

ETUDE SECTORIELLE

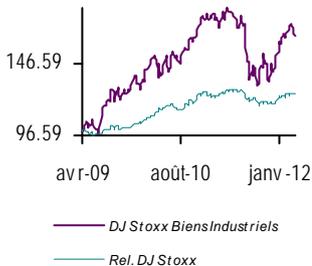
RECHERCHE ACTIONS

13 avril 2012

Europe

Performance en ligne

Biens d'équipement



Source : Natixis

Analyste(s)

Antoine Azar (33 1) 58 55 03 63
antoine.azar@natixis.com
Ludovic Debailleux (33 1) 58 55 06 85
ludovic.debailleux@natixis.com
Arnaud Schmit (33 1) 58 55 96 85
arnaud.schmit@natixis.com

L'éolien doit faire face à des vents contraires

- **Nous initions le secteur des turbinières éoliens avec une opinion Performance en ligne comme sur l'ensemble des biens d'équipement.** Nous proposons un Long/Short Gamesa (Acheter, Objectif : 2,8 €)/Vestas (Alléger, Objectif : 45 DKK), afin de privilégier l'exposition aux pays en forte croissance de Gamesa et la fiabilité de son management.
- **A court terme, le secteur devrait continuer à subir une situation de surcapacité entraînant de fortes pressions sur les prix.** En effet, la crise des dettes souveraines aura un impact négatif sur les aides aux énergies renouvelables en Europe dont l'éolien. L'avènement des gaz de schiste aux Etats-Unis y rend l'électricité éolienne peu compétitive, même si 2012, comme 2011, sera une bonne année du fait de craintes de non renouvellement de la PTC (subvention). Enfin, le ralentissement du marché chinois, premier marché mondial, pourrait inciter les turbinières chinoises à se développer à l'international ce qui viendrait encore accentuer la pression sur les prix.
- Quelques régions connaîtront, néanmoins une forte croissance, en 2012, telles que le Brésil, l'Inde, le Mexique, la Turquie et l'Europe de l'Est. Ainsi, les turbinières éoliens doivent adapter leur business model. **Gamesa a été le plus réactif en réorientant son activité vers ces zones à forte croissance dès 2010**, ce qui lui a permis d'afficher une croissance de son CA et une marge d'EBIT positive en 2011.
- **Il subsiste des catalyseurs de long terme :** 1/ la parité réseau qui devrait être atteinte en 2015, si le coût de production de l'électricité éolienne continue à diminuer et si celui des combustibles fossiles poursuit sa hausse, 2/ le décollage de l'éolien offshore à horizon 2016 et 3/ l'émergence à plus long terme (2020 selon nous) de solutions de stockage d'électricité mettant fin au problème d'intermittence de l'électricité éolienne.
- **La fin du modèle de turbinière indépendant ?** L'éolien, aussi bien en termes de fermes que de turbines nécessitera des bilans de plus en plus importants. A moyen terme, une consolidation du secteur au profit des grands groupes industriels généralistes nous paraît donc inévitable.

Equity Markets equity.natixis.com
Accès Bloomberg NXSE

Ce document est distribué aux Etats-Unis. Merci de lire attentivement l'avertissement en fin de document.

Sociétés	Opinion	Cours	Objectif	PE (x)		VE/REX (x)		VE/CA (x)	
				2012	2013	2012	2013	2012	2013
Vestas	Alléger	50,65 DKK	45,00 DKK	27,6	24,9	14,9	14,7	0,2	0,3
Gamesa	Acheter	2,30 €	2,80 €	13,1	8,0	11,6	8,6	0,4	0,3
Médiane				20,4	16,4	13,2	11,7	0,3	0,3

EQUITY MARKETS

Sommaire

1. Thèse d'investissement	4
2. Pas de rerating en vue	7
Violent retournement de cycle en 2008	7
Des valorisations qui convergent vers celles du secteur des biens d'équipement	9
Fort potentiel de rerating à moyen terme	11
Jouer l'exposition aux zones en forte croissance	12
3. Un business model à adapter	14
Une situation de surcapacité mondiale qui pèse sur les prix	14
Des turbiniéristes européens encore très exposés à leur marché domestique	15
Les marges maintenues sous pression à moyen terme	16
3 remparts à la pression sur les marges : l'innovation, les services et la sous-traitance	18
Vers la fin du modèle de turbiniériste indépendant ?	22
Le cas spécifique de la Chine	25
4. Une situation de surcapacité sur les marchés historiques	26
Un marché européen pénalisé par la crise des dettes souveraines	26
L'avènement des gaz non conventionnels aux Etats-Unis	30
La potentielle menace des exportations chinoises	34
5. Plusieurs zones seront néanmoins en forte croissance en 2012/13	41
Inde : déjà le 3 ^{ème} marché mondial	41
Bésil : un potentiel considérable de 350 GW d'énergie éolienne	43
Mexique : un marché encore naissant au fort potentiel	44
Pologne : le pays le plus prometteur d'Europe de l'Est	45
Turquie : un marché très prometteur	45
6. Trois catalyseurs de long terme	47
La parité réseau à horizon 2015 dans l'onshore?	47
Le décollage de l'offshore à terme	50
Le stockage de l'électricité éolienne	57
7. Annexes	61
8. Fiches valeurs	69
Vestas	71
Gamesa	107

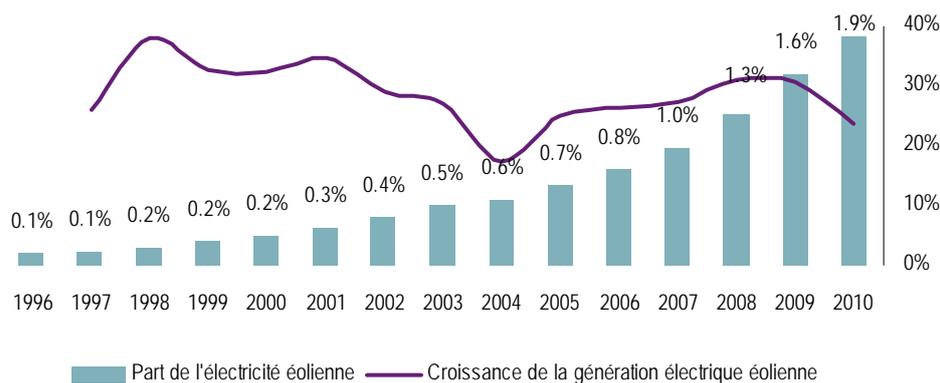
1. Thèse d'investissement

Nous initions
Vestas (Alléger,
obj. : 45 DKK) et
Gamesa (Acheter,
obj. : 2,8 €).

Nous initions le suivi du secteur des turbiniers éoliens européens avec une opinion Acheter sur l'acteur espagnol Gamesa (objectif de cours 2,8 €) dont l'exposition géographique est la plus favorable et qui dispose d'un management de qualité avec un excellent track record. Nous adoptons, en revanche, une opinion Alléger sur Vestas (objectif de cours de 45 DKK), le leader du secteur, qui doit faire face à certains problèmes d'exécution dans l'industrialisation de sa nouvelle turbine V112-3.0 MW qui vont fortement peser sur la structure de coûts en 2012.

Entre 1996 et 2010, la production mondiale d'électricité provenant de l'éolien a été multipliée par près de 34 pour atteindre 409,91 TWh, à comparer à une progression de 65% à 21 333 TWh pour la génération électrique mondiale totale. **Ainsi, à fin 2010, la part de l'énergie éolienne dans la production globale a atteint 1,92%, contre seulement 0,09% en 1996.**

Graphique 1 : Evolution de la part de l'éolien dans la production électrique mondial et croissance de l'électricité éolienne



Source : IEA

Malgré un mix-énergétique mondial qui doit nécessairement évoluer vers les énergies renouvelables, cette fraction reste encore très faible par rapport à la contribution des énergies fossiles, à cause notamment des problématiques liées au vent (intermittence, variabilité, quasi imprévisibilité), des besoins de financements importants et de son coût de production encore trop élevé. Les principaux marchés de l'énergie éolienne sont l'Europe (41% de la base installée mondiale), la Chine (26%) et les Etats-Unis (20%).

2005/2008 période
d'euphorie, mais
2009/2013 période
de surcapacité.

L'industrie éolienne a connu une période d'euphorie entre 2005 et 2008 avec une croissance moyenne annuelle des nouvelles installations dans le monde de 35% et de 28% hors Asie. **Suite à la crise, les turbiniers européens ont été confrontés à un ralentissement de la demande (TMVA 2009/2011 de 4,9%),** lié à un accès restreint aux sources de financements et aux incertitudes sur le renouvellement des aides d'Etat en Europe, l'avènement des gaz de schistes aux Etats-Unis et à la montée en puissance de l'industrie chinoise sur son marché local. **Ils doivent donc faire face, aujourd'hui, à une situation de surcapacité entraînant une forte détérioration des marges et des ROCE.** En outre, les turbiniers ont brûlé beaucoup de cash en raison d'importants investissements et d'une forte hausse du BFR liée à la baisse du pouvoir de négociation auprès des clients notamment au niveau des prépaiements. Ainsi, les turbiniers éoliens doivent impérativement adapter leur business model. **Nous considérons que Gamesa est le turbinière le plus réactif avec un revirement stratégique vers les pays en forte croissance engagé dès 2010.** Cette stratégie

s'avère payante jusqu'à présent puisque Gamesa est le seul groupe de notre couverture à avoir affiché une croissance de son CA et une marge d'EBIT positive en 2011.

Sur 2011/2013 (TMVA attendu de 1%), cette situation de surcapacité devrait perdurer compte tenu des incertitudes liées à la crise des dettes souveraines en Europe, au renouvellement ou non de la PTC aux Etats-Unis et une certaine stabilité du marché chinois. Certains marchés recèlent cependant encore un potentiel important tel que le Brésil, l'Inde, le Mexique, la Turquie et l'Europe de l'Est.

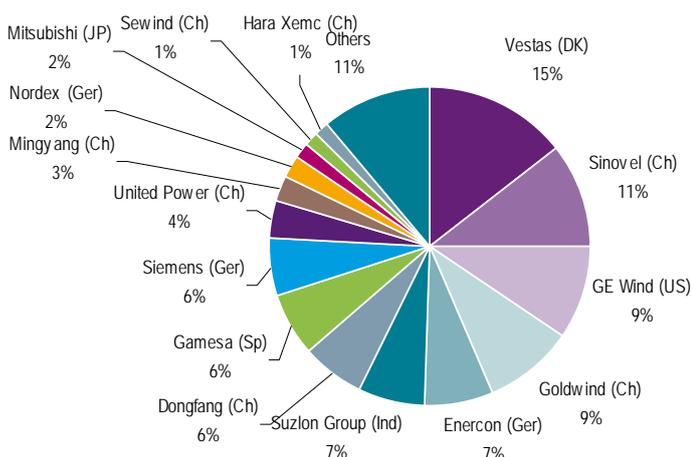
Plusieurs catalyseurs mais à moyen terme.

A moyen long terme, plusieurs éléments devraient favoriser une relance de la demande à savoir : 1/ l'atteinte de la parité réseau dès 2015 grâce à la baisse régulière du coût de production de l'énergie éolienne face à la hausse continue des prix des énergies fossiles, 2/ le décollage de l'éolien offshore à partir de 2016 et 3/ l'arrivée à plus long terme (2020 selon nous) de solutions de stockage d'électricité pour pallier au problème d'intermittence de l'électricité éolienne. Ainsi, l'électricité éolienne devrait représenter 8,9% de la génération d'électricité mondiale à horizon 2020 contre 1,92% aujourd'hui. Nous prévoyons donc une croissance de 11,2% par an du marché éolien entre 2013 et 2015.

L'intensité concurrentielle devrait perdurer.

Le secteur des turbinières éoliens est encore très atomisé avec 15 acteurs qui se partageaient 89% du marché à fin 2010 mais peu d'entre eux apparaissent véritablement crédibles avec une envergure internationale et une large gamme de produits. On dénombre notamment 7 turbinières chinois dans le top 15 qui font la totalité de leur chiffre d'affaires sur leur marché domestique et ne disposent pas, à ce stade, de technologie véritablement éprouvée. Aujourd'hui, les acteurs les plus crédibles en termes de technologie, de track record et de présence à l'international sont Vestas, Enercon, Gamesa et Suzlon (grâce à Repower). General Electric et Nordex sont également des acteurs importants et crédibles, mais qui sont encore peu internationalisés. Siemens est encore peu présent dans l'onshore, mais est numéro un mondial dans l'offshore.

Graphique 2 : Répartition des parts de marché en 2010 des 15 premiers acteurs dans l'éolien (base capacités nouvelles en MW)



Source : BTM Consult

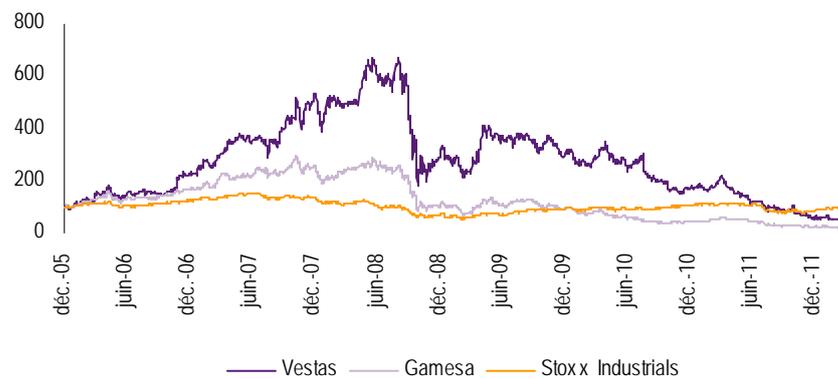
L'intensité concurrentielle devrait continuer à augmenter dans les prochaines années avec l'arrivée sur le marché de nombreux acteurs coréens et français notamment et le développement des acteurs chinois hors de leur marché domestique. Cela pourrait à court terme aggraver la situation de surcapacité et de pression sur les prix. A moyen terme, en revanche, le marché éolien devra nécessairement se consolider. Nous considérons que cette consolidation viendra des grands

groupes industriels, qui pour gagner rapidement des parts de marché et se développer à l'international n'auront pas d'autre choix que de procéder à des acquisitions. Dans ce contexte, Gamesa et Vestas font figure de cibles.

Une très forte sous-performance boursière depuis fin 2008.

La performance boursière du secteur ces dernières années a bien reflété ce retournement de tendance avec une nette surperformance du Stoxx Industrials de 2005 à mi-2008 puis une sous-performance quasi continue. En 2011, l'incident de Fukushima n'a que temporairement soutenu la performance du secteur.

Graphique 3 : Performance boursière base 100 en janvier 2006



Source : Datastream

Pour 2012, nous restons prudents en raison des incertitudes à court terme sur le secteur, les catalyseurs de moyen terme n'étant pas attendus avant 3 ou 4 ans. Les multiples de valorisation des turbinières éoliens désormais en ligne avec ceux des acteurs des biens d'équipement traditionnels nous paraissent justifiés et pourraient même encore se détériorer. **Nous proposons un long Gamesa/ short Vestas afin de jouer l'exposition aux zones en forte croissance contre un acteur resté trop européen** et en proie à des problèmes d'exécution.

Tableau 1 : Récapitulatifs des forces/faiblesses de chaque acteur

	Exposition aux Etats-Unis	Exposition aux pays émergents hors Chine	Flexibilité de l'outil de production	Management	Opportunités de consolidation	Avance technologique	Gestion financière
Vestas	---	-	---	---	---	+++	---
Gamesa	-	++	++	++	-	++	++

Source : Natixis

Tableau 2 : Récapitulatif des caractéristiques principales des trois groupes de notre échantillon

En M€	Vestas	Gamesa
Ventes 2011 (MW)	5 217	2 802
Capacités de production (MW)	10 000	3 850
<i>PdM monde (%)</i>	12,4	6,8
CA 2011	5 836	3 033
Résultat Opérationnel 2011	-38	131
<i>Marge Opérationnelle 2011 (%)</i>	-0,7	4,3
Résultat Net corrigé 2011	-151	67
<i>TMVA CA 11/14e (%)</i>	-0,2*	7,5

Sources : Natixis, sociétés * CA de 7 000 M€ en 2011 (1 200 M€ d'effet report inclus)

2. Pas de rerating en vue

Nous ne voyons pas à court terme de retour des primes sur les biens d'équipement traditionnels.

Sur la dernière décennie, nous identifions 2 périodes différentes dans la dynamique de croissance du marché de l'éolien. La première s'étalant sur 2005/2008 est caractérisée par une demande très supérieure à l'offre, se traduisant par des pénuries sur la chaîne d'approvisionnement de fabrication des turbines et un important pricing power des turbineurs. En revanche, à partir de 2009, suite à la crise financière et aux importants investissements effectués dans le développement des capacités de production notamment à l'international (particulièrement aux Etats-Unis et en Chine), l'industrie s'est retrouvée dans une situation inverse de surcapacité. Cette situation s'est accentuée avec la montée en puissance de l'industrie chinoise sur son marché local entraînant une forte pression sur les prix (-20% entre 2009 et 2011 selon Bloomberg New Energy) et une détérioration des marges. En mars 2011, nous avons assisté à un rebond boursier des entreprises du secteur des énergies renouvelables dans leur ensemble suite à la catastrophe de Fukushima. Cependant, le manque de décision concrète en faveur des renouvelables et de l'éolien en particulier a rapidement entraîné une forte correction boursière des turbineurs éoliens sur le S2 11.

En termes de valorisation, après avoir affiché des primes de plus de 40% sur les biens d'équipement traditionnels, en raison des fortes perspectives de croissance que le secteur offrait, les turbineurs éoliens européens se traitent dorénavant avec des multiples équivalents. Ce derating pourrait même s'accroître, à court terme, du fait de la forte pression sur les prix sur le marché chinois, de la stagnation du marché européen et du possible effondrement du marché américain en 2013.

Le secteur ne devrait pas connaître de rerating avant 2 ou 3 ans coïncidant, selon nous, avec une reprise du marché américain, le début du décollage de l'éolien offshore et un retour des politiques de soutien aux renouvelables.

Nous proposons un long Gamesa/short Vestas afin de jouer l'exposition aux zones en forte croissance contre un acteur resté trop européen et en proie à des problèmes d'exécution.

Violent retournement de cycle en 2008

2005/2008 : une demande très supérieure à l'offre

2005/2008 situation de demande supérieure à l'offre.

De 2005 à 2008, le secteur éolien a connu une croissance exponentielle du fait d'une demande très supérieure à l'offre tirée par l'engouement pour les énergies renouvelables. Cette très forte demande s'est traduite par d'importants problèmes d'approvisionnement notamment en roulements à bille et en boîtes de vitesse. Ainsi, l'industrie éolienne était en sous-capacité et bénéficiait d'un fort pricing power. Les turbineurs européens ont donc enregistré des taux de croissance record ainsi que de relativement bons niveaux de profitabilité.

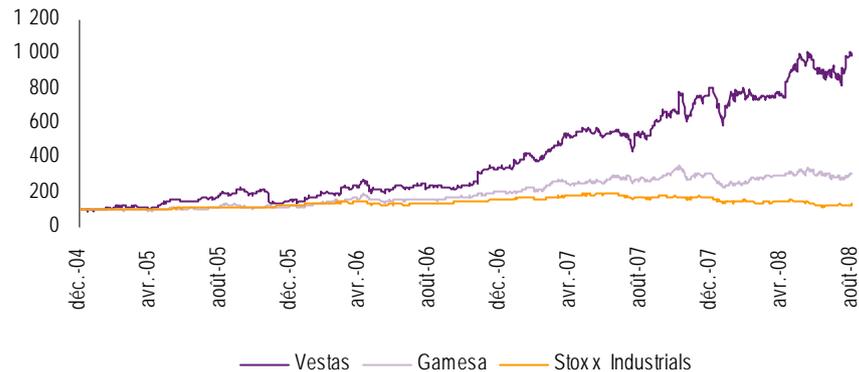
Tableau 3 : TMVA 2005/2008 du CA et marge d'EBIT moyenne sur la période de Vestas et Gamesa

En %	TMVA 2005/2008	Marge d'EBIT moyenne 2005/2008
Vestas	18	4,3
Gamesa	28	8,7
Secteur Biens d'équipement traditionnels	9	10,7
Nouvelles capacités annuelles installées	35	

Sources : Sociétés, BTM Consult, GWEC

Boursièrement, cela s'est traduit par une très forte surperformance du secteur par rapport au DJ Industrials. Ainsi, le cours de Vestas a été multiplié par 10 et celui de Gamesa par plus de 3, alors que sur la période le DJ Industrials n'a progressé que de 33%. La surperformance de Vestas sur cette période s'explique par sa position de leader qui en faisait le véhicule idéal pour jouer l'essor de l'éolien.

Graphique 4 : Performance comparée des turbiniers éoliens et du DJ Stoxx Industrials de 2005 à 2008 base 100 en 2005



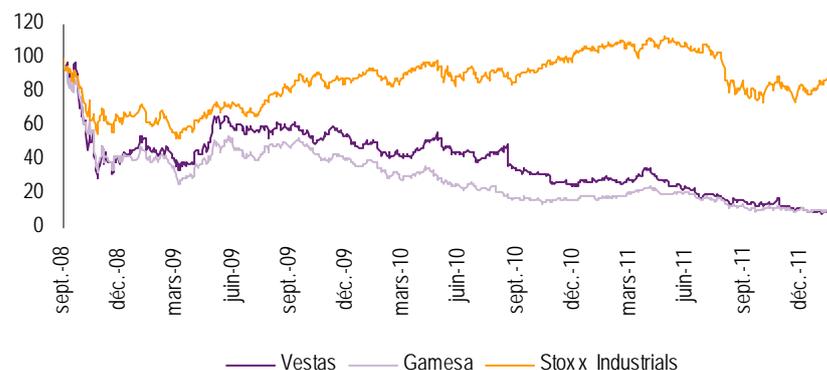
Source : Datastream

2009/10 : Une situation de surcapacité

2009/10 situation de surcapacité

Afin de répondre à la demande, les turbiniers éoliens ont investi massivement dans de nouvelles capacités de production notamment aux Etats-Unis et en Chine. Cependant, à partir de 2008, la crise, l'arrivée des gaz de schiste aux Etats-Unis et la montée en puissance de l'industrie éolienne chinoise ont pesé sur la demande et entraîné une situation de surcapacité. Cette situation s'est encore détériorée avec la crise des dettes souveraines en Europe qui a provoqué la mise en place de politiques d'austérité incluant des réductions dans les subventions aux énergies renouvelables. Ainsi, depuis 2009 l'industrie éolienne doit faire face à une très forte pression sur les prix. Les turbiniers éoliens européens ont donc fortement sous-performé l'indice DJ Industrials depuis fin 2008. Les cours de Vestas et Gamesa ont perdu presque 90% de leur valeur alors que le DJ Industrial n'a reculé que de 6,6% sur la période.

Graphique 5 : Performance comparée des turbiniers éoliens et du DJ Stoxx Industrials de 2005 à 2011 (base 100 en sept-2008)



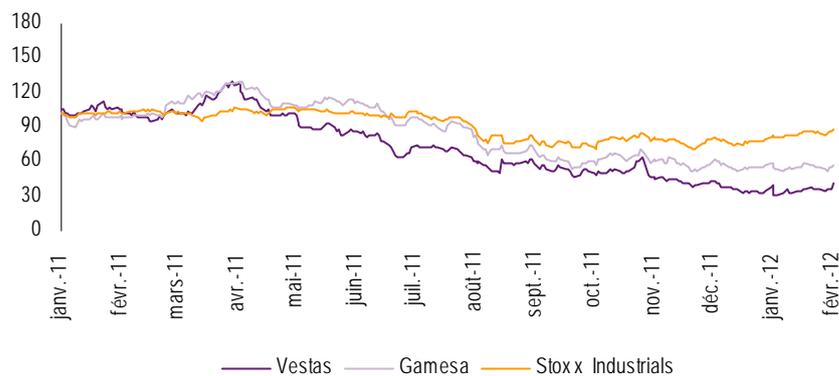
Source : Datastream

2011 : Fukushima n'a pas sauvé l'éolien

Fukushima a permis un léger rebond mais qui n'a pas duré.

En 2011, les cours des turbiniers éoliens ont bénéficié des effets d'annonce d'arrêt du développement nucléaire, notamment en Allemagne, suite à la catastrophe de Fukushima de mars 2011. Cependant, ces annonces ne se sont pas concrétisées par des mesures en faveur de l'éolien et aujourd'hui, il apparaît que le grand gagnant de l'arrêt programmé du nucléaire soit le gaz et non les énergies renouvelables. Les turbiniers éoliens ont donc sous-performé le DJ Industrials au S2 11.

Graphique 6 : Performance comparée des turbiniers éoliens et du DJ Stoxx Industrials (base 100 au 1^{er} janvier 2011)



Source : Datastream

Il est peu probable que le secteur rebondisse en 2012 et surperforme l'indice en raison d'un environnement qui sera encore très peu porteur pour l'éolien en 2012/13 (crise de la dette en Europe, gaz de schiste et possible effondrement de la demande en 2013 aux Etats-Unis et marché chinois non rentable à cause de la pression sur les prix). Le seul acteur qui pourrait surperformer l'indice, selon nous, est Gamesa qui devrait délivrer une croissance et des marges supérieures à celle de ses pairs grâce à son exposition aux pays à plus forte croissance (51%e de son CA réalisé dans les pays émergents hors Chine).

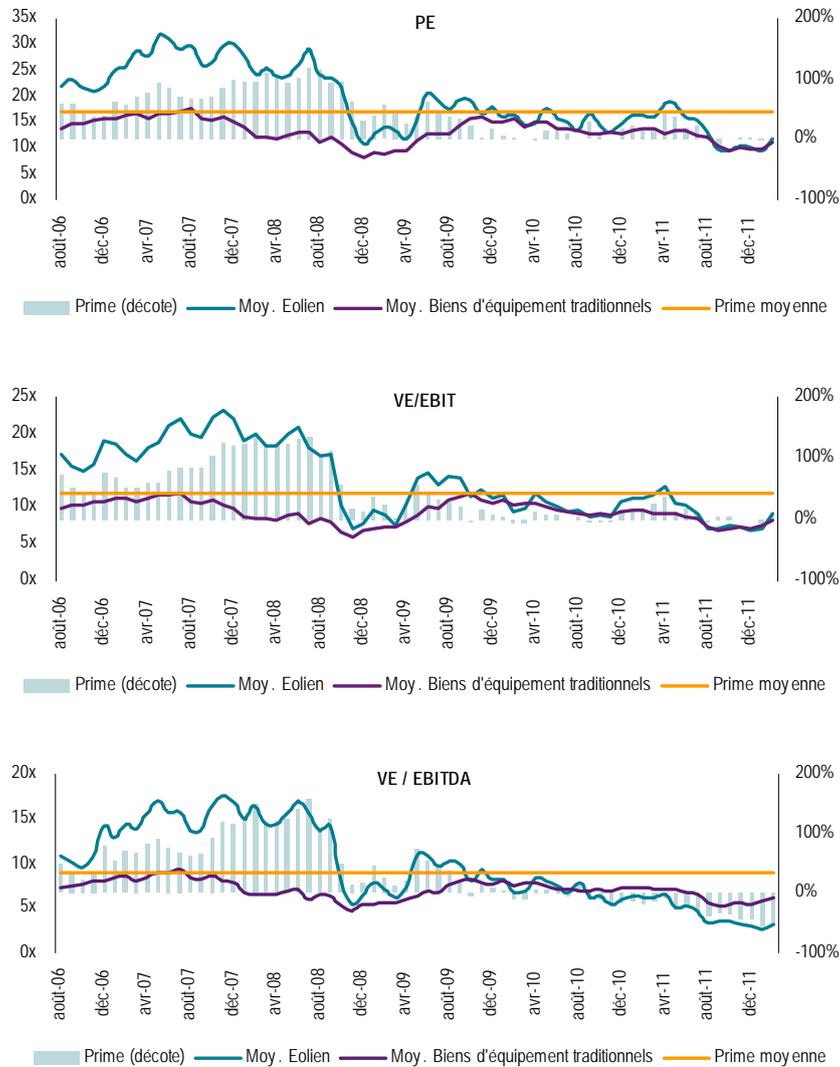
Des valorisations qui convergent vers celles du secteur des biens d'équipement

Depuis 2009, les turbiniers éoliens se traitent en ligne avec le secteur des biens d'équipement.

De 2006 à mi-2008, les turbiniers éoliens européens se sont traités avec une prime moyenne sur le secteur des biens d'équipement traditionnels de respectivement 45%, 44% et 35% en termes de PE, VE/EBIT et VE/EBITDA du fait des perspectives de croissance prometteuses qu'offrait ce secteur. Ces primes étaient justifiées jusqu'en 2009, puisque la croissance moyenne annuelle du CA des turbiniers était de plus de 20% vs 9% pour les biens d'équipement traditionnels.

Cependant, avec la crise financière, qui a affaibli la demande, et la concurrence grandissante sur ce marché, les perspectives de croissance des turbiniers éoliens sont beaucoup moins attrayantes et leurs marges sous pression. Ces primes ne sont donc plus justifiées et ont quasiment disparu à partir de novembre 2009. On observe un sursaut très temporaire début 2011 en raison de Fukushima.

Graphique 7 : Ratios de valorisation historiques 12 mois forward (en x) sur 2006/2012 des turbiniers européens et biens d'équipement et évolution de la prime



Source : Datastream

Le secteur éolien devrait rester difficile à court terme et notamment en 2013 si la subvention PTC aux Etats-Unis n'était pas prolongée (expiration en décembre 2012). Dans ce contexte, nous n'attendons pas de rerating des multiples des turbiniers éoliens européens en bourse avant 2 ou 3 ans lorsque les catalyseurs moyen terme que nous avons identifiés (parité réseau et montée en puissance de l'offshore) commenceront à se matérialiser. Même si les valorisations actuelles pourraient paraître attractives et propices à un mouvement de consolidation nécessaire, nous ne pensons pas que celui-ci intervienne à court terme au regard des grandes incertitudes pesant sur le secteur à ce stade.

Notre objectif de cours sur Gamesa résulte d'une moyenne entre un DCF permettant de valoriser le potentiel de création de valeur futur du groupe et l'application des multiples moyens du secteur des biens d'équipement prenant en compte les obstacles auxquels Gamesa est confronté à court terme.

Pour Vestas, nous n'avons pas utilisé de méthode de valorisation par multiples en raison d'agrégats trop détériorés à ce stade, du fait de problèmes d'exécution que nous pensons temporaires.

On remarque que, hormis pour la VE/EBITDA, les multiples de valorisation sont très supérieurs à ceux des biens d'équipement traditionnels. Les raisons à cela sont des agrégats très détériorés et la présence dans l'échantillon de turbiniens en très forte croissance comme les chinois Sinovel et Goldwind. L'utilisation de cet échantillon ne nous paraît donc pas pertinente et nous avons donc retenu la médiane du secteur des biens d'équipement pour valoriser Gamesa.

Tableau 4: Tableau de valorisation de notre univers de couverture biens d'équipement au 11/04/2012

En x	Opinion	Devise	Capi M€	PE			VE/EBIT			VE/EBITDA		
				2012e	2013e	2014e	2012e	2013e	2014e	2012e	2013e	2014e
ABB Ltd	Acheter	CHF	34 658	12,3	11,4	11,0	8,2	7,5	6,9	7,2	6,6	6,0
Alstom	Acheter	€	7 663	7,4	6,9	6,2	6,1	5,1	4,1	4,5	3,8	3,1
Legrand	Neutre	€	6 720	13,8	13,2	12,4	9,3	8,6	8,2	7,9	7,3	7,0
Philips	Acheter	€	13 934	12,4	9,0	8,0	8,4	6,6	5,7	5,3	4,5	3,9
Schneider Electric	Neutre	€	24 859	11,6	10,7	9,9	8,7	7,8	7,0	6,9	6,2	5,7
Siemens	Alléger	€	66 243	11,1	9,8	8,8	7,4	8,9	9,4	5,3	8,9	8,4
Médiane Large cap				12,3	9,8	8,8	8,4	7,8	7,0	6,9	6,6	6,0
Ansaldo STS	Neutre	€	1 015	12,4	12,1	11,5	7,1	7,0	6,6	6,4	6,3	5,9
Faiveley	Acheter	€	719	10,0	9,4	8,8	6,5	5,8	5,1	5,7	5,1	4,5
Mersen	Acheter	€	492	9,3	8,6	7,7	7,8	7,0	6,1	5,5	5,0	4,3
Neopost	Neutre	€	1 523	8,9	8,6	8,4	8,1	7,9	7,7	6,5	6,3	6,1
Nexans	Acheter	€	1 304	10,0	8,3	7,5	7,6	5,9	5,1	5,1	4,0	3,5
Prysmian	Acheter	€	2 594	10,0	8,7	7,5	7,7	6,5	5,4	5,9	5,1	4,3
Rexel	Acheter	€	4 031	10,4	9,6	8,8	8,2	7,5	6,7	7,8	7,0	6,2
Saft	Neutre	€	557	13,4	12,9	11,2	9,3	8,3	7,0	6,5	5,8	5,0
Médiane Mid cap				10,0	9,0	8,6	7,8	7,0	6,3	6,1	5,4	4,8
Médiane secteur				11,1	9,6	8,8	8,1	7,5	6,7	6,4	6,2	5,7
Vestas	Alléger	DKK	1 375	27,6	24,9	15,3	14,9	14,7	11,3	3,3	3,3	3,1
Gamesa	Acheter	€	560	13,1	8,0	6,4	11,6	8,6	7,3	4,9	4,1	3,5
Nordex		€	310	43,4	24,2	19,8	15,0	11,9	11,5	6,7	6,0	5,7
Suzlon		INR	639	8,1	5,7	nd	7,9	5,6	nd	6,2	4,3	nd
Sinovel		\$HK	3 690	16,6	13,9	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Goldwind		\$HK	1 986	34,3	28,8	nd	22,7	18,4	14,6	15,6	13,4	12,3
Médiane Eolien				22,1	19,05	15,3	14,9	11,9	11,4	6,2	4,3	4,6
<i>Prime (décote) (%)</i>				<i>99</i>	<i>98</i>	<i>74</i>	<i>84</i>	<i>59</i>	<i>70</i>	<i>-3</i>	<i>-31</i>	<i>-19</i>

Source : Natixis

Fort potentiel de rerating à moyen terme

Si, comme nous l'anticipons, nous observons en 2015/16 à un retour à de fortes croissances dans l'éolien, grâce notamment à une normalisation du marché américain, à l'atteinte de la parité réseau et au décollage de l'offshore, les valorisations des turbiniens éoliens pourraient retrouver leur moyenne historique. Ainsi, en utilisant les multiples historiques à nos estimations 2015/16 de Gamesa et Vestas actualisées à leur CMPC, on obtient une valorisation de 5,4 € pour Gamesa contre un objectif de cours de 2,8 € et de 77 DKK pour Vestas contre un objectif de cours de 45 DKK.

Tableau 5 : Synthèse des valorisations

Méthodes	Vestas (DKK)		Gamesa (€)	
	2012e	2013e	2012e	2013e
DCF				
MOP terminale (%)		5,0		4,9
Croissance infinie (%)		2		2
Bêta		1,3		1,4
CMPC (%)		9,9		8,8
Valeur par action		45		3,4
Pondération (%)		100		50
PE				
Ratio retenu (x)				9,6x
Valeur par action				2,8
Pondération (%)				12,5
VE/EBIT				
Ratio retenu (x)				7,5x
Valeur par action				1,7
Pondération (%)				12,5
Objectif de cours moyen		45		2,8
Recommandation		Alléger		Acheter
Potentiel (%)		-11		22
Valorisation de haut de cycle actualisé				
	2015e	2016e	2015e	2016e
PE				
Ratio retenu (x)	19,8	19,8	16,3	16,3
Valeur par action	64	91	5,2	5,6
VE/EBIT				
Ratio retenu (x)	13,7	13,7	13,5	13,5
Valeur par action	58	87	5,2	5,6
Valorisation de haut de cycle		77		5,4

Source : Natixis

Jouer l'exposition aux zones en forte croissance

Notre hiérarchie de valeurs pour 2012 privilégie l'exposition aux zones géographiques en forte croissance ce qui favorise Gamesa (51%e de son CA réalisé dans les pays émergents hors Chine). Même si Vestas est le turbinier présent dans le plus de pays, il reste très dépendant des marchés européens, américain et chinois (85% du CA).

Long Gamesa /Short Vestas

Nous proposons un long Gamesa /short Vestas (objectifs de cours respectifs de 2,8 € et 45 DKK soit des potentiels de +22% et -11%) afin de jouer la diversification géographique vers les pays en forte croissance.

Nous favorisons Gamesa qui a une exposition géographique plus orientée vers les pays en forte croissance.

Gamesa est le groupe le mieux diversifié de notre échantillon avec une exposition à l'Europe de seulement 28% (dont 18%e en Europe de l'Est) et une large présence dans les pays en forte croissance comme l'Inde (19%) et l'Amérique du sud (14%). Ainsi, Gamesa est le seul qui sera en croissance en 2013, si le marché américain chute en raison du non renouvellement probable de la PTC. Gamesa est également un acteur extrêmement réactif. Il a su faire évoluer rapidement son mix géographique tant en termes de ventes que de moyens de production. En effet, l'Europe qui

représentait 73% du CA et 100% de ses capacités de production en 2004 ne représente plus aujourd'hui que respectivement 28% de son CA et 32% de ses capacités de production. Le groupe dispose également d'un atout de poids en son actionnaire principal Iberdrola qui est aussi son premier client (13% des MW vendus par an en moyenne sur les 10 prochaines années). Iberdrola soutiendra Gamesa dans son développement dans l'offshore puisqu'il dispose d'un portefeuille de projets de presque 10 GW. Enfin, Gamesa a démontré par le passé la solidité de sa gestion financière et la fiabilité de son management, puisque c'est le seul acteur sur les 7 dernières années à : 1/ ne pas avoir fait d'augmentation de capital, 2/ à ne jamais avoir généré de pertes, 3/ à verser un dividende chaque année et 4/ à ne pas avoir fait de profit warning en 2011.

Vestas, en revanche, est, malgré une présence dans 67 pays, très exposé aux marchés européens (45% du CA en MW dont 7% en Europe de l'Est) et américains (30%), deux marchés qui vont connaître des années 2012/13 difficiles. En outre, Vestas a démontré une très mauvaise réactivité face à la crise en adoptant un certain attentisme. En effet, depuis la crise de 2008, Vestas n'a rien changé à sa stratégie et a continué d'opérer sans prendre en compte le nouvel environnement dans lequel il se trouvait. Vestas a également montré sa difficulté à appréhender l'industrialisation de nouveaux produits puisque la mise en production de série de la nouvelle V112-3.0 MW et du système GridStreamer a rencontré de multiples problèmes opérationnels comme le retard de plusieurs mois dans la mise en service d'une nouvelle usine de production de générateurs. Ces problèmes se sont traduits par des surcoûts que le management n'avait pas prévus ce qui pèsera fortement sur la marge en 2012, puisque l'activité turbine (son corps de métier) n'aura pas atteint le point mort. Enfin, les profit warnings à répétition (5 en 2 ans) ont fortement entamé la crédibilité du management.

3. Un business model à adapter

Dans un contexte difficile, les turbiniers éoliens doivent faire évoluer leur business model.

La situation de surcapacité que connaissent les turbiniers éoliens, depuis la crise de 2008, sur les marchés historiques du secteur que sont l'Europe, les Etats-Unis et même désormais la Chine, s'est traduite par une forte détérioration des marges et d'importantes sorties de cash pour financer les investissements de plus en plus importants et la hausse du BFR. Ils ont donc du faire évoluer leur business model vers plus d'innovation, plus de services et plus de sous-traitance. Parallèlement, ils doivent investir massivement pour participer au décollage de l'éolien offshore attendu vers 2015/2016 aux côtés de groupes industriels récemment arrivés sur ce marché.

Gamesa est, selon nous, le groupe qui a le plus rapidement fait évoluer sa stratégie à cet environnement en investissant sur les zones en forte croissance comme l'Inde et le Brésil. Vestas est celui qui nous semble le moins adapté à cet environnement et donne surtout l'impression de le subir depuis 3 ans.

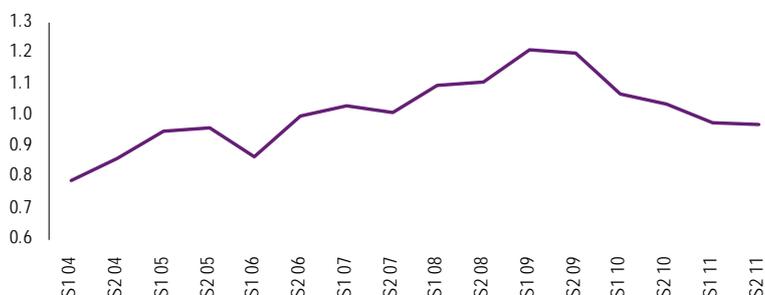
Dans un contexte de développement de projets de taille de plus en plus importante avec des retombées financières plus tardives, une consolidation du secteur nous paraît inévitable à moyen terme. Vestas et Gamesa apparaissent ainsi comme des cibles potentielles de choix.

Une situation de surcapacité mondiale qui pèse sur les prix

Une situation de surcapacité qui pèse fortement sur les prix.

En 2008, les turbiniers éoliens ont investi massivement dans l'extension de leurs capacités de production notamment aux Etats-Unis et en Chine qui sont les 2 marchés les plus importants. Cependant, ils ont du faire face à : 1/ l'arrivée de nouveaux entrants, 2/ l'avènement des gaz de schiste aux Etats-Unis qui a rendu l'électricité éolienne beaucoup moins compétitive que le gaz et 3/ une montée en puissance de l'industrie chinoise locale. Enfin, le marché européen est actuellement peu dynamique en raison de la crise des dettes souveraines. Les turbiniers éoliens sont donc dans une situation de surcapacité depuis 2009 qui pèse sur les prix et leurs marges et pourrait perdurer car nous ne voyons pas à court terme de véritable catalyseur qui pourrait renverser cette situation.

Graphique 8 : Evolution des prix de vente moyens des turbines éoliennes depuis 2004 hors Asie (en M€/MW)



Source : Bloomberg New Energy

Contrairement à une certaine idée reçue du marché, la pression sur les prix ne résulte pas uniquement de la concurrence asiatique, mais surtout des surcapacités des fabricants qui ont du développer des stratégies multilocales. Les chinois exportent à peine 1% de leur production et même s'ils ont de fortes ambitions en termes d'exportation, leurs produits sont encore mal adaptés à

la demande internationale. Ce sont donc principalement les surcapacités de l'industrie partout dans le monde qui obligent chaque fabricant à avoir des politiques commerciales très agressives. Pour se démarquer de la concurrence, les grands groupes industriels, comme GE et Siemens, proposent à leurs clients des offres de financement, mais les turbiniers indépendants n'ont pas d'autre choix que de baisser leurs prix.

Du fait du caractère imposant des turbines et de l'importance des coûts de transport, il y a relativement peu d'exportations sur ce marché. A titre d'exemple, pour livrer une turbine de 1 MW au Brésil en provenance de la Chine il faut compter environ 200 k\$, soit environ 20% du prix de la turbine. La concurrence sur le marché éolien est donc bien plus saine que sur le marché solaire, où les exportations chinoises ont fait beaucoup de mal aux fabricants occidentaux. Aujourd'hui, même avec des coûts de transport aussi élevés, les chinois arrivent à être 10% moins chers que les turbiniers occidentaux, mais cet écart de prix est généralement compensé par une meilleure performance des turbines occidentales à puissance équivalente.

Ces coûts de transport importants obligent donc les constructeurs à avoir une stratégie multilocale et à construire des capacités de production dans la majorité des pays où se trouvent leurs clients.

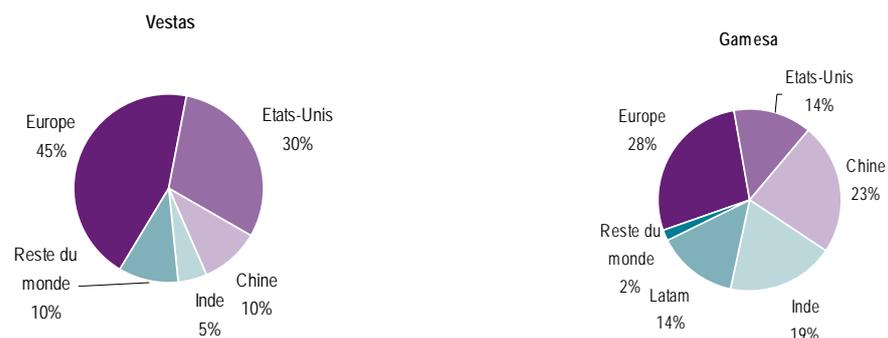
Les mesures protectionnistes n'améliorent pas cette situation. Si de nombreux pays sont prêts à mettre en place des systèmes incitatifs aux énergies renouvelables via la mise en place de subventions ou de tarifs de rachat, c'est d'une part pour des raisons d'ordre écologique mais aussi et surtout afin de créer des emplois. Ainsi, de plus en plus de pays parmi lesquels le Brésil et la Turquie dans l'onshore par exemple et la France et la Corée du Sud dans l'offshore, imposent qu'une grande partie des éoliennes vendues sur le territoire y soient produites. Cela pose un véritable problème en termes de flexibilité des capacités de production, car la sous-charge d'unités ne sera pas facilement compensée par les exportations.

Des turbiniers européens encore très exposés à leur marché domestique

Vestas est trop dépendant du marché européen.

Vestas est le fabricant le plus international dans la mesure où il est présent dans 67 pays. Cependant, Vestas a réalisé encore 45% de son CA 2011 en Europe (y.c. 7%e en Europe de l'Est). Le turbinier, dont la répartition géographique des ventes est la plus diversifiée est Gamesa avec une exposition à l'Europe de seulement 28% (y.c. 18%e en Europe de l'Est et contre 56% en 2008), grâce à un développement très rapide dans les pays émergents notamment l'Inde et le Brésil. En outre, le groupe a su réduire sa dépendance à son marché domestique puisque dorénavant ses ventes faites en Espagne ne représentent plus que 8% du CA total en 2011 contre 42% en 2007.

Graphique 9 : Répartition géographique des ventes (en MW) de Vestas et Gamesa en 2011



Sources : Sociétés

Notons également que les turbinières les plus en risque face à l'assèchement du crédit dont souffrent leurs clients sont les turbinières indépendants comme Vestas et Gamesa. En revanche, les grands groupes bénéficiant d'une forte assise financière comme Siemens ou GE devraient être moins pénalisés par ce phénomène car ils peuvent se substituer aux banques comme apporteur de financement. Des pertes de parts de marché en faveur des acteurs disposant d'une division financière tels que GE ou Siemens et au détriment des pure players est donc fort probable. Notons que dans ce contexte, Gamesa dispose d'un atout avec la présence dans son capital d'Iberdrola qui est également son premier client (13% de son CA).

Les marges maintenues sous pression à moyen terme

Une profitabilité sous pression à cause de la pression sur les prix et de la hausse des Capex.

En raison de l'intensification de la concurrence, de l'internationalisation du marché et de l'arrivée de l'éolien offshore, les turbinières éoliennes européennes ont investi massivement à partir de 2008 dans des nouvelles capacités et dans le développement de nouvelles turbines. Ainsi, les investissements sont passés en moyenne de 5,3% du CA en 2007 à 8,9% en 2011. A partir de 2012, ils devraient se réduire progressivement, car étant en surcapacité, les turbinières n'ont plus besoin d'investir dans des immobilisations corporelles. Ils resteront néanmoins à un niveau relativement élevé (>7% en moyenne contre des Capex de maintenance à environ 4%) en raison des capex de R&D. Notons que le niveau des Capex de Vestas est structurellement supérieur à celui de Gamesa en raison de son business model qui est beaucoup plus intégré verticalement et d'une capitalisation plus importante que ses concurrents des dépenses de R&D (presque 80% contre environ 60% en moyenne).

Graphique 10 : Comparaison des niveaux d'investissements des turbinières éoliennes depuis 2007 (Capex/CA)



Sources : Sociétés, estimations Natixis

Cette hausse des investissements est intervenue alors que la croissance des volumes décélérait fortement. La hausse des amortissements a donc inévitablement pesé sur les marges d'EBIT qui sont passées de 7,3% en moyenne en 2008 à 0,7% en 2011. Les marges devraient se redresser au fil des années, mais à un rythme très faible à cause des amortissements, de la faiblesse des volumes et de la pression sur les prix. Ainsi, on estime que les marges d'EBIT ne dépasseront pas 3,3% en moyenne en 2014. Il faut distinguer dans cette stratégie Vestas d'un côté qui a massivement investi dans l'extension de ses capacités, ce qui s'est avéré infructueux avec le recul de la demande, et Gamesa de l'autre qui a plutôt investi dans la réallocation de ces dernières dans les zones en forte croissance (Inde et Brésil notamment).

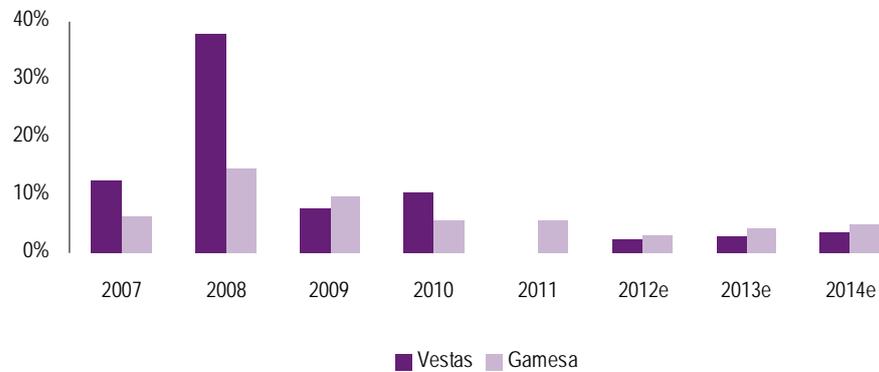
Graphique 11 : Comparaison des marges d'EBIT des turbiniers depuis 2007



Sources : Sociétés, estimations Natixis

Une autre conséquence de la hausse des investissements et de la faiblesse des marges est la forte détérioration du ROCE. Compte tenu de la faible croissance des volumes anticipée sur 2012/2014, nous n'attendons pas de retour à des niveaux de ROCE supérieurs aux WACC à moyen terme pour aucun des turbiniers. On remarque que les niveaux de ROCE étaient très supérieurs avant 2009 du fait de bilans qui n'étaient pas encore surdimensionnés.

Graphique 12 : Comparaison des ROCE des turbiniers depuis 2007



Sources : Sociétés, estimations Natixis

On observe également une hausse presque constante du BFR des turbiniers depuis 2007, en raison du faible pouvoir de négociation qu'ils ont auprès de leurs clients lié à la situation de surcapacité du secteur. Ainsi, les prépaiements ont beaucoup diminué (ils sont variables en fonction des turbiniers et des clients mais généralement ils y en a au moins 3, un à la prise de commande, un à la livraison et un à l'installation) et aujourd'hui le prépaiement le plus important est celui donné au moment de la livraison de la turbine. En outre, ils ont même disparu dans le cas des réservations ou commandes conditionnelles. Seul Vestas, de par son statut de leader mondial avec un positionnement un peu plus haut de gamme que ses concurrents, a un pouvoir de négociation plus important auprès de ses clients en termes de prépaiements. Ceci lui a permis d'enregistrer un BFR négatif en 2011.

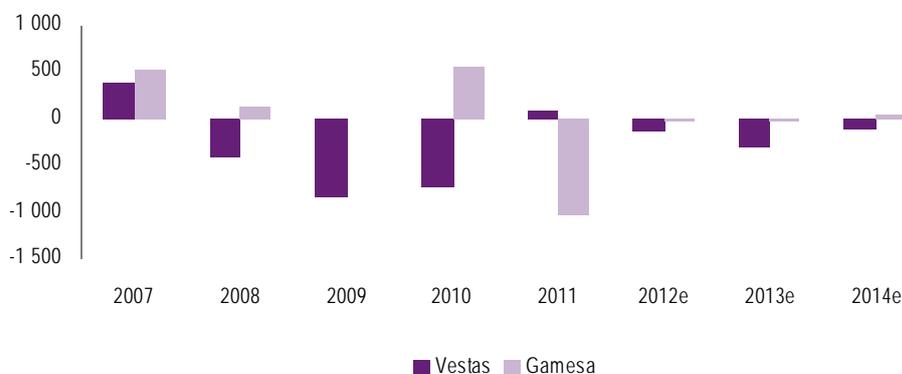
Graphique 13 : Comparaison des BFR/CA des turbiniers depuis 2007



Sources : Sociétés, estimations Natixis

Cependant, même si Vestas a réussi ses dernières années à éviter une envolée de son BFR, cela ne l'a pas empêché, au même titre que Gamesa de brûler beaucoup de cash. Nous ne voyons pas de retour à une génération de cash et à une marge normative avant une certaine normalisation du marché américain et un retour du soutien des Etats aux énergies renouvelables. Nous considérons que cet horizon n'arrivera pas avant 2-3 ans.

Graphique 14 : Comparaison des FCF des turbiniers depuis 2007



Sources : Sociétés, estimations Natixis

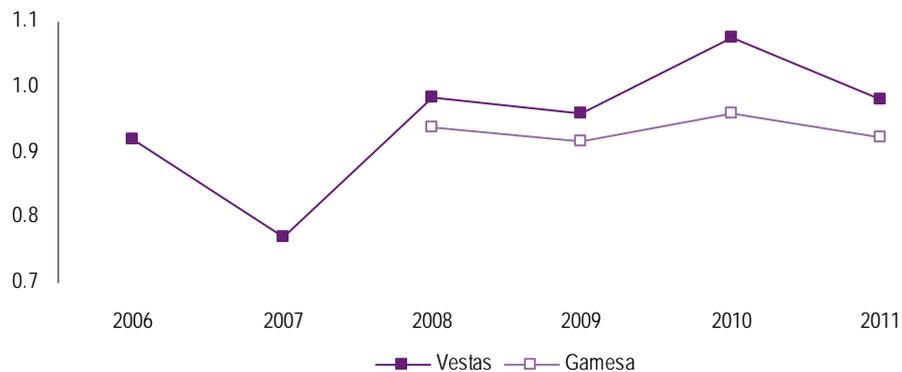
3 remparts à la pression sur les marges : l'innovation, les services et la sous-traitance

Les turbiniers doivent investir massivement dans l'innovation et les services pour lutter contre la pression sur les prix.

Face à la pression sur les prix engendrée par les surcapacités mondiales, les turbiniers européens doivent faire évoluer leur business model vers plus d'innovation, plus de services et plus de sous-traitance. Vestas est le mieux positionné sur les services avec une marge d'EBIT d'environ 15%, alors que Gamesa a une marge de seulement 5%. Cependant, cela ne suffit pas à compenser les très faibles marges de leurs ventes de turbines. L'innovation a permis aux turbiniers d'améliorer leur mix-produits et de maintenir des prix moyens de vente assez stables. Cependant, sans faire appel à la sous-traitance, l'innovation coûte cher en capex et pèse sur la génération de cash, comme le démontre le cas de Vestas. Gamesa, qui a plus recours à la sous-traitance que Vestas, investit moins sans que cela ne l'empêche de sortir des nouvelles turbines.

Les prix moyens de vente des turbines de chaque constructeur européen paraissent relativement stables du fait de leur mix-géographique favorable (forte exposition à l'Europe) et de l'amélioration de leur mix-produits avec la sortie de nouvelles turbines plus haut de gamme.

Graphique 15 : Evolution des prix moyen de vente (en M€/MW)

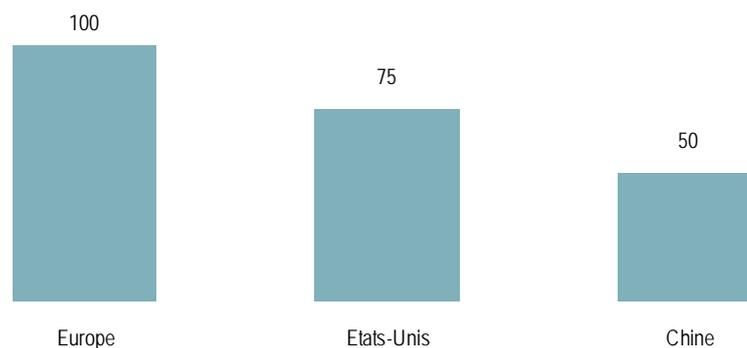


Sources : Sociétés, Natixis

Néanmoins, cela ne signifie pas que les prix résistent bien, depuis le point haut du S1 09 (1,21 M€/MW hors Asie), le prix des turbines éoliennes a baissé de près de 20% selon Bloomberg New Energy. Les prix peuvent varier du simple au double en fonction :

- Du pays où la turbine est vendue : par rapport au prix moyen de vente d'une turbine vendue en Europe, ce prix sera 25% inférieur aux Etats-Unis et 50% inférieur en Chine, en raison du coût de la main d'œuvre et de la technicité de la turbine. Plus il y a de vent (cas des Etats-Unis et de la Chine), moins les turbines ont besoin d'être complexes et techniques.

Graphique 16 : Prix en fonction des zones géographiques, base 100 pour l'Europe



Sources : Industrie, Natixis

- De la puissance de la turbine. Plus une turbine est puissante, plus elle est grande et plus elle est performante. A titre d'exemple, une turbine de 5 MW produira plus d'électricité que 5 turbines de 1 MW et elle sera moins chère à fabriquer. Cependant, le turbinier vendra plus cher sa turbine de 5 MW que ses 5 turbines de 1 MW, car la turbine de 5 MW étant plus performante elle permettra donc à l'exploitant d'avoir un meilleur TRI sur son projet. Ainsi le turbinier prend une partie de cette surperformance via des hausses de prix. L'investissement dans des éoliennes toujours plus performantes constitue donc un véritable rempart à la pression sur les prix.

Tableau 6 : Part des turbines vendues en fonction de leur puissance

En %	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Puissance (kW)						
0 – 749	3,6	2,4	1,3	0,5	1,1	0,2
750 – 999	13,0	15,5	13,3	9,4	7,6	6,0
1 000 – 1 499	34,6	27,8	32,5	3,8	4,5	2,3
1 500 – 2 500	46,4	49,9	47,6	80,4	81,9	83,1
>2 500	2,4	4,3	5,3	6,0	5,1	8,4

Source : BTM Consult

Les dépenses de R&D sont en très forte progression

Afin de se démarquer de la concurrence et de proposer les produits les plus performants du marché, les turbinières européennes investissent massivement dans la R&D. Cette forte hausse des dépenses de R&D s'explique également par l'avènement des turbines offshores, qui nécessitent de très lourds investissements. Ainsi, Vestas prévoit de sortir une turbine offshore de 7 MW en 2015 et Gamesa une turbine de 5 MW en 2013 et de 7 MW en 2015. Notons que le niveau d'investissement en R&D de Vestas est très supérieur à celui de Gamesa en raison de : 1/ une plus grande part des dépenses de R&D qui sont capitalisées (environ 80% contre environ 60%) et 2/ Vestas est l'acteur le plus intégré verticalement et ne peut donc pas partager son effort d'investissement avec ses sous-traitants.

Tableau 7 : Comparaison des dépenses de R&D de chaque turbinière en 2011 vs 2007

En M€	2007		2011	
	Montant	% du CA	Montant	% du CA
Vestas	82	2,1	327	5,6
Gamesa	40	1,1	50	1,6

¹ Estimation Natixis.

Sources : Sociétés

Forte croissance dans les services

Les services permettent également d'améliorer la rentabilité des turbinières de manière significative, compte tenu de l'écart de rentabilité entre les services et les équipements (marges d'EBIT de 15% dans les services contre 5% dans les turbines). De plus, la croissance dans les services est bien supérieure à celle des ventes de turbines.

Tableau 8 : Part des services dans le CA des groupes et marges d'EBIT en 2011

En %	Services/CA	Marge d'EBIT
Vestas	12	14
Gamesa	12	6

Sources : Sociétés

En outre, certains acteurs innovent, comme Vestas, en proposant des garanties sur les performances. Ainsi, quand la turbine fait mieux que la performance garantie, le turbinière reçoit une partie de cette surperformance et inversement. Enfin, la base installée constitue un véritable trésor de guerre pour les constructeurs qui peuvent s'appuyer sur elle pour vendre des nouveaux services d'optimisation. Vestas est donc l'acteur le mieux placé sur ce segment puisqu'il dispose de la base installée la plus importante du monde.

Tableau 9 : Classement des 10 plus importantes bases installées dans le monde

	Rang	Pays	Base installée 2010 (MW)	Base installée 2010 (%)
Vestas	1	Danemark	45 547	22,8
GE Wind	2	Etats-Unis	26 871	13,5
Enercon	3	Allemagne	22 644	11,3
Gamesa	4	Espagne	21 812	10,9
Suzlon	5	Inde	17 301	8,7
Siemens	6	Allemagne	13 538	6,8
Sinovel	7	Chine	10 044	5,0
Goldwind	8	Chine	9 055	4,5
Nordex	9	Allemagne	6 994	3,5
Dongfang	10	Chine	6 389	3,2
Autres			19 328	9,8
Total			199 523	100

Source : BTM Consult

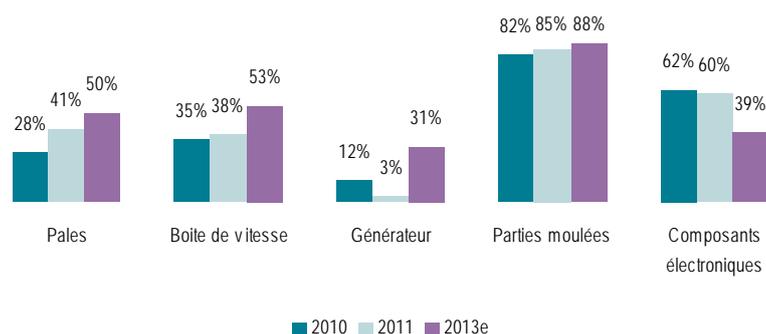
La sous-traitance va devenir de plus en plus répandue

Vestas doit faire plus appel à la sous-traitance pour alléger sa base de coûts.

L'industrie éolienne est encore jeune. C'est pourquoi, les industriels qui se sont lancés sur ce marché sont parfaitement intégrés verticalement. Aujourd'hui, la concurrence croissante et l'apparition de nombreuses PME sur ce secteur, grâce aux aides de l'Etat, va rendre de plus en plus courant le recours à la sous-traitance. Cela permettra, en outre, aux turbiniéristes de se défausser d'une partie de leur risque sur leurs fournisseurs et d'avoir des structures de coûts plus flexibles. Cette mutation va se faire progressivement, mais elle sera inévitable si les turbiniéristes veulent pouvoir faire face à une prochaine crise. En période de surcapacités, le recours à la sous-traitance permettrait de réduire l'impact négatif de la baisse des volumes sur les marges. Les turbiniéristes éoliens devraient donc se tourner de plus en plus vers un modèle d'assembleur en ne gardant en interne que la production des composants générant la plus grosse partie de la valeur ajoutée de la turbine.

Vestas ne communique aucun objectif en termes de sous-traitance, mais déclare souhaiter y faire de plus en plus appel. Ainsi, le groupe a montré un véritable manque de flexibilité dans son outil de production et n'a pas été capable jusqu'à présent de s'adapter au contexte actuel. Compte tenu de la très faible communication du groupe sur la sous-traitance, nous considérons qu'il n'a pas l'intention de véritablement faire évoluer son business model vers plus de flexibilité. Gamesa en revanche a adopté la bonne stratégie en réduisant ses capacités en Europe et en les délocalisant vers les zones en forte croissance en ayant recours à la sous-traitance, lui permettant en moins de 2 ans de ne plus avoir que 32% de ses capacités basées en Europe contre 69% en 2009.

Graphique 17 : Objectif de recours à la sous-traitance de Gamesa à horizon 2013



Source : Gamesa

Tableau 10 : Panorama des éléments clés d'une turbine et leur niveau de sous-traitance

Composant	Commentaire	Vestas	Gamesa
Assemblage de nacelles	Très peu intensif en capital et n'est donc jamais sous-traité	Non sous-traitée	Non sous-traitée
Pales	Partie très critique et à forte valeur ajoutée de la turbine et est donc le plus souvent produite en interne	Non sous-traitée	28% sous-traitée
Boîte de vitesse	Partie de moins en moins clé depuis l'essor du système direct drive.	Non sous-traitée	35% sous-traitée
Générateur	Partie à valeur ajoutée, le plus souvent produite en interne, mais recours à des éléments produits par ABB ou Siemens notamment.	Non sous-traitée	12% sous-traitée
Convertisseur électrique	Partie peu intensive en capital à valeur ajoutée	Non sous-traitée	62% sous-traitée
Systèmes de contrôle	Partie peu intensive en capital et à forte valeur ajoutée, donc rarement sous-traitée	Non sous-traitée	Non sous-traitée
Tour	Partie à très faible valeur ajoutée, le plus souvent sous-traitée à des acteurs locaux pour éviter les coûts de transport	Sous-traitée en partie	Sous-traitée

Sources : Industrie, Natixis

Vers la fin du modèle de turbinier indépendant ?

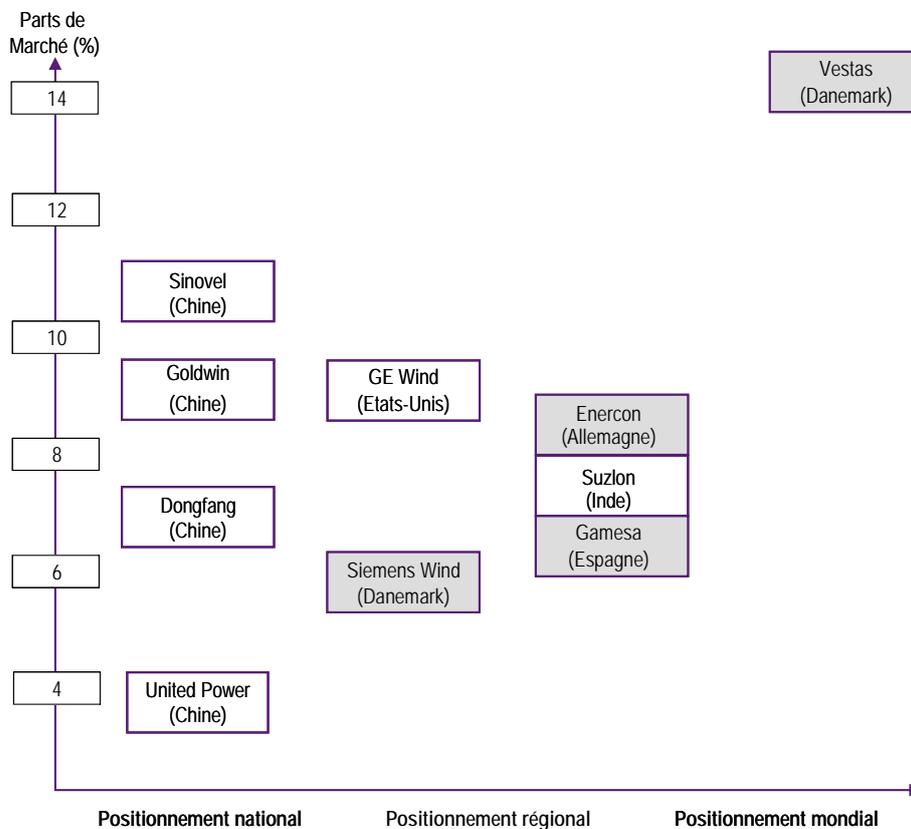
Compte tenu de la très forte croissance du marché éolien depuis 2005, de nombreux nouveaux acteurs sont entrés sur le marché. C'est en Chine que les acteurs indépendants les plus importants ont pris naissance grâce notamment à un important appui de l'Etat chinois tant dans le financement des parcs éoliens que dans celui des industriels. Il faut également noter l'arrivée depuis 2-3 ans de nombreux grands groupes industriels notamment coréens et français qui se sont introduits sur ce segment afin de profiter de la future manne que devrait représenter l'éolien offshore dans quelques années. Avec le ralentissement de la croissance du marché éolien depuis 2009, cela a provoqué une situation de qui ne pourra se résoudre à moyen terme que grâce à une consolidation. Elle devrait se manifester de 2 manières : des faillites, comme on le voit actuellement en Chine, ou des rachats de turbiniers indépendants par des grands groupes industriels généralistes. En effet, les bilans des turbiniers indépendants ne sont pas assez solides pour se développer dans l'éolien offshore et faire face à l'accroissement de la taille des parcs éoliens. Dans cet environnement, les cibles potentielles pour ce type d'industriels sont Vestas et Gamesa.

Un marché encore très éclaté

15 acteurs se partageaient 89% du marché en 2010

Le secteur des turbiniers éoliens est encore très atomisé avec 15 acteurs qui se partageaient 89% du marché à fin 2010 mais peu d'entre eux apparaissent véritablement crédibles avec une envergure internationale et une large gamme de produits. On dénombre notamment 7 turbiniers chinois dans le top 15 qui font la totalité de leur chiffre d'affaires sur leur marché domestique et ne disposent pas, à ce stade, de technologie véritablement éprouvée. Aujourd'hui, les acteurs les plus crédibles en termes de technologie, de track record et de présence à l'international sont les turbiniers indépendants Vestas, Enercon, Gamesa et Suzlon (grâce à Repower). General Electric et Nordex sont également des acteurs importants et crédibles, mais qui sont encore peu internationalisés. Siemens est encore peu présent dans l'onshore, mais est numéro un mondial dans l'offshore. Siemens et General Electric sont les seuls groupes industriels généralistes présents dans le top 15.

Graphique 18 : Positionnement géographique et en termes de PdM des 10 premiers turbiniers mondiaux



Source : BTM Consult

De nombreux industriels généralistes arrivent sur le marché de l'éolien

Les projets éoliens étant de plus en plus gourmands en capitaux, il faut s'attendre à une disparition des petits acteurs.

L'intensité concurrentielle devrait continuer à s'intensifier dans les prochaines années avec l'arrivée sur le marché de nombreux acteurs coréens et français notamment. Cela pourrait à court terme aggraver la situation actuelle de surcapacité et de pression sur les prix. Il s'agit de grands groupes industriels généralistes, souvent présents sur les autres secteurs de la génération électrique (centrales à gaz, charbon ou nucléaire), mais pas dans l'éolien. Ils profitent de politiques nationales protectionnistes pour se développer dans l'éolien et se faire un track record avant de se lancer vers la prise de part de marché à l'international.

Tableau 11 : Caractéristiques des principaux groupes industriels entrés sur le marché éolien

Sociétés	Pays d'origine	Année d'entrée	Type d'entrée
General Electric	Etats-Unis	2002	Acquisition des actifs éoliens d'Enron
Siemens	Allemagne	2004	Acquisition du danois Bonus
Alstom	France	2007	Acquisition de l'espagnol Ecotècnia
Areva	France	2007	Acquisition de 51% de l'Allemand Multibruid, puis des 49% restants en 2010
Hyundai Heavy Industries	Corée du sud	2008	Acquisition de la licence d'American Superconductor Windtec
Samsung Heavy Industries	Corée du sud	2008	Indépendant
Daewoo Shipbuilding	Corée du sud	2009	Acquisition de l'Allemand DeWind
Doosan	Corée du sud	2009	Indépendant
United Technologies	Etats-Unis	2009	Acquisition de 49,9% de l'américain Clipper Windpower en 2009 et le solde en 2010

Sources : Sociétés

Actuellement seuls les groupes industriels généralistes Siemens et General Electric sont des présents dans le top 15 des équipementiers éoliens. L'évolution récente du marché éolien devrait favoriser l'arrivée de ces grands groupes industriels pour 2 raisons principales:

- Avec l'émergence de l'éolien offshore, l'effort d'investissement de la part des turbinières devient beaucoup plus important. En effet, jusqu'à récemment les turbines offshore étaient des dérivées des turbines onshore. Or aujourd'hui, il est impératif de développer des turbines spécifiques à l'offshore, car beaucoup plus puissantes que les turbines onshore. Cela représente donc des investissements importants avec un risque supplémentaire car plus long à rentabiliser. De tels investissements sont plus faciles à supporter pour un groupe avec une importante surface financière que pour un acteur indépendant.
- Que ce soit dans l'offshore ou l'onshore, les projets éoliens sont de plus en plus importants en termes de capacités installées. Ils nécessitent donc un recours à la dette plus important que par le passé et cette tendance devrait perdurer du fait du progrès technique. Or en période de raréfaction du crédit comme celle que nous traversons actuellement, les grands groupes industriels disposent d'un véritable atout car ils peuvent fournir des garanties et des conditions de financement que les indépendants ne peuvent pas se permettre de faire.

Les grands groupes industriels disposent de deux avantages par rapport aux turbinières indépendants : des bilans plus solides et des synergies potentielles entre les différents métiers, tant sur le plan commercial, ce sont les mêmes clients, que des coûts puisque les dépenses de R&D peuvent être rationalisées et être utilisées par les différentes divisions de l'entreprise.

La consolidation du secteur viendra principalement de ces groupes

Les industriels généralistes pourraient procéder à des acquisitions pour accélérer leur développement sur le marché éolien.

Le marché éolien est beaucoup trop éclaté et devra nécessairement se consolider s'il veut pouvoir faire face aux surcapacités et à la pression sur les prix. Nous considérons que cette consolidation viendra des grands groupes industriels, qui pour gagner rapidement des parts de marché et se développer à l'international n'auront pas d'autre choix que de procéder à des acquisitions. En effet, Siemens et Areva par exemple sont très présents dans l'offshore mais très peu dans l'onshore. Pour accélérer leur développement, il ne serait pas étonnant qu'ils procèdent à des acquisitions dans l'onshore. Si on prend l'exemple de General Electric ou des groupes coréens, on s'aperçoit qu'ils ont des positions fortes sur leur marché domestique, mais sont très peu présents à l'international. Leur choix se portera donc vers des turbinières avec de fortes positions régionales. Alstom de son côté est présent dans l'offshore et l'onshore mais avec de faibles parts de marché.

Tableau 12 : Besoins des grands groupes industriels pour étoffer leur portefeuille éolien

Sociétés	Pays	Position forte	Besoins
Siemens	Allemagne	Offshore	Onshore international
Areva	France	Offshore	Onshore international
Alstom	France	Potentiellement l'offshore	Onshore et offshore international
General Electric	Etats-Unis	Marché domestique	Onshore Européen et offshore
United Technologies	Etats-Unis	Marché domestique	Onshore Européen et offshore
Hyundai Heavy Industries	Corée du sud	Marché domestique	Onshore et offshore Européen ou américain
Samsung Heavy Industries	Corée du sud	Marché domestique	Onshore et offshore Européen ou américain
Daewoo Shipbuilding	Corée du sud	Marché domestique	Onshore et offshore Européen ou américain
Doosan	Corée du sud	Marché domestique	Onshore et offshore Européen ou américain

Sources : Sociétés

Nordex, Gamesa et Vestas sont les principales cibles potentielles

Gamesa dispose d'un meilleur attrait spéculatif que Vestas selon nous.

Parmi les cibles potentielles, il y en a finalement très peu qui correspondent aux critères des grands groupes industriels généralistes. En effet, la majorité des cibles sont des acteurs chinois ou locaux de petite taille. Il ne reste donc plus que Vestas, Gamesa et Nordex comme cibles potentielles. Vestas est la seule à disposer d'un flottant de 100%.

Compte tenu des nombreuses incertitudes qui pèsent actuellement sur le secteur, nous ne croyons pas à des opérations de consolidation d'une telle envergure à court terme, même si les valorisations peuvent paraître faibles à première vue. Cependant à moyen terme, de tels rapprochements sont inévitables.

Gamesa a une stature plus internationale avec un portefeuille produit plus complet que celui de Nordex. Le groupe est particulièrement présent en Europe (28% des MW vendus en 2011), en Chine (23%), en Inde (19%), aux États-Unis (14%) et en Amérique latine (14%). Il s'agit donc de la cible idéale pour un acteur coréen ou chinois. Il s'agit aussi d'une très bonne cible pour Areva ou Siemens dont la présence dans l'onshore se complète bien avec celle de Gamesa. Il faut néanmoins noter qu'Iberdrola détient 20% du capital de Gamesa. Dans la mesure où Iberdrola est le plus important client de Gamesa, un rapprochement avec un autre acteur ne pourrait se faire qu'avec le consentement d'Iberdrola.

Vestas est le leader mondial de l'éolien avec une présence sur tous les segments de produits et dans toutes les zones géographiques. C'est la cible parfaite pour un industriel qui n'est pas encore présent ou encore très peu présent sur le marché éolien, comme les industriels coréens. En revanche, un rapprochement avec un acteur européen ou américain ne fait pas sens car il y aurait beaucoup de doublons tant en termes de produit que de zone géographique ce qui entraînerait des restructurations massives et coûteuses. Avec un flottant de 100%, il n'y a aucune barrière à une éventuelle OPA. Cependant il faut prendre en compte l'aspect culturel très fort dans cette entreprise danoise, qui pourrait rendre une intégration plus complexe.

Nordex est sans doute la cible la plus facilement opérable compte tenu de sa petite taille (303 M€ de capitalisation au 04/01/2012). Cependant, il faudra convaincre le fonds SKION, holding familiale de l'entrepreneuse Susanne Klatten, qui détient 24,99% du capital pour un prix de revient moyen que nous estimons à environ 21,30 €, soit presque 5 fois le cours actuel. Nordex conviendrait parfaitement à un acteur qui souhaite se renforcer dans l'onshore en Europe, comme GE, un industriel coréen ou Areva qui n'est pas présent du tout dans l'onshore.

Le cas spécifique de la Chine

Cela pourrait avoir du sens qu'un acteur chinois fasse des acquisitions en Europe ou aux États-Unis dans la mesure où c'est le moyen le plus facile pour les chinois de pouvoir se développer à l'international. Cependant, nous ne croyons pas à ce scénario dans le contexte actuel. Par ailleurs, cela s'avèrerait très compliqué pour un acteur chinois de mettre la main sur un acteur européen que ce soit en termes de culture ou d'un point de vue politique. Enfin, il sera difficile au chinois de prendre le pouvoir dans la nouvelle structure dans la mesure où il s'agit de deux métiers complètement différents, avec d'un côté les chinois qui produisent des turbines low cost en masse pour un marché local, sans offres de services associées, et de l'autre un turbinier haut de gamme implanté dans le monde entier. Enfin, nous ne pensons pas que les turbiniers chinois rachèteront des acteurs étrangers tant que le marché chinois sera aussi atomisé. La consolidation du marché chinois doit se faire en premier lieu.

4. Une situation de surcapacité sur les marchés historiques

Malgré une pénétration encore faible de l'énergie éolienne dans la génération d'électricité au niveau mondial (moins de 2%) et un mix-énergétique qui doit nécessairement évoluer vers les énergies renouvelables à moyen terme, le marché éolien fait face à un ralentissement de la demande sur ces principaux marchés que sont l'Europe, les Etats-Unis et la Chine, depuis 2009, qui devrait perdurer sur les 2 prochaines années. En effet, la crise européenne des dettes souveraines qui débouchera sans doute sur une contraction du crédit et sur une réduction temporaire des subventions aux énergies renouvelables pèsera sur la demande. L'endettement fait partie intégrante du modèle de développement de l'éolien (plus de 70% des parcs sont financés par de la dette). L'industrie devra également faire face à la forte volatilité du marché américain liée à la crainte de non renouvellement de la PTC (subvention de 22 \$/MWh, qui expire en décembre 2012) et à des prix du gaz durablement bas du fait de l'avènement des gaz de schistes. Enfin, le marché chinois devrait connaître un ralentissement et être de plus en plus servi par son industrie locale.

Graphique 19 : Répartition des capacités éoliennes nouvellement installées par continent



Sources : BTM Consult, GWEC, Natixis

Ainsi, en 2012 et 2013, les turbiniers européens devraient continuer à être en situation de surcapacité en raison de leur forte présence sur les marchés européen et américain. Rappelons qu'en 2011, les taux d'utilisation des capacités de production de Vestas et Gamesa étaient de respectivement 50%, 73%. Gamesa est l'acteur qui devrait être le moins impacté par ce phénomène grâce à une forte exposition aux pays en forte croissance (Inde et Brésil notamment).

Un marché européen pénalisé par la crise des dettes souveraines

Le marché européen a encore 3 années difficiles devant lui à cause de la crise des dettes souveraines.

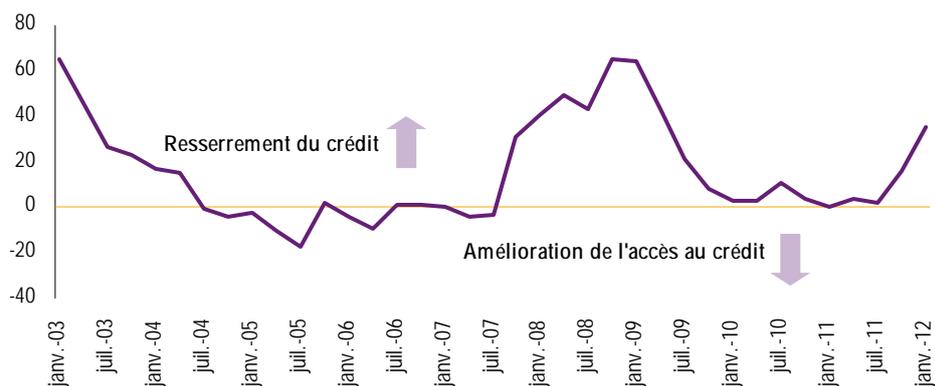
Le marché européen est, à ce jour, le premier marché en termes de base installée avec 97,8 GW (40% de la base installée mondiale) et le 2^{ème} marché en termes de nouvelles capacités installées par an derrière la Chine, avec 10,3 GW installés en 2011 (25% des capacités annuelles mondiales installées). Dans la mesure où le financement d'un parc éolien provient à 70% de la dette, une raréfaction du crédit pourrait entraîner un véritable ralentissement du développement éolien en Europe. Après une croissance moyenne annuelle de 8,4% entre 2005 et 2011, nous attendons une

croissance de 5,6% par an entre 2011 et 2013. La croissance sera principalement tirée par l'Allemagne, ce qui favorisera particulièrement Vestas (19% de PdM et 8% de son CA), et l'Europe de l'Est et la Turquie ce qui bénéficiera principalement à Gamesa (environ 15% de CA).

Assèchement du crédit et hausse des spreads de taux : la double peine

Le business model des exploitants éoliens repose sur des financements bancaires à plus de 60% (le plus souvent 80%) du montant total du projet sur une durée moyenne de 15 à 20 ans. L'activité dans ce secteur est donc extrêmement dépendante de la capacité des banques à fournir des financements car il n'y a pas de source alternative. A ce jour, aucun financement obligataire n'a été émis pour ce type de projet. De plus, les besoins de financement sont de plus en plus importants en raison de projets éoliens onshore toujours plus grands et plus puissants avec l'arrivée de turbines géantes de 3 MW et l'avènement des projets offshore dont la taille peut aller jusqu'à 9 000 MW (presque 7 EPR). L'assèchement de crédit que l'on constate donc en Zone Euro depuis Juin 2011 va avoir pour conséquence inévitable d'entraîner des retards dans la réalisation de projets éoliens.

Graphique 20 : Conditions de financements en Europe (offre de crédit par les banques et demande de crédit par les entreprises)

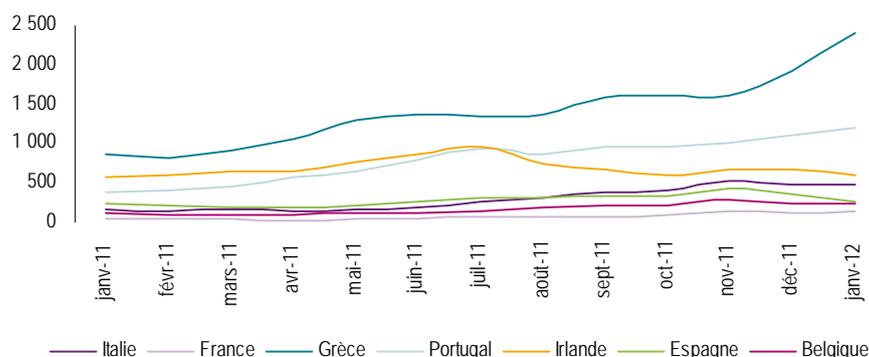


Sources : BCE, Bloomberg

A titre d'illustration, EDF a fait le choix de retirer de la cote sa filiale EDF Energies Nouvelles compte tenu des besoins financiers importants nécessaires pour répondre aux appels d'offres lancés en France concernant des parcs d'au moins 500 MW, soit un investissement d'environ 1,5 Md€ étalé sur 4 ans par parc. Dans la mesure où EDF EN s'est porté candidat pour 4 parcs, cela représente un investissement potentiel de 6 Md€ sur 4 ans, soit 1,5 Md€ par an uniquement pour l'appel d'offres offshore français alors que le capex total du groupe en 2010 a représenté 1,2 Md€. On comprend alors que sans une fusion avec EDF, EDF EN n'aurait pas eu un bilan suffisamment solide pour entrer sur le marché éolien offshore tout en restant sur le marché éolien onshore.

De plus, les développeurs et exploitants éoliens doivent faire face à une envolée des spreads de taux.

Graphique 21 : Evolution des spreads de taux en comparaison du Bund allemand en point de base depuis janvier 2011



Source : Datastream

Dans l’environnement actuel, on estime que les conditions de crédit pourraient revenir aux niveaux de 2009/10, avec des spreads de taux de 300 pb, des frais de dossier en hausse et des possibles recours à la maison mère, alors que la situation s’était normalisée fin 2010. En outre, il est fort probable que les banques exigeront une durée d’endettement plus courte.

Tableau 13 : Conditions de crédit dans un projet éolien

Conditions d’emprunt	2007/2008	2009/2010	2010/2011	2011/2012e
Part du projet financée par de la dette	80/90%	65/75%	80/85%	65/75%
Frais de dossier (en une fois)	100 – 150 pb	200 – 300 pb	150 -250 pb	200 – 300 pb
Spread de taux	100 – 150 pb	250 – 350 pb	200 – 300 pb	250 – 350 pb
Durée d’endettement	15 – 20 ans	10 – 15 ans	15 ans	10 – 15 ans
Dette avec recours	Non	Possible	Non	Possible

Source : Natixis Project Finance

Ces problèmes de financement mettent sous pression les TRI des exploitants et éloignent l’éolien de la parité réseau (coût du MWh éolien équivalent au coût d’achat de l’électricité au détail). Si cette situation perdure, cela devrait entraîner des reports de commandes voire des annulations de projets en 2012.

Tableau 14 : Sensibilité du TRI fonds propres d’un projet éolien en fonction du coût de la dette et de la part du financement bancaire

En % Part de la dette dans le projet (%)	Taux d’emprunt (%)				
	4%	5%	6%	7%	8%
50	11,5	10,7	9,8	8,9	8,0
60	12,8	11,6	10,4	9,1	7,8
70	14,8	13,0	11,2	9,3	7,5
80	18,4	15,4	12,5	9,7	7,0
90	27,7	21,0	15,3	10,4	6,2

Source : Natixis

Des politiques de soutien aux renouvelables de plus en plus à risque

En raison de la crise, les politiques de soutien aux renouvelables, qui sont encore indispensables au financement de l’éolien tant que la parité réseau n’est pas atteinte, pourraient être remises en cause

en Europe. Ainsi, l'Europe s'apprêterait à renoncer à son plan du 3x20 (20% d'énergies propres, réduction de 20% des émissions et de 20% de la consommation d'énergie à horizon 2020) du fait de la crise et du coût élevé induit par le changement de mix (le 17/01/2012, Siemens a annoncé évaluer le coût de sortie du nucléaire en Allemagne à 1 400/1 700 Md€ d'ici 2030).

L'énergie solaire est la plus touchée, avec des réductions de tarifs de rachat qui ont été annoncées dans de nombreux pays. L'éolien commence aussi à être impacté avec notamment l'Espagne dont le nouveau gouvernement de Mariano Rajoy a, en janvier 2012, pris la décision de suspendre, de manière non rétroactive et jusqu'à nouvel ordre, les subventions aux nouvelles installations de production d'énergie électrique à partir de sources renouvelables, déchets et cogénération. Cette mesure fait suite à une baisse rétroactive des tarifs de rachat en février 2011 et à une réduction de 40% des aides destinées au secteur éolien en octobre 2011. Le marché éolien espagnol est donc un marché en quasi-arrêt jusqu'en 2015. Nous tablons sur seulement 1 450 MW en cumulé de nouvelles capacités installées entre 2011 et 2015 vs 1 050 MW installés sur la seule année 2011.

L'Italie pourrait être le prochain pays à réduire ses aides à l'éolien qui sont parmi les plus élevées du monde avec 140 €/MWh via un système conjuguant un tarif de rachat et des certificats verts.

Une croissance annuelle de 6%e sur 2010/2015 en Europe contre 12% sur 2005/2010

Nous estimons que les programmes d'investissements des développeurs éoliens sont désormais à risque dans les pays les plus touchés par la crise que sont : l'Espagne, l'Italie, l'Irlande, le Portugal et la Grèce. Nous tablons sur un taux de croissance annuel moyen (TMVA) des nouvelles installations éoliennes en Europe de 6% sur 2010/2015 contre 12% de 2005 à 2010 et après une baisse de 6,6% en 2011.

Tableau 15 : Evolution des nouvelles installations éoliennes en Europe

En MW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012e	2013e	2014e	2015e	TMVA 05/10 (%)	TMVA 10/15 (%)
Autriche	218	146	20	14	0	16	73	100	130	140	150	-41	56
Belgique	71	45	75	88	220	350	192	200	200	200	250	38	-7
Danemark	22	14	8	71	334	365	178	150	250	300	400	75	2
Finlande	6	4	24	0	4	52	0	50	80	100	120	54	18
France	389	810	888	1 200	1 104	1 186	875	1 000	1 100	1 200	1 300	25	2
Allemagne	1 808	2 233	1 667	1 665	1 917	1 551	2 086	2 100	2 300	2 450	2 600	-3	11
Grèce	118	157	125	115	96	284	311	100	100	150	150	19	-12
Irlande	159	250	59	208	172	262	239	250	250	300	300	11	3
Italie	452	417	603	1 010	1 114	948	950	600	600	700	800	16	-3
Pays-Bas	154	351	210	499	39	15	68	100	120	150	200	-37	68
Norvège	117	53	28	30	5	21	84	100	150	200	250	-29	64
Pologne	10	105	143	160	377	382	436	700	800	900	1 000	107	21
Portugal	502	629	434	679	645	363	377	300	300	350	500	-6	7
Roumanie	0	0	0	61	53	341	520	550	600	650	700	nd	15
Espagne	1 764	1 587	3 100	1 739	2 331	1 516	1 050	200	200	250	400	-3	-23
Suède	76	62	217	236	512	604	763	800	900	1 000	1 100	51	13
Turquie	0	56	148	287	472	528	470	800	900	1 000	1 200	nd	18
Royaume-Uni	447	631	427	869	1 077	1 522	1 293	1 700	1 800	1 900	2 100	28	7
Autres	60	131	114	249	268	754	363	530	740	1 050	1 140	66	9
Total Europe	6 373	7 681	8 290	9 180	10 740	11 060	10 328	10 330	11 520	12 990	14 660	12	6
<i>Croissance (%)</i>	<i>0</i>	<i>20,5</i>	<i>7,9</i>	<i>10,7</i>	<i>17,0</i>	<i>3,0</i>	<i>-6,6</i>	<i>0,0</i>	<i>11,5</i>	<i>12,8</i>	<i>12,9</i>		
<i>Total Monde (%)</i>	<i>55</i>	<i>51</i>	<i>42</i>	<i>33</i>	<i>28</i>	<i>28</i>	<i>25</i>	<i>24</i>	<i>27</i>	<i>27</i>	<i>28</i>		

Sources : BTM Consult, EWEA, estimations Natixis

L'avènement des gaz non conventionnels aux Etats-Unis

Aux Etats-Unis, le 3^{ème} marché éolien dans le monde (16% des capacités nouvellement installées en 2011) après la Chine (43%) et l'Europe (27%), l'avènement des gaz de schistes a considérablement pesé sur les prix du gaz depuis 2009, ce qui favorise le développement des centrales à gaz au détriment de la relance du nucléaire et du développement éolien. Cette situation nous paraît durable sur le moyen terme. En 2012, l'industrie éolienne devrait cependant bénéficier d'un effet d'aubaine causé par les craintes entourant le possible non renouvellement de la PTC (subvention de 22 \$/MWh). Le contrecoup devrait se faire sentir en 2013 du fait de l'avancement de nombreux projets sur 2012. Ainsi, nous tablons sur une croissance du marché américain de 18% en 2012, puis sur une chute de 50% en 2013. En outre, nous considérons que le marché américain ne retrouvera pas à moyen terme son pic de 2009 avec 9,9 GW installés. Vestas est la valeur la plus exposée à ce marché avec 30% de son CA. Dans la mesure où Vestas est le turbiniériste le plus intégré verticalement dans notre univers de valeurs, il est aussi le moins flexible dans son outil de production. Il faut donc s'attendre à d'importantes charges de restructuration en 2012 et 2013 chez Vestas (resp. 50 M€ et 32 M€ vs 22 M€ en 2011). Gamesa (14% de son CA) est également exposé à ce marché mais dans une moindre mesure.

Les Etats-Unis et la découverte des gaz non conventionnels

Avec l'avènement des gaz de schistes, les prix du gaz aux Etats-Unis ont chuté de 40% par rapport à 2007/08.

Au cours des dernières années, l'évolution des techniques de forage a permis aux Etats-Unis de développer les gaz non conventionnels et d'augmenter significativement ses ressources domestiques en gaz naturel. Ces gaz, appelés non conventionnels, regroupent notamment : 1/ le gaz de houille (Coal Bed Methane), qui est du gaz associé à des veines de charbon, 2/ le gaz de réservoirs compacts (tight gas), qui repose dans de petites poches dans des réservoirs sableux et 3/ le gaz de schistes (shale gas), présent dans de petites poches dans des roches schisteuses (comme l'ardoise par exemple). Ces derniers sont aujourd'hui les principaux contributeurs à la hausse de la production d'énergie sur le marché américain.

Alors que son poids était d'environ 30% en 2000, la production de gaz aux Etats-Unis à partir de gisements non conventionnels devrait atteindre 66% en 2015 puis près de 75% en 2025. Les réserves non conventionnelles ont de surcroît une durée de vie estimée à plus de 90 ans contre 30 ans pour les réserves conventionnelles.

Tableau 16 : Répartition des réserves mondiales de gaz en 2010

Ressources potentielles en 1000 bcm (Mdbcm)	Réservoirs compacts	Gaz de schistes	Gaz de houille	Total non conventionnel	Conventionnel
Europe	8	16	12	72	14
Amérique latine	1	60	37	196	18
Afrique & Moyen Orient	0	80	46	252	132
Ancienne Union Soviétique	112	18	26	312	177
Amérique du nord	85	109	39	466	43
Australie & Asie	49	165	36	500	38
Total monde	255	448	196	1 798	422

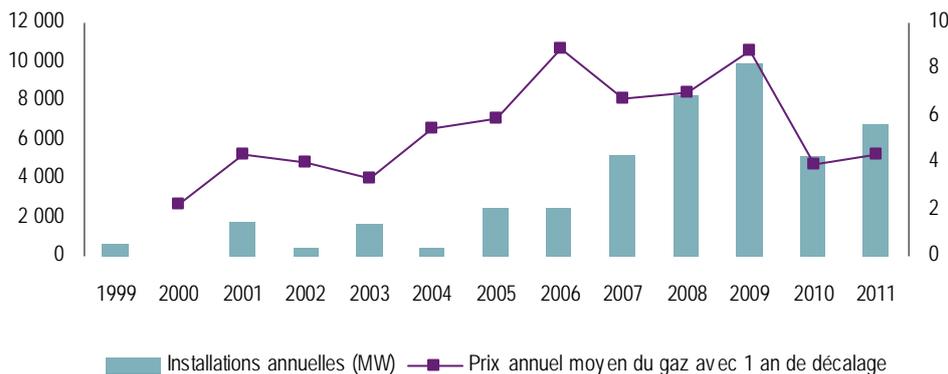
Source : E.ON

Ainsi, les prix du gaz aux Etats-Unis se situent aujourd'hui 40% en dessous des niveaux de 2007/2008 alors que les prix du pétrole ont eux augmenté de 145% sur la même période.

En conséquence, les électriciens sont incités à investir dans des centrales à gaz au détriment des autres sources dont les énergies renouvelables, qui subissent notamment une forte pression à la

baisse des PPA (Purchase Price Agreement, contrat entre l'exploitant éolien et une Utility sur le prix de rachat de l'électricité par cette dernière). On notera, à titre d'exemple, que les Etats-Unis n'ont toujours pas défini d'objectif ni de cadre pour les énergies renouvelables. Ainsi, on a assisté en 2010 à un fort recul des nouvelles installations d'éoliennes (-48%) à 5 115 MW.

Graphique 22 : Evolution des prix du gaz (\$/MMBTU) avec un décalage d'un an et des nouvelles installations éoliennes aux Etats-Unis



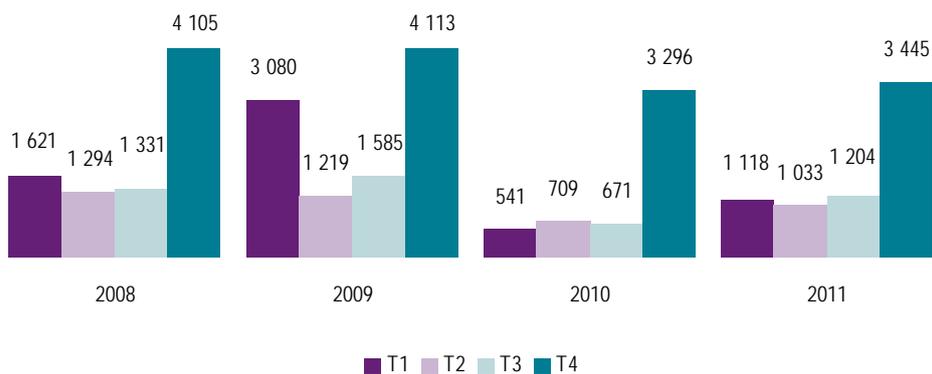
Sources : Datastream, AWEA, Natixis

La crainte du non-renouvellement de la PTC soutiendra l'activité en 2012

Risque de non-renouvellement de la PTC en fin d'année ce qui provoquerait un effondrement du marché en 2013.

2011 aura été une bien meilleure année que 2010 avec une progression des nouvelles installations de 33% à 6 800 MW principalement en raison de la crainte pour les exploitants éoliens que la PTC (Production Tax Credit) ne soit pas reconduite. Ce niveau reste néanmoins très inférieur à celui de 2008/09.

Graphique 23 : Evolution trimestrielle des nouvelles installations éoliennes aux Etats-Unis depuis 2008 (MW)



Source : AWEA

Au niveau fédéral, il y a 3 types de crédits d'impôts destinés à favoriser l'implantation de fermes éoliennes :

- La PTC (Production Tax Credit) qui consiste en une subvention de 22 \$/MWh produit par la ferme durant les 10 premières années d'exploitation et qui doit expirer en décembre 2012. A titre

indicatif le prix de gros moyen de l'électricité est d'environ 50 \$/MWh. La PTC permet donc de recevoir environ 72 \$/MWh (prix de gros + PTC).

- L'ITC (Investment Tax Credit). Il s'agit d'une remise d'impôt d'un montant de 30% de l'investissement initial. Ce crédit d'impôt est accordé en une fois au moment de la mise en service de l'éolienne. Pour en bénéficier il faut que l'exploitant soit profitable. Sinon, il doit faire appel à un « Tax Equity Partner », généralement une banque qui en investissant dans le projet peut monétiser le crédit d'impôt. Ce crédit d'impôt doit également expirer en décembre 2012.
- Le CITC (Convertible Investment Tax Credit) fonctionne exactement de la même manière que l'ITC, si ce n'est que les 30% ne sont pas versés sous forme de crédit d'impôt mais directement en cash. Il est apparu en 2009, en pleine crise financière au moment où les Tax Equity Partner étaient très difficiles à trouver. Cette subvention a expiré en fin d'année 2011.

Ces 3 aides ne sont pas cumulables et l'exploitant éolien doit choisir l'une d'entre elles. Elles ont des répercussions à peu près équivalentes sur le TRI projet de la ferme éolienne. Par conséquent, l'arrêt du CITC fin 2011 devrait avoir peu d'impact sur l'industrie. En revanche, il est impératif que la PTC ou l'ITC soient renouvelés.

Tableau 17 : Synthèse des aides fiscales aux Etats-Unis

	Date d'expiration	Mécanisme	Commentaire
PTC	Déc. 2012	Crédit d'impôt de 22 \$/MWh pendant 10 ans	Ce crédit sera choisi si l'investisseur anticipe une forte production de son parc
ITC	Déc. 2012	Crédit d'impôt de 30% de l'investissement initial	Ce crédit sera choisi si l'investissement de départ est particulièrement élevé
CITC	Déc. 2011	30% de l'investissement payé en cash	Ce crédit sera choisi si l'investissement de départ est particulièrement élevé

Source : Natixis

Le marché américain est très volatil car la PTC n'est jamais renouvelée pour plus de 3 ans.

La PTC rend le marché éolien américain très volatil. La PTC existe depuis 1992. Comme le montre le tableau 19 ci-dessous, à chaque fois que le renouvellement est intervenu avec quelques mois de décalage après son expiration, les retombées ont été catastrophiques pour l'industrie éolienne, dont les nouvelles capacités installées ont chuté en moyenne de 82%. A cause de ce système de renouvellement, le marché américain est très volatile avec de très fortes hausses suivies de très fortes baisses, ce qui pose de véritables problèmes aux industriels pour adapter leur outil de production à la demande.

Tableau 18 : Dates de renouvellement et d'expiration de la PTC depuis 1999 et conséquence sur les nouvelles installations

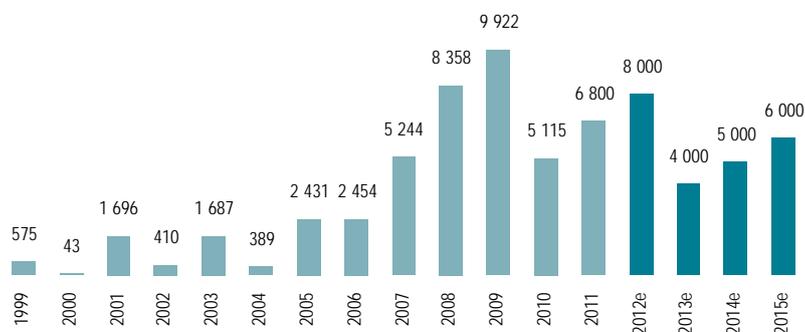
Date d'expiration	Date de renouvellement	Décalage entre les 2 dates	Impact sur les nouvelles installations
Juin 1999	Décembre 1999	6 mois après	-93% en 2000
Décembre 2001	Février 2002	2 mois après	-76% en 2002
Décembre 2003	Octobre 2004	10 mois après	-77% en 2004
Décembre 2005	Aout 2005	4 mois avant	+525% en 2005
Décembre 2007	Décembre 2006	1 an avant	Pas d'impact
Décembre 2008	Octobre 2008	2 mois avant	Pas d'impact car pas encore gaz de schistes
Décembre 2009	Février 2009	10 mois avant	Pas d'impact
Décembre 2012	?	?	?

Source : Natixis

Depuis 2005, la PTC est renouvelée plusieurs mois avant son expiration ce qui a normalisé le marché. Il y a, aujourd'hui, une véritable inquiétude du marché sur son renouvellement du fait de la crise et des élections présidentielles de début novembre 2012. Nous attendons un renouvellement

de ce crédit au S2 12. Les nouvelles installations devraient donc continuer à augmenter en 2012 (+18% après +33% en 2011), du fait de l'accélération de la construction de projets sur 2012 afin de bénéficier de la PTC, puis nous tablons sur une chute de 50% en 2013. Un renouvellement qui interviendrait au S1 12, nous conduirait à revoir nos chiffres avec une tendance un peu plus normalisée sur 2012/13. L'année 2012 est, néanmoins, déjà presque faite (environ 8 GW, soit +18% par rapport à 2011, actuellement en construction). Le pire scénario serait un non renouvellement ou un renouvellement en cours d'année 2013, qui pourrait entraîner une baisse en 2013 de plus de 80% des nouvelles installations. Il faut donc s'attendre à une forte baisse de la rentabilité sur cette zone en 2013 du fait du faible taux d'utilisation des usines et des potentiels coûts de restructuration liés à une probable réduction des capacités de production. Le caractère brutal de ce recul de la demande va poser un véritable problème aux turbiniers dans la mesure où ils ne pourront pas s'y préparer en amont et de manière progressive.

Graphique 24 : Evolution des nouvelles installations éoliennes aux Etats-Unis depuis 1999 (en MW)

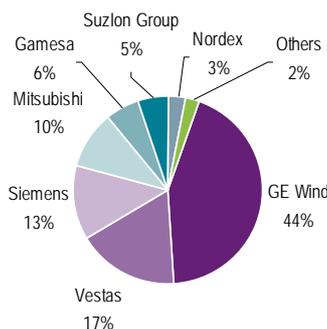


Sources : AWEA, BTM Consult, Natixis

Vestas et Siemens sont particulièrement exposés au marché américain

Siemens et Vestas ont investi massivement dans des capacités de production aux Etats-Unis en 2009. Ils ont donc été les plus impactés par la baisse de 2010 et seront sensibles à la non reconduction de la PTC. Cette situation de surcapacité a entraîné une forte pression sur les prix sur ce marché qui est très sensible aux prix en comparaison de l'Europe. Cette forte sensibilité aux prix des turbines résultent du fait que les Etats-Unis disposent d'importantes ressources venteuses ce qui nécessite des turbines moins complexes, donc moins chères, que pour des sites avec des vents moins puissants comme en Europe. En outre les turbiniers étrangers doivent faire face à GE Wind, très puissant avec encore 44% de PdM en 2010.

Graphique 25 : Part de marché aux Etats-Unis en 2010 en fonction des fabricants



Source : BTM Consult

La potentielle menace des exportations chinoises

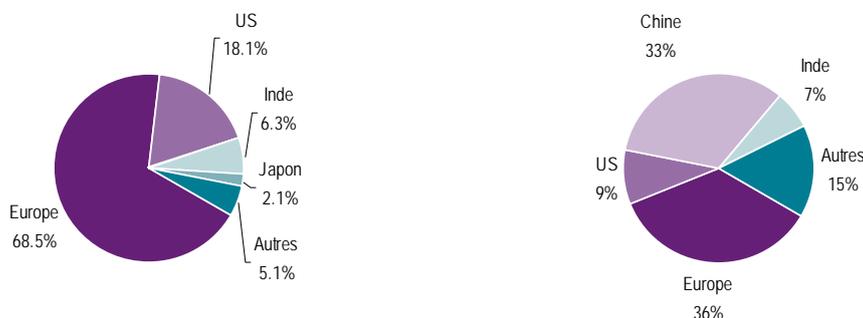
Le marché chinois a connu une croissance exponentielle ces 6 dernières années (TMVA 2005/2011 de 82%) le propulsant à la première place du marché éolien mondial en termes de nouvelles capacités installées. Il s'agit d'un marché ultra-concurrentiel avec une forte pression sur les prix et peu ouvert aux turbiniers étrangers. Ainsi, malgré sa taille et les investissements faits par les turbiniers étrangers sur ce marché, leurs parts de marché n'ont cessé de fondre au profit des turbiniers nationaux, et ils se retrouvent aujourd'hui également en situation de surcapacité. En outre, avec le ralentissement du marché chinois depuis 2011, les turbiniers nationaux vont devoir se faire une place à l'international. Ils ne pourront sans doute pas entrer à court terme sur le marché européen en raison de la moindre qualité de leurs turbines et surtout de l'absence totale de solutions et de services dans leur offre. En revanche, ils pourraient prendre des parts de marché sur les marchés émergents comme en Amérique du sud. Si cette menace venait à se concrétiser, cela pourrait accentuer et intensifier la pression sur les prix.

Les acteurs chinois sont déjà les premiers acteurs éoliens au monde

Les turbiniers chinois détiennent déjà 36% de PdM mondiales.

Les turbiniers éoliens chinois ont dépassé pour la première fois les acteurs européens en 2010 avec une PdM mondiale de 35,7% sur les turbines nouvellement installées vs 35,5% pour les européens, alors qu'en 2005, l'industrie éolienne chinoise était encore totalement inexistante.

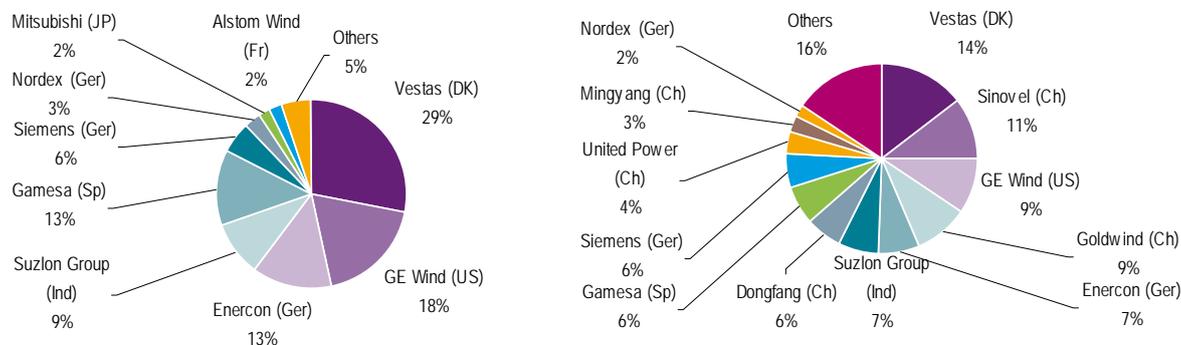
Graphique 26 : Evolution des PdM en MW par origine des turbiniers entre 2005 (à gauche) et 2010 (à droite)



Source : BTM Consult

Emergence de véritables géants du secteur : même si le tissu industriel est encore très éclaté avec plus de 60 turbiniers sur le marché chinois, on assiste à l'émergence de véritables géants. En 2010, 5 turbiniers éoliens chinois se classent dans le top 10 mondial, contre aucun en 2005.

Graphique 27 : Evolution des parts de marché par fabricant entre 2005 (à gauche) et 2010 (à droite) sur les turbines nouvellement installées



Source : BTM Consult

Tableau 19 : Panorama des fabricants chinois

Société	Entrée sur le marché	Année d'IPO	Capitalisation (Md€)	CA 2010 (Md€)	MW installés en 2010 (MW)
Sinovel	2007	03/01/2011	4,77	2,33	4 386
Goldwind	2006	13/01/2011	2,01	2,01	4 007
Ming Yang	2009	01/10/2010	0,61	0,61	1 203

Sources : Sociétés

Grâce à un important soutien de l'Etat chinois

Important soutien de l'Etat chinois qui offre des financements très avantageux aussi bien côté vendeur qu'acheteur.

L'essor des industriels chinois du secteur, coïncide avec la mise en place d'importantes politiques de soutien au secteur des renouvelables depuis 2006. Lors du dernier plan quinquennal de la Chine, le gouvernement s'est notamment fixé un objectif de 11,4% de la totalité de la production d'énergie qui soit d'origine renouvelable en 2015 et 15% en 2020 contre environ 7% aujourd'hui. Ainsi, la Chine s'est fixée un objectif de 90 GW nouvellement installés d'ici 2015, soit 18 GW par an sur 2011/2015, et 150 GW d'ici 2020, soit 12 GW par an sur 2016/2020. Pour atteindre ces objectifs, le Bureau National à l'Energie à l'intention d'investir 5 000 MdYuan (569 Md€) sur les 10 prochaines années dans la génération électrique dont 30% seront destinés à l'énergie éolienne, soit 17 Md€ par an. Ce soutien à l'énergie éolienne se traduit par :

- **La mise en place de tarifs de rachat** qui varient de 5,6 cts\$/kWh pour les régions les plus ventées à 6,8 cts\$/kWh pour les moins ventées dans l'onshore et entre 7,8 et 8,1 cts\$/kWh dans l'offshore mais via un processus d'appel d'offres.
- **L'allocation de financements garantis** aux industriels pour leur permettre d'augmenter leur production de turbines comme aux exploitants pour leurs achats de turbines éoliennes. A titre d'exemple, Sinovel, Goldwind et Ming Yang, les 3 plus gros turbiniers éoliens chinois ont déjà reçu plus de 20 Md\$ de crédits de la part de banques publiques.

L'Etat encourage donc aussi bien l'essor d'une industrie locale forte que le développement de son réseau éolien afin d'atteindre ses objectifs de réduction des gaz à effet de serre.

La Chine numéro 1 mondial de l'exploitation d'éolienne. Grâce à cette politique très incitative, la Chine est devenue en 2010 le premier pays au monde en termes de capacités nouvellement installées (18,93 GW en 2010, soit 38% des capacités nouvellement installées dans le monde) ainsi que de capacités cumulées installées avec 44,78 GW installés, soit 22% de la base installée

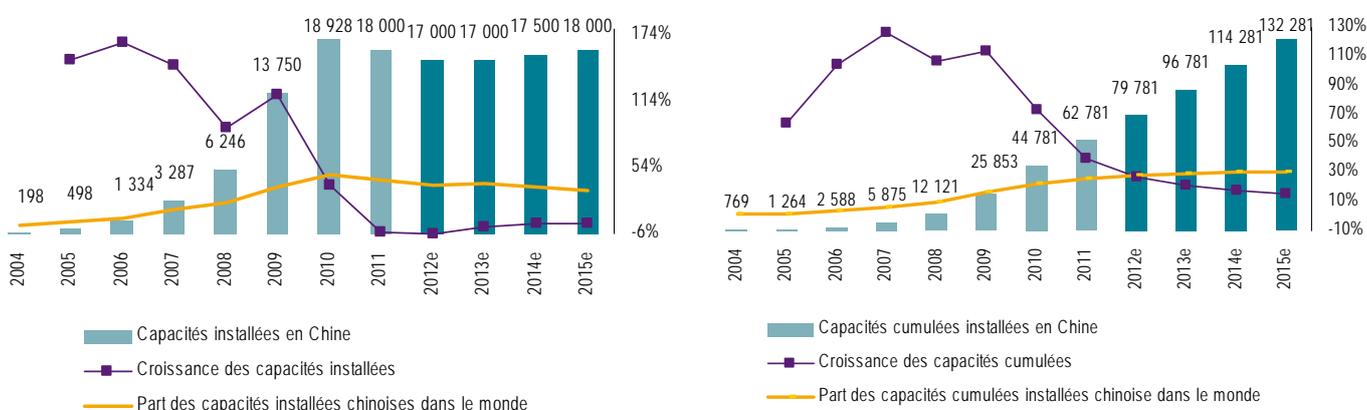
mondiale. Les capacités cumulées installées de la chine ont donc doublé chaque année de 2004 à 2010.

2011/2015 s'annoncent néanmoins difficiles...

Le marché devrait stagner entre 2011 et 2015 à cause de problèmes de raccordement réseau.

En 2011, nous avons observé une pause dans la croissance des capacités nouvellement installées, puisqu'elles ont reculé de 5% à 18 000 MW. Selon nous, cette pause devrait se poursuivre sur 2011/2015 et anticipons une stabilité des capacités installées sur la période à 18 000 MW, contre un TMVA de 107% sur 2005/2010 (de 498 MW à 18 928 MW).

Graphique 28 : Evolution depuis 2004 des capacités nouvellement installées (gauche) et des capacités cumulées installées en Chine (droite) en MW



Sources : BTM Consult, Natixis

4 raisons principales expliquent ce ralentissement :

- **Plus de 50% des capacités installées en 2010 (environ 30% en cumulé) n'ont pas été raccordées au réseau**, à cause d'un effet saisonnier qui fait que le raccordement réseau peut avoir lieu jusqu'à un an après la construction de la ferme éolienne, mais surtout à cause d'une croissance trop rapide des capacités installées, non suivies au niveau des infrastructures de T&D. C'est pourquoi, le gestionnaire de réseau chinois (équivalent de RTE en France) a prévu d'investir plus de 4 000 Md CNY (457 Md€) d'ici 2020, soit plus de 45 Md€ par an dans l'installation de 6 000 km de lignes de transmission de 800 kV et 1 000 kV. Il s'agit d'une bonne nouvelle pour l'industrie, mais cela prendra du temps avant d'en sentir pleinement les effets.
- **11% de l'électricité produite par les éoliennes a été rejetée en 2010.** Ce phénomène résulte de l'intermittence de l'électricité éolienne et de la faiblesse des infrastructures. En effet, si le vent souffle fort en pleine nuit alors que personne n'utilise d'électricité, le réseau ne peut pas supporter ce surplus, d'où son rejet.
- **Une plus grande sévérité de la Chine vis-à-vis de la qualité des turbines.** L'Etat chinois a imposé en juillet dernier aux turbiniers éoliens nationaux d'équiper les grands sites de dispositifs permettant la tenue aux creux de tension (problèmes provoqués par l'apparition de courts-circuits sur les réseaux), problème qui a entraîné plusieurs dizaines d'incidents en quelques mois. S'ils n'ont pas créé de problème majeur, leur impact potentiel est énorme du fait de l'importance croissante que prend l'énergie éolienne dans la production électrique. Ce dispositif est coûteux, environ 500 000 CNY par éolienne (près de 54 000 €), soit un coût réhibitore pour les gestionnaires de parc qui disposent de milliers d'appareils. Cela devrait donc contribuer à un

ralentissement des installations d'éoliennes. Cependant, cela aura tendance à avantager les turbinières étrangers dont les éoliennes respectent déjà ces standards.

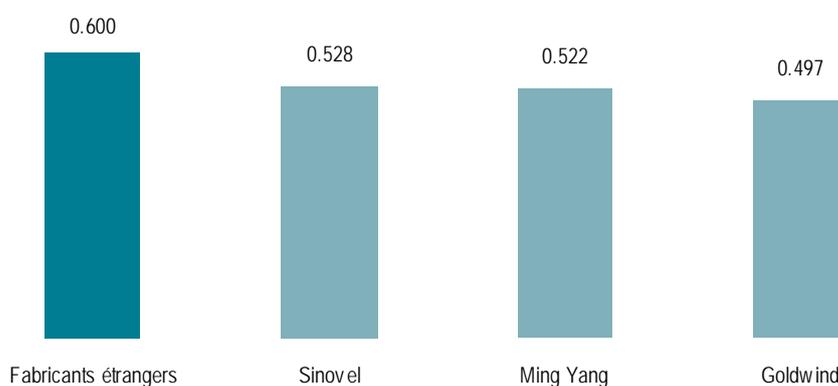
- **L'accès au financement qui commence à se resserrer.** En effet, le pays fait face à une forte inflation contre laquelle il lutte en resserrant sa politique monétaire via une hausse des taux d'intérêts et des niveaux de réserves obligatoires. Dans la mesure où plus de 70% des projets éoliens sont financés par de la dette, cela pèsera inévitablement sur les TRI des exploitants et donc sur l'expansion de l'éolien.

Un marché difficile pour les turbinières étrangers

Un marché très difficile pour les turbinières étrangers du fait de la très forte pression sur les prix.

Les turbinières locaux disposent de nombreux atouts au premier rang desquels figurent le soutien des banques nationales qui leur fournissent d'importants financements aussi bien pour les aider à développer leur outil de production que pour leur permettre de fournir des financements à leurs clients. Ils entretiennent également d'excellentes relations avec les exploitants ne serait-ce que pour des raisons culturelles. En outre, même si les étrangers les fabriquent sur place, leurs turbines restent plus chères d'environ 10 à 15% que celles des turbinières chinois du fait des aides financières apportées par l'Etat aux turbinières locaux et d'un accès plus difficile aux approvisionnements de certaines matières premières, comme les terres rares. Dans l'éolien il y a 2 technologies principales, celle utilisant une boîte de vitesse et une plus récente dite « direct drive ». De plus en plus de turbinières convergent vers cette dernière technologie car elle nécessite moins de pièces et donc théoriquement moins d'opérations de maintenance. Son principal désavantage est son important besoin en terres rares dont l'approvisionnement est totalement contrôlé par les chinois (97% de la production mondiale). Certains turbinières chinois comme Goldwind détiennent des JV dans ce secteur afin de sécuriser leurs approvisionnements.

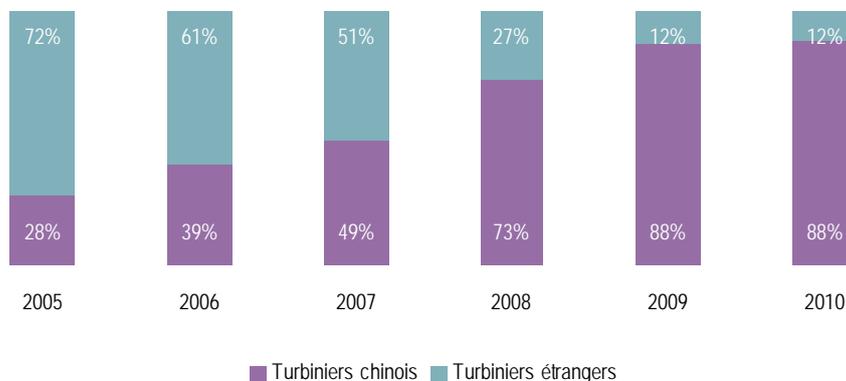
Graphique 29 : Prix moyen en M€/MW vendu en Chine



Sources : Sociétés, Natixis

Les fabricants étrangers qui voyaient la Chine comme le nouvel eldorado de l'éolien sont donc confrontés à une réalité plus difficile que prévu. Ainsi, leur PdM est passée entre 2005 et 2010 de 72% à environ 12% (2 470 MW installés en 2010 par des turbinières étrangers). Notons néanmoins que cette part est stable à 12% depuis 2009, et pourrait tenir ce niveau, du fait de la plus grande sévérité des autorités chinoises envers la qualité des turbines. Ce niveau est cependant insuffisant pour justifier une poursuite de leur présence sur ce marché.

Graphique 30 : Evolution de la PdM des turbiniers éoliens étrangers depuis 2005 en Chine



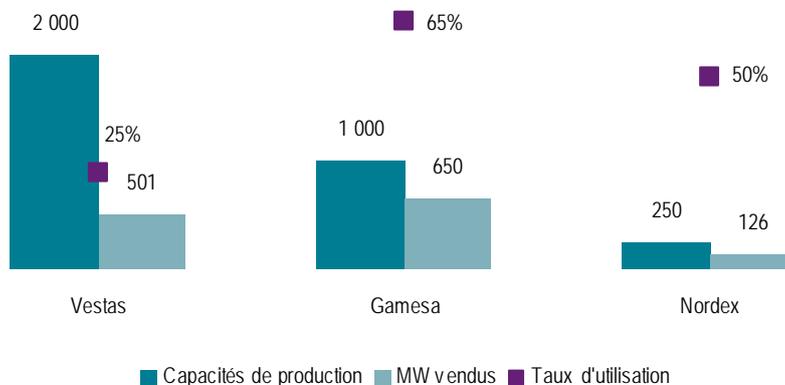
Source : BTM Consult

Les usines de Vestas ne tournent qu'à 25% de leur capacité de production.

Vestas (9,6% de son CA en Chine et 2,8% de PdM en Chine) est le groupe le plus touché par cette évolution. Le danois a beaucoup investi sur ce marché en 2009 en décidant notamment la fermeture d'usines de production au Danemark et en Grande-Bretagne pour en ouvrir en Chine et aux Etats-Unis. Ce redéploiement stratégique s'avère peu fructueux, puisque la PdM de Vestas en Chine n'est que de 2,8% (501 MW livrés en 2011). Le groupe ne communique pas sur le niveau de ses capacités de production, que nous estimons à environ 2 000 MW en Chine, soit un taux d'utilisation de seulement 25% dans cette zone.

En revanche, Gamesa (23% de son CA 2011 en Chine et 3,6% de PdM) tire mieux son épingle du jeu, dans ce contexte, grâce à une offre mieux adaptée au marché chinois avec une stratégie qui consiste à développer à son propre compte des fermes éoliennes pour ensuite les revendre, peu importe le niveau d'avancement du projet. Ainsi, Gamesa peut vendre un projet dont seul le terrain est sécurisé à prix coûtant et en échange, le développeur éolien chinois s'engage à y installer des turbines Gamesa sur lesquelles le groupe prendra sa marge. Avec des capacités de production de 1 000 MW en Chine, Gamesa a un taux d'utilisation d'environ 65%. Gamesa vend donc plus de turbines (650 MW en 2011) que Vestas pour des capacités de production deux fois inférieures.

Graphique 31 : Capacités de production et taux d'utilisation de chaque turbinier (en MW)



Sources : Compagnies

Les exportations chinoises sont-elles une véritable menace pour les européens ?

Avec le ralentissement du marché chinois, les turbineurs locaux vont avoir une stratégie portée vers les exportations.

Suite au ralentissement observé en 2011, l'offre va largement dépasser la demande de turbines en Chine et les taux d'utilisation vont fortement chuter. On estime à environ 30 GW les capacités de production en 2011 contre un peu plus de 20 GW en 2010, soit un taux d'utilisation de 53% contre 75% en 2010. Le marché chinois est donc de plus en plus compétitif avec une accentuation de la pression sur les prix. La Chine, qui compte actuellement plus de 60 fabricants d'éoliennes, pourrait se rationaliser grâce à des faillites ou des fusions. La première victime est l'allemand Repower (groupe Suzlon), qui a décidé en octobre dernier de céder sa participation majoritaire dans un fabricant d'éoliennes en Mongolie Intérieure.

Les gros du secteur affichent donc de grandes ambitions à l'international. Ainsi, Goldwind prévoit par exemple de vendre 30% de sa production à l'exportation à horizon 2015, soit environ 2 GW, contre moins de 1% aujourd'hui, ce qui semble ambitieux.

Le risque est faible en Europe, zone peu sensible aux prix. En revanche, il est plus élevé aux Etats-Unis et dans les pays émergents.

Faible risque en Europe et en Inde. En Europe, les turbineurs chinois ne constituent pas, selon nous, une menace pour les turbineurs européens, dans la mesure où il s'agit d'un des marchés les moins sensibles aux prix des turbines. En raison du coût élevé de la main d'œuvre, l'objectif des exploitants est d'avoir les turbines les plus fiables possibles. Le caractère émergent de l'industrie éolienne chinoise est donc réhibitoire de ce point de vue. Le marché européen est également un marché plus compliqué et réglementé que le marché chinois, il est donc difficile pour un nouvel entrant de s'y faire une place. Enfin, les sites les plus venteux sont déjà exploités en Europe. Afin de pouvoir exploiter des sites moins venteux, les exploitants doivent installer des turbines très grandes et plus puissantes, donc bien plus complexes par définition. En outre, le fabricant doit pouvoir proposer des services afin de limiter au maximum le lost production factor (part en % de la non disponibilité de la turbine en fonction du vent). Par exemple, grâce à des données historiques et des modèles météorologiques, les fabricants les plus en pointe arrivent à faire leurs opérations de maintenance au moment où le vent est le plus faible afin de limiter au maximum la perte de production d'électricité potentielle. Or, sur ce segment, les chinois sont encore loin derrière les acteurs européens, même si des fabricants comme Goldwind ou Sinovel construisent aujourd'hui des turbines de plus de 2 MW. Le marché européen est donc un marché avec de fortes barrières à l'entrée, d'autant plus que de nombreux acteurs, comme Vestas, Enercon, Siemens, Gamesa, ou Nordex, ont des positions dominantes selon les pays.

En Inde, les barrières à l'entrée sont également élevées notamment du fait de la position dominante de plusieurs acteurs locaux comme Suzlon, Vestas RRB et autres acteurs locaux (PdM de plus de 65% des acteurs locaux).

Tableau 20 : Taille moyenne en kW des turbines installées chaque année depuis 2005 sur les principaux marchés éoliens

	Inde	Chine	USA	Espagne	Suède	Allemagne	Danemark	Royaume-Uni
2005	780	897	1 466	1 105	1 126	1 634	1 381	2 172
2006	926	931	1 667	1 469	1 138	1 848	1 875	1 953
2007	986	1 079	1 669	1 648	1 670	1 879	1 850	2 049
2008	999	1 220	1 677	1 837	1 738	1 916	2 277	2 256
2009	1 117	1 360	1 731	1 904	1 974	1 976	2 368	2 241
2010	1 293	1 469	1 875	1 929	1 995	2 047	2 514	2 568

Source : BTM Consult

Risque modéré, mais existant aux Etats-Unis. Le marché américain est un des marchés les plus sensibles aux prix car il n'y a pas de système de tarifs de rachat fixes au niveau national. Il y a soit

un système de PPA (Purchase Price Agreement), soit de prix de marché. Les prix de l'électricité étant relativement faibles grâce à l'abondance des gaz de schistes, l'électricité éolienne doit être la plus compétitive possible. C'est pourquoi le faible coût des turbines éoliennes chinoises (même une fois les coûts de transport ajoutés) constitue un véritable atout. Ceci pourrait être accentué si la PTC n'était pas renouvelée. Une commande de 75 turbines de 1,5 MW a, par exemple, été remportée par Goldwind auprès de Mainstream Renewable Power dans l'Illinois l'année dernière. En outre, les turbiniers chinois disposent d'un accès important au financement, grâce au soutien des banques chinoises.

La tâche ne sera, cependant pas simple pour les turbiniers chinois face aux fortes positions de Vestas (17,3% de PdM) et Siemens (13,1% de PdM) mais surtout de General Electric (43,2% de PdM) sur ce marché. General Electric détient plus de 148 brevets relatifs à l'éolien et le groupe n'hésite pas à attaquer en justice les groupes qui ne les respectent pas.

Risque important dans les pays émergents sans industrie locale. Les pays dans lesquels les turbiniers chinois peuvent être une véritable menace et prendre des parts de marché aux turbiniers européens sont les pays en développement sans industrie locale forte avec des sites très venteux. Dans ces pays, les sites les plus venteux et les plus faciles à connecter au réseau sont encore disponibles. Or, sur ces sites, des turbines chinoises sont suffisamment puissantes et permettent d'avoir un TRI relativement élevé. Parmi eux notons le Brésil (TMVA 2010/2015 de 36%), l'Australie (TMVA 2010/2015 de 41%), et l'Europe de l'Est (TMVA 2010/2015 de 26% en Pologne par exemple). Ces marchés qui pouvaient sembler être très prometteurs pour les équipementiers européens pourraient donc s'avérer plus compétitifs. Seules des mesures protectionnistes obligeant les équipementiers à fabriquer leurs turbines sur place pourraient ralentir l'expansion des acteurs chinois dans ces pays.

Les chinois pourraient également accélérer leur développement à l'international via des acquisitions ou des partenariats, comme le montre la récente prise de participation dans EDP. En effet, Chine Three Gorges, un groupe chinois, va devenir le premier actionnaire de la compagnie d'électricité portugaise EDP, après avoir remporté l'appel d'offres sur 21,35% du capital pour 2,7 Md€ en décembre dernier. Notons qu'EDP est également le n°3 mondial de l'éolien, via sa filiale EDP Renovaveis détenue à 62%. A fin juin 2011, EDP R gère un parc éolien de 7,1 GW dans 8 pays avec encore 400 MW en construction, et un portefeuille de projets de 30 GW. En outre, Three Gorges a annoncé vouloir investir 8 Md€ dans EDP dans les années qui viennent, mais plus particulièrement dans EDP R. Via ces investissements, Three Gorges pourrait imposer le recours à des turbiniers chinois pour les futurs parcs à partir de 2013 (EDP R a signé un contrat cadre avec Vestas portant sur 1 500 MW fermes et 600 MW en option sur 2011/2012). Cependant, EDP R est principalement présent en Europe (68% du CA), zone dans laquelle les turbines chinoises ne répondent pas encore aux conditions de qualité et de sûreté.

5. Plusieurs zones seront néanmoins en forte croissance en 2012/13

En 2012/2013, la croissance viendra des pays émergents.

Avec un marché européen qui va souffrir ces 2 prochaines années de la crise des dettes souveraines, un marché américain très volatile et fortement impacté par les faibles prix du gaz et un marché chinois presque inaccessible, la croissance des turbiniers éoliens viendra des autres pays (essentiellement émergents) à fort potentiel éolien encore accessibles aux entreprises étrangères tels que l'Inde, le Brésil, le Mexique, la Turquie et l'Europe de l'Est.

Tableau 21 : Indicateur de croissance et d'endettement d'un échantillon de pays émergents

En %	Taux de croissance du PIB				Dettes publiques 2010 en % du PIB
	2010	2011	2012	2013	
Inde	9,9	7,1	7,3	7,7	64,1
Brésil	7,5	3,0	3,3	4,0	43,0
Mexique	5,4	3,8	3,0	3,5	35,0
Pologne	3,7	4,1	2,5	3,0	55,0
Turquie	8,9	6,8	2,5	3,6	35,0

Source : Recherche Economique Natixis

Gamesa est notre valeur préférée pour jouer cette thématique. C'est la seule valeur de notre échantillon à avoir affiché une stratégie résolument tournée vers les pays en forte croissance en réduisant de manière considérable son exposition aux pays matures. Ainsi, en 2011 Gamesa génère 58% de son CA en dehors de l'Europe et des Etats-Unis avec notamment une forte présence en Inde (19% du CA en 2011) et en Amérique Latine (14%). En revanche Vestas fait encore la grande majorité de son chiffre d'affaires en Europe et aux Etats-Unis (80% en 2011).

Tableau 22 : Récapitulatif des capacités nouvellement installées par pays et des PdM de chaque turbinier

En MW	Nouvelles capacités éoliennes installées en 2010	TMVA 2010/2015 (%)	Nouvelles capacités éoliennes installées en 2015	PdM 2011 Vestas (%)	PdM 2011 Gamesa (%)
Inde	2 139	19	5 000	10	19
Brésil	326	33	1 350	0	
Mexique	354	11	600	0	28
Pologne	382	21	1 000	17	nd
Turquie	528	18	1 200	38	nd

Sources : BTM Consult, GWEC, Estimations Natixis

Inde : déjà le 3^{ème} marché mondial

Les installations éoliennes en Inde devraient croître de 17% par an sur 2011/2015.

Le secteur éolien indien a cru à un rythme annuel moyen de 17,5% entre 2004 et 2011. En 2011, 2,7 GW ont été installés (soit une hausse de 26% en un an), portant la capacité totale installée à 15,7 GW. Cette forte croissance a été permise par :

- Le cadre réglementaire favorable mis en place au cours de la dernière décennie par le gouvernement. La politique d'Accelerated Depreciation permet aux investisseurs de bénéficier de

dépréciations pouvant atteindre 80% du coût d'un projet la 1^{ère} année ainsi que d'une absence de taxe sur les bénéfices tirés du projet durant 10 ans consécutifs.

- La mise en place d'une subvention tarifaire, approuvée par le Ministère des Energies Nouvelles et Renouvelables, qui ajoute 8 €/MWh au prix de vente de l'électricité, durant 10 ans pour les fermes éligibles installées avant le 31/03/2012. La commission Centrale de Régulation de l'Electricité a également instauré des Certificats d'Energies Renouvelables (REC) d'une valeur d'1MW et le gouvernement a mis en place une taxe sur le charbon produit ou importé en Inde.

Cependant, certains problèmes se posent : l'accès aux financements notamment pour les petites et moyennes entreprises, le délai d'obtention des terrains, la modernisation à apporter aux infrastructures réseau et la multitude d'agences de régulation qui pousse à la confusion. Ainsi, on prévoit une croissance moyenne annuelle des nouvelles capacités installées de 17% entre 2011 et 2015 contre 6,1% au niveau mondial.

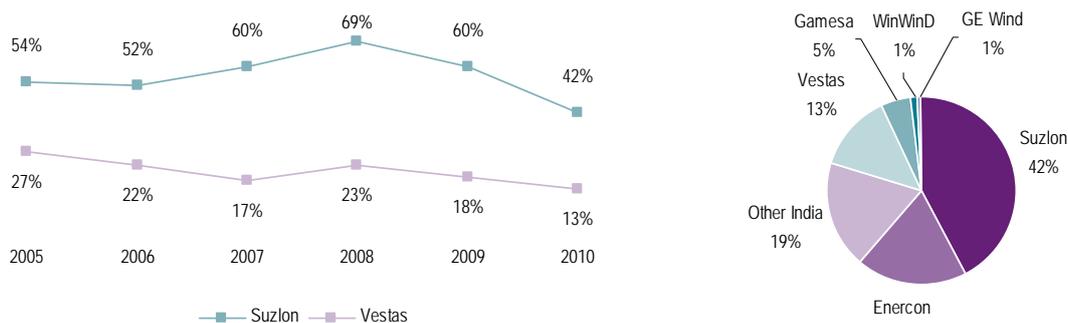
Graphique 32 : Evolution des capacités nouvellement installées en Inde entre 2004 et 2015 (en MW)



Sources : BTM Consult, GWEC, Natixis

Du côté des turbineurs, le marché indien est très éclaté avec plus de 70 acteurs. Les 4 premiers détiennent presque 80% du marché, parmi lesquels Suzlon, Vestas, Enercon et Gamesa. Depuis le rachat de l'équipe dirigeante de Vestas India par Gamesa en 2009 (19% du CA 2011), ce dernier n'a cessé de gagner des PdM pour atteindre 19% en 2011 au détriment de du leader Suzlon et de Vestas. Gamesa a de grandes ambitions sur ce marché puisque, d'ici 2013, le groupe aura 800 MW de capacités de production dans cette région contre 0 MW en 2009.

Graph 33 : Evolution comparée de la PdM de Suzlon et Vestas en Inde depuis 2005 et PdM des différents fabricants en 2010



Sources : BTM Consult, Natixis

Brésil : un potentiel considérable de 350 GW d'énergie éolienne

La parité réseau a déjà été atteinte au Brésil.

Le Brésil a un potentiel éolien considérable de 350 GW selon le GWEC (Global Wind Energy Council), alors que la capacité totale du pays toutes énergies confondues est de 113 GW en 2010. Actuellement l'hydroélectricité représente 70% de la production électrique brésilienne. Le gouvernement a donc mis en place en 2002 son programme PROINFA visant à porter la part des renouvelables à 10% d'ici à 2020. Le potentiel est d'autant plus important au Brésil, que la parité réseau y a déjà été atteinte. Le Brésil a donc réalisé 3 appels d'offres en 2009, 2010 et 2011 via l'ANEEL (Agence Brésilienne de Régulation de l'Electricité), pour un total supérieur à 7,7 GW à horizon 2017. Actuellement, l'Association Brésilienne de l'Energie Eolienne prévoit une part de l'éolien de 20% en 2022. Le Brésil n'a pas instauré de tarif de rachat, mais a mis en place un système de financement avec des taux d'intérêts réduits, via la Banque d'Etat de développement (BNDES), pour les projets dont le matériel sera à plus de 60% produit sur le territoire brésilien.

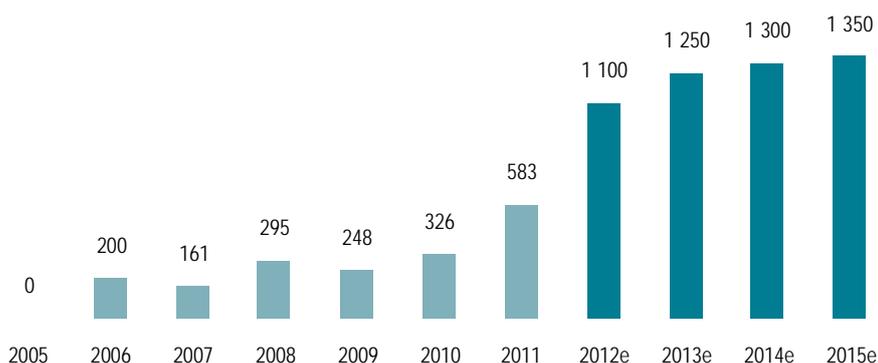
Tableau 23 : Détails des appels d'offres brésiliens

Date	Nom de l'appel d'offres	Taille (MW)	Date de fin de construction
2009	Auction LER-2009	1 800	2012
2010	Auction LER-2010	528	01/09/2013
	Auction LFA-2010	1 519	01/01/2013
2011	Auction 2011	1 928	2014
2012	Minus-3	2 000	2015
	Minus-5		2017
Total		7 775	2017

Sources : GWEC, BTM Consult, Natixis

Cependant le secteur éolien brésilien devra surmonter quelques obstacles : investir dans son réseau de T&D, sécuriser davantage de financements ou encore augmenter les exigences en termes de logistique dans les chaînes d'approvisionnement. Ainsi, nous adoptons une démarche un peu plus prudente dans nos estimations (retard d'un an par rapport aux objectifs fixés dans les appels d'offres de l'ANEEL), afin de prendre en compte ces éléments. On table donc sur des capacités installées en cumulées de 6 200 MW contre un cumul des appels d'offres à horizon 2015 de 6 775 MW. On considère que le véritable décollage de l'éolien au Brésil aura lieu dès 2012 du fait de la mise en service de nombreux parcs issus de l'appel d'offres lancé en 2009.

Graphique 34 : Evolution des capacités nouvellement installées au Brésil depuis 2005 à 2015 (en MW)



Sources : GWEC, BTM Consult, Natixis

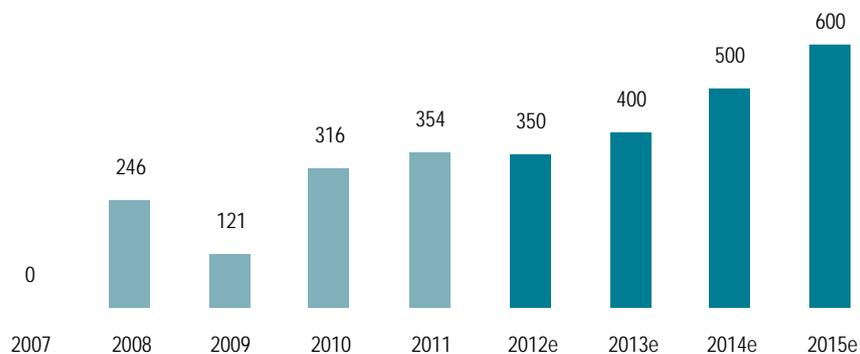
La demande croissante d'énergie, des coûts de production compétitifs ou encore des distances relativement faibles entre zones de production et centres de demande attirent un nombre croissant de turbiniers étrangers. Ainsi, afin de respecter les exigences de l'ANEEL (60% des équipements des fermes éoliennes doivent être fabriqués sur le sol brésilien), Alstom Wind, Siemens, GE Wind et Gamesa ont construit des sites de production au Brésil, Vestas prévoit d'implanter un site d'assemblage, Suzlon a annoncé la construction d'usines locales. Certains groupes chinois tentent également de pénétrer ce marché. Sinovel a récemment réussi à le faire en signant un contrat avec l'exploitant éolien brésilien Desenvix pour la fourniture de 23 turbines de 1,5 MW. Suite à cette annonce, Sinovel a déclaré son intention d'ouvrir une usine au Brésil. Le turbinière qui est actuellement le mieux placé sur ce marché est Gamesa avec environ 28% de part de marché et 300 MW de capacités de production.

Mexique : un marché encore naissant au fort potentiel

Les installations éoliennes au Mexique devraient croître de 14% par an sur 2011/2015.

Le gouvernement mexicain a estimé le potentiel du pays à 71 GW, dont 11 GW qui concernent des zones avec des load factor supérieurs à 30%, ce qui pourrait faire du Mexique un des premiers pays, avec le Brésil, à atteindre la parité réseau. Néanmoins, les procédures associées aux projets restent encore longues, le cadre réglementaire est encore incomplet et les infrastructures de transmission sont insuffisantes. En outre, le gouvernement n'a pas encore lancé d'appel d'offres. C'est pourquoi, nous adoptons un scénario plus prudent que pour le Brésil à court terme sans néanmoins remettre en cause le potentiel long terme du pays. Ainsi, nous intégrons un taux de croissance annuel moyen des nouvelles capacités de 14% entre 2011 et 2015 contre 6,1% au niveau mondial.

Graphique 35 : Evolution des capacités nouvellement installées au Mexique depuis 2007 à 2015 (en MW)



Sources : GWEC, BTM Consult, Natixis

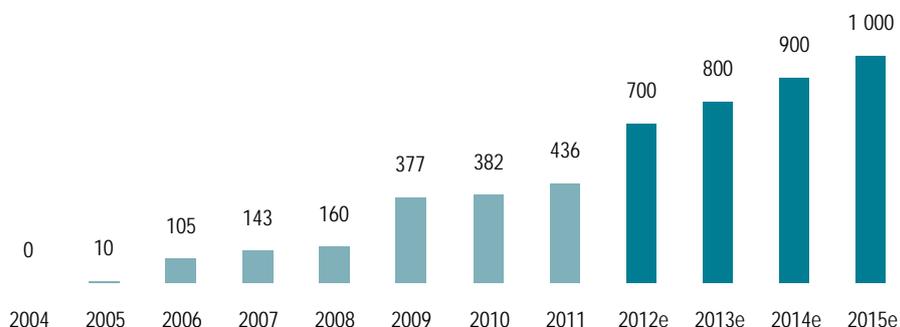
Il y a encore peu de turbinières présents sur ce marché. Vestas détenait 32% de PdM en 2010, mais n'a pas vendu une seule turbine en 2011. Gamesa ne communique pas ses capacités installées par pays mais par zone. Cependant, le groupe ne cache pas ses ambitions dans ce pays et il pourra bénéficier pour cela de l'appui d'Iberdrola Renovables, son meilleur client, qui doit installer 103 MW au Mexique en 2011, soit un potentiel de 80 M€ de CA pour Gamesa.

Pologne : le pays le plus prometteur d'Europe de l'Est

Les installations éoliennes en Pologne devraient croître de 23% par an sur 2011/2015.

Malgré sa très forte dépendance au charbon (90% de sa production totale), la Pologne fait partie des pays aux potentiels éoliens les plus importants d'Europe. En outre, le gouvernement contraint les producteurs d'électricité à couvrir au moins 10% de leur production par des énergies renouvelables depuis 2010 (12,9% à partir de 2017). Actuellement la capacité installée est seulement d'environ 1,5 GW, néanmoins, en août 2009, le Gouvernement a publié son plan stratégique « Energy Policy of Poland up to 2030 », selon lequel la part des énergies renouvelables devrait atteindre 15% en 2020 et 20% en 2030 contre 7,2% en 2005. Ainsi, le Bureau Polonais de la Régulation de l'Energie a reçu un nombre important de candidatures pour des licences de fermes éoliennes. De récentes estimations tablent sur l'installation de 4,9 GW au cours des 5 prochaines années, et sur une accélération des projets par la suite, grâce à la hausse des financements octroyés par le Fonds de Cohésion de l'UE ainsi que des fonds régionaux. Néanmoins, la réglementation reste floue en ce qui concerne la répartition des coûts entre opérateurs de réseaux et producteurs d'électricité. D'autre part, des mesures contraignant ces derniers à investir en faveur des producteurs d'énergie éolienne et à l'amélioration des infrastructures de réseaux sont nécessaires. Nous anticipons donc une croissance moyenne annuelle de ce marché de 23% entre 2011 et 2015. Cela devrait bénéficier particulièrement à Vestas (17% de PdM en 2011), mais aussi à Gamesa qui est très présent en Europe de l'Est mais ne communique pas la répartition de son CA par pays.

Graphique 36 : Evolution des capacités nouvellement installées en Pologne depuis 2004 à 2015^e (en MW)



Sources : GWEC, BTM Consult, Natixis

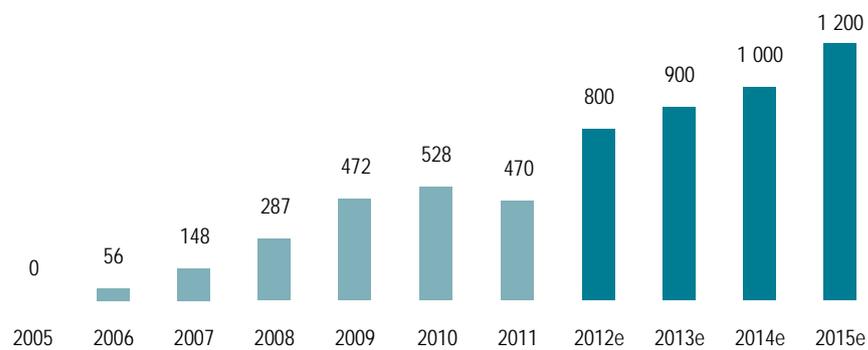
Turquie : un marché très prometteur

La Turquie s'est fixée un objectif de 20 GW éoliens installés en 2023.

Avec une croissance ces dernières années d'environ 8/9% par an de la consommation électrique, la Turquie a un besoin urgent d'investir dans la génération électrique. Le gouvernement turc s'est fixé un objectif ambitieux de 30% d'électricité de source renouvelable en 2023 et 20 GW d'éolien installé à cette même date. Afin d'atteindre cet objectif, l'Etat a mis en place un tarif de rachat de l'électricité éolienne de 50-55 €/MWh sur 10 ans. Ce tarif est relativement faible, c'est pourquoi de nombreux exploitants choisissent de revendre l'électricité sur le marché, même si en faisant cela ils prennent le risque que les prix chutent. Enfin, le gouvernement envisage d'ajouter à ce tarif entre 3 et 18 €/MWh (soit 53-73 €/MWh) aux exploitants qui feront appel à du matériel produit sur le sol turque. Si cette nouvelle loi entre en application, cela pourrait entraîner une très forte croissance sur les 4 prochaines années. Ainsi, nous tablons sur un TMVA de 26% sur la période 2011/2015 contre 6,1% dans le monde. Cette nouvelle loi pourrait attirer de nombreux fabricants à y installer des unités de

production comme Vestas ou GE. Les fabricants allemands, comme Enercon et Nordex, disposent d'un avantage compétitif sur ce marché face à l'incapacité des banques turques à fournir des financements pour les projets éoliens. En effet, les fabricants allemands disposent de financements à taux très compétitifs pour des projets éoliens à l'export mis en place par le gouvernement allemand. Pour que le projet soit éligible, les turbines doivent être produites sur le sol allemand, c'est pourquoi Siemens ne peut pas en bénéficier car ses turbines sont produites au Danemark. Au-delà d'Enercon et Nordex (36,2% de PdM en 2011, soit 18% de son CA), les deux principaux acteurs de ce marché, Vestas (38% de PdM en 2011, soit 3,5% de son CA), GE et Suzlon sont également très présents en Turquie.

Graphique 37 : Evolution des capacités nouvellement installées en Pologne depuis 2004 à 2015 (en MW)



Sources : GWEC, BTM Consult, Natixis

6. Trois catalyseurs de long terme

A moyen long terme, le secteur éolien pourrait repartir grâce à la parité réseau, l'éolien offshore et les solutions de stockage.

Malgré un environnement court terme très difficile, nous identifions 3 catalyseurs à long terme que sont l'atteinte de la parité réseau à partir de 2015, le décollage de l'éolien offshore vers 2016 et l'arrivée de solutions de stockage d'énergie fiables d'ici une dizaine d'années. La parité réseau permettrait à l'industrie éolienne de ne plus dépendre des aides des Etats. De part son importance, notamment en mer du Nord, l'éolien offshore bénéficie du soutien des Etats afin de créer des emplois. Il ne devrait pas décoller avant 2016 coïncidant avec l'arrivée sur le marché de turbines de plus de 5 MW. Reste à savoir si le marché sera suffisamment important pour supporter l'arrivée de nombreux concurrents. Enfin, l'arrivée sur le marché de solutions de stockage d'énergie permettra de palier au problème d'intermittence inhérent à la production d'électricité éolienne. Le stockage de l'énergie est une industrie naissante dont le modèle reste encore à trouver. C'est pourquoi, nous ne voyons pas de solution crédible avant une dizaine d'année.

La parité réseau à horizon 2015 dans l'onshore?

La parité réseau est un des catalyseurs les plus importants du secteur. Il s'agit du moment où le coût de production du MWh d'électricité éolienne est comparable à celui du prix de vente de l'électricité de base d'un pays. Au regard de la baisse régulière du coût de production de l'électricité éolienne face aux prix des énergies fossiles qui ne cessent d'augmenter, nous pensons que cette parité réseau pourrait être atteinte vers 2015. Une fois que l'éolien aura atteint cette parité réseau, le secteur ne sera plus tributaire des aides des Etats mais uniquement de la demande en électricité renouvelable. Dans la mesure où tous les Etats du monde sont dans l'obligation de rééquilibrer leur mix-énergétique vers plus de renouvelable et que l'éolien est actuellement l'énergie renouvelable la plus crédible, cela pourrait être un véritable accélérateur pour cette industrie.

La parité réseau est le plus gros catalyseur de l'industrie éolienne

La parité réseau permettrait à l'industrie de se passer des aides gouvernementales.

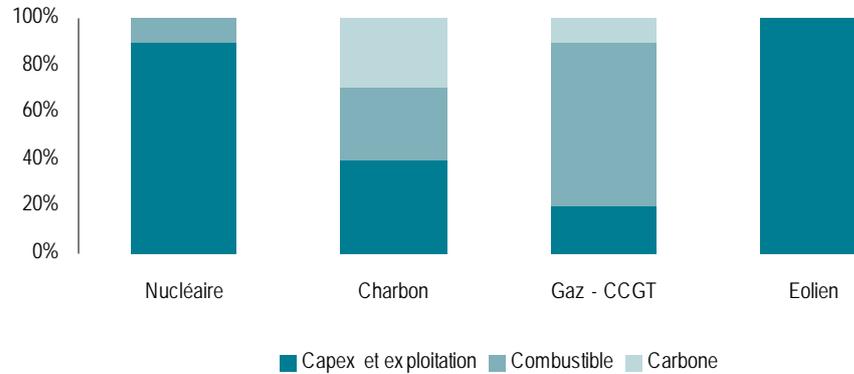
Aujourd'hui, le mix-énergétique est très largement dominé par les énergies fossiles dont les prix sont actuellement trop bas (gaz et charbon principalement) pour que l'éolien soit une énergie compétitive sans le soutien des Etats. L'éolien n'a donc pas encore atteint la parité réseau.

De plus, l'importance grandissante des problématiques liées à l'environnement qui devrait nécessairement faire évoluer le mix-énergétique mondial vers des énergies moins émettrices de CO2 favorise pour le moment le nucléaire. En effet, le nucléaire n'émet aucun CO2 et, selon les énergéticiens, a le coût de production le moins élevé.

Cependant, le nucléaire présente 3 inconvénients de taille : 1/ le risque d'accident (Tchernobyl, Three Mile Island, Fukushima), 2/ le coût et la durée du démantèlement qui sont sous-estimés et 3/ le stockage des déchets radioactifs à long terme.

A terme, l'atteinte de la parité réseau de l'éolien et l'arrivée de solutions de stockage fiables devraient lui permettre de combler l'écart de compétitivité avec le nucléaire.

Graphique 38 : Répartition des coûts dans la production électrique en fonction de la technologie utilisée en retenant un coût du carbone de 30 €/t



Sources : Areva, Natixis

Tableau 24 : Caractéristiques des différents moyens de production d'électricité

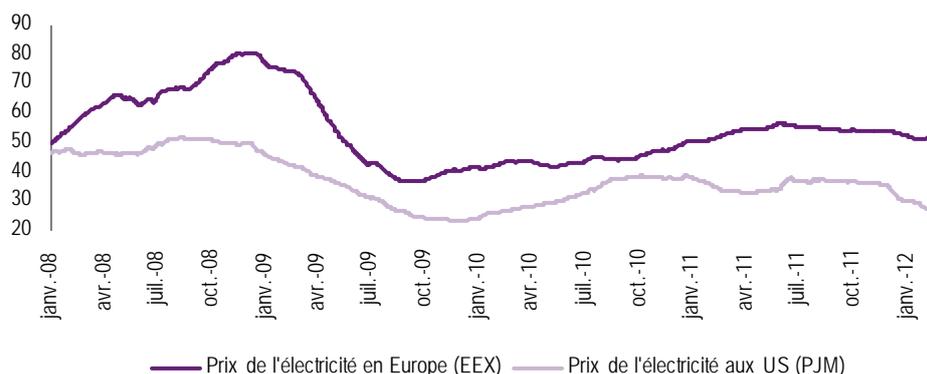
	Emissions de CO2	Coût/MWh	Prévisibilité des coûts	Prévisibilité de la production	Démantèlement	Durée de vie
Eolien	Aucune	Elevé	Très élevée	Très faible	Rapide et peu coûteux	20 ans
Solaire	Aucune	Très élevé	Très élevée	Très faible	Rapide et peu coûteux mais problème de recyclage	20 ans
Nucléaire	Négligeable	Faible	Très élevée	Très élevée	Très long, coûteux et problème de stockage	>40 ans
Charbon	Très élevées	Faible	Faible	Très élevée	Long et coûteux	>30 ans
Gaz	élevées	Faible	Très faible	Très élevée	Rapide et coûteux	20 ans
Hydro	Aucune	Très faible	Très élevée	Elevée (aléa climatique)	Long et coûteux	>50 ans

Source : Natixis

En 2015, la parité réseau pourrait être atteinte dans une grande partie du monde

La problématique de la parité réseau ne peut être abordée de manière globale du fait des grandes disparités de prix de l'électricité entre les pays résultant du mix-énergétique de chaque pays et du coût des combustibles. De même, le coût de production du MWh éolien est très différent d'un pays à l'autre en fonction des conditions de vents.

Graphique 39 : Evolution du prix de l'électricité en moyenne mobile 6 mois aux Etats-Unis et en Europe en €/MWh depuis 2008



Sources : Datastream, Natixis

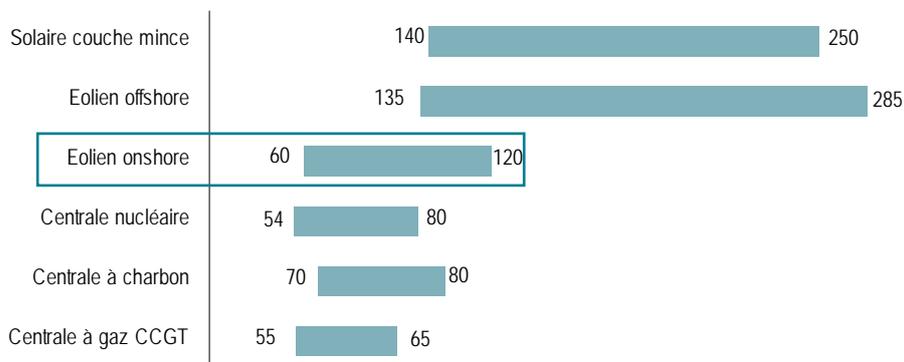
En effet, à titre d'exemple, le prix de l'électricité aux Etats-Unis est plus faible qu'en Europe en raison de : 1/ l'effet gaz de schiste qui a entraîné un effondrement des prix du gaz 2/ la forte contribution nucléaire avec un kd très élevé (environ 90%) et 3/ l'absence totale de réglementation sur les émissions de CO2, alors qu'en Europe, les prix de l'électricité inclus le coût des émissions de CO2.

L'avancement vers la parité réseau est en bonne voie puisqu'elle a déjà été atteinte au Brésil. Le Brésil dispose de sites très venteux dans lesquels le taux d'utilisation des éoliennes peut monter jusqu'à 40% en moyenne contre 25% en Europe et 30% aux Etats-Unis. Lors du dernier appel d'offres éolien brésilien, les prix de rachat de l'électricité éolienne ont donc été pour la première fois proposés à un niveau inférieur à des projets de centrales à gaz.

L'éolien est déjà compétitif dans certains pays et coûte bien moins cher que le solaire.

En outre, on remarque qu'en moyenne et en fonction de certaines hypothèses, le coût de production de l'électricité éolienne n'est pas très loin d'être aussi compétitive que celui de l'électricité produite par les centrales nucléaire, à charbon, et à gaz. Notons qu'à l'exception de l'hydroélectricité, l'électricité éolienne onshore est de loin l'énergie renouvelable la plus compétitive. Concernant l'éolien offshore, il s'agit d'une technologie encore récente dont on attend le véritable décollage vers 2015/2016 avec l'arrivée sur le marché de turbines de nouvelles génération. Cependant, compte tenu des importants efforts d'investissements effectués par les turbiniers éoliens et les Etats dans cette technologie, l'éolien offshore pourrait atteindre la parité réseau vers 2020.

Graphique 40 : Fourchette du coût de production en \$/MWh en fonction de la technologie utilisée



Sources : Bloomberg New Energy Finance, Areva, Natixis

La parité réseau dans l'éolien est dépendante de nombreux facteurs :

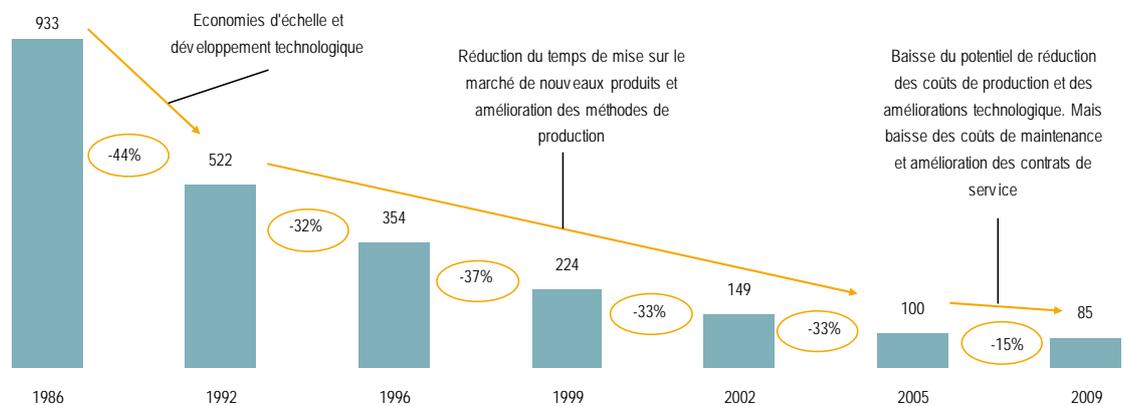
- Les prix de l'électricité.
- Le prix des turbines et leur performance.
- La puissance du vent.
- La durée de vie des turbines.

On observe une baisse continue du prix de l'électricité éolienne et une hausse de celui des énergies fossiles.

On observe ainsi deux tendances inverses avec d'un côté une hausse constante dans le temps des prix de l'électricité à base de combustible fossile, du fait de la raréfaction des ressources fossiles qui entraîne une hausse quasi-structurelle des coûts en carburant, que ce soit le charbon, le gaz ou le pétrole et du coût des émissions de CO2. De l'autre côté, on observe une tendance constante à la baisse des prix de l'électricité éolienne du fait d'économies d'échelle, de turbines plus puissantes et

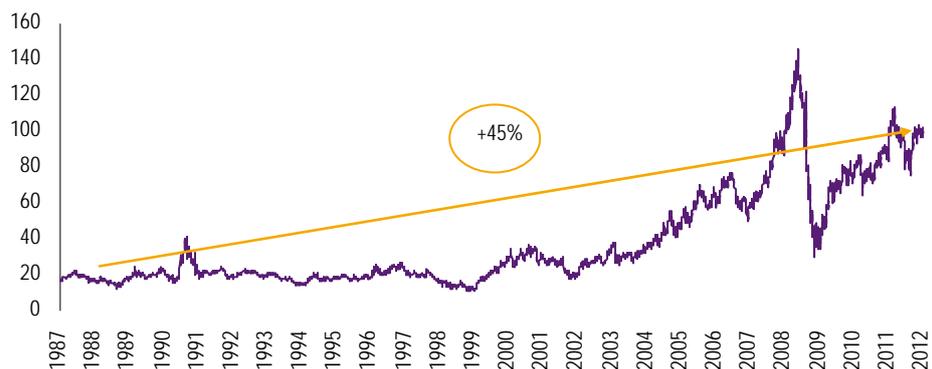
fiables, avec une durée de vie plus longue. Ainsi, le coût par MWh de l'électricité éolienne a baissé de 91% depuis 1986, alors que sur la même période le prix du pétrole a progressé de 445%. Depuis 2005, les coûts de production de l'électricité éolienne baissent à un rythme moins soutenu que sur les 20 années précédentes car le potentiel d'économies d'échelle et d'amélioration technologique est moindre. Aujourd'hui, la réduction des coûts provient principalement de l'amélioration de la qualité qui entraîne des coûts de maintenance moindre et une amélioration du taux de disponibilité des turbines. En outre, les fabricants mettent en place des solutions de contrôle de la performance des turbines qui permettent de maximiser la production des turbines. La baisse des coûts de production va donc ralentir mais se poursuivre, comme le montre l'objectif de Gamesa qui est de réduire ses coûts de 30% entre 2009 et 2015 (-20% de 2009 à 2013 puis -10% de 2013 à 2015).

Graphique 41 : Evolution du prix du MWh éolien depuis 1986 base 100 en 2005



Sources : National Renewable Energy Laboratory (NREL), BTM Consult

Graphique 42 : Evolution du cours du baril de pétrole WTI (en \$)



Source : Datastream

Le décollage de l'offshore à terme

L'offshore sera un véritable catalyseur car cela nécessite des turbines à plus forte valeur ajoutée.

Malgré l'engouement des Etats pour le développement de l'éolien offshore qui permet de garantir des emplois non délocalisables, le décollage de ce segment ne devrait pas intervenir avant 2015/2016, en raison de problèmes de financement à court terme, de la très faible courbe d'expérience dans ce domaine qui devrait se traduire par des rallongements de délais de construction et de l'attente des Utilities de l'arrivée sur le marché de turbines plus puissantes.

Le décollage de l'offshore sera un véritable catalyseur pour l'industrie éolienne car cela nécessite des turbines plus complexes et donc à plus forte valeur ajoutée, constituant de plus fortes barrières à l'entrée permettant de lutter contre la pression sur les prix. En outre, les parcs éoliens offshore sont de taille plus importante que les parcs onshore permettant ainsi de remporter des commandes de grande taille. En 2011, l'éolien offshore représentait 3% des nouvelles installations éoliennes, il devrait en représenter 6,6% en 2015 selon nos estimations, soit un TMVA 2011/2015 de 29% contre 5,9% dans l'onshore.

Entre 2014 et 2016, en fonction du calendrier de mise en production des turbiniers éoliens, on verra arriver sur le marché de nombreuses turbines fiables de plus de 5 MW, ce qui aura pour effet de fortement stimuler l'activité. Reste à savoir si le marché sera suffisamment important pour supporter l'arrivée de nombreux concurrents. Aujourd'hui le marché se divise entre 4 acteurs, Siemens, Areva, Vestas et Repower mais ils devraient être plus de 40 en 2015 dont Alstom, Gamesa, Nordex et GE.

L'Europe championne du monde de l'éolien offshore

D'après l'EWEA, 40 GW seront installés en Europe en 2020.

D'après l'EWEA (European Wind Energy Association), 40 GW seront installés en Europe en 2020, soit environ 3 700 MW installés par an contre 1 220 MW installés en 2011, selon nos estimations. Fin 2011e, sur les 4 824 MW de base installée d'éolien offshore dans le monde, 4 672 proviennent de l'Europe, soit 97%. Cette prédominance de l'Europe dans l'éolien offshore vient de l'énorme potentiel de la mer du Nord (82 GW de projets) et de son industrie de fabrication de turbines très développée. Même si d'autres pays comme la Chine, la Corée du Sud et les Etats-Unis ont l'intention de se développer sur ce marché, la très grande majorité de la base installée (80%) devrait restée en Europe en 2015. La totalité des projets éoliens offshore en Europe représente actuellement 141 GW, grâce en particulier au Royaume-Uni (47 GW), à l'Allemagne (plus de 30 GW) et aux pays scandinaves (26 GW), historiquement très impliqués dans l'éolien offshore.

Tableau 25 : Pipeline des projets offshore par pays en MW

Pays	Installé à fin 2010	En construction	Accord signé	Planifié	Total des projets	Taille des appels d'offres
Allemagne	195	833	8 725	21 493	31 247	nd
Belgique	195	462	750	450	1 857	2 000
Danemark	854	0	418	1 200	2 471	4 600
Finlande	26	0	765	3 502	4 294	nd
Espagne	0	0	0	6 804	6 804	nd
Estonie	0	0	1 000	0	1 000	nd
France	0	0	0	6 000	6 000	6 000
Grèce	0	0	0	4 889	4 889	nd
Irlande	25	0	1 600	2 155	3 780	nd
Italie	0	0	162			
Lettonie	0	0	200	0	200	nd
Malte	0	0	0	95	95	95
Norvège	2	0	350	11 042	11 394	nd
Pays-Bas	247	0	1 792	3 953	5 992	6 000
Pologne	0	0	0	900	900	nd
Portugal	0	0	0	478	478	nd
Royaume-Uni	1 586	4 308	588	42 114	48 596	47 000
Suède	164	0	991	7 124	8 279	nd
Total Europe	3 294	5 603	17 341	114 737	140 976	73 695

Sources : EWEA, Natixis

Un protectionnisme qui favorise l'arrivée de nouveaux entrants

De nombreux pays mettent en place des mesures protectionnistes pour favoriser les industriels locaux.

Les turbines destinées à l'offshore sont encore plus difficiles à transporter que celles destinées à l'onshore du fait de leur taille d'où l'obligation d'avoir des usines de production proches des parcs finaux. Cela représente donc un véritable potentiel de création d'emplois non-délocalisables pour les Etats qui acceptent d'encourager cette filière par la mise en place d'appels d'offres ou de tarifs de rachat très supérieurs au prix moyen de l'électricité. Ainsi, de nombreux pays comme le Royaume-Uni, l'Allemagne, la France, la Corée du sud ou la Chine ont mis en place des dispositions favorisant l'émergence d'une industrie éolienne offshore locale.

Tableau 26 : Panorama des principaux pays qui vont compter dans l'éolien offshore d'ici à 2020

En MW	Réglementation	Parc actuel	Objectif 2020	Turbiniers présents
Allemagne	Tarif de rachat de 130 €/MWh + un « sprinter bonus » de 20 €/MWh, soit 150 €/MWh pendant 12 ans	508	10 000	Siemens, Vestas, Repower, Areva, Bard
Royaume-Uni	Système d'appel d'offres	2 619	47 000	Siemens, Vestas, Repower
France	Système d'appel d'offres	0	6 000	Areva, Alstom, Siemens
Corée du Sud	Système d'appel d'offres	0	7 000	Doosan, Daewoo, Hyundai, Samsung
Chine	Système d'appel d'offres	152	30 000	Sinovel, Goldwind, Dongfang

Sources : Crown Estate, BTM Consult, EWEA, GWEC, Compagnies, Natixis

L'Allemagne a fait le choix du tarif de rachat dans la mesure où de nombreux turbiniers sont déjà localisés sur le territoire allemand. En plus d'un plan de 10 GW d'éolien offshore à horizon 2020 validé par le gouvernement en août 2010, 10 à 15 GW de capacités supplémentaires devraient voir le jour entre 2025 et 2030.

Le Royaume-Uni a lancé le plus grand appel d'offres du monde en 3 rounds. Depuis 2000, le Royaume-Uni a lancé pour 47 GW d'appel d'offres dans l'éolien offshore afin d'attirer des turbiniers étrangers sur son sol. Siemens et Vestas ont prévu d'y fabriquer leur prochaine turbine offshore, Areva pense à y installer une usine et Gamesa va y implanter sa division offshore.

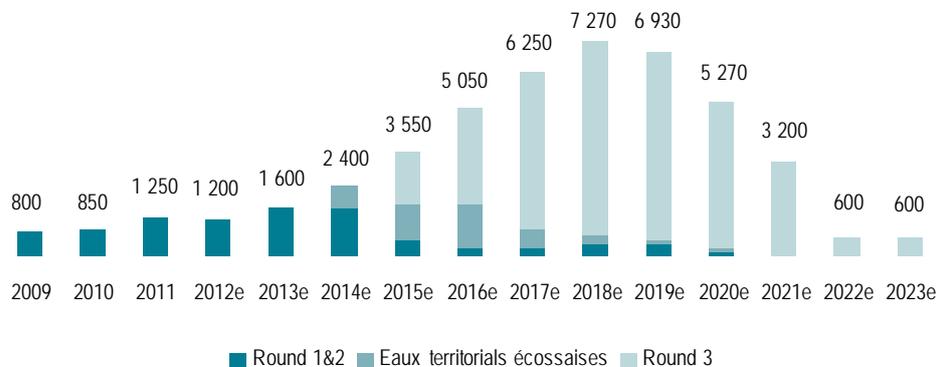
Tableau 27 : Détails des 3 rounds de l'appel d'offres effectué au Royaume-Uni

	Date du lancement	Dates de mises en construction	Tailles mini-maxi des projets (MW)	Capacités (MW)
Rounds 1 et 2	Déc. 2000 et juil. 2003	2009 – 2020	4 – 1 200	8 200
Extension	Mai 2010			1 000
Round 3	Janvier 2010	2015 – 2023	665 – 9 000	33 000
Eaux territoriales écossaises	Janvier 2009	2014 - 2020	360 – 1 800	4 665
Total		2009 - 2023	4 – 9 000	46 665

Source : Crown Estate

Selon le Crown Estate, organisme public chargé de la gestion du portefeuille des actifs associés à la couronne britannique, la construction de ces projets s'étalera de 2009 à 2023 de la manière présentée sur le graphique.

Graphique 43 : Répartition théorique de la construction des projets de l'appel d'offres (en MW)



Source : Crown Estate

La France prévoit 6 GW de capacités installées offshore à horizon 2020 pour un coût total de 20 Md€ (3,33 M€/MW) divisé en 2 appels d'offres de 3 GW chacun. L'objectif affiché est la création d'une industrie offshore française forte sur tous les maillons de la chaîne notamment dans les turbines. Alstom a été retenu sur 3 sites sur 5 et Areva sur un site. Le cinquième champ a été déclaré infructueux. Rappelons qu'Alstom avait indiqué être prêt à investir 100 M€ et générer jusqu'à 1 000 emplois directs et 4 000 emplois indirects s'il était retenu sur au moins 2 sites. Le groupe développe actuellement une turbine de 6 MW avec un rotor de 150 m dont 2 prototypes seront installés en 2012 pour une production en série attendue en 2014. Même si Areva a été retenu sur un seul site, le groupe a indiqué maintenir son projet d'implantation de 2 usines au Havre afin de profiter du portefeuille de projets de ses partenaires Iberdrola et RES sur le marché britannique.

Le second appel d'offres devrait être lancé au S2 2012. La mise en service des parcs est prévue en 2015, mais nous considérons qu'elle devrait plutôt se faire en 2016-2017, en raison de la faible courbe d'expérience des différents acteurs dans ce domaine.

Tableau 28 : Détails du premier appel d'offres de 3 GW en France

	Postulants	Capacités (MW) ouverte à l'appel d'offres	Puissance (MW) développée par le lauréat	Gagnant
Courseulles-sur-Mer	- EDF/Dong Energy/WPD Offshore/Nass & Wind Offshore/Alstom - GDF Suez/CDC Infrastructure/Vinci/Areva	420-500	450	EDF/Alstom
Fécamp	- EDF/Dong Energy/WPD Offshore/Nass & Wind Offshore/Alstom - GDF Suez/CDC Infrastructure/Vinci/Areva	480-500	498	EDF/Alstom
Le Tréport	- GDF Suez/CDC Infrastructure/Vinci/Areva	600-750	0	Déclaré infructueux
Saint-Brieuc	- EDF/Dong Energy/WPD Offshore/Nass & Wind Offshore/Alstom - Iberdrola Renovables/Eole-RES/Neoen Marine/Areva - GDF Suez/CDC Infrastructure/Vinci/Siemens	480-500	500	Iberdrola/Areva
Saint-Nazaire	- EDF/Dong Energy/WPD Offshore/Nass & Wind Offshore/Alstom - Iberdrola Renovables/Eole-RES/Neoen Marine/Technip/Areva	420-750	480	EDF/Alstom
Total		2 400-3 000		

Sources : Sociétés, Natixis

La Corée du Sud favorise également l'émergence d'une industrie nationale. Le ministère de l'Economie de la connaissance de la Corée du Sud a annoncé un investissement de 10 200 Md de wons (6,7 Md€) pour construire un parc offshore de 2,5 GW, composé de turbines de 3 à 7 MW. Il sera développé en 3 tranches. Une première de 100 MW qui doit être achevée en 2013 (coût

estimé : 265 M€, une deuxième de 900 MW prévue pour 2016 (2,4 Md€) et une dernière de 1,5 GW en 2019 (4 Md€). Les 8 fournisseurs de turbines comprendront les industriels nationaux, Doosan Heavy Industries and Construction, Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering et Hyundai Heavy Industries. Ces industriels ne disposent pas encore d'une technologie de pointe opérationnelle, mais ce projet leur permettra de se faire une place importante sur ce marché. Le gouvernement prévoit également 4,5 GW supplémentaires qui n'ont pas encore été déterminés.

Tableau 29 : Caractéristiques des turbines offshore des acteurs sud coréens

Sociétés	Modèle actuelle	Puissance (MW)	Taille du rotor (m)	Projet	Puissance (MW)	Taille du rotor (m)	Date de production en série
Doosan Heavy Industries and Construction	WinDS 3 000	3,0	91,3		6,0		2015
Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering	D 8.2 2000	2,0	80				
Hyundai Heavy Industries	AV 928	2,5	93,2	HQ5500/127	5,5	140	2011
Samsung	25x	2,5	99,8	Samsung 6 MW	6,0		2012

Sources : Sociétés

La Chine est également très ambitieuse dans l'éolien offshore puisqu'elle vise 5 GW d'éolien offshore en 2015 et 30 GW en 2020. L'Administration Nationale de l'Energie a récemment annoncé un investissement de 100 Mdyuans (12 Md€) pour atteindre l'objectif 2015. En mai 2010, la Chine a lancé son premier appel d'offres de 100 MW divisé en 4 projets et exclusivement réservé aux entreprises chinoises. Les turbiniers qui ont été retenus sont : Sinovel (modèle de 3 MW), Goldwind (2,5 MW) et Shanghai Electric (3,6 MW).

Tableau 30 : Caractéristiques des turbines offshore des acteurs chinois

Sociétés	Modèle actuelle	Puissance (MW)	Taille du rotor (m)	Projet	Puissance (MW)	Taille du rotor (m)	Date de production en série
Sinovel	SL 6 000	6,0	128		10,0		
Goldwind	2.5MW PMDD	2,5	109	6.0MW PMDD	6,0		
Dongfang					5,0		2012

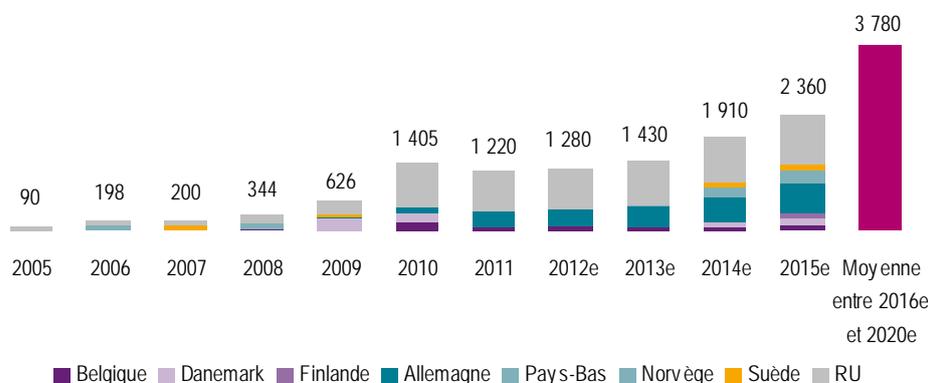
Sources : Sociétés

Retard dans le décollage

Un retard dans le décollage est à prévoir en raison de la faible courbe d'expérience.

Même si l'éolien offshore représente un important potentiel de développement, nous sommes convaincus que la mise en service de tous ces projets prendra plus de temps qu'anticipé et que le véritable décollage de cette filière n'aura lieu qu'à partir de 2016 pour 3 raisons : 1/ les problèmes de financement, 2/ le faible retour d'expérience et 3/ la taille actuelle des turbines éoliennes.

Graphique 44 : Prévisions des nouvelles capacités installées dans l'offshore en Europe sur la période 2010/2015 (en MW)



Sources : BTM Consult, EWEA, estimations Natixis

Il faut s'attendre à des problèmes de financement du fait de l'importance des projets.

Le financement a une importance capitale dans l'éolien offshore. Le business model d'un parc éolien, qu'il soit onshore ou offshore repose sur un financement du projet à hauteur de 70-80% par de la dette. Or, les projets offshore sont 5 à 10 fois plus grands que des projets onshore, avec des parcs qui dépassent souvent les 250 MW (600 MW en moyenne pour l'appel d'offres français et 2 500 MW pour un projet en Corée du sud qui est le plus grand du monde). Avec un coût d'investissement presque 3 fois supérieur à celui de l'onshore (3,3 M€ contre 1,3 M€ par MW), le recours à la dette en montant absolu est donc très supérieur dans le cas d'un parc offshore. Dans l'environnement actuel, le recours au crédit est plus difficile et les banques sont plus prudentes et exigeantes que pour des projets onshore. Cela avantage clairement les turbineurs avec un track record fort comme Vestas et Siemens. Même s'ils ont un track record plus faible, Repower et Areva font également partie de ces turbineurs fiables, et ont l'avantage de disposer de turbines plus puissantes. La fiabilité des turbines est un point extrêmement important car les banques peuvent ne pas apporter le financement ou exiger des taux d'intérêts plus élevés si les turbines utilisées proviennent d'un acteur encore trop récent sur le marché. C'est pourquoi, nous considérons que Gamesa ne sera pas compétitif sur ce marché avant 2016, soit 2 ans après le lancement de sa première turbine offshore, afin de disposer d'un track record suffisant pour convaincre les exploitants. Et ce calendrier ne prend pas en compte d'éventuels déboires qui entraîneraient des retards dans la mise en production de série de la turbine.

La taille et la fiabilité représentent un avantage certain dans l'offshore. Un projet offshore coûte 3 fois plus cher qu'un projet onshore par MW (3,3 M€ contre 1,3 M€ respectivement) pour des turbines qui sont environ 45% plus chères (entre 1,3 et 1,6 M€/MW contre 0,9/1,1 M€/MW). Ainsi, quand le prix de la turbine dans un projet onshore représente entre 70 et 80% du coût du projet, ce ratio tombe à 30/40% dans un projet offshore selon que la turbine fait 3 MW ou 5 MW. Le potentiel d'économies d'échelle sur les coûts de génie civil et de raccordement réseau avec des turbines puissantes est donc très important. En outre, les opérations de maintenance sont très onéreuses en mer et il est donc primordial pour les exploitants d'avoir des éoliennes fiables et les moins nombreuses possibles pour une même puissance. Les exploitants opteront donc pour le fabricant qui allie le mieux la puissance et la fiabilité.

Tableau 31 : Sensibilité du ratio prix de la turbine au MW/coût total du projet au MW en fonction du prix de la turbine et de sa puissance

En %	Prix de la turbine (k€/MW)	Puissance de la turbine (MW)				
		3	3,6	5	6	7
	1 500	31	35	43	47	51
	1 400	30	34	41	46	49
	1 300	28	32	39	44	48
	1 200	26	30	38	42	46
	1 100	25	28	35	40	44

Source : Natixis (en partant de l'hypothèse que les coûts d'installation d'une turbine sont fixes à environ 10 M€)

Un marché monopolistique voire oligopolistique

Actuellement seulement 4 acteurs se partagent ce marché.

C'est pourquoi on compte seulement 4 acteurs crédibles sur ce segment actuellement : Siemens, Areva, Repower et Vestas. Sur la base des commandes fermes bouclées ces deux dernières années, le classement se présente ainsi : Siemens (62% des prises de commandes) largement en tête devant Areva (21%), REpower (12%) et Vestas (5%).

Le marché offshore est et restera donc un marché monopolistique voire oligopolistique aussi longtemps qu'un modèle de turbine plus puissant que les autres et plus fiable arrivera sur le marché. Jusqu'à la sortie de la 3,6 MW de Siemens, le marché était divisé entre Vestas et Siemens qui avaient tous les 2 une 3 MW. Mais maintenant, Siemens a une situation de quasi-monopole. Il est très probable que cette situation se tourne de plus en plus à l'avantage d'Areva et Repower qui ont désormais des turbines de 5 et 6 MW respectivement avec un track record qui commence à devenir sérieux.

Tableau 32 : Caractéristiques des turbines offshore des 4 leaders du marché

Sociétés	Modèle actuelle	Projet	Date de mise en production	Carnet de commandes (MW)	% sur total des commandes
Siemens	SWT 3.6 - 120	SWT 6.0 - 154	2014	3 888	62
Areva	M5000 avec rotor de 116 m	M5000 avec rotor de 135 m	2014	1 200	21
Repower	6M de 6,15 MW et rotor de 126 m			650	12
Vestas	V112 - 3.0	V164 - 7.0	2015	300	5
Total				5 750	100

Sources : Sociétés

Siemens est de loin le leader mondial grâce à sa turbine SWT 3.6 – 120 de 3,6 MW lancée en septembre 2009 qui est aujourd'hui la turbine la plus vendue au monde, grâce à un très bon track record, puisqu'elle utilise la même plate-forme que la SWT 3.6 – 107 lancée en 2007. Ainsi, Siemens dispose d'une base installée de 1 800 MW. Aujourd'hui, sa turbine de 3,6 MW est produite au Danemark et il prévoit d'implanter une usine au Royaume-Uni, à Hull, pour son modèle de 6 MW.

Areva monte rapidement en puissance. Après avoir tenté, sans succès, de racheter Bonus Energy en 2004 et Repower en 2007, Areva a réussi à mettre la main sur la start-up allemande Multibrid en 2007 (rachat des 49% restants en 2010). En 2010, le groupe a également acquis le producteur de pales allemand PN Rotor. Areva dispose actuellement d'un véritable avantage technologique puisque c'est le seul fabricant, avec Repower, à produire une turbine de 5 MW avec un track record qui commence à être significatif (plus de 2 ans). Cependant, seule une mise à jour de sa turbine est prévue avec un rotor de 135 m, dont la production en série est prévue pour le

S2 14, ce qui pourrait devenir un peu faible face à l'arrivée en 2015 de nombreuses turbines de plus de 5 MW sur le marché. Areva Wind produit ses turbines en Allemagne (Bremerhaven et Stade) et souhaite en doubler sa capacité (100 à 120 machines par an, soit 500 MW). Il vise aussi une implantation au Havre en France (500 MW de capacité), voire au Royaume-Uni à terme.

REpower est le plus avancé technologiquement. Le groupe a parié dès le début sur une turbine de 5 MW, qu'il a déployée sur plusieurs sites tests : Beatrice (Royaume-Uni - 2007), Thornton Bank (Belgique - 2009) et Alpha Ventus (Allemagne - 2009). REpower privilégie aujourd'hui la vente d'un modèle de 6,15 MW, dont deux unités viennent d'être vendues à RWE. REpower produit ses turbines en Allemagne à Bremerhaven, et prévoit de faire passer sa capacité de production de 600 MW à 900 MW par an. Le groupe prévoit aussi de s'implanter au Royaume-Uni. Suzlon, sa maison mère, qui ne produit pas de turbines offshore, pourrait aussi lui ouvrir plus facilement le marché asiatique.

Vestas en perte de vitesse. Vestas est avec Siemens l'acteur disposant de la plus importante base installée (1 000 MW). Co-leader avec Siemens jusqu'en 2010, Vestas se trouve actuellement très distancé sur les prises de commandes (carnet de seulement 300 MW). Une situation due à l'obsolescence de son dernier modèle offshore V112-3.0 MW, pourtant lancé en septembre 2009, mais déjà distancé par des turbines plus puissantes chez les concurrents. La PdM de Vestas pourrait donc très rapidement être réduite à néant en attendant l'arrivée de son nouveau modèle la V164 – 7.0 MW, dont la production en série est prévue en 2015. Vestas produit ses machines offshore au Danemark, mais sa turbine de 7 MW sera fabriquée au Royaume-Uni.

Le stockage de l'électricité éolienne

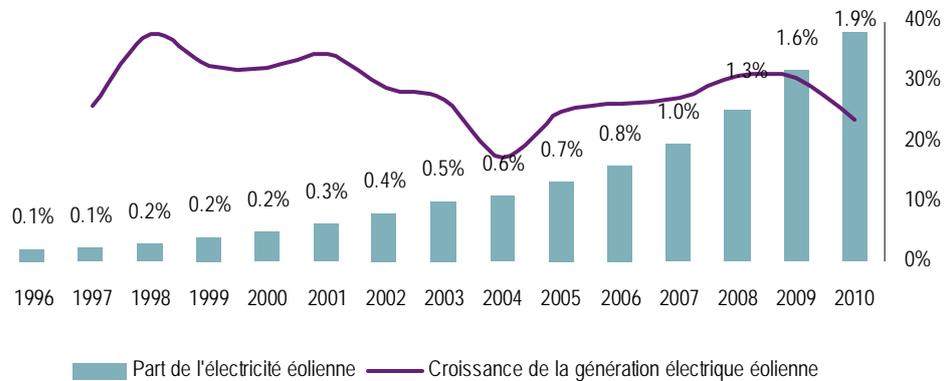
L'arrivée sur le marché de solution de stockage est un catalyseur très important pour l'industrie éolienne. En effet, le plus grand défaut de l'énergie éolienne est son intermittence qui rend difficile la mise en adéquation de l'offre et de la demande d'électricité. Ainsi, tant qu'aucune solution de stockage n'aura été trouvée, l'énergie éolienne ne pourra pas occuper une part majoritaire du mix énergétique d'un pays. Nous ne voyons pas de solution crédible arriver sur le marché avant une dizaine d'années.

Le stockage de l'énergie est un enjeu majeur de l'essor de l'énergie éolienne

Des solutions de stockage nécessaires pour remédier aux problèmes d'intermittence de l'énergie éolienne.

Entre 1996 et 2010, la production mondiale d'électricité provenant de l'éolien a été multipliée par près de 34 pour atteindre 409,91 TWh, à comparer à une progression de 65% à 21 333 TWh pour la génération électrique mondiale totale. Ainsi, à fin 2010, la part de l'énergie éolienne dans la production globale d'électricité a atteint 1,92%, contre seulement 0,09% en 1996.

Graphique 45 : Evolution de la part de l'éolien dans la production électrique mondiale et croissance de l'électricité éolienne



Source : IEA

Néanmoins cette fraction reste encore très faible par rapport à la contribution des énergies fossiles, à cause notamment des problématiques liées au vent (intermittence, variabilité, quasi imprévisibilité) qui peuvent poser plusieurs problèmes : phénomènes de congestion ou de décongestion, coupures, incapacité à prévoir la production ce qui peut causer des difficultés aux gestionnaires dont l'objectif est de faire correspondre l'offre et la demande afin d'assurer la stabilité du réseau, voire le contraindre à gâcher une partie de sa production. Ce sont ces éléments qui constituent l'obstacle principal à la pénétration de l'éolien dans le mix énergétique mondial. Le stockage de l'énergie est donc une des solutions à ce problème puisqu'il permet de réduire voire d'éviter ces coûts d'opportunités. Ainsi, il existe différentes technologies permettant de stocker de l'énergie lorsque la génération est supérieure à la consommation, puis de la restituer lorsque celle-ci excède la production.

Plusieurs technologies sont actuellement à l'étude

Beaucoup de technologies sont à l'étude, mais peu sont adaptées aux grandes puissances.

De nombreuses technologies sont actuellement à l'étude, mais peu sont adaptées aux grandes puissances. Parmi elles :

- La technologie la plus répandue est le stockage de fluides, qui inclut les STEP (Systèmes de Transfert d'Énergie par Pompage) ainsi que le CAES (Compressed Air Energy Storage). Dans le cas des STEP, de l'eau est pompée et remontée vers des barrages hydroélectriques durant les heures de faible consommation en utilisant la production d'électricité excédentaire des éoliennes. Cette dernière est également utilisée pour la technique du CAES, dans laquelle de l'air est comprimé puis stocké dans des cavernes souterraines, mines abandonnées ou réservoirs de surface, puis couplé à du gaz naturel et libéré afin d'alimenter une centrale à gaz qui produit alors de l'électricité, tout en utilisant une quantité significativement moins importante de gaz naturel.
- Les batteries, ainsi que les flow batteries basées également sur le principe des piles mais dont les solutions actives sont contenues dans des réservoirs différents.
- Dans la technique liée à l'hydrogène, un électrolyseur décompose, à l'aide de courant électrique, de l'eau en oxygène et en hydrogène. Ce dernier élément est stocké dans des réservoirs sous terrains, puis réinjecté dans une turbine à hydrogène qui peut ensuite entraîner la génératrice d'une éolienne.

Mais leur développement est encore limité

En pratique, étant données leurs inconvénients respectifs, ces technologies restent encore peu développées en matière de stockage à grande échelle. La technique liée à l'hydrogène est peu efficace en ce qui concerne la restitution de l'énergie. Les volants d'inertie et le SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) sont caractérisés par une faible densité énergétique. Les batteries possèdent une durée de vie « limitée ». En outre, dans l'ensemble, ces technologies restent aujourd'hui trop coûteuses et ne pourront pas être opérationnelles à grande échelle avant 2020 au minimum. Par ailleurs, le CAES nécessite du gaz naturel et requiert, comme les STEP, des sites particuliers. Par conséquent, le stockage de fluides reste la technologie la plus mature actuellement, et la plus crédible pour les années à venir, car plus rentable malgré l'investissement initial. Ainsi, les STEP représentent plus de 95% des capacités mondiales de stockage d'électricité avec plus de 100 GW installés.

Il faudra aussi se poser la question du financement

Dans les années à venir, le développement à grande échelle du stockage de l'énergie, indispensable à l'essor de l'énergie éolienne, devra surmonter plusieurs obstacles. Les gouvernements devront fournir un travail législatif afin de créer un environnement propice. En outre, les investissements et dépenses de R&D, trop importants pour préserver la rentabilité de l'activité des producteurs d'électricité, devront absolument être pris en charge par les gestionnaires de réseaux.

Le projet de Duke Energy est le plus abouti à ce jour

Duke Energy, une Utility américaine qui exploite 986 MW éoliens a signé un contrat avec Xtreme Power pour la mise en place du plus grand projet à ce jour de stockage d'électricité éolienne. Il s'agit de l'intégration d'une batterie de 36 MW sur une ferme éolienne de 153 MW à Notrees dans le Texas. Cette batterie, qui sera opérationnelle en 2012, coûtera 44 M\$ à Duke Energy. Dans le cadre de ce projet, le groupe a reçu une subvention de l'Etat d'un montant de 22 M\$. Il déboursa donc 22 M\$, ce qui représente 144 k\$ par MW, soit un coût d'environ 10% supérieur à une ferme éolienne ne disposant pas d'un tel dispositif. Pour compenser ce surcoût, Duke pourra stocker l'énergie pendant les périodes de faible consommation et injecter son électricité dans le réseau pendant les pics, moment de la journée où le prix de l'électricité peut être jusqu'à 2 fois plus cher.

Tableau 33 : Tableau récapitulatif des caractéristiques des différentes technologies viables pour le stockage d'énergie éolienne

Technologies	Densité énergétique (Wh/kg)	Durée de vie	Capacité	Efficacité charge/décharge	Qualité de l'électricité	Gestion de l'électricité	Acteurs clés	Maturité	Coûts	Avantages	Inconvénients
Electrochimiques											
Batteries à circulation (Vanadium, Zinc-Brome)	35	14000	100 MWh	70-85%	**	***	EnerVault, Premium Power, Primus Power, Prudent Energy, RedFlow Technologies, Sumitomo Electric Industries	**	\$\$	Capacité	Faible densité
Batteries Lithium	100 - 150	-	1 kWh - 10 MWh	90-100%	***	*	Saft, A123 Systems, Hitachi Group, Johnson Controls, Altair Nanotechnologies, ElectroVaya	***	\$\$	Densité + efficacité	Coût, requiert recyclage
Batteries Sodium-Soufre	150 - 240	2500-4500		90%	**	***	NGK Insulators			Densité + efficacité	Coût, requiert recyclage
Stockage de Fluides											
Pompe Hydro-Electrique	-	importante	1 - 10 GWh	70-85%	**	***	Black & Veatch, HDR, MHW Global	***	\$	Coût par unité de capacité	Coûts + sites spéciaux + impact environnemental
Systèmes à air comprimé	-	importante	1 - 200 MWh	80%	**	***	Bright Energy Storage Technologies, Dresser-Rand, Energy Storage and Power, General Compression, Iowa Stored Energy Park	**	\$	Coût par unité de capacité	Sites spéciaux + impact environnemental
Chimique											
Hydrogène	-		10 kWh - 10 GWh	40-50%	***	***	Hydrogenics, ITM Power	**	\$\$\$	Durée de stockage	Coût

Source : Natixis

7. Annexes

Tableau 34 : Nouvelles installations annuelles d'éoliennes (offshore inclus) par pays

En MW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012e	2013e	2014e	2015e	TMVA 05/11 (%)	TMVA 11/15 (%)
Autriche	218	146	20	14	0	16	73	100	130	140	150	-17	20
Belgique	71	45	75	88	220	350	192	200	200	200	250	18	7
Danemark	22	14	8	71	334	365	178	150	250	300	400	42	22
Finlande	6	4	24	0	4	52	0	50	80	100	120	nd	nd
France	389	810	888	1 200	1 104	1 186	875	1 000	1 100	1 200	1 300	14	10
Allemagne	1 808	2 233	1 667	1 665	1 917	1 551	2 086	2 100	2 300	2 450	2 600	2	6
Grèce	118	157	125	115	96	284	311	100	100	150	150	18	-17
Irlande	159	250	59	208	172	262	239	250	250	300	300	7	6
Italie	452	417	603	1 010	1 114	948	950	600	600	700	800	13	-4
Pays-Bas	154	351	210	499	39	15	68	100	120	150	200	-13	31
Norvège	117	53	28	30	5	21	84	100	150	200	250	-5	31
Pologne	10	105	143	160	377	382	436	700	800	900	1 000	88	23
Portugal	502	629	434	679	645	363	377	300	300	350	500	-5	7
Roumanie	0	0	0	61	53	341	520	550	600	650	700	nd	8
Espagne	1 764	1 587	3 100	1 739	2 331	1 516	1 050	200	200	250	400	-8	-21
Suède	76	62	217	236	512	604	763	800	900	1 000	1 100	47	10
Turquie	0	56	148	287	472	528	470	800	900	1 000	1 200	nd	26
Royaume-Uni	447	631	427	869	1 077	1 522	1 293	1 700	1 800	1 900	2 100	19	13
Autres	60	131	114	249	268	754	363	530	740	1 050	1 140	35	33
Total Europe	6 373	7 681	8 290	9 180	10 740	11 060	10 328	10 330	11 520	12 990	14 660	8	9
% croissance	0	20,5	7,9	10,7	17,0	3,0	-6,6	0,0	11,5	12,8	12,9		
% total Monde	55	51	42	33	28	28	25	24	27	27	28		
Egypte	34	51	80	73	168	0	50	100	150	200	300	7	57
Maroc	10	58	3	82	47	9	50	150	200	200	200	31	41
Tunisie	0	0	0	34	97	87	0	0	0	0	0	nd	nd
Autres	0	0	0	38	5	2	50	150	200	250	300	nd	57
Afrique et Moyen-Orient	44	109	83	227	317	98	150	400	550	650	800	23	52
% croissance	0	148	-23,9	173	40	-69	53	167	38	18	23		
% total Monde	0	1	0	1	1	0	0	1	1	1	2		
Etats-Unis	2 431	2 454	5 244	8 358	9 922	5 115	6 800	8 000	4 000	5 000	6 000	19	-3
Canada	239	776	386	526	950	690	1 300	1 500	1 800	2 200	2 500	33	18
Brésil	0	200	161	295	248	326	583	1 100	1 250	1 300	1 350	nd	23
Mexique	0	83	0	246	121	316	354	350	400	500	600	nd	14
Autres	1	2	23	102	192	192	400	500	500	800	800	nd	19
Total Amérique	2 671	3 515	5 814	9 527	11 433	6 639	9 437	11 450	7 950	9 800	11 250	23	4
% croissance	0	31,6	65,4	63,9	20,0	-41,9	42,1	21,3	-30,6	23,3	14,8		
% total Monde	23	23	29	34	30	17	22	26	19	20	21		
Chine	498	1 334	3 287	6 246	13 750	18 928	18 000	17 000	17 000	17 500	18 000	82	0
Inde	1 388	1 840	1 617	1 810	1 172	2 139	2 700	3 000	3 500	4 000	5 000	12	17
Japon	168	298	229	356	178	221	300	300	400	500	600	10	19
Australie	296	79	176	615	300	198	500	600	700	800	900	9	16
Nouvelle Zélande	0	3	151	4	143	28	150	200	250	250	250	nd	14
Autres	105	158	147	226	71	94	400	650	1 050	1 400	1 650	25	43
Total Asie Pacifique	2 455	3 712	5 607	9 257	15 614	21 608	22 050	21 750	22 900	24 450	26 400	44	5
% croissance	0	51,2	51,1	65,1	68,7	38,4	2,0	-1,4	5,3	6,8	8,0		
% total Monde	21	25	28	33	41	55	53	50	53	51	50		
Total Monde	11 543	15 017	19 794	28 191	38 104	39 405	41 965	43 930	42 920	47 890	53 110	24	6
dont Onshore	11 453	14 819	19 594	27 847	37 415	37 961	40 695	42 550	41 140	45 480	49 610	24	5
% croissance	0	29,4	32,2	42,1	34,4	1,5	7,2	4,6	-3,3	10,5	9,1		
% total Monde	99	99	99	99	98	96	97	97	96	95	93		
dont Offshore	90	198	200	344	689	1 444	1 270	1 380	1 780	2 410	3 500	55	29
% croissance	0	120	1	72	100	110	-12,0	8,7	29,0	35,4	45,2		
% total Monde	1	1	1	1	2	4	3	3	4	5	7		
Total Monde hors Asie	9 088	11 305	14 187	18 934	22 490	17 797	19 915	22 180	20 020	23 440	26 710	14	8
% croissance	0	24,4	25,5	33,5	18,8	-20,9	11,9	11,4	-9,7	17,1	14,0		
% total Monde	79	75	72	67	59	45	47	50	47	49	50		

Sources : BTM Consult, estimations Natixis

Tableau 35 : Nouvelles installations annuelles d'éoliennes offshore par pays

En MW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012e	2013e	2014e	2015e	TMVA 05/11 (%)	TMVA 11/15 (%)
Belgique	0	0	0	30	0	165	80	80	80	80	110	nd	8
Danemark	0	0	0	0	228	207	0	0	0	100	150	nd	nd
Finlande	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	nd	nd
Allemagne	0	0	0	0	60	108	340	350	400	500	600	nd	15
Pays-Bas	0	108	0	120	0	0	0	0	50	100	100	nd	nd
Norvège	0	0	0	0	2	0	0	0	0	100	150	nd	nd
Suède	0	0	110	0	30	0	0	0	0	80	150	nd	nd
Royaume-Uni	90	90	90	194	306	925	800	850	900	950	1 000	44	6
Total Europe	90	198	200	344	626	1 405	1 220	1 280	1 430	1 910	2 360	54	18
<i>% croissance</i>	<i>0</i>	<i>120</i>	<i>1</i>	<i>72</i>	<i>82</i>	<i>124</i>	<i>-13</i>	<i>5</i>	<i>12</i>	<i>34</i>	<i>24</i>		
<i>% total Monde</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>91</i>	<i>97</i>	<i>96</i>	<i>93</i>	<i>80</i>	<i>79</i>	<i>67</i>		
Etats-Unis	0	0	0	0	0	0	0	0	50	150	240	nd	nd
Canada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	nd	nd
Total Amérique	0	0	0	0	0	0	0	0	50	150	540	nd	nd
<i>% croissance</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>200</i>	<i>260</i>		
<i>% total Monde</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>3</i>	<i>6</i>	<i>15</i>		
Chine	0	0	0	0	63	39	50	100	200	250	300	nd	57
Corée du sud	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	300	nd	nd
Total Asie Pacifique	0	0	0	0	63	39	50	100	300	350	600	nd	86
<i>% croissance</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>-38</i>	<i>28</i>	<i>100</i>	<i>200</i>	<i>17</i>	<i>71</i>		
<i>% total Monde</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>9</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>7</i>	<i>17</i>	<i>15</i>	<i>17</i>		
Total Monde	90	198	200	344	689	1 444	1 270	1 380	1 780	2 410	3 500	55	29
<i>% croissance</i>	<i>0</i>	<i>120</i>	<i>1</i>	<i>72</i>	<i>100</i>	<i>110</i>	<i>-12</i>	<i>9</i>	<i>29</i>	<i>35</i>	<i>45</i>		

Sources : BTM Consult, estimations Natixis

Tableau 36 : Evolution de la base installée d'éoliennes (offshore inclus) par pays

En MW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012e	2013e	2014e	2015e	TMVA 05/11 (%)	TMVA 11/15 (%)
Autriche	820	966	983	997	997	1 013	1 086	1 186	1 316	1 456	1 606	5	10
Belgique	177	222	297	385	605	955	1 147	1 347	1 547	1 747	1 997	37	15
Danemark	3 087	3 101	3 088	3 159	3 408	3 805	3 983	4 133	4 383	4 683	5 083	4	6
Finlande	85	89	113	113	117	169	169	219	299	399	519	12	32
France	775	1 585	2 471	3 671	4 775	5 961	6 836	7 836	8 936	10 136	11 436	44	14
Allemagne	18 445	20 652	22 277	23 933	25 813	27 364	29 450	31 550	33 850	36 300	38 900	8	7
Grèce	705	862	987	1 102	1 198	1 482	1 793	1 893	1 993	2 143	2 293	17	6
Irlande	498	748	807	1 015	1 187	1 449	1 688	1 938	2 188	2 488	2 788	23	13
Italie	1 713	2 118	2 721	3 731	4 845	5 793	6 743	7 343	7 943	8 643	9 443	26	9
Pays-Bas	1 221	1 557	1 745	2 222	2 226	2 241	2 309	2 409	2 529	2 679	2 879	11	6
Norvège	275	328	355	385	390	411	495	595	745	945	1 195	10	25
Pologne	65	170	313	472	849	1 231	1 667	2 367	3 167	4 067	5 067	72	32
Portugal	1 087	1 716	2 150	2 829	3 474	3 837	4 214	4 514	4 814	5 164	5 664	25	8
Roumanie	0	0	15	76	129	470	990	1 540	2 140	2 790	3 490	nd	37
Espagne	10 027	11 614	14 714	16 453	18 784	20 300	21 350	21 550	21 750	22 000	22 400	13	1
Suède	554	571	789	1 024	1 537	2 141	2 904	3 704	4 604	5 604	6 704	32	23
Turquie	20	76	225	512	984	1 512	1 982	2 782	3 682	4 682	5 882	115	31
Royaume-Uni	1 336	1 967	2 394	3 263	4 340	5 862	7 155	8 855	10 655	12 555	14 655	32	20
Autres	179	309	409	657	925	1 678	1 881	2 231	2 771	3 601	4 521	48	25
Total Europe	41 069	48 651	56 853	65 999	76 583	87 674	97 842	107 992	119 312	132 082	146 522	16	11
% croissance		18,5	16,9	16,1	16,0	14,5	11,6	10,4	10,5	10,7	10,9		
% total Monde	69	65	60	54	48	44	41	38	36	35	34		
Egypte	180	231	310	384	552	552	602	702	852	1 052	1 352	22	22
Maroc	64	122	124	206	254	263	313	463	663	863	1 063	30	36
Tunisie	28	28	28	62	160	247	247	247	247	247	247	44	0
Autres	107	107	107	145	150	152	202	352	552	802	1 102	11	53
Afrique et Moyen-Orient	379	488	569	797	1 116	1 214	1 364	1 764	2 314	2 964	3 764	24	29
% croissance		28,8	16,6	40,1	40,0	8,8	12,4	29,3	31,2	28,1	27,0		
% total Monde	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Etats-Unis	9 181	11 635	16 879	25 237	35 159	40 274	47 074	55 074	59 074	64 074	70 074	31	10
Canada	683	1 459	1 845	2 371	3 321	4 011	5 311	6 811	8 611	10 811	13 311	41	26
Bésil	31	231	392	687	935	1 261	1 844	2 944	4 194	5 494	6 844	98	39
Mexique	3	86	86	332	453	769	1 123	1 473	1 873	2 373	2 973	nd	28
Autres	164	166	189	290	483	675	1 075	1 575	2 075	2 875	3 675	37	36
Total Amérique	10 062	13 577	19 391	28 917	40 351	46 990	56 427	67 877	75 827	85 627	96 877	33	14
% croissance		34,9	42,8	49,1	39,5	16,5	20,1	20,3	11,7	12,9	13,1		
% total Monde	17	18	21	24	25	24	23	24	23	23	23		
Chine	1 264	2 588	5 875	12 121	25 853	44 781	62 781	79 781	96 781	114 281	132 281	92	20
Indes	4 388	6 228	7 845	9 655	10 827	12 966	15 666	18 666	22 166	26 166	31 166	24	19
Japon	1 159	1 457	1 681	2 033	2 208	2 429	2 729	3 029	3 429	3 929	4 529	15	14
Australie	717	796	972	1 587	1 886	2 084	2 584	3 184	3 884	4 684	5 584	24	21
New Zealand	167	170	321	325	467	495	645	845	1 095	1 345	1 595	25	25
Reste Asie Pacifique	194	351	498	724	796	890	1 290	1 940	2 990	4 390	6 040	37	47
Total Asie Pacifique	7 889	11 590	17 192	26 445	42 037	63 645	85 695	107 445	130 345	154 795	181 195	49	21
% Growth		46,9	48,3	53,8	59,0	51,4	34,6	25,4	21,3	18,8	17,1		
% of total world	13	16	18	22	26	32	36	38	40	41	42		
Total Monde	59 399	74 306	94 005	122 158	160 087	199 523	241 328	285 078	327 798	375 468	428 358	26	15
dont Onshore	58 720	73 429	92 928	120 737	157 977	195 969	236 367	276 491	315 228	357 068	402 118	26	14
% croissance		25,1	26,6	29,9	30,8	24,0	20,6	17,0	14,0	13,3	12,6		
% total Monde	99	99	99	99	99	98	98	97	96	95	94		
dont Offshore	679	877	1 077	1 421	2 110	3 554	4 961	8 587	12 570	18 400	26 240	39	52
% croissance		29,2	22,8	31,9	48,5	68,4	39,6	73,1	46,4	46,4	42,6		
% total Monde	1	1	1	1	1	2	2	3	4	5	6		
Total Monde hors Asie	51 510	62 716	76 813	95 713	118 050	135 878	155 633	177 633	197 453	220 673	247 163	20	12
% croissance		21,8	22,5	24,6	23,3	15,1	14,5	14,1	11,2	11,8	12,0		
% total Monde	87	84	82	78	74	68	64	62	60	59	58		

Sources : BTM Consult, estimations Natixis

Tableau 37 : Evolution de la base installée d'éoliennes offshore par pays

En MW	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012e	2013e	2014e	2015e	TMVA 05/11 (%)	TMVA 11/15 (%)
Belgique	0	0	0	30	0	165	80	80	80	80	110	nd	23
Danemark	0	0	0	0	228	207	0	0	0	100	150	13	7
Finlande	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	nd	nd
Allemagne	0	0	0	0	60	108	340	350	400	500	600	nd	47
Pays-Bas	0	108	0	120	0	0	0	0	50	100	100	53	19
Norvège	0	0	0	0	2	0	0	0	0	100	150	nd	235
Suède	0	0	110	0	30	0	0	0	0	80	150	39	25
Royaume-Uni	90	90	90	194	306	925	800	850	900	950	1 000	52	25
Total Europe	90	198	200	344	626	1 405	1 220	1 280	1 430	1 910	2 360	38	26
% croissance	0	120	1	72	82	124	-13	5	12	34	24		
% total Monde	100	100	100	100	91	97	96	93	80	79	67		
Etats-Unis	0	0	0	0	0	0	0	0	50	150	240	nd	nd
Canada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	nd	nd
Total Amérique	0	0	0	0	0	0	0	0	50	150	540	nd	nd
% croissance	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	260		
% total Monde	0	0	0	0	0	0	0	0	3	6	15		
Chine	0	0	0	0	63	39	50	100	200	250	300	nd	60
Corée du sud	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	300	nd	nd
Total Asie Pacifique	0	0	0	0	63	39	50	100	300	350	600	nd	77
% croissance	0	0	0	0	0	-38	28	100	200	17	71		
% total Monde	0	0	0	0	9	3	4	7	17	15	17		
Total Monde	90	198	200	344	689	1 444	1 270	1 380	1 780	2 410	3 500	39	30
% croissance	0	120	1	72	100	110	-12	9	29	35	45		

Source : BTM Consult, estimations Natixis

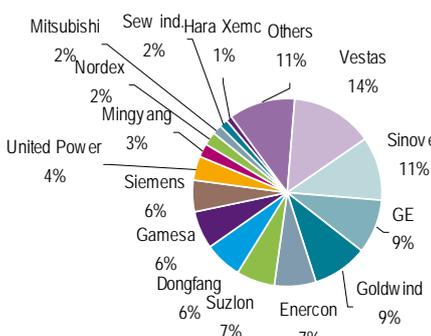
Tableau 38 : Part de marché par constructeur depuis 2003 en fonction des nouvelles installations annuelles et de la base installée totale

En %	2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009		2010	
	Inst.	Accu														
Vestas (DK)	22	35	33	35	28	33	26	32	20	29	18	27	13	24	14	22
Sinovel (Ch)	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	4	2	9	3	11	5
GE Wind (US)	19	10	11	11	18	12	15	12	15	13	17	14	13	14	9	13
Goldwind (Ch)	0	0	0	0	0	0	3	1	4	1	4	2	7	3	9	4
Enercon (Ger)	15	14	15	14	13	14	14	14	12	14	9	13	9	12	7	11
Suzlon Group (Ind)	2	1	4	2	6	2	7	3	9	5	8	6	7	6	7	8
Dongfang (Ch)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	7	2	6	3
Gamesa (Esp)	12	12	17	13	13	13	15	13	14	13	11	13	7	12	6	11
Siemens (Ger)	7	8	6	8	6	7	7	7	6	7	6	7	6	7	6	7
United Power (Ch)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	4	1
Mingyang (Ch)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	3	1
Nordex (Ger)	3	5	2	5	3	4	3	4	3	4	3	4	3	4	2	3
Mitsubishi (JP)	3	0	3	0	2	0	0	0	0	2	3	2	2	2	2	2
Sewind (Ch)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Hara Xemc (Ch)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Repower (Ger)	4	2	3	2	3	2	3	3	3	3	3	3	4	3	0	0
Ecotecnia (Esp)	1	0	3	0	2	0	0	0	0	2	1	1	0	0	0	0
Neg Micon (DK)	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Acciona (Esp)	0	0	0	0	0	1	3	1	4	2	4	2	0	0	0	0
Clipper (US)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	1	0	0
Aulres	3	13	4	12	5	11	4	9	6	5	5	5	9	6	11	7

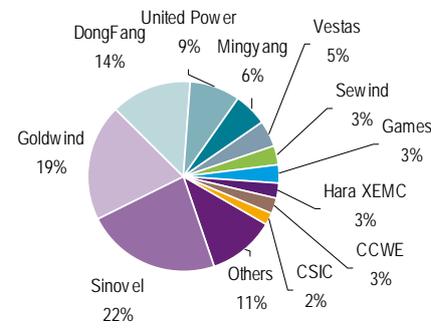
Source : BTM Consult

Tableau 39 : Part de marché par constructeur et par pays (par rapport aux nouvelles installations annuelles)

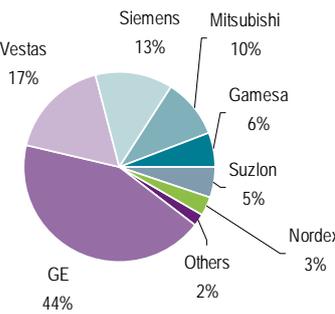
Monde (%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	PdM Monde en 2010
Vestas (DK)	28,4	26,5	20,3	17,8	12,9	14,3	
Sinovel (Ch)	0,0	0,0	3,0	4,5	9,5	10,8	
GE Wind (US)	18,1	14,5	14,8	16,7	12,8	9,3	
Goldwind (Ch)	0,0	2,6	3,7	3,6	7,4	9,2	
Enercon (Ger)	13,4	14,5	12,5	9,0	8,7	7,0	
Suzlon Group (Ind)	9,4	10,2	12,3	11,1	10,0	6,7	
Dongfang (Ch)	0,0	0,0	0,0	3,4	6,7	6,4	
Gamesa (Sp)	13,2	14,7	13,7	10,8	6,9	6,3	
Siemens (Ger)	5,6	6,9	6,3	6,2	6,1	5,7	
United Power (Ch)	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	4,0	
Mingyang (Ch)	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,6	
Nordex (Ger)	2,7	3,2	3,0	3,4	2,9	2,2	
Mitsubishi (JP)	2,1	0,0	0,0	2,6	1,6	1,6	
Sewind (Ch)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	
Hara Xemc (Ch)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	
Alstom Wind (Fr)	2,1	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	
Acciona (Sp)	0,0	2,7	3,9	4,1	0,0	0,0	
UTC (US)	0,0	0,0	0,0	0,8	1,6	0,0	
Autres	5,1	4,3	6,4	5,3	9,3	11,2	



Chine (%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	PdM Chine en 2010
Sinovel	0,0	0,0	18,8	21,8	25,0	23,1	
Goldwind	24,8	31,1	23,3	17,7	19,5	19,6	
Dongfang	0,0	0,0	6,2	16,4	17,7	13,8	
United Power	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5	8,6	
Mingyang	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1	5,5	
Vestas	14,4	28,3	12,8	9,3	4,2	4,5	
Sewind	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	
Gamesa	33,4	16,1	15,0	7,8	2,9	3,1	
Hara XEMC	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	2,7	
CCWE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	
CSIC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	
GE Wind	20,5	9,9	7,4	2,7	0,0	0,0	
Nordex	2,7	2,4	1,3	2,4	0,0	0,0	
Suzlon Group	1,1	0,6	5,7	2,8	0,0	0,0	
Repower	1,1	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	
WinWind	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Acciona	0,0	3,7	6,3	1,6	0,0	0,0	
Other Chine	2,9	7,9	0,6	17,5	12,7	0,0	
Autres	0,0	0,0	2,6	0,0	5,2	11,4	



Etats-Unis (%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	PdM Etats-Unis en 2010
GE Wind	61,2	37,3	40,0	44,4	46,4	43,2	
Vestas	27,7	21,8	19,5	12,9	8,7	17,3	
Siemens	0,0	19,1	13,1	8,6	12,3	13,1	
Mitsubishi	6,9	4,3	6,1	6,9	6,6	10,0	
Gamesa	3,0	10,0	7,9	11,3	4,5	5,9	
Suzlon Group	1,2	7,5	9,8	6,8	12,0	5,3	
Repower	0,0	0,0	1,7	0,0	3,8	0,0	
Nordex	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	
Acciona	0,0	0,0	2,9	4,1	0,0	0,0	
UTC	0,0	0,0	0,7	2,3	6,9	0,0	
Clipper	0,0	0,0	0,7	2,3	6,9	0,0	
Autres	0,0	0,0	0,0	2,7	2,6	2,1	



Inde (%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	PdM Inde en 2010
Suzlon Group	53,5	52,3	59,6	68,9	59,7	42,1	
Enercon	7,8	24,4	23,1	0,0	0,0	19,0	
Other India	1,2	0,0	0,0	8,5	21,2	18,7	
Vestas	27,4	22,1	16,8	22,6	17,8	13,2	
Gamesa	1,2	0,9	0,5	0,0	0,0	5,3	
WinWinD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	
GE Wind	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	
Kenersys (GE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	
NEPC	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
GE Wind	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	
Sinovel	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	

Allemagne (%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	PdM Allemagne en 2010
Enercon	43,8	37,4	48,3	53,5	62,3	55,2	
Vestas	26,5	34,5	24,1	27,8	17,4	16,0	
Suzlon Group	5,5	8,7	12,8	5,8	8,3	11,4	
Nordex	7,9	4,6	4,6	2,3	0,0	4,3	
GE Wind	8,2	5,6	0,2	0,0	0,0	3,9	
Siemens	2,1	4,6	4,2	0,0	0,0	3,7	
Gamesa	2,8	1,6	2,0	0,0	0,0	0,0	
Fuhrländer	2,6	2,5	2,8	5,4	5,7	0,0	
Other Germany	0,6	0,2	1,0	3,5	0,0	3,7	
Autres	0,0	0,3	0,0	1,7	6,3	1,8	

Royaume Uni (%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	PdM RU en 2010
Siemens	67,9	30,6	32,5	53,2	49,6	37,4	
Vestas	19,7	38,2	21,8	9,0	12,0	35,0	
Gamesa	4,4	0,0	2,3	0,0	0,0	8,5	
Suzlon Group	7,5	16,0	9,2	6,4	21,0	7,3	
Nordex	0,0	6,9	27,4	26,2	8,6	4,9	
Enercon	0,5	8,3	6,8	2,2	7,1	4,9	
Alstom Wind	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,7	
Acciona	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	0,3	
Sewind	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	

Espagne (%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	PdM Espagne en 2010
Gamesa	50,0	50,6	48,4	36,5	35,7	56,8	
Vestas	14,7	8,9	18,0	24,5	32,7	18,0	
GE Wind	4,0	7,7	2,3	2,0	1,5	16,1	
Nordex	1,6	1,1	0,1	2,1	0,0	3,0	
Alstom Wind	12,8	6,6	7,1	5,5	10,2	2,4	
Siemens	3,0	5,3	4,9	3,4	1,1	1,8	
Fuhrländer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	
Acciona	0,0	0,0	15,0	10,5	1,2	0,6	
EHN/Ingetur	13,4	19,7	0,0	0,0	0,0	0,0	
Enercon	0,5	0,1	4,2	6,2	7,6	0,0	
Suzlon Group	0,0	0,0	0,0	9,3	10,0	0,0	

France (%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	PdM France en 2010	
Enercon	14,1	8,7	20,9	24,3	32,4	34,3		
Suzlon Group	30,1	13,6	20,7	15,7	20,6	24,0		
Vestas	15,0	24,2	16,1	20,4	14,2	17,9		
Gamesa	11,5	3,2	15,9	12,6	11,8	8,2		
Nordex	8,8	32,9	22,1	15,1	7,7	7,6		
Alstom Wind	3,4	3,9	1,0	5,0	3,6	5,3		
Ecotecnia	3,4	3,9	1,0	5,0	0,0	0,0		
Siemens	2,7	8,4	2,6	5,4	5,6	1,9		
Acciona	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,8		
GE Wind	14,5	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0		
Vergnet	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0		
WinWinD	0,0	0,0	0,7	0,5	0,7	0,0		
Fuhrländer	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	0,0		

Italie (%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	PdM Italie en 2010	
Gamesa	15,6	64,0	21,5	11,0	18,5	29,1		
Vestas	50,5	22,5	38,5	35,2	34,5	27,6		
Suzlon Group	4,8	0,0	7,1	13,1	6,1	16,4		
Enercon	9,6	8,1	10,8	15,9	16,8	12,7		
Nordex	0,0	0,0	8,7	15,3	13,4	10,1		
GE Wind	19,5	3,0	4,2	0,0	3,4	4,1		
Alstom	0,0	2,5	9,2	3,2	4,1	0,0		
Ecotecnia	0,0	2,5	9,2	3,2	0,0	0,0		
Acciona	0,0	0,0	0,0	6,3	0,0	0,0		
Siemens	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0		

Canada (%)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	PdM Canada en 2010	
Siemens	0,0	0,0	0,0	33,0	0,0	34,4		
GE Wind	0,0	53,0	27,4	30,3	32,8	24,1		
Enercon	1,2	2,8	42,7	0,0	18,4	19,4		
Vestas	98,8	44,3	29,9	31,4	48,8	17,4		
Acciona	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0	4,5		
Suzlon Group	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2		

Source : BTM Consult

Tableau 40 : Echéances réglementaires des principaux pays investis dans l'éolien

	Capacité à fin 2011 (GW) ¹	Objectif national 2020 (GW)	Evolution du cadre juridique, administratif et tarifaire	Principaux équipementiers ¹
Chine	62,8	>150,0	Potentiel national de 2 580 GW (on-shore + off-shore). Objectif national de bases éoliennes dans 7 régions, totalisant 138 GW d'ici à 2020. 30% des éoliennes on-shore n'étaient pas connectées au réseau fin 2010. Première ferme éolienne off-shore en juin 2010.	Sinovel, Goldwind, Dongfang, United power, Mingyang, Vestas, Sewind, Gamesa. Contenu local : > 80%.
Etats-Unis	47,0	nd	Potentiel de production de 20% au niveau national d'ici à 2030 (2% en 2010). 38 états sur 50 ont présenté des projets de fermes éoliennes significatifs. Le coût d'installation de l'éolien est devenu compétitif vis-à-vis du gaz en 2010. Incertitudes réglementaires depuis 2010 toutefois. Extension de la Production Tax Credit jusqu'en 2012, et de l'alternative pour un crédit fiscal (Investment Tax Credit) jusqu'en 2011.	GE, Vestas, Siemens, Mitsubishi, Gamesa, Suzlon, Nordex. Contenu local : environ 50%.
Allemagne	29,4	55,0 (dont 10,0 off-shore) ²	Introduction de tarifs de rachat dès 1991. Incertitudes réglementaires en 2010, à présent réglées. Montée en puissance de l'off-shore depuis le milieu des années 2000. Incitations à l'amélioration des rendements (notamment remotorisation). Perspective de forte relance depuis la décision de sortie du nucléaire de juin 2011, notamment dans l'off-shore.	Enercon, Vestas, Suzlon, Nordex, GE, Siemens.
Espagne	21,4	38,0	Introduction de tarifs de rachat en 1997. Arrêt non rétroactif des aides à l'éolien. Estimation ramenée à 200/250 MW/an (vs 1 500/2 000 MW/an depuis 2004).	Gamesa, Vestas, GE, Nordex, Alstom. Contenu local : > 55%.
Inde	15,7	> 65,0	TMVA de 29,5% en volume depuis 2003. Fortes incitations tarifaires d'ici au 31/03/12 ou faculté d'amortissement accéléré en 2010. Potentiel éolien de 65 à 100 GW à terme. Insuffisance du réseau de T&D toutefois.	Suzlon, Enercon, Vestas, Gamesa. Contenu local : > 45%.
Italie	6,7	16,0	Politique de rachat des certificats 'verts' d'ici à 2016, pour un prix représentant 70% de la différence entre 180 €/MWh et le prix de l'électricité. Post 2012, les subventions seront allouées selon un mécanisme d'enchères à la hollandaise. Mise en place d'un tarif de rachat en 2013. Estimation de capacités nouvelles de 600/800 MW/an d'ici à 2015 (vs 1 000 MW/an environ sur 2008/2010).	Gamesa, Vestas, Suzlon, Enercon, Nordex, GE.
France	6,8	25,0 (dont 6,0 off-shore)	La France représente le 2 ^e potentiel éolien européen. Appel d'offres d'éolien off-shore de 6 GW en trois étapes (1 ^{ère} tranche lancée en mai 2011). L'objectif 2020 implique des ajouts de 2 GW/an vs 1 GW/an depuis 2007. Introduction de tarifs de rachat en 2001. Changements fréquents de réglementation constituant un facteur inhibant. Zones 'favorables' à définir d'ici à juin 2012 dans chaque région.	Enercon, REpower/Suzlon, Vestas, Gamesa, Nordex, Alstom.
RU	7,2	28,0	Tarifs de rachat de 100 £/MWh pour l'on-shore et de 120 £/MWh pour l'off-shore. Lease de 32 GW de capacités (Offshore Round 3) en janvier 2010. Mise en place de tarifs de rachat pour le petit éolien (à hauteur de 5 MW) en avril 2010. En décembre 2010, introduction de la réforme du marché électrique (EMR) visant à inciter les ressources à faibles émissions de CO2, renouvelables ou non.	Siemens, Vestas, Gamesa, Suzlon, Nordex, Enercon.
Canada	5,3	> 12,0	Non renouvellement du programme ecoENERGY destiné aux renouvelables en 2010. Incitations régionales pour l'essentiel (Ontario en 2009, Nouvelle Ecosse et Colombie britannique en 2010), limitées venant du gouvernement fédéral. Plus de 7 000 MW de contrats sont engagés d'ici à 2015 au Canada. Nous tablons donc sur une moyenne d'installations de 1 500/2 000 MW/an à partir de 2011 (vs 500/1 000 MW/an jusqu'en 2010). La transmission doit toutefois être adaptée.	Siemens, GE, Enercon, Vestas, Acciona.
Portugal	4,2	8,5 6,9 selon la NREAP ³	Introduction de tarifs de rachat en 1999. Ils se sont élevés à 94 €/MWh avant 2005 et à 73 €/MWh depuis 2005. Une commission de 2,5% sur les revenus doit être reversée aux municipalités locales. L'offshore devrait recevoir les mêmes tarifs, ce qui ne semble pas viable économiquement. Vote d'une loi en 2010 durcissant le mécanisme de pénalités liées à l'injection excessive de courant réactif dans le réseau. Nous en attendons un marché ramené à 300/400 MW/an en 2011 et au-delà (vs 400/700 MW/an de 2005 à 2010).	Enercon, Vestas, Gamesa, Nordex.
Danemark	4,0		Le cadre juridique, économique et industriel s'est avéré favorable au Danemark, où l'éolien représente 25% de la production électrique en 2010. Nous tablons sur un potentiel ramené à 100/300 MW/an à partir de 2011 (vs un pic de 330/370 MW en 2009 et 2010).	Vestas, Siemens.
Japon	2,7			
Monde	241,3	nd	Abaissement des objectifs de capacités en 2020 en Espagne et Italie.	

¹ Par taille décroissante.

² Estimations syndicat allemand de l'éolien.

³ National Renewable Energy Action Plan (UE).

Sources : GWEC, BTM Consult, Natixis

8. Fiches valeurs

Vestas	71
Gamesa	107

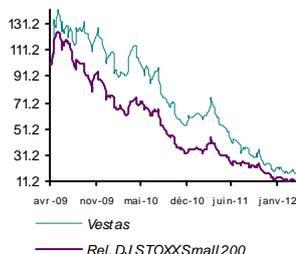
13 avril 2012

Danemark
Alléger

Biens d'équipement

Vestas

VWS.CO/VWS@DC



Source : Natixis

Cours	11/04/2012	50,65 DKK
Objectif		45,00 DKK
Potentiel		-11,2%

Performance	1 m	12 m	01/01
Absolu	-9,7%	-75,0%	-18,3%
Secteur	-3,5%	-8,4%	9,7%
DJS Small200	-4,2%	-11,9%	8,4%

Extrêmes 12 mois	202,90 DKK/50,20 DKK
KFX	448,1
DJS Small200	163,8

Capitalisation boursière	10,3 MdDKK
Flottant	100,0%

Volume Jour	294 MDKK
-------------	----------

Analyste(s)

Antoine Azar	(33 1) 58 55 03 63
antoine.azar@natixis.com	
Ludovic Debailleux	(33 1) 58 55 06 85
ludovic.debailleux@natixis.com	
Arnaud Schmit	(33 1) 58 55 96 85
arnaud.schmit@natixis.com	

Equity Markets equity.natixis.com

Accès Bloomberg NXSE

Ce document est distribué aux Etats-Unis. Merci de lire attentivement l'avertissement en fin de document.

A la recherche d'une stratégie perdue !

- **Nous initions la couverture de Vestas, avec un objectif de 45 DKK et une recommandation Alléger.** Malgré une position de leader, nous adoptons une opinion prudente sur le titre en raison : 1/ du manque de stratégie et de l'absence de guidance à moyen terme ; 2/ d'un management qui doit retrouver la confiance des investisseurs suite aux nombreux profit warnings de 2010 et 2011, 3/ des guidances 2012 inquiétantes. Notre objectif de cours repose sur la méthode DCF, car la faiblesse des résultats attendus sur 2012/13 rend la méthode par multiples inapplicable.
- **Vestas est le 1^{er} fabricant mondial de turbines éoliennes** grâce à sa diversification géographique et produits. Il est présent dans 67 pays et bénéficie d'un positionnement top 3 dans les 10 plus importants marchés éoliens au monde, à l'exception de la Chine et du Canada. En matière de portefeuille, il est actif, à la fois, sur l'onshore et l'offshore avec une large gamme de produits (de 850 kW à 3 MW).
- **Mais le groupe ne cesse de décevoir depuis 2010,** avec 4 profit warnings et un changement comptable (reconnaissance à l'achèvement et non plus à l'avancement) qui a rendu son P&L très volatil. Malgré une nouvelle structure organisationnelle et la démission du CFO, les investisseurs n'ont pas retrouvé confiance dans le management du groupe.
- **Des perspectives inquiétantes.** La guidance 2012 communiquée par Vestas est peu rassurante car très large : CA entre 6,5 et 8 Md€ et MOP entre 0 et 4%. En outre, nous la jugeons décevante compte tenu de l'important effet report dont le groupe doit bénéficier en 2012 (1,2 Md€ de CA et 344 M€ d'EBIT). Ainsi, selon nos estimations, cela signifie que Vestas table sur une baisse organique de CA de -23 à -2,9% et une MOP de -10,4/-2,4% pour l'activité principale de fabrication de turbines.
- **2013/2015 le brouillard complet.** A moyen terme, Vestas se limite à une guidance de MOP de « high single digit », sans aucune autre précision. Nous espérons que lors de la présentation de son T1 12, le management communiquera des guidances moyen terme précises et un plan stratégique clair.

Clôture au 31/12	Chiffre d'affaires (M€)	RNpg publié (M€)	BPA corrigé (€)	Var. BPA (%)	PE (x)	VE/REX (x)	P/CF (x)	Rdt Net (%)
2011	5 836,0	-166,0	-0,75	ns	-	-	-	-
2012e	7 188,3	16,5	0,25	ns	27,6	14,9	3,1	0,0
2013e	6 527,0	34,0	0,27	10,9	24,9	14,7	2,7	0,0
2014e	6 962,5	90,2	0,45	62,5	15,3	11,3	2,2	0,0

Sommaire

1. Un leader en perte de vitesse	77
Une sous performance boursière justifiée depuis la crise de 2008	77
Objectif de cours de 45 DKK par DCF	79
2. Le leader mondial de l'éolien	82
Plus de 30 ans d'expérience dans l'éolien	82
Une présence dans 67 pays	83
La plus large gamme de produits du marché	84
Pertes de PdM attendues surtout dans l'offshore	85
3. Une confiance à reconquérir	87
Un objectif 2015 mort né	87
Des guidances révisées en baisse 5 fois en moins de 2 ans	89
Un appareil productif qui manque de flexibilité	89
Y a-t-il un pilote dans l'avion ?	91
4. 2012 : une année décisive !	93
2011 : des problèmes d'exécution	93
Une guidance 2012 inquiétante	95
Un FCF sous pression en 2012	96
Le carnet de commandes soutiendra l'activité en 2012	96
Un effet géo-mix qui devrait être plus positif en 2012	97
Des marges pénalisées par des dépenses de R&D et des coûts de production élevés	99
5. 2013/2015 : le brouillard complet	101
Des investissements massifs	101
Hausse de la R&D et faible recours à la sous-traitance	102
Un plan d'économies de coûts de 150 M€ insuffisant	103
Eléments financiers	105

Natixis Nutshell

Vestas

Alléger

Cours	11/04/2012	50,65 DKK	Objectif de cours	45,00 DKK
Capitalisation		10,3 MdDKK	PE 2012	27,6x
Dette nette 2012		672,7 M€	VE/EBIT 2012	14,9x
Chiffre d'affaires 2012		7 188,3 M€	TMVA BPA 2011/2014	ns

Profil

- **Métier(s)** : Développement, fabrication, vente et installation d'éoliennes onshore et offshore. Services (maintenance, projets de fermes éoliennes, système de contrôle SCADA).
- **Marché (s) principal (aux) et état de consolidation** : Le marché des turbinières est de plus en plus fragmenté, en 2011 les 5 premiers acteurs se partageaient 47,2% de PdM, contre 77,4% en 2006.
- **Positionnement concurrentiel** : Leader mondial avec 12,9% de PdM en 2011 (vs 28,4% en 2005), Vestas pâtit de plus en plus de la concurrence (principalement chinoise). Suivent le Chinois Goldwind (9,4%), GE Wind (8,8%) et Gamesa (8,2%).
- **Axe stratégique** : Développer sans cesse des produits plus fiables pour faire face à la concurrence grandissante venue d'Asie, et améliorer la rentabilité des éoliennes pour accroître leur compétitivité face aux sources d'énergie conventionnelles.

5 forces de Porter

Fournisseurs	Barrières à l'entrée	Clients
<ul style="list-style-type: none"> - Vestas consomme principalement du fer, mais aussi de l'aluminium, du nickel et du cuivre, et couvre une partie de ses besoins. - Vestas cherche constamment à disposer d'au moins 2 fournisseurs pour chaque composant nécessaire à la fabrication de ses turbines. - Il sous-traite 100% de la production de transformateurs et de boîtes de vitesse (Siemens...), ainsi que 75% de ses tours. - Depuis 2005 le groupe travaille en collaboration avec ses principaux fournisseurs afin d'améliorer sa chaîne d'approvisionnement (délais de livraisons, prix des composants, risque de pénurie...). - Pouvoir de négociation élevé sur les fournisseurs dû à la baisse de la demande. 	<ul style="list-style-type: none"> - Expérience et qualité des équipements. - Activités de services. - Politique incitative des Etats. <p style="text-align: center;">Intensité de la concurrence</p> <ul style="list-style-type: none"> - Très forte des acteurs locaux dans les zones présentant les plus forts potentiels: Chine (81% de PdM pour ceux-ci), Inde (61%), USA (43% pour GE Wind), Brésil. - Importante et en progression au niveau mondial, en particulier dans l'offshore. - La Chine (48% des capacités installées) est très peu ouverte aux turbinières étrangers. <p style="text-align: center;">Produits/Services de substitution</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sources d'énergies conventionnelles (nucléaire, gaz, charbon, pétrole...). - Sources d'énergies renouvelables (photovoltaïque, hydraulique, thermique, biomasse...). 	<ul style="list-style-type: none"> - Fortement adapté aux clients locaux de tailles modestes par le passé, Vestas a évolué au cours des dernières années afin de mieux coopérer avec les utilities et les producteurs d'énergie à l'échelle mondiale. En 2010, la part de ces derniers au sein des 212 clients de Vestas s'élevait à 46%. Ses plus gros clients sont EDF, EDP R et ENEL. - Après avoir progressé à 64% en 2009, l'indice de fidélité des clients s'est maintenu à ce niveau en 2010. - En 2010 Vestas a mis en place son Key Account Management, un service permettant un accès direct à ses clients les plus importants. - Forte pression sur les prix du fait de la situation de surcapacité.

Investment case

Thèse

- Absence de véritable stratégie et guidance moyen terme trop imprécise.
- Le management doit retrouver la confiance des investisseurs suite aux nombreux profit warning de 2010 et 2011.
- Problèmes opérationnels dans l'industrialisation de nouveaux produits qui pourraient perdurer.
- Faible exposition aux pays en forte croissance (Latam, Inde, Chine).

Triggers

- Présentation du T1 12, le 02/05/2012, qui devrait se traduire par la communication d'un nouveau plan stratégique.
- Changement de management.

Risques sur notre scénario

- Forte croissance de l'éolien en Europe.
- OPA sur le groupe.

Guidance

- Mars 2012 : CA entre 6,5 et 8 Md€, marge d'EBIT de 0-4%, FCF>0, 550M€ de capex dont 350M€ en R&D en 2012.
- Mars 2012 : Marge d'EBIT en high single digit à moyen terme.

Consensus (FactSet) et Momentum

En M€	2012	Natixis vs consensus	2013	Natixis vs consensus	2014	Natixis vs consensus
CA	7,249	-0,8%	6,508	0,3%	6,976	-0,2%
EBIT	177	-32,5%	191	-26,0%	317	-38,7%
BPA (€)	0,43	-42,5%	0,47	-42,7%	0,93	-51,7%

Chgt sur 3 mois estim. de BPA du consensus		Modification des objectifs de cours sur les 3 derniers mois	Objectif de cours (DKK)	
2012	2013		Consensus	Natixis
-63,90%	-54,67%	-33,36%	60,00	45,00

Autres supports d'investissement cotés

- Pas d'OC.

Enjeux ESG

- ☺ G : 100% de flottant et CA composé à 75% d'indépendants. principe 1 action = 1 voix. pas de poison pill.
- ☹ G : Apres 3 profit warnings sur 2011/12, changement du président du CA et démission du CFO, toujours pas remplacé. Perte de confiance des actionnaires.
- ☺ Reporting RSE complet.
- ☹ S : restructurations successives depuis 2009 et de nouveau pour 2012 (2335 licenciements prévus) pour alléger les effectifs aux USA et en Europe mais réaction trop tardive suite à l'effondrement des marchés (base de coûts trop importante). peu d'info sur les conditions (sur 2012, coûts =40k€/pers.)
- ☺ Santé/sécurité: LTIR en amélioration continue à 3,2 en 2011 (vs. 20,8 en 2007) comparable à Gamesa. Obj. à 0,5 pour 2015.
- ☹ Qualité des produits stable et sans inquiétude.
- ☹ Innovation: dépenses de R&D conséquentes (5,6% du CA vs. 1.6 pour Gamesa à 327 M€). En retard sur Siemens ou Areva sur la puissance des turbines offshore. Très bon sur l'onshore.
- ☺ E: SME complet et bien reporté. Très engagé pour réduire son impact environnemental (objectif de recyclage de 85% pour 2015, réduction des émissions de CO2 et augmentation de la part du renouvelable dans l'électricité utilisée). ACV complet avec l'objectif 2015 d'améliorer l'ACV en termes de CO2 de 15% vs. 2011 (5 à 10 gCO2/kWh produit sur la vie d'une turbine/turbine de 3 MW neutre en énergie après 8 mois d'opération).

Questions au management

- Guidance précise à moyen terme?
- Maintien de l'implantation en Chine où la concurrence est très forte?
- Pensez-vous changer votre communication en termes de guidance afin de limiter le risque de profit warning?

Principales sensibilités

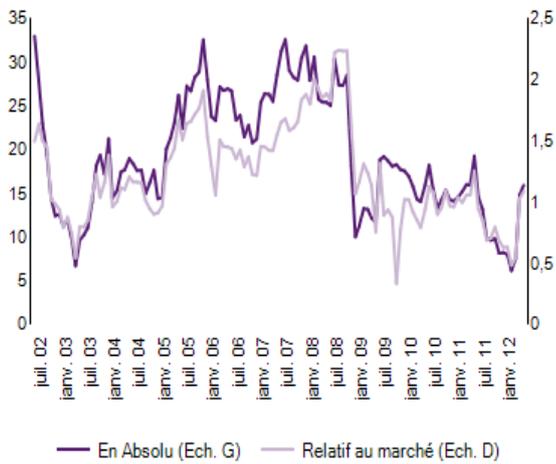
- Prix de certaines matières premières (fer, aluminium, nickel, cuivre)
- Montant des tarifs de rachats, certificats verts, PTC, autres subventions...
- Prix du gaz et du pétrole

Actionnariat

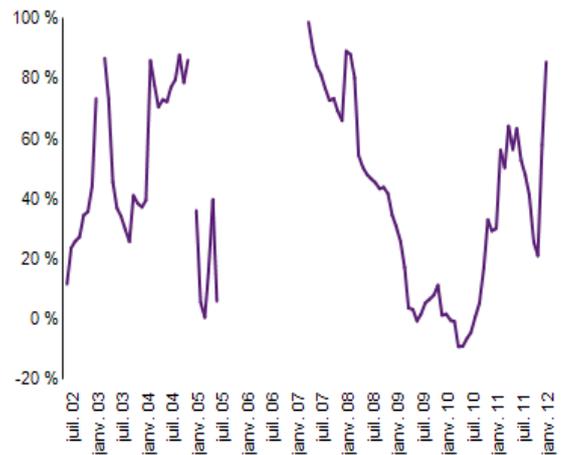
	Actions	Votes
Flottant	100,0%	100,0%

Valorisation historique, 12 mois glissants

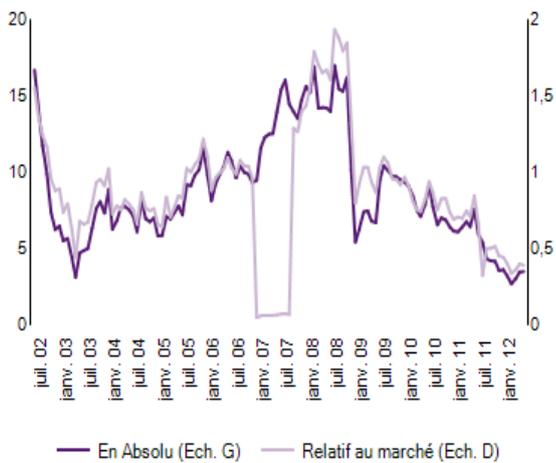
PE absolu et relatif (x)



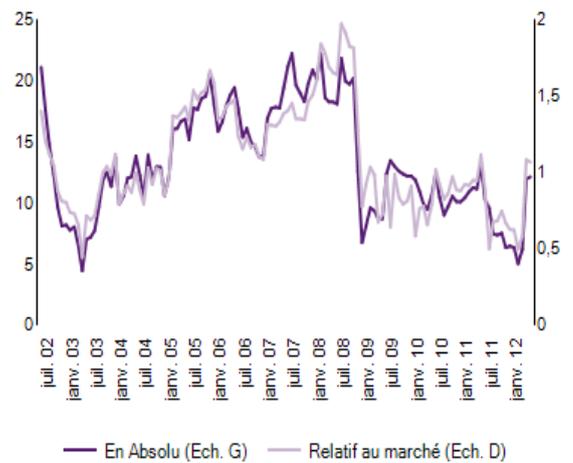
Variation des attentes de BPA 12 mois (%)



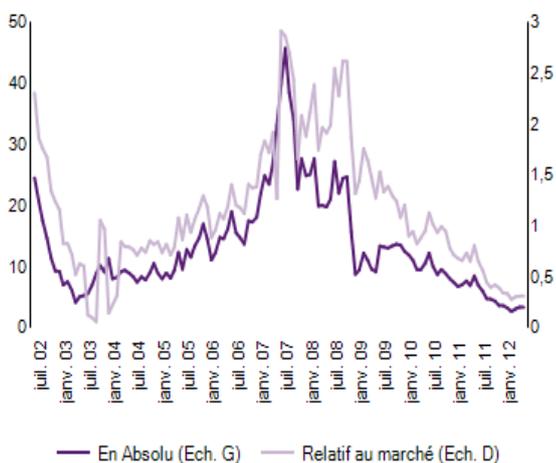
VE/EBITDA absolu et relatif (x)



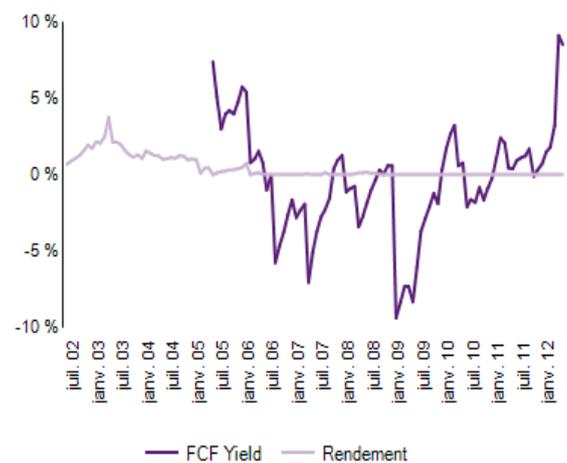
VE/EBIT absolu et relatif (x)



P/CF absolu et relatif (x)



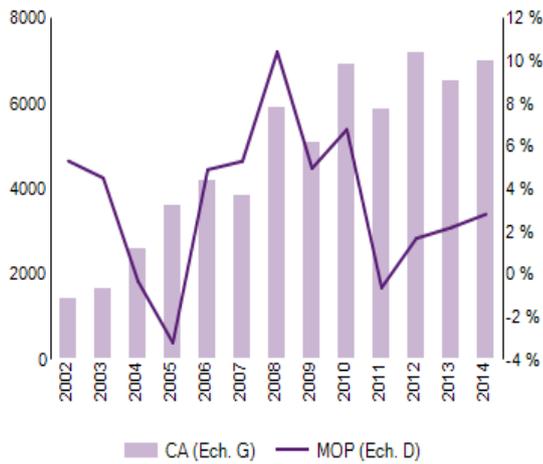
FCF Yield (%) et Rendement net (%)



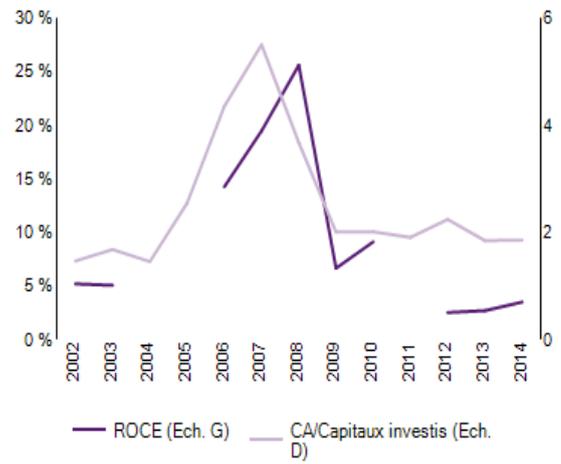
Source : FactSet

Ratios financiers

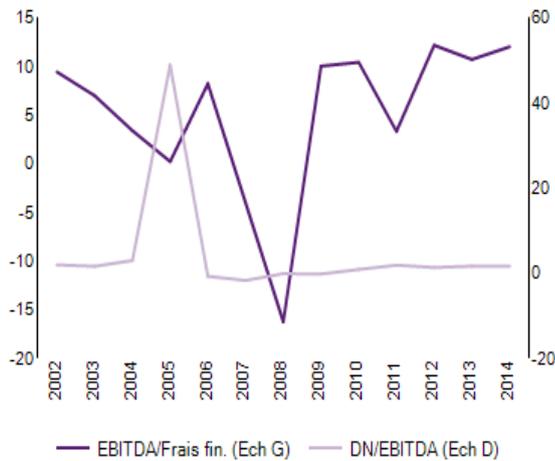
CA (M€) et MOP (%)



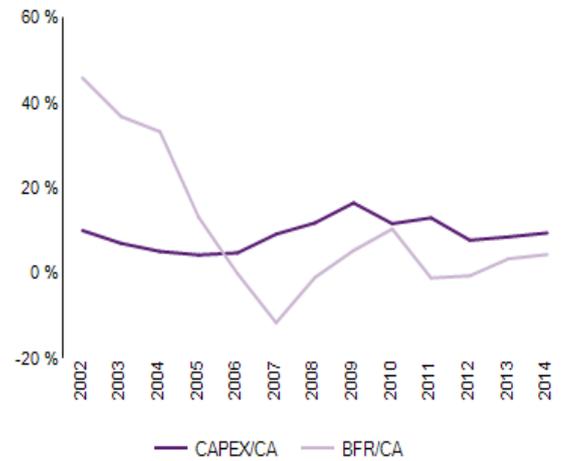
ROCE (%) et CA/Capitaux Investis (x)



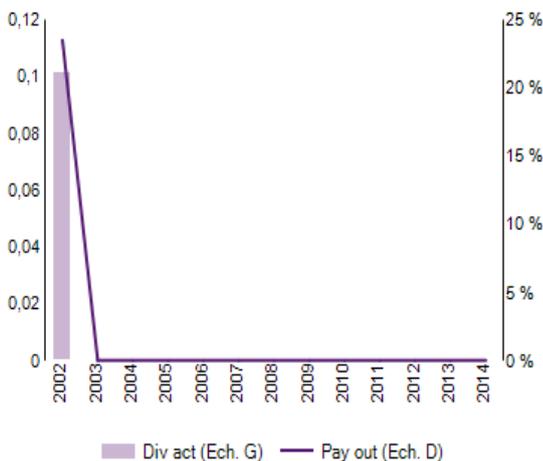
EBITDA/Frais Financiers (x) et DN/EBITDA (x)



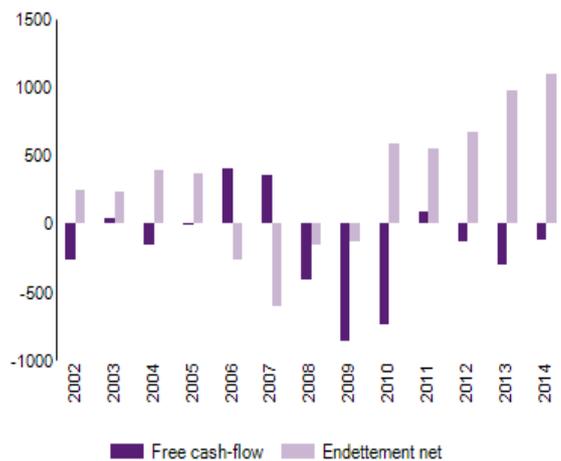
Capex/CA (%) et BFR/CA (%)



Dividende par action (€) et taux de distribution (%)



Free cash-flow et endettement net (M€)



Source : Natixis

1. Un leader en perte de vitesse

Nous initions Vestas avec une recommandation Alléger et un objectif de cours de 45 DKK.

Nous initions la couverture de Vestas avec une recommandation Alléger et un objectif de cours de 45 DKK obtenu par DCF, en retenant une hypothèse de marge d'EBIT normative de 5% à moyen terme, très en dessous de la guidance du groupe (« high single digit »).

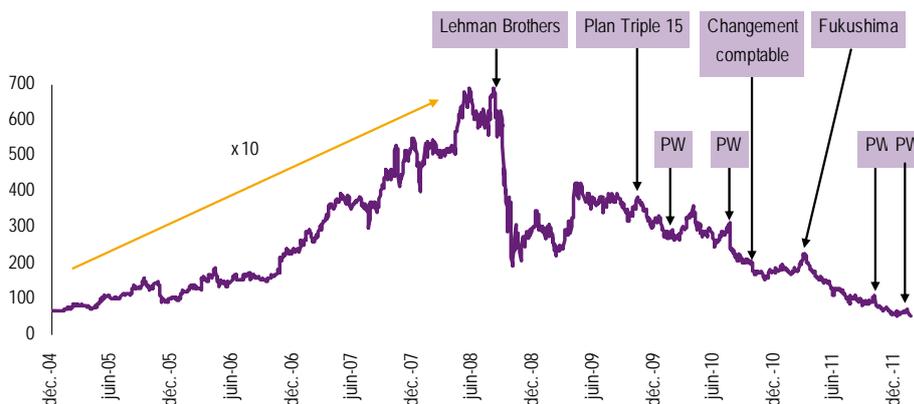
Notre opinion prudente tient à l'absence de stratégie claire du groupe, à ce stade, alors qu'il va devoir faire face à deux années difficiles dans le secteur éolien. De surcroît, le management a perdu la confiance des investisseurs suite à de nombreux profit warnings en 2010 et 2011.

Une sous-performance boursière justifiée depuis la crise de 2008

Le cours de Bourse a été divisé par 10 depuis 2008.

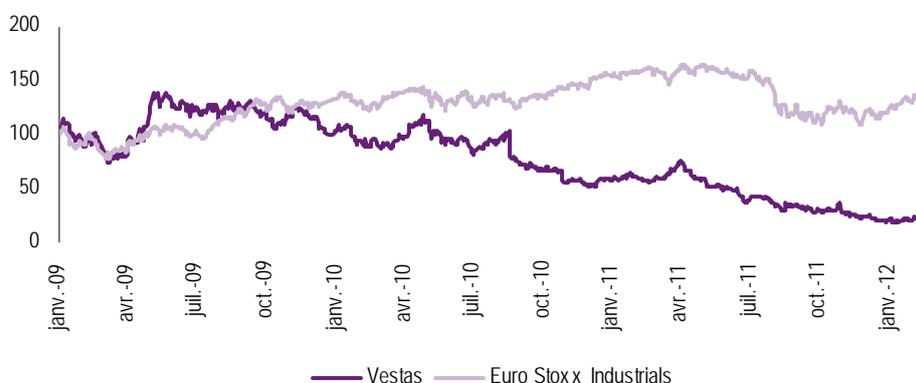
De 2004 à 2008, le cours de Bourse de Vestas a été presque multiplié par 10, compte tenu de sa croissance considérable sur la période (le CA a cru de 23% par an) et de la faible concurrence qui lui permis de prendre le leadership du secteur avec une PdM mondiale de 25% en moyenne. Le titre a également été soutenu par les multiples déclarations politiques en faveur des énergies renouvelables sur la période et l'apparition, dans de nombreux pays, de tarifs de rachat de l'électricité éolienne. En revanche, depuis 2008 le cours a été presque divisé par 10 souffrant des répercussions de la crise de 2008 sur les conditions de financement de nombreux projets éoliens et de la montée en puissance de la concurrence chinoise. De surcroît, le groupe a pris des décisions stratégiques de développement (vers les Etats-Unis et la Chine) au beau milieu de cette crise qui se sont avérées malheureuses. Enfin, le changement de norme comptable (26/10/2010) a introduit une forte volatilité dans les résultats qui les rend peu prévisibles. Ainsi Vestas a enchaîné les profit warnings.

Graphique 46 : Evolution du cours de Bourse de Vestas depuis 2005



Sources : Datastream, Vestas

Graphique 47 : Performance relative de Vestas contre le DJ Euro Stoxx Industrials



Source : Datastream

2012 devrait être une année de transition pour le groupe et le marché devrait rester attentiste sur la valeur. En effet les guidances 2012 sont très larges et donc peu rassurantes, voire même décevantes. Par ailleurs, Vestas doit gérer la mise en place de sa nouvelle organisation managériale qui a pour le moment eu des débuts un peu chaotiques.

Le groupe vise un CA 12e compris entre 6,5 et 8 Md€ (vs 5,8 Md€ en 2011) qui bénéficiera de 1,2 Md€ de reports de CA de 2011. En outre, il table sur une marge d'EBIT très faible comprise entre 0 et 4%, malgré une marge de 14% dans les services et un report d'EBIT de 344 M€ de 2011. Le groupe explique le faible niveau de cette guidance par des surcoûts qu'il n'avait pas prévu dans la mise en production de série de la V112-3.0 MW et de la technologie GridStreamer.

Tableau 41 : Guidance 2012 vs consensus et estimations Natixis

En M€	Guidance 2012	Cons. pré-publi.	Δ Cons.	Natixis	Δ Natixis	Cons. Post-publi.	Δ Cons.
CA	6 500 – 8 000	7 310	0,8%	7 188	-0,8%	7 169	+0,3%
dont services	850			850	0%		
EBIT	0 – 320	372	+133%	120	-25%	146	-17,8%
dont services	119			119	0%		
MOP (%)	0 – 4	5,1	+310 pb	1,7	-30 pb	2,0	-30 pb
dont services (%)	14			14	0 pb		
BPA (€)				0,25		0,34	-26,5%

Sources : Vestas, estimations Natixis, IBES

Risque important de révision à la baisse du consensus en 2012/2013 selon nous.

Nous estimons que le consensus est trop optimiste en 2012/2013 dans la mesure où Vestas fait face à une hausse structurelle de sa structure de coûts du fait de l'industrialisation de nouveaux produits et qu'il n'a annoncé aucune mesure concrète pour y remédier. Ainsi, nous ne sommes pas convaincus que Vestas atteindra son milieu de fourchette de guidance d'EBIT en 2012. En outre, 2013 sera une année très difficile avec un effondrement de plus en plus probable du marché américain. Le consensus a bien intégré cet impact sur le CA mais il nous semble trop optimiste au niveau de la performance opérationnelle puisqu'il table sur une amélioration sensible de la MOP en 2013, en dépit de la baisse de CA. Cette amélioration de la marge ne pourra intervenir que si le groupe parvient à résoudre ses problèmes d'exécution.

Tableau 42 : Estimations Natixis vs consensus 2013

En M€	Consensus 2013	Variation (%)	Natixis 2013	Variation (%)	Δ Cons. (%)
CA	6 352	-11,4	6 527	-9,2	2,8
EBIT	172	17,8	141	+18,1	-18
MOP (%)	2,7	70 pb	2,2	+50 pb	-50 pb
BPA (€)	0,52	52,9	0,27	11	-48

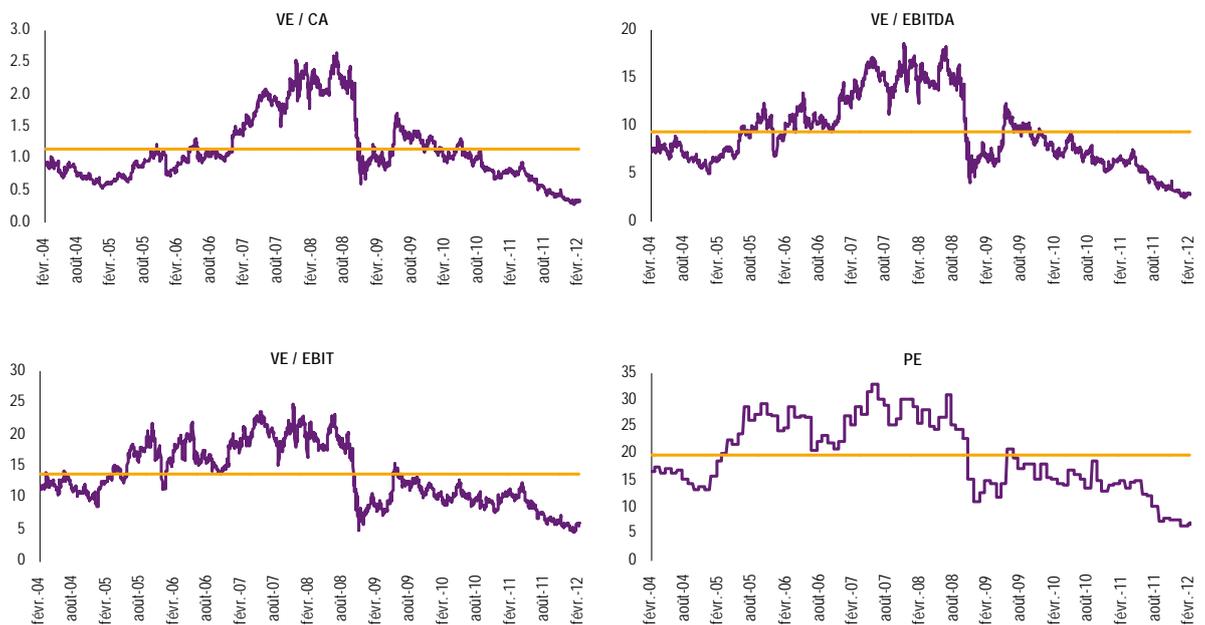
Source : estimations Natixis, IBES

Objectif de cours de 45 DKK par DCF

Notre objectif de cours de 45 DKK est obtenu par DCF car la volatilité des résultats du groupe et la période de troubles qu'il traverse actuellement rendent l'utilisation des multiples historiques peu pertinente.

Depuis 2010, Vestas se traite sur des multiples inférieurs à sa moyenne historique et cet écart n'a cessé de s'amplifier. Cela nous semble justifié par l'impact des cures d'austérité adoptées par de nombreux pays sur les aides allouées aux énergies renouvelables et l'intensification de la concurrence dans l'éolien qui rend de plus en plus fébrile la position de leader de Vestas.

Graphique 48 : Ratios de valorisation historiques 12 mois forward (en x)



Source : Datastream

Notons toutefois que si, comme nous l'anticipons, en 2015/2016, le secteur éolien se retrouve une nouvelle fois en situation de forte croissance, le titre pourrait à nouveau se traiter sur des multiples en lignes avec leurs moyennes historique. Ainsi, en utilisant les multiples historiques de Vestas sur nos estimations 2015/2016 actualisées à aujourd'hui en utilisant le CMPC actuel de Vestas (9,9%), nous arrivons à une valorisation par action de 77 DKK.

Tableau 43 : Valorisation de Vestas par la méthode des multiples historiques sur nos estimations 2015/2016

En M€	PE		VE/EBIT	
	2015e	2016e	2015e	2016e
Moyenne historique (x)	19,8	19,8	13,7	13,7
BPA (€)/EBIT	0,64	1,00	253	361
Valeur d'entreprise			3 465	4 956
- Dette nette			-1 167	-1 117
Fonds propres			2 298	3 839
Nombre d'actions (M)			203	203
Valeur par action (€)	12,6	19,7	11,4	19,0
2HValeur par action actualisée (€)	8,9	12,6	8,0	12,1
Valeur par action actualisée (DKK)	66,0	93,9	59,4	90,3

Sources : Datastream, estimations Natixis

45 DKK par DCF

Notre valorisation par DCF ressort à 45 DKK par titre, affichant un potentiel de baisse de 11% sur le cours de Bourse actuel. En l'absence de nouveau plan stratégique de moyen terme communiqué par la société, suite à l'abandon du triple 15, nos prévisions de croissance et de profitabilité pourraient être amenées à évoluer sensiblement.

Notre objectif de cours correspond à des multiples 2012 de VE/EBIT de 12,1x et de PE de 24,5x.

Notre valorisation de 45 DKK par DCF repose sur les hypothèses de cash-flows suivantes actualisées à un CMPC de 9,9% :

- TMVA 2011/2015 des ventes de 1,6% (en prenant un CA normatif en 2011 de 7 Md€), très en dessous du rythme de croissance des nouvelles capacités éoliennes installées dans le monde sur la période (5,7%) traduisant une perte de PdM, face à l'intensification de la concurrence et la forte présence sur les marchés européens et américains qui sont matures. Nous tablons également sur une forte croissance (10,3%) en 2016 avec la commercialisation de sa nouvelle turbine offshore de 7 MW.
- Dans le calcul de notre valeur terminale, nous retenons une marge d'EBIT normative de 5%, très inférieure à la guidance de « high single digit » du groupe, en raison de l'intensité concurrentielle croissante qui devrait continuer à faire pression sur les prix et donc sur les marges.
- Investissements de 550 M€ en 2012, en ligne avec la guidance du groupe et portés à 650 M€ en 2014 et en 2015, en raison de la construction de l'usine destinée à la production de la nouvelle turbine offshore de 7 MW, dont la production en série est attendue en 2015. Nous retenons un niveau d'investissement normatif de 431 M€ par an (4,5% du CA), correspondant, selon nous, au niveau des investissements de maintenance.
- BFR normatif de 7% du CA.
- Taux de croissance à l'infini de 2%, en ligne avec les autres sociétés que nous couvrons sur le secteur des biens d'équipement.

Tableau 44 : Détermination du CMPC

En %	
Taux sans risque	1,73
Prime de risque marché Natixis	8,72
Bêta (x)	1,27
Taux d'impôt	33,0
Coût des capitaux propres	12,84
Taux de rémunération de la dette (après impôt)	2,50
Quote-part capitaux propres (%)	71,6
Quote-part dette (%)	28,4
CMPC	9,90

Source : Estimations Natixis

Tableau 45 : DCF

En M€	2012e	2013e	2014e	2015e	2016e	2017e	2018e	2019e	2020e	Normatif
Chiffre d'affaires	7 188	6 527	6 962	7 446	8 216	8 574	8 901	9 193	9 445	9 633
Croissance (%)	23,2	-9,2	6,7	6,9	10,3	4,3	3,8	3,3	2,7	2,0
Cr. Marché éolien (%)	4,7	-2,3	11,6	10,9						
PdM (%)	14,1	12,9	12,4	12,1						
EBITDA	546	624	718	794	883	890	903	934	961	840
Marge (%)	7,6	9,6	10,3	10,7	10,7	10,4	10,1	10,2	10,2	8,7
EBIT	70	109	195	253	361	421	490	559	602	482
Marge (%)	1,0	1,7	2,8	3,4	4,4	4,9	5,5	6,1	6,4	5,0
Impôts	-23	-36	-64	-83	-119	-139	-162	-184	-199	-159
Amortissements	476	515	523	542	521	468	413	375	359	359
En % du CA	6,6	7,9	7,5	7,3	6,3	5,5	4,6	4,1	3,8	3,7
Investissements	-550	-550	-650	-650	-550	-500	-450	-450	-450	-431
En % du CA	7,7	8,4	9,3	8,7	6,7	5,8	5,1	4,9	4,8	4,5
Variation de BFR	-20	-266	-84	-95	-123	-108	-24	-21	-18	-25
Free cash-flows	-48	-228	-80	-34	91	142	267	278	294	226
Discounted free cash-flows	-44	-194	-62	-24	58	83	142	134	129	1254
En % de la VE	-3,0	-13,1	-4,2	-1,6	3,9	5,6	9,6	9,1	8,7	85,0
Valeur d'entreprise	1 475									
Dette nette 2011e	-545									
Actifs financiers + crédits d'impôts	295									
Fonds propres	1 225									
Nombre d'actions (millions)	202									
Valeur par action (€)	6,1									
Taux de change (€/DKK)	7,4									
Objectif de cours (DKK)	45									

Source : Estimations Natixis

Tableau 46 : Sensibilité de notre objectif de cours à la marge d'EBIT normative et au CMPC

En DKK	CMPC (%)	EBIT LT (%)				
		4,0	4,5	5,0	5,5	6,0
	8,9	41	49	57	65	74
	9,4	36	43	51	58	65
	9,9	32	38	45	52	58
	10,4	28	34	40	46	52
	10,9	25	30	36	41	47

Source : Estimations Natixis

2. Le leader mondial de l'éolien

Les PdM de Vestas sont passées de 34% en 2004 à 12,3% en 2011.

Vestas est actuellement le leader mondial de l'éolien, tant en termes de base installée (plus de 50 GW estimés en 2011), qu'en termes de MW livrés avec une PdM de 12,3% en 2011. Cependant, elle n'a cessé de décliner depuis 2004 (34%) à cause de la montée en puissance du marché chinois qui est très peu ouvert aux industriels étrangers. Cela est un véritable problème pour Vestas qui ne peut pas profiter pleinement du premier marché mondial (39% des nouvelles capacités installées en 2011). En outre, de nombreux acteurs coréens entrent également sur le marché notamment offshore, parmi lesquels : Doosan, Daewo et Samsung. Dans l'éolien offshore, Vestas est également dans une situation délicate puisque sa turbine actuelle de 3 MW n'est pas assez puissante pour concurrencer celles de Siemens (3,6 MW) et d'Areva (5 MW). Il va donc sans doute perdre la totalité de ses parts de marché sur l'offshore d'ici la sortie de sa nouvelle turbine de 7 MW prévue en 2015. La situation dominante de Vestas sur le marché global de l'éolien est donc chaque année de plus en plus menacée. Notons que hors Asie, la PdM du groupe décline également à 21,1% en 2011 vs 25,8% en 2010.

Plus de 30 ans d'expérience dans l'éolien

Vestas détient la plus importante base installée avec 22,8% de la base mondiale.

Vestas est une société danoise fondée en 1898 qui était initialement spécialisée dans la forge et la fabrication de grues. Le groupe a livré sa première éolienne en 1979, pour se consacrer exclusivement à cette activité en 1987. A fin 2011, le groupe a ainsi installé plus de 50 GW d'éoliennes en 30 ans, soit de très loin, la plus importante base installée du marché, presque deux fois supérieure à celle du deuxième, GE Wind.

Tableau 47 : Classement des 10 plus importantes bases installées dans le monde

	Rang	Pays	Base installée 2010 (MW)	Base installée 2010 (%)
Vestas	1	Danemark	45 547	22,8
GE Wind	2	Etats-Unis	26 871	13,5
Enercon	3	Allemagne	22 644	11,3
Gamesa	4	Espagne	21 812	10,9
Suzlon	5	Inde	17 301	8,7
Siemens	6	Allemagne	13 538	6,8
Sinovel	7	Chine	10 044	5,0
Goldwind	8	Chine	9 055	4,5
Nordex	9	Allemagne	6 994	3,5
Dongfang	10	Chine	6 389	3,2
Autres			19 328	9,8
Total			199 523	100

Source : BTM Consult

Aujourd'hui, le groupe emploie plus de 22 000 personnes à travers le monde dont la majorité en Europe (62%). Il bénéficie ainsi du plus important track record de l'industrie avec des outils d'optimisation et de gestion du vent qui sont parmi les plus performants du marché.

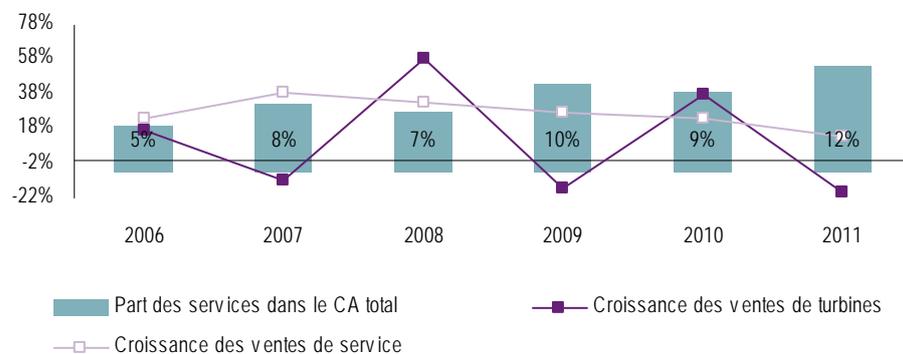
Cette base installée est un véritable atout pour les services.

L'importance de sa base installée constitue un véritable atout en termes de fourniture de services. En effet, chaque année Vestas met au point des nouvelles solutions afin de mieux optimiser l'utilisation de ses turbines et les rendre plus performantes et donc plus rentables pour les clients. La croissance des ventes de services est donc supérieure à celle des ventes de turbines en moyenne

depuis 2006 (25% en moyenne par an dans les services contre 13% dans les turbines). La part des services dans le CA total du groupe est passée de 5% en 2006 à 12% en 2011 et cette tendance devrait s'accélérer puisque désormais plus de 95% des nouvelles commandes de turbines s'accompagnent d'un contrat de maintenance contre 81% en 2008.

Vestas dispose de l'historique de données sur le vent le plus long du marché, peu importe la région du monde. Cela renforce la crédibilité des solutions proposées par le groupe et constitue un véritable avantage concurrentiel, en particulier face aux acteurs chinois qui n'ont actuellement aucune expérience dans le domaine et qui ne proposent toujours pas de véritable solution de service.

Graphique 49 : Part des services dans le CA du groupe et croissance du CA des turbines contre croissance du CA des services



Source : Vestas

Malgré l'impressionnante montée en puissance des industriels chinois, Vestas reste le numéro un mondial de l'éolien en termes de PdM avec 14,8% des MW livrés en 2010.

Tableau 48 : Classement des 10 premiers turbiniers éoliens dans le monde en nombre de MW livrés par an

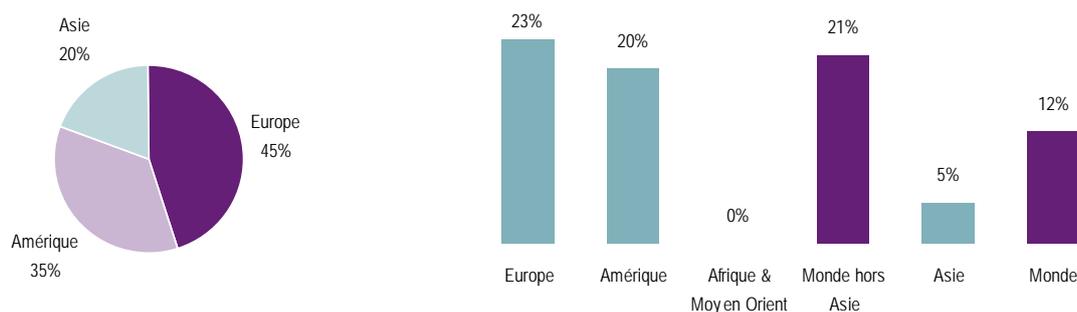
En %	Rang	Pays	PdM 2008	PdM 2009	PdM 2010	MW livrés en 2010
	1	Danemark	19,8	12,5	14,8	5 842
	2	Chine	5,0	9,2	11,1	4 386
	3	Etats-Unis	18,6	12,7	9,6	3 796
	4	Chine	4,0	7,2	9,5	3 740
	5	Allemagne	10,0	8,5	7,2	2 846
	6	Inde	12,3	9,8	6,9	2 736
	7	Chine	3,7	6,5	6,7	2 624
	8	Espagne	12,0	6,7	6,6	2 587
	9	Allemagne	6,9	5,9	5,9	2 325
	10	Chine	0,0	2,0	4,2	1 643
		Autres	7,7	19,0	17,5	6 880
Total			100	100	100	39 405

Source : BTM Consult

Une présence dans 67 pays

Vestas est le fabricant d'éoliennes le plus diversifié géographiquement avec une présence dans 67 pays. A titre d'illustration, il a fourni en 2011 plus de 50 MW dans plus de 22 pays différents, alors que le deuxième fabricant le plus internationalisé, Suzlon, n'en a fourni que dans 17 pays.

Graphique 50 : Répartition géographique des turbines livrées (à gauche) et PdM en 2011 (à droite)



Source : Vestas

De plus, en 2010, Vestas figurait dans le top 3 des turbiniers éoliens ayant fourni le plus d'éoliennes dans les 10 plus importants marchés du monde à l'exception de la Chine et du Canada. L'absence sur le premier marché mondial résulte de la très faible ouverture du marché chinois aux fabricants étrangers.

Tableau 49 : Top 3 des turbiniers éoliens sur les 10 plus importants marchés du monde en 2010

	Rang	MW installés 2010	Part des MW installées 2010 en %	No. 1	No. 2	No. 3
Chine	1	18 928	48,0	Sinovel	Goldwind	Dongfang
Etats-Unis	2	5 115	13,0	GE Wind	Vestas	Siemens
Inde	3	2 139	5,4	Suzlon	Enercon-India	Vestas
Allemagne	4	1 551	3,9	Enercon	Vestas	Suzlon
Royaume-Uni	5	1 522	3,9	Siemens	Vestas	Gamesa
Espagne	6	1 516	3,8	Gamesa	Vestas	GE Wind
France	7	1 186	3,0	Enercon	Suzlon	Vestas
Italie	8	948	2,4	Gamesa	Vestas	Suzlon
Canada	9	690	1,8	Siemens	GE Wind	Enercon
Suède	10	604	1,5	Vestas	Enercon	Siemens
Total		34 199	86,7			

Source : BTM Consult

La plus large gamme de produits de marché

Vestas dispose du mix-produits le plus diversifié avec une présence aussi bien dans les turbines de faible puissance (850 kW) que de forte puissance (3 MW) et avec des turbines adaptées pour tous les types de vent avec des diamètres de rotor allant de 52 mètres à 112 mètres. Le groupe est présent à la fois dans l'onshore et dans l'offshore. Il peut ainsi fournir à ses clients, partout dans le monde, des turbines adaptées à n'importe quel type de site ou de vent, lui permettant de créer des liens privilégiés avec ses derniers et de les fidéliser.

Tableau 50 : La gamme produits la plus diversifiée du marché

Plateforme	Année de production en série	Puissance en MW	Taille du rotor	Nombre de modèles	Types de turbine
kW		0,850	52 – 60	2	Onshore
2 MW		1,65 – 2,0	80 – 100	6	Onshore
3 MW		2,6 – 3,0	90 – 112	3	Onshore/Offshore
7 MW	2015 ?	7,0	164	1	Offshore

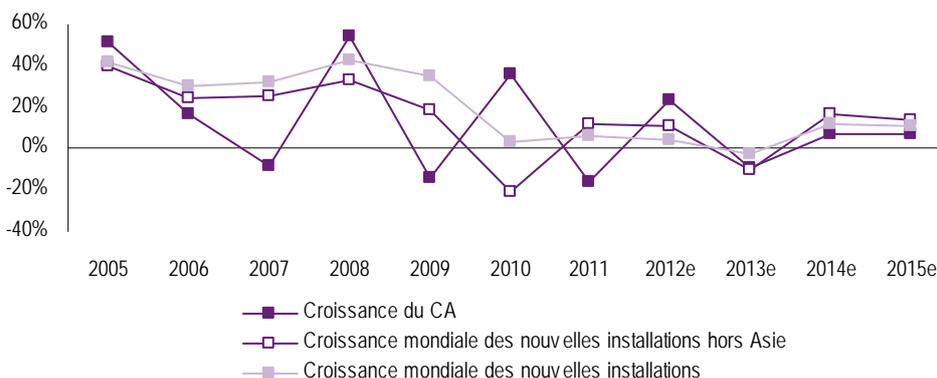
Source : Vestas

Pertes de PdM attendues surtout dans l'offshore

Vestas est en perte de vitesse dans l'offshore en raison de turbines pas suffisamment puissantes.

Entre 2005 et 2011, Vestas a affiché une croissance moyenne annuelle de ses ventes de 8,5% soit un rythme inférieur à celui du marché mondial de l'éolien (24%). Cette sous-performance résulte de l'importance grandissante du marché chinois (39% des nouvelles capacités installées mondiales en 2011 contre 4% en 2005).

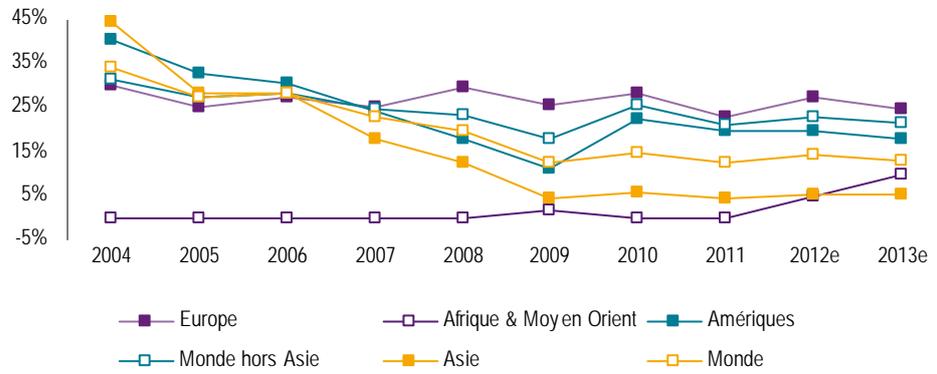
Graphique 51 : Croissance du CA de Vestas contre la croissance du marché éolien



Sources : Vestas, BTM Consult, GWEC, estimations Natixis

Vestas a mieux défendu ses parts de marché dans le reste du monde hors Asie (zone qui a progressé à un rythme de 14,5% par an) avec une PdM de 21% en 2011 contre 27% en 2005. A horizon 2015 les parts de marché de Vestas ne devraient baisser que légèrement et principalement dans l'offshore. En effet, 2011 a été une année particulièrement difficile du fait de problèmes opérationnels et non de véritables pertes de marché. Ainsi, nous tablons sur un regain de PdM en 2012 à 14%, puis une légère érosion jusqu'en 2015 (12,1% de PdM dans le monde en 2015 contre 12,3% en 2011) principalement en raison de pertes de PdM dans l'offshore (environ 8% du CA selon nos estimations). Contrairement au marché onshore, la puissance de la turbine a une importance fondamentale dans l'offshore compte tenu des coûts d'installation importants d'une turbine en milieu offshore (60 à 70% du montant du projet contre seulement 20 à 30% dans l'onshore). Or, la turbine la plus puissante de Vestas est de 3 MW, contre 3,6 MW pour Siemens et 5 MW pour Areva et Repower. En outre, de nombreux autres acteurs vont arriver sur le marché d'ici 2015, date de la sortie prévue de la nouvelle turbine de 7 MW de Vestas. Le groupe va donc sans doute perdre toutes ses PdM dans l'offshore d'ici à 2015, alors qu'en 2010, il se partageait le marché avec Siemens.

Graphique 52 : Evolution des parts de marché de Vestas dans le monde depuis 2004



Sources : Vestas, BTM Consult, GWEC, estimations Natixis

3. Une confiance à reconquérir

En 2009, au beau milieu de la crise, Vestas a opéré un tournant stratégique en réduisant ses capacités de production en Europe pour les augmenter en Chine et aux Etats-Unis. Cela s'est avéré être un mauvais choix dans la mesure où le groupe n'a cessé de perdre des parts de marché en Chine et que le marché américain s'est écroulé en 2010 avec l'avènement des gaz de schistes. L'objectif de 15 Md€ de CA en 2015 avec une marge d'EBIT de 15% du « plan triple 15 » est alors vite apparu trop ambitieux mais le groupe n'y a renoncé que fin 2011 et sans donner de nouveau cap précis.

La récurrence des avertissements sur résultat depuis fin 2009 a sérieusement entamé la crédibilité du management qui a, de plus, accumulé les faux pas en termes de communication financière. Pour restaurer la confiance des investisseurs, le management doit impérativement communiquer au marché un nouveau business plan clair et précis.

Un objectif 2015 mort né

En pleine crise, Vestas a communiqué un plan extrêmement ambitieux qu'il a été obligé d'abandonner fin 2011.

Le tournant stratégique engagé par Vestas en 2009 et visant à réduire ses capacités de production en Europe pour les augmenter en Chine et aux Etats-Unis s'est avéré rapidement une mauvaise stratégie. En effet, le groupe n'a cessé de perdre des parts de marché en Chine, en raison de la très forte pression sur les prix exercée par la concurrence locale et le marché américain s'est écroulé en 2010 avec l'avènement des gaz de schistes. En 2010, le taux d'utilisation des capacités du groupe est ainsi tombé à 55% aux Etats-Unis et à moins de 50% en Chine.

Fin 2009, Vestas a dévoilé son nouveau plan de moyen terme qu'il a appelé Triple 15, visant un CA de 15 Md€ et une marge d'EBIT de 15% à horizon 2015. Le marché n'a jamais validé cet objectif, comme le montre le cours de Bourse qui est en baisse constante depuis l'annonce de ce plan mais le management n'a pris la décision de l'abandonner que fin 2011, de surcroît sans communiquer de nouveaux objectifs précis. Il s'est limité à indiquer au marché une guidance de marge d'EBIT « high single digit » à moyen terme, sans donner plus de précisions et sans expliquer comment il allait atteindre cet objectif.

Graphique 53 : Evolution du cours de Bourse depuis l'annonce du plan Triple 15 le 27/10/2009



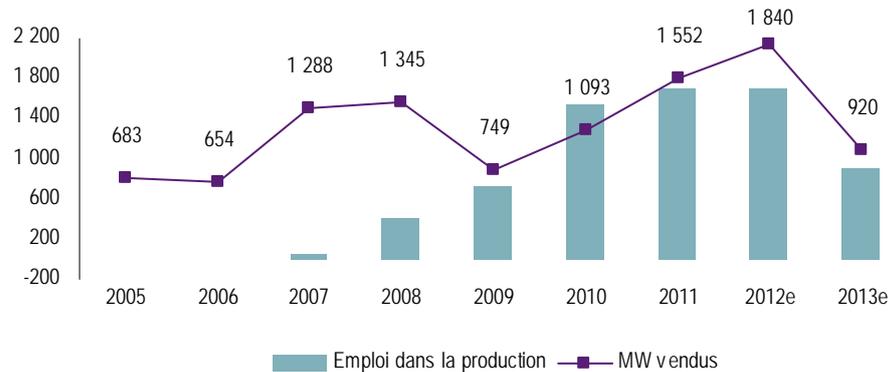
Source : Datastream

Fin 2011, le groupe a finalement déclaré qu'il allait supprimer presque 45% de ses emplois aux Etats-Unis si la PTC n'était pas renouvelée en 2012. Nous avons donc intégré dans nos estimations la suppression de 800 emplois aux Etats-Unis en 2013, soit 32 M€ de charges de restructuration (40 k€ par suppression d'emploi).

Vestas rencontre de plus en plus de difficultés en Chine en raison de la concurrence locale.

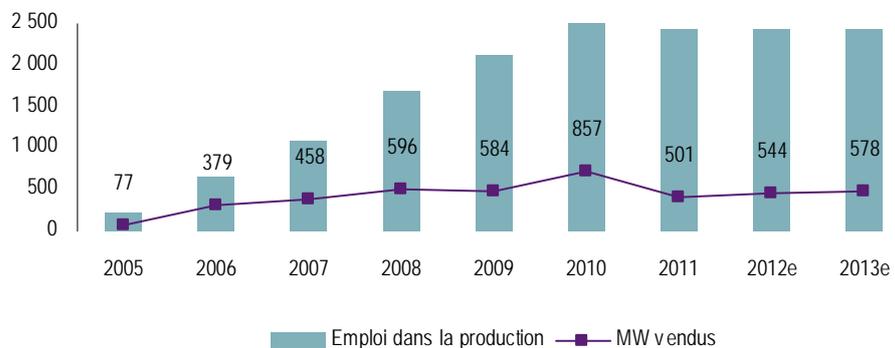
En revanche, concernant la Chine, il s'est limité à déclarer qu'il se trouvait dans une situation d'attente. Avec seulement 501 MW vendu en 2011 sur le marché chinois malgré une capacité que nous estimons à plus de 2 000 MW, ce marché est devenu le moins rentable pour Vestas. 2 options s'offrent au groupe selon nous : 1/ sortir de ce marché comme REpower en 2011. Cela engendrerait des charges de restructuration significatives, mais lui permettrait ensuite de se consacrer à des zones avec un meilleur potentiel de pénétration comme la Turquie, le Brésil ou le Mexique, 2/ faire une JV avec un acteur local avec une participation minoritaire afin de faciliter son entrée sur ce marché très protectionniste. Cette option, choisie par Siemens et Nordex malgré le risque de transfert de technologie, semble pour le moment la plus prometteuse.

Graphique 54 : Nombre d'employés aux Etats-Unis contre le nombre de MW vendus dans cette zone



Sources : Vestas, estimations Natixis

Graphique 55 : Evolution du nombre d'employés et des MW vendus en Chine depuis 2005



Sources : Vestas, estimations Natixis

Des guidances révisées en baisse 5 fois en moins de 2 ans

Depuis 2009, Vestas a effectué 5 avertissements sur résultats.

Depuis la publication des résultats annuels 2009, le management de Vestas n'a cessé de perdre en crédibilité avec 4 profit warnings en 2 ans et un changement comptable qui n'avait pas du tout été anticipé. En outre, le groupe a fait plusieurs erreurs de communication qui ont renforcé la méfiance du marché :

- En 2009, même si la guidance d'EBIT a été manquée de peu (856 M€ vs une guidance de 864 M€), le CA est ressorti à 6 636 M€, soit 560 M€ en dessous de la guidance de 7 200 M€
- En 2010, le groupe a révisé à 2 reprises sa guidance annuelle, pour la faire passer d'un CA de 7 à 8 Md€ initialement à 6 Md€ et d'une marge d'EBIT de 10-12% à 5-6%. En outre, fin 2010 et sans signe avant coureurs, le management a annoncé le passage à la norme IFRIC 15 dès le 22/11/2010 qui a eu un impact majeur sur le reporting du CA et de l'EBIT du groupe.
- En 2011, le groupe a fait un avertissement sur ses résultats une semaine avant la publication du T3 11, avec une guidance de CA et de marge d'EBIT ramenée à 6,4 Md€ et 4% contre respectivement 7 Md€ et 7% initialement. La raison invoquée était le retard pris dans la mise en service d'une nouvelle usine de production en Allemagne, alors que le management n'avait jamais évoqué l'existence de cette usine, jusqu'alors.
- En 2012, Vestas a fait un nouvel avertissement, un mois avant la publication de ses résultats annuels 2011, en abaissant ses guidances de CA et de marge d'EBIT à respectivement 6 Md€ et 0%. Malgré ces 2 profit warnings en moins de 3 mois, Vestas a présenté des résultats inférieurs à ses guidances avec un CA de 5,8 Md€ et une marge d'EBIT de -0,7%.

Le cours a reculé en moyenne de 16,9% à chacune de ces annonces.

Tableau 51 : Détail des révisions de guidance en 2010 et 2011

Guidance	2010				2011		
	Initiale	1 ^{ere} révision	2 ^{eme} révision	Changement comptable	Initiale	1 ^{ere} révision	2 ^{eme} révision
Date	27/10/2009	10/02/2010	18/08/2010	26/10/2010	09/02/2011	30/10/2011	03/01/2012
CA (M€)	7 000 – 8 000	7 000	6 000		7 000	6 400	6 000
Marge d'EBIT (%)	10-12	10 – 11	5 – 6		7	4	0
Performance (%)	7,6	-7,7	-23,1	-10,4	3	-24,3	-19,2

Sources : Vestas, Datastream

Notons cependant que le groupe est très transparent sur certains points notamment sur ses commandes qu'il communique au marché à chaque fois que son montant dépasse 500 M€ (67 M€, soit environ 70 MW).

Un appareil productif qui manque de flexibilité

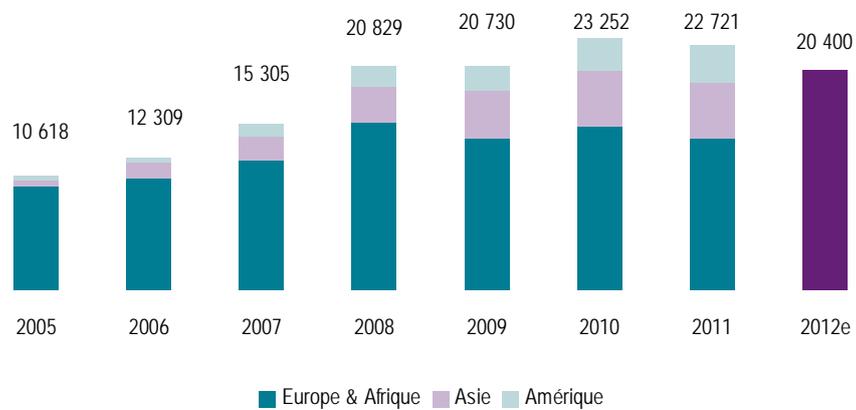
Vestas fait très peu appel à la sous-traitance, d'où une flexibilité très limitée de son appareil de production.

En 2009, malgré la crise, Vestas a fait preuve d'un grand optimisme avec le lancement en fin d'année de son plan Triple 15. Sans doute convaincu que la demande allait fortement repartir à la hausse à moyen terme, le groupe fait alors très peu d'effort de restructuration : 1 567 suppressions d'emplois en Europe mais 1 468 embauches aux Etats-Unis et en Chine. En 2010, il a continué à rééquilibrer ses emplois vers la Chine et les Etats-Unis. Ainsi, le nombre d'employés est passé de

20 829 personnes à 23 252 en 2010. Le groupe a donc augmenté ses capacités de production, malgré une situation de surcapacité faisant baisser son taux d'utilisation des capacités de 67% en 2008 à seulement 41% en 2010 ce qui a inévitablement pesé sur les marges.

En 2011, le management a commencé à prendre conscience du problème en supprimant 531 emplois et a annoncé la suppression de 2 321 supplémentaires pour 2012, ce qui ramènera le nombre total d'employés à 20 400 personnes fin 2012. Cela reste, cependant, insuffisant puisque le nombre d'employés et les capacités de production ont progressé d'environ 85% entre 2006 à 2011, face à une croissance de seulement 40% du CA.

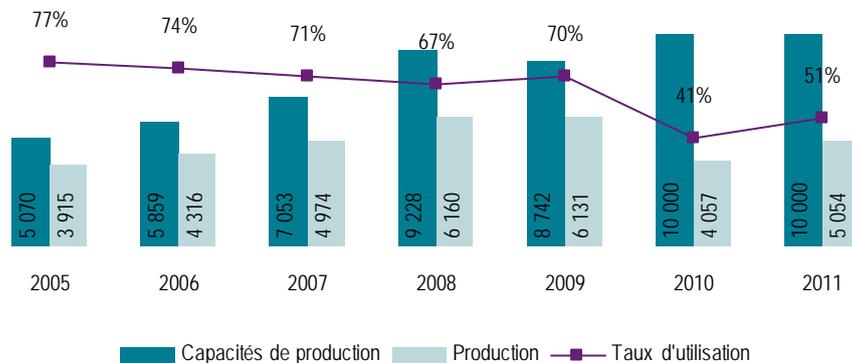
Graphique 56 : Evolution du nombre d'employés de Vestas depuis 2005



Source : Vestas

Avec des capacités de production installées dans une dizaine de pays et un très faible recours à la sous-traitance, Vestas manque cruellement de flexibilité en période de crise. Il donne ainsi l'impression que la crise est passagère et qu'il est dans l'attente que le marché reparte.

Graphique 57 : Evolution des capacités de production de Vestas et de son taux d'utilisation



Sources : Vestas, estimations Natixis

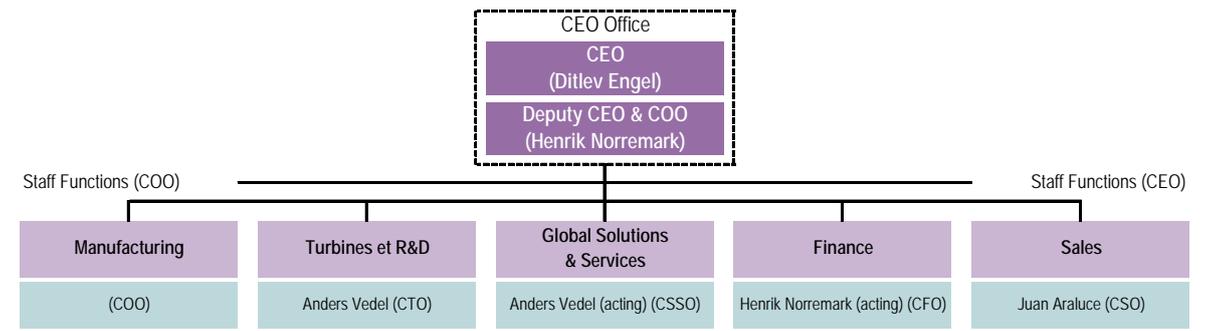
Y a-t-il un pilote dans l'avion ?

Vestas a changé sa structure organisationnelle et démis de ses fonctions le CFO, mais a conservé son CEO.

En janvier 2012, Vestas a présenté une nouvelle organisation managériale, plus simple avec 5 divisions fonctionnelles (contre une organisation matricielle composée de 5 BU et 7 zones géographique auparavant) et plus orientée vers le client. Si cette nouvelle organisation semble séduisante du fait de sa simplicité en comparaison de son ancienne structure, sa mise en place connaît des débuts chaotiques : sur les 5 divisions du groupe il n'y en a que 2 qui ont un manager à leur tête, les autres étant dans l'attente d'en trouver un et le CEO Ditlev Engel semble de plus en plus isolé. Cela pourrait être problématique alors que le groupe doit mettre en place un nouveau plan stratégique en 2012.

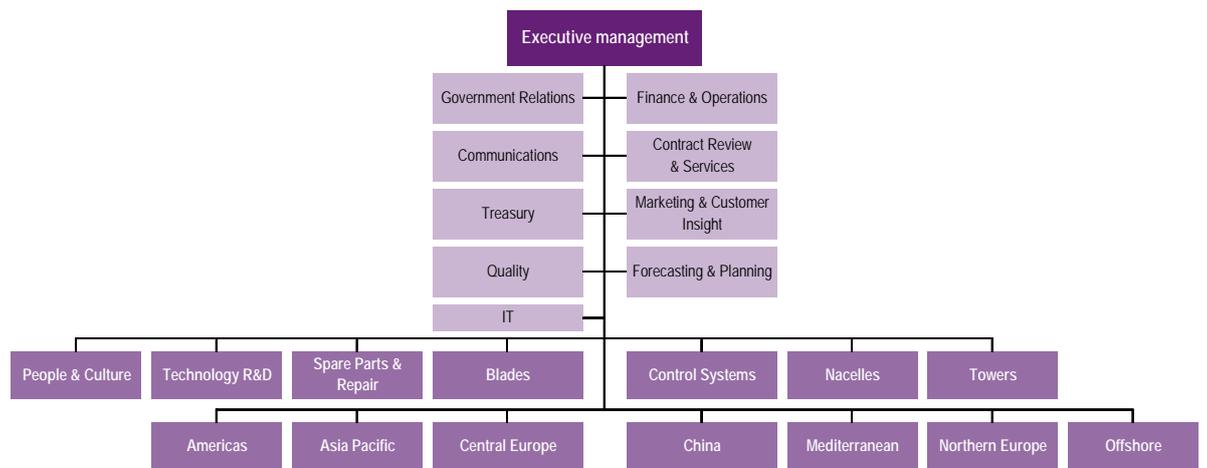
Dans cette nouvelle structure, il y a désormais un CEO et un Deputy CEO, qui fait également office de COO et il n'y a plus que 5 divisions qui sont toutes sous l'autorité du CEO. Vestas a également annoncé l'élargissement du comité exécutif à un total de 6 personnes contre 2 (le CEO et le CFO) auparavant.

Graphique 58 : Structure organisationnelle de Vestas depuis le 13/01/2012



Source : Vestas

Graphique 59 : Ancienne structure organisationnelle de Vestas



Source : Vestas

Il y a encore de nombreux postes de top managers vacants.

Néanmoins, il reste de nombreux points d'ombre :

- Le jour de l'annonce, il manquait un directeur pour les branches services et finance, qui sont assurées par respectivement le CTO et le Deputy CEO dans l'attente de trouver des personnes compétentes.
- A peine un mois après la promotion de Henrik Norremark au poste de Deputy CEO, alors qu'il était le CFO de Vestas, il a été démis de ses fonctions en raisons des 2 profit warning dont il a été rendu responsable. Ainsi, aujourd'hui le CEO doit également assurer l'intérim pour les divisions Manufacturing et Finance.
- Nommé mi janvier à la tête de l'activité offshore, rattachée à la division Manufacturing, Hans Jörn Rieks (anciennement à la tête de l'Europe du centre), a été démis de ses fonctions le 08/02/2012. Ainsi le groupe n'a plus de dirigeant pour l'offshore qui est l'activité sur laquelle est centrée la majorité des investissements en 2012. Cela pourrait retarder le développement de sa turbine de 7 MW primordiale pour maintenir les positions du groupe en offshore.

De plus, le CEO Ditlev Engel est de plus en plus isolé. En outre, Bent Erik Carlsen et sten Erik Rasmussen, respectivement Président et Vice Président du Conseil d'Administration de Vestas n'ont pas été renouvelés lors de l'AGM du 29/03/2012. Rappelons que c'est Bent Erik Carlsen qui a désigné Ditlev Engel comme PDG de Vestas et qu'il est son plus grand soutien. Le départ de Bent Erik Carlsen devrait donc affaiblir la position de Ditlev Engel, qui est de plus en plus isolé au sein du groupe et perd en crédibilité aussi bien en interne qu'en externe. Il pourrait donc se voir contraindre à démissionner si Vestas n'atteint pas ses objectifs 2012. Même si nous sommes convaincus que le départ d'Engel serait un catalyseur positif pour le titre, cette situation d'incertitude rajoute à l'instabilité actuelle de la nouvelle organisation du groupe, alors que 2012 sera une année cruciale d'un point de vue opérationnel.

4. 2012 : une année décisive !

2011 aura été une année particulièrement difficile pour Vestas qui a dû faire face à des problèmes d'exécution importants relatifs à la mise en production de série de sa turbine V112-3.0 MW et à la mise à jour de sa plate-forme de 2.0 MW avec l'implémentation du système GridStreamer. Ainsi, la structure de coûts de production a été très supérieure à ce que le management avait initialement anticipé et cette situation devrait perdurer en 2012 avec une amélioration attendue au fil de l'année.

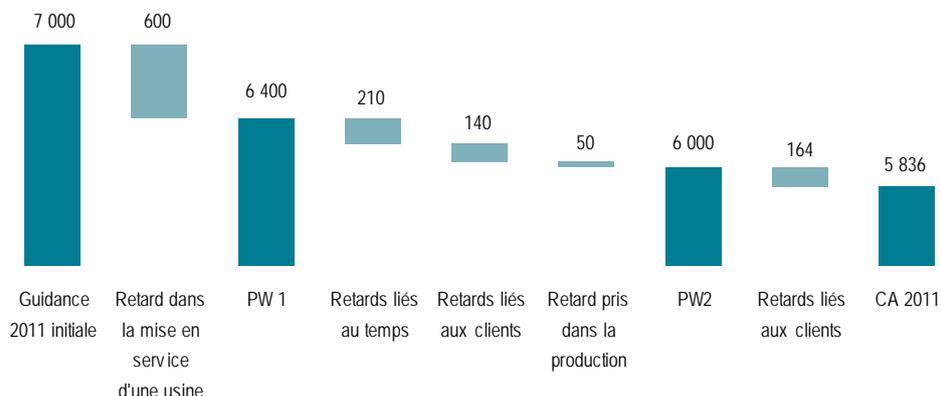
2012 sera une année décisive. Le groupe devra trouver rapidement des managers à la tête de chacune de ses divisions et relever le défi de produire et livrer 7 000 MW. Ses guidances 2012 sont très larges mais surtout décevantes au regard des reports de CA et d'EBIT de 2011 sur 2012 évoqués lors des profit warnings. En outre, le groupe devrait profiter d'un carnet de commandes de 7 000 MW et d'un effet prix-mix positif. En revanche, les marges resteront faibles en raison de surcoûts dans l'industrialisation de nouveaux produits et de la hausse des dépenses de R&D. Ainsi, nous estimons que le plan d'économies de 150 M€ en année pleine ne sera pas suffisant et devra être revu à la hausse. Ces guidances floues renforcent le manque de crédibilité et de fiabilité du management en termes de communication financière. Elles supposent, soit que les reports indiqués précédemment n'existent pas soit de fortes pertes de PDM combinées à des problèmes opérationnels.

2011 : des problèmes d'exécution

Vestas a rencontré de nombreux problèmes opérationnels qui ne devraient pas être totalement résolus en 2012.

La mauvaise performance de 2011 a résulté principalement de problèmes opérationnels que Vestas a rencontrés lors de la mise en place de la production en série de nouveaux produits notamment la turbine V112-3.0 MW et le système GridStreamer. Ce système a été implanté sur la plate-forme de 2 MW afin d'assurer une compatibilité parfaite avec tous les types de réseaux via la mise en place d'un convertisseur pleine puissance couplé à un générateur à aimant permanent. Ainsi, 650 M€ de CA sont reportés à 2012, dont 600 M€ proviennent du retard pris dans la mise en service d'une nouvelle usine de production de générateur à Travemünde en Allemagne et 50 M€ du retard pris dans la production de turbines. 514 M€ supplémentaires devraient également être reportés en 2012, résultant des mauvaises conditions climatiques en fin d'année (210 M€) et de reports de livraisons imposés par les clients (304 M€).

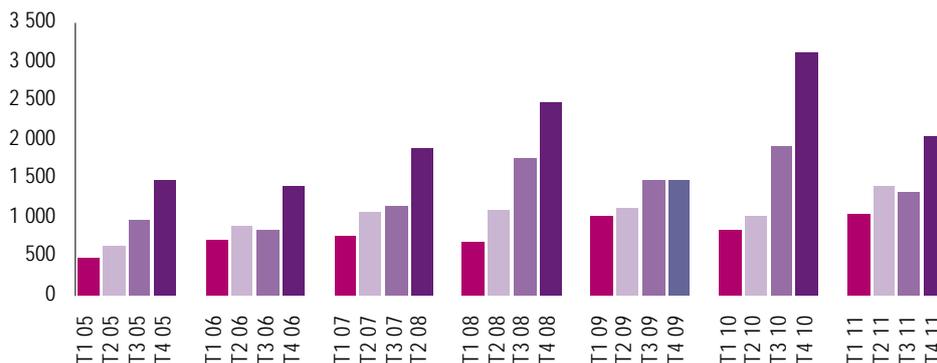
Graphique 60 : Décomposition des pertes de CA en 2011 vs guidance initiale



Source : Vestas

Il faut néanmoins souligner que le changement de norme comptable appliqué par le groupe à partir d'octobre 2010 consistant à reconnaître les ventes de turbines non plus à l'avancement du projet, mais une fois le projet mis en service (méthode de l'achèvement) rend les prévisions de CA très aléatoires. En effet, le T4 est toujours un trimestre de forte activité et avec des conditions climatiques difficiles, le risque de report d'activité sur le trimestre suivant est donc important.

Graphique 61 : Saisonnalité du CA par trimestre (en M€)



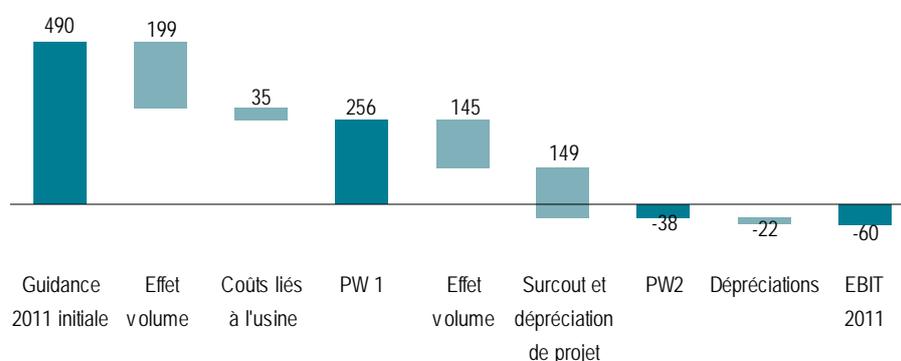
Source : Vestas

Les problèmes opérationnels ont coûté 2% de marge d'EBIT à Vestas.

Dans la mesure où la totalité du CA manqué en 2011 sera reporté en 2012, on peut considérer que cela constitue une bonne nouvelle pour 2012. En revanche, au niveau de l'EBIT, l'écart important avec la guidance initiale (-60 M€ contre une guidance initiale de 490 M€), n'est pas uniquement dû à l'effet volume mais aussi pour 149 M€ (environ 2% de marge d'EBIT) à une hausse imprévue de la structure de coûts relative à la mise en production de série la V112-3.0 MW et du GridStreamer. Ainsi, seuls 344 M€ d'EBIT seront reportés sur 2012, soit une perte sèche d'EBIT de 149 M€.

Ces surcoûts engendrés par l'industrialisation de nouveaux produits devraient encore peser sur 2012. Le risque d'exécution est donc réel dans cette industrie et il ne faut pas exclure la possibilité de nouvelles déconvenues de cet ordre lors de la mise en production des futurs produits du groupe et notamment de sa turbine V164-7.0 MW offshore).

Graphique 62 : Décomposition des pertes d'EBIT en 2011 vs guidance initiale (en M€)



Source : Vestas

Une guidance 2012 inquiétante

Une guidance très large qui démontre un important manque de visibilité du groupe.

Vestas a communiqué des guidances 2012 de CA et de marge d'EBIT de respectivement 6,5-8 Md€ et de 0-4%, soit un milieu de fourchette de 7,25 Md€ pour une marge d'EBIT de 2%. L'ampleur de la fourchette démontre l'absence totale de visibilité du groupe sur son P&L du fait notamment de son nouveau référentiel comptable. En revanche, il a communiqué au marché une guidance très précise de livraisons et de production de turbines de 7 000 MW, ainsi qu'une guidance de CA dans les services de 850 M€ pour une marge d'EBIT de 14%. Il table également sur un FCF positif.

Tableau 52 : Guidances 2012 de Vestas vs nos estimations et celle du consensus

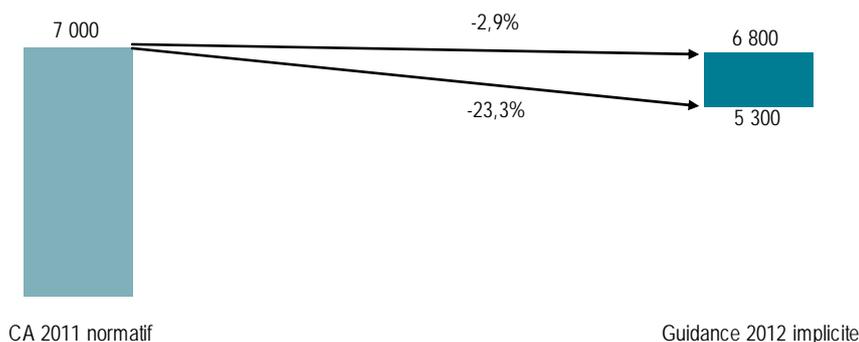
En M€	Guidance 2012	Natixis	Consensus
CA	6 500 – 8 000	7 188	7 169
Dont CA Service	850	850	
Marge d'EBIT groupe (%)	0 – 4	1,7	2,0
Marge d'EBIT service (%)	14	14	
Production (MW)	7 000		
FCF	>0	-128	

Sources : Vestas, estimations Natixis, IBES

La guidance 2012 implicite du groupe table sur un recul du CA de 2,9% en haut de fourchette.

Sur la base d'un niveau d'activité normatif en 2011 de 7 Md€ (CA hors reports) et d'un effet report de 1,2 Md€ de CA sur 2012 (montant communiqué par Vestas), la fourchette de guidance de CA de 6,5-8 Md€, communiquée par le groupe suppose une croissance organique implicite comprise entre -23,3% et -2,9%. Ceci paraît très prudent dans un marché mondial de l'éolien que nous attendons en croissance de 4,7% en 2012.

Graphique 63 : Croissance organique implicite de la guidance 2012 (en M€)



Sources : Vestas, Natixis

Au niveau de l'EBIT, le groupe table sur une marge comprise entre 0 et 4%. En tenant compte d'une guidance de 14% de marge sur les services et des effets reports de 2011 (344 M€), la marge implicite de l'activité Turbines ressortirait entre -2,4% et -10,4%.

Tableau 53 : Décomposition des guidances 2012 de Vestas

En M€	Effet report sur 2012	Services	Partie résiduelle haut de fourchette de guidance	Partie résiduelle bas de fourchette de guidance	Total en milieu de fourchette
CA	1 200	850	5 950	4 450	7 250
EBIT	344	119	-143	-463	145
Marge d'EBIT (%)	28,7	14	-2,4	-10,4	2

Sources : Vestas, estimations Natixis

Un FCF sous pression en 2012

Vestas rencontre un problème structurel à générer du cash.

Malgré une performance opérationnelle sous pression en 2011 et un niveau d'investissement élevé, Vestas a réussi à générer un FCF positif de 79 M€ grâce à une baisse du BFR de 747 M€ (BFR de -1% du CA en 2010 contre 10% en 2011). Celle-ci a résulté d'une meilleure gestion des stocks (mise en place d'une gestion en flux tendus) et surtout du très haut niveau des prises de commandes (7 397 MW en 2011) permettant à Vestas d'encaisser d'importants acomptes.

En 2012, Vestas table sur un FCF positif ce que nous considérons, cette fois, très ambitieux en raison du faible résultat opérationnel attendu (guidance MOP de 0 à 4%) et du niveau toujours soutenu des investissements (550 M€). Cependant, Vestas bénéficiera en 2012 d'un niveau record de production et de livraisons de turbines avec 7 000 MW prévus (40% de plus qu'en 2010). Or c'est au moment de la livraison de la turbine que Vestas encaisse le prépaiement le plus important. Les livraisons sont donc un important driver du FCF. Ainsi, même si les prises de commandes sont relativement faibles en 2012, Vestas devrait limiter l'impact sur le BFR.

Sur la base d'un EBIT de 70 M€ après charges de restructuration, d'un BFR stable (-1% du CA) et d'investissements de 550 M€, nous prévoyons un FCF de -128 M€ en 2012, en dessous de la guidance du groupe (>0).

Notons qu'une production de 7 000 MW est un véritable défi pour Vestas compte tenu des nombreux problèmes opérationnels que le groupe a rencontré en 2011 et qu'il n'est pas habitué à un tel rendement de ses équipements (taux d'utilisation des capacités de 70%). Les guidances de FCF et de production et livraisons de turbines sont donc clairement à risque selon nous.

Tableau 54 : Décomposition du calcul des FCF sur 2007/2012e

En M€	2007	2008	2009	2010	2011	2012e
MBA	279	615	357	409	93	443
Variation du BFR	422	-338	-391	-353	747	-20
CFO	701	277	-34	56	840	422
Net Capex	-347	-690	-833	-798	-752	-550
FCF	354	-413	-867	-742	88	-128

Sources : Vestas, estimations Natixis

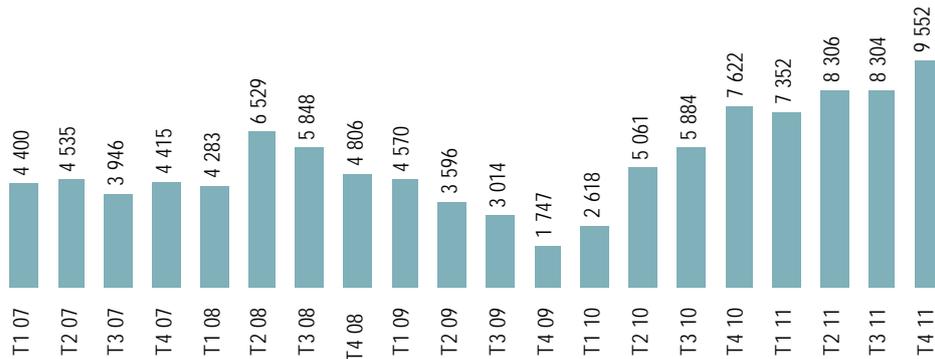
Le carnet de commandes soutiendra l'activité en 2012

Vestas dispose néanmoins d'un carnet de commandes historiquement haut.

En 2011, le carnet de commandes de Vestas s'élevait à 9 552 MW, soit son niveau historique le plus élevé. Même si on ne connaît pas précisément l'écoulement de celui-ci (Vestas communique uniquement sur les contrats de plus de 500 MDDK, soit 60% du total), le niveau actuel du carnet de commandes sera un facteur de soutien à l'activité en général. Il faut entre 3 et 4 mois entre le

moment où l'on passe la commande à Vestas et sa livraison, mais la majorité des clients passent des commandes qu'ils souhaitent se faire livrer à un horizon bien supérieur à 4 mois. En moyenne, nous estimons que la durée du carnet est de 1 an, mais elle peut être bien plus élevée pour des projets offshores par exemple. Vestas table sur 7 000 MW produits et livrés en 2012.

Graphique 64 : Evolution trimestrielle du carnet de commandes de Vestas depuis le T1 2007 (en MW)



Source : Vestas

Notons aussi que le carnet de commandes comprend encore une part importante de gros contrats cadres passés avec EDF EN, ENEL et EDP Renovaveis, qui représentent un total de presque 3 000 MW fermes sur la période 2011/2014. Cependant, il est très difficile de connaître la répartition de ces commandes sur la période.

Tableau 55 : Détails des contrats cadres de Vestas

	Date de signature du contrat	Durée du contrat	Nombre de MW fermes	Nombre de MW en option	Zones	Types de turbine
EDF EN	30/06/2011	2012/2014	>50% installations en Europe et >30% aux US, soit un entre 1 000 et 2 000 MW	0	Europe et US	Onshore
ENEL	09/09/2010	2011/2014	400	1 000	Monde entier	Onshore
EDP R	26/04/2010	2011/2012	1 500	600	Amérique et Europe	Onshore

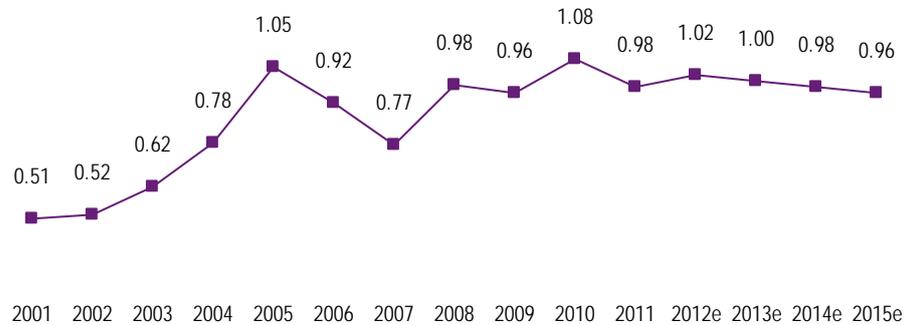
Source : Vestas

Un effet géo-mix qui devrait être plus positif en 2012

Les effets reports sur 2012 devraient permettre d'améliorer le mix-produits.

Nous anticipons un effet prix-mix positif de 4% en 2012 en raison d'une amélioration dans son mix produit avec une part croissante dans le chiffre d'affaires des ventes de la nouvelle turbine V112-3.0 MW et une augmentation des ventes effectuées en Europe (où nous estimons que se trouve l'essentiel des reports de 2011). En effet, l'usine dont la mise en service a été repoussée à 2012 est principalement dédiée à la fabrication de générateurs pour la V112-3.0. Le report de CA sur 2012 concernera donc principalement la vente de cette turbine. Or, plus une turbine est puissante et performante, plus son prix de vente au MW est élevé. C'est pourquoi, nous anticipons pour 2012 un redressement du prix de vente moyen par MW à 1,02 M€/MW contre 0,98 M€/MW en 2011. Nous considérons que ce prix moyen devrait baisser de manière constante les années suivantes. Nous avons donc intégré dans nos chiffres un effet prix-mix négatif de 2% en moyenne par an à partir de 2013. Notons que les prix devraient remonter en 2016 avec la commercialisation de la nouvelle turbine offshore de 7 MW.

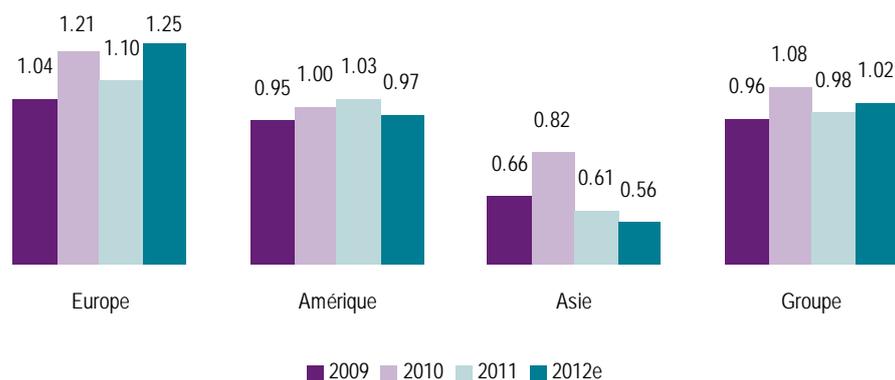
Graphique 65 : Evolution du prix de vente moyen en M€ par MW (ASP)



Sources : Vestas, estimations Natixis

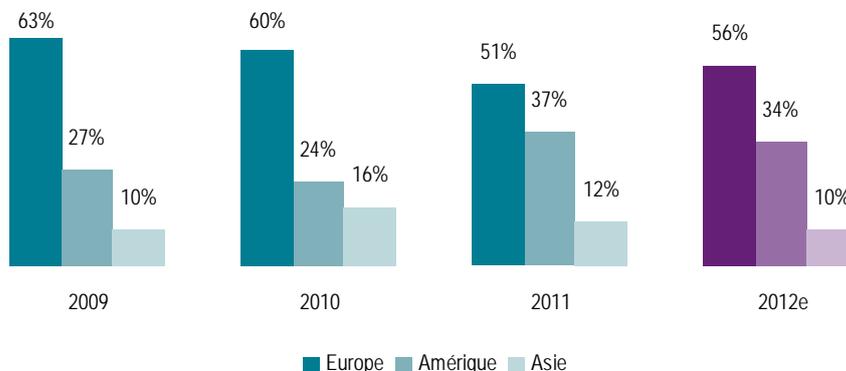
Notons que la baisse attendue du prix moyen de vente du groupe sur les prochaines années ne résulte par uniquement de la pression sur les prix mais aussi de l'évolution du mix géographique. En effet, le prix de vente est très différent en fonction des zones avec un prix de 1,1 M€ en Europe, de 1,03 M€ en Amérique et 0,64 M€ en Asie. En outre on remarque que les prix sont en hausse en Europe, sauf en 2011, à cause des problèmes d'exécution qui ont contraint le groupe à vendre principalement des turbines à faible valeur ajoutée. Aux Etats-Unis, on observe une hausse des prix en 2011 (1,03 M€/MW vs 1,00 M€/MW en 2010) en raison de la très forte demande. Cependant nous tablons sur un recul du prix moyen dans cette zone en 2012 (0,97 M€/MW), car la demande devrait fortement ralentir au S2 12 et raviver ainsi la guerre des prix. En Asie, on observe une baisse constante des prix depuis 2009 et nous tablons sur une nouvelle baisse en 2012 à 0,56 M€/MW contre 0,61 M€/MW en 2011.

Graphique 66 : Evolution du prix de vente moyen en fonction de la zone géographique (en M€/MW) depuis 2009



Sources : Vestas, estimations Natixis

Graphique 67 : Mix géographique des ventes de Vestas depuis 2009



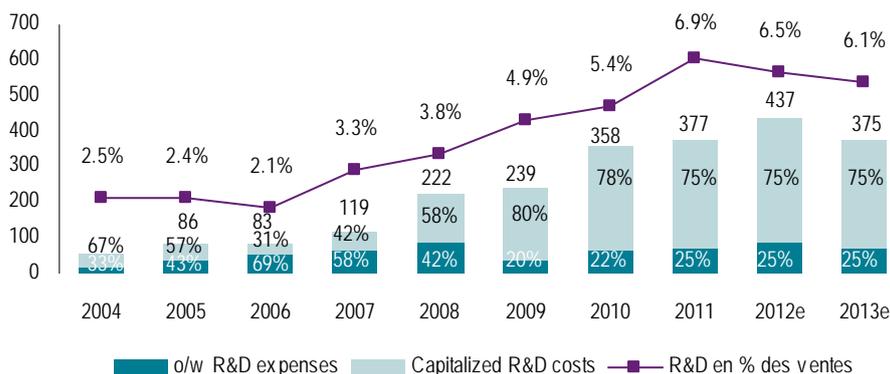
Sources : Vestas, estimations Natixis

Des marges pénalisées par des dépenses de R&D et des coûts de production élevés

Les dépenses de R&D sont à un plus haut historique.

Malgré un CA attendu en hausse de 23,2%, la marge d'EBIT devrait rester faible à 1,7% en 2012 (vs -0,7% en 2011) en raison des surcoûts liés à la mise en production de série de nouveaux produits et l'importance des dépenses de R&D en 2012 (350 M€ seront comptabilisés en investissement soit un plus haut historique). En prenant comme hypothèse que 75% des dépenses de R&D sont capitalisées (proportion capitalisée par le groupe en 2011), alors on arrive à un total de 271 M€ de R&D (amortissement inclus) qui sont comptabilisées dans le compte de résultat, contre 203 M€ en 2011. Cela représente donc un impact de 95 pb sur la marge d'EBIT si les dépenses de R&D étaient restées stables par rapport à 2011.

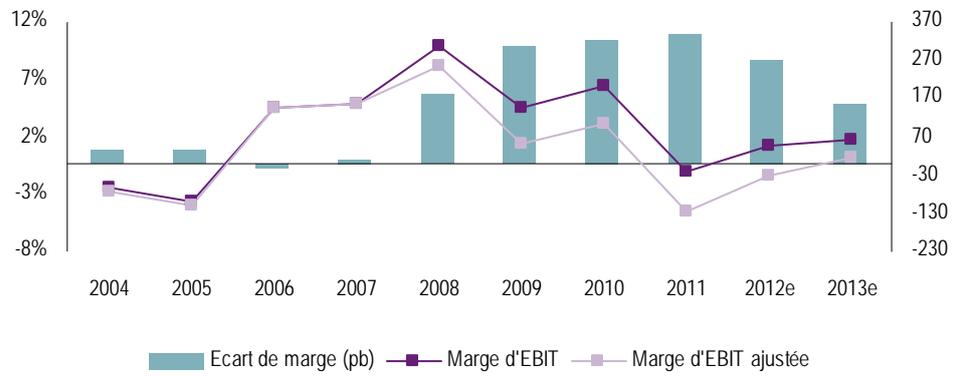
Graphique 68 : Décomposition des dépenses de R&D du groupe (en M€)



Sources : Vestas, estimations Natixis

Notons néanmoins, que la politique de capitalisation de la R&D de Vestas a pour effet d'accroître les marges entre 40 et 300 pb, car le groupe capitalise 75% de ses dépenses de R&D depuis 2009 et en moyenne 50% les années précédentes. Nous considérons néanmoins que cette politique est justifiée compte tenu du temps nécessaire à la conception en amont d'une nouvelle turbine et en aval de la durée de vie d'une nouvelle plate-forme.

Graphique 69 : Marge d'EBIT publiée contre marge d'EBIT ajustée de la R&D



Sources : Vestas, estimations Natixis

5. 2013/2015 : le brouillard complet

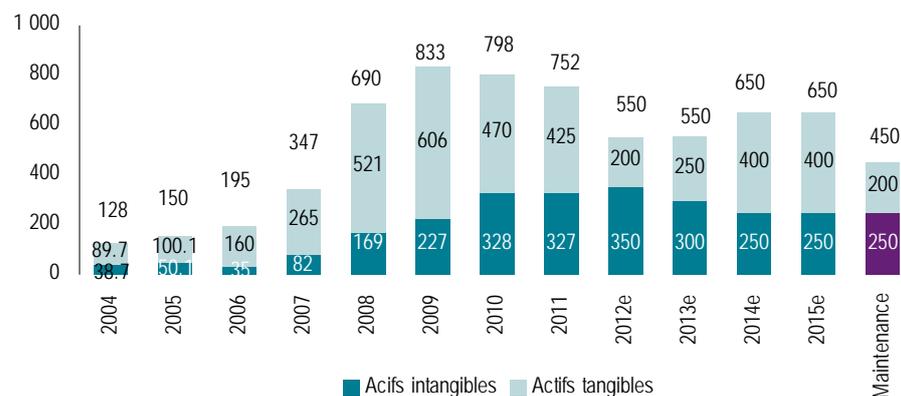
Malgré la crise, Vestas investit massivement afin d'être prêt pour le décollage de l'offshore et de l'éolien en général, à horizon 2015. Le groupe se retrouvera, de ce fait, encore en situation de FCF négatif sur 2012/2015, selon nos estimations, comme c'était le cas sur la période 2008/2010. En outre, il est difficile de savoir si ces investissements seront effectivement rentables dans la mesure où la concurrence devrait s'intensifier d'ici 2015 avec notamment 40 fabricants qui ont annoncé leur intention de pénétrer le marché offshore contre seulement 4 acteurs véritablement crédibles aujourd'hui. Cette incertitude est d'autant plus grande que le management n'a communiqué jusqu'à présent aucune stratégie ni objectif moyen terme concrets.

Des investissements massifs

Les investissements vont rester élevés pour préparer la sortie de sa nouvelle turbine offshore.

Le montant des investissements de Vestas est élevé au regard de son niveau historique, surtout en période de crise où l'extension des capacités de production est faible. En effet, en se basant sur les guidances de Vestas, les investissements représenteront environ 10% du CA sur la période 2010/2013, alors qu'historiquement ce niveau est plus proche de 6%, hors période 2007/2009, période durant laquelle les capacités de production du groupe ont presque doublé. Cette tendance ne devrait pas s'inverser à court terme dans la mesure où il prévoit une mise en production de série de sa turbine de 7 MW en 2015. On prévoit donc des investissements de 650 M€ en 2014 et 2015, notamment pour la construction de l'usine au Royaume-Uni.

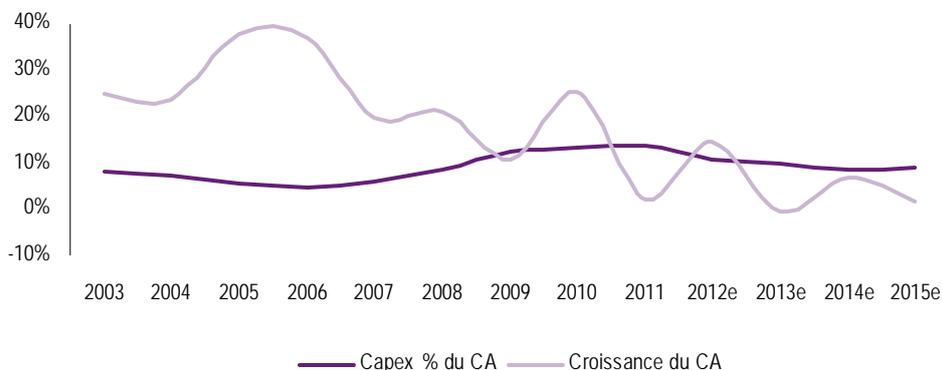
Graphique 70 : Répartition des Investissements depuis 2004 (en M€)



Sources : Vestas, estimations Natixis

De plus, à l'avenir, Vestas ne sera plus dans une situation d'oligopole dans la majorité de ses marchés. L'intensification de la concurrence va inévitablement se traduire par des pertes de parts de marché sur la plupart de ses marchés et plus particulièrement sur ceux dans lesquels entrent des industriels locaux, comme en Asie et en France par exemple. Vestas va donc être amené à faire des investissements de plus en plus importants et de moins en moins rentables. A titre d'exemple, de 2000 à 2007, les investissements de Vestas représentaient en moyenne 6,4% du CA pour un TMVA du CA sur cette période de 25%, alors qu'entre 2008 et 2012, les investissements représentent en moyenne 12,0% du CA pour un TMVA des ventes de seulement 5,1%.

Graphique 71 : Croissance du CA contre part des investissements dans le CA (en moyenne mobile 3 ans)



Sources : Vestas, estimations Natixis

Hausse de la R&D et faible recours à la sous-traitance

Le faible recours à la sous-traitance impose à Vestas d'investir de manière plus soutenue.

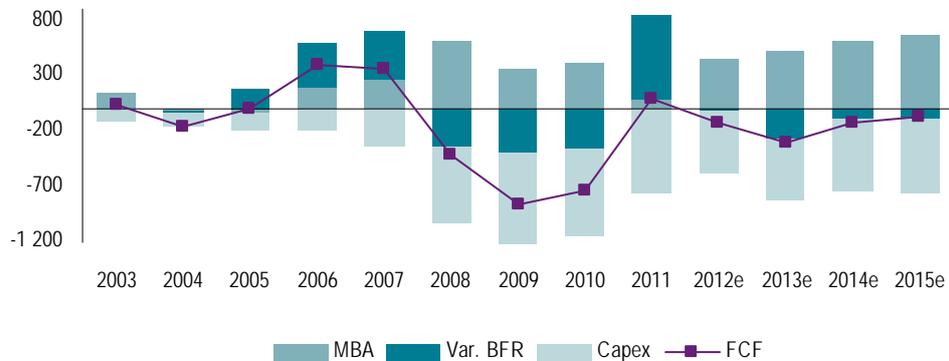
Il y a, selon nous, 2 raisons à cette envolée des investissements que nous considérons comme étant structurelle à moyen terme :

- **L'envolée des dépenses de R&D.** Elles représentaient 6,9% du CA en 2011 contre 2,5% en 2004. Cette inflation ne va visiblement pas s'arrêter puisque Vestas prévoit des investissements de 350 M€ en R&D en 2012. Sur la base d'un taux de capitalisation des dépenses en R&D de 75%, nous estimons les dépenses totales pour 2012 à 466 M€, soit 6,5% du CA. Une grande partie de ces dépenses (200 M€) sont structurelles puisqu'elles concernent les salaires des 2 000 employés de la R&D. Si on ajoute 50 M€ en autres coûts de développement, le niveau structurel des capex de maintenance en R&D est, selon nous, autour de 250 M€ par an. Les 100 M€ supplémentaires dépensés en 2012 correspondent principalement à des coûts relatifs à la future turbine offshore de 7 MW (coûts liés à des consultants externes et au développement de nouveaux brevets). Ce montant nous paraît élevé, mais le management le justifie par la complexité de développement de la nouvelle turbine qui exige notamment de partir d'une toute nouvelle plate-forme.
- **Utilisation trop sporadique de la sous-traitance.** Il est très important pour Vestas de trouver plus de flexibilité dans son appareil de production. Jusqu'à présent, l'industrie éolienne était encore naissante et il était nécessaire d'être parfaitement intégré sur toute la chaîne de valeur. Mais aujourd'hui, il s'agit d'une véritable industrie à part entière avec de nombreux fournisseurs dans le monde entier qui ont désormais les compétences pour produire certaines parties clés de la turbine en respectant les délais et la qualité. Vestas a communiqué sur la possibilité d'avoir recours de plus en plus à la sous-traitance, mais sans donner aucun chiffre ni objectif. Vestas a néanmoins déclaré lors de la présentation de ses résultats 2011 ne pas être contre l'idée de faire appel à un partenaire dans la fabrication de sa future turbine offshore de 7 MW.

Vestas a généré un FCF négatif 4 années sur les 7 dernières.

Même si le groupe dégagne des marges positives depuis 2008, l'importance des investissements fait que le FCF généré est négatif depuis cette date, à l'exception de 2011. Dans la mesure où le groupe va continuer à investir massivement durant les 3 prochaines années, nous anticipons des FCF négatifs jusqu'en 2015.

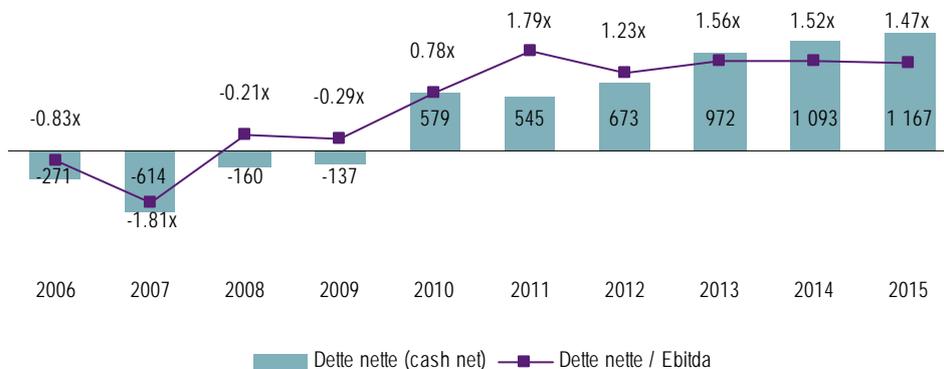
Graphique 72 : Génération de FCF de Vestas depuis 2003 (en M€)



Sources : Vestas, estimations Natixis

Par conséquent, la dette nette de Vestas a fortement augmenté passant d'une position de cash net de 271 M€ en 2006 à une dette nette de 1 391 M€ en 2015. Cela pourrait poser des problèmes de financement dès 2013 avec une envolée de la dette (x2 selon nos estimations). Même si Vestas indique n'avoir aucun problème de financement et ne pas avoir à faire appel au marché, nous considérons qu'il ne faut pas exclure cette éventualité fin 2013.

Graphique 73 : Evolution de la dette nette de Vestas depuis 2006 (en M€)



Sources : Vestas, estimations Natixis

Un plan d'économies de coûts de 150 M€ insuffisant

Au T3 11, Vestas a annoncé la mise en place d'un plan d'économies de coûts d'au moins 150 M€ en année pleine, avec un plein effet au T4 12. Nous retenons donc dans notre modèle des économies de coûts de 32 M€ en 2012 et de 121 M€ en 2013. Les coûts de restructuration associés à ce plan seront de 50 M€ en 2012, dont l'intégralité en cash.

Compte tenu de l'important recul de l'activité de Vestas en 2013 (-9,3% du CA), en raison notamment du fort ralentissement anticipé du marché US, nous estimons que ce plan d'économie n'est pas suffisant.

En outre, Vestas a annoncé qu'il fallait s'attendre à de nouvelles mesures de restructuration en fin d'année 2012, notamment aux Etats-Unis. En effet, si la PTC n'est pas renouvelée, Vestas prévoit de supprimer 1 600 personnes, soit presque 50% des effectifs américains. Dans la mesure où nous tablons sur un renouvellement tardif de la PTC (fin d'année 2012), nous estimons que Vestas supprimera 800 emplois aux USA pour lesquels nous avons intégré des coûts de restructuration de 32 M€ (40 k€ par personne).

Eléments financiers	au 31/12					Vestas
Compte de résultat (M€)	2010	2011	2012e	2013e	2014e	TMVA 11/14
Chiffre d'affaires	6 920,0	5 836,0	7 188,3	6 527,0	6 962,5	6,1%
<i>Variation</i>	<i>36,2%</i>	<i>-15,7%</i>	<i>23,2%</i>	<i>-9,2%</i>	<i>6,7%</i>	
Croissance organique	36,2%	-15,7%	23,2%	-9,2%	6,7%	
Excédent brut d'exploitation	747,0	305,0	545,6	623,9	717,7	33,0%
<i>Variation</i>	<i>59,3%</i>	<i>-59,2%</i>	<i>78,9%</i>	<i>14,3%</i>	<i>15,0%</i>	
Résultat d'exploitation publié	310,0	-60,0	69,6	109,3	194,6	ns
<i>Variation</i>	<i>23,5%</i>	<i>ns</i>	<i>ns</i>	<i>57,0%</i>	<i>78,0%</i>	
Résultat d'exploitation corrigé	468,0	-38,0	119,6	141,3	194,6	ns
<i>Variation</i>	<i>86,5%</i>	<i>ns</i>	<i>ns</i>	<i>18,1%</i>	<i>37,7%</i>	
Marge d'exploitation	6,8%	-0,7%	1,7%	2,2%	2,8%	
Résultat financier net	-72,0	-93,0	-45,0	-58,5	-60,0	
Résultat courant avant impôt	238,0	-153,0	24,6	50,8	134,6	ns
Résultat exceptionnel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Impôt sur les sociétés	-82,0	-13,0	-8,1	-16,8	-44,4	
Amt./dep. survaleurs	-	-	-	-	-	
Résultat des SME	-	-	-	-	-	
Intérêts minoritaires	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Résultat net des activités cédées	-	-	-	-	-	
Résultat net part du groupe	156,0	-166,0	16,5	34,0	90,2	ns
<i>Variation</i>	<i>24,8%</i>	<i>ns</i>	<i>ns</i>	<i>106,3%</i>	<i>165,0%</i>	
RNPG corrigé	259,6	-151,3	50,0	55,5	90,2	ns
<i>Variation</i>	<i>107,7%</i>	<i>ns</i>	<i>ns</i>	<i>10,9%</i>	<i>62,5%</i>	
Tableau de financement (M€)	2010	2011	2012e	2013e	2014e	TMVA 11/14
MBA	409,0	93,0	442,5	516,6	613,3	87,5%
Investissements nets	-798,0	-752,0	-550,0	-550,0	-650,0	-4,7%
Diminution (Augmentation) du BFR	-353,0	747,0	-20,3	-265,8	-83,9	
Cash-flow disponible	-742,0	88,0	-127,7	-299,2	-120,6	ns
Investissements financiers	-2,0	-21,0	0,0	0,0	0,0	
Distribution	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	ns
Augmentation de capital	0,0	-17,0	0,0	0,0	0,0	
Produits de cessions	11,0	12,0	0,0	0,0	0,0	
Divers	17,0	-28,0	-	-	-	
Augmentation (Diminution) de la trésorerie	-716,0	34,0	-127,7	-299,2	-120,6	
Endettement net	579,0	545,0	672,7	972,0	1 092,6	
Gearing	21,0%	21,2%	25,9%	37,0%	40,2%	

Bilan simplifié (M€)	2010	2011	2012e	2013e	2014e	TMVA 11/14
Immobilisations nettes	2 738,0	3 141,0	3 265,0	3 332,4	3 459,2	3,3%
dont survaleur nette	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	
dont survaleur brute	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	
Immobilisations financières	253,0	381,0	381,0	381,0	381,0	
BFR	712,0	-72,0	-51,7	214,1	298,0	
Actif net des activités cédées	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	ns
Fonds propres ensemble	2 754,0	2 576,0	2 592,5	2 626,5	2 716,7	1,8%
dont part du groupe	2 754,0	2 576,0	2 592,5	2 626,5	2 716,7	
Provisions	370,0	329,0	329,0	329,0	329,0	
Endettement net	579,0	545,0	672,7	972,0	1 092,6	

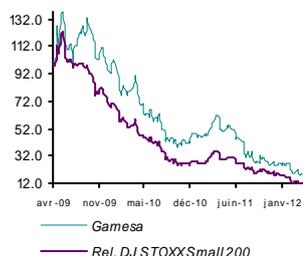
Données par action (€)	2010	2011	2012e	2013e	2014e	TMVA 11/14
Nombre de titres à la cote (millions)	-	203,7	203,7	203,7	203,7	0,0%
Nombre de titres dilué (millions)	202,9	202,4	202,4	202,4	202,4	0,0%
BPA publié	0,77	-0,82	0,08	0,17	0,45	ns
BPA corrigé	1,28	-0,75	0,25	0,27	0,45	ns
Survaleur	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ns
Cash-flow	2,02	0,46	2,19	2,55	3,03	87,5%
Dividende net	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ns
Taux de distribution	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Fonds propres	13,57	12,72	12,81	12,97	13,42	1,8%

Ratios financiers	2010	2011	2012e	2013e	2014e	TMVA 11/14
Frais de personnel (M€)	882	1 037	898	916	934	-3,4%
Frais de personnel (% du CA)	12,7%	17,8%	12,5%	14,0%	13,4%	
Rex (% du CA)	4,5%	-1,0%	1,0%	1,7%	2,8%	
Rex corrigé (% du CA)	6,8%	-0,7%	1,7%	2,2%	2,8%	
Taux d'imposition apparent	-34,5%	8,5%	-33,0%	-33,0%	-33,0%	
Marge nette	2,3%	-2,8%	0,2%	0,5%	1,3%	
Rentabilité des fonds propres	5,7%	-6,4%	0,6%	1,3%	3,3%	
Rentabilité capitaux investis	9,1%	-0,8%	2,5%	2,7%	3,5%	
Capitaux investis (M€)	3 450	3 069	3 213	3 546	3 757	7,0%
Couverture des frais financiers (x)	6,5	ns	2,7	2,4	3,2	
Endettement net/EBE (x)	0,8	1,8	1,2	1,6	1,5	
Gearing	21,0%	21,2%	25,9%	37,0%	40,2%	
BFR (% du CA)	10,3%	-1,2%	-0,7%	3,3%	4,3%	
Survaleur (% des fonds propres)	11,6%	12,4%	12,3%	12,2%	11,8%	
Investissements nets (% du CA)	-11,5%	-12,9%	-7,7%	-8,4%	-9,3%	

Ratios boursiers	2012e	2013e	2014e
VE/CA (x)	0,2	0,3	0,3
VE/EBE (x)	3,3	3,3	3,1
VE/Rex corrigé (x)	14,9	14,7	11,3
Cours/Fonds propres (x)	0,5	0,5	0,5
Cours/Cash-flow (x)	3,1	2,7	2,2
PE corrigé	27,6	24,9	15,3
PE publié	83,6	40,5	15,3
Rdt Net	0,0%	0,0%	0,0%
Free cash flow yield (%)	-9,2%	-21,6%	-8,7%

13 avril 2012

Espagne
Acheter



Source : Natixis

Cours	11/04/2012	2,30 €
Objectif		2,80 €
Potentiel		21,7%

Performance	1 m	12 m	01/01
Absolu	-8,1%	-67,4%	-28,3%
Secteur	-3,5%	-8,4%	9,7%
DJS Small200	-4,2%	-11,9%	8,4%

Extrêmes 12 mois	7,10 € / 2,20 €
IBEX 35	7576,7
DJS Small200	163,8

Capitalisation boursière	568,8 M€
Flottant	72,4%
Iberdrola	19,6%
Volume Jour	5 M€

Analyste(s)

Antoine Azar	(33 1) 58 55 03 63	antoine.azar@natixis.com
Ludovic Debailleux	(33 1) 58 55 06 85	ludovic.debailleux@natixis.com
Arnaud Schmit	(33 1) 58 55 96 85	arnaud.schmit@natixis.com

Equity Markets	equity.natixis.com
Accès Bloomberg	NXSE

Ce document est distribué aux Etats-Unis. Merci de lire attentivement l'avertissement en fin de document.

Biens d'équipement

Gamesa

GAM.MC / GAM@SM

Cap sur les émergents !

- Nous initions la couverture de Gamesa avec un objectif de cours de 2,8 € et une opinion Acheter. Gamesa est notre valeur préférée au sein du secteur des turbinières éoliens en raison de son mix-géographique favorable (70% du CA dans les pays en forte croissance) et de la flexibilité de son outil de production (50% de sous-traitance). De plus ses relations étroites avec Iberdrola et sa division de développement de fermes éoliennes offrent une bonne visibilité sur la croissance de son CA. A notre objectif de cours de 2,8 €, le titre resterait valorisé 35% en dessous de ses multiples historiques. Notre valorisation de reprise de cycle atteint 5,4 €/titre.
- En 2012, le groupe devrait, comme en 2011, surperformer la croissance du marché mondial (+8,9%e de croissance des MW vs 4,7%e pour le marché mondial) grâce à sa forte exposition aux marchés en croissance dans l'éolien. Ainsi, le CA réalisé par Gamesa en Europe (-6,6% en 2011), est passé de 59% du CA en 2009 à 26% en 2011 alors que l'Inde (+26% en 2011) et le Brésil (+79%) représentent, respectivement 20% et 14% des MW vendus en 2011, vs 0% en 2009.
- Un appareil productif flexible. Gamesa a su faire évoluer rapidement son appareil productif vers ces zones en croissance. 68% de ses capacités de production sont désormais hors d'Europe vs 31% en 2009. Cela a été possible grâce à un recours accru à la sous-traitance, qui lui permet de réduire sa base de coûts et de limiter l'impact sur ses marges de la forte pression sur les prix existant sur ces marchés.
- Iberdrola est un atout de poids. Principal actionnaire de Gamesa (20% du capital), Iberdrola est également son premier client. Les 2 acteurs ont notamment signé un contrat sur 10 ans portant sur la fourniture d'un minimum de 50% des besoins d'Iberdrola en matière d'éolien onshore, soit environ 380 MW par an (13% du CA 2011 de Gamesa). Iberdrola aura un rôle important dans l'entrée de Gamesa dans l'éolien offshore puisqu'ils vont coopérer dans le développement d'une turbine de 5 MW et de 7 MW qui pourrait déboucher sur des commandes futures.
- Un modèle intégré vers l'aval. Gamesa est un des rares acteurs à avoir également une division de développement éolien pour compte de tiers, qui permet de pénétrer de nouveaux marchés et de démarcher de nouveaux clients.

Clôture au 31/12	Chiffre d'affaires (M€)	RNpg publié (M€)	BPA corrigé (€)	Var. BPA (%)	PE (x)	VE/REX (x)	P/CF (x)	Rdt Net (%)
2011	3 033,0	50,8	0,28	-8,7	-	-	-	-
2012e	3 252,8	42,8	0,17	-36,6	13,1	11,6	3,1	1,9
2013e	3 507,8	70,6	0,29	65,0	8,0	8,6	2,5	3,1
2014e	3 769,8	87,8	0,36	24,3	6,4	7,3	2,2	3,9

Sommaire

1. Notre top pick éolien	113
Une sous-performance en 2011 injustifiée	113
Une valorisation prudente de bas de cycle	114
2. Cap vers les émergents	120
La croissance vient des émergents	120
Délocalisation d'une grande partie des capacités de production...	122
... Et recours plus important à la sous-traitance	123
Une stratégie qui a néanmoins un prix : les marges sont sous pression	124
3. Iberdrola : un atout de poids	125
Un actionnaire stratégique mais pragmatique	125
Le premier client de Gamesa	125
Une OPA sur Gamesa ne pourra pas se faire sans l'accord d'Iberdrola	126
4. Un modèle intégré vers l'aval	127
Wind Farm : un véritable atout stratégique	127
Un potentiel encore inexploité dans les services	128
5. Un pipeline de produits ambitieux	129
7 nouvelles turbines sont prévues d'ici 2015	129
Des investissements relativement contenus	130
6. Un plan 2013 à revoir	132
Un management réactif	132
Mais les objectifs 2013 ne pourront être atteints	132
Eléments financiers	135

Natixis Nutshell Gamesa Acheter

Cours	11/04/2012	2,30 €	Objectif de cours	2,80 €
Capitalisation		568,8 M€	PE 2012	13,1x
Dette nette 2012		756,0 M€	VE/EBIT 2012	11,6x
Chiffre d'affaires 2012		3 252,8 M€	TMVA BPA 2011/2014	9,2%

Profil

- **Métier(s)** : Développement, fabrication, vente, installation et maintenance d'éoliennes onshore et offshore (2013). Développement et construction de fermes éoliennes.
- **Marché (s) principal (aux) et état de consolidation** : Le marché des turbiniers est de plus en plus fragmenté, en 2011 les 5 premiers acteurs se partageaient 47,2% de PdM, contre 77,4% en 2006.
- **Positionnement concurrentiel** : 4e mondial en 2011, soit 8,2% de PdM contre 14,7% en 2006.
- **Axe stratégique** : Développement dans les pays en forte croissance à court terme (Inde, Latam et Chine) et à moyen terme dans l'offshore (2013) et les turbines onshore très puissantes (4,5 MW en 2012).

5 forces de Porter

Fournisseurs	Barrières à l'entrée	Clients
<p>En termes de matières premières, Gamesa consomme principalement du fer, mais aussi de l'aluminium, du nickel et du cuivre, et couvre une partie de ses besoins.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Objectif de sous-traitance de 50% d'ici à 2013 (un peu moins de 40% actuellement), offrant plus de flexibilité en temps de crise et permettant un transfert des pressions sur les prix et des investissements vers les fournisseurs. 	<p>Barrières à l'entrée</p> <ul style="list-style-type: none"> - Expérience et qualité des équipements. - Activités de services. - Politiques incitatives des états. <p>Intensité de la concurrence</p> <ul style="list-style-type: none"> - Très forte des acteurs locaux dans les zones présentant les plus forts potentiels: Chine (81% de PdM pour ceux-ci), Inde (61%), USA (43% pour GE Wind). - Importante et en progression au niveau mondial, en particulier dans l'offshore. - La Chine est particulièrement concurrentielle avec des acteurs locaux très puissants <p>Produits/Services de substitution</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sources d'énergies conventionnelles (nucléaire, gaz, charbon, pétrole...). - Sources d'énergies renouvelables (photovoltaïque, hydraulique, thermique, biomasse...). 	<p>Clients</p> <ul style="list-style-type: none"> - Gamesa dispose de plus de 46 clients, dont 57% sont des grosses Utilities. - Le Groupe a signé un contrat onshore de 3,8GW entre 2013 et 2022 avec Iberdrola (1er client), ce qui correspond à 380 MW par an (13% du CA 2011). - Ses autres principaux clients sont Nextera Energy, EDP R, Acciona, Long Yuan, Datang, E.ON, EDF et ENEL - Gamesa dispose d'une base de clients plutôt solide et fidèle, mais la situation mondiale de surcapacité entraîne une forte pression sur les prix.

Investment case

Thèse

- Forte exposition aux pays en forte croissance dans l'éolien (Latam, Inde, Chine).
- Importante flexibilité de son appareil de production grâce au recours de plus en plus important à la sous-traitance.
- Contrat de 10 ans avec Iberdrola qui assure des revenus récurrents et partenariat entre ces derniers dans l'offshore.
- Ainsi, Gamesa est le seul acteur européen qui devrait délivrer de la croissance en 2013 même si le marché US s'écroule.

Triggers

- Renouvellement de la PTC (subvention de 22 \$/MWh) aux Etats-Unis avant son expiration en décembre 2012.
- Commercialisation de sa nouvelle turbine onshore de 4,5 MW au S2 12

Risques sur notre scénario

- Pression sur les prix plus forte qu'anticipée dans les pays à bas coûts.
- Problème d'exécution dans la mise en production de série de nouveaux produits.

Guidance

- Mars 2012 : guidance de ventes de 2 800 et 3 200 MW pour 2012 avec une marge d'EBIT de 2/4% et des capex de 275 M€
- Octobre 2010 : TMVA > 15% des MW vendus entre 2010 et 2013 avec une marge d'EBIT de 6/7% en 2013

Consensus (FactSet) et Momentum

En M€	2012	Natixis vs consensus	2013	Natixis vs consensus	2014	Natixis vs consensus
CA	3 202	1,6%	3 353	4,6%	3 571	5,6%
EBIT	94	6,8%	126	8,9%	170	-6,9%
BPA (€)	0,13	28,1%	0,22	31,8%	0,38	-5,3%

Chgt sur 3 mois estim. de BPA du consensus		Modification des objectifs de cours sur les 3 derniers mois	Objectif de cours (€)	
2012	2013		Consensus	Natixis
-54,23%	-31,88%	-27,65%	3,08	2,80

Autres supports d'investissement cotés

- Pas d'OC.

Enjeux ESG

- ⊕ G : Actionnaire de référence : Iberdrola avec 20% du capital et des ddv. CA peu indépendant à 40% et seulement 20% si on inclue la notion de disponibilité. OPA inamicale peu probable car IBR compte pour 15% du CA de Gamesa.
- ⊕ Reporting social et environnemental quantitatif très détaillé : excellent !
- ⊕ aucune information sur sous-traitants malgré forte utilisation.
- ⊕ S : Recentrage des activités, en douceur, sur les marchés les plus prometteurs : 32% de capacité de production en Europe en 2011 vs 69% en 2009 (effectifs: 68% en 2010 en Europe vs 74% en 2009, suit la tendance mais progressif).
- ⊕ Santé/sécurité : Amélioration continue et drastique du LTIR, comme chez Vestas, à 3,84 vs 20,06 en 2007. Taux de gravité très réduit à 0.09 vs 0.3 en 2007.
- ⊕ S : promeut la mobilité interne et la promotion. Effort important de formation (32 h/employé en 2010 - stable).
- ⊕ Innovation : investit peu par rapport à Vestas (1.6% du CA contre 5.6%) mais augmentation prévue en effectifs et ouverture de 5 nvx centres. Très bon en onshore. Peu d'expérience en offshore mais très engagé et partenariats avec de bons acteurs.
- ⊕ E : SME systématique et réduction forte de l'empreinte environnementale. Moins conclusif et orienté (pas d'obj. chiffré) que Vestas. ACV en cours mais sans conclusion. Démarche d'écodesign.
- ⊕ E : bonne prise en compte de la biodiversité (impacts, actions de rémediation et de prévention...) car rôle de développeur sur certains projet (contrairement à Vestas qui n'en fait pas mention).

Questions au management

- Pensez-vous qu'Iberdrola va encore monter au capital?
- Avez-vous été approché par des acquéreurs potentiels?
- Dans cet environnement difficile, êtes-vous toujours aussi serein concernant votre guidance 2013 ?

Principales sensibilités

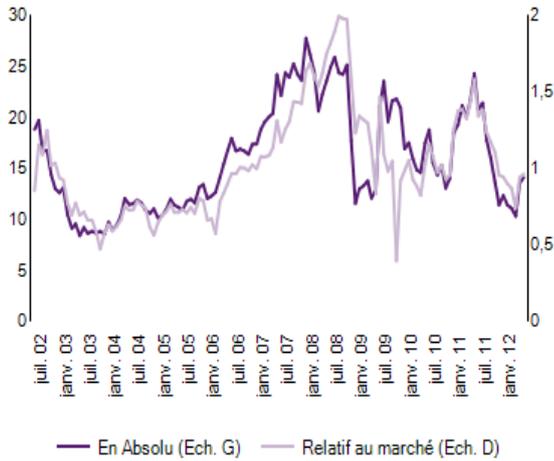
- Prix de certaines matières premières (fer, aluminium, nickel, cuivre) Montant des tarifs de rachats, certificats verts, PTC, autres subventions...
- Prix du gaz et du pétrole

Actionnariat

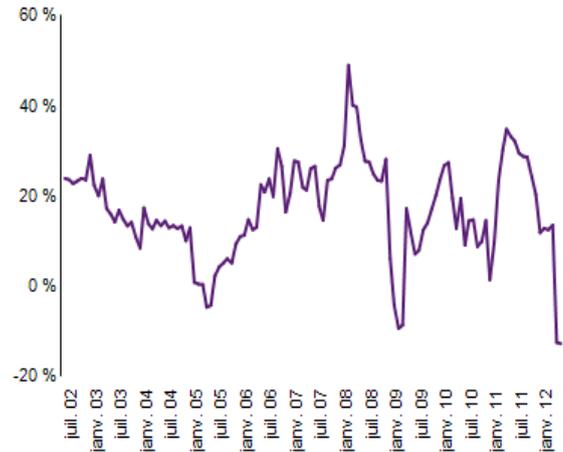
	Actions	Votes
Iberdrola	19,6%	19,6%
Blackrock Inc.	5,0%	5,0%
Dimensional Fund Advisors LP	3,0%	3,0%
Flottant	72,4%	72,4%

Valorisation historique, 12 mois glissants

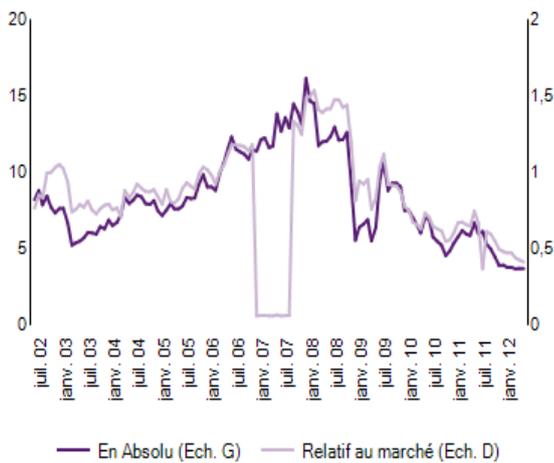
PE absolu et relatif (x)



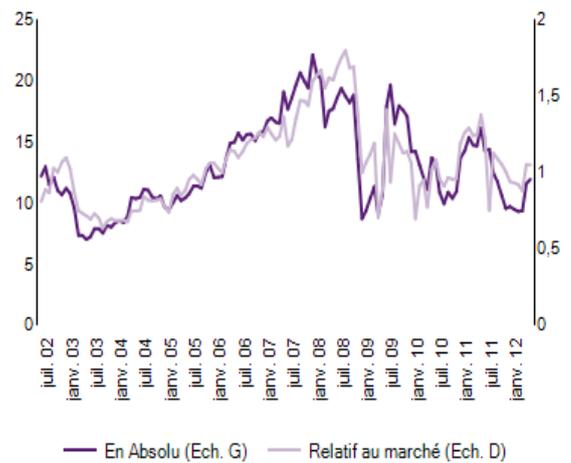
Variation des attentes de BPA 12 mois (%)



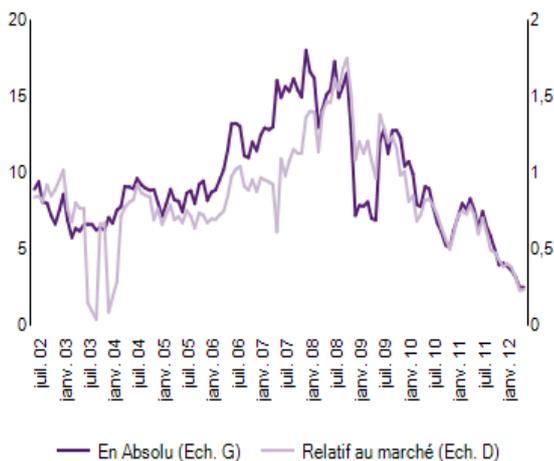
VE/EBITDA absolu et relatif (x)



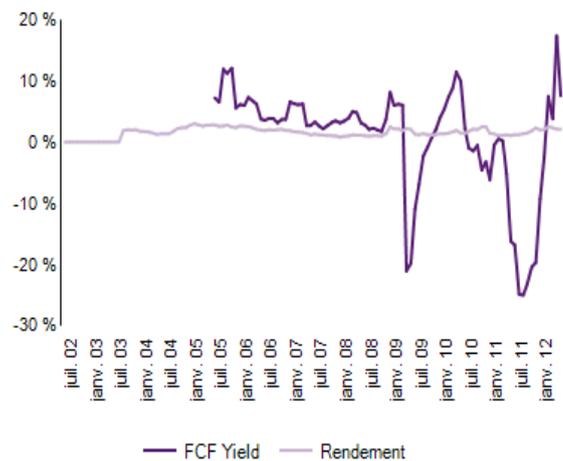
VE/EBIT absolu et relatif (x)



P/CF absolu et relatif (x)



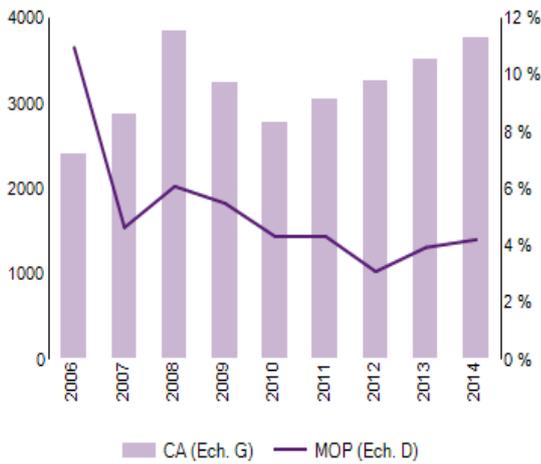
FCF Yield (%) et Rendement net (%)



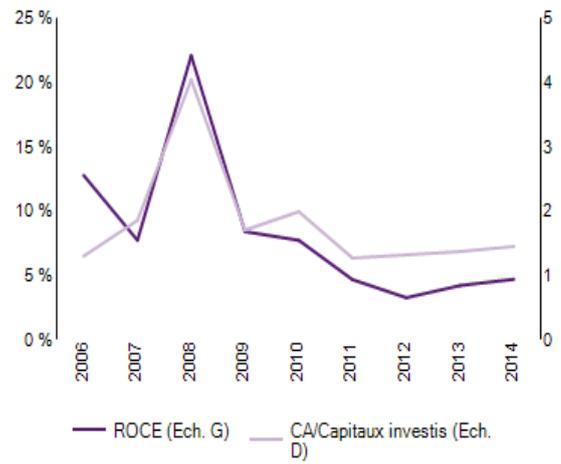
Source : FactSet

Ratios financiers

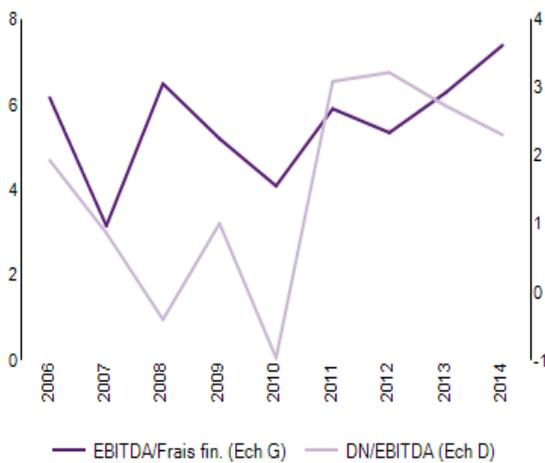
CA (M€) et MOP (%)



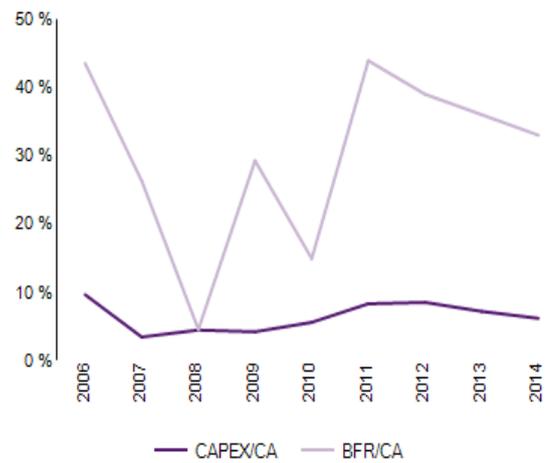
ROCE (%) et CA/Capitaux Investis (x)



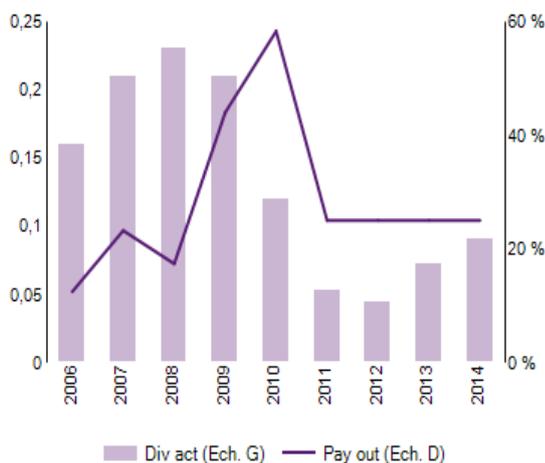
EBITDA/Frais Financiers (x) et DN/EBITDA (x)



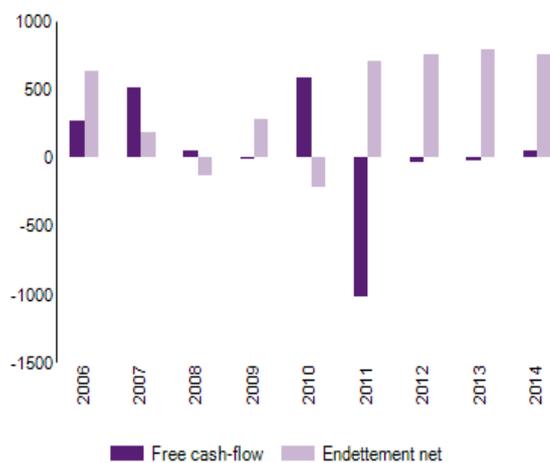
Capex/CA (%) et BFR/CA (%)



Dividende par action (€) et taux de distribution (%)



Free cash-flow et endettement net (M€)



Source : Natixis

1. Notre top pick éolien

Gamesa est notre top pick avec une recommandation Acheter et un objectif de 2,8 €

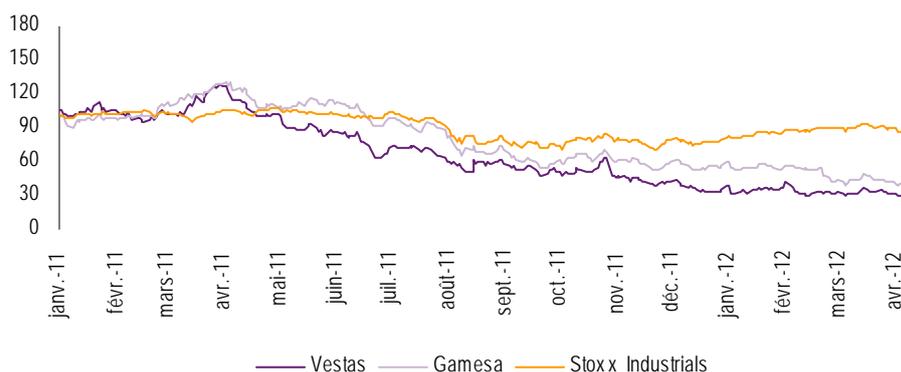
Nous initions la couverture de Gamesa avec une recommandation Acheter et un objectif de cours de 2,8 € (moyenne entre une valorisation par DCF et par comparables de, respectivement, 3,4 € et 2,2 €). **Gamesa est notre** valeur préférée au sein du secteur des turbinières éolien en raison de son mix-géographique favorable (environ 70% du CA dans les pays en forte croissance) et de la flexibilité de son outil de production (environ 50% de sous-traitance). De plus ses relations étroites avec Iberdrola et sa division de développement de fermes éoliennes offrent une bonne visibilité sur la croissance de son CA. A notre objectif de cours de 2,8 €, le titre resterait valorisé environ 35% en dessous de ses multiples historiques. Notre valorisation de reprise de cycle atteint 5,4 € par titre.

Une sous-performance en 2011 injustifiée

Forte sous-performance en 2011 alors que contrairement à ses pairs, Gamesa a respecté ses guidances.

En 2011, le titre Gamesa a souffert de sa nationalité espagnole (fin des aides aux énergies renouvelables annoncée par le gouvernement espagnol) et du news flow négatif attaché au secteur de l'éolien (profit warnings des concurrents) et a ainsi sous-performé l'EuroStoxx Industriels mais a un peu mieux résisté que Vestas. Nous considérons que ces 2 inquiétudes ne sont pas fondées dans la mesure où, en 2011, Gamesa n'a réalisé que 8% de ses ventes en MW en Espagne. En outre, le groupe n'a pas fait de profit warning en 2011 et est relativement peu exposé au marché européen qui ne représente que 28% de ses MW vendus en 2011 (dont 18% en Europe de l'Est). Ainsi Gamesa a crû à un rythme supérieur à celui du marché éolien en 2011 (+16,5% contre 6,5%) grâce à son exposition aux marchés en forte croissance tels que l'Inde et l'Amérique du sud qui représentent dorénavant la majorité de son CA.

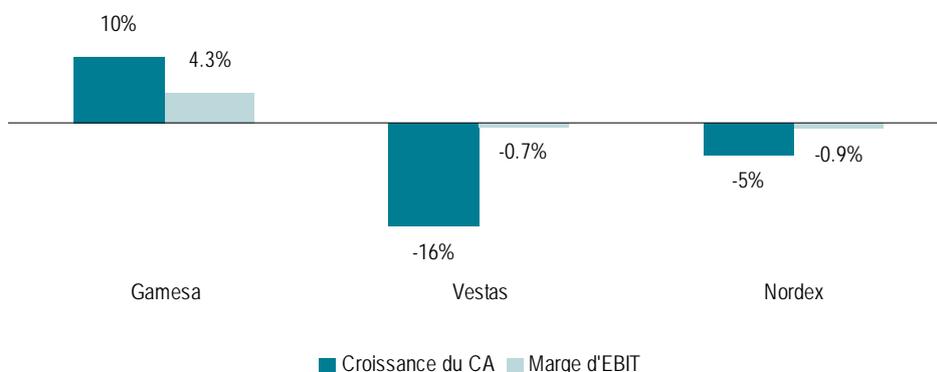
Graphique 74 : Performance comparée de Gamesa, Vestas et l'EuroStoxx Industriels base 100 le 01/01/2011



Source : Datastream

Ce revirement stratégique vers les émergents est encore récent (2010) et le marché semble à ce stade sceptique compte tenu de la forte pression sur les prix exercée dans ces pays. Pourtant, Gamesa est le seul acteur en 2011 à avoir publié un chiffre d'affaires 2011 en croissance et une marge d'EBIT positive et à ne pas avoir fait d'avertissement sur résultat sur sa guidance 2011.

Graphique 75 : Comparaison des croissances du CA et marge d'EBIT 2011 de Gamesa, Nordex et Vestas



Sources : Compagnies

En 2012, le groupe devrait de nouveau surperformer son marché (8,9% de croissance des MW vendus vs 4,7%e pour le marché mondial) et afficher une MOP supérieure à celle de ses comparables. En outre, le momentum de révision des estimations nous semble plutôt favorable car le consensus paraît prudent, notamment en raison des multiples profit warning annoncés par les concurrents. Nous considérons que cet excès de prudence est injustifié et que le potentiel de révision à la baisse du consensus est limité.

Tableau 56 : Nos estimations 2012/13 vs le consensus

En M€	2012e			2013e		
	Natixis	Consensus	Δ Cons.	Natixis	Consensus	Δ Cons.
CA	3 253	3 146	3,4%	3 508	3 263	7,5%
EBIT	100	90	11,1%	138	129	7,0%
MOP (%)	3,1	2,9	+20p	3,9	3,9	0p
BPA (€)	0,17	0,14	21,4%	0,29	0,24	20,8%

Sources : Estimations Natixis, IBES

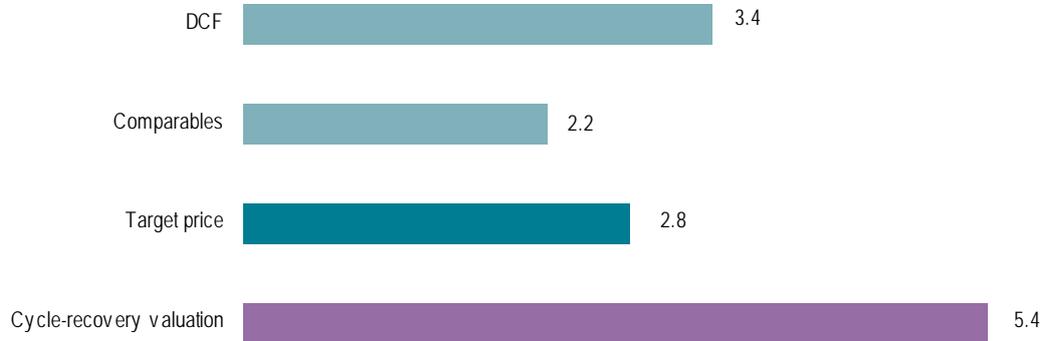
Une valorisation prudente de bas de cycle

Notre valorisation prend en compte les perspectives court terme à 50% (multiples) et long terme à 50% (DCF).

Aujourd'hui, le titre se traite avec une décote moyenne d'environ 30% sur ses multiples historiques. Cela est justifié par le fort ralentissement de croissance du marché suite à la crise financière et l'intensification de la concurrence qui a entraîné une situation de surcapacité qui a débouché sur une forte pression sur les prix.

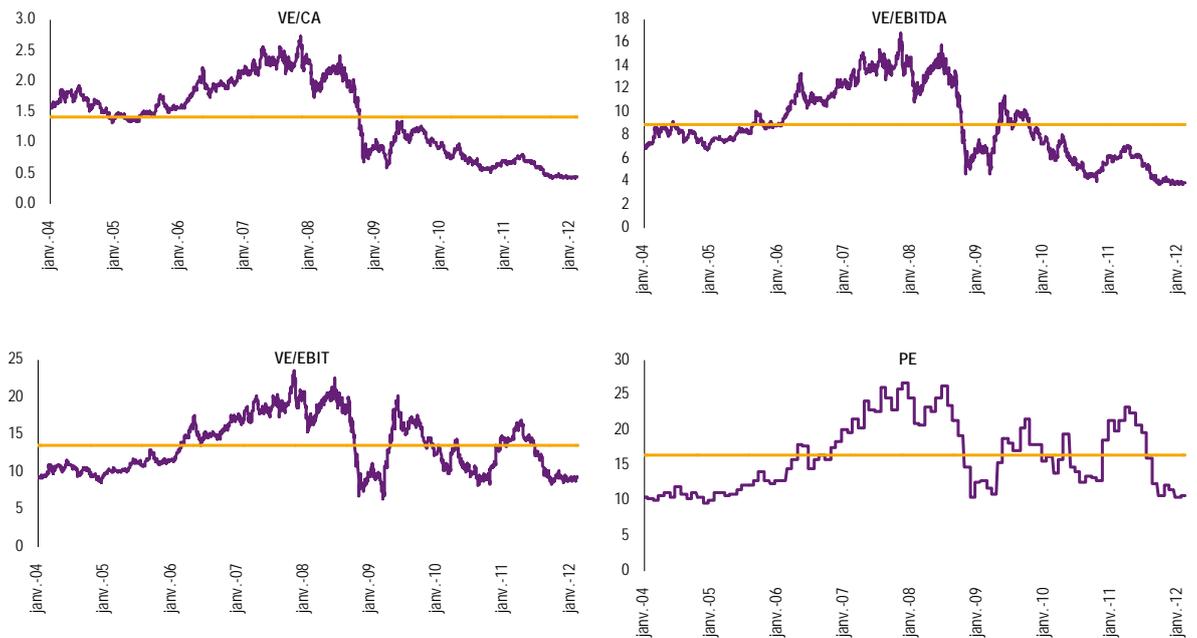
Notre objectif de 2,8 € résulte de la moyenne entre un DCF et une valorisation par les multiples En appliquant les multiples historiques à nos estimations 2015 et 2016 de reprise de cycle, notre valorisation actualisée ressortirait à 5,4 € par action.

Graphique 76 : Synthèse de notre valorisation de Gamesa (en €)



Source : Natixis

Graphique 77 : Ratios de valorisation historiques 12 mois forward (en x)



Source : Datastream

3,4 € par DCF

Gamesa est organisé autour de deux divisions, une dédiée à la vente de turbines et la seconde à la vente de parcs éoliens. Dans la mesure où la division ‘Fermes éoliennes’ a pour seul objectif de vendre des parcs avec des turbines Gamesa, nous considérons que toute la création de valeur est captée par la division ‘Turbines’. Cela est d’autant plus vrai que, dans la grande majorité des cas, Gamesa vend ses parcs à prix coûtant, n’enregistrant une marge que sur la partie turbine du parc. Ainsi, nous pensons qu’il n’y a aucune raison pour que l’on valorise les deux divisions séparément et utilisons un DCF sur la totalité de l’activité du groupe.

Notre valorisation par DCF ressort ainsi à 3,4 € par titre et évolue entre 1,7 et 5,9 € en fonction des hypothèses de marge d'EBIT à long terme retenues et correspond à des multiples 2013 de PE de 11,6x et de VE/EBIT de 9,9x.

Les hypothèses de cash-flows retenues sont les suivantes, actualisées à un CMPC de 8,8% :

- Un TMVA 2011/2015 des ventes de 7%, très au-dessus des 5,7% pour les capacités éoliennes nouvellement installées dans le monde, grâce à un repositionnement de Gamesa vers les marchés en forte croissance, comme l'Inde et l'Amérique du Sud.
- La marge d'EBIT de Gamesa se situe historiquement entre 4 et 11%. Compte tenu de la pression sur les prix et de la hausse des investissements, nous considérons que la marge d'EBIT fluctuera entre 3,1% et 5,2% sur 2011/2020 et retiendrons une marge normative de 4,7%, traduisant sur le long terme la pression exercée sur les marges du fait de la concurrence.
- Des investissements de 275 M€ et 250 M€ sur 2012 et 2013, en ligne avec les guidances du groupe qui justifie ce niveau élevé, par le développement de 7 nouvelles turbines d'ici 2015 dont 2 dans l'offshore. Nous faisons ensuite reculer les investissements jusqu'à ce qu'ils ne représentent plus que 3% du CA, soit 150 M€, montant équivalent aux investissements de maintenance selon nous.
- Nous retenons une hypothèse de BFR normatif de 28% du CA. Il s'agit d'un niveau élevé résultant en partie de la division Fermes éoliennes qui est assez consommatrice de BFR.
- Un taux de croissance à l'infini de 2%, en ligne avec les autres sociétés que nous couvrons sur le secteur des biens d'équipement.

Tableau 57 : Détermination du CMPC

En %	
Taux sans risque	1,73
Prime de risque marché Natixis	8,72
Bêta (x)	1,44
Taux d'impôt	22,0
Coût des capitaux propres	14,30
Taux de rémunération de la dette (après impôt)	4,55
<i>QP capitaux propres (%)</i>	44,1
<i>QP dette (%)</i>	55,9
CMPC	8,85

Source : Estimations Natixis

Tableau 58 : DCF

En M€	2012e	2013e	2014e	2015e	2016e	2017e	2018e	2019e	2020e	Normatif
Chiffre d'affaires	3 253	3 508	3 770	4 020	4 239	4 432	4 612	4 779	4 907	5 005
Croissance (%)	7,2	7,8	7,5	6,6	5,4	4,5	4,1	3,6	2,7	2,0
Cr. Marché éolien (%)	4,7	-2,3	11,6	10,9						
PdM (%)	6,9	7,8	7,6	7,4						
EBITDA	235	289	329	362	374	383	389	394	395	383
Marge (%)	7,2	8,2	8,7	9,0	8,8	8,6	8,4	8,2	8,1	7,7
EBIT	100	138	158	178	195	217	234	248	257	245
Marge (%)	3,1	3,9	4,2	4,4	4,6	4,9	5,1	5,2	5,2	4,9
Impôts	-22	-30	-35	-39	-43	-48	-51	-55	-57	-54
Amortissements	135	151	170	184	179	166	156	146	138	138
En % du CA	4,1	4,3	4,5	4,6	4,2	3,7	3,4	3,1	2,8	2,8
Investissements	-275	-250	-230	-220	-223	-212	-199	-183	-179	-166
En % du CA	8,5	7,1	6,1	5,5	5,3	4,8	4,3	3,8	3,6	3,3
Variation de BFR	63	6	19	38	19	-54	-51	-47	-36	-36
Free cash-flows	1	14	83	141	127	69	89	110	124	128
Discounted free cash-flows	1	12	66	103	85	42	50	57	59	891
En % de la VE	0,1	0,9	4,8	7,5	6,2	3,1	3,7	4,2	4,3	65,2
Valeur d'entreprise	1 367									
Dette nette 2011e	-710									
Minoritaires	-6									
Actifs financiers	175									
Valeur des fonds propres	826									
Nombre d'actions (millions)	244									
Valeur par action (€)	3,4									

Source : Estimations Natixis

Tableau 59 : Sensibilité à la marge d'EBIT normative et au CMPC

En €	CMPC (%)	EBIT LT (%)				
		3,7	4,2	4,7	5,2	5,7
	7,8	3,0	3,8	4,5	5,2	5,9
	8,3	2,6	3,3	3,9	4,5	5,1
	8,8	2,3	2,8	3,4	3,9	4,5
	9,3	2,0	2,5	3,0	3,4	3,9
	9,8	1,7	2,1	2,6	3,0	3,5

Source : Estimations Natixis

Une valorisation par les multiples de 2,2 €

Nous avons retenu les multiples du secteur des biens d'équipement dans notre valorisation.

La forte disparité des multiples des turbinières éoliens comparables à Gamesa, du fait de profils de résultats très contrastés en fonction des expositions géographiques des turbinières, nous conduit à retenir un échantillon plus large de groupes de biens d'équipement. Cet échantillon nous semble d'autant plus représentatif du profil de croissance de Gamesa avec des groupes ayant une forte présence dans les émergents, des TMVA 2011/2013 du CA de plus de 3% et des marges d'EBIT supérieures à 5%.

Tableau 60 : Tableau de valorisation de notre univers de couverture biens d'équipement au 11/04/2012

En x	Opinion	Devise	Capi M€	PE			VE/EBIT			VE/EBITDA		
				2012e	2013e	2014e	2012e	2013e	2014e	2012e	2013e	2014e
ABB Ltd	Acheter	CHF	34 658	12,3	11,4	11,0	8,2	7,5	6,9	7,2	6,6	6,0
Alstom	Acheter	€	7 663	7,4	6,9	6,2	6,1	5,1	4,1	4,5	3,8	3,1
Legrand	Neutre	€	6 720	13,8	13,2	12,4	9,3	8,6	8,2	7,9	7,3	7,0
Philips	Acheter	€	13 934	12,4	9,0	8,0	8,4	6,6	5,7	5,3	4,5	3,9
Schneider Electric	Neutre	€	24 859	11,6	10,7	9,9	8,7	7,8	7,0	6,9	6,2	5,7
Siemens	Alléger	€	66 243	11,1	9,8	8,8	7,4	8,9	9,4	5,3	8,9	8,4
Médiane Large cap				12,3	9,8	8,8	8,4	7,8	7,0	6,9	6,6	6,0
Ansaldo STS	Neutre	€	1 015	12,4	12,1	11,5	7,1	7,0	6,6	6,4	6,3	5,9
Faiveley	Acheter	€	719	10,0	9,4	8,8	6,5	5,8	5,1	5,7	5,1	4,5
Mersen	Acheter	€	492	9,3	8,6	7,7	7,8	7,0	6,1	5,5	5,0	4,3
Neopost	Neutre	€	1 523	8,9	8,6	8,4	8,1	7,9	7,7	6,5	6,3	6,1
Nexans	Acheter	€	1 304	10,0	8,3	7,5	7,6	5,9	5,1	5,1	4,0	3,5
Prysmian	Acheter	€	2 594	10,0	8,7	7,5	7,7	6,5	5,4	5,9	5,1	4,3
Rexel	Acheter	€	4 031	10,4	9,6	8,8	8,2	7,5	6,7	7,8	7,0	6,2
Saft	Neutre	€	557	13,4	12,9	11,2	9,3	8,3	7,0	6,5	5,8	5,0
Médiane Mid cap				10,0	9,0	8,6	7,8	7,0	6,3	6,1	5,4	4,8
Médiane secteur				11,1	9,6	8,8	8,1	7,5	6,7	6,4	6,2	5,7
Vestas	Alléger	DKK	1 375	27,6	24,9	15,3	14,9	14,7	11,3	3,3	3,3	3,1
Gamesa	Acheter	€	560	13,1	8,0	6,4	11,6	8,6	7,3	4,9	4,1	3,5
Nordex		€	310	43,4	24,2	19,8	15,0	11,9	11,5	6,7	6,0	5,7
Suzlon		INR	639	8,1	5,7	nd	7,9	5,6	nd	6,2	4,3	nd
Sinovel		\$HK	3 690	16,6	13,9	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Goldwind		\$HK	1 986	34,3	28,8	nd	22,7	18,4	14,6	15,6	13,4	12,3
Médiane Eolien				22,1	19,05	15,3	14,9	11,9	11,4	6,2	4,3	4,6
<i>Prime (décote) (%)</i>				<i>99</i>	<i>98</i>	<i>74</i>	<i>84</i>	<i>59</i>	<i>70</i>	<i>-3</i>	<i>-31</i>	<i>-19</i>

Source : Natixis

Pour notre valorisation, nous retenons les multiples de PE et de VE/EBIT, plutôt que de VE/EBITDA pour tenir compte des politiques d'investissement différentes selon les acteurs. En effet, sur la période 2010/2013, Gamesa a des investissements très supérieurs à ses pairs des biens d'équipement traditionnels. Dans la mesure où 2012 sera une année de transition, avec plusieurs éléments non récurrents qui pèseront sur les marges (mix de production, lancement de l'industrialisation de nouvelles turbines), nous retenons une valorisation sur la base des multiples 2013, année qui représente une base plus normative. Ainsi, en faisant la moyenne de nos valorisations par PE et VE/EBIT 2013, notre valorisation ressort à 2,2 € par titre.

Tableau 61 : Valorisation de Gamesa par la méthode des comparables

En M€	PE		VE/EBIT	
	2012e	2013e	2012e	2013e
Moyenne du secteur	11,1x	9,6x	8,1x	7,5x
BPA (€) / EBIT	0,17	0,29	100	138
Valeur d'entreprise			811	1 033
- Dette nette			-756	-788
- Minoritaires			-7	-8
+ Actifs financiers			175	175
Fonds propres			223	412
Nombre d'actions (M)			244	244
Valur par action (€)	1,9	2,8	0,9	1,7

Source : Estimations Natixis

Une valorisation de reprise de cycle de 5,4 € par action

Si le marché éolien repart en 2015/16 comme nous l'anticipons, Gamesa serait valorisé à 5,4 € par action.

Notons toutefois que si, comme nous l'anticipons, en 2015/2016, le secteur éolien se retrouve une nouvelle fois en situation de forte croissance, le titre pourrait à nouveau se traiter sur des multiples en lignes avec leurs moyennes historique. Ainsi, en utilisant les multiples historiques de Gamesa sur nos estimations 2015/16 actualisées à aujourd'hui en utilisant le CMPC actuel de Gamesa (8,8%), nous arrivons à un objectif de cours indicatif de 5,4€

Tableau 62 : Valorisation de Gamesa par la méthode des multiples historiques sur nos estimations 2015/2016

En M€	PE		VE/EBIT	
	2015e	2016e	2015e	2016e
Moyenne historique	16,3x	16,3x	13,5x	13,5x
BPA (€) / EBIT	0,44	0,51	178	195
Valeur d'entreprise			2 407	2 638
- Dette nette			-669	-596
Fonds propres			1 738	2 042
Nombre d'actions (M)			244	244
Valeur par action (€)	7,2	8,3	7,1	8,4
Valeur par action actualisée (€)	5,2	5,6	5,2	5,6

Sources : Datastream, estimations Natixis

2. Cap vers les émergents

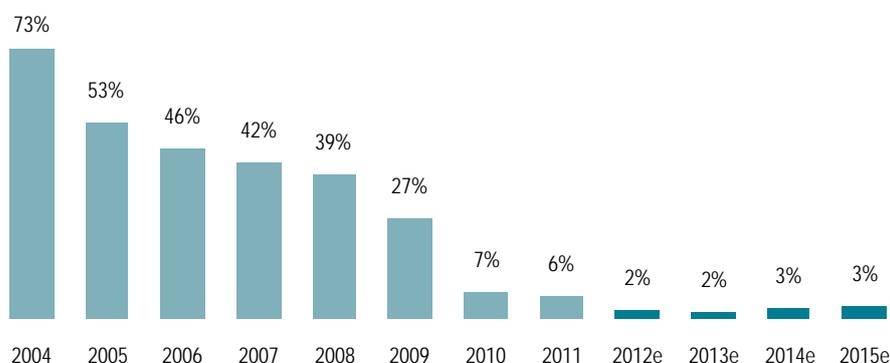
Compte tenu d'un environnement très difficile sur son marché local (Espagne) et plus globalement en Europe, Gamesa a pris la décision stratégique en octobre 2010 de revoir totalement son allocation d'actifs de production afin de cibler les zones avec le plus fort potentiel de croissance dans l'éolien. Les zones principalement ciblées sont l'Inde, l'Amérique Latine et l'Europe de l'Est à court terme et les Etats-Unis et la Chine à plus long terme dans la mesure où il s'agit de zones qui connaissent quelques difficultés à court terme, mais dont le potentiel éolien à long terme est considérable. Cette stratégie a un prix puisque ce sont des zones très concurrentielles avec une forte pression sur les prix qui ont donc tendance à peser sur les marges. Ainsi le groupe a mis en place un programme de réduction de coûts en délocalisant une grande partie de ses capacités de production et en faisant de plus en plus appel à la sous-traitance.

La croissance vient des émergents

Environ 70% du CA de Gamesa provient des pays émergents.

Gamesa, pendant longtemps un acteur principalement espagnol (73% du CA en 2004), s'est progressivement internationalisé pour que l'Espagne ne représente plus que 6% de son CA en 2011. Sa stratégie internationale s'est tournée vers les pays en forte croissance de l'éolien que sont l'Inde, le Brésil, le Mexique, la Pologne, la Roumanie et la Chine.

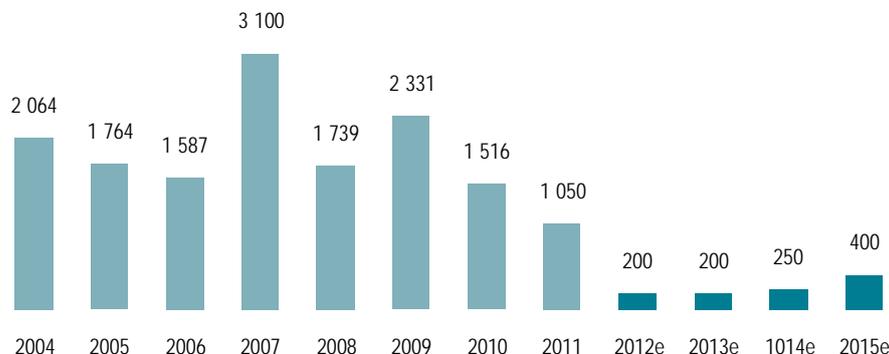
Graphique 78 : Evolution de la part du chiffre d'affaires de Gamesa faite en Espagne (en MW)



Sources : Gamesa, Natixis

Ce retrait progressif du pays coïncide également avec une réglementation qui n'a cessé de se durcir avec en janvier 2012 la décision du gouvernement espagnol de Mariano Rajoy de suspendre, de manière non rétroactive, les subventions aux nouvelles installations de production d'énergie électrique à partir de sources renouvelables, déchets et cogénération. Cette mesure fait suite à une baisse rétroactive des tarifs de rachat en février 2011 et à une réduction de 40% des aides destinées au secteur éolien en octobre 2011. Nous considérons que le marché éolien espagnol est donc un marché en quasi-arrêt au moins sur les 3 prochaines années.

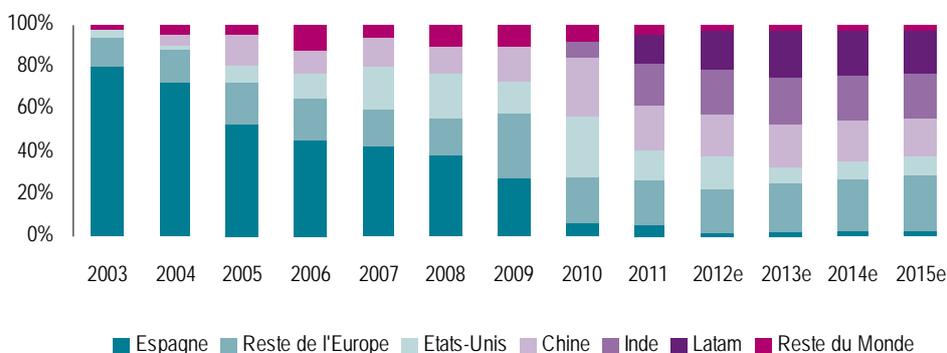
Graphique 79 : Evolution des nouvelles capacités installées en Espagne depuis 2004 (en MW)



Sources : BTM Consult, EWEA, Natixis

Afin de réduire son exposition à l'Europe et plus particulièrement à l'Espagne, Gamesa est entré dès 2003 aux Etats-Unis et 2004 en Chine, 2 zones au fort potentiel éolien à long terme. Mais le véritable tournant est arrivé en 2010 avec son entrée en Inde et en Amérique latine et plus particulièrement au Brésil, réduisant son exposition à l'Europe de 59% à 28% (y compris Europe de l'Est pour 18%).

Graphique 80 : Evolution de l'exposition géographique des ventes (en MW) de Gamesa



Sources : Gamesa, Natixis

Le partenariat avec Iberdrola a facilité l'implantation de Gamesa en Amérique latine.

L'entrée de Gamesa aux Etats-Unis et en Amérique du Sud a été facilitée par la forte présence d'Iberdrola dans ces 2 zones qui prévoit d'installer 360 MW de nouvelles capacités en 2011/2012 au Brésil et en Honduras. Gamesa a également fait une belle percée au Mexique, grâce à la signature d'un contrat cadre, d'une période de 10 ans, avec Cannon Power Group, un des plus importants exploitants renouvelables américains, portant sur la fourniture de 1 000 MW, soit 100 MW par an. Selon nos estimations, Gamesa devrait donc détenir environ 28% de PdM en Amérique latine en 2012e contre 0% en 2008.

L'entrée en Chine s'est, en revanche, faite de manière totalement indépendante, grâce à sa division wind farm qui a permis de développer des parcs dans un premier temps, puis de vendre des turbines, une fois leur efficacité démontrée. En outre, Gamesa a signé des accords avec 3 Utilities de premier plan, Longyuan, China Resources Power et Datang.

Enfin, en Inde, la prise très rapide de parts de marché s'est faite grâce au débauchage du Directeur de la zone Inde de Vestas en 2009. Ainsi, la PdM de Gamesa y est passée de 0% en 2008 à 9% en 2010 et 21% en 2011. Le succès de cette stratégie s'est traduit par la signature d'un contrat historique avec le groupe indien Caparo Energy, d'un montant de 2 Md\$, portant sur la fourniture de 2 GW de turbines de 850 kW et de 2 MW, en 4 ans à partir de janvier 2012. Les parts de marché du groupe dans ces zones devraient se stabiliser à l'avenir avec la montée de la concurrence internationale.

Graphique 81 : Evolution des parts de marché de Gamesa en fonction des zones géographiques



Source : Natixis

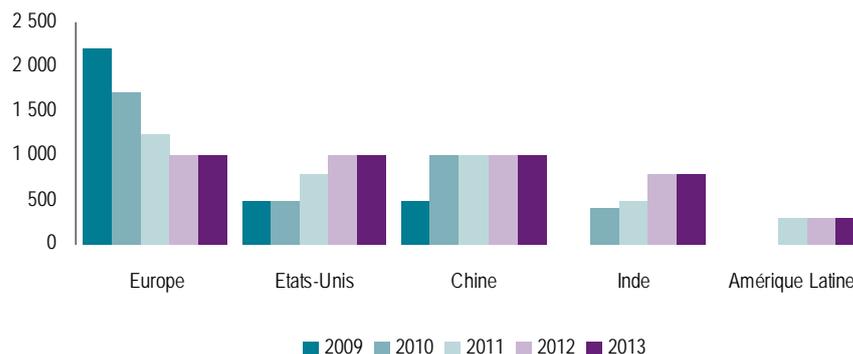
Délocalisation d'une grande partie des capacités de production...

Gamesa a délocalisé la majeure partie de ses moyens de production.

Afin de faire face au nouveau mix-géographique de ses ventes, Gamesa s'est retrouvé dans l'obligation de revoir complètement l'allocation de ses capacités de production pour : 1/ éviter des coûts de transport trop élevés ; 2 / répondre à la réglementation de certains pays qui impose aux exploitants éoliens d'utiliser des turbines produites sur leur sol (Brésil notamment) et 3/ profiter de coûts de production plus faibles.

Lors de la présentation de son business plan 2011/2013 en octobre 2010, le groupe a dévoilé un plan détaillé de l'évolution de ses capacités de production avec notamment une réduction de moitié en Europe, le développement de certaines zones comme les Etats-Unis et la Chine et l'entrée en Inde et au Brésil.

Graphique 82 : Evolution des capacités de production de Gamesa de 2009 à 2013 selon le business plan communiqué (en MW)



Source : Gamesa

En 2011, 32% de ses capacités de production étaient en Europe contre 69% en 2009.

Gamesa est très en avance sur son business plan 2011/2013 en termes de capacités de production, dans la mesure où ses objectifs 2013 seront atteints dès 2012. Ainsi, en 2011, seulement 32% de ses capacités de production étaient localisées en Europe contre 69% en 2009. En revanche, l'objectif qualitatif, dans certaines zones comme la Chine, de produire plus de la nouvelle turbine de 2 MW n'est pas encore atteint.

En outre, nous considérons que la forte croissance du marché brésilien dans les 5 prochaines années va obliger Gamesa à revoir à la hausse ses capacités de production dans ce pays.

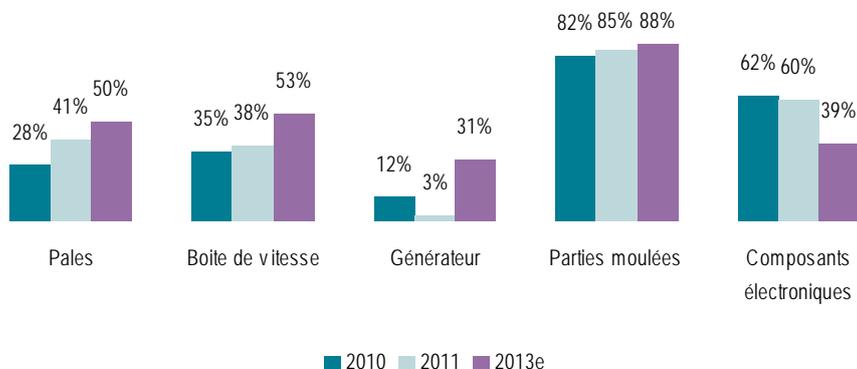
Avec cette stratégie, Gamesa démontre une véritable pro-activité et capacité à s'adapter à des conditions de marché difficiles qui s'avèrent payantes puisqu'au total, qu'en 2010, le groupe a fait son entrée dans 10 nouveaux marchés : Brésil, Bulgarie, Costa Rica, Honduras, Inde, Kenya, Roumanie, Sri Lanka, Suède et Turquie ; et a également démarché 20 nouveaux clients.

... et recours plus important à la sous-traitance

Objectif de recours à la sous-traitance d'environ 50% à horizon 2013.

Son business plan 2011/2013 prévoyait également un recours accru à la sous-traitance afin de s'alléger de certains investissements et d'accroître la flexibilité du groupe en période de crise. Gamesa a ainsi communiqué au marché des objectifs précis de recours à la sous-traitance, en hausse dans tous les domaines à l'exception des composants électroniques, domaine qui est très peu intensif en capital et qui nécessite un véritable savoir-faire.

Graphique 83 : Objectif de recours à la sous-traitance de Gamesa à horizon 2013



Source : Gamesa

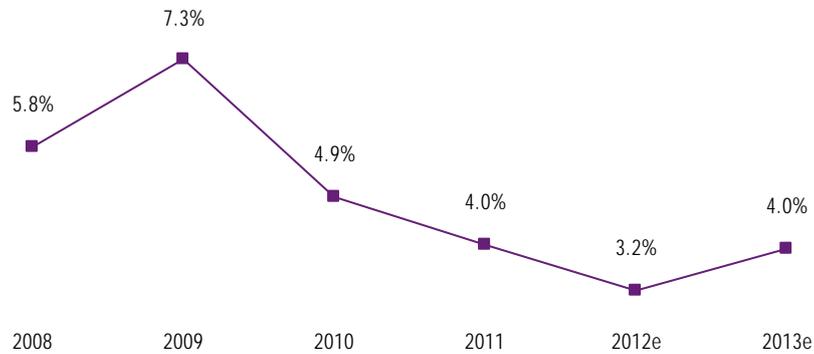
L'autre avantage de la sous-traitance est la possibilité d'entrer sur un marché plus rapidement et de bénéficier des mêmes conditions qu'un turbinier local. A titre d'exemple, cette stratégie a permis à Gamesa de s'implanter rapidement au Brésil en y installant une usine d'assemblage et en sous-traitant la production des composants à des industriels locaux tout en bénéficiant de taux d'intérêt réduits auprès de la Banque d'Etat de développement (BNDES) (ces taux ne sont accordés qu'à la condition que le matériel fourni soit produit à plus de 60% sur le territoire brésilien). Le groupe dispose donc de 300 MW de capacités de production au Brésil début 2012 contre 0 en 2010.

Enfin, dans la période de surcapacité que le secteur éolien traverse actuellement, la sous-traitance est un très bon moyen de transférer la pression sur les prix sur ses fournisseurs qui sont très dépendants de Gamesa. La sous-traitance, ne permet donc pas nécessairement d'augmenter les marges, mais au moins de limiter leur baisse en période de forte pression sur les prix.

Une stratégie qui a néanmoins un prix : les marges sont sous pression

Les marchés émergents sont des zones qui permettent de faire du volume grâce à leur forte croissance, mais ce sont des marchés faiblement margés en raison de la forte pression sur les prix causée par la concurrence et le pouvoir de négociation qui est clairement du côté des exploitants éoliens. Les marges de Gamesa seront donc sous pression pendant quelques années d'autant plus qu'il va beaucoup investir ces 3 prochaines années. La baisse des coûts de main d'œuvre liée son implantation locale permettra d'atténuer quelque peu cette pression mais nous prévoyons des MOP de respectivement 3,2% et 4,0% en 2012 et 2013, soit en dessous de la fourchette communiquée par le groupe de 6-7% en 2013. Notons que cela reste néanmoins supérieur à son concurrent direct Vestas (respectivement une MOP de 1,7% et 2,2% en 2012 et 2013).

Graphique 84 : Evolution des marges d'EBIT de la division turbine de Gamesa depuis 2008



Sources : Gamesa, Natixis

3. Iberdrola : un atout de poids

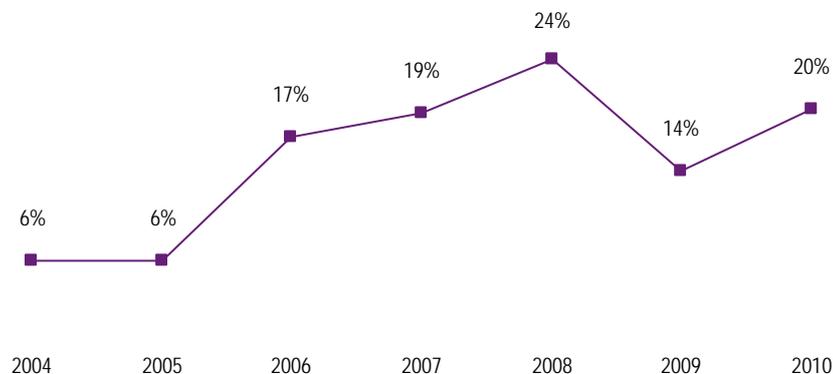
Iberdrola est entré au capital de Gamesa en 2004 et détient une participation qui oscille entre 14% et 24%. Grâce à cette participation, Iberdrola et Gamesa ont signé de nombreux accords stratégiques, faisant d'Iberdrola le premier client de Gamesa (13% du CA 2011 en MW). Cette relation est stratégique pour Gamesa car elle lui permet d'entrer sur de nouveaux marchés ou d'être soutenu par un client important dans le cadre de son projet de développement de turbine éolienne offshore. Cette participation limite également le risque d'OPA sur Gamesa.

Un actionnaire stratégique mais pragmatique

Iberdrola détient 20% de Gamesa.

Iberdrola est entré au capital de Gamesa en 2004 avec une participation de 6%, qui a été portée à 19,58% en 2010. Bien qu'actionnaire stratégique, Iberdrola reste opportuniste et pragmatique dans la gestion de cette participation. En juin 2009, il a vendu 10% de sa participation afin de bénéficier d'un cours de 16,10 €, très au-dessus du plus bas de 7,85 € atteint en mars 2009. Suite à la forte baisse du titre en 2010, Iberdrola a, à nouveau, renforcé sa participation en rachetant 5,5% du capital à un prix moyen de 5,18 €.

Graphique 85 : Evolution de la participation au capital Gamesa



Source : Iberdrola

Le premier client de Gamesa

Environ 13% du CA de Gamesa provient d'Iberdrola.

Gamesa a signé un nouveau contrat de fourniture de turbines éoliennes avec Iberdrola portant sur la fourniture d'un minimum de 50% de ses besoins en matière d'éolien onshore entre 2013 et 2022, ou la fourniture d'un minimum de 3 800 MW, soit environ 380 MW par an représentant environ 13% du CA 2011 de Gamesa. Cet accord comprend également un contrat de maintenance de 3 ans sur 1 748 MW installés en Espagne et au Portugal ainsi qu'une extension de contrat de service d'un an sur 2 312 MW. Cet accord remplace celui, signé en 2008, portant sur la fourniture de 4 500 MW et devant générer des ventes de 502 MW à Iberdrola en 2012, soit 16% du CA estimé de Gamesa.

Iberdrola pourrait également être un soutien pour le développement offshore de Gamesa qui ne dispose actuellement d'aucune turbine offshore dans son catalogue, mais prévoit d'en commercialiser une de 5 MW en 2013 et une de 7 MW en 2015. Gamesa entrera tardivement sur ce

marché et son seul moyen pour se construire un track record sera de trouver un partenaire qui lui fera confiance dans ses débuts. Ce partenaire pourrait être Iberdrola.

En effet, même si le groupe n'a encore passé aucune commande offshore auprès de Gamesa, il a annoncé, en décembre dernier, la signature d'un partenariat portant sur une collaboration étroite entre les 2 protagonistes pour le développement des turbines offshore de Gamesa, qui pourrait déboucher sur des prises de commandes. Ce partenariat est une très bonne chose pour Gamesa dans la mesure où Iberdrola dispose d'un pipeline de plus de 10 000 MW dans l'éolien offshore, via ses filiales Iberdrola Renovables en France et Scottish Power au Royaume-Uni.

Tableau 63 : Détail du pipeline offshore d'Iberdrola

Capacités (MW)	Nom du projet	Consortium	Pays	Statut	Date de construction
7 200	East Anglia (Round 3 du Crown Estate)	Scottish Power (Iberdrola)/Vattenfall	Ecosse	Pré-accord	Post 2015
1 800	Argyll Array (Scottish territorial Waters)	Scottish Power (Iberdrola)	Angleterre	Pré-accord	Post 2017
420 – 750	Saint-Nazaire	Iberdrola Renovables/Eole-RES/Technip/Areva	France	Appel d'offres	Post 2014
389	West of Duddon Sands (Round 2 du Crown Estate)	Scottish Power (Iberdrola)/Dong Energy	Angleterre	Accord signé	Post 2013
9 809 – 10 139					

Sources : Crown Estate, Natixis

Une OPA sur Gamesa ne pourra pas se faire sans l'accord d'Iberdrola

Le prix de revient d'Iberdrola est d'environ 15 € soit près de 7 fois plus que le cours de Bourse actuel.

Iberdrola, en tant que client, représente un des plus gros actifs de Gamesa puisque plus de 13% du CA du groupe provient de ce seul client. Une OPA hostile paraît donc totalement inenvisageable dans ce contexte. Une OPA amicale est, en revanche, possible mais il paraît peu probable qu'Iberdrola veuille céder ses titres à un niveau inférieur à son prix de revient que nous estimons à 15,23 € (soit près de 7 fois le cours actuel de Gamesa).

Tableau 64 : Evolution de la participation et du prix de revient unitaire d'Iberdrola dans Gamesa

Date	Achat (%)	Vente (%)	Participation totale (%)	Prix d'achat ou de vente (€)	Prix de revient unitaire moyen (€)
29/12/2004	6,00		6,00	10,26	10,26
06/07/2006	11,00		17,00	16,63	14,38
28/12/2007	2,25		19,25	31,44	15,33
07/03/2008	4,63		23,88	28,67	18,04
02/06/2009		9,78	14,10	16,10	19,50
Oct. à déc. 2010	5,48		19,58	5,18	15,23

Sources : Gamesa, Datastream, Bloomberg, Natixis

Parmi les acquéreurs potentiels, nous identifions 2 types d'acteurs : 1/ les turbiniers asiatiques qui n'auront pas d'autre choix que de procéder à des acquisitions s'ils veulent pouvoir s'implanter en Europe, comme Suzlon avec Repower et 2/ un grand groupe industriel qui veut étendre son portefeuille de produits à l'éolien comme Alstom avec Ecotecnia ou Areva avec Multibruid. Dans la mesure où les grands groupes industriels européens et américains sont déjà présents dans l'éolien, il pourrait plutôt s'agir d'acteurs asiatiques tels que les sud coréens Samsung, Doosan etc... Ils sont déjà présents dans l'éolien, mais de manière encore anecdotique et une acquisition pourrait leur permettre d'accélérer leur développement.

4. Un modèle intégré vers l'aval

Contrairement à ses concurrents directs européens, Gamesa ne se limite pas à vendre des turbines et des services associés, mais est également présent dans le développement éolien. Cette activité est stratégique pour le groupe puisqu'elle lui permet de pénétrer certains marchés qui lui auraient été inaccessibles autrement.

Wind Farm : un véritable atout stratégique

La division Wind Farm (environ 18% du CA groupe) de Gamesa est présente sur toute la chaîne de valeur du développement de site éolien, allant de la prospection de site jusqu'à la mise en service de la ferme éolienne. Cela représente donc des projets s'étalant sur 4 à 5 ans pour Gamesa. Une fois le projet mis en service, Gamesa le cède à la Utility qui lui a commandé. Cette division correspond donc à de la vente de parcs éoliens clés en main.

Tableau 65 : Cycle de production de Gamesa dans sa division Wind Farm

	Cycle de production de Gamesa					Cycle de production du client
	Développement			Installation		Phase d'exploitation
Actions	Prospection de site	Mesure du vent	Permis de construire	Ingénierie civile	Installation des turbines	Contrat de maintenance et de service de Gamesa
Durée	6 mois	2 ans	1 an	4 mois	2-3 mois	
Durée totale	3-4 ans			6-9 mois		> 20 ans

Source : Gamesa

La division Wind Farm permet à Gamesa de pénétrer des marchés dans lesquels il n'est pas présent.

Cette division est un véritable atout pour Gamesa car elle soutient les ventes de sa division Turbines en :

- Touchant de plus petits exploitants (Independent Power Producer) ou des investisseurs financiers qui souhaitent investir directement dans une ferme déjà mise en service.
- Lui permettant de pénétrer sur certains marchés qui lui seraient inaccessibles en tant que simple turbinier. Le développement très rapide de Gamesa en Inde repose en grande partie sur cette division. En effet, en Inde il y a une demande beaucoup plus forte pour les fermes clés en main que pour l'achat de turbines uniquement. C'est d'ailleurs pour cela qu'une grande partie du pipeline de projets de Gamesa se situe dans ce pays (2 175 MW).

Gamesa peut également vendre ses projets avant de les mener à leur terme. C'est le cas en Chine où Gamesa vend certains de ses projets à prix coûtant avec la garantie que le développeur y installera ses turbines. Son portefeuille de projets dans le monde de 23 891 MW à fin décembre 2011, dont 3 953 MW ont une forte probabilité d'aboutir car déjà bien avancés, représentent un véritable atout pour le groupe.

Ainsi, la création de valeur de cette division se fait principalement au niveau de la division Turbines. C'est pourquoi Gamesa vise un EBIT de 25 M€ seulement, à moyen terme, pour son activité Wind Farm, permettant juste de couvrir les intérêts de la dette associée à cette division.

Un potentiel encore inexploité dans les services

Fort potentiel d'amélioration de la marge dans les services.

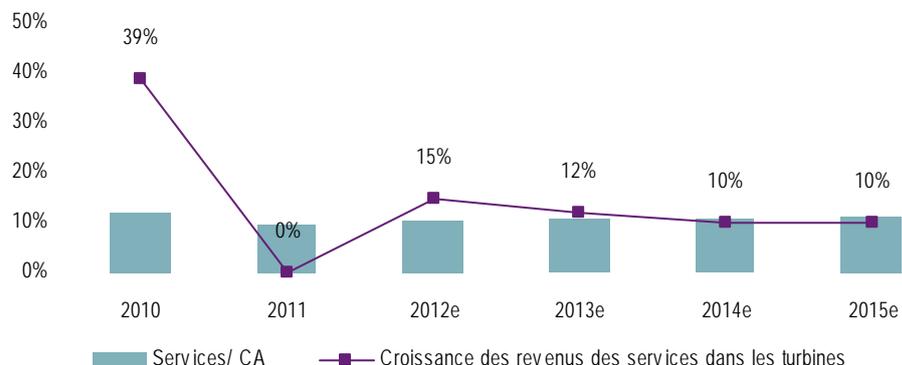
Le groupe dispose d'un grand potentiel dans les services du fait de sa base installée, mais il ne l'exploite pas encore de manière optimale. A terme, les services pourraient représenter jusqu'à 15% du CA dans les turbines avec une marge d'EBIT de 10%. Cela n'est pas encore intégré par le consensus, et à juste titre, puisque l'horizon est assez éloigné. Cependant, cela pourrait participer à un redressement des marges du groupe à moyen terme.

Les contrats de services (11% du CA) ont 3 objectifs : 1/ maximiser la disponibilité des turbines (les arrêter pour des opérations de maintenance au moment où il y a le moins de vent par exemple. Grâce à l'utilisation d'outils de prévisions météorologiques); 2/ augmenter la performance du parc éolien dans son ensemble ; 3/ réduire les coûts d'exploitation. Ils constituent un véritable avantage concurrentiel face aux fabricants chinois qui sont encore totalement absents de ce segment car ils ne disposent pas d'un track record suffisant dans la prise de données sur les vents et ne disposent pas non plus de la technologie nécessaire à la mise en place d'une telle solution.

Gamesa dispose de la 4^{ème} plus importante base installée de turbines éoliennes dans le monde avec environ 23,7 GW fin 2011, ce qui représente un potentiel considérable pour le groupe en termes de ventes de services. C'est pourquoi Gamesa est très ambitieux et a l'intention d'investir massivement dans ce domaine. Le groupe a ainsi communiqué dans son business plan 2010/2013 sur un objectif de croissance annuelle dans les services, de plus de 15% avec 24 GW sous contrat contre 13,6 GW aujourd'hui, soit 56% de la base installée.

Par prudence, nous avons retenu un rythme de croissance d'environ 12% en moyenne sur 2012/2015, inférieur à la guidance initiale.

Graphique 86 : Croissance des revenus des services dans les turbines et leur part dans le CA



Sources : Gamesa, Natixis

En outre, Gamesa est encore très en retard au niveau des marges dans les services puisqu'elles sont comparables à celles faites sur les ventes de turbines (environ 5% en marge d'EBIT). Il s'agit d'un niveau très inférieur à celui de Vestas et de Nordex (environ 15%). Gamesa a pour objectif d'arriver à une marge d'EBIT de 10% à moyen terme grâce notamment à un important travail de rationalisation.

5. Un pipeline de produits ambitieux

Gamesa détient aujourd'hui l'une des plus larges gammes de turbines d'une puissance nominale de 2 MW. Cependant, le groupe ne dispose pas actuellement de turbines plus puissantes ni de turbines offshore. Cela ne constitue pas un problème à court terme dans la mesure où les pays ciblés actuellement sont des zones dans lesquelles ce sont surtout des turbines de moins de 2 MW qui sont vendues. Cependant, plus une turbine est puissante et performante, plus elle est margée, car beaucoup moins sensible à la pression sur les prix. Une amélioration des marges de Gamesa à moyen terme passe donc par la mise sur le marché de produits plus puissants et techniques.

7 nouvelles turbines sont prévues d'ici 2015

Conscient des limites de son offre en comparaison de la concurrence, Gamesa s'est lancé dans un programme sur 5 ans de commercialisation de nombreux nouveaux modèles adaptés à tous les types de vent.

Une turbine très innovante dans l'onshore

En 2012, Gamesa commercialisera une turbine de 4,5 MW qui ne coûtera pas plus cher à transporter et à installer qu'une turbine de 2 MW.

Les turbines les plus innovantes sont la G10X qui est une turbine onshore de 4,5 MW qui se déclinera avec un rotor de 128 et un autre de 136 mètres. Rappelons que plus le rotor est grand, plus la turbine peut produire d'électricité car elle peut tourner avec des vents beaucoup plus faibles. Cette turbine a reçu toutes les certifications pour être commercialisée en Europe et d'autres certifications sont attendues, en 2012, pour une commercialisation en Chine et aux Etats-Unis. La production en série débutera donc début 2012 pour la version de 128 mètres et fin 2012 dans sa version de 136 mètres. Les principales innovations de cette turbine sont ses pales qui sont en deux morceaux. Ainsi, elle est aussi facilement transportable qu'une turbine de 2 MW, ce qui permet de réduire les coûts de logistique. Jusqu'à présent les ventes de turbines onshore de plus de 3 MW restent limitées sur le marché en raison des contraintes de transport. Seul Enercon propose des turbines de cette puissance en onshore.

Des turbines offshores pour cibler la mer du nord

2 turbines offshores sont prévues, une de 5 MW en 2013 et une de 7 MW en 2015.

Dans l'offshore, Gamesa est très ambitieux puisqu'il prévoit de produire en série une turbine de 5 MW en 2013, la G11X, et une turbine de 7 MW en 2015, la G14X. Avec ces nouvelles turbines, le groupe espère pouvoir se faire une place sur les nombreux projets de la Mer du nord. Rappelons que dans l'offshore, Gamesa s'est associé au groupe américain spécialisé dans la construction de navires, Northrop Grumman Corp, afin de bénéficier de son expertise logistique en mer.

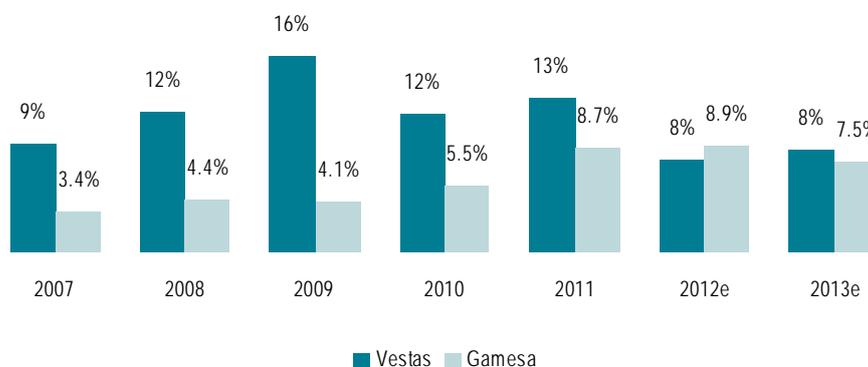
L'arrivée de Gamesa sur le marché offshore est relativement risquée dans la mesure où le groupe ne bénéficie actuellement d'aucune expertise en la matière. Cependant la coopération avec Iberdrola qui pourrait déboucher sur des commandes fermes, associée à l'expertise maritime de Northrop pourrait lui permettre de se faire une place face à l'importance de la concurrence.

Des investissements relativement contenus

Gamesa a réussi à contenir ses investissements à 8,7% du CA en 2011 contre 13% pour Vestas.

Compte tenu de l'importance des projets lancés avec des nouveaux produits d'une part et la réallocation des usines de production vers les pays dans lesquels Gamesa est le plus présent, les investissements prévus semblent bien maîtrisés si on les compare à Vestas. En effet, Gamesa prévoit 250 M€ d'investissement par an sur la période 2011/2013e, soit 8% du chiffre d'affaires en moyenne contre 5% en moyenne sur 2007/2010, alors que Vestas a consacré 12% de son CA, en moyenne, aux investissements sur 2007/2010 et 10% sur 2011/2013.

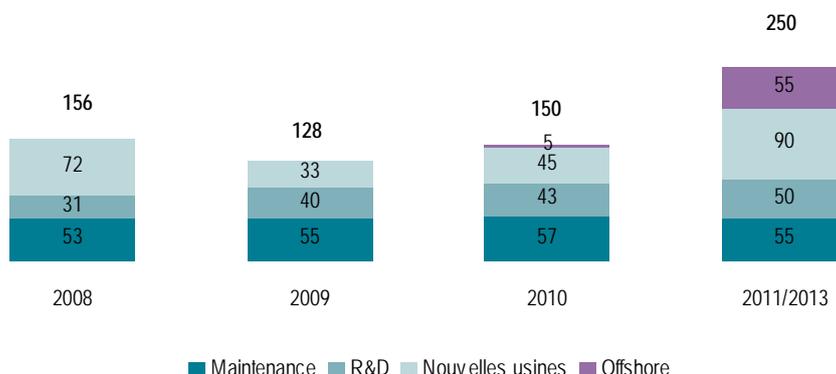
Graphique 87 : Comparaison entre Vestas et Gamesa de la part du chiffre d'affaires consacrée aux investissements



Sources : Compagnies, Natixis

Si les investissements de Gamesa ne s'envolent pas, même avec un plan de développement aussi ambitieux c'est principalement grâce au recours à la sous-traitance. La hausse des investissements entre 2010 et 2011 résulte des investissements dans l'offshore (55 M€ en 2011 contre 5 M€ en 2010) et dans l'ouverture de nouvelles usines de production.

Graphique 88 : Décomposition des investissements de Gamesa depuis 2008 (en M€)

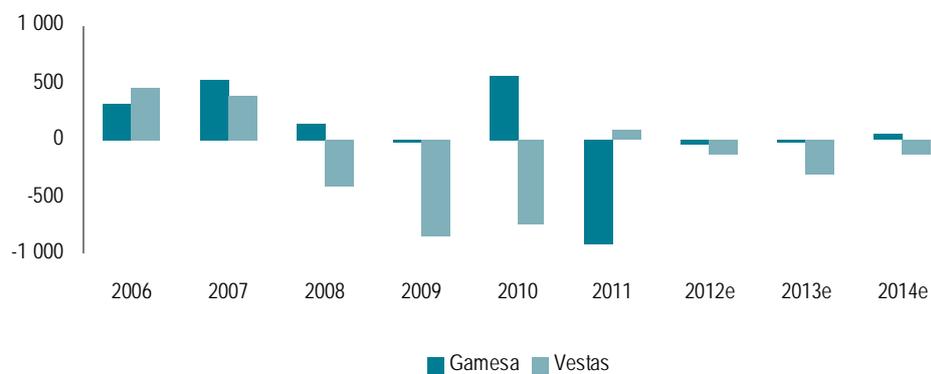


Source : Gamesa

Sur les 6 dernières années, Gamesa n'a eu un FCF négatif qu'en 2011.

Gamesa enregistre ainsi un historique de génération de cash bien plus consistant que celui de Vestas à l'exception de l'année 2011. En effet, Gamesa a été pénalisé par une envolée de son BFR. Cependant cet effet est temporaire dans la mesure où celle-ci résulte de la réallocation des unités de production vers les pays en forte croissance.

Graphique 89 : Comparaison de la génération de FCF entre Gamesa et Vestas (en M€)



Sources : Sociétés, Natixis

6. Un plan 2013 à revoir

Malgré un environnement très difficile, Gamesa est le seul acteur dans notre couverture à ne pas avoir fait d'avertissement sur ses résultats en 2011. Cela renforce la crédibilité du management et du PDG, qui ont montré une grande réactivité en 2010 en se tournant principalement vers les zones à forte croissance. Cela permet également au management de se forger un véritable track record. La stratégie à horizon 2013 et les guidances associées nous paraissent néanmoins ambitieuses, dans la mesure où les années 2012/13 s'annoncent plus difficiles qu'au moment où Gamesa a communiqué ses guidances. Ainsi, nous considérons que les guidances 2013 du groupe ne seront pas atteintes et qu'il est fort probable que le groupe les révise à la baisse en fin d'année 2012. Le consensus semble déjà avoir intégré cet élément.

Un management réactif

Dès 2010, le management a opéré un virement stratégique vers les émergents.

Après avoir eu de multiples responsabilités managériales dans des banques d'affaires, Jorge Calvet est entré chez Gamesa en octobre 2005 en tant qu'administrateur indépendant au sein du Conseil d'administration, dont il est devenu le Vice Président en 2007 puis PDG, en octobre 2009. A son arrivée à la tête de Gamesa, le groupe faisait encore 74% de son CA en Europe et aux Etats-Unis contre 41% en 2011 au profit de zones en très forte croissance comme l'Inde et le Brésil, pays dans lesquels Gamesa a des positions solides. Cette rapide mutation est le résultat de la réactivité de Jorge Calvet.

En outre, il a lancé le groupe dans le développement d'une turbine onshore de 4,5 MW, parfaitement adaptée aux sites peu venteux, afin de regagner des parts de marché en Europe occidentale, qui est un marché mieux margé. Sous son impulsion Gamesa développe également une turbine offshore qui sera destinée principalement à l'Europe du Nord.

Calvet a donc lancé le groupe dans une stratégie en 2 étapes. La première est l'expansion dans les marchés à forte croissance. La seconde est une phase de croissance des marges via la prise de PdM en Europe occidentale, marché à plus forte valeur ajoutée et moins sensible aux prix. Au regard de la croissance du groupe et de son mix-géographique, on peut dire que la première étape a été achevée avec succès. A ce stade, la seconde étape est encore en cours avec une date prévue de commercialisation pour la turbine de 4,5 MW en 2012 et de la turbine offshore de 7 MW en 2015.

Mais les objectifs 2013 ne pourront être atteints

Lors de la présentation de ses résultats 2011, Gamesa a publié des résultats en ligne mais a révisé fortement à la baisse sa guidance 2012, nous laissant penser que, dans les conditions actuelles de marché, le groupe ne pourra pas atteindre ses guidances 2013 ce que le marché nous semble déjà avoir intégré. A ce stade, le management n'a donné aucune nouvelle indication pour 2013.

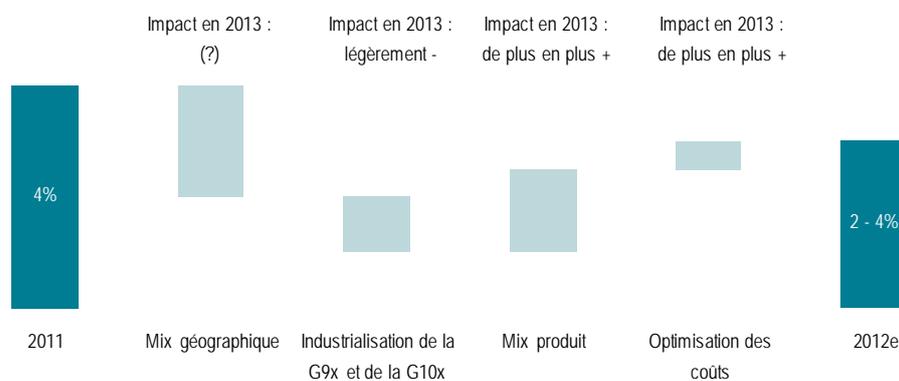
2012, une année difficile, mais meilleure que ses pairs

Gamesa a revu à la baisse ses guidances 2012, mais l'année restera meilleure que pour ses pairs.

Gamesa table désormais sur une fourchette de ventes pour 2012 de 2 800-3 200 MW contre 3 000 – 3 500 MW précédemment. Le groupe souhaite privilégier ses marges et sa structure financière aux volumes, notamment dans des zones comme la Chine où la pression est telle qu'il est devenu extrêmement difficile de ne pas vendre à perte. Ainsi, Gamesa communique sur une marge d'EBIT comprise entre 2 et 4% en 2012, contre 4% en 2011. Cette baisse de marge proviendra du mix-

géographique négatif alors que la réallocation de l'appareil de production n'est pas encore totalement achevée, ni la mise en production de série de la nouvelle turbine de 2.5 MW.

Graphique 90 : Détails des différents impacts sur les marges d'EBIT en 2012 et 2013



Source : Gamesa

Dans la mesure où le groupe a réussi à générer une croissance de 17% de ses MW vendus en 2011 dans un contexte qui était déjà très difficile, nous sommes confiants quant à sa capacité à atteindre le milieu de sa guidance soit 3 000 MW (soit une hausse de 7,1% par rapport à 2011). Concernant la marge d'EBIT, nous tablons sur une MOP de 3,1% en 2012, soit 10 pb au dessus du milieu de fourchette de la guidance 2012.

Tableau 66 : Estimations Natixis vs consensus et guidance 2012

En M€	2011	Guid. 2012e	Cons. 2012e	Var. (%)	Natixis 2012e	Var. (%)	Nat. Vs Cons. (%)
CA (MW)	2 802	2 800 - 3 200	3 000	7,1	3 050	8,9	1,7
EBIT	131		90	-31,3	100	-23,7	11,1
MOP (%)	4,30	2 - 4	2,9	-140 pb	3,10	-120 pb	+20 pb
BPA (€)	0,21		0,14	-33,3	0,17	-19,0	21,4
Capex	234	275	nd	-	275	17,0	-
FCF	-910	0	nd	-	-33	-	-

Sources : IBES, Gamesa, estimations Natixis

Même si Gamesa a abaissé sa guidance, il reste le turbinier éolien offrant les meilleures perspectives de croissance (si on retire les guidances de Vestas et Nordex des effets reports) et de rentabilité en 2012, mais surtout en 2013, puisque grâce à sa faible exposition relative aux marchés européens et américain, Gamesa sera le seul acteur en croissance en 2013.

Tableau 67 : Tableau de comparaison des croissances, marges d'EBIT et guidance des turbinières européens

En %	Gamesa		Vestas	
	2012e	2013e	2012e	2013e
Guidances				
Croissance du CA	0 - 14	14 - 22	-7 - 14	
MOP	2 - 4	6-7	0 - 4	
FCF (M€)	0		>0	
Natixis				
Croissance du CA ¹	7,2	7,8	2,7	-9,2
MOP	3,1	3,9	1,7	2,2
FCF (M€)	-33	-21	-56	-567

¹ Croissance hors effet report.

Sources : Sociétés, estimations Natixis

Le marché a déjà intégré le fait que la guidance 2013 ne sera pas atteinte

L'objectif 2013 devrait être revu à la baisse mais le consensus l'a déjà intégré.

Jusque là, les objectifs du plan 2010/2013 semblaient ambitieux mais atteignables. Après la forte révision en baisse de la guidance 2012, il faudrait que Gamesa affiche une croissance de plus de 20% de ses ventes et de 300 pb de sa marge d'EBIT pour atteindre le bas de fourchette de son objectif 2013 (en partant du milieu de fourchette de la guidance 2012). Cela nous paraît ambitieux d'autant que le marché américain pourrait baisser de 50% en 2013, et que la marge d'EBIT du groupe devrait encore être affectée par certains coûts d'industrialisation (comme en 2011).

D'autre part, le marché n'y croit plus non plus puisque le consensus 2013 est un CA de 3 263 M€ pour une MOP de 3,9%. En prenant nos hypothèses de prix moyen de vente par MW de 0,89 M€ (-2% par an) et un CA des services qui représente 11% du CA des turbines, on a un consensus qui table sur environ 3 050 MW vendus en 2013 pour une MOP d'environ 3,9%, très en dessous des guidances du groupe de 3 660 MW vendus pour une MOP de 6-7%.

Nous tablons sur 3 350 MW vendus en 2013 et une MOP dans la division turbine de 3,9%. Nous sommes donc un peu plus optimistes que le consensus au niveau de la croissance du CA, car nous restons confiants sur le potentiel de croissance qu'offrent les zones dans lesquelles Gamesa est en train de s'implanter.

Tableau 68 : Guidance 2013 contre le consensus 2013

En %	2011	2012e	Guidance 2013e	Consensus 2013e	Ecart	Natixis 2013e	Ecart
CA (MW)	2 802	3 050	> 3 660	3 050	-16,7%	3 350	-8,5%
Croissance du CA	16,5	8,9	TMVA 2010/2013 > 15	0		9,8	
Marge d'EBIT	4,0	3,1	6 - 7	3,9	- 210 / - 310 pb	3,9	- 210 / - 310

Sources : Gamesa, Natixis, Ibes

Eléments financiers	au 31/12					Gamesa
Compte de résultat (M€)	2010	2011	2012e	2013e	2014e	TMVA 11/14
Chiffre d'affaires	2 764,0	3 033,0	3 252,8	3 507,8	3 769,8	7,5%
<i>Variation</i>	-14,4%	9,7%	7,2%	7,8%	7,5%	
Croissance organique	-14,4%	9,7%	7,2%	7,8%	7,5%	
Excédent brut d'exploitation	221,8	230,0	234,8	288,9	328,7	12,6%
<i>Variation</i>	-19,8%	3,7%	2,1%	23,0%	13,8%	
Résultat d'exploitation publié	119,1	131,0	100,1	137,8	158,3	6,5%
<i>Variation</i>	-32,7%	10,0%	-23,6%	37,6%	14,9%	
Résultat d'exploitation corrigé	119,1	131,0	100,1	137,8	158,3	6,5%
<i>Variation</i>	-32,7%	10,0%	-23,6%	37,6%	14,9%	
Marge d'exploitation	4,3%	4,3%	3,1%	3,9%	4,2%	
Résultat financier net	-54,3	-39,0	-44,0	-46,0	-44,5	
Résultat courant avant impôt	64,8	92,0	56,1	91,8	113,8	7,3%
Résultat exceptionnel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Impôt sur les sociétés	15,3	-18,0	-12,3	-20,2	-25,0	
Amt. / dep. survaleurs	-30,4	-24,6	0,0	0,0	0,0	
Résultat des SME	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
Intérêts minoritaires	-0,5	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	
Résultat net des activités cédées	-1,0	2,4	0,0	0,0	0,0	
Résultat net part du groupe	50,3	50,8	42,8	70,6	87,8	20,0%
<i>Variation</i>	-56,2%	1,0%	-15,8%	65,0%	24,3%	
RNPG corrigé	73,8	67,5	42,8	70,6	87,8	9,2%
<i>Variation</i>	-37,1%	-8,7%	-36,6%	65,0%	24,3%	
Tableau de financement (M€)	2010	2011	2012e	2013e	2014e	TMVA 11/14
MBA	331,0	150,8	178,5	222,7	259,2	19,8%
Investissements nets	-152,4	-250,0	-275,0	-250,0	-230,0	-2,7%
Diminution (Augmentation) du BFR	407,9	-920,8	63,4	5,8	18,8	
Cash-flow disponible	586,5	-1 020,0	-33,1	-21,5	48,0	ns
Investissements financiers	-33,2	0,0	0,0	0,0	0,0	
Distribution	-10,2	-5,0	-12,7	-10,7	-17,6	52,2%
Augmentation de capital	-2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Produits de cessions	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	
Divers	-54,2	100,0	-	-	-	
Augmentation (Diminution) de la trésorerie	492,3	-925,0	-45,8	-32,2	30,3	
Endettement net	-215,2	710,2	756,0	788,2	757,8	
Gearing	-13,2%	42,0%	43,9%	44,2%	40,9%	

Bilan simplifié (M€)	2010	2011	2012e	2013e	2014e	TMVA 11/14
Immobilisations nettes	981,8	1 070,0	1 210,3	1 309,1	1 368,6	8,6%
dont survaleur nette	387,3	387,0	387,0	387,0	387,0	
dont survaleur brute	387,3	387,0	387,0	387,0	387,0	
Immobilisations financières	297,2	242,6	242,6	242,6	242,6	
BFR	411,2	1 332,0	1 268,6	1 262,8	1 244,0	
Actif net des activités cédées	-	-	-	-	-	-
Fonds propres ensemble	1 628,7	1 692,0	1 723,1	1 783,9	1 855,1	3,1%
dont part du groupe	1 623,7	1 686,0	1 716,0	1 775,9	1 846,0	
Provisions	276,6	242,4	242,4	242,4	242,4	
Endettement net	-215,2	710,2	756,0	788,2	757,8	

Données par action (€)	2010	2011	2012e	2013e	2014e	TMVA 11/14
Nombre de titres à la cote (millions)	-	247,3	247,3	247,3	247,3	0,0%
Nombre de titres dilué (millions)	244,4	244,4	244,4	244,4	244,4	0,0%
BPA publié	0,21	0,21	0,17	0,29	0,36	20,0%
BPA corrigé	0,30	0,28	0,17	0,29	0,36	9,2%
Survaleur	0,12	0,10	0,00	0,00	0,00	ns
Cash-flow	1,35	0,62	0,73	0,91	1,06	19,8%
Dividende net	0,12	0,05	0,04	0,07	0,09	20,0%
Taux de distribution	58,3%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	
Fonds propres	6,64	6,90	7,02	7,27	7,55	3,1%

Ratios financiers	2010	2011	2012e	2013e	2014e	TMVA 11/14
Frais de personnel (M€)	295	355	378	401	424	6,1%
Frais de personnel (% du CA)	10,7%	11,7%	11,6%	11,4%	11,2%	
Rex (% du CA)	4,3%	4,3%	3,1%	3,9%	4,2%	
Rex corrigé (% du CA)	4,3%	4,3%	3,1%	3,9%	4,2%	
Taux d'imposition apparent	23,6%	-19,6%	-22,0%	-22,0%	-22,0%	
Marge nette	1,8%	1,7%	1,3%	2,0%	2,4%	
Rentabilité des fonds propres	3,1%	3,0%	2,5%	4,0%	4,8%	
Rentabilité capitaux investis	7,7%	4,6%	3,2%	4,2%	4,7%	
Capitaux investis (M€)	1 393	2 402	2 479	2 572	2 613	2,8%
Couverture des frais financiers (x)	2,2	3,4	2,3	3,0	3,6	
Endettement net/EBE (x)	-1,0	3,1	3,2	2,7	2,3	
Gearing	-13,2%	42,0%	43,9%	44,2%	40,9%	
BFR (% du CA)	14,9%	43,9%	39,0%	36,0%	33,0%	
Survaleur (% des fonds propres)	23,8%	22,9%	22,5%	21,7%	20,9%	
Investissements nets (% du CA)	-5,5%	-8,2%	-8,5%	-7,1%	-6,1%	

Ratios boursiers	2012e	2013e	2014e
VE/CA (x)	0,4	0,3	0,3
VE/EBE (x)	4,9	4,1	3,5
VE/Rex corrigé (x)	11,6	8,6	7,3
Cours/Fonds propres (x)	0,3	0,3	0,3
Cours/Cash-flow (x)	3,1	2,5	2,2
PE corrigé	13,1	8,0	6,4
PE publié	13,1	8,0	6,4
Rdt Net	1,9%	3,1%	3,9%
Free cash flow yield (%)	-5,8%	-3,8%	8,4%

* voir méthodologie appliquée aux recommandations boursières avant le 01/05/2010 précisée dans le disclaimer ci-après

Ce document peut évoquer des méthodes d'évaluation dont les définitions résumées sont les suivantes :

- 1/ Méthode des comparaisons boursières : les multiples de valorisation de la société évaluée sont comparés à ceux d'un échantillon de sociétés du même secteur d'activité, ou d'un profil financier similaire. La moyenne de l'échantillon établit une référence de valorisation, à laquelle l'analyste ajoute le cas échéant des décotes ou des primes résultant de sa perception des caractéristiques spécifiques de la société évaluée (statut juridique, perspectives de croissance, niveau de rentabilité...).
- 2/ Méthode de l'ANR : l'Actif Net Réévalué est une évaluation de la valeur de marché des actifs au bilan d'une société par la méthode qui apparaît la plus pertinente à l'analyste.
- 3/ Méthode de la somme des parties : la somme des parties consiste à valoriser séparément les activités d'une société sur la base de méthodes appropriées à chacune de ces activités puis à les additionner.
- 4/ Méthode des DCF : la méthode des cash-flows actualisés consiste à déterminer la valeur actuelle des liquidités qu'une société dégagera dans le futur. Les projections de cash-flows sont établies par l'analyste en fonction de ses hypothèses et de sa modélisation. Le taux d'actualisation utilisé est le coût moyen pondéré du capital, qui représente le coût de la dette de l'entreprise et le coût théorique des capitaux propres estimés par l'analyste, pondérés par le poids de chacune de ces deux composantes dans le financement de la société.
- 5/ Méthode des multiples de transactions : la méthode consiste à appliquer à la société évaluée les multiples observés dans des transactions déjà réalisées sur des sociétés comparables.
- 6/ Méthode de l'actualisation des dividendes : la méthode consiste à établir la valeur actualisée des dividendes qui seront perçus par l'actionnaire d'une société, à partir d'une projection des dividendes réalisée par l'analyste et d'un taux d'actualisation jugé pertinent (généralement le coût théorique des fonds propres).
- 7/ Méthode de l'EVA : la méthode "Economic Value Added" consiste à déterminer le surcroît annuel de rentabilité dégagé par une société sur ses actifs par rapport à son coût du capital (écart également appelé "création de valeur"). Ce surcroît de rentabilité est ensuite actualisé pour les années à venir avec un taux correspondant au coût moyen pondéré du capital, et le résultat obtenu est ajouté à l'actif net comptable.

* Jusqu'au 30/04/2010, les recommandations de Natixis portaient sur les 6 prochains mois et étaient définies comme suit :

Acheter	Potentiel de hausse supérieure à 15% par rapport au marché assorti d'une grande qualité des fondamentaux.
Renforcer	Potentiel de hausse de 0 à 15% avec un niveau de risque élevé
Alléger	Potentiel de baisse de 0 à 15%
Vendre	Potentiel de baisse supérieure à 15% et/ou avec des risques très élevés sur les fondamentaux industriels et financiers.

A compter du 1/05/2010, les recommandations de Natixis portent sur les 6 prochains mois et sont définies comme suit :

Acheter	Potentiel de hausse supérieure à 10%.
Neutre	Potentiel compris entre 10% et -10%
Alléger	Potentiel de baisse supérieure à -10% et/ou de risques élevés sur les fondamentaux industriels et financiers.

Au 13/04/2012, les recommandations de Natixis ainsi que la part, par rapport à l'échantillon de valeurs suivies, des émetteurs pour lesquels sa maison mère Natixis a fourni des services d'investissement sur les 12 derniers mois se répartissent comme suit :

	Valeurs suivies	Valeurs Corporate
Acheter	44,03%	2,27%
Neutre	39,49%	0,85%
Alléger	15,34%	0,00%

Les cours de référence sont basés sur les cours de clôture.

Ce document d'informations s'adresse exclusivement à une clientèle de professionnels ou d'investisseurs qualifiés. Il vous est communiqué à titre d'information et ne peut être divulgué à un tiers sans le consentement préalable de Natixis. Il ne constitue ni une offre ni une invitation à acheter ou à souscrire des instruments financiers. Les informations contenues dans ce document proviennent de sources publiques soigneusement sélectionnées. Malgré la réalisation de toutes les diligences requises pour s'assurer que ces informations soient exactes au moment de leur publication, aucune déclaration de garantie n'est faite quant à leur exactitude, exhaustivité ou sincérité. Les performances passées et simulées ne garantissent pas les performances futures. Toute opinion contenue dans le présent document reflète le contexte actuel et peut être modifiée à tout moment sans préavis. Natixis ne saurait être tenue responsable des conséquences d'une quelconque décision prise au regard des informations contenues dans ce document. Natixis a mis en place des procédures appropriées de séparations des activités visant en particulier à prévenir les conflits d'intérêt entre ses activités de Recherche et ses autres activités. Ces « barrières à l'information » peuvent être détaillées sur demande auprès du Responsable de la conformité. A la date de cette publication, Natixis et/ou l'une de ses filiales ou sous-filiales peuvent être en conflit d'intérêt avec l'émetteur mentionné. En particulier, il se peut ainsi que Natixis ou toute personne morale ou physique liée, leurs dirigeants, leurs représentants légaux ou leurs salariés aient investi pour leur propre compte ou agissent ou envisagent d'agir, dans les douze mois à venir, en tant que conseiller, apporteur de liquidité, teneur de marché, ou banquier d'affaires d'une des sociétés mentionnées dans cette publication.

Natixis est agréée par l'Autorité de contrôle prudentiel (ACP) en France en qualité de Banque – prestataire de services d'investissements et soumise à sa supervision. Natixis est réglementée par l'AMF (Autorité des Marchés Financiers) pour l'exercice des services d'investissements pour lesquels il est agréé.

Ce document de recherche est distribué depuis le Royaume Uni par Natixis, Succursale de Londres, qui est reconnue par l'ACP et réglementée par la « Financial Services Authority » pour ses activités au Royaume Uni. Les détails concernant la régulation qu'exerce la FSA peuvent être obtenus sur simple demande à la Succursale de Londres.

La communication / distribution de ce document en Allemagne est réalisée / sous la responsabilité de Natixis, Succursale d'Allemagne. Natixis est agréée par l'ACP et réglementée par la BaFin (Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht) pour la conduite de ses activités en Allemagne.

Natixis est agréée par l'ACP et régulée par la Banque d'Espagne (Bank of Spain) et la CNMV pour l'exercice en libre établissement de ses activités en Espagne.

Natixis est agréée par l'ACP et régulée par la Banque d'Italie et la CONSOB (Commissione Nazionale per le Società e la Borsa) pour l'exercice en libre établissement de ses activités en Italie.

Natixis, Négociateur pour compte de tiers et pour compte propre agréé à l'étranger, ne destine la diffusion aux Etats-Unis de cette publication qu'aux « major U.S. institutional investors », définis comme tels selon les règles de la SEC. Ce document ne peut être distribué à aucune autre personne aux Etats-Unis. Chaque « major U.S. institutional investors » qui reçoit ce document, s'engage, par cet acte, à ne pas en distribuer l'original ni une copie à quiconque. Natixis Securities Americas LLC, Négociateur pour compte de tiers et pour compte propre agréé aux Etats-Unis et membre de la FINRA, est une filiale de Natixis. Natixis Securities Americas LLC n'est impliquée d'aucune manière dans l'élaboration de cette publication et en conséquence ne reconnaît aucune responsabilité quant à son contenu. Cette publication a été élaborée et vérifiée par les analystes de Natixis, qui ne sont pas associés de Natixis Securities Americas LLC et n'ont pas fait l'objet d'un enregistrement professionnel en tant qu'analyste auprès de la FINRA et ne sont donc pas soumis aux règles édictées par la FINRA.

Natixis			Natixis Securities Americas LLC.		Natixis
Paris	Adresse des bureaux	Adresse postale	New York		Francfort
30 avenue Pierre Mendès France 75013 Paris France	47 quai d'Austerlitz 75013 Paris France	BP 4 75060 Paris Cedex 02 France	9 West 57th Street New York, NY 10105 USA		Im Trutz Frankfurt 55 D-60322 Frankfurt Allemagne
<i>Société anonyme à Conseil d'administration au capital de 4 653 020 308,80 € 542 044 524 RCS Paris</i>			<i>Member of the NASD and SIPC</i> Chris Thompson Tel. (44 203) 216 9565 chris.thompson@uk.natixis.com		Sarah Schmitz Tel. (49 69) 971 53 312 sarah.schmidtke@de.natixis.com
Responsable de la Recherche Equity Sixte de Gastines Tel. (33 1) 58 55 06 87 sixte.degastines@natixis.com					Londres Natixis London Branch LTD Cannon Bridge House 25 Dowgate Hill Londres EC4R 2YA Royaume-Uni Chris Thompson Tel. (44 203) 216 9565 chris.thompson@uk.natixis.com
Responsable de la Recherche Sectorielle François Digard Tel. (33 1) 58 55 03 40 francois.digard@natixis.com					
Responsable Vente Actions Europe Continentale Philippe Denoyelle Tel. (33 1) 58 55 05 91 philippe.denoyelle@natixis.com					
Responsable Vente Actions UK et US Chris Thompson Tel. (44 203) 216 9565 chris.thompson@uk.natixis.com					
Responsable Sales trading Christophe Pallard Tel. (33 1) 58 55 90 71 christophe.pallard@natixis.com					
Responsable Vente Corporate Cédric Richard Tel. (33 1) 58 55 90 60 cedric.richard@natixis.com					