

REFGOV

Reflexive Governance in the Public Interest

Institutional Frames for Markets

« La mise en oeuvre du tarif d'achat garanti dans des marchés concurrentiels de l'électricité »

2007

By Céline Hiroux

Working paper series : REFGOV-IFM -32

La mise en œuvre du tarif d'achat garanti dans des marchés concurrentiels de l'électricité

Céline Hiroux
Working Paper
26 Juin 2007

DRAFT
VERSION 1.0
Ne pas citer

Abstract

The integration of wind power into competitive electricity markets has been accompanied by economic support mechanisms that could be either price-based (feed-in tariff) or quantity-based (quota, green certificates). These support mechanisms are collective contracts where a group of agents is obliged to purchase either energy or certificates from beneficiaries of support mechanisms. In most countries, the development of wind power leans on the price-based mechanisms which binds down all residential consumers to buy all the production generated by windmills at a fixed price [CE, 2005]. The feed-in mechanism corresponds to a regulated contract ([Langniss, 2003], [Finon, et Perez, 2007]) inducing a contractual relationship binding the beneficiaries of the feed-in tariff – here the wind power producers – and the obligated party – the consumers. We focus on this paper solely on the contractual relationship between producers and consumers. Our aim is to analyse how this collective contract could be enforced between the wind power producers and the consumers in case of hazardous volume of production in the electricity system.

First, we demonstrate that this contract can not be enforced by the contractors themselves since it is incomplete and constrained by the measurement problem of the electricity system. Second, we show that the enforcement of the feed-in contract implies a trilateral governance structure where the third party designs the rules for enforcing it. After the analysis of the tasks of the third party and of the functioning of electricity system, we explain that the third party is the system operator -the centralised authority of electric flows. Finally, we determine how the system operator enforces the contract by ensuring both the delivery of a hazardous volume and the individual settlement warranty of the collective contract. By doing that, the system operator manages the individual and collective enforcement of the purchase agreement.

INTRODUCTION

L'intégration de l'énergie éolienne dans les systèmes électriques s'est accompagnée, dans de nombreux pays, par la mise en place de mécanismes économiques de soutien basés sur les prix comme le tarif d'achat garanti ([Ménanteau, *et al*, 2003], [Commission Européenne, 2005], [Mitchell, *et al*, 2006]). Ce mécanisme réglementaire oblige les consommateurs résidentiels à acheter l'ensemble de la production électrique produite par les éoliennes à un prix administré. Pour garantir que l'ensemble de la production sera rémunéré au prix administré, la réglementation publique impose la priorité d'injection de l'énergie éolienne sur le réseau. Dès qu'une éolienne produit de l'électricité, cette dernière est prioritairement acceptée sur le réseau. Ce mécanisme correspond dès lors à un contrat d'achat entre l'ensemble des producteurs et l'ensemble des consommateurs résidentiels ([Langniss, 2003], [Finon, & Perez, 2007]).

Néanmoins, la mise en œuvre de ce contrat d'achat pose problème dans des systèmes concurrentiels de l'électricité. En effet, le contrat d'achat doit assurer, d'une part, que tous les consommateurs résidentiels paient une partie de l'énergie éolienne injectée sur le réseau et, d'autre part, que l'ensemble des producteurs soient rémunérés pour les quantités d'énergie éolienne injectée sur le réseau. Or, les caractéristiques des marchés électriques concurrentiels empêchent la mise en œuvre individuelle de ce contrat d'achat. D'abord, l'électricité n'est pas une commodité classique et elle est soumise aux lois physiques de production et de circulation sur les réseaux d'électricité qui imposent notamment un équilibre global instantané et permanent entre la production et la consommation. Ainsi, la priorité d'injection et les propriétés physiques de l'électricité imposent de trouver instantanément une contrepartie consommatrice à l'énergie éolienne injectée. Ensuite, il est impossible de garantir la provenance de l'électricité une fois injectée sur le réseau. L'électricité est un bien industriel normé et fortement standardisé. *Ex post*, il est impossible de connaître l'origine du flux d'électricité consommée. C'est pourquoi les consommateurs ne peuvent déterminer *ex post* la part de l'énergie éolienne qu'ils ont consommé. Un problème majeur de mesure empêche de déterminer les droits de propriété et d'usage sur l'énergie éolienne. Enfin, l'introduction des réformes concurrentielles offre la possibilité à l'ensemble des consommateurs résidentiels de choisir son fournisseur d'électricité. Ainsi, le contrat d'achat qui impose que tous les consommateurs d'électricité paient l'énergie éolienne injectée sur le réseau se doit

d'être non-discriminatoire et équitable de sorte que chaque consommateur paie une part de l'énergie éolienne injectée sur le réseau. Par ailleurs, au sein de systèmes électriques libéralisés, la coordination entre l'offre et la demande est assurée à la fois par des mécanismes concurrentiels s'établissant le long d'une séquence de marchés *forward*¹ et des outils de contrôle-commande pour assurer l'équilibre global entre la production et la consommation en temps réel. Ces trois éléments expliquent pourquoi ni les producteurs ni les consommateurs ne peuvent exécuter le contrat d'achat que représente le tarif d'achat garanti. Ainsi, l'objectif de ce papier est de démontrer que l'exécution du tarif d'achat garanti nécessite la mise en place d'une gouvernance trilatérale pour exécuter, individuellement et collectivement, le contrat d'achat que représente le tarif d'achat garanti.

Le papier est organisé comme suit. Nous montrons, d'abord, que l'exécution du contrat collectif ne peut être individualisée par les acteurs eux-mêmes. Deux éléments permettent de comprendre l'émergence de la gouvernance trilatérale. Le premier est l'incomplétude du contrat initial qui ne stipule pas les quantités à consommer par les parties obligées. Il s'agit de l'incertitude sur le volume de la production éolienne. Le second est le problème de mesure présent sur les systèmes électriques et qui empêche de déterminer clairement les droits de propriété [Barzel, 1982]. Ainsi, les parties au contrat ne peuvent pas eux-mêmes assurer l'exécution et l'individualisation du contrat collectif. Nous démontrons ensuite pourquoi l'individualisation et l'exécution du contrat est assurée par une gouvernance trilatérale qui assure la mise en œuvre des droits en centralisant, mesurant et coordonnant les flux physiques et financiers. Nous déterminerons la tierce partie comme l'acteur ayant la capacité de gérer le problème de mesure tout en connaissant le système électrique et ses contraintes. Nous en concluons que la tierce partie est l'opérateur du système car il gère conjointement les flux physiques et les flux financiers. Enfin, nous montrons comment l'opérateur du système assure l'exécution du contrat individuel et collectif du contrat d'achat que représente le tarif d'achat garanti.

¹ Le problème de non-stockabilité de l'électricité ainsi que la quasi inélasticité de la demande entraînent à court terme une extrême volatilité des prix sur le marché en temps réel. Pour se prémunir de ce risque de volatilité et pour assurer l'équilibre global en temps réel et anticiper aux mieux les conditions de l'échange d'électricité, les réformes électriques ont implémenté des mécanismes concurrentiels sur une séquence de marchés *forward*. Pour plus d'informations, voir [Wilson, 2002], [Hunt, 2002] ou [Saguan, 2007].

1. L'IMPOSSIBILITE DE LA MISE EN ŒUVRE INDIVIDUELLE

Le contrat d'achat est un mécanisme multilatéral entre tous les producteurs d'énergie éolienne et tous les consommateurs. Les consommateurs résidentiels ne gèrent pas leurs fonctions d'achat dans des systèmes libéralisés. Ils délèguent l'achat de leur électricité à un fournisseur, qui a la possibilité d'agir sur les marchés électriques pour assurer l'approvisionnement de ces clients finals. Ainsi, les consommateurs délèguent l'obligation d'achat sur les fournisseurs. Ce sont les fournisseurs qui doivent absorber une partie de l'énergie éolienne injectée sur le réseau.

Le contrat d'achat collectif suppose que chaque producteur sera rémunéré au prix administré pour l'énergie éolienne injectée, et que chaque consommateur paiera cette électricité. Ce contrat est particulièrement incitatif pour le producteur puisqu'il garantit le prix et le volume par la priorité d'injection. Néanmoins, cette garantie d'injection ne spécifie pas le volume qui sera effectivement injecté par les producteurs. Pour les parties obligées, la dimension volume est incertaine. Ce contrat peut dès lors s'interpréter comme un contrat incomplet où l'ensemble des contingences ne sont pas spécifiés et génèrent une forte incertitude. Mais sur les systèmes électriques concurrentiels, la variable « volume » est extrêmement importante du fait de la forte spécificité temporelle qui impose un ajustement parfait entre l'offre et la demande. De plus, il est impossible de déterminer *ex post* l'origine de l'électricité consommée. Le problème de la mesure, notamment de la non-vérifiabilité, est un second élément qui empêche la mise en œuvre individuelle. Le contrat ne parvient donc pas à s'auto-exécuter physiquement et financièrement.

1. 1. *Un contrat d'achat incomplet*

La notion de contrat incomplet fait référence à la théorie des contrats incomplets qui s'oppose à la vision formalisée des contrats complets qui permet la formalisation de l'ensemble des relations des agents entre eux dans l'optique

d'atteindre l'efficacité optimale² ([Tirole, 1999], [Saussier, 2000], [Saussier, 1997]). La notion d'incomplétude du contrat s'appuie sur diverses hypothèses selon le courant théorique dans lequel le contrat est étudié. [Saussier, 1997] distingue deux approches différentes. La première est la théorie des contrats incomplets : l'origine de l'incomplétude se situe dans les coûts d'écriture d'un contrat complet - il est coûteux d'écrire un contrat qui stipule tous les états de la nature et la manière de réagir à chacun de ces états - et la non-vérifiabilité de certaines variables entre les parties contractantes et la tierce partie chargée de la surveillance et du respect du contrat. La seconde correspond à la théorie des coûts de transaction qui appréhende le contrat comme un mode d'ajustement de la relation au cours du temps dont l'incomplétude provient principalement de la rationalité limitée des agents³ et de l'incertitude. Puisque les agents ont des difficultés à effectuer les calculs nécessaires à la mise au point de la solution optimale, les contrats qu'ils peuvent réaliser sont nécessairement incomplets [Saussier, 1997]. Si le contrat est incomplet, il ne suffit à coordonner complètement les agents.

L'incomplétude du contrat d'achat collectif provient principalement de l'absence de la dimension volume spécifiée dans les clauses contractuelles. Certes, pour le producteur, le contrat assure le prix administré et garantit que toute l'électricité sera injectée sur le réseau et rémunéré. Le producteur est ainsi garanti sur le prix et sur le volume. Néanmoins, le volume de la production injectée reste aléatoire et n'est pas spécifié dans le contrat d'achat collectif. L'incertitude qui entoure les transactions éolienne est telle qu'il est impossible de définir *ex ante* dans un contrat les volumes d'injection sur le réseau. Bien que le tarif d'achat soit connu *ex ante*, le volume reste inconnu à l'avance. Ainsi, le contrat d'achat collectif de l'énergie éolienne est donc un contrat incomplet.

L'incomplétude du contrat d'achat collectif empêche les parties à mettre en œuvre le contrat dans un système où la spécificité temporelle est très forte. Le contrat

² La conception des contrats complets examine les différentes formes que peut prendre un contrat entre agents afin de répondre de façon optimale à diverses situations. Les contrats complets s'appuient sur l'hypothèse de rationalité parfaite et d'asymétrie informationnelles entre les parties contractantes (théorie du principal-agent).

³ La rationalité limitée correspond à la notion selon laquelle les individus sont limités dans leur capacité de traiter l'information dans toutes les situations et à articuler leurs connaissances et leurs impressions au travers de signaux compréhensibles de tous. Pour plus d'information voir [Saussier, 1997 – pp47-48].

d'achat collectif contient deux dimensions pour être exécuter : il est d'abord nécessaire de gérer les flux physiques qui permettront, ensuite, de coordonner les flux transactionnels. Or, l'incomplétude du contrat d'achat déclenche une difficulté majeure sur le flux physique. Les producteurs bénéficiaires du tarif d'achat garanti contournent complètement la séquence des marchés électriques puisqu'ils ne peuvent prévoir leurs volumes de production et qu'ils sont insensibles aux signaux prix du marché du fait de la garantie d'achat à un prix administré. Ainsi, leurs échanges se concentrent uniquement sur le temps réel. Dans le cadre du tarif d'achat garanti, l'incertitude relative au volume de production est alors directement supportée par les fournisseurs sur qui pèse l'obligation d'achat par délégation. Les fournisseurs doivent accepter une partie de ce volume aléatoire alors même qu'ils n'ont pu l'intégrer dans leurs achats sur la séquence des marchés.

De plus, les injections de l'énergie éolienne doit être absorbées par l'ensemble des fournisseurs pour respecter le contrat collectif. Mais en temps réel, ni les fournisseurs ni les producteurs d'énergie éolienne ne peuvent s'accorder sur la quantité d'électricité injectée puisque la mesure est réalisée *ex post* et sur la quantité individuelle injectée par chaque producteur et soutirée par chaque fournisseur. En avance, les producteurs éoliens ne peuvent déterminer leurs volumes de production. Par ailleurs, ils n'agissent pas sur la séquence des marchés puisqu'ils en sont écartés : les producteurs en recevant un prix administré sont insensibles aux signaux-prix du marché. Dès lors, la mise en œuvre individuelle, entre chaque producteur et chaque fournisseur, est impossible. Malgré l'obligation du contrat collectif, la livraison du volume aléatoire est fortement compromise par l'incomplétude du contrat collectif puisque ni les producteurs ni les fournisseurs ne peuvent assurer le flux physique.

Pour respecter la clause d'obligation d'achat par l'ensemble des consommateurs, l'électricité d'origine éolienne injectée sur le réseau doit être équitablement répartie entre chaque fournisseur au prorata de sa base de clientèle. Cela permet ainsi de respecter l'obligation d'achat portant sur l'ensemble des consommateurs. Or, si la dimension volume est inconnue *ex ante*, la réalisation des flux transactionnels, le règlement de l'énergie au prix administré, n'est pas possible. Les flux transactionnels sont directement dépendants de la réalisation des flux physiques. Dès lors, l'incomplétude du contrat porte sur les deux dimensions du contrat : les flux physiques et les flux financiers.

1. 2. *Le problème de la mesure de l'énergie*

Le problème de mesure provient principalement de l'impossibilité de garantir l'origine du flux électrique ce qui entraîne le problème de non-vérifiabilité de la réalisation de la transaction. Cette non-vérifiabilité génère le problème central de la mesure notamment lorsque la forte incertitude sur le volume de production est prise en compte. Ainsi, le problème de mesure, sur des marchés concurrentiels de l'électricité, permet d'exclure une mise en œuvre individuelle du contrat d'achat collectif.

1. 2. 1. *Une forte incertitude ex ante sur les quantités d'énergie*

La nature intermittente de l'énergie éolienne et notamment sa faible prévisibilité empêche d'obtenir des prévisions de production fiables au-delà de six heures avant l'heure de livraison, les conditions climatiques pouvant varier extrêmement rapidement. Il est dès lors difficile de prévoir la quantité d'énergie éolienne qui sera produite et injectée sur le réseau. L'incertitude est très forte. Ce n'est qu'en temps réel qu'on connaît exactement la quantité d'électricité d'origine éolienne qui est effectivement injectée sur le réseau. Or, toute l'électricité injectée doit être achetée par les fournisseurs de manière équitable et non-discriminatoire. Il est alors impossible d'allouer *ex ante* la quantité d'énergie éolienne aux fournisseurs. Les fournisseurs ne peuvent connaître à l'avance la quantité d'énergie éolienne qu'ils vont devoir absorber.

Le règlement de la production d'énergie éolienne au tarif administré par les consommateurs suppose, de plus, d'avoir évalué et/ou mesuré les flux physiques. En effet, la mise en œuvre du tarif d'achat garanti impose de gérer conjointement les flux physiques et les flux financiers. Le prix administré n'est valable que pour l'ensemble de la production électrique injectée sur le réseau et donc consommée. Pour exécuter le contrat, il est donc nécessaire de connaître *ex ante* les quantités d'électricité qui devraient être injectées pour les répartir sur chaque consommateur et sur chaque fournisseur au prorata de sa base de client. Or, la production d'énergie éolienne est fortement incertaine. Il est difficile d'évaluer *ex ante* la production d'énergie éolienne et de l'allouer aux fournisseurs de sorte à exécuter le contrat d'achat collectif.

1. 2. 2. *Des problèmes de vérifiabilité ex post*

Cette difficulté de détermination *ex post* s'accompagne de l'incapacité relative aux lois physiques de savoir exactement le trajet qu'empruntera le flux⁴ et de garantir l'origine de l'électricité consommée par les fournisseurs et les consommateurs finals. Les flux électriques, en effet, ne peuvent pas être suivis, de sorte qu'un consommateur ne peut jamais savoir d'où provient son électricité⁵. L'électricité est un flux indifférencié qu'il provienne de centrales à charbon ou d'aérogénérateurs. Ces caractéristiques, très spécifiques au secteur électrique, empêchent les contractants de mettre en œuvre le contrat d'achat collectif. Une fois l'électricité délivrée, il est impossible de vérifier la quantité d'énergie éolienne qui a été effectivement consommée. Ainsi, pour la technologie éolienne, il est difficile de savoir (1) à quel moment les éoliennes vont générer de l'électricité, (2) quelle puissance elles délivreront si elles produisent et (3) qui va réellement la consommer sur un réseau maillé. Puisque la part de l'énergie dans la consommation ne peut être vérifiée *ex post*, il est nécessaire de déterminer *ex ante* les quantités d'énergie éolienne à absorber par les fournisseurs.

Dès lors, puisque le système électrique est soumis à une forte spécificité temporelle avec une demande aléatoire et que les données ne sont pas vérifiables *ex post*, il est nécessaire de déterminer *ex ante* les quantités d'électricité d'origine éolienne. Or la forte incertitude empêche cette détermination. C'est pourquoi l'individualisation du contrat collectif n'est pas possible. Ni le producteur d'énergie éolienne ni les fournisseurs ne peuvent garantir la bonne exécution du contrat d'achat collectif.

⁴ Il existe une méthode d'ingénierie électrique de sorte à évaluer le trajet que prendra un flux. Cette méthode est appelée « la méthode des PDTF ». Pour de plus amples informations à ce sujet, voir [Saguan, 2007]. Dans ce travail, nous considérons simplement qu'il est difficile d'estimer le trajet que prendra un flux électrique.

⁵ Rappelons ici que le flux électrique est standardisé et normé, et qu'on ne peut garantir l'origine de l'électricité que l'on consomme. Un consommateur souhaitant ne consommer que de l'électricité en provenance d'origine renouvelable ne peut être garanti de la composition de sa consommation. Par contre, il peut être assuré que la part qu'il veut consommer sera effectivement injectée sur le réseau.

1. 3. *La difficile individualisation du contrat*

La difficulté d'allocation des quantités d'énergie éolienne à absorber et le problème de mesure découlant de la non-vérifiabilité empêche l'individualisation de la mise en œuvre de l'achat collectif de l'énergie éolienne. En effet, dans un système concurrentiel, le contrat d'achat collectif nécessite une individualisation de la relation entre chaque fournisseur et chaque producteur. Dans le contrat, les fournisseurs et les producteurs bénéficiaires ne sont pas individualisés. Il s'agit de deux groupes d'acteurs devant appliquer le contrat. Au niveau individuel, il est nécessaire de trouver des dispositifs permettant la mise en œuvre. Ces dispositifs consistent à déterminer et à mettre en œuvre les droits de propriété de manière individuelle et collective. Puisqu'il est impossible de déterminer *ex post* les droits de propriété sur la transaction éolienne, cette détermination doit être réalisée *ex ante*. Néanmoins, dans le cadre de ce contrat d'achat collectif, il est impossible de déterminer *ex ante* le volume de la production éolienne générée par l'ensemble des producteurs.

Le contrat d'achat collectif ne peut être mis en œuvre ni par les producteurs, qui sont garantis du prix et du volume, ni par les fournisseurs. L'incertitude sur le volume de production empêche les fournisseurs de connaître à l'avance la production. Le contrat est multilatéral et oblige à individualiser les relations pour être exécuté. Cette individualisation ne peut être réalisée par les acteurs eux-mêmes puisque le volume de production est incertain, que le système électrique a une très forte spécificité temporelle et qu'*ex post* il est impossible de vérifier la réalisation du contrat. La notion collective du contrat implique qu'une structure de gouvernance particulière gère et exécute le contrat d'achat collectif. Cette structure a pour fonction de déterminer et de mettre en œuvre les droits de propriété de l'énergie éolienne dans le contrat d'achat collectif.

Tous les producteurs doivent être assurés que leur électricité sera absorbée et rémunérée. La garantie d'accès au réseau peut fournir un premier élément quant à l'injection de l'électricité. Une fois injectée, l'énergie éolienne peut être mesurée en sortie de parc et dès lors rémunérée. Mais, chaque fournisseur doit absorber une partie de l'énergie éolienne ; cette allocation doit se faire équitablement entre chaque fournisseur présent sur le marché, de sorte à ne pas pénaliser un acteur parmi d'autres. On conclut dès lors qu'il s'agit bien de l'individualisation des droits liés au contrat d'achat collectif qui pose problème.

La forte incertitude sur le volume de la production inflexible d'énergie et la forte spécificité temporelle du système électrique explique que le contrat d'achat collectif est incomplet et qu'il ne peut être mis en œuvre par les deux parties au contrat. Mais le contrat est d'abord multilatéral. L'individualisation doit garantir que chaque producteur sera rémunéré pour la quantité d'électricité qu'il aura injectée en temps réel. Pour assurer cela, il est nécessaire de mesurer les flux d'énergie injectée et de vérifier la quantité absorbée par les fournisseurs et payée par les consommateurs. Mais ni le fournisseur ni le producteur ne peuvent mettre en œuvre ce contrat.

Nous avons ainsi montré que le contrat d'achat collectif dont les clauses sont stipulées dans le cadre réglementaire de soutien aux énergies renouvelables ne peut être mis en œuvre par les cocontractants eux-mêmes. La complexité du système électrique, la nature incomplète du contrat d'achat ainsi que le problème de mesure et de détermination des droits de propriété sur la transaction ne permettent pas d'individualiser le contrat. Notamment, la forte incertitude sur le volume de production des éoliennes et les contraintes techniques de l'électricité nécessitent la mise en place d'une structure de gouvernance pour piloter la transaction du contrat d'achat collectif.

2. LA GOUVERNANCE DES ALEAS CONTRACTUELS PAR UNE TIERCE PARTIE

Pour exécuter le contrat d'achat collectif, il est dès lors nécessaire de mettre en place une structure de gouvernance particulière dont l'objectif est de piloter et d'assurer la transaction du contrat d'achat. Notamment la structure de gouvernance se doit d'assurer l'individualisation des relations contractuelles de sorte à ce que chaque consommateur paie une part équitable de l'énergie éolienne injectée sur le réseau et que chaque producteur reçoive le prix administré pour les quantités d'énergie éolienne injectées sur le réseau. Notamment, le contrat d'achat collectif donne lieu à des aléas contractuels du fait de la faible prévisibilité et la forte variabilité de l'énergie éolienne. Nous avons montré précédemment que le contrat d'achat était incomplet puisqu'il ne spécifiait pas la dimension volume pour la partie obligée. Par ailleurs, nous avons aussi conclu que la mise en œuvre du contrat d'achat demandait nécessairement de gérer conjointement les flux physiques et les flux

financiers. Dès lors, pour piloter l'achat de l'énergie éolienne sous tarif d'achat garanti, une structure de gouvernance se doit d'assurer la mise en œuvre individuelle du contrat et de gérer les aléas contractuels. Nous montrons ici que la mise en œuvre est assurée par une tierce partie qui est l'opérateur du système.

2. 1. La mise en œuvre par une tierce partie

La structure de gouvernance doit assurer la mise en œuvre du contrat d'achat collectif. Elle doit notamment gérer la mise en œuvre collective et individuelle. La mise en œuvre de transactions complexes et/ou spécifiques rend nécessaire le rôle des structures de gouvernance ([Williamson, 1996], [Glachant, 2004]).

Nous venons de montrer que la mise en œuvre du contrat d'achat collectif ne pouvait être réalisée par les deux parties au contrat. D'abord, le volume de production devant être rémunéré n'est pas spécifié et est particulièrement incertain. Ensuite, cette incertitude en volume est confrontée à une très forte spécificité temporelle où l'équilibre entre la production et la consommation doit toujours être atteint en temps réel. Enfin, l'électricité est soumise à de fortes contraintes physiques qui génèrent des difficultés transactionnelles par l'impossibilité de vérifier la réalisation de l'échange physique. La mise en œuvre du contrat d'achat collectif suppose de gérer conjointement les flux physiques et les flux transactionnels.

Par ailleurs, il s'agit d'un contrat multilatéral entre tous les producteurs d'énergie éolienne et tous les consommateurs obligés. Pour réaliser l'individualisation de ce contrat, il est nécessaire de déterminer et de mettre en œuvre individuellement les droits de propriété. La nature collective du contrat et les difficultés transactionnelles relatives à l'incertitude, la spécificité temporelle et les problèmes de mesure, entraîne la nécessité d'une gouvernance trilatérale où la tierce partie assurera la coordination. La centralisation auprès d'une entité doit permettre de réduire les difficultés transactionnelles.

Contrairement à l'approche des coûts de transaction où la gouvernance trilatérale apparaît lors d'une basse fréquence des transactions et d'une spécificité des actifs fortes, ici la tierce partie doit coordonner les deux parties à la transaction alors qu'il existe une très forte spécificité temporelle, de fortes incertitudes et un problème de mesure. L'analyse de Williamson ([Williamson, 1985], [Williamson, 1996]) tend à justifier l'existence d'une tierce partie pour résoudre les conflits qui apparaissent lors

de l'exécution d'un contrat. Dans notre cas, la tierce partie ne résout pas le conflit. Elle n'a pas le statut de « juge » ni d'arbitre. La tierce partie doit exécuter le contrat d'achat collectif tant au niveau collectif qu'au niveau individuel en déterminant et en mettant en œuvre des droits de propriété. En centralisant auprès d'une tierce partie cette allocation des droits de propriété entre tous les producteurs et tous les consommateurs, la gouvernance trilatérale réduit les difficultés transactionnelles.

La tierce partie au contrat d'achat collectif est extérieure au contrat. Souvent, la notion de « tierce partie » fait référence à la fonction du juge. La tierce partie veille au respect du contrat. La tierce partie peut aussi renvoyer à l'image de l'arbitre, agent neutre interprétant les clauses du contrat. Cependant, dans certaines relations trilatérales, la tierce partie peut avoir une fonction précise. Elle peut notamment renvoyer à l'image d'expert. [Glachant, 2004] explique, ainsi, la place de la tierce partie et la gouvernance trilatérale dans le secteur électrique. Le modèle trilatéral correspond à « une délégation permanente à une tierce partie du pouvoir d'évaluation et de décision sur une classe définie de données ou d'évènements ». C'est notamment le cas du régulateur. Cet expert, dans le cas de l'industrie électrique, a cela de particulier qu'elle n'est pas choisie par les contractants mais « unilatéralement » déterminée par les pouvoirs publics.

Dans le cadre de notre analyse, la tierce partie est un expert et détient le pouvoir de déterminer et de mettre en œuvre des droits de propriété sur l'énergie éolienne correspondant ainsi à un « pouvoir d'évaluation et de décision sur une classe définie de données ou d'évènement » [Glachant, 2004]. Cette tierce partie a dès lors deux missions : l'individualisation du contrat collectif correspondant au tarif d'achat garanti et la mise en place d'un dispositif de mesure pour assurer le règlement et donc l'exécution collective du contrat. En individualisant le contrat, la tierce partie coordonne les acteurs du contrat d'achat collectif.

2.1.1. L'individualisation du contrat collectif

Le contrat d'achat garanti s'adressant à deux groupes hétérogènes, indépendamment de leurs identités, la tierce partie doit assurer la mise en œuvre individuelle de cette obligation d'achat. C'est elle qui va élaborer *ex ante* les modalités d'exécution du contrat. D'abord, la tierce partie doit assurer le transfert de l'énergie éolienne entre chaque producteur et chaque fournisseur. Ensuite, la tierce partie doit assurer le règlement de l'énergie ainsi délivrée.

La tierce partie doit s'assurer que chaque fournisseur recevra une part de l'énergie éolienne produite au prorata de sa base de clientèle. Cela permet de respecter et de faire respecter l'obligation d'achat portant sur les consommateurs. En déterminant *ex ante* les modalités de transfert de l'énergie éolienne, la tierce partie assure que la production bénéficiaire sera effectivement allouée à l'ensemble des fournisseurs.

La mise en œuvre du contrat suppose que les fournisseurs ne supportent pas le risque volume associé à l'intermittence de l'énergie éolienne. En effet, l'individualisation du contrat collectif suppose aussi que le risque volume issu de la faible prévisibilité et forte variabilité de l'énergie éolienne ne soit pas supporté par les fournisseurs. Le risque doit être supporté par un agent neutre face au risque. Ainsi, la tierce partie doit assurer la livraison d'une quantité connue à l'avance aux fournisseurs. La tierce partie individualise le contrat collectif en allouant *ex ante* des quantités fixes d'énergie éolienne à absorber et ce de manière non-discriminatoire. La raison provient de la complexité des marchés électriques et de la variation de la demande. Les fournisseurs s'approvisionnent sur les marchés électriques afin d'assurer la livraison à leurs clients. Ils doivent gérer les fluctuations de la demande et assurer, tout de même, la livraison à leurs consommateurs. Pour cela, ils s'approvisionnent sur les marchés. Si la quantité d'énergie éolienne à absorber n'est pas définie individuellement, chaque fournisseur devrait équilibrer sa demande avec une part aléatoire d'énergie éolienne à absorber. Au vu de la séquence des marchés, le fournisseur serait contraint de payer des coûts d'ajustement puisque son portefeuille peut être en déséquilibre. Afin d'éviter de faire supporter le risque volume aux fournisseurs, la tierce partie doit déterminer *ex ante* les droits de propriété et les quantités d'énergie à consommer. Les méthodes retenues sont expliquées dans la partie suivante. Ce faisant, la tierce partie supporte le risque volume du contrat d'achat collectif.

En assurant la réalisation des flux physiques entre chaque producteur et chaque fournisseur, la tierce partie individualise le contrat. Mais en l'individualisant, elle garantit aussi le respect du contrat d'achat collectif. La tierce partie au contrat, c'est-à-dire ni le producteur ni le fournisseur, en définissant ces modalités d'exécution, assure le mécanisme de coordination entre les parties en transmettant le volume aléatoire de l'énergie éolienne. La première mission de la tierce partie est

d'assurer l'individualisation du contrat collectif auprès de chaque producteur et de chaque fournisseur.

2. 1. 2. Le dispositif de mesure dans l'individualisation du contrat

Le problème de mesure du contrat d'achat collectif correspond à l'incapacité des parties de se coordonner sur les quantités à livrer (impossibilité de les mesurer) en avance alors que le système électrique est complexe et impose un équilibre global instantané sans aucune capacité de stockage. Les transactions ne sont pas vérifiables *ex post*. Le problème de mesure doit donc être géré *ex ante* du fait des difficultés transactionnelles que nous avons montré précédemment.

La tierce partie doit gérer le problème de la mesure. Elle correspond à l'entité économique « tampon » qui permettra de résoudre les problèmes de coordination liés au problème de mesure du contrat collectif d'achat. La tierce partie assume la mesure grâce à l'individualisation du contrat collectif. Le problème de mesure dans l'individualisation du contrat d'achat collectif s'établit à deux niveaux : le premier correspond à la livraison du volume aléatoire à chaque fournisseur. Le second concerne le paiement des quantités d'énergie éolienne absorbée par chaque fournisseur et la manière dont le règlement aura lieu. Dans le contrat d'achat collectif, les flux physiques déterminent les flux financiers. C'est bien la livraison sur le réseau qui déterminera le règlement de l'énergie.

Afin d'assurer la mise en œuvre individuelle du contrat d'achat collectif, la tierce partie s'engage à livrer aux fournisseurs une quantité d'énergie éolienne. Puisqu'il est impossible de connaître *ex post* l'origine du flux électrique, il est aussi impossible de contrôler techniquement si les quantités d'énergie éolienne produite seront réellement consommées par les fournisseurs. L'allocation des quantités à chaque fournisseur, et dès lors à chaque consommateur, doit être réalisée *ex ante*. En réalisant l'allocation des quantités d'énergie éolienne à consommer par chaque fournisseur, la tierce partie supprime une partie de l'incertitude. En avance, les fournisseurs ne connaissent pas les quantités qu'ils vont devoir absorber. En réalisant cette détermination des droits de propriété *ex ante*, la tierce partie réduit l'incertitude et permet aux fournisseurs de connaître *ex ante* le montant d'énergie éolienne qu'ils devront consommer. Dès lors, il leur est possible d'agir sur les marchés *forward* de l'énergie pour approvisionner leur demande. La mesure de l'électricité injectée se

réalise *ex post* grâce à des compteurs électriques en sortie de parcs éoliens ce qui permet de réaliser le paiement *ex post*.

Le deuxième niveau de difficulté lié à la mesure concerne le paiement de l'énergie éolienne consommée par les fournisseurs. La mesure peut être réalisée qu'après injection sur le réseau. Selon les techniques de comptage, la mesure peut être réalisée plusieurs jours ou plusieurs semaines après l'injection. Une fois que la quantité d'énergie a été mesurée, l'allocation entre les différents fournisseurs permet qu'ils paient de manière non-discriminatoire l'énergie consommée. La tierce partie réalise la mesure de l'électricité vraiment injectée par chaque producteur. Une fois cette mesure réalisée, la tierce partie répartit l'énergie selon le niveau de demande de chaque fournisseur. Les fournisseurs facturent leurs clients pour l'énergie consommée. Naturellement, cette partie est différente des flux physiques puisqu'on ne peut vérifier les consommations et leurs origines *ex post*. La tierce partie gère ainsi le problème de la mesure pour le règlement de l'énergie. Ensuite, les fournisseurs récoltent, via les factures, les coûts de l'obligation d'achat de l'énergie éolienne qui sont, in fine, supporté par les consommateurs finals.

Cependant, la manière dont le règlement est assuré peut varier selon la configuration du système. Elle fait l'objet de la partie suivante. En assurant la mesure dans l'individualisation du contrat collectif, la tierce partie assure le dénouement du contrat collectif : elle permet que toute l'électricité injectée sur le réseau soit rémunérée au tarif fixé par les consommateurs. Ainsi, la tierce partie assure la mise en œuvre du contrat d'achat collectif d'abord par l'individualisation du contrat en allouant les droits de propriété *ex ante* et en mesurant *ex post* la part de l'énergie réellement injectée en temps réel. Elle assure, d'abord, la livraison du volume aléatoire aux fournisseurs. Elle gère, ensuite, le règlement effectif de l'énergie éolienne réellement injectée sur le réseau. Enfin, comme elle centralise les outils de paiement et de mesure, la tierce partie rémunère les producteurs pour leur volume de production.

2. 2. *L'opérateur du système comme tierce partie*

La tierce partie doit individualiser le contrat collectif et assurer la mesure des flux physiques pour garantir les flux transactionnels. Elle assume deux missions : la livraison du volume aléatoire aux fournisseurs et le règlement de l'énergie. La tierce partie doit donc disposer de certaines compétences. Plus particulièrement, la tierce

partie doit être capable de gérer conjointement les flux physiques et les flux financiers. Pour assurer le dénouement du contrat, la tierce partie gère le problème de la mesure. Ce dernier ne permet pas de définir des droits de propriété sur la transaction [Barzel, 1982]. C'est le rôle de la tierce partie de déterminer les droits de propriété liés à l'échange de l'énergie éolienne bénéficiaire du tarif d'achat garanti. La détermination des droits de propriété se réalise *ex ante*. Pour cela, la tierce partie doit être dotée de certaines compétences et de capacités.

La tierce partie doit être capable de centraliser l'information sur la production éolienne et de la mesurer ou d'avoir accès à la mesure. Les mesures sont réalisées *ex post* par l'opérateur du système ou le gestionnaire du réseau de distribution. En avance, elle doit déterminer une évaluation des quantités d'énergie éolienne qui sera injectée. En temps réel, la tierce partie doit gérer les flux physiques et corriger si les estimations de production ne se réalisent pas en temps réel. La tierce partie doit avoir accès aux marchés électriques puisqu'elle rentre en relation avec les fournisseurs et puisqu'elle doit avoir une certaine connaissance des flux électriques pour livrer l'énergie. La tierce partie centralise les flux et détermine ensuite les droits de propriétés pour chaque fournisseur.

Dans le système électrique, la tierce partie est l'opérateur du système. L'opérateur du système réalise déjà la coordination des flux électriques puisqu'il est l'autorité centralisée des flux [Glachant, 2002]. En étant la tierce partie, des économies d'échelle sont réalisées puisque l'opérateur du système gère déjà les flux physiques et les flux financiers du module de l'ajustement. C'est lui, en effet, qui gère pour le système électrique dans son ensemble, les problèmes de mesure, les problèmes d'externalités de l'usage du réseau et les services de réseau. L'opérateur du système est l'autorité spécialisée de centralisation des flux électriques. Puisqu'il gère déjà les flux physiques, il lui est plus facile et moins coûteux de gérer les flux physiques du contrat d'achat.

En temps réel, l'opérateur du système assure la coordination et l'équilibre global instantané du système. Il sait déjà gérer le risque volume associé aux variations de la demande. Il peut dès lors assumer le risque volume d'une énergie intermittente. Il détient donc les capacités de coordonner les agents dans le contrat d'achat collectif. Son rôle sur le module de l'ajustement lui permet de vérifier que les échanges électriques correspondent aux transactions économiques. L'opérateur du système a

marchés électriques lui offre les outils de prévision avec lesquels il doit déjà gérer les flux physiques en temps réel. Il a les moyens de réagir à un quelconque incident électrique. L'opérateur du système a dès lors les capacités d'adaptation nécessaires pour assurer la coordination dans le contrat d'achat collectif.

De plus, l'opérateur du système a un statut particulier puisqu'il gère l'infrastructure de réseau qui reste en monopole naturel. L'opérateur du système est un acteur régulé. Cette caractéristique incite la réglementation publique à laisser à l'opérateur du système la mise en œuvre du contrat d'achat collectif, qui découle du cadre réglementaire. Cela permet aux autorités de régulation d'inclure dans la régulation de l'opérateur du système la charge d'application du contrat réglementaire correspondant au tarif d'achat garanti.

Mais l'opérateur du système n'est pas le seul agent à pouvoir gérer ce problème de mesure et d'allocation du contrat collectif. Les responsables d'équilibre pourraient tout aussi gérer ce mécanisme à condition que l'ensemble des producteurs ait le même responsable d'équilibre et que la condition de non-discrimination entre tous les fournisseurs soit respectée. Cela générerait de nouvelles relations contractuelles entre le responsable d'équilibre et les fournisseurs. Ces relations nouvelles engendreraient de nouveaux coûts. Dans ce cas, la tierce partie s'interpréterait comme un intermédiaire de marché vendant un service d'allocation et de mesure de l'énergie éolienne injectée sur le système. Cette vision rejoindrait alors l'idée selon laquelle les services des tierces parties peuvent aussi être vendus sur un marché d'intermédiation séparé [Glachant, 2004]. Cela devrait être notamment le cas si le tarif d'achat garanti n'existait plus. Dans ce cas, les responsables d'équilibres assureraient la coordination entre les échanges physiques et les transactions économiques. Néanmoins le contrat étant issu d'une décision réglementaire, l'obligation doit porter de manière non discriminatoire sur l'ensemble des consommateurs. L'opérateur du système, dans ce cas, est la tierce partie car il minimise les coûts de gestion de ce contrat grâce à ces missions d'opérateur du système.

Ainsi, l'opérateur du système est l'acteur le mieux placé car il réalise déjà la gestion des flux physiques et les prévisions de l'énergie éolienne pour ses missions d'opérateur du système. Puisque certaines fonctions de l'opérateur du système croisent la gestion du contrat d'achat collectif, l'opérateur du système est l'agent le mieux placé pour être la tierce partie du contrat d'achat collectif. Notamment, le

contrat d'achat collectif impose de gérer conjointement les flux physiques et les flux transactionnels. L'opérateur du système gère les flux physiques sur la séquence des marchés ; il est dès lors idéal qu'il gère les flux d'énergie éolienne. Notamment, l'opérateur du système est supposé bienveillant et parfaitement régulé. Dans ce cas, l'opérateur du système comme tierce partie est la solution optimale puisque l'opérateur du système détient l'information sur les flux.

La gouvernance trilatérale du contrat d'achat collectif assure le pilotage et la mise en œuvre individuelle et collective du contrat. L'incomplétude du contrat initial - la forte incertitude sur le volume de production - empêche les cocontractants de mettre en œuvre le contrat puisque le système électrique est soumis à une forte spécificité temporelle. Deux problèmes principaux apparaissent : l'individualisation du contrat collectif et les dispositifs de mesure de l'énergie éolienne au sein même de la mise en œuvre individuelle. La tierce partie doit donc assurer deux missions : la livraison d'un volume aléatoire et le paiement garanti de l'énergie dans des systèmes concurrentiels de l'électricité. Cette tierce partie est l'opérateur du système car lui seul possède les qualifications pour gérer un volume aléatoire dans ce système complexe et qu'il réalise l'ensemble des actions d'équilibrage de manière récurrente [Koike, 1990].

3. LA GESTION DES ALEAS PAR L'OPERATEUR DU SYSTEME

La mise en œuvre du contrat d'achat collectif par l'opérateur du système nécessite de gérer la livraison du volume aléatoire de l'énergie éolienne et d'assurer le règlement individuel et collectif des producteurs d'énergie éolienne. Dans un premier temps, les fournisseurs doivent connaître à l'avance la quantité d'énergie éolienne qu'ils devront consommer afin que ces derniers ne supportent pas l'aléa volume. Ce faisant, l'opérateur du système réduit l'incertitude. Pour cela, il fabrique des blocs fermes d'énergie. Les coûts de fabrication de ces blocs sont payés par les consommateurs grâce aux charges d'accès au réseau. Ensuite, l'opérateur du système doit garantir le règlement de l'énergie ainsi consommée. Là encore, l'opérateur du système centralise la mesure et le paiement, qui, s'établissant au long d'une séquence temporelle, génère un déséquilibre financier de court terme comme nous le verrons

dans cette partie. L'opérateur du système apparaît ainsi comme l'élément garantissant le dénouement du contrat.

3. 1. La livraison du volume aléatoire

L'opérateur du système met en place des dispositifs pour gérer le risque volume par la livraison aux fournisseurs d'une quantité connue en avance d'énergie éolienne. L'opérateur du système transforme l'énergie éolienne intermittente en blocs fermes d'énergie à livrer aux fournisseurs. Ainsi, l'opérateur du système supprime l'incertitude sur l'aléa volume. Ces blocs permettent, en plus, l'individualisation du contrat collectif et donc le règlement. Cependant, en créant ces blocs, l'opérateur du système génère des coûts : les coûts de fabrication des blocs. Ils correspondent aux coûts d'achat de l'énergie supplémentaire que l'opérateur du système doit acheter ou vendre pour garantir la livraison du bloc ferme.

3. 1. 1. La création de blocs fermes

En assurant une quantité connue à l'avance, l'opérateur du système lève l'incertitude pour le fournisseur ; ce dernier ne supporte dès lors plus les conséquences de l'intermittence de l'énergie éolienne. Cet outil de gestion doit être doté d'une capacité d'adaptation pour prendre en considération les modifications possibles comme les nouvelles entités de production éolienne qui rentrent sur le réseau ou encore un nouvel entrant sur le marché de détail. La gestion du risque volume et la mise en œuvre du contrat d'achat collectif est réalisée via un outil de profilage.

La gestion par profil permet d'allouer *ex ante* la quantité d'énergie éolienne produite à chaque fournisseur *via* la livraison de blocs fermes d'énergie. Elle suppose l'existence d'un outil de prévision de la production éolienne, permettant d'allouer de manière explicite cette production aux parties obligées au contrat d'achat collectif. Les fournisseurs d'électricité peuvent dès lors remplir leurs obligations d'achat de l'énergie éolienne en acceptant des quantités fermes et équilibrer leurs portefeuilles *ex ante* sur la séquence des marchés. Ainsi, les fournisseurs ne supportent que l'incertitude sur les variations de la demande.

Grâce aux outils de prévision, l'opérateur du système définit les quantités à absorber pour lesquelles il devient responsable auprès des fournisseurs. Il détermine le bloc ferme comme « le programme d'échange de la production éolienne

prioritaire » [Hiroux, et al. 2006]. Nous utiliserons le terme « programme d'échange ». Le profil correspond alors au programme d'échange que l'opérateur du système s'engage à livrer aux parties obligées. Les programmes d'échange de l'énergie éolienne correspondent à un dispositif qui permet à la tierce partie d'organiser les relations contractuelles entre les producteurs et les fournisseurs. Les procédés techniques de détermination des quantités d'énergie éolienne doivent assurer : (1) que les fournisseurs ne doivent pas supporter les incertitudes de production de l'énergie éolienne, (2) que les blocs fermes d'énergie à livrer doivent contenir en moyenne un montant d'énergie égal à l'énergie effectivement produite par les éoliennes et (3) être non discriminatoire quelque soit le fournisseur.

D'abord, les fournisseurs sont responsables de l'équilibrage entre la consommation de leurs clients et les transactions réalisées sur les marchés électriques. Pour garantir la livraison à leurs clients, les fournisseurs passent des contrats de fourniture sur la séquence des marchés électriques. Pour couvrir les fournisseurs du risque volume lié à l'incertitude de la production de l'énergie éolienne, le programme d'échange doit leur parvenir avant l'heure de fermeture des marchés, c'est-à-dire avant la *gate closure*. Dans le cas contraire, les fournisseurs ne sauraient déterminer précisément la quantité d'électricité qu'ils devraient acheter pour assurer la livraison aux clients. En recevant les programmes d'échange avant la *gate closure*, les fournisseurs supportent uniquement l'incertitude sur la demande de leurs clients. Ils couvrent l'estimation de consommation de leurs clients par le programme de production de l'énergie éolienne et l'achat de la quantité restante sur la séquence des marchés électriques. Plus les programmes d'échange seront livrés en avance du temps réel, plus l'incertitude sur la transaction sera levée pour les fournisseurs. Le risque volume est supporté par la tierce partie. L'opérateur du système assure la livraison du programme d'échange sans connaître la production qui sera réellement produite en temps réel, puisque le programme de production doit parvenir aux fournisseurs avant la *gate closure*.

Ensuite, les programmes d'échange sont établis sur une période de référence pendant laquelle ces programmes doivent contenir en moyenne une quantité d'énergie égale à l'énergie éolienne réellement produite sur cette même période. Cette moyenne permet de lisser le risque [Kenney et Klein, 1983]. Cependant, il est particulièrement difficile d'évaluer une moyenne *ex ante*. La moyenne estimée peut être inférieure ou supérieure à la moyenne constatée *ex post*. Un mécanisme de

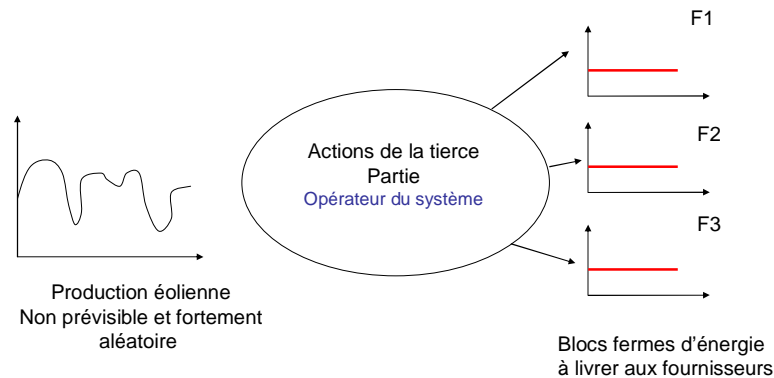
règlement *ex post* doit alors permettre de régler les coûts relatifs à ces écarts. Il s'agit d'un mécanisme de compensation. Si, sur la période de référence, la quantité prévue dans les programmes de production est moindre que la quantité injectée, cela signifie que les parties obligées ont achetées plus d'énergie qu'ils n'auraient dû en consommer. L'opérateur du système doit alors rembourser le prix de cet excédent d'énergie. A contrario, si les quantités d'énergie réellement produite sont inférieures aux programmes de production, les fournisseurs doivent alors rembourser l'opérateur du système.

Enfin, le traitement et la détermination des programmes d'échange doivent être non-discriminants. Le moyen le plus simple consiste alors à imposer une quantité d'énergie éolienne à absorber proportionnellement à leur niveau de consommation. Il s'agit d'un quota, c'est-à-dire du pourcentage de la consommation que chaque fournisseur doit couvrir en achetant les blocs d'énergie fermes définis dans les programmes d'échange. Ce quota doit être défini sur des périodes courtes correspondant aux périodes de livraison.

Ainsi, les trois missions relatives à la détermination des programmes d'échange permet d'identifier ces derniers comme des programmes d'échange connus à l'avance par les fournisseurs, au plus tard avant la *gate closure* des marchés électriques, qui contiennent un montant d'énergie égal à l'estimation de la production éolienne sur une période de référence et à partir desquels les fournisseurs reçoivent à chaque période de livraison une quantité d'énergie proportionnelle à leur niveau de consommation. Les opérateurs du système vont alors mettre en place des mécanismes leur permettant de respecter les missions de ces programmes d'échange de l'énergie éolienne et d'assurer la mise en œuvre individuelle du contrat d'achat collectif de l'énergie éolienne.

La figure suivante montre le rôle de la tierce partie. D'un côté, la production éolienne est faiblement prévisible et fortement aléatoire. La tierce partie transforme cette production aléatoire en blocs fermes et constants d'énergie que l'opérateur du système livre aux fournisseurs.

Figure 1. Rôle de la tierce partie dans la fabrication des blocs fermes



L'opérateur du système réalise des prévisions de la production éolienne, et en temps réel, il gère le risque volume en programmant des blocs fixes d'énergie éolienne à livrer aux fournisseurs. Ces blocs fermes d'énergie à consommer parviennent aux fournisseurs avant la *gate closure* de sorte à ce qu'ils puissent équilibrer leurs portefeuilles sur la séquence des marchés. Puisque l'opérateur du système s'engage à livrer cette quantité fixe à chaque fournisseur, il est possible qu'il soit contraint de l'équilibrer, en cas de mauvaise estimation ou d'écart à la moyenne, en passant sur la séquence des marchés. Des coûts sont ainsi générés.

3.1.2. L'allocation des coûts de fabrication des blocs

En livrant des blocs fermes d'énergie éolienne, la tierce partie supprime l'aléa de l'énergie éolienne pour les parties obligées. Cette transformation génère des coûts. La nature des coûts de fabrication liés à l'allocation de blocs fermes d'énergie éolienne aux fournisseurs dépend principalement de deux facteurs. Le premier concerne le choix des règles et des critères que la tierce partie définit pour livrer une quantité fixe. Le second facteur est inhérent au fonctionnement des marchés de gros de l'énergie ; les coûts de fabrication dépendent des prix de l'énergie tout au long de la séquence de marché.

Les critères de détermination des blocs. La tierce partie est libre dans le choix des critères et dans la détermination des règles qui vont lui permettre d'assurer la mise en œuvre du contrat d'achat collectif. Pour transformer cette énergie aléatoire

en blocs fermes, l'opérateur du système doit être doté d'un outil de prévision de la production éolienne. Il estime la part de la production éolienne sur un horizon de temps plus ou moins long. Une fois qu'il a réalisé les prévisions de la production éolienne, l'opérateur du système doit allouer cette production à l'ensemble des fournisseurs sous forme de blocs fermes d'énergie. Pour cela, l'opérateur du système détermine une période de référence, sur laquelle la production éolienne livrée par bloc doit être égale en moyenne à la production éolienne réellement injectée. Pour construire les blocs, certaines différences de design lors de la construction des blocs existent. Il s'agit notamment du choix de la période sur laquelle l'énergie contenue dans le bloc est proportionnelle à la consommation des parties obligées. Cette période est appelée le « pas de livraison ». Des différences existent⁶ : en Allemagne, le pas de temps est le mois alors qu'au Danemark, le pas de temps est l'heure. A partir de ce moment là, on connaît l'énergie moyenne contenue sur chaque pas de livraison. En Allemagne comme au Danemark, ce bloc est constant : en Allemagne, c'est une bande constante mensuelle ; au Danemark, le bloc est constant et constitue une part de la prévision de la consommation.

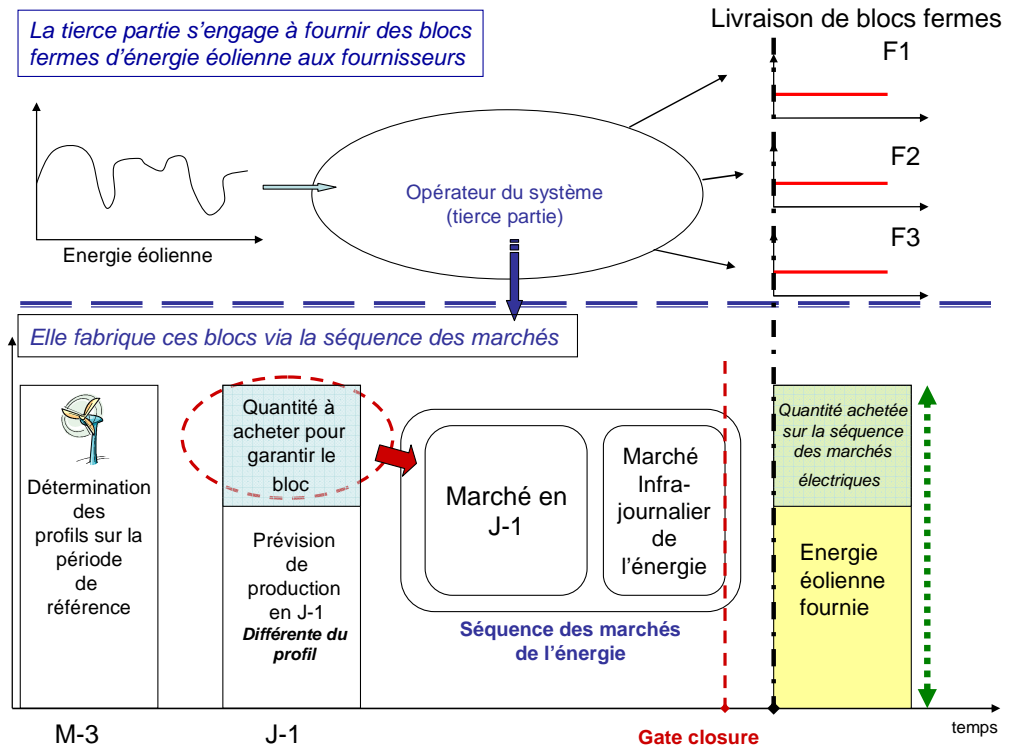
Cependant, l'opérateur du système ne peut pas garantir que ces blocs seront uniquement constitués par de l'énergie éolienne. L'opérateur du système se porte garant de la fourniture d'un bloc d'énergie qui, sur la période de référence, doit correspondre à la quantité d'énergie éolienne injectée sur le réseau. Les coûts de fabrication des blocs portent en fait sur les coûts générés lorsque le bloc ne correspond pas à la quantité d'énergie éolienne injectée. En effet, puisque l'énergie éolienne est variable et faiblement prévisible, l'opérateur du système doit se couvrir sur la séquence des marchés pour garantir la livraison de la quantité requise. Lorsque les prévisions d'énergie sont fausses, l'opérateur du système va acheter ou vendre de l'énergie sur les marchés de l'électricité.

L'impact de la séquence de marché sur la nature des coûts. Ainsi, la séquence de marchés n'est pas neutre en termes de coûts pour l'opérateur du système, puisqu'il agit comme participant de ces marchés lorsque les prévisions de

⁶ Pour de plus amples informations sur le design des blocs à fournir, voir [Hiroux, et al. 2006]

l'énergie éolienne ne correspondent pas aux blocs d'énergie. La figure 3 montre comment l'opérateur du système gère les blocs d'énergie fermes à livrer.

Figure 2. La gestion par la tierce partie des blocs fermes à livrer - Exemple



La figure 3 est composée de deux éléments. D'abord, l'opérateur du système s'engage à livrer aux fournisseurs des blocs fermes d'énergie éolienne. De ce fait, l'opérateur du système absorbe le risque volume associé. Cependant, la veille du jour de livraison, il est possible que les prévisions de production d'énergie éolienne ne correspondent pas à la forme du bloc qu'il doit livrer. L'opérateur du système, d'après les prévisions de la production, peut déterminer la part de l'énergie qu'il doit acheter sur la séquence des marchés électriques de sorte à équilibrer son bloc. Lorsque l'opérateur du système fabrique les blocs, il doit supporter les coûts afférents à l'achat de l'énergie supplémentaire. L'opérateur pourrait utiliser des contrats bilatéraux avec certaines unités de production, mais les heures de fonctionnement seraient trop faibles pour assurer la rentabilité de la centrale. Par ailleurs, si l'opérateur du système utilisait les services-systèmes, il serait difficile d'isoler les problèmes liés à l'énergie éolienne et ceux liés au dimensionnement du parc.

L'opérateur du système dispose de la séquence des marchés. Il peut dès lors acheter ou vendre de l'énergie soit sur le marché en J-1 soit sur le marché infra-

journalier de l'énergie. La transaction qu'il réalisera concernera donc l'écart entre la quantité du bloc à fournir aux fournisseurs et la prévision en J-1 de la production éolienne du jour pour le lendemain. Puisque les prévisions sont plus viables lorsqu'on se rapproche du temps réel, l'opérateur du système affinera son équilibrage jusqu'à la *gate closure*. De fait, les coûts qu'il supporte ne sont pas homogènes puisqu'ils dépendent de la période d'action sur les marchés, de l'état du système (base, semi-pointe, pointe), de l'écart observé entre les blocs d'énergie, des transactions qu'il réalisera et des producteurs avec qui il échangera une promesse. Il est dès lors particulièrement difficile d'estimer un montant global de dépenses. D'après [Hiroux, et al. 2006], le design des blocs, c'est-à-dire les choix de critères utilisés pour fabriquer ces blocs, a un impact sur les coûts supportés par l'opérateur du système. D'après la comparaison réalisée entre les méthodes utilisées au Danemark et en Allemagne, [Hiroux, et al. 2006] montrent que le choix de certains paramètres (le pas de livraison, la période de référence et l'allure du profil journalier) peut créer un transfert de richesse entre l'opérateur du système et les fournisseurs selon le sens du déséquilibre. Puisque les coûts supportés dépendent non seulement de ces critères mais aussi des prix de marchés et de la courbe de prévision de la production éolienne, il n'est pas possible de tirer des conclusions générales quant au sens du transfert de richesses entre les deux acteurs.

L'allocation des coûts de fabrication des blocs. La fabrication de ces blocs n'est pas neutre en termes de coûts. Ces coûts de fabrication sont les coûts relatifs à l'établissement des règles d'allocation des blocs fermes et les coûts relatifs à l'équilibrage de ces blocs fermes d'énergie que l'opérateur du système s'engage à livrer. Cependant, les parties obligées dans le contrat réglementaire, à savoir les consommateurs, ne paient que le tarif d'achat relatif à la quantité d'énergie éolienne qu'ils ont consommé. Dès lors, la question de l'allocation de ces coûts devient pertinente. Dans un premier temps, c'est en effet l'opérateur du système qui supporte les coûts de fabrication des blocs. Le tarif d'achat garanti que supporte les consommateurs ne concerne pas les coûts de la gestion et de la mise en œuvre du contrat. Cependant, la place de l'opérateur du système et ses missions d'acteur régulé lui permettent de transférer les coûts relatifs à cette gestion à travers les tarifs d'usage du réseau, que les utilisateurs du réseau doivent payer. De ce fait, l'ensemble des coûts liés à la mise en œuvre du contrat d'achat collectif est passé sur les utilisateurs du réseau, et notamment sur les consommateurs. En effet, les règles d'allocation des

charges d'utilisation du réseau peuvent se baser sur l'ensemble des utilisateurs du réseau (producteurs et consommateurs), ou sur une fraction des utilisateurs. Dans le cas des coûts de fabrication des blocs, les coûts sont passés aux consommateurs.

3. 2. *La garantie du règlement individuel d'un contrat collectif*

L'individualisation du contrat collectif est assurée via la livraison de blocs fermes d'énergie aux fournisseurs. Pour cela, l'opérateur du système estime le niveau de production de l'énergie éolienne et fabrique ces blocs. En cas de déséquilibre du bloc, l'opérateur du système intervient sur la séquence de marchés. Puisque le contrat est individualisé, il doit donner lieu, *ex post*, au paiement de l'énergie injectée et soumise à la garantie d'achat. Dans un premier temps, le dispositif de mesure étant réalisé *ex post*, il place le règlement de la transaction dans une séquence temporelle. Par la suite, la multiplicité des acteurs ainsi que la complexité du système placent l'opérateur du système dans une situation de « pivot » de la séquence temporelle : il centralise l'information et garantit, ainsi, le paiement. Enfin, il permet le dénouement du contrat et garantit l'exécution du contrat collectif.

3. 2. 1. *La séquence temporelle du paiement induite par le dispositif de mesure ex post*

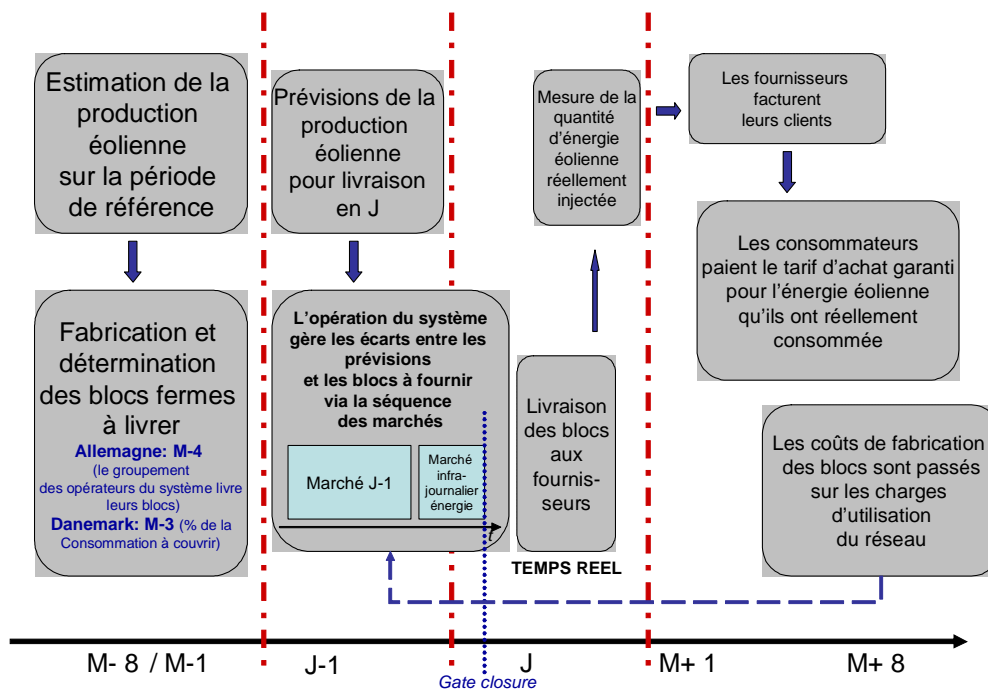
L'exécution du contrat d'achat collectif se réalise sur une séquence spatio-temporelle dont la figure 3 dresse les principales étapes. Dans un premier temps, quelques mois avant le jour de livraison, l'opérateur du système ou, comme en Allemagne, le groupement des opérateurs de système d'un même pays, établit le bloc ferme d'énergie éolienne à livrer. Au Danemark, l'opérateur du système donne, trois mois à l'avance, les pourcentages et les tarifs⁷ de la production éolienne que les responsables d'équilibre⁸ doivent absorber. Ensuite, dès la veille pour le lendemain, l'opérateur du système réalise une estimation de la production éolienne et intervient sur la séquence des marchés pour équilibrer les blocs qu'il s'est engagé à fournir. En temps réel, la tierce partie livre les blocs fermes, composés dès lors de la production d'énergie éolienne et des achats/ventes réalisés par l'opérateur du système sur la

⁷ Au Danemark, le tarif prend en compte le tarif d'achat garanti ainsi que l'ensemble des coûts liés à l'ajustement en temps réel. Voir [Eltra, 2004 ; 2005]

⁸ Au Danemark, c'est une filiale de l'opérateur du système qui gère l'ensemble de la production éolienne. Il s'agit d'un responsable d'équilibre régulé [Eltra, 2005].

séquence de marchés. L'opérateur du système peut, après, gérer le problème de la mesure, puisqu'il est doté des outils adéquats pour connaître exactement la quantité d'énergie éolienne réellement injectée sur le réseau. Ce n'est qu'un mois plus tard que la majorité des consommateurs paieront, sur leur facture et au tarif d'achat garanti stipulé dans le contrat la quantité d'énergie éolienne qu'ils auront réellement absorbée. Les coûts de fabrication des blocs générés seront, quant à eux, socialisés auprès des utilisateurs du réseau via les charges d'utilisation. Malgré la diversité des règles d'allocation qui peut exister⁹, le cas du contrat d'achat collectif implique une répartition sur les consommateurs des coûts générés par la gestion du contrat d'achat collectif. C'est notamment le cas au Danemark et en Allemagne. La figure ci-dessous schématise la séquence spatio-temporelle de la mise en œuvre individuelle du contrat d'achat collectif.

Figure 3. La séquence spatio-temporelle



⁹ Les règles d'allocation des charges d'utilisation du réseau correspondent à part que paiera G (les producteurs) et L (les consommateurs). Ainsi, une règle consiste à faire à l'une des parties l'ensemble des coûts, soit $G=100 / L=0$ ou $G=0/L=100$. Une autre règle consiste à partager les charges d'accès comme $G=25/L=75$ ou $G=50/L=50$.

Cette séquence spatio-temporelle implique que, d'une part, le tarif d'achat garanti n'est payé qu'*ex post*, une fois que l'énergie éolienne a été mesurée par l'opérateur du système, et que ce dernier a transmis l'information aux fournisseurs. Puisque la fabrication des blocs fermes d'énergie impose une période de référence, c'est-à-dire une période sur laquelle la production éolienne prévue dans les blocs doit être égale en moyenne à l'énergie éolienne injectée réellement sur le réseau, alors le transfert d'information ne se réalise qu'une fois la période de référence passée. Dans certains cas, cette période de référence est de 3 mois. Cela implique que sur 3 mois, l'énergie éolienne par les blocs est égale à l'énergie éolienne réellement injectée. La facturation parvient *ex post* aux consommateurs. En outre, les coûts de fabrication sont perçus bien plus tard, lorsque les charges d'utilisation du réseau sont fixées. Ainsi, à court terme, la séquence spatio-temporelle crée un déséquilibre financier de court terme.

3. 2. 2. L'opérateur du système, pivot de la séquence temporelle

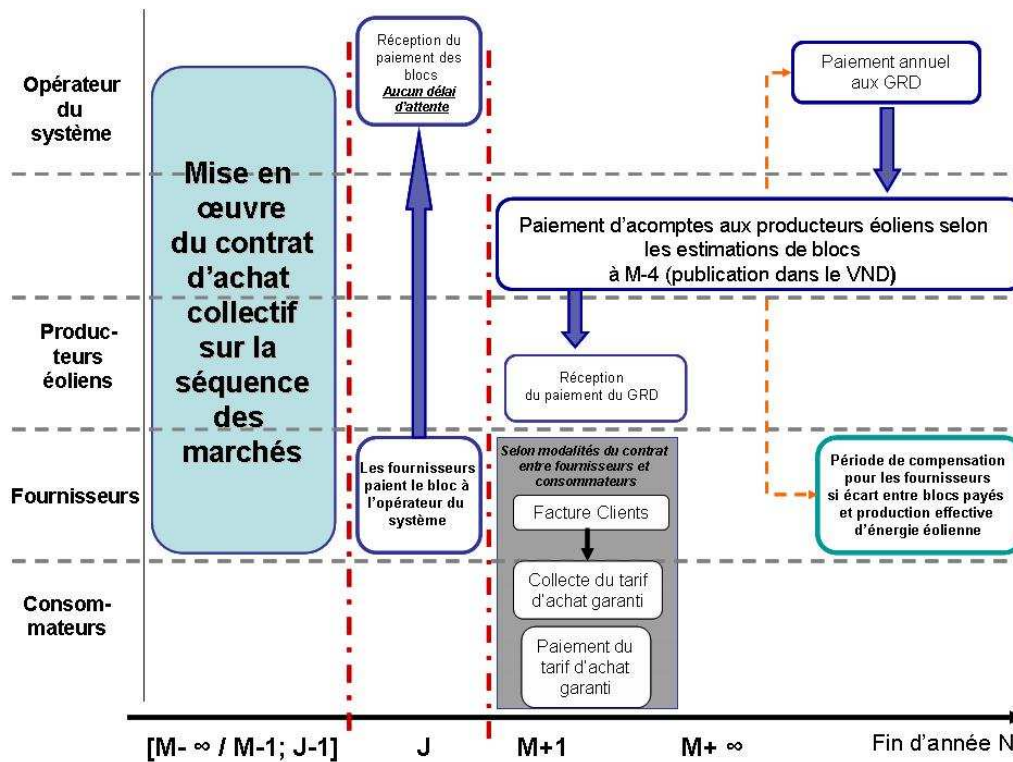
La séquence temporelle est induite par les dispositifs de mesure des contrats individuels d'achat d'énergie éolienne. Cependant, la mise en œuvre du contrat collectif met en relation de nombreux acteurs. Aussi, afin d'assurer la rémunération des producteurs, il est nécessaire de centraliser les informations ainsi que les paiements. Cela permet de garantir la rémunération stipulée. C'est dans l'optique de canaliser le déséquilibre de court terme que l'opérateur du système se retrouve pivot de la séquence temporelle et du règlement garanti de l'énergie.

En effet, cette mesure s'effectue *ex post* et la mise en œuvre s'effectue dans une séquence spatio-temporelle avec de multiples acteurs. Dès lors, un déséquilibre financier de court terme apparaît entre les producteurs, l'opérateur du système, les fournisseurs et les consommateurs. A long terme, le paiement de chaque partie est effectivement réalisé. A court terme, c'est l'opérateur du système qui assume ce déséquilibre. Le premier acteur présent dans la séquence temporelle est le producteur d'énergie éolienne. Il injecte, dès que les conditions météorologiques le permettent, toute l'énergie que ses équipements produisent. L'opérateur du système, en tant que tierce partie du contrat assurant la mise en œuvre, assume le risque volume inhérent. Il doit, d'une part, assurer la livraison de blocs fermes aux fournisseurs, et d'autre part, mesurer l'énergie éolienne réellement injectée pour ensuite transmettre l'information à ces mêmes fournisseurs. Pour leur part, les fournisseurs livrent les clients, et agrègent, dans les factures, l'élément « énergie éolienne » de sorte à ce que

l'ensemble des consommateurs paient *ex post* l'énergie éolienne. Il y a dès lors de nombreux transferts tant d'information que monétaires. Il est particulièrement difficile de dresser un schéma général correspondant à l'explication du déséquilibre financier tant les modalités de mise en œuvre du contrat d'achat collectif diffèrent d'un pays à l'autre. L'analyse comparative de l'Allemagne et du Danemark, qui, tous deux, ont appliqué le tarif d'achat garanti, permet de comprendre cette pluralité de design du déséquilibre financier.

Le premier cas est l'Allemagne. En Allemagne, les fournisseurs paient dès la livraison la bande mensuelle qui leur est livrée par l'opérateur du système. Un mois plus tard, les consommateurs paient, selon les modalités du contrat qui les lient avec leurs fournisseurs, l'énergie éolienne qu'ils ont effectivement consommée. A ce moment, les gestionnaires du réseau de distribution paient aux producteurs raccordés à leurs réseaux un acompte pour l'énergie qu'ils ont injectée. A la fin de l'année en cours, les opérateurs du système (il y a quatre zones de contrôles indépendantes en Allemagne) régularisent les paiements aux gestionnaires de réseaux de distribution et compensent les fournisseurs si les bandes mensuelles achetées diffèrent de la production effective. Le producteur éolien reçoit un mois plus tard le paiement de l'énergie bénéficiaire du tarif d'achat garanti. Dans ce cas de figure, des déséquilibres financiers de court terme apparaissent (1) entre le producteur et les consommateurs obligés, (2) entre les gestionnaires de réseaux de distribution et l'opérateur du système, (3) entre les fournisseurs et les consommateurs obligés et (4) entre les fournisseurs et l'opérateur du système. La figure 5 dresse schématiquement les transferts entre acteurs en Allemagne.

Figure 4. Les transferts en Allemagne



Le second cas de figure correspond au cas du Danemark via le modèle « prorata » [Maupas, 2007] qui offre un tarif d'achat garanti pour une partie des éoliennes installées. Dans cette configuration, les consommateurs paient le mois suivant la livraison l'opérateur du système pour l'énergie éolienne qu'ils ont réellement consommée. L'opérateur du système transfère ces revenus aux gestionnaires de réseau de distribution sur lequel les installations éoliennes sont raccordées. Dès lors, ces mêmes gestionnaires de réseaux de distribution paient les producteurs éoliens pour l'énergie injectée. Ainsi, les producteurs sont rémunérés un mois après la livraison. En plus de ce système, les consommateurs paient une charge de service public au sein de leur facture pour l'énergie éolienne qui n'est plus soumise au tarif d'achat garanti, mais qui passe par le marché et reçoit une prime environnementale. Le déséquilibre financier concerne les transferts entre chaque acteur, transferts réalisés un mois après la livraison.

Ces deux exemples permettent de comprendre que l'opérateur du système est le pivot de la séquence temporelle notamment pour le paiement. L'opérateur du système connaît exactement, par ses dispositifs de mesure, l'énergie éolienne qui a été injectée. Il a individualisé le contrat collectif. Il garantit aussi le paiement en mesurant l'énergie. Ainsi, l'opérateur du système permet-il le dénouement du contrat d'achat collectif.

3. 2. 3. L'opérateur du système, garant du dénouement du contrat

En récapitulant les tâches de l'opérateur du système dans l'exécution du contrat d'achat collectif, nous démontrons que ce dernier est le garant du dénouement du contrat. Le contrat stipule que l'ensemble de l'énergie éolienne doit être achetée à un tarif fixé par les consommateurs, l'énergie éolienne bénéficiant d'une priorité d'injection. L'impossibilité d'une mise en œuvre individuelle impose une gouvernance trilatérale dont la tierce partie est l'opérateur du système. L'opérateur du système assure ainsi trois fonctions qui correspondent au dénouement du contrat.

Il assure l'individualisation du contrat collectif. En effet, le contrat d'achat se porte sur l'ensemble des producteurs et l'ensemble des consommateurs. Puisqu'il est impossible de garantir l'origine du flux électrique, il est nécessaire que cette transaction soit pilotée par une tierce partie. L'individualisation du contrat d'achat collectif permet que chaque producteur d'énergie éolienne soit effectivement rémunéré pour l'énergie qu'il injecte. Il permet, par ailleurs, que chaque fournisseur, qui gère par délégation les fonctions achat des consommateurs, consomme, de manière non-discriminatoire, l'énergie ainsi injectée. L'individualisation correspond à une garantie d'exécution du contrat collectif.

Il assure la livraison d'un volume aléatoire en fabriquant des blocs fermes d'énergie à livrer aux fournisseurs. Pour cela, l'opérateur du système détermine l'ensemble des critères lui permettant de livrer un volume fixe d'énergie. Puisque l'énergie éolienne n'est pas prévisible et qu'elle varie fortement, il est possible que sur le pas de livraison, l'énergie éolienne injectée soit différente de celle que l'opérateur du système avait prévu de livrer par le bloc. L'opérateur doit dès lors acheter sur le marché le volume d'énergie supplémentaire qui permet la livraison du bloc ferme. Les coûts générés sont reportés sur les consommateurs, qui supportent les coûts de fabrication et les coûts de rémunération de la production éolienne.

L'opérateur du système assure le paiement aux producteurs des quantités d'énergie qu'ils ont injectées sur le réseau. Il réalise par là la mesure de l'énergie éolienne et impose aux consommateurs, via leurs fournisseurs, le paiement du tarif d'achat garanti. Afin de garantir le paiement aux producteurs, l'opérateur du système centralise les informations relatives aux paiements. Dans la majorité des cas, il assume le déséquilibre financier de court terme, issu de la séquence temporelle et de la multiplicité des acteurs dans l'application du contrat d'achat.

L'opérateur du système assure ainsi le dénouement du contrat, il permet de l'exécuter. Puisqu'il gère aussi les déséquilibres physiques de l'énergie éolienne sur la séquence des marchés, nous concluons que l'opérateur du système est l'architecte des modalités d'intégration de l'énergie éolienne sur des marchés concurrentiels de l'électricité.

CONCLUSION

Dans des marchés électriques concurrentiels, le tarif d'achat garanti correspond à un contrat d'achat collectif qui nécessite une gouvernance trilatérale puisque sa mise en œuvre ne peut être assurée par les parties aux contrats. En effet, l'incomplétude du contrat collectif, qui provient de la forte incertitude sur le volume de la production, impose qu'une tierce partie assure la mise en œuvre du contrat. Assurer la mise en œuvre du contrat consiste à réussir l'individualisation de ce dernier et à garantir le paiement par un dispositif de mesure adéquat. Nous avons montré que cette tierce partie était l'opérateur du système puisque le contrat suppose de gérer conjointement les flux physiques et les flux financiers et que l'opérateur du système assure la gestion des flux physiques sur le système électrique. Par la fréquence de réactions de ses actions et ses hautes qualifications, l'opérateur du système est l'acteur le plus à même de gérer la mise en œuvre individuelle et collective du contrat d'achat.

Pour gérer les aléas contractuels du contrat, l'opérateur du système doit assurer dans un premier temps la livraison du volume aléatoire de l'énergie éolienne. Pour cela il fabrique des blocs fermes d'énergie à livrer aux fournisseurs, blocs qu'il complète, si les prévisions de production éoliennes sont fausses, sur le marché. Ainsi, les fournisseurs connaissent à l'avance les blocs qu'ils recevront, et peuvent dès lors équilibrer leurs portefeuilles sur les marchés électriques. Les coûts générés sont mutualisés auprès des consommateurs finals via le tarif d'usage du réseau. En sus de

cette activité, l'opérateur du système assure le paiement de l'énergie consommée. Il mesure l'énergie injectée en sortie de parc et gère le tarif entre le bloc qu'il a livré et l'énergie réellement consommée. Les fournisseurs reçoivent l'information, et collectent le paiement via la facture des clients finals. L'opérateur du système se place ainsi au centre de la séquence temporelle et garantit le paiement. Ainsi, la mise en œuvre du tarif d'achat garanti dans des marchés concurrentiels est assurée par une structure de gouvernance de type trilatéral où l'opérateur du système gère à la fois les flux physiques et la livraison du volume aléatoire et les flux transactionnels et le règlement par les consommateurs de l'énergie consommée.

BIBLIOGRAPHIE

BARZEL, Yoram [1982], Measurement cost and organization of markets, *Journal of Law and Economics*, Vol. 25, Issue 1, pp. 27-48

COMMISSION EUROPEENNE [2005] *Aide en faveur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables*, Communication de la Commission, SEC (2005) 157, Bruxelles

ELTRA [2004], *System Report 2004*, ELTRA

ELTRA [2005], *System Report 2005*, ELTRA

FINON, Dominique & PEREZ, Yannick [2007], The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost perspective, *Ecological Economics*, Volume 62, Issue 1, 1 April 2007, Pages 77-92

GLACHANT, Jean-Michel [2004], *Les nouvelles analyses économiques de la dérégulation des marchés*, in Droit de la régulation, s.l.d. de G. Marcou, Collection de l'UMR de Droit Comparé de Paris I, Presses de la Sorbonne, 2004.

HIROUX, Céline, MAUPAS Florent & PLUMEL Sophie [2006], Management tools for the purchase obligation of priority production: the case of wind power, *Working Paper GRJM n° 2006-14*, Université PARIS XI

HUNT, Sally [2002], *Making Competition work in Electricity*, John Wiley & Sons, 2002

KENNEY, Roy & KLEIN Benjamin [1983] The economics of Block Booking, *Journal of Law and Economics*, Vol. 26, n°3 (October 1983), pp. 497-540

KOIKE, Kazuo [1990], *Intellectual Skill and the Role of Employees as Constituent Members of Large Firms in Contemporary Japan*, in M. Aoki, B. Gustafson & O.E. Williamson, The Firm as a Nexus of Treaties, pp. 185-208, Sage Publications, 1990

LANGNISS Ole [2003], *Governance Structure for promoting renewable energy sources*, Ph. D Dissertation, Lund University, October 2003

MAUPAS, Florent [2006], Analyse des règles de gestion de la production éolienne, *Working Paper ADIS – GRJM 2006-3*, Université Paris XI

MENANTEAU, Philippe, FINON, Dominique et LAMY, Marie-Laure [2003] Prices versus quantities : choosing policies for promoting the development of renewable energy, *Energy Policy*, Vol. 31, Issue 8, June 2003, Pages 799-812

MITCHELL, Catherine, BAUKNECHT, D. et CONNOR P.M [2006] Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany, *Energy Policy*, Volume 34, Issue 3, February 2006, Pages 297-305

SAGUAN Marcelo [2007] L'analyse économique des architectures de marché électrique. Application au market design du « temps réel », Thèse pour le doctorat de Sciences Economiques, Université Paris XI, Avril 2007

SAUSSIÉ, Stéphane [1997], *Choix contractuels et coûts de transaction – Une analyse économique des contrats d'approvisionnement en charbon d'EDF*, Thèse pour le doctorat de Sciences Economiques, Université Paris 1 – Panthéon-Sorbonne

SAUSSIÉ, Stéphane [2000], Transaction Costs and Contractual incompleteness: the case of Électricité de France, *Journal of Economic Behavior & Organization*, Volume 42, Issue 2 (June), pp. 189-206

TIROLE, Jean & MASKIN, Eric [1999], Unforeseen Contingencies and Incomplete Contracts, *Review of Economic Studies*, Vol. 66, Issue 1, (January) pp. 83-114

WILLIAMSON, Oliver [1985], *The economic institutions of capitalism*, Free Press

WILLIAMSON, Oliver [1996], *The mechanisms of governance*, Oxford University Press

WILSON, Robert [2002], Architecture of Electric Power Market, *Econometrica*, 70 (4), July 2002, pp. 1299-1340