

**NATIONAL BANK OF BELGIUM**

**WORKING PAPERS - DOCUMENT SERIES**

**La libéralisation des industries de réseau: le secteur de  
l'électricité fait-il exception à la règle?**

---

François Coppens (\*)  
David Vivet (\*\*)

The views expressed in this paper are those of the authors and do not necessarily reflect the views of the National Bank of Belgium.

---

(\*) NBB, Microeconomic Information (e-mail: francois.coppens@nbb.be).

(\*\*) NBB, Microeconomic Information (e-mail: david.vivet@nbb.be).

**Editorial Director**

Jan Smets, Member of the Board of Directors of the National Bank of Belgium

**Statement of purpose:**

The purpose of these working papers is to promote the circulation of research results (Research Series) and analytical studies (Documents Series) made within the National Bank of Belgium or presented by external economists in seminars, conferences and conventions organised by the Bank. The aim is therefore to provide a platform for discussion. The opinions expressed are strictly those of the authors and do not necessarily reflect the views of the National Bank of Belgium.

**The Working Papers are available on the website of the Bank:**

<http://www.nbb.be>

Individual copies are also available on request to:

**NATIONAL BANK OF BELGIUM**  
Documentation Service  
boulevard de Berlaimont 14  
BE - 1000 Brussels

Imprint: Responsibility according to the Belgian law: Jean Hilgers, Member of the Board of Directors, National Bank of Belgium.

Copyright © fotostockdirect - goodshoot  
gettyimages - digitalvision  
gettyimages - photodisc  
National Bank of Belgium

Reproduction for educational and non-commercial purposes is permitted provided that the source is acknowledged.  
ISSN: 1375-680X

## Abstract

For quite a long time, network industries used to be regarded as (natural) monopolies. This was due to these industries having some special characteristics. Network externalities and economies of scale in particular justified the (natural) monopoly thesis. Recently, however, a trend towards deregulation of such industries has been observed. This trend started with the successful introduction of competition in the telecommunications sector. The main reason behind this success is that the economies of scale have disappeared as a result of emerging new technologies. The successful deregulation in telecommunications is in line with micro-economic theory, which predicts an increase in efficiency and lower prices when markets are opened up to competition.

The success in the telecommunications sector is often used as an argument for opening up other network industries to competition as well. In this paper we analyse whether this reasoning can be transposed to the electricity sector. It is argued that the two sectors, electricity and telecommunications, are similar in that they are both network industries which used to be characterised by economies of scale, and that technological progress might have put an end to this scale effect. There are however certain differences. Firstly, technological progress on the supply side was accompanied by a strong growth in demand in the telecommunications sector. This demand side effect is absent in electricity. Moreover, due to physical characteristics, the electricity sector seems to be more complicated: in order to introduce competition in the sector, it has to be split up into subsectors (production, transmission, distribution and supply). Competition is introduced in production and supply, transmission and distribution remain monopolies. This splitting up creates a new kind of costs, the so-called transaction costs.

The paper is centered around two issues: (a) are the basic assumptions behind the theoretical model of the perfectly free market met in the deregulated subsectors? and (b) do the transaction costs (partly) offset possible price decreases in competitive segments ?

There is no hard evidence that the hypotheses behind the theoretical model are met in the electricity sector, and there are strong indications that these transaction costs might be substantial. Moreover, in addition to the deregulation process, the electricity sector is also subject to other changes such as the internalisation of externalities (see the Kyoto protocol) and the debate on nuclear energy. These elements could exert an upward pressure on prices. Since electricity is ubiquitous, the deregulation process should be closely monitored.

JEL Classification: D23, D41, D42, D43, D62, L12, L13, L94, L96.

Key words: Welfare economics; market structure and pricing; organizational behaviour, transaction costs, property rights, Electric Utilities, Telecommunications.



## TABLE OF CONTENTS

<b>Introduction .....</b>	<b>1</b>
<b>1. Aspects théoriques de la libéralisation .....</b>	<b>2</b>
1.1. La théorie microéconomique néoclassique .....	2
1.2. Critique.....	3
1.3. Désintégration verticale et coûts de transaction.....	5
<b>2. Le secteur de l'électricité: caractéristiques spécifiques dans le cadre du débat sur la libéralisation .....</b>	<b>6</b>
2.1. Introduction: quelques notions.....	6
2.2. La libéralisation dans le secteur des télécommunications .....	9
2.3. Vente (livraison) et consommation .....	11
2.4. Production.....	14
2.4.1. Structure des coûts de la production d'électricité .....	14
2.4.2. L'équilibre permanent entre l'offre et la demande.....	18
2.4.3. Renforcement de l'incertitude et investissements.....	20
2.5. Transport et distribution .....	21
2.6. Le Régulateur .....	25
2.7. La coordination en vue d'une meilleure fiabilité .....	25
2.7.1. Le besoin de coordination .....	25
2.7.2. L'organisation des marchés .....	26
<b>Conclusion.....</b>	<b>29</b>
<b>Bibliographie .....</b>	<b>32</b>



# La libéralisation des industries de réseau : le secteur de l'électricité fait-il exception à la règle ?

F. Coppens  
D. Vivet

## Introduction

La libéralisation des industries de réseau en Europe peut incontestablement être considérée comme l'une des évolutions économiques majeures depuis la création du marché unique. Ce processus suscite de vives discussions et soulève également de nombreuses questions. La complexité des secteurs concernés n'y est bien entendu pas étrangère, en particulier dans le cas du secteur de l'électricité.

Le présent article tente d'expliquer la problématique de la libéralisation du secteur de l'électricité au lecteur non spécialisé. Les spécificités du secteur sont analysées dans le cadre de la libéralisation du marché de l'électricité et de ses effets éventuels. Le lecteur remarquera que les données concernent pour la plupart le contexte belge ; elles servent uniquement à expliciter certaines notions et doivent donc simplement être considérées à titre d'exemples. L'article entend proposer une analyse générale du secteur de l'électricité, sans tenir compte de la situation d'une région déterminée. Par la suite, d'autres articles, à paraître, analyseront plus en profondeur des situations concrètes (comme la Directive européenne sur l'électricité et sa transposition en droit belge, une analyse détaillée du secteur de l'électricité en Belgique, etc.).

Le premier chapitre présente de façon très sommaire certains aspects des paradigmes économiques sur lesquels se fondent le concept de libéralisation et sa critique. Ce chapitre théorique se veut un bref rappel des notions économiques pertinentes. Ces notions sont connues des lecteurs ayant une formation en économie. Par contre, les lecteurs qui ne disposent d'aucun bagage économique sont invités à en parcourir les grandes lignes afin de se familiariser avec des concepts tels que les courbes de coûts, les coûts marginaux, les marchés libéralisés, les coûts de transaction, etc.

Le deuxième chapitre examine les caractéristiques spécifiques du secteur de l'électricité et cherche à déterminer si ces spécificités sont conciliables avec la libéralisation du secteur. Pour avoir une vision claire de la question, ces caractéristiques sont souvent comparées à celles du secteur des télécommunications, déjà libéralisé dans la plupart des pays. Enfin, la conclusion reprend les principaux résultats de l'étude. Plusieurs encadrés sont destinés à fournir au lecteur peu familiarisé avec certains concepts techniques des informations suffisantes pour être en mesure de suivre le raisonnement tenu.

# 1. Aspects théoriques de la libéralisation

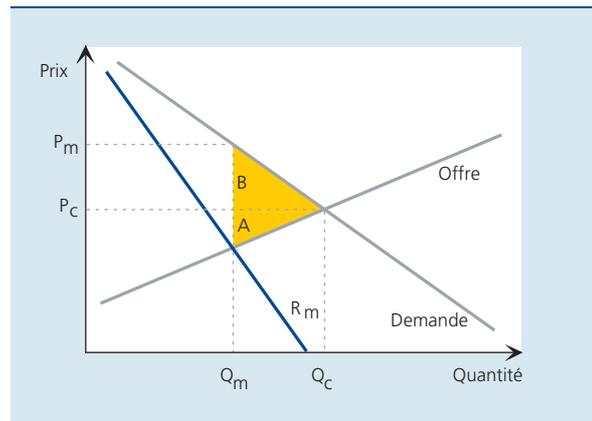
## 1.1 La théorie microéconomique néoclassique

Selon la théorie microéconomique néoclassique<sup>(1)</sup>, dans un marché libéralisé, l'équilibre est atteint lorsque le prix est égal au coût de production marginal. En revanche, en situation de monopole, le prix d'équilibre est supérieur au coût marginal. Le prix sur un marché monopolistique est donc plus élevé et la demande plus faible. Cette différence entre les deux types de marché s'explique en grande partie par le constat selon lequel dans un marché en concurrence parfaite, le prix est considéré comme une donnée pour le producteur, tandis que sur un marché monopolistique, le producteur peut influencer le niveau des prix.

Le graphique 1 illustre les deux types de marché. Sur le marché libéralisé, l'équilibre est atteint au niveau du prix  $P_c$  qui correspond à la quantité produite  $Q_c$  c'est-à-dire à l'intersection des courbes d'offre et de demande. Sur le marché monopolistique, l'équilibre se situe à l'intersection du prix  $P_m$  et de la quantité  $Q_m$ . Ces deux situations d'équilibre se basent sur l'égalité des revenus marginaux et des coûts marginaux, où le bénéfice des entreprises est donc maximal<sup>(2)</sup>. Pour la raison énoncée ci-dessous, le point d'équilibre des deux marchés n'est toutefois pas identique. En situation de concurrence, les revenus marginaux sont toujours égaux au prix du marché étant donné que celui-ci, comme cela a été indiqué ci-dessus, est toujours imposé aux entreprises: pour chaque unité supplémentaire vendue, une entreprise réalise des revenus supplémentaires correspondant au prix du marché  $P_c$ . En situation de monopole, par contre, les revenus marginaux diminuent au fur et à mesure que la production augmente. Lorsque le monopoleur vend une unité supplémentaire, ses revenus marginaux sont déterminés par deux éléments: d'une part, les revenus augmentent du prix demandé pour cette unité, mais d'autre part, ils baissent car le prix du reste de la production correspond au prix (inférieur) de la dernière unité vendue<sup>(3)</sup>. Les revenus marginaux du monopole sont représentés par la courbe  $R_m$ .

Du fait de cette situation, le monopole débouche sur une allocation économique inefficace ou sur l'inefficacité au sens de Pareto. Un marché est optimal au sens de Pareto lorsqu'il est impossible d'améliorer la situation d'un agent économique sans dégrader la situation d'un autre agent économique. Ce n'est pas le cas pour le monopole. Pour pouvoir le démontrer, on fait référence à la signification des courbes d'offre et de demande. La courbe de demande indique le prix maximum que les consommateurs sont disposés à payer pour une quantité donnée. La courbe

GRAPHIQUE 1 L'ALLOCATION INEFFICACE DU MONOPOLE



d'offre indique le prix minimum, égal aux coûts marginaux, que les producteurs souhaiteraient recevoir pour une production donnée.

Le graphique 1 montre que si la production augmentait à partir du point d'équilibre du marché monopolistique ( $Q_m, P_m$ ), les consommateurs seraient disposés à payer un prix supérieur au prix minimum souhaité par les producteurs, étant donné que la courbe de demande se situe en ce point au-dessus de la courbe d'offre. Ce constat vaut pour tous les niveaux de production entre  $Q_m$  et  $Q_c$ . En augmentant la production de  $Q_m$  à  $Q_c$ , il serait possible de parvenir à des améliorations au sens de Pareto, étant donné que pour chaque prix compris entre la courbe d'offre et la courbe de demande, la satisfaction de certains agents économiques augmenterait sans nuire à celle des autres agents. En revanche, au-dessus de  $Q_c$ , une amélioration au sens de Pareto n'est plus possible: contrairement au monopole, la libre concurrence représente donc un marché efficace. De plus, il est facile de montrer que l'accroissement du bien-être propre à la libre concurrence équivaut à la somme des surfaces A et B.

Ce raisonnement est le principal fondement théorique des politiques axées sur la libéralisation, élaborées ces dernières années dans l'Union européenne. Comme dans la théorie de la main invisible d'Adam Smith, il renvoie à l'idée selon laquelle laisser jouer le libre marché permet d'obtenir la meilleure allocation des ressources. Cette logique soulève cependant des objections qui portent plus particulièrement sur ses hypothèses de base. Ces objections sont étudiées dans le point suivant.

(1) Voir notamment les ouvrages suivants: Carlton D. et Perloff J. (1990), Cohen S.I. (2001) et Varian H. (2003).

(2) Les revenus marginaux sont les revenus supplémentaires réalisés par une entreprise lorsqu'elle augmente sa production d'une unité. Les coûts marginaux sont les coûts supplémentaires qu'une entreprise doit supporter lorsqu'elle accroît sa production d'une unité.

(3) Ce raisonnement est détaillé dans Varian H. (2003).

## 1.2 Critique

La concurrence parfaite repose sur un certain nombre d'hypothèses :

- *Le marché fixe le prix* : les producteurs et les consommateurs ne peuvent pas influencer le prix. Cette condition est notamment remplie lorsque les producteurs et les consommateurs sont très nombreux ;
- *L'information est parfaite* : producteurs et consommateurs disposent de toutes les informations utiles concernant le fonctionnement du marché ;
- *Le produit vendu est homogène* : tous les producteurs vendent un produit identique ;
- *L'accès et la sortie du marché sont libres* : les entreprises peuvent accéder au marché et le quitter sans frais particuliers.

Dans la pratique, ces conditions sont très rarement remplies. La plupart des marchés se situent entre deux extrêmes : la libre concurrence et le monopole.

Lorsque la première condition n'est pas remplie, c'est généralement parce que le marché est un oligopole, ce qui signifie que seuls quelques concurrents y sont actifs. Dans un oligopole, il est fréquent que l'un des concurrents, généralement la plus grosse entreprise, dispose d'un pouvoir de marché (ou pouvoir de monopole) et puisse dès lors imposer un prix supérieur au prix concurrentiel. Une entreprise peut par exemple disposer d'un pouvoir de marché parce que sa production est moins coûteuse que celle de ses concurrents ou parce que la qualité de son produit est meilleure. Lors de la fixation de leur prix, les autres entreprises devront tenir compte du comportement de l'entreprise dominante. Dans le secteur de la production d'électricité, par exemple, la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) a publié en 2001 une étude consacrée aux problèmes relatifs au pouvoir de marché<sup>(1)</sup>.

La condition de l'information parfaite est plus ou moins remplie en fonction du marché. Le manque d'information fait naître des incertitudes qui entravent le fonctionnement optimal du marché, ce qui se traduit par une hausse des prix ou une baisse de la qualité des produits. Les agents économiques sont en quête d'informations, mais cette quête a un prix (en temps et/ou en argent). Lorsqu'ils considèrent que ce prix est supérieur à la pertinence de l'information, ils cessent leurs recherches et effectuent leur choix en fonction des données disponibles. Lorsque l'information est insuffisante, les agents qui ont une aversion pour le risque ont tendance à ne pas modifier leurs choix antérieurs. Dans le cadre d'une libéralisation, ceci explique, par exemple, pourquoi, du moins dans une première phase, les consommateurs ne préfèrent pas nécessairement les produits moins chers d'un

nouveau concurrent. L'incertitude influence par ailleurs le comportement des entreprises qui peuvent différer leurs investissements en attendant de disposer de plus amples informations sur les perspectives d'avenir<sup>(2)</sup>.

La situation dans laquelle la condition d'homogénéité n'est pas remplie est qualifiée de concurrence monopolistique. Sur un marché de ce type, chaque entreprise vend un produit qui diffère dans une certaine mesure des produits de ses concurrents (c'est en tout cas l'impression des consommateurs). Ces différences confèrent aux entreprises un certain pouvoir de marché. Si une entreprise augmente son prix, elle ne perdra pas tous ses clients. Ceux-ci estiment en effet que les produits d'autres entreprises ne peuvent pas remplacer parfaitement le produit de l'entreprise en question. Les exemples de concurrence monopolistique sont très nombreux et variés.

La liberté d'accéder à un marché et de le quitter est également une condition rarement remplie dans la pratique. Sur de nombreux marchés, il existe des barrières à l'entrée, c'est-à-dire des obstacles qui compliquent ou ralentissent l'arrivée de nouveaux concurrents. Parmi ces obstacles citons les avantages en termes de coûts dont bénéficient les entreprises en place, l'existence d'économies d'échelle qui rendent nécessaires des investissements considérables de la part des nouveaux agents qui veulent accéder au marché, et des prescriptions ou restrictions spécifiques. Étant donné qu'elles limitent la concurrence à la source, les barrières à l'entrée permettent aux entreprises en place d'augmenter leur prix sans devoir tenir compte de l'arrivée de nouveaux concurrents. Les entreprises d'utilité publique, par exemple, sont traditionnellement confrontées à des barrières considérables, en particulier en ce qui concerne l'accès au réseau et l'existence d'économies d'échelle<sup>(3)</sup>. Enfin, il convient de remarquer que conformément à la théorie des marchés contestables, un marché peut fonctionner de façon concurrentielle avec un nombre limité de producteurs. Lorsqu'un marché est contestable, c'est-à-dire lorsque de nouveaux agents économiques menacent d'y entrer, les entreprises se voient contraintes d'appliquer le prix concurrentiel. Si elles appliquaient un prix plus élevé, de nouveaux concurrents rejoindraient immédiatement le marché<sup>(4)</sup>.

Cette analyse des hypothèses montre que la concurrence parfaite est en réalité très rare : elle doit avant tout être considérée comme un cadre de référence pour l'évaluation d'autres types de marché. Dans le cas de la libéralisation

(1) CREG (2001b).

(2) Voir Dixit A. et Pindyck R. (1994).

(3) Voir Pénard T. (2002).

(4) Voir Baumol W., Panzar J. et Willig R. (1982).

d'un monopole, l'objectif réel ne consiste par conséquent jamais à atteindre la situation optimale, mais plutôt à s'en approcher. Si les conditions ne sont manifestement pas remplies, il se peut en effet que l'augmentation de l'efficacité ne compense pas les coûts associés à la régulation et à la correction des imperfections du marché.

La plupart des économistes estiment d'ailleurs que dans certaines situations, lorsque le marché est déficient, une allocation efficace des ressources n'est plus possible. Les causes les plus fréquentes de dysfonctionnement du marché sont les monopoles naturels et les effets externes.

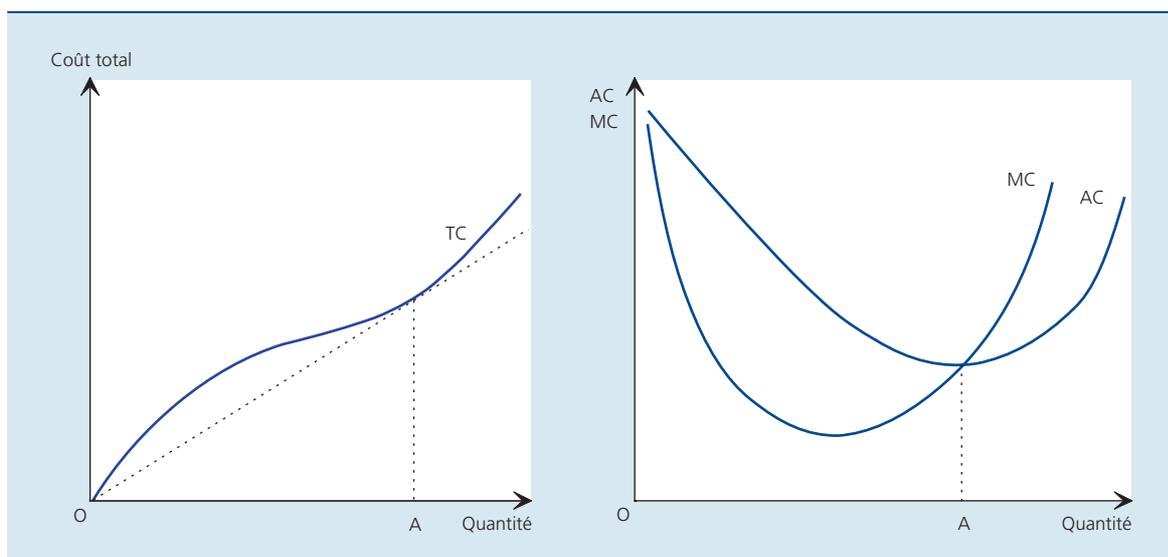
Il est question de monopole naturel lorsque les coûts de production moyens baissent de façon continue au fur et à mesure que la quantité produite augmente. Les coûts de production totaux du marché sont toujours moins élevés lorsqu'une seule entreprise produit les biens. C'est dans le secteur des entreprises d'utilité publique qu'on rencontre le plus de monopoles naturels, parce que les coûts fixes y sont très élevés et les coûts marginaux très faibles (voir également encadré 1).

## Encadré 1 – Les courbes de coûts

La théorie microéconomique considère que les courbes des coûts moyens et des coûts marginaux sont en forme de U. Cette caractéristique résulte de l'hypothèse selon laquelle une entreprise, au fur et à mesure de son développement, enregistre un rendement d'échelle qui croît dans un premier temps, stagne ensuite et finalement baisse (à technologie constante). Cette hypothèse est illustrée dans le graphique I qui montre d'une part l'évolution des coûts de production totaux (TC) et, d'autre part, l'évolution des coûts moyens (AC) et marginaux (MC). Pour un niveau de production donné, le montant des coûts moyens est déterminé par la pente de la droite qui passe par l'origine des axes et par le point sur la courbe des coûts totaux. L'évolution des coûts marginaux est quant à elle dérivée de l'évolution de la pente de la tangente à chaque point de la courbe des coûts totaux.

L'hypothèse relative à l'évolution des coûts est empruntée au raisonnement économique suivant. Lorsque l'activité d'une entreprise se développe, celle-ci peut employer plus efficacement ses collaborateurs en les spécialisant ou en utilisant les matières premières de façon plus rationnelle. L'entreprise est alors dans une phase de rendements d'échelle croissants: la production augmente plus rapidement que les coûts de production, ce qui implique une réduction du coût moyen. Cette phase correspond à l'intervalle de production OA dans le graphique I. Les

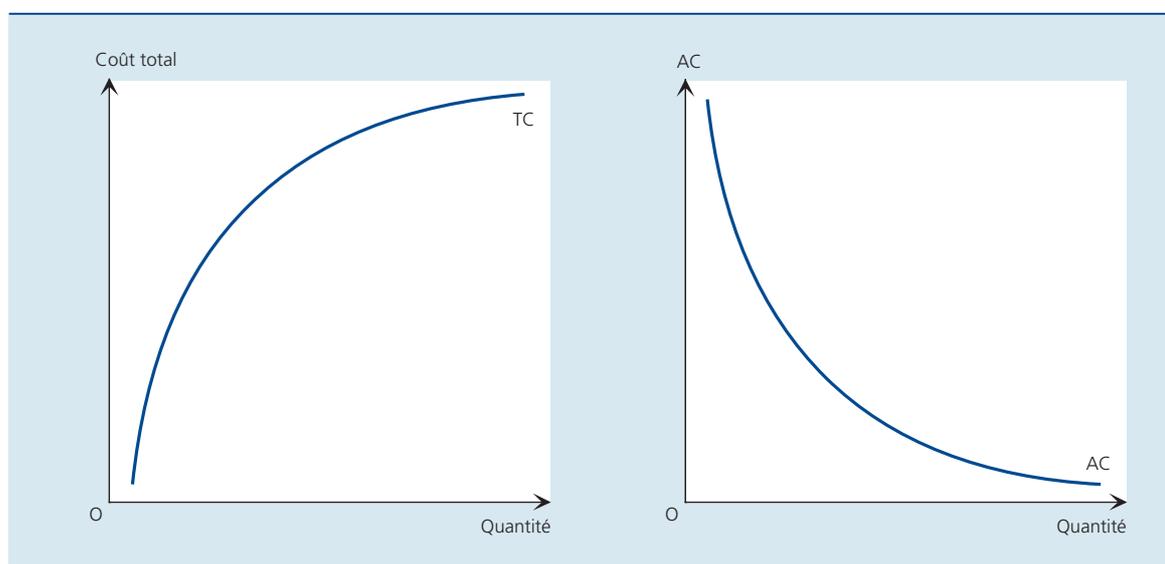
GRAPHIQUE I STRUCTURE DES COÛTS EN FORME DE U



avantages liés au développement de l'entreprise ne sont toutefois pas illimités. À partir d'un certain point, des problèmes se posent au niveau de l'organisation du travail ou de l'échange d'informations. Lorsque ces inconvénients prennent le pas sur les avantages, l'entreprise entre dans une phase de rendements d'échelle décroissants: les coûts augmentent plus rapidement que la production, ce qui entraîne une hausse du coût moyen. Au-delà du point A dans le graphique I, cette phase concerne tous les niveaux de production.

Le monopole naturel constitue une exception à l'hypothèse des coûts. En situation de monopole naturel, les coûts moyens continuent de baisser au fur et à mesure que la production augmente: les rendements d'échelle continuent de croître. Contrairement à l'hypothèse classique des courbes de coûts en forme de U, les coûts moyens ont la forme d'une courbe décroissante, comme le montre le graphique II.

**GRAPHIQUE II** STRUCTURE DES COÛTS D'UN MONOPOLE NATUREL



Il est question d'effets externes lorsque l'activité d'un agent économique entraîne des avantages (effets externes positifs) ou des coûts (effets externes négatifs) pour d'autres agents. Le fournisseur-producteur ne tient pas compte de ces coûts. La pollution (effet externe négatif) est l'exemple d'effet externe le plus souvent cité. Dans le cas des secteurs industriels polluants, par exemple, le producteur facture uniquement ses propres coûts de production, alors qu'il est également question de coûts externes, tels que les coûts relatifs à l'assainissement des rivières, au réchauffement de la planète ou aux soins de santé pour les habitants victimes de la pollution atmosphérique.

Enfin, il convient de remarquer que *l'optimum de Pareto n'est pas une garantie de répartition équitable des richesses*: un marché efficace peut être un marché inéquitable. Des chercheurs ont même montré qu'une économie basée sur l'esclavage peut être efficace au sens de Pareto<sup>(1)</sup>. Partant de ce constat, les pouvoirs publics interviennent

et imposent des services publics aux entreprises, comme l'obligation d'approvisionner tous les consommateurs à un prix raisonnable (service universel). De façon plus générale, certains économistes, comme J. Stiglitz, prix Nobel en 2001, sont opposés à une utilisation trop systématique du marché, dont ils dénoncent les excès<sup>(2)</sup>.

### 1.3 Désintégration verticale et coûts de transaction

La fourniture d'électricité au consommateur final s'effectue en quatre phases (ce point est analysé en détail dans le chapitre suivant): production, transport, distribution et vente. Lors des phases de transport et de distribution, la concurrence est exclue en raison de leurs caractéristiques

(1) Bergstrom T. (1971).

(2) Voir par exemple Stiglitz J. (2003).

de monopole naturel et de l'existence d'externalités de réseau. Dans le cadre de sa libéralisation, le secteur de l'électricité doit donc faire l'objet d'une désintégration verticale pour séparer les segments non concurrentiels (transport et distribution) des segments potentiellement concurrentiels (production et vente). Cette désintégration verticale engendre des coûts de transaction entre les différents segments, coûts qui sont inévitables lorsque l'on organise un marché où on vend et achète<sup>(1)</sup>.

Schématiquement, d'après la théorie des coûts de transaction, chaque transaction peut être exécutée suivant deux méthodes: en interne au sein d'une entreprise ou en externe sur le marché. Entre ces deux extrêmes, il existe de nombreux cas hybrides, comme les contrats à durée déterminée ou les alliances. Chaque méthode peut être appliquée à certaines transactions, à condition qu'elle permette de limiter les coûts de transaction. Lorsque les coûts de transaction internes sont inférieurs aux coûts du marché, ou inversement, les entreprises décident d'exécuter elles-mêmes certaines activités ou de recourir au marché.

Les coûts de transaction sur le marché comprennent plus particulièrement les coûts liés à la collecte d'informations, à la négociation, à l'exécution et, éventuellement, à la coordination des contrats, ainsi que les coûts de la surveillance du marché par un organisme indépendant. Les coûts de transaction afférents à la gestion interne englobent principalement les coûts de contrôle et de coordination du personnel. Le montant des coûts est proportionnel à l'importance de l'entreprise et à l'intensité des interactions entre travailleurs.

Théoriquement, *l'intégration verticale des activités est souhaitable lorsque les coûts de transaction du marché sont supérieurs à ceux de la gestion interne*. C'est généralement le cas lorsque :

- la transaction se rapporte à un *actif spécifique*, c'est-à-dire un bien ou un service spécialement produit pour répondre aux besoins spécifiques d'un nombre restreint de clients. Cette situation fragilise le client et le fournisseur ;
- la transaction est associée à un *échange d'informations* : dans ce cas, le risque existe que l'une des parties ne respecte pas tous ses engagements, ce qui est difficile à contrôler ;
- la transaction est entachée d'*incertitude* : dans ce cas, il est difficile de trouver une manière équilibrée d'adapter le contrat aux évolutions futures, ce qui peut impliquer un surcroît de risque pour l'une des parties ;
- la transaction *exige une coordination* intensive, nécessitant par exemple la création d'une instance de coordination.

Comme le souligne P. Joskow, il faut comparer, d'une part, les bénéfices liés à la libéralisation dans certains segments du secteur avec, d'autre part, l'augmentation éventuelle des coûts de transaction suite à la désintégration verticale<sup>(2)</sup>. La deuxième partie de l'article montre que cette augmentation des coûts de transaction, même si elle n'est pas quantifiable faute de données suffisantes, peut être considérable.

## 2. Le secteur de l'électricité : caractéristiques spécifiques dans le cadre du débat sur la libéralisation

### 2.1 Introduction : quelques notions

Le premier chapitre du présent article a traité du contexte théorique et des raisons d'être de l'introduction de marchés libéralisés. D'une part, la théorie montre que la concurrence est source d'efficacité et de baisse des prix. D'autre part, on remarque que le modèle théorique repose sur un grand nombre d'hypothèses sous-jacentes et que ce paradigme ne se présente jamais dans la réalité. En outre, les observations économiques les plus récentes indiquent que la libéralisation d'un marché, selon la manière dont elle est mise en œuvre, pourrait générer de nouveaux coûts et ne pas entraîner nécessairement des réductions de prix.

Le présent chapitre examine plus en détail certaines caractéristiques spécifiques du secteur de l'électricité. Chacune d'entre elles se retrouve indubitablement dans d'autres branches d'activité, mais leur combinaison et leur interaction font du secteur de l'électricité une branche particulière. Il s'ensuit que certaines hypothèses de base du modèle théorique du marché libéralisé ne sont que partiellement vérifiées. En outre, la scission d'une entreprise verticalement intégrée implique des coûts de transaction supplémentaires.

Enfin, dans la mesure où le débat entre les partisans et les adversaires de la libéralisation se nourrit souvent d'expériences tirées du secteur des télécommunications, les caractéristiques spécifiques du secteur de l'électricité seront autant que possible abordées du point de vue des similitudes et des différences par rapport à la branche des télécommunications.

(1) L'analyse théorique des coûts de transaction et de la désintégration verticale est dominée par les travaux de R. Coase et O. Williamson. Voir par exemple Coase R. (1937) et Williamson O. (1975).

(2) Joskow P. (2002).

La déréglementation du secteur de l'électricité se fonde sur une scission du secteur en quatre segments principaux :

1. La production d'électricité.
2. Le transport d'électricité par le réseau de haute tension.
3. La distribution d'électricité par le réseau de basse et de moyenne tension.
4. La vente d'électricité aux utilisateurs finals.

On considère généralement que le transport et la distribution doivent rester des monopoles, alors que la production et la vente peuvent être libéralisées. Afin d'exclure la concurrence déloyale, les segments monopolistiques doivent être clairement séparés des segments libéralisés.

Les monopoles restants ont besoin d'une instance de réglementation qui supervise, conjointement avec les autorités de la concurrence, la concurrence dans les segments libéralisés. À savoir :

5. Le régulateur du secteur de l'électricité.

Ce chapitre-ci fait apparaître les raisons pour lesquelles un régulateur spécifique au secteur est nécessaire. Il montre en outre que, pour la fiabilité du système, une instance de coordination s'impose, notamment :

6. Le gestionnaire de système indépendant responsable de la coordination.

La présence d'un *gestionnaire de système indépendant* pour le secteur de l'électricité découle du besoin de coordination entre les différents acteurs de ce secteur. Cette coordination est nécessaire parce qu'il n'y a aucun lien direct entre le producteur et le consommateur, et que la stabilité de l'ensemble du système ne peut dès lors être garantie que moyennant la collaboration de tous les producteurs (cet aspect est expliqué aux paragraphes 2.3 à 2.7). Comme on l'a signalé précédemment, le prix formé sur un marché libéralisé devrait inclure les incitants nécessaires pour assurer cette coordination. La présence d'un gestionnaire de système constitue dès lors déjà un signe que le marché libéralisé présente certaines déficiences.

Enfin, il y a lieu de prévoir un mécanisme de formation des prix sur les segments libéralisés :

7. Le mécanisme des prix et les instruments dérivés.

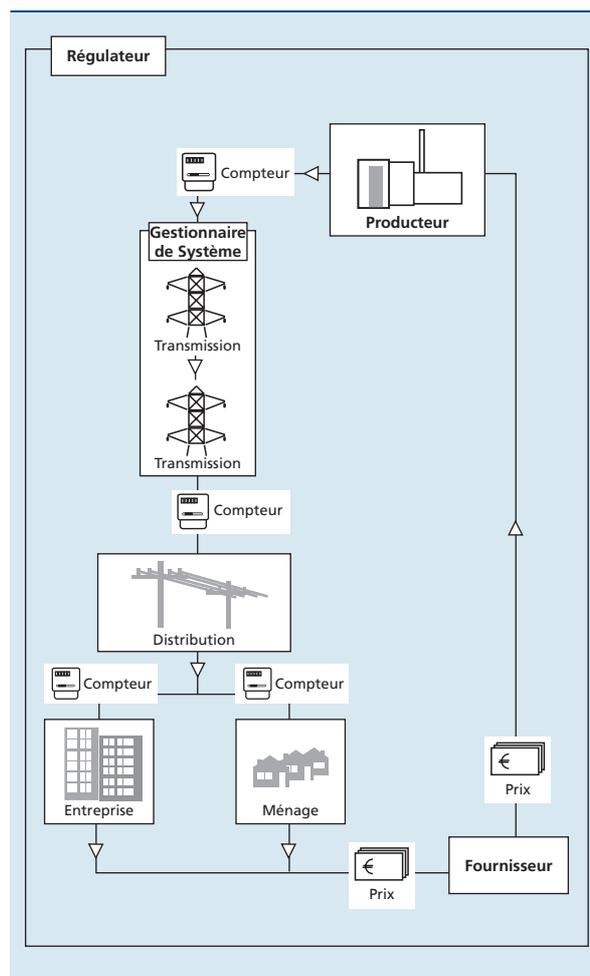
Il convient de remarquer que, à l'exclusion du point 7, toutes ces fonctions sont également remplies dans une entreprise verticalement intégrée. Au sein d'une entreprise intégrée verticalement, le processus de décision interne

garantit que toutes ces fonctions sont en adéquation. La scission en sous-segments exige un nouveau mécanisme de coordination. Sur le marché libéralisé, il s'agit bien sûr du mécanisme des prix.

Les caractéristiques physiques de l'approvisionnement en électricité imposent des exigences à ce mécanisme des prix (cf. paragraphe 2.7.2). Le remplacement du processus de décision interne par un mécanisme de marché et le besoin de coordination du système exigent d'intenses échanges d'informations, et donc des coûts de transaction supplémentaires. Comme on l'a déjà fait remarquer, il est possible que ces coûts de transaction compensent en partie les éventuelles baisses de prix sur les segments libéralisés.

Le schéma 1 présente cette structure de manière simplifiée.

**SCHÉMA 1** STRUCTURE DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ APRÈS LA LIBÉRALISATION



Un consommateur (ménage ou entreprise) passe un contrat avec un fournisseur d'électricité pour l'approvisionnement en électricité pendant une période donnée. Le consommateur est libre de choisir le fournisseur. On se situe dès lors dans un cadre de marché.

Le fournisseur doit à son tour acheter l'électricité auprès d'un producteur d'électricité. Pour ce faire, il passe directement un contrat avec un producteur, ou il s'adresse à une bourse d'électricité<sup>(1)</sup>.

La production et la consommation sont rarement localisées au même endroit. L'électricité produite doit donc être livrée au consommateur via les réseaux de transport et de distribution.

Les frais de transport sont facturés au consommateur.

Pour disposer de suffisamment d'informations aux fins d'une facturation correcte, des compteurs doivent être intégrés au réseau.

L'encadré 2 présente une adaptation du schéma 1 au contexte belge.

(1) Il s'agit d'une situation quelque peu simplifiée, notamment parce que certains gros consommateurs sont directement connectés au réseau haute tension. En outre, certaines caractéristiques de l'approvisionnement en électricité font en sorte que plusieurs marchés sont nécessaires (à 24 h, en temps réel, etc.). Cet aspect est abordé plus en détail dans la suite de l'article.

## Encadré 2 – La libéralisation du secteur de l'électricité en Belgique

La transposition en droit belge de la directive européenne 96/92/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a interprété comme suit les sous-segments mentionnés ci-dessous.

- La production: à l'instar de la plupart des États membres, la Belgique a opté pour un système de licences. Les licences sont accordées par le ministre fédéral compétent en matière d'énergie. Les trois principaux producteurs belges sont Électrabel, SPE et EDF<sup>(1)</sup>.
- Le transport de l'électricité: une distinction est opérée entre le réseau de transport (haute tension) et le réseau de distribution (moyenne et basse tension).  
La gestion de l'infrastructure de transport est confiée à une société anonyme nouvellement constituée, Elia Assets. Cette entreprise est donc responsable de l'élargissement et de l'entretien du réseau de haute tension. La gestion opérationnelle du réseau, en particulier l'adéquation de la demande à l'offre et l'évitement des surcharges, est confiée à Elia Systems Operator, qui est responsable de la coordination des actions des producteurs et des consommateurs.  
Le réseau de distribution est sous la responsabilité des intercommunales (pures ou mixtes) et des régies. Elles assument la gestion du réseau de distribution physique.
- La livraison: avant la libéralisation, les communes disposaient d'un droit de monopole en ce qui concerne la livraison d'électricité sur leur territoire. La directive prévoit la libéralisation progressive du marché en fonction de la consommation annuelle. La fourniture d'électricité aux ménages et aux PME est toutefois une matière régionale et, lors de la transposition en droit belge de la directive, les Régions ont opté pour un cadre de mise en œuvre différent. En Région flamande, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2003, chaque consommateur est libre de choisir son fournisseur. Les Régions wallonne et bruxelloise n'ont pas encore fixé de date officielle mais, en vertu de la directive, tous les consommateurs devraient aussi y être libres de choisir leur fournisseur au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2007<sup>(2)</sup>.  
Les fournisseurs ayant obtenu une licence de fourniture en Flandre sont notamment Electrabel Customer Solutions, Nuon, Essent, Luminus, etc.
- Le régulateur: au niveau fédéral, cette tâche est confiée à la CREG (Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz). La CREG conseille le pouvoir fédéral.  
En outre, un régulateur est prévu dans chaque Région. Les régulateurs régionaux assument eux aussi la mission de conseil comme celle de surveillance. Pour la Flandre, il s'agit de la VREG (Vlaamse Commissie voor Regulering van Elektriciteit en Gas); pour la Wallonie, c'est la CWaPE (Commission Wallonne pour l'Énergie); pour Bruxelles, enfin, c'est l'IBGE (Institut Bruxellois pour la Gestion de l'Environnement).

(1) EDF détient, par sa filiale belge Semobis, 50 p.c. – soit 481 MW – de la centrale de Tihange 1.

(2) La libéralisation pour les grandes entreprises a débuté au 01.01.2003.

Les régulateurs régionaux sont également chargés de promouvoir l'électricité produite à partir de sources renouvelables au travers du mécanisme des certificats d'électricité verte.

- La formation des prix: en Belgique, celle-ci repose essentiellement sur des contrats bilatéraux. On parle également de créer une bourse d'électricité dont Elia serait le principal actionnaire. APX (la bourse néerlandaise) et Powernext (la bourse d'électricité française) en seraient des actionnaires minoritaires.

Avant de présenter en détail toutes les instances, on évoque brièvement au paragraphe suivant la libéralisation du secteur des télécommunications, qui est le secteur de référence de cette étude. L'objectif est de pouvoir ensuite bien évaluer les différences et les similitudes par rapport au secteur de l'électricité.

## 2.2 La libéralisation dans le secteur des télécommunications

La structure de la branche des télécommunications est moins complexe que celle du secteur de l'électricité. Un appareil relativement simple (téléphone, fax, PC, GSM) est connecté à un second appareil par le truchement d'un réseau de communication. Les appareils sont identifiables au moyen d'un numéro.

Les activités de la branche des télécommunications consistent à établir et à entretenir une infrastructure de communication (câbles téléphoniques, centraux de connexion, pylones GSM, etc.) permettant différents services (conversation, sms, transmission de données, etc.).

Dans la mesure où les télécommunications sont un service, il n'y a *pas de segment de production*. La transmission et la distribution du secteur de l'électricité coïncident avec l'infrastructure des réseaux de télécommunication. Les services qui ont recours à cette infrastructure des réseaux peuvent en effet être comparés à la fourniture d'électricité aux utilisateurs finals.

Contrairement à ce qui se passe dans le secteur de l'électricité, *non seulement* la vente de services a été libéralisée, mais la *concurrence a été introduite dans les infrastructures des réseaux*<sup>(1)</sup>. Au sein du secteur des télécommunications, plusieurs infrastructures des réseaux coexistent.

En Belgique, Proximus, Base et Mobistar sont, entre autres, des opérateurs de réseaux mobiles. Pour la téléphonie fixe, il s'agit, entre autres, de Belgacom, Telenet, Codenet et British Telecom.

Les infrastructures des différents opérateurs sont reliées entre elles, de sorte que les clients d'un opérateur donné peuvent entrer en contact avec les clients des autres opérateurs de réseau. Techniquement parlant, l'interconnexion des réseaux de télécommunication est relativement simple<sup>(2)</sup> (ci-dessous, il est démontré que cela n'est pas le cas pour la transmission d'électricité).

Le régulateur fixe les tarifs des communications (que l'on appelle également tarifs de terminaison) entre les différents opérateurs.

La plupart des fournisseurs de services de télécommunication disposent de leur propre infrastructure, parfois modeste. Surtout dans les grandes villes et dans les parcs industriels, on trouve des câbles de plusieurs opérateurs. Il va de soi que, pour des raisons historiques, l'ancien monopoleur (en Belgique, il s'agit de Belgacom) est favorisé par rapport aux nouveaux venus. En raison du plus grand taux de couverture de son réseau, il peut mieux profiter de l'effet dit de réseau (plus le nombre de clients est élevé, plus l'utilité est élevée pour un nouveau client). Cet avantage de réseau est quelque peu<sup>(3)</sup> limité par l'interconnexion des réseaux de plusieurs opérateurs.

Ce plus grand taux de couverture implique en outre que chaque client, où qu'il habite, peut être connecté au réseau pour un coût relativement faible. Le haut degré de couverture de l'ancien monopoleur par rapport à celui des nouveaux venus est à l'origine du problème de la « boucle locale »: dans bon nombre de cas, un nouvel opérateur de réseau ne pourra donner accès à son réseau à ses nouveaux clients qu'en utilisant le réseau (ou une partie du réseau) de l'opérateur historique.

(1) La concurrence entre Belgacom et Telenet explique le succès de la technologie à large bande en Belgique. On peut se demander si le fait de confier l'infrastructure des réseaux à un opérateur indépendant (comme pour le secteur de l'électricité) aurait débouché sur le même succès.

(2) Par contre, la facturation de ces interconnexions génère différents problèmes. La raison en est le plus souvent l'asymétrie des informations entre l'opérateur et le régulateur. Le régulateur peut avoir des difficultés à estimer les coûts réels de l'interconnexion, ce qui donne lieu à des tarifs de terminaison trop élevés (cf. p. ex. BELTUG, « La libéralisation des télécommunications – le bilan des utilisateurs professionnels de télécommunications »).

(3) L'avantage de réseau ne disparaît pas entièrement en raison du niveau relativement élevé des tarifs d'interconnexion. Ainsi par exemple, les appels entre clients d'un même réseau mobile sont moins chers que ceux entre clients de réseaux mobiles différents.

On peut établir les analogies suivantes entre le secteur de l'électricité et celui des télécommunications :

<i>Électricité</i>	<i>Télécommunications</i>
production	–
transmission	infrastruct. de réseau
distribution	boucle locale
régulateur	régulateur
gestionnaire de système indépendant	–
livraison	service
formation des prix	formation des prix

Dans la branche des télécommunications, la concurrence a été introduite aux niveaux à la fois du service et de l'infrastructure des réseaux. Dans le secteur de l'électricité, la livraison et la production seulement ont été libéralisées.

Les réseaux de télécommunication (et la production d'électricité) se sont longtemps caractérisés par des économies d'échelle. Cette situation a changé à la suite des progrès technologiques. Ainsi, dans le domaine des télécommunications, de nouvelles techniques de multiplexage ont permis, moyennant des coûts supplémentaires relativement faibles<sup>(1)</sup>, d'accroître substantiellement la capacité et la rapidité du réseau. L'interconnexion relativement simple des différents réseaux est elle aussi une condition nécessaire (qui est remplie dans le cas du secteur des télécommunications) à l'introduction de la concurrence dans le segment de l'infrastructure.

De plus, les réseaux de télécommunication sont multifonctionnels. Ils sont utilisés pour la transmission des sons, des données et des images. La transmission de données a connu un énorme essor avec l'avènement de l'Internet. Outre une réduction des économies d'échelle, ces réseaux ont dès lors également enregistré une augmentation de volume.

L'efficacité d'un monopole dépend de l'ampleur des économies d'échelle (ce que l'on appelle l'échelle d'efficacité minimale ou EEM<sup>(2)</sup>) et du volume du marché.

La question de savoir si les économies d'échelle génèrent ou non un monopole naturel dépend de l'ampleur relative des économies d'échelle par rapport au volume du marché total ; si l'EEM est supérieure au marché, le monopole est efficace. À mesure que les débouchés s'élargissent, l'efficacité d'un monopole peut donc disparaître.

Il a déjà été souligné qu'un tel phénomène ne se produit pas dans le secteur de l'électricité<sup>(3)</sup>. Dans la mesure où le réseau de l'électricité n'a qu'une seule fonction, à savoir le transport de courant, et compte tenu des problèmes

d'interconnexion, dans la pratique, le marché ne s'est pas agrandi.

L'accroissement du volume sur les réseaux de télécommunication a, à coûts quasiment inchangés, également fait reculer substantiellement les coûts moyens.

Dans les télécommunications, la libéralisation est dès lors survenue dans le contexte d'améliorations technologiques à coûts réduits au niveau de l'offre, associées à une hausse de la demande à la suite de nouvelles applications. Ces deux effets combinés entraînent une réduction des coûts moyens.

Cette *conjonction des effets d'offre et de demande fait défaut dans le secteur de l'électricité*. L'introduction de nouvelles technologies chez les producteurs (centrales TGV) n'implique pas une augmentation du nombre d'applications. Il n'y a donc pas d'augmentation de la demande. Au contraire, dans le domaine de la production d'électricité, on a plutôt tendance, pour des raisons environnementales, à *freiner la demande*.

Enfin, il faut remarquer que, après les réseaux à large bande, la prochaine génération de réseaux de télécommunication est déjà en préparation (il s'agira du VDSL<sup>(4)</sup>, dont le débit sera environ dix fois plus élevé que celui de l'ADSL). Ces nouveaux réseaux rendront notamment possibles la télévision et la vidéo à la carte. Contrairement à la génération précédente, cette nouvelle infrastructure de réseaux exigera toutefois de très lourds investissements<sup>(5)</sup>. L'introduction de cette nouvelle technologie entraînera dès lors des coûts élevés. De nouvelles applications du côté de la demande peuvent donner lieu à une hausse de l'utilisation. La mesure dans laquelle cela fera baisser les coûts moyens (et donc les tarifs) dépendra de l'ampleur relative de ces deux effets. Il n'est donc pas certain que la libéralisation portera encore autant de fruits dans ce cas. Un producteur ne décidera en effet de procéder aux modernisations nécessaires que s'il est plus ou moins certain des débouchés futurs.

(1) La technologie à large bande de l'ADSL (Asymmetric Digital Subscriber Line) repose sur la paire de cuivre existante entre le central et l'utilisateur final. L'opérateur doit simplement placer un DSLAM (DSL Access Multiplexer) dans le central. L'utilisateur final doit disposer de ce que l'on appelle un filtre (pour séparer le signal vocal et le signal de données qui sont émis sur la même paire de cuivre) et d'un modem ADSL.

(2) Un monopole naturel est un concept théorique dans le cadre duquel les coûts moyens continuent de baisser et où l'EEM tend vers l'infini. Dans la pratique, on parle de monopole naturel lorsque l'EEM est beaucoup plus grande que le marché. La situation peut donc varier dans le temps.

(3) Il convient de remarquer que, en théorie, le marché s'est étendu, devenant un marché européen et non plus un marché national.

(4) VDSL est l'abréviation de Very High Rate Digital Subscriber Line.

(5) Pour la mise en œuvre du VDSL en Belgique (le projet Broadway), Belgacom devra actualiser une grande partie de son réseau (pour un débit optimal, le réseau en fibres optiques devra être installé aussi près que possible de l'utilisateur ; le débit diminue en effet rapidement avec la distance, ce qui n'était pas le cas lors de l'introduction de l'ADSL (pour lequel la paire de cuivre existante pouvait être utilisée). On parle d'un investissement de 520 millions d'euros sur une période de dix ans. (cf. « Belgacom stopt 522 miljoen euro in superinternet », De Tijd du 20.06.2003).

En résumé, on peut dire que, dans le secteur des télécommunications :

1. le segment de la production n'existe pas ;
2. l'infrastructure des réseaux correspond au transport et à la distribution de l'électricité. Il y a toutefois lieu de remarquer que, dans la branche des télécommunications, la concurrence a aussi été instaurée au niveau de l'infrastructure des réseaux. Plus loin, on montre qu'il s'agit pratiquement d'une impossibilité pour le secteur de l'électricité ;
3. un régulateur surveille également le secteur ;
4. il n'y a pas de coordinateur indépendant. On montre ci-dessous que, pour des raisons techniques, celui-ci est nécessaire dans le secteur de l'électricité ;
5. les services offerts par le biais de l'infrastructure sont comparables à la fourniture d'électricité ;
6. outre les progrès technologiques, qui ont entraîné une réduction des économies d'échelle, contrairement à la consommation d'électricité, le marché des services de télécommunication s'est fortement étendu, ce qui a entraîné une baisse des coûts moyens. L'importance relative de l'EEM se réduit ainsi également, et le nombre d'opérateurs potentiels augmente.

Ainsi, non seulement la structure du secteur des télécommunications semble plus simple que celle de la branche de l'électricité, mais la déréglementation est également survenue dans des segments différents de ces deux branches : le segment de la production pour l'électricité et le segment des réseaux pour les télécommunications. Les arguments en faveur de la déréglementation de ces deux différents segments (en particulier la disparition des économies d'échelle) fait l'objet d'une analyse plus loin dans le présent article.

Les paragraphes suivants abordent les sous-segments du secteur de l'électricité. L'ordre de présentation a toutefois été adapté pour des raisons de clarté et de concision.

### 2.3 Vente (livraison) et consommation

Notre société ne fonctionne plus sans électricité ; la consommation d'électricité augmente sans cesse, tant au niveau du processus productif qu'au sein des ménages.

L'automatisation croissante et les processus de support de celle-ci accroissent la dépendance à l'égard de l'électricité partout dans le monde.

Les conséquences, notamment, du black-out du 14 août 2003 aux États-Unis ont montré à quel point il est important de disposer d'un système électrique sûr. Même si les estimations des répercussions économiques de ce *black-out*

divergent, elles se situent néanmoins presque toutes entre cinq et dix milliards de dollars<sup>(1)</sup>. La perte de trois vies humaines est même imputée au *black-out* qu'a subi l'Italie le 28 septembre de cette même année<sup>(2)</sup>.

Il n'est dès lors pas étonnant que la fourniture d'électricité soit considérée comme un *service universel*<sup>(3)</sup> ; chacun doit pouvoir en disposer à tout moment et pour un prix raisonnable (cf. aussi le dernier paragraphe du point 1.2).

De plus, l'électricité n'a guère de substituts, de sorte que la demande d'électricité n'est que *légèrement sensible aux prix*. C'est encore plus le cas à court terme.

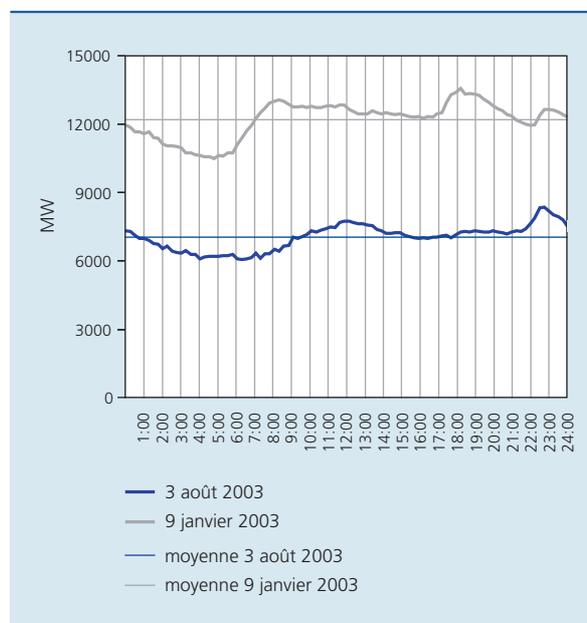
Outre cette faible élasticité au prix, la consommation d'électricité affiche une *grande volatilité*, tant au cours de la journée que durant l'année, comme le montre le graphique 2, qui représente la consommation d'électricité en Belgique pendant une journée d'hiver (le 9 janvier 2003) et pendant une journée d'été (le 3 août 2003), par quart d'heure ainsi que la moyenne journalière.

(1) ELCON (2004).

(2) Cf. Le Monde du 30.09.2003.

(3) La notion économique de « service universel » est plus large que le système des tarifs sociaux.

**GRAPHIQUE 2** VOLATILITÉ DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE ; PUISSANCE APPELÉE PAR QUART D'HEURE



Source : Elia.

La puissance appelée moyenne varie en Belgique entre 7.000 MW en été (pour de plus amples explications à propos des unités, cf. encadré 3 ci-après) et 12.000 MW en hiver<sup>(1)</sup>.

La différence entre les puissances les plus faibles et les plus fortes au cours d'une journée peut atteindre 4.000 MW.

Ces pointes dans la consommation ne surviennent en outre que durant une période limitée. La puissance appelée la plus élevée (environ 13.500 MW) s'observe pendant une à deux heures par an. Cela exerce néanmoins une incidence non négligeable sur le segment de la production, qui doit prévoir une capacité de réserve suffisante pour *faire face à ces hausses de courte durée*.

En raison de la volatilité de la demande, la *courbe de demande est très variable* et, sur un marché libéralisé, les prix sont également instables. Cette volatilité des prix, associée au service universel, ne va pas sans risque pour les fournisseurs<sup>(2)</sup>. Ces derniers doivent en effet s'approvisionner sur un marché où les prix fluctuent très fortement, alors que leurs prix de vente sont le plus souvent très peu volatils, voire sont quasiment fixes en raison du fait qu'il s'agit d'un service universel<sup>(3)</sup>. En relation avec le schéma 1, cela veut dire que le prix est très volatil entre le producteur et le fournisseur, alors que celui entre le consommateur et le fournisseur l'est beaucoup moins.

Ce risque lié au prix pour le fournisseur n'existe pas au sein d'une entreprise intégrée verticalement. C'est d'ailleurs aussi la raison pour laquelle on constate une *réintégration* entre les producteurs et les fournisseurs.

À titre d'illustration, le tableau 1 présente la consommation en Belgique et la répartition de celle-ci entre différents types de consommateurs. La distinction entre haute et basse tension est expliquée dans un encadré figurant au paragraphe 2.5.

La consommation totale a atteint 80.438 GWh. Ce besoin a été satisfait par la production nationale et étrangère (cf. tableau 3 infra). L'offre s'est élevée à environ 85.730 GWh. La différence entre l'offre et la demande (5.292 GWh) peut s'expliquer par les pertes de réseau (3.767 GWh, cf. encadré 5) et par la consommation d'électricité destinée à pomper l'eau des lacs artificiels<sup>(4)</sup> (1.525 GWh).

**TABLEAU 1** CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE EN 2002  
(en GWh)

	Consommation en 2002	Part (en p.c.)
<b>Haute tension</b> .....	<b>53.470,3</b>	
Énergie .....	1.899,5	2,36
Agriculture .....	265,8	0,33
Industrie .....	38.026,5	47,27
Transport .....	2.125,2	2,64
Éclairage public .....	258,6	0,32
Commerce et services publics ...	10.894,7	13,54
<b>Basse tension</b> .....	<b>25.920,2</b>	
Résidentiel .....	17.602,1	21,88
Professionnel .....	7.155,5	8,90
Pouvoirs publics .....	426,7	0,53
Éclairage public .....	735,9	0,91
<b>Autoproducteurs</b> <sup>(1)</sup> .....	<b>1.047,6</b>	
Énergie .....	13,2	0,02
Agriculture .....	12,7	0,02
Industrie .....	986,2	1,23
Transport .....	1,3	0,00
Éclairage public .....	34,2	0,04
<b>Total</b> .....	<b>80.438,1</b>	<b>100,00</b>

Source : FPE, Annuaire statistique 2002.

(1) Certains clients industriels récupèrent la chaleur résiduelle générée par leur processus de production pour produire de l'électricité.

Le plus grand consommateur est l'industrie. Elle absorbe près de la moitié de la consommation totale en Belgique. Les ménages représentent un cinquième de la consommation totale. L'éclairage public en consomme à peine 1 p.c.

(1) La puissance et la consommation sont deux concepts différents, comme l'explique l'encadré 3. Une puissance de 7.000 MW pendant un quart d'heure correspond à une consommation de 7.000 MW x 0,25 h = 1.750 MWh.

(2) Cette volatilité peut être dû aux coûts de production des différents types de centrales (§ 2.4.2) et/ou à un manque de capacité de production (§ 2.4.3).

(3) On pense dans ce cadre aux problèmes rencontrés en Californie, où des surcharges et des facteurs climatologiques ont orienté les prix à la hausse. Les fournisseurs d'électricité, confrontés à des prix de vente fixes, ont dès lors rencontré des problèmes.

(4) Pendant les périodes creuses, on utilise la capacité de réserve pour relever le niveau de l'eau de ces lacs artificiels, de manière à pouvoir faire face aux pics de demande ultérieurs.

### Encadré 3 – Plusieurs unités utilisées couramment

En physique, le terme d'énergie fait référence à la possibilité de produire un « travail ». Il existe différents types d'énergie: l'énergie mécanique (objets en mouvement), l'énergie thermique, l'énergie électrique (charges en mouvement), etc.

Les différentes formes d'énergie peuvent être converties entre elles, comme l'énergie cinétique, qui peut être transformée en énergie thermique par frottement.

Les centrales électriques reposent sur ce principe. Dans les centrales au gaz, par exemple, le gaz est brûlé et l'énergie thermique qui en résulte est transformée en énergie électrique.

La transformation d'une forme déterminée d'énergie en une autre se solde cependant toujours par une perte d'énergie; il en va de même dans les centrales électriques. Le rapport entre la quantité d'énergie électrique qui est produite dans une centrale et la quantité d'énergie qui est utilisée pour l'alimenter (ce que l'on appelle l'énergie primaire) constitue l'efficacité de la centrale.

$$\text{Efficacité} = \text{énergie électrique produite} / \text{énergie primaire utilisée}$$

À titre d'illustration, voici l'efficacité de plusieurs centrales électriques:

charbon	40 à 45 p.c.
TGV <sup>(1)</sup>	60 p.c.
turbine à gaz	40 p.c.
nucléaire	33 à 36 p.c. <sup>(2)</sup>
hydro-électricité	90 à 95 p.c.
turbine éolienne	35 p.c.

Source: Eurelectric, « Efficiency in electricity generation », July 2003.

L'énergie est exprimée en joules (abréviation: J).

La quantité de « travail » que l'on peut effectuer par unité de temps, c'est-à-dire la vitesse à laquelle on peut travailler, est une deuxième grandeur caractéristique. Celle-ci est appelée la puissance et est exprimée en watts (abréviation: W). L'unité watt correspond à un joule/seconde.

La puissance générée équivaut donc à l'énergie produite, divisée par le temps pendant lequel cette énergie a été produite.

$$\text{Puissance} = \text{énergie produite} / \text{temps}$$

L'énergie peut donc également être exprimée sous la forme de la puissance multipliée par le temps (Watt x heure), de sorte qu'une autre unité d'énergie est le watt-heure (Wh). Dans le secteur de l'électricité, le Wh est davantage utilisé que le joule.

La conversion s'effectue de la manière suivante:

$$1\text{W} = 1\text{J}/1\text{s} = 1\text{J}/(1/3.600\text{h}) = 3.600 \text{ J/h.}$$
$$1\text{Wh} = 3.600 \text{ J}$$

(1) TGV: turbine gaz-vapeur: centrale dans laquelle du gaz est utilisé comme combustible pour actionner une turbine, et dans laquelle les gaz chauds de combustion sont récupérés pour actionner une turbine à vapeur.

(2) Tarjanne (2003) se base sur une efficacité de 37 p.c. pour les centrales nucléaires.

Le Whe est une autre unité très courante. Comme signalé plus haut, la conversion d'énergie s'accompagne toujours d'une perte. Le contenu énergétique du combustible d'alimentation d'une centrale électrique est désigné par Whf. L'énergie électrique qui en résulte est désignée par Whe. Le rapport entre les deux constitue l'efficacité de la centrale.

Préfixes couramment utilisés :

- Kilo (K) représente 1.000 unités, 1 kilowatt correspond donc à 1.000 watts
- Méga (M) représente un million d'unités, soit 1.000 kilos
- Giga (G) correspond à un milliard d'unités, soit 1.000 mégas
- Téra (T) correspond à 1.000 gigas.

## 2.4 Production

La production d'électricité correspond à la transformation d'une forme déterminée d'énergie en énergie électrique (voir aussi encadré 3). Ainsi, lors de l'utilisation de combustibles fossiles (gaz naturel, charbon, pétrole), la chaleur est convertie en électricité.

La dérégulation du secteur de l'électricité ouvre le segment de production à la concurrence. Pourtant, l'idée que la production d'électricité s'accompagnait d'économies d'échelle et avait donc une structure monopolistique, a prévalu pendant longtemps. En raison des progrès technologiques, et plus particulièrement de l'apparition des centrales TGV et de la cogénération, un terme serait mis à ces économies d'échelle et la concurrence deviendrait possible dans ce segment.

Les centrales TGV ont en effet permis que la production d'électricité puisse s'opérer sur une plus petite échelle. Leurs coûts variables dépendent toutefois fortement du prix du gaz naturel caractérisé par une certaine volatilité. En outre, cette taille certes limitée n'est pas encore de nature à permettre à chaque consommateur de pourvoir à sa propre production. La question est donc de savoir si suffisamment de conditions sont remplies réellement pour qu'un marché libéralisé puisse déboucher sur une production efficace. Cela nécessite que l'on s'intéresse à la structure des coûts.

Avant d'évoquer plus en détail un certain nombre de caractéristiques de la production d'électricité, il convient de répéter que ce segment de production n'est pas présent dans le secteur des télécommunications. Les télécommunications sont un service et ne nécessitent donc, par définition, aucune production. Tous les problèmes mentionnés ci-dessous sont dès lors caractéristiques du secteur de l'électricité<sup>(1)</sup>.

### 2.4.1 Structure des coûts de la production d'électricité

Les *coûts internes de la production d'électricité* peuvent, globalement, être ventilés en trois catégories :

1. Les dépenses d'investissement : il s'agit des coûts de construction de la centrale. Ces coûts varient fortement selon le type de centrale et sont les plus élevés pour les centrales nucléaires et les centrales hydro-électriques (cf. tableau 2). Les dépenses d'investissement sont déterminantes pour l'existence ou non d'économies d'échelle.
2. Les coûts des combustibles primaires. Tant le niveau que la volatilité de ces coûts dépendent du combustible primaire choisi. Le niveau est essentiellement déterminé par l'ampleur des réserves de ce combustible et par les coûts du transport. La volatilité est fonction de facteurs géopolitiques et de la concentration des réserves. Les coûts des combustibles peuvent être considérés comme négligeables pour les sources renouvelables (énergies hydro-électrique, éolienne et solaire). Les prix de l'uranium et du charbon sont en général bas et relativement stables. En revanche, le prix du gaz est lié à celui du pétrole brut et est plutôt volatil. La demande croissante de gaz naturel et les réserves limitées et géographiquement concentrées impliquent des prix très fluctuants et en hausse<sup>(2)</sup>.
3. Les charges d'exploitation, qui englobent notamment les dépenses de personnel et les frais d'entretien.

(1) On pourrait affirmer qu'un téléphone « produit » un signal, mais le service proprement dit est la communication entre deux appareils ; autrement dit, il n'y a pas de demande du signal produit, mais bien d'une connexion. Le service n'existe donc qu'à condition que les deux appareils soient connectés par le biais du réseau. Le réseau est donc essentiel lors de la communication ; dans le cas de l'électricité, le rôle du réseau est différent, comme expliqué ci-dessous dans le présent article.

(2) Voir également à ce sujet : Bureau fédéral du plan (2004).

**TABLEAU 2** STRUCTURE DES COÛTS DES DIFFÉRENTS TYPES DE CENTRALES

	Nucléaire	Charbon	Gaz naturel (TGV)	Éoliennes
Puissance (MWe) . . . . .	1.250	500	400	1
Efficacité (en p.c.) . . . . .	37	42	58	
Durée de vie (années) . . . . .	40	25	25	20
Dépenses d'investissements par KWe (€/KWe) . . . . .	1.900	860	600	1.100
Taux d'actualisation (en p.c.) . . . . .	5	5	5	5
Annuité . . . . .	17,16	14,09	14,09	12,46
Dépenses d'investissements annuelles par (€/MWe) <sup>(1)</sup> . . . . .	110.729	61.019	42.571	88.267
Frais fixes d'exploitations annuels par MWe (€/MWe) . . . . .	28.500	17.200	12.000	22.000
Frais fixes annuels (€/MWe) . . . . .	139.229	78.219	54.571	110.267
Coûts des combustibles pour la production électricité (€/MWh) . . . . .	2,70	13,10	23,45	
Charges d'exploitation variables (€/MWh) <sup>(2)</sup> . . . . .	3,63	5,24	2,00	
Coûts variables (€/MWh) . . . . .	6,33	18,34	25,45	0,00
Coûts des émissions de CO <sub>2</sub> . . . . .				
Émissions de CO <sub>2</sub> (kg/MWh) . . . . .		811	346	
Coût des droits d'émissions (€/tCO <sub>2</sub> ) <sup>(3)</sup> . . . . .		10	10	
Coûts variables d'émission de CO <sub>2</sub> (€/MWh) . . . . .		8	3	
Coûts des déchets nucléaires . . . . .	(2)			

Source : R. Tarjanne, K. Luostarinen : Competitiveness comparison of the electricity production alternatives (price level March 2003).

(1) Il est tenu compte, dans les dépenses d'investissement annuelles, des dépenses d'investissement totales et de la durée de vie de la centrale.

(2) Les charges d'exploitation variables des centrales nucléaires comprennent également les versements à ce que l'on appelle le « nuclear waste fund » et tiennent dès lors compte du traitement, du stockage temporaire et définitif des déchets radioactifs et du démantèlement ultérieur des centrales.

(3) Selon Tarjanne (2003), ces coûts d'émission fluctuent entre 10 et 100 €/tCO<sub>2</sub>.

Ces coûts internes doivent toutefois encore être complétés par.

4. Les externalités. Les émissions de gaz à effet de serre et d'oxydes d'azote et de soufre produits lors de la combustion de gaz naturel et surtout, de charbon, entraînent des coûts élevés mais indéterminés pour ce type de centrales. Dans les centrales nucléaires, les coûts du traitement des déchets doivent être pris en considération.

Le tableau 2 est une illustration de cette structure des coûts basée sur des données finlandaises.

S'agissant de la structure des coûts des sources d'énergie dites renouvelables (hydro-électrique, solaire, éolienne), on se réfère au rapport AMPERE<sup>(1)</sup>: pour les turbines éoliennes, les principaux coûts sont les dépenses d'investissement. Si elles sont installées en mer, les conditions sont, certes, plus favorables (davantage de vent), mais les dépenses d'investissement atteignent des niveaux encore plus élevés. Enfin, les éoliennes ne fonctionnent pas à pleine capacité durant toute l'année, puisque leur production dépend de la force du vent.

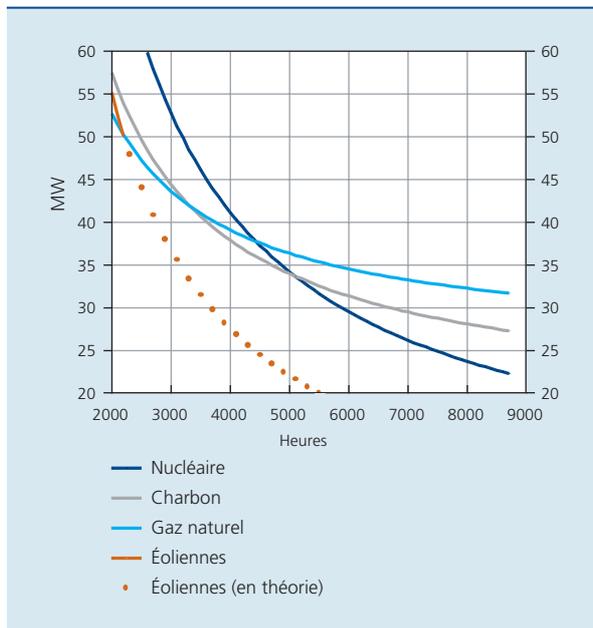
Les dépenses d'investissement des centrales hydro-électriques sont très élevées et rendent ce type de centrale impropre à une production à plus petite échelle.

Les données du tableau 2 sont utilisées dans les graphiques 3 et 4, afin de permettre une meilleure visualisation des éventuelles économies d'échelle.

Le graphique 3 montre les coûts moyens (c'est-à-dire les coûts totaux divisés par le nombre d'heures de production) de quatre types de centrales: nucléaire, au charbon, TGV et turbine éolienne, en faisant abstraction du coût des émissions de CO<sub>2</sub>. Étant donné la structure linéaire des coûts (voir aussi encadré 4), les trois courbes sont descendantes.

(1) AMPERE (2000), section F, chapitre 3, pour l'énergie éolienne et section F, chapitre 6, pour l'énergie hydro-électrique.

**GRAPHIQUE 3** COÛTS DE PRODUCTION MOYENS DES CENTRALES ÉLECTRIQUES – ABSTRACTION FAITE DES COÛTS DES ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub>



Pour une production comprise entre 0 et 3.400 heures par an, les coûts moyens sont les moins élevés dans une centrale TGV; pour une production comprise entre 3.400 et 5.300 heures par an, une centrale au charbon est moins chère et, à partir de 5.300 heures par an, la centrale nucléaire est la plus économique. Le graphique montre également que la TGV n'est pas compétitive par rapport à une centrale nucléaire si la production est supérieure à 4.500 heures par an.

Pour la turbine éolienne, une distinction est opérée entre les possibilités théoriques et la faisabilité pratique. En raison de sa dépendance vis-à-vis de la force du vent, une éolienne ne peut avoir qu'une production limitée (dans le graphique, elle a une production de 2.200 heures<sup>(1)(2)</sup>). Cette disponibilité restreinte implique que l'on ne puisse pas exploiter pleinement le caractère descendant de la courbe des coûts, ce qui explique que la turbine éolienne, bien qu'elle n'ait pas de coûts variables, soit la plus chère. La mise en place de plusieurs turbines éoliennes ne remédie pas au problème.

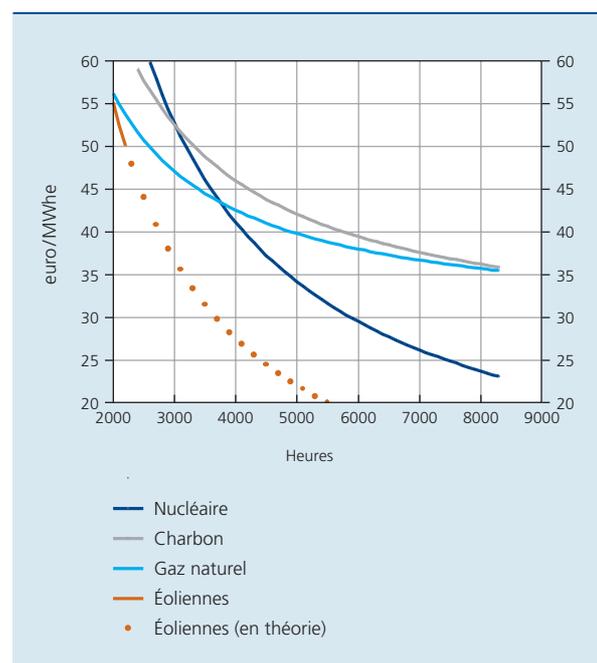
Le graphique 3 tient compte des effets externes des centrales nucléaires<sup>(3)</sup>, mais pas des centrales au gaz et au charbon. Le tableau 2 fournit également des informations sur les émissions de CO<sub>2</sub>. Les évaluations relatives aux coûts des émissions de CO<sub>2</sub> varient fortement. L'étude de Tarjanne évoque un coût compris entre 10 et 100 euros par tonne de CO<sub>2</sub><sup>(4)</sup>. À titre d'exemple, le graphique 4 se base sur un coût de 10 euros par tonne de CO<sub>2</sub>.

Les coûts variables des centrales au charbon sont à ce point gonflés par leurs émissions plus importantes de CO<sub>2</sub> qu'elles ne sont plus compétitives<sup>(5)</sup>. Les émissions de CO<sub>2</sub> augmentent également les coûts des centrales au gaz, qui ne sont plus capables de concurrencer les centrales nucléaires à partir de 3.800 heures de production par an.

Les turbines éoliennes sont les moins coûteuses lorsque le nombre d'heures de production est limité. En théorie, elles conviennent donc parfaitement à une utilisation pendant les pics de consommation. Leur dépendance vis-à-vis du vent ne les rend cependant pas totalement appropriées à un tel usage. En charge de base, elles ne peuvent, d'un point de vue économique et financier, concurrencer les centrales nucléaires. Ces dernières affichent en effet une production de 7.000 à 8.000 heures

- (1) Donnée mentionnée par Tarjanne (2003).
- (2) AMPERE (2.000) mentionne, à la section F, chapitre 3, une production de 1.200 GWh/an pour une capacité de 500 MW, dans le cas d'une installation terrestre. Ceci implique une production d'une durée de 2.400 heures par an. Dans le cas d'une installation en mer, la production atteint 3.000 GWh pour une capacité de 1.000 MW, c'est-à-dire 3.000 heures par an.
- (3) La question de savoir si les versements au « nuclear waste fund » s'avèreront suffisants pour le démantèlement ultérieur de la centrale et pour le traitement des déchets radioactifs n'est pas abordée dans le présent article. Le lecteur intéressé se référera, par exemple, à Posiva Oy, « Into Olkiluoto bedrock, Final disposal of spent nuclear fuel in Finland » ou, pour la Belgique, à CREG (2001a).
- (4) D'autres sources, comme DGEMP-DIDEME (2003), se basent sur des coûts CO<sub>2</sub> compris entre 4 et 50 EUR/tonne de CO<sub>2</sub>.
- (5) Ceci s'applique à la combustion du charbon. Les mêmes centrales peuvent toutefois également être utilisées pour la combustion de biomasse, dont les émissions de CO<sub>2</sub> sont nettement plus limitées.

**GRAPHIQUE 4** COÛTS DE PRODUCTION MOYENS DES CENTRALES ÉLECTRIQUES, Y COMPRIS LES COÛTS DU CO<sub>2</sub> (10 EUR/TCO<sub>2</sub>)



par an, ce qui place leurs coûts moyens à quelque 25 EUR/MWh, soit environ la moitié des coûts de production des turbines éoliennes.

coûts externes augmente donc non seulement le coût de la production d'électricité, mais modifie aussi l'ordre de mise en service des différents types de centrale.

Pour des motifs écologiques, on devrait cependant recourir autant que possible aux turbines éoliennes, ce qui n'est envisageable que si d'autres ressources sont disponibles lorsque le vent ne souffle pas. La prise en compte des

## Encadré 4 – Structure linéaire des coûts

La théorie microéconomique suppose une structure des coûts en forme de U. Celle-ci résulte de la dualité entre production et coûts et de la loi des rendements décroissants. La courbe des coûts d'un producteur d'électricité s'écarte de ce schéma type et présente une forme non-convexe. Les effets de cette non-convexité sont examinés ci-dessous, dans le cas particulier d'une courbe de coûts linéaire.

Les études portant sur la production d'électricité font généralement l'hypothèse d'une structure linéaire des coûts (voir notamment Tarjanne R., Luostarinen K. (2003)), c'est-à-dire

$$TC(Q) = FC + AVC \times Q, \text{ où}$$

TC = coûts totaux,

FC = coûts fixes,

AVC = coûts variables moyens,

Q = quantité produite.

Il s'ensuit que

$$MC = AVC$$

$$AC = FC/Q + AVC$$

MC = coûts marginaux

AC = coûts moyens

Puisque les coûts fixes sont positifs, les coûts moyens excèdent toujours les coûts marginaux.

Dans un marché libéralisé, la courbe d'offre d'un producteur compétitif est égale à la partie de la courbe des coûts marginaux qui dépasse les coûts variables moyens (c'est ce que l'on appelle la condition *shut-down*). Le producteur ne réalise toutefois de bénéfice que si le prix est supérieur aux coûts moyens.

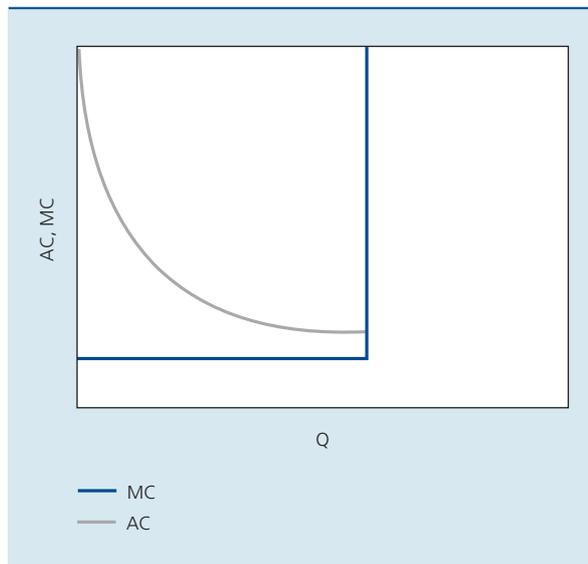
Comme illustré ci-dessous, les coûts marginaux sont toutefois toujours inférieurs aux coûts moyens en cas de courbes linéaires des coûts. *La règle du coût marginal entraîne donc toujours une perte*. Dans ce cas, on obtiendrait en effet

$$p = MC = AVC \text{ (où } p \text{ représente le prix), et donc Bénéfice} = p \times Q - FC - AVC \times Q = -FC$$

En cas de structure linéaire des coûts, la courbe des coûts marginaux prend une forme dite « brisée », soit une ligne horizontale suivie d'une ligne verticale lorsque la capacité maximale est atteinte.



### STRUCTURE LINÉAIRE DES COÛTS



La tarification sur la base de coûts marginaux entraîne donc toujours, en cas de structure linéaire des coûts, des bénéfices négatifs. Ce constat est essentiel dans le débat sur la libéralisation.

#### 2.4.2 L'équilibre permanent entre l'offre et la demande

Les différents modes de production d'électricité doivent être combinés avec les caractéristiques de la demande d'électricité. C'est à cet effet que le concept du diagramme des charges a été introduit.

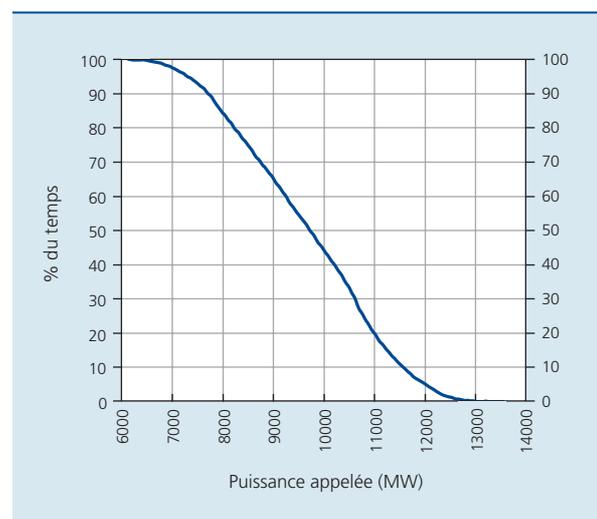
Les profils de demande journaliers mentionnés ci-dessus permettent d'établir un *diagramme des charges* (*load duration curve*) qui présente, par capacité, le pourcentage de temps (mesuré en année) durant lequel cette capacité doit être utilisée. Le diagramme relatif à la Belgique est donné dans le graphique 5.

Le graphique montre qu'une capacité de 6.000 MW est nécessaire pendant toute l'année. La charge indispensable durant presque toute l'année est dénommée charge de base (*base load*); la charge demandée pendant un court intervalle de temps est appelée charge de pointe (*peak load*). La partie restante est la charge intermédiaire<sup>(1)</sup>. Le graphique est dérivé des profils de demande journaliers représentés dans le graphique 2, où la charge minimale est de 6.000 MW et doit être disponible pendant toute l'année. La charge maximale de 13.500 MW doit quant à elle être disponible quelques heures par an seulement. Ces deux constats effectués

sur la base du graphique 2 apparaissent également dans le graphique 5.

(1) DGEMP-DIDEME (2003) donne comme définition pour la charge de base un minimum de 5.000 heures par an, tandis que la charge intermédiaire oscille entre 3.000 et 5.000 heures par an et que la charge de pointe est inférieure à 3.000 heures par an.

GRAPHIQUE 5 DIAGRAMME DES CHARGES POUR LA BELGIQUE



Source : Elia.

L'électricité *ne peut être stockée à un coût raisonnable*. Il est par conséquent impossible de faire face aux fluctuations de la demande en constituant des stocks, comme c'est le cas pour la majorité des autres biens.

Dans ce contexte, il convient de réagir immédiatement à toute hausse de la demande en augmentant la production d'électricité. En d'autres termes, il importe que *la demande et l'offre d'électricité soient en équilibre permanent*. Ce principe est d'autant plus important (cf. paragraphe sur le transport et la distribution) qu'une rupture de l'équilibre entre la demande et la production peut avoir des *conséquences catastrophiques*<sup>(1)</sup> pour l'ensemble du système.

La volatilité de la demande, combinée à la nécessité de maintenir en permanence l'offre et la demande en équilibre, requiert :

1. une *capacité (de production) de réserve* suffisante pour faire face aux fluctuations de la demande. Sur un marché libéralisé, il n'existe cependant aucun responsable chargé de prévoir cette capacité de réserve, d'autant plus que (comme représenté dans les graphiques 4 et 8) la capacité de pointe n'est utilisée que quelques heures par an.

Une difficulté supplémentaire réside dans le fait que la construction de centrales s'étend sur plusieurs années, de sorte qu'une sous-capacité éventuelle ne peut être résolue qu'à moyen terme. Une pénurie se traduira donc par une hausse du prix qui, selon la théorie, entraînera des extensions de capacité ou de nouveaux accès au marché ; un nouvel équilibre ne sera atteint que plusieurs années plus tard. De plus, les prix plus élevés risquent de provoquer, à moyen terme, une surcapacité et donc déboucher à terme sur des prix trop bas. L'équilibre ne serait alors atteint qu'après plusieurs oscillations (théorème de la toile d'araignée).

et/ou

2. un *mécanisme régulateur de la demande*. Sur un marché libéralisé, il s'agit du mécanisme des prix. En période de pointe, le consommateur devrait dès lors payer un prix supérieur à celui qu'il paie en période creuse. Une forte volatilité du prix est toutefois jugée contraire au principe du service universel en raison de son incidence pour le consommateur.

Il existe des tarifs de jour et de nuit, mais ils ne reflètent pas la volatilité telle qu'elle est illustrée dans le graphique 2<sup>(2)(3)</sup>.

La nécessité de maintenir l'offre et la demande en équilibre a par ailleurs une autre conséquence : la production doit pouvoir être adaptée à chaque fluctuation de la demande. Ceci limite la *possibilité de recourir à des centrales « vertes »*. En effet, si ces centrales peuvent être

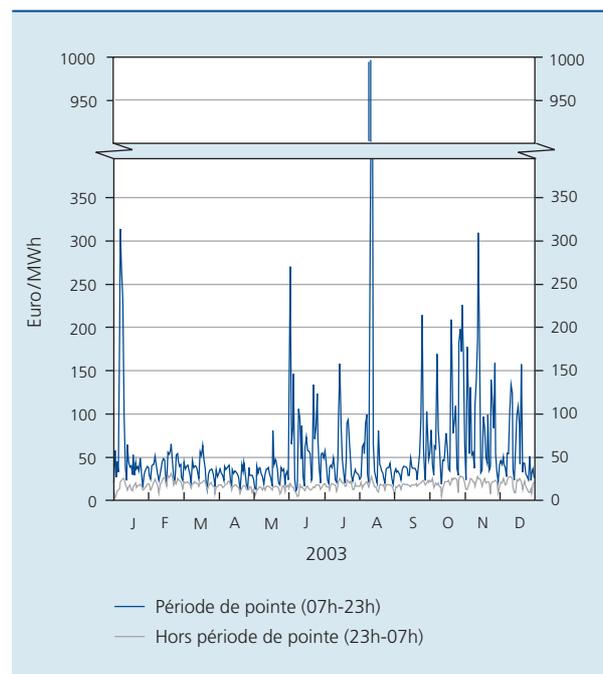
réglées rapidement, leur disponibilité n'est pas toujours garantie, surtout dans le cas des centrales éoliennes et solaires et, dans une moindre mesure, des centrales hydro-électriques.

Ces différents constats permettent de conclure que les *coûts de production sont inévitablement* très volatils. Le profil de charge et l'équilibrage de l'offre et de la demande nécessitent le recours à des moyens de production ayant une structure de coûts différente. Lorsque la charge est faible, on utilise la centrale la moins coûteuse et le prix du marché est bas. En période de pointe, on utilise la capacité coûteuse. Ce coût devant être récupéré en un nombre d'heures limité, cela suppose un coût unitaire élevé (cf. graphique 6).

À cet égard, il convient d'insister encore une fois sur le fait que la volatilité est liée à la structure des coûts et à la disponibilité des différents types de centrale. En d'autres termes, cette volatilité existera toujours, même en l'absence de pénurie de capacité.

- (1) Cf. le black-out survenu le 28 septembre 2003 en Italie. À la suite de la coupure des importations en provenance de Suisse, en l'espace de quelques secondes, 55 millions de personnes ont été privées d'électricité pendant plusieurs heures.
- (2) En Norvège, où la libéralisation est effective, environ 85 p.c. des ménages achètent l'électricité sur la base de contrats dont le prix peut être adapté (Statistics Norway (2003)).
- (3) La répercussion de la volatilité des prix sur les consommateurs a également un coût. Elle nécessite en effet l'installation de nouveaux appareils de mesure chez l'utilisateur final afin de pouvoir enregistrer sa consommation horaire.

**GRAPHIQUE 6 PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ À L'APX<sup>(1)</sup>**



Source : APX.

(1) APX : Amsterdam Power Exchange, la bourse d'électricité néerlandaise.

Dans le cadre du débat sur la libéralisation, les producteurs qui disposent d'un parc de production mixte sont avantagés. En effet, le prix du marché étant unique, en période de pointe, les centrales ayant les coûts moyens les plus faibles réalisent les plus gros bénéfices. Le bénéfice plus important réalisé dans ces « centrales de charge de base » peut servir à comprimer le prix en période de pointe et peut par conséquent rendre plus difficile l'accès au marché.

Enfin, les caractéristiques du parc de production belge sont analysées dans le tableau 3.

À la fin de l'année 2002, la puissance développable atteignait quelque 15.500 MW. Le diagramme des charges (graphique 5) montre que cette puissance est suffisante pour faire face aux pointes pour autant que toutes les unités de production soient disponibles. Le pic le plus important atteint en effet environ 13.500 MW. Le graphique 5 montre également qu'une capacité de quelque 6.000 MW est nécessaire en permanence. Les centrales nucléaires produisent donc durant toute l'année (sauf pendant les périodes d'entretien). Le facteur de capacité d'une centrale se définit comme le rapport entre la production annuelle et la production annuelle maximale théorique. Pour les centrales nucléaires belges, ce facteur se chiffre à  $44.987 \text{ GWh} / (5.761 \times 365 \times 24) \text{ GWh} = 89 \text{ p.c.}$  Les centrales nucléaires belges produisent

donc pendant environ 90 p.c. de l'année. Les 10 p.c. restants correspondent aux périodes d'entretien. En ce qui concerne les centrales thermiques, le facteur de capacité s'élève à 39 p.c., ce qui signifie que ces centrales (y compris cogénération) sont utilisées pendant moins de 40 p.c. du temps. Ce pourcentage ne s'explique pas uniquement par les périodes d'entretien, mais surtout par l'utilisation des centrales thermiques en tant que capacité de pointe. On constate donc une nouvelle fois qu'une part importante de la capacité de production n'est utilisée que pendant une très courte période.

La capacité totale en Belgique suffit largement pour couvrir l'intégralité de la consommation belge<sup>(1)</sup> (cf. tableau 1). La production potentielle totale atteint en effet  $15.546 \text{ MW} \times 8.760 \text{ heures} = 136.183 \text{ GWh}$ , tandis que la consommation totale cette même année s'est chiffrée à 85.730 GWh. Cette capacité de production « excédentaire » est nécessaire pour faire face aux fluctuations de la demande et aux périodes d'entretien.

Les mesures visant à aplanir la courbe de demande (il est impossible de lisser la production étant donné que le courant électrique ne peut être stocké) réduisent le besoin de disposer d'une capacité de réserve et compriment donc le coût du parc de production. La capacité de réserve se compose en outre souvent de centrales plus anciennes (c'est-à-dire plus polluantes), de sorte que *l'écrêtement des pointes de la demande exerce un double effet, à savoir une économie au niveau du parc de production et une réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.*

**TABLEAU 3** PUISSANCE DÉVELOPPABLE ET PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE

	Puissance à la fin 2002 (en MW)	Production 2002 (en GWh)
<b>Total</b> . . . . .	<b>15.546,4</b>	<b>78.142,7</b>
dont:		
Nucléaire . . . . .	5.761,0	44.986,7
Thermique . . . . .	6.846,2	] 27.987,4
Cogénération . . . . .	1.272,7	
Hydraulique . . . . .	1.413,0	
Éolienne . . . . .	31,0	57,2
<b>Importations</b> . . . . .		<b>16.657,8</b>
dont:		
France . . . . .		11.586,2
<b>Exportations</b> . . . . .		<b>9.069,9</b>
dont:		
Pays-Bas . . . . .		6.817,3

Source : FPE, Annuaire statistique 2002.

#### 2.4.3 Renforcement de l'incertitude et investissements

On a montré plus haut que la capacité de production augmente de manière discrète. Ceci a une incidence importante sur le marché. Ainsi, la mise en service d'une nouvelle centrale nucléaire d'une capacité de 1 GW mettra en péril la production des centrales existantes plus coûteuses. De telles discontinuités dans l'extension des capacités augmentent l'incertitude affectant la production.

Cette incertitude est d'ailleurs encore amplifiée par de nombreux autres facteurs :

- imprévisibilité des prix de vente ;
- incertitude quant aux prix des combustibles utilisés (principalement le gaz naturel) ;
- incertitude en matière de production, renforcée par la liberté de choix du fournisseur ;
- coûts des externalités.

(1) Ceci est valable à condition que toute la capacité soit disponible et que la consommation soit relativement stable.

Sur un marché monopolistique intégré verticalement, l'incertitude concernait principalement les prix du combustible primaire. Le client ne pouvait en effet s'adresser qu'au monopoleur, les extensions discrètes du parc de production avaient lieu dans une seule et même entreprise et l'incidence éventuelle sur la capacité existante était par conséquent prise en considération dans la décision d'investir. Les coûts (incertains) de l'émission de CO<sub>2</sub> sont une nouvelle donnée, mais ne résultent pas de la libéralisation.

Les prix de vente étaient régulés; la régulation était généralement basée sur une tarification de type *cost-plus*. Le tarif régulé appliqué aux consommateurs est dans ce cas égal aux coûts, majorés d'une marge «raisonnable». Le producteur est donc certain de ses revenus, qui augmentent encore (en montants absolus) au fur et à mesure qu'il investit.

Ce tarif de type *cost-plus* peut entraîner une surcapacité et une hausse des coûts.

Selon ses défenseurs, le mécanisme du marché libéralisé devrait remédier à ce problème et faire baisser les prix.

Il ne fait aucun doute que le coût de la production d'électricité résulte en grande partie de la nécessité de disposer d'une capacité de réserve. De même, une surcapacité considérable accroît ce coût. La libéralisation de la production d'électricité permettra dès lors de réduire cette surcapacité. On est toutefois en droit de se demander si la libéralisation débouchera sur une capacité de réserve optimale. Elle peut en effet tout aussi bien se traduire par une sous-capacité. Dans ce cas, le coût de la production d'électricité sera effectivement moins élevé, mais le déséquilibre entre l'offre et la demande gonflera le prix aux consommateurs bien au-delà de ce coût, de sorte que les producteurs réaliseront des marges importantes. Selon le modèle théorique, ces marges «supérieures à la normale» entraîneront l'accès de nouveaux producteurs au marché et donc des extensions de capacité. À cet égard, on suppose que l'accès au marché se fait librement et sans délai.

Comme on a déjà montré ci-dessus, l'hétérogénéité du parc de production peut constituer un obstacle à l'entrée sur le marché. Une capacité de transport restreinte et la réglementation sont d'autres exemples de barrières.

L'entrée sur le marché ne s'effectue pas immédiatement. La construction de nouvelles centrales s'étale en effet sur plusieurs années et le renforcement de l'incertitude a pour conséquence que les producteurs n'investiront qu'après plusieurs périodes successives de prix plus élevés.

## 2.5 Transport et distribution

Le transport et la distribution sont traités conjointement étant donné que les problèmes qui y sont associés sont de même nature, certains étant toutefois plus importants selon le type d'activité. Ce point sera analysé plus en profondeur dans la suite de l'article.

Le réseau de transport est un réseau maillé dans lequel, pour des raisons physiques, la tension est maintenue à un niveau élevé. Le réseau de distribution est principalement radial et fonctionne à moyenne et basse tension (cf. encadré 5). Le gestionnaire de la distribution assure la connexion des clients.

La nécessité de transporter l'électricité est due à la *différence de volume entre les unités de production et les unités de consommation*, ainsi qu'au fait que pour des motifs *réglementaires* (environnement) et *techniques* (les centrales hydro-électriques sont situées à proximité des barrages et les centrales thermiques sont construites près de cours d'eau en raison de la nécessité de disposer d'eau de refroidissement), les unités de production ne peuvent pas toujours être construites à proximité des lieux de consommation. La *mise en commun* des capacités de réserve justifie elle aussi la mise sur pied d'un réseau de transport.

La différence d'échelle entre les unités de production et les unités de consommation constitue une *différence fondamentale par rapport au secteur des télécommunications et confère au réseau une raison d'être toute particulière*<sup>(1)</sup>. Dans ce secteur, le réseau est un élément essentiel du service.

Le transport et la distribution d'électricité sont généralement considérés comme des monopoles naturels parce que la construction de plusieurs réseaux est irréalisable en pratique. Ceci n'est pas le cas dans le secteur des télécommunications, où le réseau a également été ouvert à la concurrence. En principe, en cas de construction de plusieurs réseaux, les avantages liés au réseau diminuent. Dans le secteur des télécommunications, ce problème a été résolu grâce à l'interconnexion des réseaux des différents opérateurs. Le présent paragraphe montre entre autres qu'une telle interconnexion des réseaux électriques peut provoquer des problèmes de stabilité.

(1) Si la pile à combustible devait percer à l'avenir, la situation pourrait changer. Une production à plus petite échelle serait en effet possible et les externalités négatives existantes devraient moins être prises en considération. Dans ce cas, un réseau de transport peut uniquement se justifier par l'échange d'excédents.

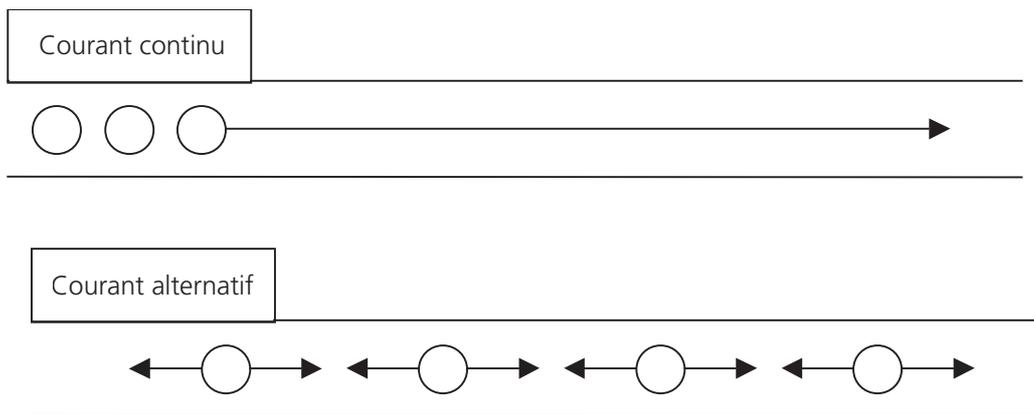
Comme cela a déjà été signalé, le transport d'électricité s'accompagne de *pertes*. Ainsi, lorsque l'on transporte du courant électrique d'un producteur vers un consommateur, une quantité de courant est perdue. Cette perte doit être compensée d'une façon ou d'une autre<sup>(1)</sup>.

En vue de limiter les pertes, on recourt au courant alternatif (cf. encadré 5).

(1) Pour obtenir une quantité d'énergie  $Q$ , le producteur doit produire une quantité  $Q + V$ , où  $V$  représente les pertes.

## Encadré 5 – Pertes de réseau

La physique nous enseigne que le courant électrique se compose d'un flux de charges négatives en mouvement, les électrons. Ces électrons opèrent soit un mouvement continu (courant continu), soit des mouvements oscillatoires (courant alternatif) dans un fil conducteur.



Dans le cas du courant continu, les charges se déplacent donc de gauche à droite. Dans le cas du courant alternatif, elles oscillent d'un côté à l'autre. La vitesse d'oscillation est appelée fréquence. Cette fréquence constitue un paramètre fondamental du système et doit en permanence être maintenue à niveau.

Dans les deux cas, une partie de l'énergie électrique est toutefois transformée en chaleur. Il y a donc une perte d'énergie (l'effet Joule). Ce phénomène est dû au frottement des électrons dans le fil conducteur.

Selon les lois de la physique, cette perte est proportionnelle au carré de l'intensité du courant et à la résistance du fil. Cette dernière est à son tour proportionnelle à la longueur du fil et inversement proportionnelle à son diamètre.

La perte est donc proportionnelle à la distance parcourue pour transporter l'électricité (longueur du câble) et à l'intensité du courant. Si celle-ci est doublée, la perte augmente même d'un facteur quatre.

En cas de transport sur de très grandes distances, la perte est importante en raison de la longueur du câble. Les intensités élevées du courant font aussi sensiblement augmenter cette perte.

Par rapport aux circuits de courant continu, les circuits de courant alternatif possèdent toutefois une propriété intéressante, à savoir qu'en augmentant la tension (au moyen de transformateurs), il est possible de réduire l'intensité du courant et par conséquent la perte. C'est la raison pour laquelle le réseau de transport, qui achemine le courant sur de longues distances, fonctionne à des tensions élevées (tensions supérieures à 30 kilovolts). Le réseau de distribution, qui transporte le courant sur de plus petites distances, fonctionne à moyenne et basse tension (tensions inférieures à 30 kilovolts).

Cette réduction de la perte explique pourquoi les systèmes électriques sont en grande partie des systèmes à courant alternatif<sup>(1)</sup>.

(1) À cet égard, on peut rappeler le débat entre deux physiciens célèbres, Edison et Tesla. Le premier était un partisan du courant continu (dont la caractéristique négative est la perte croissante), tandis que le second défendait le courant alternatif (où les hautes tensions étaient potentiellement dangereuses). En fin de compte, c'est Tesla qui allait avoir raison.

**TABEAU 4** PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION  
(en GWh)

	1992	2000	2001	2002
Énergie demandée . . . . .	67.439	82.848	83.571	84.206
Pertes de transport et de distribution . . . . .	3.568	3.682	3.755	3.768
Consommation nette . . . . .	63.871	79.166	79.816	80.438
Pertes (en p.c.) . . . . .	5,3	4,4	4,5	4,5

Source : FPE, Annuaire statistique 2002.

Le tableau 4 donne un aperçu de la perte de transport et de distribution dans le réseau belge.

À première vue, la perte semble relativement minime. Elle implique cependant un montant considérable. On pourrait par exemple l'évaluer au prix *spot* moyen à l'APX (30 euros/MWh en 2002, 46 euros/MWh en 2003). La valeur des pertes se situe alors entre 113 millions d'euros et 173 millions d'euros.

Les pertes de transport sont en fait des coûts de transport, que le consommateur est donc tenu de payer. À cet effet, il devrait toutefois être possible de calculer la perte de transport entre deux points. Une autre propriété physique du courant électrique, à savoir les *lois de Kirchhoff* (cf. encadré 6), rendent ce calcul impossible. Ces lois impliquent que dans un nœud de réseau, un courant entrant ne peut pas être dirigé sur une ligne sortante déterminée. Il est distribué automatiquement sur toutes les lignes sortantes. Cette propriété physique est lourde de conséquences pour le réseau électrique.

– Il est *impossible de définir un chemin* le long duquel le courant est transporté. Il n'y a *pas non plus de liaison directe entre le producteur et le consommateur*.

– La *surcharge d'une ligne est difficile à gérer dans le réseau et nécessite l'intervention des producteurs*<sup>(1)</sup>.

La gestion opérationnelle de la capacité maximale de la ligne est toutefois capitale. En effet, si une ligne surchargée est coupée, les lignes situées à proximité sont de ce fait elles aussi surchargées et peuvent se rompre à leur tour, etc. En d'autres termes, une surcharge peut provoquer une panne de l'ensemble du système. La charge maximale d'une ligne dépend en outre de la température extérieure.

La surcharge de certaines lignes entraîne par ailleurs l'apparition de « marchés partiels », sur lesquels certains agents économiques peuvent acquérir une

*position dominante*<sup>(2)</sup>. Un exemple est la capacité réduite d'interconnexion à la frontière franco-belge.

– Une modification survenant dans un courant entrant peut exercer un effet sensible à plusieurs centaines de kilomètres à travers le réseau (il s'agit des *courants non identifiés*)<sup>(3)</sup>.

En raison de ces courants potentiels, il convient d'étudier avec précision l'extension de capacité dans le réseau. Ainsi, une augmentation de capacité à la frontière franco-belge peut avoir une incidence sur la charge des lignes de transport à la côte belge.

La volatilité de la demande requiert la constitution d'une capacité (de transport) de réserve. Celle-ci doit être financée par les différences de prix entre l'utilisation du réseau en période de pointe et en période creuse<sup>(4)</sup>.

Enfin, la pose de lignes haute tension se heurte souvent à une forte résistance, de sorte qu'elle fait l'objet d'une réglementation stricte. Par conséquent, les délais de réalisation et d'installation sont assez longs. Ce problème est encore plus aigu pour le transport international étant donné que les parties concernées sont plus nombreuses.

Néanmoins, les revenus du gestionnaire de transport sont moins incertains que ceux des producteurs, de sorte que les investissements futurs dans le réseau sont plus ou moins garantis.

(1) La production est réduite d'un côté de la ligne et accrue de l'autre côté pour diminuer le trafic sur la ligne. Cette opération doit être effectuée dans des délais relativement courts.

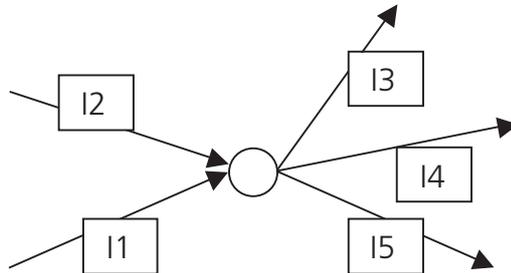
(2) Au sein du marché européen unifié de l'électricité, la capacité limitée d'interconnexion des réseaux nationaux provoque l'apparition de marchés nationaux, sur lesquels les producteurs historiques conservent une position dominante.

(3) Ces courants non identifiés peuvent avoir une grande importance en Belgique (jusqu'à un tiers de la capacité de transport avec la France) et même engendrer des problèmes. Voir par exemple « La Belgique craint les « flux fantômes » d'électricité » dans l'Echo du 30.09.2003 et « Elia wapent zich tegen stroompannes » dans De Standaard du 12.06.2002.

(4) C'est cette composante tarifaire qui est à l'origine d'une distinction entre les prix en période de pointe et en période creuse, comme dans le secteur des télécommunications.

## Encadré 6 – Les lois de Kirchhoff

Les lois de Kirchhoff portent sur les courants entrants et sortants d'un nœud du réseau.



Le courant  $I$  se compose de charges en mouvement. La première loi de Kirchhoff énonce que dans un nœud, aucune charge ne peut se perdre et que les courants entrants et sortants doivent donc être équivalents.

$$I_1 + I_2 = I_3 + I_4 + I_5$$

La deuxième loi de Kirchhoff indique comment le courant entrant se distribue sur les courants sortants. Cette répartition dépend de la résistance des câbles sortants.

Il est donc impossible de diriger le courant dans un nœud déterminé. Le courant entrant est distribué selon des règles fixes sur toutes les lignes sortantes.

Des pertes se produisent également lors du transport dans les *réseaux de télécommunication*. À intervalles réguliers, il convient d'installer des « répéteurs » pour amplifier les signaux affaiblis. L'opérateur de télécommunications peut cependant résoudre ce problème sans l'intervention de tiers.

Le problème de la surcharge n'est pas non plus propre au réseau électrique. Il touche également les réseaux de télécommunication. Ceux-ci ne sont toutefois pas soumis aux lois de Kirchhoff. Les nœuds sont des commutateurs intelligents capables de diriger un signal entrant sur une ligne sortante déterminée. Dans ce cas, il est donc possible de définir une voie de communication créant une liaison entre les deux parties.

La possibilité de diriger le signal permet par ailleurs d'éviter les surcharges et de dévier le trafic via des lignes moins chargées.

Les conséquences de la surcharge d'une ligne de télécommunication sont par ailleurs beaucoup moins graves. En cas de surcharge d'une ligne, il suffit à l'utilisateur de réessayer la communication plus tard. La surcharge d'une ligne électrique peut par contre provoquer une panne générale du système, par le biais d'effets en cascade.

Dans le secteur libéralisé des télécommunications, plusieurs réseaux de communication sont autorisés (réseau de Belgacom, Telenet, téléphonie mobile, etc.)<sup>(1)</sup>. L'interconnexion de ces réseaux est en effet beaucoup plus aisée que celle des réseaux électriques. Pour les raisons énoncées ci-dessus, on peut affirmer que lors de l'interconnexion de réseaux électriques, la fiabilité de l'ensemble du système est déterminée par le réseau le plus faible (en raison de tous les effets en cascade). Les réseaux de télécommunication sont beaucoup plus indépendants les uns des autres, même en cas d'interconnexion.

Le caractère multifonctionnel du réseau de télécommunication (transmission du son, mais également de données et d'images) a déjà été souligné. Cette multifonctionnalité répartit les coûts de l'infrastructure sur un plus gros volume, ce qui entraîne une baisse des coûts moyens d'infrastructure.

De nouvelles technologies (multiplexeurs et modems perfectionnés) permettent de traiter ces volumes accrus sans hausse notable des coûts.

(1) L'opérateur historique reste néanmoins avantagé car son réseau s'est fortement étendu au fil des ans et compte un nombre supérieur de raccordements (un avantage de réseau implique que l'utilité pour un utilisateur augmente proportionnellement au nombre de raccordements).

Dans le secteur des télécommunications, les économies d'échelle se sont donc réduites à la suite des progrès technologiques. De plus, elles ne se traduisent par un monopole que lorsque le volume de production le plus efficace (minimum de la courbe de coût moyen) est supérieur au marché, ce qui signifie que les économies d'échelle doivent être mises en rapport avec la taille du marché. Dans le secteur des télécommunications, le marché s'est énormément développé grâce, entre autres, à l'arrivée d'Internet.

## 2.6 Le Régulateur

Il appartient au régulateur de contrôler les segments en position de monopole (transport, distribution) et notamment la tarification de leurs services.

Il doit également surveiller la concurrence dans les segments qui sont exposés à la concurrence. Pour cette dernière mission, il travaille cependant en collaboration avec les autorités existantes compétentes en matière de concurrence.

Le secteur des télécommunications dispose aussi d'un tel régulateur<sup>(1)</sup>.

Même si le segment de la production a été libéralisé, le régulateur a une influence sur toutes les composantes du secteur de l'électricité. Mais il importe en tout état de cause d'éviter les effets secondaires. C'est ainsi que de fréquentes modifications de la réglementation ne feront qu'accroître l'incertitude et constitueront un frein aux investissements nécessaires.

L'absence d'uniformisation peut, en outre, perturber le bon fonctionnement du marché dans les segments exposés à la concurrence. Ainsi par exemple les différentes réglementations européennes sur le nucléaire perturbent la concurrence, surtout dans le segment base-load de la production. Il se trouve en effet (voir ci-dessus et ci-après) que les coûts des centrales nucléaires sont sensiblement inférieurs à ceux des autres types de centrales. L'interdiction sélective de cette source d'énergie primaire dans certains pays favorise donc les centrales nucléaires dans les autres pays. C'est pourquoi une approche européenne uniforme s'impose absolument.

(1) En Belgique, il s'agit de l'Institut Belge des Services Postaux et des Télécommunications (IBPT).

## 2.7 La coordination en vue d'une meilleure fiabilité

### 2.7.1 Le besoin de coordination

Les problèmes propres à chaque sous-segment font qu'une coordination avancée de toutes les composantes est indispensable pour assurer la fiabilité du système.

Dans une entreprise intégrée verticalement, cette fonction était assurée en interne. Mais l'introduction de la concurrence fait que cette fonction se trouve externalisée et relève d'une nouvelle instance: le gestionnaire de système indépendant.

Dans un marché libéralisé, la coordination des différents segments résulte du mécanisme des prix. Étant donné les caractéristiques particulières de la production d'électricité et les interactions réciproques, le mécanisme du marché ne suffit pas à lui seul; il doit être complété par une fonction de coordination.

Le gestionnaire de système indépendant est responsable de la stabilité du réseau et particulièrement:

1. de l'adaptation permanente de l'offre à la demande ou de ce que l'on appelle le « contrôle de fréquence »;
2. de la compensation des pertes de réseau;
3. de la charge des lignes à haute tension;
4. du suivi des courants non identifiés.

Tout cela est regroupé sous l'appellation « services auxiliaires ». Ceux-ci sont confiés à une instance indépendante, car la solution de problèmes éventuels exige l'intervention de différentes parties.

Dans les paragraphes précédents, l'on a souligné à plusieurs reprises la nécessité d'un *équilibre permanent entre l'offre et la demande*. Lorsque la demande augmente de façon soudaine (ce qui est plutôt la règle que l'exception vu la volatilité de la demande), le gestionnaire de système constate une baisse de fréquence sur le réseau. Pour éviter une panne généralisée, il est donc contraint d'augmenter la production (la demande est en effet inélastique).

Étant donné qu'il n'existe aucun lien entre le producteur et le consommateur, le gestionnaire de système ne peut désigner directement le producteur qui livre au client dont la consommation a augmenté. Il doit donc faire appel au producteur le moins cher.

Cela signifie concrètement que le gestionnaire de système doit notamment être informé des offres de prix des producteurs, des parties du réseau éventuellement surchargées, etc.

Il ne peut se procurer ces informations qu'auprès des différents producteurs et du propriétaire du réseau de transport. Il est dès lors nécessaire de prévoir des mécanismes permettant d'échanger ces informations.

Le problème des *pertes de réseau* est comparable. Le gestionnaire du réseau doit également augmenter la production pour compenser ces pertes et doit pour ce faire s'adresser à des tiers.

Si la quantité de courant qui passe sur une ligne est trop élevée, il est question de *surcharge* sur cette ligne. Selon les lois de Kirchhoff, il n'est pas possible de procéder à une déviation vers d'autres lignes. Le problème ne peut donc être résolu qu'en réduisant la production d'un côté de la ligne et en l'augmentant de l'autre côté. Dans ce cas-ci également, il faut s'adresser aux producteurs d'électricité et, dans une perspective à plus long terme, au propriétaire des capacités de transmission pour augmenter la capacité du réseau.

Garantir la fiabilité du système<sup>(1)</sup> relève donc de la responsabilité du gestionnaire du réseau. Pour ce faire, il doit cependant faire appel aux autres participants au système.

Comme cela a déjà été signalé, les interactions entre le gestionnaire de système et les participants postulent l'existence de mécanismes. Ou bien l'on a affaire à un marché où le gestionnaire du système peut acheter du courant, ou bien celui-ci passe des contrats avec certains producteurs.

À cet égard, il y a lieu de remarquer qu'il existe une *différence fondamentale avec le secteur des télécommunications*. Dans ce secteur, le gestionnaire est responsable en totale autonomie de la stabilité du réseau, car, pour ce faire, il ne doit pas faire appel à d'autres parties.

Le gestionnaire de système est responsable de la gestion opérationnelle du réseau de transport. Toutefois, la « désintégration » du secteur de l'électricité entraîne également des problèmes de coordination dans d'autres segments, et notamment dans celui de la distribution. Prenons l'exemple d'un consommateur qui change de fournisseur. Le nouveau fournisseur et le consommateur conviennent d'un prix pour les livraisons futures. Toutefois, pour la facturation, le fournisseur doit également connaître la quantité d'électricité consommée. Mais c'est le distributeur qui dispose de cette information. Le distributeur peut mettre cette information à la disposition du fournisseur pour autant qu'il le connaisse. Il doit donc connaître le fournisseur de chaque client dans sa région uniquement pour que le fournisseur puisse établir la facture de ses clients. Alors que d'un point de vue purement

fonctionnel, le distributeur n'a aucun besoin de ces informations. En cas de changement de fournisseur, ce sont à la fois l'ancien, le nouveau fournisseur et le distributeur qui doivent être informés.

Pour éviter toute distorsion de concurrence dans le segment de la production il est indispensable d'établir une séparation stricte entre la production et le transport d'électricité. Toutefois une telle séparation complique la coordination de tout le système. Par conséquent, la libéralisation ne peut être envisagée que si l'on examine dans quelle mesure la séparation :

1. ne compromet pas la fiabilité du système. Il appartient au gestionnaire indépendant du système de garantir la fiabilité de celui-ci, mais comme on l'a déjà souligné, le gestionnaire dépend pour ce faire des autres participants au système ;
2. n'entraîne pas de coûts supplémentaires (p. ex. en matière d'échange d'informations). La gestion opérationnelle du réseau ne constitue pas une nouvelle tâche ; celle-ci existait déjà dans l'ancien système. La scission du secteur en différents segments rend cependant l'échange d'informations encore plus nécessaire.

### 2.7.2 L'organisation des marchés

Dans une entreprise verticalement intégrée, la coordination entre les différentes composantes de celle-ci est une question d'ordre interne. L'introduction de la concurrence dans certains sous-segments a pour conséquence que la coordination s'effectue au travers d'un mécanisme de marché. On a le choix ici entre, d'une part, la conclusion de contrats bilatéraux entre le producteur et le consommateur et, d'autre part, l'organisation de bourses de l'électricité. Les contrats bilatéraux garantissent à chaque partie le futur prix d'achat et de vente. Ils sont principalement conclus entre de grands clients industriels et les producteurs d'électricité. Sur une bourse de l'électricité, le prix est déterminé par l'offre et la demande et peut être très volatil. La bourse présente toutefois l'avantage d'envoyer des signaux de prix à toutes les parties, contrairement aux contrats bilatéraux dans lesquels les prix sont confidentiels. Aussi la plupart des pays optent-ils pour une combinaison des deux systèmes<sup>(2)</sup>. Les coûts liés à la conclusion de contrats ainsi qu'à l'établissement et au fonctionnement d'une bourse de l'électricité font partie des coûts de transaction mentionnés plus haut.

(1) En ce qui concerne la stabilité du système, l'on applique souvent la règle N-1 dans le secteur. Cela signifie que le système doit continuer à fonctionner correctement si un quelconque élément de celui-ci tombe en panne. Le gestionnaire du système contrôle à intervalles réguliers si cette règle est respectée.

(2) Sur Nordpool, le marché de l'électricité des pays scandinaves, environ un tiers de la consommation est négocié sur le marché au comptant, le solde étant fixé dans le cadre de contrats bilatéraux (voir Bergman L. (2002)). À la bourse hollandaise APX, cette proportion ne s'élevait qu'à 11 p.c. en 2003 et à la bourse française Powernext, elle s'établissait à 5 p.c. la même année (voir CREG (2004)).

En résumé, on a donc :

- les contrats bilatéraux, qui sont faits sur mesure et présentent donc une flexibilité maximale ;
- une bourse de l'électricité. La complexité de la production d'électricité, et plus particulièrement le temps de démarrage des centrales, implique la coexistence de sous-marchés sur les bourses :
  - un marché sur lequel les demandeurs et les offreurs peuvent introduire des offres jusqu'à 24 heures avant le moment de la livraison effective (*day-ahead market*) ;
  - un marché sur lequel des corrections peuvent être apportées jusqu'à quelques heures avant le moment de la livraison effective (*fine-tuning market*) ;
  - un marché sur lequel l'équilibre est assuré au moment de la livraison (*real-time market*) ;
  - des *marchés financiers* sur lesquels il est possible de se couvrir contre les risques de prix.

Le fonctionnement ainsi que la nécessité de ces sous-marchés sont traités dans le paragraphe qui suit

#### 2.7.2.1 Le marché *day-ahead* (marché à 24 h)

Un marché dit *day-ahead* est organisé afin que tous les participants (les demandeurs, les offreurs et le gestionnaire de réseau) fournissent une première indication relative à la demande du lendemain. Chaque offereur peut introduire une offre pour sa propre production ou sa propre consommation de chaque heure du lendemain. Les offres doivent être introduites au plus tard 24 heures à l'avance.

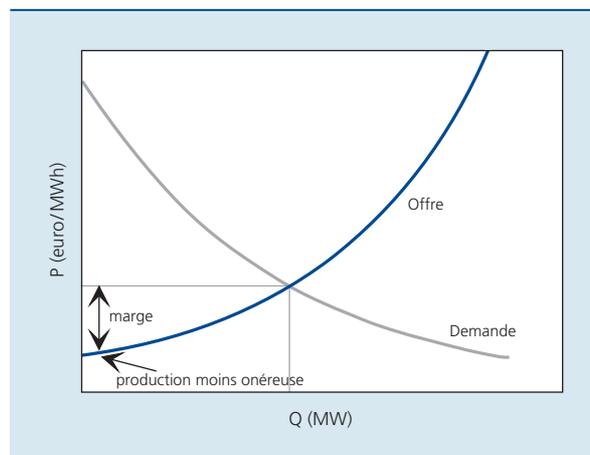
La division de la journée en 24 heures résulte de la grande volatilité de la demande d'électricité au cours d'une même journée.

Chaque acheteur communique donc sa courbe de demande pour chaque heure du lendemain. Le tableau 5 ci-dessous en donne une illustration.

**TABLEAU 5** COURBE DE LA DEMANDE INDIVIDUELLE POUR CHACUNE DES HEURES DU LENDEMAIN (EXEMPLE FICTIF)

Heure		Prix (en €/MWh)				
de	à	<40	40	60	200	2.000
1	6	50	20	10	0	-20
7	24	60	25	11	0	-

**GRAPHIQUE 7** DEMANDE GLOBALE ET OFFRE GLOBALE, PRIX D'ÉQUILIBRE PAR HEURE POUR LE J + 1.



Par conséquent si le prix pour les six premières heures du lendemain est inférieur à 40 euros/MWh, l'achat portera sur 50 MWh. Si le prix se situe entre 40 et 60 euros/MWh, cette quantité est ramenée à 20 MWh.

Chaque producteur établit des offres similaires, la quantité à livrer augmentant au fur et à mesure que le prix croît.

Ensuite, l'autorité de marché rassemblera les courbes d'offre et de demande individuelles, d'où résulte une courbe de demande et une courbe d'offre par heure pour le jour suivant, avec un prix d'équilibre par heure (voir graphique 7).

Malgré les différentes modes de production d'électricité, il n'y a donc qu'un prix d'équilibre par heure (voir graphique 7). Le prix du marché est donc celui de la centrale la plus chère qui doit encore intervenir pour répondre à la demande. Cela implique bien entendu que toutes les centrales qui sont meilleur marché peuvent réaliser des marges supplémentaires.

Il ressort du graphique 3 que les coûts moyens pour une centrale nucléaire en Finlande se chiffrent à environ 24 euros/MWh. Les frais de production les plus faibles pour une centrale TGV s'élèvent à 32 euros/MWh (tous deux pour une production de 8.000 heures par an, sans charges de CO<sub>2</sub> et moyennant un prix du gaz naturel constant). Par conséquent, dès que la capacité nucléaire devient insuffisante pour répondre à la demande<sup>(1)</sup>, une centrale nucléaire réalisera une marge d'au moins 8 euros/MWh. Pour être complet, ajoutons que ce qui précède n'est valable que pour les offres sur le marché (où le prix est

(1) Il ressort du tableau 3 que la capacité des centrales nucléaires est de 5,7 GW et du graphique 7 que la charge minimum est de 6 GW, comme c'est le cas pour la Belgique. C'est également sans aucun doute le cas pour toutes les centrales nucléaires sur le marché unique européen.

déterminé sur la base du mécanisme décrit ci-dessus). Toutefois, un producteur peut conclure des contrats bilatéraux avec un acheteur et négocier en l'occurrence un prix inférieur. Dans ce cas, la marge est inférieure, mais le producteur d'énergie nucléaire a incontestablement un avantage concurrentiel<sup>(1)</sup>.

Signalons enfin que le gestionnaire du réseau, partant des informations du marché du jour pour le lendemain (*day-ahead*), a déjà une vue sur les problèmes de congestion potentiels à certaines heures déterminées du lendemain<sup>(2)</sup>.

#### 2.7.2.2 Le marché fine-tuning

La formation des prix sur le marché *day-ahead* se fait sur la base des estimations des producteurs individuels 24 heures avant l'heure de livraison effective. Etant donné que les livraisons effectives dépendent de nombreux paramètres, dont également la température du lendemain, le coût des combustibles, etc., elles correspondent rarement aux livraisons réelles. Il s'agit, dans les meilleurs cas, de bonnes approximations.

Par conséquent, les participants peuvent rectifier leurs prévisions à mesure que les informations dont ils disposent se précisent. Ils peuvent introduire à cet effet des offres sur le marché *fine-tuning* jusqu'à quelques heures avant l'heure de livraison effective.

#### 2.7.2.3 Les marchés real-time (marché en temps réel)

La fixation des prix sur le marché *day-ahead* et sur le marché *fine-tuning* est basée sur des estimations de la production et de la consommation futures. Ces marchés garantissent un équilibre entre la demande *estimée* et l'offre estimée.

Il ressort toutefois du paragraphe 2.2 que l'équilibre permanent entre la demande *réelle* et l'offre réelle revêt une importance capitale. Si cette condition n'est pas remplie, la conséquence est la panne généralisée.

(1) Dans un scénario de suppression progressive du nucléaire, cet avantage concurrentiel disparaît, mais le prix de revient pour l'acheteur augmente jusqu'au niveau de celui d'une centrale TGV; ce qui implique en tous les cas une hausse de prix de presque 33 p.c.

(2) À condition que cette information contienne également des renseignements relatifs aux jonctions du réseau où le fournisseur injecte le courant dans le réseau et où le consommateur va retirer ce courant ainsi que les quantités fournies dans le cadre de contrats bilatéraux.

(3) Afin de limiter le risque pour la chambre de compensation, il sera demandé à chaque participant au marché de verser une marge en fonction de ses positions ouvertes auprès de la chambre de compensation. Cette marge est adaptée chaque jour. C'est ce que l'on appelle une évaluation à la valeur de marché ou « marking to market ».

Comme cela a été signalé auparavant, il appartient au gestionnaire de système indépendant de réaliser cet équilibre. Il peut faire appel en l'occurrence au marché en temps réel, où il intervient comme unique acheteur.

Ce marché en temps réel peut également être utilisé pour re-dispatcher la production en cas de problèmes de congestion.

#### 2.7.2.4 Le marché financier

Pour donner aux participants la possibilité de se couvrir contre la très forte volatilité des prix de l'électricité, et leur fournir des informations relatives aux évolutions de prix futures, des marchés dits « dérivés » ont été constitués à côté des marchés destinés à la livraison physique d'énergie.

Il s'agit de marchés financiers, car les transactions ne sont pas liées à une livraison matérielle de courant électrique. Ces instruments dérivés ne sont pas propres au secteur de l'électricité, ils existent également pour les transactions sur d'autres biens. Nous nous limitons ici à quelques éclaircissements.

Le contrat *forward* ou contrat à terme de gré à gré est un contrat qui couvre la livraison physique d'électricité. Ce contrat indique le prix et la quantité de courant électrique qu'un producteur s'engage à livrer à un consommateur, à un moment déterminé dans le futur. Il s'agit donc d'un contrat sur mesure, conclu entre deux parties. Tant l'acheteur que le vendeur s'assurent un prix et une quantité fixes pour le futur.

Le contrat appelé *future* est à proprement parler un « contrat à terme » de nature comparable sauf qu'il a trait à des quantités normalisées d'un bien standardisé. La standardisation rend ce type de contrat plus flexible et plus liquide. La liquidité augmente encore sensiblement par la création de ce que l'on appelle une chambre de compensation (*clearing house*) qui intervient comme contrepartie pour chaque transaction<sup>(3)</sup>. La présence de cette contrepartie diminue le risque de non-respect d'un contrat, et partant, augmente sa liquidité.

Les contrats à terme normalisés sont rarement associés à une livraison physique. À l'échéance du contrat, les parties s'échangent entre elles la différence entre le prix sur le marché physique et le prix défini dans le contrat.

Outre les acheteurs et vendeurs, des spéculateurs et arbitragistes interviennent également sur le marché des contrats à terme. La demande et l'offre de tels contrats déterminent le prix du contrat. Des modèles de fixation des prix d'un contrat à terme établissent un lien entre

la valeur du contrat et le prix futur de l'électricité. Ainsi, les contrats à terme constituent un instrument important pour les acheteurs ainsi que pour les producteurs et investisseurs dans des capacités de production. Il y a toutefois lieu de souligner à cet égard que :

1. la durée de contrats à terme est limitée (elle est de trois ans maximum à la bourse d'électricité scandinave Nordpool), alors que le délai de construction de centrales prend plusieurs années<sup>(1)</sup> ;
2. les modèles de fixation des prix sont basés sur l'hypothèse que l'on peut stocker le bien sous-jacent pendant un temps défini (à savoir jusqu'à l'échéance du contrat). Cette hypothèse n'est toutefois pas valable pour la production d'électricité<sup>(2)</sup>.

Alors que le contrat à terme normalisé implique une obligation tant pour l'acheteur que pour le vendeur, un contrat d'*option* confère un *droit* à l'une des deux parties. Si l'acheteur a le droit (mais non l'obligation) de fournir une quantité déterminée de courant à un prix fixé à une date future définie, l'on parle d'une option de vente (*put*). Si l'acheteur dispose du droit d'acheter dans le futur une quantité déterminée d'électricité à un prix fixé, il est question d'une option d'achat (*call*). L'on a donc affaire à un contrat asymétrique, l'une des parties ayant une obligation et l'autre un droit d'exercice.

## Conclusion

La libéralisation du secteur de l'électricité est motivée par la recherche d'une plus grande efficacité et devrait entraîner des baisses de prix. Voilà du moins ce que prévoit le modèle théorique de la concurrence parfaite. Pour renforcer ce paradigme, on fait généralement référence au succès de la dérégulation du secteur des télécommunications. Il est en effet indéniable que la libéralisation de ce secteur s'est traduite par des baisses de prix et une amélioration de la qualité.

Le présent article montre toutefois qu'il existe également des différences notables entre les deux secteurs. Les deux branches d'activité sont sur certains points comparables: il s'agit d'industries de réseau et certaines évolutions technologiques entraînent des économies d'échelle décroissantes. En revanche, d'importantes différences les opposent sur le plan de la complexité et de la mise en œuvre de la libéralisation. Le secteur de l'électricité compte davantage de sous-segments. Par ailleurs, pour des raisons techniques, la coordination entre les sous-segments est beaucoup plus complexe et délicate.

En ce qui concerne la mise en œuvre de la libéralisation, l'attention est attirée sur le fait que la production et la fourniture d'électricité ont été libéralisées, tandis que le transport et la distribution restent des monopoles. Dans le secteur des télécommunications, par contre, la concurrence a touché l'infrastructure de réseau. L'argument selon lequel les deux segments (production d'électricité et infrastructure de communication) ont longtemps été considérés comme des monopoles (naturels) et que les économies d'échelle sont devenues décroissantes sous l'effet d'évolutions technologiques, est soumis à la critique. Dans le secteur des télécommunications, cette évolution technologique s'est en effet accompagnée d'une très forte croissance de la demande. Le développement du marché, combiné à une réduction d'échelle dans les réseaux, ouvre la voie à un plus grand nombre d'opérateurs de réseau. Une telle croissance de la demande ne se produira toutefois pas dans le secteur de l'électricité, au contraire. En raison de considérations écologiques, on s'efforce plutôt de limiter la consommation d'électricité.

Le secteur de l'électricité comprend plusieurs sous-segments, à savoir la production, le transport, la distribution et la vente. La production et la vente sont ouvertes à la concurrence. Le transport et la distribution restent des monopoles. L'analyse des particularités et de la problématique spécifique des différents segments montre que la décision de procéder à la dérégulation du secteur doit prendre deux éléments en considération :

1. la division d'une entreprise auparavant intégrée verticalement peut engendrer des coûts supplémentaires – dénommés *coûts de transaction* –, surtout si elle nécessite une coordination entre les segments ou si d'importants échanges d'informations sont requis.
2. Pour que l'introduction de la concurrence dans certains segments ait une incidence favorable sur le prix, il importe de tendre vers les conditions du modèle théorique. Selon les *hypothèses de base* du modèle de la concurrence parfaite, aucun producteur ou consommateur ne peut influencer le prix, les producteurs et les consommateurs disposent d'informations parfaites, le produit vendu est homogène et les producteurs peuvent accéder ou quitter librement le marché.

L'analyse a par ailleurs démontré que les spécificités du secteur compliquent la concurrence.

(1) AMPERE (2000) indique un délai de construction de 24 à 30 mois pour une centrale TGVS et de 3 à 5 ans pour une centrale nucléaire.

(2) Cette hypothèse est vraisemblablement plus valable dans des pays dans lesquels la production d'électricité s'effectue à partir de centrales hydro-électriques, du moins pour les producteurs-propriétaires de ces centrales et non pour les autres producteurs ni pour les consommateurs.

Les caractéristiques physiques des réseaux électriques requièrent que l'offre et la demande soient en permanence en équilibre. Dans le cas contraire, tout le système s'effondre. Combinée à la forte volatilité de la demande d'électricité, la nécessité de l'équilibre pose des exigences très spécifiques au parc de production. Ainsi, une capacité de réserve suffisante doit toujours être disponible pour pouvoir faire face à la demande de pointe. Cette capacité de réserve est très coûteuse car elle ne peut être utilisée que quelques heures par an seulement. En période de pointe, on utilise par conséquent des centrales dont les coûts fixes sont faibles. En période creuse, les coûts fixes sont répartis sur un nombre élevé d'heures de production et les centrales dont les coûts fixes sont élevés sont les plus économiques. Concrètement, cela signifie qu'on utilise les centrales nucléaires et hydro-électriques pendant les périodes creuses. En période de pointe, on met en service aussi les centrales au gaz et au charbon. Cette situation est synonyme d'importantes différences de coûts et, par conséquent, de prix différents entre périodes creuses et périodes de pointe.

Les coûts fixes élevés de la « capacité en période creuse » impliquent par ailleurs l'existence d'économies d'échelle, ce qui limite la concurrence dans ce segment du marché. En raison des économies d'échelle<sup>(1)</sup> – ainsi que pour des raisons de sécurité pour les centrales nucléaires –, la concurrence entre producteurs est pratiquement exclue. Cet élément est clairement contraire à l'hypothèse du *libre accès au marché*.

La concurrence reste dès lors limitée à la capacité utilisée pendant les périodes de pointe. Les producteurs disposant d'un parc de production mixte (capacité en période de pointe et en période creuse) ont un avantage considérable parce qu'ils réalisent une marge sur leur « capacité en période creuse » en raison d'un prix du marché unique. Ils peuvent de cette façon *influencer le prix et l'accès au marché* (subsidés croisés des modes de production les moins chers vers les modes de production les plus coûteux); ces producteurs ne sont donc pas des price-takers (preneurs de prix).

La surcharge de certains éléments du réseau (par exemple les capacités limitées d'interconnexion du marché européen) crée elle aussi une *barrière à l'accès au marché*.

La distinction entre période de pointe et période creuse ainsi que la capacité utilisée impliquent que le courant électrique n'est pas un produit homogène. En fait, il existe un produit pour chaque heure de la journée, comme le montre également l'organisation pratique de bourses d'électricité.

L'existence de réglementations divergentes dans des pays différents, principalement en ce qui concerne les centrales nucléaires et l'application des normes de Kyoto, contribue en outre à *fausser la concurrence*.

Le besoin de disposer d'une capacité de réserve impose à un marché libéralisé d'émettre en temps utile des signaux en vue de constituer la capacité future. Tant la théorie classique de la valeur nette actualisée d'un investissement que la théorie plus récente des options réelles démontrent l'existence d'une corrélation négative entre investissements et incertitude. Il n'est donc pas certain que le mécanisme de libre marché suscitera les incitants nécessaires à la constitution de capacités de réserve. Durant la phase initiale de la libéralisation, la surcapacité presque omniprésente est progressivement supprimée. Rien ne garantit cependant que cette suppression graduelle ne se traduira pas, à terme, par une sous-capacité, entraînant une hausse des prix pour les consommateurs et des marges supplémentaires pour les producteurs.

Les caractéristiques spécifiques du réseau électrique nécessitent la présence d'un coordinateur du système et un important échange d'informations entre les participants. Ces exigences contribuent aux coûts de transaction mentionnés au préalable.

L'interaction des capacités limitées du réseau et des caractéristiques du segment de production peut créer, localement, des positions dominantes. C'est actuellement déjà le cas sur le marché européen, où les capacités d'interconnexion sont insuffisantes.

La durabilité de la baisse des prix à la suite de la dérégulation n'est donc pas nécessairement acquise. Durant la phase initiale, l'introduction de la concurrence peut certainement avoir une incidence favorable par la réduction des capacités de réserve, mais la hausse des coûts de transaction et les obstacles à la concurrence qui découlent des caractéristiques spécifiques du secteur peuvent, à terme, déboucher sur une atténuation ou compensation. Enfin, des *éléments externes à la dérégulation* peuvent exercer un effet négatif sur le prix, entre autres la tarification des émissions de CO<sub>2</sub> et la sortie du nucléaire. Ces deux derniers éléments renforcent en outre la demande de gaz naturel, et donc son prix. Compte tenu du fait que la consommation d'électricité est une consommation intermédiaire, il y aura un effet sur tous les secteurs de l'économie. Si dans les différentes régions européennes d'autres

(1) Dans le contexte du marché belge, avec une capacité nucléaire de 5,8 GW et une charge de base de 6 GW, ces économies d'échelle débouchent sur une situation de quasi-monopole. Ce n'est pas le cas dans le contexte du marché européen. En raison de problèmes liés à l'interconnexion, ce dernier n'existe actuellement en effet qu'en théorie. Pour des motifs évidents, la concurrence entre producteurs nucléaires n'est toutefois pas recommandée.

réglementations sont appliquées, une influence sur la compétitivité pourrait en résulter. Une approche uniforme s'impose donc en Europe.

Enfin, il convient de signaler que les coûts les plus élevés de la production d'électricité proviennent du caractère non stockable du courant et de la volatilité de la demande, ce qui requiert une importante capacité de réserve pour faire face aux pointes. En vue de limiter le plus possible les coûts (et aussi pour protéger l'environnement), il importe donc de gommer les pics de consommation. Ce n'est donc pas à proprement parler la consommation qui doit baisser, mais bien les pics. La recherche de moyens permettant de stocker le courant constitue par ailleurs une solution potentielle, qui est toutefois probablement moins réalisable à court terme.

## Bibliographie

Ahn S. (2002), « Competition, Innovation and Productivity Growth: A Review of Theory and Evidence », Economic Department Working Papers n° 317, OECD, Paris.

AMPERE (2000), « Rapport de la Commission AMPERE au Secrétaire d'État à l'Énergie et au Développement Durable », octobre 2000.

Banks F.E. (2000), « Energy Economics: A modern Introduction », Kluwer, Massachusetts.

Barale F. (2003), « Why does an efficient electricity market require coordination mechanisms between power generation, transmission, distribution and supply activities ? », Research Symposium European Electricity Markets, The Hague.

Baumol W., Panzar J., Willig R. (1982), « Contestable Markets and the Theory of Industry Structure », Harcourt Brace Jovanovich, New York.

Bergman L. (2002), « The Nordic electricity market – continued success or emerging problems ? », Swedish Economic Policy Review 9, 2002, pp. 51-88.

Bergstrom T. (1971), « On the Existence and Optimality of Competitive Equilibrium for a Slave Economy », The Review of Economic Studies, Vol. 38, n° 1.

Boîteux M. (1996), « Concurrence, régulation, service public. Variations autour du cas de l'électricité », Futuribles, n° 205.

Botterud A., Bhattachrya Arnob K., Ilic M., « Futures and spot prices – an analysis of the Scandinavian electricity market », MIT.

Bureau Fédéral du Plan (2004), « Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 », Planning Paper n° 95, Janvier 2004.

Carlton D., Perloff J. (1990), « Modern Industrial Organization », Harper Collins, New York.

Coase R. (1937), « The Nature of the Firm », *Economica*, Vol. 4.

Cohen S.I. (2001), « Microeconomic Policy », Routledge, Londres.

Cooper M (2003), « Electricity deregulation puts pressure on the transmission network and increases its cost », Customer Federation of America, August 2003.

Cox J.C., Rubinstein M. (1985), « Options markets », Prentice Hall, New Jersey.

CREG (2001a), « Etude relative aux provisions et aux fonds dans le secteur nucléaire », étude (F) 010315-CDC-024, 22 mars 2001.

CREG (2001b), « Etude relative aux problèmes actuels sur le marché de l'électricité », étude (A) 011025-CDC-64, 25 octobre 2001.

CREG (2002), « Rapport Annuel 2002 ».

CREG (2004), « Etude relative aux mesures régulatrices nécessaires pour la création d'une bourse belge d'électricité », étude (F) 040408-CDC-268, 8 avril 2004.

CWaPE (2002), « Rapport Annuel 2002 ».

- DGEMP-DIDEME (2003), « Coûts de référence de la production électrique », December 2003.
- Dixit A., Pindyck R. (1994), « Investment under uncertainty », Princeton University Press, Princeton, New Jersey.
- Economides N. (1995), « The Economics of Networks », International Journal of Industrial Organisation, Vol. 14, n° 2, March 1996.
- Economides N. (2003), « Competition Policy In Network Industries: An Introduction », June 2003.
- ELCON (2004), « The Economic Impacts of the August 2003 Blackout », Electricity Consumers resource Council, February 9, 2004.
- ELIA (2002), « Rapport d'activités, Rapport Annuel 2002 ».
- Eurelectric (2001), « Nuclear Power Plants Radwaste in Perspective », Brussels.
- Eurelectric (2003), « Efficiency in electricity generation », Brussels, July 2003.
- European Central Bank (2001), « Price Effects of Regulatory Reform in Selected Network Industries », March 2001.
- Eydeland A., Geman H. (1998), « Some fundamentals of electricity derivatives », July 1998.
- FPE (2002), « Rapport Annuel 2002 ».
- FPE (2002), « Annuaire Statistique 2002 ».
- Frank R.H. (1997) « Microeconomics and behavior », McGraw-Hill.
- Gjolberg O. et Johnsen T. (2001), « Electricity Futures Inventories and Price Relationships at Nord Pool », November 2001.
- Glachant J.-M. (2000), « Les pays d'Europe peuvent-ils reproduire la réforme électrique de l'Angleterre? Une analyse institutionnelle comparative », Économie et Prévision, n° 145.
- Glachant J.-M., Finon D., « Why do the European Union's electricity industries continue to differ? A new institutional analysis ».
- Glachant J.-M., « Why Regulate Deregulated Network Industries? », ADIS, University of Paris, France.
- Green R., Newbery D. (1997) « Competition in the Electricity Industry in England and Wales. » Oxford Review of Economic Policy, n° 13 (1), pp 27-46.
- Hansen J.-P. (2001), « Les enjeux de la libéralisation du secteur de l'électricité », Revue de l'énergie, n° 525, mars-avril 2001, pp. 145-150.
- Harberger A. C. (1954), « Monopoly resource allocation », American Economic Review, Vol. 44, n° 2.
- Hogan W. (1998), « Competitive Electricity Market Design: A Wholesale Primer », Harvard University, Cambridge Massachusetts, December 17, 1998.
- Hogan W. (1999), « Transmission Congestion: The Nodal-Zonal debate revisited », February 27, 1999.
- Hogan W. (2001), « The California Meltdown », Harvard Magazine, September-October 2001.

- Hull J.C. (2003), « Options, Futures & other derivatives », Prentice Hall.
- Hunt S. (2002), « Making competition work in electricity », Wiley, New York.
- Joskow P. (2002), « Electricity sector restructuring and competition: a transactions cost perspective », in Brousseau E. et Glachant J.-M., « The economics of contracts », Cambridge University Press.
- Joskow P. (2003), « Vertical Integration », Handbook of New Institutional Economics, Kluwer, December, 2003.
- Kaserman D., Mayo J. (1991), « The measurement of vertical economies and the efficient structure of the electric utility industry », The Journal of Industrial Economics, Vol. 39, n° 5.
- Koutsoyiannis A. (1981), « Modern Microeconomics », The Macmillan Press Ltd., London.
- Landon J. H. (1983), « Theories of vertical integration and their application to the electric utility industry », Antitrust Bulletin, Spring.
- Lee B. J. (1995), « Separability test for the electric supply industry », Journal of Applied Econometrics, Vol. 10, n° 1.
- Leibenstein H. (1966), « Allocative efficiency vs X-efficiency », American Economic Review, n° 56.
- Lévêque F. (2003), « Transport Pricing of Electricity Networks », Kluwer, Boston.
- Mackerron G. (1995). « Regulation and the Economic Outcomes of Electricity Privatisation in England and Wales », Revue de l'Énergie, n° 465, janvier-février, pp 77-83.
- Miller T. W. et Thompson A.C. (2002), « On the Risk-Shifting Capability of the Electricity Futures Market », April 2002.
- OECD-IEA (2002), « Distributed generation in liberalised electricity markets ».
- Pauwels J.P. (1999), « Economie de l'énergie », cursus ULB.
- Pepermans G., Proost S. (2000), « The liberalisation of the energy sector in the European Union », KUL Working paper series n° 2000-3, November 2000.
- Pénard T. (2002), « L'accès au marché dans les industries de réseau: enjeux concurrentiels et réglementaires », Revue internationale de droit économique, n° 2/3.
- Posiva Oy, (2003) « Into Olkiluoto bedrock, Final disposal of nuclear fuel in Finland ».
- Statistics Norway (2003), « Price of electric energy – electricity prices for households tripled », 1<sup>st</sup> quarter 2003.
- Stiglitz J. et Boadway R. (1997), « Principles of micro-economics and the canadian economy », Norton, New York.
- Stiglitz J. (2003), « The Roaring Nineties », Norton, New York.
- Stoft S. (2002), « Power system economics – Designing Markets for Electricity », IEEE Press.
- Tarjanne R., Luostarinen K. (2003), « Competitiveness Comparison of Electricity Production Alternatives », Research report EN N-156, Lappeenranta University of Technology, 2003.
- Torstein B. (2003), « A Nordic energy market under stress », Economic Survey, n° 4, 2003.
- Trigeorgis L. (2000), « Real Options: managerial flexibility and strategy in resource allocation », MIT Press, London.

Varian H. (2003), « Intermediate Microeconomics », Norton, New York.

VREG (2002), « Jaarverslag VREG 2002 ».

Wangensteen I., Holtan J.A. (1995), « The Reform of the Norwegian Power Industry. » Revue de l'Énergie 465, janvier-février 1995. pp. 84-92.

Williamson O. (1975), « Markets and Hierarchies: Analysis and Anti-trust Implications », The Free Press, New York.

Zaleski P., Meritet S., « L'énergie nucléaire face à la déréglementation des marchés électriques », Revue de l'énergie, n° 543, juin 2003.

## NATIONAL BANK OF BELGIUM - WORKING PAPERS SERIES

1. "Model-based inflation forecasts and monetary policy rules" by M. Dombrecht and R. Wouters, *Research Series*, February 2000.
2. "The use of robust estimators as measures of core inflation" by L. Aucremanne, *Research Series*, February 2000.
3. "Performances économiques des Etats-Unis dans les années nonante" by A. Nyssens, P. Butzen, P. Bisciari, *Document Series*, March 2000.
4. "A model with explicit expectations for Belgium" by P. Jeanfils, *Research Series*, March 2000.
5. "Growth in an open economy: some recent developments" by S. Turnovsky, *Research Series*, May 2000.
6. "Knowledge, technology and economic growth: an OECD perspective" by I. Visco, A. Bassanini, S. Scarpetta, *Research Series*, May 2000.
7. "Fiscal policy and growth in the context of European integration" by P. Masson, *Research Series*, May 2000.
8. "Economic growth and the labour market: Europe's challenge" by C. Wyplosz, *Research Series*, May 2000.
9. "The role of the exchange rate in economic growth: a euro-zone perspective" by R. MacDonald, *Research Series*, May 2000.
10. "Monetary union and economic growth" by J. Vickers, *Research Series*, May 2000.
11. "Politique monétaire et prix des actifs: le cas des Etats-Unis" by Q. Wibaut, *Document Series*, August 2000.
12. "The Belgian industrial confidence indicator: leading indicator of economic activity in the euro area?" by J.J. Vanhaelen, L. Dresse, J. De Mulder, *Document Series*, November 2000.
13. "Le financement des entreprises par capital-risque" by C. Rigo, *Document Series*, February 2001.
14. "La nouvelle économie" by P. Bisciari, *Document Series*, March 2001.
15. "De kostprijs van bankkredieten" by A. Bruggeman and R. Wouters, *Document Series*, April 2001.
16. "A guided tour of the world of rational expectations models and optimal policies" by Ph. Jeanfils, *Research Series*, May 2001.
17. "Attractive Prices and Euro - Rounding effects on inflation" by L. Aucremanne and D. Cornille, *Documents Series*, November 2001.

18. "The interest rate and credit channels in Belgium: an investigation with micro-level firm data" by P. Butzen, C. Fuss and Ph. Vermeulen, *Research series*, December 2001.
19. "Openness, imperfect exchange rate pass-through and monetary policy" by F. Smets and R. Wouters, *Research series*, March 2002.
20. "Inflation, relative prices and nominal rigidities" by L. Aucremanne, G. Brys, M. Hubert, P. J. Rousseeuw and A. Struyf, *Research series*, April 2002.
21. "Lifting the burden: fundamental tax reform and economic growth" by D. Jorgenson, *Research series*, May 2002.
22. "What do we know about investment under uncertainty?" by L. Trigeorgis, *Research series*, May 2002.
23. "Investment, uncertainty and irreversibility: evidence from Belgian accounting data" by D. Cassimon, P.-J. Engelen, H. Meersman, M. Van Wouwe, *Research series*, May 2002.
24. "The impact of uncertainty on investment plans" by P. Butzen, C. Fuss, Ph. Vermeulen, *Research series*, May 2002.
25. "Investment, protection, ownership, and the cost of capital" by Ch. P. Himmelberg, R. G. Hubbard, I. Love, *Research series*, May 2002.
26. "Finance, uncertainty and investment: assessing the gains and losses of a generalised non-linear structural approach using Belgian panel data", by M. Gérard, F. Verschueren, *Research series*, May 2002.
27. "Capital structure, firm liquidity and growth" by R. Anderson, *Research series*, May 2002.
28. "Structural modelling of investment and financial constraints: where do we stand?" by J.- B. Chatelain, *Research series*, May 2002.
29. "Financing and investment interdependencies in unquoted Belgian companies: the role of venture capital" by S. Manigart, K. Baeyens, I. Verschueren, *Research series*, May 2002.
30. "Development path and capital structure of Belgian biotechnology firms" by V. Bastin, A. Corhay, G. Hübner, P.-A. Michel, *Research series*, May 2002.
31. "Governance as a source of managerial discipline" by J. Franks, *Research series*, May 2002.
32. "Financing constraints, fixed capital and R&D investment decisions of Belgian firms" by M. Cincera, *Research series*, May 2002.
33. "Investment, R&D and liquidity constraints: a corporate governance approach to the Belgian evidence" by P. Van Cayseele, *Research series*, May 2002.
34. "On the Origins of the Franco-German EMU Controversies" by I. Maes, *Research series*, July 2002.
35. "An estimated dynamic stochastic general equilibrium model of the Euro Area", by F. Smets and R. Wouters, *Research series*, October 2002.

36. "The labour market and fiscal impact of labour tax reductions: The case of reduction of employers' social security contributions under a wage norm regime with automatic price indexing of wages", by K. Burggraeve and Ph. Du Caju, *Research series*, March 2003.
37. "Scope of asymmetries in the Euro Area", by S. Ide and Ph. Moës, *Document series*, March 2003.
38. "De autonijverheid in België: Het belang van het toeleveringsnetwerk rond de assemblage van personenauto's", by F. Coppens and G. van Gastel, *Document series*, June 2003.
39. "La consommation privée en Belgique", by B. Eugène, Ph. Jeanfils and B. Robert, *Document series*, June 2003.
40. "The process of European monetary integration: a comparison of the Belgian and Italian approaches", by I. Maes and L. Quaglia, *Research series*, August 2003.
41. "Stock market valuation in the United States", by P. Bisciari, A. Durré and A. Nyssens, *Document series*, November 2003.
42. "Modeling the Term Structure of Interest Rates: Where Do We Stand?", by K. Maes, *Research series*, February 2004.
43. Interbank Exposures: An Empirical Examination of System Risk in the Belgian Banking System, by H. Degryse and G. Nguyen, *Research series*, March 2004.
44. "How Frequently do Prices change? Evidence Based on the Micro Data Underlying the Belgian CPI", by L. Aucremanne and E. Dhyne, *Research series*, April 2004.
45. "Firms' investment decisions in response to demand and price uncertainty", by C. Fuss and Ph. Vermeulen, *Research series*, April 2004.
46. "SMEs and Bank Lending Relationships: the Impact of Mergers", by H. Degryse, N. Masschelein and J. Mitchell, *Research series*, May 2004.
47. "The Determinants of Pass-Through of Market Conditions to Bank Retail Interest Rates in Belgium", by F. De Graeve, O. De Jonghe and R. Vander Vennet, *Research series*, May 2004.
48. "Sectoral vs. country diversification benefits and downside risk", by M. Emiris, *Research series*, May 2004.
49. "How does liquidity react to stress periods in a limit order market?", by H. Beltran, A. Durré and P. Giot, *Research series*, May 2004.
50. "Financial consolidation and liquidity: prudential regulation and/or competition policy?", by P. Van Cayseele, *Research series*, May 2004.
51. "Basel II and Operational Risk: Implications for risk measurement and management in the financial sector", by A. Chapelle, Y. Crama, G. Hübner and J.-P. Peters, *Research series*, May 2004.
52. "The Efficiency and Stability of Banks and Markets", by F. Allen, *Research series*, May 2004.
53. "Does Financial Liberalization Spur Growth?" by G. Bekaert, C.R. Harvey and C. Lundblad, *Research series*, May 2004.

54. "Regulating Financial Conglomerates", by X. Freixas, G. Lóránth, A.D. Morrison and H.S. Shin, *Research series*, May 2004.
55. "Liquidity and Financial Market Stability", by M. O'Hara, *Research series*, May 2004.
56. "Economisch belang van de Vlaamse zeehavens: verslag 2002", by F. Lagneaux, *Document series*, June 2004.
57. "Determinants of Euro Term Structure of Credit Spreads", by A. Van Landschoot, *Research series*, July 2004.
58. "Macroeconomic and Monetary Policy-Making at the European Commission, from the Rome Treaties to the Hague Summit", by I. Maes, *Research series*, July 2004.
59. "Liberalisation of Network Industries: Is Electricity an Exception to the Rule?", by F. Coppens and D. Vivet, *Document series*, September 2004.