LES FONDS VERTS

ET LEURS CIRCUITS FINANCIERS

Jean-Louis REMOUIT CDC52, FED
février 2024

Le climat est-il à l'origine des politiques publiques des énergies renouvelables?

Les écologistes dogmatiques et leurs éoliennes ne seraient-ils pas, en réalité, un faux-nez du développement des moyens financiers des autorités de l'État, de sa dette abyssale et la roue de secours de l'Euro?

Pour répondre à cette question, nous avons étudié le fonctionnement financier d'un parc éolien terrestre représentatif, examiné son devenir en cours d'exploitation.
Les propriétaires de parc éoliens, se divisent maintenant en deux « camps », celui, classique jusqu'à présent, des holding industrielles, puis, plus récemment, celui des fonds verts.

Cette présentation a pour but d'expliquer que les objectifs renouvelables européens ne visent pas le sauvetage de la planète mais la bonne santé du système financier.
Le climat n'en serait en quelque sorte qu'un alibi.

Voici pourquoi et comment.

I REVENUS SIMPLIFIES D'UN PARC EOLIEN

Le parc éolien appartient à une SASu (Société Anonyme Simplifiée à actionnaire unique au capital de1 000 euros).
Soit un parc éolien de 5 éoliennes de 2 MW chacune de puissance.
La SASu a coûté au promoteur 10 millions d'euros qu'il a emprunté à sa banque soit 2 millions par éolienne.

Elles produisent pendant 2 000 heures par an soit 22% du temps.
La production annuelle du parc se monte donc à 20 000 Mwh/an.
Au prix du marché SPOT de 150 €/MWh ht, elles vendent pour 3 millions d 'euros/an au prix de revient de 50 €/an (tous facteurs de coûts confondus) soit 1 million d'euros par an.
Bénéfices et subventions se montent donc à 2 millions d'euros par an.
Les techniques comptables permettent à la SASu de ne pas déclarer de bénéfices ce qui porte les subventions à 2 M€ soit 2 fois le chiffre d'affaires.
L'ordre de grandeur de ces chiffres correspond à ce que dévoile la Cour des Comptes de octobre 2023 sur les finances de l'éolien.
Sur 15 ans, durée de vie typique d'un parc éolien, le cash qu remonte au promoteur sera donc de 30 millions d'euros.
En réalité, pris par son carnet de projets de parcs en attente d'autorisation, le promoteur vend son parc à sa banque (il peut le vendre aussi à une autre institution financière) afin d'obtenir les liquidités indispensables à ses développements de projets dont la durée moyenne est de l'ordre de 5 à 7 ans.
Depuis le 1er février 2024, la CSPE passe à 21 €/Mwh pour les particuliers[1].

1 Source : https://www.energie-info.fr/hausse-de-la-taxe-cspe-appliquee-a-lelectricite-le-1er-fevrier-2024/#:~:text=Pour%20les%20particuliers%2C%20au%20moment,MWh%20le%201er%20f%C3%A9vrier%202024.

COMPARAISON DES COMPTES DE DEUX PARCS EOLIENS ANONYMISES

Parc éolien TYPE A

Performance	2021	2020	2019	2018
Chiffre d'affaires (€)	16M	17,9M	17,6M	15,7M
Marge brute (€)	16M	17,7M	17,9M	15,8M
EBITDA - EBE (€)	10,8M	12,4M	12,5M	11,8M
Résultat d'exploitation (€)	7,24M	8,61M	7,46M	6,54M
Résultat net (€)	7,91M	8,67M	6,83M	5,77M

Croissance	2021	2020	2019	2018
Taux de croissance du CA (%)	-10,7	2,2	11,6	7,7
Taux de marge brute (%)	100	98,7	102	101
Taux de marge d'EBITDA (%)	67,2	68,9	70,9	75,1
Taux de marge opérationnelle (%)	45,2	48	42,5	41,5

Gestion BFR	2021	2020	2019	2018
BFR (€)	12,9M	15,2M	2,81M	2,04M
BFR exploitation (€) -	281K	2,08M	1,85M	2,39M
BFR hors exploitation (€)	13,2M	13,1M	960K	-351K
BFR (j de CA)	293	310	58,4	47,3
BFR exploitation (j de CA)	-6,4	42,3	38,4	55,4
BFR hors exploitation (j de CA)	300	267	20	-8,1
Délai de paiement clients (j)	42,6	65,8	51,8	87,7
Délai de paiement fournisseurs (j)	177	93,2	58,1	176
Ratio des stocks / CA (j)	0	0	0	0

Autonomie financière		2021	2020	2019	2018
Capacité d'autofinancement (€)		7,54M	8,17M	8,24M	7,34M
Capacité d'autofinancement / CA (%)	47	45,5	46,9	46,7	
Fonds de roulement net global (€)	12,9M	15,2M	8,7M	6,27M	
Couverture du BFR	1	1	3,1	3,1	
Trésorerie (€)	1,37K		5,89M	4,23M	
Dettes financières (€)	22M	31,9M	33,5M	39,3M	
Capacité de remboursement	2,9	3,9	3,4	4,8	
Ratio d'endettement (Gearing)		0,6	1,1	1,1	1,5
Autonomie financière (%)	56,4	46,2	41	34,2	
Taux de levier (DFN/EBITDA)		2	2,6	2,2	3

Solvabilité	2021	2020	2019	2018
État des dettes à 1 an au plus (€)	8,24M	11,3M	7,03M	8,54M
Liquidité générale	1,8	1,5	1,4	1
Couverture des dettes	2,1	1,5	1,9	1,7
Fonds propres (€)	34,2M	30,3M	25,7M	22,8M

Rentabilité	2021	2020	2019	2018
Marge nette (%)	49,4	48,3	38,9	36,7
Rentabilité sur fonds propres (%)	23,1	28,6	26,6	25,3
Rentabilité économique (%)	13	13,2	10,9	8,6
Valeur ajoutée (€)	11,6M	13,4M	13,5M	12,8M
Valeur ajoutée / CA (%)	72,4	74,8	76,9	81,6

Structure d'activité	2021	2020	2019	2018
Salaires / CA (%)	0	0	0	0
Impôts et taxes (€)	829K	1,06M	1,05M	1,03M

Parc Eolien type B

Performance	2022	2021	2020	2019
Chiffre d'affaires (€)	1,87M	1,82M	2,31M	2,14M
Marge brute (€)		1,82M	2,36M	2,15M
EBITDA - EBE (€)		1,12M	1,5M	1,42M
Résultat d'exploitation (€)		-377K	47,1K	-58,9K
Résultat net (€)	337K	424K	820K	674K

Croissance	2022	2021	2020	2019
Taux de croissance du CA (%)	3	-21,3	8,1	6,9
Taux de marge brute (%)		100	102	101
Taux de marge d'EBITDA (%)		61,8	64,8	66,6
Taux de marge opérationnelle (%)		-20,7	2	-2,8

Gestion BFR	2022	2021	2020	2019
BFR (€)		-11,4M	-11,4M	-11,9M
BFR exploitation (€)		90,4K	138K	42,7K
BFR hors exploitation (€)		-11,5M	-11,6M	-11,9M
BFR (j de CA)		-2,3K	-1,81K	-2,03K
BFR exploitation (j de CA)		18,2	21,8	7,3
BFR hors exploitation (j de CA)		-2,31K	-1,83K	-2,04K
Délai de paiement clients (j)		34,8	52,1	63,1
Délai de paiement fournisseurs (j)		53,9	109	217
Ratio des stocks / CA (j)		0	0	0

Autonomie financière	2022	2021	2020	2019
Capacité d'autofinancement (€)		879K	1,28M	1,13M
Capacité d'autofinancement / CA (%)		48,4	55,2	52,8
Fonds de roulement net global (€)		-10,4M	-10,3M	-10,6M
Couverture du BFR		0,9	0,9	0,9
Trésorerie (€)		994K	1,11M	1,31M
Dettes financières (€)		3,81M	4,79M	5,8M
Capacité de remboursement		3,2	2,9	4
Ratio d'endettement (Gearing)		-0,3	-0,4	-0,5
Autonomie financière (%)		-207	-144	-112
Taux de levier (DFN/EBITDA)		2,5	2,5	3,2

Solvabilité	2022	2021	2020	2019

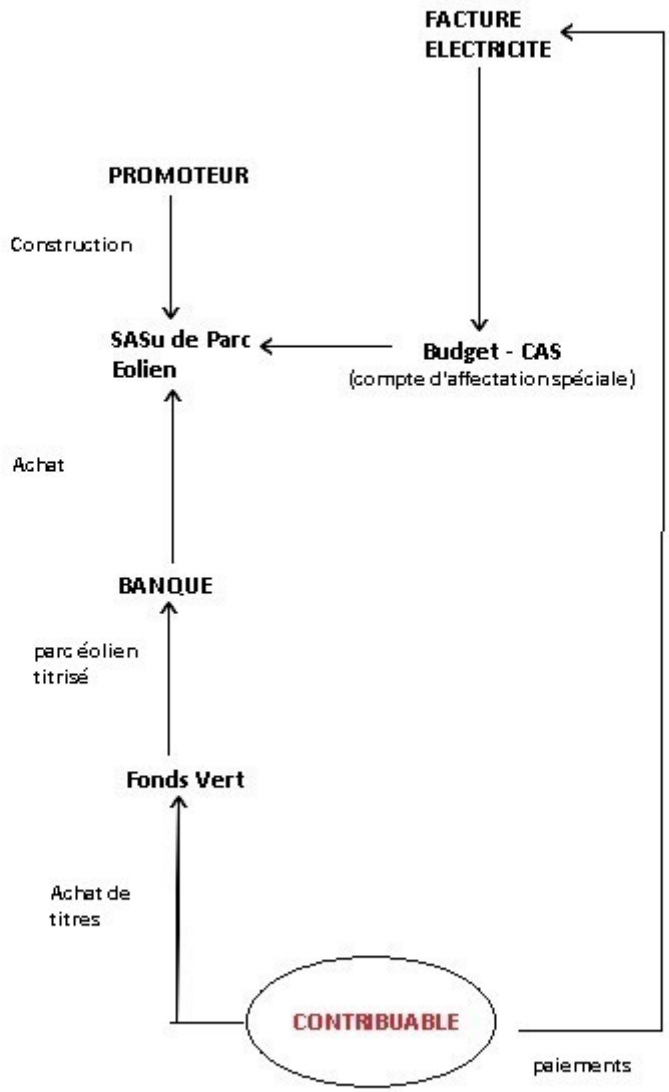
État des dettes à 1 an au plus (€)		1,21M	1,22M	1,56M
Liquidité générale		1,1	1,3	1,2
Couverture des dettes		1,4	1,4	1,5
Fonds propres (€)		-10,6M	-9,93M	-9,71M

Rentabilité	2022	2021	2020	2019
Marge nette (%)		23,3	35,5	31,5
Rentabilité sur fonds propres (%)		-4	-8,3	-6,9
Rentabilité économique (%)		8,3	11,9	7,8
Valeur ajoutée (€)		1,26M	1,67M	1,59M
Valeur ajoutée / CA (%)		69,1	72,2	74,3

Structure d'activité	2022	2021	2020	2019
Salaires / CA (%)		0	0	0
Impôts et taxes (€)		132K	170K	163K

Commentaires :

Dans le type A, les bénéfices nets apparaîssent clairement dans les comptes, à hauteur d'environ 50% du chiffre d'affaires !!
Dans le type B, les bénéfices nets sont réduits à la portion congrue grâce à la technique de la reprise sur provisions (permises permises par le principe de l'intégration des charges futures comme le démantèlement dans l'investissement initial), l'usage d'autofacturation des charges à l'intérieur du groupe (système MacKinsey) au profit des filiales fournissant services et maintenance et de coûts financiers internes au groupe.
Dans le type A apparaissent d'importants impôts sur les bénéfices alors que dans le type B, les bénéfices et subventions remontent dans les filales du groupe en franchise d'impôts.
Le type A représente les fournisseursd'actifs aux structures bancaires et institutionnelles (FCPI).
Le type B représente la source de flux financiers dont une partie est récupérée par la finance grise à haut risque, les hedge funds, nommés par ailleurs le shadow banking (Annexe III).



Graphique n°1 : Présentation générale

La banque rachète le parc éolien au promoteur 10 millions d'euros, soit à son prix de revient.
Puis la banque titrise le parc en le dotant d'un capital fictif de 30 millions d'euros correspondant, financièrement, au revenus cumulé sur 15 ans de ses ventes d'électricité ramenées aux revenus nets. Ceux-ci se montant à 2 millions d'euros par an sur 15 ans, le capital titrisé se montera à 30 M€.
Voici donc en termes capitalistiques la mise en scène des acteurs principaux.
Les raisons pour lesquelles la banque est prête à payer le prix fort pour un parc éolien sont de deux natures :
1- La SASu qu'elle achète a des revenus certains d'une part et à prix garantis d'autre part.
2- Vis à vis des accords de Bâle[2] 3 et bientôt 4, cette situation lui permet de récupérer des actifs à haute sécurité financière en remplacement d'actifs plus incertains voire toxiques.
3- Ce faisant, sa notation financière augmente.

Le fonds vert est caractérisé par son code ISIN. Le code ISIN (International Securities Identification Numbers) est un identifiant unique, propre à chaque actif financier (actions, obligations, produits monétaires, OPCVM, warrants…). Il est composé de deux lettres indiquant le pays d'émission du titre (FR pour la France) et de dix chiffres propres à chaque titre.

Les organismes de placement collectif en valeurs mobilières (OPCVM) sont des portefeuilles de valeurs mobilières, de créances et de liquidités gérés par des professionnels qui se chargent de les investir sur un ou plusieurs marchés financiers déterminés, émis par des entreprises privées ou par les Etats. Les OPCVM sont détenus collectivement (sous forme de parts ou d'actions) par des investisseurs particuliers ou institutionnels. Il existe deux types d'OPCVM : les Sicav (sociétés d'investissement à capital variable) et les FCP (fonds communs de placement). **L'unique différence entre les deux est de nature juridique : l'épargnant est actionnaire pour une SICAV et associé pour une FCP.**
Il existe deux catégories de placements collectifs, c'est-à-dire d'OPC : les OPCVM (OPC en valeurs mobilières), qui sont commercialisables dans toute l'Union européenne, et les FIA (fonds d'investissement alternatifs) qui sont les autres placements collectifs commercialisés en France. Les OPC peuvent prendre la forme de fonds commun de placement (FCP) ou de sociétés d'investissement à capital variable (Sicav).
Les OPCVM se classent aussi en plusieurs familles selon la nature des investissements qu'ils opèrent. Certains OPCVM ont une gestion « diversifiée » entre les actions et les obligations, et d'autres majoritairement composés de plusieurs instruments financiers (actions, obligations, titres de créance).

Le code ISIN
sources :
https://www.isin.org/fr/isin/
https://www.ecologie.gouv.fr/label-greenfin
https://www.corum.fr/glossaire/code-isin-assurance-vie

Le code ISIN, pour International Securities Identification Number est une norme internationale qui permet d'identifier par un code unique chaque titre financier : actions, bons, warrants (bons d'option), obligations, trackers (fonds indiciels)… Avant sa mise en place, la France utilisait le code Sicovam (qui a été supprimé en 2003) afin que les transactions transfrontalières soient simplifiées

2 Voir https://acpr.banque-france.fr/accords-de-bale

par l’utilisation d’un code commun à tous les pays. De ce fait, de nombreux supports d’investissement disponibles au sein des contrats d’assurance vie ont un code ISIN.

Qu’est-ce que le code ISIN ?
Le code ISIN est né d’une volonté d’unifier les marchés financiers. Adopté dans la quasi-totalité des pays du monde, il permet d’attribuer une identification propre à chaque titre afin d’éviter les ambiguïtés, notamment dans les procédures de compensation et de règlement. Le code ISIN ne permet pas d’identifier le marché financier sur lequel le titre en question est vendu. Cela signifie qu’il ne constitue pas un symbole boursier bien qu’il fasse partie intégrante du lexique du trading. Ce code alphanumérique compte 12 caractères décomposés en trois parties.

Les deux lettres du début correspondent au pays d’émission, c’est-à-dire le pays où la maison mère de la société financière est établie. Ce code est basé sur une liste dite ISO 6166, établie par l’organisation ISO (International Organization for Standardization). Il est attribué en fonction du pays où est située la maison mère de l’entreprise cotée (FR pour la France). Lorsque le titre passe par une chambre de compensation paneuropéenne comme Euroclear, c’est le code XS qui lui est attribué.
L’identifiant proprement dit est appelé NSIN (National Securities Identifying Number). Composé de 9 chiffres, il est attribué par l’agence nationale de numérotation (NNA) de la région ou du pays. Aux Etats-Unis, le NSIN est délivré par le CUSIP. En France, il est attribué par Euroclear.
Le dernier caractère est un chiffre unique de vérification obtenu via l’algorithme de cryptage "somme modulo 10”. Il est de ce fait calculé à partir des 11 caractères précédents et vise à protéger contre les numéros contrefaits.
Voici quelques exemples de codes ISIN :

US0378331005 pour Apple Inc.
US38259P5089 pour Google Inc.
IE00BK72TN42 pour le fonds obligataire Corum BSD
LU1220932716 pour le fonds Europa One
Des tirets apparaissent parfois mais ils n’entrent pas dans la structure du code ISIN. Ils sont simplement utilisés pour simplifier la lecture.

A leur création, les codes ISIN servaient seulement à simplifier l’identification des titres financiers dans le cadre des règlements et compensations. Cela revenait à une utilisation secondaire. Cependant, de nombreux pays européens ont adopté les codes ISIN comme principaux identifiants dans l’administration des titres

Les sociétés de gestion de portefeuilles d’actif détiennent également leur propre registre des codes ISIN des titres commercialisés.

Labellisation des fonds verts

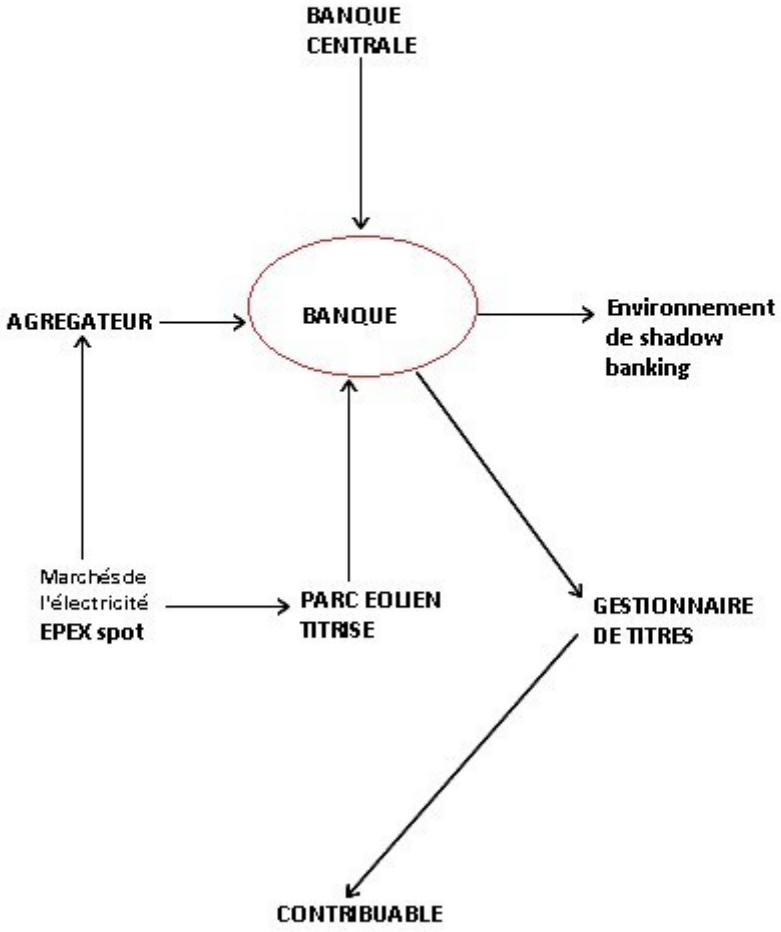
Créé par le ministère, le label Greenfin garantit la qualité verte des fonds d’investissement et s’adresse aux acteurs financiers qui agissent au service du bien commun grâce à des pratiques transparentes et durables. Le label a la particularité d’exclure les fonds qui investissent dans des entreprises opérant dans les énergies fossiles.
Novethic, EY France et Afnor Certification ont été désignés comme organismes chargés de délivrer le label Greenfin.

Une exigence de transparence dans la gestion financière
Certaines pratiques de gestion financière sont encadrées dans un souci de transparence :

L'utilisation d'instruments financiers dérivés doit se limiter à des techniques permettant une gestion efficace du portefeuille de titres, et ne doit pas avoir pour effet de dénaturer significativement ou durablement la politique d'investissement du fonds.
Le fonds calcule le taux de rotation de son portefeuille défini comme la moitié de la somme des achats et des ventes en capitaux des 12 derniers mois / moyenne de l'actif net sur la période.
Un taux de rotation supérieur à 2 doit être justifié par des conditions de marché particulières, objectives et chiffrées : modification de la stratégie d'investissement du fonds, volatilité importante des marchés, volatilité importante des mouvements dans le fonds (souscriptions et rachats), etc.

Cela explique le taux de rotation des propriétaires de SASu dont elles changent en moyenne tous les trois ans y compris dans les fonds verts.
Concernant les fonds verts, on se trouve dans une situation particulière où le préfet est dans la quasi impossibilité de savoir qui est le propriétaire des parcs éoliens « verts » de son département puisque les propriétaires « in fine » sont les épargnants et non l'institution financière nile gestionnaire du fonds. Le fonds n'a pas d'existence juridique autrement que dans le Code Bancaire par son code ISIN tandis que le gestionnaire de fonds est souvent une SASu (encore) à 1 000 € de capital social.
L'arrêté du 8 janvier 2024 porte homologation du référentiel et du plan de contrôle et de surveillance cadre du label « France finance verte » (legifrance.gouv.fr)
Voir en ANNEXE II la liste des fonds verts au 1er janvier 2024.
Le montant des fonds français labellisés est de 35 milliards d'euros dont un tiers de parcs éoliens (12 milliards d'euros), les fonds verts européens se montent à 140 milliards d'euros.

III LES FLUX FINANCIERS GENERES (TRES) RENOUVELABLES



Graphique n°2 Flux financiers

31 Les contribuables

Le contribuable (graphique n°2) intervient en deux endroits :

311- Il paie ses factures d'électricité qui comprend la taxe CSPE qui versée au CAS TE (Le compte d'affectation spéciale « transition énergétique » qui alimente la redistribution des subventions via une filiale d'EDF faisant fonction d'utilité publique). La CSPE se monte à 22 €/MWh en 2024[3]
Le CAS TE est redistribué aux SASu de parc éolien pour 19 % soit 4,18 €/MWh.
Le montant de la participation des contribuables pour le parc éolien de 5 éoliennes est donc de 83 600 €/an (20 000 Mwh/an X 4,18%) soit 1,254 M€ sur 15 ans.

312- Les contribuables achètent les titres verts de la banque où se trouve la SASu qui lui rapportent 4% par an pour 30 M € investis.
Tous calculs faits cela leur rapporte 18,0 M€ sur 15 ans.

32 La banque

https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/CEDD%20-%20Ref%20031.pdf

321 La titrisation
La banque ou les propriétaires de fonds ont une partie de leur activité dans la titrisation des sociétés d'éoliennes (les SASu de parc (Sociétés Anonymes Simplifiées à actionnaire Unique)) aux fins de transformer leurs actifs en titres d'actions.
En France, les organismes de titrisation sont régis par les articles L. 214-42-1 à L. 214-49-13 et R. 214-92 à R. 214-114 du Code Monétaire.
Les risques liés à ces produits financiers sont régulés par les accords de Bâle.
D'une manière générale, tous les fonds financiers (hormis certains hedge funds) sont encadrés et autorisés par l'AMF (Autorité des Marchés Financiers) et par l'ACPR (Autorité de Contrôle Prudentiel et de Résolution).

322 La banque, dans cette opération d'achat-titrisation se retrouve avec un solde de liquidités positif de 20 M€ (30 MW€ de titrisation qu'elle a placé auprès de contribuables investisseurs moins 10 M€ d'achat).
Elle les place à 1,4 % ce qui lui rapporte 0,280 M€/an soit 4,2 M€ sur 15 ans.

323 La banque perçoit les bénéfices de la vente d'électricité soit 30 M€ sur 15 ans (2 millions d'euros par an)

323 Au bout de 15 ans, le parc éolien doit être démonté et démantelé.
On estime le coût de démantèlement à 500 000 €/éolienne soit 2,5 M€.

324 La banque verse les rentes de 4% aux contribuables (source §312) : 18,0 M€

325 La banque a des frais de gestion de 0,1% sur 30 M€ sur 15 ans : 4,5 M€

3 Voir https://opera-energie.com/cspe/

33 Les marchés de l'électricité

C'est sur ces marchés que se déroulent les opérations concernant l'électricité.
Ces places de marchés propres à chaque pays sont des sociétés commerciales comme EPEX qui sont filiales d'ENX. ENX est propriété de la Deutsch Bürse de Francfort dont elle a exporté et translaté son logiciel de gestion boursière.
Les flux gérés sur cette place concernent les ventes d'électricité et les services qui lui sont associés.
D'après le rapport annuel d'ENX, pour 1 MWh d'électricité produite, on a 7 MWh d'électricité négociée.

331 Les marchés d'électricité
- Les marchés àlong terme jusqu'à 4 ans
- Les marchés à l'année
- Les marchés à la semaine, au jour et à l'heure

332 Les marchés de service

- Le marché des garanties d'origine (verte)
- Le marché des garanties de capacité
- Le marché de l'agrégation
- Le marché des obligés et des non-obligés
- Les marchés d'effacement de production et de consommation (smart grids)
- Le marché des certificat d'économie d'énergie

On ne s'étonnera donc pas que le prix final au consommateur ait augmenté depuis la libéralisation des marchés faisant suite au quasi monopole d'EDF.
Cette augmentation tient à la création d'intermédiaires entre le producteur et le consommateur, à l'élaboration d'une politique du renouvelable dont les coûts de production sont plus élevés et enfin au quasi doublement des capacités du réseau de transport haute tension.

III LES FONDS VERTS, LES HEDGE FUNDS ET LE SHADOW BANKING

Si les actifs éoliens titrisés participent à des fonds verts, alors ils sont régulés mais s'ils participent à des Hedge Funds, ils ne le seront pas : c'est le shadow banking.

31 C'est le moment des bilans de la banque:

En capital

	Dépenses en M€		**Recettes en M€**
Achat du parc	10,0		
		titrisation	30,0
Coût démantèlement	2,5		
		Recette démantèlement	0,5
Totaux	12,5		30,5
Solde en capital			**18,0**

En flux

	Dépenses en M€		**Recettes en M€**
		321 Placements	4,2
		322 Ventes	30,0
323 Démantèlement	2,5		
		323 Revenu	0,5
324 Rente	18,0		
325 Gestion	4,5		
Totaux	25,0	Totaux	34,2
		Solde	9,2

Fins d'opérations au bout de 15 ans

	Sorties en M€		**Entrées**
Remboursement	30,0	Placement	20,0
		Solde exploitation	9,2
Résultat	-0,8		

32 L'activité de la banque en Shadow Banking

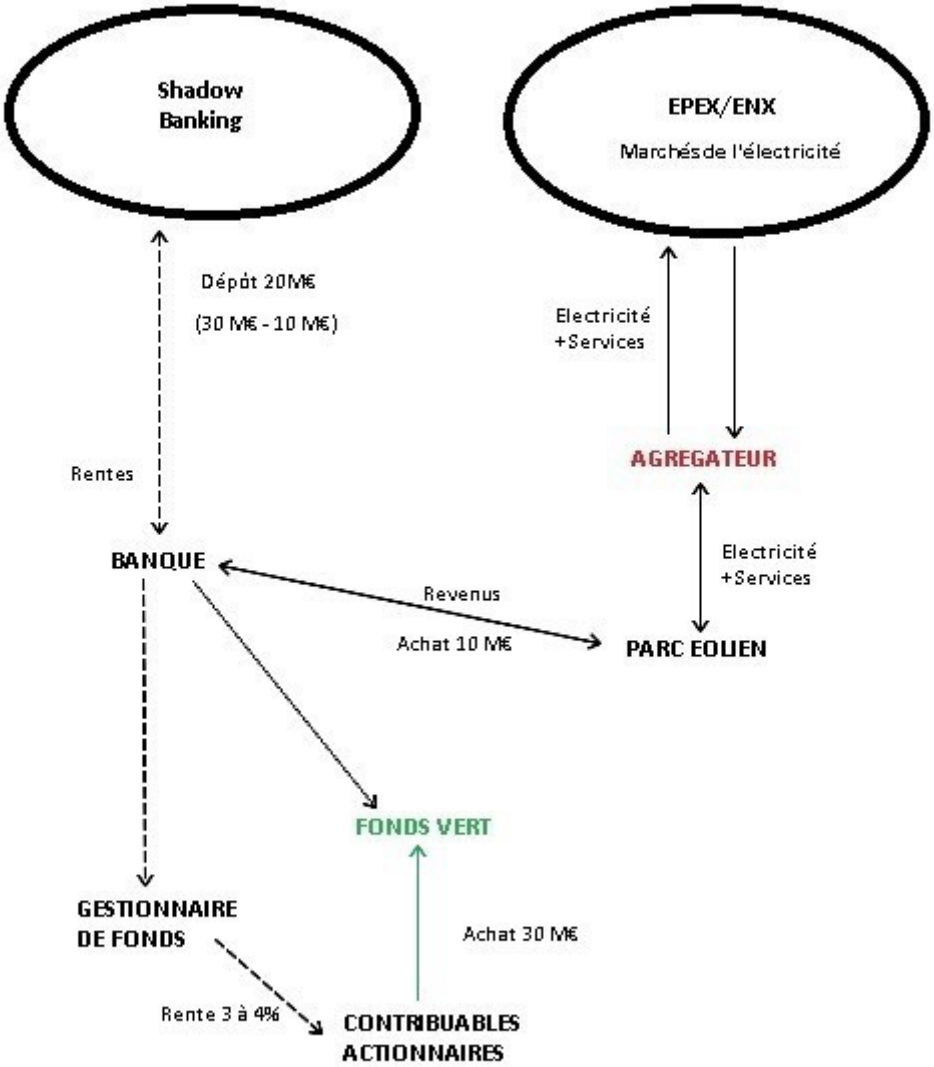
On appelle Shadow Banking, l'ensemble de l'activité financière non régulée. Elle s'est formée en raison des restrictions des autorités financières visant à sécuriser les placements à hauts risques mettant les agents en situation incertaine.

Source : https://www.capital.fr/votre-argent/shadow-banking-1389751#:~:text=Qu'est%2Dce%20que%20le,cr%C3%A9dit%20contr%C3%B4l%C3%A9s%20par%20les%20superviseurs

En France, c’est le Haut Conseil de Stabilité Financière (HCSF) créé en 2013, qui suit le Shadow Banking à la trace.
On est assez loin des observations du ministère de l'écologie développés sur son site internet :
https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/CEDD%20-%20Ref%20031.pdf

Il se compose des fonds de titrisation, des fonds monétaires, des fonds obligataires et des hedge funds.
On a donc deux capitaux actifs sur ce modèle :
321 Les capitaux titrisés via des gérants de fonds verts
Les fonds de titrisation : Cette technique de transfert des créances ou actifs détenus par une banque (ou un établissement financier) à un fonds commun de titrisation qui la revendra ensuite à des investisseurs fait toujours florès. Les opérations de titrisation totalisaient 652 milliards de dollars d'en-cours au début de l’année 2020.

322 Les capitaux de solde (les 20 millions d'euros résultant de l'écart achat-vente du parc éolien
On va les retrouver dans les fonds spéculatifs (hedge funds) propres au Shadow Banking



Graphique n°3 Circuits financiers simplifiés

On appelle Shadow Banking, l'ensemble de l'activité financière non régulée. Elle s'est formée en raison des restrictions des autorités financières visant à sécuriser les placements à hauts risques mettant les agents en situation incertaine.
Source : https://www.capital.fr/votre-argent/shadow-banking-1389751#:~:text=Qu'est%2Dce%20que%20le,cr%C3%A9dit%20contr%C3%B4l%C3%A9s%20par%20les%20superviseurs

En France, c'est le Haut Conseil de Stabilité Financière (HCSF) créé en 2013, qui suit le Shadow Banking à la trace.
On est assez loin des observations du ministère de l'écologie développés sur son site internet : https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/CEDD%20-%20Ref%20031.pdf

Il se compose des fonds de titrisation, des fonds monétaires, des fonds obligataires et des hedge funds.

On a donc deux capitaux actifs sur ce modèle :

321 Les capitaux titrisés via des gérants de fonds verts
Les fonds de titrisation : Cette technique de transfert des créances ou actifs détenus par une banque (ou un établissement financier) à un fonds commun de titrisation qui la revendra ensuite à des investisseurs fait toujours florès. Les opérations de titrisation totalisaient 652 milliards de dollars d'en-cours au début de l'année 2020.

322 Les capitaux de solde (les 20 millions d'euros résultant de l'écart achat-vente du parc éolien
On va pouvoir les retrouver dans les fonds spéculatifs (hedge funds) propres au Shadow Banking

33 La finance du renouvelable éolien consolidée

Nous divisons les SASu de parc éolien en SASu titrisées (11%) et SASu non titrisées (89%) soit, sur un total de 9000 éoliennes, 1000 éoliennes titrisées et 8000 éoliennes non titrisées.

331 Les capitaux

On se trouve donc dans cette situation où le parc contribue à l'augmentation de la finance non régulée de 20 millions d'euros soit 4 millions d'euros par éolienne.
Nous avons en France actuellement 9 000 éoliennes dont 11 % sont dorénavant inclues dans des fonds verts avec la bénédiction des ministères de l'écologie et de celui des finances.
Ces 1 000 éoliennes en fonds verts auront donc contribué à une augmentation de 40 milliards d'euros (1 000 X 4 M€) de la finance non régulée avec cet avantage vertueux de renforcer la partie régulée de notre banque vis à vis de Bâle III.
Cette ressource NON EMPRUNTEE puisqu'elle provient des actionnaires de fonds verts permet à la banque ou à l'institution d'échanger cet actif inscrit à son bilan contre un autre actif moins performant ou moins sûr et de disposer ainsi de liquidités d'un montant équivalent, soit 12 milliards d'euros.

332 Les flux de production

Pour avoir un ordre de grandeur et comme vu précédemment, nous noterons que chaque éolienne

produit 3 millions d'euros d'exploitation qui lui coûtent 1 million d'euros.
Ce million d'euros est encaissé par les sous-traitants dont une grande part appartiennent à la holding du groupe, disons 66%.

333 Les flux financiers

1- Nous trouvons la rente donnée aux épargnants, 4% de 12 milliards soit 0,48 milliards/an

2- Nous trouvons la rente des 12 milliards placés en Shadow Banking sur la base de 6% (moyenne de risques de pertes et de rente comprises entre 8 et 12 %).

3- Nous trouvons les flux de taxes payées par les contribuables qui alimentent le budget de l'Etat dans le compte d'affectation spéciale et qui est redonné aux société de parcs éolien.
Ils sont de 9000 éoliennes à raison de 2 millions d'euros par éolienne soit 18 milliards d'euros/an.
Sur ces 18 milliards sont prélevées différentes TVA partielles qui retournent au Trésor Public.

4- Nous trouvons les flux d'exploitation des sous-traitants (maintenance) pour 3 milliards/an.
Ils se retrouvent dans la holding du groupe pour 2/3 soit 2 milliards/an toujours en franchise d'impôts. C'est le système Mac Kinsey consistant à surfacturer des services fournis à la SASu de parc éolien. On trouve ainsi des frais financiers substantiels provenant, en particulier, de son propriétaire, la banque, pour les SASu titrisées.
Les frais d'exploitation d'un parc éolien sont évalués à 50 €/Mwh[4] (Opex + Capex)

334 Les flux de CSPE

Le montant collecté de la CSPE dans le budget 2024 (programme P345 du budget de l'État) est évalué à 17,7 Mds. Source CRE : https://www.cre.fr/actualites/la-cre-reevalue-les-charges-de-service-public-de-l-energie-a-compenser-en-2023-et-evalue-les-charges-de-service-public-de-l-energie-a-compenser-en

//

La part de la CSPE est répartie en 37% au photovoltaïque et 17% à l'éolien ?

Assiette de la CSPE : 80 % de la consommation d'électricité
source : https://selectra.info/energie/guides/comprendre/taxes/cspe

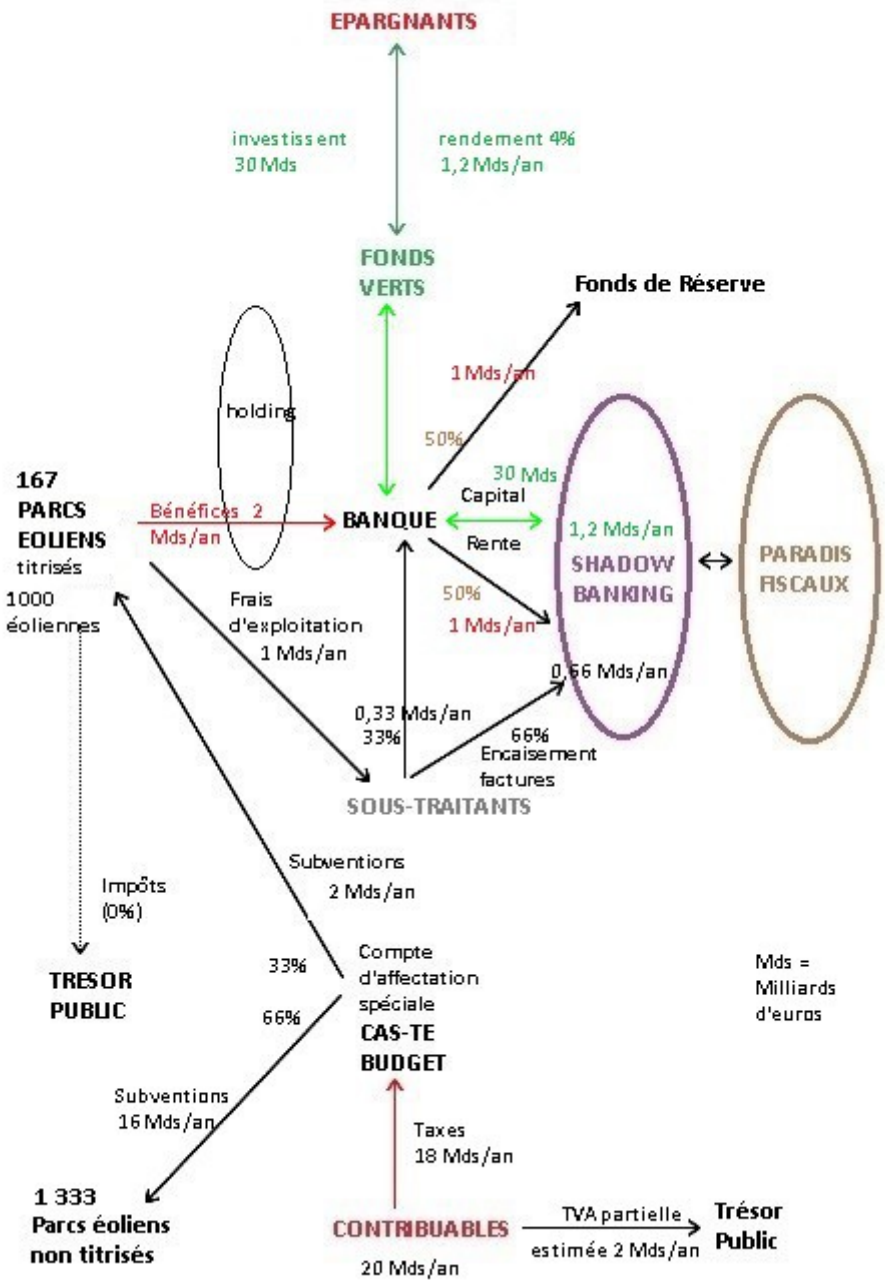
//

Les flux du gestionnaire de fonds
exemple : https://www.morningstar.fr/fr/funds/snapshot/snapshot.aspx?id=F000014M1F

Les flux de souscription : 3% de 12 milliards d'euros soit 0,36 milliards.

Les flux de gestion de portefeuille facturé aux épargnants 4 % de la rente soit 19 millions d'euros/an.

4 Source Cour des Comptes, Rapport sur le soutien à l'éolien terrestre et maritime, octobre 2023



Graphique 4
Valeurs consolidées des flux financiers de l'éolien

CONCLUSION : LE GRAND MENSONGE

En conclusion, on doit comprendre que l'activité éolienne n'a pas pour objectif d'améliorer le climat mais plutôt que le parc éolien des Vents Pires ne satisfasse les appétits des financiers tout en rassurant les autorités françaises et européennes sur la force de l'Euro grâce à la CSPE payée par les contribuables et les autres subventions de l'État dont leurs impôts sont aussi à l'origine.

ANNEXE I

LE NEGOCE D'ELECTRICITE DES PARCS EOLIENS

I LES MARCHES DE L'ELECTRICITE NON ADMINISTREE

L'électricité n'est plus administrée depuis 2011.
On trouve sur le site du CRE une excellente (c'est bien normal) description des nouveaux marchés de gros de l'électricité remasterisé par l'auteur.

Le marché de gros

Le marché de gros désigne le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) avant d'être livrée sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises).

Les acteurs

Les acteurs qui interviennent sur le marché de gros sont :

-les producteurs d'électricité (qui détiennent les centrales de production) qui négocient et vendent leur production
-les fournisseurs d'électricité (qui vendent ensuite l'électricité pour la consommation des clients finals) qui négocient et s'approvisionnent en électricité
les négociants qui achètent pour revendre (ou inversement) et favorisent ainsi la liquidité du marché
-les opérateurs d'effacement qui valorisent la consommation évitée de leurs clients.

Les lieux d'échange

Les échanges peuvent se faire :

-sur des bourses (à ce jour EPEX SPOT France pour les produits spot, basée à Paris, et EEX Power Derivatives France pour les produits futurs, basée à Leipzig)
-de gré à gré intermédié, c'est-à-dire via un courtier
-directement de gré à gré (bilatéral pur)

Les transactions peuvent être purement financières (si le produit induit uniquement un échange financier) ou déboucher sur une livraison physique sur le réseau français.

Les différents segments du marché de gros

En amont, l'électricité injectée sur le réseau français provient :

-des centrales de production pour plus de 95%
-des importations en provenance d'autres pays européens

Une partie de la production n'est pas négociée sur les marchés mais est directement livrée aux clients finals du fait de la présence d'entreprises intégrées (c'est-à-dire à la fois producteur et fournisseur).

Depuis le 1er juillet 2011, les fournisseurs ont l'exercice du droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) en achetant de l'électricité à EDF à un prix régulé et pour des volumes déterminés par le régulateur.

Le reste de la production sera négociée sur les marchés de gros, donnant lieu à plusieurs transactions qui pourront se traduire par des nominations physiques.

Auparavant, EDF offrait l'accès à 5400 MW de sa capacité de production située en France sous la forme d'enchères trimestrielles (Virtual Power Plants ou VPP). La Commission européenne, par décision du 30 novembre 2011, a mis fin à ce programme. En conséquence, on observe une disparition progressive des capacités de VPP disponibles pour livraison après le 1er janvier 2012.

En aval, l'électricité est soutirée du réseau :

-pour la consommation finale pour plus de 75 %
-pour les exportations
-une partie perdue lors du transport de l'électricité

Les différents produits

On distingue les produits spot ou au comptant (achetés pour livraison le jour-même ou le lendemain) et les produits à terme (achetés pour livraison sur une période future donnée).

-Produits spot

Selon les marchés, les produits spot sont :

-des produits journaliers (Day-ahead) ou week-end caractérisés par une livraison en 'base' (24h/24 et 7j/7) ou en 'pointe' (livraison de 08h00 à 20h00 du lundi au vendredi)

-des produits demi-horaires, horaires ou par blocs de plusieurs heures
Le prix de référence pour le spot est, à ce jour, le prix du produit Day-ahead sur la bourse EPEX SPOT, fixé tous les jours entre 12h30 et 13h00 par un mécanisme d'enchères. Il s'agit d'un prix négocié la veille pour livraison le lendemain, qui reflète l'équilibre offre-demande à court terme, avant l'ajustement (réalisé par RTE en temps réel).

Ces prix de court terme sont soumis à une forte volatilité. En effet, l'électricité ne peut pas être stockée (un excès de demande à un moment donné ne peut être compensé par un excès d'offre quelques heures auparavant) et des facteurs influençant l'équilibre offre-demande peuvent varier brutalement, comme les conditions climatiques (froid faisant augmenter la consommation, absence de vent induisant une chute de la production éolienne en Allemagne, etc.) ou des événements prévus ou non sur le parc électrique (centrale tombant en panne, capacité d'interconnexion réduite, etc.).

Produits à terme

Pour minimiser les risques liés au marché spot, les acteurs du marché de l'électricité signent des contrats de vente/d'achat d'électricité pour fourniture dans les semaines, mois, trimestres ou années à venir, à un prix négocié à la date du contrat. Ces contrats à terme ou futures portent sur des produits standardisés, afin de faciliter leur échange (par exemple, la livraison d'un MW d'électricité en base, c'est-à-dire pendant toutes les heures du mois, ou en pointe, c'est-à-dire de 8h à 20h du lundi au vendredi).

Ayant un horizon plus lointain et correspondant de fait à une moyenne des prix spot anticipés pour la période considérée, les produits à terme sont moins volatils. Ce sont ces produits qui servent pour la définition des prix aux clients finals : en effet, lorsqu'un fournisseur signe un contrat avec un client, il va en général se couvrir, pour la majeure partie des livraisons qu'il aura à effectuer, en achetant les produits à terme nécessaires.

La quantité totale de produit cédée au titre de l'ARENH à l'ensemble des fournisseurs par sous-catégorie de consommateurs et par semestre est la suivante :*

Comme le dispose l'article L 336-2 du code de l'énergie, cette quantité ne peut excéder 100TWh sur une année, hors volumes dédiés à la fourniture des pertes des gestionnaires de réseaux.

** au sens du décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. A partir du 1er janvier 2016, il ne subsiste plus qu'une seule catégorie.*

*** les volumes d'ARENH devant être livrés ont évolué au cours du semestre en raison de la résiliation de l'accord-cadre de 4 fournisseurs.*

**** la quantité totale de produit cédée pour le deuxième semestre de l'année 2017 est susceptible d'évoluer en fonction des demandes qui pourraient avoir lieu au guichet du 16 mai 2017.*

II TRES IMPORTANT : LE MARCHE DES GARANTIES DE CAPACITE

Toujours remasterisé du site internet du CRE

Contexte

*Les dispositions des articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie établissent un dispositif d'obligation de capacité. Celui-ci prévoit que « **chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité** ». Chaque fournisseur est ainsi tenu de s'approvisionner en garanties de capacités afin de couvrir la*

consommation de son portefeuille de clients lors des périodes de pointe de consommation nationale. Ces garanties peuvent être obtenues en investissant dans de nouveaux moyens de production ou d'effacement, ou en se les procurant auprès des exploitants de capacités. Ces derniers se voient attribuer par RTE des garanties pour leurs capacités au titre de la disponibilité de celles-ci lors des périodes de tension du système électrique. En contrepartie, les exploitants doivent assurer la disponibilité effective de leurs capacités, contrôlée par RTE.

Le respect des engagements et obligations des différents acteurs est assuré par un dispositif de règlements financiers incitatifs à l'issue de l'année de livraison. Ces règlements garantissent le bon fonctionnement du mécanisme et la liquidité du marché de capacité en incitant les acteurs à couvrir leurs besoins en amont sur le ***marché des garanties****.*

Le mécanisme de capacité permet de responsabiliser les acteurs à la problématique de la sécurité d'approvisionnement en faisant peser sur chacun le poids du risque de défaillance qu'il génère pour le système. Il incite au développement, à moyen terme, de capacités de production ou d'effacement. Il permet en particulier aux centrales d'extrême pointe de bénéficier d'un revenu stable sur leur durée de fonctionnement et favorise le développement d'effacements en leur offrant un espace économique par le levier de leur valeur capacitaire.

L'arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du Code de l'énergie précise les modalités de fonctionnement du mécanisme de capacité.

Publications CRE

En application des dispositions des articles R 335-48 et R 335-51 du code de l'énergie, la CRE publie, pour chaque année de livraison, le prix administré et le prix de référence marché visés par les règles du mécanisme de capacité définies par l'arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du Code de l'énergie .

Publication du prix administré

La CRE a publié le prix administré pour les années 2017 à 2020 dans sa délibération du 1er décembre 2016 portant décision sur la règle de calcul du prix de référence au prix administré prévu par les règles du mécanisme de capacité.

Publication du prix de référence marché

Le prix de référence marché est déterminé en application de la méthodologie définie par la CRE dans sa délibération du 1er décembre 2016 portant décision sur la règle de calcul du prix de référence marché prévu par les règles du mécanisme de capacité.

Année de livraison	*Prix de référence marché (€/MW)*
2017	*9999,8*

2018 9342,7

III LES STRATEGIES DE VENTE DES PARCS EOLIENS

L'obligation d'achat *source CRE*

Principes du mécanisme des obligations d'achat

Les articles L. 314-1 et L.446-2 du code de l'énergie prévoient que certaines installations peuvent bénéficier de l'obligation d'achat de l'électricité ou du bio-méthane qu'elles produisent à des tarifs réglementés. Peuvent bénéficier de l'obligation d'achat les installations :

-qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur (pas de plafond de puissance. Toutefois, pour les installations qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur, la puissance installée doit être en rapport avec la taille de ce réseau de chaleur existant ou à créer)
-qui utilisent des énergies renouvelables (à l'exception de celles utilisant l'énergie mécanique du vent) ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération (puissance limitée à 12 MW)
-qui utilisent l'énergie mécanique du vent et sont implantées à terre en ZDE
-qui valorisent des énergies de récupération de stockage de déchets non dangereux et de méthanisation produisant du bio-méthane en digesteur.

Les obligations qui s'imposent aux producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat sont fixées par le décret n°2001-410 du 10 mai 2001 (modifié par le décret n°2003-282 du 27 mars 2003, le décret n°2004-1302 du 26 novembre 2004 et le décret n°2005-1149 du 7 septembre 2005, le décret n°2009-235 du 27 février 2009 et le décret n°2009-252 du 4 mars 2009) et le décret n°2011-1597 du 21 novembre 2011.

Les tarifs sont fixés dans l'arrêté du

JORF n°0150 du 1 juillet 2014 page 10827
texte n° 5

Arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre

NOR: DEVR1412971A
ELI: https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2014/6/17/DEVR1412971A/jo/texte

La ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et le ministre de l'économie, du

redressement productif et du numérique,
Vu la décision de la Commission européenne en date du 27 mars 2014 ;
Vu le code de l'énergie, notamment son article L. 314-1 ;
Vu le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 modifié relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, notamment son article 8 ;
Vu la décision du Conseil d'Etat du 28 mai 2014, n° 324852, Association Vent de Colère ! Fédération nationale et autres ;
Vu l'avis de la Commission de régulation de l'énergie en date du 28 mai 2014 ;
Vu l'avis du Conseil supérieur de l'énergie en date du 4 juin 2014,
Arrêtent :

Article 1 En savoir plus sur cet article...

Le présent arrêté fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre, mentionnées au 3° de l'article L. 314-1 du code de l'énergie.

Article 2 En savoir plus sur cet article...

L'installation du producteur est décrite dans le contrat d'achat, qui précise ses caractéristiques principales :
1° Nombre et type de générateurs ;
2° Puissance maximale installée ;
3° Puissance active maximale de fourniture (puissance maximale produite par l'installation et fournie à l'acheteur) et, le cas échéant, puissance active maximale d'autoconsommation (puissance maximale produite par l'installation et consommée par le producteur pour ses besoins propres) ;
4° Point de livraison ;
5° Tension de livraison ;
6° Communes d'implantation des éoliennes.

Article 3 En savoir plus sur cet article...

La date de demande complète de contrat d'achat par le producteur détermine les tarifs applicables à une installation. Cette demande est considérée comme étant complète lorsqu'elle comporte la copie du récépissé mentionné à l'article R. 423-3 du code de l'urbanisme ainsi que les éléments définis à l'article 2 du présent arrêté.
Pour les demandes complètes de contrat d'achat effectuées en 2007, les tarifs applicables sont ceux de l'annexe du présent arrêté indexés par application du coefficient K défini ci-après.
Pour les demandes complètes de contrat d'achat effectuées après le 31 décembre 2007, les tarifs applicables sont ceux de l'annexe du présent arrêté indexés au 1er janvier de l'année de la demande par application du coefficient (0,98)n × K, où K est défini ci-après et n est le nombre d'années après 2007 (n = 1 pour 2008) :
K = 0,5 × ICHTrev-TS/ICHTrev-TS0 + 0,5 × FM0ABE0000/FM0ABE00000
Formule dans laquelle :
1° ICHTrev-TS est la dernière valeur définitive connue au 1er janvier de l'année de la demande, de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
2° FM0ABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1er janvier de l'année de la demande, de l'indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français pour l'ensemble de l'industrie ;

3° ICHTrev-TS0 est la valeur de l'indice ICHTrev-TS calculée sur la base de la dernière valeur définitive de l'indice ICHTTS1 connue au 26 juillet 2006 ;
4° FM0ABE00000 est la valeur de l'indice FM0ABE0000 calculée sur la base de la dernière valeur définitive de l'indice PPEI connue au 26 juillet 2006.

Article 4 En savoir plus sur cet article...

Peut bénéficier d'un contrat d'achat aux tarifs définis dans les conditions indiquées à l'article 3 ci-dessus, dans la mesure où elle respecte à la date de signature du contrat d'achat les conditions fixées à la section 1 du chapitre IV du titre Ier du livre III du code de l'énergie et du décret du 10 mai 2001 susvisé, une installation mise en service pour la première fois après la date de publication du présent arrêté et dont les éléments principaux (pales, multiplicateur, générateur électrique) n'ont jamais produit d'électricité à des fins d'autoconsommation ou dans le cadre d'un contrat commercial.
Pour les installations mentionnées à l'article 1er, le contrat d'achat est conclu pour une durée de quinze ans à compter de la mise en service industrielle de l'installation. Dans tous les cas, cette mise en service doit avoir lieu dans un délai de trois ans à compter de la demande complète de contrat d'achat par le producteur. En cas de dépassement de ce délai, la durée du contrat d'achat est réduite d'autant, en commençant par la première période de dix années mentionnée à l'annexe du présent arrêté.

Article 5 En savoir plus sur cet article...

Une installation utilisant l'énergie mécanique du vent implantée à terre mise en service avant la date de publication du présent arrêté, ou qui a déjà produit de l'électricité à des fins d'autoconsommation ou dans le cadre d'un contrat commercial, et qui n'a jamais bénéficié de l'obligation d'achat, peut bénéficier d'un contrat d'achat, aux tarifs définis dans les conditions indiquées à l'article 3 ci-dessus et multipliés par le coefficient S défini ci-après :
S = (15 - N) /15 si N est inférieur à quinze ans ;
S = 1/15 si N est supérieur ou égal à quinze ans ;
où N est le nombre d'années, entières ou partielles, comprises entre la date de mise en service industrielle de l'installation et la date de signature du contrat d'achat.
Le producteur fournit à l'acheteur une attestation sur l'honneur précisant la date de mise en service de l'installation. Le producteur tient les justificatifs correspondants (factures d'achat des composants, contrats d'achat, factures correspondant à l'électricité produite depuis la mise en service) à la disposition de l'acheteur.

Article 6 En savoir plus sur cet article...

Chaque contrat d'achat comporte les dispositions relatives à l'indexation des tarifs qui lui sont applicables. Cette indexation s'effectue annuellement au 1er novembre par l'application du coefficient L défini ci-après :
L = 0,4 + 0,4 × ICHTrev-TS/ICHTrev-TS0 + 0,2 × FM0ABE0000/ FM0ABE00000
formule dans laquelle :
1° ICHTrev-TS est la dernière valeur définitive connue au 1er novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
2° FM0ABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1er novembre de chaque année de l'indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français pour l'ensemble de l'industrie ;

3° ICHTrev-TS0 et FMABE00000 sont les dernières valeurs définitives des indices ICHTrev-TS et FM0ABE0000 connues à la date de prise d'effet du contrat d'achat.

Article 7 En savoir plus sur cet article...

Sans préjudice de son application aux contrats d'achat en cours à la date de publication du présent arrêté, l'arrêté du 8 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées au 2° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 est abrogé.
Un producteur qui a déposé une demande complète de contrat d'achat entre le 27 juillet 2006 et la date d'entrée en vigueur du présent arrêté, pour une installation n'ayant pas fait l'objet de la conclusion d'un contrat d'obligation d'achat à cette dernière date, peut bénéficier d'un contrat sur la base du présent arrêté sans avoir à déposer une nouvelle demande de contrat d'achat sur la base du présent arrêté.

Article 8 En savoir plus sur cet article...

Le directeur général de l'énergie et du climat est chargé de l'exécution du présent arrêté, qui sera publié au Journal officiel de la République française.

Annexe

ANNEXE
TARIFS MENTIONNÉS À L'ARTICLE 3 DE L'ARRÊTÉ

L'énergie électrique active fournie par le producteur est facturée à l'acheteur sur la base des tarifs ci-dessous, exprimé en c€/kWh hors TVA.
1° Durée annuelle de fonctionnement :
La durée annuelle de fonctionnement est définie comme le quotient de l'énergie produite pendant une année par la puissance maximale installée ;
2° Durée annuelle de fonctionnement de référence :
A l'issue de chacune des dix premières années de fonctionnement de l'installation, la durée annuelle de fonctionnement est calculée conformément au 1°. La durée annuelle de fonctionnement de référence correspond à la moyenne des huit durées annuelles médianes calculées précédemment (c'est-à-dire en éliminant la durée annuelle la plus forte et la durée annuelle la plus faible) ;
3° Tarifs :
Le tarif applicable à l'énergie active fournie est égal à T, défini selon les modalités ci-dessous.
Pour les installations visées à l'article 1er implantées en métropole, T est défini dans le tableau ci-dessous :

DURÉE ANNUELLE de fonctionnement de référence	*T DIX PREMIÈRES ANNÉES (c€/kWh)*	*T LES CINQ ANNÉES SUIVANTES (c€/kWh)*
2 400 heures et moins	*8, 2*	*8, 2*
Entre 2 400 et 2 800 heures	*8, 2*	*Interpolation linéaire*
2 800 heures	*8, 2*	*6,8*
Entre 2 800 et 3 600 heures	*8,2*	*Interpolation linéaire*
3 600 heures et plus	*8,2*	*2,8*

Pour les installations visées à l'article 1er implantées dans les départements d'outre-mer, dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte, T = 11 c€/kWh.

Fait le 17 juin 2014.

La ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie,

Ségolène Royal

Le ministre de l'économie, du redressement productif et du numérique,

Arnaud Montebourg

Cas du Parc Eolien

Les prix de vente

Le parc dispose d'une option de rachat à 82 €/Mwh.
Pour un parc de10 éoliennes de 2 MW cela donne :

2 MW x 10 eol x 2400 h/an = 48 000 MWh soit 3 936 000 €

En cas de besoin de pointe sur les marchés SPOT de l'EPEX, ils sont susceptibles de vendre au-delà de 82 €/MWh et sont organisés pour cela via leurs sous-traitant de gestion.
Rappelons :
1° que cette obligation d'achat est supérieure au prix de marché sur EPEX, sot 40 à 50 €/MWh
2° que cette obligation d'achat se compare aux tarifs EDF pour un client domestique en €/MWh:

tarif HT	90,10 €	tva à 20 % non comprise
TFCE	9,57 €	tva à 20 % non comprise
CSPE	22,50	tva à 20 % non comprise
CTA	3,0	tva à 5,5 % non comprise

Les obligations capacitaires des fournisseurs finaux

Rappel :

*Le mécanisme de capacité permet de responsabiliser les acteurs à la problématique de la sécurité d'approvisionnement en faisant **peser sur chacun le poids du risque de défaillance** qu'il génère pour le système. Il incite au développement, à moyen terme, de capacités de production ou d'effacement. Il permet en particulier aux centrales d'extrême pointe de bénéficier d'un revenu stable sur leur durée de fonctionnement et favorise le développement d'effacements en leur offrant*

un espace économique par le levier de leur valeur capacitaire.

Cela signifie que le fournisseur du client final (EDF, Poweo, etc...) a une obligation de fourniture d'électricité au client final (article *L. 335-1 et suivants du code de l'énergie).*

Ce fournisseur peut jouer avec ses clients sur les contrats d'effacement (arrêt de consommation en période de pointe, compteur jour/nuit, tarifs différentiel…) ou sur les prix instantanés.
Les capacités de fourniture sont devenues un marché à part entière où il n'y a de fourniture réelle que si la demande dépasse un certain seuil.

Qu'en est-il pour les producteurs éoliens ?
Rien.
Ils n'ont aucune contribution au marché des capacités, que l'on peut considérer comme salutaire (les hôpitaux, les transports, les services publics d'une manière générale, votre congélateur…), et ne contribuent donc pas au bien commun constitué par l'obligation ultime de fourniture.
Pire, avec l'obligation d'achat, en période de surproduction instantanée, la production éolienne est payée et abandonnée si le temps de réaction des centrales souples (les centrales à gaz ou les barrages) est insuffisant.

ANNEXE II

Les fonds verts labellisés

Chiffres clés

103 fonds labellisés
35 milliards d'euros

Liste des fonds au 1/1/2024

Afer Actions Environnement, présenté par Mandarine Gestion.
Agipi Obligations Monde, présenté par Axa Investment Managers.
Allianz Green Bond, présenté par Allianz Global Investors.
Allianz Impact Green Bond, présenté par Allianz Global Investors.
Allianz Transition Energétique, présenté par la société de gestion Eiffel Investment Group.
Amundi credit bonds, présenté par Amundi.
Amundi funds euro corporate short term green bond, présenté par Amundi.
Amundi funds impact green bonds, présenté par Amundi.
Amundi KBI Actions Monde Environnement, présenté par Amundi.
Amundi Responsible Investment - Impact Green Bonds, présenté par Amundi.
Andera Smart Infra 1, présenté Andera Partners.
Axa Sélection Obligations Monde, présenté par Architas France.
Axa WF ACT Dynamic Green Bonds, présenté par Axa Investment Managers.
Axa WF ACT Green Bonds, présenté par Axa World Funds.
Axa WF - Global Green Bonds, présenté par Axa Investment Managers.
BNP Paribas Green Bond, présenté par BNP Asset Management.
Bridge IV Senior, présenté par Edmond de Rothschild Asset Management.
CapEnergie 3, présenté par Omnès capital.
CapEnergie 4, présenté par Omnès Capital.
CA Transitions B, présenté par Idia Capital Investissement.
CM AM Global Climate Change, présenté par Crédit Mutuel Asset Management.
CM-AM Green Bonds, présenté par Crédit Mutuel-CIC Asset Management.
Conquest Infrastructure SLP Sustainable II, présenté par Conquest Advisors France.
Covéa Terra, présenté par Covéa Finance.
Demeter 4 infra, présenté par Demeter Partners.
Dorval European Climate Initiative, présenté par Dorval asset management.
Ecofi Agir pour le climat, présenté par Ecofi Investissements.
Egamo Obligation Euro, présenté Egamo.
Eiffel Gaz Vert, présenté par Eiffel Investment Group.
Eiffel Infrastructures Vertes, présenté par Eiffel Investment Group.
Energy Transition Europe, présenté par ETIC Partners.
Essential Infra Debt Fund, présenté par Natixis Investment Managers International.
F2E, présenté par Sienna Asset Management.
Famae Impact I, présenté par Famae Impact.
France Valley Entrepreneurs, présenté par France Valley.
France Valley Foncière Europe, présenté par France Valley.

Federal Global Green Bonds, présenté par Federal Finance Gestion.
Fonds de modernisation écologique des transports, présenté par Demeter Partners.
Fonds développement filière bois, présenté par IDIA Capital Investissement.
GFI Coeur Forest, présenté par Sogenial Immobilier
GFI France Valley Forêts I, II et III, présentés par France Valley.
GFI France Valley Forêts IV et V, présentés par France Valley.
GFI France Valley Forêts VI VII et VIII, présenté par France Valley.
GFI France Valley Patrimoine, présenté par France Valley.
Glennmont Clean Energy Fund IV, présenté par Glennmont Partners.
Green Yield Infra Debt Fund 2 présenté, par Natixis Investment Managers International.
GS Corporate Green Bond, présenté par Goldman Sachs Asset Management.BV.
GS Green Bonds, présenté par Goldman Sachs Asset Management.BV.
GS Green Bond Short Duration, présenté par Goldman Sachs Asset Management.BV.
GS Sovereign Green Bond, présenté par Goldman Sachs Asset Management.BV.
HSBC EE Actions Europe Transition Verte, présenté par HSBC Global Asset Management.
HSBC Europe Equity Green Transition, présenté par HSBC Global Asset Management.
Infragreen II, présenté par Rgreen Invest.
Infragreen III, présenté par Rgreen Invest.
Infragreen IV, présenté par Rgreen Invest.
Infragreen V, présenté par RGreen Invest.
iShares Green Bond Fund, présenté par Blackrock.
Kyaneos Denormandie II, présenté par Kyaenos Asset Management.
La Française LUX – Inflection Point Carbon Impact Global, présenté par La Française AM.
LCL Actions Monde Environnement, présenté par Amundi.
LBPAM ISR Actions Environnement, présenté par LBPAM.
Maif Rendement Vert, présenté par Eiffel Investment Group.
MAM Impact Green Bonds, présenté par Meeschaert Amilton Asset Management.
Mandarine Global Transition, présenté par Mandarine Gestion.
M Climate Solutions, présenté par Montpensier Finance.
Meridiam Green Impact Growth Fund, présenté par Meridiam.
Mirova Energy Transition 5, présenté par Mirova.
Mirova Environment Accelerating Capital (MEAC), présenté par Mirova.
Mirova Europe Environnement, présenté par Mirova.
Mirova Europe Environmental Equity Fund, présenté par Mirova.
Mirova Eurofideme 3, présenté par Mirova.
Mirova Eurofideme 4, présenté par Mirova.
Mirova Global Environmental Equity, présenté par Mirova.
Mirova Green Bond Global, présenté par Mirova.
Monceau Mutli Gestion Finance Verte, présenté par Montpensier Finance.
Moorea Fund – Sustainable climate action, présenté par Société Général Private Wealth Management.
Multipar Green Bond, présenté par BNP Paribas Asset Management.
OCCTE OCCIGEN, présenté par OCCTE.
Oddo BHF Green Bond, présenté par ODDO BHF.
OFI AM RS Act4 Green Future, présenté par OFI AM.
Ostrum Global Sustainable Transition Bonds, présenté par Ostrum AM.
Paris Fonds Vert, présenté par Demeter Partners.
Pearl Infrastructure Capital, présenté par Edmond de Rothschild Private Equity.
Pearl Infrastructure Capital II, présenté par Edmond de Rothschild Private Equity
Predirec EnR 2030, présenté par Sienna AM.

Predirec EnR 2, présenté par Sienna AM.
Purple Private Debt SCS RAIF - Green Yield Infra Debt Fund, présenté par Natixis Investment Managers International.
Sienna Obligations Vertes ISR, présenté par Sienna Gestion.
Schroder ISF Global Energy Transition, présenté par Schroders.
Schroder SIF BlueOrchard Emerging Markets Climate Bond, présenté par Schroder Investment Management.
SG Amundi Obligations Vertes, présenté par Amundi.
Stratégie Obligations Durables, présenté par Apicil Asset Management.
Swen Impact for Transition 2 (SWIFT 2), présenté par Swen Capital Partners.
Sycomore Eco Solution, présenté Sycomore.
Tikehau Green Assets, présenté par Tikehau Investment Management.
Transition Energétique France, présenté par Acofi.
Transition Evergreen, présenté par Aqua Asset Management.
Tutélaire Actions ISR, présenté par La Banque Postale Asset Management.
UZES BIODIVERSITE, présenté par UZES GESTION.
Villiers Actions Europe Mirova, présenté par Mirova.
Villiers Green Bonds, présenté par Amundi.
Zencap Energy Transition Debt III M, présenté par Zencap Asset Management.
Zencap European Sustainable Transition II FPS, présenté par Zencap Asset Management.
La Banque de France consolide les données concernant l'identification (nom des fonds labellisés, codes ISIN...) des fonds labellisés pour plusieurs labels financiers français dont le label Greenfin. Cette base de données est mise à jour tous les trimestres, avec l'aide des organismes représentants des labels.

ANNEXE III

Les Hedges Funds

1 Introduction

Depuis la création du premier hedge fund aux États-Unis, à la fin des années 1940, de nombreux experts tentent de déterminer exactement ce qu'est un hedge fund. Malgré leurs efforts, il n’existe toujours pas de définition officielle. Au mieux, il existe un consensus sur les caractéristiques générales qui les distinguent des autres fonds d'investissement.

Dans le jargon financier, le mot « couverture » désigne la compensation des risques, l'action de protéger les actifs des risques de marché. Les hedge funds sont classés parmi les stratégies alternatives . Leur particularité est de viser une performance absolue, et non une performance relative par rapport à un indice de référence. Décorrélées des marchés financiers, les performances des hedge funds sont considérées comme le reflet des qualités du gérant.

Même si les régulateurs des deux côtés de l’Atlantique ont renforcé leur surveillance après la crise financière de 2008, les hedge funds disposent toujours de plus de latitude dans leurs politiques d’investissement que les fonds traditionnels. La classe d'actifs propose un large éventail de stratégies différentes, les plus connues étant les stratégies long/short, qui cherchent à tirer profit simultanément de la surévaluation et de la sous-évaluation du marché ; la multi-stratégie, qui combine plusieurs stratégies alternatives en un seul véhicule ; et la macro-économie mondiale, qui suit les principales tendances économiques.

Les hedge funds ont une grande liberté pour choisir les actifs qui sous-tendent leurs stratégies, allant des plus évidents (comme les actions , les obligations, les devises et les matières premières) aux plus illiquides et complexes (comme les produits dérivés – options et futures).
Les gestionnaires de hedge funds ont également accès à des techniques financières que les gestionnaires traditionnels n'ont pas. Par exemple, ils peuvent « vendre à découvert », ce qui implique de vendre des actifs sans les posséder, en pariant que le prix aura baissé au moment où la position devra être rachetée. L'effet de levier est un autre outil courant dans la trousse du gestionnaire de hedge funds : emprunter de l'argent pour augmenter l'exposition d'un portefeuille, conduisant à des gains plus élevés si le pari est payant, et à l'inverse, à des pertes plus importantes dans le cas contraire.
Le dernier point important concernant les hedge funds est que, dans de nombreux cas, ils sont assez illiquides, en grande partie à cause des restrictions de retrait, et que le montant minimum d’investissement initial est généralement élevé. Cependant, certaines stratégies sont aujourd'hui disponibles dans un format réglementé, ce qui signifie qu'elles offrent une liquidité quotidienne ou hebdomadaire et que les exigences initiales en matière d'apport sont similaires à celles des fonds de placement collectifs classiques.
Compte tenu de ces caractéristiques particulières, les hedge funds sont généralement considérés comme relativement risqués et sont donc réservés aux investisseurs institutionnels et aux investisseurs privés qualifiés.
Source: https://www.boursier.com/actualites/economie/la-capitalisation-des-hedge-funds-mondiaux-a-termine-l-annee-2022-a-3-83-trillions-de-dollars-49043.html
Ils correspondent, à début 2023, à 1,2 fois les capitaux régulés, proportion en constante augmentation.

Les cinq plus grands hedge funds sont américains :

1- Bridgewater associates
Actifs sous gestion : 126,40 milliards de dollars US (30 juin 2022)
Fondateur : Ray Dalio
Date de création : 1975

2- Man Group
Actifs sous gestion : 73,50 milliards de dollars US (30 juin 2022)
Fondateur : James Man
Date de création : 1783

3- Renaissance Technologies
Actifs sous gestion : 57 milliards de dollars US (30 juin 2022)
Fondateur : James Simons
Date de création : 1982

4- Millennium Management
Actifs sous gestion : 54,97 milliards de dollars US (30 juin 2022)
Fondateur : Israel Englander
Date de création : 1989

5- Citadel
Actifs sous gestion : 52,97 milliards de dollars US (30 juin 2022)
Fondateur : Kenneth Griffin
Date de création : 1990

2 Fonctionnement

Un Hedge Fund est un fonds à but spéculatif dont l'objectif est l'obtention d'une performance maximale. Ils ont pour la plupart recours au négoce (trading) de produits dérivés[5], comme les options[6] par exemple, et utilisent l'effet de levier ainsi que l'achat-revente à haute fréquence sous forme algorithmique. Ils engagent ainsi sur les marchés des montants généralement supérieurs à leurs fonds propres via des actifs financiers à effets de levier.

21 Rentabilité économique et financière

Avec les subventions, le rapport de la Cour des Comptes[7] sur les finances de l'éolien sortie en octobre 2023 indique que, statistiquement, pour un 1 M€ de chiffre d'affaire, les subventions en représentent autant.
La rentabilité économique mesure la performance économique de l'entreprise dans l'utilisation de l'ensemble de son capital utilisé.
Il rapporte le résultat d'exploitation obtenu après paiement des impôts et l'ensemble des capitaux mis en œuvre (fonds propres apportés par les actionnaires + capitaux acquis par endettement ou immobilisations d'exploitation + besoins en fonds de roulement d'exploitation). La rentabilité économique reflète l'efficacité économique de l'entreprise, indépendamment des modes de financement adoptés.
Dans le cas des parcs éoliens, les revenus annuels d'exploitation (le chiffre d'affaires) représentent l'équivalent de 30 % du coût de ce même parc, 1 M€ de revenus annuels pour un investissement de 18 M€. Les bénéfices annuels non ficifs après impôts ressortent à 0,3 M€.
La rentabilité économique est fixée comme le ratio bénéfices après impôts sur capitaux engagés soit 0,10% (0,3 M€/3 M€).
Le promoteur pourrait donc emprunter jusqu'à 10% sans pénaliser la rentabilité économique.
C'est ce qui détermine les limites financière à l'effet de levier.

Source Rapport de la Cour des Comptes :

Deux cas de parcs affichant une rentabilité très élevée ➢

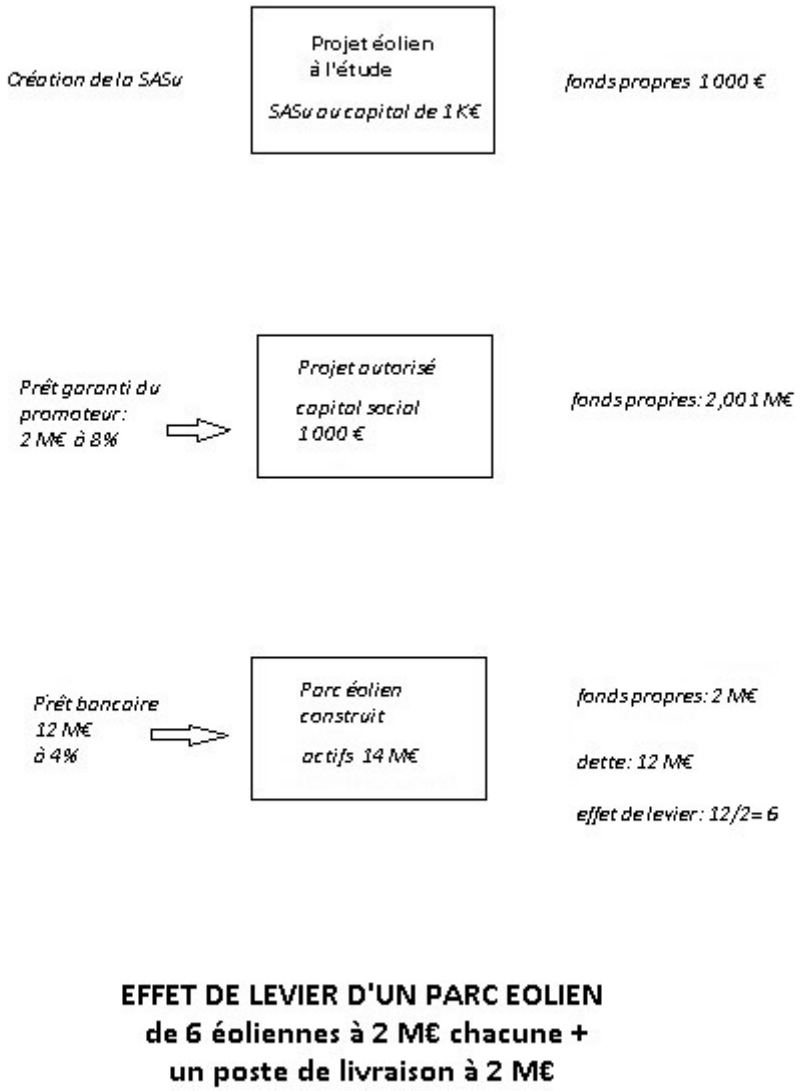
Le parc des C… (Pas-de-Calais)
La SAS qui porte ce parc fait partie d'un grand groupe énergétique depuis son acquisition en 2012. Cette ferme de 3 turbines de 2 MW (diamètre du rotor : 80 mètres), mise en service en 2011, bénéficie d'un tarif de 86,86 €.L'analyse de ses comptes au 31 décembre 2020 fait apparaître des immobilisations brutes de 8,5 M€, qui donnent une idée du coût de construction et un emprunt à taux variable (Euribor 6 mois plus 185 pb) de 6.8 M€ sur 15 ans qui a donc financé 80 % des immobilisations.Le chiffre d'affaires s'élève à 1 507 K€, le résultat d'exploitation à 759 K€ et le résultat net après impôt à 513 K€. La marge brute d'autofinancement de 842 K€ est largement supérieure aux remboursements et intérêts d'emprunt (526 K€). Le résultat net représente 31% de l'apport initial de capitaux propres de 1,7 M€, apport qui, au bout de 8 ans et demi d'exploitation, a permis d'accumuler 2,7 M€ de

5 Voir l'annexe sur les produits dérivés de l'électricité sur les marchés EPEX
6 Il s'agit des options d'achat ou de vente à l'avance d'électricité
7 Rapport S2023-0909 : Les soutiens à l'éolien terrestre et maritime. Délibéréd du 9 mars 2023 pblié en octobre de la même année.

capitaux propres.La contribution au résultat du groupe propriétaire peut être encore plus élevée, si la maintenance est assurée par sa division « O & M » et si celle-ci réalise une marge, ou si les achats (333 K€) incluent d'autres prestations provenant de la maison mère ou du groupe.➢

Le parc éolien de T… (Pas de Calais)

Ce parc de 18 MW représente un investissement de 26,5 M€, financé à 80 % par un emprunt de 21,2 M€. Il se caractérise par un productible de 3 333 heures par an, exceptionnel par rapport à la moyenne nationale. Le plan d'affaires communiqué par l'Ademe, en fonction d'une entrée en service en 2020, fait apparaître un TRI projet avant impôt de 11 % et un TRI actionnaire après impôts de 22 %, qui sont atteints malgré un tauxd'emprunt de 3,5 %.



Graphique n°5 Effet de levier

22 L'effet de levier

L’endettement procure un effet démultiplicateur pour les actionnaires lié au fait qu’ils n’apportent qu’une partie des sommes sur lesquelles porte un investissement. Cet effet est d’autant plus important que le taux d’intérêt auquel est souscrit l’emprunt est faible et que la rentabilité économique de l’investissement est importante.

Avant de s’endetter, il est judicieux de s’interroger sur l’impact d’une telle décision, en particulier sur la rentabilité financière du projet d’investissement afin de savoir si l’effet de levier procuré par l’endettement est bénéfique pour l’emprunteur. Cette question se pose pour l’ensemble des acteurs économiques, qu’il s’agisse des ménages souhaitant investir dans la pierre ou la finance, des banques et des fonds d’investissement souhaitant réaliser des investissements financiers.

Attention, l’effet de levier joue dans les deux sens. Si la rentabilité économique est supérieure au coût de l’endettement, on parle d’effet de levier positif car dans ce cas de figure la rentabilité financière est impactée positivement. Dans le cas contraire, c’est-à-dire si la rentabilité économique est inférieure au coût de l’endettement, cet effet de levier joue cette fois dans l’autre sens, c'es à dire à perte. L’effet de levier est un moyen extrêmement puissant pour permettre aux actionnaires d’obtenir des rentabilités financières élevées.

D'après le rapport dela Cour des Comptes déjà cité:
« *Avec l’effet de levier de 4/1 constaté en moyenne sur les parcs français et sur la base d’un taux d’emprunt de 2,5 %, ces rentabilités projet supérieures à 5 % peuvent signifier une rentabilité des capitaux investis supérieure à 12,5 %, qui atteindrait 46,1 % pour le parc le plus rentable. Ces taux seraient encore supérieurs en cas de prolongation de l’exploitation au-delà de l’horizon de 20 ans.* »