

Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent

Participaient à la séance : Monsieur Philippe de LADOUCKETTE, président, Monsieur Michel LAPEYRE, vice-président, Monsieur Maurice MEDA, vice-président, Monsieur Jean-Paul AGHETTI, Monsieur Eric DYEYRE, Monsieur Hugues HOURDIN, Monsieur Pascal LOROT et Monsieur Emmanuel RODRIGUEZ, commissaires.

La CRE a été saisie, le 30 septembre 2008, par le ministre de l'Ecologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire et par le ministre de l'Économie, de l'industrie et de l'emploi, d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.

Cette proposition fait suite à l'annulation, par le Conseil d'Etat, le 6 août 2008, de l'arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées au 2° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

Partie I – Contexte

Le développement de la production d'électricité d'origine éolienne s'inscrit dans le cadre des directives européennes relatives à la promotion des énergies renouvelables. La directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 institue un objectif, non contraignant, d'une contribution des énergies renouvelables à hauteur de 22% de la consommation d'électricité européenne en 2015, dont 21% en France. Une proposition de directive, actuellement en discussion au Parlement européen, prévoit d'instituer un objectif contraignant de contribution des énergies renouvelables à hauteur de 20% de la consommation de l'Union en 2020, toutes énergies confondues, qui se déclinerait en un objectif de 23% pour la France.

Transposant les objectifs issus de la directive 2001/77/CE, la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique prévoit un objectif de contribution des énergies renouvelables à hauteur de 21% de la consommation nationale d'électricité en 2015. En application de celle-ci, le gouvernement a adopté un arrêté relatif à la programmation pluriannuelle des investissements qui prévoit, pour 2015, un objectif de développement de l'éolien de 13 GW à terre et de 4 GW en mer.

En cohérence avec la proposition de directive en discussion au Parlement européen, le projet de loi de programme relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement envisage de porter la contribution des énergies renouvelables à 23% de la consommation nationale, toutes énergies confondues, à l'horizon 2020. En amont de ce texte, le comité opérationnel relatif à la mise en œuvre d'un plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale a conclu que, pour atteindre cet objectif, le parc de centrales éoliennes devait être porté, en 2020, à 19 GW à terre et 6 GW en mer.

L'avis demandé à la CRE a pour objet, non pas d'évaluer la pertinence du recours à l'éolien comme moyen d'atteindre les objectifs fixés tant par les directives que par le droit national, mais seulement de formuler un avis sur le niveau du tarif de l'obligation d'achat proposé pour l'énergie éolienne.

Partie II – Description du tarif proposé

L'arrêté proposé correspond en tous points à celui du 10 juillet 2006. Le tarif est inchangé, y compris dans ses modalités d'indexation.

Le tarif est indexé annuellement. Les tableaux ci-dessous détaillent le niveau du tarif applicable en fonction du niveau de production (exprimé en heures de fonctionnement annuelles, en équivalent pleine puissance) et de l'année de la demande de contrat.

Tarif applicable pour les installations implantées à terre en France métropolitaine

Production annuelle	2006	2008	Estimation 2009
Tarif applicable pour les 10 premières années (c€/kWh)			
Dans tous les cas	8,2	8,36	8,56
Tarif applicable pour les 5 années suivantes (c€/kWh)			
2400 h et moins	8,2	8,36	8,56
Entre 2400 et 2800 h	Interpolation linéaire		
2800 h	6,8	6,93	7,10
Entre 2800 et 3600 h	Interpolation linéaire		
3600 h et plus	2,8	2,85	2,92

Tarif applicable pour les installations implantées sur le domaine public maritime

Production annuelle	2006	2008	Estimation 2009
Tarif applicable pour les 10 premières années (c€/kWh)			
Dans tous les cas	13	13,25	13,58
Tarif applicable pour les 5 années suivantes (c€/kWh)			
2800 h et moins	13	13,25	13,58
Entre 2800 et 3200 h	Interpolation linéaire		
3200 h	9	9,17	9,40
Entre 3200 et 3900 h	Interpolation linéaire		
3900 h et plus	3	3,06	3,13

Tarif applicable pour les installations implantées dans les départements d'outre-mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte

Production annuelle	2006	2008	Estimation 2009
Tarif applicable pour les 15 années (c€/kWh)			
Dans tous les cas	11	11,21	11,49

L'arrêté proposé présente des modifications rédactionnelles visant à mettre le texte en conformité avec les évolutions législatives :

- ajout d'une référence à l'article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, afin d'incorporer les installations mises en service dans les zones de développement de l'éolien ;
- suppression de la référence à l'applicabilité à Mayotte, qui découle de plein droit des lois organiques n°2007-233 et n°2007-234 du 21 février 2007 portant dispositions statutaires et institutionnelles relatives à l'outre-mer ;
- mise en place de dispositions transitoires pour les producteurs ayant déposé une demande de contrat sur la base de l'arrêté du 10 juillet 2006 et qui n'ont pas conclu à ce jour de contrat d'achat.

Partie III - Evaluation du coût évité par l'éolien

1- Principes de calcul

Contexte réglementaire

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les conditions d'achat de l'électricité produite à partir d'installations éoliennes prennent en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par les acheteurs, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou de la filière à la réalisation des objectifs fixés par la loi : indépendance et sécurité d'approvisionnement, qualité de l'air et lutte contre l'effet de serre, gestion optimale et développement des ressources nationales, maîtrise de la demande d'énergie, compétitivité de l'activité économique et maîtrise des choix technologiques d'avenir, utilisation rationnelle de l'énergie.

Le décret du 10 mai 2001, pris en application de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, dispose que « *les tarifs d'achat de l'électricité sont égaux aux coûts de production, incluant investissement et exploitation, évités sur le long terme au système électrique, auxquels peut s'ajouter une rémunération supplémentaire [prime] correspondant à la contribution des installations à la réalisation des objectifs* » fixés par la loi.

Méthodologie de calcul du coût évité

Le coût de production évité sur le long terme au système électrique par les installations éoliennes est égal au coût complet de production de l'électricité à laquelle l'électricité d'origine éolienne se substitue, duquel doivent être déduits les coûts supplémentaires induits par l'éolien sur le système électrique en matière de réserves, d'ajustement et de développement de réseau.

Le calcul du coût complet de production de l'électricité substituée se base sur des scénarios d'évolution du parc à long terme, afin de déterminer à quelles technologies les éoliennes se substituent, en termes d'investissement et d'exploitation. Les scénarios retenus sont ceux du bilan prévisionnel à l'horizon 2015, établis par RTE à l'attention des pouvoirs publics en 2007, dans le cadre de l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements.

Hypothèses considérées

La valorisation des coûts évités repose sur des hypothèses de coût des combustibles, de cours de change, d'actualisation, de coût d'investissement et d'exploitation. Les hypothèses macroéconomiques retenues se fondent sur les valeurs de long terme déterminées par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) pour l'élaboration des coûts de référence de la production électrique. Un scénario intégrant une majoration de 50% du coût des combustibles fossiles a également été étudié. Les coûts d'investissement et d'exploitation sont fondés sur des données internes de la CRE, de sources diverses. Le taux d'actualisation nominal retenu est de 8% par an.

Tous les éléments de coûts sont donnés en euros au 1^{er} janvier 2009.

Récapitulatif des hypothèses retenues

	<u>Hypothèse basse</u> (source DGEC)	<u>Hypothèse haute</u>
Prix des combustibles fossiles		
- charbon	60 \$/t	90 \$/t
- gaz	6,5 \$/MBtu	9,5 \$/MBtu
Coût du CO ₂		
- pour un industriel, sur le marché		30 €/t
- pour la collectivité		50 €/t
Actualisation		8%
Taux de change		1 € = 1,15 \$

2- Calcul du coût complet de production de l'électricité substituée

Coût variable de production

La comparaison, en 2015, du scénario « EnR haut » élaboré par RTE, qui correspond à un développement de l'éolien à hauteur de 17 GW, avec le scénario « de référence » permet de déterminer que chaque unité d'électricité renouvelable supplémentaire produite se substitue approximativement pour un tiers à de l'électricité produite à partir d'énergie nucléaire, pour un autre tiers à de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles et, pour le dernier tiers, augmente les exportations. Ce constat permet de déterminer le coût variable de production, c'est-à-dire la part des coûts de production de l'électricité à laquelle la production éolienne se substitue qui est directement proportionnelle au volume produit.

L'électricité évitée d'origine nucléaire est valorisée au coût variable de la production nucléaire (de l'ordre de 7,5 €/MWh). L'électricité évitée par des moyens thermiques à flamme est valorisée sur la base du coût variable de production d'une centrale de type cycle combiné au gaz d'une part, et d'une centrale au charbon d'autre part, à proportion de la diminution de production constatée entre le scénario « EnR haut » et celui de référence (de l'ordre de 37,6 à 51,8 €/MWh, selon l'hypothèse de coût des combustibles retenue, hors coût du CO₂).

Le coût évité de l'électricité exportée est à valoriser au prix de marché. Comme il n'existe pas d'hypothèse de long terme pour cette référence, la valorisation retenue est égale à la valeur la plus élevée résultant du coût variable d'une centrale au charbon ou au gaz du type de celles actuellement en service (de l'ordre de 60,6 à 73,6 €/MWh, coût du CO₂ supporté par le producteur inclus), étant entendu que dans un marché pleinement concurrentiel le prix de l'électricité devrait rejoindre le coût variable de production du moyen marginal et que, à l'horizon considéré, le prix marginal sera probablement fixé par une installation de ce type.

Au final, le coût variable moyen pondéré de l'électricité à laquelle la production éolienne se substitue est compris entre **35,3 et 44,1 €/MWh**.

Coût fixes d'investissement et d'exploitation

Le calcul de la capacité installée substituée valorise la contribution à la sécurité d'approvisionnement. Il se fonde sur l'hypothèse d'une annulation du solde des échanges au passage de la pointe de la demande nationale. De la différence des énergies produites entre le scénario de référence et le scénario « EnR haut » en 2015, il résulte qu'un fort développement des énergies renouvelables conduit à éviter, en 2015, la production de 13,8 TWh d'électricité d'origine nucléaire, dont 60% environ dû au développement de la production éolienne et le complément dû à l'augmentation de la production issue des autres énergies renouvelables. Compte tenu du fonctionnement en base des centrales nucléaires, le développement de la production éolienne correspond à une capacité nucléaire substituée de l'ordre de 1,1 GW. Dans la mesure où le taux de puissance substituée par un parc éolien de 17 GW est, selon les

hypothèses de RTE, approximativement égal à 20 % de la puissance installée, la capacité thermique fossile évitée est de l'ordre de 2,3 GW.

Avec un coût d'investissement de l'ordre de 34,0 €/MWh pour une centrale nucléaire fonctionnant en base et de 27,3 €/MWh pour un cycle combiné au gaz fonctionnant en semi-base, le coût de l'investissement évité par le développement d'un parc de 17 GW d'éoliennes (13 GW à terre et 4 GW en mer) est évalué à 12,0 €/par MWh d'électricité éolienne produite.

Coût complet de production de l'électricité substituée

Le coût complet de production de l'électricité substituée est donc compris entre **47,3 et 56,1 €/MWh**.

Compte-tenu du tarif proposé, pour un parc de production de 13 GW implanté à terre et de 4 GW implanté en mer en 2015, le surcoût de la production d'électricité éolienne, avant prise en compte des coûts supplémentaires induits sur le système électrique et de la contribution de cette production aux objectifs définis par la loi, est estimé entre 1,7 et 2,1 Mds€/an.

3- Evaluation des coûts supplémentaires induits par l'éolien sur le système électrique

Impact sur les marchés de l'électricité

Le développement d'une production peu prévisible, de nature à perturber l'équilibre offre demande, est de plus en plus souvent évoqué pour justifier de la forte volatilité des cours de l'électricité sur le marché au jour le jour. Or, dans un marché à forte volatilité, toutes choses égales par ailleurs, le prix consenti au client par son fournisseur s'établit à un niveau supérieur car la prime de risque y est plus élevée. Le présent calcul étant peu sensible au prix de l'électricité, utilisé uniquement pour la valorisation des exports, et le niveau de cette prime étant difficilement quantifiable, ce coût imputable à l'énergie éolienne n'est pas pris en compte.

Impact sur les responsables d'équilibre

Sur le réseau synchrone, l'équilibre entre production et consommation doit être maintenu à tout instant. Afin d'y parvenir, chaque producteur ou consommateur est rattaché à un périmètre. Une entité, qualifiée de responsable d'équilibre, est incitée financièrement à équilibrer les injections et les soutirages au sein de son périmètre. Lorsque des déséquilibres apparaissent, le gestionnaire de réseau fait appel à un mécanisme dit « d'ajustement », au sein duquel les acteurs offrent, contre rémunération, la possibilité de modifier, à la hausse ou à la baisse leur production, ou d'effacer leur consommation. Le coût qui en résulte est répercuté sur les responsables d'équilibre à l'origine des déséquilibres.

Actuellement, EDF est l'acheteur obligé de l'essentiel de la production éolienne. Si la variabilité de cette production n'a pu être convenablement anticipée, le coût correspondant est, donc, principalement à sa charge. Il pourrait, à terme, en fonction du développement du parc, justifier l'attribution d'une compensation dont le montant serait à évaluer.

Impact sur les marges

Une étude exposée fin 2006 par RTE à la CRE met en évidence une augmentation de l'aléa de production due à un développement important de l'éolien. Celle-ci pourrait nécessiter des marges plus importantes afin que RTE soit en mesure de garantir l'équilibre entre la production et la consommation. Si les marges à disposition de RTE sont inférieures aux niveaux requis à l'échéance de temps considérée, RTE réalise des appels pour marge à travers le mécanisme d'ajustement. Leur coût est à la charge des utilisateurs du réseau. Ces appels pour marge pourraient être plus fréquents si les niveaux requis sont plus élevés.

Dans cette même étude, RTE conclut qu'un parc éolien dont le comportement peut être anticipé grâce à une bonne observabilité n'aurait pas d'impact sur le niveau des marges avant 5 GW installés, et, à partir de 10 GW installés, la marge mobilisable en 8h pourrait être augmentée de 1 GW (elle est aujourd'hui d'environ 4 GW).

En revanche, si RTE ne dispose pas d'outils adaptés pour l'observation et la prévision de la production éolienne, le niveau des marges pourrait être revu à la hausse. L'évolution récente des conditions de raccordement ainsi que la mise en place d'une plate-forme d'insertion de la production éolienne dans le système électrique français devraient concourir à la meilleure observabilité du parc éolien.

Le coût résultant d'une augmentation à terme du besoin de marges pour le système électrique n'est pas évalué à ce jour.

Impact sur le développement du réseau

Au niveau local, la concentration de nouvelles installations de production peut générer des contraintes sur le réseau, qui doivent être résolues par des renforcements lorsque leur ampleur devient excessive. Or, le réseau régional est dimensionné en fonction de la puissance transitée maximum. Ainsi, dans le cas de l'éolien, caractérisé par un facteur de charge de 25 %, le besoin de renforcement du réseau rapporté à l'énergie produite est de fait supérieur à d'autres sources d'énergie.

En revanche, au niveau national, du fait de la décorrélation des trois principaux gisements de vent, et contrairement à la problématique rencontrée en Allemagne et au Danemark, l'éolien français est peu susceptible de générer d'importants déséquilibres de transit.

Sur la base de la répartition géographique actuelle des projets, les renforcements du réseau de transport liés à l'éolien sont à prévoir principalement dans le Nord du pays. A partir du programme d'investissement de RTE, le coût de ces investissements de réseau s'élève à environ 2 €/MWh.

Les données disponibles ne permettent pas de comparer ces coûts avec ceux du parc conventionnel installé dans le passé. En revanche, une comparaison avec des exemples de projets de production en cours, issus du programme d'investissement de RTE, fait apparaître des coûts de renforcement du réseau du même ordre de grandeur. Cet impact n'est donc pas pris en compte pour évaluer le surcoût de l'éolien par rapport à d'autres modes de production.

4- Valorisation de la contribution de l'éolien aux objectifs fixés par la loi

La contribution de l'éolien aux objectifs définis par la loi est à valoriser au regard de la composition du parc de production français, qui recourt majoritairement à l'énergie nucléaire et hydraulique.

Contribution à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre

Au coût complet de production de l'électricité évité, il convient d'ajouter les coûts externes évités, égaux au coût des impacts environnementaux liés à la pollution de l'air et aux émissions de gaz à effet de serre qu'aurait dû supporter la collectivité en l'absence de la production éolienne. Dans ce domaine, l'étude ExternE, lancée en 1998 par la Commission européenne et régulièrement réactualisée depuis, constitue la référence la plus fiable actuellement disponible. Elle conclut à des coûts liés aux impacts environnementaux de 3,4 €/MWh pour le nucléaire et de 39,2 €/MWh pour la production thermique fossile, avec des hypothèses majorantes sur l'actualisation des coûts pour le nucléaire et sur le prix du CO₂ pour le gaz et le charbon.

Par ailleurs, la production d'électricité à partir d'éoliennes n'est pas indemne d'impacts environnementaux. En toute rigueur, il est donc nécessaire de prendre en considération les coûts externes liés à cette forme de production. Les résultats de l'étude ExternE fournissent une évaluation comprise entre 1,1 €/MWh pour les éoliennes implantées à terre et 1,4 €/MWh pour les éoliennes implantées en mer.

En conséquence, la contribution de l'éolien à la réalisation de cet objectif est valorisée 11,2 €/MWh. Il en résulte un coût évité de la production éolienne, externalités liées à la pollution de l'air et à l'émission de gaz à effet de serre incluses, de **58,5 à 67,3 €/MWh**. Le surcoût lié à la production d'électricité éolienne correspondant, pour un parc de 17 GW installé, est alors estimé entre 1,3 et 1,6 Mds€/an, hors prise en compte des coûts supplémentaires induits sur le système électrique.

Le développement massif de l'énergie éolienne permettra de générer, avec les hypothèses de valorisation retenues, des économies annuelles de l'ordre de 450 M€ sur les impacts environnementaux liés à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre ; il convient toutefois, en vue d'opérer des comparaisons en termes d'efficacité avec d'autres mesures de politique énergétique, de quantifier le coût de la tonne de CO₂ économisée par l'éolien.

Les scénarios établis par RTE à l'horizon 2015 permettent d'évaluer la réduction des émissions de CO₂ imputables à l'éolien à environ 7,0 Mt (soit environ 176 g de CO₂ évité par kilowattheure produit). Il en résulte, après prise en compte de la contribution de l'éolien à la réduction des autres

polluants atmosphériques, un coût de la tonne de CO₂ évitée compris entre 230 et 280 € et jusqu'à 490 € pour les éoliennes implantées en mer. A titre de comparaison, la Direction générale du trésor et de la politique économique (DGTPE) a évalué, en 2007, le coût budgétaire de l'intervention publique à 2 € par tonne de CO₂ économisée pour l'isolation thermique des parois opaques, à 31 € pour la mise en place de chaudières à condensation et à 97 € pour la mise en place de pompes à chaleur géothermales.

L'ADEME indique que, en 2008, l'électricité éolienne se substitue pour 75 % à de l'électricité produite à partir d'énergies fossiles. Sur cette base, les émissions évitées en France par l'éolien sont estimées à 300 g de CO₂ par kilowattheure. Ces chiffres sont établis pour 2008 et ne peuvent être directement comparés aux résultats issus de l'analyse de la CRE, établis à l'horizon 2015.

Contribution à l'indépendance énergétique

La contribution à l'indépendance énergétique varie en fonction du combustible auquel l'électricité produite par les éoliennes se substitue.

Lorsqu'elle se substitue au nucléaire, la production des éoliennes ne contribue pas significativement à l'indépendance énergétique.

La contribution de l'éolien à l'indépendance énergétique est plus significative lorsque cette énergie se substitue à la production à partir de gaz. Cependant, l'étude ExternE (projet ExternE-Pol) déjà citée fournit une estimation du coût externe de la dépendance liée aux combustibles fossiles compris entre 0,006 et 0,1 c€/kWh, après prise en compte de l'impact des variations de prix sur l'économie mondiale et de leur volatilité, ce qui en fait un paramètre de second ordre, qui sera négligé au regard des grandeurs en jeu.

Le bilan prévisionnel de RTE révèle que la pénétration de l'éolien se traduira, pour un tiers, par une augmentation des exportations. S'il s'agit là d'une contribution à l'indépendance énergétique, en fonction du combustible auquel cette énergie se substitue dans le pays où elle est consommée, elle ne bénéficiera pas, dans cette mesure, aux consommateurs qui auront à la subventionner.

Enfin, le coût de production des éoliennes n'est pas indépendant de l'évolution des cours de combustible. Avec un coût de fabrication déterminé à près de 40% par le coût des matières premières, le prix de vente des aérogénérateurs a suivi l'envolée des prix de combustibles, augmentant de 20% au cours des deux dernières années.

Contribution à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir

La contribution aux objectifs de gestion optimale et de développement des ressources nationales et de maîtrise des choix technologiques d'avenir dépend étroitement de la capacité des filières à constituer, à une échéance raisonnable, une solution compétitive en comparaison des autres moyens à disposition. Or, force est de constater qu'en dépit d'un développement important à l'échelle mondiale, les gains de productivité attendus de chacune des filières lors de l'élaboration des précédents tarifs n'ont pas été atteints. En tout état de cause, la contribution de l'obligation d'achat à ces objectifs n'est guère quantifiable.

S'il est intéressant de noter que le développement du parc éolien permet dorénavant de localiser les personnels de maintenance en France, alors que jusqu'à présent ils venaient de pays tiers, il n'en reste pas moins que l'essentiel de la valeur ajoutée provient de la conception et de la fabrication des équipements, aujourd'hui principalement assurée hors de France. En encourageant le développement de cette filière, la France se crée une dépendance technologique, sans en tirer de bénéfice environnemental notable.

Contribution à l'utilisation rationnelle de l'énergie

Le développement de la filière éolienne est neutre au regard du critère d'utilisation rationnelle de l'énergie. En effet, le choix des moyens de production ne présume pas de la pertinence des usages de l'énergie.

5- Bilan des coûts évités

Les tarifs proposés pour les installations implantées en France continentale et sur le domaine public maritime sont supérieurs au total des coûts de production évités sur le long terme au système électrique, augmenté de la contribution de la filière éolienne aux objectifs de la politique énergétique française, tel qu'il a été évalué ci-dessus. Par suite, ils sont susceptibles de méconnaître les dispositions de l'article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, précisées par le décret du 10 mai 2001.

De plus, au-delà de 5 à 10 GW installés, la filière éolienne induit un coût supplémentaire pour le système électrique en termes d'ajustement et de marges.

Récapitulatif des résultats (en €₂₀₀₉/MWh)

Hypothèse de prix des combustibles fossiles	(A) Coût complet de production de l'électricité substituée	(B) Coût supplémentaire induit par l'éolien sur le système électrique	(C) Contribution de l'éolien aux objectifs fixés par la loi	(A)-(B)+(C) Tarif d'achat établi conformément à la définition du décret	Tarif d'achat proposé (estimation au 1 ^{er} janvier 2009)
basse	47,3	Non évalué	11,2	< 58,5	85,6 à terre
élevée	56,1			< 67,3	135,8 en mer

Le développement de l'énergie éolienne doit être considéré comme un moyen, parmi d'autres, de parvenir à une diminution des impacts environnementaux de notre consommation d'énergie. Si le choix d'un tel moyen est rationnel dans les pays européens dont le parc de production conventionnel recourt majoritairement à l'utilisation de combustibles fossiles, comme l'Allemagne, l'Espagne ou le Danemark, il est d'une efficacité moindre en France métropolitaine, où 78% de l'électricité est produite par des centrales nucléaires et 10% par des centrales hydrauliques.

En raison de la part très limitée des énergies fossiles dans son parc de production d'électricité, la France est aujourd'hui l'un des pays industrialisés les plus performants en termes d'émissions de gaz à effet de serre par habitant.

Toutefois, la situation est différente en Corse, dans les départements d'outre-mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte où, du fait de la petite taille et de l'isolement des systèmes électriques, une bonne partie de la production d'électricité est assurée par des centrales au charbon et au fioul de faible puissance, relativement coûteuses et polluantes. Sur ces territoires, le développement de la production éolienne pourrait, en réduisant le coût de la péréquation tarifaire nationale, représenter dès aujourd'hui une économie pour la collectivité.

Il aurait été utile d'évaluer le coût évité par la production d'électricité d'origine éolienne sur le système électrique français à l'aune des objectifs actuellement en discussion au Parlement français dans le cadre du « Grenelle de l'environnement ». Ces objectifs, qui transposent et déclinent par filière de production l'objectif souscrit dans le cadre de la directive « Energies renouvelables » en discussion au Parlement européen d'une contribution des énergies renouvelables à hauteur de 23% de la consommation nationale, prévoient une production éolienne de 5 Mtep, à horizon 2020, ce qui correspond à une capacité installée de 25 GW (19 GW à terre et 6 GW en mer).

Dans la mesure où aucune étude fiable ne permet de qualifier la composition du parc de production à cet horizon, le calcul n'a pu être réalisé. Toutefois, compte-tenu des difficultés à moduler la production des centrales nucléaires, plus la pénétration de l'éolien s'accroît, plus la production éolienne se substitue à du nucléaire et plus il devient nécessaire, en contrepartie, de développer le parc de centrales thermiques à flamme, mieux adapté aux variations de charge. Il en résulte que les coûts induits par l'éolien augmenteront au-delà du rapport de proportion entre le parc de 17 GW, sur lequel se base la présente évaluation, et celui de 25 GW, qui correspond à l'objectif visé en projet, tandis que le bilan environnemental devrait se dégrader.

Partie IV – Rentabilité des projets

1- Méthodologie

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les conditions d'achat de l'électricité produite à partir d'installations éoliennes prennent en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par les acheteurs, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou de la filière à la réalisation des objectifs fixés par la loi.

La loi précise que **le niveau de la prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés excède une rémunération normale des capitaux**, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé.

L'analyse de la CRE vise à s'assurer que les tarifs proposés induisent une rentabilité des fonds propres investis dans les projets cohérente avec celle attendue par les investisseurs dans ce type de projet. Il s'agit de comparer le taux de rentabilité interne des fonds propres investis dans un projet type avec le coût des fonds propres, estimé par la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF), qui se base sur des données financières relatives aux principales entreprises du secteur.

En 2006, sur la base de cette méthodologie, la CRE, saisie sur le même tarif, avait considéré que, pour toute installation éolienne implantée en France continentale fonctionnant plus de 2 200 h/an (en équivalent pleine puissance), le tarif occasionnait une rentabilité des projets trop importante au regard de ce qui était nécessaire pour susciter l'investissement dans ces moyens de production, même dans l'hypothèse de coûts la plus conservatrice.

2- Hypothèses

L'analyse d'entreprises et de projets comparables conduit à retenir un financement par la dette de 60% et un niveau de rentabilité des fonds propres attendu de 9,6%. Des tests de sensibilité effectués sur ce niveau d'endettement ne remettent pas en cause la robustesse des résultats décrits ci-dessous.

Les hypothèses relatives aux coûts des projets sont établies sur la base des coûts exposés par les industriels de la filière. Les calculs sont effectués pour différents niveaux de production, afin de mesurer l'impact de la modulation du tarif à l'issue des 10 premières années de fonctionnement, en fonction de la production constatée. Les rentabilités sont examinées sur des plages de fonctionnement différentes pour les éoliennes implantées à terre et en mer, en raison d'un gisement de vent différent.

Les calculs se basent sur une durée de vie de l'installation de 20 ans. Les revenus à l'issue des 15 années du contrat d'obligation d'achat sont estimés à partir d'une valorisation de la production basée sur une hypothèse de prix de marché.

L'hypothèse retenue en 2006 d'un amortissement fiscal dérogatoire de l'investissement la première année, prévu à l'article 39AB du Code général des impôts (CGI), a été maintenue, compte tenu de l'adoption d'un amendement au projet de loi de finances pour 2009 visant à prolonger cet avantage jusqu'en 2013.

Les calculs intègrent, par ailleurs, une réduction de la taxe professionnelle. La valeur locative de l'investissement servant d'assiette à son établissement est diminuée de moitié, conformément aux dispositions de l'article 1518A du CGI. Si cette taxe devait être supprimée, comme cela a été annoncé le 23 octobre 2008 par le Président de la République pour les investissements engagés avant le 1^{er} janvier 2010, ou si l'exploitant bénéficie d'une diminution de 100% de la valeur locative de son investissement par délibération de la collectivité territoriale dans les formes prévues au dernier alinéa de l'article 1518A du CGI, la rentabilité se trouverait augmentée d'environ 0,5%.

Depuis 2006, sous l'effet combiné de la hausse des matières premières et d'une demande soutenue, le coût d'acquisition des équipements, qui représente environ 75% du coût de l'investissement, a augmenté d'environ 20%. Parallèlement, l'environnement économique s'est détérioré, conduisant à un durcissement des conditions de financement. La rentabilité des projets s'en trouve dégradée.

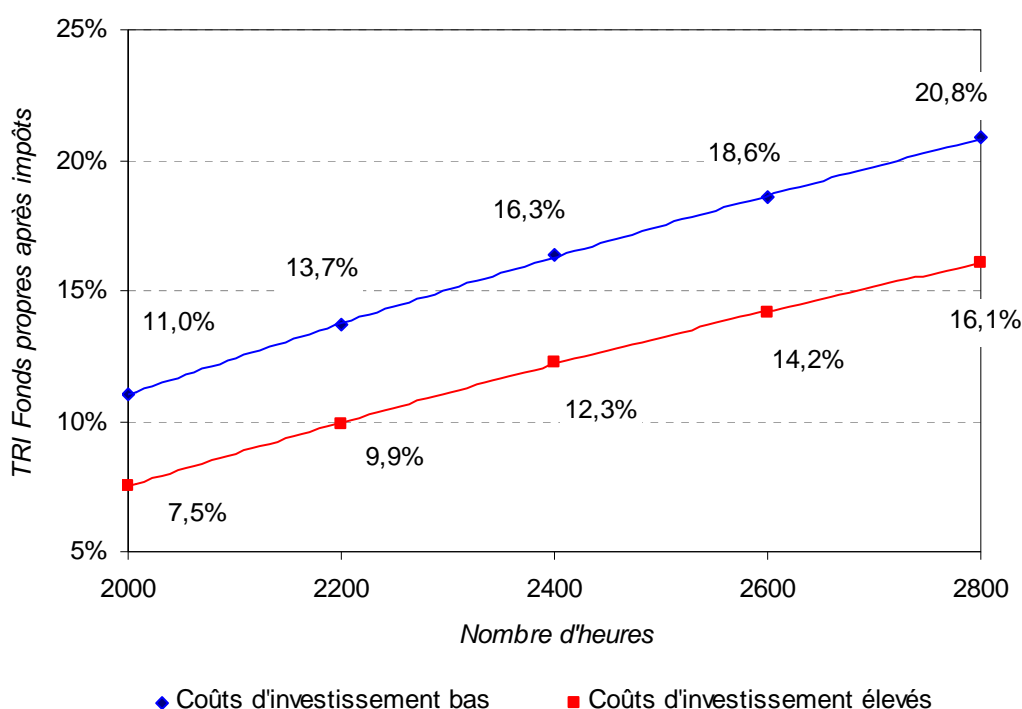
3- Résultats pour les éoliennes implantées en France métropolitaine

Il ressort des calculs que pour une centrale éolienne implantée en France métropolitaine, fonctionnant avec un taux de charge de 2 000 h/an, la rentabilité des projets est moyenne, voire faible. Dans ces conditions, seuls les projets dont les coûts sont bien maîtrisés généreraient une rentabilité suffisante.

Pour une installation fonctionnant 2 200 h/an, les rentabilités sont en ligne, voire supérieures aux rentabilités attendues par les investisseurs. Ces projets devraient trouver des financements dans le cadre des hypothèses de coûts retenues, et même dans le cas d'une augmentation modérée de celles-ci.

Pour une installation fonctionnant 2 400 h/an et plus, les rentabilités dégagées sont très supérieures à celles requises par les investisseurs. Pour ces projets, la CRE se prononce en faveur d'une dégressivité du tarif plus importante, de nature à diminuer la rémunération.

Rentabilité des fonds propres pour un projet éolien en métropole en fonction du facteur de charge et du coût d'investissement



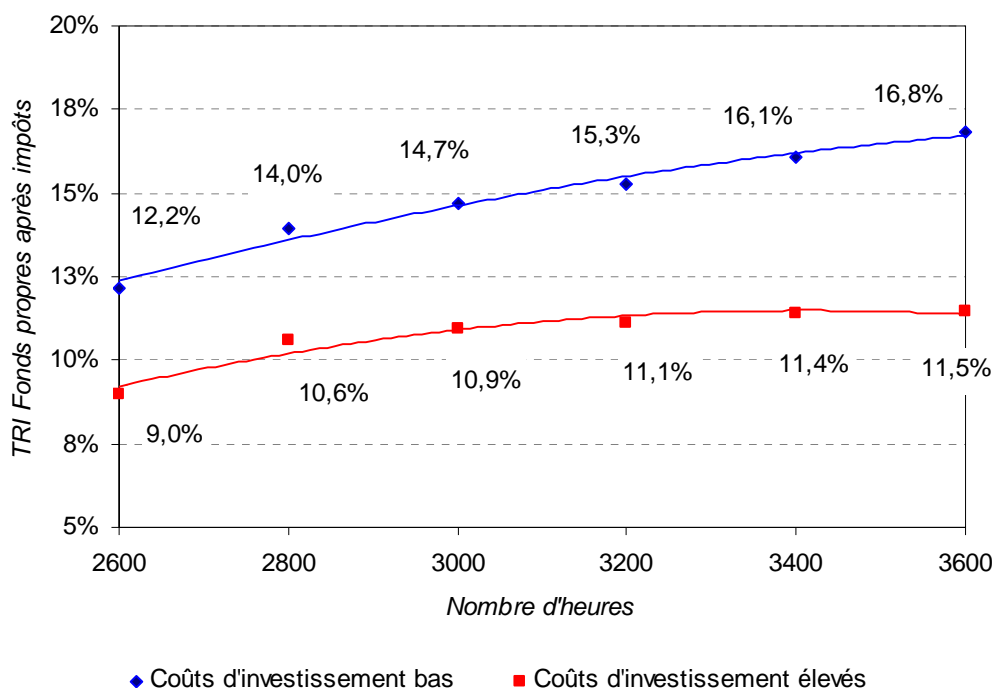
4- Résultats pour les éoliennes implantées sur le domaine maritime

Pour les installations implantées sur le domaine maritime, le tarif occasionne une rentabilité importante et permet un financement même en cas de dérive importante des coûts. Il devrait être diminué. La dégressivité se révèle mieux adaptée à l'augmentation de la production que pour les projets implantés à terre.

De plus, seuls les projets dont les surcoûts d'implantation le justifient devraient être éligibles à ce tarif. Les installations implantées sur le domaine portuaire, à proximité du rivage ou par faible profondeur, dont les coûts sont davantage comparables à ceux de centrales implantées à terre, outrepassent manifestement le critère de rentabilité normale des capitaux imposé par la loi.

Le tarif proposé est supérieur au prix de la grande majorité des projets soumis à l'occasion de l'appel d'offres portant sur des centrales éoliennes en mer, lancé en 2004. Sur ce constat, la CRE recommande qu'il soit exclusivement procédé par appel d'offres pour l'implantation d'éoliennes sur le domaine public maritime, sur des zones préalablement définies par l'Etat, afin de garantir une véritable concurrence sur les prix.

*Rentabilité des fonds propres
pour un projet éolien implanté sur le domaine maritime
en fonction du facteur de charge et du coût d'investissement*



5- Résultats pour les éoliennes implantées, dans les Départements d'outre-mer, à Saint-Pierre et Miquelon et à Mayotte

En l'absence d'une évaluation précise des avantages liés aux mesures fiscales qui accompagnent les investissements dans ces zones, la CRE estime qu'il n'est pas possible de se prononcer sur le critère de rentabilité.

Partie V – Charges de service public dues à l'éolien

En application de la loi du 10 février 2000, les charges de service public résultant des contrats d'achat éoliens sont compensées à EDF sur la base des prix de marché de gros de l'électricité. Le tableau qui suit détaille le montant de ces charges pour différentes hypothèses de prix de marché. Ce calcul ne prend pas en compte la compensation supplémentaire dont pourrait bénéficier EDF au titre de l'impact des aléas de production de l'éolien sur son périmètre d'équilibre. Le cas échéant, la question de la responsabilisation des producteurs vis-à-vis de la qualité de leur prévision de production devrait être posée.

*Estimation des charges annuelles de service public
imputables aux éoliennes
en fonction des prix de marché*

Prix de marché (€/MWh)	Objectif 2015 - 13 GW installés à terre - 4 GW installés en mer	Objectif 2020 - 19 GW installés à terre - 6 GW installés en mer
45	2,2 Mds€	3,2 Mds€
60	1,6 Mds€	2,3 Mds€
75	1,0 Mds€	1,5 Mds€

Ces charges s'annulent totalement pour un prix de marché de l'électricité supérieur à 100 €/MWh. Toutefois, si les prix de marché devaient durablement dépasser le tarif d'achat, l'évaluation des charges n'aurait plus de sens puisque les producteurs éoliens bénéficieraient d'une rémunération supérieure sur le marché. Le tarif deviendrait, de facto, inutile. Il serait en effet difficilement compréhensible qu'un moyen de production rentable sur le marché ait besoin d'aides de la puissance publique.

Les charges supportées par EDF sont financées par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), payée par les consommateurs finals d'électricité. Sur la base de la consommation prévue en 2015 et avec une assiette de TWh exonérés identique à ce qu'elle était en 2006 et 2007, 1 Mds€ de charges correspond à 2,5 €/MWh, soit une contribution annuelle pour un client résidentiel moyen au tarif bleu de 14 €TTC.

Partie VI – Conclusions

Analyse du gain pour la collectivité

Les tarifs proposés pour les installations implantées en France continentale et sur le domaine public maritime sont supérieurs au total des coûts de production évités sur le long terme au système électrique, augmenté de la contribution de la filière éolienne aux objectifs de la politique énergétique française, tel qu'évalué par la CRE. Par suite, ils sont susceptibles de méconnaître les dispositions de l'article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, précisées par le décret du 10 mai 2001.

Le développement de l'énergie éolienne doit être considéré comme un moyen, parmi d'autres, de parvenir à une diminution des impacts environnementaux de notre consommation d'énergie. Si le choix d'un tel moyen est rationnel dans les pays européens dont le parc de production conventionnel recourt majoritairement à l'utilisation de combustibles fossiles, comme l'Allemagne, l'Espagne ou le Danemark, il est d'une efficacité moindre en France métropolitaine, où 78% de l'électricité est produite par des centrales nucléaires et 10% par des centrales hydrauliques.

En raison de la part très limitée des énergies fossiles dans son parc de production d'électricité, la France est aujourd'hui l'un des pays industrialisés les plus performants en termes d'émissions de gaz à effet de serre par habitant.

Toutefois, la situation est différente en Corse, dans les départements d'outre-mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte où, du fait de la petite taille et de l'isolement des systèmes électriques, une bonne partie de la production d'électricité est assurée par des centrales au charbon et au fioul de faible puissance, relativement coûteuses et polluantes.

Le surcoût de production lié à l'introduction d'un parc de 17 GW d'éoliennes dans le système électrique français à l'horizon 2015 est estimé entre 1,7 et 2,1 Mds€/an, en comparaison d'une situation de référence où la production d'électricité serait assurée par des moyens conventionnels. Ce surcoût est hors de proportion avec les bénéfices résultant de la contribution de la production éolienne aux objectifs définis par la loi du 10 février 2000, évalués à 450 M€/an sur la base d'hypothèses majorantes. Au surcoût de production, il convient d'ajouter les coûts supplémentaires induits par l'éolien sur le système électrique. En effet, au-delà de 5 à 10 GW installés, la filière éolienne induit un coût supplémentaire en termes d'ajustement et de marges.

Le surcoût dû à l'éolien conduit à une valorisation de la tonne de CO₂ évitée entre 230 et 280 € et jusqu'à 490 € pour les éoliennes implantées en mer. A titre de comparaison, le coût budgétaire de l'intervention publique est évalué à 2 € par tonne de CO₂ économisée pour l'isolation thermique des parois opaques, à 31 € pour la mise en place de chaudières à condensation et à 97 € pour la mise en place de pompes à chaleur géothermales.

Il n'a pas été possible d'évaluer précisément les surcoûts résultant des objectifs en projet dans le cadre du « Grenelle de l'environnement ». Toutefois, compte-tenu des difficultés à moduler la production des centrales nucléaires, plus la pénétration de l'éolien s'accroît, plus la production éolienne se substitue à du nucléaire et plus il devient nécessaire, en contrepartie, de développer le parc de centrales

thermiques à flamme, mieux adapté aux variations de charge. Il en résulte que les coûts induits par l'éolien augmenteront au-delà du rapport de proportion entre le parc de 17 GW, sur lequel se base la présente évaluation, et celui de 25 GW, qui correspond à l'objectif visé, tandis que le bilan environnemental devrait se dégrader.

Rentabilité des projets

Bien que dégradée en comparaison de la situation constatée en 2006, la rentabilité des projets reste, dans la plupart des cas, très satisfaisante. Elle est même jugée manifestement excessive pour les installations implantées en France continentale fonctionnant 2 400 h/an ou plus (en équivalent pleine puissance) et pour les installations implantées sur le domaine portuaire, à proximité du rivage ou par faible profondeur, qui bénéficient du tarif applicable aux installations implantées sur le domaine maritime alors que leurs coûts sont davantage comparables à ceux de centrales implantées à terre.

Pour les installations implantées sur le domaine public maritime, la CRE considère qu'il serait possible d'obtenir de meilleurs prix d'une mise en concurrence des opérateurs sur des zones prédéfinies par l'Etat. Un tel processus serait de nature à favoriser le consensus sur le choix du site, à simplifier l'obtention des autorisations administratives et à générer une véritable concurrence sur les prix.

Charges de service public dues à l'éolien

La part du surcoût de l'éolien pris en charge par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) dépendra du niveau des prix sur le marché de gros de l'électricité. A l'extrême, la filière éolienne pourrait contribuer à une diminution des charges de service public. Sur le long terme, cette perspective reste théorique puisqu'en cas d'anticipation de prix durablement supérieurs aux tarifs d'achat, les producteurs auraient intérêt à résilier leur contrat pour vendre leur électricité sur le marché. Il serait, d'ailleurs, difficilement compréhensible qu'un moyen de production rentable sur le marché ait besoin d'aides de la puissance publique.

En conclusion, la Commission de régulation de l'énergie formule un avis défavorable au projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.

Fait à Paris, le 30 octobre 2008

Pour la Commission de régulation de
l'énergie,

Le Président

Philippe de LADoucETTE