûts de production quelle que soit la filière employée, mais que les effets des conditions de financement et de l'impôt sur le revenu varient substantiellement en fonction des technologies. En effet, le revenu imposable spécifique (par kWh) est très sensible à la structure de coût du mode de production considéré.

Le revenu imposable annuel, qui correspond aux recettes qui seront affectées au paiement du rendement des fonds propres, est égal aux recettes moins les dépenses totales d'exploitation, à savoir

Tableau 3. Coûts de production de l'électricité (USD/MWh) – Contraintes financières moyennes

	Nucléaire	Gaz	Charbon
Capital hors impôt sur le revenu	2,49	0,79	1,63
Impôt sur le revenu	0,39	0,10	0,25
Capital incluant l'impôt sur le revenu	2,88	0,89	1,88
Frais d'exploitation et de maintenance	0,63	0,34	0,63
Combustible	0,62	3,92	1,33
Total hors impôt sur le revenu	3,74	5,05	3,59
Total incluant impôt sur le revenu	4,13	5,15	3,84

Tableau 4. Coûts de production de l'électricité (USD/MWh) – Fortes contraintes financières

	Nucléaire	Gaz	Charbon
Capital hors impôt sur le revenu	3,77	1,05	2,45
Impôt sur le revenu	1,08	0,26	0,69
Capital incluant l'impôt sur le revenu	4,85	1,31	3,14
Frais d'exploitation et de maintenance	0,63	0,34	0,63
Combustible	0,62	3,92	1,32
Total hors impôt sur le revenu	5,02	5,31	4,40
Total incluant impôt sur le revenu	6,10	5,57	5,09

Figure 1. Coûts de production de l'électricité – Contraintes financières moyennes

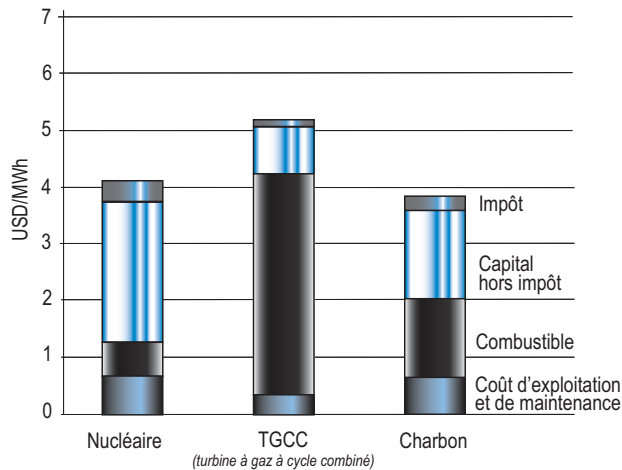
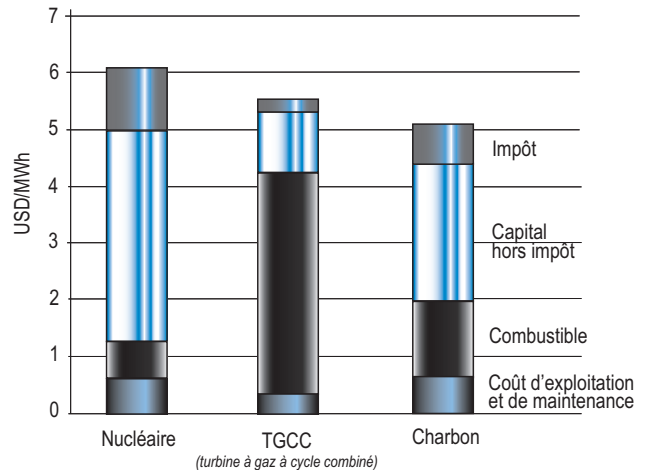


Figure 2. Coûts de production de l'électricité – Fortes contraintes financières



les coûts du combustible et les coûts d'exploitation et de maintenance, moins le service des intérêts et l'amortissement des actifs. Comme ce revenu imposable dépend de l'investissement en capital nécessaire pour financer la construction de la centrale, du ratio fonds propres/endettement et du rendement des capitaux propres exigé, le rendement annuel imposable spécifique sera plus élevé pour les modes de production d'électricité capitalistiques comme l'énergie nucléaire, moindre dans le cas des centrales au charbon et encore plus faible dans celui des centrales au gaz.

- En présence de contraintes financières moyennes, le coût de production augmente de 10 % dans le cas de l'énergie nucléaire, de 7 % pour le charbon et de seulement 2 % pour le gaz.
- Dans des conditions financières contraignantes, les écarts sont encore plus prononcés puisque l'augmentation est de 22 % pour le nucléaire, 16 % pour le charbon et 5 % pour le gaz.

Par conséquent, la prise en compte de l'impôt sur le revenu dans le coût de production peut modifier la compétitivité relative des modes de production d'électricité. Ainsi, avec les hypothèses et les données d'entrée adoptées dans l'étude mentionnée, dans des conditions financières contraignantes, l'énergie nucléaire revient moins cher que le gaz si l'on exclut les impôts, mais le gaz est moins cher lorsque les impôts sont inclus. D'où l'importance de n'omettre dans la présentation des résultats détaillés d'une estimation de coûts aucune hypothèse, donnée d'entrée ou condition aux limites adoptées.

Sensibilité au taux de l'impôt sur le revenu

Comme nous l'avons observé précédemment, le calcul de base a été effectué pour des marchés libéralisés correspondant aux conditions moyennes rencontrées aux États-Unis. Par conséquent, le taux de l'impôt sur le revenu a été fixé à 38 %.

Ce taux varie toutefois avec les pays de 15 % environ à plus de 40 %. Il est, par conséquent, intéressant d'étudier les répercussions de cette variation sur les résultats, tous les autres paramètres restant inchangés. Le calcul de sensibilité tient compte d'un taux d'imposition sur le revenu variant de 15 à 45 %.

Comme dans le scénario de base, le calcul de sensibilité a été effectué pour des centrales à charbon et à gaz et pour des centrales nucléaires. Les figures 3 et 4 illustrent les effets de la variation du taux d'imposition sur le coût de production de l'électricité, exprimés en pourcentage de ce coût.

Lorsque les contraintes financières sont moyennes (figure 3), le ratio de l'impôt sur le revenu au coût de production varie de 2,9 % à 12,4 %, dans le cas du nucléaire, de 0,6 % à 2,5 %, dans celui du gaz, et de 1,9 % à 8,4 % pour le charbon. Si les contraintes financières sont fortes (figure 4), le ratio de l'impôt sur le revenu au coût de production évolue dans une fourchette allant de 5,8 % à 22,4 % dans le cas du nucléaire, de 1,3 % à 6,0 % pour le gaz et de 4,3 % à 17,3 % pour le charbon.

Il convient de souligner que les résultats présentés sur les figures 3 et 4 sont valables pour les hypo-

Figure 3. Ratio impôt sur le revenu/coût de production de l'électricité – Contraintes financières moyennes

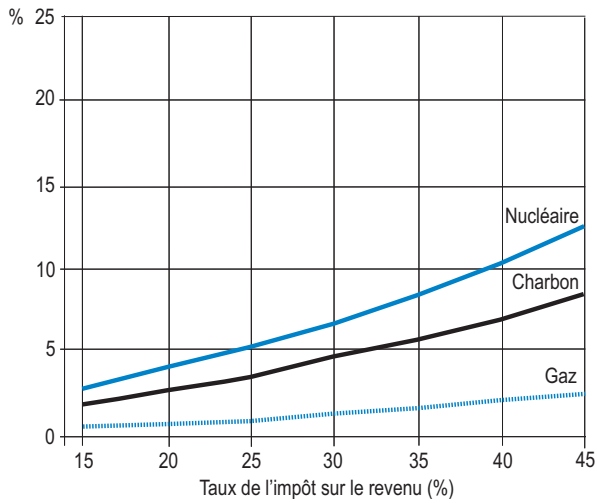
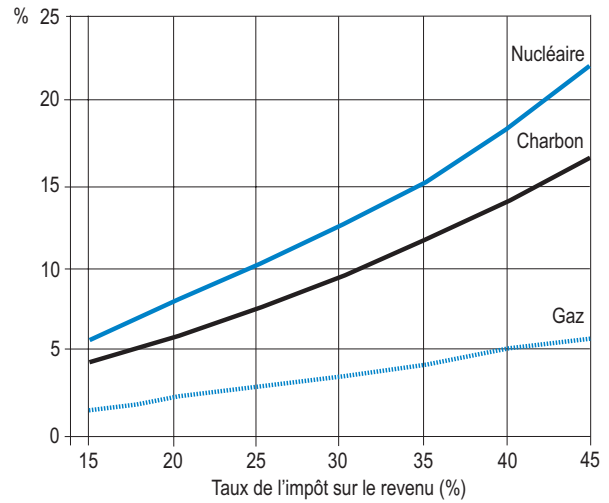


Figure 4. Ratio impôt sur le revenu/coût de production de l'électricité – Fortes contraintes financières



thèses et données d'entrée résumées sur le tableau 1. Hors de ce contexte, ils pourraient être très différents, notamment si l'importance du coût en capital par rapport au coût du combustible et aux coûts d'exploitation et de maintenance s'éloigne du niveau supposé dans les calculs effectués à titre d'exemple. Lorsque les coûts en capital sont proportionnellement plus forts, la sensibilité des coûts de production au taux d'imposition augmente et vice versa.

Conclusions

Les coûts de production moyens estimés par la méthode traditionnelle, qui ne tient pas compte des conditions financières, ni de l'impôt sur le revenu, constituent une base satisfaisante pour la sélection des modes de production et les comparaisons internationales. Ils ne permettent pas néanmoins de faire apparaître l'intégralité des paramètres qui déterminent les choix des investisseurs. L'intégration des contraintes financières et des impôts dans les calculs de coûts donne des estimations plus instructives pour qui veut comprendre les choix des investisseurs sur des marchés de l'électricité ouverts à la concurrence.

Les calculs effectués ici à titre d'illustration en faisant varier le taux de l'impôt sur le revenu dans des situations financières contrastées démontrent que la prise en compte de ces paramètres peut modifier la compétitivité relative des différents modes de pro-

duction d'électricité. Il en ressort qu'il importe, dans toute estimation de coûts, de présenter les résultats détaillés assortis de toutes les hypothèses, données d'entrée et conditions aux limites.

Les résultats obtenus montrent que les régimes d'imposition adoptés par les gouvernements ont des répercussions sur les coûts de production qui ne sont pas indépendantes de la technologie. Les décideurs publics pourraient en tenir compte pour mettre en œuvre un régime fiscal en harmonie avec les objectifs de la politique énergétique nationale. ■

Références

1. MIT (2003), *The Future of Nuclear Power*, MIT, Cambridge, MA.
2. AEN et AIE (2005), *Coûts prévisionnels de production de l'électricité*, OCDE, Paris.