



**HAL**  
open science

# L'intégration de la production intermittente dans les marchés électriques libéralisés : des surcoûts techniques aux pénalités économiques imposées par les règles de fonctionnement des marchés

Philippe Menanteau, Dominique Finon, Marie-Laure Lamy

## ► To cite this version:

Philippe Menanteau, Dominique Finon, Marie-Laure Lamy. L'intégration de la production intermittente dans les marchés électriques libéralisés : des surcoûts techniques aux pénalités économiques imposées par les règles de fonctionnement des marchés. 2004. halshs-00001311

**HAL Id: halshs-00001311**

**<https://shs.hal.science/halshs-00001311>**

Submitted on 16 Mar 2004

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Laboratoire d'Economie de la Production et de l'Intégration Internationale  
**Département Energie et Politiques de l'Environnement (EPE) – ex IEPE**  
FRE 2664 CNRS-UPMF

Note de travail LEPII-EPE n°2003/1

**L'INTEGRATION DE LA PRODUCTION INTERMITTENTE DANS LES MARCHES  
ELECTRIQUES LIBERALISES :  
des surcoûts techniques aux pénalités économiques imposées par les règles de  
fonctionnement des marchés.**

Philippe MENANTEAU  
Dominique FINON  
Marie-Laure LAMY

Mars 2003



L'intégration de la production intermittente  
dans les marchés électriques libéralisés :  
des surcoûts techniques aux pénalités économiques  
imposées par les règles de fonctionnement des marchés<sup>1</sup>

Philippe MENANTEAU,  
Dominique FINON,  
Marie-Laure LAMY

Mars 2003

---

<sup>1</sup> Version française d'un papier préparé pour la 26eme Conférence Annuelle de l'International Association for Energy Economists : "New Challenges for Energy Decision Makers", Prague, June 4-7, 2003.



## 1. INTRODUCTION

Avec l'objectif de prévention du changement climatique et de sécurité d'approvisionnement énergétique, la récente Directive européenne sur la production d'énergie renouvelable vise à susciter, en Europe, un accroissement très important de la production d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2010. En moyenne, celle-ci passerait de 3.5 % à 12.5% de la consommation d'électricité si l'on exclut les installations de grande hydraulique dont les perspectives de développement sont très limitées en Europe. Si les objectifs assignés étaient atteints, la proportion d'électricité renouvelable hors grande hydraulique pourrait même dans certains pays dépasser les 20% ; elle atteindrait, par exemple, 29% au Danemark, 22% en Finlande et au Portugal, 21% en Autriche.

Pour l'essentiel cette production d'électricité d'origine renouvelable sera assurée par la biomasse et l'éolien et, dans une moindre mesure par la micro-hydraulique, des filières qui présentent des caractéristiques techniques radicalement différentes du point de vue de leur intégration dans le système électrique. Si les technologies de production d'électricité à partir de biomasse ou de déchets présentent une bonne flexibilité du fait de la possibilité de stocker la ressource, la micro-hydraulique et l'éolien sont par nature intermittentes, c'est-à-dire que leur production ne peut être programmée précisément d'un jour sur l'autre, car elle varie selon la disponibilité de la ressource. Leur insertion dans les systèmes électriques va soulever des difficultés du fait de ce caractère intermittent de la production qui n'entre pas dans la culture technique des producteurs, des gestionnaires de réseau ou des régulateurs.

Les problèmes que soulève l'intégration de la production intermittente imposent des surcoûts techniques (capacités de production et réserves supplémentaires en raison des risques d'indisponibilité en période de pointe et de fluctuation de la production), mais les modalités de fonctionnement des marchés électriques lui imposent également des pénalités économiques qui dépassent largement ces surcoûts techniques. Dans ce texte, nous examinons successivement (i) les surcoûts associés à l'intermittence, (ii) les pénalités économiques qu'imposent les règles de fonctionnement des marchés électriques libéralisés, en nous appuyant notamment sur le cas du marché britannique, avant (iii) d'analyser les options qui permettraient de limiter ces pénalités économiques, de façon à réduire les conflits entre la libéralisation du marché électrique et la promotion du développement des énergies renouvelables.

## 2. LES COÛTS D'UNE INTÉGRATION MASSIVE D'ÉNERGIES INTERMITTENTES ET NON PROGRAMMABLES DANS LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES

Les coûts techniques occasionnés par l'intégration de sources d'énergie intermittentes dans les systèmes électriques sont liés au risque de non-disponibilité en période de pointe et aux besoins de réserves supplémentaires pour maintenir l'équilibre instantané entre offre et demande. L'exemple du Danemark montre qu'en cas de pénétration importante des sources non programmables, les surcoûts techniques peuvent devenir significatifs pour le gestionnaire de réseau de transport ("*system operator*").

### 2.1 Les surcoûts techniques liés à l'intermittence

L'importance des surcoûts occasionnés par un développement massif de la production d'électricité renouvelable varie considérablement selon le mix de technologies envisagé, leur niveau de pénétration et la répartition spatiale de ces unités de production dans le système électrique.

Une évaluation britannique des coûts additionnels qu'entraînerait une extension de la contribution des énergies renouvelables à la production d'électricité au-delà des 10% programmés pour 2010 (Ilex Energy, 2002) montre que l'essentiel des coûts supplémentaires seraient occasionnés par la gestion de l'intermittence, dans une proportion de 66 à 100 % du surcoût total. L'établissement de la part de la production électrique d'origine renouvelable au niveau de 10 à 20% se traduirait par des coûts additionnels de 225 à 600 M€/an, et de 300 à 750 M€/an pour un niveau de 30%.

L'intégration massive de sources non-programmables génère des coûts supplémentaires à plusieurs niveaux :

- des coûts d'installation de réserves supplémentaires pour faire face à la demande de pointe (sécurité du système) du fait d'un accroissement de la proportion de sources intermittentes,
- des coûts liés au besoin de disposer de réserves plus importantes pour maintenir en temps réel l'équilibre entre consommation et production d'électricité.

○ *Les besoins de capacités additionnelles*

Les besoins de capacités supplémentaires proviennent de l'incertitude quant à la contribution des sources intermittentes à la puissance de pointe. Cette question est, depuis de nombreuses années, l'objet d'un débat entre spécialistes dans lequel nous n'entrerons pas. La probabilité de défaillance de la production éolienne en période de pointe est de fait plus élevée que pour la production thermique classique<sup>2</sup>. De façon générale, on considère que si l'éolien peut contribuer à la capacité disponible en période de pointe, cette contribution ne peut être garantie comme celle de la production conventionnelle. Plus la part de l'éolien dans la demande de pointe augmente, plus le risque devient important et plus le volume de capacités de production qu'il faut maintenir en réserve pour assurer la sécurité du système s'accroît. Ce risque peut être diminué par la dispersion géographique des unités de production mais il existe bien un coût supplémentaire pour garantir la puissance.

○ *L'équilibrage du système*

La question de l'équilibrage se situe sur une autre échelle de temps, le temps réel. Il ne s'agit plus simplement de prévoir des capacités de production en réserve pour alimenter la demande en période de pointe en cas de défaillance des sources intermittentes, mais, du fait de l'incertitude de l'apport éolien, d'assurer en permanence l'équilibre entre offre et demande pour maintenir la qualité de la fourniture. En temps réel, la demande horaire aussi bien que l'offre horaire sont en effet susceptibles de subir des aléas entraînant un déséquilibre momentané qui doit être compensé par des variations correspondantes de la production ou de la consommation. Dans un système doté principalement de moyens de production thermique classique, les variations de la demande sont les principales sources de déséquilibre mais, lorsque s'ajoutent de façon croissante des sources intermittentes au système, les variations imprévues de l'offre des producteurs constituent un aléa de plus en plus important qui doit être compensé. Pour cela, le gestionnaire de réseau doit disposer de réserves tournantes ou immédiatement disponibles dont le coût augmente lorsque le volume des déséquilibres devient plus important<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Certains estiment que la contribution de l'éolien à la capacité disponible en pointe doit être considérée comme nulle en raison de cette probabilité de défaillance.

<sup>3</sup> On distingue trois types de réserve selon leur durée d'activation :

- la réserve primaire qui est mobilisée automatiquement et permet de réagir en 1 ou 2 seconde(s).

On estime généralement que les surcoûts occasionnés par le développement des énergies intermittentes dans le système électrique restent faibles tant que leur contribution à la pointe est en deçà d'un certain seuil estimé entre 5 et 10%. Les fluctuations de l'offre sont alors noyées dans les variations de la demande d'électricité. Pour des niveaux de pénétration plus élevés, les surcoûts augmentent mais la diversification et l'étalement géographique de la production intermittente entraînent également un lissage des variations individuelles de chaque unité, réduisant d'autant l'impact global sur le système (Grubb et Vigotti, 1997).

Milborrow (2001) propose une estimation plus précise des surcoûts de l'intermittence dans l'hypothèse d'une pénétration massive de ces énergies. Cette analyse est basée sur les standards techniques de National Grid Company qui établissent le niveau maximum de production sujette à fluctuations, c'est-à-dire, le taux de d'effacement ou d'injection instantanée assimilable par le système. Ces contraintes imposent l'achat de capacités de production ou de réserves tournantes additionnelles selon le niveau de pénétration de la production intermittente. Elles se traduisent par des surcoûts de l'ordre de 2.00 à 3.35 €/MWh pour une proportion d'éolien de 10% (Milborrow, 2001 – PIU, 2002).

Ces surcoûts correspondent à des pénalités techniques résultant du caractère partiellement aléatoire de la production intermittente. Ils doivent être distingués des pénalités économiques qu'impose le fonctionnement des marchés électriques.

## **2.2 La manifestation des surcoûts techniques de la production intermittente à grande échelle : le cas du réseau de l'Ouest Danemark**

En raison de politiques incitatives très favorables jusqu'en 2001, la proportion de production électrique non programmable est au Danemark particulièrement élevée. La politique très volontariste de soutien à l'ouverture des marchés centrée principalement sur des tarifs d'achat garantis aux producteurs éoliens a permis un développement important et régulier des capacités de production qui atteignaient près de 2000 MW à la fin de l'année 2001. Dans le même temps, le Danemark a favorisé le développement de la petite co-génération dont la capacité de production, stimulée par des obligations et des tarifs d'achat également favorables, a progressé très rapidement au cours des années 90 pour atteindre 1500 MW à la fin de l'année 2001.

Les productions par éolien et co-génération sont prioritaires sur le réseau. Ces productions en « *must run* » sont obligatoirement intégrées par le gestionnaire de réseau et achetées par les fournisseurs au prix garanti, indépendamment de la demande effective et du prix de marché. Dans la partie ouest du Danemark où se situe l'essentiel du gisement éolien, cette production contrainte représente aujourd'hui près de 50% de la production totale d'électricité et la capacité correspondante dépasse largement la demande de base. Or, elle est difficilement adaptable : la production éolienne est disponible lorsque le vent souffle et la production des centrales de cogénération est étroitement corrélée à la demande de chaleur. Ces apports ne correspondent pas nécessairement à des périodes de forte demande d'électricité. Eltra l'opérateur du système de

- 
- la réserve secondaire qui doit permettre de reconstituer les réserves utilisées et remettre à la disposition du réseau la réserve primaire consommée. Ces moyens de production sont également mobilisés automatiquement dans un délai de 30 secondes.
  - la réserve tertiaire qui regroupe un ensemble de moyens "de pointe" que le gestionnaire de réseau peut mobiliser avec des délais beaucoup plus longs, de 30 minutes à une demi-journée, pour reconstituer la réserve secondaire consommée.

L'ensemble des réserves primaire et secondaire constitue les services-systèmes fournis par le gestionnaire de réseau de transport. La réserve tertiaire peut être assurée sur un marché libéralisé par la mise en concurrence d'offres à la hausse et à la baisse émanant des acteurs du marché.



transport, est ainsi confronté aux deux problèmes techniques évoqués plus haut, et à des situations de moins en moins exceptionnelles de surproduction d'électricité difficilement valorisable sur le marché électrique.

**Tableau 1 : Le système électrique de la partie ouest du Danemark (2000)**

Offre	Puissance installée	Demande de puissance	Puissance demandée
Eolien	1866 MW	Base Pointe	1150 MW 3650 MW
Cogénération	1467 MW		
Centrales électriques	3201 MW		

Note : Energie consommée : 19,3 TWh

Source : Jensen, 2002

L'existence d'interconnexions avec les systèmes électriques voisins (la Suède, la Norvège et l'Allemagne) et l'intégration du Danemark dans le marché électrique nordique, le Nord Pool, jouent un rôle déterminant pour permettre au gestionnaire de réseau d'absorber une quantité aussi importante de production aléatoire. Mais la flexibilité d'exploitation permise par les interconnexions avec les systèmes voisins risque d'être rapidement insuffisante pour intégrer des quantités supplémentaires d'électricité non-programmable sur le système danois. Des surplus importants et non exportables vont apparaître dès 2005 (1000 MW pendant 500 heures) du fait de la saturation prévisible des capacités de transport vers la Suède et la Norvège<sup>4</sup> (étude réalisée par Eltra et la Danish Energy Authority citée par Eriksen et al., 2002). Eltra n'exclut de ce fait pas la possibilité de devoir rejeter une partie de l'énergie éolienne au cas où l'offre dépasserait la demande<sup>5</sup>.

### 3. PRODUCTION INTERMITTENTE ET PÉNALISATION PAR LE « *BALANCING PRICE* » : L'INFLUENCE DES RÈGLES DE MARCHÉ

La production intermittente pose le problème de l'ajustement instantané de la production à la consommation. Dans le cas antérieur des monopoles verticalement intégrés, l'opérateur du système qui bénéficiait d'une information parfaite sur les caractéristiques de son parc de production choisissait, chaque heure, les unités de production qui devaient être mobilisées pour satisfaire la demande au moindre coût. De même, il assurait l'équilibre instantané entre l'offre et la demande, en mobilisant les réserves disponibles ou en recourant à des contrats interruptibles, de façon à maintenir en permanence la qualité de la desserte. La production intermittente était donc intégrée dans le système sans que les ajustements spécifiques qu'elle nécessite soient dissociés des ajustements horaires globaux.

<sup>4</sup> Un exemple concret de situation critique est décrit par Jensen (2002) : le 21 avril 2001, les prévisions météo avaient anticipé une baisse de la production éolienne à compenser par une montée en puissance de la cogénération mais, les vents se sont renforcés conduisant à une surproduction de 800 MW alors que les capacités de transport vers la Suède et la Norvège ou l'Allemagne étaient déjà saturées ; le plan de sauvegarde prévu dans ces conditions envisageait de réduire la production de la cogénération, de stopper la production de certaines centrales, et de surcharger les lignes de transport vers la Norvège et la Suède, avec toutefois une surproduction résiduelle de 180 MW qui aurait pu occasionner une situation critique ; celle-ci ne s'est finalement pas produite en raison d'un retournement soudain du régime des vents mais, le gestionnaire de réseau considère comme de plus en plus probable l'occurrence de situations critiques de ce type dans les années à venir (Jensen, 2002).

<sup>5</sup> Avant de recourir à cette solution, la première voie envisagée concerne le changement des règles d'enlèvement de l'électricité de la co-génération sur le réseau (ne plus considérer la cogénération comme prioritaire), puis le développement de solutions techniques pour le stockage de la chaleur comme seconde solution. La possibilité de stocker la chaleur pendant quelques heures permettrait de faciliter le dispatching des unités de cogénération qui serait alors moins dépendant de la demande de chaleur instantanée.

Sur les marchés électriques libéralisés, les acteurs doivent annoncer plusieurs heures à l'avance les quantités qu'ils envisagent d'injecter ou de soutirer sur le réseau. La mutualisation des coûts techniques d'ajustement associés à l'intermittence que permettait le monopole verticalement intégré n'est plus possible au plan des principes. La logique concurrentielle conduit à individualiser la responsabilité des acteurs du marché engagés dans des relations marchandes bilatérales ou multilatérales. La difficulté vient de l'existence des multiples externalités relativement indémêlables entre transactions en raison des caractéristiques de l'électricité. L'opérateur du système ne détermine plus le dispatch économique optimal des unités de production : celui-ci résulte d'une part des relations contractuelles entre producteurs et acheteurs et d'autre part de la confrontation des offres et des demandes anonymes organisées sur un marché. Cependant l'opérateur du système doit continuer à assurer la fonction d'équilibrage instantané entre production et consommation pour maintenir la stabilité du système.

En théorie, il existe trois façons d'organiser la réalisation de l'équilibrage instantané entre les offres et les demandes sur un marché libéralisé.

- Si et uniquement si on se situe dans le cas d'un marché obligatoire du type de l'ex-pool britannique, du pool espagnol (OMEL), ou des marchés du nord-est américain, on peut concevoir une gestion très proche de la mutualisation des coûts d'ajustement dans le monopole électrique antérieur ; ceci permet la compensation des aléas de production horaire de l'ensemble des producteurs.
- Dans les marchés décentralisés (type NETA, Nord Pool, APX, etc.), une première solution est de faire payer à chaque producteur ou fournisseur responsable d'équilibre (« *load servicing company* ») le coût de son déséquilibre pour l'inciter à se doter de capacités de réserve suffisantes ou à négocier des contrats avec d'autres producteurs pour la fourniture de services de ce type.
- Dans ces mêmes marchés il faut nécessairement une solution complémentaire car en temps réel, même avec les incitations précédentes, le système n'est jamais spontanément à l'équilibre horaire offre-demande. Il faut que la fonction d'équilibrage ultime soit assurée non pas par les producteurs ou les fournisseurs eux-mêmes, mais par le gestionnaire de réseau. Celui-ci a le pouvoir de mobiliser les capacités de production nécessaires à l'équilibrage à partir des offres de réserves faites la veille. Cependant, la solution désormais la plus courante consiste à organiser un marché d'équilibrage (marché d'ajustement ou « *balancing market* ») le jour même, sur lequel le gestionnaire de réseau sélectionne des offres d'injection de réserves ou d'effacement de puissance pour maintenir l'équilibre en temps réel.

Plusieurs modalités d'insertion de la production intermittente non programmable dans les marchés décentralisés sont envisageables. Le NETA aussi bien que le NordPool ont fait des choix différents pour la régulation des situations de déséquilibre. Du côté britannique, le prix du déséquilibre est imputé individuellement aux producteurs (NETA). De plus, les règles sont conçues pour inciter fortement les producteurs ou les « *load servicing companies* » à respecter leurs engagements et éviter ainsi de créer des situations de déséquilibre entre offre et demande. Ces règles entraînent des pénalités importantes pour les producteurs intermittents qui ne sont pas en mesure d'anticiper précisément les quantités qui seront effectivement injectées sur le réseau.

Du côté nordique, le traitement des déséquilibres s'effectue de manière collective entre l'ensemble des producteurs (NordPool) en ne les faisant payer que pour les déséquilibres qui sont pénalisants à l'heure considérée. Les règles ne sont pas conçues de façon aussi sévère que dans le NETA, notamment en raison de la possibilité de réponse très rapide d'un système à base d'hydraulique.

Ainsi, les producteurs « renouvelables » ne subissent pas de pénalités. Les surcoûts subits par le gestionnaire de réseau danois contraint de recourir au marché d'ajustement nordique pour palier les aléas de la production intermittente sont répercutés sur les acheteurs d'électricité « renouvelable ». Bien entendu, cette situation est beaucoup plus favorable aux producteurs intermittents.

**Tableau 2 : Mode de gestion de l'équilibrage technique selon les configurations du marché électrique**

Type d'organisation du traitement des écarts	Mutualisation des coûts et compensation des aléas	Répartitions des coûts de balancing			Exemples
		Producteurs	Système opérateur	Acheteurs - Fournisseurs	
Traitement individuel par le marché	Pas de mutualisation ou (Mutualisation facultative entre producteurs)	Prix du déséquilibre individuel	Coûts d'ajustement compensés par prix de déséquilibre (rente)	Pas d'impact direct sur le prix	NETA
Traitement collectif par le marché	Mutualisation entre utilisateurs du réseau	Pas d'impact	Coûts d'ajustement agrégés (achat sur marché d'ajustement)	Coût intégré au prix de revente	Ouest Danemark appuyé sur Nord Pool
Traitement collectif intégré au dispatching d'ensemble	Mutualisation entre utilisateurs du réseau	Pas d'impact	Mutualisation complète du coût technique Intégration au prix du service réseau	Coût intégré au prix du service réseau Surévaluation possible du coût d'ajustement	Ex-pool britannique

On précise par la suite comment s'effectue l'organisation des ajustements et la fixation des prix payés par les producteurs ou les acheteurs.

### 3.1 Des règles de marché défavorables à la production intermittente : le cas du NETA

Les modalités de fonctionnement du « *balancing mechanism* » du NETA, conçu en théorie pour permettre la minimisation des coûts de l'ajustement et inciter les fournisseurs à ajuster plus strictement leurs achats et leurs ventes horaires, conduisent *de facto* à pénaliser la production intermittente largement au-delà des seuls coûts techniques qu'impose la variabilité de la production renouvelable. Les participants au marché de gros de l'électricité (offreurs ou acheteurs) doivent en effet annoncer par anticipation leurs offres de production ou de consommation. Cette annonce doit intervenir au plus tard à la "*gate closure*", quatre heures trente avant la période d'échange physique. Si les opérateurs ne sont pas en mesure de (ou ne souhaitent pas) respecter les engagements qu'ils ont pris, il en résulte des déséquilibres que l'opérateur du système gère en faisant appel à des offres complémentaires spécifiques faites sur le "marché d'ajustement".

Pour ce faire, en complément des offres classiques faites la veille pour le lendemain, les participants qui le souhaitent peuvent soumettre des offres d'ajustement sous forme de propositions de prix pour une production plus importante / un enlèvement plus faible ou, au

contraire, une moindre production / un enlèvement plus important. Si l'opérateur du système observe une demande trop importante par rapport à l'offre, il doit accepter des offres conduisant à résorber le déficit (production accrue / réduction de consommation), et inversement dans le cas où l'offre dépasse la demande.

Le recours à ces offres se traduit par un coût pour l'opérateur du système qui est ensuite imputé aux participants à l'origine des déséquilibres par la procédure de règlement des écarts. Pour chaque participant, les volumes contractuels notifiés sont comparés aux volumes physiques effectivement injectés ou soutirés. Les écarts individuels qui en résultent correspondent à des surplus ou déficits d'électricité dans le système ; la connaissance des écarts individuels permet de faire payer ceux qui sont à l'origine des déséquilibres pour rémunérer les opérateurs ayant contribué aux ajustements. Ce système entraîne des pénalités pour les producteurs qui ne sont pas en mesure d'anticiper de façon suffisamment fiable leur production de la veille pour le lendemain, ce qui est le cas des producteurs éoliens.

Le système fonctionne sur la base d'un double prix de déséquilibre : le « *system buy price* » (SBP) est le prix moyen des offres acceptées pour une production accrue ou un soutirage moindre et le « *system sell price* » (SSP), le prix moyen des offres pour une moindre production ou un soutirage plus important. Les prix de vente des surplus sont relativement faibles, alors que les prix d'achat de la production destinée à couvrir les déficits sont élevés. De façon générale les producteurs sont "mal" payés pour la production livrée non contractualisée, et ils doivent payer "cher" pour la production contractualisée, non livrée (C. Staropoli, 2001). Plus la différence entre les prix de déséquilibre est importante et plus la pénalité imposée aux producteurs intermittents est élevée.

Dans un système censé refléter les coûts réels qu'impose chaque participant au système (l'objectif du "*balancing mechanism*"), on pourrait s'attendre à ce que la pénalité supportée par la production intermittente corresponde au surcoût technique qu'elle occasionne, soit de 2.0 à 3.0 €/MWh (cf. supra). En se basant sur des données réelles de prévisions et de réalisation de la production éolienne, Milborrow a ainsi calculé que la pénalité effective<sup>6</sup> imposée aux producteurs éoliens dans le cadre du NETA se montait à 7.5 €/MWh<sup>7</sup>, soit une pénalité économique très supérieure au niveau du coût technique évoqué précédemment (Milborrow, 2001). De plus, le NETA impose une pénalité à chaque producteur intermittent même si l'impact cumulé des déséquilibres résultant à un moment donné de l'ensemble de la production « renouvelable » reste limité, voire nul. Les fluctuations de production observables au niveau de chaque unité peuvent en effet être en partie lissées par compensation des aléas lorsqu'un grand nombre de producteurs est raccordé au réseau, l'ajustement global étant alors beaucoup moins important que la somme des déséquilibres individuels. Contrairement au dispositif antérieur du pool qui fonctionnait entièrement sur le mode de la mutualisation des ajustements comme le monopole électrique antérieur, le NETA ne permet pas cette agrégation des producteurs et la mutualisation des risques de déséquilibres entre les producteurs intermittents.

### **3.2 La prise en charge des surcoûts d'ajustement par le gestionnaire de réseau : le cas nordique**

Sur le Nord Pool le risque de déséquilibre est important. En effet les propositions d'injection s'interrompent à midi pour des créneaux horaires concernant le lendemain de 0 à 24 heures, ce qui, concrètement, oblige à envoyer les notifications de production 12 à 36 heures à l'avance. Or,

---

<sup>6</sup> L'intégralité de la production excédentaire est supposée valorisée au prix SBP alors que les déficits sont couverts au prix SSP, les prévisions de production s'effectuant à cette époque avec une "gate closure" de 3.5 heures.

<sup>7</sup> Les écarts de coûts entre SBP et SPP sur le NETA avoisinaient 30 €/MWh au cours des derniers mois (PIU, 2002).

malgré une amélioration sensible des outils de prévision, l'anticipation de la production d'énergie éolienne de la veille pour le lendemain reste encore incertaine : ainsi dans l'Ouest Danemark l'écart entre les quantités annoncées et les quantités livrées était de 38 % de la production éolienne totale sur l'année 2000 (Eriksen et al., 2002). Ces erreurs de prévision ont entraîné une dépense globale de 10 millions d'euros en 2000 correspondant au coût de l'achat d'électricité sur le NordPool par Eltra pour compenser les déficits de production, soit un surcoût de l'ordre de 3 €/MWh. Mais, mis à part ce constat, les règles de gestion des déséquilibres sont plus favorables que dans le cas britannique. Comme pour le NETA, les écarts entre les quantités annoncées par les producteurs et les quantités effectivement injectées sont normalement compensés sur le marché d'ajustement mais, ici, la responsabilité des déséquilibres est assumée collectivement.

Les règles de fonctionnement du NordPool diffèrent doublement de celles du NETA. Dans le cas britannique, les déséquilibres individuels sont imputés aux producteurs, qu'ils contribuent à accentuer ou au contraire à réduire le déséquilibre de l'ensemble du système. Sur le marché nordique, non seulement on ne cherche pas à pénaliser les déséquilibres individuels, mais on n'impose une pénalité à la production éolienne que lorsque celle-ci contribue à accentuer le déséquilibre d'ensemble du système (Holtinen, 2002). D'autre part, les coûts de déséquilibre ne sont pas imputés aux producteurs, individuellement ou collectivement ; ils le sont au gestionnaire de réseau de transport qui achemine la production vers les fournisseurs et les consommateurs soumis à l'obligation d'achat. La prise en charge des déséquilibres par le gestionnaire de réseau permet la compensation des aléas des écarts individuels et ne pénalise in fine que l'écart résiduel global ayant nécessité d'acheter ou de vendre des quantités additionnelles sur le marché de l'ajustement<sup>8</sup>.

En conclusion, les surcoûts liés à l'intégration de la production intermittente dans les systèmes électrique ne résultent pas simplement de l'aléa de production horaire qui pourrait être réduit par l'amélioration de la précision des modèles de prévision météo. Ils résultent également des modalités de fonctionnement des marchés électriques. Si les marchés avaient une flexibilité plus grande dans leur mode de fonctionnement en acceptant des offres jusqu'à une heure avant les échanges effectifs, les erreurs de prévision en seraient significativement réduites et la valeur du kWh éolien augmentée. Le raccourcissement du délai de la "gate closure" et la mutualisation du coût technique des écarts entre les producteurs (ou entre les fournisseurs) sont des options à considérer pour assouplir les règles de fonctionnement des marchés électriques et améliorer la valorisation de l'électricité d'origine renouvelable.

#### **4. ADAPTER LE DESIGN DES RÈGLES DE MARCHÉS ÉLECTRIQUES**

On aura donc noté qu'il existe un écart entre les coûts techniques d'ajustement du système en temps réel (production et réseau) et les pénalités payées par les producteurs (comme en Grande Bretagne) ou les surcoûts payés par l'opérateur de système sur le marché d'ajustement (comme au Danemark). Le prix d'ajustement devrait refléter les coûts, et notamment les coûts d'adaptation qu'impose l'intégration de la production intermittente. Mais il dépend également, et dans une large mesure, du design des règles de marché qui sont par nature imparfaites en raison de la complexité du bien électricité et de la difficulté à créer des droits de propriété parfaitement clairs (Joskow, 1997). Ce design peut aussi poursuivre des objectifs incitatifs particuliers, comme celui de dissuader les comportements opportunistes de certains producteurs ou fournisseurs de déplacer des kWh du marché de l'énergie en D-1 vers le marché d'ajustement en D s'il est plus

---

<sup>8</sup> Lorsque les erreurs de prévision de la production éolienne contribuent au déséquilibre du système, le double prix de déséquilibre s'applique. En revanche lorsqu'ils contribuent à réduire les déséquilibres du système, c'est le prix du pool qui s'applique, ce qui correspond à 30% des erreurs (Holtinen, 2002).

rémunérateur. Il n'est donc pas illégitime de considérer les règles existantes comme partiellement contingentes aux objectifs des designers. Toutefois, il convient de chercher à les faire évoluer pour résoudre le conflit entre l'objectif d'efficacité de fonctionnement des marchés électriques et l'objectif de soutien au développement de la production d'origine renouvelable.

Parmi les options envisageables, on examinera<sup>9</sup> :

- l'amélioration des prévisions par la réduction du délai de la "gate closure" (solution partielle)
- la réduction de l'écart entre les prix de déséquilibre,
- l'agrégation des producteurs pour une mutualisation des risques.

#### 4.1 Réduction du délai de la "gate closure"

Sur un marché spot de l'électricité, les offres sont généralement faites la veille pour le lendemain pour chaque période d'une demi-heure et ce jusqu'à la "gate closure" au-delà de laquelle interviennent les propositions sur le marché d'ajustement. Plus celle-ci est éloignée de la fourniture effective de l'électricité sur le réseau, plus il est difficile pour des producteurs intermittents de prévoir les quantités effectivement injectées et plus la pénalité économique est importante.

Ainsi qu'il a été dit plus haut, l'amélioration des modèles de prévision météo représente une piste à explorer pour améliorer la valeur de la production intermittente, mais la réduction du délai de la "gate closure" apporte des résultats comparables, tout en étant plus facile à mettre en oeuvre<sup>10</sup> et sans nécessairement remettre en question l'existence d'un marché d'ajustement (comme peuvent l'envisager certaines critiques britanniques). Une réduction de la "gate closure" de 3.5 heures à 1 heure sur le NETA réduit la pénalité du prix associé au déficit d'offre pour la production éolienne dans des proportions importantes<sup>11</sup> (de 81 €/MWh à 37 €/MWh pour une différence entre les prix d'équilibrage de 38 €/MWh) (Milborrow, 2001). Sur le marché nordique, si les offres étaient faites dans un créneau de 6 à 12 heures à l'avance (au lieu de 12 à 36 heures actuellement), cela conduirait à une réduction des coûts d'ajustement de 30% et, avec un délai de "gate closure" de 2 heures seulement, à une réduction des coûts d'ajustement de 70%<sup>12</sup> (Holtinen et al., 2002). L'option « zero gate closure » ou "ex post trading" est également envisageable (elle est notamment mise en œuvre sur le marché électrique de New York), mais elle pose le problème de ne pas inciter les producteurs à tenir leurs positions, ce qui peut conduire à des déficits de production et

---

<sup>9</sup> On ne traitera pas ici des réponses techniques au problème de perte de valeur des kWh renouvelables du fait de l'intermittence et de l'absorption d'une quantité croissante de production électrique intermittente sur les réseaux électriques. Le caractère non-programmable pourrait être compensé par l'équipement de stockage décentralisé (batteries, par exemple) ou centralisé (pompage-turbinage, production d'hydrogène, etc.). Compte tenu de leur caractère exploratoire ou de leur coût élevé, ces solutions ne seront pas évoquées ici, mais il est clair qu'elles représentent une option possible à moyen ou long terme, dans la perspective d'un développement massif de la production d'origine renouvelable. Dans les pays disposant d'unités de pompage, notamment, l'acquisition d'unités de ce type par les producteurs importants d'électricité à base de renouvelables pourrait s'avérer un atout important.

<sup>10</sup> L'amélioration des prévisions aurait un effet similaire à la réduction du délai de la "gate closure" sur le coût de l'ajustement, mais cette dernière n'aurait aucun effet sur la réduction des besoins de réserves tournantes, au contraire d'une amélioration des prévisions.

<sup>11</sup> Les règles de fonctionnement du NETA qui étaient contestées en raison notamment de leur impact négatif sur la production intermittente ont été modifiées en ce sens en juillet 2002 : le délai de la "gate closure" a été réduit de 3,5 heures à 1 heure.

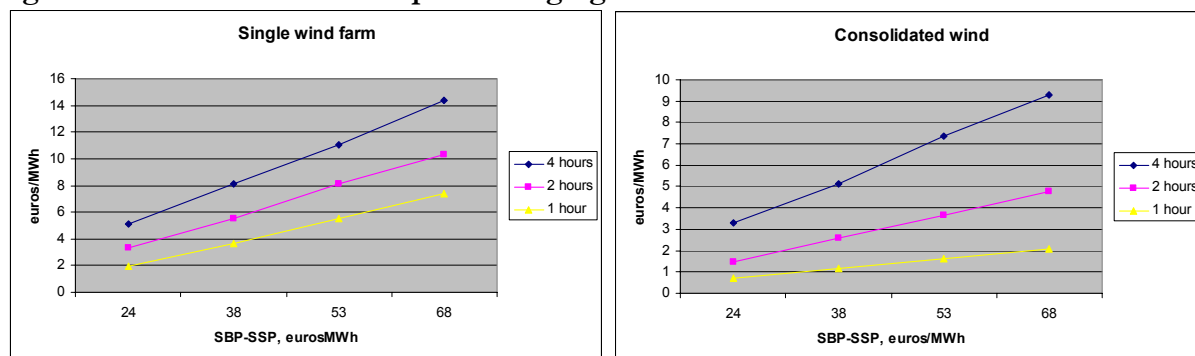
<sup>12</sup> La réduction des coûts d'ajustement est particulièrement importante à ce niveau du fait d'une modification des modes de prévision de la production éolienne (les modèles ne sont plus nécessaires, les prévisions sont calées sur la production effective 2 heures auparavant).

des surcoûts pour l'opérateur du système, en opposition avec l'objectif recherché initialement.

## 4.2 Réduction du prix d'ajustement

Un autre moyen de réduire les pénalités imposées à la production intermittente sur le marché d'ajustement serait de limiter le prix de l'ajustement et, en cas de double prix, de réduire l'écart entre les prix de déséquilibre et même de ne conserver qu'un seul prix (le "*single cash out price*"). La simulation effectuée par Milborrow (2001) montre effectivement que le coût de l'ajustement pour les producteurs intermittents est très sensible à l'écart existant entre le « *system buy price* » et le « *system sell price* » (Figure 1).

**Figure 1 : Pénalités économiques pour la production éolienne avec différents délais de "gate closure" et différentes options d'agrégation**



\*Average annual decrease of the value of the kWhs

Source : Milborrow, 2001

Comme il a été dit, l'existence d'un écart entre les deux prix est destiné à dissuader les producteurs de se mettre volontairement en situation de déséquilibre. La suppression du double prix de déséquilibre irait alors à l'encontre d'un des objectifs du NETA qui consiste à inciter les participants à négocier des contrats bilatéraux (quantités injectées et soutirées identiques) avant le délai de "*gate closure*" et à ajuster leur offre sur le marché spot de façon à minimiser le travail d'équilibrage pour le gestionnaire de réseau (DTI, 2001). Bien entendu, la conséquence est une moindre valorisation de la production non-programmable, mais cet effet était initialement prévu, sinon recherché par les designers: "*It has been suggested that a single cash-out price would remove the distinction between the values placed – deliberately – on predictable and unpredictable generation respectively*" (DTI, 2001). Ce système présente des failles car il permet des manipulations stratégiques, mais il est néanmoins considéré comme étant le moins inefficace par rapport à l'objectif principal de développement de relations décentralisées en bilatéral ainsi que sur les bourses électriques (Staropoli, 2001).

## 4.3 L'incitation à l'agrégation des producteurs pour la compensation des aléas

Dans le NETA aussi bien que dans le NordPool, l'existence d'un marché d'ajustement entraîne un coût économique pour les producteurs indépendants ou pour le gestionnaire de réseau de transport. Une différence importante entre ces deux marchés provient toutefois de l'imputation des coûts de déséquilibre entre les participants. Dans le NETA, chaque participant doit assumer la responsabilité des déséquilibres qu'il impose alors que dans le NordPool, la baisse de valeur du kWh éolien n'est pas imputée directement aux producteurs intermittents. Dans le cas de la production éolienne, par exemple, les producteurs danois bénéficient des prix garantis, les coûts de déséquilibre étant à charge du gestionnaire de réseau qui les répercute ensuite sur l'ensemble des acteurs obligés d'acheter de l'électricité verte. Mais en même temps, ce coût global par kWh

pour le « *system operator* » est moins élevé que le coût unitaire d'ajustement pour un producteur isolé. Ce débat est repris en Grande Bretagne : l'agrégation de la production éolienne sur l'ensemble du territoire britannique réduirait la pénalité liée au marché d'ajustement de 35 à 40% (pour le délai antérieur de "*gate closure*" de 4 heures) par rapport à une situation sans aucune agrégation entre les producteurs (cf. figure 1) (Milborrow, 2001).

Conscient du problème spécifique posé par le NETA aux producteurs intermittents et faiblement-programmables, le gouvernement britannique n'a pas cherché une agrégation totale. Cependant, il a cherché à susciter l'émergence d'une offre par agrégation privée des producteurs « renouvelables » et cogénérateurs. L'avantage recherché est de lisser les variations individuelles de production et de permettre d'aborder le marché électrique dans de meilleures conditions. L'agrégation pourrait concerner des petits producteurs disposant d'un portefeuille diversifié de technologies (éolien, micro-hydraulique et cogénération, par exemple) qui présenterait l'avantage de mieux encore lisser les fluctuations inhérentes à chaque source. Mais les premières tentatives en ce sens n'ont pas abouti, l'offre de consolidation demeurant très embryonnaire (DTI, 2001). Les acteurs du secteur des énergies renouvelables, producteurs éoliens en particulier, restent sceptiques sur la possibilité qu'émerge une offre commerciale de consolidation dans laquelle le partage des bénéfices ne leur serait pas trop défavorable, compte tenu des coûts qu'aurait à supporter le consolidateur (BWEA, 2001).

## 5. CONCLUSION

Il y a place pour les productions intermittentes, mais faiblement programmables dans les marchés libéralisés. Toutefois, leur intégration entraîne des surcoûts techniques en raison des risques de non-disponibilité en période de pointe et des besoins de réserves supplémentaires qu'elles imposent pour maintenir le système en équilibre instantané. De plus, les règles de fonctionnement des marchés électriques peuvent être à l'origine de pénalités économiques très supérieures à ces surcoûts techniques. Ces pénalités résultent de l'existence de marchés d'ajustement dont les règles visent à compenser les situations de déséquilibre entre offre et demande générées, volontairement ou non, par les écarts entre les quantités injectées et les quantités soutirées. Elles peuvent conduire de fait à privilégier la production classique programmable par rapport aux apports intermittents.

Les règles de marché sont par nature imparfaites. Elles répondent à de multiples objectifs, et notamment à la volonté de limiter les comportements opportunistes des producteurs et des fournisseurs vis-à-vis de la nécessité d'équilibrage en temps réel. Les pénalités économiques qui en découlent pour les producteurs intermittents ne reflètent donc pas la réalité des surcoûts techniques qu'impose leur production. Les règles peuvent être modifiées si elles entraînent, comme ici, un conflit entre l'objectif de fonctionnement efficace des marchés électriques et l'objectif de soutien aux énergies renouvelables. Des aménagements tels que la réduction du délai de "*gate closure*" ou la diminution de l'écart entre les prix de déséquilibre vont dans le sens d'une réduction de la pénalisation de la production intermittente.

On notera pour conclure que le choix des instruments de soutien à la promotion des énergies renouvelables n'est pas indifférent sur la question du coût de l'intermittence.

- Les systèmes de prix garantis vont de pair avec une injection prioritaire de la production intermittente et conduisent de fait à reporter sur le gestionnaire de réseau les surcoûts d'ajustement.
- En revanche, les mécanismes d'échange de certificats verts qui imposent aux producteurs de vendre l'électricité physique sur le marché (marché de gros ou contrats bilatéraux)



exposeraient les producteurs, soit individuellement (NETA), soit collectivement (NETA avec mutualisation privée), au surprix de l'ajustement qui pénalise la production intermittente en la dévalorisant.

La conséquence en sera un surprix des certificats verts émis dans les pays où les marchés fonctionnent sur le modèle des règles du NETA par rapport à des marchés de type NordPool où les surcoûts sont mutualisés, ce qui entraînera des distorsions du marché européen des certificats.

Dans ces conditions, la solution d'un traitement collectif de l'ajustement par une solution de type nordique (ou danoise) qui appuie les possibilités de développement des énergies renouvelables apparaît comme un compromis intéressant entre une solution individuelle pénalisante (NETA avec ou sans mutualisation privée entre producteurs) et un traitement collectif intégré au dispatching d'ensemble qui se priverait de l'intérêt du traitement des écarts sur un marché organisé, comme était l'ex-pool britannique.

## BIBLIOGRAPHIE

Bergman, L., et al., 1999, *A European market for electricity ? Monitoring European Deregulation 2*, Center for Economic Policy Research, London.

BWEA (The British Wind Energy Association), "Response of the BWEA to the DTI Consultation on the Government response to Ofgem's report to the DTI on the Review of the Initial Impact of the NETA on Smaller Generators",  
<http://www.britishwindenergy.co.uk/pdf/bweaneta%2028.11.01.pdf>

DTI, 2001, "Government response to Ofgem's reports "The NETA review of the first three months" and "Report to the DTI on the Review of the initial impact of NETA on smaller generators" of august 2001,  
[http://www.dti.gov.uk/energy/gas\\_and\\_electricity/trading\\_networks/consult\\_gen.pdf](http://www.dti.gov.uk/energy/gas_and_electricity/trading_networks/consult_gen.pdf)

Eriksen, P.B., Pedersen, J., and Parbo, H., "Challenges of large-scale integration of distributed generation into Eltra's system, *Second International Symposium on Distributed Generation : Power System and Market Aspects*, Stockholm, oct. 2002.

Grubb, M., 1991, "The integration of renewable electricity sources in power systems", *Energy Policy*, *Energy Policy*, 19(7), Sep. 1991.

Grubb, M., and Vigotti, R., 1997, *Renewable Energy Strategies for Europe, vol II, Electricity Systems and Primary Electricity Sources*, The Royal Institute of International Affairs, Energy and Environment Programme, London.

Holttinen, H., Nielsen, T.S., and Giebel, G., "Wind energy in the liberalised market – forecast errors in a day-ahead market compared to a more flexible market mechanism", *Second International Symposium on Distributed Generation : Power System and Market Aspects*, Stockholm, oct. 2002.

Ilex Energy Consulting, *Quantifying the system costs of additional renewables in 2020*, A report to the Department of Trade and Industry, oct. 2002.

Jensen, J.K., 2002, "Integrating CHP and wind power : how Denmark is leading the way", *Cogeneration and On-site Power Production*, Nov 2002.

Milborrow, D., 2001, Penalties for intermittent sources of energy, Working Paper for the PIU Energy Review,  
<http://www.cabinet-office.gov.uk/innovation/2002/energy/workingpapers.shtml>

Performance and Innovation Unit (PIU), 2002, *The Energy Review*, A PIU Report.

Staropoli, C., 2001, *Organisation et efficacité des marchés de gros d'électricité. Une analyse économique des marchés anglo-gallois et nordique*. Thèse de doctorat en sciences économiques, Université de Paris I – Panthéon – Sorbonne, dec. 2001.