



CENTRE DE DROIT MARITIME ET DES TRANSPORTS

« LE FINANCEMENT DES EOLIENNES »

Mémoire pour l'obtention du Master 2 Droit maritime

par

Elçin YILDIRIM

Sous la direction de

M. le professeur Cyril BLOCH et Mme Marie JACQUEMONT

Année universitaire 2017-2018



CENTRE DE DROIT MARITIME ET DES TRANSPORTS

« LE FINANCEMENT DES EOLIENNES »

Mémoire pour l'obtention du Master 2 Droit maritime

par

Elçin YILDIRIM

Sous la direction de

M. le professeur Cyril BLOCH et Mme Marie JACQUEMONT

Année universitaire 2017-2018

REMERCIEMENTS

Je tiens en premier lieu à exprimer tout particulièrement ma gratitude à Madame Marie JACQUEMONT, pour sa patience, ses conseils et sa disponibilité durant la rédaction de mon mémoire.

Je souhaite exprimer une sympathie très sincère à Maître Christophe THELCIDE pour sa passion, ses connaissances et sa disponibilité.

Mes remerciements vont également à Monsieur le professeur Cyril BLOCH pour ses enseignements et également à Monsieur Romain VENTO qui a manifesté de l'intérêt pour cette recherche et accepté de me recevoir malgré la densité de son emploi du temps.

SOMMAIRE

INTRODUCTION	11
Partie 1 – Les instruments de financement des éoliennes	28
Titre 1 – Le financement public	30
Titre 2- Le financement privé	47
Partie 2 – La sécurisation du financement par les tarifs imposés	68
Titre 1 – Description du mécanisme des tarifs imposés	69
Titre 2 – Incertitude actuelle sur le mécanisme tarifaire de rachat de l'énergie	85
CONCLUSION	104
BIBLIOGRAPHIE	107
ANNEXES	111
RESUME	124
SUMMARY	124

TABLE DES ABREVIATIONS ET SIGLES UTILISES

EDF	Electricité de France
COP 21	Conférence de Paris
CCNUCC	Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques
PPE	Programmations pluriannuelles de l'énergie
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
UE	Union Européenne
CMPC	Coût Moyen Pondéré du Capital
PE	Private Equity / Capital-investissement
MW	Mégawatt
CDC	Caisse des Dépôts
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
ABS	Asset-backed security / Système anti-blocage
BFR	Besoin de fonds de roulement
PSI	Prestataire de service d'investissement
AMF	Autorité des Marchés Financier
PIB	Produit intérieur brut
CMAE	Coût Moyen Actualisé de l'Electricité
SER	Syndicat des Energies Renouvelables
CNR	Compagnie Nationale du Rhône

INTRODUCTION

«Le développement durable n'est ni une utopie ni même une contestation, mais la condition de survie de l'économie du marché».¹

1. - Le groupe EDF, premier producteur et fournisseur d'électricité en France et dans le monde, définit les énergies renouvelables ainsi : « Une énergie est dite renouvelable lorsqu'elle provient de sources que la nature renouvelle en permanence, par opposition à une énergie non renouvelable dont les stocks s'épuisent.² ». Autrement dit, c'est une énergie propre, non polluante pour notre environnement et en quantité inépuisable.

2. - Depuis sa genèse, les énergies renouvelables ont toujours suscité l'attention des États et des entreprises grâce à son caractère permanent contrairement aux autres énergies comme les énergies fossiles (tirées principalement du charbon, du pétrole et du gaz naturel) ou encore l'énergie nucléaire. Néanmoins, l'importance accordée à ces énergies n'a pas connu une évolution linéaire dans le temps.

3. - En effet, vers le début des années 80, après une chute brutale du prix du pétrole, beaucoup de projets de grandes entreprises opérant dans le secteur des énergies renouvelables ont été vendus ou abandonnés. Ce fut le cas de la grande société pétrolière Exxon³ qui entamait des projets dans le photovoltaïque solaire. Ce désintérêt progressif pour les énergies renouvelables va perdurer jusqu'à la fin des années 90, période pendant laquelle seuls quelques pays développés comme les États-Unis, le Japon, investissaient dans les énergies renouvelables.

¹ L. Schweitzer «Le marché ne peut pas se réguler de lui-même », Les Echos, Décembre 2014

² « Qu'est-ce qu'une énergie renouvelable », EDF: <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/le-developpement-durable/qu-est-ce-qu-une-energie-renouvelable>

³ C.W. Donovan « Renewable Energy Finance », Imperial College Press, 2015, p.3

4. - Depuis le début des années 2000, les besoins graduels en énergie couplés aux problèmes écologiques croissants et à l'innovation technologique fulgurante, ont contribué au changement de perception des énergies renouvelables. Celles-ci ont commencé à s'imposer comme « énergies d'avenir ».

5. - Ainsi, l'évolution des énergies renouvelables au cours des deux dernières décennies a dépassé toutes les attentes se traduisant par une demande de plus en plus croissante venant de la consommation mondiale. En effet, c'est le cas notamment de l'Allemagne qui favorise l'installation de panneaux solaires sur les bâtiments agricoles en milieu rural dont la surface de toit est conséquente afin que celui-ci fournisse tout le village en électricité. Les politiques d'appui ont continué de s'étendre davantage dans toutes les régions du monde.

6. - Plusieurs facteurs expliquent les fondements de cette croissance rapide. Les diverses crises énergétiques qui ont débuté dans les années 1970 suivies de crises économiques ont mis en évidence la nécessité de sécuriser notre production et approvisionnement (selon le degré de dépendance du pays vis-à-vis de sa capacité à répondre au besoin de tout le pays) en énergie. En effet, l'énergie joue un rôle prépondérant aussi bien pour l'économie (l'ensemble des citoyens et des entreprises l'utilisent en permanence) d'un pays que sur son impact environnemental en limitant la pollution et ainsi en préservant au mieux la santé des citoyens.

7. - À la même période, une poignée de pays pionniers tels que l'Allemagne, le Danemark, l'Espagne, le Japon et les États-Unis ont créé des marchés critiques pour les énergies renouvelables, qui ont permis des avancées technologiques et des économies d'échelle. L'intérêt croissant porté sur l'atténuation du changement climatique et l'adaptation à ses impacts ont favorisé cet élan.

8. - Ainsi on notera une forte augmentation de la contribution des énergies renouvelables aux secteurs mondiaux. La croissance de la part de l'énergie renouvelable dans la consommation totale d'énergie sera dorénavant déterminée par l'augmentation de la population et par conséquent de la demande énergétique mondiale, notamment dans les économies en transition et celles en développement. Les marchés des énergies renouvelables alliés aux développements technologiques se sont fortement accélérés.

9. - Aujourd'hui, les technologies des énergies renouvelables sont considérées comme des outils permettant d'améliorer la sécurité énergétique et d'atténuer les changements climatiques. Les énergies renouvelables ont un caractère permanent et n'entraînent pas de réchauffement climatique. Elles confèrent également des avantages économiques directs et indirects en réduisant la dépendance aux combustibles importés, en améliorant la qualité de l'air et la sécurité locale, en boostant le développement économique; et créant de l'emploi.

10. - Dans de nombreux pays, notamment en Europe, les énergies renouvelables ont atteint des parts de marché élevées dans le secteur de l'électricité. Les systèmes électriques actuels n'ont pas été conçus pour gérer des sources d'énergie intermittentes, les politiques tentent de répondre au besoin d'une infrastructure de réseau élargie et améliorée, ils incluent de nouveaux outils et technologies pour soutenir le développement des différentes sources d'énergies renouvelables. Parmi ces politiques, figure l'emblématique accord de Paris qui est entré en vigueur le 4 novembre 2016 suite à un accord conclu le 12 décembre 2015 à l'issue de la 21e Conférence des Parties (COP 21) à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Et pour cause, l'accord de Paris vise à développer très rapidement les énergies renouvelables dans le but de limiter

les hausses de températures à 2°C.⁴ Il souhaite apporter une première réponse à la retenue du phénomène de réchauffement climatique mondial. A ce titre, le Président des Etats-Unis, Donald Trump, une fois élu, a marqué son ferme désaccord afin de sauver l'économie américaine et en est sorti, à l'inverse, la Chine a affirmé sa ferme volonté de le respecter, étant la plus menacée avec l'Inde par les problèmes environnementaux. Toutefois, la Russie, cinquième pollueur mondial, reste sous silence quant à la ratification de l'accord. La problématique du réchauffement climatique est ainsi une affaire de toutes les parties prenantes de notre planète terre.

11. - En effet, il existe cinq sources d'énergies renouvelables, réparties sur une vaste zone géographique, sont : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse, l'énergie hydraulique et la géothermie. Dans le cadre de notre mémoire, nous nous focaliserons sur l'énergie éolienne qui utilise comme principale source : le vent.

12. - L'exploitation du vent par nos ancêtres, souvent oubliée, contribuait à faire avancer des navires à voile mais également à faire tourner des moulins à vent. Cette utilisation a semé les bases de production d'électricité à partir de cette énergie.

13. - L'énergie éolienne est l'énergie issue du vent qui peut être transformée en énergie électrique au moyen d'un dispositif appelé l'éolienne.

14. - L'éolienne se compose de quatre parties : le mât, l'hélice, la nacelle (contenant l'alternateur producteur d'électricité) et les lignes électriques (transportant l'énergie électrique une fois raccordée au réseau).

⁴ « *Climat : l'accord de Paris exige de développer six fois plus vite les énergies renouvelables* » : <https://www.latribune.fr/entreprises-finance/industrie/energie-environnement/climat-l-accord-de-paris-exige-de-developper-six-fois-plus-vite-les-energies-renouvelables-775696.html>



Source : Engie : <https://www.engie.com/activites/electricite/eolien-terrestre/comment-fonctionnent-les-eoliennes/>

15. - **Le mécanisme de fonctionnement des éoliennes** est relativement simple. La société EDF l'explique ainsi : « *Les éoliennes fonctionnent avec l'énergie mécanique du vent. En haut du mât de l'éolienne qui peut mesurer jusqu'à 120 mètres, l'hélice appelée rotor composée généralement de trois pales se met à tourner sous l'effet d'un vent d'au moins 10 km/h. La nacelle sur laquelle, elle est fixée s'oriente automatiquement pour être toujours face au vent et les pales pivotent pour capter un maximum de vent. Si celui-ci dépasse 90 km/h, l'éolienne s'arrête automatiquement de fonctionner pour des questions de sécurité. Dans la nacelle, l'hélice fait tourner un axe, sa vitesse de rotation n'étant pas suffisante pour générer de l'électricité, un multiplicateur augmente cette vitesse jusqu'à 1500 tours par minute, et la transmet à un second axe qui fait à son tour tourner un alternateur permettant de créer de l'électricité. Un transformateur situé à l'intérieur du mât élève la tension de ce courant à 20 000 volts, l'électricité est ensuite acheminée par un*

câble sous-terrain ou sous-marin et sera à nouveau élevé à 225 000 ou 400 000 volts par un poste de transformation pour ensuite être transporté plus facilement dans les lignes à haute tension du réseau »⁵.

16. - Il existe actuellement deux segments de marché :

- Celui de l'éolien en mer appelé également *offshore*⁶, où les éoliennes sont ancrées dans le sous-sol marin. Cette configuration reste très peu développée s'expliquant par la limitation des zones pouvant accueillir ce type d'installation, en effet, la profondeur d'eau doit être inférieure à 30 mètres. Cependant cette configuration présente l'avantage d'être dans de meilleures conditions pour capter le vent, étant sans obstacle.
- Celui de l'éolien à terre appelé également *onshore*⁷, où les éoliennes sont fixées sur le sol terrestre. Cette configuration est la plus répandue au niveau mondial par rapport à l'éolienne en mer qui reste à l'état expérimental.

17. - Au cours de l'année 2017, l'énergie éolienne a représenté 44%⁸ de toutes les nouvelles installations électriques en Europe, par rapport à toute autre technologie. Ce marché devient ainsi de plus en plus important en Europe.

18. - **L'usage de l'énergie éolienne comporte de nombreux avantages.** La production d'électricité à partir de l'énergie éolienne ne provoque aucune émission de gaz à effet de serre lors de son exploitation. Contrairement aux combustibles fossiles, le vent en tant que source d'énergie est gratuit et toujours disponible. Les centrales éoliennes occupent un espace limité sur le

⁵ « Le fonctionnement de l'éolienne », EDF : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/le-fonctionnement-d-une-eolienne>

⁶ Au large des côtes

⁷ A terre

⁸ WindEurope, «*Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2017*», 2017

terrain, ce qui permet une utilisation étendue des terres dans leur environnement. Le temps de construction est généralement très court. Contrairement aux centrales à combustibles fossiles et nucléaires, la technologie éolienne utilise très peu d'eau pour produire de l'électricité. Étant donné que la pénurie d'eau est déjà un problème impérieux et qu'elle sera gravement exacerbée par le changement climatique et la croissance démographique, l'énergie éolienne est essentielle pour préserver les ressources en eau. L'énergie éolienne ne produit aucune pollution de l'air ou de l'eau, aucune substance toxique ou dangereuse et ne constitue pas une menace pour la sécurité publique.

19. - Par ailleurs, **les éoliennes présentent certains inconvénients.** L'énergie produite par les éoliennes est fonction de la présence ou non de vent. De plus, les parcs éoliens sont dits désagréables au visuel par les habitants et également à l'origine du brouillage des ondes télévisés. Plusieurs efforts ont été déployés pour améliorer le design de ces parcs éoliens et les rendre plus attractifs. Les éoliennes produisent également des nuisances sonores lors de leur fonctionnement et leurs pales constituent un danger pour les oiseaux.

20. - De nos jours, le marché de l'éolien français se porte très bien. Chaque année, les parcs éoliens déjà en place produisent davantage d'électricité ce qui encourage les collectivités à continuer leur développement. En effet, les objectifs fixés par les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) semblent être remplis : la France a désormais atteint une puissance éolienne de 13,6 gigawatt⁹.

⁹« Tableau de bord : éolien, Premier trimestre 2018 » : <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/102>

21. - La mise en place d'un projet éolien passe par plusieurs étapes à savoir : l'identification des zones favorables à l'implantation d'éoliennes, les premiers contacts avec les élus, les exploitants et les propriétaires agricoles. Puis s'en suit éventuellement la signature des promesses de bail avec les exploitants et les propriétaires agricoles, la réalisation de l'étude d'impact, le dépôt et instruction des demandes d'autorisations, la consultation du public et des commissions départementales de la nature, des paysages et des sites, décisions administratives. Ensuite vient le financement du parc éolien, l'étape clef dans la réussite des projets qui nécessitent d'importants capitaux pour l'entreprise. Le financement désigne « *une opération permettant à un agent économique (État, entreprises, particuliers) de se procurer les ressources (à court, moyen ou long terme) nécessaires au financement de sa trésorerie ou de ses besoins d'investissement* »¹⁰.

22. - Les projets éoliens sont principalement soutenus par les entreprises et les États. Malgré tous les efforts déployés dans les pays développés notamment en Europe et en développement, pour accroître le secteur éolien, les performances affichées ne sont pas encore satisfaisantes en raison de nombreux obstacles notamment la grande difficulté de financement et l'évolution incertaine des coûts d'exploitation.

23. - Bien que tous les grands projets éoliens d'infrastructure aient tendance à souffrir de processus lents d'élaboration et d'approbation des projets, coûteux et incertains, les coûts d'exploitation risquent de s'aggraver pour de multiples raisons. En effet, ces projets sont souvent situés dans des zones sensibles sur le plan environnemental et social. Les exigences d'utilisation des sols pour les grands projets éoliens, peuvent être conséquentes. Les sources d'énergies éoliennes sont fréquemment les plus abondantes dans les zones très éloignées des réseaux de transport et de distribution existants, ce qui entraîne de longues négociations sur les extensions du réseau et leur financement. Un

¹⁰ « Définition Financement » : <https://www.mataf.net/fr/edu/glossaire/financement>

manque d'expérience dans les énergies éoliennes ralentira le processus d'approbation, car les organismes concernés auront des difficultés à évaluer les demandes. La nécessité de procéder à des évaluations des ressources potentielles en énergie éolienne peut prolonger davantage l'installation du dispositif. En effet, les projets éoliens nécessitent d'une année (au minimum) de recueil de données fiables sur chaque site pour évaluer leur viabilité.

24. - Concernant **le manque de financement**, soulignons que les projets éoliens sont généralement caractérisés par des coûts d'investissement initiaux relativement élevés et des coûts d'exploitation courants faibles, ceci est en lien de la nature des technologies performantes utilisées. Cela implique la nécessité pour les porteurs de ces projets d'accéder à un financement à long terme avec des conditions prédéfinies. En l'absence d'un tel financement, les décisions d'investissement sont davantage orientées vers les technologies conventionnelles qui pourraient être financièrement viables même avec des conditions de prêt plus courtes.

25. - Les nombreuses restrictions réglementaires et autres restrictions, les prêts bancaires à long terme rendent le financement parfois difficile, voire impossible, à obtenir pour de nombreux pays à faibles revenus. Ceci peut également lié à un manque d'expérience avec les projets éoliens, ainsi de nombreux investisseurs potentiels se sentant incapables d'évaluer les risques encourus ne vont pas financer les porteurs de ces projets.

26. - Le financement à long terme est fortement tributaire de la recherche d'actifs à long terme pour les investisseurs, tels que les fonds de pension. Dans de nombreux pays à faibles revenus, ces fonds sont inexistantes ou se limitent à des activités d'investissement à moindre risques comme l'acquisition des bons du Trésor.

27. - Dans les pays à faibles revenus, le principal obstacle au financement peut être lié à un manque de fonds sur le marché des capitaux. En effet, lorsque les ressources financières sont limitées, elles sont inévitablement orientées vers les opportunités d'investissement offrant les meilleurs rendements au moindre risque et dans les délais les plus courts. Ce qui laisse moins d'opportunités pour les projets éoliens.

28. - En plus du financement à long terme sur conditions prédéfinies, les porteurs de projets éoliens cherchent également à accéder à des fonds sur une base de financement de projet c'est-à-dire avec des conditions plus flexibles concernant les modalités de règlement. Dans ce cas, la sécurité du prêt provient des flux de trésorerie futurs du projet. Généralement aucune garantie initiale n'est requise ou sinon peu de garantie. Ce type de financement permet aux porteurs de projets éoliens d'étaler leurs coûts sur la durée de vie du projet, en finançant le coût initial élevé des flux de trésorerie positifs générés par l'exploitation. Une autre alternative consiste à tabler sur le financement par actions, dont les paiements peuvent être retardés jusqu'aux dernières années du projet.

29. - Dans le but de réduire les différentes barrières entravant l'essor du développement des énergies renouvelables, plusieurs études ont été menées tant sur le cadre financier que sur le cadre réglementaire. C'est dans cette optique générale que s'inscrit **le sujet de notre mémoire** en se focalisant principalement sur **les instruments de financement des éoliennes du côté de l'entreprise**, dans le but d'apporter notre modeste contribution pour la promotion de l'énergie éolienne.

30. - Ceci dit, l'objectif de cette recherche n'est pas de présenter tous les aspects techniques relatifs à l'implantation des éoliennes ni à leur exploitation, mais plutôt de présenter les moyens de financement disponibles aujourd'hui, auxquels les entreprises peuvent recourir pour financer leurs projets éoliens.

31. - Les **études théoriques et empiriques** relatives au financement des projets dans le secteur de l'énergie éolienne ont abordé plusieurs thèmes dont l'évaluation de la demande énergétique, l'évaluation des projets éoliens, la gestion des risques relatifs aux projets éoliens.

32. - En ce qui concerne l'évaluation de la demande, nous pouvons citer l'étude menée par Saebi J. et Javidi MH.¹¹ sur l'évaluation économique de la demande en énergie éolienne en fonction de son potentiel, dans le but d'atténuer les erreurs de prévision de l'énergie éolienne dans le fonctionnement du système électrique. L'étude propose une méthode d'évaluation de la demande, cette évaluation est effectuée à partir d'un exemple et d'une étude de cas réaliste.

33. - Dans le cadre de l'évaluation des projets éoliens, citons comme exemple l'étude de Chamorro et Abadie¹² en 2014. Les résultats de cette étude ont montré que la subvention forfaitaire initiale, la maturité de l'option d'investissement et la volatilité du prix de l'électricité sont les principaux facteurs qui déterminent la décision d'investissement dans un projet éolien.

34. - Dans le cadre de la gestion des risques relatifs aux projets éoliens, nous pouvons mentionner l'étude d'Askari M., Kadir M., Hizam H et Jasni J.¹³ en 2014. L'étude propose un nouveau modèle complet pour le marché de l'énergie restructuré pour maximiser le profit des investisseurs et déterminer le prix de compensation du marché en tenant compte des incertitudes stochastiques et rationnelles. Les incertitudes stochastiques incluent la demande et le prix du carburant. Selon les résultats, ce modèle peut être utilisé comme un modèle robuste et complet pour déterminer le prix de compensation

¹¹ J. Saebi, MH. Javidi « *Economic evaluation of demand response in power systems with high wind power penetration*. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* » 2014; 6: 033141.

¹²LM. Abadie, JM. Chamorro « *Valuation of Wind Energy Projects: a real options approach* ». *Energies* 2014; 7: 3218–3255.

¹³M. Askari, M. Kadir, H. Hizam, J. Jasni « *A new comprehensive model to simulate the restructured power market for seasonal price signals by considering on the wind resources* ». *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 2014; 6: 023104.

du marché qui peut être appliqué à la planification de l'expansion des capacités.

35. - Mise à part ces études, plusieurs pays ont élaboré des guides d'investissements dans le secteur de l'énergie abordant le financement des projets en énergies renouvelables. L'essentiel de ces guides présentent certains instruments de financement dans le secteur sans toutefois présenter les conditions dans lesquelles l'entreprise doit les utiliser.

36. - C'est en cela que réside notre modeste contribution. En effet, au-delà de la présentation des différents instruments de financement, notre travail présente les conditions dans lesquelles chaque instrument doit être utilisé, dans l'optique d'une réduction voire l'élimination des coûts d'opportunités et des coûts supplémentaires qui peuvent résulter d'un financement n'obéissant pas aux principes financiers notamment le principe d'équilibre financier. De plus, notre étude aborde la sécurisation des financements par les tarifs imposés dans un cadre géographique précis, la France.

37. - Avant de décliner les objectifs de notre sujet, il est primordial de montrer en quoi **le choix du financement impacte la réalisation des projets éoliens**. Une étude menée par Mazzucato M. et Semieniuk G.¹⁴ en 2018 relève trois principaux facteurs qui montrent pourquoi il est important de considérer les caractéristiques d'un instrument de financement avant de le choisir.

Les résultats de l'étude relèvent premièrement que l'existence de certaines politiques favorisant un sous-ensemble d'acteurs financiers, donnent à ces acteurs une priorité particulière en matière de financement dans le secteur des énergies renouvelables. Par conséquent, connaître ses acteurs financiers et les différents instruments financés qu'ils proposent permettra à l'entreprise de

¹⁴ M. Mazzucato et G. Semieniuk « *Financing renewable energy: Who is financing what and why it matters* », *Technological Forecasting and Social Change* Volume 127, February 2018, pp 8-22

financer ses projets de manière efficiente. Parmi les exemples de politiques spécifiques favorisant certains acteurs, l'étude cite les politiques incitatives de l'OCDE (2015), qui incitent les investisseurs institutionnels à investir davantage dans le secteur des énergies renouvelables.

38. - Comme deuxième facteur, l'étude relève que les différents instruments de financement doivent être coordonnés avec les différentes phases de déploiement du projet. En effet, plusieurs facteurs déterminent le choix d'un instrument de financement : le montant du besoin de financement, la maturité du financement (long terme, moyen terme ou court terme), l'horizon du financement (immédiat ou futur), la phase de développement de l'entreprise (lancement, croissance ou maturité), la politique actionnariale (conservatrice ou ouverte) et la structure financière. Tous ces facteurs permettent d'optimiser le financement.

39. - Comme troisième facteur, l'étude montre que le type d'acteur financier est prépondérant, et à un niveau plus fin que celui du secteur privé plutôt que public. La prise de conscience que la finance peut créer des orientations stratégiques, qu'elle soit planifiée ou non par les dirigeants. Ceci est un point important à prendre en compte lors du choix de l'instrument de financement. Ce facteur met en relief l'intervention possible des différents investisseurs dans les décisions stratégiques de l'entreprise.

40. - Ces trois principaux facteurs montrent la nécessité de choisir judicieusement les outils de financement en fonction des caractéristiques de celui qui finance d'une part et des caractéristiques du projet à financer d'autre part. Au-delà de cet aspect, notre travail aborde également la sécurisation du financement.

41. - De manière succincte, notre travail de recherche répond à la question : « **Comment financer et sécuriser un projet éolien par le mécanisme de revente de l'énergie ?** » Cette problématique a deux principaux objectifs qui se déclinent comme suit :

Objectif N°1 / Connaître les différents instruments de financement des projets éoliens

- Quels sont les instruments de financement des besoins **à long terme** les plus utilisés dans les projets éoliens ?
- Quels sont les instruments de financement des besoins **à court terme** les plus utilisés dans les projets éoliens ?

Objectif N°2 / Apprendre à faire un choix judicieux d'un instrument de financement

- Quels sont les risques liés à chaque instrument de financement ?
- Quelles sont les différentes conditions dans lesquelles chaque instrument doit être utilisé pour une optimisation des charges financières ?

Objectif N°3 / Analyser le mécanisme de revente de l'énergie en France

- Quelles sont les conditions pour bénéficier de l'obligation de rachat de l'électricité en France ?
- Comment le mécanisme des tarifs imposés pour le rachat de l'électricité a-t-il évolué avec le développement de l'énergie éolienne en France ?
- Quels sont les nouveaux enjeux pour vendre son énergie électrique supplémentaire directement aux particuliers ?

Tout ce travail de recherche a permis de montrer que les entreprises peuvent combiner les différents outils de financement actuellement disponibles sur le marché bancaire, le marché boursier et sur les autres marchés de capitaux pour financer leurs projets éoliens. Malgré les diverses réformes à effectuer pour améliorer le cadre réglementaire des projets éoliens, les entreprises

françaises opérant dans le secteur sont à même de tirer leur épingle du jeu, en créant la richesse pour elles-mêmes et pour l'État.

42. - Cette recherche montre également que les entreprises opérant de le secteur des énergies renouvelables doivent mettre en place un système solide pour vendre l'électricité non employée directement aux particuliers dans la mesure où le rachat par l'État devient de plus de plus conditionnel avec le développement du secteur. Si les entreprises ne prennent pas en compte cette donnée, elles devront subir des coûts d'opportunités qui accumulés sur une longue période seront susceptibles de mettre fin à leurs activités dans le secteur.

43. - Tous ces éléments mentionnés sont contenus dans notre mémoire. Dans l'objectif de présenter les résultats de notre recherche de manière succincte et facile à suivre, nous avons structuré le mémoire en deux parties.

44. - La première partie intitulée « les instruments de financement des éoliennes » présente les instruments du financement public d'une part et les instruments de financement privé d'autre part. Cette partie fait une nette distinction entre le financement public et les finances publiques dans le but de permettre une bonne appréhension des concepts du « financement public » et du « financement privé ».

45. - Les principaux outils du financement public les plus utilisés pour financer les éoliennes à savoir l'émission d'actions, l'émission d'obligations verte, l'émission de débentures convertibles et le *crowdfunding*¹⁵, ont été exposés. Pour chaque instrument, non seulement une définition et les risques y afférents ont été présentés, mais aussi les conditions dans lesquelles l'instrument doit être utilisé.

¹⁵ Le financement participatif

46. - De même, les principaux instruments du financement privé ont été répartis en deux catégories : les instruments les plus utilisés et les instruments les moins utilisés. Les instruments du financement privé les plus utilisés comprennent le capital-risque, le *private equity*¹⁶, la dette senior, la dette mezzanine, le *leasing*¹⁷ et les subventions. Les autres instruments comme les titres adossés à des actifs, la garantie de liquidité, et l'affacturage ont été également présentés.

47. - La deuxième partie quant à elle aborde la sécurisation du financement des éoliennes par le mécanisme des tarifs imposés en France. Cette partie présente le mécanisme tarifaire à travers une description et une exposition des différentes conditions à remplir par les entreprises afin de bénéficier de l'obligation de l'État à racheter leur énergie supplémentaire.

48. - Cette partie analyse également l'incertitude relative au mécanisme tarifaire, une incertitude qui est née des différentes réformes progressives que l'État a mis en œuvre avec le développement du secteur des énergies renouvelables.

49. - En effet, avec l'essor des énergies renouvelables, la rentabilité du secteur énergétique devient de plus en plus faible, dans la mesure où le système d'obligation d'achat mis en place par l'État est devenu un système de complément de rémunération. Les acteurs auront donc à adopter une nouvelle stratégie. Celle qui consiste à vendre directement l'énergie supplémentaire sur le marché, comporte des enjeux à maîtriser. Les producteurs doivent soit mettre en place une salle de marché ou choisir judicieusement un agrégateur pour assurer leurs ventes sur le marché. Des stratégies doivent également être mises en place pour limiter les pertes financières que peuvent générer les prix négatifs. C'est avec cette question que la deuxième partie se clôture.

¹⁶ Capital-investissement

¹⁷ Location, avec achat en option, de biens

Partie 1 – Les instruments de financement des éoliennes

50. - La mission assignée à cette partie est de présenter les différents instruments de financement auxquels une entreprise peut recourir pour financer l'acquisition des éoliennes, ou son exploitation.

51. - Cette partie traitera les différents moyens de financement des éoliennes, mais également les conditions dans lesquelles chaque moyen de financement doit être employé.

52. - En effet, l'efficacité d'un moyen de financement requiert la satisfaction des conditions d'équilibre financier et un arbitrage adéquat. Autrement dit, un moyen de financement utilisé à la place d'un autre génèrera des coûts supplémentaires ou des coûts d'opportunités à l'entreprise.

53. - Ainsi l'objectif recherché à travers cette partie est de permettre à tout acteur opérant dans le secteur de l'énergie éolienne de choisir le moyen de financement approprié à son besoin dans le but d'optimiser ses charges financières.

54. - Les différents moyens ou instruments de financement des éoliennes peuvent être classés en deux grandes catégories : ceux qui rentrent dans le cadre du financement public et ceux qui s'inscrivent dans le cadre du financement privé. Les deux catégories seront présentées successivement, avec les instruments qu'elles comportent. Rappelons que le financement désigne l'action de fournir des fonds à une entreprise dans le cadre d'un investissement.

55. - Avant de poursuivre, il convient de définir ces deux catégories : financement public et financement privé. En effet, selon le contexte dans lequel ils sont utilisés, ces deux concepts peuvent prendre des sens différents. La situation actuelle est le financement des entreprises.

56. - D'une part, le financement public désigne le financement de l'entreprise sur le marché boursier et sur les plateformes publiques. Dans le cadre du financement public, la relation entre celui qui finance et celui qui est financé est connue de tous, d'où le qualificatif « public ». Cette notion est à distinguer du concept des « finances publiques » qui renvoie aux ressources financières d'un Etat.

57. - D'autre part, le financement privé désigne tous les modes de financement où la relation entre celui qui finance et celui qui est financé n'est pas connue de tous. Cette relation rentre dans un cadre privé. Le cadre du financement privé n'est pas accessible à tous, ce qui n'est pas le cas pour le financement public.

58. - Le financement privé regroupe beaucoup plus d'instruments que le financement public. Les principaux instruments utilisés dans le cadre des projets éoliens seront présentés dans cette partie.

59. - Pour chaque instrument de financement, nous présenterons une définition, les conditions d'usage, les risques y afférents, le cadre réglementaire et pour certains instruments, un exemple rencontré.

60. - Dans ce qui suit, nous aborderons les instruments s'inscrivant dans le cadre de la première catégorie de moyens de financement à savoir : le financement public.

Titre 1 – Le financement public

61. - Le financement public s'opère sur deux principaux cadres : le marché boursier et d'autres plateformes publiques comme les plateformes de *crowdfunding*¹⁸. Les principaux instruments de financement utilisés sur le marché boursier sont les actions et les obligations.

62. - Nous aborderons successivement trois principaux instruments de financement public : l'émission d'actions sur le marché boursier, l'émission d'obligations, l'émission des débentures convertibles sur le marché boursier et le *crowdfunding*.

Chapitre 1 – Emission d'actions sur le marché boursier

Section 1 – La définition

63. - Une action peut être définie comme « *un titre de propriété d'une partie du capital social de la société émettrice* »¹⁹. Dans le cadre du financement des éoliennes, les entreprises peuvent émettre ces titres sous trois principales formes :

- **Les actions ordinaires** : Les détenteurs de celles-ci exercent un contrôle sur l'entreprise, en élisant un conseil d'administration et en votant sur la politique d'entreprise. Les actionnaires ordinaires sont au bas de l'échelle prioritaire pour la structure de propriété. En cas de liquidation, les actionnaires ordinaires ont des droits sur les actifs de la société uniquement après le paiement intégral des titres des détenteurs d'obligations, des actionnaires privilégiés et des autres créanciers.

¹⁸ Le financement participatif

¹⁹ A. Briere, S. Kulemann et G. Mathieu, « *Economie pour BTS 2^e année* », Le Génie des glaciers, 2013, p.10.

- **Les actions privilégiées** : Elles sont une catégorie de propriété d'une société qui a un droit sur ses actifs et ses bénéfices plus élevé que les actions ordinaires. Les actions privilégiées ont généralement un dividende qui doit être versé avant les dividendes aux actionnaires ordinaires, et les actions ne comportent généralement pas de droit de vote.
- **Les actions privilégiées convertibles** : Ce sont des actions privilégiées qui disposant d'une option permettant au porteur de convertir les actions privilégiées en un nombre fixe d'actions ordinaires, habituellement à tout moment après une date prédéterminée.

64. - Soulignons que le financement est réalisé non pas à travers le montant total des actions mais à travers l'émission de nouvelles actions. Le montant du financement est ainsi égal au montant des nouvelles actions émises. Ainsi le besoin de financement est comblé donc non pas par les actions mais par l'émission des actions.

65. - L'émission d'actions sur le marché boursier est un moyen de financement largement utilisé par les grandes entreprises opérant dans le secteur de l'énergie. Parmi les exemples, nous pouvons citer la société Dong Energy²⁰ qui a fait une introduction en bourse (première émission d'actions sur le marché boursier) levant un montant de 2,6 milliards de dollars sur le Nasdaq à Copenhague. Cela a permis à la société de répondre à son besoin de financement. Dans les lignes qui suivent, nous présenterons les conditions dans lesquelles une société peut utiliser cet instrument.

²⁰ Environnemental Finance : www.environmental-finance.com

Section 2 – Les conditions d’usage d’une émission d’actions pour se financer

66. - L’émission d’actions sur le marché boursier est généralement utilisée comme moyen de financement par les entreprises opérant dans le secteur de l’énergie lorsque quatre principales conditions sont remplies.

67. - La première condition est relative à la taille du besoin de financement de l’entreprise. Le besoin de financement de l’entreprise doit être grand. En effet, le financement par l’émission d’actions sur le marché boursier est utilisé pour de grands montants impliquant d’une part le coût financier de la procédure et d’autre part impliquant les exigences spécifiques à remplir pour s’introduire dans une place financière donnée. En effet ces exigences, définies de manière à sécuriser la liquidité du marché impactent directement de grandes performances pour l’entreprise émettrice et par conséquent un besoin de financement plus grand.

68. - La deuxième condition traite la phase de développement de l’entreprise. L’entreprise doit se trouver dans une phase de croissance. La majorité des entreprises qui se financent par l’émission d’actions sur le marché boursier se situent dans leur phase de croissance. En effet, c’est au cours de cette phase que l’entreprise présente les caractéristiques attrayantes pour convaincre les investisseurs d’acquérir son titre. Ceci dit, la plupart des entreprises qui ne sont pas dans une phase de croissance mais souhaitent se financer par l’émission d’actions sur le marché boursier peuvent se heurter à une réticence du marché, entraînant l’échec du projet.

69. - La troisième condition est relative à la maturité du financement. L’entreprise doit avoir un besoin de financement stratégique. Car si le besoin de financement est stratégique, les rendements vont également s’étendre sur le

long terme. Ceci est un facteur qui détermine les acquisitions d'actions dans la mesure où une grande partie des détenteurs de ces titres n'ont pas un objectif spéculatif mais un objectif de jouissance d'une rente de dividendes.

70. - La dernière condition renvoie à l'horizon du financement. L'entreprise doit avoir un besoin de financement futur et non immédiat. La quasi-totalité des entreprises qui se financent par émission d'actions ne le font pas dans une situation de besoin urgent en capitaux. Ceci est impossible dans la mesure où l'émission des actions demande des travaux préalables et des procédures qui requièrent du temps et de la préparation. Ceci dit, les fonds sont donc destinés au développement des activités de l'entreprise et non pour secourir l'entreprise d'une quelconque pression financière.

71. - Le financement par émission d'actions sur le marché n'est pas sans risque pour l'entreprise.

Section 3 – Les risques liés à l'émission d'actions

72. - Le financement par émission d'actions sur le marché boursier comporte des risques dont les deux principaux ont été relevés dans ce cadre. Il s'agit du : risque de dilution de la valeur du titre et le risque de perte de contrôle. Nous les aborderons successivement.

I) Le risque de dilution de la valeur du titre

73. - De manière générale, les investisseurs en actions qui sont prêts à investir cherchent naturellement à le faire à des valorisations inférieures à celles appliquées lors des bonnes périodes. Pour cela, les évaluations sont faites de manière à attirer plus d'investisseurs en offrant un prix d'acquisition inférieur à la valeur réelle de l'action, tout en émettant un droit préférentiel de souscription aux anciens actionnaires.

74. - Pour les actionnaires existants qui ne vont pas utiliser leur droit préférentiel de souscription pour acquérir les nouvelles actions émises, leur part dans la participation du capital de la société sera diluée. Plus l'escompte est élevée par rapport aux prix d'émission précédents, plus l'effet de dilution est important.

II) Le risque de perte de contrôle

75. - L'émission d'actions aux investisseurs signifie qu'ils deviennent des propriétaires partiels de l'entreprise. Lorsque la part d'un investisseur devient assez importante pour intervenir dans la gestion de l'entreprise, les anciens actionnaires et dirigeants vont commencer à perdre le contrôle de la société. Les nouveaux actionnaires auront des droits légaux qui peuvent limiter la flexibilité de l'entreprise à suivre un plan d'action ou à explorer une voie différente.

76. - Plusieurs autres risques peuvent découler de l'émission d'actions sur un marché notamment lorsque le marché n'est pas bien réglementé, ce qui est plus le cas dans la plupart des pays émergents.

77. - Mise à part les actions, les entreprises peuvent également émettre des obligations pour financer leurs projets éoliens.

Chapitre 2 – Emission d'obligations vertes sur le marché boursier

78. - Nous présenterons initialement une définition du concept, ensuite les conditions d'usage de cet instrument de financement, puis les risques y afférents.

Section 1 – La définition

79. - Une obligation est «*un titre de créances négociables représentatif d'une fraction d'un emprunt émis par l'État ou par une entreprise*»²¹. Dans le cadre de leur financement, les entreprises opérant dans le secteur de l'énergie peuvent émettre deux principales sortes d'obligations : les obligations normales et les obligations vertes. Dans ces dernières années, les obligations vertes sont les principales obligations émises par les entreprises opérant dans le secteur des énergies renouvelables. Nous nous focaliserons ici sur ce type d'obligations.

80. - Les obligations vertes sont encore appelées obligations climatiques. Elles peuvent être définies comme «*un titre de créance émis pour lever des capitaux spécifiquement pour soutenir des projets liés à l'environnement*»²²

81. - Ces obligations vertes possèdent les mêmes caractéristiques financières standard que toute autre obligation ordinaire (une valeur nominale, un rendement, une date d'échéance et un émetteur). Elles diffèrent des obligations ordinaires en ce sens qu'elles sont étiquetées comme «vertes» par l'émetteur de l'obligation. Ce label implique un engagement de la part de l'émetteur à utiliser le produit de l'obligation pour financer ou refinancer des projets sensibles au climat.

82. - Ainsi, en plus d'évaluer les caractéristiques financières standard, les investisseurs évaluent également l'objectif environnemental spécifique des projets que les obligations ont l'intention de soutenir. Dans ce qui suit, nous présenterons pleinement les conditions dans lesquelles cet instrument de financement est utilisé.

²¹ P. Recroix, « *Les carrés DSCG, Finance* », 5^e Edition 2018-2019, Gualino, p.9

²² World Bank « *What are green bonds* », PPIAF, 99662, p.23

Section 2 – Les conditions d’usage des obligations vertes

83. - Tout comme le financement par émissions d’actions, les investisseurs peuvent utiliser également l’émission d’obligations vertes comme moyen de financement pour des projets éoliens de grandes envergures, et dans un désir de maintenir le contrôle absolu de la société. Le recours à l’émission d’obligation à lieu lorsque 4 principales conditions sont remplies :

84. - La première condition est d’ordre organisationnel et stratégique. Elle vise une intégration interne des équipes financiers et des équipes de développement durable afin de converger tous vers la stratégie de développement durable de l’entreprise. D’un côté, les financiers ont la possibilité d’attirer de nouveaux investisseurs par les indicateurs de performance et de mieux comprendre et anticiper les risques et les opportunités dans le secteurs. D’un autre côté les équipes de développement durable peuvent mieux comprendre les attentes des investisseurs en matière de développement durable et communiquer plus clairement la valeur financière des efforts consentis par l’entreprise. Une intégration de ces équipes internes aidera à mieux communiquer au public la stratégie de développement durable de l’entreprise et inciter donc à la souscription des obligations émises.

85. - La seconde condition d’usage de cette forme de financement c’est le fait de vouloir communiquer sur les valeurs de développement durables de l’entreprise. Cette émission d’obligations vertes est un moyen pour confronter la conformité de l’entreprise aux exigences d’émissions de ce type d’obligations. C’est pour cela qu’il existe un ensemble de règles auxquelles les obligations doivent se conformer pour être considérées comme vertes. A titre d’exemple nous avons le « *Green Bond Principles* »²³ : qui fournit aux émetteurs des conseils sur le lancement d’une obligation verte et décrit les informations nécessaires aux investisseurs pour évaluer leur impact

²³ International Capital Market Association « The Green Bond Principles » p1-6

environnemental. L'émission d'obligations vertes vient donc renforcer la réputation de l'entreprise et confirmer ses engagements en matière de développement durable

86. - La troisième condition d'usage se révèle dans son efficacité d'aide au financement des initiatives de développement durable. L'avantage le plus évident des obligations vertes pour les entreprises est qu'elles peuvent fournir des capitaux importants pour des projets liés au développement durable. Cette forme de financement est de plus en plus utilisée dans le cadre des énergies renouvelables. Cet engouement des investisseurs pour les obligations vertes s'explique par le fait qu'ils voient les obligations vertes comme un moyen leur permettant d'investir dans des produits et des initiatives durables sans prise de risques considérables. Cela, contribuant même à leur protection contre certains types de risques climatiques.

87. - La quatrième condition d'usage est de pouvoir disposer de financement à un coût moindre. Les obligations vertes sont un excellent moyen de mobiliser de grandes quantités de capitaux pour soutenir des investissements environnementaux qui, autrement, ne seraient peut-être pas disponibles, ou qui pourraient ne pas être rentables en utilisant des capitaux plus coûteux (tels que les capitaux propres). Les obligations vertes sont bien adaptées aux projets de développement éolien durable à grande échelle, qui nécessitent souvent des investissements en capital avant les recettes et ne génèrent que des revenus modestes sur un horizon d'investissement plus long.

Section 3 – Les risques liés à l’émission d’obligations vertes

88. - Le financement par l’émission d’obligations vertes comporte moins de risques. Nous pouvons les résumer dans :

- Le risque de taux d’intérêt: Ce risque concerne la variation éventuelle du taux d’intérêt pour accroître les charges d’intérêt à des niveaux non prévus par l’entreprise²⁴. En effet sur le marché, les taux d’intérêts sont très fluctuants, d’autant plus que les obligations vertes sont des valeurs mobilières avec une maturité assez longue²⁵.
- Et le risque de défaut : toute entreprise court toujours généralement un risque de défaut Un risque de défaut entraînerait la perte de confiance chez les tiers vis-à-vis de l’entreprise

89. - Après avoir présenté l’émission des obligations vertes comme moyens de financement, passons maintenant à un prochain : le *Crowdfunding*.

Chapitre 3 – Crowdfunding

Section 1 – La définition

90. - Le *crowdfunding*, encore appelé financement participatif est « *un mécanisme qui permet de collecter les apports financiers, qui sont généralement des petits montants, d’un grand nombre de particuliers au moyen d’une plateforme sur internet, en vue de financer un projet.* »²⁶

91. - De manière générale, le *crowdfunding* peut prendre la forme d’un don avec ou sans contrepartie ; la forme d’un prêt ou d’un investissement en capital. Parmi ces modalités, deux ressortent dans le cadre des projets éoliens :

²⁴ Banque de France, « *Revue de la stabilité financière N°6 : Le risque de taux d’intérêt dans le système bancaire français* », 2005, p89

²⁵ Climate Bonds, « *Rapport pays : État du marché français* », Avril 2018, p2

²⁶ Ministère de l’économie et des finances, Direction générale des entreprises

92. - La première est l'emprunt : il provient des particuliers. Des intérêts y afférents sont versés sur la durée du prêt et un remboursement du capital a lieu en fin de période. La durée est au moins de 7 ans.

93. - La deuxième est l'investissement en capital : il s'agit cette fois d'une prise de participation en actions dans la société qui va porter le développement du projet. Les investisseurs auront une contrepartie financière via des dividendes et une plus-value potentiellement réalisée. Dans ce cas de figure, les investisseurs deviennent alors des actionnaires.

94. - Les projets éoliens sont actuellement représentés au sein des systèmes de financement participatif. Ils sont de plus en plus développés par les professionnels de l'énergie éolienne afin d'améliorer leurs collaborations avec les riverains et les élus locaux. En effet, d'après l'observation du porte-parole des professionnels de ce secteur, le *crowdfunding* permet d'associer les riverains à un projet de parc éolien et de les rendre actionnaire détenteur d'une partie ou de l'intégralité d'un parc éolien. En plus cette forme de financement permet au détenteur du projet d'atteindre un nombre important d'investisseurs potentiels.

95. - Les premières pratiques du *crowdfunding* en France ont été mises en œuvre en 2011. « *Depuis, ce modèle prend de l'ampleur et son succès révèle la prise de conscience de l'importance de la question climatique pour les citoyens.* »²⁷

96. - A titre d'exemple le parc éolien Santerre Énergies a été développé par le biais d'une opération de financement participatif via « *Lendosphere* », une plate-forme internet agréée en tant qu'intermédiaire en *crowdfunding*. Une levée de fonds a ainsi été lancée sous forme d'emprunt avec un

²⁷ France énergie éolienne, « *L'éolien, un nouveau souffle : Une nouvelle manière de penser l'énergie d'animer les territoires de dialoguer d'appréhender l'avenir* » p41

remboursement en 2 ans et un taux d'intérêt annuel de 5 à 6% pour les riverains²⁸.

Section 2 – Les conditions d'usage du *crowdfunding*

97. - Cette forme de financement est particulièrement appréciée par sa flexibilité. Elle peut être choisie comme recours de financement à cause de sa portée, de ses impacts marketing et dans le but de recueillir des avis externes sur le projet et lorsque le besoin de financement de l'entreprise n'est pas urgent.

98. - Grâce à internet, le *crowdfunding* a une portée mondiale. En utilisant une plateforme de *crowdfunding* le porteur de projet a la possibilité d'accéder à des milliers d'investisseurs accrédités qui peuvent voir, interagir et partager sa campagne de collecte de fonds.

99. - La possibilité de promouvoir sa campagne via les réseaux sociaux, les bulletins d'information par courrier électronique et d'autres tactiques de marketing en ligne est également un facteur non négligeable qui peut motiver l'usage de cette forme de financement. De plus c'est une occasion de présenter le concept de l'entreprise aux publics afin d'en recueillir un avis externe, de l'affiner et de le valider. Les questions soulevées par les investisseurs potentiels et leurs intérêts exprimés permettront au détenteur du projet de connaître les défauts, les qualités et les manques de son projet.

Par ailleurs, le *crowdfunding* est une forme de financement qui est chronophage avant d'obtenir le montant souhaité. Il est donc primordial que ce type de financement ne concerne que les besoins d'investissements non urgents.

²⁸ France énergie éolienne, « *L'éolien, un nouveau souffle : Une nouvelle manière de penser l'énergie d'animer les territoires de dialoguer d'appréhender l'avenir* » p41

Section 3 – Les risques associés au *crowdfunding*

100. - De nombreux risques sont associés au financement par *crowdfunding* ; nous pouvons exposer ceux qui nous semblent les plus importants comme suit :

- Aucune garantie d'atteindre l'objectif : A l'image de tout projet d'entreprise, le *crowdfunding* possède également la possibilité de ne pas atteindre le montant fixé. Dans ce cas de figure, les fonds collectés seront remis aux investisseurs qui les ont apportés.
- Risque que votre projet soit copié : étant sur internet à la portée de tous, il existe un fort risque que votre projet soit dupliqué par d'autres personnes.
- Risque d'effet ciseau : Il est aisé pour beaucoup de minimiser le temps et les ressources nécessaires au financement participatif. Or certaines formes de financement participatif peuvent engendrer des coûts supplémentaires. Par exemple, en cas de financement participatif, les coûts administratifs peuvent augmenter avec chaque émission d'actions. Le détenteur du projet sera alors dans l'obligation de traiter avec de nouveaux investisseurs, de fournir des informations permanentes sur le projet et de traiter les droits des actionnaires.
- Risque lié à l'image du projet et à son détenteur : Toute négligence, erreur ou manque de préparation aura un impact négatif sur le détenteur de projet et son entreprise
- Risque de violation de la loi : La loi sur le *crowdfunding* est généralement maîtrisée par peu de personnes. Le détenteur du projet doit prendre le temps de se familiariser avec les lois applicables dans le cadre de son projet de financement participatif, à l'occurrence en France ou dans l'Union Européenne s'il compte y lever des fonds.

- Risque de fraude de la plateforme utilisée : toutes les plateformes qui existent sur internet ne sont pas dignes de confiance. Si le choix n'a pas été bien fait, le détenteur du projet court le risque de se faire arnaquer.
- Le risque de perte de contrôle de l'entreprise : En particulier avec le *crowdfunding* ses propres capitaux peut entraîner une perte de contrôle de l'entreprise.

101. - Dans la continuité, nous allons présenter le prochain moyen de financement d'un projet éolien. Il s'agit des débentures convertibles en actions, aussi connu sous le nom de prêts convertibles en actions.

Chapitre 4 – Débentures convertibles en actions

Section 1 – La définition

102. - Les débentures convertibles sont des « *obligations dont les conditions d'émission prévoient qu'elles comportent une option de transformation en actions sur la demande de leur porteur.* »²⁹

103. - Lors de leur première émission, ils agissent comme les obligations ordinaires, mais avec un taux d'intérêt légèrement inférieur lié à l'avantage de se transformer en action dont elles bénéficient. Elles ont donc la capacité de jouir d'une hausse du cours des actions sous-jacentes.

104. - En revanche si l'action évolue à la baisse, la conversion en action n'est plus pertinente et le détenteur de l'obligation se retrouvera avec un rendement inférieur à celui d'une l'obligation ordinaire.

²⁹ STB Sicar Société d'investissement en capital risque, les obligations convertibles en actions

105. - Cette forme de financement est aussi utilisée dans le financement des projets éoliens. A titre d'exemple nous pouvons citer la société canadienne d'envergure mondiale du secteur de l'énergie renouvelable Innergex. Elle a annoncé en avril 2018 le placement de débentures convertibles de 150 millions de dollars avec un taux d'intérêt annuel de 4,75% payable semestriellement.³⁰

Section 2 – Les conditions d'usage des débentures convertibles en actions

106. - Les actionnaires auront recours à cette forme de financement lorsqu'ils visent les éléments ci-après :

107. - Le bénéfice d'un effet de levier grâce au faible coût des débentures comparativement au coût des capitaux propres par exemple. En effet, la combinaison des prêts convertibles avec les capitaux propres permet à l'entreprise d'avoir une structure financière au CMPC faible par rapport au coût des capitaux propres. Car les coûts des capitaux propres sont toujours plus élevés que celui d'un prêt convertible³¹. La déductibilité fiscale des charges d'intérêts issus de ces débentures contribuent également à cet effet de levier.

108. - L'amélioration de l'image externe de l'entreprise : la réussite d'une opération de lever de fonds par le moyen des débentures convertibles renvoie des signaux positifs donnant une bonne perception de l'entreprise aux tiers. Car cela témoigne le niveau de confiance qu'ont les investisseurs vis-à-vis de cette entreprise. Cela pourrait ouvrir de nouveaux horizons à l'entreprise (bénéfice d'une dette bancaire future après la conversion de la débenture, élargir le champ d'investissements).

³⁰ Innergex énergie renouvelable, « *annonce un placement de débentures convertibles de 150 M \$* » p1

³¹ Vernimmen, « *La valeur : Coût du capital* », 2018, Chapitre 31 :

http://www.vernimmen.net/Vernimmen/Resumes_des_chapitres/Partie_3_La_valeur/Chapitre_31_Le_cout_du_capital.html

109. - La conservation du contrôle des droits de vote. Tant que les débetures n'auraient pas été converties en action, les actionnaires auront le contrôle de la société pendant la durée du projet. N'eut été cette volonté de conserver le contrôle de la société, les actionnaires aurait pu faire un financement par émission d'actions.

Section 3 – Les risques associés aux débetures convertibles en actions

110. - Les risques associés à cette forme de financement peuvent être énumérés comme suit :

- Dilution des droits de vote : si les débetures convertibles aboutissent à leur conversion en action, le droit de vote des actionnaires se retrouve alors dilué.
- Mise en péril des orientations stratégiques de l'entreprise : avec l'entrée dans le capital des nouveaux actionnaires, tous les actionnaires n'auront pas forcément la même vision. Par exemple une divergence pourrait mettre en péril les orientations de développement durable de l'entreprise. Ce risque est encore plus pesant si la totalité ou une grande partie des débetures est souscrite par un seul acteur (une banque d'investissement par exemple). La conversion en action lui conférera le droit de contrôle au détriment des présents actionnaires de la société.

111. - Le prochain outil de financement sur notre liste des moyens de financement est le capital-risque.

Chapitre 5 – Capital risque

Section 1 – La définition

112. - Le capital-risque désigne « *l'investissement des capitaux dans le développement d'une jeune entreprise.* »³²

113. - L'apporteur de capitaux est appelé capital risqueur ou « *business angel*». Son apport ne se limite pas qu'aux fonds ; le conseil et l'accompagnement de l'entrepreneur sont d'autres domaines sur lesquels il intervient.

114. - Cette forme de financement est utilisée majoritairement pour des PME spécialisées dans l'énergie propre.

Section 2 – Les conditions d'usage du capital risque

115. - Les actionnaires d'une *Start up*³³ peuvent recourir à cette forme de financement pour les motivations suivantes :

116. - Financement de grands projets éoliens, marquant la croissance de l'entreprise. Dans cette phase de développement d'une *start up*, il lui est difficile de trouver du financement auprès d'une banque par manque de contrepartie exigée. Le capital-risque s'avèrerait alors un moyen pour pallier à cette contrainte.

117. - Bénéficiaire de l'expertise du capital risqueur à travers d'un accompagnement. En effet au-delà du soutien financier, l'obtention d'un financement en capital-risque peut fournir à une *Start up* une source précieuse

³² C. Karyotis., C. Bouteiller, « *L'essentiel du Private Equity et des LBO* », Ed. 4, 2018, p1

³³ Jeune entreprise innovante

d'orientation et de consultation. Elle pourrait bénéficier également du carnet d'adresse du fonds d'investissement.

Section 3 – Les risques associés au capital risque

118. - S'il semble soulager les *starts up* dans leur besoin de croissance, le capital-risque comporte néanmoins des risques, dont les principaux sont :

- La perte de contrôle : tout financement par action comporte ce risque. La taille de la participation du capital risque déterminera son poids dans l'actionnariat de la société.
- Les coûts supplémentaires : démarrer un processus de financement en capital-risque génère des coûts pour l'entreprise. Ces coûts sont relatifs à l'élaboration d'un plan d'affaires bien détaillé sur la période faisant l'objet de la demande de financement ou à des procédures juridiques. Or l'éventualité que le processus du capital risque n'aboutit pas sur un succès n'est pas à exclure. Dans ce cas de figure l'entreprise aurait engagé des charges sans avoir un retour.

119. - Ainsi sont les cinq moyens de financement public qui peuvent être utilisés pour financer un projet éolien. Comme nous l'avons annoncé au début de cette partie, il existe aussi des moyens de financement privés. Les lignes ci-après nous servirons à présenter également les moyens de financement privés.

Titre 2- Le financement privé

120. - Dans cette partie nous parlerons des financements privés en mettant l'accent sur les conditions qui motivent les actionnaires à recourir à une forme de financement donné. Nous les classerons en deux sous catégories selon leur importance et leur fréquence d'utilisation dans le secteur de l'éolien.

Chapitre 1 – Les financements privés les plus utilisés

Section 1 – Private Equity

I) La définition

121. - Le *Private Equity* (PE) encore appelé capital investissement peut être défini comme *l'« ensemble des procédures et instruments visant à prendre des participations financières dans les fonds propres de sociétés non cotées »*³⁴.

122. - Contrairement aux titres boursiers, les participations acquises dans le cadre d'un PE sont détenues par des fonds spécialisés et ne sont pas cotés dans le marché boursier. Il n'est donc pas possible d'opérer des stratégies boursières comme la vente à court-terme ou l'arbitrage.

123. - Cette forme de financement émerge de plus en plus dans le financement de l'énergie éolienne. A titre d'exemple nous pouvons citer l'acquisition de 15 fermes éoliennes d'une capacité globale de 163 MW à la société d'investissement australienne Babcock & Brown, par Axa PE³⁵.

II) Les conditions d'usage

124. - Le PE est un recours de financement qui peut être utilisé pour financer les besoins de développement d'une entreprise. L'entreprise a recours à cette forme d'investissement pour des raisons suivantes : le financement de gros

³⁴ T. Philippe, « *Montages à effet de levier - Private Equity* », LBO Ed. 3, RB édition., 2015, p13

³⁵ GreenUnivers (consulté le 25/08/2017) : <https://www.greenunivers.com/2009/08/axa-private-equity-eolien-10632/>

investissements sur le moyen et le long terme, la préservation de l'équilibre de sa structure financière afin d'être capable de faire recours éventuellement à une dette senior en cas de besoin, le bénéfice d'un accompagnement stratégique de la part du fonds de PE, et pour mutualiser les risques économiques encourus.

125. - Pour financer d'importants investissements, l'entreprise pourrait se retrouver dans une situation d'incapacité à obtenir du financement par dettes auprès de la banque soit pour cause d'un manque de garanties ou pour une contrainte règlementaire d'équilibre de sa structure financière. Dans ces cas de figures, elle peut recourir au PE pour répondre à ce besoin de financement.

126. - Les fonds reçus dans le cadre d'un PE restent au sein de l'entreprise jusqu'à ce que les objectifs qui ont motivés ce financement soient atteints. Ces fonds resteront alors à la disposition de l'entreprise sur la durée du projet, qui en moyenne est de 15 à 20 ans. Cette forme de financement est aussi préférée par l'entreprise au détriment d'un appel public à l'épargne dans le cas où les actionnaires ne veulent communiquer que peu d'informations comparativement aux sociétés cotées.

127. - Par ailleurs, en faisant recours à cette forme de financement, l'entreprise préserve la possibilité de jouir d'un effet de levier futur auprès des autres types de financement, notamment les dettes seniors. En effet, l'entrée du financement par PE permettra à l'entreprise d'avoir plus de marge pour avoir accès à des dettes. Or les dettes sont sources d'effet de levier dans le CMPC de l'entreprise.

128. - Tout projet d'investissement comporte des risques économiques et financiers. Cette forme de financement peut être un moyen pour mutualiser les risques courus par l'investisseur avec le fond d'investissement. En plus, au-

delà de l'apport en financement, se trouve d'autres bénéfices de nature stratégiques tels que l'expertise du fonds d'investissement et de son réseau.

III) Les risques associés à l'utilisation du PE

129. - Les principaux risques associés à ce mode de financement sont :

- La divergence des intérêts stratégiques : Les investisseurs du PE ont généralement une stratégie dynamique de l'entreprise sur le court et le moyen terme. Alors que les intérêts des premiers investisseurs sont dans un objectif de développement durable.
- Une liquidation prématurée : Lorsqu'un fonds d'investissement subit des tensions ou qu'une nouvelle équipe de direction prend en charge l'ensemble du fond, les divisions de PE sont susceptibles d'être fermées ou modifiées en termes d'objectifs. Cela peut entraîner une liquidation intempestive des investissements d'un fonds ou un changement de la nature du partenariat avec l'entreprise.
- Une compromission chez les concurrents : Les fonds de PE investissent souvent chez de nombreux concurrents sur un segment de marché donné dans le but de se couvrir. Lorsque cela se produit, certains des secrets commerciaux et de la propriété intellectuelle de certaines sociétés du portefeuille risquent d'être compromis et de se retrouver dans des sociétés concurrentes.
- Des conflits d'intérêts avec certains clients potentiels : Les concurrents du fonds d'investissement pourraient ne pas vouloir acheter les produits de l'entreprise financée par ce fond, car cela enrichirait leurs concurrents.
- Risque d'évaluation : Les investisseurs stratégiques ont la réputation d'être moins sensibles à l'évaluation, parce qu'ils accordent plus d'importance à l'évaluation stratégique de long terme de leurs investissements. Dans le

cadre d'un financement par PE si les actionnaires ne défendent pas leurs avoirs lors des cycles de financement ultérieurs, ils peuvent être désavantagés.

130. - Après le PE, Place ensuite au prochain moyen de financement privé : le financement par dette senior.

Section 2 – Dette Senior

I) La définition

131. - La dette senior est « *une forme de financement par emprunt dont le remboursement est prioritaire par rapport aux autres formes de dettes. Cette priorité sur les autres dettes permet de la qualifier de dette privilégiée*³⁶ ».

132. - A titre d'exemple d'entreprise ayant fait recours à cette forme de financement, nous pouvons citer le cas du groupe Valorem. Il s'agit d'une entreprise opérant dans le secteur de l'énergie verte, y compris le segment de l'énergie éolienne. D'après son directeur financier, les banques acceptent de financer jusqu'à 80% des fonds nécessaires pour le financement des projets du groupe et cela grâce au fait que la législation française garantit le revenu des parcs éoliens. En 2018, le montant de la dette senior dont disposait Valorem s'élevait à 180 millions d'euros.³⁷

II) Les conditions d'usage

133. - Le recours à cette forme de financement a lieu lorsque les investisseurs ont un besoin de financement important sur le long terme, sans pour autant vouloir ouvrir leur capital social à des tiers.

134. - En effet un projet d'investissement dans un parc éolien concerne la construction, l'installation des tours et des turbines, les équipements pour le

³⁶C. Cadiou., N. Cotillard., J. Morvan , « *Montages financiers complexes* », Cybel, 2015 p5

³⁷Valorem energie, operateur en énergies vertes, refinance et réorganise son portefeuille EnR historique, décembre 2017

raccordement au réseau électrique, les frais de mise en service, les systèmes de contrôle et les pièces de maintenance. Or les ressources requises pour ces immobilisations sont très importantes. Par exemple en France en 2016, un tel projet nécessitait au moins 1.4 millions d'euros par mégawatt³⁸.

135. - Par ailleurs, les conditions favorables du cadre législatif de l'énergie éolienne en France, qui garantit les revenus des parcs éoliens, assurent les banques sur la solvabilité de ses débiteurs. C'est pourquoi les banques sont enclines à octroyer d'importantes dettes seniors aux entreprises du secteur. C'est ainsi que, d'après une étude réalisée en 2017 par une société internationale de conseils et d'ingénierie dans le secteur de l'énergie, le poids de la dette senior représentait 74% du financement de l'investissement des parcs éoliens de l'étude (au nombre de 78 parcs)³⁹.

136. - Par ailleurs, nous pouvons aussi comprendre que le recours à cette forme de financement est tout à fait raisonnable étant donné que la durée moyenne d'un projet éolien s'étend sur 15 à 20 ans. Une dette senior dispose généralement d'une maturité pouvant couvrir cette période.

137. - De tels projets peuvent être financés aussi par fonds propre, en faisant une augmentation du capital par l'introduction de nouveaux actionnaires. Mais les investisseurs veulent parfois garder le contrôle de leurs sociétés pour des raisons d'orientations stratégiques tel que l'impact climatique qui peut découler d'un projet d'énergie. Le recours à la dette senior permet alors d'obtenir du financement tout en conservant le contrôle absolu de la société.

138. - Enfin l'utilisation de la dette senior permet à l'entreprise d'avoir une structure financière optimale et profiter d'un effet de levier. En effet le taux d'intérêt de la dette senior dans le segment de l'énergie éolienne était en

³⁸ Pöyry Management Consulting « *observatoire des coûts de l'éolien terrestre* », Octobre 2016, p4

³⁹ Pöyry Management Consulting « *observatoire des coûts de l'éolien terrestre* », Octobre 2016, p4

moyenne de 3,61%⁴⁰ en 2016. Ce taux sera toujours inférieur au coût du capital social et les charges d'intérêts y afférentes sont totalement déductibles. La combinaison de la dette senior et des capitaux propres permettra alors à l'entreprise de bénéficier d'une structure financière avec un Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) optimal.

III) Les risques

139. - Malgré leurs attractivités, la dette senior comporte des risques pour l'entreprise bénéficiaire ; les principaux sont :

140. - La hausse du taux d'intérêt : En France, en 2016 le taux d'intérêt moyen de la dette senior a connu d'importants écarts entre 1,65% et 5,25%⁴¹. Une hausse du taux d'intérêt remettrait alors en question les prévisions financières de l'entreprise.

141. - La limitation dans le financement de nouveaux projets : une autre implication de la dette senior est que les investisseurs peuvent se retrouver à devoir renoncer à de nouveaux projets de parc éoliens à cause de la structure financière du capital. En plus une augmentation substantielle de la dette senior renvoie des signaux négatifs aux tiers.

142. - La saisie des immobilisations : la dette senior dans le financement peut amener les entreprises en défaut de paiement à perdre d'importants actifs immobilisés. En effet les actifs de la société sont donnés en garantie du prêt. En plus la dette senior est une dette privilégiée, donc la première qui doit être remboursée en cas de faillite, avant même le remboursement du capital ou de toutes autres formes de dette.

143. - Telle est la présentation de la dette senior. Le prochain forme de financement que nous allons traiter est la dette mezzanine.

⁴⁰ Pöyry Management Consulting « *observatoire des coûts de l'éolien terrestre* », Octobre 2016, p5

⁴¹ Pöyry Management Consulting « *observatoire des coûts de l'éolien terrestre* », Octobre 2016, p5

Section 3 – Dette mezzanine

I) La définition

144. - « *La dette mezzanine est une dette non cotée et souscrite par des fonds spécialisés. Il s'agit également d'une dette subordonnée, donc remboursable in-fine et seulement si la dette senior a été elle-même remboursée, mais prioritaire aux capitaux propres.* »⁴²

145. - C'est une forme de financement intermédiaire entre les dettes senior et les capitaux propres. Elle est constituée de titre de créance permettant à son détenteur de la convertir en une fraction du capital. Ce privilège la positionne donc comme dette de rang inférieur par rapport à la dette senior. C'est-à-dire que son remboursement ne vient qu'après celui de la dette senior.

146. - A titre d'exemple de l'utilisation de ce moyen de financement dans l'éolien nous pouvons citer le fond de soutien du département énergie & environnement de la Caisse des Dépôts CDC. Ce soutien est accordé sous la forme d'un apport en fonds propres minoritaires ou en dettes mezzanines dans les petites et moyennes entreprises (PME) dont l'activité est liée à la production d'énergie renouvelable⁴³.

II) Les conditions d'usage

147. - Le recours à la dette mezzanine a lieu lorsque l'entreprise ne peut obtenir une dette senior, ou qu'elle préfère l'éviter à cause des risques y afférents, mais aussi lorsqu'elle veut conserver le contrôle de la société.

148. - L'incapacité d'utiliser la dette senior peut simplement se traduire par le refus de la banque de l'accorder. Ce refus peut être dû à l'absence de garanties suffisantes de la part de l'entreprise. En effet, en France en particulier, toutes

⁴²J-P. Clerck, « *Le LBO, Le Génie des Glaciers* », 2008, p37

⁴³Direction régionale et interdépartementale de l'Environnement et de l'énergie d'île-de-France, « *Financer des projets énergies renouvelables* » p2

les entreprises ne bénéficient pas automatiquement du cadre législatif favorable qui leur garantit un revenu des parcs éoliens dont elles disposent. Elles doivent respecter un certain nombre de conditions énumérées dans l'article L 314 du Code de l'énergie pour être éligible au statut de l'obligation d'achat. Par conséquent la banque exigerait plus de garanties comparativement aux sociétés bénéficiant du cadre législatif favorable.

149. - L'incapacité d'obtenir une dette senior peut être due aussi à une limitation dans le respect d'un équilibre de la structure financière d'une entreprise. C'est-à-dire qu'une entreprise qui dispose déjà d'importantes dettes seniors ne peut continuer à en recevoir indéfiniment pour le respect des ratios de l'équilibre financier.

150. - Quant à l'insuffisance de la dette senior elle consiste au fait que la dette accordée pour les projets d'investissement de l'entreprise peut s'avérer insuffisante. Ne voulant pas ouvrir son capital social à des tiers, l'entreprise peut faire appel à la dette mezzanine afin d'avoir le financement supplémentaire dont elle a besoin.

151. - Le recours à la dette mezzanine s'avère toujours moins coûteuse que le recours à des fonds propres. C'est aussi l'une des conditions qui fait que, n'ayant pas obtenu un prêt bancaire, les actionnaires se tournent vers cette forme de financement afin de pallier au manque de fonds propres supplémentaires nécessaires. Ainsi ils pourraient donc améliorer le CMPC.

III) Les risques

152. - Le principal risque à noter dans le cadre d'une dette mezzanine est l'effet ciseaux : lorsque les réalisations de l'entreprise en termes de rentabilité sont inférieures aux prévisions, le coût de la dette mezzanine peut causer un effet ciseaux avec la rentabilité. Car les taux promis aux prêteurs resteront soit

au même niveau convenu ou iront à la hausse ; tandis que la rentabilité de l'entreprise va à la baisse.

153. - Le prochain moyen de financement sur la liste est le *leasing*⁴⁴, encore appelé crédit-bail en français.

Section 4 – Leasing

I) La définition

154. - « *Le leasing est une convention, juridiquement un bail (ou contrat de location), par laquelle un loueur (ou bailleur) consent à une entreprise locataire (ou preneur) le droit d'utiliser un bien désigné (au sens large un actif) pendant une période déterminée, moyennant le paiement de loyers.*»⁴⁵

155. - Notons en plus qu'à l'issue du contrat de *leasing* le locataire bénéficie de l'option d'achat du bien concerné au prix de sa valeur résiduelle.

156. - Cette forme d'investissement est tout aussi présente sur le segment de l'énergie éolienne. Nous pouvons identifier la présence du fond d'investissement ABB Structure Finance, filiale d'ABB Group fabricant d'aérogénérateurs. Ce fond est destiné à financer des projets de taille moyenne en *leasing*, sans apport de fonds propres sur le marché européen. A son lancement en 2001, ABB structure finance a bénéficié d'un fonds de 200 millions d'euros, à destination d'exploitants souhaitant réaliser des petits parcs d'éoliennes (de une à cinq unités)⁴⁶.

157. - Un autre exemple important est le crédit-bail « SOFERGIE ». Il s'agit d'une liste de 290 sociétés agréées, comprenant des sociétés de financement, d'établissements de crédit ou des banques spécialisées, de fonds d'investissement, d'établissements de paiement et d'établissements de

⁴⁴ Location, avec option d'achat, de biens

⁴⁵ J-F Gervais, « *Les clés du leasing* », Éditions d'Organisation, 2004, p5

⁴⁶ CLER, « *100% territoires à énergies vertes, financer le développement de projets d'énergie renouvelable d'intérêt territorial* », Novembre 2016, p26

monnaie électronique. Cette association a pour but de financer la totalité d'un projet, tenant compte des frais d'études, de terrain, de bâtiment, d'installation, d'aménagement et de matériel⁴⁷.

II) Les conditions d'usage

158. - Le recours au *leasing* pour se financer peut être motivé par les raisons suivantes :

159. - La garantie du financement total du bien concerné : généralement le *leasing* assure la totalité du financement du bien dont va disposer l'entreprise sur la base d'un contrat avec le bailleur. Le locataire pour sa part ne paiera que les redevances afférentes aux contrats de *leasing*. Ce mécanisme lui permet d'alléger sa trésorerie car il dispose économiquement de la jouissance du bien financé par *leasing* sans pour autant investir le capital requis.

160. - La flexibilité dans le renouvellement du parc éolien: Un autre avantage du *leasing* consiste au fait qu'il donne la possibilité à l'entreprise de pouvoir contourner l'obsolescence. En effet, le *leasing* permet de remplacer fréquemment les immobilisations si elles sont dépassées au profit d'autres immobilisations plus innovantes.

161. - L'effet de levier : le *leasing* permet un financement à moindre coût d'une part, et d'autre part les charges d'intérêt y afférentes sont fiscalement déductibles. Ces deux facteurs permettent alors à l'entreprise de réaliser un effet de levier grâce à cette forme de financement.

162. - La possibilité de lever l'option d'achat est également une raison non négligeable qui justifie le recours à cette forme de financement.

⁴⁷Direction régionale et interdépartementale de l'Environnement et de l'énergie d'île-de-France, « Financer des projets énergies renouvelables » p2

III) Les risques associés à un financement par *leasing*

163. - La facturation de loyers provisoire : Bien avant le début officiel du bail, le locataire peut supporter des coûts liés au loyer, qui sont facturés entre la livraison, l'acceptation et la date de début du bail. Ce coût doit être bien défini sur la base d'un accord entre les deux parties.

164. - Les contraintes d'utilisation : De nombreux contrats de location contiennent des exigences d'utilisation trop strictes et pratiquement impossibles à respecter sur le plan opérationnel. Pour des actions courantes, telles que le déplacement ou la réparation d'équipement, le locataire doit tenir compte des avis de notifications. Ces avis peuvent être requis dans un délai si court, que si l'utilisateur ne l'a pas reçu cela va facilement entraîner une non-conformité entraînant des pénalités, des extensions de bail non désirées et même un défaut.

165. - La continuité de paiement des redevances : le locataire continuera de payer les redevances afférentes au contrat de *leasing* même si le bien concerné venait à disparaître et qu'il n'en jouissait plus économiquement.

166. - Enfin nous allons aborder le dernier mode de financement privé le plus utilisé, en l'occurrence les subventions.

Section 5 – Subventions

I) La définition,

167. - Les subventions d'investissement sont des « *aides dont bénéficie une entreprise en vue d'acquérir ou de créer des valeurs immobilisées (subventions d'équipement) ou de financer des activités à long terme (autres subventions d'investissement).* »⁴⁸

⁴⁸ J. Njampiep, « *Maîtriser le droit et la pratique du système comptable OHADA* », Publibook, Paris, 2008, p643

168. - Les subventions d'investissement dans le secteur de l'éolien sont accordées par l'Etat ou par des institutions publiques sous forme d'abattements fiscaux, d'amortissements accélérés, ou d'aides financières.

169. - Un exemple de ce moyen de financement est l'accord de 10% de subvention sur l'acquisition d'un bien d'équipement dans le secteur des énergies renouvelable au Maroc⁴⁹. Nous avons aussi la subvention de 24 milliards d'euros que l'Allemagne⁵⁰ a versés auprès des producteurs d'énergies renouvelables.

II) Les conditions d'usage

170. - Une entreprise peut adresser une demande de subvention auprès de la direction régionale de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME).

171. - Dans le cadre d'un projet d'acquisition ou de construction d'un parc éolien qui s'étend sur le long terme, elle fera une demande de subvention d'investissements ; et dans le cadre d'un projet d'acquisition d'une machine par exemple elle fera une demande de subvention d'équipement.

172. - Tels sont les moyens de financement privés les plus utilisés. Nous encore d'autres moyens de financement qui sont utilisés dans le cadre de projets éoliens ou tout simplement pour des besoins de financement de court terme des entreprises éoliens. Les prochaines lignes seront consacrées à la présentation de cette deuxième catégorie de forme de financement.

Chapitre 2 - Les autres moyens de financement

173. - Dans cette catégorie de forme de financement, il s'agit des moyens les moins utilisés dans le financement de l'éolien. Nous avons l'affacturage, les

⁴⁹ Invest Morocco, « *Energie renouvelables, opportunités d'investissement* »

⁵⁰ Wavestone

titres adossés à des actifs, la garantie de liquidité, et le financement à court terme.

Section 1 – Titres adossés à des actifs

I) La définition

174. - En anglais « *Asset-backed security, (ABS)* », les titres adossés à des actifs, sont « *des valeurs mobilières dont les flux sont basés sur ceux d'un actif ou d'un portefeuille d'actifs.*⁵¹ »

175. - La titrisation est le principal processus de création de ces actifs. C'est pourquoi nous prendrons aussi le temps de définir la titrisation. La titrisation est une technique financière par laquelle des créances traditionnellement illiquides et gardées par leurs détenteurs jusqu'à l'échéance sont transformées en titres négociables et liquides⁵².

176. - Dans le cadre du segment de l'énergie éolienne, les titres seront adossés par exemple sur les immobilisations du parc éolien.

II) Les conditions d'usage des titres adossés aux actifs

177. - Le financement par l'émission des titres adossés à des actifs est un montage financier très sophistiqué. Le recours à ce mode de financement peut avoir lieu pour les motivations suivantes :

178. - La première est celle de pouvoir concurrencer les autres institutions financières pour obtenir de meilleures conditions de crédits. En le financement par titres adossés à des actifs permet à l'entreprise d'accéder au financement dont il a besoin au détriment des offres de financement bancaire. Car dans ce cas de figure l'entreprise n'est pas tenu de fournir une garantie de sa solvabilité mais il faut simplement que l'actif concerné soit liquide. Cela contraindra donc les banques à proposer des offres de financement à des conditions plus

⁵¹ M. Levinson., « *Securitisations in : The Economist Guide to Financial Markets: Why they exist and how they work* », 4^e Edition, p94-95,

⁵² F. Leroux, Note pédagogique MIC N° 16 « *La Titrisation* » p1

attractives (montant, maturité, taux d'intérêt, système d'amortissement de la dette).

179. - La deuxième est celle d'obtenir du financement pour de nouveaux projets tout en gardant le contrôle absolu de la société. Car dans ce cas de figure les actions ne sont plus dans l'obligation de procéder à une émission d'actions pour obtenir les fonds requis pour leur projet d'investissement.

180. - La troisième est relative à la flexibilité que peut jouir l'entreprise au moyen de ce mécanisme. En effet l'entreprise peut fixer l'émission de leurs titres en fonction de leurs besoins de financement. Toutefois la valeur financière des immobilisations du parc éolien titrées doivent être conséquentes pour assurer la contrepartie des valeurs des titres émis.

181. - Une autre condition est celle de pouvoir bénéficier d'un effet de levier. En effet, ce mode de financement permet d'obtenir des fonds à des coûts moins élevés que le coût du capital. Par conséquent cela réduit le coût global du financement de l'entreprise. Sans toutefois omettre que la condition sine qua non de ce montage est que l'émetteur puisse vendre les titres à un prix acceptable permettant d'obtenir le financement requis.

182. - Une quatrième motivation est de bénéficier d'un financement hors bilan. Au regard de la comptabilité générale, le financement par émission de titres adossés à des actifs est traité comme une vente d'actifs et non comme un financement. Par conséquent, l'entreprise n'enregistre pas la transaction en tant que passif dans son bilan. Ce mécanisme hors-bilan permet donc des levées de fonds sans empiéter à priori le ratio de la structure financière.

183. - La cinquième que nous pouvons énumérer est le fait de pouvoir se financer indépendamment de la santé financière de l'entreprise. Même si l'entreprise n'est pas en bonne santé financièrement elle peut se faire financer

par ce mécanisme. Car celui-ci tient compte de la qualité du bien sur lequel porte la titrisation et non de la valeur actuelle de l'entreprise.

184. - La dernière motivation que nous pouvons énumérer est la gestion éventuellement de la liquidité. Si l'entreprise a acquis des actifs immobilisés sur le long terme par un financement à court terme, ce mécanisme peut corriger cette incompatibilité car les actifs à long terme seront alors convertis en espèces au moyen de la titrisation.

III) Les risques associés au financement par l'émission des titres adossés à des actifs

185. - Parlant des risques associés à ce mode de financement, du côté de l'entreprise qui en bénéficie, nous pouvons résumer les principaux comme suit :

- Un risque de surévaluation des actifs ayant fait l'objet de titrisation. En effet par ce mécanisme, l'entreprise court le risque que la spéculation sur les valeurs mobilières créées par le biais de la titrisation augmente déraisonnablement la valeur de ces titres. Une bulle financière pourrait alors se créer autour de ses actifs comme ce fut le cas lors des crises des subprimes en 2007 sur la titrisation des constructions.
- Un risque de défaut : ce risque est une conséquence du premier. En effet une augmentation non proportionnelle de la valeur du titre par rapport à celle du bien concerné peut créer un risque de défaut chez l'entreprise. C'est-à-dire que l'entreprise court le risque de ne pas pouvoir honorer ses engagements vis-à-vis des détenteurs des titres émis.

186. - Voilà donc pour les titres adossés à des actifs. La deuxième forme que nous allons présenter consiste au mécanisme d'affacturage.

Section 2 – Affacturage

I) La définition

187. - « *L'affacturage est une technique destinée à améliorer la trésorerie de l'entreprise. Il s'agit d'un transfert de créances commerciales de leur titulaire à un factor qui se charge d'en opérer le recouvrement et qui garantit la bonne fin, même en cas de défaillance momentanée ou permanente du débiteur. Le factor peut régler par anticipation tout ou une partie des créances transférées.* »⁵³

188. - Ce mécanisme s'applique généralement que dans les cas des factures dont le règlement est à court terme.

II) Les conditions d'usage

189. - Ce mécanisme est une forme de financement qui pourrait soulager considérablement les besoins de liquidité des entreprises opérant dans l'énergie éolienne. Le recours à cette forme est surtout pertinent pour les besoins de trésorerie immédiats de l'entreprise. Elle lui permet d'éviter des coûts plus importants sur des découverts bancaires par exemple.

III) Les risques associés à l'affacturage

190. - Risque de subir un manque d'éthique professionnelle de la part du factor : Ils existent des sociétés d'affacturage qui font des pratiques commerciales trompeuses en promettant des taux faussement très attractifs. Il est donc crucial pour une entreprise de bien se renseigner sur le factor avant de lui confier la réclamation de ses factures.

191. - Risque de perte de client : si la relation entre le factor et le client ne sont pas bonnes, l'entreprise court le risque de perdre définitivement son client. En effet même le meilleur client peut traverser des moments de crise et être lent à honorer ses engagements.

⁵³ A. Goetzmann, « *Vademecum de la restructuration d'entreprise en 10 étapes* », Arnaud Franel éditions, 2009, p8

192. - Risque de subir des coûts élevés : si un client est connu pour être en retard de paiement les coûts d'affacturage peuvent être très élevés dans ce cas au point de rendre ce mécanisme non rentable pour l'entreprise. L'entreprise doit donc faire un arbitrage par rapport à son besoin pour savoir s'il doit choisir cette forme de financement ou pas.

193. - Dans le cas où le factor n'arrive pas à recouvrir le montant de la créance, l'entreprise est dans l'obligation de rembourser le montant reçu. Elle court également le risque de perdre les frais de factoring déjà payé au factor.

194. - En plus de l'affacturage, ils existent également d'autres moyens de financement à court terme. Nous allons les présenter sous l'appellation de « autres financements à court terme ».

Section 3 – Les autres instruments de financement à court terme

I) La définition

195. - Le financement à court terme est « *un moyen de financement d'une durée inférieure à un an. Il permet de financer l'activité quotidienne de l'entreprise à la différence des financements moyens terme (entre 1 et 5 ans) et long terme (d'une durée supérieure à 5 ans). Ces derniers sont destinés aux investissements.* »⁵⁴

196. - Les différents types de financement à court terme qui existent sont :

- Les crédits de trésorerie : on peut y retrouver la facilité de caisse et le découvert bancaire.
- Les crédits par mobilisation des créances on y retrouve cette fois l'escompte et la mobilisation Dailly.

⁵⁴ Les clés de la banque, « *Le financement court terme des TPE* », *Mini guide*

II) Les conditions d'usage du financement à court terme

197. - Le recours au financement à court terme est nécessaire pour les raisons développées ci-dessous :

198. - La première c'est quand le besoin de financement exprimé n'est qu'un besoin de fonds de roulement (BFR), qui est le résultat d'un décalage entre les recettes et les dépenses de l'entreprise. L'objet de ce mode n'est donc pas de financer un projet de parc éolien mais de renforcer sa trésorerie.

199. - La deuxième c'est quand l'entreprise ne veut pas recourir à l'affacturage, à cause des risques y afférents, pour financer son besoin en financement sur le court terme.

200. - En troisième lieu nous pouvons citer l'escompte, qui est une forme de financement par mobilisation des créances. Il permettra de bénéficier du montant de la créance avant l'échéance de celle-ci. Le taux subit par ce mécanisme est généralement moins élevé que le découvert bancaire normal.

III) Les risques associés au financement à court terme

201. - Risque de hausse de taux : Dans le cas où l'entreprise serait dans l'incapacité d'honorer ses engagements, elle subira des coûts supplémentaires et des pénalités de retards très importants.

202. - Risque d'une mauvaise gestion financière : utiliser le financement à court terme pour financer la construction des parcs éoliens est une mauvaise gestion de la part de l'entreprise. L'entreprise court le risque de supporter un coût financier élevé en faisant cette mauvaise gestion financière.

203. - Le dernier moyen de financement sur la liste est « le contrat de liquidité ».

Section 4 – Contrat de liquidité

I) La définition d'un contrat de liquidité

204. - « *Le contrat de liquidité est un contrat qui définit les conditions dans lesquelles un prestataire de services d'investissement (une banque, ou un agent de change) intervient pour le compte d'un émetteur de titres à l'achat ou à la vente, pour favoriser la liquidité des transactions et la régularité des cotations de ces titres ou éviter des décalages de cours non justifiés par la tendance du marché. Pour chaque différente catégorie de titres, l'Émetteur ne peut avoir recours qu'à un seul prestataire de services d'investissement pour assurer l'animation du marché du titre concerné.* »⁵⁵

205. - Nous retenons qu'un contrat de liquidité est un contrat qui existe entre une société cotée et un prestataire de service d'investissement (PSI), qui peut être une banque. Le but de ce contrat est que le PSI entreprenne des moyens pour s'assurer que les actions émises par la société soient liquides sur le marché secondaire, là où celles-ci s'échangent.

206. - Cette pratique est aussi présente dans le secteur des énergies renouvelables, notamment sur le segment de l'éolien. A titre d'exemple nous pouvons citer le contrat de liquidité entre la société Global EcoPower qui opère dans les énergies renouvelables et le PSI Aurel BGC. Grâce à ce contrat le nombre de titres qui figurait au compte de liquidité est passé de 7499 à 5171 en l'espace de 6 mois⁵⁶.

II) Les conditions d'usage de la garantie de liquidité

207. - Le contrat de liquidité peut être utilisé lorsque les conditions ci-après sont réunies.

208. - La première est la plus évidente. C'est quand l'entreprise veut améliorer son image sur le marché financier en rendant ses titre plus liquides.

⁵⁵ Autorité des Marchés Financiers AMF, « *Pratique de marché admise AMF n°2011-07 : Contrat de liquidité sur actions, article 612-1 du règlement général de l'AMF* », 2011, p1

⁵⁶ Global EcoPower, « *Bilan semestriel du contrat de liquidité au 31 décembre 2016* », p1

En effet ces titres sont peu liquides cela cause une forte variation à la baisse de nature à impacter négativement la valeur financière de l'entreprise.

209. - Ce mécanisme peut être aussi utilisé pour assurer le financement d'un projet éolien au sein l'entreprise. En effet le but d'une émission d'action à la bourse est d'obtenir du financement pour les projets d'investissements en vus. S'il arrivait donc que les titres émis soient illiquide ce mécanisme peut intervenir pour parer à cela.

210. - En plus, étant donné qu'il s'agit d'une levée de fonds pour le financement des projets d'investissements, il est primordial qu'ils aient une maturité de long terme. Autrement l'entreprise se retrouverait avec une mauvaise gestion financière. Le contrat de liquidité répond à ce besoin de l'entreprise dans la mesure où il assure la liquidité des titres ayant une maturité suffisamment longue.

III) Les risques associés au recours à la garantie de liquidité

211. - Risque d'inutilité du contrat de liquidité : En effet le marché boursier est surveillé par l'Autorité des Marchés Financier (AMF). Le PSI doit faire la promotion des titres de l'entreprise tout en restant dans les limites légales fixées par l'AMF. Autrement le contrat de liquidité peut être annulé et l'entreprise se retrouverait avec des titres illiquides. En plus de cela, l'entreprise aurait engagé des frais sur lesquels elle n'aurait pas de retour sur investissement.

212. - Risque de dommage collatéral : Un échec sur le marché financier aura des dommages collatéraux sur l'entreprise. Bien que la valeur intrinsèque de l'entreprise soit différente de sa valeur boursière, certains acteurs du marché s'en servent pour fixer les conditions de partenariat avec l'entreprise (les banques par exemple, quand il s'agira de fixer les conditions d'un prêt à accorder à l'entreprise).

213. - Tels sont les moyens de financement privés et publics susceptibles d'être utilisés dans le cadre d'un projet éolien ou pour aider les entreprises opérant dans ce secteur à répondre à leur besoin quotidien de liquidité.

214. - Nous allons maintenant passer à la deuxième partie de ce mémoire. Après avoir parlé des modes de financement, il est judicieux de comprendre comment ces entreprises fonctionnent. La deuxième partie aura donc pour tâche de nous présenter le fonctionnement du segment des éoliens à travers les tarifs imposés.

Partie 2 – La sécurisation du financement par les tarifs imposés

215. - Dans la première partie nous avons présenté les différents moyens de financement disponibles pour le financement des entreprises qui opèrent dans le segment des énergies éoliennes. Cette deuxième partie sera consacrée à la présentation du mécanisme de vente des énergies éoliennes qui consiste au mécanisme des tarifs imposés, communément connu sous l'appellation de « *Feed-in tariffs* ⁵⁷ » en anglais. Nous mènerons également une réflexion sur les enjeux induits par le développement actuel des éoliens sur le mécanisme des tarifs imposés.

216. - L'apport de cette partie ne réside donc pas seulement dans le simple fait de décrire le mécanisme des tarifs imposés. Il s'agira en plus de comprendre les vraies motivations qui poussent à adopter un tel mécanisme ; mais aussi les raisons qui poussent à le remettre en question. C'est pourquoi l'objectif de cette partie est de ressortir les changements qu'a connu ce mécanisme dans le temps, et compte tenu des circonstances actuelles, quel avenir pourrait-il avoir.

217. - Ainsi que dans un premier chapitre nous ferons une description du mécanisme des tarifs imposés à l'aide d'une présentation synthétique des éléments qui touchent à leur genèse, leurs principes, et les objectifs des pouvoirs publics dans l'adoption d'une telle politique.

218. - Puis nous présenterons la manière dont ces tarifs sont déterminés et ses impacts sur le tissu économique national.

219. - Dans le deuxième chapitre nous constaterons l'évolution qu'a connu ce mécanisme et pourquoi il en fut ainsi.

⁵⁷ Tarifs de rachat

220. - Enfin il sera question de comprendre les perspectives qui se dressent pour l'avenir du mécanisme des tarifs imposés.

Titre 1 – Description du mécanisme des tarifs imposés

Chapitre 1 – Généralités sur le mécanisme des tarifs imposés

Section 1 – Définition du mécanisme des tarifs imposés

221. - Le tarif imposé représente le prix auquel est acheté l'électricité par les entreprises publiques qui disposent d'un agrément. Plutôt que ce prix soit déterminé par la loi de l'offre et de la demande du marché, il est fixé par l'administration publique à l'avance et dans un contrat avec le producteur d'énergie⁵⁸.

222. - Le principe consistant à fixer un prix d'achat par unité d'énergie renouvelable sur la base d'un contrat à long terme entre la compagnie d'électricité nationale ou régionale et l'entreprise productrice de l'énergie. Ce contrat garanti un taux de rendement sur les investissements de cette dernière.

223. - Après cette brève définition, il serait important de connaître la genèse de ce mécanisme, afin de situer la France par rapport à cet historique.

Section 2 – Historique et quelques réussites marquantes

224. - Cette pratique a vu le jour pour la première fois aux Etats Unis ; Elle fut mise en place pour la première fois en 1970⁵⁹. La loi sur l'énergie nationale visait à l'époque à promouvoir la conservation de l'énergie et à développer de nouvelles sources d'énergie renouvelables, y compris les sources d'énergie éolienne.

⁵⁸ United Nations Environment Programme UNEP, « *Feed in tariffs as a policy instrument for promoting renewable energies and economies in developing countries* », 2012, p7

⁵⁹ NREL, « *U.S. Laws and Regulations for Renewable Energy Grid Interconnections* » p10

225. - Depuis de nombreux pays européens ont commencé à adopter cette politique⁶⁰ :

226. - Nous pouvons citer les plus marquants en commençant par le Danemark : il devient leader mondial en production d'énergie éolienne grâce à la mise en œuvre de ce mécanisme en 1993. Les installations de production d'énergie éolienne passèrent de 500 mégawatt à 3000 mégawatt en seulement 10 ans⁶¹.

227. - Nous avons également le cas de l'Allemagne : Celui-ci créa en 1991 un programme de tarifs imposés pour l'énergie éolienne dans le cadre de la loi sur la vente d'électricité au réseau⁶². Il adopta une loi sur les sources d'énergie renouvelables en 2000 dont le principe consistait à fixer les tarifs imposés en fonction des technologies utilisées, de la situation géographique du projet, de la taille de projets et la qualité de ressources utilisées.

228. - Grâce à cette politique, l'Allemagne a pu atteindre son objectif de 12,5% d'électricité renouvelable en 2010, tout en créant 249.000 emplois dans le secteur des énergies renouvelables⁶³.

229. - En France, le mécanisme des tarifs d'achats fut implémenté pour la première fois en 2000. C'est l'article 10 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité qui définit pour la première fois le dispositif juridique actuel de l'obligation d'achat. C'est aussi ce dispositif qui donne la définition de la notion de tarif imposé de l'électricité renouvelable produite. Il a également

⁶⁰ Environnement and Energy Study Institute EESI, « *Issue brief : Feed-in tariffs* », Mars 2010, p3-4

⁶¹ Danemark, market overview

⁶² Steyer-Taylor Center for Energy Policy and Finance (STCEPF), Stanford University, octobre 2015 « *Germany's Wind and Solar Deployment 1991-2015 : Facts and Lessons Learnt* », p7

⁶³ Environnement and Energy Study Institute EESI, « *Issues brief : Feed in tariffs* », 2010, p1

définit les termes d'un contrat d'achat entre l'Electricité de France (EDF) et le producteur de l'énergie éolien qui fera la demande de l'obligation d'achat.

230. - Avant d'entrer dans le vif du sujet, il serait donc pertinent de présenter la notion de l'obligation d'achat telle qu'elle est définie par la loi et de rappeler les conditions à remplir pour bénéficier de ce statut.

Section 3 – Conditions d'éligibilité au statut de l'obligation d'achat

I) La présentation de la notion d'«Obligation d'achat»

231. - L'obligation d'achat est régit par l'article L314-1, modifiée par l'article 1 de l'Ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016. En résumé, l'obligation d'achat est le statut qui oblige les opérateurs nationaux (tels que l'EDF) ou régionaux à acheter l'énergie produite par les entreprises qui opèrent dans le secteur des énergies renouvelables.

232. - Le statut d'obligation d'achat s'est avéré être un élément important du développement du secteur des énergies renouvelables.

II) Les conditions d'éligibilité à l'obligation d'achat au prix des tarifs d'achat

233. - Les intérêts que présentent les tarifs imposés seraient motivants pour la plupart des entreprises. Mais seules celles qui disposent du statut de l'obligation d'achat pourraient jouir de ces intérêts. C'est pourquoi nous prendrons quelques lignes afin de citer les conditions d'éligibilité au statut de l'obligation d'achat telle que définit par le cadre règlementaire.

234. - Les conditions à remplir pour bénéficier de l'obligation d'achat de l'EDF pour les installations des énergies éoliennes sont définies dans l'Article L314-1 du code de l'énergie et modifié par l'article 1 de l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016. Deux critères fondamentaux sont donnés par cet article :

- La puissance installée doit avoir une valeur maximale de 12 mégawatt par site de production⁶⁴
- Les installations rénovées pour garder la continuité du développement des filières de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables. Les critères utilisés pour retenir les investissements de rénovation en montant et en nature, par filière de production, sont définis par l'article 9 ter du décret du 10 mai 2001⁶⁵

235. - Une fois que toutes les conditions pour bénéficier de l'obligation d'achat sont remplies, l'investisseur doit faire une demande d'un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat. Cette demande est adressée à la représentation gouvernementale de la région dans laquelle est implantée le producteur d'énergie éolienne.

- Organismes ayant l'agrément pour accorder le statut d'obligation d'achat

236. - L'EDF était le seul acteur historique à avoir l'agrément pour acheter l'énergie revendue par les producteurs. Mais de nouveaux opérateurs, concurrents d'EDF sur les contrats d'obligation d'achat ont vu le jour. Nous pouvons noter la présence de deux acteurs:

237. - Enercoop, dont le siège social est à Paris, entra sur ce marché en octobre 2016. Il s'agit d'une coopérative autorisée à gérer 75 contrats d'achats pour une puissance installée maximale de 100 mégawatt⁶⁶.

238. - Direct Energie, qui entra sur ce marché en septembre 2017. Elle est également agréée pour gérer des contrats avec les entreprises bénéficiaires de

⁶⁴ Décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000

⁶⁵ Décret n°2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat

⁶⁶ Arrêté du 20 septembre 2016 relatif à l'agrément de la société Enercoop en application de l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie

l'obligation d'achat. Il est autorisé à gérer 500 contrats d'achat pour un équivalent maximum de 2.500 mégawatt⁶⁷.

239. - En mettant en place un tel mécanisme, le gouvernement vise certainement des objectifs stratégiques à atteindre. Il serait donc important de faire une brève présentation de ceux-ci.

Chapitre 2 – Objectifs de l'Etat et intérêts des entreprises bénéficiaires des tarifs imposés

240. - En mettant en place cette stratégie politique, le pouvoir public vise des objectifs multiples dont les plus évidents sont l'augmentation de la sécurité énergétique, le développement durable par le biais de la protection de l'environnement, et le développement d'une industrie nationale à forte expansion dans un secteur clé de l'économie, l'énergie renouvelable en l'occurrence.

➤ L'augmentation de la sécurité énergétique :

241. - L'énergie est un secteur vital pour toute économie. Les pouvoirs publics font la promotion de l'énergie dans le but de garantir l'approvisionnement de cette ressource vitale. Les énergies éoliennes ne sont pas des restes pour répondre à cet objectif. C'est dans cette perspective que nous soutenons que la politique des tarifs imposés vise à assurer l'approvisionnement en énergie et ainsi assurer une sécurité énergétique nationale.

242. - A titre d'exemple le cas de l'Allemagne montre que le recours aux tarifs imposés fut un moyen dans l'augmentation de la part énergétique des énergies renouvelables de 6,3% en 2000 à plus de 15% en 2008⁶⁸.

⁶⁷ Arrêté du 3 août 2017 relatif à l'agrément de la société Direct Energie en application de l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie

⁶⁸ M. Mendonça et J. David, « *Feed-in Tariffs Go Global: Policy in Practice* », Septembre 2009, p1

➤ **La protection de l'environnement :**

243. - Les autres forme d'énergie existantes à part les énergies renouvelables sont les combustibles fossiles (le pétrole, le charbon, l'uranium...). Ces énergies ont un impact néfaste sur l'environnement. Nous avons comme conséquence de l'utilisation de ces énergies la pollution atmosphérique par l'émission des gaz à effet de serre, la déforestation et la pollution des eaux. En plus les sources de ces énergies sont épuisables comme leur nom l'indique.

244. - Les énergies renouvelables viennent pour parer à cet enjeu environnemental. En effet, ce type d'énergie ne laisse pas de traces négatives sur l'environnement et proviennent des sources non épuisables. D'où l'importance de promouvoir leur utilisation par le biais des tarifs imposés.

➤ **Le développement d'une industrie à forte expansion**

245. - Ce dernier objectif est souvent omis par certains ou négligé par d'autres en le classant comme objectif secondaire. Qu'à cela ne tienne, nous constatons qu'elle est non négligeable dans la liste des objectifs.

246. - Nous ne pouvons pas ignorer qu'à ce jour, la politique des tarifs imposés a permis au développement du secteur des énergies éolienne dans beaucoup de pays. Nous avons cité les exemples de l'Allemagne et du Danemark, pour qui cette politique fut un moteur de développement de leur secteur énergétiques respectifs.

247. - Partant de ces deux exemples, nous pouvons affirmer que les tarifs d'achats incitent fortement des investisseurs à investir considérablement dans le secteur. En effet cette politique leur assure une rentabilité quasi certaine sur les parcs éoliens, elle garantit un degré élevé de sécurité des investissements et des conditions d'investissement favorables pour un groupe hétérogène d'acteurs, notamment les services publics, les petites et moyennes entreprises et même les particuliers.

248. - Par conséquent les pays ayant utilisés cette politique ont vu le nombre d'acteurs augmenter considérablement. C'est le cas de l'Allemagne et du Danemark que nous avons présenté dans l'historique des tarifs d'achats, du Canada, de la Chine, mais aussi de la France ; pour ne citer que ceux-là.

249. - L'objectif derrière le développement d'une industrie d'énergie renouvelable en forte expansion par le biais des tarifs imposés est de pouvoir exploiter les avantages macroéconomiques connexes, tels que la création d'emplois et la contribution au PIB. A titre d'exemple, la mise en place du mécanisme des prix d'achat en 1990 a permis à l'Allemagne de créer jusqu'à 300 000 employés autour de ce secteur (dont 249000 dans le secteur des énergies renouvelables) et de générer un chiffre d'affaires de plus de 33 milliards d'euros en 2010⁶⁹.

250. - Après avoir parlé des généralités et des objectifs derrière le mécanisme des tarifs imposés, nous devons maintenant présenter comment le niveau de ce tarif est fixé et quels sont les impacts sur le tissu économique.

Chapitre 3 – Détermination du niveau des tarifs imposés et leurs impacts sur le tissu économique

Section 1 – Détermination des tarifs imposés

251. - La détermination du niveau des tarifs imposés est l'un des objets de ce chapitre. Après avoir défini les tarifs imposés et présenté leurs objectifs nous allons maintenant présenter comment ces tarifs imposés sont déterminés et quels sont les facteurs qui influencent leur niveau.

⁶⁹M. Mendonça et David J., « *Powering the Green Economy: The Feed-in Tariff Handbook* », Earthscan, UK, 2010

252. - En effet, le défi majeur des tarifs imposés est l'identification du niveau de compensation pour les investisseurs potentiels d'énergies renouvelables. Ce niveau de compensation doit être suffisamment intéressant pour les inciter à investir, sans pour autant les faire réaliser de grandes rentabilités aux dépens des consommateurs d'électricité, des contribuables ou du budgets gouvernementaux

253. - Le niveau des tarifs imposés dépend de plusieurs facteurs tels que les coûts de production, la capacité de production, les différentes technologies utilisées, les exigences de rendement pour les investisseurs potentiels. A cet égard, il serait très intéressant d'effectuer une analyse de sensibilité du niveau des tarifs imposés qui tienne compte des facteurs mentionnés. Cette analyse sera faite dans la deuxième partie de cette section.

I) Méthodologie : le Coût Moyen Actualisé de l'Electricité (CMAE)

254. - La méthodologie utilisée pour définir le niveau des tarifs imposés approprié est une approche de flux de trésorerie actualisés basée sur la méthodologie du Coût Moyen Actualisé de l'Electricité (CMAE). Ce modèle tient compte de l'intérêt de l'investisseur, ce qui signifie que l'objectif du modèle est la définition d'un niveau des tarifs imposés qui fournit également un certain niveau de rendement aux investisseurs potentiels.

255. - Le CMAE est un outil pratique pour comparer les coûts unitaires des différentes technologies sur leur durée de vie économique. Le CMAE serait égal au coût supporté par un investisseur en partant des hypothèses que les coûts de production et la stabilité des prix de l'électricité sont connus avec certitude. Autrement dit, le taux d'actualisation retenu dans les calculs de CMAE reflète la rentabilité de l'investissement en l'absence de risques spécifiques des marchés et de risques technologiques⁷⁰.

⁷⁰ Institut Français des Relations Internationales IFRI, « *Le Coût Des Énergies Renouvelables* », 2014, p77

256. - Cependant ces risques (risques liés aux marchés et risques technologiques) existent bel et bien dans la plupart du temps. Par conséquent un écart est généralement constaté entre les CMAE et les coûts financiers réels supportés par un investisseur sur les marchés de l'électricité.

257. - Par contre, dans un marché monopolistique règlementé, avec la garantie de l'obtention des financements et des prix règlementés, les CMAE seraient plus proches des coûts réels d'investissement dans la production d'électricité.

258. - Mais malgré ces limites, la méthode du CMAE demeure la mesure unanime la plus transparente des coûts de production, et reste celle qui est largement utilisée pour comparer les coûts de différentes technologies de production dans les discussions sur les politiques de prix à adopter.

259. - Le calcul du CMAE est basé sur l'équivalence entre la valeur présente de la somme des revenus actualisés et la valeur présente de la somme des coûts actualisés⁷¹.

260. - C'est-à-dire que le CMAE est égal au prix de la production de l'électricité qui serait réajusté par la valeur actualisée des flux de trésorerie. Ces flux de trésorerie comprennent les coûts d'investissement totaux, les coûts d'exploitation et de maintenance, les recettes et les taxes de production d'énergie. En d'autres termes, si le prix de l'électricité était égal aux coûts moyens actualisés sur la durée de vie, un investisseur atteindrait précisément le seuil de rentabilité du projet. L'équivalence entre le CMAE et le prix de l'électricité se fait sur la base des hypothèses selon lesquels le taux d'intérêt est fixe sur toute la durée du projet et un prix de l'électricité qui également ne varie pas sur la durée du projet.

⁷¹Institut Français des Relations Internationales IFRI, « *Le Coût Des Énergies Renouvelables* », 2014, p77

II) Les facteurs qui influencent les tarifs d'achats

261. - Nous avons cité plus haut les facteurs qui influencent le niveau des tarifs imposés comme étant les coûts de production, la capacité de production, les technologies utilisées et les exigences de rendement pour les investisseurs potentiels.

➤ Les coûts de production :

262. - A priori, l'augmentation des coûts de production sont beaucoup moins probable car les courbes d'apprentissage technologique pourraient entraîner une réductions de coûts. Néanmoins ils existent des facteurs extrinsèques à l'entreprise qui pourraient être la cause de l'augmentation des coûts de production ;

263. - La première est l'augmentation des coûts des éoliennes. En effet une augmentation de ceux-ci pourraient avoir lieu et ainsi impacter considérablement les coûts de production

264. - La deuxième peut être qualifiée de coût financier : Le coût financier sera mesuré par le coût moyen pondéré du capital (CMPC). Il s'agit du taux de rentabilité sans risque (généralement celui les bons de trésor étatique) augmenté d'une prime de risque. Si le taux sans risque reste quasiment constant, la prime de risque quant à elle varie en fonction des conjonctures du marché et de la situation financière et économique de l'entreprise. Une augmentation des coûts de production est donc possible à travers une hausse de la prime de risque attribuée à l'entreprise. Cela aura pour conséquence bien évidemment de générer une hausse des coûts de production.

➤ La capacité de production

265. - La capacité de production est le rapport entre la production réelle d'une centrale sur une période donnée et sa production si elle avait fonctionné à plein régime pendant toute la durée de la période de référence. Ce facteur dépend à la fois de la ressource locale et des performances de l'installation

correspondante. Une meilleure performance nécessite d'avantage d'investissement. Cela peut également impacter les tarifs d'achat. Il faut aussi tenir compte de la capacité de stockage de l'éolienne.

➤ **Les technologies utilisées**

266. - Les coûts de production de l'énergie éolienne sont naturellement différents selon la technologie utilisée. Par conséquent cette différence est prise en compte dans la détermination des tarifs d'achat.

267. - En effet un tarif imposé unique pour tous les producteurs d'énergie pourrait encourager le déploiement des technologies les moins coûteuses au détriment des technologies les plus coûteuses. Cela procurerait des avantages économiques aux investisseurs mais ne soutiendrait pas un développement technologique innovant et une diversification du secteur des énergies renouvelables. Or ce développement technologique et cette diversification sont importants car ils contribuent à améliorer la sécurité d'approvisionnement en énergie.

268. - C'est dans ce sens que la technologie utilisée influence les tarifs d'achat. Car ainsi aucun producteur ne se sentirait lésé et tous convergeront à l'utilisation des technologies innovantes pour le bien de tous.

➤ **Les exigences de rendement pour les investisseurs potentiels.**

269. - Parmi les objectifs majeurs d'un investisseur se trouve le profit. C'est aussi pour faire du profit que les investisseurs s'intéressent aux éoliennes. Leurs exigences doivent donc être prises en compte dans l'élaboration des tarifs d'achat. Il s'agit bien évidemment de trouver un compromis qui arrangerait à la fois les investisseurs et les consommateurs finaux.

III) Détermination du niveau des tarifs imposés : Cas de la France

270. - En France le cadre réglementaire des tarifs imposés a beaucoup évolué. Le développement et la compétitivité au sein du secteur est la base de cette évolution.

271. - Pour un souci d'adaptation à la conjoncture économique, une mise à jour des tarifs règlementés est faite par l'EDF tous les 6 mois au maximum (du 1er janvier et au 1er août de l'année)⁷². Ainsi donc malgré la libération du marché en 2007⁷³, l'Etat français, par le biais de l'EDF, avait quand même continué à garder un certains contrôle sur le marché de l'énergie à cause des enjeux que cela impliquent pour l'économie.

272. - Les tarifs imposés ont ainsi donc évolué en s'adaptant au contexte économique jusqu'en 2016. Dans cet élan, un nouveau système de fixation des prix de l'énergie a vu le jour en 2017.

273. - Dans le chapitre 2 de cette partie nous verrons plus clairement comment ces tarifs ont évolué en France et quels sont les enjeux qui se pointent à l'horizon pour la politique des tarifs d'achat.

Section 2 – Les impacts du mécanisme des tarifs imposés sur l'économie française

274. - L'adoption de la politique des tarifs imposés n'est pas une fin en soi. En adoptant cette politique les pouvoirs publics visent des objectifs stratégiques que nous avons définis dans la quatrième sous-section du présent chapitre. L'atteinte de ces objectifs génère naturellement des impacts sur le tissu

⁷²Commission de Régulation de l'Energie CRE, « *Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel* », 2017, p20

⁷³Cours des Comptes, « *Rapport public annuel 2015 : L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence : une construction inaboutie* », 2015, p168

économique. Nous présenterons les avantages induits pour l'économie nationale par ce mécanisme et ceux induits pour les entreprises bénéficiaires.

I) Impacts pour l'économie nationale

275. - Hormis l'incitation à l'investissement domestique et étranger pour la promotion des énergies éoliennes dont nous avons parlé dans les objectifs de l'adoption de la politique des tarifs imposés par l'Etat, nous avons trouvé que cette politique impactait l'économie de manière directe et indirecte. Nous allons identifier ces impacts à travers 3 éléments.

➤ Le premier concerne les recettes de l'Etat :

276. - Nous avons compris que les tarifs imposés permettaient un développement sectoriel des énergies éoliennes et que ce développement avait un impact important sur la croissance économique d'un pays, mesurée par son PIB.

277. - En plus de contribuer à l'amélioration des indicateurs macroéconomiques d'un pays, ce développement sectoriel des énergies éoliennes génère aussi des recettes fiscales qui profitent au trésor public.

278. - Par exemple, en France, chaque année près de 5 éoliennes génèrent des recettes fiscales de 130 000 euros, plus de 70 millions d'euros de ressources fiscales sont directement reversées aux collectivités locales; et plus de 600 millions d'économies sont réalisées sur la balance commerciale énergétique française par an en moyenne⁷⁴.

➤ Le deuxième touche à la création d'emploi :

279. - Logiquement, le développement d'un secteur va de pair avec la création d'emplois pérennes dans ce secteur.

⁷⁴ Syndicats des énergies renouvelables, « *Question-Réponse : l'énergie éolienne terrestre* », 2016, p4

280. - En France, le développement du secteur suite à l'adoption des tarifs imposés a permis de créer beaucoup d'emplois. En 2016, le nombre d'emplois dans les énergies éoliennes était de 18000 dans plus de 600 entreprises en France. Ce nombre d'emplois créés est marqué par une diversité de métiers qui s'exercent dans le domaine des éoliens. En effet sur les 18000 emplois créés en 2016, 9000 sont des emplois industriels : ils concernent principalement la fabrication des composants et l'assemblage des éoliennes. 4700 emplois sont créés dans les métiers relatifs au développement de projets et aux études ; et 3800 emplois créés dans l'exploitation et la maintenance des parcs éoliens⁷⁵.

➤ **Le troisième concerne le développement d'autres secteurs sous-jacents**

281. - En plus d'avoir été à la source de création de plusieurs emplois en France, le développement du segment des éoliens par le biais des tarifs imposés a permis aussi le développement de plusieurs autres métiers connexes.

282. - En effet, nous pouvons constater le développement des métiers dans les domaines tels que les fonds d'investissement spécialisés. Ils ont été mis en place pour fournir des services financiers et des accompagnements stratégiques aux structures présentes dans le secteur. A ce titre nous avons déjà parlé de ABB Structure Finance, filiale de ABB Group fabricant d'aérogénérateurs, qui est un fond destiné à financer des projets de taille moyenne en *leasing*, sans apport de fonds propres sur le marché européen⁷⁶ ; ou de SOFERGIE qui est une association de 290 sociétés agréées, comprenant de sociétés de financement, d'établissements de crédit ou banques spécialisés,

⁷⁵ Syndicats des énergies renouvelables, « *Question-Réponse : l'énergie éolienne terrestre* », 2016, p17

⁷⁶ CLER, « *100% territoires à énergies vertes, financer le développement de projets d'énergie renouvelable d'intérêt territorial* », Novembre 2016, p26

de fonds d'investissement, d'établissements de paiement et d'établissements de monnaie électronique. Dont le but est de financer la totalité d'un projet⁷⁷.

II) Impacts en faveurs des entreprises

283. - Les entreprises aussi bénéficient naturellement de ce mécanisme. Car c'est cela qui justifie l'augmentation de leur nombre. Nous pouvons identifier quelques-uns des impacts comme ci-après :

➤ La garantie d'une rentabilité

284. - Avec ce mécanisme l'entreprise ne se soucie plus de la vente de l'énergie qu'elle produit. En effet elle a la garantie d'achat de la part de l'Etat. Car l'organisme national ou régional d'électricité (EDF en France) est dans l'obligation d'acheter si toute fois l'entreprise bénéficie du statut de l'« obligation d'achat ».

➤ Une dynamique du marché financier autour des éoliens

285. - L'adoption de la politique des tarifs imposés a permis de dynamiser le marché autour des énergies éoliennes.

286. - Nous avons vu, avec les moyens de financement, différents types qui sont à la disposition des acteurs de ce secteur. L'émission des obligations vertes est particulièrement l'exemple le plus probant. Nous avons également assisté à la naissance de fonds d'investissement comme celui d'ABB Structure Finance que nous avons cité précédemment⁷⁸.

287. - En France, d'après le Syndicat des Energies Renouvelables (SER), il y a un total d'investissement de plus d'un milliard d'euros dans le segment des éoliens⁷⁹.

⁷⁷ Direction régionale et interdépartementale de l'Environnement et de l'énergie d'île-de-France, « Financer des projets énergies renouvelables » p2

⁷⁸ CLER, « 100% territoires à énergies vertes, financer le développement de projets d'énergie renouvelable d'intérêt territorial », Novembre 2016, p26

⁷⁹ Syndicats des énergies renouvelables, « Question-Réponse : l'énergie éolienne terrestre », 2016, p4

➤ **La facilité et l'exactitude dans les prévisions financières**

288. - Grâce à un prix d'achat connu d'avance à l'aide d'un contrat, l'entreprise peut faire ses prévisions financières avec exactitude. Cela va aider l'entreprise dans la mise en place d'une bonne gestion financière.

➤ **Facilité d'obtention de financement**

289. - Nous avons vu que les banques acceptaient d'accorder des dettes sur la base du fait que les contrats d'obligation d'achat garantissaient la solvabilité des entreprises. Ainsi par exemple les banques pouvaient accorder jusqu'à 74% du financement des projets éoliens⁸⁰.

290. - Nous avons vu comment est fixé le niveau des tarifs imposés, et particulièrement en France. Nous avons également vu les impacts qu'a ce mécanisme sur le tissu économique français. Nous comprenons aussi que ce tarif doit évoluer pour s'adapter à la conjoncture économique du national ; voilà le facteur qui explique leur évolution. Dans le prochain chapitre nous aborderons cet aspect des tarifs imposés.

⁸⁰ Pöyry Management Consulting , « *observatoire des coûts de l'éolien terrestre* », Octobre 2016, p4

Titre 2 – Incertitude actuelle sur le mécanisme tarifaire de rachat de l'énergie

291. - L'objectif de ce chapitre, comme nous l'avons annoncé dans l'instruction de cette partie, est de faire une présentation de l'évolution du mécanisme des tarifs imposés, tout en identifiant la cause de cette évolution et enfin de comprendre quelles sont les perspectives qui se dressent à l'horizon pour le mécanisme des tarifs imposés.

Chapitre 1 – Détérioration des conditions d'achats pour l'entreprise grâce au développement du secteur

Section 1 – Développement des éoliens en France

292. - C'est dans les années 1990 que l'installation des éoliennes commença en France. Le secteur à l'époque n'était pas convoité. Maintenant c'est en 2001 que les investisseurs commencèrent à s'intéresser véritablement au secteur des énergies éoliennes. Cet intérêt développé par les investisseurs fut la résultante de l'adoption de la politique des tarifs imposés en 2001 ; et le secteur n'a pas cessé de se développer depuis.

293. - Nous pouvons constater à travers le graphe ci-dessous qu'en moyenne, depuis 2006 au moins 927⁸¹ parcs éoliens sont installés en France. Dans la période indiquée sur ce graphe, c'est-à-dire entre 2000 et 2015, la capacité éolienne installée a connu une croissance rapide à un taux annuel moyen d'environ 26%⁸².

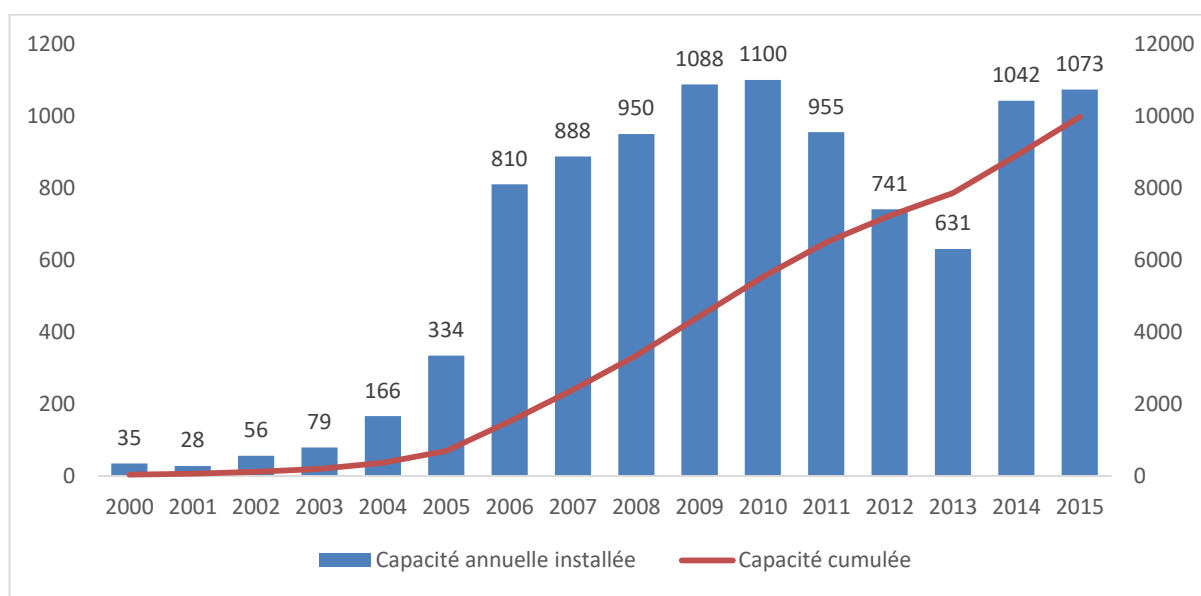
294. - Cette croissance remarquable des capacités installées est l'affirmation d'une volonté des pouvoirs publics. D'ailleurs la promulgation de la loi pour la transition énergétique et la croissance verte vient appuyer cette position.

⁸¹ France Energie Eolienne FEE, calcul fait par l'auteur

⁸² France Energie Eolienne FEE, calcul fait par l'auteur

Cette loi vise, comme objectif à atteindre, que la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique atteigne les 23% en 2020 et les 32% en 2030⁸³.

Graphe 1: Evolution de la capacité éolienne installée en France



Source : France Energie Eolienne FEE

295. - Bien que cette croissance des éoliens en France soit remarquable, d'après le Cabinet international Bearing point, pour atteindre les objectifs fixés de 15 gigawatt prévus à l'horizon 2018 ou ceux de 2023 qui sont 24 gigawatt⁸⁴, c'est 1,5 gigawatt qui devront être installés chaque année à partir de 2016.

296. - En plus la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 avait fixé des orientations de la politique énergétique. Il en résultait un objectif de contribution des énergies renouvelables à hauteur de 21% de la consommation nationale d'énergie en 2015. Pour atteindre cet objectif le pouvoir public avait publié un arrêté relatif à des investissements annuelles

⁸³ PWC, « La Transition Énergétique pour la croissance verte • Impacts attendus et tendances du marché français », novembre 2015, p1

⁸⁴ Arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables

qui prévoyait un objectif de développement de l'éolien terrestre de 13 gigawatt à l'horizon 2015⁸⁵. Or, nous pouvons constater sur le Graphe 2 que le niveau de la capacité totale installée n'avoisinaut que les 10 gigawatt en 2015.

297. - Par conséquent, l'atteinte de l'objectif de 2023 nécessitera une croissance encore plus accélérée dans le future des éoliens en France. Autrement dit, le rythme des investissements doit être augmenté encore.

298. - Notons toutefois que cette évolution n'est pas sans conséquence sur la politique des tarifs imposés. C'est pourquoi nous allons également présenter les phases marquantes de l'évolution du cadre règlementaire des conditions d'achat de l'énergie en mettant l'accent sur l'impact qu'a eu le développement du segment des éoliens sur le mécanisme des tarifs imposés de l'énergie éolienne.

Section 2 – Evolution des dispositions condition d'achat

I) Décret n°2001-410 du 10 mai 2001

299. - Ce décret, publié en 2001 comme on peut le constater, était relatif aux conditions à remplir par une entreprise pour bénéficier de la politique des tarifs imposés à l'époque.

300. - Les conditions à remplis de 2001 étaient les mêmes que celles que nous avons cité précédemment dans la section 1 du chapitre 1 de cette partie. A titre de rappel ces conditions sont définies par Article L314-1 du Code de l'énergie et modifié par l'article 1 de l'ordonnance n°2016-1059 du 3 août 2016.

301. - Le 27 septembre de la même année, la directive 2001/77/CE de la Commission Européenne instituait un objectif d'une contribution des

⁸⁵ Commission de Régulation de l'Energie, « *Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent* », 2008, p1

énergies renouvelables à hauteur de 22% de la consommation d'électricité européenne en 2015, dont 21% en France⁸⁶.

II) Arrêté sur les conditions d'achat de l'électricité en 2008

302. - En 2008, une proposition de directive de la commission Européenne, avait prévu d'instituer un objectif de contribution des énergies renouvelables à hauteur de 20% de la consommation de toutes énergies confondues de l'UE en 2020. La France pour sa part devait contribuer à hauteur de 23%⁸⁷.

303. - Pour en arriver à 23% comme part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique nationale en 2020, le comité opérationnel relatif à la mise en œuvre d'un plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale en a déduit que le nombre de parc éolien terrestre devrait atteindre les 19 gigawatt en 2020 et 6 gigawatt pour l'éolien maritime⁸⁸.

➤ Description du tarif d'achat :

304. - Ce tableau ci-dessous nous présente les tarifs imposés appliqués en 2008, en comparaison avec ceux de 2006 et les estimations à l'époque de ceux de 2009. Le tarif est applicable en fonction du niveau de production qui est en heures de fonctionnement annuelles, en équivalent pleine puissance.

⁸⁶ Commission de Régulation de l'Energie, « Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent », 2008, p1

⁸⁷ Commission de Régulation de l'Energie, « Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent », 2008, p1

⁸⁸ Commission de Régulation de l'Energie, « Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent », 2008, p1

305. - Tableau 1: Tarif applicable pour les installations éoliennes terrestres en France métropolitaine

Production annuelle	2006	2008	Estimation 2009
Tarif applicable pour les 10 premières années (c€/kWh)			
Dans tous les cas	8,2	8,36	8,56
Tarif applicable pour les 5 années suivantes (c€/kWh)			
2400 h et moins	8,2	8,36	8,56
Entre 2400 et 2800 h	Interpolation linéaire		
2800 h	6,8	6,93	7,1
Entre 2800 et 3600 h	Interpolation linéaire		
3600 h et plus	2,8	2,85	2,92

Source : Commission de Régulation de l'Énergie CRE

306. - Une observation primaire de ce tableau nous permet de constater qu'effectivement les tarifs imposés évoluent à la hausse d'une année à une autre. Cela s'explique par le fait que les tarifs suivent le développement du secteur afin de s'adapter au contexte. Plus la production d'énergie éolienne augmente plus les tarifs imposés vont à la baisse.

307. - Pour ce qui est du tarif imposé il est déterminé dans le contrat d'obligation d'achat sur une période de 15 ans, suivant deux périodes :

308. - La première s'étale sur une période de 10 ans. C'est dans cette période que le tarif imposé appliqué était de 8,36 €/kWh quel que soit la puissance de production.

309. - La deuxième s'étale sur les 5 dernières années. Cette fois le prix est rationalisé par rapport à la production annuelle. Dans ce cas, plus la production augmente plus le tarif imposé évolue à la baisse.

III) Conditions d'achat de l'arrêté 2014

310. - Du dispositif de soutien de 2014 nous pouvons retenir que la France continuerait à octroyer un soutien aux producteurs d'énergie éolienne. Ce soutien se matérialisait en partie par le fait que les producteurs pourront continuer à bénéficier du tarif imposé qui est défini dans l'arrêté de 2014. Le tableau ci-dessous nous présente es tarifs imposés :

311. - Tableau 2: Tarifs imposés 2014

Durée annuelle de fonctionnement de référence	2 400 heures et moins	Entre 2 400 et 2 800 heures	2 800 heures	Entre 2 800 et 3 600 heures	3 600 heures et plus
Tarif pour les 10 premières années (c€/kWh)	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Tarif pour les 5 années (c€/kWh)	8,2	Interpolation linéaire	6,8	Interpolation linéaire	2,8

Source : CEREMA Direction Territoriale Méditerranée

312. - Premièrement nous constatons une différence nette entre les tarifs de 2008 et ceux de 2014. En 2008, pour les 10 premières années le tarif imposé était de 8,36 alors que celui de 2014 était de 8,2 pour les mêmes modalités de nombres d'heures respectifs.

313. - Par ailleurs nous constatons que la structure du tarif n'a pas changé. C'est-à-dire que le tarif pour les 10 premières années reste le même quel que soit la durée annuelle de fonction de référence ; tandis qu'il varie pour les 5 dernières années.

IV) Arrêté de décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération

314. - Cet arrêté de 2016 organise la transition du régime de l'obligation d'achat au régime du complément de rémunération pour l'éolien terrestre.

315. - En effet, d'après le constat du Ministère de l'Environnement, de d'Energie et de la Mer, En 2016 le nombre d'installation de parc éolien était de 1517 pour une puissance de 11722 mégawatt⁸⁹. Ce développement des énergies éoliennes est la raison de la migration du statut de condition d'achat vers les « conditions de complément de rémunération ».

316. - Ce contrat de complément de rémunération est un premier pas vers une réforme des tarifs imposés en France. Nous verrons cela de manière plus détaillée dans le deuxième chapitre de cette partie.

Chapitre 2 – La vente directe : des enjeux à maîtriser

317. - Contrairement au système de l'obligation d'achat, la vente directe comporte des enjeux que les producteurs d'électricité doivent cerner pour tirer profit de leurs investissements. L'objectif de cette section est de fournir les outils nécessaires pour comprendre les différents aspects de la vente directe afin de maîtriser les différents enjeux y afférents.

318. - Pour ce faire, la section commence par exposer le cadre légal avant de présenter les principes de la vente directe et les composantes de son revenu. La présentation des composantes va permettre de comprendre les différents éléments qui déterminent le revenu de la vente directe, afin de pouvoir identifier les différents enjeux y afférents. Enfin, la section explique comment les prix négatifs peuvent être formés sur le marché et comment les opérateurs peuvent les éviter.

Section 1 – Le cadre légal de la vente directe

319. - Ce cadre a été mis en place par la Commission européenne et les Etats membres dans le but d'amener le marché à accueillir les volumes d'électricité issue des énergies renouvelables, de plus en plus croissants.

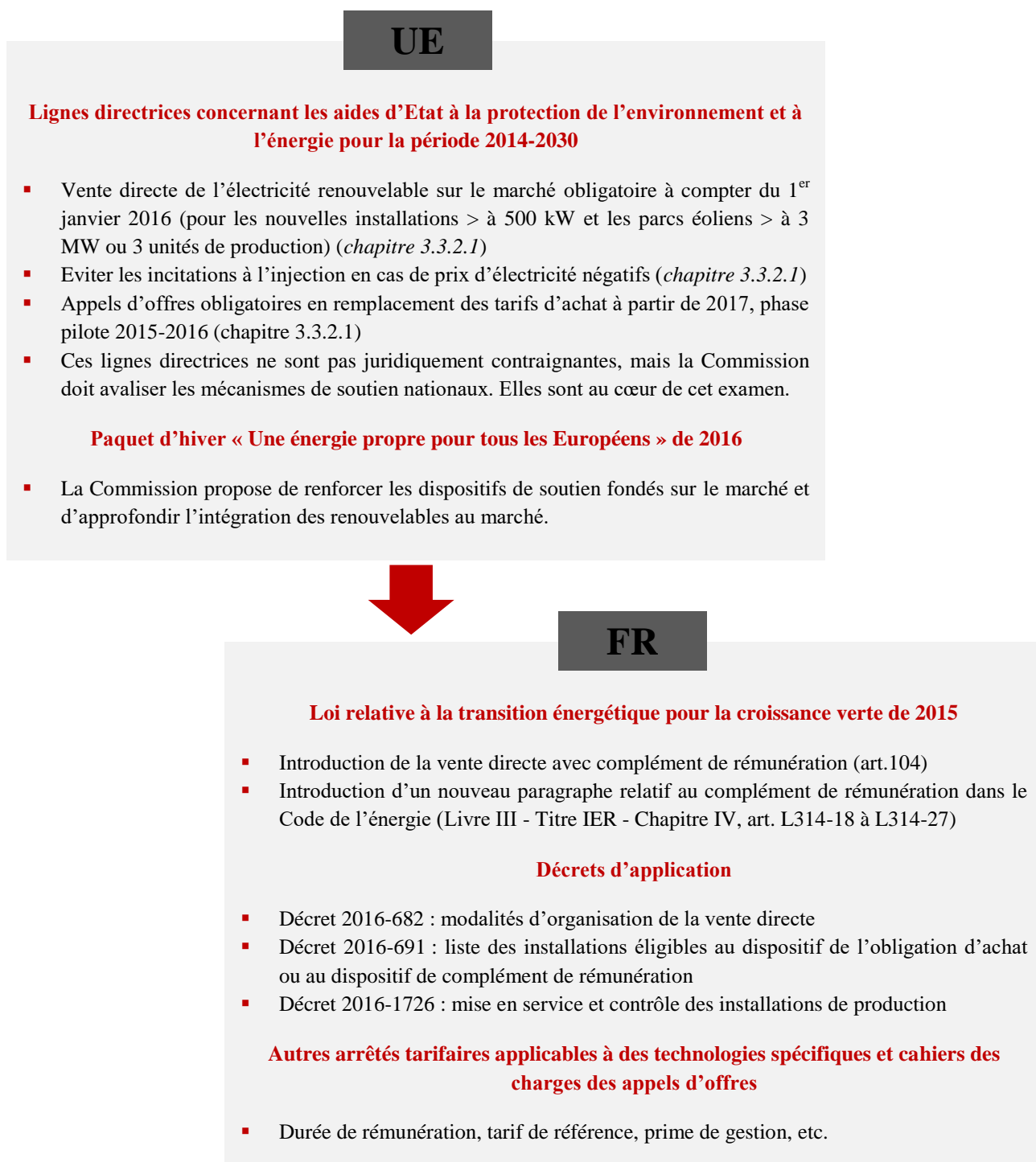
⁸⁹ Ministère De L'environnement, De L'énergie Et De La Mer, En Charge Des Relations Internationales Sur Le Climat, « *Tableau de bord : éolien Quatrième trimestre 2016* », 2016, p1

320. - Notons que la vente directe comme elle l'est aujourd'hui en 2018, a été adoptée par la France par le vote sa loi relative à la transition énergétique, qui s'applique aux nouvelles installations d'une puissance minimale de 500 kilowatt mises en service à partir du 1^{er} janvier 2016.

321. - Ceci dit, les installations dont la puissance nominale est inférieure à 500 kilowatt ne sont pas concernées par la vente directe. Elle rentre dans le cadre de l'obligation d'achat.

322. - Dans le but de présenter le cadre légal de manière concise et succincte, seuls les principaux textes de loi relatifs à la vente directe en France sont exposés. La figure ci-après donne un aperçu de ce cadre en France.

323. - Figure 1 : Aperçu du cadre légal en France



Source : Analyse EPEX SPOT⁹⁰

⁹⁰ Töpfer K., Adigbli P. et Martin A., « Vente directe des énergies renouvelables sur la bourse de l'électricité Retour d'expérience franco-allemand sur l'intégration au marché des énergies renouvelables » EPEX SPOT, Août 2017, p. 7

Section 2 - Les principes de la vente directe

324. - Le propriétaire d'un parc éolien a deux options pour écouler sa production électrique sur les marchés de gros :

325. - Vendre par ses propres moyens : cette option exige au propriétaire du parc éolien de disposer d'une salle de marché. En revanche, elle permet au propriétaire de maximiser ses revenus. Si cette option permet de maximiser ses revenus d'une part, c'est parce qu'elle comporte beaucoup de risques d'autre part, raison pour laquelle la plupart des propriétaires de parc éolien utilisent la deuxième option.

326. - Vendre en passant par un agrégateur : l'agrégateur rassemble les volumes d'électricité et les vend. En contrepartie, il verse au propriétaire une rémunération issue de la vente après déduction de certains frais. Cette option permet au propriétaire de minimiser ses risques.

Dans ce qui suit, les déterminants du revenu de la vente directe seront présentés.

Section 3 – Les composantes du revenu de la vente directe

327. - En France, le revenu issu de la vente directe comprend quatre composantes : le revenu de la vente de l'électricité sur le marché, le complément de rémunération, le revenu de la vente de la garantie de capacité et les primes de gestion.

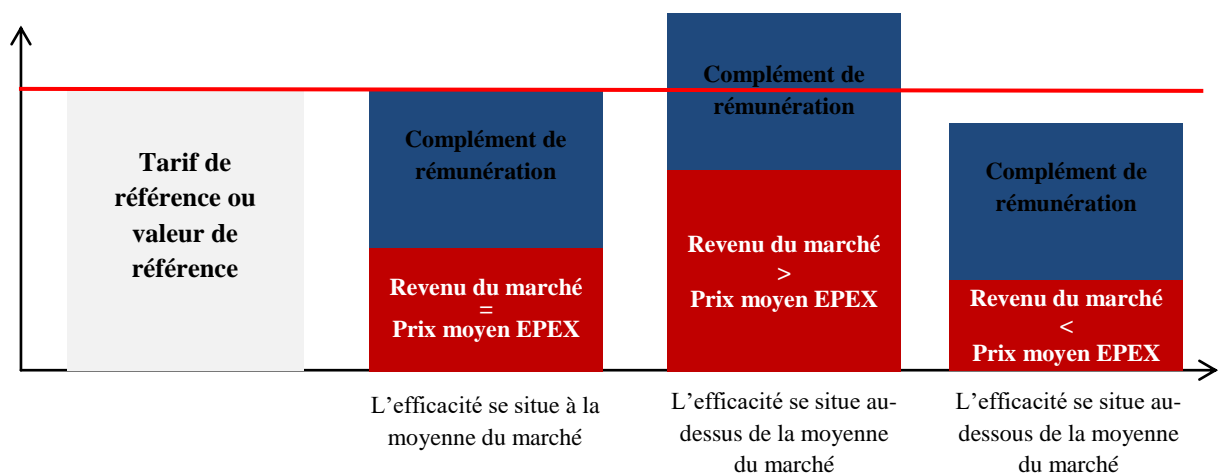
➤ Le revenu de la vente de l'électricité sur le marché :

328. - C'est le montant perçu par l'acteur éolien (l'agrégateur ou par le propriétaire de parc intervenant directement sur le marché) en contrepartie de la vente de son volume d'électricité sur la bourse européenne de l'électricité, EPEX SPOT.

➤ Le complément de rémunération

329. - Mise à part le revenu issu de la vente de l'électricité sur le marché, l'acteur éolien reçoit un complément de rémunération. Le montant de ce complément résulte de la différence entre le tarif de référence spécifique à chaque installation et le prix moyen du marché. Le revenu global de l'acteur éolien (revenu du marché plus complément de rémunération) dépasse le tarif de référence lorsque son revenu issu de la vente de l'électricité (revenu de marché) dépasse le prix moyen du marché (EPEX). Ceci arrange bien l'acteur. Dans le cas inverse, le revenu global est inférieur au tarif de référence. La figure ci-après illustre bien ce mécanisme.

330. - Figure 2 : Fonctionnement du mécanisme de complément de rémunération en France



➤ Le revenu issu de la vente de la garantie de capacité :

331. - Ce revenu provient de la liquidation des certificats de garantie de liquidité par les acteurs de l'éolien sur le marché EPEX. Ces certificats sont obtenus sans débours d'argent, en contrepartie de leur engagement à faire tout pour répondre aux besoins de leurs clients en période de pic en l'occurrence en hiver. Ces certificats sont cessibles dans l'anonymat procurant un revenu au propriétaire du parc éolien correspond.

➤ Les primes de gestion

332. - L'objectif de ces primes est de décharger financièrement les opérateurs des frais supplémentaires relatifs à la vente comme les frais de prévision et de commercialisation. Le montant de ces primes était de 2,80€/mégawatt heure⁹¹ en 2017.

333. - Une fois que les différentes composantes du revenu de la vente directe sont appréhendées, les différents enjeux relatifs à ce revenu peuvent être abordés. Deux principaux enjeux seront successivement abordés dans les lignes qui suivent : l'instabilité du revenu global et les prix négatifs d'électricité.

Section 4 – L'instabilité du revenu de la vente directe

334. - L'instabilité du revenu de la vente directe est un enjeu dans la mesure où elle peut être source de perte aux propriétaires des parcs éoliens. Cette instabilité résulte de deux principaux facteurs :

➤ L'instabilité du revenu du marché (revenu issu de la vente de l'électricité sur le marché)

335. - Le revenu du marché du propriétaire d'un parc éolien dépend de ses connaissances spécifiques du marché s'il utilise ses propres moyens pour vendre son volume électricité à travers sa salle de marché, ou des connaissances de l'agrégateur qui lui assure la vente. Le revenu du marché peut être donc en dessous du prix moyen du marché entraînant un revenu global inférieur au tarif de référence fixé. (Voire figure : Fonctionnement du mécanisme de complément de rémunération en France). Par ailleurs le tarif de référence qui sert à calculer le complément de revenu, est lui-même instable.

⁹¹ K. Töpfer., P. Adigbli et A.Martin, « *Vente directe des énergies renouvelables sur la bourse de l'électricité Retour d'expérience franco-allemand sur l'intégration au marché des énergies renouvelables* » EPEX SPOT, Août 2017, p. 8

➤ L'instabilité du tarif de référence

336. - L'instabilité du tarif de référence réside dans la manière dont ce tarif est fixé. En effet, ce tarif « *correspond à un tarif de base, fixé au moment de la demande complète de contrat par le producteur, auquel est appliquée une indexation tenant compte de l'évolution annuelle du coût du travail et des prix à la production.* »⁹² Le coût du travail et les prix à la production déterminent donc le tarif de référence. Ces deux éléments n'étant pas stables, le tarif de référence ne l'est pas non plus. Ceci signifie que le tarif de référence peut baisser réduisant le complément de revenu du propriétaire du parc éolien.

337. - Un autre facteur détermine également le revenu du propriétaire, il s'agit du prix du marché. Ce prix peut être négatif dans certaines conditions. C'est ce qui est abordé dans ce qui suit.

Section 5 – Les prix négatifs : pourquoi et comment les éviter ?

338. - Contrairement au dispositif de l'obligation d'achat, le dispositif de la vente directe peut afficher un prix de marché négatif auquel le propriétaire du parc éolien vend sa production électrique. Le prix de marché pour le client qui achète l'électricité désigne le revenu du marché pour le propriétaire du parc éolien qui vend l'électricité. Pour faciliter la compréhension des différents enjeux, trois questions sont répondues dans les lignes qui suivent : Comment se forment les prix négatifs ? Pourquoi les propriétaires de parc éolien vendent leur production même quand les prix négatifs s'affichent ? Quel est l'impact des prix négatifs ? Comment éviter les prix négatifs ?

⁹² Commission de régulation de l'énergie, « *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 mars 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent de six aérogénérateurs au maximum* », 2017

339. - Avant tout, il convient d'expliquer ce que la notion de « prix négatif » désigne concrètement. Soulignons que cette notion n'est pas théorique. En effet, « *les acheteurs peuvent réellement recevoir de l'argent et de l'électricité des vendeurs* »⁹³.

340. - Autrement dit, quand le prix de marché est négatif, le propriétaire du parc éolien qui vend l'électricité donne l'électricité au client et lui rajoute de l'argent supplémentaire. Le client lui, il reçoit de l'argent et de l'électricité gratuitement.

341. - En 2014, le nombre d'heures total au bout duquel les prix négatifs ont été observés s'élève à 8 heures⁹⁴. Sur la période allant de 2011 à 2016, les prix négatifs représentent environ 0,07 %⁹⁵ du total annuel des heures.

342. - La notion pratique « des prix négatifs » étant expliquée, nous abordons la première question dans ce qui suit.

➤ Comment se forment les prix négatifs ?

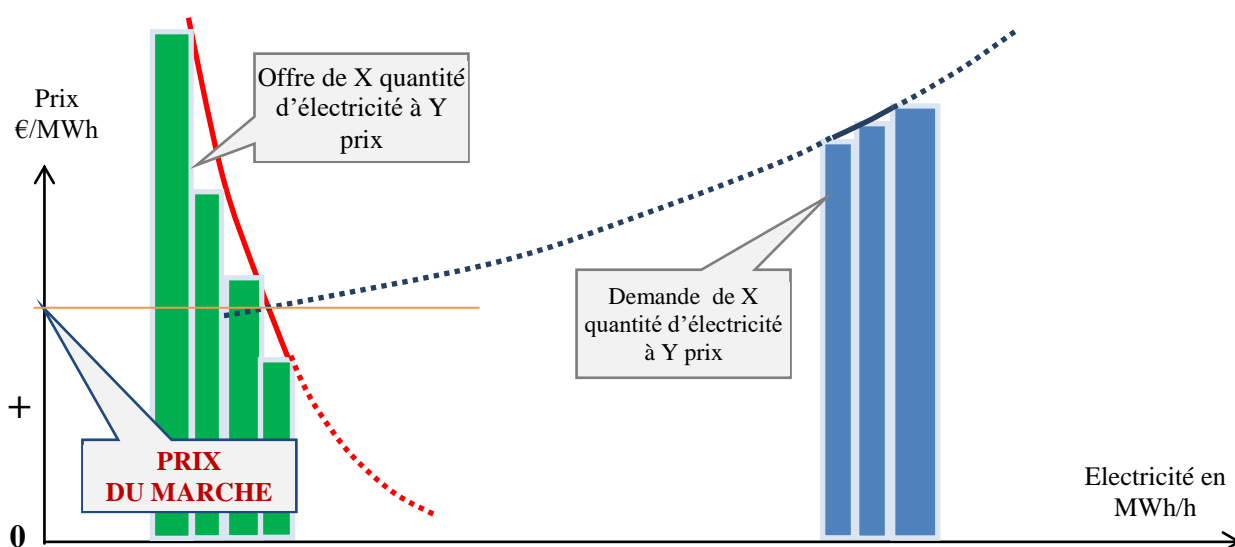
343. - Les prix du marché de l'électricité sont déterminés par l'offre et la demande sur marché EPEX SPOT. Sur ce marché, les producteurs d'un côté proposent une certaine quantité d'électricité qu'ils veulent vendre, les acheteurs de l'autre côté inscrivent dans la quantité d'électricité qu'ils souhaitent acheter à un prix donné. Lors de la mise en ordre des enchères pour la vente et l'achat, la courbe de l'offre et celle de la demande sont tracées. Le point où les courbes se rencontrent marque le prix du marché, c'est à ce prix que toutes les ventes sont effectuées, comme le montre le graphique ci-après.

⁹³ EPEX SPOT: www.epexspot.com

⁹⁴ Commission de Régulation de l'Énergie « *Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2 et du gaz naturel* » Rapport 2014-2015, p.6

⁹⁵ K. Töpfer., P.Adigbli et A.Martin, « *Vente directe des énergies renouvelables sur la bourse de l'électricité Retour d'expérience franco-allemand sur l'intégration au marché des énergies renouvelables* » Août 2017, p.13

344. - Graphe 3 : Illustration de la formation des prix en général



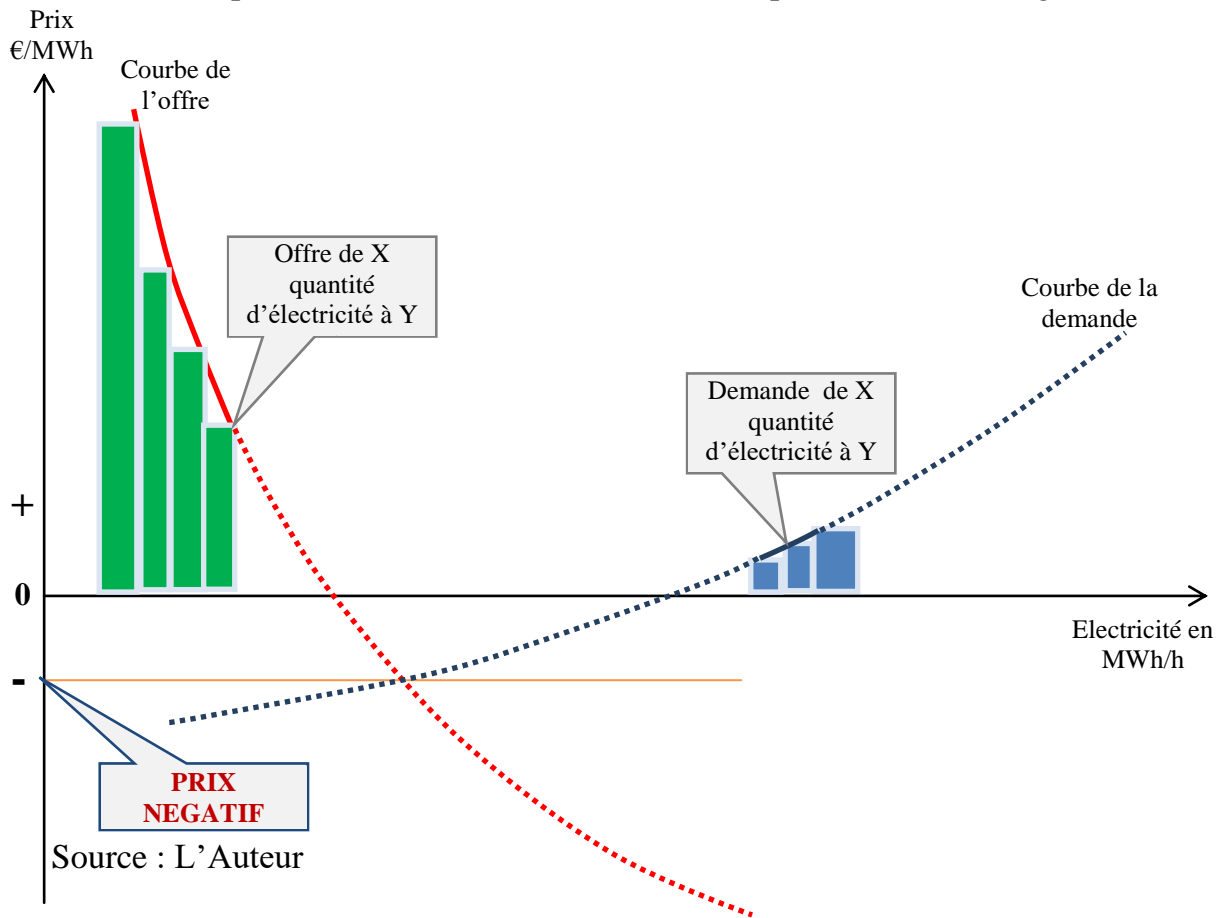
Source : L'Auteur

345. - Selon le responsable d'agrégation à la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), Sébastien, « *les volumes croissants sur le marché spot entraînent une hausse du nombre d'heures de prix négatifs sur le marché français* »⁹⁶.

346. - En effet, les prix du marché sont négatifs lorsque les producteurs offrent une production d'électricité élevée et rigide (De manière générale, lorsqu'il y'a beaucoup de vent, l'offre d'électricité issue de l'énergie éolienne est grande) alors que les clients n'ont inscrits qu'une faible demande d'électricité. Dans ce cas, les prolongements des deux courbes se coupent en bas de l'axe des abscisses donnant un prix négatif comme le montre la figure ci-après. Les producteurs d'électricité offrent ainsi leur électricité pour des prix négatifs sur le marché.

⁹⁶ Bellefleur A., « Synthèse de la conférence « Mécanismes de soutien pour l'énergie éolienne : état des lieux et perspectives » 2017, p.16

347. - Graphe 4 : Illustration de la formation des prix d'électricité négatifs



348. - Le mécanisme de formation des prix négatifs étant expliqué, la prochaine question sera abordée dans ce qui suit.

- Pourquoi les propriétaires de parc éolien vendent leur production même quand les prix négatifs s'affichent ?

349. - Même lorsque le prix du marché est négatif, deux principales raisons peuvent pousser les producteurs d'électricité à vendre l'électricité.

350. - La première raison est la supériorité des coûts d'arrêt de la production par rapport à la somme à verser aux clients qui achètent l'électricité. En effet, il est parfois plus coûteux d'arrêter les moyens de production utiliser pour transformer l'énergie éolienne en électricité. Dans ce cas, le producteur préfère donc donner l'argent aux clients et vendre l'électricité plutôt que d'arrêter ses

machines. La deuxième raison est la sécurité. En effet, certaine production ne peuvent pas être arrêtée à cause des raisons de sécurité. La troisième raison la nature de vente. En effet, les termes du contrat peuvent être conclus de manière à ce que le producteur vende l'électricité quel que soit le prix affiché sur le marché.

351. - Dans ce qui suit, nous abordons l'impact des prix négatifs.

➤ Quels est l'impact des prix négatifs ?

352. - Les prix négatifs ont des impacts négatifs sur les producteurs d'électricité. Deux principaux impacts ont été relevés : la perte du complément de rémunération et la tendance vers le black-out pendant les périodes de pointe.

353. - D'une part, comme nous l'avons vu dans les différentes composantes du revenu de la vente directe, le complément de rémunération permet aux producteurs d'électricité de compenser la perte moyenne sur le marché EPEX SPOT. Notons que ce complément n'est versé que lorsque les prix de marché sont positifs ou nuls. En effet, « *la France n'a pas prévu de système de rémunération en cas de prix négatifs à la bourse de l'électricité* »⁹⁷

354. - En cas de prix négatifs, le producteur perd non seulement le complément de rémunération mais aussi de l'argent qu'il verse aux clients.

355. - D'autre part, les prix négatifs sont de mauvais signaux pour les propriétaires de parcs éoliens. Ces investisseurs perdent leur motivation à investir pour renouveler ou étendre le parc. Cette situation peut conduire progressivement à une coupure d'électricité en période de pointe. Comment

⁹⁷ K. Töpfer., P. Adigbli et A. Martin., « *Vente directe des énergies renouvelables sur la bourse de l'électricité Retour d'expérience franco-allemand sur l'intégration au marché des énergies renouvelables* » Août 2017, p.8

les producteurs d'électricité peuvent éviter ces prix négatifs ? Telle est la question qui sera abordée dans ce qui suit.

➤ Comment éviter les prix négatifs ?

356. - Pour éviter les prix négatifs, il convient aux propriétaires de parcs éoliens de bien évaluer le bénéfice tiré d'un contrat où ils doivent vendre leur production d'électricité quel que soit le prix du marché. Si ce bénéfice ne couvre pas les pertes générées par les prix négatifs sur une période donnée, il convient de ne pas opter pour un tel type de contrat afin de pouvoir interrompre la production d'électricité lorsque cette option serait plus bénéfique en cas de prix négatifs.

357. - L'arrêt de la production peut être prévu dans le plan d'exploitation. A cause des pertes financières, certains agrégateurs comme Centrales Next⁹⁸ proposent aux propriétaires de parc éoliens le contrôle à distance de leur production pour arrêter cette dernière quand les prix deviennent négatifs et lorsque les conditions de rentabilité sont réunies.

⁹⁸ Centrales Next : www.centrales-next.fr

CONCLUSION

358. - Le présent mémoire qui a porté sur le financement des éoliennes du côté de l'entreprise a abordé deux aspects spécifiques : les instruments de financement et la sécurisation du financement par les tarifs imposés.

359. - D'une part, ce travail relève que, malgré les barrières financières présentes dans le secteur de l'énergie éolienne, les entreprises disposent d'instruments de financement adéquats pour dépasser cette barrière, réaliser leurs investissements, créer la richesse pour elles-mêmes, pour le pays en l'occurrence la France, et développer le secteur des énergies renouvelables. Parmi ces instruments, citons la dette senior, la dette mezzanine, l'émission d'actions, l'émission d'obligations vertes, le *crowdfunding*⁹⁹, le *private equity*¹⁰⁰. Ces derniers sont les plus utilisés. Ceci est en cohérence avec les résultats de l'étude¹⁰¹ menée par WindEurop montrant les sources de financement utilisées en 2016 pour les projets éoliens.

360. - Plusieurs critères sont à considérer dans le choix de ces instruments de financement dans le but de maximiser son profit. Il s'agit principalement du montant du besoin de financement, de la maturité du financement (long terme, moyen terme ou court terme), de l'horizon du financement (immédiat ou futur), de la phase de développement de l'entreprise (lancement, croissance ou maturité), de la politique actionnariale (conservatrice ou ouverte) et de la structure financière de l'entreprise.

361. - D'autre part, ce travail montre que, bien que le mécanisme de vente de l'électricité produite ait évolué avec le développement du secteur des énergies renouvelables, en passant d'un système des tarifs imposés (obligation d'achat) à un système de complément de rémunération, plus complexe, les entreprises

⁹⁹ Le financement participatif

¹⁰⁰ Capital-Investissement

¹⁰¹ Wind Europ « Financing and investment trends - The European Wind Industry in 2016 » p 14-23.

productrices de l'électricité à base d'énergie éolienne disposent des outils fondamentaux pour écouler leur production sur le marché EPEX SPOT.

362. - Dans ce cadre les propriétaires de parcs éoliens peuvent soit eux-mêmes vendre directement leur production d'électricité sur le marché EPEX SPOT en disposant d'une salle de marché, ou passer par un agrégateur qui mutualise les productions d'électricité et les vend. L'avantage de cette dernière option est la maîtrise relative du risque surtout pour un nouveau propriétaire de parcs éoliens.

363. - Par ailleurs, le travail de recherche a également montré que les propriétaires de parcs éoliens peuvent éviter les pertes inhérentes aux prix négatifs en choisissant judicieusement les termes du contrat de vente de l'électricité et en confiant le contrôle à distance de l'usine de production à un agrégateur qui saura interrompre la production lorsque les prix vont devenir négatifs. Ceci permettra aux propriétaires de bénéficier du complément de rémunération et d'éviter même de verser supplémentairement de l'argent au client qui achète l'électricité, en situation de prix négatifs.

364. - D'autres analyses comme celle de l'Observatoire de l'Industrie Electrique proposent l'amélioration des modèles météorologiques de prévisions de l'offre et de la demande, et « *la révision progressive de l'architecture des anciens systèmes de soutien aux énergies renouvelables* »¹⁰². Des études ultérieures pourront approfondir cette piste afin de renforcer les investissements dans le secteur.

¹⁰² Observatoire de l'Industrie Electrique « *Les prix de l'électricité négatifs* » Mai 2017, pp 1-3

BIBLIOGRAPHIE

I- Traité et manuels

- A. Goetzmann, « *Vademecum de la restructuration d'entreprise en 10 étapes* », Arnaud Franel éditions, 2009, p.8
- C. W. Donovan, « *Renewable energy finance: Powering the future* », Imperial College Press, 2015
- C.Bouteiller et C.Karyotis, « *L'essentiel du Private Equity et des LBO* », Gualino, Carrés Rouge, 2018
- J.Njampiep, « *Maîtriser le droit et la pratique du système comptable OHADA* », Editions Publibook Université, Economie & Gestion, 2008
- J-P. Clerc, « *Le LBO* », Génie des glaciers, Les mini-génies, 2008, p.37
- J-F. Gervais, « *Les clés du leasing* », Editions d'organisation, 2004, p.5
- M.Levinson, « *The Economist Guide to Financial Markets (6th Ed): Why they exist and how they work (Economist Books)* », the Economist, 2014, p.94-95
- P. Quiry et Y.Le fur, « *La valeur : Coût du capital* », Vernimmen, Chapitre 31
- T.philippe, « *LBO : Montages à effet de levier – Private Equity* », RB édition, 2015
- W.Bedin et T.Rone, « *Les énergies renouvelables en France-Règlementation & Financement* », Editions universitaires européennes, 2016

II- Articles

- AMF, « *Contrat de liquidité sur actions Pratique de marché admise* », AMF, n°2011-07, 2011, p.1
- A. Briere, S. Kulemann et G. Mathieu, « *Economie pour BTS 2^e année* », Le Génie des glaciers, 2013, p.10.
- A. Bellefleur, « *Mécanismes de soutien pour l'énergie éolienne : état des lieux et perspectives* », Synthèse de la conférence, 2017, p.16
- C. Cadiou, N. Cotillard, J. Morvan, « *Montages financiers complexes* », Cybel, 2005, p.5
- Commission de régulation de l'énergie (CRE), « *Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel* », 2017, p.20
- Commission de régulation de l'énergie (CRE), « *Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent* », 2008, p.1
- Cours des comptes, « *Rapport public annuel 2015 : L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence : une construction inaboutie* », 2015, p.168
- Commission de Régulation de l'Energie « *Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2 et du gaz naturel* » Rapport 2014-2015, p.6
- Climate Bonds, « *Rapport pays : État du marché français* », Avril 2018, p2
- Direction régionale et interdépartementale de l'environnement et de l'énergie d'île-de-France, « *Financer des projets énergies renouvelables* », 2011, p.2
- France énergie éolienne, « *L'éolien, nouveau souffle : Une nouvelle manière de penser l'énergie d'animer les territoires de dialoguer d'appréhender l'avenir* », p.41

- F. Leroux, « *La titrisation* », Note pédagogique MIC N°16
- Global EcoPower, « *Bilan semestriel du contrat de liquidité* », 2016, p.1
- Innergex, « *Innergex annonce un placement de débetures convertibles de 150 M \$* », p.1
- International capital market association, « *The green bond principles*», 2016, p.1-6
- I.Chernyakhovskiy, T.Tian, J.Mclaren, M.Miller et N.Geller, «*U.S. laws and regulations for renewable energy grid interconnections*», National Renewable Energy Laboratory, 2016
- J. Saebi, MH. Javidi, « *Economic evaluation of demand response in power systems with high wind power penetration. Journal of Renewable and Sustainable Energy* », 2014; 6: 033141.
- J. Cornfeld et A.Sauer, « *Feed-in Tariffs*», Environmental and Energy Study Institute, 2010
- J-L. Quémard et V. Golitin, « *Le risque de taux d'intérêt dans le système bancaire français* », Banque de France, Revue de la stabilité financière n°6, 2005, p.89 C
- K. Töpfer, P. Adigbli et A Martin, « *Vente directe des énergies renouvelables sur la bourse de l'électricité Retour d'expérience franco-allemand sur l'intégration au marché des énergies renouvelables* » EPEX SPOT, Août 2017, p. 8
- Les clés de la banque, « *Le financement court terme des TPE* », mini guide
- LM. Abadie et JM. Chamorro. « *Valuation of Wind Energy Projects: a real options approach* ». Energies 2014; 7: 3218–3255
- M. Askari, M. Kadir, H. Hizam, J. Jasni « *A new comprehensive model to simulate the restructured power market for seasonal price signals by considering on the wind resources* ». Journal of Renewable and Sustainable Energy 2014; 6: 023104
- M. Cruciani, « *Le coût des énergies renouvelables* », IFRI, 2014, p.77
- M. Levinson, «*Securitisations in : The Economist Guide to Financial Markets: Why they exist and how they work* », 4^e Edition, p94-95,
- M. Mazzucato et G. Semieniuk « *Financing renewable energy: Who is financing what and why it matters* », Technological Forecasting and Social Change Volume 127, February 2018, pp 8-22
- M.Mendonça et D.Jones, « *Feed-in Tariffs go global: Policy in practice*», Renewable energy world, 2009
- Observatoire de l'Industrie Electrique « *Les prix de l'électricité négatifs* » Mai 2017, p.1-3
- Pöyry Management Consulting, « *Observatoire des coûts de l'éolien terrestre* », 2016
- PWC, « *La transition énergétique pour la croissance verte* », 2015
- P. Recroix « *Les carrés DSCG, Finance* », 5^e Edition 2018-2019, Gualino, p.9
- STB SICAR, « *Les obligations convertibles en actions* », 1998
- Steyer-Taylor Center for Energy Policy and Finance (STCEPF), Stanford University, «*Germany's Wind and Solar Deployment 1991-2015 : Facts and Lessons Learnt*»,2015, p.7
- United Nations Environment Programme UNEP, « *Feed in tariffs as a policy instrument for promoting renewable energies and economies in developing countries* », 2012
- WindEurope, «*Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2017*», 2017
- WindEurope, « *Financing and investment trends - The European Wind Industry in 2016* » pp 14-23.
- World Bank « *What are green bonds* », PPIAF, 99662, p.23

III- Sites internet

- « *Climat : l'accord de Paris exige de développer six fois plus vite les énergies renouvelables* » : <https://www.latribune.fr/entreprises-finance/industrie/energie-environnement/climat-l-accord-de-paris-exige-de-developper-six-fois-plus-vite-les-energies-renouvelables-775696.html>
- Climate Bonds, « *Rapport pays : Etat du marché français* » : https://www.climatebonds.net/files/files/fr_France_report_final_20_04_18.pdf
- DGE, Direction générale des entreprises : <https://www.entreprises.gouv.fr/>
- EDF « *Qu'est-ce qu'une énergie renouvelable* » : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/le-developpement-durable/qu-est-ce-qu-une-energie-renouvelable>
- EDF « *Le fonctionnement d'une éolienne* » : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/le-fonctionnement-d-une-eolienne>
- Environmental Finance : www.environmental-finance.com
- EPEX SPOT: www.epexspot.com
- « *Financement* » : <https://www.mataf.net/fr/edu/glossaire/financement>
- GreenUnivers : <https://www.greenunivers.com/2009/08/axa-private-equity-eolien-10632/>
- Invest in Morocco, « *Opportunités d'investissement, Energies renouvelables* » : <http://www.invest.gov.ma/?Id=24&lang=fr&RefCat=2&Ref=145>
- Legifrance, « *Arrêté du 20 septembre 2016 relatif à l'agrément de la société Enercoop en application de l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie* » : <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2016/9/20/DEV1626562A/jo/texte/fr>
- Legifrance, « *Arrêté du 3 août 2017 relatif à l'agrément de la société Direct Energie en application de l'article L. 314-6-1 du code de l'énergie* » : <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2017/8/3/TRER1724121A/jo/texte/fr>
- Legifrance, « *Arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables* » : <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2016/4/24/DEV1607461A/jo>
- Legifrance, « *Décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité* » : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000586723&categorieLien=cid>

- Legifrance, « Décret n°2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat » : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000405905>
- Le portail de l'Economie, des finances, de l'Action et des comptes publics : <https://www.economie.gouv.fr/>
- Syndicats des énergies renouvelables : <http://comprendre-eolien.fr/questions-reponses-sur-eolien.html>
- Tableau de bord : éolien – Quatrième trimestre 2016 : <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publications/p/2668/1406/tableau-bord-eolien-quatrieme-trimestre-2016.html>
- Valorem operateur en énergies vertes, refinance et réorganise son portefeuille EnR historique : <http://www.valorem-energie.com/actualites/page/3/>

ANNEXES

I- Guide d'entretien

J'ai eu l'opportunité de pouvoir interviewer Monsieur Romain VENTO, chargé d'affaires adjoint au service entreprises chez LCL, le Crédit Lyonnais. Monsieur Romain VENTO travaille depuis deux ans et demi à Mulhouse sur un portefeuille composé de soixante clients allant de la petite entreprise jusqu'au groupe côté en bourse. Au Crédit Lyonnais, une société gérée par un centre d'affaires entreprises doit avoir un chiffre d'affaires supérieur ou égal à sept millions d'euros.

Je lui ai posé une question ouverte afin de pouvoir échanger avec lui.

Question : Quelle est la réflexion menée du côté de la banque lorsque celle-ci est sollicitée dans le cadre d'un financement ? Et plus particulièrement, le cas des projets éoliens.

La retranscription de l'échange avec Monsieur Romain VENTO :

La réflexion comporte plusieurs étapes.

1. La notation des entreprises

Avant toute réflexion plus financière et analytique, il est important de savoir que la banque attribue une note à chacune des sociétés clientes dans son portefeuille. Cette note est attribuée grâce à un logiciel propre à chaque banque. Ce logiciel reprend l'analyse des trois dernières liasses fiscales de la société et le chargé d'affaires remplit un questionnaire qualitatif complété d'un questionnaire groupe si la société appartient à un groupe. En effet, lorsque la société appartient à un groupe, l'ensemble des sociétés sont notées en même temps.

La notation est ensuite calculée par le centre national de notation de la banque et après vérification et accord du directeur crédit. La note de chaque société est revue chaque année.

A ce titre, il est primordial pour la société de fournir ses liasses fiscales ainsi que les rapports des commissaires aux comptes (si la société est soumise au CAC) à son chargé d'affaires dans les temps (6 mois pour la liasse fiscale de l'exercice précédent suite à la clôture et 9 mois pour le rapport des CAC après la clôture).

A la note de l'entreprise calculée par la banque, s'ajoute la cotation de la banque de France, calculée par la banque de France et disponible à la consultation de nos logiciels.

Dans un premier temps, la note attribuée à l'entreprise par la banque est un premier indicateur pour le chargé d'affaires qui saura rapidement s'il peut déjà ou non mettre en place une nouvelle ligne de crédit. En effet, les sociétés notées E+ et moins et dont les bilans ne se sont pas nettement améliorés par rapport à N-1 ont très peu de chance de se voir attribuer un avis favorable à leur demande même si cela concerne qu'un prêt classique de cinquante mille euros.

Les notes sont les suivantes de la meilleure à la moins performante : A+, A, B+, B, C+, C, C-, D+, D, D-, E+, E, E-, F et Z (pour une situation en défaut).

Lorsque le dirigeant ou le directeur administratif et financier a un rendez-vous avec son chargé d'affaires, il est de son avantage à communiquer avec le plus de précisions et de contenus des informations sur le bilan de la société et sur son *current trading*¹⁰³ (= ses chiffres à l'instant T, le chiffre d'affaires, le résultat net etc). En effet, l'attitude du dirigeant, sa vision à moyen et long terme et sa stratégie sont regardées de très près.

¹⁰³ Affaires en cours

Un dirigeant qui ne s'inquiète pas de la baisse de son activité (chiffre d'affaires), des raisons qui expliquent cette baisse et qui ne propose aucune solution pour redresser la barre, est un facteur alarmant pour le chargé d'affaires.

Après chaque rendez-vous, si le chargé d'affaires note une quelconque anomalie (baisse du chiffre d'affaires, aucune stratégie du dirigeant, impayés, baisse drastique de la trésorerie), celui-ci sera plus enclin à rédiger une fiche alerte qu'il fera remonter à sa hiérarchie et l'entreprise en question fera l'objet d'un suivi très minutieux. Il existe trois niveaux d'alerte. Le numéro 1 étant le plus important, la banque va chercher à se désengager de la relation.

2. L'analyse financière du bilan

Le premier réflexe à avoir avant chaque analyse de bilan et d'avoir en tête le secteur d'activité de l'entreprise afin d'avoir une lecture plus pertinente du bilan.

En effet, si nous prenons le cas de la grande distribution, nous voyons nettement que leur besoin en fond de roulement (BFR) est négatif et cela est logique. Les enseignes alimentaires encaissent le règlement de leurs clients finaux avant même de payer leurs fournisseurs (avec qui ils ont convenu d'un délai de règlement). Par conséquent, ils ont déjà vendu une partie des produits achetés auprès de leurs fournisseurs avant même de les régler. Ils ont un surplus de trésorerie à leur avantage. A l'inverse, nous verrons dans une société viticole un BFR négatif et des stocks très élevés au bilan.

Il est important de bien comprendre le secteur d'activité que nous étudions pour être le plus professionnel face au client.

Le chargé d'affaires entreprises est également analyste crédit dans les banques sur certains de ses clients. Par manque de temps, les dossiers les plus importants seront confiés à l'analyste crédit. C'est une des compétences à avoir pour le chargé d'affaires de savoir faire de l'analyse financière.

Les bilans des sociétés sont dépouillés dans un logiciel propre à chaque banque sauf s'il s'avère que certaines banques utilisent le même prestataire.

Cela nous donne une fiche synthèse qui répertorie des ratios importants dans notre analyse.

Tableau 1 : Synthèse financière

Tranche de Chiffre d'Affaires :		Modèle:[] *					
Secteur de notation définitif :							
Exercice : (1) = clôture, (2) = situation interm., (3) = saisie prévus.							
en Milliers de EURO							
BILAN	()	()	()	Compte de Résultat	()	()	()
ACTIF				Chiffre d'Affaires & Prod. ass.			
Ecarts d'acquisition (net)				Marge Brute			
Immo. corporelles (net)				Valeur ajoutée			
Immo. financières (net)				EBE (EBITDA)			
TOTAL ACTIF NON COURANT				Dotations nettes aux amortiss.			
Stocks (net)				Résultat Opérati. courant (ROC)			
Clients et cptes rattachés (net)				Produits/Charges non récurrent			
Total Réalisable (net)				Résultat Opérationnel (EBIT)			
Total disponible (net)				Frais Financiers nets totaux			
ACTIF COURANT (net)				Résultat Net			
TOTAL ACTIF NET RETRAITE				Tableau de Flux	()	()	()
PASSIF				CAF			
Fonds propres retraités				Var du BFR			
Emprunts Banc et fin MT				Flux net trésor. de l'activité			
<i>Dont Part CB & LocFin retraités</i>				Flux net trésor. de l'investis.			
DLMT vis-à-vis groupe et C/C				DAFIC (Free Cash-Flow)			
Provis. MLT assimilé. à de la dette				Flux net trésor. des financem.			
Autres passifs non courant				dont augmentation de Capital			
Tot.Passifs non cour. Retrait				dont dividendes versés			
PASSIF des actifs dest. à vente				dont nouveaux emprunts			
Dettes Exploitation				dont remboursements emprunts			
Instruments financ. dérivés à CT				dont intérêts fin. nets versés			
Empr Oblig <1an & Empr MT<1an				Variation de Trésorerie Nette			
Concours bancaires courants				Effectif			
Dettes CT vis-à-vis Gpe & C/C A.				Durée de l'exercice			
Autres Dettes Fin. CT							
Total passifs financiers CT							
TOTAL PASSIF COURANT							
TOTAL PASSIF RETRAITE							
Fonds de roulement							
Besoin en fonds de roulement							
Solde financier à moins d'un an							
Ratios de Notation	()	()	Note / 20	Autres Ratios	()	()	()
Fonds propres en % total bilan				Taux de marge			
Dettes financ. & banc. brut./FP				Taux de valeur ajoutée			
Dettes Fin. & Banc. Brutes/EBE				Rotation des Stocks			
EBE (EBITDA)/Ct endt. fin. net				Délais Clients en J CA			
EBE (EBITDA) en % du CA				Délais Fournisseurs en J Achat			
CAF / (dette fin. brute - cash)				Notation	()	()	()
BFR en jours de CA				Note financière (NOF)			
Actif courant / Passif courant				Note qualitative (NOQ)			
Résultat Net / Chiffres d'affaires				Note système (NSY)			
(Dispo+Placem.)/Passif courant				Facteur d'Alerte			
Coût endt. fin. net / CA				Note après facteurs d'alerte			
Var CA (CA _n -CA _{n-1})/CA _{n-1}				Note après Correctif Groupe			
Var. ((Poste Clt + Eff. esc.) / CA)				Note Calculée Finale (NCF)			
				RUN (O/N)			
				Note du RUN			
				Note prop. par l'analyste (NPA)			
				Note retenue (NOR)			

* Lorsque le chiffre d'affaire se situe à +/- 10 % d'un seuil [7,5 ou 50 M€ (interpolé jusqu'à 100 M€)], la note correspond à une interpolation linéaire.

3.4.0.108 c - CNSYNTH.EDW

Date de dernière historisation :

Paramétrage : 044102011071320170125FR

Source ANADEFI

Chaque analyste peut avoir sa propre approche du bilan, nous allons donc reprendre les grandes lignes de l'analyse financière.

Une première lecture rapide du bilan va être faite faisant ressortir les points suivants :

- L'évolution du chiffre d'affaires : hausse, baisse ou identique. Quelles sont les principales causes de cette évolution sur les deux dernières années ?
- L'évolution de la marge brute et nette ;
- L'évolution du bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement qui traduit la profitabilité de l'activité ;
- L'évolution du résultat net ;
- La comparaison du montant de la capacité d'auto financement (CAF) par rapport à la part à moins d'un an ;
- Les dettes bancaires et fournisseurs ;
- Les créances clients ;
- La trésorerie à la clôture.

D'autres utiliseront les soldes intermédiaires de gestion. Importance de toujours comprendre et expliquer les différentes variations. Car nous devons savoir comment l'entreprise va pouvoir nous rembourser le financement que nous lui accorderons.

Les réponses aux questions précédentes seront données par les explications apportées par le dirigeant ou le directeur administratif et financier de l'entreprise. Il est primordial pour le chargé d'affaires de bien préparer son rendez-vous client en amont afin de négliger aucune question. En effet, plus il sera concis dans sa préparation de visite, plus son dossier de crédit se fera rapidement. Lors du rendez-vous, un *current trading*¹⁰⁴ est toujours demandé

¹⁰⁴ Affaires en cours

afin de connaître à l'instant T, les chiffres réalisés par l'entreprise. Cela permet d'avoir un *reporting*¹⁰⁵ précis. Malheureusement, toutes les entreprises n'en disposent pas et cela ne joue pas en leur faveur.

Cette première lecture permet en plus de la notation attribuée à l'entreprise par la banque d'avoir une première approche sur la possibilité ou non de lui accorder notamment une ligne court terme (plus simplement un découvert autorisé à un montant fixé et pour une durée d'un an renouvelé ou non chaque année) ou d'un crédit moyen terme.

En deuxième approche, le chargé d'affaires approfondit son analyse financière en étudiant les ratios suivants :

- Le *gearing*¹⁰⁶
- Le *leverage*¹⁰⁷
- Le retraitement de la capacité d'auto financement

L'analyse doit être la plus lucide et le côté affectif ne doit pas être pris en compte. Accorder un crédit à une entreprise que ce soit sous différentes formes, entraîne un potentiel risque pour la banque. Cette dernière doit veiller à maintenir un bon risque.

Il est vrai que certaines sociétés de part leur notation et leurs bilans ne présentant aucun risque se voient accorder des financements aisément. De ce fait, la demande de crédit est très succincte, le risque étant très limité.

A l'inverse, certaines sociétés ont un bilan qui n'est pas à leur avantage mais le rebond d'activité étant marqué et les dirigeants très convaincants, la banque accepte de prendre un risque mesuré. Le dossier devra être complet et les arguments pertinents.

¹⁰⁵ Une communication de données

¹⁰⁶ Ratio de la dette financière

¹⁰⁷ Ratio de levier

A la fin de chaque dossier, il est de bon usage d'indiquer le *side business*¹⁰⁸ actuel avec l'entreprise. Même si cela n'impacte pas vraiment l'avis définitif du décisionnaire. De même, la part dans les flux doit être indiquée et comparée à la part dans les engagements. L'objectif entre la banque et l'entreprise est d'entretenir une relation de partenariat. La banque accordant des lignes de crédit à l'entreprise, celle-ci doit être en mesure de lui remettre la part de flux débits (les flux commerciaux hors virement de trésorerie) et de flux crédits (encaissements) correspondante.

Le produit national brut de la banque est généré au travers des financements et de la gestion de ses flux (commissionnés).

Nous avons dans nos portefeuilles clients majoritairement situés dans le sud de la France quelques clients spécialisés dans les éoliennes *offshores*¹⁰⁹ et *onshores*¹¹⁰. Les noms et les bilans ne pourront pas être divulgués par mesure de confidentialité. Cependant, nous pouvons résumer trois différents cas de financement de leurs projets éoliens. N'ayant que des cas concernant des groupes, ces cas ne porteront pas sur une société au sens strict du terme à savoir un mono-siren.

3. Trois cas de financement :

Le premier cas, assez rare, est le financement sur **fonds propre** par le groupe ou la société. En effet, certains groupes dégagent une rentabilité excédentaire générée principalement par une excellente gestion de leur entreprise. Ils ont à ce titre développé un avantage concurrentiel difficilement copiable par leurs principaux concurrents qui peinent à séduire leurs clients. Il existe un certain nombre d'éléments qui expliquent la rentabilité d'une entreprise notamment des dirigeants qui savent prendre les bonnes décisions au bon moment, qui sont entourés de très bons collaborateurs (comptable qui gère très bien les

¹⁰⁸ Activité complémentaire

¹⁰⁹ Au large des côtes

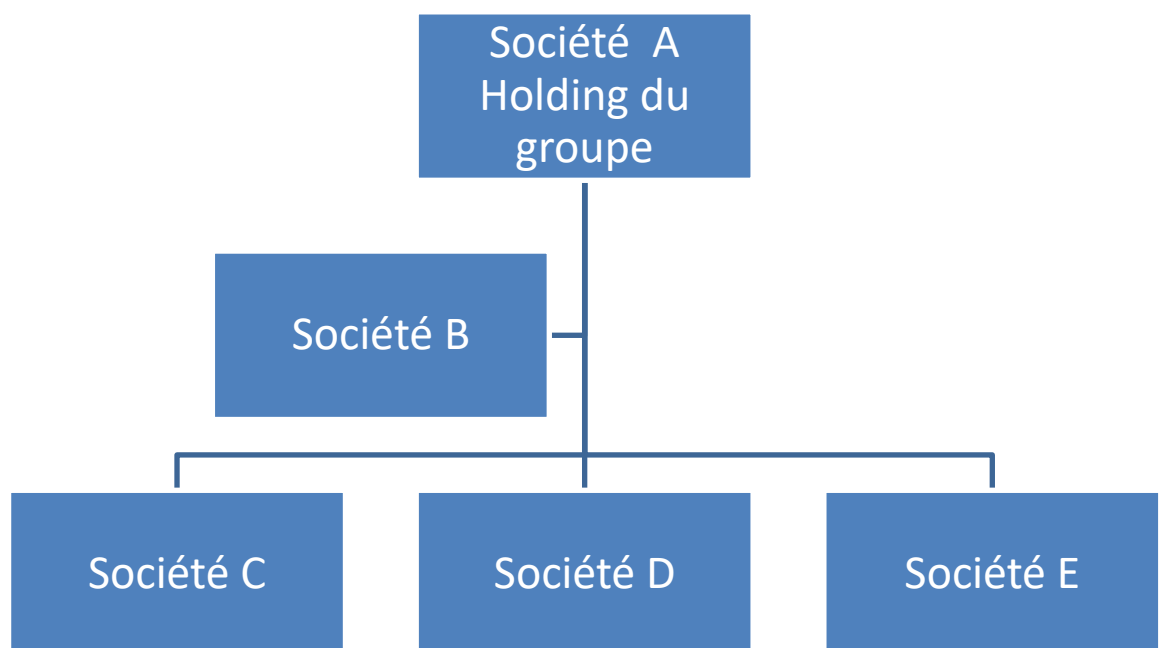
¹¹⁰ A terre

comptes et limite les charges/ les commerciaux qui commercialisent très bien les produits sans pour autant baisser les prix).

Ce premier cas ne nécessite aucun financement de la part de la banque dans le cadre d'un projet éolien. Cependant nous pouvons nuancer la partie financement du projet éolien pur en soulignant le fait que la banque peut par exemple accorder une ligne de découvert autorisée à la société pour lui permettre de financer son besoin en fonds de roulement. Cette ligne n'a pas pour vocation à financer un projet long terme.

Le deuxième cas est la mise en place d'une enveloppe de financement en **prêt classique moyen terme** sur la holding du groupe. En effet, pour chaque projet, il existe différents montages financiers possibles.

L'exemple le plus répandu est le suivant :



Dans ce groupe nommé Éolien pris pour exemple et qui est ainsi dans la réalité, nous identifions une holding du groupe. En l'occurrence la société A,

celle-ci sera la société qui portera la dette vis-à-vis de la banque. Après avoir analysé le groupe, la banque LCL décidera d'accorder une enveloppe de financement d'un montant de dix millions d'euros. Le groupe Éolien va créer une nouvelle société pour chaque nouveau parc éolien qu'il décidera de créer. Lorsqu'une des sociétés du groupe développera son projet, la banque réduira l'enveloppe de financement de la société holding pour créer une ligne de financement sur la société défini par le groupe. Et cela, dans la limite du montant maximum autorisé.

Il faut prendre en compte que le groupe Éolien n'a pas qu'une seule banque et au vu de ses magnifiques bilans, chaque banque composant son pool bancaire, accordera également une enveloppe de financement.

Le troisième cas est **le *leasing*** au travers de notre filiale Unifergie. Cela est comme le *leasing* classique que nous connaissons.

Ce sont les trois cas les plus courants chez nous.

Pour information, en ce moment LCL investit dans des sociétés que la banque pense qu'elles seront les pépites de demain. Cela regroupe un portefeuille de sociétés dont le cœur de métier est l'innovation. Dans le cadre des projets éoliens, nous remarquons que cette énergie renouvelable est en partie l'énergie de demain et vient dans une moindre mesure en complément du nucléaire. C'est la voie ouverte à la substitution des énergies actuellement dites polluantes.

C'est un pari fait aujourd'hui sur l'avenir.

Investir dans de tels projets est bénéfique pour l'environnement et reconnu au niveau des grandes institutions comme le Parlement Européen ou les événements comme la COP21 contribuera à améliorer l'image parfois péjorative des banques.

Portés par les banques et les politiques de ce monde, ces projets ont le vent en poupe et ont plus de chance de réussir.



Centre d'Affaires Entreprises
Haut-Rhin Franche-Comté
4, rue Chemnitz
68200 MULHOUSE

Tél. : 03.89.60.71.71
Fax : 03.89.60.71.77

Interview

Objet : Attestation sur l'honneur

Madame, Monsieur,

Je soussigné, *M. VENTO Romain* en ma qualité *de chargé
d'affaires adjoint entreprises*

confirme avoir reçu, le *16/03/2018*, Mlle Yildirim Elçin qui avait sollicité un
entretien dans le cadre de son mémoire.

(lieu), (date), (tampon)

Signature

Mulhouse, le 16/03/2018

LCL
CAE Haut-Rhin Franche-Comté
4, Rue Chemnitz
68200 MULHOUSE

Vento

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION	11
Partie 1 – Les instruments de financement des éoliennes	28
Titre 1 – Le financement public	30
Chapitre 1 – Emission d’actions sur le marché boursier	30
Section 1 – La définition	30
Section 2 – Les conditions d’usage d’une émission d’actions pour se financer	32
Section 3 – Les risques liés à l’émission d’actions	33
I) Le risque de dilution de la valeur du titre	33
II) Le risque de perte de contrôle	34
Chapitre 2 – Emission d’obligations vertes sur le marché boursier	34
Section 1 – La définition	35
Section 2 – Les conditions d’usage des obligations vertes	36
Section 3 – Les risques liés à l’émission d’obligations vertes	38
Chapitre 3 – <i>Crowdfunding</i>	38
Section 1 – La définition	38
Section 2 – Les conditions d’usage du <i>crowdfunding</i>	40
Section 3 – Les risques associés au <i>crowdfunding</i>	41
Chapitre 4 – Débentures convertibles en actions	42
Section 1 – La définition	42
Section 2 – Les conditions d’usage des débentures convertibles en actions	43
Section 3 – Les risques associés aux débentures convertibles en actions	44
Chapitre 5 – Capital risque	45
Section 1 – La définition	45
Section 2 – Les conditions d’usage du capital risque	45
Section 3 – Les risques associés au capital risque	46
Titre 2- Le financement privé	47
Chapitre 1 – Les financements privés les plus utilisés	47
Section 1 – <i>Private Equity</i>	47
I) La définition	47
II) Les conditions d’usage	47
III) Les risques associés à l’utilisation du PE	49
Section 2 – Dette Senior	50
I) La définition	50
II) Les conditions d’usage	50
III) Les risques	52
Section 3 – Dette mezzanine	53
I) La définition	53
II) Les conditions d’usage	53
III) Les risques	54
Section 4 – <i>Leasing</i>	55
I) La définition	55
II) Les conditions d’usage	56
III) Les risques associés à un financement par <i>leasing</i>	57

Section 5 – Subventions _____	57
I) La définition, _____	57
II) Les conditions d’usage _____	58
Chapitre 2 - Les autres moyens de financement _____	58
Section 1 – Titres adossés à des actifs _____	59
I) La définition _____	59
II) Les conditions d’usage des titres adossés aux actifs _____	59
III) Les risques associés au financement par l’émission des titres adossés à des actifs 61	
Section 2 – Affacturage _____	62
I) La définition _____	62
II) Les conditions d’usage _____	62
III) Les risques associés à l’affacturage _____	62
Section 3 – Les autres instruments de financement à court terme _____	63
I) La définition _____	63
II) Les conditions d’usage du financement à court terme _____	64
III) Les risques associés au financement à court terme _____	64
Section 4 – Contrat de liquidité _____	65
I) La définition d’un contrat de liquidité _____	65
II) Les conditions d’usage de la garantie de liquidité _____	65
III) Les risques associés au recours à la garantie de liquidité _____	66

Partie 2 – La sécurisation du financement par les tarifs imposés _____ 68

Titre 1 – Description du mécanisme des tarifs imposés _____ 69

Chapitre 1 – Généralités sur le mécanisme des tarifs imposés _____	69
Section 1 – Définition du mécanisme des tarifs imposés _____	69
Section 2 – Historique et quelques réussites marquantes _____	69
Section 3 – Conditions d’éligibilité au statut de l’obligation d’achat _____	71
I) La présentation de la notion d’ «Obligation d’achat » _____	71
II) Les conditions d’éligibilité à l’obligation d’achat au prix des tarifs d’achat _____	71
Chapitre 2 – Objectifs de l’Etat et intérêts des entreprises bénéficiaires des tarifs imposés _____	73
Chapitre 3 – Détermination du niveau des tarifs imposés et leurs impacts sur le tissu économique _____	75
Section 1 – Détermination des tarifs imposés _____	75
I) Méthodologie : le Coût Moyen Actualisé de l’Electricité (CMAE) _____	76
II) Les facteurs qui influencent les tarifs d’achats _____	78
III) Détermination du niveau des tarifs imposés : Cas de la France _____	80
Section 2 – Les impacts du mécanisme des tarifs imposés sur l’économie française _____	80
I) Impacts pour l’économie nationale _____	81
II) Impacts en faveurs des entreprises _____	83

Titre 2 – Incertitude actuelle sur le mécanisme tarifaire de rachat de l’énergie _____ 85

Chapitre 1 – Détérioration des conditions d’achats pour l’entreprise grâce au développement du secteur _____	85
Section 1 – Développement des éoliens en France _____	85
Section 2 – Evolution des dispositions condition d’achat _____	87
I) Décret n°2001-410 du 10 mai 2001 _____	87
II) Arrêté sur les conditions d’achat de l’électricité en 2008 _____	88
III) Conditions d’achat de l’arrêté 2014 _____	90

IV) Arrêté de décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération	
90	
Chapitre 2 – La vente directe : des enjeux à maîtriser _____	91
Section 1 – Le cadre légal de la vente directe _____	91
Section 2 - Les principes de la vente directe _____	94
Section 3 – Les composantes du revenu de la vente directe _____	94
Section 4 – L’instabilité du revenu de la vente directe _____	96
Section 5 – Les prix négatifs : pourquoi et comment les éviter ? _____	97
CONCLUSION _____	104
BIBLIOGRAPHIE _____	107
ANNEXES _____	111
RESUME _____	124
SUMMARY _____	124

RESUME - Les entreprises opérant dans l'énergie éolienne disposent de plusieurs instruments de financement pour relever les barrières financières dans le secteur. Chaque instrument doit être choisi selon les caractéristiques du besoin de financement et de l'entreprise pour optimiser les charges financières. Une fois le financement réalisé, les grands producteurs d'énergie, dont la puissance est supérieure à 500 kWh, doivent assurer dorénavant l'écoulement de leur production par la vente directe à cause de l'évolution du mécanisme d'obligation d'achat vers celui du complément de rémunération. De nouveaux risques doivent être gérés pour maximiser les revenus.

SUMMARY - Companies operating in wind energy have several financing instruments to address financial barriers in the sector. Each instrument must be chosen according to the characteristics of the financing need and the company, in order to optimize the financial charges. Once the financing is completed, the major energy producers, whose power is greater than 500 kWh, must henceforth ensure the flow of their production through direct sale because of the evolution of the purchase obligation mechanism towards that of the additional remuneration. New risks must be managed to maximize revenue.

MOTS CLES – Energie éolienne ; Financement ; Obligation d'achat

KEYWORDS – Wind energy ; Finance ; Purchase obligation mechanism

NOMBRE DE PAGES – 124 pages