

LE MODELE ECONOMIQUE EOLIEN DECRYPTE

La présente étude a pour objectif d'expliquer l'origine des profits- affichés ou non- des opérateurs du secteur de la production électrique par l'éolien terrestre.

On abordera successivement :

- A. Les acteurs concernés,
- B. L'organisation juridique de la production au niveau d'un projet éolien avec les « sociétés d'exploitation éoliennes »,
- C. Le rendement économique d'une « cellule économique élémentaire virtuelle » dont se composent toutes les sociétés d'exploitation éoliennes,
- D. Et à titre de conclusion, quelques manières de capter profit ou valeur ajoutée d'un projet.

LES ACTEURS CONCERNES.

Ce secteur d'activité fait l'objet d'un soutien public important, à long, voire très long, terme, s'agissant des durées d'obligations d'achat. Dès lors, tout bureau d'étude de bonne taille, tout investisseur privé, tout fonds de pension, tout industriel privé, peut être de se lancer dans ce secteur d'activité.

On observe annuellement regroupements ou apparitions de nouveaux acteurs.

La population des acteurs de l'éolien est donc difficile à suivre parce qu'elle est très mouvante.

Un répertoire est disponible sur une base de données spécialisées allemande (www.thewindpower.net).

Cette base classe les acteurs par compétence : développeurs, opérateurs ou propriétaires.

A septembre 2018, il y a été recensé les entités actives sur le marché français:

- 69 développeurs ; il s'agit d'entités qui ont la capacité de bureaux d'études, susceptibles de prendre depuis le démarrage des études préalables, les études de sites, jusqu'à la maîtrise d'œuvre complète,
- 51 opérateurs ; il s'agit d'entités qui assurent la maintenance et l'exploitation directe d'un site opérationnel,
- 59 propriétaires ; c'est l'actionnaire final de la société locale d'exploitation du site éolien.

Certains acteurs sont multi-compétence.

En final, cela représente en septembre 2018, 106 acteurs.

Il faut néanmoins comprendre que le marché français attire rapidement de nombreux acteurs étrangers et ce recensement est évidemment provisoire.

LES SOCIÉTÉS D'EXPLOITATION ÉOLIENNE (« SEE »).

Lors du lancement d'un nouveau projet, ce projet est porté par une société spécialement créée.

Cette société « ad hoc » est organisée pour « encapsuler » le projet dans tous ses aspects et notamment les aspects économiques et juridiques.

Juridiquement, c'est cette SEE qui déposera les demandes administratives et qui recevra toutes les autorisations préfectorales : exploitation, raccordement etc...

C'est cette entité juridique qui prend tous les engagements, de suivi ou de démantèlement... et juridiquement, c'est cette personne morale qui servira de « premier fusible » en cas d'une mise en cause d'une responsabilité ultérieure.

La forme juridique adoptée est généralement une société par action simplifiée (SAS) ; elles sont très souvent détenues par un actionnaire unique (SASU). Elles peuvent être organisées en commandite simple afin de mieux scinder les responsabilités entre financeur et exploitant technique.

Elles n'emploient jamais aucun personnel.

Leur capital social – qui est normalement en droit commercial, la ressource propre apportée par l'actionnaire à la société d'exploitation - n'a rien à voir avec la taille du projet sous-jacent.

Ce capital dépend de la politique de chaque groupe ; il va rarement au-delà de 37.000 € (le capital minimal des SA en droit français) ; à titre d'exemple, c'est le capital social individuel des multiples SEE, filiales de EDF Energies Nouvelles.

Mais les fonds propres initiaux peuvent descendre très largement en dessous si le promoteur cherche un effet de levier financier substantiel (cf infra).

A titre d'exemple, les SEE du groupe ABO Wind ont leur capital social de 100 € ; ce capital n'est libéré que partiellement (25%) tant que la SEE n'a pas reçu son autorisation d'exploiter. Quand la SEE peut exploiter son projet, le groupe complète le capital avec les 75 € manquants et cède instantanément la SEE - généralement à un fonds de pension ou un fonds d'infrastructure.

La présente étude a identifié au 1^{er} janvier 2019 en France, 1.385 SEE qui représentent une puissance raccordée de 15.451 mW.

Ces SEE se répartissent comme suit :

<i>puissance des sites éoliens</i>	<i>puissance totale</i>	<i>puissance moyenne/site en kW</i>	<i>nombre de turbines</i>	<i>nombre de turbines/site</i>	<i>puissance moyenne/turbine</i>	<i>sites</i>	<i>% des sites</i>
entre 75 mW et 50 mW	652 500	50 192	254	19,54	2 569	13	0,94%
entre 50 mW et 30 mW	872 990	36 375	349	14,54	2 501	24	1,73%
entre 30 mW et 18 mW	2 257 170	23 032	929	9,48	2 430	98	7,08%
entre 18 mW et 10 mW	8 404 740	12 252	3 973	5,79	2 115	686	49,53%
moins de 10 mW	3 264 220	5 788	2 210	3,92	1 477	564	40,72%
	15 451 620	11 156	7 715	5,57	2 003	1 385	100,00%

Ces 1.365 SEE ont une puissance moyenne de 11,156 mW ; elles comprennent en moyenne 5,57 éoliennes par site, chaque éolienne d'une puissance moyenne unitaire de 2,003 mWⁱ.

Dans un monde économique « normal », pour un site industriel confronté à la concurrence et aux lois du marché, la tendance « normale » de l'industriel est d'adapter sa capacité et de l'augmenter (si le marché est porteur) afin de travailler sur sa productivité. Pour un industriel, c'est le seul moyen de survivre sinon il est voué à disparaître.

Dans le monde éolien, il n'est en rien.

On constate en effet que l'immense majorité des sites sont de faible, voire très faible, puissance :

- 49,53% ont une puissance comprise entre 18 mW et 10 mW
- 40,72% ont une puissance inférieure à 10 mW

On constate, de plus, que l'immense majorité des projets actuellement en instruction sont d'une puissance inférieure à 18 mW et de moins de 6 mats.

La multiplication de ces sites de faible puissance a deux conséquences :

- Un éparpillement des sites éoliens avec un mitage littéralement des territoires, fortement préjudiciable à leur environnement,
- Un coût important de raccordement aux réseaux ; ces investissements, qui ne sont pas à la charge des SEE mais de RTE, sont, en final, pris en charge par la collectivité via la CSPE.

Mais comment un site industriel de 2 ou 3 éoliennes, arrive-t-il à survivre et à dégager des profits ?

Pour répondre à cette question, il faut analyser finement comment se construit le modèle économique d'une SEE.

Ce modèle économique éolien est assis sur deux privilèges :

- Une obligation d'achat par EDF de l'électricité produite, quand elle est produite,
- Un tarif fixe d'achat pendant une durée très longue (15 ans), durée extensible de 10 ans suivant certaines conditions (achat garanti mais à un prix qui sera fonction des conditions économiques à n+15).

Ce sont deux privilèges exorbitants au regard des lois communes du marché.

Imaginez en effet, un industriel qui produirait sa marchandise quand ça lui chante, qui pourrait écouler cette marchandise quelle que soit la demande du marché mais surtout qui pourrait la vendre à un tarif fixé à l'avance, tarif bien supérieur aux tarifs du marché.

Bienvenu dans le monde de l'électricité éolienne !

LA CELLULE ECONOMIQUE ELEMENTAIRE :

Le coût complet de l'énergie éolienne en France a fait l'objet d'études par deux fois en 2014 ⁱⁱ et en 2017 ⁱⁱⁱ.

Par deux fois, les conclusions de ces études ne montrent pas de problème particulier s'agissant de rendements financiers « anormaux » et par deux fois, juin 2014 et décembre 2016, le prix de rachat de l'électricité éolienne a été fixée avec des contrats d'achats de 15 ans.

Mais alors, si les rendements financiers étaient normaux, c'est-à-dire avec un rendement correspondant au niveau de risque (ou de non-risque) pris par l'investisseur, qu'est-ce qui rend notre marché national si attractif ?

Pourquoi des fonds de pension du monde entier se battraient ils pour racheter des sites éoliens de quelques mâts au fin fond de la Lozère ?

Les deux études précitées se basent sur le modèle dit de LCOE (*Levelized Cost of Electricity*), proposé par l'AIE^{iv}, avec une formule ramenant en valeur présente la somme des coûts actualisés.

Le modèle théorique adopté par ces deux études nous semble comporter une erreur de fonds : L'ignorance patente de l'évolution des trois facteurs principaux qui encadrent les coûts d'exploitation d'une installation :

- **Le coût des investissements** ; on observe une baisse tendancielle inéluctable et de long terme des prix des matériels techniques utilisés,
- **Les coûts de maintenance et d'entretien** ; ce poste subit lui aussi une baisse tendancielle inéluctable de long terme, baisse qui résulte de l'augmentation de fiabilité des matériels et la généralisation des télésurveillances et des télécontrôles,
- **Les taux d'intérêts** ; le phénomène de prix garantis à très long terme, a favorisé une financiarisation à outrance de ces projets avec un recours massif à l'emprunt. Dès lors la mesure du coût doit se faire aussi à l'aune de l'évolution des taux d'intérêt avec le constat d'un effondrement durable des taux long terme,

Nous ne sommes pas dans un marché normal mais dans un marché réglementé où la politique de la concurrence se téléscope avec la politique climatique ; dès lors c'est un marché où la concurrence par les prix reste parfaitement marginale.

Appliquer le modèle du LCOE nous paraît audacieux en ignorant les grandes tendances qui encadrent le coût de production. De plus, que signifie un taux d'actualisation si vous êtes assuré du prix de vente de votre produit quel que soit la quantité que vous produisez et quelle que soit la quantité et la période où vous le produisez ?

Nous proposons un modèle beaucoup plus simple, de calcul d'épicier prenant en compte les données historiques observées et de construire le compte d'exploitation prévisionnel avec des hypothèses transparentes et raisonnables.

Pour approcher le modèle économique de base d'une SEE, il est proposé de la décomposer en « cellules économiques élémentaires », CEE, de tout ramener à une centrale éolienne virtuelle d'1 mW de puissance.

A titre d'exemple, une SEL de 8 mW serait ainsi composée de 8 CEE.

Pour la poursuite de l'analyse, tous les paramètres techniques et économiques de la CEE seront donc ramenés à une puissance théorique d'1mW. Pour ces paramètres, on examinera successivement,

- Les frais d'étude et de commercialisation,
- Les investissements techniques,
- Les fonds propres risqués par l'opérateur et l'effet de levier financier,
- Le taux d'intérêt de l'emprunt,
- Les frais annuels d'entretien et la location du terrain,
- Le démontage,
- Les taxes locales,
- L'impôt sur les sociétés.

Les données externes du modèle seront

- Le tarif de vente,
- Son coefficient de révision (coefficient « L »),
- Le facteur de charge éolien.

LES FRAIS D'ETUDE ET DE COMMERCIALISATION :

Ces frais recouvrent d'une part le temps passé par les équipes qui font du lobbying auprès des administrations locales, des collectivités locales et des propriétaires pour obtenir leurs accords et d'autre part, les études d'implantation avant projet et les études d'impact achetées aux cabinets spécialisés.

Les études qui sont censées être spécifiques à chaque site, sont en fait identiques à plus de 90% pour les sites d'une même zone géographique et surtout chaque opérateur a des fournisseurs invariants ; de sorte l'opérateur atteint très rapidement un effet d'échelle sur ces fournitures.

Des analyses comptables qui ont pu être faites, il ressort un montant moyen de frais d'étude et de commercialisation de l'ordre de 1,5 m€ pour une installation moyenne de 10 mW.

Ces frais peuvent être passés en charge du compte d'exploitation de la SEE (et financés par compte courant d'associés) ou pourraient être immobilisés.

Elles sont généralement passées en charge par optimisation fiscale, pour notre étude, nous choisirons de les immobiliser.

Nous retiendrons donc **150 k€** immobilisés en études pour une CEE.

L'INVESTISSEMENT TECHNIQUE :

L'investissement technique comprend (répartition indiquée par la CRE),

- L'éolienne – 81%,
- Le génie civil – 11%

- Le raccordement – 4,5%,
- Les constructions diverses- 3,5%.

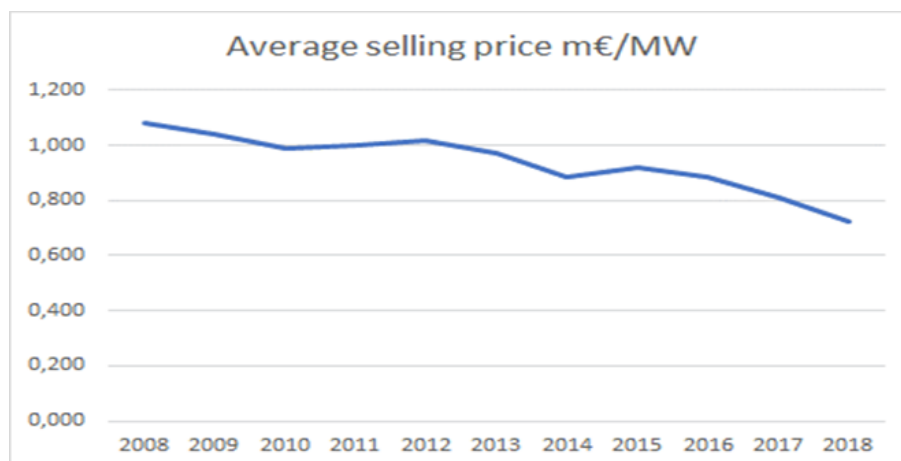
Le coût de l'éolienne est donc fondamental dans un projet.

S'agissant des tendances sur ce marché, on remarque qu'un nombre limité d'acteurs les fabriquent et que ces acteurs subissent une concentration progressive.

Parmi les cinq premiers fabricants mondiaux, on compte 1 chinois (Goldwind), 1 danois (Vestas), 1 américain (GE Wind Energy) et 2 allemands (Siemens fusionné avec Gamesa) et Enercon. Ces fabricants sont talonnés de près par 4 chinois (Guodian United Power, Mingyang, Envision et CSIC) et 1 autre allemand (Nordex).

Le dernier français (Alstom) a été depuis repris par GE.

La concurrence acharnée qui s'en suit d'une part et l'évolution des prix observée sur tout produit technologique d'autre part, ont pour conséquence la baisse tendancielle du prix d'une éolienne ramené au mW ^v:



Si on en croit les déclarations de VESTAS, société cotée, la tendance se poursuivra en 2019 (baisse de plus de 6% du mW pris en commande en 2018, par rapport à 2017)^{vi}.

En ce qui concerne les acteurs chinois, compte tenu de l'organisation de leur politique industrielle alimentée par un vaste marché intérieur et du monopole sur certaines matières indispensables à la fabrication des éoliennes, on peut prévoir qu'il se produira un phénomène identique à ce qui a été observé, il y a 10 ans avec l'industrie des cellules solaires : la marginalisation des européens et une mainmise des chinois sur ce marché.

Pour notre étude, nous nous sommes basés sur l'observation des données disponibles avec un échantillon incontestable et avons retenu les investissements réalisés par EDF -EN entre 2007 et 2016. Les données comptables de ces SEE sont publiques et disponibles. Contrairement à de nombreux opérateurs étrangers, la SEE, du groupe EDF, quand elle devient opérationnelle, reste au sein du groupe et

le montant d'investissement brut affiché est donc, en principe, net de toute sur-marge ou rétrocommission.

Sur le panel observé de 2007 à 2016^{vii}, le montant moyen de l'investissement technique ramené au mW s'élève à **1.117.000 €/ mW**. C'est le chiffre que nous retiendrons.

LES FONDS PROPRES RISQUES PAR L'OPERATEUR ET L'EFFET DE LEVIER FINANCIER

Nous avons indiqué que quelle soit la taille de la SEL, les capitaux risqués par l'opérateur sont généralement purement symboliques et sans aucun rapport avec le montant investi dans le projet.

Sur la base de nos observations, ceux-ci évoluent entre 100 € et 37.000 € (c'est le montant habituellement retenu par EDF -EN pour ses filiales). Retenons donc 37.000 € comme fonds propres de référence.

La puissance moyenne des SEE sur le panel observé est de 11,156 mW ; le montant risqué en capitaux propres est donc **3.317 €/mW** (=37.000€/11,156mW).

Mettre sur la table, 3.317 € de capitaux propres pour un total d'investissement de 1.267.000 € (Etudes + investissement technique) revient à emprunter tout le reste, soit 1.263.683 €.

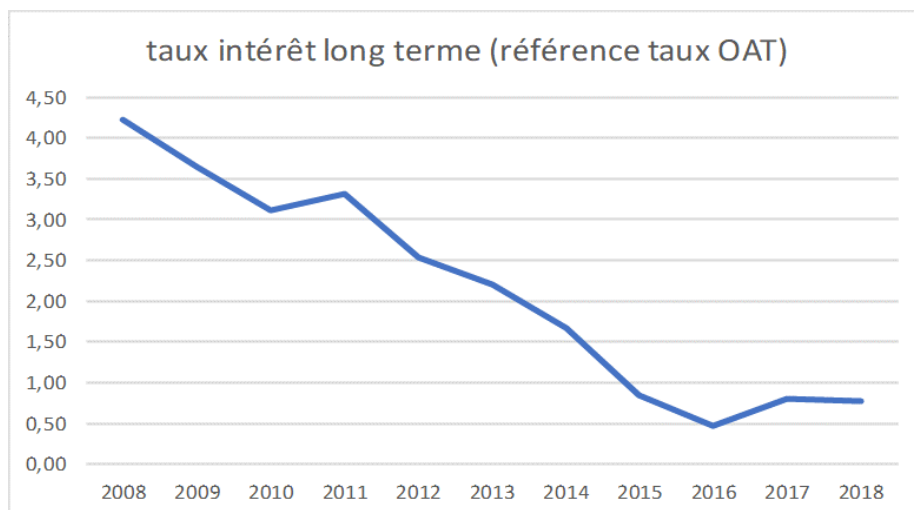
La structure financière du financement se décompose donc en

- 0,26 % en capitaux propres
- 99,74 % en fonds d'emprunt

LE TAUX D'INTERET DE L'EMPRUNT

Dans la jungle pratiquée par les banques intéressées dans ce secteur, il n'est pas très aisé d'identifier ce que pourrait un taux de base normal pour un prêt 15 ans sans risque aux conditions économiques actuelles.

On peut néanmoins constater l'effondrement des taux d'intérêts long terme ^{viii}:



Compte tenu des endettements des états, le coût de la dette va rester stable.

Généralement, les emprunts pratiqués par les SEE sont à taux fixe et amortissables sur la première tranche de 15 ans d'exploitation correspondant au tarif agréé.

Référons-nous au taux de base du taux immobilier 15 ans également jugé sans risque (< 1,5%), nous retiendrons un taux de **1,5%** pour l'étude.

LA PROVISION REGLEMENTAIRE POUR DEMONTAGE

La provision pour démantèlement est fixée par la loi ; elle se monte à 50.000 € par éolienne. Les éoliennes ont une puissance moyenne de 2,003 mW.

La provision à constituer au démarrage et ramenée à une centrale de 1 mW se monte à **24.962 €/ mW**.

LES FRAIS ANNUELS D'ENTRETIEN ET LA LOCATION DU TERRAIN

Pour la location du terrain, il semble s'être établi un prix de marché à 3.500 €/ an *mW installé.

S'agissant des frais annuels d'entretien, la donnée n'est pas aisée à approcher ; les opérateurs en effet gèrent eux-mêmes la maintenance et l'entretien et c'est pour eux, une manière de remonter de la marge opérationnelle au sein du groupe.

En fait, nous nous sommes référés aux comptes les plus récemment publiés pour les filiales cédées en 2017 par le groupe WPD :

- PORCIEN, SEE d'une puissance de 20 mW,
- ANTOIGNE, SEE d'une puissance de 8 mW,
- BAUMONT, SEE d'une puissance de 25 mW,
- BOIS d'ANCHAT, SEE d'une puissance de 10 mW,
- CHOLLETZ, SEE d'une puissance de 11 mW,
- VALOTTES, SEE d'une puissance de 12 mW.

Les résultats sont compris entre 18.350 €/ an*mW et 39.083 €/an*mW avec une moyenne pondérée par la puissance du site à 28.279 €/an*mW, en ce compris la location du terrain.

Ces données sont extraites de comptes de sociétés cédées par WPD à une société étrangère cotée ; ces données ont été auditées et nous paraissent donc refléter assez bien la réalité.

Nous retiendrons donc un coût annuel d'entretien de **28.279 €/ mW** et un coefficient de révision des coûts d'entretien de **1,5%** annuel (alors même que les frais ont une tendance à baisser compte tenu des évolutions techniques).

LES TAXES LOCALES

Dans tous les comptes que nous avons pu examiner, les impôts et taxes annuelles, ramenés au mW, évoluent entre 10.592 €/an et 12.007 €/an avec une moyenne pondérée de **11.831 €/an**, c'est ce que nous retiendrons.

L'IMPOT SUR LES SOCIETES

Les opérateurs pratiquent une optimisation fiscale à outrance.

Les SEE sont souvent fiscalement intégrées dans des groupes implantés dans des pays avec lesquels la France a de conventions fiscales ; de sorte que l'IS moyen payé effectivement est très largement inférieur au taux moyen de l'IS en France.

Retenons néanmoins le taux normatif français de **33%**.

LE TARIF DE VENTE,

Ces tarifs dépendent des dates auxquelles la SEE est raccordée au réseau et après le 1^{er} janvier 2017, également de la puissance de la SEE. Globalement, on retiendra les tarifs suivants :

Raccordement avant le 31/12/2016 - arrêté du 14 juin 2014 -abrogé en décembre 2016

durée du contrat initial	15 ans
prolongation	10 ans
tarif en €/mWh du contrat initial	82,00 €
tarif en €/mWh du contrat prolongé	dépend des conditions économiques et d'environnement
aucun contrat initial n'est achevé	

Raccordement après le 01/01/2017 - arrêté du 14 décembre 2016 (annule et remplace l'arrêté de 2014)

Puissance installation < 18 mW et moins de 6 mâts: procédure de guichet ouvert

durée du contrat initial	15 ans	
prolongation	10 ans	
le prix de vente plancher suivant le diamètre du rotor en €/mWh		
Diamètre "D"	D < 80 m	74,00 €
Diamètre "D"	80 m < D < 100 m	de 72,00 € à 74,00 €
Diamètre "D"	100 m < D	72,00 €

Puissance installation >18 mW : procédure d'appel d'offre sur tarification.

En 2018, 22 lauréats ont été retenus

Capacité totale	500 mW
Prix moyen pondéré en €/mWh	65,40 €

Mais il faut bien comprendre qu'il s'agit là de données de base et qu'il existe de nombreuses formules de réajustement des tarifs, évidemment à la hausse.

Pour s'en faire une bonne idée, on pourra se référer aux communications annuelles de la Commission de Régulation de l'Énergie ; ainsi pour l'année 2018, les prévisions données par EDF se montent à **un prix moyen de rachat de l'électricité éolienne 91,2 €/mWh^{ix}**.

Pour la suite de l'étude, on donnera les rentabilités obtenues par la CEE sur la base des 4 tarifs indiqués ci-dessus :

- **65,40 €/mWh**
- **74,00 €/mWh**
- **82,00 €/mWh**
- **91,2 €/mWh**

Enfin, lors du renouvellement des contrats, fin de période de 15 ans, nous retiendrons comme tarif de base le prix spot moyen de **47,50 €/mWh** ce qui sera très largement en dessous de la réalité.

LE COEFFICIENT DE REVISION (COEFFICIENT « L »)

Les tarifs bénéficient entre autres, d'une formule de révision dès lors que l'installation est raccordée avec un tarif agréé.

Cette formule comporte une partie fixe de 70% et deux parties variables de 15% chacune, correspondant à deux indices INSEE, « Indice du coût horaire du travail révisé » et « Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français - Prix de marché - A10 BE - Ensemble de l'industrie - Base 2010 ».

Globalement, avec une inflation moyenne de 2%, le coefficient de révision L se monterait à **0,6%/ an**.

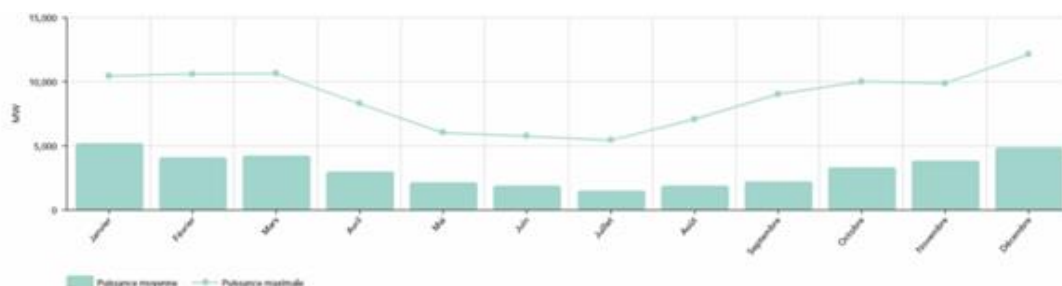
LE FACTEUR DE CHARGE EOLIEN

Le facteur de charge correspond au temps d'utilisation de l'éolienne.

Il dépend évidemment des conditions météorologiques du lieu et de la saison. En France, les données sont publiées par RTE.

En 2018, le facteur de charge éolien moyen français s'est monté à 21,1%, en légère augmentation par rapport à 2017 (20,3%)^x.

La saisonnalité observée a été la suivante :



Retenons le facteur de charge moyen français de **21,1%**.

EN RESUME, LES PARAMETRES TECHNICO-ECONOMIQUES RETENUS POUR LA CEE

exemple d'une installation de 1 mW

hypothèses	commentaires
puissance en mw	1
nombre heures/an	8 760 =365 jours *24 heures
facteur de charge	21,10% la donnée est une moyenne climatique nationale ; elle est issue par RTE et s'est élevée à 21,1% en 2018 pour 20,3% en 2017
nombre heures de production réelle	1 848 =facteur de charge annuelle * nombre d'heures annuelles
mwh vendus par éolienne	1 848 = puissance en mW de l'éolienne * nombre heures de production
durée de la première période	15 ans
rachat en €/mWh année 16 à 25	47,5 prix spot mini 45 € maxi 50 € observation EDF 2017
durée de la deuxième période	10 ans
taux emprunt normal - 15 ans	1,50% comparaison au taux immobilier =1,5%
coefficient L	0,60% dans le cas d'une inflation moyenne de 2%
entretien annuel	28 279 € référence des sociétés cédées par le groupe WPD en 2017
taxes locales	11 831 € référence des comptes analysés filiales EDF -EN
révision des coûts entretien	1,5%
mise en capital	0,260% mise au capital de 3.317 € soit 0,26% de l'investissement
pourcentage emprunté	99,740%
investissement	1 267 000 € comprend les études préalables et frais de commercialisation
durée de l'amortissement	10 ans; cet amortissement sera supposé linéaire sans optimisation fiscale
amortissement annuel	126 700 €
remise en état par éolienne(amortis sur 15 ans)	1 664 € montant règlementaire: 50 k€/ mat environ; puissance moyenne installée/ mât 2,003 mW

LES RENDEMENTS DES CAPITAUX PROPRES

Le rendement résultant de l'étude sont les suivants :

Facteur de charge 21,1% - taux 1,5%	RENDEMENT DES CAPITAUX			
Tarif de base	65,40 €	74,00 €	82,00 €	91,20 €
Capitaux risqués	3 317 €	3 317 €	3 317 €	3 317 €
Dividendes nets cumulé 15 ans		38 633 €	194 578 €	373 915 €
Dividendes nets cumulé 25 ans	125 249 €	292 890 €	448 835 €	628 172 €
TRI sur 15 ans		10,84%	247,57%	753,77%
TRI sur 25 ans	3,08%	18,76%	247,57%	753,77%

Ces rendements sont calculés en supposant in fine (15 ans ou 25 ans) une valeur nulle de la SEE ce qui est évidemment très conservateur.

Suivant les tarifs fixés lors de du raccordement de l'installation au réseau, un actionnaire qui risque 3.317 € de capital, percevra un dividende compris entre 38.663 € (cumul sur 15 ans) et 628.172 € (cumul 25 ans dans le meilleur des cas).

Pour résumer la société éolienne moyenne française (11,156 mW) bénéficie d'un tarif de rachat compris entre 74 €/mWh et 91,20 €/mWh. Son actionnaire qui aura risqué 37.000 € de fonds propre et percevra un dividende cumulé de 431 k€ à 4.170 k€.

LES MULTIPLES MANIERES DE CAPTER LE PROFIT EOLIEN

Cette manne financière est partagée entre un nombre assez restreint d'acteurs : promoteurs, opérateurs ou propriétaires de SEE.

Les modèles économiques suivis par ces acteurs varient suivant les stratégies propres de chaque groupe.

Basiquement, leur modèle se situera entre deux comportements extrêmes :

- Revendre le plus rapidement possible l'investissement dès qu'il est vendable : raccordement au réseau voire simple droit à construire
- Investissement à très long terme en captant les profits au sein du groupe.

LE PREMIER COMPORTEMENT QU'ON POURRAIT DE QUALIFIER DE « TAKE THE MONEY AND RUN ! »

C'est par exemple, celui du groupe allemand ABOWIND ; on se réfèrera à l'audit du CAC des comptes de la filiale française du groupe : « *les structures juridiques SNC sont créées à compter de la demande de permis de construire pour porter le projet dans sa phase de développement. Elles n'ont pas d'activité économique avant la mise en service, date à laquelle ses sociétés sont sorties du périmètre de la société ABOWIND, sauf exception ; en conséquence, les SNC filiales présentées sont sans activité...* ». ^{xi}

Les cessions se font à des investisseurs privés; les transactions sont ficelées avant même raccordement au réseau.

Les nouveaux actionnaires n'apparaissent jamais dans les enquêtes publiques ; les autorisations sont données à des entités qui changent d'actionnaires quasiment le jour même où les éoliennes sont raccordées.

Il arrive même que, si les procédures prennent trop de temps, la filiale est alors cédée avant fin du chantier. Fin 2007, ABO Wind Sarl détenait 17 filiales ; 8 ans plus tard, elle en détenait 36, mais après 27 cessions ou abandons de projets et création de 46 nouvelles filiales.

LE SECOND COMPORTEMENT EST CELUI DU RENTIER.

Le rentier cherchera un placement à long terme, voire très long terme qui pourra lui servir un rendement bonifié par rapport aux taux long terme sans risque.

A titre d'exemple, on pourra se référer au descriptif du communiqué de presse de INNERGEX pour l'acquisition de 8 sociétés d'exploitation éoliennes auprès du groupe allemand WPD ^{xii}

...Les 8 parcs éoliens sont situés dans la partie nord de la France. La puissance totale installée répartie sur les 8 parcs équivaut à 131 MW et la production moyenne annuelle prévue atteindra 270,000 MWh lorsque le dernier parc sera mis en service en 2017. Toute l'électricité produite par les parcs est vendue en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à prix fixes, pour une durée initiale de 15 ans avec Électricité de France (7 parcs) et S.I.C.A.E Oise (1 parc).

Innergex prévoit, pour le portefeuille de 131 MW, **des revenus annualisés de l'ordre de 35 M\$ canadiens** et un BAIIA ajusté de l'ordre de 28 M\$ canadiens.

...
Chaque parc possède entre 4 et 22 turbines, pour un total de 52 turbines du manufacturier Enercon et 10 turbines du manufacturier Nordex. L'âge moyen des installations est de 2 ans et l'échéance moyenne des CAÉ est de 13 ans. Tous les actifs sont opérés par le fabricant de turbines éoliennes respectif, selon les termes de contrats d'exploitation et d'entretien à long terme. **La gestion commerciale et technique sera sous la responsabilité de wpd windmanager GmbH & Co. KG**, conformément aux contrats à long terme en vigueur. Innergex entend maintenir les contrats existants en place jusqu'à leur expiration respective.

...
Le prix d'acquisition de €93 millions (l'équivalent de 137 M\$ canadiens) sera financé en partie par un placement privé de 50 M\$.

Dans un second temps, un régime de retraite canadien a signé une lettre d'intention pour l'acquisition d'une participation au niveau des projets pour l'investissement potentiel d'une somme totale de 50 M\$ canadiens, à la suite de la clôture de l'acquisition des actifs en exploitation. De plus, Innergex a obtenu l'engagement d'un fonds d'infrastructures français pour un financement de €10 millions par dette subordonnée au niveau de ses filiales françaises nouvellement créées pour l'acquisition. Avec l'apport en capital de nos partenaires structuré au niveau des actifs, nous bonifions le rendement pour nos actionnaires tout en optimisant la structure d'investissement...

...
BÉNÉFICES DE LA TRANSACTION POUR INNERGEX :

- ...
- Augmentation des flux de trésorerie disponibles par action.

...

Avec cet investissement, Innergex prévoit un bénéfice annualisé avant intérêt, amortissement et impôt de (EBITDA) de 28 M\$ canadien.

La transaction a été financée en partie par des fonds propres supplémentaires apportés directement par un fonds pension canadien (Mouvement Desjardin).

Le bénéfice affiché par Innergex est clairement « une augmentation des flux de trésorerie par action... »

LA JUNGLE :

Entre ces deux comportements, il n'est pas obligatoirement aisé d'approcher la rentabilité intrinsèque d'une SEE ou d'une transaction :

- Très souvent, les opérateurs décident de faire une déclaration de confidentialité et de ne pas déposer leurs comptes,
- Une partie substantielle de la marge peut se capter directement par le promoteur dès l'investissement en matériel technique : par exemple, SAS Parc Eolien du Confolentais (12 mW de puissance) avec un montant total d'investissement de 23 mW alors qu'un investissement normal aurait dû représenter 14,6 m€ ; ceci représente une marge brute de 8,4 m€ captée directement par la maison mère^{xiii}.
- La marge peut être pompée également dans les contrats annuels d'entretien assurés par la maison mère : par exemple EDF-EN dont les SEE filiales présentent des coûts annuels d'entretien de plus de 53 k€/mW installé ou par exemple les parcs cédés par WPD à INNERGEX où il est précisé dans le communiqué que le cédant garde la main mise sur des

contrats d'entretiens réalisés directement par WPD Windmanager GmbH & Co. KG,

- La plus-value de cession, dans une cession de SEE détenues par des actionnaires étrangers, est empochée directement par la maison mère, hors France,
- Des accords de financement spécifiques peuvent être montés entre opérateur et banques spécialisées afin de permettre des démarrages de projets sans fonds propres, mais avec des taux élevés (3,5%-4,00%) ; la banque publique allemande détenue par le Land de Sarre, la SaarLB de Sarrebruck s'est fait une spécialité de ce type de financement. Elle ramasse dans les premiers temps des revenus bancaires substantiels jusqu'à ce que le montage soit refinancé avec des taux plus proches du marché long terme sans risque,
- Et dans tous les cas, tous les projets sont montés avec une optimisation fiscale maximale, de telle sorte que l'IS est acquitté très tardivement voire jamais, s'il y a convention fiscale avec le pays d'origine de l'actionnaire étranger (exemple Enertrag AG).

REFERENCES ET SOURCES

- ⁱ The Wind Power www.thewindpower.net
- ⁱⁱ Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine- travaux CRE avril 2014
- ⁱⁱⁱ Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie – étude ADEME janvier 2017
- ^{iv} AIE = Agence Internationale de l’Energie
- ^v Données VESTAS -communication aux actionnaires
- ^{vi} VESTAS Annual Report 2018
- ^{vii} Centrales Luc-Sur-Orbieux, Villesèque, Portes de Champagne, Allanche, Eole BTS 34, Conihlac-Corbières, Basse Thièrache Sud 2, Mas-de-Nai.
- ^{viii} Données Banque de France
- ^{ix} Charges de Service public de l’énergie prévisionnelle au titre de l’année 2018 (CP’18) – CRE
- ^x Données RTE
- ^{xi} Rapport du CAC sur les comptes de l’exercice 2013-2014 ; SAS ABOWIND RCS Toulouse 441.291.432
- ^{xii} Communiqué de la société cotée québécoise INNERGEX Décembre 2017
- ^{xiii} Comptes 2015 de la société RCS 752.385.617