



ÉTUDE - COMPARATIVE - DE LA RENTABILITE DES PROJETS EOLIENS EN MER EN EUROPE

*Ce rapport a été élaboré par la commission offshore de France
Énergie Éolienne, branche éolienne du Syndicat des énergies renouvelables – Juillet 2009*

Rédacteurs :

Olivier Guiraud (EOLE-RES S.A.)
Manuel Gonzalez (Iberdrola Renovables)
Cédric Le Bousse (EDF-EN)
Stéphane Jedrec (Nass & Wind)
Anne Lapierre (Norton Rose)
Jérôme Jacquemin (Garrad Hassan)
Xavier Thierry (ENEL-ERELIS)

La commission Offshore :

Président : Philippe Gouverneur (ENERTRAG)

Membres :

3E France	HERBERT SMITH LLP
8.2 France	IBERDROLA RENOVABLES France
AREVA BU RENOUEVABLES	JMB ENERGIE
CGR LEGAL	LA COMPAGNIE DU VENT
DCNS	MAÏA POWER
DIRECT ENERGIE RENOUEVABLE	NASS&WIND SAS
E-ON ENERGIES RENOUEVABLES	NORTON ROSE LLP
EADS Astrium	POWEO ENR
ALSTOM/ECOTECNIA	EDP RENEWABLES
EDF ENERGIES NOUVELLES	REPOWER
ENEL ERELIS SAS	SIEMENS WIND POWER
ENERTRAG	SM2 SOLUTIONS MARINES
EOLE GENERATION	UNITE
EOLE-RES	VALOREM
ERELIAGROUPE	VENT D'OUEST
EVELOP France	VESTAS
GARRAD HASSAN AND PARTNERS LTD France	WPD ENERGIE 21
GDF SUEZ	

SOMMAIRE

1. OBJET DU DOCUMENT.....	4
2. LES ENJEUX DE L’EOLIEN OFFSHORE EN MATIERE DE CREATION D’EMPLOIS ET D’INDUSTRIE.....	4
3. ANALYSE ECONOMIQUE DES DIFFERENTS SYSTEMES DE SOUTIEN EUROPEENS.....	5
3.1. LE SYSTEME TARIFAIRES FRANÇAIS.....	5
3.2. LES AUTRES SYSTEMES TARIFAIRES EUROPEENS.....	6
3.3. METHODE D’ANALYSE.....	6
3.4. TYPOLOGIE DES PROJETS	6
3.5. ANALYSE DES COUTS ET HYPOTHESES ECONOMIQUES	7
3.6. ANALYSE DE LA RENTABILITE ECONOMIQUE DES PROJETS.....	8
3.7. SYNTHESE DES RESULTATS.....	9
4. ANALYSE DES CONTRAINTES PARTICULIERES A L’EOLIEN EN MER.....	9
5. VERS UNE ADAPTATION DU SYSTEME DE SOUTIEN FRANÇAIS A L’EOLIEN EN MER : PISTES DE REFLEXION.....	10
5.1. OPTION 1 : UN SYSTEME A VALEUR CONSTANTE	11
5.2. OPTION 2 : UN SYSTEME AVEC MODULATION FONCTION DU NOMBRE D’HEURES DE FONCTIONNEMENT, DE LA DISTANCE A LA COTE ET DE LA PROFONDEUR D’EAU	11
5.3. AUTRES OPTIONS.....	13
6. CONCLUSION.....	14
ANNEXE 1 : ANALYSE DE SENSIBILITE CAPEX, OPEX ET HEQ.....	15
ANNEXE 2 : DESCRIPTIF DES SYSTEMES TARIFAIRES COMPARES	16
ANNEXE 3 : 10 RAISONS DE DEVELOPPER UNE FILIERE EOLIENNE OFFSHORE FRANÇAISE	19

1. Objet du document

Ces cinq dernières années, en Europe, le contexte du développement et de la construction de parcs éoliens en mer a considérablement évolué. Ce nouvel usage de l'espace maritime représente des enjeux importants en termes d'emplois et d'activités industrielles. Mais pas seulement ; l'éolien en mer se veut être une pièce maîtresse de la réalisation des objectifs de la France en matière d'énergies renouvelables. Pour l'heure, dans le contexte français notre filière peine à prendre son envol.

Le système de soutien à l'éolien en mer en vigueur dans notre pays ne permet pas de s'affranchir de contraintes telles que l'acceptation des projets ou les conflits d'usage, car il ne permet pas d'envisager des développements de projets loin des côtes, ni même d'inciter à optimiser la production énergétique de nos installations.

Après un exposé des enjeux de l'éolien offshore français en termes de création d'emplois et d'industrie, la présente étude propose une évaluation de la rentabilité des projets éoliens en mer en France au regard des autres systèmes en place en Europe (Allemagne, Belgique, Royaume-Uni).

Puis, elle présente quelques pistes de réflexion afin d'adapter le système de soutien actuellement en vigueur dans notre pays et d'assurer un réel soutien à l'industrie éolienne offshore française.

2. Les enjeux de l'éolien offshore en matière de création d'emplois et d'industrie

L'éolien en mer est en mesure de contribuer significativement aux objectifs que la France s'est fixés à l'issue du Grenelle de l'environnement : 25 000 MW éoliens dont 5 000 à 6 000 en mer.

La filière éolienne offshore constitue par ailleurs un important réservoir d'emplois et d'activités industrielles. Selon l'European Wind Energy Association (EWEA)¹, environ 180 GW éoliens seront en service en Europe en 2020 et plus de 300 GW fin 2030. Sur cette période, une part croissante des installations se fera en mer comme le montre la figure ci-dessous.

	Annual capacity (MW)			Cumulative capacity (MW)			Employment		
	Onshore	Offshore	Total	Onshore	Offshore	Total	Onshore	Offshore	Total
2007	8,344	210	8,554	55,500	1,100	56,535	147,736	6,370	154,106
2010	6,873	1,331	8,205	76,500	3,500	80,000	129,271	41,396	170,667
2015	8,086	2,300	10,386	112,500	12,000	124,500	151,047	61,401	212,448
2020	9,949	6,805	16,754	145,000	35,000	180,000	176,199	152,491	328,690
2025	10,519	8,504	19,023	164,800	74,500	239,300	177,194	191,744	368,938
2030	9,882	9,590	19,472	180,000	120,000	300,000	161,606	215,637	377,244

Figure 1 : scénario de développement de l'énergie éolienne en Europe 2007-2030 (Source : EWEA)

Sur la base de ce scénario, l'EWEA a estimé le réservoir d'emplois représenté par la filière éolienne en Europe et prévoit que le nombre d'emplois dans la filière éolienne en mer égalera celui de la filière éolienne terrestre à partir de 2020 pour le dépassera à l'horizon 2030 (Cf. Figure 2).

¹ "Wind at work : Wind energy and job creation in the EU", EWEA, 2008

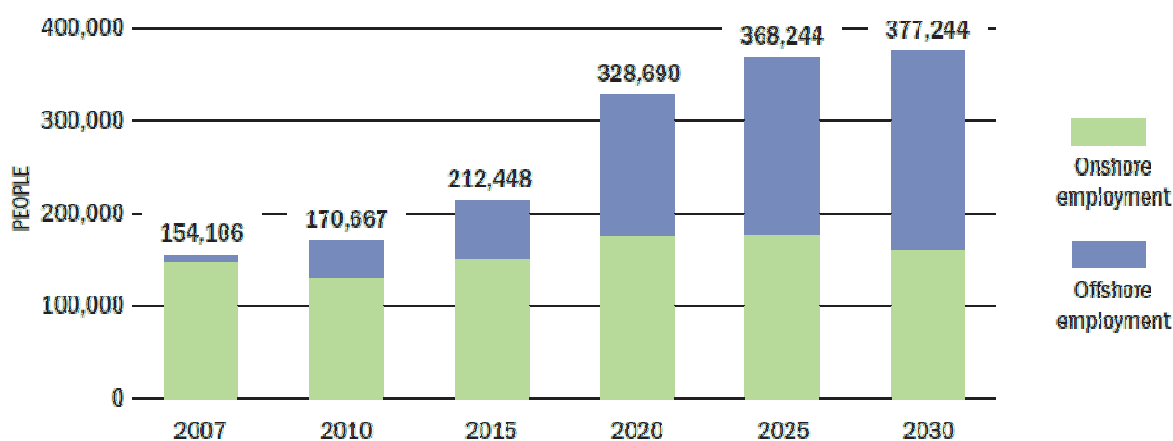


Figure 2 : emplois directs et indirects dans le secteur de l'énergie éolienne en Europe 2007-2030 (Source : EWEA)

Les sites de Cuxhaven ou de Bremerhaven au Nord-Ouest de l'Allemagne dédiés à la construction d'éoliennes offshore ou ceux situés en Ecosse emploient déjà plusieurs milliers de personnes :

- sur le seul site de Bremerhaven 160 entreprises sont installées et près de 1 000 emplois existent déjà ;
- sur le site de Cuxhaven, 1 500 emplois sont attendus, dont environ 1 100 emplois directs, 400 indirects avec un volume d'investissement de 325 millions d'euros.

La France emploie à ce jour un peu plus de 7 000 personnes (emplois directs liés aux investissements dans la filière éolienne et à la production éolienne).

De manière générale, le nombre d'emplois créés par la filière éolienne (terrestre et offshore) est bien supérieur, comparativement à la puissance installée, dans les pays qui ont fait, très tôt, le choix de stimuler leur marché intérieur pour développer une filière industrielle forte et créatrice d'emplois.

Il existe donc une réelle opportunité pour la France de s'engager sur la même voie en créant plusieurs milliers d'emplois et en redynamisant certains secteurs de l'industrie française (en particulier les ports maritimes et les chantiers navals).

3. Analyse économique des différents systèmes de soutien européens

3.1. Le système tarifaire français

Le tarif² d'achat applicable aux éoliennes implantées sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive est le suivant :

Durée annuelle de fonctionnement	Tarif pour les 10 premières années	Tarif pour les 10 années suivantes
2800 heures et moins	13 c€/kWh	13 c€/kWh
Entre 2800 et 3200 heures	13 c€/kWh	Interpolation linéaire
3200 heures	13 c€/kWh	9 c€/kWh

² Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent complété par l'arrêté du 23 décembre 2008 rectifié

Entre 3200 et 3900 heures	13 c€/kWh	Interpolation linéaire
3900 heures et plus	13 c€/kWh	3 c€/kWh

3.2. Les autres systèmes tarifaires européens

Pays	Durée du contrat	Niveau du tarif	Remarques	Autres aides
Allemagne	1 ^{ère} période : durée supérieure à 12 ans et modulée en fonction de la distance à la côte et la profondeur	15 c€/kWh 13 c€/kWh	Pour les éoliennes mises en service avant 2014 Pour les éoliennes mise en service après 2014	Prise en compte des coûts de raccordement au réseau par les gestionnaires
	2 ^{ème} période	3,5 c€/kWh ou prix du marché		
Belgique	20 ans	10,7 c€/kWh + prix du marché	Pour les parcs dont la puissance est inférieure à 216 MW	Prise en compte des coûts de raccordement à hauteur de 33%, plafonné à 25 M€
		9 c€/kWh	Au dessus de 216 MW	
France	10 ans 10 années suivantes	130 €/MWh 30 à 130 €/MWh	Interpolation linéaire en fonction du site	
Royaume-Uni	20 ans	1,5 * ROC + Prix du marché + ROC recycling		

3.3. Méthode d'analyse

Un business plan a été établi sur une durée de 20 ans afin de confronter divers types de projets aux conditions tarifaires actuellement en vigueur en France, Allemagne, Belgique et Royaume-Uni.

Cette méthode permet d'établir, entre les différents pays, un comparatif des taux de rentabilité interne (TRI) de chaque type de projet. Ce TRI a également été comparé à celui des projets terrestres, par nature moins risqués.

3.4. Typologie des projets

Compte tenu des technologies actuellement disponibles, et à la lumière des parcs éoliens offshore déjà en service dans d'autres pays européens, nous avons identifié quatre types de projets éoliens en mer :

- Type I : 100 MW, 7 km de la côte, 20 M€ de connexion, 10 m de profondeur, coût 2,9 M€/MW, 3 000 heq³
- Type II : 200 MW, 15 km de la côte, 50 M€ de connexion, 20 m profondeur, 3,2 M€/MW, 3 200 heq
- Type III : 300 MW, 30 km de la côte, 100 M€ connexion, 25 m profondeur, 3,5 M€/MW, 3 500 heq
- Type IV : 400 MW, 100 km de la côte, 180 M€ connexion, 40 m profondeur, 4 M€/MW, 4 200 heq (cas allemand)

Nous avons également considéré le cas d'un projet éolien terrestre avec les caractéristiques suivantes :

- Type 0 : 20 MW, 1,4 M€/MW, 2 200 heq

3.5. Analyse des coûts et hypothèses économiques

L'analyse des paramètres des projets (coûts, nombre d'heures, etc..) a été conduite sur le fondement des informations communiquées par l'ensemble des intervenants du secteur. Bien que certains paramètres puissent varier légèrement, les chiffres retenus sont similaires pour tous les pays d'Europe et apportent donc une vision comparative pertinente.

Une étude de sensibilité a été par ailleurs conduite et est disponible en annexe.

- **Coût d'investissement actuel en € par kilowatt installé :**

	Onshore	Offshore			
Type de projet	0	I	II	III	IV
Coût	1 400	2 900	3 200	3 500	4 000

- **Charges d'exploitation :**

De l'ordre de 30 €/MWh, selon les cas (60% fixe ; 40% variable et fonction de la production)

- **Fiscalité :**

Impôt Société :

France	Allemagne	Belgique	UK
34,4%	15,8%	34%	28%

Taxe spéciale en mer (pour la France uniquement) : 12 000 €/MW/an

Redevance Domaniale (pour la France uniquement) : 5 000 €/MW/an

³ Nombre d'heures annuelle de fonctionnement à pleine puissance

- **Prise en charge du raccordement (% financé par les pouvoirs publics) :**

France	Allemagne	Belgique	UK
0%	100%	33%	0%

3.6. Analyse de la rentabilité économique des projets

- **Evolution de la rentabilité d'un projet de type II en fonction du nombre d'heures équivalentes sur la base du tarif en vigueur en France :**

Projet Type II	
Nb Heures	TRI
3900	Négatif
3500	2,7%
3200	3,3%
2800	3,7%

Le système tarifaire français actuel va à l'encontre de l'objectif de production énergétique car il pénalise très fortement l'exploitation des sites présentant la meilleure ressource en vent, au point de rendre déficitaires les projets sur les sites les plus ventés.

- **Comparaison de la rentabilité des projets terrestres et maritimes en France :**

	Onshore	Offshore			
Type de projet	0	I	II	III	IV
TRI	8,1%	4,6%	3,3%	1,7%	négatif

La rentabilité des projets éoliens offshore est dans tous les cas très inférieure à celle d'un projet terrestre.

Le système tarifaire actuel ne permet donc pas l'investissement dans des projets éoliens en mer compte tenu des coûts de développement, de construction et d'exploitation qui y sont associés.

- **Comparaison européenne des taux de rentabilité des différents types de projet :**

Cas	Type de projet	Système tarifaires			
		France	Allemagne	Belgique	UK
Offshore	I	4,6%	6,3%	12,2%	13,3%
	II	3,3%	6,2%	12,0%	13,0%
	III	1,7%	7,2%	11,7%	13,2%
	IV	Négatif	9,6%	12,4%	14,2%

La France n'est pas un pays attractif au regard des systèmes tarifaires en place dans les autres pays d'Europe. Dès lors, notre pays ne saura ni attirer les investissements nécessaires à la réalisation des parcs éoliens en mer, ni développer une filière industrielle française forte dans ce domaine.

Même dans le cas le moins défavorable, avec un TRI de 4,6%, les projets ne sont pas finançables.

Enfin, la structure du système tarifaire actuel n'incite pas à développer des projets éloignés des côtes, ce qui permettrait pourtant de limiter les conflits d'usage et de favoriser l'acceptabilité des projets.

3.7. Synthèse des résultats

- Le tarif d'achat français conduit à des rentabilités nettement inférieures à celles obtenues en Allemagne, en Belgique et au Royaume-Uni, indépendamment du type de projet considéré.
- Le tarif d'achat français applicable aux parcs éoliens en mer conduit à des rentabilités inférieures à celles obtenues pour des projets éoliens terrestres.
- Le tarif d'achat en vigueur en France ne permet pas d'assurer une rentabilité suffisante pour les projets éoliens en mer.
- La structure du tarif ne favorise pas la productivité (pour des parcs autour de 3300 heures, tout nouvel investissement est inutile car le projet devient non rentable). Le tarif d'achat actuel, qui dépend du nombre d'heures annuelles de fonctionnement, offre une prime aux sites peu ventés.

4. Analyse des contraintes particulières à l'éolien en mer

De par la nature du milieu marin, les projets éoliens en mer présentent de nouveaux types de contraintes sur lesquelles les retours d'expériences sont encore rares.

Développer de tels projets nécessite, en plus d'une vigilance extrême sur tous les aspects techniques, une capacité à supporter financièrement les aléas engendrés par ces contraintes. Dès lors, ces projets, qui réclament en outre un investissement nécessaire deux fois et demie

plus élevé que celui des projets éoliens à terre, exigent un Taux de Rentabilité Interne minimum (TRI Projet, après impôts) supérieur à 10% pour pouvoir exister.

Pour rappel, le TRI minimal pour les parcs éoliens à terre se situe autour de 8%, avec une complexité et des aléas moindres.

Les contraintes spécifiques à l'éolien en mer sont d'ordre multiple :

▪ **Lors de la phase développement :**

C'est une phase très coûteuse au cours de laquelle les investissements ne sont pas sécurisés. En effet, il est actuellement impossible au développeur de s'assurer une libre action pendant la période d'étude et jusqu'au dépôt de son dossier sur le site qu'il a sélectionné, faute d'un système lui permettant de « réserver » le site à des fins d'études sur une période déterminée allant de 2 à 4 ans, alors que cela est le cas pour d'autres aménagements en mer.

▪ **Lors de la phase de construction :**

Les contingences rencontrées lors de la construction se traduisent principalement en délais et en coûts. Les risques de déviations sur les coûts et de retard de mise en route sont liés aux aléas du milieu, et augmentent avec la distance à la côte et la profondeur d'eau :

- Aléa géotechnique ;
- Délais de raccordement au réseau ;
- Aléa météorologique, qui peut limiter l'accès au site, et donc retarder les opérations et augmenter leurs coûts (immobilisation des matériels et des hommes).

▪ **Lors de la phase d'exploitation :**

- Encore peu de retour d'expériences sur les parcs en exploitation ;
- Les conditions météorologiques peuvent retarder les opérations de maintenance et de réparation. La production s'en trouvera affectée et les charges d'exploitation majorées, du fait du coût à la journée des moyens de levage maritimes requis pour la réalisation de ces opérations sur site.

Les conséquences sur le TRI Projet peuvent être importantes (Cf. Annexe 1).

5. Vers une adaptation du système de soutien français à l'éolien en mer : pistes de réflexion

Il ressort de l'analyse conduite et présentée ci-dessus que :

- Dans les conditions économiques actuelles, aucun projet n'est réalisable en France.
- Le niveau du tarif en France est bien en-deçà de celui observé dans les autres pays européens.
- Une adaptation du système de soutien à l'énergie éolienne en mer est nécessaire.

Cette adaptation vise plusieurs objectifs :

1. Disposer d'un outil efficace pour la mise en œuvre d'une véritable filière éolienne offshore française (Cf. Annexe 3) ;
2. Tenir compte des coûts et risques réels associés à l'éolien en mer ;

3. Optimiser la production des parcs éoliens en corrigeant « l'effet pervers » du tarif ;
4. Permettre la réalisation de parcs plus éloignés des côtes ;
5. Améliorer l'attractivité de la France en assurant un niveau de rentabilité des projets français comparable à celui observé dans les autres pays européens.

Pour ce faire, l'objectif minimal de rémunération des capitaux, ou TRI après impôts, retenu doit se situer au-delà de 10%, compte tenu des coûts et des risques réels ainsi que des taux de rentabilité observés dans les autres pays européens.

Plusieurs simulations ont été réalisées à partir d'un modèle de business plan type afin de tester différentes options. A ce stade de l'analyse, le résultat des simulations présenté ci-dessous n'est donné qu'à titre informatif.

5.1. Option 1 : un système à valeur constante

En première approche et par souci de simplicité, nous avons considéré l'hypothèse d'un tarif constant (sans modulation en fonction du nombre d'heures, de l'éloignement ou de la profondeur).

Afin d'atteindre l'objectif minimal de TRI après impôt de 10%, le niveau de tarif nécessaire serait de 18 c€/kWh sur la totalité de la durée du contrat d'achat, compte tenu de la fiscalité française et de la prise en charge de la totalité du coût de raccordement par l'exploitant du parc.

Type de projet	Tarif sur 20 ans	TRI
I	18 c€/kWh	10,9%
II	18 c€/kWh	10,6%
III	18 c€/kWh	10,8%
IV	18 c€/kWh	11,8%

Toutefois une structure tarifaire de ce type ne permet pas d'orienter le développement de projets en fonction d'une politique d'aménagement du territoire (distance à la côte, profondeur).

Dans cette optique, un système modulé prenant en compte ces deux considérations semblerait plus adapté.

5.2. Option 2 : un système avec modulation fonction du nombre d'heures de fonctionnement, de la distance à la côte et de la profondeur d'eau

Option 2.1 :

Le principe est d'introduire une modularité du niveau du tarif par kWh en fonction du nombre d'heures équivalentes, de la distance à la côte et de la profondeur d'eau.

Base tarifaire :

Durée annuelle de fonctionnement	Tarif pour les 10 premières années	Tarif pour les 10 années suivantes
2800 heures et moins	18 c€/kWh + modularité	18 c€/kWh + modularité
Entre 2800 et 3200 heures	18 c€/kWh + modularité	Interpolation linéaire
3200 heures	18 c€/kWh + modularité	14 c€/kWh + modularité
Entre 3200 et 3900 heures	18 c€/kWh + modularité	Interpolation linéaire
3900 heures et plus	18 c€/kWh + modularité	7 c€/kWh + modularité

Formule de modularité (plafonnée à +2,5 c€/kWh) :

$$\text{(Distance à la côte - 7km) x 0,05 + (Profondeur d'eau - 10m) x 0,05}$$

Rentabilité des projets :

Type de projet	TRI
I	10,4%
II	10,4%
III	10,8%
IV	11,4%

Option 2.2 :

Le principe est d'introduire une modularité de la durée du contrat d'achat en fonction de la distance à la côte et de la profondeur d'eau.

Base tarifaire :

Durée annuelle de fonctionnement	Tarif pour les 10+ ΔT premières années	Tarif pour les années suivantes
2800 heures et moins	18 c€/kWh	18 c€/kWh
Entre 2800 et 3200 heures	18 c€/kWh	Interpolation linéaire
3200 heures	18 c€/kWh	14 c€/kWh
Entre 3200 et 3900 heures	18 c€/kWh	Interpolation linéaire
3900 heures et plus	18 c€/kWh	7 c€/kWh

Formule de modularité ΔT (plafonné à 10 ans) :

$$\Delta T = 0,15 \text{ année/km de distance au delà de 7km}$$

$$\Delta T = 0,25 \text{ année/m de profondeur au delà de 10m}$$

Rentabilité des projets :

Type de projet	TRI
I	10,4%
II	10,1%
III	10,4%
IV	11,8%

5.3. Autres options

Afin de limiter l'augmentation nécessaire du niveau de tarif pour atteindre un TRI Projets après impôt minimum de 10%, il est possible d'envisager d'autres solutions telles que la prise en charge des coûts de raccordement ou l'adaptation de l'environnement fiscal des projets.

Exemple* 1 : Prise en charge des coûts de raccordement par les gestionnaires de réseaux

Type de projet	Tarif sur 20 ans	TRI
I	16,5 c€/kWh	10,5%
II	16,5 c€/kWh	10,4%
III	16,5 c€/kWh	10,9%
IV	16,5 c€/kWh	12,3%

Exemple* 2 : Abattement fiscal de 50%

Type de projet	Tarif sur 20 ans	TRI
I	16,5 c€/kWh	10,7%
II	16,5 c€/kWh	10,4%
III	16,5 c€/kWh	10,7%
IV	16,5 c€/kWh	11,7%

Exemple* 3 : Prise en charge des coûts de raccordement et abattement fiscal de 50%

Type de projet	Tarif sur 20 ans	TRI
I	15,5 c€/kWh	10,7%
II	15,5 c€/kWh	10,6%
III	15,5 c€/kWh	11,1%
IV	15,5 c€/kWh	12,6%

* Analyse réalisée sur la base d'un système tarifaire à valeur constante

6. Conclusion

L'analyse comparative des différents systèmes de soutien européens (Allemagne, Belgique, France, Royaume-Uni) met en évidence l'insuffisance du niveau du tarif d'achat français.

Compte-tenu des spécificités des projets éoliens mer (coûts d'investissement et d'exploitation, risques et aléas, etc.), la rentabilité minimale des projets doit être comprise entre 10% et 12%.

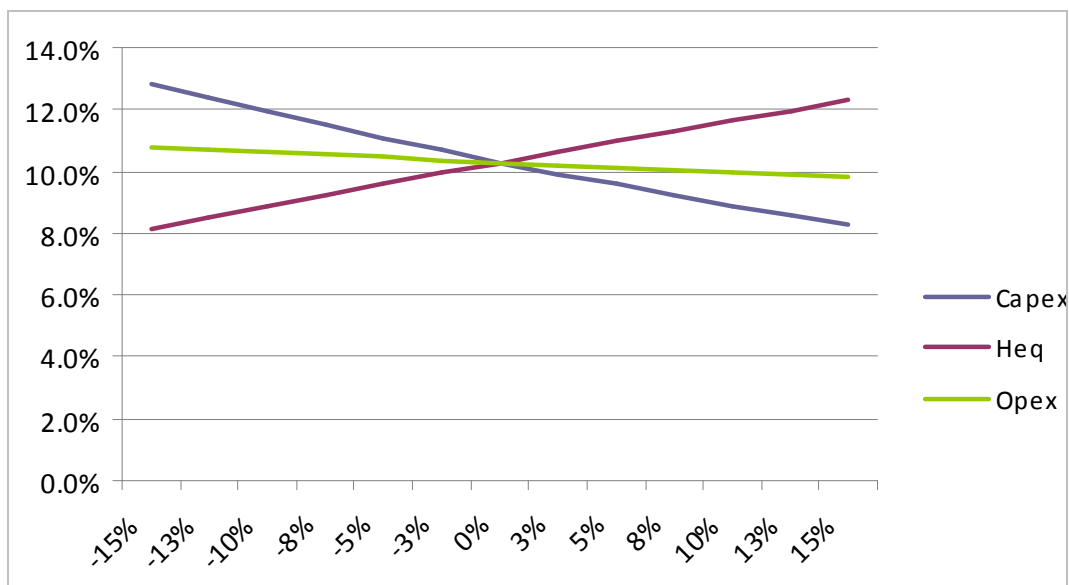
Afin d'inciter de nouveaux investissements dans la filière éolienne en mer et d'en faire une mesure efficace de relance économique, en accord avec les objectifs que la France s'est fixés à l'issue du Grenelle de l'environnement, la profession éolienne estime qu'il est nécessaire d'engager une discussion sur le niveau du tarif d'achat pour les parcs éoliens en mer.

SER-FEE se tient donc à la disposition des pouvoirs publics pour étudier un schéma alternatif qui permettrait d'atteindre un niveau de rentabilité minimum, voire d'autres solutions non abordées dans ce document.

ANNEXE 1 : Analyse de sensibilité Capex, Opex et Heq

Exemple d'analyse de sensibilité sur la base d'un projet de type II pour un TRI de 10,3%

Capex	TRI	Heq	TRI	Opex	TRI
-15%	13,2%	-15%	8,5%	-15%	11,1%
-13%	12,7%	-13%	8,8%	-13%	11,0%
-10%	12,3%	-10%	9,2%	-10%	10,9%
-8%	11,8%	-8%	9,6%	-8%	10,8%
-5%	11,4%	-5%	9,9%	-5%	10,8%
-3%	11,0%	-3%	10,3%	-3%	10,7%
0%	10,6%	0%	10,6%	0%	10,6%
3%	10,2%	3%	10,9%	3%	10,5%
5%	9,9%	5%	11,3%	5%	10,4%
8%	9,5%	8%	11,6%	8%	10,4%
10%	9,2%	10%	11,9%	10%	10,3%
13%	8,9%	13%	12,3%	13%	10,2%
15%	8,6%	15%	12,6%	15%	10,1%



ANNEXE 2 : Descriptif des systèmes tarifaire comparés

ALLEMAGNE

Le tarif d'achat a été revalorisé en juin 2008 dans le cadre de la nouvelle loi sur les énergies renouvelables actuellement en vigueur. Le nouveau tarif est applicable depuis le 1^{er} janvier 2009. L'augmentation du niveau du tarif est destinée à débloquer le développement de la filière en assurant une rentabilité suffisante aux projets. Jusqu'à cette révision du niveau du tarif, de nombreux projets avaient obtenu les autorisations nécessaires mais ne pouvaient pas se concrétiser faute de capitaux.

- **Tarif** : 15 c€/kWh (non indexé à l'inflation) pour les éoliennes mises en route avant fin 2014, puis 13 c€/kWh
- **Durée** : le tarif s'applique pendant une durée de temps ΔT (supérieure à 12 ans), modulée en fonction de la distance D (en milles nautiques) à la côte et en fonction de la profondeur moyenne des fondations P (en mètres)
$$\Delta T = 12 + (D - 12)/(2 \cdot 12) + 1,7 \cdot (P - 20)/12$$
- Après ΔT le tarif appliqué est 3,5 c€/kWh ou plus vraisemblablement le prix du marché
- **Subvention à l'investissement** : prise en charge totale des coûts de raccordement par les gestionnaires de réseaux

Il est noté que les projets peuvent sortir du tarif d'achat garanti et le réintégrer à leur gré durant toute la durée du contrat.

BELGIQUE

Chaque producteur d'énergie renouvelable en Belgique vend d'une part son électricité sur le marché électrique et d'autre part les certificats verts (1 MW produit donne droit à 1 certificat cessible) issus de sa production.

Dans le cas de l'éolien en mer, l'arrêté royal du 14 octobre 2005 donne l'obligation au gestionnaire du réseau de racheter ces certificats verts à un prix de 10,7 c€/kWh pour les premiers 216 MW d'un projet. Pour les mégawatts suivants, les certificats verts sont rachetés à un prix de 9 c€/MkWh.

Cet arrêté se traduit donc de la manière suivante :

- **Tarif** :
 - Puissance inférieure à 216 MW : le tarif est la somme de 10,7 c€/kWh (indexé à l'inflation) et du prix du marché :
$$\text{Tarif} = 10,7 + \text{Prix Marché}$$
 - Puissance supérieure à 216 MW : le tarif qui s'applique aux puissances supérieures à 216 MW est 9 c€/kWh au lieu de 10,7 c€/kWh. Ainsi la formule à appliquer pour déterminer le tarif est :

$$\text{Tarif} = \frac{10,7 \cdot 216}{\text{Puissance}} + 9 \frac{(\text{Puissance} - 216)}{\text{Puissance}} + \text{Prix Marché}$$

- **Durée** : ce tarif applique pendant les 20 premières années. Par la suite s'applique uniquement le prix de marché.
- **Subvention à l'investissement** : l'Etat belge subventionne le raccordement à hauteur de 33%, plafonné à 25M€.

Royaume-Uni

Le système choisi par le Royaume-Uni pour garantir l'accès au réseau à l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables est un système de quotas fixés par les autorités qui donnent lieu à la délivrance de certificats verts : les ROCs (Renewables Obligation Certificates). Un ROC équivaut à 1 MWh produit.

L'obligation pour les fournisseurs d'électricité d'une part de renouvelable dans l'ensemble de l'électricité qu'ils fournissent évolue depuis 2002 de 3% à 15,4% en 2015. Par exemple, en 2007 cette obligation se montait à 6,7%.

Si le fournisseur ne peut présenter les certificats équivalents à l'objectif à remplir, il doit payer une pénalité, le « buy-out price ». Cette pénalité abonde un fonds qui est reversé aux fournisseurs en proportion du nombre de ROCs qu'il a présenté. Cette rétribution contribue ensuite à augmenter la valeur des ROCs (= ROC recycling).

Le calcul du prix d'un MWh correspond à la somme trois composantes : le prix du MWh conventionnel + le prix du ROC + le prix du ROC recycling.

Le producteur récupère également £ 4/MWh en fournissant un « Climate Change Levy exemption certificate » à ses clients qui ont ensuite droit à des avantages fiscaux.

Depuis le 1^{er} avril 2009, pour inciter au développement des nouvelles technologies renouvelables, le gouvernement britannique propose un système de coefficients en fonction des technologies utilisées :

<u>Band</u>	<u>Technologies</u>	<u>ROCs/MWh</u>
Established 1	Landfill gas	0.25
Established 2	Sewage gas, co-firing on non-energy crop biomass	0.5
Reference	Onshore wind; hydro-electric; co-firing of energy crops; EfW with combined heat and power; geopressure; other not specified	1.0
Post-Demonstration	Offshore wind; dedicated regular biomass	1.5
Emerging	Wave; tidal stream; fuels created using an advanced conversion technologies (anaerobic digestion; gasification and pyrolysis); dedicated biomass burning energy crops (with or without CHP); dedicated regular biomass with CHP; solar photovoltaic; geothermal, tidal Impoundment (e.g. tidal lagoons and tidal barrages (<1GW));	2.0

	Microgeneration.	
--	------------------	--

- **Tarif** : calculé à partir de l'addition du prix du marché et du certificat vert (le « ROC »), selon la formule suivante :

$$\text{Tarif} = 1,5 \cdot \text{ROC} + \text{Prix Marché}$$

Exemple :

Electricité - £60

$$\text{ROC} = 1.5 * £34.30 = £51.45$$

$$\text{ROC recycling} = 1.5 * 18.65 = 27.975$$

$$\text{Total} = \mathbf{£ 139.43/MWh}$$

- **Durée** : ce tarif s'applique pendant les 20 premières années. Par la suite s'applique uniquement le prix de marché.

ANNEXE 3 : 10 raisons de développer une filière éolienne offshore française

RAISON N°1 : RENFORCER NOTRE CAPACITE PRODUCTIVE

Avec un marché prévisible de 500 MW par an, plusieurs unités de construction de mâts, pales et autres composants d'éolienne, ainsi que des unités d'assemblage s'implanteront en France d'ici 2020. Ces nouveaux investissements seront source de **plusieurs milliers d'emplois** qui viendront s'ajouter aux 7 000 emplois directs existants⁴.

D'ores et déjà, de très nombreuses entreprises françaises, **leaders mondiaux** dans leur domaine et très présentes à l'étranger, fabriquent divers composants intégrés dans les éoliennes : **Alstom T&D** (génie électrique) **Carbone Lorraine** (équipements électriques), **Leroy-Somer** (génératrices), **Rollix Defontaine** (couronnes d'orientation), **Schneider Electric** (génie électrique), **Stromag** (freins à disque), sans oublier **VERGNET SA** (fabrication d'éoliennes).

De son côté, **AREVA**, au travers de sa filiale Multibrid, développe et fabrique la machine offshore M5000 d'une puissance de 5 MW. **AREVA** équipera le premier parc éolien français situé en Seine-Maritime, au large de Veulettes-sur-mer ; elle a récemment signé un protocole d'accord d'un montant de 700 millions d'euros pour la construction, la mise en service et la maintenance des 80 éoliennes qui seront installées dans le parc de Global Tech I en Mer du Nord. « *Cette décision est une véritable marque de confiance dans la technologie innovante développée par Multibrid. Elle positionne résolument AREVA sur le marché offshore à fort potentiel.* », d'après Anil Srivastava, Directeur Général des Énergies Renouvelables d'**AREVA**.

En choisissant d'accompagner la filière éolienne offshore, notre pays soutient l'industrie française et maintient les savoir-faire technologiques sur l'ensemble du territoire.

RAISON N°2 : DIVERSIFIER NOS ACTIVITES INDUSTRIELLES

La filière éolienne offshore représente un débouché pour des secteurs très affectés par la crise actuelle :

- la métallurgie, la chaudronnerie, la mécanique (et notamment le secteur automobile) : le site de Ford à Blanquefort en Aquitaine vient d'être repris par un industriel allemand qui s'est engagé à diversifier les activités vers l'éolien.
- le BTP : différents corps de métiers (terrassément, fondations, etc.) interviennent lors de la phase de construction du parc éolien.
- le secteur aéronautique : **EADS-Astrium**, acteur mondial de premier plan dans le secteur aérospatial et de la défense, a annoncé le 17 mars dernier lors de la Conférence européenne de l'énergie éolienne (EWEC 2009) à Marseille le lancement d'une **nouvelle activité de conception et de fabrication de pales et l'implantation d'une usine dans la région de Bordeaux**.
- la construction navale : le **groupe DCNS**, acteur de tout premier plan sur le marché mondial des systèmes navals de défense, souhaite se diversifier vers l'éolien et les énergies marines.
- l'industrie parapétrolière française se place au deuxième rang mondial et est notamment leader mondial de l'offshore pétrolier (8,5 milliards de CA dont 90 % à

⁴ Etude ADEME-In Numeri, Juillet 2008

l'export, 27 000 emplois). Elle trouvera dans l'éolien offshore une voie naturelle de diversification de ses activités.

En soutenant la filière éolienne offshore, la France choisit d'investir, via des acteurs de premier plan comme EADS et DCNS, dans des technologies innovantes et productives.

RAISON N°3 : CREER DE NOUVEAUX EMPLOIS

Selon un rapport de l'association européenne de l'énergie éolienne (EWEA) de janvier 2009, l'éolien représente actuellement **150 000 emplois au sein de l'Union Européenne. D'ici 2025, 360 000 emplois devraient être créés, dont plus de 150 000 dans le seul secteur offshore.**

L'éolien en mer représente donc un important gisement d'emplois.

Le développement d'un parc éolien en mer représente un investissement conséquent, de 500 millions à 1 milliard d'euros. Les retombées locales en termes d'emplois peuvent être nombreuses, aussi bien au niveau de la fabrication de composants que de l'installation et la maintenance, qui nécessitent de faire appel à des prestataires locaux. En associant les PME locales (industries électriques ou électroniques, construction, mécanique, BTP) au développement des projets, une partie de ces investissements mobilisent le tissu économique local et régional.

La filière éolienne offshore est un moyen de relancer l'activité économique et la création d'emplois dans des secteurs actuellement touchés par la crise.

RAISON N°4 : ATTEINDRE 23% D'ÉNERGIES RENOUVELABLES EN 2020

Dans le cadre du Grenelle de l'Environnement et du Paquet Climat-Energie, la France s'est engagée à atteindre **23% d'énergies renouvelables dans sa consommation d'énergie d'ici 2020**, grâce à une augmentation de 20 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) de la production annuelle d'énergie renouvelable.

L'énergie éolienne représente entre un quart et un tiers de cet objectif. Il s'agit donc de passer de 3 400 MW installés fin 2008 à 25 000 MW en 2020.

L'énergie éolienne en mer contribuera de manière significative à l'atteinte de cet objectif : 5 000 à 6 000 MW en mer devront être installés d'ici 2020, ce qui permettra une production de 18 TWh, soit l'équivalent de la consommation domestique (chauffage compris) de **8 millions de Français**.

RAISON N°5 : DYNAMISER NOS EXPORTATIONS

Grâce à son triple accès à la Manche, l'Atlantique et à la Méditerranée, la France est très bien placée pour servir les marchés particulièrement dynamiques de la Mer du Nord, notamment la Grande-Bretagne et l'Irlande, ainsi que les marchés émergents de l'Europe du Sud (Espagne, Italie).

En développant de nouvelles activités qui contribuent à notre indépendance énergétique et en créant de nouvelles opportunités pour ses industriels à l'export, la France améliore sa balance commerciale.

RAISON N°6 : PARTICIPER A LA RELANCE DE LA COMPETITIVITE DES PORTS FRANÇAIS

Les ports français jouent un rôle essentiel sur le plan économique. Ils accueillent par ailleurs une part très importante de l'industrie lourde française.

Pourtant, en 2006, seulement 6% du trafic maritime conteneurisé européen (contre 11,7% en 1989) transitait par nos ports et leur part de marché globale s'est effondrée de 17,8 à 13,9% sur la même période.

Grâce à son réseau portuaire bien développé et ses **9 grands ports** dotés d'espace et d'infrastructures, notre pays est en mesure d'accueillir les futurs chantiers de construction de parcs éoliens en mer (larges navires, grande surface de quais, grues et terre-pleins portuaires adaptés au déchargement et au stockage de colis lourds, etc.). D'ores et déjà, les ports de Dunkerque, de Dieppe, de Rouen et de Cherbourg pour la zone Manche-Mer du Nord, de Brest, de Montoir et de La Rochelle pour la façade Atlantique et enfin le port de Sète et de Fos-sur-Mer pour la Méditerranée réceptionnent des composants d'éoliennes.

En Allemagne, l'activité des ports de Bremerhaven et Cuxhaven, condamnés à mourir, a été redynamisée suite à l'arrivée d'entreprises spécialisées dans l'éolien offshore.

En développant le secteur de l'éolien en mer, notre pays contribue à redonner aux ports français les moyens de rivaliser avec leurs grands concurrents européens.

RAISON N°7 : MENER A BIEN LES PROJETS EN COURS

Dans son étude prospective sur les énergies marines publiée en 2008, l'Ifremer indique que « *[L'énergie éolienne est] la technologie la plus mature et la plus développée aujourd'hui dans le monde. [...] C'est à l'évidence la technologie la plus proche de la rentabilité commerciale. Cette maturité permet aussi d'oser des chiffres de production importants, bien plus que sur d'autres technologies encore à l'état de prototype aujourd'hui* ».

Le projet le plus avancé est celui porté par la société ENERTRAG au large de Veulettes-sur-mer en Seine-Maritime. Les premières éoliennes de ce parc devraient être installées courant 2010. Ce projet pilote de 21 éoliennes Multibrid (filiale d'AREVA) de 5 MW sera raccordé par câble sous-marin et souterrain et produira l'équivalent de la consommation domestique de 175 000 Français (chauffage électrique compris).

Mais il existe en France plus d'une vingtaine de projets en mer à des stades avancés sur les quatre façades maritimes pour une puissance totale de l'ordre de 6 500 MW.

Ce volume de projet représente un potentiel de plusieurs milliers d'emplois et doit permettre de répondre aux objectifs de la France en matière de développement des énergies renouvelables.

RAISON N°8 : OCCUPER UNE PLACE DE CHOIX AU SEIN DU MARCHE EUROPEEN DE L'EOLIEN MARITIME

En 2008, **25 parcs éoliens en mer** sont en service dans cinq pays (Danemark, Royaume-Uni, Suède, Hollande et Irlande), cumulant une puissance installée d'environ 1 400 MW.

Le Royaume-Uni et l'Allemagne, et plus récemment les Etats-Unis ont annoncé des programmes de développement de l'éolien en mer extrêmement ambitieux. Au Royaume-Uni, 8 000 MW sont en cours d'installation auxquels s'ajouteront 25 000 MW prévus d'ici 2020. L'Allemagne quant à elle s'est fixée comme objectif d'installer 35 000 MW d'ici 2030. L'Irlande, l'Italie, l'Espagne ou encore la Belgique prévoient également de se lancer dans cette voie.

Selon l'association européenne de l'énergie éolienne (EWEA), la puissance installée en 2020 en Europe pourrait atteindre 40 000 MW, soit de quoi satisfaire la totalité de la consommation domestique française ou encore un investissement cumulé d'au moins 80 000 milliards d'euros.

La Commission Européenne, dans le cadre du plan de relance économique de l'Union Européenne, a d'ailleurs choisi d'accompagner le développement de la filière éolienne en allouant 565 millions d'euros à plusieurs projets éoliens situés en Allemagne, au Royaume-Uni et en Belgique.

La France, qui ne possède à ce jour aucun parc éolien en mer, est en mesure de rattraper son retard et d'occuper l'une des premières places européennes. A ce jour, plus de 6 000 MW ont en effet été recensés au large des côtes françaises.

RAISON N°9 : MIEUX EXPLOITER NOS RESSOURCES NATURELLES

En raison d'un potentiel significatif (la France est le deuxième espace maritime du monde et dispose du deuxième gisement éolien d'Europe derrière le Royaume-Uni) combinant les critères de puissance, régularité du vent et de caractéristiques du plateau continental, la France offre de larges possibilités pour l'implantation de parcs éoliens de grande taille (plusieurs dizaines d'éoliennes de grande puissance – 5 MW et plus – implantées à quelques kilomètres des côtes).

Selon une étude de l'Agence internationale de l'énergie, menée en 2000, **le potentiel de production offshore en France est estimé à 30 TWh/an**, soit la consommation domestique (chauffage compris) de **13 millions de français**.

RAISON N°10 : INNOVER DANS DE NOUVELLES TECHNOLOGIES

Si l'éolien en mer est l'énergie marine la plus mature à ce jour, d'autres systèmes de récupération d'énergie sont prometteurs. La récupération de l'énergie de la houle, des courants, de la marée sont déjà à des stades préindustriels. L'expertise acquise lors du déploiement de l'éolien offshore sera un atout majeur lors du déploiement des autres énergies marines et l'expérience européenne montre que celui-ci joue un rôle de « tête de pont » dans le développement de ses nouvelles formes d'énergies.

D'ores et déjà, le grand potentiel des côtes françaises et les nombreux projets en cours permettent d'envisager le développement de **filiales industrielles dédiées** comme en témoignent le projet **SeaRev** de récupération de l'énergie de la houle, financé par **Areva**, et celui de ferme hydrolienne, au large des Côtes d'Armor, porté par **EDF**.

Des prototypes d'**éoliennes flottantes** sont également en cours d'étude afin de permettre l'exploitation de zones plus profondes à l'exemple du projet Winflo porté par **DCNS, IFREMER, Saipem, Ensieta**, Nass & Wind Offshore et In Vivo.