

**« Eolien et intégration marché, étude comparée des schémas de financement »  
- Octobre 2013 -**



Pour France Energie Eolienne



Table des matières

1	Synthèse .....	3
2	Contexte et objectifs de l'étude .....	7
2.1	Contexte de l'étude .....	7
2.2	Objectif de l'étude.....	7
2.3	Périmètre de l'étude .....	7
2.4	Note sur l'étude FEE / E-CUBE Février 2013.....	8
3	Schémas de financement .....	8
3.1	Présentation des schémas de financement.....	8
3.1.1	Zoom sur une méthode pour fixer le niveau de la prime : Appels d'offres .....	9
3.1.2	Zoom sur différents schémas de financement.....	9
3.2	Critères d'analyse de l'efficacité d'un schéma de financement .....	11
3.2.1	Présentation des critères.....	11
3.2.2	Analyse sur les critères .....	12
4	Analyse d'impact sur trois critères économiques clefs.....	12
4.1	Critères étudiés .....	12
4.2	Distorsion du marché .....	13
4.2.1	Risques Marché .....	14
4.2.2	Inefficiences de marché .....	19
4.2.3	Analyse au regard des mécanismes de financement .....	25
4.2.4	Conclusions .....	26
4.3	Optimisation de la production éolienne par rapport aux signaux marchés.....	26
4.3.1	Maintenance .....	27
4.3.2	Localisation.....	28
4.3.3	Participation aux réserves d'équilibrage.....	29
4.3.4	Prévisions .....	30
4.3.5	Stockage.....	30
4.3.6	Analyse au regard des mécanismes de financement .....	31
4.3.7	Conclusions .....	32
4.4	Coûts de financement.....	32
4.4.1	Importance et structure des coûts de financement.....	32
4.4.2	Analyse au regard des mécanismes de financement et de la convergence marché .....	33
4.4.3	Mise en regard avec la maîtrise de la dépense publique et des rentes.....	35
4.4.4	Durée de financement.....	37
4.4.5	Conclusions .....	38

- Cette étude s'appuie entre autres sur des données issues d'interview avec des industriels de l'éolien membre de FEE (fabricant, exploitant, institutions financières). L'utilisation de ces données est précisée en note.

## 1 Synthèse

---

Le schéma de financement des énergies renouvelables est un élément clef de leur développement dont il détermine en grande partie le rythme et le coût. Historiquement, la France, et d'autres pays européens comme l'Allemagne et l'Espagne, ont opté pour un schéma de tarifs d'obligation d'achat (*Feed-in Tariff* ou FiT). Certaines réflexions actuelles sur l'évolution du financement des renouvelables proposent un rapprochement progressif du financement des filières les plus matures, dont l'éolien *onshore*, vers un mécanisme de « marché ». Il s'agit de la « convergence marché » du dispositif actuel.

Le champ du possible en termes de schémas de financement des renouvelables comprend quatre grands modèles : le FiT, la prime *ex-post*, la prime *ex-ante*, les quotas (certificats verts). Ces schémas présentent différents degrés de convergence marché. Aux extrêmes, elle est faible pour le FiT et forte pour les quotas. Pour de mêmes volumes de développement de l'éolien, la convergence marché est sensée répondre à deux objectifs :

- Maîtriser les distorsions du marché liées au développement de l'éolien ;
- Optimiser la production éolienne par rapport aux signaux marchés.

L'étude s'attache à détailler les enjeux économiques sous-jacents à ces objectifs et à analyser la capacité des schémas de financement à y répondre.

### **Les distorsions du marché liées au développement de l'éolien sont secondaire à court terme (avant 2020)**

**On peut identifier deux principales distorsions de marché auxquelles le développement actuel de l'éolien peut contribuer : le risque de surcapacité et la formation de prix négatifs.**

En remarque liminaire soulignons que l'efficacité de l'actuel marché « pur-énergie » est remise en question, en particulier dans une situation de surcapacité, indépendamment du sujet « développement des renouvelables ». La vague de mise en place de mécanismes de capacité dans les années 2000 aux Etats-Unis et les initiatives récentes en Europe, y compris en France, l'illustrent.

Deuxièmement, le marché actuel de l'électricité peut être pénalisé par un ensemble de facteurs liés à la vitalité de la concurrence : les volumes hors marché représentent 67% de la demande, la production reste par ailleurs très concentrée avec un HHI de 8458<sup>1</sup>.

Les risques de surcapacité (et en miroir de sous-capacité) se traduisent par une faible visibilité sur les prix de l'électricité et de fortes variations.

Les producteurs conventionnels subissent aujourd'hui une très forte surcapacité et ont vu la rentabilité de leurs actifs se dégrader fortement<sup>2</sup>.

L'éolien est un contributeur – secondaire en France – parmi d'autres à ce risque de surcapacité. Les plus impactants sont stagnation ou réduction de la consommation, dégradation du solde exportateur, renversement de la compétitivité charbon/gaz, amélioration de la disponibilité du parc nucléaire et décisions d'investissement des acteurs.

**L'incertitude sur le rythme de développement de l'éolien a probablement contribué entre 2% et 10% à la surcapacité actuelle, et reste donc secondaire. A l'horizon 2020-2025, les incertitudes relèvent surtout de la politique électronucléaire.** Le scénario 50% de nucléaire représente une

---

<sup>1</sup> Herfindahl-Hirschman-Index - L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants. Un HHI supérieur à 2000 témoigne d'un marché très concentré

<sup>2</sup> Abandons de projets d'investissement (E.ON France pour le CCG Hornaing fin 2012), mises sous cocon (Centrale Cycfos de GDF SUEZ début 2013), procédures de sauvegarde (CCG de Pont sur Sambre)

incertitude de plus de 125 TWh sur une demande de l'ordre de 600 TWh à l'horizon 2025. C'est un ordre de grandeur de plus que l'incertitude sur la production éolienne.

Deuxièmement, l'éolien est un facteur de la formation des prix négatifs. Les prix négatifs reflètent l'arrêt couteux de groupes de production alors que d'autres unités (éolien, solaire ou hydro au fil de l'eau) pourraient être plus efficaces pour moduler leur puissance à la baisse, ce qui constitue une inefficacité marché. **L'apparition de prix négatifs est aujourd'hui limitée à une dizaine d'heures par an en France. Elle devrait en moyenne rester inférieure à la centaine d'heures avant 2020 pour 25 GW d'éolien installés à cette date soit environ 1% des heures.**

**Le potentiel d'optimisation de la production éolienne par rapport aux signaux marché est marginal dans l'économie de l'éolien.**

Contrairement à la majorité des centrales utilisant du combustible, la production d'un parc éolien dépend d'un facteur externe non maîtrisable : le vent.

**Malgré quelques leviers disponibles** (positionnement des maintenances, localisation...), **l'optimisation de la production éolienne par rapport aux signaux marché est à court terme marginale dans l'économie globale de l'éolien (< 3%).**

Au-delà, la convergence marché modifie l'équilibre entre maîtrise des coûts de financement, maîtrise de la dépense publique et le contrôle des revenus des développeurs éolien afin d'éviter l'apparition de rentes.

**Les schémas présentant une convergence marché la plus forte, prime *ex-ante* et quotas, répondent en partie aux enjeux de maîtrise des distorsions marché et d'optimisation mais font peser un risque fort de paralysie de la filière et de remise en cause l'engagement des 3x20.**

**La prime *ex-ante* et les quotas n'empêchent pas les prix négatifs mais les limitent.** Les prix ne peuvent pas descendre en dessous de respectivement la prime, ou la valeur des certificats verts. Ces schémas permettent par ailleurs d'envoyer des signaux d'optimisation par rapport au marché.

**Une forte convergence marché pourrait à l'inverse se traduire par une augmentation importante des coûts de financement** de l'éolien en réaction à la forte augmentation des risques marchands dans le modèle d'affaires. Notre modélisation, qui s'appuie sur des entretiens avec des institutions financières représentant à date près de 50% du financement de l'éolien installé en France et avec des industriels de l'éolien (développeurs, fabricants), montre que le CMPC<sup>3</sup> pourrait atteindre 6% à 8% à comparer à un CMPC actuel de ~5/6%. Compte tenu de la part prépondérante de l'investissement dans son modèle d'affaires, cela pourrait entraîner une hausse du LCOE<sup>4</sup> de l'éolien de plus de 10% et risquer une paralysie de la filière. L'éolien étant la filière EnR la plus mature, cette paralysie compromettrait l'atteinte de l'engagement 3x20.

**Par ailleurs, si le schéma de prime *ex-ante* permet bien une meilleure maîtrise de la variabilité de la dépense publique en fonction du prix de l'électricité, cela se fait au détriment de la maîtrise du volume moyen de dépense publique et de l'apparition de rentes.**

**Le mécanisme de prime *ex-post* permet une certaine convergence marché mais comporte quelques risques (exclusion des petits acteurs, complexité)**

**Le schéma de type prime *ex-post* est relativement semblable au FiT concernant les prix négatifs et les risques.** En effet, la prime *ex-post* est égale à l'écart entre le prix marché et un prix cible fixe. L'opérateur éolien bénéficie donc d'un revenu constant quand les prix sont négatifs ou quand les prix marché s'écroulent en situation de surcapacité.

---

<sup>3</sup> Coût moyen pondéré du capital

<sup>4</sup> Levelised Cost of Energy

Par rapport au FiT, ce schéma fait surtout peser la responsabilité de commercialisation de l'électricité, et les risques de performance associés, sur l'exploitant éolien. Compte tenu de la complexité de cette activité et la valeur importante de l'agrégation massive, cela risque de se traduire par une barrière à l'entrée pour les petits acteurs.

**Le FiT est au final un schéma de financement plutôt équilibré d'autant plus que des évolutions marginales permettent de limiter les distorsions marché et d'envoyer des signaux d'optimisation de la production éolienne.**

Si le FiT n'est pas toujours le plus efficace sur chacun des critères de notation, il présente au final un bilan équilibré comparé aux autres schémas de financement.

**Par ailleurs, trois évolutions permettent d'activer quelques leviers d'optimisation et de prévenir l'apparition de prix négatifs :**

- Moduler à la baisse la production éolienne lorsque les prix descendent sous un certain seuil négatif ou nul. Cette modulation doit être compensée pour ne pas dégrader l'économie de la filière ;
- Réaliser le transfert progressif du rôle de responsable d'équilibre aux exploitants ;
- Engager un test de participation volontaire et rémunéré de l'éolien aux réserves tertiaires à la baisse.

**Elles sont de plus un moyen de commencer à préparer progressivement les acteurs de l'éolien à la gestion des problématiques marché.**

Enfin, quel que soit le mécanisme de financement, le maintien autant que possible<sup>5</sup> d'une trajectoire de développement de l'éolien stable et prévisible permet d'éviter qu'il constitue une incertitude supplémentaire concernant le risque de surcapacité.

**L'objectif long terme d'intégration complète de l'éolien au marché est questionnable en soit.**

Au-delà du court terme, l'analyse des schémas de financement soulève par ailleurs des questions sur l'objectif long terme d'intégration complète de l'éolien au marché.

Contrairement aux centrales fossiles pour lesquelles les marchés envoient chaque jour de précieux signaux d'arbitrages économiques (ex : gaz/charbon, maintien en chauffe/arrêt complet, ...), l'éolien dispose d'une très faible marge de manœuvre en exploitation.

En conséquence, les signaux marché n'auront un impact significatif que lors de la décision d'investissement. Hors c'est justement sur les horizons longs que les signaux marché sont les moins précis (ex : plus aucune liquidité sur les *futures* au-delà de 2/3 ans à comparer à 6 à 8 ans pour mettre en place un projet éolien et plus de 20 ans de durée de vie). Les incertitudes liées à cette faiblesse des signaux marché, risquent de se traduire par une forte augmentation des coûts de financement voire l'impossibilité de réaliser des projets.

Ce constat n'est pas limité à l'éolien. La filière nucléaire, qui présente elle aussi des investissements très élevés, est confrontée à la même problématique. L'utilisation du dispositif de *Contract For Differences*<sup>6</sup> pour l'électronucléaire au Royaume-Uni l'illustre. Même le modèle d'affaires des CCG, ne s'envisage aujourd'hui rarement sans un minimum de revenus garantis : appel d'offres pour la centrale au gaz de Landivisiau en Bretagne (Direct Energie - 2012), accord sur un revenu de sécurisation du réseau pour la centrale d'Irsching en Bavière (E.ON - 2013), appel d'offres Turbine Gaz Vapeur en Belgique (2012-2013)

---

<sup>5</sup> D'autres facteurs, comme l'atteinte d'objectif environnementaux, sociaux et économiques pour la collectivité, peuvent nécessiter des adaptations

<sup>6</sup> Prime ex-post afin de garantir un prix de vente minimum.



La mise en place d'un mécanisme de capacité pourrait corriger en partie cette situation. Mais il est possible qu'à l'atteinte de la compétitivité par l'éolien, les *markets-designs* et les pratiques de marché soient radicalement différents.

## 2 Contexte et objectifs de l'étude

---

### 2.1 Contexte de l'étude

Les schémas de financement des énergies renouvelables sont un élément clef de leur développement dont elles déterminent en grande partie le rythme et le coût.

Historiquement, la France, et d'autres pays européens comme l'Allemagne et l'Espagne, ont opté pour un schéma de tarifs d'obligation d'achat (*FiT*). Ce mécanisme garantit un revenu fonction uniquement de l'énergie produite sur une durée déterminée (ex : 15 ans pour l'éolien).

Le schéma de financement fait régulièrement l'objet de réflexions quant à son évolution. Un des axes au cœur des réflexions actuelles est la convergence du financement des filières les plus matures, dont l'éolien *onshore*, vers l'intégration marché. Le livre vert de la Commission Européenne<sup>7</sup> y fait écho dans ses conclusions : « Divers défis n'avaient pas été abordés à l'époque du paquet «énergie et climat» de 2009 [...] l'impact d'un grand nombre de mécanismes de soutien nationaux différents pour les énergies renouvelables sur l'intégration du marché a été sous-estimé. »

L'apparition de prix négatifs en France, qui même si elle reste exceptionnelle (de l'ordre de la dizaine d'heures en 2012/2013) est perçue par des acteurs de marché comme un symptôme de premiers impacts des énergies renouvelables sur les marchés.

La mise en place de mécanismes de financement s'appuyant les marchés est par ailleurs devenue une réalité dans d'autres pays européens comme en Allemagne où les producteurs disposent depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012 d'une option de valorisation au marché majorée d'une prime calculée ex-post souligne le fait qu'il s'agit d'un thème d'actualité.

### 2.2 Objectif de l'étude

Cette étude a pour objectif de présenter les différents schémas de financement de l'éolien et de les analyser au regard de deux critères au cœur des argumentations sur l'intégration marché du développement éolien :

- **les distorsions du marché**
- **l'optimisation de la production éolienne par rapport aux signaux marchés**

Compte tenu de son importance pour la maîtrise des coûts, un troisième critère est intégré à cette étude. Il s'agit de **l'impact sur le coût de financement** de la convergence marché.

L'objectif de cette étude est d'analyser les enjeux de la convergence du financement de l'éolien vers les mécanismes marché au regard de ces trois critères et d'identifier des alternatives.

### 2.3 Périmètre de l'étude

Cette étude vise à analyser les enjeux de la convergence du financement de l'éolien vers l'intégration marché sous un horizon court terme : 2015. Elle intègre par ailleurs des perspectives sur un horizon

---

<sup>7</sup> Un cadre pour les politiques en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 – 27/03/2013

plus long terme : 2020 à 2030. Au-delà, les scénarios de très long terme incluant une prédominance des productions renouvelables ne sont pas analysés<sup>8</sup>.

Le périmètre géographique de l'étude est la France. En conséquence l'impact du développement des renouvelables à l'étranger ou la convergence vers le « *Target Model* » de la Commission Européenne pour les marchés de l'électricité européens ne sont pas détaillés.

Comme détaillé dans le point précédent, l'étude se penche spécifiquement sur trois critères : les distorsions du marché, l'optimisation de la production éolienne par rapport aux signaux marchés et l'impact sur le coût de financement de la convergence marché.

## 2.4 Note sur l'étude FEE / E-CUBE Février 2013

FEE/E-CUBE ont publié une étude en février 2013 sur « La valeur et les coûts de l'éolien sur le système électrique français ».

Cette étude visait à dresser un bilan macro-économique de l'éolien sur le système électrique. Elle se positionnait au dessus du mécanisme de financement de l'éolien, de l'efficacité du marché ou des interactions entre acteurs. Des thèmes qui sont abordés dans l'étude actuelle.

Cette étude estimait à 52 €/MWh la valeur de l'éolien en 2011. Cette valeur était principalement portée par la substitution de la production éolienne à l'utilisation de combustibles fossiles (i.e. le système électrique français consomme moins de gaz, charbon et fioul). Dans ce contexte le bilan de l'éolien en 2011 était d'environ -35 €/MWh, c'est-à-dire la différence entre le tarif d'obligation d'achat et cette valeur.

Sur les scénarios de prix des combustibles utilisés<sup>9</sup>, l'étude prévoyait l'atteinte de l'équilibre à horizon 2025. Cela était en partie dû à la contribution de l'éolien à la gestion des pics de consommation. L'étude estimait que cette contribution « capacitaire » représentera entre 5 et 10 €/MWh à horizon 2025.

L'étude est disponible publiquement sur le site de FEE et peut être consultée pour plus de détail sur les analyses et résultats.

## 3 Schémas de financement

---

### 3.1 Présentation des schémas de financement

L'objectif d'un schéma de financement est de soutenir le développement de la filière éolienne qui ne peut pas être assuré par le marché seul. Un ensemble de caractéristiques complexes définissent un schéma de financement :

- **La structure de la rémunération** : FiT, Prime ex-post complémentaire de la vente d'énergie sur les marchés, Prime ex-ante bonifiant la vente d'énergie sur les marchés
- **Le format de la rémunération** : Energie (€/MWh), Capacité installée (€/kW/an), Autres (ex : crédit d'impôt, prime à l'investissement, prêt à taux zéro ...). De manière générale le passage

---

<sup>8</sup> Ces scénarios de très long terme (ex : 2050) intègre des problématiques de rupture sur la gestion des énergies renouvelables comme par exemple le développement massif du stockage de l'énergie ou le *power-to-gas*

<sup>9</sup> Scénarios repris sur l'étude UFE « Electricité 2030, quels choix pour la France »



d'une rémunération en €/MWh à une prime en €/kW limite ou supprime l'incitation à maximiser la production et donc la valeur pour le réseau.

- **La méthode pour fixer le niveau de la prime / FiT** : Régulée (la prime est fixée par le gouvernement / régulateur), Appel d'offres (le montant est fixé lors de l'organisation d'un appel d'offre compétitif), Quotas et marché de certificats verts (la prime est fixée par un marché)
- **La durée du financement** (15 ans aujourd'hui)
- **D'autres caractéristiques spécifiques** : Contraintes ou objectifs de production (ex : écrêter la production pendant les périodes de prix négatif), Périmètre de responsabilité (ex : écarts, prévisions), option d'achat de l'énergie après la fin du financement, rééquilibrage de la prime par rapport aux conditions de vent (pour éviter les phénomènes rentes)

### 3.1.1 Zoom sur une méthode pour fixer le niveau de la prime : Appels d'offres

On peut citer à titre d'exemple les appels d'offres photovoltaïque ou l'appel d'offres lancé par la CRE en 2011 pour un Cycle Combiné Gaz.

L'objet de l'appel d'offres peut être le montant du FiT, le prix seuil dans un schéma prime *ex-post*, ou la prime *ex-ante*. Ce schéma de financement ne conditionne donc pas en lui-même les risques pesant sur la rémunération du producteur.

Sa principale différence par rapport aux trois premiers schémas décrits ici (FiT, prime *ex-post*, prime *ex-ante*) est qu'il permet un contrôle du volume à la place de la rémunération. A noter que comme pour les quotas, ce schéma garantit que les objectifs de volume ne seront pas dépassés, mais pas qu'ils seront atteints.

L'appel d'offres permet de maîtriser plus finement la trajectoire en fixant un maximum. Il n'assure cependant pas son respect absolu (ex : *éolien offshore*). Par ailleurs, même si c'est fonction de ses paramètres, l'appel d'offres favorise plutôt les grands acteurs.

### 3.1.2 Zoom sur différents schémas de financement

On peut imaginer de multiples schémas de financement issus des différentes combinaisons possibles. Nous retiendrons ci-dessous quatre grands modèles représentatifs de l'ensemble des possibles.

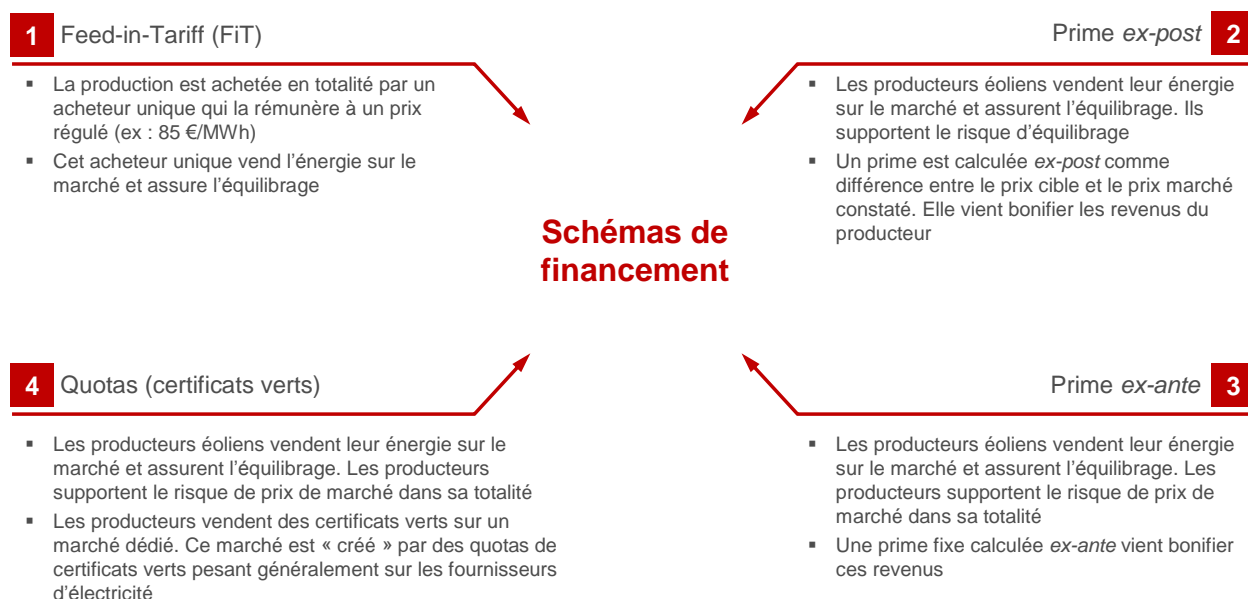


Figure 1

Au-delà de ces cinq grands schémas, des zooms spécifiques sur le format de la rémunération (€/MWh, €/kW/an) seront réalisés dans les chapitres « distorsions du marché » et « optimisation de la production éolienne par rapport aux signaux marché ». Enfin l'impact de la durée du financement sera abordé dans le chapitre sur les « coûts de financement ».

### 3.1.2.1 *Feed-in-Tariff (FiT ou tarif d'obligation d'achat)*

Il s'agit de l'actuel schéma de financement de l'éolien en France.

Dans ce mécanisme de financement, la production éolienne est achetée en totalité par un « acheteur unique » qui la rémunère à un prix quasi-constant<sup>10</sup> (ex : 85 €/MWh) sur la durée du contrat (15 ans pour l'éolien). Ce tarif d'achat est arrêté après avis du Conseil Supérieur de l'Energie et de la Commission de Régulation de l'Energie. L'acheteur unique (EDF) est compensé par la CDC (Caisse des dépôts et consignations) de l'écart entre la valeur marché de l'électricité et le tarif. Le financement de cette compensation est intégré à une taxe sur la consommation d'électricité, la CSPE.

Dans ce schéma de financement, le coût marginal de la production éolienne est fixé, mais le volume n'est pas directement contrôlé. Il peut l'être de manière indirecte au travers d'ajustements du tarif à la hausse ou à la baisse engagés régulièrement en fonction du rythme de développement de l'éolien. Aujourd'hui, il n'existe pas de révision automatique de ce tarif.

La structure et le format de la rémunération est simple : un tarif fixe en €/MWh.

Ce schéma peut intégrer plusieurs évolutions marginales afin de s'inscrire dans une première convergence marché. Ces évolutions sont présentées en synthèses et détaillées dans le chapitre « Analyse d'impact sur trois critères économiques clefs »

### 3.1.2.2 *Prime ex-post (Contract-For-Differences)*

Ce type de schéma existe en Allemagne depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012 (EEG 2012 33g), ou au Royaume-Unis (*Contract-for-Differences*).

Dans ce mécanisme de financement, les producteurs éoliens doivent vendre leur énergie sur le marché de gros<sup>11</sup> et assurer l'équilibrage de leur production. Une prime est calculée a posteriori pour compenser la différence entre un prix cible, ou *strike price*, et un prix marché de référence<sup>12</sup>. Ce prix cible est supérieur au niveau du FiT afin de compenser les nouvelles tâches de commercialisation et d'équilibrage. Le prix marché de référence reflète quant à lui la performance moyenne de commercialisation de l'électricité par les producteurs.

En conséquence, dans ce schéma de financement le producteur éolien n'est pas exposé à un risque sur le niveau des prix marché, mais à un risque sur sa performance commerciale par rapport à la moyenne des autres producteurs et l'adéquation de sa courbe de production par rapport aux besoins du marché (qui en théorie sont reflétés dans les prix).

Si la structure de la rémunération change par rapport au FiT, le contrôle du couple volume/rémunération (rémunération fixée) et le format (€/MWh) est identique.

---

<sup>10</sup> Ce prix peut être modulé par une indexation (ex : correction de l'inflation) et est en France réduit durant les cinq dernières années. Cette réduction vise à corriger en partie le différentiel de revenus entre les actifs les plus performants et les moins performants (ex : bonnes conditions de vent).

<sup>11</sup> Marché énergie puis capacité à la mise en place du mécanisme

<sup>12</sup> A noter que si le prix marché est supérieur au prix cible, l'exploitant éolien reverse la différence.

### 3.1.2.3 Prime ex-ante

Ce type de schéma existait en Espagne comme choix alternatif au FiT. L'exploitant pouvait cependant choisir à n'importe quel moment de passer d'un choix à l'autre. Il a été suspendu début 2012 tout comme le *FiT*.

Dans ce mécanisme de financement, une prime en €/MWh est fixée ex-ante. Le producteur éolien vend son énergie sur le marché. La prime vient bonifier ses revenus.

Dans ce schéma le producteur éolien est exposé à un risque marchand sur l'ensemble de la part marché. Dans la situation actuelle, cela correspond à un risque sur ~50% des revenus. Le dispositif peut être adapté, ce fut le cas en Espagne, pour ajouter des seuils plafond et plancher sur le revenu du producteur. Cette adaptation a pour conséquence une limitation des risques.

Le contrôle du couple volume/rémunération (rémunération fixée) et le format (€/MWh) est identique au FiT.

### 3.1.2.4 Quotas (certificats verts)

Il s'agit du cas Suédois avec un mécanisme de quotas dans lequel le producteur EnR valorise sur les marchés à la fois la valeur physique de l'électricité sur le marché de l'électricité comme n'importe quel autre producteur et la valeur « verte » sur le marché des certificats verts organisé par SKM Svensk KraftMäkling. Le marché des certificats verts est « créé » par des quotas de certificats verts pesant généralement sur les fournisseurs d'électricité. Le prix du certificat vert est limité à la hausse par la pénalité de non respect des quotas.

Dans ce schéma, le producteur éolien doit commercialiser son électricité et ses certificats verts. En conséquence, un risque marchand pèse sur la totalité de sa rémunération.

Contrairement aux schémas précédents, le mécanisme permet un contrôle du volume, mais pas de la rémunération, ni de la dépense publique (induite par l'obligation de respecter des quotas).

## 3.2 Critères d'analyse de l'efficacité d'un schéma de financement

### 3.2.1 Présentation des critères

Un mécanisme de financement vise à poursuivre deux objectifs : le développement d'une filière et la maîtrise des coûts pour la collectivité.

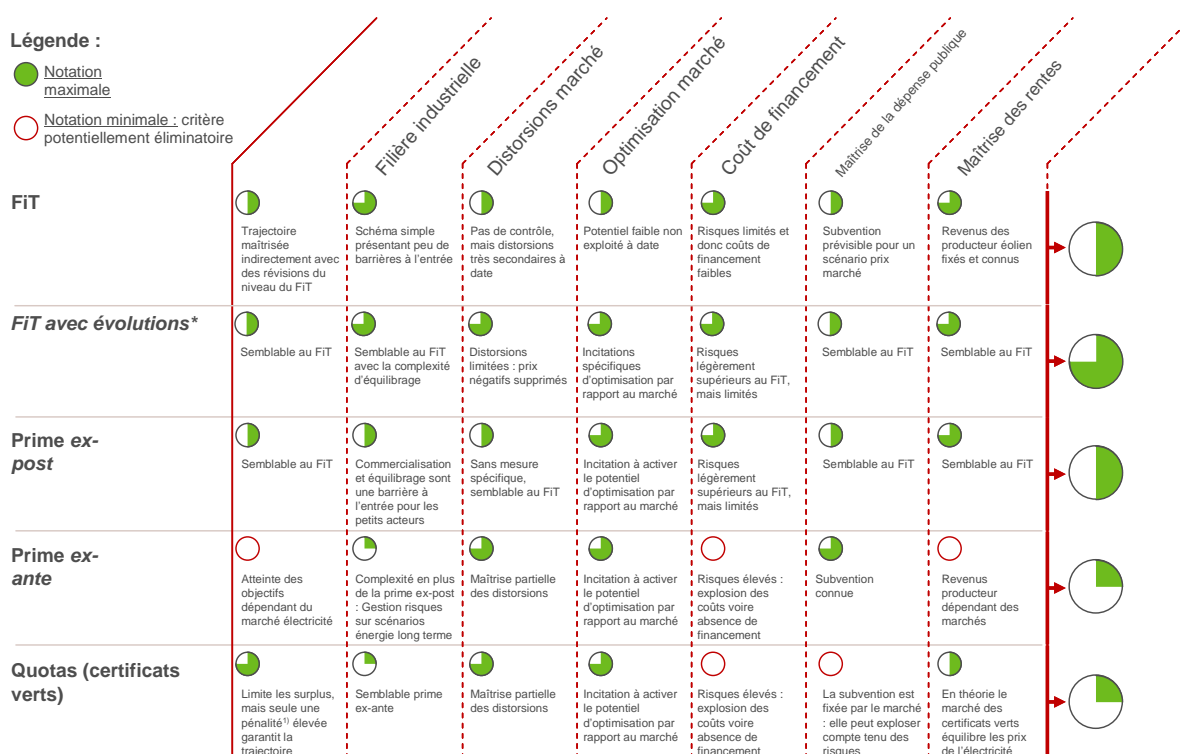
On peut identifier sept critères structurant l'efficacité d'un schéma de financement par rapport à ces objectifs :

- **Respect des objectifs de volume** : Capacité du schéma de financement à contrôler le rythme de développement de la filière, et à respecter les objectifs 3x20 ;
- **Structuration de la filière industrielle** : Capacité du schéma à stimuler la concurrence dans la filière éolienne et à permettre le développement des grands acteurs (déjà présents sur la production classique) comme des petits. De fait, le mécanisme de financement peut aussi structurer l'impact sur l'emploi et la capacité à exporter ;
- **Maîtrise des distorsions du marché** : Capacité du schéma à limiter les impacts du développement éolien sur le marché de l'électricité, en particulier sur les risques et l'efficacité du marché ;
- **Optimisation de la production éolienne par rapport au marché** : Capacité du schéma de financement à transmettre les signaux économiques d'optimisation de la production éolienne par rapport aux coûts marché ;
- **Coût de financement de l'éolien** : Impact du schéma de financement sur les coûts de financement de l'éolien qui sont de premier ordre dans l'économie de cet actif.

- **Maîtrise de la dépense publique** : Il s'agit de l'impact sur la CSPE, son volume et sa variabilité ;
- **Maîtrise de l'apparition de rentes** : Il s'agit d'éviter que des acteurs privés de la chaîne de valeur éolien bénéficient de rentes du fait d'un positionnement particulièrement favorable (beaucoup de vent) ou d'un retournement des conditions de marché.

### 3.2.2 Analyse sur les critères

L'analyse des mécanismes de financement au regard de ces critères est réalisée pour une même trajectoire de développement de l'éolien, c'est-à-dire l'atteinte des objectifs 3x20. Une remise en cause des 3x20 modifierait fondamentalement les objectifs du schéma de financement et donc cette analyse.



\*En intégrant les proposition d'évolution sur la base du FIT présentées dans cette étude  
 1) Pénalité de non atteinte du quota pour les fournisseurs  
 Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 2

Concernant les deux premiers critères présentés dans le tableau ci-dessus, les résultats présentés sont de premiers éléments d'analyse généraux. L'étude se concentre sur les trois critères les plus quantifiables : Maîtrise des distorsions du marché, Optimisation de la production éolienne par rapport au marché, Coût de financement de l'éolien. Les deux derniers critères (Maîtrise de la dépense publique, maîtrise de l'apparition de rentes) sont abordés comme question connexe aux coûts de financement dans le dernier chapitre.

## 4 Analyse d'impact sur trois critères économiques clefs

### 4.1 Critères étudiés

Cette étude se penche sur trois critères au cœur des argumentations sur l'intégration marché du développement éolien :

- **Les distorsions du marché** : Dans le cadre de financement actuel, le développement de la production éolienne n'est pas conditionnée par des signaux marchés, mais par la politique du gouvernement qui définit le niveau du FiT. Ce développement parallèle porte des risques de perturbation du marché. Il réduit la taille de marché pour les autres actifs conventionnels, mais c'est l'objectif même de la politique de développement de l'éolien que de favoriser cette technologie. Cependant le développement de l'éolien peut faire peser des risques additionnels sur les modèles d'affaires des actifs relevant du domaine compétitif et limiter l'efficacité du marché. **Cette première partie vise à estimer l'ampleur des distorsions du marché dues à l'éolien.**
- **Optimisation de la production éolienne par rapport aux signaux marchés** : La rémunération de l'énergie éolienne est fixe dans le temps, hors les prix de marché varient selon les heures de la journée et les saisons. Par ailleurs, les actifs de production sur le marché doivent aussi limiter leurs écarts par rapport à leurs prévisions et participer à l'équilibrage du système électrique. Une intégration au marché serait une incitation à agir sur les différents leviers de la production éolienne. L'éolien ayant un contrôle limité de sa production, elle est dite « fatale », ses leviers sont limités par rapport aux actifs classiques à des actions spécifiques comme le positionnement des maintenances ou la localisation du parc. **Cette deuxième partie vise à estimer le potentiel d'optimisation de la production éolienne par rapport à des signaux marché.**
- Compte tenu de son importance pour la maîtrise des coûts, un troisième critère est intégré à cette étude. Il s'agit de **l'impact sur le coût de financement** de la convergence marché.

## 4.2 Distorsion du marché

En Europe, la libéralisation des marchés de l'électricité a été engagée depuis la fin des années 1990 (Directive 96/92/CE). Cette libéralisation a conduit au cours des années 2000 à une transition vers des mécanismes de marché pour les échanges dits « de gros ». Ce marché de gros s'est structuré en France sur un schéma dit « pur-énergie », c'est-à-dire portant exclusivement sur l'échange d'énergie (MWh) : *spot day-ahead, spot intraday, futures* ...

C'est ce marché de gros qui valorise les centrales de production d'électricité. Dans ce cadre, un producteur réalisant un investissement dans une centrale doit traditionnellement faire face à deux problématiques :

- **Des risques** tout au long de la durée de vie, particulièrement longue (20-25 ans voire plus), des centrales : forme et volume de la demande, décisions d'investissement des autres acteurs, prix des combustibles, ruptures technologiques, rupture de *market design*. Ces risques font partie intégrante de l'activité des producteurs d'électricité qui l'intègrent dans leur modèle d'affaires. Les pertes d'un acteur liées à la réalisation d'un risque défavorable ne sont pas *a priori* une anomalie économique
- **Des inefficiences de marché** : inefficiences structurelles, pouvoirs de marché des acteurs, liquidité de l'aval (marché de détail). Au premier ordre, ces inefficiences ne modifient pas le coût pour la collectivité du système électrique, mais entraînent une mauvaise répartition de la valeur entre les acteurs. Cependant, cette mauvaise répartition de valeur entre les acteurs peut conduire à envoyer de mauvais signaux économiques et en conséquence à dégrader la capacité du système à atteindre l'optimum pour la collectivité

Depuis deux ans ces difficultés de valorisation des actifs de production sur le marché de l'électricité s'illustrent très concrètement : abandons de projets d'investissement (E.ON pour le CCG Hornaing fin 2012), mises sous cocon (Centrale Cycofos de GDF SUEZ début 2013), procédures de sauvegarde (CCG de Pont sur Sambre).

Dans ce contexte, ce chapitre a pour objectif l'estimation de l'impact de l'éolien français à court et long terme sur les inefficiences et les risques du marché de gros de l'électricité.

#### 4.2.1 Risques Marché

La prise de risque sur des investissements de long terme fait partie intégrante de l'activité des producteurs d'électricité.

L'éolien peut constituer une distorsion du marché s'il modifie significativement les risques pris par les acteurs du marché et que la cause de cette modification n'est pas une rupture technologique ou une évolution des prix des énergies, mais une politique publique de développement d'une filière.

Par définition, un risque repose sur une imprévisibilité. Ainsi pour constituer un risque supplémentaire sur les marchés de l'énergie, la politique de développement de la filière éolienne doit être imprévisible sur les échelles de temps des investissements dans les centrales de production. Historiquement, le pas de temps des politiques publiques de développement des renouvelables est de l'ordre de 5 à 10 ans : Premier tarif de rachat éolien mis place en 2002, Paquet Energie-Climat et Grenelle I en 2008, S3REnR en 2012, objectifs du grenelle fixés à 2020 ... Sur l'échelle de temps des investissements dans des centrales de production, 20-25 ans voire beaucoup plus dans le cas du nucléaire, cela peut en effet être vu comme un risque « politique » supplémentaire.

Ce chapitre s'attache à relativiser l'ampleur de ce risque par rapport aux autres risques « classiques » pris par les producteurs d'électricité.

Vu d'un producteur, l'éolien peut faire peser une incertitude sur le **volume** et la **forme** de la demande si le rythme de développement de l'éolien est incertain. **Dans tous les cas, les risques liés à la politique de développement de l'éolien peuvent être maîtrisés si cette dernière est stable et prévisible.**

##### 4.2.1.1 *Risques sur le volume de la demande*

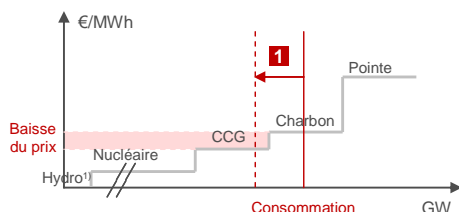
Vu d'un actif de production, par exemple une centrale au gaz, plusieurs risques volumes sont équivalents :

- Stagnation ou réduction de la consommation
- Dégradation du solde exportateur
- Variation des prix des combustibles & compétitivité relative des énergies
- Evolution et efficacité du parc nucléaire
- Décisions d'investissement des acteurs dans une centrale conventionnelle mieux positionnée dans le Merit-Order
- Politique de développement de l'éolien

Tous ces risques induisent un même *Merit Order Effect*. Pour une centrale au gaz.

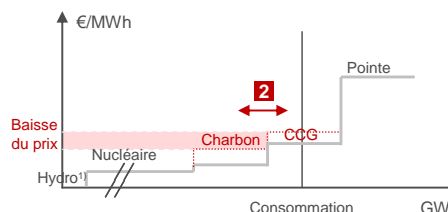
**MERIT ORDER EFFECT 1**

REDUCTION DE LA CONSOMMATION  
ou DEGRADATION DU SOLDE EXPORTATEUR



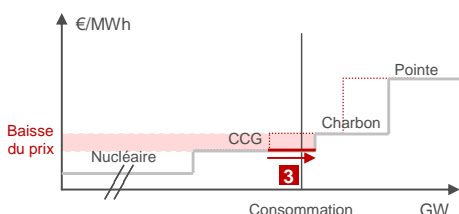
**MERIT ORDER EFFECT 2**

VARIATION DES PRIX DES COMBUSTIBLES &  
COMPÉTITIVITÉ RELATIVE DES ÉNERGIES



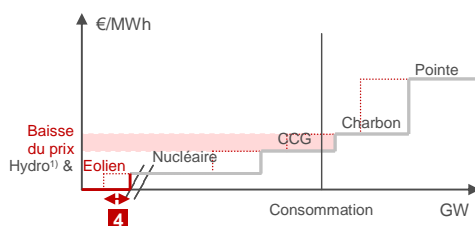
**MERIT ORDER EFFECT 3**

EVOLUTION ET EFFICACITÉ DU PARC NUCLÉAIRE &  
INVESTISSEMENT DES ACTEURS



**MERIT ORDER EFFECT 4**

POLITIQUE DE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN



Note : Pour des raisons de lisibilité, les graphiques ne sont pas à l'échelle  
1) Hydroélectrique fil de l'eau  
Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 3

*Stagnation ou réduction de la consommation*

Pour la consommation, si l'on compare les estimations de la consommation 2012 réalisées en 2007 par RTE dans son Bilan prévisionnel et la consommation effectivement réalisée en 2012<sup>13</sup>, l'écart est de -17,3 TWh. Cet écart, relativement important pour des prévisions sur un horizon aussi court (5 ans), s'explique par la crise économique : l'écart à cet horizon entre les scénarios référence et consommation forte/haute de RTE est de l'ordre de 15 TWh (12,3 TWh dans le BP 2012). A plus long terme, horizon 2030, l'écart entre les scénarios consommation forte et croissance faible de RTE s'élève à 103 TWh (Bilan prévisionnel 2012).

*Dégradation du solde exportateur*

Le solde exportateur peut lui aussi être complexe à estimer. En 2007 RTE prévoyait 67,4 TWh pour 2012 pour ce solde qui s'établit à 45,3 TWh soit -22,1 TWh. Plusieurs facteurs peuvent expliquer cette variation : l'impact de la crise économique, la compétitivité relative des parcs de production d'électricité (en particulier du charbon) et les programmes de développement des énergies renouvelables dans les pays voisins de la France. On peut en particulier noter que les prix de l'électricité de base en Allemagne sont descendus en 2012 en dessous du prix de l'ARENH (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique) qui reflète le coût de production nucléaire. Cette baisse des prix est liée à la situation de surcapacité dont les causes sont semblables à la situation française.

A noter que les prévisions RTE n'ont pas vocation à offrir une garantie aux acteurs privés. RTE les publie à titre d'information. Ces prévisions sont cependant un bon reflet de l'état de l'art et de la précision des prévisions réalisées par les autres acteurs du système électrique.

<sup>13</sup> Consommation intérieure corrigées des aléas météorologiques

### Variation des prix des combustibles & compétitivité relative des énergies

La variation des prix des combustibles fossiles peut aussi impacter très fortement la rentabilité des actifs. Avec le développement des gaz de schistes aux Etats-Unis, qui a indirectement conduit à réduire les prix du charbon en Europe, et la chute des prix de la tonne de CO<sub>2</sub> autour de 5 €/tCO<sub>2</sub>, l'écart entre le Clean Spark Spread (indicateur de la compétitivité d'une centrale au gaz) et le Clean Dark Spread (indicateur de la compétitivité d'une centrale au charbon) s'est considérablement creusé en faveur du charbon depuis 2011 pour atteindre 20 €/MWh fin 2012. Cela a conduit à repositionner 6,9 GW de charbon en dessous des CCG gaz dans le *Merit-Order*. On peut estimer cet impact à ~7 TWh<sup>14</sup> en 2012 sur la production des CCG française.

CLEAN SPARK SPREAD ET CLEAN DARK SPREAD [€/MWh]



Source: CRE

Figure 4

### Evolution et efficacité du parc nucléaire

Compte tenu de l'importance du parc nucléaire français, l'efficacité du parc a un impact de premier ordre sur les marchés. On peut en particulier citer le « kd », un coefficient qui reflète la disponibilité du parc nucléaire. Entre 2007 et 2012 « kd » est descendu à 78% avant d'atteindre 80% en 2012. L'écart entre ces kd représente ~10 TWh de production de base<sup>15</sup>.

L'évolution du parc nucléaire représente ~12-13 TWh pour la mise en service de l'EPR à Flamanville (1,6 GW) ou inversement l'arrêt de la centrale de Fessenheim (1,8 GW).

L'ensemble des incertitudes présentées ici sont très secondaires par rapport aux incertitudes sur politique nucléaire. Pour un scénario 50% de nucléaire en 2025, on peut estimer une réduction de la production nucléaire de 125 TWh. La réalisation, ou non, de ce scénario conditionnera fondamentalement l'économie du système électrique français.

### Décisions d'investissement des acteurs dans une centrale conventionnelle mieux positionnée dans le Merit-Order

Au total, entre le 1<sup>er</sup> Janvier 2007 et le 1<sup>er</sup> Janvier 2012, hors éolien, la puissance installée a augmenté de 5 GW dont 3,4 GW de cycles combinés gaz. Cette augmentation est liée aux décisions

<sup>14</sup> Modélisation « Merit Order » production de la réponse à la demande - Hors prise en compte des interconnexions

<sup>15</sup> Pour un parc de 63,1 GW avec un ku (coefficient d'utilisation) de 92% soit la moyenne du ku pendant les années 2000



d'investissement des acteurs privés sur la base de leurs scénarios d'équilibre offre demande, de prix des combustibles à cette date.

Parmi ces 5 GW, 2,2 GW étaient déjà « acquis » selon le BP RTE 2007 (projets quasi-certains). On peut estimer l'écart entre les projets acquis et le réalisé à 2,8 GW soit environ 10 TWh<sup>16</sup>.

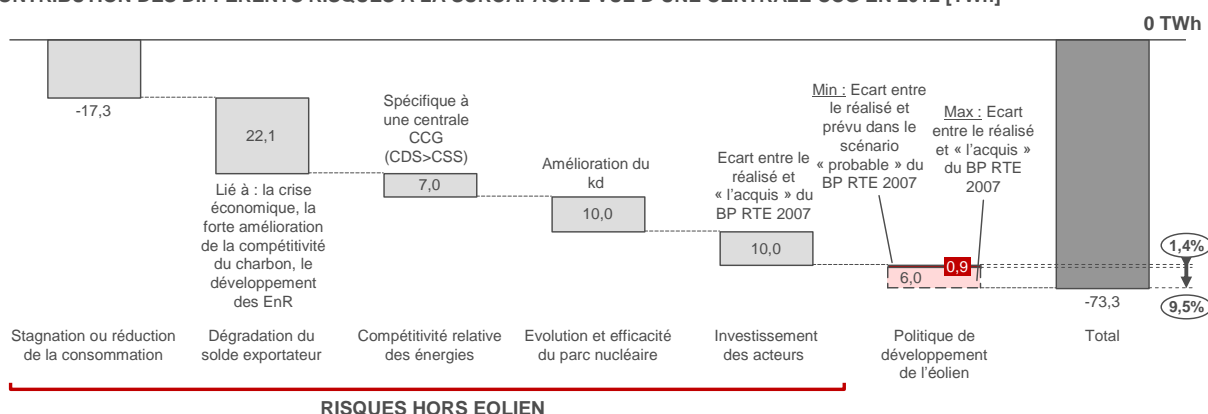
L'investissement dans le CCG de Landvisiau par Direct Energie dans le cadre d'un appel d'offres spécifique lié à une politique de sécurisation du système électrique est de l'ordre de 2 TWh

### Politique de développement de l'éolien

Enfin, en considérant une imprévisibilité totale du développement de l'éolien, c'est la totalité de la production actuelle qui représente le volume du risque : 14,9 TWh en 2012. Cependant, RTE publiait dans son Bilan Prévisionnel 2007 l'offre « acquise » en éolien (c'est-à-dire les projets réalisés ou en cours). Cette offre acquise était de 8 TWh soit un écart de 6,9 TWh par rapport au réalisé. Enfin en intégrant la prévision de production éolienne de la trajectoire « probable » du Bilan Prévisionnel RTE 2007 (14 TWh), l'écart par rapport au réalisé n'est plus que de 0,9 TWh.

A horizon 2030 ce volume pourrait atteindre 58,2 TWh (scénario médian RTE BP 2013) voire 77,5 TWh (scénario Nouveau Mix RTE BP 2013).

CONTRIBUTION DES DIFFERENTS RISQUES A LA SURCAPACITE VUE D'UNE CENTRALE CCG EN 2012 [TWh]



Source: Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 5

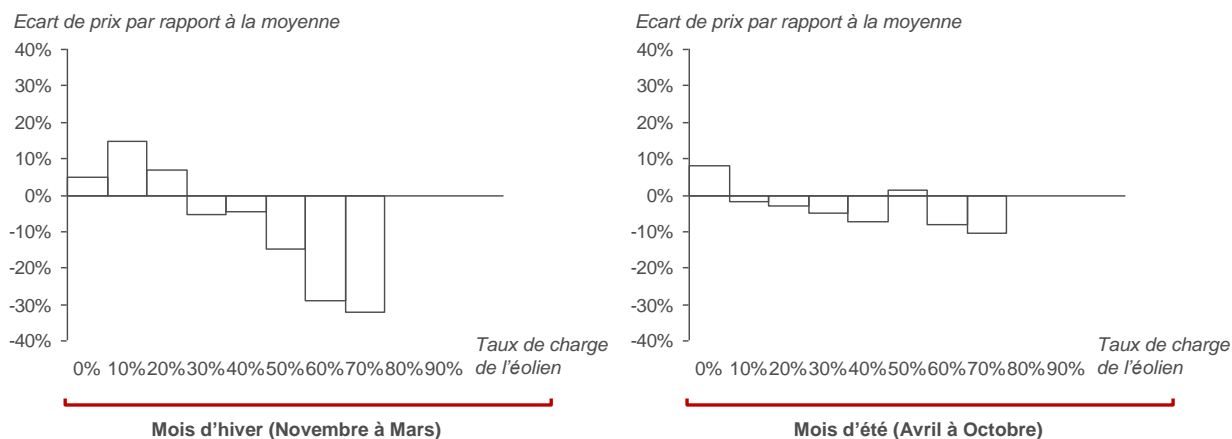
En résumé, en 2012, on peut estimer à 2% et 10% le poids de la politique de développement de l'éolien dans la réalisation du risque de surcapacité vue d'une centrale CCG.

Evidemment, ce risque de surcapacité pourrait s'inverser. En particulier, la vague de fermeture/mise sous cocon de centrales et surtout le scénario 50% de nucléaire pourrait à horizon 2020 générer de forts besoins d'investissement dans des actifs de production.

L'analyse de la corrélation entre les prix et le taux de charge du parc éolien confirme que la production éolienne commence à avoir un impact sur la formation des prix et donc sur l'économie des centrales. Les graphiques ci-dessous présentent l'écart de prix de l'électricité par rapport à sa moyenne en fonction d'un unique paramètre : la production éolienne. On peut constater une corrélation entre un écart négatif et une forte production éolienne. L'analyse a été réalisée de manière distincte entre été et hiver pour éviter de refléter la corrélation saisonnière mais fortuite entre les prix de l'électricité qui sont plus hauts en hiver et la production éolienne qui est plus importante elle aussi en hiver. En conclusion ces graphiques sont une traduction empirique du *Merit Order Effect* « éolien ».

<sup>16</sup> Pour des projets de Semi-base

**CORRELATION ENTRE LA CHARGE DE L'EOLIEN ET LES NIVEAUX DE PRIX MARCHES [%]**



Source: RTE, EpexSpot, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

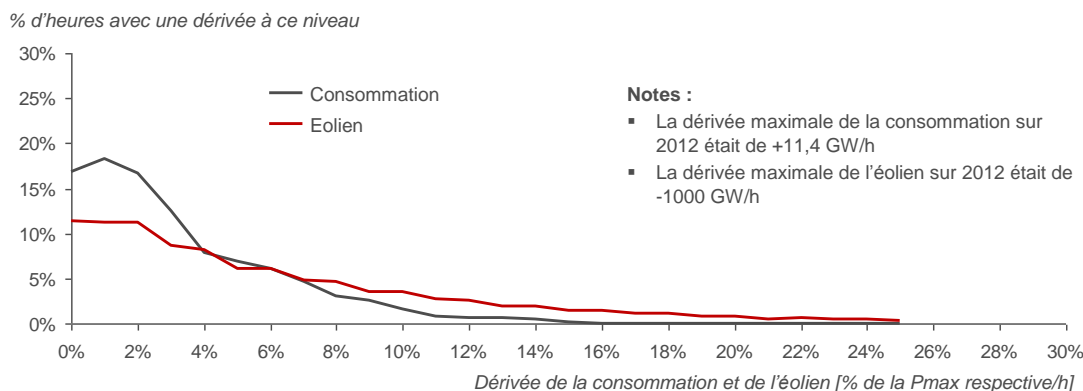
Figure 6

**4.2.1.2 Risques sur la forme de la demande**

Au-delà du risque volume, l'éolien peut modifier la forme de la demande vu des autres actifs de production. L'éolien est une base statistique, son développement réduit donc la demande de base. Cet impact, de type *Merit Order Effect* est traité dans le paragraphe précédent. L'éolien peut aussi introduire une nouvelle variabilité qui modifie les besoins de flexibilité.

L'analyse de la variabilité de la production éolienne et de la consommation sur l'année 2012 montre que l'éolien peut être légèrement plus variable que la consommation.

**DENSITE DE LA DERIVEE DE LA CONSOMMATION ET DE L'EOLIEN [% de la Pmax respective/h]**



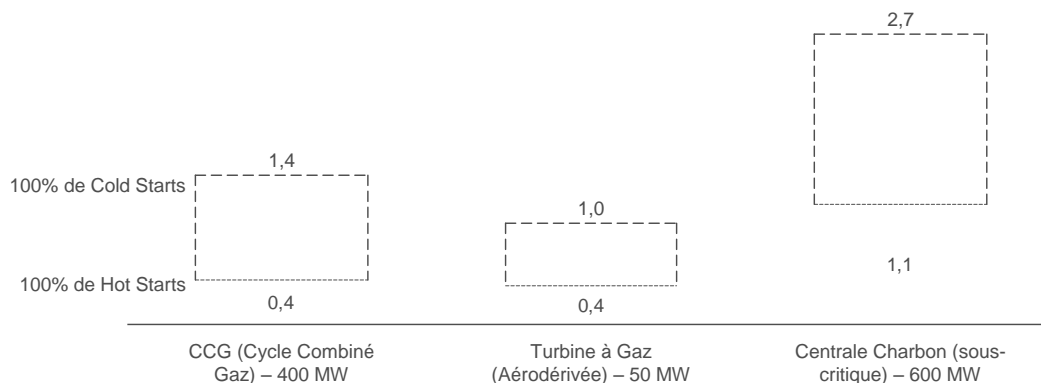
Source: RTE, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

Figure 7

Cependant compte tenu du rapport entre les volumes de production éolien et les volumes de consommation (14,9 TWh contre 482,9 TWh en 2012 soit 3 %), l'impact de cette variabilité sur le *business plan* des producteurs « classiques » est négligeable aujourd'hui.

Dans tous les cas, l'analyse des surcoûts d'une variabilité non prévue montre qu'il s'agit d'un enjeu qui reste secondaire, moins de 5%, par rapport au prix de l'énergie (~40-45 €/MWh) ou de l'énergie éolienne (~80-85 €/MWh). Cette analyse s'appuie sur la modélisation des coûts supplémentaires de cyclage (coût de démarrage) pour différentes centrales fossiles afin de lisser la production éolienne.

SURCOUTS DE DEMARRAGE POUR LISSER LA PRODUCTION EOLIENNE<sup>1)</sup> [€/MWh<sub>eolien</sub>]<sup>2)</sup>



- 1) Production éolienne 2012 (données RTE) lissée à sa Pmax. Seuls les coûts de démarrage (hors réduction du rendement et augmentation du risque d'incident sont considérés)
- 2) Une autre analyse réalisée par GE estime les coûts de cyclage supplémentaires pour accueillir la production renouvelable entre 0,06 \$/MWh et 2 \$/MWh (Analysis of Cycling Costs in Western Wind and Solar Integration Study – Mars 2012)
- Source: NREL, Intertek APTECH, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 8

#### 4.2.2 Inefficiences de marché

Le marché de gros de l'électricité est encore jeune d'un point de vue économique (~10 ans de maturité) et est confronté à un ensemble de contraintes pesant sur son efficacité. Par ailleurs, la formation des prix en France est très influencée par l'échelle européenne. Ainsi les politiques énergétiques des voisins ont un impact sur les prix en France.

##### 4.2.2.1 Inefficiences structurelle

Premièrement, l'efficacité structurelle du marché « pur-énergie » est remise en question. Cela se traduit par la vague actuelle de mise en place de mécanismes de capacité en Europe à laquelle la France n'échappe pas (mise en place du mécanisme de capacité prévu dans la loi NOME à horizon 2016). Ces mécanismes de capacité visent à introduire une rémunération de la disponibilité (€/kW/an) d'un actif de production.

L'électricité ne pouvant se stocker<sup>17</sup>, le système doit conserver une marge de sécurité pour éviter les *black-out*. Hors, par définition<sup>18</sup>, les centrales constituant cette marge de sécurité ne seront qu'exceptionnellement utilisées<sup>18</sup> et ne produiront peu ou pas d'énergie. Le marché pur-énergie est donc jugé peu adapté à leur rémunération<sup>19</sup> et c'est une des justifications de la mise en place des mécanismes de capacités.

Cette inefficience structurelle est d'autant plus marquée que la marge de sécurité est importante, ce qui est le cas aujourd'hui puisque RTE estime en 2014 à 5,8 GW la marge au-delà du nécessaire pour respecter le critère de défaillance. En effet, en situation de marge importante, le marché « pur énergie » va conduire à une réduction globale de la rémunération des actifs (*merit-order effect*) : des centrales de base à coût marginal faible couvrent la pointe, et les centrales de pointe ne sont plus utilisées. Autrement dit, non seulement plus de centrales doivent se partager un même gâteau, mais le gâteau se réduit. A partir des données de résilience Epexspot 2012 du marché spot, on peut

<sup>17</sup> Le stockage d'électricité doit s'appuyer sur des supports énergétiques comme l'énergie chimique ou l'énergie cinétique. Au-delà des stations de pompage turbinage, il reste aujourd'hui marginalement développé du fait de son coût économique généralement très supérieur au coût de production moyen

<sup>18</sup> Critère de défaillance de RTE : 3h d'espérance par an, soit ~1 jour tous les 10 ans

<sup>19</sup> Théoriquement, les réserves systèmes gérées par l'opérateur du réseau de transport (RTE) auraient pu rémunérer ces actifs. Cependant, en pratique ces rémunérations ne suffisent pas.

estimer la réduction de l'enveloppe globale de rémunération des actifs de production liée à l'introduction d'1 GW supplémentaire<sup>20</sup> entre ~2% et ~4%.

L'outil de modélisation E-CUBE des prix marchés à partir de la modélisation du parc de production français, estime en 2015 une réduction des prix marchés de 1,1% pour 1 GW supplémentaire d'éolien (soit environ 220 MW de production moyenne sur l'année : les résultats sont cohérents avec les données empiriques de résilience).

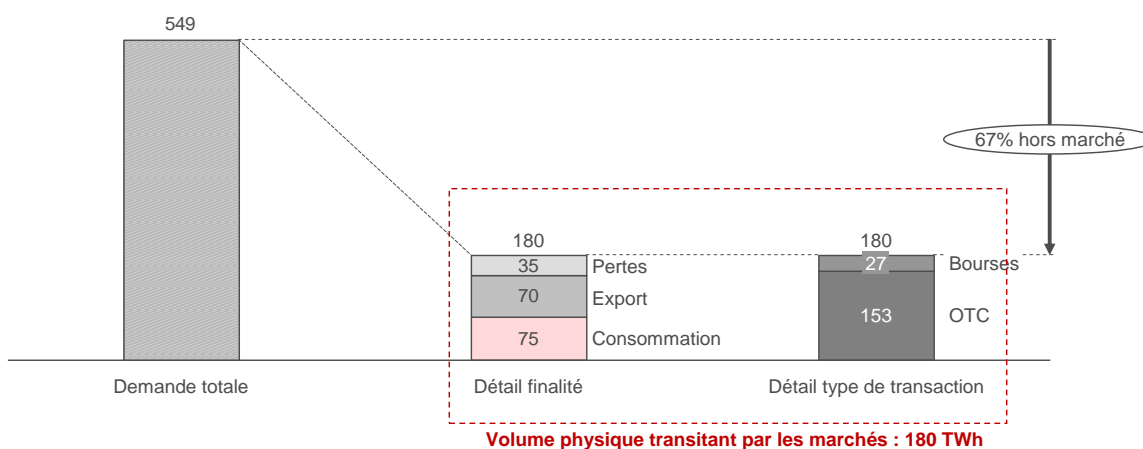
En conclusion, comme décrit dans le paragraphe sur les « risques », l'éolien contribue de manière secondaire à la surcapacité. La surcapacité, quelle qu'en soit sa cause, dégrade l'efficacité d'un *market design* déjà fragile. La vague de mise en place de mécanismes de capacité dans les années 2000 aux Etats-Unis visait à répondre à cette problématique, alors même que le développement des EnR était marginal. Pour la France, les retours d'expérience à horizon 2020 permettront d'estimer la capacité de ces nouveaux mécanismes de capacité à corriger ces inefficiences.

#### 4.2.2.2 Pouvoirs de marché des acteurs et liquidité de l'aval

Deuxièmement, le marché de gros de l'électricité peut être pénalisé par un ensemble de facteurs lié à l'efficacité de la concurrence :

- Les volumes transitant par les marchés restent faibles. En situation « pré-ARENH » (2010), ils représentaient ~180 TWh sur 549 TWh de demande dont ~70 TWh à l'export et ~35 TWh de pertes. Ces volumes font de plus l'objet à plus de 85% de transaction OTC (*Over-The-Counter*) c'est-à-dire en dehors des bourses (EEX, EPEXSPOT)<sup>21</sup>. Avec la mise en place de l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH), un échange d'énergie régulé hors marché visant à stimuler la concurrence à l'aval, les marchés ont enregistré une baisse de presque 20% de leurs volumes échangés (entre 2010 et 2012)<sup>22</sup>.

COMPARAISON VOLUMES DEMANDE ET VOLUME MARCHE [TWh ; 2010<sup>1)</sup>]



1) C'est à dire avant la mise en place de l'ARENH  
Source: RTE, EEX, EpexSpot

Figure 9

<sup>20</sup> Hypothèse maximum : introduction d'1 GW à coût marginal type base (42 €/MWh - ARENH).  
Hypothèse minimum : introduction d'1GW à coût marginal semi-base (55 €/MWh – estimation coût variable CCG 2012)

<sup>21</sup> Sources : RTE 2010

<sup>22</sup> Sources : CRE 2013 – Indicateurs Marchés de gros de l'électricité (toutes bourses et échanges OTC)

- La production est fortement concentrée. La CRE estime au premier trimestre 2013 un indice de concentration HHI<sup>23</sup> dans la production de 3650 (sans compter EDF) et 8458 (en comptant EDF). Dans les deux cas, il s'agit de marchés « très concentrés ».
- Enfin, la liquidité de l'aval reste limitée. En 2013, sur un marché de détail de 411 TWh, 279 TWh étaient réalisés par des sites aux tarifs réglementés.

#### 4.2.2.3 Impact de l'éolien

Les inefficiences peuvent être complètement indépendantes de la pénétration de l'éolien et d'autres ressources « fatales ». Sur la zone d'équilibrage PJM aux Etats-Unis, un marché de capacité a été mis en place en 1999 et réformé en 2007 alors que la capacité éolienne était alors quasi-inexistante (<500 MW) et qu'elle reste limitée : 6 GW sur 165 GW en 2012.

Cependant, le développement de l'éolien peut avoir plusieurs impacts sur l'efficacité du marché :

- La subvention du développement de l'éolien perturbe de fait l'arbitrage par les sociétés privées entre les différentes technologies. Mais cette perturbation est connue et souhaitée, puisque l'objectif premier de ces subventions est justement de favoriser les technologies renouvelables.
- EDF étant l'acheteur unique de la très grande majorité des productions sous tarif d'obligation d'achat, le développement de l'éolien augmente la concentration du marché. Une solution avancée par la Cours des Comptes et la Direction Générale du Trésor serait un transfert de cette responsabilité d'acheteur unique au GRT<sup>24</sup>
- Le développement de l'éolien est un contributeur secondaire à l'augmentation de la surcapacité et donc à l'inefficience structurelle du marché « pur-énergie ». Ce point est traité dans le chapitre sur les « Risques Marché ». En résumé, le volume éolien n'est pas négligeable mais reste secondaire derrière la stagnation de la consommation et la dégradation du solde d'exportation dans la situation de surcapacité actuelle (2012). A plus long terme (2030), le poids de l'éolien devrait être beaucoup plus significatif, mais s'il est prévisible, il ne conduira pas forcément à une situation de surcapacité.
- Enfin, l'éolien est un des facteurs conduisant à la formation de prix négatifs. Ce dernier point est détaillé ci-dessous.

#### 4.2.2.4 Zoom sur les prix négatifs et l'impact de l'éolien

Les prix négatifs sont liés aux coûts de « cyclage » (arrêt-démarrage) des centrales de production. Dans certain cas, une centrale peut avoir intérêt à continuer de produire même à prix négatif pour éviter de réaliser un arrêt puis un redémarrage couteux. Ces coûts de démarrages sont principalement des surcoûts de maintenance, une dégradation accélérée de l'équipement, un coût de combustible pour démarrer la production, une augmentation du risque d'incident, une réduction du rendement. Ces coûts sont particulièrement importants pour les centrales de base peu flexibles comme illustrés ci-dessous.

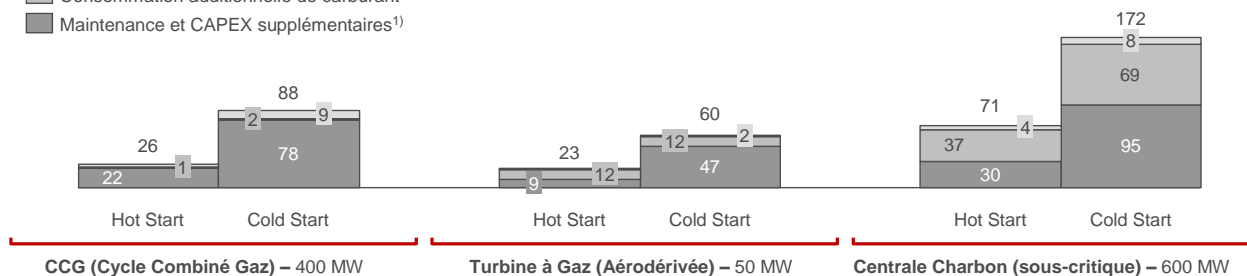
---

<sup>23</sup> Herfindahl-Hirschman-Index - L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants. Un HHI supérieur à 2000 témoigne d'un marché très concentré

<sup>24</sup> Cours des Comptes - La contribution au service public de l'électricité – Juin 2012

**COÛTS DE DEMARRAGE [€/MW/Démarrage]<sup>2)</sup>**

- Autres couts (puissance auxiliaire, eau, produits chimiques)
- Consommation additionnelle de carburant<sup>3)</sup>
- Maintenance et CAPEX supplémentaires<sup>1)</sup>



- 1) Heures supplémentaires, ingénierie, réduction de la durée de vie des machines
- 2) Hors réduction du rendement et augmentation du risque d'incident
- 3) Gaz : 25 €/MWhPCS ; Charbon : 94 €/t CIF ARA ; CO<sub>2</sub> : 5 €/tCO<sub>2</sub>

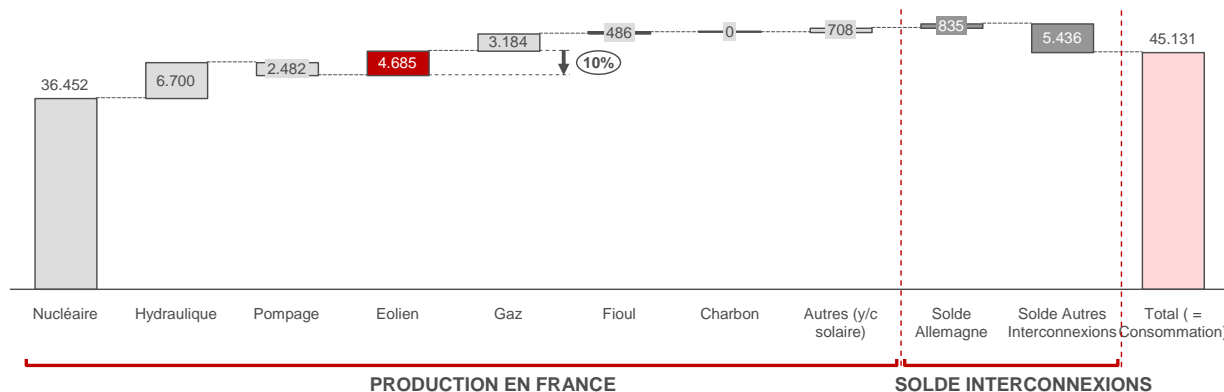
Source: NREL, Intertek APTECH, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 10

Hors pénétration massive d'énergie fatale subventionnée, telle que l'éolien, les prix négatifs sont normalement exceptionnels. Dans une situation type « FIT », la situation actuelle en France, la production éolienne est absorbée en totalité quelles que soient les conditions de marché. En conséquence, une partie significative du parc n'est pas flexible, ce qui augmente la probabilité d'occurrence de prix négatifs.

En France, ces prix restent extrêmement rares avec de l'ordre d'une dizaine d'heure par an depuis 2012. Lors d'une de ces occurrences, le 25 décembre 2012 à 7h, la production éolienne française était importante par rapport à sa puissance installée (près de 5 GW de puissance instantanée) mais ne représentait que 10% du total. Le reste de la production étant principalement des actifs peu flexibles (nucléaire) et la France importait de l'énergie depuis l'Allemagne, ce qui est en partie dû à une forte production éolienne de l'autre côté du Rhin.

**PRODUCTION ET SOLDE DES INTERCONNEXIONS LE 25 DECEMBRE 2012 A 7h [MW]**



Source: RTE

Figure 11

Au-delà de cas illustratifs, les statistiques sur le cas français restent cependant limitées et peu concluantes.

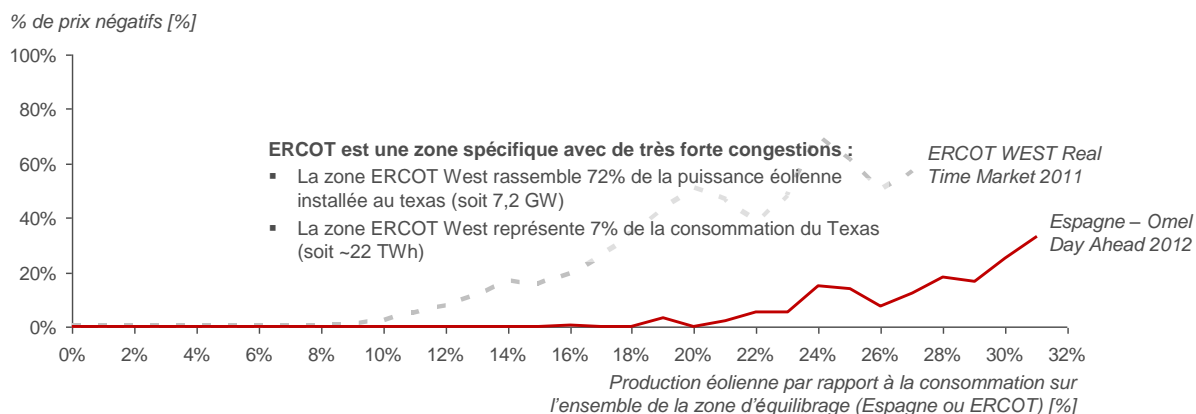
Les retours d'expérience de géographies où l'éolien est plus développé soulignent la très forte corrélation entre la production éolienne et les prix négatifs.

En Espagne, le taux de prix nuls<sup>25</sup> dépasse 10% lorsque la production éolienne dépasse 25% de la consommation. Ces situations peuvent se produire lors d'une conjonction de demande faible et de production éolienne forte.

<sup>25</sup> Le marché Espagnol ne permet pas les prix négatifs. Les prix nuls signalent des prix négatifs.

Dans la zone ERCOT West (Ouest du Texas, bonne illustration d'une zone présentant des congestions réseau), où l'éolien est particulièrement développé par rapport à la consommation locale, l'apparition de prix négatifs commence à devenir très significative (>30%) lorsque la production éolienne dépasse 10%-15% de la consommation sur l'ensemble des zones d'équilibrage. Elles sont exacerbées par les prix zonaux et les congestions réseaux entre les zones où l'éolien est installé (ERCOT West) et les zones de consommation.

**CORRELATION ENTRE LA PRODUCTION EOLIENNE ET LES PRIX NEGATIFS [%]**



Source: The NorthBridgeGroup, Ventyx Velocity Suite, REE, Omel, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

**Figure 12**

En dessous de 15% de production éolienne par rapport à la demande l'apparition de prix négatifs est exceptionnelle sur un réseau sans congestions majeures. En France, le seuil de 15% n'a pas été dépassé en 2012. Il devrait l'être plus de 1500 heures par an en 2020<sup>26</sup>. L'apparition de prix négatifs (du fait de la production éolienne française) pourrait dépasser la centaine d'heure à cet horizon 2020, mais devrait rester limitée avant. Les spécificités du mix français (nucléaire, base) pourraient accélérer l'apparition de prix négatifs par rapport aux géographies américaines dominées par le gaz et le charbon : une analyse spécifique « prix négatifs » intégrant une modélisation du parc français devrait être réalisée pour déterminer précisément la probabilité d'occurrence de prix négatifs à horizon 2020.

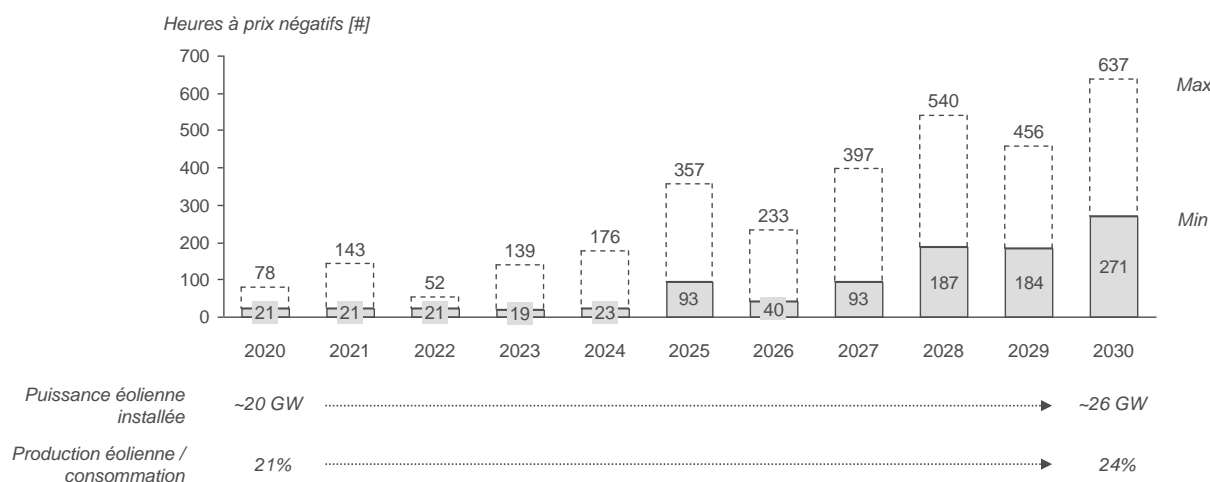
En Angleterre, le DECC (Department of Energy and Climate Change) a fait réaliser une étude de ce type sur l'apparition de prix négatifs en fonction des politiques de *FiT* avec *Contract For Differences* (un mécanisme de prime ex-post)<sup>27</sup>. Cette étude conclut que l'apparition de prix négatifs devrait rester marginale avant 2020<sup>28</sup>, mais pourrait atteindre entre 100 et 400 heures à l'horizon 2025 si aucune action n'est engagée. Comme pour l'Espagne ce taux augmente significativement passé 20% de production éolienne par rapport à la consommation.

<sup>26</sup> Estimation E-CUBE sur l'objectif 2020 du Grenelle : 25 GW

<sup>27</sup> LCP's assessment of the dispatch distortions under the FiT with Contract for Differences policy – Mai 2012

<sup>28</sup> « The intermittent CfD analysis shows that negative reference and wholesale prices are unlikely to become an issue until the 2020s. »

NOMBRE D'HEURES A PRIX NEGATIF : ANALYSE PROSPECTIVE DU CAS UK



Source: Department of Energy and Climate Change, LCP

Figure 13

Les prix négatifs ne sont pas directement synonymes d'inefficacité marché. L'inefficacité marché vient du fait que les prix négatifs conduisent à l'arrêt de groupes de production alors que l'éolien pourrait être plus efficace pour moduler sa puissance à la baisse. Cependant l'interruption de la production éolienne peut aussi avoir un coût pour société. On peut opposer deux visions :

- La valeur marginale de l'énergie éolienne est égale aux coûts évités, donc à la valeur physique de l'électricité. En période de prix négatif, cette valeur est inférieure à zéro hors il n'y a pas de coût d'arrêt de l'éolien : Les prix de l'électricité ne devraient pas descendre en dessous de 0 €/MWh. Cette vision est valide si les externalités positives valorisées par le tarif ne dépendent pas de la quantité d'énergie produite mais uniquement de la puissance installée (ex : Externalités socio-économiques liées au développement de la filière)
- La valeur marginale de l'énergie éolienne intègre des externalités positives au-delà des coûts évités, par exemple une survalueur l'émission de CO<sub>2</sub> évitée ou une survalueur de la Garantie d'Origine par rapport au marché. Dans ce cas le prix ne devrait pas descendre en dessous de -40 €/MWh<sup>29</sup>

Selon la vision adoptée, le prix de l'électricité ne devrait pas descendre en dessous de 0 €/MWh ou -40 €/MWh. Dans la situation actuelle, aucun mécanisme, réglementaire ou économique, ne permet d'empêcher le dépassement de ces seuils puisque la production éolienne est absorbée en totalité quels soient les prix marchés.

En conclusion, l'impact du parc éolien français sur la formation de prix négatifs devrait rester limité avant 2020 (pour 25 GW d'éolien). Au-delà de cet horizon, il pourrait devenir significatif et pénaliser l'efficacité du marché durant les périodes de forte production éolienne et faible consommation.

Une réponse à cette problématique pourrait être l'écrêtement d'une partie de la production éolienne (et des autres productions sous obligation d'achat à coût d'arrêt faible) dès que le prix marché descend sous un seuil (ex : 0 €/MWh). On peut identifier plusieurs options permettant de réaliser cet écrêtement :

- Dans un schéma *FiT*, l'acheteur unique pourrait ne pas vendre la production éolienne à des prix négatifs. L'écrêtement conséquent pourrait par exemple être réalisé sous le contrôle du GRT, ce dernier pouvant privilégier certains sites selon ses contraintes réseaux. Dans un scénario de maintien des revenus des exploitants éoliens, soit les opérateurs écrêtés sont rémunérés au *FiT* comme s'ils avaient produit soit le *FiT* est revalorisé.

<sup>29</sup> C'est-à-dire le tarif d'obligation d'achat (~82 €/MWh) moins le coût évité (valeur physique de l'électricité) moyen (~40-45 €/MWh)



- Dans un schéma de premium marché, on peut identifier deux solutions : le premium dépend de la disponibilité et non pas de la production (€/kW) ; ou bien le premium sur l'énergie produite ne peut pas dépasser un maximum.

#### 4.2.3 Analyse au regard des mécanismes de financement

De manière générale, les distorsions, aujourd'hui secondaires, de l'éolien sur le risque de surcapacité ou de sous-capacité ne sont pas directement liées au mécanisme de financement. C'est principalement le respect de la trajectoire de développement de l'éolien qui permet de lever les incertitudes liées à son développement.

Aucun mécanisme n'offre de solution parfaite pour stabiliser cette trajectoire qui dépend avant tout de l'engagement des pouvoirs publics.

On peut noter que dans les mécanismes de FiT, prime ex-post ou quotas, les prix marchés n'influencent en première approche pas le rythme de développement de l'éolien. En effet, avec le FiT les revenus sont connus et fixes, la prime ex-post compense elle une chute/hausse de prix marché et maintient les revenus au niveau du prix cible et enfin, dans un marché efficace, le prix des certificats verts doit lui aussi compenser les variations des prix de l'électricité. Seul le mécanisme de prime *ex-ante* fait subir directement au producteur éolien la variation des prix marchés. Dans ce mécanisme une hausse des prix pourrait accélérer le développement de l'éolien, une baisse des prix le ralentir.

Concernant les prix négatifs les schémas de financement ont un impact plus significatif.

##### 4.2.3.1 *FiT et prix négatifs*

Par définition, le FiT n'envoie pas de signaux marché aux producteurs éolien, c'est-à-dire que leurs revenus sont inchangés par les conditions de marché.

En conséquence, le FiT actuel ne peut pas empêcher ni limiter la formation de prix négatifs.

On peut cependant identifier une évolution marginale du FiT permettant de prévenir cette formation de prix négatifs. Il s'agit de la modulation à la baisse de la production éolienne lorsque les prix descendent sous un certain seuil négatif ou nul. La centralisation de cette modulation, par exemple auprès du GRT, présenterait l'avantage supplémentaire d'être optimisée non seulement par rapport aux prix marché, mais aussi par rapport aux éventuelles contraintes réseaux.

##### 4.2.3.2 *Prime ex-post et prix négatifs*

Vis-à-vis des prix négatifs, c'est principalement le pas de calcul de la prime ex-post qui conditionne l'impact de ce mécanisme sur la formation de prix négatifs :

- Un pas court, par exemple horaire *intraday*, n'implique aucune limite sur la formation de prix négatifs. En effet, chaque heure, l'opérateur est exactement compensé pour que son revenu soit égal au prix cible et ceci même si le prix est très négatif.
- Un pas long, par exemple mensuel n'empêche pas, mais limite la formation de prix négatifs. En effet, la prime ex-post sera égale à la différence entre le prix cible et le prix moyen sur le mois. La contribution de l'éolien à la formation de prix négatifs est ainsi limitée par cette prime ex-post moyenne.

##### 4.2.3.3 *Prime ex-ante/quotas et prix négatifs (format de prime €/MWh)*

Ces schémas de financement (prime ex-ante / quotas) n'empêchent pas la formation des prix négatifs mais limitent leurs niveaux. En effet, le producteur éolien arrêtera de produire si les prix descendent en dessous de respectivement la prime ex-ante, la valeur des certificats verts.

##### 4.2.3.4 *Format de la prime (€/MWh ou €/kW) et prix négatifs*

Vis-à-vis des prix négatifs, le passage d'une prime ex-ante ou d'un quota au format €/kW permet d'éviter complètement les prix négatifs. En effet, les revenus marginaux étant nuls, l'opérateur n'a plus intérêt à produire lors des périodes de prix négatifs.

On peut cependant noter qu'une prime en €/kW limite l'incitation à maximiser la production.

#### 4.2.4 Conclusions

*Les distorsions de marché liées au développement de l'éolien dans le cadre du mécanisme de financement actuel (FiT) sont secondaires à court terme (avant 2020 pour 25 GW d'éolien).*

*Deux solutions permettent de maîtriser la majorité de ces distorsions de marché tout en restant dans le cadre du FiT :*

- *Conservier autant que possible une trajectoire de développement de l'éolien stable et prévisible pour qu'elle ne constitue pas un risque supplémentaire sur l'activité de producteur d'électricité*
- *Moduler à la baisse la production éolienne lorsque les prix descendent sous un certain seuil négatif ou nul. Cette modulation doit être compensée pour ne pas dégrader l'économie de la filière.*

*Le schéma de type prime ex-post est relativement semblable au FiT concernant les prix négatifs et l'impact sur les risques de marché. En effet, la prime ex-post est égale à l'écart entre le prix marché et le prix cible. L'opérateur éolien bénéficie donc d'un revenu constant quand les prix sont négatifs<sup>30</sup> ou quand les prix marché s'écroulent en situation de surcapacité.*

*Pour la prime ex-ante ou les quotas, les prix négatifs ne sont pas impossibles, mais ne peuvent pas descendre en dessous de respectivement la prime ex-ante, la valeur des certificats verts.*

### 4.3 Optimisation de la production éolienne par rapport aux signaux marchés

La convergence marché permet d'envoyer des signaux économiques additionnels aux exploitants éoliens. Les tarifs d'obligation d'achat les incitent aujourd'hui à maximiser leur volume de production.

Ce bloc de l'étude s'intéresse aux différents leviers à la main de l'exploitant éolien pour optimiser sa production. Contrairement aux actifs de production classique, ou à la majorité des centrales utilisant du combustible, la production d'un parc éolien dépend d'un facteur externe non maîtrisable : le vent.

Un exploitant éolien dispose cependant de plusieurs leviers d'optimisation de sa production par rapport au marché :

- Il peut positionner les périodes de **maintenance** lors des périodes de prix bas
- Il peut **localiser** son parc pour maximiser l'espérance de production lors des périodes de forte consommation et maximiser le crédit de capacité
- Il peut **participer aux réserves d'équilibrage** à la baisse (réduction de la production)
- Il peut réaliser des **prévisions** pour réduire les écarts – ces prévisions sont aujourd'hui réalisées de manière agrégées par EDF
- Il peut installer du **stockage** pour rendre son équipement *dispatchable*

---

<sup>30</sup> En particulier pour un pas de calcul de la prime ex-post horaire où l'exploitant est compensé exactement chaque heure

#### 4.3.1 Maintenance

La maintenance de l'éolien se traduit par un arrêt de la production sur une éolienne oscillant entre 2h et 48h consécutives sauf incident exceptionnel.

Une éolienne doit faire l'objet de maintenance préventive tous les 6 mois. Cette maintenance obligatoire vise à inspecter la machine et réaliser des opérations de maintenance régulière comme l'ajout de graisse. Ce type de maintenance peut être positionné dans le temps sous contrainte de conserver le rythme requis par la machine. Des maintenances prédictives sont aussi réalisées. Ces maintenances s'appuient sur l'anticipation d'un incident afin de l'éviter. L'exploitant est là aussi plutôt flexible dans le positionnement de ces maintenances. Enfin, une éolienne peut aussi faire l'objet de maintenances curatives sur incident qui ne peuvent elles pas être prévues ni positionnées.

Au-delà des maintenances de l'éolienne, les contrats d'accès au réseau prévoient une restriction de la capacité à injecter pendant les maintenances du réseau. On peut noter qu'idéalement les maintenances éoliennes et réseau devraient être synchrones et positionnées pendant les périodes où le coût de l'interruption est le plus faible pour la collectivité.

Les fabricants d'éoliennes ont initialement inclus dans leurs contrats un **engagement en « temps »** sur la durée des indisponibilités (période de maintenance préventive, curative et période d'attente avant corrections) : elles ne doivent généralement pas excéder de l'ordre de 300 h par an soit 96,5% de disponibilité. Cependant cette garantie en temps laisse peser un risque plus important sur la perte d'énergie, et donc directement sur les revenus de l'éolienne sous *tarif d'achat*. Une disponibilité de 96,5% en temps se traduit par une disponibilité en énergie entre 80% (maintenance uniquement pendant les périodes de vent fort) et 100% (maintenance lors des périodes sans vent).

Afin de limiter ce risque, des fabricants offrent aujourd'hui dans leurs contrats un **engagement en « énergie »**. Cet engagement énergie est de l'ordre de 96%. Afin de proposer cette garantie en énergie, les fabricants ont revu l'organisation de la maintenance afin de la concentrer lors des périodes de vent faible (ex : passage de une à deux équipes) et amélioré leur réactivité en cas d'événement fortuit.

La perte de production éolienne liée aux indisponibilités en France peut être estimée à 600 GWh. Cette perte de production pourrait être optimisée par rapport au marché en positionnant les maintenances dans les périodes de vent et prix faibles.

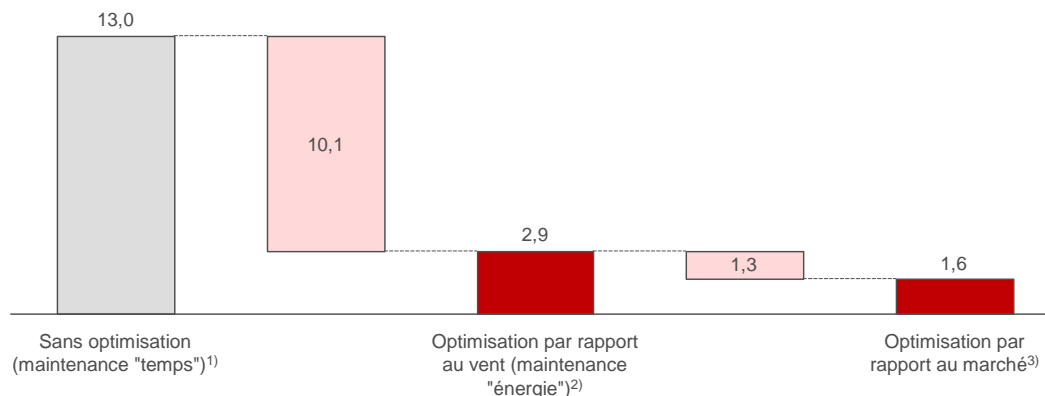
On peut estimer les gains possibles entre une mauvaise optimisation marché, et une bonne à ~1 €/MWh<sub>éolien</sub><sup>31</sup>. Ces gains sont brut, ils n'intègrent pas les surcoûts nécessaires à l'optimisation de la maintenance.

Le potentiel d'optimisation par rapport au marché des maintenances est limité. La majorité des gains, ont été réalisés par le passage à un engagement énergie. En conséquence cette l'application d'une mesure spécifique sur ce point n'apparaît pas pertinente.

---

<sup>31</sup> Perte maximale : La maintenance est réalisée durant les 100 jours présentant les prix les plus élevés. Perte minimale : La maintenance est réalisée durant les 100 jours présentant les prix les plus bas. Calculs réalisés sur les prix spot 2012

ESTIMATION DE LA VALEUR MARCHÉ DES PERTES LIEES A LA MAINTENANCE EN FONCTION DE SON OPTIMISATION [€/MWh<sub>eolien</sub>]



1) Hypothèses : Valeur marché égale au prix moyen durant les 100 jours présentant les prix les plus élevé – Pertes en énergies égales à 20%

2) Hypothèses : Valeur marché égale au prix moyen durant les 100 jours présentant les prix les plus élevé – Pertes en énergies égales à 4%

3) Hypothèses : Valeur marché égale au prix moyen durant les 100 jours présentant les prix les plus bas – Pertes en énergies égales à 4%

Source: Epexspot, interview industriels de l'éolien, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

**Figure 14**

### 4.3.2 Localisation

La localisation d'un projet éolien est fonction de multiples paramètres. Le premier de ces paramètres est le vent. Il faut ensuite cibler les zones où l'éolien peut s'implanter (ex : intégration des servitudes aéronautiques, patrimoine historique, ...). Enfin, le positionnement intègre les externalités sur le réseau électrique de distribution et de transport : suite à la mise en place des S3REnR<sup>32</sup>, l'exploitant éolien supporte en effet les coûts qu'il génère directement du fait de son raccordement, mais aussi ceux qu'il peut générer indirectement sur les niveaux de tension supérieurs.

La localisation peut influencer sur le profil de production d'une éolienne. En France l'éolien produit plus pendant l'hiver avec une puissance moyenne de 26% de la Pmax contre 19% en été. L'éolien a un profil légèrement synchronisé avec les périodes de forte consommation.

Compte tenu de l'ensemble des contraintes de localisation, et de l'impossibilité de prévoir précisément la météo sur plusieurs années, il est difficile d'envisager un positionnement des éoliennes en intégrant ce paramètre lors des études du projet.

Si l'optimisation du profil est complexe, une optimisation du foisonnement pourrait être envisagé afin de maximiser la contribution de l'éolien au respect du critère de défaillance (valeur capacitaire). En effet, l'analyse statistique montre que la multiplication des régimes de vent indépendants permettent d'augmenter cette contribution de plus de 10% quand l'éolien reste marginal, et encore plus au-delà<sup>33</sup>. Pour un crédit capacitaire autour de la puissance moyenne<sup>34</sup> et une valeur capacitaire de l'ordre de 60 €/kW/an<sup>35</sup>, cela correspond à ~0,5 €/MWh<sub>eolien</sub>.

A noter que sans incitation particulière, la répartition de l'éolien en France s'est pour l'instant plutôt bien réalisée sur le territoire.

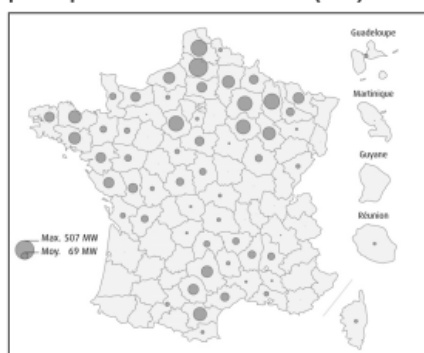
<sup>32</sup> Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

<sup>33</sup> « The Surprising Value of Wind Farms as Generating Capacity » - Steven Stoft - 2008

<sup>34</sup> L'analyse du crédit capacitaire est détaillée dans l'étude FEE / E-CUBE « valeur et les coûts de l'éolien sur le système électrique français » - février 2013

<sup>35</sup> C'est-à-dire les coûts fixes d'une centrale de pointe type Turbine à Combustion, qui est un majorant de la valeur capacitaire.

Puissance éolienne raccordée  
par département au 31/03/2012 (MW)



Source : SOeS d'après ERDF, RTE, SEI, principales ELD

Figure 15

On pourrait cependant imaginer un système de bonus/malus capacitaire en fonction de la localisation afin de garantir le maintien d'une répartition homogène sur le territoire à plus long terme. Un mécanisme qui pourrait être intégré au mécanisme de capacité pour les actifs sortant de l'obligation d'achat.

Cette évolution ne s'envisage cependant pas à court terme :

- elle est complexe à mettre en place, et les retours d'expérience sur le marché de capacité ne seront pas significatifs à horizon 2020
- il n'y a aujourd'hui pas de forte disparité dans la répartition géographique des éoliennes

#### 4.3.3 Participation aux réserves d'équilibrage

Si l'on exclut les plus vieilles éoliennes, les nouvelles installations peuvent moduler leur production en modifiant l'orientation de leurs pales. Cependant, la modulation de la production éolienne ne peut être réalisée qu'à la baisse (réduction de la puissance). Réaliser une modulation à la hausse impliquerait de maintenir une production inférieure au potentiel de production maximal afin de disposer d'une marge à la hausse. Cela se traduirait par d'importante perte de production et partant de l'externalité positive proportionnelle associée.

En conséquence, avec l'organisation actuelle des réserves par RTE, l'éventuelle participation de la modulation « intrinsèque » des éoliennes aux réserves d'équilibrage est limitée à des contributions à la baisse sur la réserve tertiaire (mécanisme d'ajustement). En effet, les réserves primaires et secondaires demandent une capacité de modulation à la hausse et à la baisse.

Adapter la capacité de modulation éolienne à la participation aux réserves pourrait impliquer des études et une mise à jour du contrôle commande, mais *a priori*, pas d'investissement majeur<sup>36</sup>. Le principal coût de cette modulation à la baisse pour une éolienne est la perte d'opportunité pendant la modulation. Hors arrêt d'urgence, la fatigue du matériel liée à la modulation est de second ordre. Le coût de cette perte d'opportunité est égal au prix de l'électricité lors de la modulation. En cela la modulation éolienne est de fait plus coûteuse<sup>37</sup> que la modulation par des actifs fossiles pour lesquels la perte d'opportunité est égale au prix de l'électricité moins le coût du combustible. En intégrant les coûts de fatigue et autres coûts liés à la modulation des centrales fossiles cette situation peut s'inverser, on constate en effet des prix négatifs dans les appels à la baisse.

<sup>36</sup> Interview industriels d'éolien (Fabricants, Exploitants, Banques) membres de FEE

<sup>37</sup> Sans intégrer les coûts de fatigue et réduction du rendement liés au suivi de charge

Sur le mécanisme d'ajustement, le volume des appels à la baisse est de ~4-5 TWh pour ~180 M€<sup>38</sup>. Pour une contribution proportionnelle de l'éolien à sa production énergétique, cela représenterait 0,3 €/MWh<sub>éolien</sub>.

La participation de l'éolien au mécanisme d'ajustement pourrait constituer une première sensibilisation des producteurs aux problématiques d'équilibrage mais représente un enjeu financier limité. Des adaptations du contrat d'obligation d'achat, dans lequel EDF est le responsable d'équilibre de l'ensemble de la production, pourraient être prévues pour permettre la mise en place d'une expérimentation de participation volontaire et rémunéré de l'éolien aux réserves tertiaires à la baisse.

#### 4.3.4 Prévisions

En France, l'éolien est intégré au périmètre d'équilibre d'EDF. Les contrats d'obligation d'achat incluent une possibilité pour EDF de demander à l'exploitant éolien des prévisions (Conditions Générales, Article III.2). Cependant aucune pénalité ou bonus ne sont prévus en fonction de la qualité des prévisions. En conséquence, c'est aujourd'hui EDF qui a la charge de réaliser des prévisions et qui est responsable des écarts avec le réalisé.

On peut estimer le volume des écarts éoliens à partir des publications des prévisions J-1 et infrajournalières de la production éolienne par RTE<sup>39</sup>. La somme des écarts représente 0,7 TWh soit ~5% de la production éolienne en J-1 et 0,4 TWh soit ~3% de la production éolienne en infrajournalier. En comparaison, les écarts sur les prévisions de la consommation par RTE sont de ~6 TWh soit 1,2% en J-1 et ~5 TWh soit 1,0% en infrajournalier.

A partir de ces données RTE, qui ne représentent pas forcément la qualité des prévisions EDF, on peut estimer que le « coût » des écarts infrajournaliers de la production éolienne représente ~15 M€ en 2012 soit ~1 €/MWh<sub>éolien</sub>.

Dans un scénario de transfert de la responsabilité de la prévision et de la gestion du périmètre d'équilibre aux exploitants éoliens, deux facteurs conditionneront sa réussite :

- Le développement d'agrégateurs : La qualité de la prévision est très fortement améliorée par le foisonnement. Une étude de l'IEA<sup>40</sup> estime que le foisonnement permet une forte amélioration de la qualité de prévision<sup>41</sup>. Le rôle d'agrégateur est assuré de fait par EDF dans la situation actuelle. Afin d'éviter une chute de la qualité des prévisions le rôle d'agrégateur sera essentiel.
- La liquidité du marché intraday : La qualité des prévisions de la production éolienne dépend directement de la qualité des prévisions météo. On constate ainsi une très forte amélioration de la qualité des prévisions entre J-1 et l'infrajournalier. La liquidité du marché *intraday* sera en conséquence essentielle pour intégrer efficacement les meilleures prévisions.

On peut enfin noter que dans le cas allemand ce transfert s'accompagne d'une sur-rémunération pour compenser les coûts d'équilibrage (et de commercialisation).

#### 4.3.5 Stockage

Au-delà des capacités d'optimisation intrinsèques de l'éolien, l'exploitant peut intégrer du stockage pour réaliser des optimisations poussées vis-à-vis du marché. Ce choix à déjà été intégré, pour la

---

<sup>38</sup> Valorisation au prix moyen pondéré à la baisse, un majorant du prix moyen pondéré des offres activées à la baisse

<sup>39</sup> RTE publie des prévisions de production éolienne à titre d'information, mais ne sont pas contractuellement engageantes

<sup>40</sup> IEA Wind Task 25 – Phase 2 – 2009 - 2011

<sup>41</sup> « There is a strong aggregation benefit for wind forecasting [...] aggregation over a 500-km region reduces forecasting error by approximately 50%. »

technologie PV, aux appels d'offres PV 250+ dans les zones non interconnectées au réseau continental.

La CRE souligne cependant dans son rapport d'activité 2012 qu'avec « un prix moyen pondéré de 414 €/MWh, l'électricité produite par les installations avec stockage s'avère presque trois fois plus chère que l'électricité produite par des centrales [photovoltaïque] au sol avec des technologies matures ». Cette solution est à court terme éloignée de la compétitivité marché.

On peut par ailleurs souligner que l'efficacité économique d'une obligation pesant sur les producteurs éoliens, plutôt qu'un développement assuré par le marché et l'ensemble des acteurs, n'est pas garantie. C'est d'autant plus vrai pour le stockage nécessite aujourd'hui une mutualisation des valeurs (optimisation marché, optimisation réseau, sécurisation ...) pour atteindre l'équilibre économique.

#### **4.3.6 Analyse au regard des mécanismes de financement**

##### **4.3.6.1 FiT et optimisation**

Si le FiT ne reproduit pas les variations de prix horaire du marché, il envoie par son format €/MWh, une très forte incitation à maximiser la production d'électricité. En conséquence il a déjà entraîné des optimisations des maintenances (un des principaux facteurs de non-production) en temps (le temps d'arrêt est réduit) et même en énergie (les temps d'arrêt sont synchronisés avec les périodes de vent faible).

Plusieurs évolutions pourraient compléter ces incitations. On peut en particulier citer :

- Le transfert progressif du rôle de responsabilité d'équilibre aux exploitants
- Un test de participation volontaire et rémunéré de l'éolien aux réserves tertiaires à la baisse

##### **4.3.6.2 Prime ex-post/prime ex-ante/quotas et optimisation (format €/MWh)**

Dans l'ensemble de ces schémas de financement, l'exploitant éolien est incité à optimiser ses revenus sur le marché énergie. Il est par ailleurs responsable d'équilibre et donc responsable de ses prévisions.

A plus long terme et pour ces schémas de financement, le marché de capacité pourrait être adapté, au travers d'une prime de capacité régionalisée, pour inciter les producteurs éoliens à favoriser le foisonnement et donc la contribution de l'éolien à la sécurisation du système.

Un enjeu important sera la stabilité dans le temps de cette régionalisation au vu de la durée de développement des sites éoliens.

##### **4.3.6.3 Format de la prime (€/MWh ou €/kW) et prix négatifs**

Le passage d'une prime en €/MWh à une prime en €/kW peut diminuer ou supprimer l'incitation à maximiser la production d'électricité. En effet, dans un cas de prime ex-ante, l'exploitant bénéficiera seulement du signal de prix marché, soit environ la moitié de sa rémunération totale. Pour un schéma de FiT, ce transfert supprimerait toute incitation puisque la totalité des revenus de l'exploitant seraient fixes et ne dépendraient pas de la production énergétique.

Cet impact négatif pourrait être corrigé par des contraintes sur une disponibilité minimale, avec le risque d'ajouter une complexité administrative et réglementaire supplémentaire.

#### 4.3.7 Conclusions

*En conclusion, l'optimisation de la production éolienne par rapport aux signaux marché est à court terme marginale dans l'économie globale de l'éolien (< 3%).*

*Les schémas de financement prime ex-post, prime ex-ante et quotas permettent d'activer ces leviers d'optimisation.*

*Concernant le FiT, des mesures incitant à l'activation de quelques leviers d'optimisation pourrait être un moyen de préparer les acteurs de l'éolien à la gestion des problématiques marché dans le cadre du FiT. On peut en particulier identifier :*

- *Le transfert progressif du rôle de responsabilité d'équilibre aux exploitants*
- *Un test de participation volontaire et rémunéré de l'éolien aux réserves tertiaires à la baisse*

*A l'inverse, l'application spécifique d'un signal marché sur le positionnement des maintenances (déjà optimisées en énergie) et la localisation qui présentent un potentiel d'optimisation faible et une complexité élevée est à écarter.*

*Le rythme de cette sensibilisation devra s'organiser par rapport à l'atteinte de l'équilibre compétitif par l'éolien. L'ensemble de ces leviers pourraient se positionner comme bonus/malus par rapport au FiT.*

*Au-delà d'activer le potentiel d'optimisation marché, ces deux mesures pourront permettre un premier développement d'acteurs de l'agrégation et prévision en France. Ce développement simplifiera la transition des actifs sortant d'obligation d'achat vers le marché.*

#### 4.4 Coûts de financement

*Note : L'ensemble des données marquées par une étoile sont issues d'entretiens avec des institutions financières représentant à date près de 50% du financement de l'éolien installé en France et avec des industriels de l'éolien (développeurs, fabricants).*

##### 4.4.1 Importance et structure des coûts de financement

Compte tenu de l'importance de l'investissement initial dans le modèle d'affaires de l'éolien, le coût de financement est un élément essentiel de son économie. L'investissement et son financement représentent plus de 80% du LCOE<sup>42</sup>. Pour illustration, le passage d'un coût de financement de 6% à 8% implique une augmentation du LCOE de 11%.

Le financement d'un projet éolien se construit aujourd'hui principalement sur la dette (environ 85% de dette), le reste étant assuré par le capital. Les taux de la dette sont de 4,5%\* à 5,5%\* (~2,2% en taux interbancaire à 15 ans plus une marge de refinancement et de risque). Ceux du capital sont plus

---

<sup>42</sup> Levelised Cost of Energy, le coût actualisé du MWh



élevés avec des rendements attendus de 10%\* à 15%\*. Au final le CMPC<sup>43</sup> de l'éolien est d'environ 5 à 6%<sup>44</sup>.

Le taux de dette est fixé pour assurer que la structure soit *auto-liquidative*. Il s'agit d'assurer un *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) de l'ordre de 1,2\* à 1,23\*. Ce DSCR représente le rapport entre l'excédent brut d'exploitation (EBE) à p90<sup>45</sup> et le service de la dette (remboursement plus intérêts). Le fait que ce ratio soit significativement supérieur à 1 garantit aux banques que le risque de défaut sur la dette est très faible. Une fois le DSCR fixé, la capacité d'endettement l'est également.

C'est le faible risque du modèle d'affaires éolien qui permet la prédominance de la dette. Le schéma de *FiT* permet en effet d'éliminer le risque marchand. Les risques des projets sont réduits aux risques opérationnels. Il s'agit principalement de risques de bon fonctionnement des éoliennes et ceux liés à l'estimation du vent moyen sur le site en phase projet. L'ordre de grandeur de ce dernier risque est de 15%\* de variation de la production moyenne entre p50 et p90<sup>46</sup> en moyenne sur 10 ans (sur une année donnée ce risque de variation est supérieur à 20 %).

#### 4.4.2 Analyse au regard des mécanismes de financement et de la convergence marché

L'exposition au risque marché des producteurs éoliens dépend du schéma de financement :

- **FiT, un risque opérationnel et fiscal** : Dans un schéma de FiT, les revenus ne sont exposés qu'aux risques opérationnels. Un risque fiscal (ex : relèvement de l'IFER) peut par ailleurs impacter l'économie de l'éolien.
- **Prime ex-post, un risque additionnel sur la performance** : Dans ce modèle, le producteur éolien doit vendre son énergie sur les marchés puis une prime est calculée pour compenser la différence entre le prix marché et un seuil de rémunération fixe de l'éolien. Le risque porte donc sur la performance des acteurs dans la vente de l'énergie, et la gestion de leur périmètre d'équilibre. La majorité des risques marchés, c'est-à-dire les risques liés à l'évolution du prix de l'électricité, ne sont pas transmis à l'exploitant éolien. Dans les analyses ci-dessous nous ne distinguerons pas ce modèle du précédent.
- **Prime ex-ante, un risque marché partiel** : Dans l'ancien modèle espagnol de premium marché ou prime ex-ante, l'opérateur éolien est rémunéré par la vente de son énergie sur les marchés à laquelle vient s'ajouter une prime dont le montant est fixe. Dans ce cadre, le risque porte sur l'espérance de rémunération par le marché. Dans la situation actuelle, cela correspond à un risque sur ~50% des revenus. A noter qu'en Espagne, les opérateurs pouvaient alterner entre le *FiT* et ce schéma de premium : ils ne portaient donc pas réellement ce risque marché à la baisse mais pouvaient en profiter à la hausse.
- **Quotas (certificats verts), risque marché total** : Il s'agit des modèles de quotas avec un marché des certificats verts comme en Suède. Dans ce cas, un risque pèse sur la totalité de la rémunération.

Les retours d'expériences montrent que les pays ayant opté pour un système de quotas ont des coûts de développement des énergies renouvelables légèrement plus élevés que ceux ayant opté pour un *FiT*. Ces coûts plus élevés pourraient entre autres être expliqués par des coûts de financement plus élevés du fait de l'exposition à des risques importants.

---

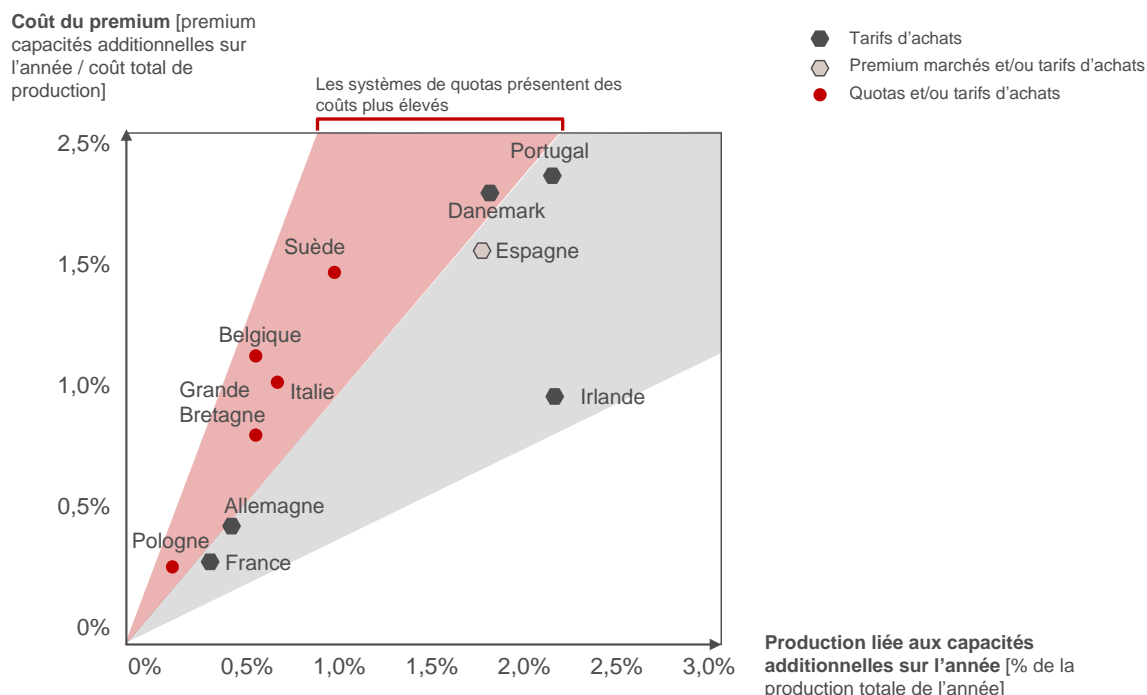
<sup>43</sup> Coût moyen pondéré du capital – Pré-taxe

<sup>44</sup> Analyse s'appuyant sur des entretiens avec les industriels d'éolien (Fabricants, Exploitants, Banques) membres de FEE

<sup>45</sup> p90 : 90% de probabilité que l'EBE soit supérieur sur une période donnée (en général 10 ans)

<sup>46</sup> p90 : 90% de probabilité que la production soit supérieure sur une période donnée (en général 10 ans) ; p50 : 50% de probabilité que la production soit supérieure

COÛTS DE DEPLOIEMENT D'UN PROGRAMME ENR EN FONCTION DU VOLUME ET DU MECANISME DE FINANCEMENT [2009]



Source: IEA

Figure 16

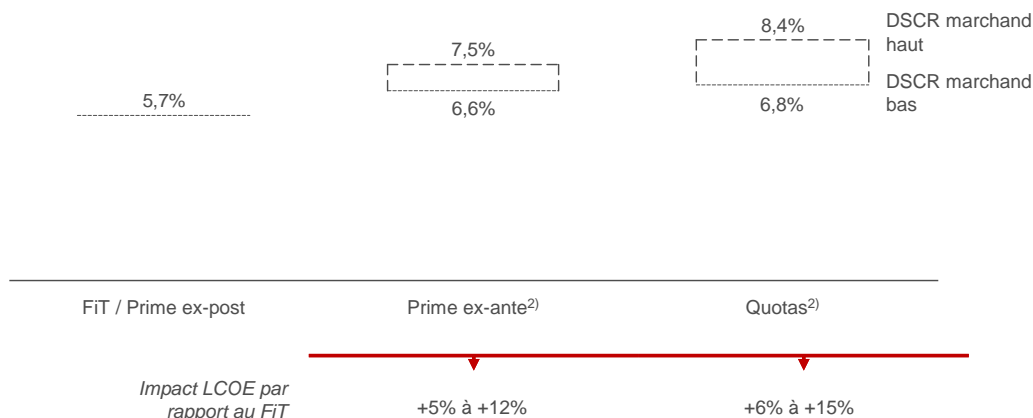
Afin d'estimer l'impact des mécanismes de financement, et de l'exposition du modèle d'affaires éolien aux risques marché, nous avons modélisé l'application de la méthodologie de financement de projet des banques (DSCR) à des projets éolien sur plusieurs schémas de financement.

Les revenus marché de l'éolien sont estimés à partir du modèle E-CUBE de prévisions des prix de l'électricité à partir des prix du combustibles (gaz, charbon, ...), de l'évolution du parc installé et de la consommation. Les valeurs des paramètres clés du modèle se sont appuyées sur les estimations d'acteurs de référence : le Bilan Prévisionnel 2012 du RTE pour l'évolution de la consommation d'électricité sur la période, l'étude de l'UFE « Electricité 2030, quels choix pour la France » pour les prix des combustibles utilisés, et enfin l'évolution du mix électrique conditionnée par la réalisation du programme gouvernemental de 50% d'énergie nucléaire à horizon 2025. Deux autres scénarios A et C sont par ailleurs utilisés plus bas pour les analyses de sensibilité<sup>47</sup>.

Le graphique ci-dessous présente les résultats de l'analyse, ainsi que les hypothèses\* utilisées. A noter qu'il n'intègre pas les éléments « distorsion du marché » et « optimisation par rapport au marché ».

<sup>47</sup> Médian : consommation suivant le scénario MDE renforcée de RTE, 50% de nucléaire en 2025 ; A : consommation suivant le scénario médian de RTE, 50% de nucléaire en 2025 ; C : consommation suivant le scénario médian de RTE, pas de réduction du parc nucléaire

IMPACT DU SCHEMA DE FINANCEMENT SUR LE WACC ET LE LCOE – SCENARIO MEDIAN [%]



1) Hypothèses : Taux swap euribor (2,25% à 15 ans) ; Prime banque (2,25%\*) sur la part en risque marchand (2,75%) ; Dégradation des prix marché à p90 (-15%) ; DSCR hors risque marchand (1,2\*) ; DSCR sur la part des revenus en risque marchand (bas : 1,25 ; haut : 2)\* ; Coût du capital développeur : 12,50 %\*  
 2) Le niveau de la prime ex-ante / certificats verts est fixé pour que le TIR du développeur soit inchangé en scénario médian. Cette hypothèse sous-estime la hausse du coût de financement et du LCOE puisque, comme les banques, les investisseurs exigeront des rendements plus élevés dans un contexte risqué.  
 Source: Epexspot, interview industriels de l'éolien, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

Figure 17

Deux éléments expliquent la hausse du CMPC et en conséquence celle du LCOE :

- La part de revenus exposés au risque marchand n'est plus considérée par la banque comme sans risque. Comme pour le vent, elle va prendre une marge de sécurité en considérant un prix marché à « p90 ». Afin d'estimer le facteur de discount par rapport au prix à p50, nous sommes appuyés sur les écarts entre les scénarios de prix des acteurs du marché<sup>48</sup>, l'évolution des cours futures et la modélisation des prix de l'électricité E-CUBE. Ce revenu réduit utilisé en référence par la banque dégrade la part de la dette.
- Par ailleurs, les banques peuvent exiger des DSCR plus élevés sur une activité de type marchand. Cette hausse peut être relativement limitée (1,25\*) mais aussi beaucoup plus significative en se traduisant de fait par une quasi-impossibilité de lever de la dette à partir des revenus exposés à un risque marchand sur les prix de l'électricité\*.

Ce graphique souligne premièrement l'impact extrêmement important de la convergence marché sur le CMPC et le LCOE de l'éolien. L'exposition à un risque marché se traduira par une forte diminution de la part de la dette.

Les coûts de financement (CMPC) les plus élevés (>7%) pourraient induire une forte hausse du LCOE voire se traduire par une impossibilité de mobiliser des financements sur ces projets. On peut réaliser un parallèle avec les actifs de production classiques et la frilosité actuelle des acteurs à les financer. Dans ce parallèle, les coûts de financement de l'éolien pourraient s'apparenter aux CMPC des utilities.

#### 4.4.3 Mise en regard avec la maîtrise de la dépense publique et des rentes

L'analyse du coût de financement doit être mise en regard de la maîtrise de la dépense publique (au sens CSPE) et de l'apparition de rentes chez les acteurs de l'éolien.

La maîtrise de la dépense publique s'appuie sur deux éléments. Premièrement il s'agit d'en limiter le volume, et cela revient à limiter le LCOE de l'éolien. Deuxièmement il s'agit d'en limiter les variations. D'un point de vue théorique, le passage du FiT à une prime ex-ante revient à transférer le risque d'évolution de la CSPE aux développeurs et investisseurs éoliens. Cette couverture de risque, qui une option, a un coût qui se traduit par la hausse du coût de financement et donc du LCOE.

<sup>48</sup> Deux brokers de données, deux utilities et un grand compte

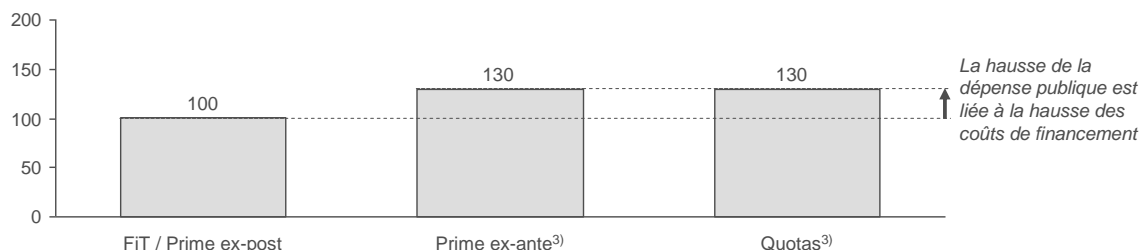
La maîtrise de l'apparition de rentes s'appuie comme précédemment sur deux éléments : volume et variations. La maîtrise du volume passe principalement par la bonne calibration des FiT/prime. Elle passe aussi par des caractéristiques spécifiques comme l'actuelle baisse du prix d'achat sur les cinq dernières années de FiT pour les sites les plus ventés. La maîtrise des variations de ces rentes dépend elle plus des caractéristiques fondamentales du schéma de financement. Dans le cadre d'un FiT, les revenus sont constants quels que soit le prix marché, il n'y a donc pas de variation : si le système a été initialement bien calibré, il n'y a pas de phénomènes de rentes. En schéma de prime ex-ante les revenus de l'exploitant éolien sont variables : en situation de prix marché plus favorable que prévu, une rente peut apparaitre (comme en Espagne avant 2008). On peut imaginer un schéma de réduction de la prime ex-ante si les prix de l'électricité montent trop, mais cela se traduirait par une dégradation du modèle d'affaires éolien du fait de la réduction de l'espérance de revenus.

Le graphique ci-dessous présente en conséquence trois résultats clefs en fonction du schéma de financement :

- Le volume de dépense publique
- La variabilité de la dépense publique selon les scénarios de prix
- La variabilité des revenus du producteur éolien et donc des rentes selon les scénarios de prix

Tous ces résultats sont présentés sur une base 100 par rapport au cas FiT.

**IMPACT DU SCHEMA DE FINANCEMENT SUR LE VOLUME DE DEPENSE PUBLIQUE [Base 100<sup>1</sup>]<sup>2</sup>**



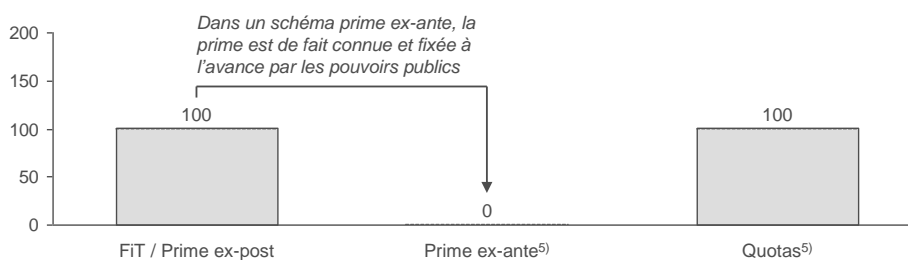
Hypothèses : Taux swap euribor (2,25% à 15 ans) ; Prime banque (2,25%\*) sur la part en risque marchand (2,75%) ; Dégradation des prix marché à p90 (-15%) ; DSCR hors risque marchand (1,2\*) ; DSCR sur la part des revenus en risque marchand (bas : 1,25)\* ; Coût du capital développeur : 12,50 %\*

1. Base 100 par rapport au cas FiT
2. Volume dépense publique = VAN dépense publique en scénario médian
3. Le niveau de la prime ex-ante / certificats verts est fixé pour que le TIR du développeur soit inchangé en scénario médian

Source: Epexspot, interview industriels de l'éolien, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

**Figure 18**

**IMPACT DU SCHEMA DE FINANCEMENT SUR LA VARIATION DE LA DEPENSE PUBLIQUE SELON LES SCENARIOS DE PRIX [Base 100<sup>1</sup>]<sup>2</sup>**



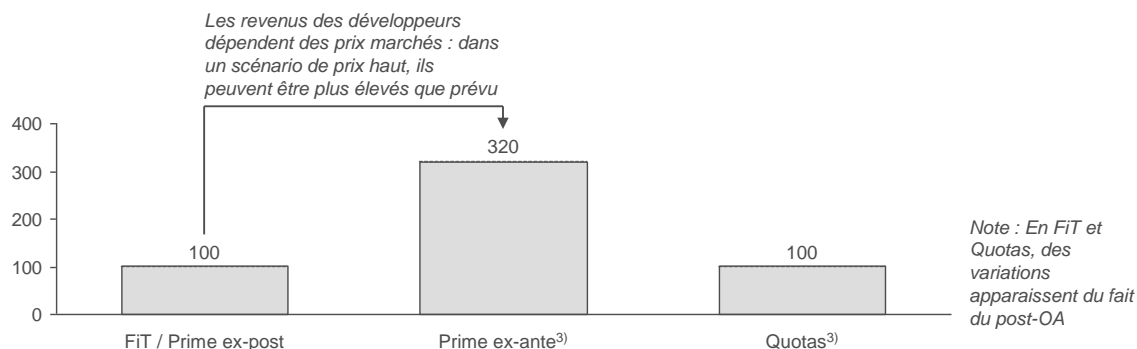
Hypothèses : Taux swap euribor (2,25% à 15 ans) ; Prime banque (2,25%\*) sur la part en risque marchand (2,75%) ; Dégradation des prix marché à p90 (-15%) ; DSCR hors risque marchand (1,2\*) ; DSCR sur la part des revenus en risque marchand (bas : 1,25)\* ; Coût du capital développeur : 12,50 %\*

1. Base 100 par rapport au cas FiT
2. Variation de la dépense publique : Différences entre VAN dépense publique des scénarios A et C. Les scénarios sont décrits dans le chapitre précédent.
3. Le niveau de la prime ex-ante / certificats verts est fixé pour que le TIR du développeur soit inchangé en scénario médian

Source: Epexspot, interview industriels de l'éolien, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

**Figure 19**

IMPACT DU SCHEMA DE FINANCEMENT SUR LA VARIATION DES RENTES SELON LES SCENARIOS DE PRIX [Base 100<sup>1)</sup>]<sup>2)</sup>



Hypothèses : Taux swap euribor (2,25% à 15 ans) ; Prime banque (2,25%\*) sur la part en risque marchand (2,75%) ; Dégradation des prix marchés à p90 (-15%) ; DSCR hors risque marchand (1,2\*) ; DSCR sur la part des revenus en risque marchand (bas : 1,25)\* ; Coût du capital développeur : 12,50 %\*

1. Base 100 par rapport à la VAN dépense publique en FiT

2. Variation rentes indues : Différences entre VAN après impôts de l'exploitant éolien entre les scénarios médians et C

3. Le niveau de la prime ex-ante / certificats verts est fixé pour que le TIR du développeur soit inchangé en scénario médian

Source: Epexspot, interview industriels de l'éolien, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

**Figure 20**

En conclusion, par rapport au FiT, la prime *ex-ante* permet une maîtrise complète des variations de la dépense publique au prix d'une hausse du volume de dépense publique dans le scénario médian. Le mécanisme de quotas est lui plus proche du FiT, mais présente des volumes de dépense publique plus élevés du fait de l'incertitude sur le marché des certificats verts. A noter qu'il s'agit ici d'une approche théorique ou le marché des certificats compense la hausse ou la baisse des prix de l'électricité. En pratique rien ne le garantit et les marchés des certificats verts peuvent se révéler instables et se traduire par une forte variabilité de la dépense publique et des éventuelles rentes.

Le graphique précédent fait l'hypothèse d'une prime *ex-ante* égale au montant nécessaire pour que le développeur éolien conserve un TRI (Taux de Rentabilité Interne) inchangé par rapport au FiT. Cette hypothèse sous-estime la hausse du coût de financement et du LCOE puisque, comme les banques, les investisseurs exigent des rendements plus élevés dans un contexte risqué.

On peut souligner la forte sensibilité du coût de financement, de la dépense publique et de la maîtrise des rentes au niveau de la prime *ex-ante*. Si la prime est supérieure (ex : 50 €/MWh), le marché de l'éolien pourrait être dynamisé, au prix d'un coût plus important pour la collectivité. Inversement une prime plus faible (ex : 20 €/MWh) paralyserait complètement le marché.

#### 4.4.4 Durée de financement

L'allongement de la durée du financement permet de réduire le poids annuel du financement de l'éolien. Il se traduit aussi par une hausse du coût de financement. Le swap *euribor* à 20 ans prend environ 25 points de base par rapport à 15 ans. Par ailleurs la marge de financement des banques peut augmenter pour couvrir les coûts additionnels de liquidité à long terme (ex : 50\* points de base pour passer de 15 à 20 ans).

Cette hausse du coût de financement peut en pratique être compensée par la valeur d'option du tarif. En effet, à horizon 20 ans, il est réaliste d'envisager que les prix marché dépassent les FiT. Dans ce cas, et sous condition de fortes pénalités pour quitter le tarif, le bilan de l'éolien dans ses dernières années seraient positif et réduirait la CSPE.

La capacité des banques à mobiliser une liquidité à un horizon 20 ans fait cependant encore débat (pas de consensus dans les entretiens réalisés). Ce pourrait être un obstacle au développement de l'éolien sur une durée de financement longue. On peut cependant identifier à l'étranger (ex : Amérique du nord) des cas de financements par des banques sur des durées supérieures ou égales à 20 ans.

Quelle que soit la durée de financement, le FiT pourrait intégrer une option d'achat sur l'énergie produite en post-Obligation d'Achat (OA). Le principe de cette option d'achat est que la collectivité puisse récupérer la valeur de l'énergie éolienne dans un scénario de prix haut en post-OA (ex : si le prix est supérieur au FiT à la sortie de l'OA). Compte tenu des taux d'actualisation, et des échéances

longues de l'OA, la valeur de cette option est négligeable dans la Valeur Actuelle Nette de la dépense publique (<1%), mais néanmoins très symbolique.

#### 4.4.5 Conclusions

*Dans un contexte où les marchés de l'électricité sont vus comme très risqués, la convergence marché du financement de l'éolien pourrait complexifier le financement de l'éolien et en augmenter les coûts.*

*Le FiT et la prime ex-post présentent un bon équilibre entre maîtrise des coûts de financement, maîtrise du volume et de la variabilité de la dépense publique et maîtrise de l'apparition de rentes.*

*Les schémas alternatifs comme la prime ex-ante permettent d'accentuer l'effort sur un de ces paramètres, la variabilité de la dépense publique dans ce cas, au détriment des autres.*

*Compte tenu de son importance dans le modèle d'affaires de l'éolien, une hausse des coûts de financement pourrait avoir un impact significatif sur le rythme et le coût de développement de l'éolien qui est un actif de production pour lequel les investissements sont très importants et les temps de retour longs.*