

Sarah Clio TRESMONTANT

**Mémoire de 2^{ème} Année de Master Concurrence et
Régulation des marchés**

**Sujet : Les systèmes français et britannique de
soutien à la production d'électricité verte.**

Université Paris X Nanterre

2006

Introduction

Chapitre 1er : Description des régimes de soutien français et britannique à la production d'électricité verte

Section 1 : Champs d'application personnelle et matérielle de ces deux régimes

§1. Les énergies visées

- A. Les sources d'énergies visées
 - 1. L'énergie solaire
 - 2. L'énergie éolienne
 - 3. L'énergie hydraulique
 - 4. La biomasse.
 - 5. Le biogaz
 - 6. La géothermie
- B. Possibilité commune d'utiliser une part d'énergie fossile
 - 1. Les similarités
 - 2. Les divergences de conditions quantitatives

§2. Le champ d'application personnelle

- A. Les opérateurs électriques soumis au respect de ces obligations
 - 1. Electricité de France et les Distributeurs Non Nationalisés
 - a. Electricité de France (EDF)
 - b. Les Distributeurs Non Nationalisés (DNN)
 - 2. Les fournisseurs britanniques
 - a. Le statut des fournisseurs britanniques
 - b. Une obligation incluse dans les licences
- B. Les bénéficiaires de ces mécanismes de soutien
 - 1. Les documents requis par les droits français et britannique
 - a. Les documents visés
 - b. Des documents ayant des objets identiques
 - 2. Limitation de puissance prévue par le droit français
 - a. La condition de la puissance maximale
 - b. Définition du site de production.

Section 2 : Analyse comparative de la teneur de ces régimes

§1. Des obligations de soutien

- A. Des objets différents
 - 1. La différence d'action requise
 - a. En droit français
 - b. En droit britannique
 - 2. Un régime de quotas individuels en droit britannique, une obligation d'acheter toute l'électricité produite en droit français
- B. Le contrat d'obligation d'achat, moyen unique de mise en œuvre de l'obligation d'achat

§2 : Des moyens différents pour l'exécution de ces obligations

- A. Le contrat d'obligation d'achat, moyen unique de mise en œuvre de l'obligation d'achat
 - 1. Un contrat par type d'énergie renouvelable
 - 2. Les clauses du contrat d'obligation d'achat
 - a. Les tarifs d'achat
 - i. Des tarifs différents d'une filière à l'autre
 - ii. Les éléments pris en compte dans le calcul de ces tarifs
 - iii. Les précisions apportées par le Conseil d'Etat quant au calcul de ces tarifs
 - b. La durée du contrat
 - c. Les clauses techniques
- B. Deux moyens d'exécuter l'obligation britannique, les ROC's ou le Buy-out-price
 - 1. L'acquisition et la transmission de certificats
 - a. La production de certificats
 - b. Le droit des producteurs verts de vendre les ROC's
 - c. L'acquisition des certificats
 - d. La transmission des certificats à la Gas and Electricity Market Authority (GEMA)
 - 2. Le moyen alternatif de d'exécution, le buy-out-price
- C. Les régimes de sanctions en cas de manquement
 - 1. Le droit britannique

2. Le droit français

§2. Des régimes de compensation différents

- A. Financement par le consommateur final et fond de mutualisation
 1. Un financement par le consommateur final
 2. Un fond de mutualisation
- B. Compensation intégrale et compensation variable
 1. Une compensation intégrale.
 2. Une compensation variable

CHAPITRE 2nd : Analyses juridique et économique de ces deux régimes de soutien

Section 1 : L'analyse juridique

§1. L'analyse juridique des régimes de soutien au regard du régime des aides d'Etat

- A. L'obligation d'achat, un aide d'Etat ?
 1. La jurisprudence du Conseil d'Etat.
 2. Des doutes quant au bien-fondé de cette jurisprudence
- B. Le régime de soutien britannique soustrait à la qualification d'aide d'Etat
 1. Des fournisseurs de droit privé.
 2. La compensation issue de la redistribution du buy-out-fund.

§2. L'analyse juridique des outils prévus pour la mise en oeuvre des deux obligations

- A. Le contrat d'obligation d'achat, un contrat de droit administratif
 1. Présentation générale de la problématique
 2. Un contrat administratif en raison de l'application d'un régime exorbitant du droit commun
 3. Le contrat d'obligation d'achat, un contrat administratif en application du critère du lien suffisant avec le service public

- B. Le certificat vert, un outil de droit hybride
 - 1. La certification, une prérogative de puissance publique, une activité hors commerce
 - a. L'activité de certification, une prérogative de puissance publique
 - b. L'hostilité du droit français au commerce des actes de puissance publique
 - 2. Le ROC, un bien meuble au sens du droit privé

Section 2 : L'analyse économique

§1. L'analyse économique de la configuration des régimes britannique et français.

- A. Incitation par les tarifs contre quantité imposée.
 - 1. Une logique de prix
 - 2. Une logique de quantité
- B. Incitation unique et double incitation
 - 1. Une incitation unique
 - 2. Une double incitation

§2. Avantages et inconvénients des régimes de soutien français et britannique

- A. Les avantages
 - 1. Les avantages du régime français
 - 2. Les avantages du régime britannique
- B. Les limites
 - 1. Les limites du système français
 - 2. Les limites du système britannique

Conclusion

Introduction

En application de la directive communautaire prise par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne relative à la promotion de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité du 27 septembre 2001*, la Grande Bretagne et la France ont intégré dans leurs ordres juridiques des mécanismes de soutien à la production d'électricité verte.

L'électricité verte est l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables comme l'énergie éolienne et photovoltaïque, la biomasse, la géothermie, le biogaz entre autres. Ce qui fait tout l'intérêt de ces sources d'énergies est leur caractère non polluant. De plus, elles constituent une des solutions au développement des bouquets énergétiques des Etats. Ces deux caractéristiques sont très importantes car elles répondent à la nécessité de remédier à l'épuisement attendu des sources d'énergies fossiles que sont le pétrole, le gaz et le charbon, à leur caractère très émetteurs de CO₂ et à leur insuffisance de production d'énergie par rapport à la consommation mondiale croissante.

Or, dans le cadre des Communautés européennes, des directives communautaires* ont été prises en 1996 et en 2003 dans le but de libéraliser les marchés nationaux de l'électricité et de les intégrer, à terme dans un marché unique de l'électricité. Dans ce contexte de concurrence, l'entrée des producteurs verts sur le marché concurrentiel de l'électricité est impossible puisque ces producteurs doivent supporter des coûts en investissements très importants ; ces sources d'énergie renouvelables impliquant l'utilisation de technologies nouvelles très coûteuses. Ces producteurs devront faire face à des producteurs d'électricité traditionnelle bénéficiant d'une place de force sur le marché par rapport à eux. L'introduction de l'électricité verte sur le marché commun de l'électricité nécessite donc un soutien économique.

Dans cette optique, la directive de 2001 impose aux Etats membres de mettre en place des règles organisant le soutien à la production d'électricité verte. Les Etats ont le choix entre différents types de soutien. Ceci, dans l'optique d'harmoniser par la suite les différents droits nationaux en imposant un cadre communautaire avec un modèle unique. Cette directive impose également aux Etats membre de se fixer des objectifs indicatifs en terme de production d'électricité produite. La Grande Bretagne et la France se sont fixer l'objectif d'atteindre 10 % de la production d'électricité nationale à partir des sources d'énergie renouvelables en 2010. De plus, la Grande-Bretagne vise un objectif de 22, 1 % d'électricité verte sur le total de l'électricité consommée pour la même date. La France quant à elle vise 21% de l'électricité consommée en 2010.

*Directive 96/92/CE du Parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, JO n° L27 du 30/01/1997 p.0020-0029. Directive 2003/54/CE du parlement européen et du conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE.

Pour sa part, la France a choisi le régime de l'obligation d'achat d'électricité verte. Ce régime de soutien a été mis en place par la loi du 10 février 2000 sur la modernisation et le développement du service public de l'électricité, modifiée par les lois du 3 janvier 2003 relatives aux marchés du gaz et de l'électricité ainsi qu' au service public de l'énergie, modifiée par la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, ainsi que par celle du 13 janvier 2005 de programme fixant les orientations de politiques énergétiques*(1).

Quant à lui, le droit britannique a mis en place un régime « mixte » prévoyant l'achat de certificats appelés Renewable obligation certificates (ROC's) ou certificats verts et/ou le paiement d'un prix fixe réglementé appelé « Buy-out-price ».

Ce régime trouve sa base dans la loi Electricité de 1989 « The Electricity Act »*(2) et dans la loi Réseaux de 2000 « The Utilities Act »*(3). Cette dernière donne compétence au Secrétaire d'Etat à l'énergie pour prendre une ordonnance en application des dispositions de la loi Electricité de 1989 prévoyant un soutien aux énergies renouvelables.

Les détails du régime de soutien britannique sont contenus, en ce qui concerne l'Angleterre et le Pays de Galles, dans une ordonnance de 2005 The Renewable Obligation Order 2005*(4) (5), ainsi qu'une ordonnance entrée en vigueur la même année concernant l'Ecosse. Il est important de noter que de révision de ces ordonnances sont en projet.

Leur comparaison est très intéressante car ce sont deux modèles très éloignés l'un de l'autre : cette comparaison met en exergue certaines similitudes mais surtout des différences profondes. Mais elle est aussi intéressante car elle oppose deux modèles ; l'un des deux, le modèle britannique, paraissant être destiné à supplanter l'autre et à s'imposer comme modèle unique d'harmonisation des régimes nationaux de soutien. En effet, le modèle britannique prévoit la création, entre autre, d'un marché de certificats. Ce modèle est de plus en plus adopté par les différents Etats membres et paraît être le système le plus adapté à un marché communautaire concurrentiel de l'électricité.

Il est à noter que cette comparaison est parfois délicate compte tenu de la différence profonde qui existe entre les configurations de chacun de ces deux systèmes.

Cette comparaison se fera à travers la description des deux régimes juridiques de soutien en vigueur dans les deux ordres juridiques britannique et français (I) ; puis dans une seconde partie, à travers l'analyse juridique et économique de ces deux régimes (II).

*(1) Loi n°2000-108 du 10 février 2000 version consolidée au 31 décembre 2005, NOR : ECOX9800166L, JO. 11 février 2000.

*(2) The Electricity Act 1989, chap.29, article 32, Réf. ISBN 0105429899.

*(3)The Utilities Act 2000, chap.27, article 63, Réf. ISBN 0 10 542700 4

*(4) Pour l'Angleterre et le Pays de galles : The Renewables Obligation Order 2005 du 17 mars 2005, N°926, entrée en vigueur le 1^{er} avril 2005.

*(5) Concernant l'Ecosse :The Renewable obligation (Scotland) Order du 24 mars 2004, N°185, entrée en vigueur le 1^{er} avril 2005.

Chapitre 1^{er} : Description des régimes de soutien français et britannique à la production d'électricité verte.

Cette description s'établira à travers les champs d'application matérielle et personnelle de ces deux régimes (section 1) ; puis à travers la description de la teneur de ces régimes (section 2).

Section 1 : Champs d'application personnelle et matérielle de ces deux régimes

Ces régimes de soutien s'appliquent à des sources d'énergies spécifiques (§1) et visent des opérateurs électriques bien particuliers (§2).

§1. Les énergies visées

Les deux régimes français et britanniques visent à soutenir la production d'électricité d'origine renouvelable. Il est important dans ce contexte de définir chaque sources d'énergie renouvelables (A). Il est intéressant de relever que chacun des deux régimes prévoient la possibilité pour les producteurs verts d'utiliser avec ces énergies renouvelables des énergies fossiles (B).

A. Les sources d'énergies visées

Ces sources d'énergies visées sont l'énergie solaire, éolienne, géothermique, hydraulique ainsi que celles provenant de la biomasse et du biogaz.

1. L'énergie solaire

L'énergie photovoltaïque est l'énergie produite à partir des panneaux solaires.

2. L'énergie éolienne

L'énergie éolienne est l'énergie tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur ad hoc comme une éolienne.

3. L'énergie hydraulique

« L'énergie hydraulique est l'énergie mise en jeu lors du déplacement ou de l'accumulation d'un fluide incompressible telle que l'eau douce ou l'eau de mer. Ce déplacement va produire un travail mécanique qui est utilisé directement ou converti sous forme d'électricité ».

4. La biomasse.

« La biomasse est la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, de la sylviculture et des industries connexes ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers. La biomasse est donc le produit du vivant et peut ainsi produire du biogaz par fermentation. On définira ce qu'est le biogaz dans le (5) suivant. La biomasse comprend :

- déchets et sous-produits agricoles et forestiers (déchets de l'agroforesterie tels que les houppiers, écorces, paille de céréales, tiges de maïs, sarments de vigne ...) ;
- déchets d'élevage (sous-produits animaux, lisiers de porcs, déjections bovines, fientes de volaille, farines animales) ;
- déchets de l'industrie de la transformation du bois (sciures, copeaux...) ;
- fraction biodégradable (ou part fermentescible) des déchets industriels banals et déchets ménagers ;
- boues des stations d'épuration des eaux usées ».

5. Le biogaz

« Le biogaz est le gaz issu de la fermentation anaérobie (en absence d'air et donc d'oxygène) de la matière organique contenue dans les déchets. Trois sources principales existent :

- les usines de traitement des eaux usées (boues d'épuration)
- les décharges
- le traitement par méthanisation des déchets fermentescibles qui sont, entre autres, les déchets ménagers, industriels, agricoles, et les déchets d'élevage.

La différence entre biogaz de décharge et biogaz de méthanisation réside dans les conditions de leur production. Dans le cadre de la méthanisation, les déchets organiques sont très abondants et l'opération est conduite dans des digesteurs. Ces digesteurs sont des enceintes confinées à l'intérieur desquelles les réactions de fermentation sont optimisées et contrôlées pendant une à trois semaines. Il s'agit en quelque sorte d'accélérer le processus de fossilisation, qui dure normalement des millions d'années ».

6. La géothermie

L'énergie géothermique est celle qui provient de la chaleur contenue dans les sols terrestres.

Par conséquent, les unités de production d'électricité verte visées sont celles qui utilisent les sources d'énergie que l'on vient de décrire. Néanmoins, il est important de noter que les deux régimes d'aide prévoient le droit d'utiliser avec ces sources d'énergie renouvelables, une part d'énergie fossile.

B. Possibilité commune d'utiliser une part d'énergie fossile

Dans le cadre des règles applicables à ce droit, on peut remarquer des similarités et des divergences.

1. Les similarités

Les similarités relatives au droit d'utiliser de l'énergie fossile avec de l'énergie renouvelable sont de deux sortes.

Tout d'abord, les deux régimes limitent la possibilité d'exercer ce droit qu'à certaines sources d'énergies renouvelables. En effet, l'arrêté de droit français du 19 janvier 2005* qui régit cette question ne vise que le biogaz et la biomasse. Les ordonnances britanniques de 2005, quant à elles, ne visent que la biomasse. Il serait intéressant de savoir pourquoi ces textes prévoient une telle restriction. Le droit français paraît apporter une réponse. En effet, cet arrêté dispose que l'exercice de ce droit « doit correspondre à des nécessités techniques, notamment lors des phases de démarrage des installations et pour assurer une certaine stabilité à la combustion ».

Par conséquent la restriction de l'usage des énergies non renouvelables aux cas de la biomasse et du biogaz semble s'expliquer par des considérations techniques et par les caractéristiques propres à ses sources d'énergie.

Ensuite, les deux régimes imposent des conditions quantitatives en ce qui concerne l'usage des sources d'énergie non renouvelables.

Néanmoins ces conditions de quantités sont différentes d'un droit à l'autre.

2. Des différences de conditions quantitatives

La première différence réside dans le fait que le droit britannique ne prévoit pas dans quelles proportions l'énergie fossile et la biomasse peuvent être utilisées ensemble. Alors que le droit français est très précis sur ce point. En effet, il ne permet l'usage de l'énergie non fossile qu'à hauteur de 15% de l'énergie primaire consommée par l'installation.

Une autre différence peut être soulignée. En effet, le droit britannique impose une condition que le droit français ne prévoit pas. Elle impose que la biomasse utilisée soit constituée de déchets agricoles. La part correspondant à ces déchets spécifiques correspond à un pourcentage croissant entre 2009 et 2016 : 25% du 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2010, 50% du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2011, du 1^{er} avril 2011 au 31 mars 2016.

Enfin, contrairement au droit français, le droit britannique prévoit qu'après 2016, la possibilité d'utiliser de l'énergie fossile avec de l'énergie non fossile sera révolue.

Après avoir décrit le champ d'application matérielle des régimes de soutien français et britannique, il convient d'étudier leur champ d'application personnelle.

* J.O. n°24 du 29 janvier 2005, page 1562, texte n°23.

§2. Le champ d'application personnelle

Des opérateurs électriques bien spécifiques sont visés par ces deux régimes. Il est nécessaire de comparer les opérateurs électriques soumis au respect des obligations de soutien imposées par les deux régimes (A), puis les bénéficiaires de ces régimes de soutien (B).

A. Les opérateurs électriques soumis au respect de ces obligations

Les opérateurs électriques visés par ces obligations ne sont pas les mêmes d'un régime à l'autre. En droit français, les opérateurs visés sont Electricité de France et les Distributeurs Non Nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi de 1946* uniquement (1). Le droit britannique vise tous les fournisseurs britanniques en électricité (2).

1. Electricité de France (EDF) et les Distributeurs Non Nationalisés (DNN)

Ceux-ci ont chacun une place très importante dans le paysage électrique français. Il est intéressant de définir quels sont leurs statuts, leurs activités et en vertu de quels instruments juridiques ils se trouvent soumis au respect de cette obligation.

a. Electricité de France

Electricité de France est une entreprise qui exerce plusieurs activités dans le secteur électrique. Elle exerce une activité de production et de fourniture en électricité dont elle a le monopole en ce qui concerne les clients non éligibles. Les clients non éligibles sont des consommateurs finaux d'électricité qui n'ont pas le droit de choisir leur fournisseur contrairement aux clients éligibles. Ces derniers sont éligibles à choisir leur fournisseur en électricité depuis la loi du 10 février 2000 qui transpose la directive de 1996 sur les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. L'unique fournisseur des clients non éligibles est EDF. Ces consommateurs payent l'électricité qu'ils consomment à un tarif réglementé. Les consommateurs non éligibles deviendront éligibles à choisir leur fournisseur en 2007.

EDF assure également, à travers un monopole légal, l'activité de transport de l'électricité. Enfin, et à travers un monopole légal qu'elle partage avec les Distributeurs Non Nationalisé, celle-ci exerce l'activité de distribution d'électricité.

*Loi sur la nationalisation de l'électricité et du gaz n°46-628 du 8 avril 1946, JO du 9 avril 1956.

Son statut est celui d'une société anonyme depuis la loi du LOI n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (article 24). Mais elle reste une entreprise publique, qu'elle est depuis la loi de nationalisation de 1946, puisque plus de 70% de son capital est détenu par l'Etat.

Electricité de France est soumise à cette obligation en vertu de l'article 10 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité mais également en vertu du contrat de service public que cette entreprise a conclu avec l'Etat en vertu de l'article 1^{er} de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Ce contrat prévoit les missions de service public dont EDF a la charge et les modalités par lesquelles l'entreprise doit les exécuter.

Cette obligation s'applique également aux Distributeurs Non Nationalisés.

b. Les Distributeurs Non Nationalisés (DNN)

Les DNN sont les organismes qui ont échappé à la nationalisation que prévoyait la loi de nationalisation de 1946 parce qu'ils étaient liés à des collectivités locales. Ils sont environ 170 aujourd'hui d'après le recensement de la CRE qu'elle a élaboré en 2004. Ils assurent, en se partageant le monopole avec EDF, la distribution de l'électricité. Ils peuvent être des clients éligibles dans le but d'approvisionner des clients éligibles situés sur leur zone de desserte. Enfin, ils peuvent être producteurs uniquement pour les besoins des clients situés sur leur zone de desserte, à condition qu'ils soient dotés de la personnalité morale et financière.

Ce sont des organismes publics qui revêtent différents statuts. Ils peuvent être organisés en régies directes lorsque les communes ou les syndicats intercommunaux assurent la distribution par leurs propres moyens. Ils peuvent également avoir la forme de régie indirecte et même de société d'économie mixte.

Ils sont soumis au respect de cette obligation en vertu de l'article 10 de la loi du 10 février 2000.

Et, il semblerait que cette obligation soit inscrite dans les cahiers des charges des concessions de distribution d'électricité qu'ils passent avec les collectivités territoriales propriétaires des réseaux de distribution.

Les opérateurs électriques visés par le régime britannique sont les fournisseurs britanniques en électricité.

2. Les fournisseurs britanniques

L'obligation prévue par le droit britannique vise tous les fournisseurs britanniques. Il est intéressant de se pencher sur leur statut et l'instrument juridique en vertu duquel ils sont soumis au respect de cette obligation.

a. Le statut des fournisseurs britanniques

Les fournisseurs sont des entreprises de droit privé depuis la loi « Electricité » (Electricity Act) de 1989. Avant cette loi, ils appartenaient à l'Etat. Aujourd'hui, ils assurent la fourniture d'électricité en monopole dans leur zone de desserte. Ils sont au nombre de 12.

Ils sont soumis à l'obligation de soutenir la production d'électricité verte en vertu des licences auxquelles ils sont soumis.

b. Une obligation incluse dans les licences

Ces fournisseurs exercent leurs activités en vertu d'autorisations appelées licences délivrées par l'Autorité des marchés du gaz et de l'électricité (Gas and Electricity Market Authority (GEMA)). La GEMA est l'autorité indépendante compétente en ce qui concerne la régulation de tout le dispositif de soutien mis en place par les ordonnances britanniques. Ces licences sont des autorisations sans lesquelles les fournisseurs n'ont pas le droit d'exercer leur activité. Ces licences leur imposent des obligations dont l'obligation de soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable fait partie.

Ainsi, il est flagrant que les opérateurs soumis à ces obligations ne sont pas du même type. Les opérateurs français visés assurent plusieurs activités électriques et sont encore sous l'emprise publique. En ce qui concerne les opérateurs britanniques, ils exercent uniquement les activités de fourniture. Ils ne sont plus des entreprises publiques et ne sont soumis au contrôle administratif que par le biais des licences.

Ensuite, il est important de comparer les bénéficiaires de ces différentes obligations.

B. Les bénéficiaires de ces mécanismes de soutien

Les bénéficiaires de ces soutiens sont les producteurs d'électricité verte, c'est-à-dire ceux produisant de l'électricité à partir des sources visées ci-dessus. Tous ces producteurs ne bénéficient pas de ce soutien. Pour ce faire ils doivent remplir certaines conditions. Ils doivent être titulaires de documents bien particuliers. Ces documents ont le même objet en droit français et britannique (1). Le droit français quant à lui prévoit d'autres conditions comme le respect d'une certaine limite de puissance. Concernant le droit britannique, les textes et documents recherchés ne permettent pas de savoir si de telles limites sont prévues (2).

1. Les documents requis par les droits français et britannique.

a. Les documents visés

En droit français, les producteurs verts doivent être titulaires d'un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat. Selon le décret du 10 mai 2001 modifié par le décret du 27 mars 2003 et celui du 26 novembre 2004*, ils doivent en faire la

demande au Préfet de Département en lui adressant un dossier comportant les éléments mentionnés à l'article 1^{er}.

Ces éléments concernent notamment l'identité du producteur, la situation géographique de son installation, les sources d'énergie utilisées.

Le droit britannique, quant à lui prévoit, à l'article 16 de l'ordonnance de 2005, que les producteurs verts doivent être titulaires d'une accréditation délivrée par la GEMA.

Ces documents ont en substance le même objet.

b. Des documents ayant des objets identiques

Ces deux documents certifient que les installations que ces producteurs utilisent produisent bien de l'électricité d'origine renouvelable dans les conditions prévues par chacun des deux droits. Ils ouvrent droit aux producteurs qui en sont titulaires au soutien économique prévu par chacun des deux régimes.

Outre, ces conditions administratives à remplir, le droit français prévoit que les producteurs d'électricité verte en France doivent respecter une condition d'ordre technique qui est une limitation de puissance.

2. Limitation de puissance prévue par le droit français

Le droit français impose aux producteurs visés de respecter une certaine limitation de puissance par site de production (a), dans cette optique, la définition de la notion de site de production est essentielle (b).

a. La condition de la puissance maximale

Le décret du 6 décembre 2000 et l'article 10 de la loi du 10 février 2000 fixent la limite maximale de puissance à 12 mégawatts par site de production. Une définition de la notion de site de production est précisée par la loi de 2000.

*Décret n°2001-410 du 10 mai 2001, JO n°110 du 12 mai 2001 page 7543 modifié par le Décret du 26 novembre 2004, JO n°278 du 30 novembre 2004 page 20325, texte n°27.

b. Définition du site de production.

Pour éviter toute fraude à la règle limitative de puissance, l'alinéa 2 de l'article 10 de la loi définit la notion de site de production. En vertu de cet alinéa, « deux machines électrogènes, appartenant à une même catégorie d'installations, exploitées par une même personne ou par les sociétés qu'elle contrôle directement ou indirectement au sens de l'article L. 233-3 du code de commerce, ne peuvent être considérées comme situées sur deux sites distincts, si la distance qui les sépare est inférieure à une distance minimale fixée par décret ». Cette définition est précisée

pour éviter que les gros producteurs d'électricité tirent profit du système en parcellisant de grands sites de production en petits sites de 12 mégawatts.

Somme toute, les deux droits imposent ces obligations à des opérateurs différents. Ils font, de manière évidente, bénéficier ces soutiens aux producteurs verts qui doivent remplir des conditions assez semblables avec, selon les ressources documentaires trouvées, quelques divergences.

Après avoir étudié le champ d'application de ces deux régimes de soutien à la production d'électricité verte, il est important d'analyser la teneur de ces régimes.

Section 2 : Analyse comparative de la teneur de ces régimes

Les deux régimes imposent une obligation de soutien aux opérateurs d'électricité ci-dessus (§1) ; ils prévoient des instruments de mises en œuvre de ces obligations (§2) et enfin un régime de contrôle et de sanction (§3).

§1. Des obligations de soutien

La similitude entre les deux droits s'arrête ici puisque les objets de ces obligations sont différents (A) ainsi que les moyens prévus pour que les opérateurs soumis à ces obligations les exécutent (B).

A. Des objets différents

La différence entre ces objets se voit à travers la différence des actions requises (1) ainsi que la différence des objectifs quantitatifs qu'elles doivent atteindre (2).

1. La différence d'action requise

En droit français, l'obligation porte sur l'achat de l'électricité verte (a) alors qu'en droit anglais elle porte sur la preuve que cette électricité verte a été fournie (b).

a. En droit français

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit l'obligation pour EDF et les DNN d'acheter l'électricité produite par les producteurs verts français.

b. En droit britannique

Les ordonnances de 2005 à l'article 3 §1 de la partie 2 prévoit l'obligation pour tous les fournisseurs britanniques de prouver à la GEMA qu'eux-mêmes ou d'autres fournisseurs britanniques ont fourni de l'électricité verte.

A côté de ces différentes actions requises, une autre différence doit être relevée. Elle réside dans le fait que le droit britannique prévoit le respect par les fournisseurs de quotas individuels alors que le droit français ne prévoit pas de quota. Le régime français impose l'obligation d'acheter la totalité d'électricité produite par un producteur vert.

2. Un régime de quotas individuels en droit britannique, une obligation d'acheter toute l'électricité produite en droit français

Le droit britannique impose à chacun des fournisseurs de faire la preuve qu'un certain nombre de kilowattheure d'électricité verte a été fourni en leur imposant le respect d'un quota individuel croissant d'une période d'obligation à l'autre.

Ce quota individuel est fixé de la manière suivante. Avant chaque période d'obligation, les fournisseurs britanniques doivent déclarer auprès de la GEMA et du Département du Commerce et de l'industrie le niveau d'électricité total qu'ils ont fourni durant la période d'obligation précédente. Le quota individuel à respecter correspond à un pourcentage de la quantité totale fournie par chacun des fournisseurs. Ce pourcentage est différent et augmente d'une période d'obligation à l'autre. Ces pourcentages sont prévus dans le tableau 1 intitulé « Niveau de l'obligation » des ordonnances de 2005. Une période d'obligation court du premier avril d'une année jusqu'au 31 mars de l'année suivante.

Quant à lui, le régime de soutien français ne prévoit pas le respect de quotas individuels. Il impose seulement à EDF et aux DNN d'acheter toute l'électricité produite par les producteurs verts avec lesquels ils transigent.

Outre cette différence d'objet, une différence notable est à remarquer en ce qui concerne les moyens prévus pour la mise en œuvre de ces obligations.

§2 : Des moyens différents pour l'exécution des ces obligations

Le droit français prévoit un moyen unique de mettre en œuvre cette obligation par la passation d'un contrat, le contrat d'obligation d'achat (A) ; le droit britannique quant à lui prévoit l'acquisition de certificats appelés « Renewable obligation certificates (ROC's) » ou le paiement d'un prix rigide réglementé (B). Il est à noter également que des régimes de sanctions sont prévus par les deux droits (C).

A. Le contrat d'obligation d'achat, moyen unique de mise en œuvre de l'obligation d'achat

Le principe de la passation du contrat de l'obligation d'achat entre EDF, les DNN et les producteurs verts est prévu à l'article 5 du décret du 10 mai 2001* relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite à partir des installations bénéficiant de l'obligation d'achat. Ce contrat est différent d'un type d'énergie renouvelable à l'autre (1), il contient des clauses qu'il est important de décrire (2).

1. un contrat par type d'énergie renouvelable

L'article 8 du décret du 10 mai 2001 prévoit que le ministre compétent arrête, après que le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz et la Commission de régulation de l'énergie aient donné leur avis, les conditions d'achat pour chacune des filières concernées. Ce qui signifie que les clauses du contrat sont différentes d'un type d'énergie renouvelable à l'autre. Cependant, ces contrats contiennent tous les mêmes types de clauses.

Par conséquent, il est intéressant d'analyser ce que sont ces différentes clauses.

2. Les clauses du contrat

Elles sont notamment relatives aux tarifs d'achat (a), à la durée du contrat (b), et à des considérations techniques (d).

a. Les tarifs d'achat

Les tarifs d'achat d'électricité verte sont exprimés en euros par kilowattheure. En ce qui concerne les tarifs d'achat, il est intéressant de souligner qu'ils sont différents d'une filière à l'autre (i) et que leur calcul prend en compte des éléments bien déterminés (ii), le Conseil d'Etat a apporté des précisions à ce sujet (iii).

i. Des caractéristiques différentes d'une filière à l'autre

Suivant les types de filières visées, ces tarifs d'achat sont, soit compris dans une fourchette de prix, soit correspondent à un prix unique. Pour avoir le détail de ces tarifs, on pourra se rapporter à l'annexe 1 du mémoire.

D'autres part, ces tarifs sont parfois dégressifs durant la durée du contrat d'achat. Ceci n'est prévu qu'en ce qui concerne l'énergie éolienne.

*Décret n°2001-410 du 10 mai 2001, JO n°110 du 12 mai 2001 page 7543 modifié par le Décret du 26 novembre 2004, JO n°278 du 30 novembre 2004 page 20325, texte n°27.

Aussi, il est intéressant d'analyser quels sont les éléments pris en compte dans le calcul de ces tarifs.

ii. Des éléments pris en compte dans le calcul de ces tarifs

Le décret du 10 mai 2001, relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite à partir d'installations bénéficiant de l'obligation d'achat, précise les éléments devant être pris en compte dans la fixation des tarifs par arrêté ministériel.

Tout d'abord, celui-ci prévoit que ces tarifs d'achat prennent en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par les acheteurs. Ces coûts sont les coûts de production et d'investissement qu'EDF et les DNN auraient dû supporter s'ils avaient effectivement produit l'électricité qu'ils achètent à travers ces contrats d'obligation d'achat.

Ensuite, ce même décret précise que ces tarifs peuvent inclure une rémunération supplémentaire liée à la réalisation des objectifs de la loi du 10 février 2000 comme la qualité de l'air, la lutte contre l'effet de serre et la maîtrise des choix technologiques d'avenir. Ce second élément vise la contribution que les producteurs verts apportent à la réalisation du service public de l'électricité dans le domaine environnemental et technologique.

Il est également intéressant d'analyser la façon dont doivent être pris en compte ces différents éléments dans la fixation de ces tarifs. Un arrêt du Conseil d'Etat a permis de répondre à cette question.

iii. Les précisions apportées par le Conseil d'Etat quant au calcul de ces tarifs

L'arrêt *Union des Industries Utilisatrices d'Energie (UNIDEN)* rendu par le Conseil d'Etat le 21 mai 2003* apporte des précisions à ce sujet.

Dans cette affaire, le Conseil d'Etat statuait sur une demande en annulation de l'UNIDEN de l'arrêté du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie du 8 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent. Un des arguments avancés par l'UNIDEN était le caractère excessif du tarif d'achat en cause.

Dans cet arrêt, le conseil d'Etat apporte des précisions sur la façon de prendre en compte dans le tarif d'achat le coût de production d'électricité en cause et la rémunération supplémentaire. Il affirme que le décret n'impose pas une pondération entre la rémunération supplémentaire et les coûts de production évités. Il affirme également que le tarif d'achat n'est pas fixé en proportion du coût de production évité.

Par conséquent, ceci signifie les ministres compétents prennent en compte de manière discrétionnaire ces différents éléments dans la fixation de ces tarifs.

Il est également intéressant de se pencher sur la durée de ces contrats.

* CE 31 mai 2003, *Union des industries utilisatrices d'énergie*, req. N° 237466.

b. la durée du contrat

Ces contrats ont une durée d'exécution longue soit de 15 ans ou de 20 ans.

c. Les clauses techniques.

Elles sont relatives notamment au raccordement des installations au réseau, au contrat à passer avec le responsable d'équilibre ainsi qu'au dispositif de comptage de l'électricité verte injectée dans le réseau et donc livrée aux acheteurs.

Après avoir fait la description du contrat d'achat prévu par la loi du 10 février 2000, il faut voir quels sont les moyens d'exécution de l'obligation de soutien prévue par le droit britannique. L'obligation de soutien prévu par le droit britannique peut être exécutée par le biais de l'acquisition puis la transmission de certificats appelés Renewable Obligation Certificates (ROC's) ou « certificats verts ». Un autre moyen d'exécution est prévu. Il consiste en un paiement d'un prix rigide réglementé appelé « Buy-out-price » correspondant à l'achat d'un mégawatt heure.

B. Deux moyens d'exécuter l'obligation britannique, les ROC's ou le Buy-out-price

En quoi consistent ces deux moyens d'exécution ?

1. L'acquisition et la transmission de certificats

Ici, il convient d'analyser le système mis en place pour l'acquisition puis la transmission de ces certificats.

Il est basé sur trois phases. La première correspond à la production de certificats (a), la seconde à l'acquisition de ces certificats (b) et enfin la troisième à la transmission de ceux-ci (c).

a. La production de certificats

Les producteurs d'électricité verte qui en font la demande peuvent se voir attribuer par la GEMA un certificat pour chaque mégawatt heure d'électricité verte qu'ils ont produit par mois. Ce certificat atteste de l'origine verte du mégawatt heure produit. Elle les délivre obligatoirement (article 15 partie 5) aux producteurs verts accrédités.

Le soutien à ces producteurs verts résulte du droit qui leur est ouvert de vendre ces certificats.

b. Le droit des producteurs verts de vendre les ROC's

Les producteurs verts peuvent vendre ces certificats directement aux fournisseurs ou sur un marché de certificats. Au sujet du marché des certificats, il est important de souligner que les modalités d'organisation de celui-ci ne sont pas précisées dans l'ordonnance, et la documentation disponible éclaire peu à ce sujet.

L'acquisition de ces certificats est une façon pour les fournisseurs de se décharger de leur obligation.

c. L'acquisition des certificats

Les fournisseurs ont le choix entre acquérir ces certificats directement auprès des producteurs verts en leur achetant lorsqu'ils leur achètent de l'électricité verte. Ils peuvent également les acquérir sur un marché des certificats.

Après les avoir acquis, ils doivent les transmettre à la GEMA.

d. La transmission des certificats à la GEMA

Après avoir acquis ces certificats, les fournisseurs doivent les transmettre à la GEMA qui les comptabilise dans un registre électronique dans lequel tous les fournisseurs se déchargeant de l'obligation par les ROC's, sont inscrits. Le registre indique sous leur nom le nombre de certificats qu'ils ont transmis.

Puis, l'autorité de régulation les annule. Elle en redistribue de nouveaux aux producteurs verts durant la nouvelle période d'obligation. Les fournisseurs devront en acquérir de nouveaux.

Outre l'exécution de cette obligation de soutien par le biais de l'acquisition de certificats, les fournisseurs peuvent se décharger de leur obligation en partie ou totalement par le paiement du Buy-out-price.

2. Moyen alternatif de d'exécution, le buy-out-price

Le buy-out-price est un prix rigide fixé par l'autorité administrative compétente. Il correspond à un mégawatt heure d'électricité produite.

Il est fixé chaque année par la GEMA en fonction de l'évolution de l'index des prix de détail de l'électricité publié par l'Office National de Statistiques.

Le paiement de ce prix est effectué auprès de l'autorité compétente qui constitue un fond correspondant à l'ensemble des sommes versées à ce titre.

Les moyens prévus pour l'exécution des obligations sont donc différents d'un droit à l'autre. Cependant, les deux régimes prévoient des sanctions en cas de manquement à ces obligations.

C. Les régimes de sanction en cas de manquement

On analysera le régime britannique (1) puis français (2).

1. Le droit britannique

Après avoir comptabiliser le nombre de certificats transmis par chaque fournisseur ainsi que les mégawatt heure payés au titre du buy-out-fund, la GEMA contrôle si ces fournisseurs ont respecté leur quota. Le nombre de preuves qu'un certain

nombre de mégawatt/heure ont été produits et fournis, en certificat et en paiement du prix réglementé, doit correspondre au quota individuel qui leur est imposé.

A la fin de la période d'obligation, si le fournisseur n'a pas atteint son quota, il sera soumis à une sanction prononcée par la GEMA. Cette sanction correspond à un pourcentage du chiffre d'affaire du fournisseur.

2. Le droit français

Le ministre en charge de l'énergie a, en vertu de l'article 41 de la loi du 10 février 2000, un pouvoir de sanction pour ce qui concerne les manquements à l'obligation d'achat.

La commission de régulation de l'énergie est compétente pour faire des investigations dans ce contexte. Elle détient ses pouvoirs d'investigation en vertu de l'article 33 de cette même loi.

On a vient de voir ce qu'étaient les obligation et les moyens d'exécutions mis en place par les régimes de soutien français et britannique. Il est désormais important d'étudier les mécanismes de compensation prévus par chacun des deux régimes. La comparaison de ces deux systèmes de compensation met en évidence de profondes différences.

§2. Des régimes de compensation différents

Deux différences importantes sont à relevées. Tout d'abord, en droit français, l'obligation d'achat est financée par le biais d'un prélèvement obligatoire dû par le consommateur final, alors qu'en droit britannique, le financement se réalise par le biais d'un fond de mutualisation (A). Ensuite, les surcoûts découlant de l'obligation d'achat sont intégralement compensés. En droit britannique, la compensation est variable (B).

A. Financement par le consommateur final et fonds de mutualisation.

Selon le droit français, le consommateur final supporte le financement de l'obligation d'achat (1), alors qu'en droit britannique, il s'agit d'un fond de mutualisation (2).

1. Un financement par le consommateur final.

En droit français, l'obligation d'achat est, en vertu de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, compensée au titre des surcoûts qu'elle fait supporter à EDF et aux DNN dans le cadre de la compensation de toutes les missions de service public de l'électricité dont les producteurs ont la charge. Il s'agit de la compensation des charges de service public de l'électricité. Selon, le paragraphe 2 de ce même article, cette compensation s'effectue par une contribution due par les consommateurs finals d'électricité. Le calcul de la contribution due par chaque consommateur se fait au prorata de la quantité d'électricité consommée.

La caisse des dépôts et consignation récolte les sommes versées au titre de cette contribution et les reverse aux producteurs concernés.

Les surcoûts supportés par EDF et les DNN au titre de l'obligation d'achat, en vertu du décret du 28 janvier 2004 modifié par le décret du 4 février 2005 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité, sont calculés de la manière suivante. Ces surcoûts correspondent à la « différence entre le prix d'achat de l'électricité verte et le coût qui résulterait de l'achat de la même quantité d'électricité au tarif de vente appliqué aux clients non éligibles ».

Edf et les DNN en tant qu'opérateurs électriques en charge de mission de service public doivent tenir une comptabilité mettant en évidence les surcoûts liées à leurs obligations de service public. Cette comptabilité est soumise au contrôle de la Commission de régulation de l'énergie.

Dans le cadre du droit britannique, l'analyse de l'ordonnance amène à la conclusion qu'un fond de mutualisation est mis en place pour compenser les coûts que supportent les fournisseurs du fait de l'exécution de leur obligation.

2. Un fond de mutualisation.

A la fin de la période d'obligation, l'autorité de régulation compétente redistribue aux fournisseurs soumis à l'obligation une part des sommes versées au titre du buy-out-price.

Chacun des fournisseurs reçoit une partie de cette somme égale au prorata du nombre de certificats qu'ils auront transmis à la GEMA. Ce qui signifie que ceux qui n'auront pas acquis de certificats ne recevront pas de compensation.

Par conséquent, il apparaît que le droit britannique prévoit une compensation financée par les fournisseurs eux-mêmes. Il s'agit donc d'un financement par mutualisation.

Les modes de financement de ces obligations sont donc différents d'un droit à l'autre. Une autre différence est à noter. En effet, la compensation prévue par le droit français recouvre intégralement les surcoûts supportés par EDF et les DNN. Alors qu'en droit britannique, la compensation des surcoûts est caractérisée par sa variabilité. Si la compensation britannique peut s'avérer couvrir la totalité des surcoûts, ce cas n'est pas systématique.

B. Compensation intégrale et compensation partielle.

La compensation des surcoûts est intégrale en droit français (1), elle est variable en droit britannique (2).

1. Une compensation intégrale.

Il suffit de lire la lettre de l'article 5 de la loi du 10 février 2000 pour le comprendre.

Tout d'abord, en vertu du paragraphe I de cet article, les charges imputables aux missions de service public que les opérateurs électriques supportent sont intégralement compensées. Puis, le huitième alinéa de l'article 5 précise que le montant de la contribution applicable à chaque kilowatt/heure est calculé de sorte que les contributions couvrent l'ensemble des charges visées.

Ainsi, les charges qu'EDF et les DNN supportent au titre de l'obligation d'achat sont intégralement compensées. Il n'en est pas de même pour le droit britannique.

2. Une compensation variable.

Cette compensation est d'évidence variable.

La caractéristique principale de la compensation britannique est sa variabilité. En effet, le prix des certificats varie forcément sur le marché, le nombre de mégawatt heure acheté à travers le buy-out-price peuvent être en nombre beaucoup moins important que celui correspondant aux certificats achetés et transmis. Par conséquent, la compensation varie en fonction du prix d'achat des certificats, du nombre de mégawatts acheté au prix réglementé. Il y a donc des cas où les fournisseurs ne voient pas leurs dépenses en certificats verts intégralement compensées.

Ces régimes de soutien sont pour le moins très différents. Leur analyse sur les plans juridique et économique apporte d'autres éléments mettant en exergue ces divergences.

CHAPITRE 2nd : Analyses juridique et économique de ces deux régimes de soutien

On débutera par l'analyse juridique de ces mécanismes (Section 1). On en fera ensuite une analyse économique simple (section 2).

Section 1 : L'analyse juridique

L'analyse juridique débutera par l'analyse des régimes de soutien au regard du droit communautaire de la concurrence et notamment au regard du régime des Aides d'Etat (§1) puis de l'analyse des outils juridiques prévus pour la mise en œuvre des obligations, le contrat d'obligation d'achat et le certificat vert (§2).

§1. L'analyse juridique des régimes de soutien au regard du régime des aides d'Etat

La directive communautaire de 2001 affirme que la nécessité d'une aide publique en faveur des sources d'énergie renouvelable est admise dans l'encadrement communautaire des aides d'Etat pour la protection de l'environnement. Néanmoins, elle ajoute en son point 12 que les dispositions des articles 87 et 88 du traité des Communautés européennes continueront de s'appliquer à ces aides. Ce point de droit est important puisqu'un arrêt de la Cour de Justice des communautés européennes a été rendu concernant les régimes de soutien à la production d'électricité verte ainsi qu'une décision de la Commission européenne. On les citera au cours du développement suivant. De plus, une forte suspicion notamment au sein de la Commission de Régulation de l'Energie mais également au sein d'une partie de la doctrine est exprimée en ce qui concerne le régime de soutien français. Il est donc intéressant d'analyser si les mécanismes de soutien français (A) et britannique (B) peuvent être qualifiés d'Aide d'Etat.

A. L'obligation d'achat, une aide d'Etat ?

Le Conseil d'Etat a déjà statué sur ce point (1) mais quelques éléments cependant permettent de douter du bon fondement de sa motivation concernant l'exclusion de la qualification de soutien d'Aide d'Etat (2).

1. La jurisprudence du Conseil d'Etat

Dans son arrêt Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN) du 21 mai 2003* , le conseil d'Etat statuant sur une demande d'annulation de l'arrêté du ministre chargé de l'économie, des finances et de l'industrie du 8 juin 2001, pris en application des dispositions précitées de l'article 8 du décret du 10 mai 2001 et fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie

mécanique du vent, exclue le régime de soutien français de la qualification d'aide d'Etat en affirmant que la charge financière de l'obligation d'achat est répartie entre un certain nombre d'entreprises, sans que des ressources publiques contribuent, directement ou indirectement, au financement de l'aide ».

Il est nécessaire de se rappeler que la compensation n'était pas encore supportée par tous les consommateurs finals, elle l'était par les producteurs et les fournisseurs d'électricité ainsi que des clients finaux importateurs d'électricité ou effectuant des livraisons intracommunautaires.

Le conseil d'Etat fonde sa décision en citant l'arrêt Preussen Elektra de 2001^{*(2)} dans lequel la Cour de justice des communautés européennes exclue la qualification d'aide d'Etat au motif que le soutien ne provenait ni directement ni indirectement de fonds public. En effet, en l'espèce la majorité des opérateurs électriques en charge de cette obligation de soutien étaient des entreprises de droit privé. Il est important de souligner cependant que certaines entreprises chargées de soutenir les producteurs verts étaient des entreprises publiques. Mais la Cour de justice a fondé sa décision sur le fait que la majorité des opérateurs visés étaient des opérateurs de droit privé.

Néanmoins, la jurisprudence du Conseil d'Etat en ce qui concerne l'obligation d'achat est critiquable. En effet, quelques éléments permettent de douter du bon fondement de cette jurisprudence.

2. Des doutes quant au bien-fondé de cette jurisprudence

Il est intéressant de reprendre point par point les éléments constituant une aide d'Etat au sens de l'article 87 du Traité instituant les communautés européennes. Le paragraphe 1 de l'article 87 du traité stipule que « sauf dérogation prévues par le présent traité, sont incompatibles avec le marché commun, dans la mesure où elles affectent les échanges entre Etats membres, les aides accordées par les Etats ou aux moyens de ressources d'Etat sous quelques formes que ce soient qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions ». Cet article signifie que tout avantage octroyé par l'Etat est considéré comme une aide d'Etat à partir du moment où il donne à son bénéficiaire un avantage économique. L'avantage doit avoir été accordé de manière sélective à certaines entreprises ou à certaines productions. Enfin, cet avantage doit avoir pour effet de restreindre la concurrence même potentiellement.

Tout d'abord, ce qui est clair, c'est que les producteurs verts reçoivent un avantage sans contrepartie.

Ensuite, une restriction de concurrence est tout à fait envisageable après que la période du soutien économique soit écoulée. En effet, une aide trop généreuse envers les producteurs d'électricité verte pourrait leur donner à terme un avantage sur leurs concurrents une fois qu'ils pourront vendre leur électricité sur le marché de gros.

^{*(1)} CE 31 mai 2003, *Union des industries utilisatrices d'énergie*, req. N° 237466. ^{*(2)} CJCE 13 mars 2001, *Preussen-Elektra*, Affaire C-379/98, points 59 à 60.

De plus, le caractère spécifique de l'aide est rempli. Ce sont en effet les producteurs verts qui sont visés spécifiquement.

Enfin en ce qui concerne le critère de l'origine publique des fonds. On sait que le Conseil d'Etat a affirmé que l'obligation d'achat n'était pas une aide d'Etat en raison du fait que les ressources avec lesquelles l'aide aux producteurs était fournie ne provenaient pas de fonds publics. Néanmoins, ce motif est critiquable.

Tout d'abord, l'achat obligatoire de l'électricité verte se fait uniquement par EDF et les DNN qui sont, comme on l'a vu dans le chapitre premier, des organismes de droit public.

Ensuite, il ne faut pas oublier que EDF et les DNN reçoivent une compensation pour les surcoûts qu'ils supportent au nom de l'obligation d'achat. Par conséquent, en réalité, le mécanisme de l'obligation d'achat est financé par le biais de cette compensation. Et, cette compensation est un prélèvement obligatoire.

Or, la décision de la Commission européenne du 23 octobre 2002* concernant le régime de soutien luxembourgeois à la production d'électricité verte a affirmé en son point 16 que « [...] en ce qui concerne les producteurs d'électricité verte, dans la mesure où ils bénéficient in fine des sommes allouées au fonds de compensation, et que ce dernier a été établi par l'Etat et est alimenté par un système de contributions obligatoires, on peut considérer que le critère des ressources d'Etat est rempli » .

Au regard de ces deux éléments, le caractère d'organismes publics d'Edf et des DNN ainsi que du caractère de prélèvement obligatoire de la contribution au service public de l'électricité, l'obligation d'achat présente quelques caractéristiques d'une aide d'Etat. Or, en vertu de l'article 88 du Traité instituant la Communauté européenne, tout projet d'aide d'Etat doit être notifié à la Commission européenne. En l'absence de notification, les bénéficiaires de l'aide indue doivent la restituer.

Qu'en est-il désormais du régime de soutien britannique ? La qualification d'aide d'Etat semble être exclue.

B .Le régime de soutien britannique soustrait à la qualification d'aide d'Etat

Deux éléments permettent d'écarter a priori la qualification d'aide d'Etat du régime de soutien britannique : les fournisseurs britanniques en électricité sont des fournisseurs de droit privé depuis 1989 et la compensation qu'ils reçoivent au titre du buy-out-fund n'est pas d'origine publique.

1. Des fournisseurs de droit privé

Le caractère de droit privé de ces fournisseurs empêche la qualification d'Aide d'Etat. En effet, les revenus supplémentaires que les producteurs verts reçoivent de la vente des certificats ne peuvent être d'origine publique puisqu'ils sont achetés par des fournisseurs de droit privé. Cependant, rien n'empêche que des personnes publiques achètent des certificats sur ce marché. On peut penser par exemple à la GEMA, elle-même, autorité administrative, qui pourrait acheter des certificats sur le marché pour réguler le prix de ces certificats. Mais, la majorité des acheteurs de certificats sont a priori des personnes de droit privé. Et, on ne doit pas oublier que dans l'arrêt *Preussen Elektra*, la Cour avait affirmé que les ressources en cause ne provenaient pas de fonds public alors que quelques acheteurs obligés étaient des organismes de droit public.

Ensuite, qu'en est-il de la compensation dont les fournisseurs acheteurs de ROC's bénéficient avec la redistribution du buy-out-fund au prorata du nombre de ROC's qu'ils ont acquis. Peut elle être un élément de qualification d'aide d'Etat comme la contribution au service public de l'électricité prévue en droit français.

2. La compensation issue de la redistribution du buy-out-fund

Dans le cadre du droit britannique, la compensation n'est pas un prélèvement obligatoire comme la contribution au service public de l'électricité en droit français. Elle résulte de l'exécution par les fournisseurs britanniques de leur obligation à travers le moyen complémentaire du paiement. Et, c'est un moyen de se décharger de l'obligation qui n'est pas obligatoire. En effet, les fournisseurs ont le choix entre les certificats et le buy-out-price.

Par conséquent, il semble que ce mécanisme de soutien ne soit pas menacé par la qualification de l'aide d'Etat.

Désormais, il est nécessaire d'analyser les instruments juridiques prévus pour que les entreprises soumises au respect de ces deux obligations les exécutent.

§2. L'analyse juridique des outils prévus pour la mise en oeuvre des deux obligations.

Il est vraisemblable que le contrat d'obligation d'achat soit un contrat de droit administratif, instrument classique du droit administratif (A). Alors que le certificat vert est un outil de droit hybride et novateur (B).

A. Le contrat d'obligation d'achat, un contrat de droit administratif

Le contrat d'obligation d'achat semble être un contrat administratif.

1. Présentation générale de la problématique

On sait que les contrats peuvent revêtir le caractère de contrat administratif par détermination de la loi. Ce n'est pas le cas en ce qui concerne le contrat d'obligation d'achat. En effet, aucun texte législatif ne fait référence à son caractère administratif. Par conséquent, il est nécessaire d'utiliser les critères jurisprudentiels de qualification des contrats administratifs. Ceux-ci sont applicables lorsqu'au moins un des cocontractants est une personne de droit public. C'est le cas en ce qui concerne EDF et les DNN comme on l'a vu dans le chapitre précédent.

Parmi, les trois critères jurisprudentiels que sont la clause exorbitante de droit commun, le lien suffisant avec le service public (b) ainsi que le critère de l'application d'un régime exorbitant du droit commun (a), les deux derniers peuvent être utilisés pour qualifier le contrat d'obligation d'achat. Cette analyse n'est réalisée que dans une perspective hypothétique puisque le Conseil d'Etat n'a pas statué à ce jour sur la qualification des contrats d'obligation d'achat sous la loi du 10 février 2000 ^{*(1)}.

2. Un contrat administratif en raison de l'application d'un régime exorbitant du droit commun.

Sous l'empire du décret n°55-662 du 20 mai 1955 réglant les rapports entre EDF et les producteurs autonomes d'électricité, désormais abrogé, le Conseil d'Etat dans l'arrêt du 19 janvier 1973, *Société d'Exploitation Electrique de la rivière du Sant*^{*(2)}, a jugé que les contrats d'achat obligatoire d'électricité étaient des contrats administratifs au motif qu'ils étaient « soumis à un régime exorbitant du droit commun ».

Selon le Conseil d'Etat, ce régime exorbitant résultait de deux éléments principaux. Tout d'abord, les producteurs autonomes n'étaient habilités à contracter qu'avec EDF. Ensuite, le ministre chargé de l'électricité était titulaire d'une compétence exceptionnelle en cas de différend entre EDF et ces producteurs.

La solution apportée par cet arrêt pourrait être transposée au contrat d'obligation d'achat prévu à l'article 10 avec quelques nuances cependant.

Certes, sous la loi du 10 février 2000, les cocontractants des producteurs verts sont uniquement EDF et les DNN. Par contre, il n'est pas prévu de compétence exceptionnelle du ministre pour résoudre les conflits. Cependant, l'article 41 de la loi du 10 février 2000 prévoit la compétence exclusive du ministre compétent pour sanctionner EDF et les DNN en cas de manquement à leur obligation d'achat.

^{*(1)} Loi n°2000-108 du 10 février 2000 Loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, NOR : ECOX9800166L. ^{*(2)} CE Sect. 19 janvier 1973, *Société d'exploitation électrique de la rivière du Sant*, Rec. 48

Outre le critère de l'application d'un régime exorbitant du droit commun à ces contrats, le critère du lien suffisant avec le service public de l'électricité pourrait très bien amener à la qualification de contrat administratif.

3. Le contrat d'obligation d'achat, un contrat administratif en application du critère du lien suffisant avec le service public.

On connaît le principe suivant lequel un contrat est administratif en raison du lien suffisamment fort qu'il a avec le service public. Selon les arrêts Epoux Bertin⁽¹⁾ et *Ministre de l'agriculture contre consorts Grimouard* du 20 avril 1956⁽²⁾ le lien suffisant existant entre le contrat et le service public se révèle par le fait que le contrat constitue une modalité d'exécution du service public ou l'exécution même du service public.

Le contrat d'obligation d'achat sous l'empire de la loi du 10 février 2000 paraît quant à lui constituer une modalité d'exécution du service public de l'électricité. Pour le comprendre, il est nécessaire d'identifier ce qu'est le service public de l'électricité au regard des articles 1^{er} et 2nd de la loi du 10 février 2000. L'article 1^{er} dispose que « Le service public de l'électricité a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général ». Et l'article 2 précise que les conditions dans lesquelles ce service public doit être exécuté, dispose à son tour que la mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité vise à réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie.

Or, cette programmation pluriannuelle d'investissement a pour objet de fixer des objectifs en terme de répartition entre énergies primaires, de techniques de production. Elle vise par conséquent les énergies renouvelables. Donc, le service public de l'électricité a pour objet, entre autres, d'atteindre les objectifs fixés par la programmation pluriannuelle d'investissement en ce qui concerne les énergies renouvelables. Donc le contrat d'obligation d'achat de l'électricité produite par les producteurs verts constitue une modalité d'exécution du service public de l'électricité puisque l'achat garanti à un tarif élevé a pour objet principal d'inciter des producteurs à investir dans des installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelable.

Le contrat d'obligation d'achat de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables est donc une modalité d'exécution du service public de l'électricité et donc peut être qualifié de contrat administratif. Par conséquent, tout litiges concernant l'exécution de ce contrat relèvera du juge administratif.

^{*}(1) CE 20 avril 1956 *Epoux Bertin*, Grands arrêts de la jurisprudence administrative (G.A.J.A), p.508. ^{*}(2) CE 20 avril 1956, *Ministre de l'Agriculture contre Grimouard* (G.A.J.A), p. 508.

Qu'en est-il désormais du certificat vert ? Sa nature de certificat et la possibilité de le céder à titre onéreux lui donne une forme juridique difficilement classable en droit français.

B. Le certificat vert, un outil de droit hybride.

La forme juridique de ce certificat vert pose certaines questions. En effet, c'est un document administratif probatoire, un certificat, qui peut faire l'objet d'une cession à titre onéreux. La question qui se pose tout d'abord est celle de savoir si ces deux paramètres sont compatibles au regard du droit français. En effet, l'activité de certification est une prérogative de puissance publique activité par nature hors du commerce (1). Or, le certificat vert peut faire l'objet de transactions économiques. Il revêt forme double. Il est à la fois un document de certification par nature hors commerce et un bien au sens du droit civil. Le certificat vert a une forme hybride (2).

1. La certification, une prérogative de puissance publique, activité hors commerce

L'activité de certification est une prérogative de puissance publique (a). Elle est donc une activité hors du commerce (b).

a. L'activité de certification, une prérogative de puissance publique

L'activité de certification est une prérogative de puissance publique. Le Conseil de la concurrence a affirmé ce principe dans sa décision n° 02-D-31 du 30 mai 2002 relative à une saisine et à une demande de mesures conservatoires présentées par la société SEVIC à l'encontre de la société MAN Camions et Bus. Par conséquent, si l'activité de certification est une prérogative de puissance publique, le certificat porte en lui l'empreinte de la puissance publique.

Or on sait que le droit français est par « principe hostile à la cession à titre onéreux de tout acte administratif ».

b. L'hostilité du droit français au commerce des actes de puissance publique

Les actes de l'administration mettant en œuvre des prérogatives de puissance publique sont par nature hors commerce. La décision du Conseil Constitutionnel du 30 décembre 1982 (DC. N° 82-150 DC) est un exemple d'application jurisprudentielle de

ce principe. Dans cette décision, le Conseil constitutionnel, statuant sur la constitutionnalité du projet de loi d'orientation des transports intérieurs affirme que les autorisations d'exploiter des services de transports publics réguliers de personnes accordées à des fins d'intérêt général par l'autorité administrative à des entreprises de transports ne sauraient être assimilées à des biens objets pour leurs titulaires d'un droit de propriété et comme tels garantis, en cas d'expropriation pour utilité publique, par l'article 17 de la déclaration des droits de l'homme.

Par conséquent, il est tout à fait sensé d'appliquer ce principe au certificat qui peut être considéré comme la continuité de l'acte de certification ou même être confondu avec lui.

Or, le régime anglais de soutien à la production d'électricité verte implique la possibilité de céder ces certificats à titre onéreux, soit de gré à gré soit sur un marché de certificats verts. Ceci signifie qu'ils peuvent faire l'objet d'appropriation et donc de droit de propriété. Ils devraient donc revêtir la forme de bien soumis au régime de droit privé.

2. Le ROC, un bien meuble au sens du droit privé

Le régime prévoyant l'appropriation et la cession à titre onéreux de ces certificats impliquent qu'ils soient des biens meubles au sens du droit privé. En l'espèce, il s'agirait de biens meubles corporels. Leur caractère corporel découlant du fait que ces certificats sont matérialisés sous la forme d'une écriture informatique contenue dans le registre.

Mais il ne faut pas oublier que dans le cadre du régime d'obligation prévu par le droit britannique, la libre disposition de ces certificats se limite en ce qui concerne les fournisseurs dans le temps. En effet les « propriétaires » de ces biens meubles doivent les transmettre obligatoirement à la GEMA en respectant un certain délai.

Par conséquent, le certificat revêt une nature hybride entre document administratif généralement hors commerce et bien de droit privé. Le droit français prévoit le même type de certificat dans la loi du 13 juillet 2005* de programme fixant les orientations de politique énergétique. Cette loi prévoit l'obligation de réaliser des économies d'énergie aux personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur, du froid entre autre.

Elle organise un système d'échange de certificat à l'identique du système britannique. Le certificat vert s'inscrit également dans le même esprit que le marché de quotas d'émission de gaz à effet de serre créé par la directive communautaire 2003/87/CE du 13 Octobre 2003* ; les quotas étant des instruments de puissance publique typique faisant l'objet d'appropriation et donc assimilés par la doctrine à des biens meubles au sens du droit civil.

* (1) Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, JO du 14 juillet, p. 11570. *(2) Directive du parlement européen et du Conseil n°2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un système

d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil, JOCE n°L 275 du 25 octobre 2003.

Les certificats ROC's revêtent donc une forme hybride puisqu'ils sont à la fois un document administratif probatoire portant les marques de la puissance publique, par nature hors commerce, et la forme d'un bien meuble.

Il convient désormais de faire une analyse économique simple de ces différents régimes de soutien.

Section 2 : L'analyse économique

L'analyse économique des mécanismes sur lesquels sont basés les deux régimes constitue un apport important puisqu'elle explique pourquoi leurs configurations sont si éloignées. Il est tout d'abord intéressant d'expliquer les ressorts économiques de leur configuration (§1). Puis on dressera les avantages et les limites que chacun d'eux présentent (§2).

§1. L'analyse économique de la configuration des régimes britanniques et français.

Les configurations de ces deux régimes sont très éloignées puisqu'elles répondent à des logiques économiques différentes. Lorsque l'un est basé sur l'incitation par les prix l'autre est basé sur une quantité précise imposée (A). Et lorsque l'un est basé sur un mécanisme d'incitation unique l'autre se fonde sur une double incitation (B).

A. Incitation par les tarifs contre quantité imposée.

Les deux mécanismes de soutien se fondent sur deux logiques différentes pour atteindre leur objectif. Le régime français est basé sur une logique de prix (1) alors que le régime anglais se fonde sur une logique de quantité (2).

* Directive du parlement européen et du Conseil n°2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil, JOCE n°L 275 du 25 octobre 2003.

1. Une logique de prix

Le régime français d'obligation est fondé sur une logique de prix. En effet, ce régime a pour objet d'inciter les producteurs d'électricité à investir dans des installations

utilisant les sources d'énergies renouvelables en fixant des tarifs élevés bien au dessus du prix moyen du kilowatt/heure d'électricité classique sur le marché de gros de l'électricité. Quant à lui, le régime britannique se fonde sur une logique de quantité à atteindre.

2. Une logique de quantité

Le droit britannique est configuré de telle sorte qu'une quantité définie au préalable soit obtenue à une période définie. La fixation de quotas individuels permet d'atteindre cette quantité voulue.

Outre cette différence de logique, une autre différence est à relever. En effet, le mécanisme de l'obligation d'achat se fonde sur un objectif d'incitation unique alors que le régime britannique est basé sur une double incitation.

B. Incitation unique et double incitation.

Le régime français d'obligation se fonde uniquement sur l'incitation unique des producteurs (1) alors que le droit britannique se fonde sur l'incitation des producteurs et des fournisseurs (2).

1. Une incitation unique.

Le mécanisme de droit français est fondé sur un mécanisme simple. C'est l'incitation des producteurs à investir dans la production d'électricité verte par la perspective de la vente à un prix très attractif de l'électricité qu'ils auront produit.

Le droit anglais quant à lui se base sur l'incitation des producteurs ainsi que l'incitation des fournisseurs.

2. Une double incitation.

Le régime de droit britannique est basé sur l'incitation des producteurs mais également celles des fournisseurs.

Au sein du régime institué par le droit britannique, les producteurs sont incités à le faire par la perspective des gains que peuvent leur rapporter la vente des certificats en plus du revenu qu'ils obtiennent de la vente de l'électricité sur le marché de gros.

Mais, le régime britannique prévoit également un mécanisme d'incitation des fournisseurs. L'objet de cette incitation est l'acquisition de certificats verts plutôt que le paiement du kilowatt heure au prix réglementé « buy-out-price ». En effet, on sait que les sommes agrégées dans le fonds au titre du paiement du buy-out-price sont reversées aux fournisseurs au prorata du nombre de « kilowatts verts » qu'ils auront

acheté au travers des certificats verts. Dans ce contexte, le buy-out-price est une pénalité et c'est pourquoi il correspond à un tarif assez élevé par rapport au prix moyen d'un kilowatt. Et, c'est d'ailleurs pour cela qu'il constitue une sorte de prix plafonds que le prix des certificats verts ne peut pas dépasser au risque de faire perdre aux certificats leur intérêt.

Donc la perspective du paiement d'un prix assez élevé et celle de la redistribution des sommes récoltées au titre du buy-out-price est une incitation à l'acquisition des certificats.

Après avoir analysé les différentes logiques sur lesquelles se fondent ces deux régimes juridiques, il est intéressant d'analyser quels sont les avantages et les inconvénients qu'ils présentent dans l'optique de l'atteinte de leur objectif.

§2. Avantages et inconvénients des régimes de soutien français et britannique

Les deux régimes présentent des avantages pour atteindre leur objectif de soutien (A). Ils présentent cependant des limites (B).

A. Les avantages

Quels avantages présentent chacun des deux régimes ?

1. Les avantages du régime français

Le système de soutien français présente deux avantages principaux. Le premier réside dans son indéniable capacité à inciter les producteurs à investir par la perspective de rentabilité sûre qu'il leur est offert et par l'absence de risque qu'ils ont à investir. En effet, les perspectives de rentabilité s'étalent sur le long terme et toute l'électricité produite est obligatoirement achetée. Cet aspect constitue la principale raison de l'efficacité du système.

Le deuxième avantage réside dans l'absence de coûts de transaction. Les coûts de transaction correspondent aux coûts que représente la recherche de la marchandise, du cocontractant et de ceux correspondant à la négociation avec le cocontractant. En effet, en droit français les acheteurs et les tarifs sont imposés.

Le système britannique présente des avantages d'un autre ordre.

2. Les avantages du régime britannique

Le système britannique présente l'avantage principal de pousser les producteurs verts à être efficaces pour tenir la compétition sur le marché des certificats verts. Cette efficacité réside dans la réduction de coût de production suite à des investissements en capital qui susciteront le progrès technique.

Outre ces avantages, les deux systèmes de soutien présentent chacun des limites.

B. Les limites.

Quelles sont les limites que chacun des deux systèmes présentent ?

1. Les limites du système français.

La limite principale qui peut être opposée au système français réside dans le manque d'incitation à être efficace en terme de coûts de production. En effet, le système français ne se base pas sur une logique de marché, les producteurs ne sont pas menacés par la concurrence.

Ensuite, ce mécanisme n'a pas la faculté d'atteindre un niveau spécifique de production d'électricité verte.

Enfin, la contrepartie du caractère « généreux » de ce soutien est son financement qui est subi par le consommateur final.

Le système britannique présente également des quelques limites.

2. Les limites du système britannique.

Le principal problème que pose le système britannique réside dans le fait que la logique concurrentielle exclut l'utilisation des sources d'énergies renouvelables les plus chères et reste donc limité à quelques énergies renouvelables. Or ceci pose problème puisque à terme ce caractère sélectif limitera la compétitivité de la Grande Bretagne sur le futur marché de l'électricité verte. Mais également, cela limitera les incitations à innover dans les sources d'énergie exclues par le marché. En outre, la recherche concernant ces énergies exclues ne pourra que moins se développer que dans les autres Etats qui auront un bouquet élargi de sources d'énergie renouvelable.

Ainsi chaque système présente des avantages et des limites. Il ne paraît pas exister de solution optimale en ce qui concerne le soutien économique à la production d'électricité verte.

Conclusion

La comparaison des systèmes de soutien britannique et français à la production d'électricité verte est intéressante.

Tout d'abord, ils suivent deux logiques différentes pour poursuivent des objectifs indicatifs quasiment identiques. En effet, le système britannique est imprégné de la logique de marché. Le système français ne l'est pas du tout. C'est d'ailleurs cette logique de marché qui fait dire à une partie de la doctrine économiste que le marché des certificats semble être le plus adapté au marché commun de l'électricité. D'ailleurs, les arguments concernant la qualification d' « aide d'Etat cachée » et les critiques de la Commission de Régulation de l'Energie quant au caractère trop généreux du système exprime bien la « lourdeur » du régime français par rapport au droit britannique. Cependant, l'analyse économique montre bien qu'il n'existe pas de solution optimale. Chaque mécanisme présentant ces avantages et ces inconvénients.

Ensuite, le droit outre-Manche organise un système beaucoup plus complexe que celui prévu en droit français. En effet, il accumule un régime de quotas, d'octroi de certificats, de vente de certificats, de leur transmission, de leur comptabilisation. Il prévoit également la possibilité de payer une pénalité et un régime de sanction. L'obligation d'achat est organisée sur un mode simple, la passation de contrats dont les clauses sont arrêtées par les ministres compétents. Le manquement à ces obligations peut être sanctionné par le ministre de l'énergie.

Enfin, les outils prévus pour la mise en œuvre de ces obligations diffèrent totalement. Le droit français prévoit un instrument classique de droit administratif, le contrat administratif. Le droit anglais utilise un outil nouveau dont la forme est hybride.

D'ailleurs, le certificat vert n'est pas le seul instrument de ce type à avoir vu le jour. On a cité le marché des quotas d'émissions et les certificats d'énergie. Ainsi, on peut remarquer un mouvement d'hybridation du droit.

Et cette hybridation est d'autant plus marquante qu'elle semble remettre en cause certains fondements du droit public. En effet, l'existence de ces certificats et quotas fait coexister de manière forte la puissance publique avec la logique de marché ; deux univers qui ne se rencontraient pas aussi intensément auparavant.

ANNEXES

Annexe 1 :

Article définissant les notions de watt, kilowatt/heure et mégawatt/heure.

Source : site internet Wikipédia.

Le **watt** (symbole: **W**) est l'unité SI de puissance, de flux énergétique et de flux thermique

Un watt est la puissance d'un système énergétique dans lequel est transférée uniformément une énergie de 1 joule pendant 1 seconde ($1 \text{ W} = 1 \text{ J.s}^{-1} = 1 \text{ m}^2.\text{kg.s}^{-3}$).

Le kilowatt/heure (symbole : kWh) est une unité pratique de mesure d'**énergie** valant 3,6 **mégajoules**. Elle est surtout utilisée pour l'énergie électrique.

C'est l'énergie consommée par un appareil d'une puissance d'un kilowatt (1 000 watts) qui a fonctionné pendant une heure (1 kilowatt \times 1 heure). Le prix public d'un kWh d'électricité en France en 2006 est d'environ 0,075 €.

On utilise aussi d'autres préfixes, par exemple:

- 1 watt/heure (Wh) = 3 600 joules
- 1 kilowatt/heure (kWh) = 1 000 Wh = 3,6 mégajoules
- 1 mégawatt/heure (MWh) = 1 000 kWh = 1 000 000 Wh
- 1 gigawatt/heure (GWh) = 1 000 MWh = 1 000 000 kWh = 1 000 000 000 Wh
- 1 térawatt/heure (TWh) = 1 000 GWh = 1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh = 1 000 000 000 000 Wh

Annexe 2 :

Tableau présentant les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir des différents types d'énergie renouvelables.

Source : Site internet du Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie.

Les arrêtés du 10 juillet 2006 prévoient de nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir de certaines sources d'énergies renouvelables. Le tableau ci-après résume les principales conditions :

Filière	Arrêtés	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les nouvelles installations
Biogaz et méthanisation	10 juillet 2006	15 ans	entre 7,5 et 9 c€/kWh selon la puissance, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh , + prime à la méthanisation de 2c€/kWh .
Energie éolienne	10 juillet 2006	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	- éolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. - éolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites.
Energie photovoltaïque	10 juillet 2006	20 ans	- Métropole : 30 c€/kWh , + prime d'intégration au bâti de 25 c€/kWh - Corse, DOM, Mayotte : 40 c€/kWh , + prime d'intégration au bâti de 15 c€/kWh
Géothermie	10 juillet 2006	15 ans	- Métropole : 12 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh - DOM : 10 c€/kWh , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 3 c€/kWh

Ces dispositions ne s'appliquent pas aux contrats en cours à la date de publications au JO des arrêtés du 10 juillet 2006, soit le 26 juillet 2006. Ces contrats demeurent régis par les conditions prévues par les arrêtés ci-dessous.

Filière	arrêtés	Durée des contrats	Fourchette de tarifs pour les nouvelles installations (métropole)
Combustion de matières fossiles végétales (biomasse)	16 avril 2002	15 ans	4,9 c€/kWh (32,1 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et de 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
Méthanisation	16 avril 2002	15 ans	4,6 c€/kWh (30,2 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
Géothermie	13 mars 2002	15 ans	7,62 c€/kWh (50 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Photovoltaïque	13 mars 2002	20 ans	15,25 c€/kWh en France continentale et 30,5 en Corse et Dom (1F/kWh et 2F/kWh)
Déchets animaux bruts ou transformés (farines animales)	13 mars 2002	15 ans	4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh
Petites	13 mars 2002	15 ans	7,87 à 9,60 c€/kWh (51,6 à 63 cF/kWh) issu du

installations			tarif « bleu » aux clients domestiques
Biogaz décharge	de <u>3 octobre 2001</u>	15 ans	4,5 à 5,72 c€/kWh (29,5 à 37,5 cF/kWh) selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Déchets ménagers sauf biogaz	<u>2 octobre 2001</u>	15 ans	4,5 à 5 c€/kWh (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
Cogénération	<u>31 juillet 2001</u>	12 ans	6,1 à 9,15 c€/kWh (40 et 60 cF/kWh) environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
Hydraulique	<u>25 juin 2001</u>	20 ans	5,49 à 6,1 c€/kWh (36 à 40 cF/kWh) selon la puissance + prime comprise entre 0 et 1,52 c€/kWh (10 cF/kWh) en hiver selon régularité de la production
Éolien	<u>8 juin 2001</u>	15 ans	8,38 c€/kWh (55 cF/kWh) pendant 5 ans, puis 3,05 à 8,38 c€/kWh (20 à 55 cF/kWh) pendant 10 ans selon les sites

Annexe 3 : Prospects for Hydro in the UK: Between a ROC and a Hard Place?
 G.P. Harrison, *University of Edinburgh, United Kingdom.*
 Ressource internet.

Ce schéma trace le trajet de circulation des certificat ROC's à partir du moment de leur attribution par l'autorité compétente jusqu'à leur transmission par les fournisseurs à la même autorité en passant par leur cession à titre onéreux (directement entre producteurs verts et fournisseurs ou sur le marché des certificats).

track or predict ROC prices (Ofgem, 2004a). The Non-Fossil Purchasing Agency (NPPA) publishes the prices obtained from auctions of ROCs issued to generators contracted under the NFFO scheme; an auction from October 2004 indicated a ROC price of £46.12/MWh, while ROCs at a similar auction in July 2004 were valued at £52.07. Platts Power UK publishes predicted ROC prices on its website (www.platts.com); ROC prices for 2004/05 are predicted to be between £44 and £48/MWh depending on the rate of build of renewable plant.

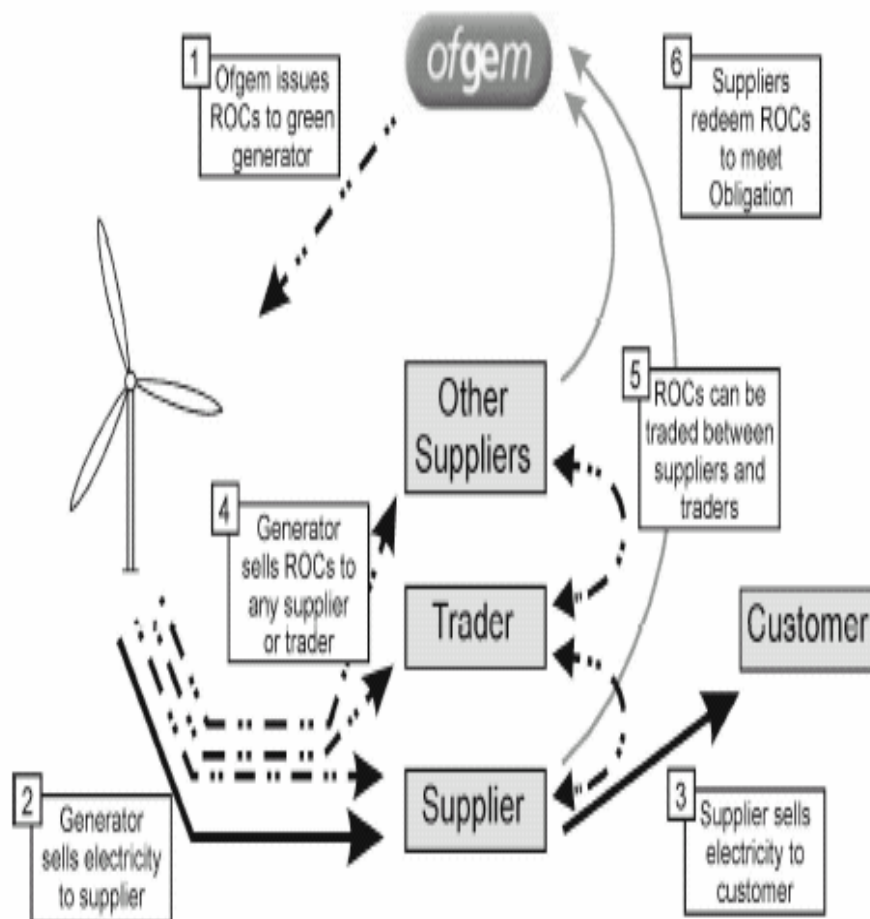


Figure 2. Flows of electricity (solid) and ROCs (broken) in meeting Obligation (grey)

Overall, the market value of renewable energy is set by the base ROC value, the current wholesale electricity price, the LEC and the recycle premium as Table 1 indicates. In essence the combination of support mechanisms raises the revenue to renewable generators by several times that received in the wholesale energy market.

Breakdown

Value
(p/kWh)

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages généraux de droit public

- L. Richer, *Droit des contrats administratifs*, Paris, L.G.D.J, Manuel, 2002, 3^{ème} éd.
- G. J. Guglielmi, G. Koubi, *Droit du service public*, Paris, Monchrestien, Coll. Domat droit public, 2000.
- R. Chapus, *Droit administratif général*, Tome 1, Paris, Montchrestien, Coll. Domat droit public, 2001.
- M. Long, P. Weil, G. Brebant, P. Delvolvé, B. Genevois, *Les grands arrêts de la jurisprudence administrative*, Paris, Dalloz, Coll. Grands Arrêts, 2003, 14^{ème} Ed.

Ouvrages de droit communautaire

- L. Dubouis, C. Blumann, *Droit matériel de l'Union européenne*, Coll. Domat droit public, Paris, Monchrestien, 2001, 2^{ème} éd.
- J. Boulouis, R.-M. Chevallier, D. Fasquelle, M. Blanquet, *Les grands arrêts de la jurisprudence communautaire*, Tome 2, Paris, Dalloz, Coll. Grands Arrêts, 2002, 5^{ème} éd.
- F. Souty, *Le droit et la politique de la concurrence de l'Union européenne*, Paris, Monchrestien, Coll. Clefs/Politique, 2003, 3^{ème} éd.

Ouvrages de droit public économique

- J.-Y. Cherot, *Droit public économique*, Paris, Economica, 2002.
- B. du Marais, *Droit public de la régulation économique*, Paris, Presses de Sciences Po et Dalloz, Coll. Amphi, 2004.

Ouvrages spécifiques

- A. Bensoussan, S. Martin, I. Pottier, *L'électricité et le droit*, Paris, Lavoisier, Hermès Sciences Publication, 2001
- P. Sablière, *Droit de l'électricité*, Ed. Dalloz, 2003.

- G. Marcou, F. Moderne, *Droit de la régulation, Service public et Intégration régionale*, Comparaisons et commentaires, Tome 1, Coll. Logique juridique, Ed. L'Harmattan, 2006.
- Dir. M.-A. Frison Roche, *La régulation économique, Légitimité et efficacité*, collection Thèmes et commentaires, Ed. Presse de Science Po et Dalloz, 2004.
- Dir. G. Marcou, *Les mutations du droit de l'Administration en Europe*, Pluralisme et convergence, Coll. Logique juridique, Ed. L'Harmattan, 1995.
- L. Grard, J. Vandamme, F. Van Der Mensbrugge, *Vers un service public européen*, Coll. TEPSA, Ed. ASPE Europe, 1996.
- Peter D. Cameron, *Legal Aspect of EU Energy Regulation. Implementing the New Directives on Electricity and Gas across Europe*, Ed. Oxford.

Ouvrage de droit civil

- G. Cornu, *Droit civil*, Paris, Monchrestien, Coll. Domat Droit civil, 1999, 9^{ème} éd.

Ouvrage économique

- F. Lévêque, *Economie de la réglementation*, Paris, La Découverte, Coll. « Repères », 2004.

Dictionnaire

- D. Alland et S. Rials, *Dictionnaire de la Culture juridique*, Paris, Lamy / P.U.F., Coll. Quadrige Dicos Poche, 2003.

Revue juridiques

- Les cahiers juridiques de l'électricité et du gaz.
- L'Actualité juridique du droit administratif, éd. Dalloz.
- Bulletin de droit de l'environnement industriel.
- Revue juridique de l'environnement.
- La Gazette du Palais.
- La Semaine juridique. Ed. Générale.
- La revue trimestrielle de droit européen, éd. Dalloz.
- Revue du droit de l'Union européenne, Ed. Clément Juglar.
- European Current Law, éd. Thomson/ Maxwell.
- Revue de droit public et de la Science politique en France et à l'étranger, Ed. LGDJ.

Articles de droit

- Michaël Karpenschif, Face au droit communautaire : quel avenir pour le financement des services publics ?, CJEG n°628 Février 2006 p. 43.
- La notion d'aide d'Etat, application au secteur de l'énergie. CJEG. n°595 Février 2003 p. 51.
- M. Wemaëre, D. Grimaud La promotion des énergies renouvelables à l'aune du droit communautaire des aides d'Etat, Gazette du Palais, Mer 18, 19 janv. 2006. p. 23.
- Rémi Coin Commentaire législatif, les instances de régulation dans la loi du 10 février, CJEG n° 572 janvier.
- T. Chaumeil, M. J.-H. Smith, Réflexion sur le statut juridique des quotas d'émission de gaz à effet de serre. BDEI- n°2/2003.
- T. Chaumeil, M. J.-H. Smith, La proposition de directive sur l'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté européenne : premier aperçu, Bulletin de droit de l'environnement industriel n°4/2002 p. 3.
- M. Pâques, La directive 2003/87/CE et le système d'échange de quotas à effet de serre dans la Communauté européenne, Revue Trimestrielle de droit européen, avr.-juin 2004, p. 249.
- M. Moliner-Dubost, L'intégration en droit interne du mécanisme des permis d'émission négociables, CJEG n° 602, **octobre 2003, p. 489.**
- M. Moliner-Dubost, L'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre en droit interne communautaire, Bulletin de droit de l'environnement industriel n°4/2004 p. 4.
- A. Le Gall, *Droit de l'énergie* n°1170, Chronique, rubrique Droit public des Affaires, La Semaine juridique- Ed. Entreprise et affaire n° 4. ,26 janvier 2006, p. 204.
- L. Richer, *La régulation et les collectivités locales* : l'exemple de l'électricité, Cahier juridique de l'électricité et du gaz n°607, mars 2004, p. 109.
- G. Bouquet, Les mécanismes de soutien de la production d'électricité verte à partir de sources d'énergie renouvelables à l'épreuve des articles 87 et 88 du traité relatifs aux aides d'Etat, Actualité juridique de droit administratif, 3 avril 2006, p. 698.
- T. Tuot, Les barricades mystérieuses : quelques réflexions critiques sur l'ouverture à la concurrence des marchés du gaz et de l'électricité en France, Cahier juridique de l'électricité et du gaz, n° 604, décembre 2003, p.607.
- Marco D'Alberty, *La régulation économique en mutation*, Revue de droit public et de science politique en France et à l'étranger, n°1, 2006.
- S. Bracq, *Le financement des obligations de service public au cœur de la tourmente*, Revue trimestrielle de droit européen, janv.-mar. 2006, p. 33.
- C. Lepage, Les innovations de la loi du 13 juillet 2005 en matière d'économie d'énergie et d'énergies renouvelables, La Gazette du Palais, 18-19 janvier 2006, p. 3.
- C. Belloc, R. Coin, Les orientations de la politique énergétique, à propos de la loi de programme du 13 juillet 2005, JCP/ La semaine juridique n°40, 5 oct. 2005.

Rapports

- Rapport d'activité de la Commission de la régulation, juin 2005.
- Rapport au Parlement, Programmation Pluriannuelle d'Investissement de production électrique Période 2005-2015, 2006.

Revue généraliste

- *Concurrence et régulation des marchés*, La Documentation française, Cahiers français.

Documents internet

Doctrine

- P. Menanteau, M.-L. Lamy, D. Finon, *Les marchés de certificats verts pour la promotion des énergies renouvelables : entre efficacité allocative et efficience dynamique*, Cahier de recherche n° 29, juin 2002
- J. Percebois, *La dérégulation de l'industrie électrique en Europe Etats-Unis, Un processus de décomposition-Recomposition*, Centre de recherche en Economie et droit de l'énergie, Cahier n°97.04.08. Juillet 1997.
- D. Finon, Y. Perez, *Crédibilité des politiques de promotion des énergies renouvelables, Environnement institutionnel et structure de gouvernance*.

Notes explicatives

- G.P. Harrison, University of Edinbourg, *Prospects for Hydro in the UK: Between a ROC and a hard place*.
- Dr. P. Connor, *The UK Renewable Obligation*, Center for management under regulation, Warwick University, United Kingdom.
- Tyndall Center for climate change research, *The renewable obligation: Can it deliver*, brief note n° 4 April 2002.
- Friends of Earth Guide to Green Electricity Tariff, 2004.

Sites internet utiles

Concernant le droit britannique:

- Le site des textes officiels: www.opsi.gov.uk
- Le site du Ministère du Commerce et de l'Industrie : www.dti.gov.uk/energy

- Le site de l'office à travers lequel la GEMA exerce son activité : www.ofgem.gov.uk
- Le site de l'observatoire du secteur énergétique : www.energywatch.org.uk

Concernant le droit français

- Le site du Ministère de l'Industrie, de l'Economie et des Finances : www.industrie.gouv.fr/energie
- Le site des textes officiels : www.legifrance.gouv.fr

Concernant le droit communautaire

- Le site des textes officiels de droit communautaire : <http://europa.eu/>