

Exposé du jeudi 3 août 2006 sur les caractéristiques financières d'un projet éolien lors de la réunion publique d'information de «Sauvegarde du Carladez » sur les réalités de l'éolien industriel

Nous regrouperons les caractéristiques financières d'un projet éolien sous 4 rubriques et, après avoir posé une question, en tirerons une conclusion, à la lumière de récentes expériences (en France avec Théolia, Espagne avec Iberdrola, Allemagne) dans l'exploitation de parcs éoliens industriels.

1/le poids très lourd des investissements :

Ainsi à titre d'exemple (pour le Carladez), 40 éoliennes à 2,5MW, soit 100MW de puissance installée au total représentent un coût de construction de 130M€ (854MF). Le chiffre d'affaires de la vente d'électricité produite en une année par ces 40 unités est égal à 18,5M€.

On peut donc dire que l'investissement dans ces 40 unités représente 7 années de CA(130 :18,5).

En puissance installée, l'investissement est identique à celui d'une centrale thermique (projet dans le Nivernais pour une centrale de 1000MW) mais avec un rendement trois fois moindre !

Pour comparaison, le coût de construction d'une usine est, souvent équivalent à une année de chiffre d'affaires de celle-ci, soit 7 fois moins !

2/un engagement de très long terme pour toutes les parties prenantes (agriculteurs, investisseurs, communes), avec des baux de 30 ans(deux fois 15 ans) :

En particulier les risques financiers liés à la remise en état du site en cas d'arrêt définitif de l'exploitation ne sont pas pris en compte de manière précise ; à noter que les baux emphytéotiques ou à construction signés par les propriétaires sont susceptibles de conflits.

3/le financement de l'investissement dans le projet éolien :

L'investissement est financé essentiellement par dette bancaire (à hauteur de 80%) et pour le solde par des fonds apportés par des investisseurs en cash : soit, dans notre exemple :

Dette bancaire=104M€ (80%)

Cash investisseur financier=26M€ (20%)

Total investi=130M€

4/grâce au rachat de l'électricité produite à un prix garanti par EDF très supérieur à celui du marché (plus de 50%) et à des taux d'intérêt (actuellement) très bas, la société d'exploitation des éoliennes gagnerait beaucoup plus d'argent qu'elle ne dépenserait sur 15 ans, à l'instar du business modèle de Théolia :

-Déficit cumulé de trésorerie années 1 à 4= -83M€ : c'est logiquement la période où l'investissement pèse sensiblement sur les résultats de la société d'exploitation

-Surplus cumulé de trésorerie années 5 à 15=+123M€ : c'est logiquement la période du « retour sur investissement », après remboursement de l'intégralité de la dette bancaire de 104M€

-d'où un solde cumulé de trésorerie positif égal à 40M€ (123-83). Ainsi l'investisseur financier qui a apporté un montant de 26M€ au départ « récupérerait » 40M€, compte non tenu de la valeur terminale du parc éolien (estimé à 20M€ de manière forfaitaire) ou des bénéfices futurs (mais plus incertains car plus éloignés) s'il choisit de rester 15 années supplémentaires. Le total final serait bien entendu à minorer du coût de démantèlement du site éolien dont il n'a pas été tenu compte dans ces calculs.

Question : Qu'est-ce qui fait qu'un investisseur pourrait gagner beaucoup moins que ce que montrent les calculs ci-dessus, au vu des 4 caractéristiques financières ?

Réponse : un déficit plus élevé au départ du projet (années 1 à 4) et un surplus plus modeste par la suite (années 5 à 15), en raison d'une :

a/sur-estimation des recettes :

les heures de fonctionnement annuelles des éoliennes restent stables au lieu de la progression attendue (voir l'Espagne, l'Allemagne...) dans les budgets, révisions à la baisse des tarifs d'EDF, modification de la réglementation (exemple allemand, au profit de l'offshore ?), difficultés d'obtention des permis en raison d'une opposition croissante des riverains

b/sous-estimation des dépenses :

. les amortissements :

les prix des équipements éoliens sont plus élevés que prévus (le coût de construction d'une éolienne est passé de 1M€ à 1,3M€ par Mégawatt installé entre 2004 et 2006 : +30%) ; cette forte inflation des prix qui est liée aux matières premières (acier, cuivre...) et aux coûts de transport (logistique importante), à la course à la puissance (donc à la hauteur des éoliennes)... et au pouvoir de négociation des constructeurs d'éoliennes devrait se poursuivre à l'avenir.

La prise en compte des impacts environnementaux et sociaux entraîne une complexité croissante des projets, un engagement à innover de la part des constructeurs d'éoliennes, ceci a un coût « caché ».

.les charges d'exploitation :

elles prennent notamment en compte les frais de maintenance (composés d'une partie fixe et d'une partie variable) dont le contrat engage le constructeur à intervenir rapidement en cas de panne et à changer tout matériel défectueux : risque de dérapage de la partie variable des frais de maintenance avec l'inflation des investissements initiaux?

.les agios financiers :

ils vont progresser sous les effets cumulés de la hausse (modérée ?) des taux d'intérêt, d'un endettement accru lié à un cash flow d'exploitation moindre, au préfinancement des machines imposé par les constructeurs, à une prime de risque supérieure demandée par les institutions financières pour l'obtention des crédits bancaires nécessaires au plan de financement.

.les coûts de démantèlement ne sont pas retenus : même s'ils sont difficiles à estimer aujourd'hui, pour certains experts ils pourraient représenter des sommes importantes (20-43M€ au total), qui devraient être provisionnés selon nous sur la période.

.seule la taxe professionnelle, d'un montant modeste (évaluée à 0,5M€/an pour

100MW) pourrait diminuer car basée sur l'évolution de la valeur ajoutée.

CONCLUSION :

La période où une société exploitante des éoliennes est déficitaire va, selon nous, se révéler particulièrement délicate à traverser avant que celle-ci n'atteigne éventuellement la zone de rentabilité (moins forte qu'escomptée) ; certaines sociétés exploitantes devraient connaître, dès la première période, des défaillances rendant difficiles la mise en réseau optimale des éoliennes (logiquement source d'économies de coûts) ; les investisseurs, face à des perspectives bénéficières beaucoup moins alléchantes (au départ il leur était proposé une rentabilité de 30%/an sur des sommes investies sur 15 ans !) et l'accroissement des risques financiers (défaillances de sociétés exploitantes) seront tentés de ne pas remettre au « pot » lors d'une augmentation de capital (rendue nécessaire) ou même de céder leurs parts à prix bradés .

Enfin devant des coûts extrêmement élevés pour la collectivité (extension nécessaire du réseau, coût des centrales thermiques de réglage) qui sont au moins du même ordre de grandeur que les investissements privés selon certaines estimations, il est probable que l'Administration ne soit pas encline à développer des modèles de participation publique dans de tels projets ou, pire, décide de modifier ses engagements (réduction des subventions...) contractés envers le secteur éolien au profit d'autres sources d'énergie renouvelable (solaire, géothermie, biomasse...) plus prometteuses, à la lumière de l'expérience acquise.

Philippe DELMAS