
SCISSION OU CENTRALES VIRTUELLES LA SOLUTION AU PROBLÈME DU PRODUCTEUR DOMINANT? LE CAS DE LA BELGIQUE

par FRANÇOIS COPPENS

Banque nationale de Belgique, Analyse micro-économique (1)

La Commission européenne a adopté la directive concernant les « règles communes pour le marché intérieur de l'électricité » en 1996. Après une dizaine d'années, il semble que le producteur historique demeure dominant sur le marché national de nombreux petits pays. C'est le cas de la Belgique, où des raisons historiques et une capacité d'interconnexion limitée ont assuré au producteur historique Electrabel une part de marché de 70 à 80 % (selon la prise en compte ou non des interconnexions). En outre, les marges semblent plus élevées en Belgique que, par exemple, aux Pays-Bas. Certains spécialistes pensent qu'une scission (en anglais « divestiture ») ou l'utilisation de centrales virtuelles (en anglais « Virtual Power Plant », « VPP ») pourrait résoudre le problème. Le présent document démontre que l'efficacité de ces solutions dépend fortement du contexte. En particulier, l'existence de marges pourrait avoir d'autres origines que l'abus de position dominante et, en conséquence, la scission et les centrales virtuelles pourraient ne pas y apporter une solution.

transport et la distribution demeurent monopolistiques.

La mise en œuvre de cette directive au sein des États membres a parfois mis en évidence la position dominante de certains opérateurs historiques sur le marché de la production. Les raisons en sont leur part de marché importante due à des raisons historiques et la capacité d'interconnexion limitée entre pays limitrophes. La Belgique constitue un exemple d'un de ces marchés avec producteur dominant. Or, la position dominante pourrait se traduire par des marges « anormalement élevées » (rentes monopolistiques).

L'indice de Lerner défini comme

$$L = \frac{p - cm}{p} \quad [1]$$

avec p le prix de marché et cm le coût de production marginal, fournit une mesure de ce pouvoir de marché. Le présent article argumente qu'il faut interpréter cet indice

INTRODUCTION

La Commission européenne a adopté sa directive Électricité en 1996. Elle impose de diviser le secteur en quatre sous-segments, baptisés « production », « transport », « distribution » et « approvisionnement ». La production et l'approvisionnement sont ouverts à la concurrence, tandis que le

(1) Les opinions exprimées dans le présent document n'engagent que l'auteur et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de la Banque nationale de Belgique.

L'auteur remercie J.-P. PAUWELS, directeur de la Banque nationale de Belgique pour ses commentaires sur une version antérieure de cet article.

avec prudence, surtout dans le secteur de l'électricité, puisqu'un indice élevé peut avoir d'autres causes que l'abus de pouvoir de marché. En fait, il sera montré que la composition du parc de production d'électricité belge, ainsi que des décisions prises au niveau de la production thermo-nucléaire, impliquent qu'il existe ce qu'on appelle des rentes inframarginales induisant un indice de Lerner biaisé à la hausse. Une mauvaise interprétation de cet indice biaisé peut mener à des conclusions erronées et à des mesures inefficaces. En effet, les mesures pour remédier à l'abus de pouvoir de marché – scission ou centrales virtuelles – ne constituent pas nécessairement une solution aux rentes inframarginales.

La première section de cet article décrit la structure du parc de production d'électricité belge ainsi que les interconnexions avec les pays voisins. En confrontant l'offre à la demande d'électricité, il est montré que l'optimum économique requiert un parc de production hétérogène. La deuxième section clarifie le concept de « marges inframarginales » et en donne un exemple. Cet exemple montre que ces marges sont importantes dans le cas de la Belgique. La troisième section analyse l'efficacité des mesures pour remédier à d'éventuels abus de pouvoir de marché. Il est loin d'être sûr que ces mesures impactent sur le niveau des marges inframarginales. La dernière section reprend les conclusions de l'analyse.

I. — LE MARCHÉ BELGE DE L'ÉLECTRICITÉ

I. Production

1. Capacité de production

Electrabel possède une capacité de production d'environ 12,9 GW en Belgique (2) sur une capacité belge totale de 15,7GW (3). En tenant compte des interconnexions

(1,2 GW avec les Pays-Bas et entre 1,7GW et 2,9 GW (en fonction du mois de l'année) avec la France) (4), il en résulte que la part de marché d'Electrabel se situe entre 71 et 82 % selon que les interconnexions soient prises en compte ou non. En outre, près de la moitié de la capacité d'Electrabel (5,2 GW) est d'origine nucléaire et, à l'exception d'EDF, qui ne représente qu'une faible part (481 MW, part d'EDF dans la centrale Tihange 1), il n'y a pas d'autre producteur nucléaire en Belgique.

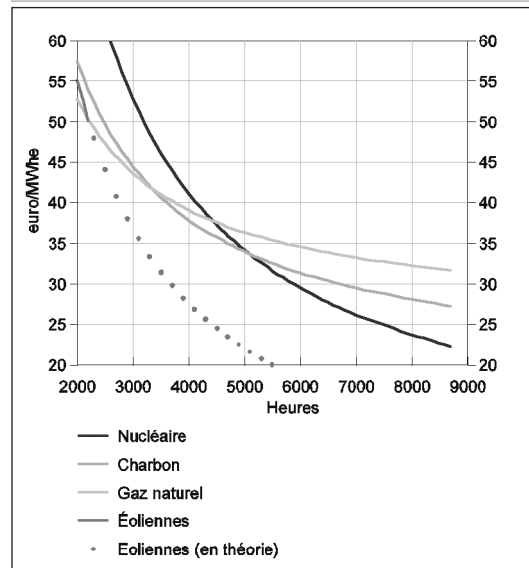
Ces données révèlent clairement la présence d'un acteur dominant sur le marché belge. Ce n'est pas un problème en soi et n'en devient un qu'en cas d'abus de position dominante avec l'objectif de générer des rentes de monopole en augmentant les prix au-delà des coûts de production. L'abus de position dominante est mesuré par l'indice de Lerner donné en [1]. Un indice élevé peut indiquer un abus potentiel.

Si la différence ($p-cm$) provient de rentes de monopole, une scission de l'acteur dominant pourrait augmenter la concurrence, diminuer le pouvoir de marché et en conséquence réduire les marges et les prix. La question reste alors de savoir si les différences de marges observées entre la Belgique et les Pays-Bas par exemple (voir tableau 2) proviennent effectivement de rentes de monopole.

2. Structure de coûts des différents types d'unités de production

Le graphique 1 illustre le coût moyen des unités de production d'électricité. Les coûts des émissions de CO₂ ne sont pas inclus. Nous pouvons constater que les centrales nucléaires sont les plus performantes si elles fonctionnent plus de 5300 heures par an, c'est-à-dire plus de 60 % de l'année. Elles sont suivies par les centrales au charbon, qui sont les plus efficaces en fonctionnant plus de 39 % de l'année. Sous ce seuil, il convient d'opter pour des centrales au gaz. Quant aux éoliennes, elles constituent des

GRAPHIQUE 1:
Coût de production moyen des unités de production d'électricité – À l'exclusion des coûts des émissions de CO₂



Source: calculs propres sur base de Tarjanne R., Luostarinen K. (2003)

unités du type « must-run », qui doivent tourner quand le vent est suffisant. Le tracé 'en théorie' indique l'évolution du coût unitaire de ce moyen de production si la présence du vent n'était pas contraignante.

Il ressort que, pour un fonctionnement d'environ 8000 heures/an, les coûts moyens d'une centrale nucléaire, d'une centrale au charbon et d'une centrale à turbine gaz-vapeur oscillent respectivement autour de 24 €/MWh, 28 €/MWh et 32 €/MWh.

Il est clair que ces coûts augmentent avec un temps de fonctionnement inférieur à 8000 heures/an. La « zone optimale » pour le charbon se situe entre 3400 et 5300 heures de production et le coût moyen est alors compris entre 34 et 42 €/MWh. Quand des centrales au gaz

(2) Voir Electrabel (2005).

(3) Voir BFE (2005).

(4) Voir www.elia.be.

sont utilisées moins de 3400 heures, leur coût moyen est d'au moins 42 €/MWh.

2. Demande

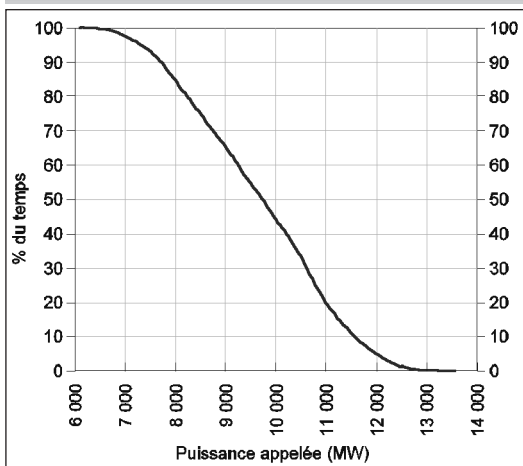
La demande d'électricité est connue pour être très volatile tout au long de la journée et de l'année. Cette volatilité ressort du diagramme des charges (voir le graphique 2). Il révèle que la Belgique a besoin d'une capacité de production de 6 GW pendant toute l'année. Une capacité d'environ 9,2 GW est requise pendant 60 % de l'année. Durant une très faible partie de l'année (5 %), plus de 12 GW sont nécessaires.

En considérant seulement l'énergie nucléaire, le charbon et le gaz naturel pour simplifier le raisonnement, la combinaison des graphiques 1 et 2 permet de conclure que, d'un point de vue purement économique, le parc de production belge idéal devrait comprendre (a) 9,2 GW de capacité nucléaire, (b) 1,2 GW de centrales au charbon et (c) 3 GW de centrales au gaz.

Cet exemple justifie l'existence d'un parc de production hétérogène d'un point de vue économique. Dans la section suivante il sera démontré que cette hétérogénéité est à la base des rentes inframarginales expliquant ainsi une grande partie du différentiel entre les marges belges et néerlandaises.

GRAPHIQUE 2:

Diagramme des charges pour la Belgique (2003)



Source: ELIA

II. — RENTES INFRAMARGINALES (5)

Il se peut que les marges réalisées dans le segment belge de la production soient dues à d'autres causes que la position dominante de l'opérateur. En effet, la nature spécifique et la composition du parc de production engendrent des « rentes inframarginales ». Dans un marché dit libre, ce surcroît de recettes devrait se traduire par l'arrivée de nouveaux entrants, mais les économies d'échelle caractérisant les unités nucléaires pourraient empêcher ce processus. En outre, des décisions politiques concernant l'élimination progressive de l'énergie nucléaire le rendent même impossible.

Pour des raisons didactiques (6) une situation simplifiée est considérée; seules deux sources d'énergies primaires sont considérées (nucléaire et charbon) et la demande équivaut à 9 GW à un certain moment de l'année. Pour répondre à cette demande, la capacité la moins coûteuse (nucléaire, dont 5,2 GW + 0,5 GW = 5,7 GW sont disponibles en Belgique) est utilisée, mais étant insuffisante, il faut aussi utiliser 3,3 GW de centrales à charbon. D'après le graphique 2, ces dernières tourneront entre 90 % et 60 % (7), en moyenne donc 75 %. Le graphique 1 montre que pour 75 % de l'année (7000 heures), le coût des centrales à charbon est de 30 €/MWh. Pour les centrales nucléaires, tournant toute l'année, il est de 24 €/MWh (8). Si le prix du marché est de 40 €/MWh (9), cela signifie que les marges du producteur diffèrent pour les deux types de centrales, à savoir:

- 16 €/MWh pour la centrale nucléaire et
- 10 €/MWh pour la centrale au charbon.

Comme ces marges affectent chaque MW et chaque heure de production et que les centrales nucléaires fonctionnent pendant toute l'année, cela donne une marge totale de $(5,2 + 0,5) \times 1000 \times 90\% \times 16\text{€} = 719$ millions € par année.

Cette marge résulte de l'existence d'un parc de production hétérogène (justifié, voir section 1.2) et du fait que la capacité « la moins onéreuse » ne suffit pas à couvrir la demande totale. La demande minimale en Belgique est égale à 6 GW (voir le graphique 2) et la capacité nucléaire (90 % x 5,7 GW) se situe juste en dessous de ce niveau. Par conséquent, la marge est accumulée pendant toute l'année au niveau du producteur d'électricité nucléaire.

Remarquons que la Belgique peut importer de l'électricité nucléaire provenant de France (entre 1,7 GW et 2,9 GW) et la capacité nucléaire totale est donc $(5,7 \times 90\%) + 1,7 = 6,83$ GW, juste assez pour répondre à la demande minimale. Ceci implique le recours à des centrales à charbon – et l'existence de marges inframarginales sur la production nucléaire – pendant plus de 99 % de l'année (voir graphique 2). La prise en considération de la capacité d'interconnexion avec la France ne diminue donc presque pas les marges inframarginales (sauf si cette capacité était étendue considérablement).

Le raisonnement qui précède implique que, par rapport aux Pays-Bas, l'existence de marges supérieures en Belgique pourrait bien ne pas découler de rentes de monopole

(5) Voir COPPENS F, VIVET D. (2006) pour un traitement plus détaillé.

(6) Le but est d'illustrer le concept de rentes inframarginales ainsi que son impact biaisant sur l'indice de Lerner.

(7) 90 % (avec une indisponibilité de 10 % en raison de la maintenance) pour les centrales qui fournissent les 0,3 GW constituant la différence entre la capacité nucléaire et la charge minimale de 6 GW, et 60 % pour celles qui fournissent les 3 GW additionnels requis pour couvrir la demande (9 GW).

(8) En supposant une période de maintenance de 10 % par an pour la capacité nucléaire belge.

(9) Il était en moyenne de 30 €/MWh en 2002 et de 46 €/MWh en 2003 sur l'APX Exchange.

TABLEAU 1: Capacité de production en Belgique et aux Pays-Bas
Capacités de production nettes (MW)

	Capacité de production nette maximale (2003)	Nucléaire	Thermique conventionnelle	Hydraulique	Autres énergies renouvelables
Belgique	15 684	5 780	8 206	1 413	285
Pays-Bas	20 965	449	19 251	37	1 228

Source: Eurelectric

TABLEAU 2: Rentes inframarginales pour la Belgique et les Pays-Bas sur la base du prix de la charge de base (en millions d'euros)

	Marge sur nucléaire	Marge sur charbon	Marge sur gaz	Autres	Total
Belgique	705,6	115,2	129,6	49,6	1 000,0
Pays-Bas	59,2	350,4	389,6	70,4	869,6

et d'un éventuel abus de position dominante, mais de l'existence de rentes inframarginales plus importantes.

Le tableau 1 compare la structure de la production d'électricité en Belgique et aux Pays-Bas. La capacité nucléaire est nettement inférieure aux Pays-Bas et, par conséquent, sa marge inframarginale est proportionnellement moins élevée.

Dans une première approche simplifiée, calculons ces marges inframarginales pour ces deux pays, c'est-à-dire en ne tenant pas compte des charges de pointe et de base et donc en prenant un prix moyen de 40 €/MWh, et en ne considérant que trois types de centrales.

– Nous pouvons déduire du graphique 1 que le coût moyen s'élève à 24 €/MWh pour la production nucléaire, 28 €/MWh pour les centrales à charbon et 32 €/MWh pour les centrales au gaz. Pour simplifier on considère les coûts moyens pour une durée de 8000 h/an de production (voir le graphique 1) (10).

– Selon Eurelectric, la production d'électricité en Belgique a été en 2001 de 44,1 TWh pour l'énergie nucléaire, 16,2 TWh pour le gaz et 9,6 TWh pour le charbon. Aux Pays-Bas, ces valeurs sont de 3,7 TWh pour l'énergie nucléaire, 48,7 TWh pour le charbon et 29,2 TWh pour le gaz.

– La consommation d'électricité a atteint 76,1 TWh en Belgique et 90,4 TWh aux Pays-Bas pour la même année.

Compte tenu de ces données, la marge totale sur l'énergie nucléaire en Belgique est estimée à $(40 - 24) \times 44,1 = 705,6$ millions d'euros (11).

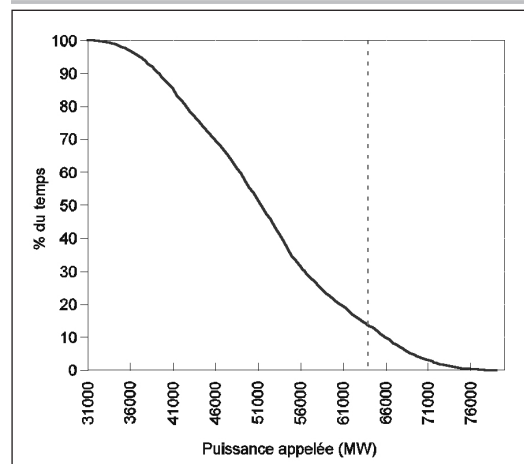
Les données concernant les Pays-Bas et d'autres types de centrales figurent au tableau 2.

Cet exemple (simplifié) révèle que la marge totale est plus élevée en Belgique qu'aux Pays-Bas. Cette situation est principalement le fait d'une rente inframarginale importante sur l'ensemble de la capacité nucléaire. On peut également observer que les producteurs néerlandais disposent de rentes inframarginales importantes sur leur production d'électricité au charbon. Néanmoins, cette rente ne représente que la moitié de la rente belge sur l'énergie nucléaire.

Cet exemple simplifié entend seulement illustrer l'idée qui sous-tend les rentes inframarginales. Des données supplémentaires sont nécessaires à l'obtention de résultats précis. Les marges calculées dans le tableau 2 ne donnent qu'un ordre de grandeur.

Dans un marché libre, ces marges supplémentaires sur l'électricité nucléaire en Belgique devraient attirer de nouveaux

GRAPHIQUE 3:
Diagramme des charges pour la France (2003)



Source: RTE France

entrants. Cependant, le parlement belge a voté une loi sur l'élimination progressive de l'énergie nucléaire (12), en vertu de laquelle de nouvelles capacités nucléaires ne peuvent être installées. D'autre part, la capacité d'interconnexion limitée restreint actuellement les importations d'électricité en provenance de la France.

En France, plus grand producteur d'électricité nucléaire européen, la situation diffère de celle de la Belgique. En effet, le montant de la rente inframarginale est, entre autres, déterminé par le nombre d'heures durant lesquelles elle est cumulée. En Belgique, la capacité nucléaire (5,7 GW) ne suffit pas pour faire face à la demande minimale (6 GW), ce qui n'est pas le cas en France (voir le graphique 3).

La capacité de production nucléaire de la France s'élève à 63 GW (trait pointillé ver-

(10) Pour une durée de production plus limitée les coûts seront plus élevés. Ce sera le cas pour la plupart des centrales à charbon en Belgique et pour certaines centrales à gaz au Pays-Bas.

(11) Ce montant est inférieur aux 719 millions d'euros calculés au préalable. Ceci s'explique par le fait que le nombre de TWh nucléaires est un peu plus élevé dans le premier cas ($8760 \times 0,9 \times 5,7 = 45$ TWh).

(12) Cette loi a été votée par le Parlement le 31 janvier 2003 et a été publiée au Moniteur belge du 28 février 2003.

tical du graphique 3). Cela signifie que la capacité de production nucléaire est théoriquement suffisante pendant quelque 85 % de l'année et que la rente inframarginale n'est cumulée que pendant à peine 15 % de l'année.

Comme indiqué dans les commentaires relatifs au graphique 1, la situation optimale est une exploitation de la capacité nucléaire pendant au moins 60 % de l'année. Le parc français possède par conséquent une « surcapacité » nucléaire d'un point de vue économique. De plus, le coût moyen des unités nucléaires françaises est un peu plus élevé qu'en Belgique et peut être abaissé par l'exportation. La France peut donc optimiser son coût de production en augmentant ses exportations.

III. — EFFICACITÉ D'UNE SCISSION DANS LE CAS DE RENTES INFRAMARGINALES

Le présent document défend la thèse selon laquelle les marges plus élevées rencontrées sur le marché belge de l'électricité résultent de l'existence de rentes inframarginales. Une solution visant à éviter les rentes de monopole pourrait donc se révéler infructueuse. Dans cette section, nous allons examiner les conséquences d'une scission (réelle ou virtuelle) de l'acteur dominant.

I. Scission de la capacité

Une des raisons expliquant les marges plus élevées en Belgique est l'existence de rentes inframarginales. La scission de l'acteur dominant bénéficiant de ces rentes ne pourra toutefois pas les éliminer. En effet, si la capacité nucléaire est scindée et vendue à un nombre limité d'acteurs, le segment nucléaire du marché devient oligopolistique. La capacité nucléaire totale étant insuffisante pour couvrir la demande minimale, aucun de ces oligopoleurs ne peut

toutefois accroître sa part de marché. En effet, cette caractéristique de la structure de la demande d'électricité belge implique que chaque oligopoleur exploite continuellement sa capacité nucléaire à 100 % dans un contexte de capacité limitée par le législateur. Ceux-ci sont donc tout simplement incapables d'élargir leur part de marché (13) et ne sont pas incités à modifier les prix. Par conséquent, une scission accroîtra certes le choix des acheteurs potentiels, mais n'incitera pas les propriétaires de capacité nucléaire à faire baisser les prix, pour les raisons évoquées ci-dessus. De ce fait, cette disposition n'aura probablement qu'un impact limité sur les prix.

Une telle scission pourrait même avoir une incidence négative eu égard aux économies d'échelle. Alors que les économies d'échelle sont difficiles à mettre en évidence, il existe néanmoins des indices de leur présence. En assumant des unités de production nucléaire de 1 250 MW, confrontées à une demande de 9,2 GW (voir graphique 2), il y aurait théoriquement besoin de sept unités nucléaires de dernière technologie. Le nombre d'unités qu'il faudrait grouper en vue d'obtenir une solution optimale est difficile à déterminer, mais le partage des sites, des connaissances, etc., donne lieu à penser que l'existence des économies d'échelle ne peut être exclue.

Par conséquent une analyse approfondie sur l'existence d'économies d'échelle doit être effectuée avant de se prononcer sur une scission éventuelle de l'acteur dominant.

2. Centrales virtuelles (VPP)

Les centrales virtuelles sont des contrats d'option qui stipulent le droit d'acheter une certaine quantité d'électricité à un prix fixé (le prix de l'énergie) pendant une période future spécifiée (la période de fourniture). Par conséquent le contrat détermine le prix et la période de fourniture. Le prix du contrat est fixé aux enchères.

Electrabel vend déjà des VPP aujourd'hui. En échange du statut de fournisseur par défaut pour sa filiale Electrabel Customer Services, Electrabel doit mettre aux enchères 1 200 MW de VPP.

Lors de l'adjudication, le vendeur fixe un prix. Tous les acheteurs potentiels enchérissent en spécifiant la quantité (MW) qu'ils souhaitent acheter à ce prix. Si l'ensemble des enchères enregistrées excède la quantité totale proposée par Electrabel, le prix est relevé et une nouvelle enchère est lancée. Après plusieurs enchères le prix et la capacité vendue sont connus.

Une enchère est organisée pour la VPP de la charge de base et une autre pour celle de la charge de pointe.

Par conséquent, un acheteur de VPP acquiert un certain nombre de mégawatts à un prix déterminé ou, pour être plus précis, il achète le droit d'utiliser ce nombre de mégawatts pendant une période à venir, et il paie le prix de l'énergie pour chaque heure d'utilisation. Pour décrocher le contrat, il doit régler le prix de l'option, appelé prix de la capacité.

En bref, l'acheteur d'une VPP paie un prix pour le contrat d'option, le prix de la capacité (en €/MW). Cela lui donne le droit d'exploiter à l'avenir cette capacité à un prix fixé dans le contrat (le prix de l'énergie – en €/MWh). C'est donc « comme si » il avait acheté une unité de production virtuelle à un coût fixe équivalant au prix de la capacité et à un coût variable représentant le prix de l'énergie, d'où le nom de cet instrument.

Le prix de l'énergie prévu par le contrat belge des VPP est de 12 €/MWh pour une

(13) Cela signifie que les modèles oligopolistiques de base comme ceux de Cournot, Stackelberg, etc., qui entendent modifier directement ou indirectement les parts de marché, ne sont pas applicables.

VPP de charge de base. Lors de la cinquième vente aux enchères de VPP (14) (15), le prix de la capacité a atteint 17128€/MW/mois.

L'acheteur a donc dû déboursier 17128 € pour avoir le droit d'utiliser 1 MW de capacité pendant un mois en-déans la période couverte par le contrat. Cela ne signifie pas qu'il l'a effectivement utilisée.

En supposant qu'il utilise ce 1 MW pendant chaque heure du mois, soit pendant 720 heures, il paie un prix fixe de 23,8 € pour chaque heure durant laquelle il peut utiliser ce MW, plus un supplément de prix de 12 € (le prix de l'énergie) quand il l'utilise réellement. Il en résulte un total de 35,8€/MWh, en partant du principe qu'il exerce l'option pour chaque heure.

Nous avons déjà montré que la capacité nucléaire belge était insuffisante pour couvrir la demande. Cela implique que, pour chaque heure de l'année, le prix de la charge de base est déterminé par une unité non nucléaire, disons une turbine gaz-vapeur. Si nous nous référons aux données du graphique 1, le coût moyen du gaz de la charge de base est estimé à 32 €/MWh. Avec une marge de 10 %, le prix serait de 35,2€/MWh, soit très proche du prix d'utilisation d'une VPP calculé ci-dessus (35,8 €/MWh). Des vendeurs de VPP enchérissent donc jusqu'à un niveau de prix, qui est le prix de vente de l'électricité

produite par une turbine gaz-vapeur. Ce prix est raisonnable, car il n'y a qu'un seul enchérisseur et de nombreux acheteurs potentiels dans une vente aux enchères de VPP. Ces derniers sont en compétition et font grimper le prix de la VPP jusqu'à un niveau qui se situe juste en dessous du prix du marché de l'électricité de la charge de base:

$$\frac{P_{\text{capac}}}{h_{\text{estimé}}} + P_{\text{énergie}} \leq P_{\text{marché}}^{\text{estimé}}$$

Avec P_{capac} le prix de la capacité de MW, $h_{\text{estimé}}$ l'estimation du nombre d'heures requis, $P_{\text{énergie}}$ le prix de l'énergie par MWh et où $P_{\text{marché}}^{\text{estimé}}$ est une estimation du prix du marché dans le futur.

Par conséquent, la VPP n'aurait qu'un impact modéré sur les prix et, comme Electrabel est le seul vendeur de centrales virtuelles, presque aucun impact sur les rentes inframarginales accumulées par cet acteur dominant.

IV. — CONCLUSION

En Belgique, les marges réalisées sur la production d'électricité sont plus élevées qu'aux Pays-Bas. En outre, le producteur historique a conservé une position dominante dans le segment de la production.

Cette étude montre que le niveau plus élevé des marges belges pourrait provenir de l'existence de rentes inframarginales importantes, principalement sur les unités de production nucléaires, et pas nécessairement d'un abus de position dominante.

Alors que la scission de la capacité permet de réduire les rentes de monopole, il est loin d'être évident que cette option puisse avoir le même effet sur les rentes inframarginales, en particulier dans le cas d'économies d'échelle. Dans ces conditions, une scission pourrait même encore accroître les coûts et, par conséquent, les prix.

Les ventes aux enchères de VPP ne constituent pas non plus une solution satisfaisante en Belgique. Elles n'ont qu'un faible impact sur les rentes inframarginales. Ceci tient principalement au caractère monopolistique du marché des VPP.

La solution préférable dans la situation actuelle semble être une augmentation de l'importation d'électricité nucléaire de France. Cette solution est même susceptible d'optimiser l'exploitation du parc de production français. Cependant, d'autres clients d'électricité « française » se manifesteront dans un marché unifié de l'électricité ■

(14) www.endex.nl/vpp/files/vpp_results_5th_auction.pdf

(15) Un prix moyen pondéré est appliqué.

BIBLIOGRAPHIE

BFE (2005), « Statistiques » 2004.

BANQUE CENTRALE EUROPÉENNE (2001), « Price Effects of Regulatory Reform in Selected Network Industries », mars 2001.

COPPENS F., VIVET D. (2004), « La libéralisation des industries de réseau: le secteur de l'électricité fait-il

exception à la règle? », *NBB Working Paper Series* 59, septembre 2004.

COPPENS F., VIVET D. (2006), « The single European electricity market: a long way to convergence », *NBB Working Paper Series* – à paraître en 2006.

ELECTRABEL (2005), « Rapport annuel » 2004.

FRANK R.H. (1997), « Microeconomics and behavior », New-York, McGraw-Hill.

TARJANNE R., LUOSTARINEN K. (2003), « Competitiveness Comparison of Electricity Production Alternatives », Research report EN N-156, Lappeenranta University of Technology, 2003.

PAUWELS J.-P. (1999), « Économie de l'énergie », cours ULB.