

TRANSITION ENERGETIQUE : FINANCER A MOINDRE COUT LES ENERGIES RENOUVELABLES

Par **Alain Grandjean**, économiste,
Corentin Sivy, Benjamin Thibault, Alexandre Wagner, experts en énergies renouvelables

Le 19 novembre 2012



Synthèse

La transition énergétique doit nous mener d'un monde qui consomme toujours plus d'énergie majoritairement carbonée (charbon, pétrole, gaz) à un monde moins énergivore s'appuyant sur des énergies décarbonées. Elle doit également permettre de rendre notre mix énergétique moins dépendant des évolutions du cours des énergies fossiles.

Or, nos émissions de gaz à effet de serre et notre consommation d'énergie sont souvent contraintes. Pour les réduire, il faudra rénover les logements, produire des véhicules plus sobres et développer les énergies renouvelables. Ce chantier est considérable et il nécessitera des investissements massifs. Mais ceux-ci sont une chance car ils contribueront à la sortie de crise en créant de nombreux emplois et en réduisant notre déficit commercial, constitué à 90 % d'importations d'énergie. Financer la transition énergétique est essentiel et il convient de le faire à moindre coût. Comment y parvenir ?

Prenons l'exemple de la production d'électricité. Les énergies renouvelables sont des énergies capitalistiques pour lesquelles les coûts d'investissement sont très importants. En effet, si pour les énergies fossiles, le coût du combustible représente 80 % du coût du MWh, pour les énergies renouvelables, c'est l'inverse. Ce sont les coûts d'investissement et de financement qui pèsent jusqu'à 80 % du coût total. Réussir la transition énergétique suppose une réelle capacité à mobiliser des montants massifs de capitaux¹ et ce même si les coûts d'investissement ont fortement baissé ces dernières années². Le coût du financement³, quant à lui, reste élevé et est souvent de l'ordre de

¹ Que l'on parle de fonds propres ou de dette.

² Le prix des éoliennes a baissé de 19 % entre 2009 et 2012 selon l'IRENA. Le prix du matériel photovoltaïque a connu une chute de 75 % entre 2008 et 2011 selon Bloomberg.

³ Coût pondéré du financement en fonds propres et en dettes ou coût pondéré moyen du capital.

9 à 12 %, voire plus, malgré des tarifs d'achat garantissant, sur une longue période, la stabilité des rentrées financières des projets d'énergies renouvelables. Il est donc nécessaire de faire baisser le coût du financement car si celui-ci passe de 10 % à 5 %, alors le coût de l'électricité verte peut baisser de 30 % ! Cela rendrait l'atteinte des objectifs de la France en matière d'énergies vertes supportable pour les consommateurs. Une diminution du prix du MWh solaire de 200 à 140 euros permettrait, pour une puissance installée de 1,5 GW, de réduire la CSPE de 2,2 milliards d'euros sur 20 ans.

Dès lors, pour financer la transition énergétique et faire baisser le coût du financement, et donc in fine limiter la hausse de la CSPE pour le consommateur, trois mesures nous semblent déterminantes :

- Premièrement, l'instauration d'un **cadre réglementaire stable** dont les évolutions puissent être prévisibles. Cela faciliterait d'une part le financement des projets d'énergies renouvelables et impacterait d'autre part à la baisse le coût du financement en réduisant la prime de risque.

Cette mesure a été annoncée par le président de la République : « la stabilité des aides et des dispositifs fiscaux et du système du prix de rachat pour que les entreprises, les opérateurs sachent bien quelles sont les conditions économiques, durables, pour investir et se lancer dans le renouvelable. »⁴

- En second lieu, la création d'un fonds ou d'une banque **spécialisée** qui se financerait à taux très bas et qui permettrait d'offrir un financement à moindre coût soit en capital, soit en dette. Il est utile de savoir que la KfW offre des taux pouvant descendre jusqu'à 1 % pour le financement de la transition énergétique en Allemagne. Le fonds pourrait se refinancer auprès de la BEI, ou d'une banque publique française comme la CDC.

Le président de la République a indiqué à ce sujet « qu'une part des fonds de la Banque publique d'investissement sera dédiée au soutien public à l'innovation et les investissements d'avenir issus du grand emprunt pleinement utilisés »⁵. Il est souhaitable d'ancrer un dispositif spécialisé à partir de cette annonce. Ici, il pourrait être intéressant de conditionner l'obtention de ces financements à moindre coût à des projets aux bilans carbone exemplaires ou ayant recours à du matériel fabriqué au sein de l'Union européenne.

- Enfin, la création **d'un fonds de garantie** fluidifierait le financement bancaire et réduirait le coût du risque pour les banques commerciales.

Il est possible grâce aux mesures proposées dans cette note d'envisager la création de dizaines de milliers d'emplois dans le secteur des énergies renouvelables (de l'ordre de 3 à 9 emplois par MW

⁴ Déclaration du Président de la République à l'occasion de la Conférence environnementale, 14 septembre 2012 : http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/discours_ouverture_conf_environmentale_140912.pdf

⁵ Ibid.

installé) pour lequel les investissements mondiaux se montent en 2011 à plus de 250 milliards de dollars (en croissance de 6,5 %, alors que la croissance mondiale était de 4 % environ).

Le raisonnement et les mesures qui ont été précisées dans la note dans le cas du solaire et de l'éolien peuvent être appliquées pour toutes les énergies renouvelables et pour la rénovation thermique des logements, où les enjeux en termes d'emplois et d'impact sur la balance commerciale sont cruciaux.

Note
intégrale

La France s'est doublement engagée à développer son parc d'infrastructures de production d'énergies renouvelables. La directive européenne 2009/28/CE tout d'abord, impose à chaque pays membre de l'Union européenne des objectifs chiffrés en la matière. Pour la France, il convient que 23 % de la consommation d'énergie finale brute et 27 % de la production électrique soient issues de sources renouvelables à l'horizon 2020. A l'échelon national⁶ ensuite, la France a défini un certain nombre d'objectifs chiffrés en matière d'installations d'unités de production d'énergies renouvelables⁷ pour 2012 et 2020.

Sommes-nous actuellement en passe de tenir nos engagements en matière d'énergies renouvelables ? Rien n'est moins sûr : si la France a déjà largement atteint ses objectifs 2012 dans le solaire avec 2,6 GW fin 2011, contre les 1,1 GW attendus, il n'en va pas de même pour les autres énergies. La France est par exemple en retard dans l'éolien terrestre. Début 2012, seuls 6,7 GW⁸ étaient raccordés au réseau, contre les 10,5 GW prévus. En 2011, la puissance éolienne terrestre raccordée a été très faible (seulement 0,8 GW). Depuis 2006, jamais une si faible puissance n'avait été mise en service⁹, et l'année 2012 prévoit d'être encore pire¹⁰. La filière éolienne en mer, quant à elle, n'existe que sur le papier. A ce jour aucune installation offshore n'a été installée au large des côtes françaises et aucune installation ne devrait voir le jour au cours de ce quinquennat. Si les résultats du premier appel d'offres ont bien été annoncés en avril 2012, seuls 1,9 GW sur les 3,0 GW initialement prévus ont été retenus et la construction des premiers parcs est prévue pour 2017-2018.

⁶ La dernière PPI (Programmation Pluriannuelle des Investissements) a été votée en 2009 par le Parlement. Ces programmations doivent permettre de vérifier la mise en ligne des objectifs de politique énergétique et la sécurité d'approvisionnement à l'échelle nationale.

⁷ Solaire (en puissance installée) : 1,1 GW en 2012 / 5,4 GW en 2020 ; biomasse hors biogaz (en puissance supplémentaire) : 0,52 GW en 2012 / 2,3 GW en 2020 ; éolien terrestre (en puissance installée) : 10,5 GW en 2012 / 19 GW en 2020 ; éolien en mer et énergies marines (en puissance installée) : 1,0 GW en 2012 / 6,0 GW en 2020 ; hydraulique (en puissance supplémentaire) : 3 GW en 2020.

⁸ D'après le Syndicat des énergies renouvelables :

http://www.enr.fr/docs/2010122633_02FEEChiffresFrance.pdf

⁹ Cela traduit les difficultés d'une filière presque à l'arrêt qui fait face d'une part à un empilement législatif dont la principale conséquence est l'allongement de la durée de développement, et d'autre part à un nombre élevé de recours contre la construction de nouvelles fermes éoliennes.

¹⁰ Les nouvelles capacités raccordées dans l'éolien au cours du premier semestre 2012 sont en repli de 58 % par rapport à la même période en 2011 :

http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Publications/Chiffres_et_statistiques/2012/Chiffres%20et%20stats%20348%20Eolien%20photovol%202012T2%20-%20septembre%202012.pdf

Dans ce contexte, et malgré l'annonce récente d'un nouvel appel d'offre offshore pour une puissance de 1,4 GW¹¹, on voit mal comment réussir à raccorder les 6,0 GW prévus pour 2020.

Face à ce retard de développement de la production électrique à partir de sources renouvelables, le mode de soutien est souvent pointé du doigt. En France, le système retenu pour le développement des énergies renouvelables est celui des tarifs d'achat. Les producteurs d'électricité verte reçoivent un prix fixe garanti sur une durée comprise entre 12 et 20 ans, selon les technologies. Le prix fixe du tarif d'achat est payé par EDF¹² et la différence entre le prix fixe et le prix du marché de gros est transférée par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) vers le consommateur au travers de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)¹³, qui est *in fine* intégrée à la facture. Si, contrairement à ce qui est souvent dit, les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables ne contribuent pas de façon majoritaire¹⁴ au montant de la CSPE, les charges liées aux tarifs d'achat pourraient continuer à augmenter ces prochaines années en lien avec le développement de ces énergies. La CRE estimait en 2011, sur la base des tarifs d'achat alors en vigueur, que les charges liées aux tarifs d'achats pour les énergies renouvelables pourraient atteindre 6,7 Mds d'€ en 2020¹⁵.

Alors même que le développement des énergies renouvelables au travers de la facture d'électricité permet d'éviter de nouvelles charges au budget de l'État, dont les finances sont exsangues, la hausse prévisible de la part des charges des énergies renouvelables dans la CSPE aura un impact important sur la facture d'électricité des Français¹⁶. Il est donc aujourd'hui primordial que le soutien aux énergies renouvelables se fasse au coût le plus bas possible. L'objectif¹⁷ étant d'atteindre rapidement la parité-réseau¹⁸ puis de permettre aux énergies renouvelables d'atteindre des prix proches de ceux des productions fossiles.

¹¹ Lors de la Conférence environnementale du 15 Septembre 2012, le Premier Ministre Jean-Marc Ayrault a annoncé le lancement d'ici la fin de l'année 2012 d'un nouvel appel d'offres éolien en mer pour une puissance globale de 1 350 MW, réparti sur deux sites : Noirmoutier et Le Tréport (<http://www.actu-environnement.com/ae/news/ser-enerplan-fee-reactions-annonces-hollandayrault-16591.php4>).

¹² Ou, le cas échéant, aux entreprises locales de distributions (ELD)

¹³ La CSPE a été mise en place pour permettre aux fournisseurs historiques d'électricité, EDF et entreprises locales de distribution, de remplir des missions de service public dans le but de développer les énergies renouvelables et la cogénération, de prendre en charge les surcoûts liés à la production d'énergies dans les DOM-TOM, et de favoriser des mesures sociales pour lutter contre la précarité énergétique.

¹⁴ 1,567 Mds d'€ de charges sur les 3,465 Mds d'€ en 2011 soit 45 %. La péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées (DOM-TOM) représentait 33 % alors que le soutien à la cogénération représentait 20 %.

¹⁵ <http://www.cre.fr/documents/presse/entretiens/24-mai-2011-audition-de-philippe-de-ladoucette-assemblee-nationale>

Voir annexes : tableaux et graphiques de l'intervention du président de la CRE devant la Commission du développement durable et de l'aménagement du territoire de l'Assemblée nationale sur les énergies renouvelables.

¹⁶ <http://www.senat.fr/rap/r11-667-2/r11-667-21.pdf>

¹⁷ Si aujourd'hui l'éolien terrestre est une énergie compétitive comme le rappelle un récent rapport du sénateur Jean Desessard (« Électricité : assumer les coûts et préparer la transition énergétique » publié en juillet 2012), avec un coût de production de 82 € du mégawatt-heure (MWh), d'autres énergies comme l'éolien en mer ou le solaire sont encore loin d'atteindre la parité réseau.

¹⁸ La parité-réseau est atteinte lorsque le niveau des tarifs d'achats correspond au prix de l'électricité payé par les particuliers.

De façon générale, les énergies renouvelables sont des énergies très capitalistiques qui se caractérisent par des coûts d'investissements initiaux très importants. Même si ceux-ci ont baissé ces dernières années, grâce à une baisse du prix des éoliennes¹⁹ et du matériel photovoltaïque²⁰, le coût du financement constitue un réel levier pour faire baisser le coût de production de l'électricité à partir de sources renouvelables. S'assurer qu'investisseurs et banques financeront à l'avenir, durablement, le chantier de la transition énergétique dans un contexte financier perturbé doit être la priorité du gouvernement, comme le propose un « implementing agreement » de l'Agence Internationale de l'Energie en 2012²¹, Comprendre maintenant pourquoi cela constitue aujourd'hui un réel enjeu est un prérequis nécessaire (1) qui nous permettra de proposer plusieurs mesures que la puissance publique pourra prendre pour faciliter et abaisser le coût du financement (2), et ce, en vue de maximiser les retombées macro-économiques positives pour l'économie française (3).

1 - LA QUESTION DU FINANCEMENT DES PROJETS D'ENERGIES RENOUVELABLES CONSTITUE UN REEL ENJEU

1. 1 - LE COUT DES ENERGIES RENOUVELABLES DEPEND QUASI EXCLUSIVEMENT DES COUTS DES INVESTISSEMENTS INITIAUX

Le coût de production de l'électricité²² dépend de trois composantes principales :

- les coûts d'investissement initiaux du projet, c'est-à-dire les coûts engendrés durant la construction d'une centrale électrique et lors de son raccordement au réseau,
- les coûts liés au combustible, ce sont les coûts liés à l'achat et au retraitement éventuel de la matière première nécessaire à la production de l'électricité,
- les coûts liés à l'exploitation et la maintenance, qui sont les coûts liés au fonctionnement même de l'unité de production

Un quatrième coût peut être mentionné²³, il s'agit du coût de démantèlement et de remise en état des sites en fin de vie d'un projet. Il convient de l'intégrer, pour avoir une vision complète des coûts relatifs à chaque énergie. Il est aujourd'hui intégré pour le solaire et l'éolien depuis la publication des décrets relatifs aux garanties de démantèlement. Si nous l'omettons par la suite par souci de simplification, il est important néanmoins de le souligner, car la question de l'évaluation juste de ces coûts de démantèlement et de gestion des déchets est l'un des enjeux de l'évaluation du coût du kWh nucléaire.

Les graphiques ci-dessous permettent de segmenter les différentes énergies selon leur structure de coût.

¹⁹ Selon une étude de l'Irena, « Renewable Energy Technologies : Cost Analysis Series, Volume 1 : Power Sector, Wind Power » (juin 2012), le prix des éoliennes est passé de 1,73 USD/kW au premier semestre 2009 à 1,40 USD/kW au premier semestre 2012. La baisse constatée est de 19,1 %.

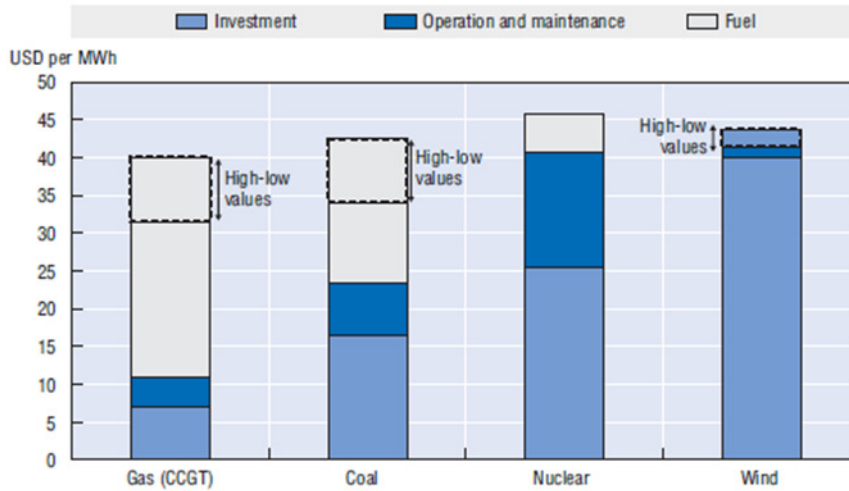
²⁰ Le prix des modules en chute libre, une baisse de 75 % a été constatée entre 2008 et 2011, selon « Global Trends In Clean Energy Investment », Bloomberg New Energy Finance, Avril 2012.

²¹ Policy Brief on Renewable Energy Finance – IEA – RETD, 2012

²² « Levelised cost of electricity » en anglais.

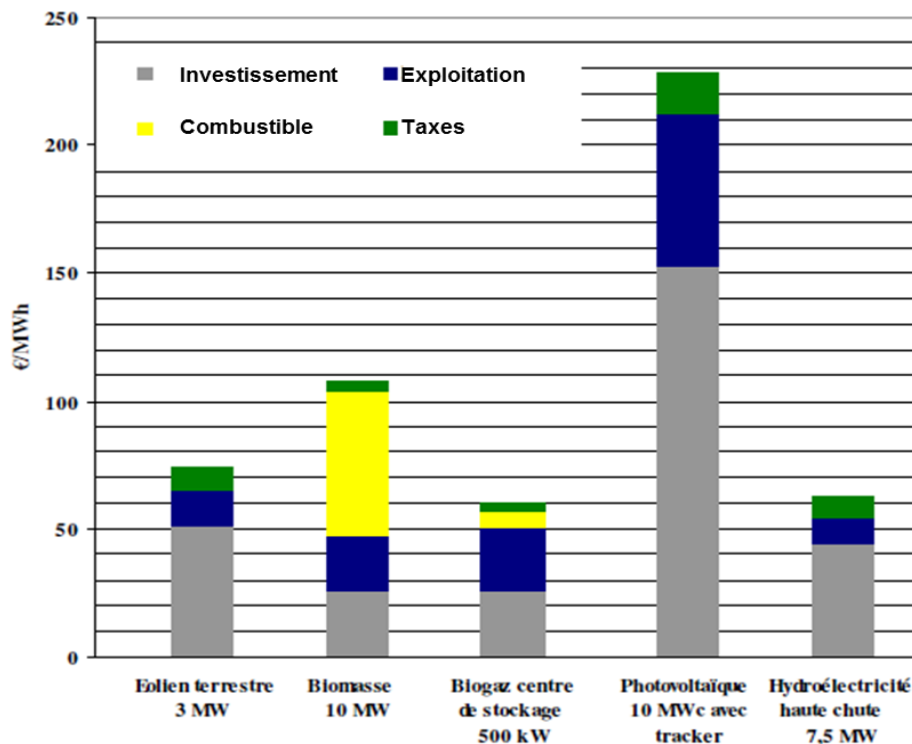
²³ Dans une logique d'analyse du cycle de vie

Figure 3.4. Indicative mid-term generating costs of new power plants



Note: Assumes a natural gas price in the range of USD 3.00-4.50/Mbtu, a coal price of between USD 35 and USD 60/ton, and a discount rate of 7%.

Source: IEA (2004).



Source : d'après rapport DGEC : « Rapport au Parlement, Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, période 2009 – 2020 »

Les centrales à combustible fossile (gaz à cycle combiné, charbon, pétrole) sont extrêmement dépendantes dans leur coût de production de l'électricité, du coût du combustible et des hypothèses à long terme qui pourront être faites quant à son évolution. On dira que cette source d'énergie est

intensive en combustible. En effet, à partir du graphique ci-dessous et d'autres sources²⁴, on constate que les coûts liés au combustible représentent environ 75 % du coût de production d'une centrale au gaz, alors que les coûts initiaux d'investissement représentent 15 % du coût de production. Les coûts d'exploitation et de maintenance se situent aux alentours des 10 %. Les centrales au charbon ont une structure de coût de production qui s'apparente à celle des centrales au gaz, à la différence près que les coûts d'investissements initiaux sont avec cette technologie plus importants. Si les coûts de combustible sont majoritaires dans la structure de coût, environ 50 %, les coûts d'investissements initiaux représentent 35 % du coût de production, les coûts d'exploitation et de maintenance 15 %. La structure de coût de l'électricité produite par une centrale nucléaire se caractérise par des coûts d'investissements initiaux importants, ils représentent en effet plus de la moitié du coût de production, environ 55 %. Les coûts d'investissements d'une **centrale nucléaire** sont majoritairement consacrés aux dépenses de matériels que sont la chaudière, le groupe turbo-alternateur et les équipements électromécaniques²⁵. Viennent ensuite les dépenses d'études et d'ingénierie et de génie civil. Les coûts d'exploitation et de maintenance constituent 35 % du coût de production, et les coûts liés au combustible, achat de l'uranium, restent limités, aux alentours de 10 %.

Les énergies renouvelables solaire et éolienne (mais aussi hydraulique) ont quant à elles une forte intensité capitalistique. En effet, le coût de production de ces énergies dépend à 95 % des coûts d'investissement initiaux. La quasi-totalité des coûts sont engagés en début de vie de la centrale et dépendent de la fabrication et de l'installation du matériel, des frais d'ingénierie et du coût du raccordement. Une fois la centrale mise en service, les coûts de maintenance sont marginaux, environ 5 %, et sont liés aux interventions en cas de panne et au changement de certaines pièces. Le soleil et le vent étant gratuits et ne pouvant faire l'objet d'appropriation, le coût du « carburant » est nul.

Ce constat concernant les énergies solaire, éolienne et hydraulique à forte intensité en capital s'applique assez bien aux autres sources d'énergies renouvelables, mais à quelques différences près. En effet, le biogaz dépend aussi bien dans sa structure de coût de production des coûts d'investissements initiaux que des coûts d'exploitation et de maintenance. Enfin, la biomasse a une structure de coût qui s'apparente plus à celle des énergies fossiles comme le gaz ou le charbon.

Ainsi donc, on peut conclure que contrairement aux énergies fossiles comme le gaz ou le pétrole qui dépendent majoritairement dans leur coût de production du coût du combustible à long terme, **les énergies renouvelables hors biomasse/biogaz sont des énergies dont le coût de production dépend très majoritairement des coûts d'investissement liés à la mise en service de l'unité de production.**

1. 2 - LES ENERGIES RENOUVELABLES SONT DES ENERGIES A FORTE INTENSITE EN CAPITAL : LEURS BESOINS DE FINANCEMENT SONT IMPORTANTS, CE QUI REND LEUR FINANCEMENT COMPLEXE, A PLUS FORTE RAISON DANS UN CONTEXTE FINANCIER PERTURBE

²⁴ Notamment, Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique, DGEC, 2008

²⁵ Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique, DGEC, 2008

Comme on vient de le voir, les coûts de production des centrales de production d'électricité verte (avec un bémol pour la biomasse et le biogaz) dépendent quasi exclusivement des coûts initiaux de construction de la centrale.

Or, ces coûts de constructions de centrales électriques sont très importants (ils peuvent en effet aller bien au-delà d'un million d'euros par MW) : la structure de coûts des énergies vertes impose donc aux investisseurs d'immobiliser immédiatement de fortes quantités de capital (et de dette), alors que la rentabilité ne sera assurée que si la centrale produit durant de nombreuses années. Cette structure de coûts a deux conséquences.

Elle signifie tout d'abord pour les investisseurs un risque maximal, puisque **tout l'argent nécessaire doit être versé en amont du projet**, avant même que la centrale n'ait commencé à produire (et donc avant que les produits issus de la vente d'électricité ne soient apparus), ce qui n'est pas le cas des autres formes de production d'électricité²⁶. Cela se ressent dans les exigences de rémunération en dette et en capital des centrales à partir de sources renouvelables qui sont plus élevées que celles des centrales « classiques ». Ceci est d'autant plus vrai que les financeurs ont aujourd'hui encore une expérience moindre du financement des projets renouvelables que du financement de technologies éprouvées comme les centrales à cycle combiné.

Aussi cette réalité suppose, pour atteindre les objectifs de 2020 en matière d'énergies renouvelables, **une réelle capacité à mobiliser des montants très importants de dette et de capital immédiatement**. Pour donner un ordre de grandeur, on peut faire référence à une analyse d'économistes²⁷ qui estiment les besoins de financement annuels pour assurer la transition énergétique à 2 % du PIB européen. 1,2 % doit être consacré à financer les économies d'énergies et 0,8 % au passage à une économie décarbonée. Si l'on considère un PIB européen aux alentours de 13 000 Mds d'€, les besoins de financement pour décarboner l'énergie et développer les énergies renouvelables se montent à 105 Mds d'€ par an²⁸.

De tels montants, dans un contexte financier très perturbé, font immédiatement comprendre pourquoi la question du financement décidera *in fine* de l'atteinte, ou pas, de nos objectifs de développement des énergies renouvelables. Or, la situation ne pousse pas à l'optimisme : alors que les investissements dédiés aux énergies renouvelables étaient de 41,8 milliards en 2008 en Europe, ils n'étaient plus que de 31,5 milliards en 2011²⁹. Trois raisons principales peuvent être invoquées pour expliquer cette tendance³⁰. Premièrement, **les incertitudes macroéconomiques ont découragé certains investisseurs et certaines banques de financer les énergies renouvelables** dans des pays affectés par la crise des dettes souveraines. De plus, en 2011, **de nombreux pays ont décidé**

²⁶ À l'exception, relative, du nucléaire, dont les coûts d'investissements peuvent représenter une part importante des coûts totaux.

²⁷ "Green investments in a European Growth package", IDDRI, Working Paper, N°11/12, June 2012

²⁸ Ce montant est à nuancer, la BNEF a évalué récemment les besoins de financement européens pour les seules énergies renouvelables à « seulement » 426 Md€ d'ici 2020.

²⁹ Chiffres initialement en dollars issus de "Global Trends In Clean Energy Investment", Bloomberg New Energy Finance, Avril 2012

³⁰ Medium-Term Renewable Energy Market Report 2012, IEA

de baisser de façon importante les tarifs d'achat de l'énergie produite à partir d'énergies renouvelables, et du solaire photovoltaïque en particulier. L'Espagne a réduit fortement ses tarifs fin 2010 (pour les annuler en 2012), l'Italie a baissé ses tarifs par 3 fois en 2011, alors que la France a mis en place un moratoire puis fortement baissé ses tarifs d'achat au début de l'année 2011. Si ces changements de tarifs étaient nécessaires en raison de la baisse des coûts, la brutalité de leur mise en œuvre, et leurs réductions parfois drastiques voire excessives, n'ont pas été de nature à rassurer les financeurs. Enfin, **les établissements bancaires sont confrontés à une double problématique qui voit leur capacité de prêt aux énergies renouvelables limitée**. D'une part, les conditions d'accès au crédit³¹ sont rendues plus compliquées du fait de la crise, et d'autre part, les banques cherchent, dans le contexte de l'entrée en vigueur prochaine des accords de Bâle III³², à réduire leur effet de levier et à se délester de leurs actifs de long terme³³. Or les énergies renouvelables sont financées en général à 80 % minimum au moyen de dette bancaire et pour des maturités assez longues, oscillant entre 15 et 20 ans.

Conclusion 1 : les caractéristiques propres aux projets de production d'électricité verte rendent leur financement complexe, et d'autant plus en période de crise financière : permettre un accès à des liquidités en capital et en dette doit donc être une priorité du gouvernement, pour permettre à la fois l'atteinte des objectifs 2020, mais aussi assurer le plus rapidement possible la compétitivité coût des énergies renouvelables par rapport aux énergies conventionnelles.

1. 3 - LE COUT DE CE FINANCEMENT EST LA CLE DE LA COMPETITIVITE DES ENERGIES RENOUVELABLES

S'il faut faire en sorte qu'un financement suffisant soit disponible pour le développement des énergies renouvelables, il convient également de s'assurer que **celui-ci puisse se faire à moindre coût** et ce pour un raison toute simple : le coût de production (LCOE) de l'électricité à partir de sources renouvelables dépend fortement de son coût de financement, qui dépend lui-même du coût pondéré moyen du capital³⁴. Il dépend du rendement espéré des capitaux propres d'une part et du coût de la

³¹ Les banques préfèrent en effet accompagner les opérations de financement de projets de grands groupes (« grands comptes ») avec lesquels elles pourront faire du financement d'entreprise, de la gestion de trésorerie, de la couverture de taux voire de devises, du conseil. L'activité commerciale qui peut être faite en marge du prêt et qui n'est pas inscrite au bilan de la banque s'appelle le « side-business ». En général, les besoins des PME des énergies renouvelables sont plus modestes en la matière, elles cherchent bien souvent à financer uniquement leur projet.

³² Suite à la crise financière de 2007 et des propositions du G20 pour renforcer la stabilité financière internationale, un certain nombre de règles connues sous le nom d'Accords de Bâle III vont s'imposer aux banques à partir de 2013 afin de renforcer leur solvabilité et leur capacité à faire face à une crise de liquidité importante.

³³ Près de 11 Mds de dollars de prêts d'encours ont été cédés par des banques européennes à des banques japonaises et américaines au cours des six derniers mois. Les banques américaines font actuellement tout leur possible pour retarder l'application des règles prudentielles des accords de Bâle III.

³⁴ Le coût pondéré moyen du capital se calcule de la façon suivante :

$$(E \times kE + D \times kD) / (E + D)$$

Où :

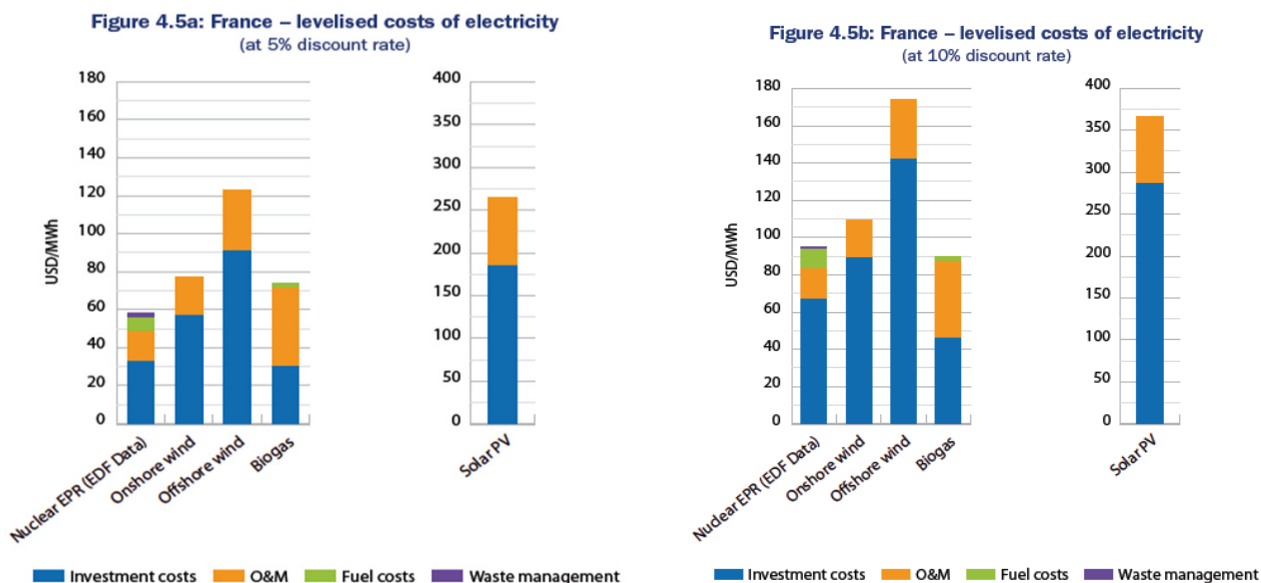
E : Montant des fonds propres (capital investi)

kE : Rentabilité exigée par les actionnaires

dette d'autre part, les deux composantes étant pondérées par leurs montants respectifs. Chaque projet a un coût pondéré moyen du capital différent en fonction de la capacité du promoteur du projet à trouver un financement bancaire d'une part, et de son exigence de rentabilité pour les fonds investis dans ce projet³⁵ d'autre part. C'est ce *taux d'actualisation*³⁶ qui permet de calculer le coût de production de l'électricité pour chaque source d'énergie, en « actualisant » tous les revenus futurs d'un projet comme s'ils advenaient aujourd'hui.

Or, le coût du capital d'un projet éolien ou solaire est d'autant plus important que les coûts d'investissements initiaux (qui incluent en plus les provisions de démantèlement) comptent énormément dans le coût de production de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et qu'ils sont engagés avant qu'aucun revenu ne soit engendré. Ils seront couverts tout au long de la durée de vie du projet. Les revenus générés par un parc éolien, solaire ou une centrale hydroélectrique seront presque exclusivement consacrés au remboursement des coûts d'investissement initiaux, et non pas au coût du combustible qui est nul. Une partie marginale des revenus sera consacrée aux frais d'exploitation et de maintenance.

Conclusion 2 : les attentes des acteurs en rémunération de dette et du capital influencent énormément le coût de production de l'électricité à partir de sources renouvelables.



Source : Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Ed., International Energy Agency

D : Montant de la dette

kD : Taux bancaire

³⁵ Les fonds propres ne sont pas nécessairement investis par le développeur ou promoteur du projet. Ils peuvent être investis par un autre investisseur. C'est souvent le cas d'ailleurs.

³⁶ *Discount factor* en anglais. Le concept de taux d'actualisation (t) permet de concrétiser la réalité qu'un revenu x aujourd'hui et x dans un an, dans 5 ans, dans 10 ans n'ont pas la même valeur. Il sera d'autant plus élevé qu'un projet sera évalué comme risqué (une « prime de risque » plus importante étant intégrée au taux d'actualisation).

A partir des deux graphiques ci-dessus (bien qu'utilisant des données antérieures à 2010, et n'étant pas à jour concernant les coûts O&M des ENR qui ont depuis fortement baissé), on peut observer que le coût de production des énergies varie selon le coût du capital retenu. Le fait de faire baisser le coût du **capital de 10 % à 5 %** impacte fortement le coût de production des énergies renouvelables. L'éolien terrestre et en mer ainsi que le photovoltaïque voient leur coût de production **baisser de plus de 25 %**. L'impact à la baisse est réel pour la biomasse, mais plus faible en raison de l'importance des coûts de combustible pour cette technologie.

	Coût de production de l'électricité solaire avant 2010 (sur la base des graphiques précédents)
	Variation du coût de production d'un kWh en passant d'un taux d'actualisation de 10 % à un taux d'actualisation de 5 %
Eolien terrestre	-28,2 %
Eolien en mer	-29,7 %
Solaire photovoltaïque	-26,4 %
Biomasse	-15,3 %

Face à ce constat, on comprend pourquoi il devient nécessaire que l'Etat :

1. Favorise le fléchage des liquidités existantes vers le financement des énergies renouvelables.
2. Permette par son action une diminution la plus forte possible du coût du capital et de la dette des projets d'énergies renouvelables, pour assurer que les rémunérations du capital et de la dette se fassent au coût le plus juste possible.

Il existe un certain nombre de freins structurels au financement de l'économie verte qu'il convient de rappeler. Les incertitudes quant au cadre réglementaire encadrant les énergies renouvelables ont tendance à être perçues par les investisseurs et les banques comme un facteur de risque. De plus, le risque technologique est bien présent pour certaines technologies non matures comme l'éolien

offshore par exemple. Enfin, les financeurs sont parfois réticents à participer au financement de projets bas carbone car il existe une asymétrie d'information entre les développeurs financiers, les politiques et les investisseurs. A cela s'ajoute le manque de liquidité et l'absence d'un marché secondaire de la dette pour ce type de projets.

Malgré ces difficultés d'ordre conjoncturel et structurel, des solutions existent pour attirer de potentiels financeurs. Si l'on veut permettre aux énergies renouvelables d'arriver le plus rapidement possible à la compétitivité-coût, tout en faisant baisser les tarifs d'achat afin de limiter la hausse de la CSPE, il faut s'attaquer au chantier du coût du financement. Un certain nombre de mesures pourraient ainsi être prises pour s'assurer du financement de la transition énergétique.

2 - DES MESURES PEU COUTEUSES POURRAIENT ETRE PRISES POUR FACILITER L'ACCES AU FINANCEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES ET EN FAIRE BAISSER LE COUT

La problématique du coût du financement est étroitement liée à celle de son accès. C'est parce que l'accès au financement est limité ou rendu compliqué que le coût du financement est élevé. Agir sur l'accès permettra de faire diminuer le coût du financement. La réciproque est vraie : en fournissant un financement à plus bas coût, on développe aussi l'accès. Aussi, toutes les mesures proposées sont de nature à favoriser *in fine* le développement des énergies renouvelables à la fois par le développement de l'accès et la baisse du coût. Néanmoins, les mesures diffèrent par l'impact initial qu'elles ont (développement de l'accès entraînant baisse du coût, ou l'inverse) et nous les séparons donc ci-après sur cette base.

2.1 - L'ACCES AU FINANCEMENT

(1) La première mesure qui peut être prise est l'instauration d'un cadre réglementaire stable, avec une structure de soutien à l'achat de la production électrique dont les évolutions puissent être lisibles et prévisibles.

A l'issue du grand débat national sur la transition énergétique de l'automne 2012, l'annonce d'un cadre stable pour la période 2013-2017 permettrait sans aucun doute de favoriser le financement de la transition énergétique par des investisseurs et des banques. Un des principaux problèmes évoqué pour expliquer le manque d'investissement dans le secteur énergétique vert est celui des incertitudes quant aux politiques à venir³⁷. Il y a une asymétrie d'information entre les financiers et les pouvoirs publics à propos du cadre réglementaire. L'Allemagne a mis en place une loi encadrant le développement des énergies renouvelables en 2000³⁸. Celle-ci est toujours en place aujourd'hui. Même si des modifications des tarifs ont régulièrement lieu, le cadre général n'a jamais changé et

³⁷ A ce titre, le cas français dans le solaire à partir de 2010 fait figure d'exemple malheureux parfait : pas moins de 5 modifications et une suspension de tarifs aussi brutales qu'inattendues entre janvier 2010 et mars 2011. Voir la note Terra Nova : « Photovoltaïque : le gouvernement a manqué de lumières » (<http://www.tnova.fr/note/photovolta-que-le-gouvernement-manqu-de-lumi-res>)

³⁸ Loi EEG (Erneubare Energien Gesetz)

surtout aucun rétroactivité ou moratoire n'a été introduit. La stabilité du cadre réglementaire peut contribuer à expliquer que l'Allemagne, avec un ensoleillement et des tarifs d'achats plus faibles que ses voisins comme l'Italie, la France ou l'Espagne, ait réussi à attirer investisseurs et banques pour financer 8 GW de projets photovoltaïques en 2011 et 4,4 GW pour le premier semestre 2012.

(2) **La création d'une banque publique³⁹ dédiée au financement de la transition énergétique serait de nature à partager les risques⁴⁰** entre secteur public et privé et permettrait d'attirer des investisseurs moins gourmands en termes de rentabilité (fonds de pension ou fonds d'assurance) prêts à financer sur de longues durées. En Allemagne, la banque publique Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) (voir annexe) est un acteur incontournable du financement des énergies renouvelables. Le Royaume-Uni a décidé de créer la Green Investment Bank (GIB) en 2010 dans ce sens. Les agences publiques comme les banques publiques ont été les financeurs principaux dans le secteur des greentech en 2011 avec 44 % des investissements. Par ailleurs, et nous le verrons par la suite, la banque publique peut faciliter le refinancement des banques commerciales dans le cadre de financement de projets d'énergies renouvelables.

(3) Enfin, du fait de la restriction sur les volumes de prêts que les banques commerciales vont pouvoir offrir ces prochaines années dans le contexte de Bâle III, d'autres approches peuvent être envisagées⁴¹. **La première possibilité est d'essayer de mettre en place des « program bonds », en faisant un paquet de petits projets homogènes à financer** (même technologie, même localisation géographique et si possible même constructeur). Ici, il faut une base suffisamment large et un rating suffisamment bon pour attirer des investisseurs institutionnels. La seconde possibilité concerne les plus gros projets comme l'éolien offshore notamment : il s'agit des « project bonds ». Dans tous les cas, l'implication publique via une garantie par exemple peut augmenter le rating du projet, condition nécessaire pour attirer le financement.

2. 2 - LE COUT DU FINANCEMENT

Pour faire baisser le coût du capital des projets d'énergies renouvelables, il convient de s'atteler à faire baisser le coût des fonds propres d'une part, et celui de la dette bancaire d'autre part. Un certain nombre de mesures pourraient être prises par un fonds dépendant par exemple de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) ou d'une banque de la transition énergétique dont la création pourrait être décidée à l'instar de la Green Bank anglaise. Nous l'appellerons ici **Fonds pour la transition énergétique⁴²**.

³⁹ Cette banque pourrait être une structure existante ou une structure à créer. Aujourd'hui, certaines institutions existantes pourraient remplir ce rôle : nous avons pensé à la CDC ou Oséo. Néanmoins, leurs statuts ne leur permettent pas de se refinancer auprès de la Banque centrale européenne. Juridiquement, la solution pourrait se trouver auprès du statut des institutions financières spécialisées. Il en existe trois aujourd'hui en France : l'Agence française de développement, la Caisse de garantie du logement locatif social et Euronext Paris S.A.

⁴⁰ Policy Brief on Renewable Energy Finance – IEA – RETD, 2012

⁴¹ Green investments in a European Growth package, IDDRI, Working Paper, N°11/12, June 2012

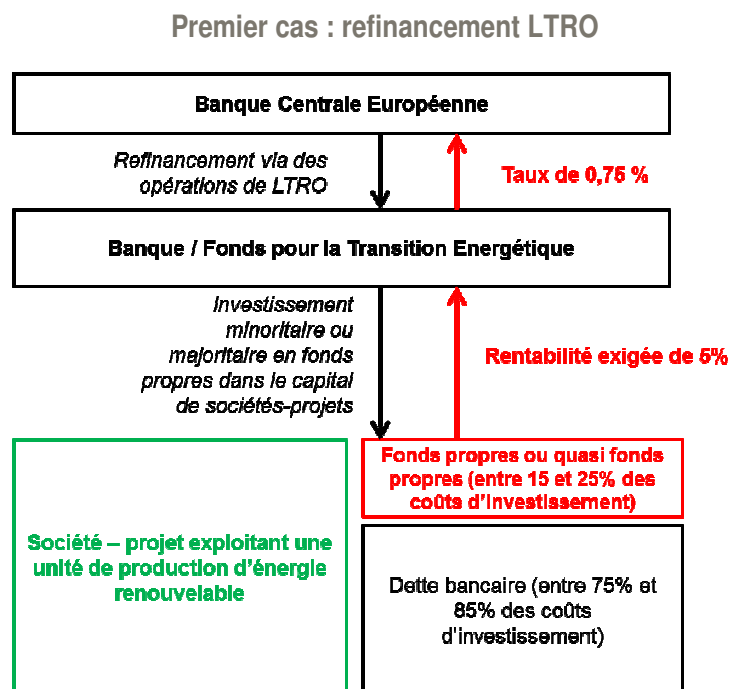
⁴² Un fonds pourrait être plus adapté et plus rapide à monter qu'une banque.

2. 2. 1 - Au niveau du coût des fonds propres

a. Utilisation du Fonds pour la transition énergétique pour investir en fonds propres

Le Fonds pour la transition énergétique pourrait être créé dans le but d'investir en capital dans les projets d'énergies renouvelables. L'intérêt de ce schéma résiderait dans le taux de rentabilité, plus bas que les standards actuels, qui serait exigé par le fonds. Investissant en fonds propres ou quasi-fonds propres dans des sociétés-projets exploitant des unités de production d'énergies renouvelables, cette structure pourrait investir pour un taux de rentabilité interne aux alentours de 5 %, ce chiffre étant choisi ici à titre d'exemple plausible. Les fonds qui seraient alors investis pourraient provenir de deux schémas différents :

(1) **Premièrement : même si cette hypothèse n'est pas la plus probable, on pourrait imaginer que la structure puisse se refinancer auprès de la Banque centrale européenne (BCE) dans le cadre d'opérations de refinancement à long terme dites de LTRO⁴³ mises en place depuis fin 2011. En versant un taux de 0,75 % à la BCE pour obtenir de la ressource, le fonds pourrait investir dans des projets d'énergies renouvelables pour des rentabilités bien inférieures à celles demandées par les investisseurs habituels de ce type de projet⁴⁴.**



⁴³ LTRO pour Long Term Refinancing Operation

⁴⁴ Rentabilité plus faible que celle exigée par des investisseurs habituels pour ce type de projet, qui se situe entre 9 % et 12 %, et parfois au-delà de 12 %.

Les équipes de la CDC, par exemple, pourraient être utilisées pour se charger de l'investissement en fonds propres dans les projets, puisqu'elles ont une expertise dans le domaine. Aujourd'hui, la Caisse des Dépôts et Consignations investit déjà dans des parcs éoliens, solaires, et unités de biomasse⁴⁵. Les rentabilités exigées sont un peu plus faibles que celles des investisseurs institutionnels et se situent entre 7 et 9 % selon les projets. Les horizons d'investissement sont compris entre 5 et 10 ans. A ce jour néanmoins, la CDC ne peut se positionner en tant qu'actionnaire majoritaire⁴⁶ et investit à hauteur de 49 % maximum du capital des sociétés d'exploitation.

Il faudrait envisager la possibilité que le Fonds pour la transition énergétique puisse également investir de façon majoritaire en recrutant des équipes techniques et financières à même d'assurer la gestion quotidienne des projets ou en ayant recours à des sociétés spécialisées.

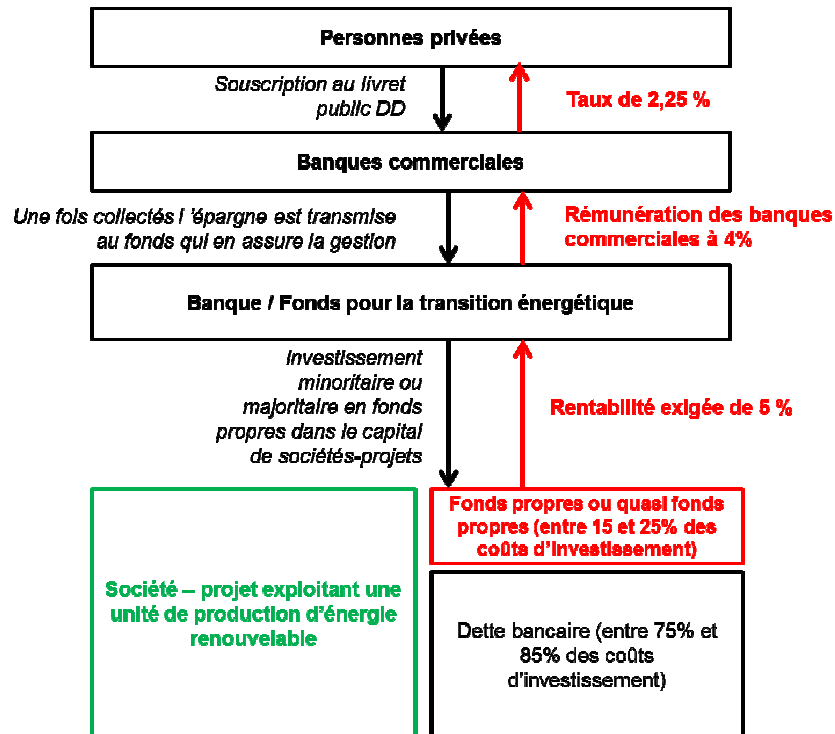
(2) Il faut bien sûr envisager les cas où la structure ne serait pas éligible au refinancement auprès de la BCE, ou celui de l'arrêt des opérations LTRO. Dès lors, **il peut être intéressant de réfléchir à un financement en amont via de l'épargne populaire comme le livret de développement durable (LDD) par exemple.**

En effet, les fonds collectés via le LDD, dont le plafond va être doublé, pourraient être utilisés pour être investis dans le capital de sociétés de projets d'énergies renouvelables. Aujourd'hui, seulement 10 % des fonds collectés par le LDD sont utilisés pour financer des activités liées au développement durable. Il faut donc flécher cette épargne vers le financement réel d'activités vertes. Ici, des banques commerciales collecteraient l'épargne, qui serait ensuite confiée au Fonds pour la transition énergétique qui sera chargé d'investir ces fonds dans les projets.

La rémunération du Fonds sera supérieure à celle des banques afin de couvrir ses frais de gestion. Les banques commerciales versent par la suite la rémunération au taux en vigueur au particulier. Le souci principal de ce schéma réside dans la liquidité du LDD. En effet, les fonds peuvent être collectés et décollectés à loisir. Or, les banques qui financent les sociétés-projets demandent que les fonds propres soient maintenus durant une certaine durée au sein des sociétés d'exploitation.

⁴⁵ La CDC a investi 154 millions d'€ entre 2008 et 2010 dans des projets de production d'énergie renouvelable. Elle a prévu d'investir 135 millions d'€ entre 2011 et 2013 : <http://www.lagazettedescommunes.com/85709/la-caisse-des-depots-mobilise-135-me-pour-developper-les-energies-renouvelables-et-lefficacite-energetique/>

Second cas : utilisation du LDD



b. Développement de l'investissement participatif

Parallèlement à ces mesures, il pourrait être intéressant de favoriser le développement de l'investissement participatif, qui est un moyen de faire baisser le coût des fonds propres. Il faudrait également penser un cadre législatif plus favorable à ce mode d'investissement très répandu en Allemagne et au Danemark. Celui-ci propose aux riverains d'une unité de production d'électricité verte d'investir dans la société d'exploitation détenant le projet. En France, les projets d'investissement participatif peinent à voir le jour en raison d'un cadre réglementaire trop contraignant. Si le nombre d'investisseurs dans le capital d'une société projet dépasse 99, alors il devient nécessaire d'obtenir un visa de l'Autorité des marchés financiers. Il conviendrait de prendre des mesures visant à affranchir les projets éoliens, solaires ou de biomasse de ce cadre car cette procédure peut s'avérer longue et coûteuse. Or le recours à l'investissement participatif ou citoyen répond à un double objectif :

- Il permet de renforcer l'acceptabilité des projets d'énergies renouvelables, en associant les riverains et les collectivités locales au développement, au portage des projets ou à leur exploitation. L'argument d'un manque de concertation entre promoteurs des projets, collectivités locales et riverains doit alerter.
- Ce mode d'investissement permet également de faire baisser le coût des fonds propres des projets, en faisant intervenir citoyens et collectivités locales qui, en échange d'une appropriation de « projets

de territoires », exigeront une rentabilité inférieure à celle exigée par les investisseurs actuels du secteur.

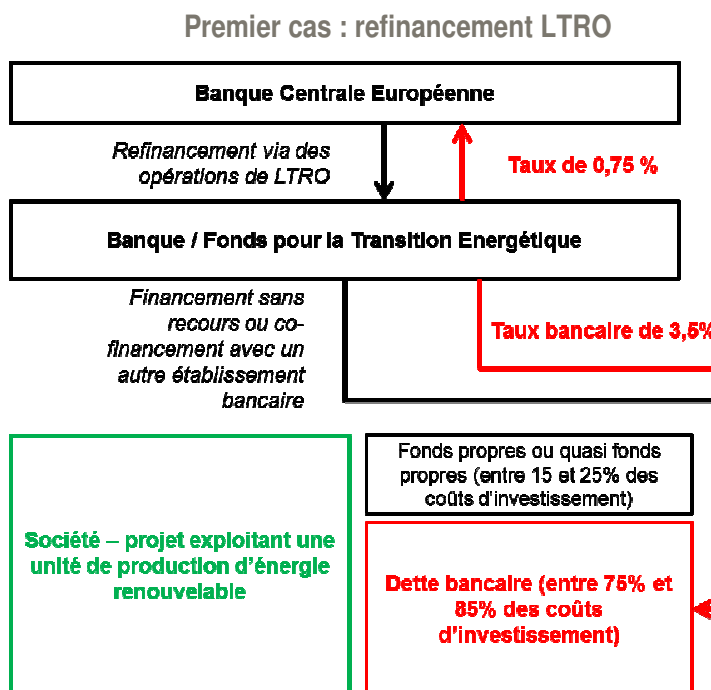
2. 2. 2 - Au niveau du coût de la dette

Pour faire baisser le coût de la dette, il faut considérer la décomposition du taux bancaire tel que pratiqué par les banques pour ce type de projets. Le taux bancaire est composé du taux de l'argent sans risque, auquel viennent s'ajouter le coût de refinancement propre à chaque établissement et le coût du risque associé au projet. Les actions à mener doivent se concentrer sur les deux dernières composantes mentionnées.

a. Baisse du coût de refinancement

Il peut être envisagé de faire baisser le coût du refinancement dans deux configurations : celle actuelle des opérations de refinancement de la BCE, ou celle de refinancement par les marchés interbancaires.

Dans le premier cas de figure, il pourrait être envisagé que le Fonds pour la transition énergétique se refinance auprès de la BCE à 0,75 % et mette à disposition ces fonds pour le financement en dette de projets d'énergies renouvelables. Les taux pratiqués par le Fonds pourraient alors être assez bas. Actuellement, la banque publique allemande KfW met à disposition des fonds pour le financement de projets EnR à des taux historiquement peu élevés⁴⁷.



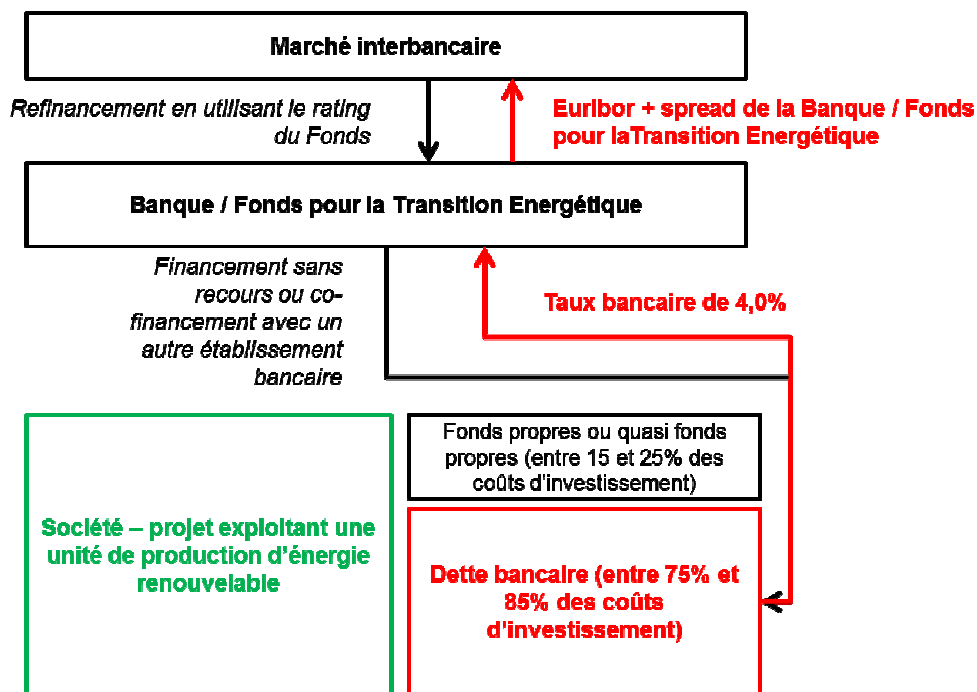
⁴⁷ L'article ci-dessous mentionne même des taux de 1% pour le financement de la construction de fermes éoliennes. La maturité de ces prêts n'est pas précisée.

http://finchannel.com/news_flash/Banks/112304_KfW_supports_implementation_of_energy_turnaround/

Dans le second cas, il faut pouvoir envisager l'arrêt des opérations de LTRO. Dès lors, le Fonds pour la transition énergétique devra se refinancer directement sur le marché interbancaire. Grâce à son rating qui est celui de l'Etat français, via la CDC ou la BPI, il pourra se refinancer à des taux bien inférieurs à ceux des banques commerciales françaises.

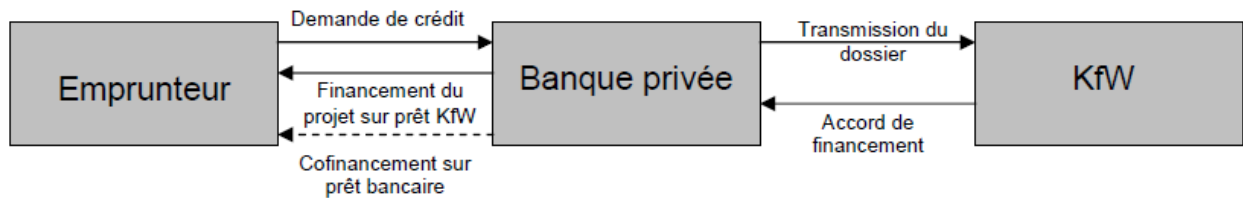
Bien sûr, les taux bancaires appliqués au financement des projets seront par nature un peu plus élevés que dans le cas du refinancement par la BCE, mais ils seront toujours plus faibles que ceux ayant cours actuellement.

Second cas : refinancement par le marché interbancaire



Dans le cas présenté ci-dessus, l'instruction des demandes de financement pourrait être sous-traitée aux banques commerciales habituelles, comme c'est le cas des programmes de la KfW en Allemagne. Le Fonds ne mettrait à disposition la dette qu'après l'étude technique et financière réalisée par la banque privée. C'est cette dernière qui resterait l'interlocuteur avec l'opérateur qui cherche à financer son projet (voir schéma KfW ci-dessous).

Schéma de demande de financement classique :



Source : CDC

Dans les deux situations, refinancement LTRO ou via le marché interbancaire, il pourrait être intéressant de conditionner l'accès aux taux bonifiés à des projets réunissant les conditions suivantes : taux de rentabilité interne raisonnable, bilan carbone bas, projet disposant d'une norme Union européenne.

De plus, les pouvoirs publics peuvent également continuer les expériences de partenariats public-privé menées entre régions, banques commerciales et Banque européenne d'investissement (BEI) pour les projets d'énergies renouvelables. Quatre régions sont impliquées : Poitou-Charentes, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées et la région Centre.

Afin de pallier certaines défaillances du marché, les régions s'appuient sur la BEI pour mettre à disposition des projets d'énergies renouvelables des prêts bonifiés. La BEI met en place une ligne de crédit à taux bonifiés qui doit servir pour financer un montant défini par projet. La bonification du taux est variable selon la durée des financements et la typologie des projets : elle peut varier entre 10 et 70 points de base (soit 0,10 % à 0,70 %). Le complément de dette est apporté par les banques commerciales qui ont signé le partenariat. Pour améliorer la perception du risque que la banque a de sa propre quote-part, ce schéma est parfois complété par une garantie d'emprunt⁴⁸ de la région. Dans le cas de la région Midi-Pyrénées, le mécanisme de garanties d'emprunts n'excède pas 25 % du montant contracté.

Il pourrait être intéressant de continuer à développer ce genre d'initiatives qui permettent de financer des projets locaux faisant appel à des entreprises (développeurs et contractants) souvent régionales. Mais la BEI a prévu de réduire en 2012 son volume de prêt en revenant aux niveaux de 2008⁴⁹. La décision du sommet européen de juin 2012 de recapitaliser la BEI à hauteur de 10 milliards d'euros permettrait d'assurer la continuité de ce type de mécanismes qui permettent à la fois d'agir sur le taux de refinancement (via la ligne de crédit à taux bonifié) et sur la perception du risque associé au projet (via la garantie d'emprunt pour la partie revenant à la banque commerciale).

⁴⁸ A noter que cette caution ne peut porter sur plus de 50 % des annuités d'emprunt de l'emprunt total et ne peut dépasser 10 % de l'ensemble des recettes de fonctionnement.

⁴⁹ « Green investments in a European Growth package », IDDRI, Working Paper, N°11/12, June 2012

b. Baisse du coût du risque associé au projet

Il peut être également intéressant de faire baisser le coût du risque associé au projet pour des technologies peu matures (éolien en mer, biomasse, géothermie...). Ici les banques ont en général peu d'expérience pour ce type de financement. La participation du Fonds se ferait en accompagnement d'une ou plusieurs banques à des conditions de marché.

Le schéma vise ici à rassurer les banques commerciales classiques quant à la perception qu'elles ont du risque associé au financement de technologies qu'elles connaissent peu ou mal. La participation du Fonds vient réduire l'exposition des banques commerciales et peut permettre de compléter des pools bancaires ou co-financement pour des financements importants. En Allemagne, la KfW participe à des conditions de marché au financement des parcs éoliens offshore en Mer du Nord. En raison de montants à financer très importants, du nombre limité de banques en Europe actives sur ce segment et des incertitudes quant au coût de raccordement et des potentiels de vent, la KfW intervient à des conditions de marché pour des tickets pouvant aller jusqu'à 100 millions d'€.

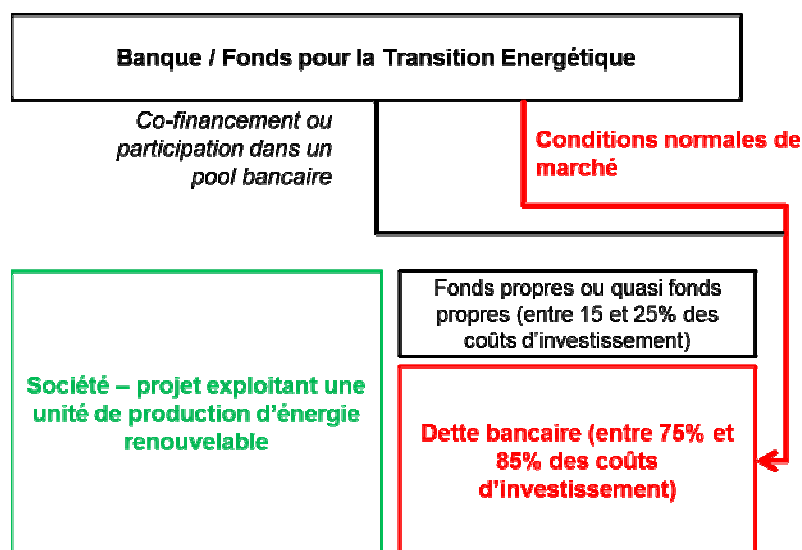
La baisse du coût associé au projet peut passer par des schémas de contre-garantie bancaire. Aujourd'hui, Oséo met en place ce type de schéma pour les prêts photovoltaïques (jusqu'à 50 % de l'encours total). En cas de défaillance, le prêt d'une banque commerciale est garanti. Cette mesure pourrait être rendue automatique pour le financement de projets solaires dont le montant de dette est inférieur à 2 millions d'euros. Sur ce segment, les banques hésitent à prêter. Il s'agit bien souvent de banques régionales ayant peu d'expertise du financement de projet. Une garantie à 50 % de leur encours par Oséo⁵⁰ ou par un fonds de garantie créé par la CDC serait de nature à modifier leur perception du risque et faciliterait ainsi le financement.

La création d'un fonds de garantie pour la transition énergétique pourrait être également envisagée. C'est en tout cas l'avis de François Dauphin et Arnaud Berger⁵¹. Même si leur proposition porte sur le financement de la rénovation thermique, celle-ci est applicable aux projets d'énergies renouvelables et aurait un impact positif sur le coût du risque associé au projet.

⁵⁰ Qui doit être possible, mais cela reste à vérifier.

⁵¹ François Dauphin et Arnaud Berger, « L'énergie... et le nerf de la guerre », tribune pour *Energie Plus* n°487

Prêt aux conditions de marché pour technologies peu matures



3 - CONCLUSION : CES MESURES (A COUT NUL) SONT SUSCEPTIBLES D'AVOIR DES EFFETS MACROECONOMIQUES POSITIFS

Outre la nécessité stratégique à long terme de préparer la transition énergétique, notamment pour réduire notre dépendance aux énergies fossiles, ces mesures n'ont de sens à court terme, en temps de crise, que si elles permettent de développer industries, croissances, et emplois.

Or, les énergies renouvelables représentent une opportunité économique indéniable : au niveau mondial, en 2011, 263 milliards de dollars ont été investis dans les EnR (en croissance de 6,5 %, plus que la croissance mondiale, de 4 % environ). Le solaire pourrait représenter jusqu'à 250 milliards de dollars de marché en 2015 contre 128 milliards de dollars en 2011 et 100 milliards de dollars en 2010⁵². L'éolien terrestre représente aujourd'hui un marché mature, toujours en croissance, de 40 GW annuels pour environ 120 milliards de dollars d'investissements.

Les mesures proposées, et en particulier le développement de l'accès à un financement à bas coût des énergies renouvelables, participeront à aider la France à soutenir cette opportunité. En améliorant les conditions du financement, un développement accru des énergies renouvelables est prévisible. Alors que les énergies renouvelables représentent 2 % du PIB français en 2011, le développement supplémentaire de notre marché domestique permettra de contribuer à la croissance française, tout en utilisant aux mieux les atouts importants que la France a d'ores et déjà en sa possession (main d'œuvre qualifiée, capacités d'investissements, rating, industriels de premiers plan, grands groupes énergéticiens, et près de 12 000 PME réparties dans toute les composantes de

⁵² Pew report : <http://www.pewenvironment.org/news-room/press-releases/pew-report-global-clean-energy-investment-a-record-263-billion-in-2011-85899381067>

l'économie verte). Cela permettra par ailleurs aux entreprises françaises d'améliorer directement leur expertise et donc leur compétitivité. Elles acquerront les références sur le marché national qui les aideront à conquérir des parts de marché à l'international et pourront s'appuyer sur un marché national soutenu par un accès au financement à un coût compétitif. Ces mesures permettront en parallèle de réduire le coût des énergies renouvelables à une vitesse accrue, la baisse des coûts ayant un effet d'entraînement.

Enfin, tous ces effets macroéconomiques auront un impact fort sur le front de l'emploi. Une étude de l'IDDRI⁵³ conclut que l'énergie éolienne a un potentiel d'emplois directs et indirects par million d'euros investi égal à 10. Le solaire photovoltaïque a un potentiel encore plus important avec 14 emplois directs ou indirects par million d'euros investi. Une étude du BIPE pour le Syndicat des énergies renouvelables annonce de son côté qu'un MW d'énergie éolienne équivaut à 3,3 emplois créés. Un MW de solaire photovoltaïque permet la création de 9 emplois, en grande majorité non délocalisables car situés en aval de la chaîne de valeur : développement, construction et maintenance⁵⁴. Le potentiel dans la rénovation thermique est également très important, et là encore non délocalisable. L'important est de structurer les filières avec un cadre stable et un marché annuel relativement constant.

Soutenir le financement des énergies renouvelables en mettant en œuvre les mesures proposées, c'est soutenir à la fois la croissance, l'emploi, et la compétitivité des entreprises françaises.

⁵³ « Green investments in a European Growth package », IDDRI, Working Paper, N°11/12, June 2012

⁵⁴ En analysant à partir du rapport BIP-SER la chaîne de valeur d'un actif de production solaire, souvent mise en avant pour dénoncer des énergies renouvelables qui ne favoriseraient qu'exclusivement les importations, nous constatons que dès 2010, les modules ne représentaient plus qu'en moyenne 22 % du coût total d'une installation solaire. 46 % de ces coûts concernent l'ingénierie locale, le développement et la construction, 5 % pour les onduleurs et 27 % pour les frais financiers et les assurances. Ainsi, près de 75 % de la valeur d'un projet n'est pas liée aux modules mais à des secteurs en grande majorité nationaux. Dans les marchés mûrs comme l'Allemagne où des efforts ont été faits sur toute la structure de coûts, la part des modules remonte mécaniquement.

ANNEXE 1: LE ROLE DE LA KfW DANS LA TRANSITION ENERGETIQUE ALLEMANDE

1 - PRESENTATION GENERALE

La Kreditanstalt für Wiederaufbau⁵⁵ (KfW) a été créée en 1948 pour gérer les aides du Plan Marshall dans le cadre de la reconstruction de la future RFA. A la chute du mur de Berlin, la KfW s'est vue confier deux nouvelles missions : la gestion de la privatisation des entreprises d'Etat et la réunification financière. Aujourd'hui, son action est dédiée à l' « amélioration durable des conditions de vie économique, sociale et écologique ».

La KfW est détenue à 80 % par l'Etat fédéral allemand, les 20 % restants étant détenus par les Länder. Son bilan était de 441,8 Mds d'euros en 2010. Disposant d'une garantie directe de l'Etat fédéral allemand, cette banque dispose d'une notation (AAA/Aaa/AAA) délivrée par les trois principales agences de notation mondiales⁵⁶. La Banque emploie actuellement 4 500 personnes dans 70 bureaux dans le monde et son siège est situé à Francfort-sur-le-Main.

2 - LE ROLE DE LA KfW DANS LE FINANCEMENT DE LA TRANSITION ENERGETIQUE EN ALLEMAGNE

Le volume de financement de la KfW a été de 81,4 Mds d'euros en 2010. Près d'un tiers de ce montant, 25,3 Mds d'euros, a été consacré au financement de projets de protection de l'environnement et du climat. Près de 9,5 milliards d'euros de prêts ont été accordés dans le cadre de financement de projets d'énergies renouvelables en 2010. En 2011, ce sont 11 Mds d'euros de prêts qui ont été accordés contribuant à 41,5 % du montant d'investissement dans le domaine en Allemagne⁵⁷.

2.1 - PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES

Deux programmes ont été mis en place ces dernières années :

- Programme pour la production d'énergie solaire : offre des prêts à taux réduit pour un montant de prêt allant jusqu'à 10 millions d'euros pour le financement de projets solaires.
- Programme pour les énergies renouvelables : offre des prêts à taux réduit pour le financement d'installations renouvelables (éolien, solaire, biomasse) et pour un montant allant jusqu'à 10 millions d'euros. Une distinction est ici faite entre :
 - o Programme standard qui soutient les projets de production d'électricité : taux réduit

⁵⁵ En allemand, établissement de crédit pour la reconstruction

⁵⁶ Standard & Poors, Fitch Ratings et Moody's

⁵⁷ <http://www.bloomberg.com/news/2011-11-21/kfw-loans-help-finance-11-billion-euros-of-renewable-investments.html>

- Programme premium qui propose des avantages pour les projets utilisant l'usage du renouvelable pour le chauffage (biogaz, biomasse, géothermie) : taux réduit
- Programme géothermie profonde : taux réduit
- Programme géothermie profonde – risque de forage : garantie contre le risque de forage sans résultats et financement de projets.

2. 2 - PROMOTION DE L'EFFICACITE ENERGETIQUE

Différents secteurs sont visés par l'action de la KfW dans le domaine de l'efficacité énergétique :

- Logement résidentiel :
 - Programme pour la construction écologique : financement long terme à taux réduit pour la construction de maisons BBC
 - Programme de réhabilitation de l'ancien : aides pour investissements visant à réaliser des économies d'énergies
- Aide aux PME
 - Fonds spécial pour l'efficacité énergétique autour de :
 - Prêts à taux réduit
 - Aides pour prestations de conseils
- Aide aux municipalités
 - Programmes pour rénovation de bâtiments communaux : Prêts à taux réduit.

3 - DEVELOPPEMENTS RECENTS

Le montant maximum de certains programmes de taux réduit pour les énergies renouvelables est passé de 10 millions d'euros à 25 millions d'euros en 2012.

La KfW a développé un programme spécifique lié au financement des parcs éoliens offshore. Ce programme prévoit une participation de la banque dans un pool bancaire aux conditions de marché pour des montants pouvant aller jusqu'à 400 millions d'euros. Dans certains cas, la limite peut être fixée à 700 millions d'euros.

En août 2012, la KfW a affirmé vouloir consacrer 100 Mds d'euros durant ces 5 prochaines années pour le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique⁵⁸.

⁵⁸ <http://www.businessgreen.com/bg/news/2198109/german-infrastructure-bank-talks-up-eur100bn-green-investment-plan>

ANNEXE 2 : EVOLUTION DES PRIX D'ACHAT DU PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE

Le photovoltaïque étant une énergie très modulaire (les installations actuelles vont de quelques kW à plusieurs centaines de MW dans le monde), et dépendant de l'ensoleillement, de la technologie utilisée (fixe, suiveurs solaires) et des régulations en place (pour la France, intégré au bâti, intégré simplifié au bâti, etc.) il est très difficile, voire impossible, de répondre facilement à la question du coût réel du kWh photovoltaïque, chaque application ayant une structure de coût propre entraînant des variations significatives.

Néanmoins, l'analyse des tarifs d'achat qui fonctionnent par applications, et des résultats des appels d'offres lancés par l'Etat (le premier pour les projets entre 100 et 250kW, le second pour les projets de taille supérieure à 250kW), nous permet d'avoir une première analyse de la baisse des prix d'achat qui, sans parfaitement refléter les coûts réels, donnent une bonne mesure de l'évolution du coût du kWh photovoltaïque en France :

Sources et hypothèses :

Pour 2009 : valeur des tarifs d'achat en 2009

Pour 2010 : valeur des tarifs d'achat en septembre-décembre 2010

Pour 2011 :

- pour les installations intégrées au bâti et intégré simplifié, valeur au second trimestre 2011, selon arrêté post-moratoire de décembre 2010 ;
- pour les installations toitures supérieures à 100kW, en l'absence de chiffres crédibles, moyenne arithmétique des prix retenus par applications en 2010 et en 2012 (cf. ci-dessous)

Pour 2012 :

- pour les installations intégrées au bâti, valeur du tarif d'achat en vigueur au 1^{er} trimestre 2012.
- pour les installations entre 36 et 100kW : 21,37 ct€/ kWh au 1er trimestre 2012 puis baisse de 9,5 % qui semble trop importante pour que cette sous-famille remplisse son quota. Nous avons ici un exemple de tarif d'achat qui donne la limite du prix de marché. La valeur de 21,37 peut être conservée au moins pour le premier semestre 2012 comme valeur de faisabilité des projets de cette taille.
- pour les centrales supérieures à 100 kW : prise en compte des moyennes de prix adoptés par le ministère ou jugés complets par la CRE :
 - o entre 100 et 250 kW : 21,77 ct€/kWh⁵⁹ (NB : ces prix sont légèrement supérieurs aux prix repérés pour les centrales de taille comprise entre 36 et 100kW, ce qui peut paraître étrange car les prix du photovoltaïque sont inversement corrélés à la taille de l'exploitation. L'explication principale tient au cahier des charges des appels d'offres, qui imposaient des contraintes financières et techniques plus importantes que dans le cadre d'un contrat d'achat habituel : comme on l'a déjà dit, le coût du photovoltaïque dépend

⁵⁹<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=?cidTexte=JORFTEXT000026305386&dateTexte=&oldAction=rechJO&categorieLien=id>

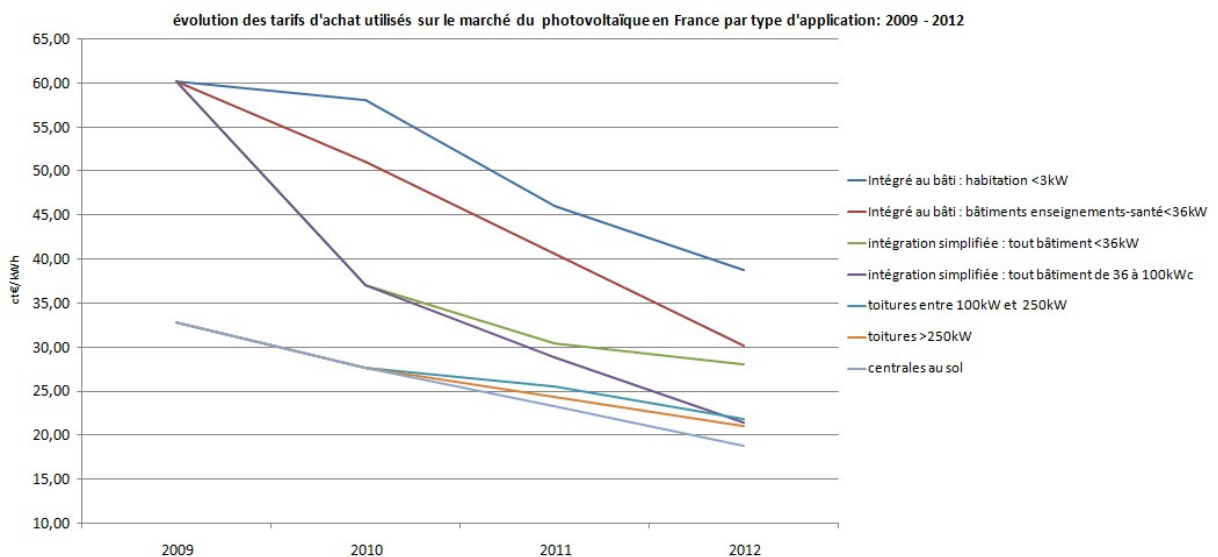
de nombreux facteurs rendant particulièrement complexe la définition d'un unique coût d'un kWh photovoltaïque).

- supérieur à 250kW⁶⁰ :
 - installations sur bâtiments : 21,01 ct€/kWh
 - grandes installations (> 4,5MW) : 18,80 ct€/kWh

Remarque : on constate que le tarif d'achat sur la tranche 36KW à 100KW fonctionnait au premier trimestre 2012 (100 % du quota rempli avec le tarif considéré) sur une base un tout petit peu plus faible que le résultat des AO sur la tranche 100 à 250KW à la même période. Cette différence peut s'expliquer par la lourdeur des AO, qui conduisent les opérateurs à être plus prudents dans leurs demandes de tarifs.

Evolution entre 2009 et 2012 des tarifs d'achat utilisés sur le marché du photovoltaïque (ct€/kWh), et que l'on peut utiliser comme référence pour donner les prix sur le marché français du KWh solaire :

	2009	2010	2011	2012	baisse annuelle			2009/2012
					2010/2009	2011/2010	2012/2011	
Intégré au bâti : habitation <3kW	60,18	58,00	46,00	38,80	-3,6%	-20,7%	-15,7%	-35,52%
Intégré au bâti : bâtiments enseignements-santé<36kW	60,18	51,00	40,60	30,09	-15,2%	-20,4%	-25,9%	-50,00%
intégration simplifiée : tout bâtiment <36kW	60,18	37,00	30,35	28,07	-38,5%	-18,0%	-7,5%	-53,35%
intégration simplifiée : tout bâtiment de 36 à 100kWc	60,18	37,00	28,83	21,37	-38,5%	-22,1%	-25,9%	-64,49%
toitures entre 100kW et 250kW	32,82	27,60	25,53	21,77	-15,9%	-7,5%	-14,7%	-33,67%
toitures >250kW	32,82	27,60	24,31	21,01	-15,9%	-11,9%	-13,6%	-35,99%
centrales au sol	32,82	27,60	23,20	18,80	-15,9%	-15,9%	-19,0%	-42,72%



⁶⁰<http://article.lechodusolaire.fr/?id=aczvavlf2003upeq>

ANNEXE 3 : PRECISIONS CONCERNANT L'APPEL D'OFFRE EOLIEN OFFSHORE 2011

Concernant l'offshore, l'appel d'offre tel que dimensionné par le précédent gouvernement a conduit les consortiums ayant répondu à surévaluer le risque, en l'absence d'études de vent et de structures en mer. Cela a conduit à un tarif d'achat très élevé (200 à 230 euros du MWh), alors qu'au Royaume-Uni, où la procédure est portée une fois les études menées par le Crown Estate, organisme public⁶¹, les tarifs sont compris dans une fourchette de 100 à 200 euros du MWh⁶² en fonction de la qualité et des caractéristiques techniques des sites.

La procédure est aussi très différente sur le nombre de concurrents qui s'affrontent lors de ces AO : jusqu'à une quinzaine⁶³ sur certains sites anglais et deux concurrents seulement en France, avec même un site sans concurrence⁶⁴. Le modèle est à revoir pour les AO suivants.

⁶¹ <http://www.greenunivers.com/2011/09/eolien-offshore-juristes-appel-offres-61078/>

⁶² http://2050-calculator-tool-wiki.decc.gov.uk/cost_categories/6

⁶³ Page 12 : http://www.ambafrance-uk.org/IMG/pdf_Science_et_technologie_au_Royaume-Uni_Septembre-October-2.pdf

⁶⁴ Le Tréport