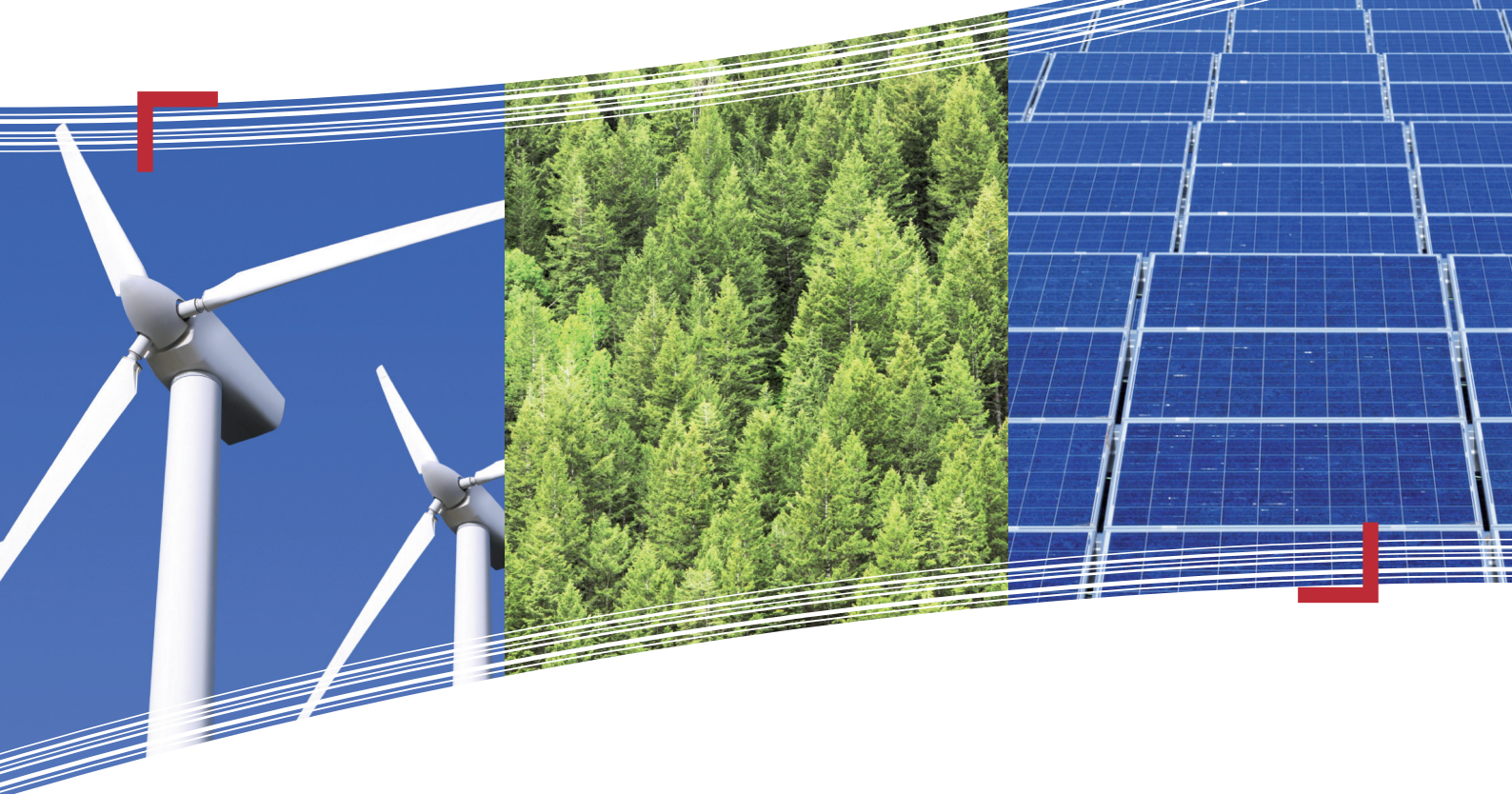




Analyse

Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine

Éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque

Avril 2014

Synthèse

Au cours des dernières années, le secteur des énergies renouvelables a connu de profondes mutations en termes d'innovations technologiques, de financement des projets et de structuration des dispositifs de soutien public. Ces évolutions conduisent à s'interroger sur la pertinence et l'adéquation de ces dispositifs, qui sont spécifiques à chaque filière.

Dans ses avis sur les tarifs d'obligation d'achat, en particulier ceux de 2006 et 2010 relatifs à la filière photovoltaïque, et ceux de 2006 et 2008 relatifs à la filière éolienne terrestre, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) avait souligné la rentabilité élevée induite par les tarifs proposés par les ministres chargés de l'énergie successifs. Ces avis avaient été élaborés sur le fondement de données de coûts déclaratives, prévisionnelles ou normatives, généralement obtenues auprès des professionnels du secteur.

La présente analyse établit sur un panel représentatif d'installations, et pour la première fois sur le fondement de données avérées et vérifiées, la rentabilité des installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable afin de :

- s'assurer que le soutien public, financé par les consommateurs finals d'électricité, ne donne pas lieu à des profits excessifs ;
- vérifier que les tarifs d'obligation d'achat, en niveau comme en structure, sont adaptés aux réalités technologiques et industrielles des filières.

La CRE a réalisé l'étude des filières de l'éolien terrestre, du solaire photovoltaïque, de la biomasse et de la cogénération. Les deux premières sont les filières renouvelables qui représentent les montants de charges de service public les plus significatifs pour le consommateur ; la troisième est celle dont le développement est le plus incertain, le taux de non-mise en service des projets lauréats des appels d'offres étant très élevé ; la dernière mérite d'être analysée du fait des nouvelles conditions tarifaires mises en place à l'automne 2013. Il sera ultérieurement procédé à l'examen des filières hydraulique et biogaz ainsi qu'à des travaux complémentaires sur les filières photovoltaïque et éolienne terrestre.

Sur le fondement des analyses du présent rapport, la CRE formule les observations et recommandations ci-après.

Sur la filière cogénération

Les exploitants des installations de cogénération ont fait preuve d'une très grande réticence à transmettre les éléments demandés par la CRE dans le cadre de la présente étude ; les quelques données recueillies n'ont pas permis de procéder à une analyse représentative des conditions économiques et de la rentabilité du parc de cogénération français.

La CRE réitérera au premier semestre 2014 sa demande formelle de données aux exploitants des installations de cogénération sélectionnées. Elle rappelle par ailleurs que le défaut de communication et d'informations est susceptible de constituer un manquement et, à ce titre, de faire l'objet d'une sanction.

Sur la filière éolienne terrestre

La filière éolienne terrestre est une filière mature, présentant de bonnes conditions de concurrence entre les acteurs. Le coût d'investissement, très largement prédominant dans le coût de production, est composé aux trois-quarts du coût des éoliennes, qui suit actuellement une tendance à la baisse vraisemblablement amenée à se poursuivre à l'avenir.

La faible différenciation tarifaire en fonction du productible des installations éoliennes terrestres offre aux installations les mieux situées un niveau de rentabilité très supérieur au CMPC de référence¹ utilisé par la CRE pour élaborer ses avis sur les tarifs d'obligation d'achat.

Le mécanisme d'obligation d'achat est dimensionné pour rentabiliser les installations qui en bénéficient sur la durée du contrat. Celle-ci est de 15 ans dans le cas de l'éolien terrestre, alors que les retours d'expérience montrent que les installations peuvent fonctionner 20 voire 25 ans sans requérir d'autres investissements que ceux de maintenance courante. Dès lors, les installations, après avoir été intégralement amorties et rémunérées sur 15 ans, continueront à valoriser l'électricité qu'elles produisent sur les marchés pendant 5 à 10 années supplémentaires.

Ces constats conduisent la CRE à formuler les recommandations suivantes :

- Le recours aux appels d'offres doit être préféré au tarif d'achat unique.
- La structure des tarifs d'obligation d'achat doit être revue afin d'éviter la rentabilité excessive des installations bénéficiant des meilleures conditions de vent, un appel d'offres permettant également d'atteindre cet objectif.
- La durée du contrat doit correspondre à la durée d'exploitation réelle des parcs éoliens, et le niveau des tarifs doit être dimensionné en conséquence. Si la durée actuelle était conservée, le niveau des tarifs devrait être ajusté pour tenir compte de la vente d'électricité sur les marchés, possible après l'échéance du contrat.
- Le niveau du tarif, inchangé depuis 2006, doit faire l'objet d'une révision régulière afin de refléter l'évolution des coûts.

En raison des temps de développements des parcs éoliens à terre observés actuellement, la CRE n'a pas été en mesure d'étudier l'effet des dernières dispositions législatives et réglementaires (S3REN, loi « Brottes ») sur le développement de la filière et sa rentabilité. Elle procédera aux analyses nécessaires dès lors que les premiers parcs relevant de ces dispositions auront été mis en service.

Sur la filière solaire photovoltaïque

La filière photovoltaïque a connu une baisse significative de ses coûts d'investissement et d'exploitation depuis 2010, principalement due à la diminution du prix des modules, qui représente à lui seul près de la moitié des dépenses d'investissement. Les taux de rentabilité de cette filière, supérieurs au CMPC de référence voire excessifs avant le moratoire, sont en nette baisse depuis la mise en œuvre d'une tarification dynamique.

Le développement de la filière photovoltaïque a conduit à une baisse notable des coûts de production, qui s'explique par un effet d'échelle, les parcs les plus puissants étant généralement moins chers, et par un effet d'apprentissage. La mise en œuvre d'appels d'offres sur les segments les plus concurrentiels de la filière a également permis de ramener les rentabilités à des niveaux proches du CMPC de référence.

Sur la base de ces observations, la CRE émet les recommandations suivantes :

- Les appels d'offres doivent être généralisés à l'ensemble des filières matures.
- Les tarifs d'achat dynamiques doivent être maintenus.

La CRE procédera à l'avenir à de nouvelles analyses (i) sur un panel d'installations plus significatif, (ii) sur des installations bénéficiant des tarifs dégressifs de l'arrêté de janvier 2013 et (iii) sur des

¹ de l'ordre de 5 % après impôts, soit environ 8 % avant impôts.

installations lauréates des appels d'offres de 2011, une fois mises en service, afin de comparer les coûts réels aux coûts qui avaient été déclarés dans les dossiers de candidature.

Sur la filière biomasse

Le développement irrégulier de la filière biomasse s'explique par l'impossibilité de déterminer *ex ante* un dispositif de soutien national, alors même que les installations sont très diverses, tant en termes de puissance que de plan d'approvisionnement ou de débouché chaleur.

L'appel d'offres pourrait constituer un mécanisme efficace pour développer des installations avec une rentabilité raisonnable, dès lors qu'il prend en compte leur dimension régionale.

Un tarif d'achat régionalisé, comportant des clauses contraignantes en matière notamment de contrôle des plans d'approvisionnement de l'installation, pourrait également constituer une solution appropriée au développement de la filière, mais présente toutefois l'inconvénient d'une complexité de construction des grilles tarifaires.

Sommaire

Synthèse	3
Sommaire	6
Présentation générale	8
1. Cadre du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération	8
1.1 L'obligation d'achat	8
1.2 Les appels d'offres	8
1.3 Le financement du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération	9
2. Missions de la CRE dans le cadre de l'obligation d'achat	11
3. Objectifs de l'analyse menée par la CRE	12
4. Déroulement de la procédure de collecte des données	12
5. Méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets	13
SECTION I : Analyse des coûts de production de la filière éolienne terrestre	15
1. Rappel du contexte	15
1.1 Conditions de l'obligation d'achat en vigueur	15
1.2 Installations lauréates d'un appel d'offres	16
1.3 Parc installé en France métropolitaine à la fin de l'année 2012	16
2. Installations visées par l'analyse de la CRE	17
3. Coûts et financement des installations	18
3.1 Coûts d'investissement	18
3.2 Coûts d'exploitation et de maintenance	21
3.3 Financement des projets	22
3.4 Coût de production	23
4. Évaluation de la rentabilité dégagée par les producteurs	25
4.1 Rentabilité des capitaux engagés – TRI projet	25
4.2 Rentabilité des actionnaires – TRI des fonds propres	28
5. Conclusions et recommandations	30
SECTION II : Analyse des coûts de production de la filière solaire photovoltaïque	31
1. Rappel du contexte	31
1.1 Conditions de l'obligation d'achat en vigueur	31
1.2 Installations lauréates des appels d'offres	32
1.3 Parc installé en France métropolitaine à la fin de l'année 2012	32
2. Installations visées par l'analyse de la CRE	33
3. Coûts et financement des installations	36
3.1 Coûts d'investissement	36
3.2 Coûts d'exploitation et de maintenance	40
3.3 Financement des projets	43
3.4 Coût de production	44
4. Évaluation de la rentabilité dégagée par les producteurs	46
4.1 Rentabilité des capitaux engagés – TRI projet	46
4.2 Rentabilité des actionnaires – TRI des fonds propres	47

5. Conclusions	49
SECTION III : Analyse des coûts de production de la filière biomasse	50
1. Rappel du contexte	50
2. Installations visées par l'analyse de la CRE.....	51
3. Coûts et financement des installations	52
3.1 Coûts d'investissement.....	52
3.2 Coûts d'exploitation et de maintenance.....	52
3.3 Revenus liés à la vente de chaleur.....	53
3.4 Financement des projets	54
3.5 Coût de production	54
4. Evaluation de la rentabilité dégagée par les producteurs	54
5. Conclusions	55
Table des tableaux	56
Table des figures	56
ANNEXES.....	58
1. Liste des arrêtés tarifaires en vigueur	58
2. Liste des appels d'offres.....	59
3. Courrier type envoyé aux producteurs sollicités.....	60

Présentation générale

1. Cadre du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération

1.1 L'obligation d'achat

L'article L. 314-1 du code de l'énergie dispose que les opérateurs historiques, à savoir Électricité de France (EDF) et les entreprises locales de distribution (ELD) dans leur zone de desserte, sont tenus de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers, les installations de production d'électricité qui utilisent des énergies renouvelables (ENR) et les installations qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique telles que la cogénération.

Le décret n°2001-410 du 10 mai 2001 détermine les conditions d'achat de l'électricité produite, qui reposent sur une rémunération à un tarif d'achat prédéfini. Les conditions d'achat de l'électricité pour chaque catégorie d'installations pouvant en bénéficier sont arrêtées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis du Conseil supérieur de l'énergie (CSE) et de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). La liste des arrêtés tarifaires actuellement en vigueur est donnée en annexe 1.

L'obligation d'achat est aujourd'hui le principal dispositif de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération².

Ce soutien public vise à atteindre les objectifs définis dans la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI), dont la dernière version, qui date de 2009³, fixe les objectifs suivants en termes de capacité installée d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, à horizon 2020 :

- 5 400 MW pour l'énergie radiative du soleil ;
- 2 300 MW de nouvelles installations pour la biomasse, le biogaz et l'incinération ;
- 25 000 MW pour les énergies éoliennes et marines (19 000 MW pour l'éolien terrestre et 6 000 MW pour l'éolien en mer et les autres énergies marines) ;
- 3 000 MW de nouvelles installations pour l'énergie hydroélectrique en France métropolitaine⁴.

1.2 Les appels d'offres

L'article L. 311-10 du code de l'énergie prévoit la possibilité pour les pouvoirs publics de recourir à la procédure d'appel d'offres « *lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements* ». Cette procédure est mise en œuvre par la CRE, qui propose le cahier des charges, instruit les dossiers de candidature et transmet le classement des candidats au ministre chargé de l'énergie, qui désigne les lauréats.

Les lauréats d'un appel d'offres signent un contrat d'achat de leur production avec EDF ou une ELD, sur une durée comparable à celle de l'obligation d'achat, pour le prix proposé dans leur dossier de candidature. À l'instar du tarif d'obligation d'achat, les appels d'offres garantissent aux producteurs d'écouler leur production à un prix fixé. Les différences principales avec le dispositif d'obligation d'achat résident d'une part dans le fait que le prix d'achat n'est pas administré mais résulte de la mise en concurrence des producteurs, et d'autre part dans une limitation *a priori* du volume d'installations pouvant bénéficier du soutien public.

² Ce qui n'était pas sa fonction originelle ; voir notamment le rapport de Jean Syrota sur l'« évaluation des missions de service public de l'électricité » (février 2000), qui présente un panorama historique de l'obligation d'achat depuis les années 1950.

³ Arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

⁴ Pour l'ensemble du parc hydroélectrique, bénéficiant de l'obligation d'achat ou non.

Dans la pratique, la procédure d'appel d'offres a été mise en œuvre pour les filières biomasse, biogaz, photovoltaïque, et éolienne (terrestre et en mer). Le tableau de l'annexe 2 présente une synthèse des appels d'offres lancés entre 2004 et 2013.

La procédure d'appel d'offres a été le principal dispositif de soutien à la filière biomasse. Elle est actuellement utilisée préférentiellement pour les installations solaires de moyenne et grande puissance, tandis que les petites installations continuent à se développer sous le régime de l'obligation d'achat. Enfin, si elle n'a pas été concluante pour la filière éolienne terrestre en 2004, elle a permis, après l'échec de l'appel d'offres de 2004, le lancement récent de la filière éolienne en mer. Ces éléments de contexte sont abordés en détail dans les sections correspondantes du présent rapport.

1.3 Le financement du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération

Le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération induit des surcoûts pour les opérateurs historiques, qui leur sont compensés par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) instituée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003.

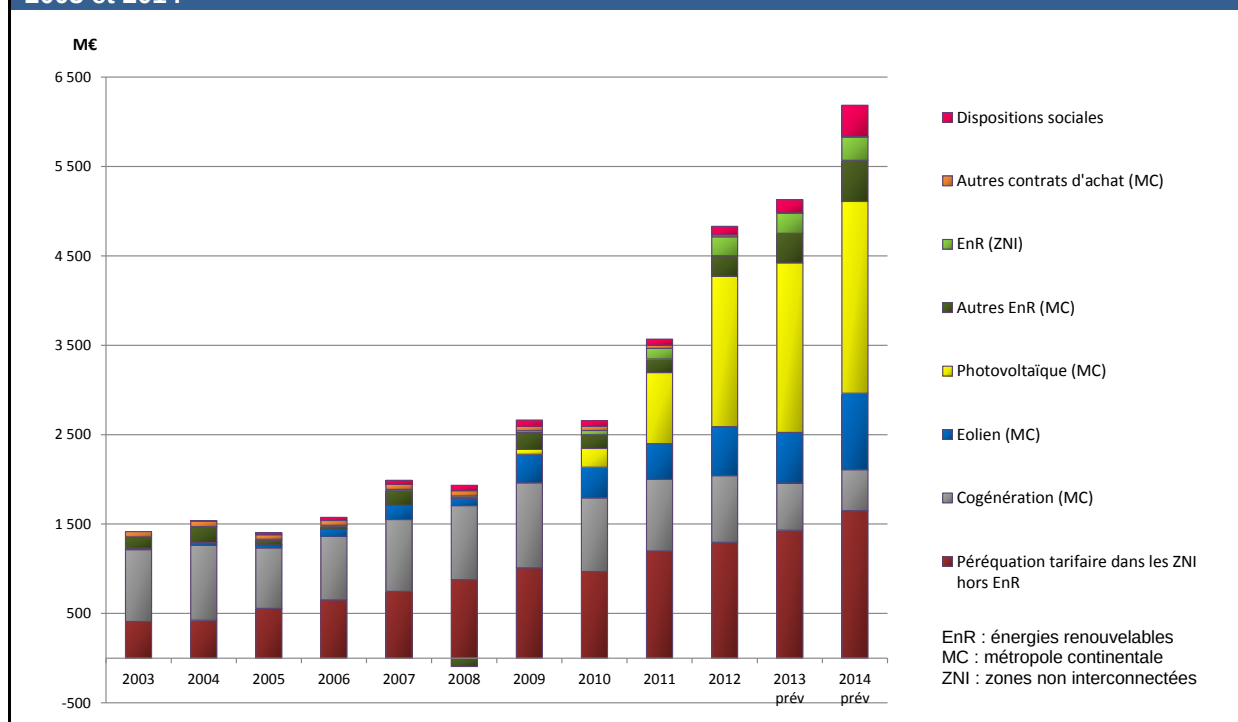
La CSPE vise à compenser les charges de service public de l'électricité, qui sont supportées par les fournisseurs historiques, ainsi que les charges supportées par les fournisseurs alternatifs ayant des clients au tarif de première nécessité (TPN), à financer le versement de la prime aux opérateurs d'effacement ainsi que le budget du Médiateur national de l'énergie. En application de l'article L. 121-9 du code de l'énergie, la CRE propose chaque année au ministre chargé de l'énergie le montant des charges à couvrir et le niveau de la contribution unitaire correspondant.

Les charges de service public de l'électricité couvrent les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables (obligation d'achat et appels d'offres), les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental (ZNI)⁵ dus à la péréquation tarifaire nationale, la prime transitoire à la capacité pour les centrales de cogénération de plus de 12 MW, les pertes de recettes que les fournisseurs supportent en raison de la mise en œuvre du tarif de première nécessité (TPN), et les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

Le niveau des charges de service public de l'électricité ainsi que la contribution relative des différents postes ont considérablement évolué depuis la mise en place de la CSPE. La figure 1 présente cette évolution entre 2003 et 2014.

⁵ Corse, départements d'outre-mer, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et de Chausey.

Figure 1. Évolution des charges de service public de l'électricité au titre d'une année entre 2003 et 2014



La filière cogénération représentait ainsi la majorité des charges de service public en 2003, lesquelles s'élevaient alors à moins de 1,5 milliard d'euros. La part relative aux énergies renouvelables a progressé au cours des années, et particulièrement à partir de 2011, en raison notamment de l'explosion de la filière photovoltaïque (PV), du développement de la filière éolienne et de la baisse des prix de marché⁶. Elle représente 60 % des charges pour 2014, tandis que la filière cogénération représente 7,4 %.

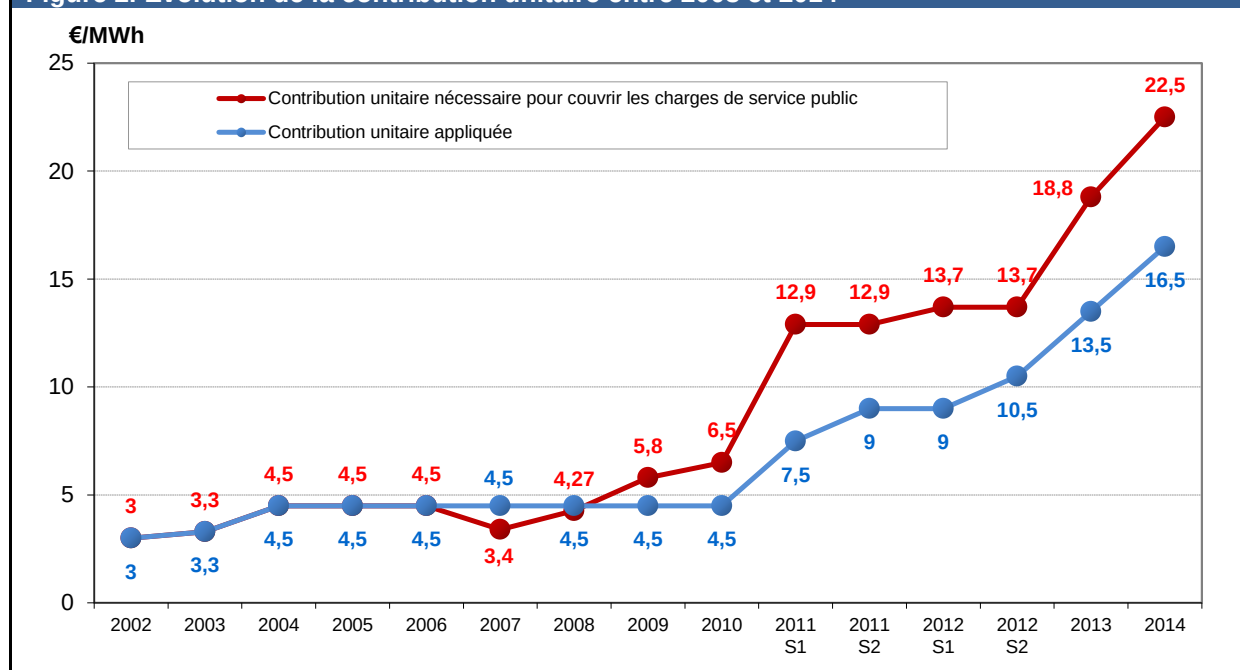
Les charges liées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération représentent ainsi les deux tiers des charges de service public prévisionnelles au titre de l'année 2014, soit plus de 4,1 milliards d'euros.

La CSPE est due par tous les consommateurs finals d'électricité au prorata des kWh consommés⁷. Le niveau de la contribution est défini par arrêté du ministre de l'énergie dans la limite du montant proposé par la CRE. En l'absence d'un arrêté pris avant le 31 décembre, le niveau de la contribution en vigueur était reconduit pour l'année suivante. À partir de l'année 2009, ce mécanisme a conduit à un décalage entre la contribution unitaire nécessaire pour couvrir les charges et la contribution unitaire effectivement appliquée. La loi n°2010-1657 de finances pour 2011 du 29 décembre 2010 a introduit une augmentation annuelle automatique de la contribution unitaire de 3 €/MWh en l'absence d'arrêté du ministre. Toutefois, cette augmentation régulière ne permet pas de couvrir la totalité des charges. L'évolution de la contribution unitaire entre 2003 et 2014 est présentée dans la figure 2.

⁶ Les surcoûts liés au soutien aux ENR et à la cogénération en France métropolitaine sont calculés en référence aux prix de marché.

⁷ Les industriels électro-intensifs peuvent toutefois bénéficier de mécanismes d'exonération.

Figure 2. Évolution de la contribution unitaire entre 2003 et 2014



La part de la contribution unitaire liée au soutien aux ENR et à la cogénération évolue dans les mêmes proportions que leur contribution respective au total des charges à compenser. Ainsi, avec une contribution unitaire fixée à 16,5 €/MWh pour l'année 2014, les parts de la contribution liées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération s'élèvent respectivement à 9,6 et 1,1 €/MWh.

Le soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération représente respectivement 7,6 et 0,9 % de la facture annuelle moyenne TTC d'un client résidentiel type⁸.

2. Missions de la CRE dans le cadre de l'obligation d'achat

En application de l'article L. 314-4 du code de l'énergie, la CRE émet un avis sur les arrêtés tarifaires fixant les conditions d'achat de l'énergie produite par les installations utilisant des énergies renouvelables. Elle évalue notamment le respect des critères définis à l'article L. 314-7 du code de l'énergie, qui dispose que le niveau des tarifs d'obligation d'achat « ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé. »

Pour chaque nouvel arrêté tarifaire sur lequel elle est saisie pour avis, la CRE vérifie le respect de ce critère au travers d'une analyse du taux de rentabilité interne du capital investi après impôts (TRI projet après impôts) induit par le niveau du tarif proposé pour une série d'installations représentatives.

Ce calcul est établi à partir d'hypothèses normatives, notamment en matière de coûts d'investissement et d'exploitation, de productible annuel etc., que la CRE se procure auprès des acteurs, dans le cadre des appels d'offres qu'elle instruit pour le compte de l'État ou encore, le cas échéant, en s'appuyant sur des données publiées par des organismes de référence (AIE, ADEME, etc.)

Le TRI projet après impôts ainsi calculé est comparé à un coût moyen pondéré du capital (CMPC) nominal après impôts de référence, qui est estimé à environ 5 % sur la base d'un échantillon d'entreprises du secteur des énergies renouvelables.

⁸ Client ayant souscrit un abonnement 6 kVA base et consommant 4 700 kWh par an.

3. Objectifs de l'analyse menée par la CRE

Dans le cadre de ses missions relatives à l'obligation d'achat, et afin d'affiner sa connaissances des filières ENR, la CRE a décidé en mai 2013 de mener une analyse des coûts de production des énergies renouvelables. Cette analyse s'inscrit dans le cadre des attributions de la CRE définies par le code de l'énergie, et notamment son article L. 134-18 qui dispose que « *pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'énergie recueille toutes les informations nécessaires auprès [...] des entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz naturel [...]. Elle peut également entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information.* »

Cette analyse poursuit deux objectifs. D'une part, elle vise à constituer une base de données détaillée des coûts d'investissement et d'exploitation des filières concernées, de nature à éclairer les hypothèses retenues dans le cadre de l'analyse d'un nouvel arrêté tarifaire par la CRE. Elle répond, en ce sens, à la demande formulée par la Cour des comptes dans son rapport public thématique sur la politique de développement des énergies renouvelables, qui relevait en effet une asymétrie d'information importante entre la puissance publique et les acteurs privés et recommandait la mise en place de dispositifs de connaissance des coûts de production des différentes filières bénéficiant de l'obligation d'achat permettant de donner toute la visibilité requise pour éclairer les décisions de la puissance publique.

D'autre part, la collecte de ces données permet d'évaluer précisément la rentabilité des installations bénéficiant de l'obligation d'achat, en construisant le tableau des flux de trésorerie générés par leur exploitation sur la durée de vie du projet. Sur la base de la vérification *a posteriori* de ce niveau de rentabilité au regard du CMPC de référence, la CRE formule des recommandations d'évolution des tarifs d'obligation d'achat, en niveau et en structure.

L'analyse présentée dans ce rapport se limite au territoire métropolitain, dans la mesure où l'étude des coûts de production des énergies renouvelables dans les ZNI, compte tenu des particularités inhérentes à ces territoires, nécessite un traitement spécifique.

4. Déroulement de la procédure de collecte des données

La CRE s'intéresse dans un premier temps aux filières éolienne terrestre, solaire, biomasse et cogénération, qui représentent l'essentiel de l'obligation d'achat, avec respectivement 21, 58, 5 et 10 % des surcoûts du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en 2014. Sur la sollicitation de la DGEC, un travail similaire a été lancé pour la filière biogaz fin décembre 2013, dont les conclusions feront l'objet d'un rapport ultérieur.

Elle a sélectionné pour chacune de ces filières un panel d'installations représentatif des conditions du parc installé sur le territoire métropolitain, notamment en termes de types de producteurs et de localisation géographique. Pour les technologies éolienne et photovoltaïque, dont les coûts d'investissement représentent la majeure partie des coûts de production, la CRE a principalement sélectionné des installations mises en service au cours des cinq dernières années, afin de disposer des données les plus représentatives possibles de l'état de développement économique et de maturité technologique de la filière.

Les sociétés concernées par l'analyse de la CRE ont reçu un courrier, dont un exemple est joint en annexe 3, leur présentant la démarche et leur demandant de transmettre un ensemble de données techniques, économiques et financières permettant le calcul du coût réel de l'électricité produite et de la rentabilité dégagée par l'obligation d'achat, justifiées par les documents comptables (contrats, factures, etc.) permettant de les attester.

Un délai d'un mois était laissé aux producteurs pour envoyer l'ensemble des éléments demandés. Le taux de réponse à l'issue de ce délai étant très faible, la CRE a procédé à l'envoi d'un courrier de

relance. La procédure de collecte des données a ensuite fait l'objet de très nombreux échanges avec les producteurs, la plupart d'entre eux ayant partiellement ou incorrectement répondu.

Si cette phase d'échange a été délicate pour l'ensemble des filières objet de l'analyse menée par la CRE, la qualité des retours de la part des producteurs de la filière cogénération a quant à elle été tout particulièrement insuffisante. La CRE relève une très forte réticence à transmettre les éléments demandés, et les quelques données recueillies ne lui permettent pas à ce jour de procéder à une analyse représentative des conditions du parc français.

En conséquence, aucun élément quantitatif relatif à la filière cogénération ne figure dans le présent rapport. Celle-ci fera l'objet de la publication d'un deuxième rapport, sur la base d'un panel élargi. La CRE rappelle que le défaut de communication et d'informations est susceptible de constituer un manquement et, à ce titre, de faire l'objet d'une sanction.

Pour les trois autres filières objet de l'analyse, le rapport dresse un état des lieux des dispositifs de soutien et du parc installé sur le territoire métropolitain à fin 2012. Il détaille ensuite les données récoltées, distinguées entre coûts d'investissement, coûts d'exploitation et données financières, à partir desquelles sont menées les études de rentabilité détaillées *infra*. Pour des raisons de confidentialité, tous les chiffres et tous les résultats sont agrégés ou, le cas échéant, rendus anonymes.

Le tableau 1 présente le nombre d'installations analysées et le compare au parc installé à fin 2012.

Tableau 1. Représentativité de l'échantillon par rapport au parc bénéficiant d'un dispositif de soutien au 31/12/2012

Filière	Nombre d'installations au 31/12/2012	Puissance cumulée au 31/12/2012	Nombre d'installations retenues dans l'échantillon	Puissance cumulée de l'échantillon	Part de l'échantillon dans le parc
Eolien	829	7 574 MW	39	611 MW	8,1 %
PV	242 479	3 559 MW	41	127 MW	3,6 %
Biomasse	23	263 MW	6	38,8 MW	14,7 %

L'analyse de la filière photovoltaïque a par ailleurs été élargie aux données de coût issues des dossiers de candidature aux appels d'offres qu'elle a récemment instruits (appels d'offres « + 250 kWc » et « 100-250 kWc » lancés en 2013). Les données récoltées reflètent les prévisions de coûts que les candidats ont présentées dans leur dossier de candidature, et ne revêtent dès lors pas le même degré de robustesse que les données transmises par les sociétés interrogées et validées par les documents comptables. Elles permettent toutefois d'apporter un éclairage complémentaire intéressant à l'analyse des coûts d'installations de production déjà construites, pour une filière dont les coûts, du fait du facteur de progrès technique, peuvent varier extrêmement rapidement.

5. Méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets

L'évaluation des coûts de production repose sur une analyse exhaustive de l'ensemble des coûts supportés par les projets sélectionnés, justifiés par les documents comptables correspondants.

Les coûts d'investissement intègrent en particulier l'ensemble des coûts de développement, de construction, de raccordement, ainsi que les frais financiers payés en phase de construction (intérêts intercalaires), quand ceux-ci ont été déclarés. Les provisions pour démantèlement prévues par la réglementation sont également prises en compte.

Les coûts d'exploitation intègrent quant à eux les coûts d'opération et de maintenance des installations de production, le paiement des loyers, des assurances, ainsi que les diverses taxes locales (IFER, CVAE, CFE, taxe foncière et C3S). La majorité des coûts d'exploitation sont indexés avec une hypothèse d'inflation de 2 % par an pour les années à venir, tandis que l'évolution des coûts

de maintenance est prise en compte plus finement, tenant compte notamment des stipulations du contrat de maintenance conclu avec le fournisseur quand celui-ci a été communiqué.

Le tableau des flux de trésorerie de chaque projet est ensuite construit à partir de ces données de coûts et des hypothèses de production et de rémunération de la vente d'électricité (et de chaleur pour le cas des centrales biomasse en cogénération). L'analyse est menée sur la durée de vie des projets retenue par les producteurs, qui excède généralement la durée des tarifs d'achat correspondants. Ainsi, les producteurs des filières éolienne et photovoltaïque retiennent pour la quasi-totalité d'entre eux, des durées de vie de leur projet de 20 et 25 ans, alors que les tarifs dont ils bénéficient sont fixés pour une durée respective de 15 et 20 ans. On considère que l'électricité produite à l'issue du contrat d'obligation d'achat est vendue sur les marchés de gros, avec une hypothèse de prix de marché constant en euros constants, fixée à 45,8 €/MWh⁹ en 2014.

La prise en compte de l'ensemble des coûts supportés pour la mise en œuvre d'une installation de production permet de calculer son « coût complet de production de l'électricité », désigné dans la suite du présent rapport par « coût de production »¹⁰. Il correspond au ratio entre la somme des coûts actualisés et la somme de la production électrique actualisée. Il est calculé selon la formule suivante :

$$\begin{aligned} \text{Coût de production} &= \frac{\sum \text{coûts actualisés}}{\sum \text{production électrique actualisée}} \\ &= \frac{\text{Investissement} + \sum_{t=1}^n \frac{(O\&M)_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{combustible}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \end{aligned}$$

où n représente la durée de vie de l'installation de production, (O&M) l'ensemble des coûts d'exploitation, E la production électrique annuelle et r le taux d'actualisation.

Le calcul du coût de production est très sensible au taux d'actualisation retenu. Trois calculs sont présentés, avec des taux respectivement de 5, 8 et 10 %. L'hypothèse centrale de 8 % pour le calcul du coût de production avant impôts est représentative du CMPC de référence, de l'ordre de 5 % après impôts, retenu pour les analyses de rentabilité menées par la CRE dans le cadre de ses avis tarifaires.

Le TRI projet après impôts dégagé par les producteurs sur la durée de vie de leur projet est calculé à partir des flux de trésorerie générés par leur installation de production, et comparé au CMPC de référence.

Le taux de rentabilité interne des actionnaires est calculé en fonction de l'apport en fonds propres des producteurs dans le financement de leur projet, et des flux de trésorerie disponibles pour les actionnaires après paiement du service de la dette, laquelle est supposée remboursée par annuités constantes.

⁹ Ce prix de marché correspond à la moyenne pondérée des volumes échangés sur l'ensemble de la période de cotation du produit calendaire base 2014.

¹⁰ Le coût complet de production est un concept strictement équivalent à celui du TRI projet puisque tous deux sont fondés sur un calcul des flux de trésorerie actualisés du projet. La différence principale entre les deux calculs tient au fait que le coût de production n'intègre pas le paiement de l'impôt sur les sociétés, alors que les calculs de rentabilité effectués par la CRE dans le cadre de ses analyses tarifaires sont établis après impôts.

SECTION I : Analyse des coûts de production de la filière éolienne terrestre

1. Rappel du contexte

1.1 Conditions de l'obligation d'achat en vigueur

Les conditions d'achat en vigueur actuellement pour l'électricité produite par les parcs éoliens à terre sont régies par l'arrêté du 17 novembre 2008¹¹. Aux termes de celui-ci, un producteur éolien peut bénéficier d'un contrat d'achat pour une durée de 15 ans, décomposée en deux périodes :

- Une première période de 10 ans au cours de laquelle le tarif est constant, et à l'issue de laquelle est calculée la durée annuelle de fonctionnement de référence (DAFR) de l'installation. Celle-ci correspond à la moyenne des 8 durées annuelles de fonctionnement médianes de la période ;
- Une deuxième période de 5 ans, pour laquelle la rémunération du producteur dépend de sa DAFR.

Cette construction tarifaire avait pour objet de garantir une rentabilité comparable aux projets bénéficiant de l'obligation d'achat indépendamment de leurs conditions de vent. Le tableau 2 présente le détail de la rémunération prévue par cet arrêté.

Tableau 2. Détail du tarif d'achat éolien aux termes de l'arrêté du 17 novembre 2008

DAFR	Tarif pour les 10 premières années (€/MWh)	Tarif pour les 5 années suivantes (€/MWh)
2 400 h et moins	82	82
Entre 2 400 h et 2 800 h	82	Interpolation linéaire
2 800 h	82	68
Entre 2 800 h et 3 600 h	82	Interpolation linéaire
3 600 h et plus	82	28

Le tarif auquel a droit un producteur dépend de la date à laquelle il effectue sa demande complète de contrat d'achat. Il est égal au tarif de base figurant dans le tableau précédent, auquel est appliqué le coefficient d'indexation suivant : $(0,98)^n \times (0,5 \frac{ICHTTS1}{ICHTTS1_0} + 0,5 \frac{PPEI}{PPEI_0})$.

Le facteur $(0,98)^n$, où n est le nombre entier d'années séparant l'année de dépôt de la demande complète de contrat d'achat et 2007, introduit une décroissance annuelle de 2 % censée tenir compte de la baisse des coûts due à l'effet d'apprentissage, tandis que le second coefficient répercute l'évolution des coûts horaires du travail et de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services¹², à proportions égales, entre le 26 juillet 2006 et le 1^{er} janvier de l'année à laquelle le producteur a déposé sa demande complète de contrat d'achat.

Une fois le contrat d'achat signé, la rémunération du producteur est indexée tous les ans à partir de ces deux mêmes indices, afin de refléter l'évolution des coûts d'exploitation de l'installation.

¹¹ Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.

¹² ICHTTS1 est l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques, et PPEI est l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français). Tous deux sont publiés par l'INSEE.

L'arrêté du 17 novembre 2008 a exactement repris les conditions de l'arrêté du 10 juillet 2006, annulé par le Conseil d'Etat le 6 août 2008. Celui-ci avait lui-même remplacé l'arrêté du 8 juin 2001, qui définissait des conditions d'achat comparables.

1.2 Installations lauréates d'un appel d'offres

Comme précisé à l'annexe 2 du présent rapport, un seul appel d'offres a été lancé pour la filière éolienne terrestre, pour une puissance cible de 500 MW. À l'issue de celui-ci, 7 projets ont été retenus, pour une puissance totale de 278 MW.

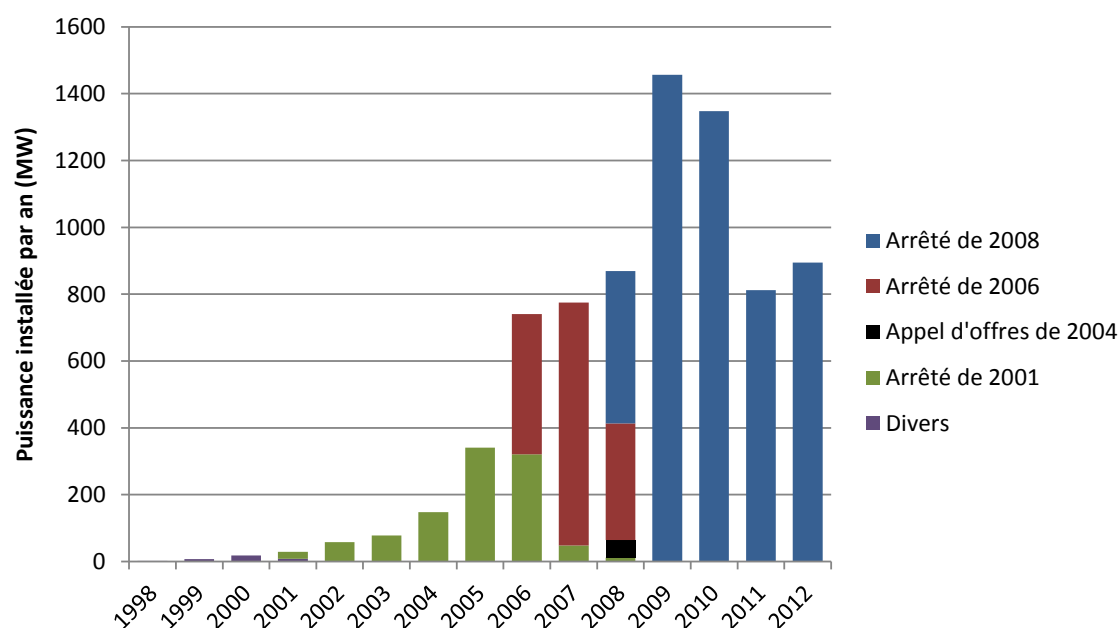
Dans les faits, une seule installation lauréate, d'une puissance de 52 MW, a été mise en service.

1.3 Parc installé en France métropolitaine à la fin de l'année 2012

À fin 2012, le parc éolien en France métropolitaine représentait **7 574 MW**. La quasi-totalité du parc bénéficie d'une obligation d'achat.

La figure 3 présente la progression du parc installé, en fonction du type de soutien dont bénéficient les installations de production et de leur année de mise en service. Les données présentées sont issues des bases d'obligation d'achat transmises à la CRE par les acheteurs obligés à l'occasion de leurs déclarations de charges de service public.

Figure 3. Parc éolien installé par an en France métropolitaine, en fonction du dispositif de soutien dont bénéficient les installations



La progression du parc éolien installé a été forte en 2009 et 2010, avant de connaître un ralentissement à partir de 2011, pour des raisons généralement attribuées aux contraintes imposées par la réglementation (ZDE, règle des « cinq mâts », norme ICPE etc.) et non du fait du niveau du tarif d'achat. Il est encore trop tôt pour évaluer les effets de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013, dite « loi Brottes », sur la dynamique de développement de la filière.

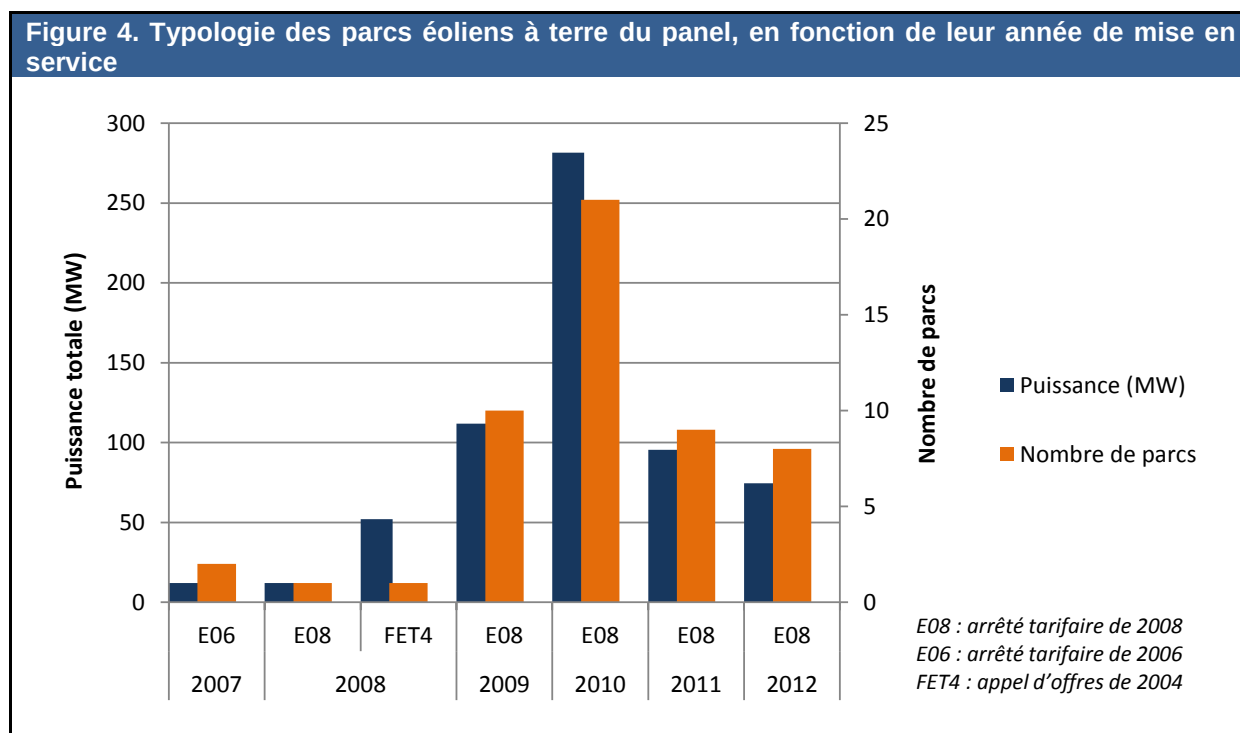
2. Installations visées par l'analyse de la CRE

La CRE a sélectionné une liste de 52 parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 639 MW. Ces installations ont été choisies à partir des bases de données transmises par les acheteurs obligés dans le cadre de leurs déclarations de charges liées à l'obligation d'achat, croisées avec diverses autres sources d'information¹³.

Le panel se veut représentatif du parc installé en France métropolitaine, en termes de :

- Localisation géographique : le panel couvre une large part du territoire métropolitain, et en particulier les régions concentrant le plus de parcs (Champagne-Ardenne, Picardie, Bretagne et Centre) ;
- Gisement éolien : les productibles des parcs du panel s'échelonnent de 1 500 à 3 900 h/an ;
- Développeurs : les parcs sélectionnés ont été développés par une dizaine de sociétés, spécialisées dans les projets éoliens à terre ;
- Date de mise en service : les parcs composant le panel ont été mis en service entre 2007 et 2012 ;
- Puissance installée : l'échantillon regroupe 50 parcs d'une puissance moyenne de 10,1 MW avec un écart type de 2,4 MW, ainsi que deux parcs d'une puissance supérieure à 50 MW.

La figure 4 présente la répartition des parcs analysés en fonction de leur année de mise en service et du dispositif de soutien dont ils bénéficient.



L'analyse porte principalement sur des parcs mis en service à partir de 2009.

Elle inclut toutefois, à titre illustratif, quelques installations plus anciennes, mises en service en 2007 et 2008. Étant donné le faible nombre de parcs concernés, les données relatives à ces années ne peuvent pas être considérées comme réellement représentatives des conditions économiques de la période.

¹³ Atlas des parcs éoliens en France, sites internet des développeurs de projet, etc.

La figure 5 présente la répartition géographique des parcs éoliens à terre du panel.



Si le périmètre initialement envisagé totalise 52 parcs, les analyses présentées ici ne se rapportent qu'à 39 d'entre eux, en raison d'une part, des regroupements qu'il convient d'effectuer pour des parcs développés conjointement¹⁴ et d'autre part, du fait d'opérations d'acquisition et de cession qui rendent parfois extrêmement complexe l'identification et la discrimination des coûts. L'analyse n'a ainsi pas pu être menée pour deux des parcs pressentis initialement.

Cette analyse a montré que la cession de parcs, en phase de développement ou immédiatement après construction, est une pratique assez courante : environ 20 % des parcs composant le panel ont fait l'objet d'au moins une cession identifiable. Cela peut notamment se traduire par des coûts d'acquisition supplémentaires à prendre en compte dans l'analyse des coûts d'investissements, et induire un biais dans l'étude de rentabilité. Ce point est précisé aux paragraphes 3.1 et 4.1.

3. Coûts et financement des installations

3.1 Coûts d'investissement

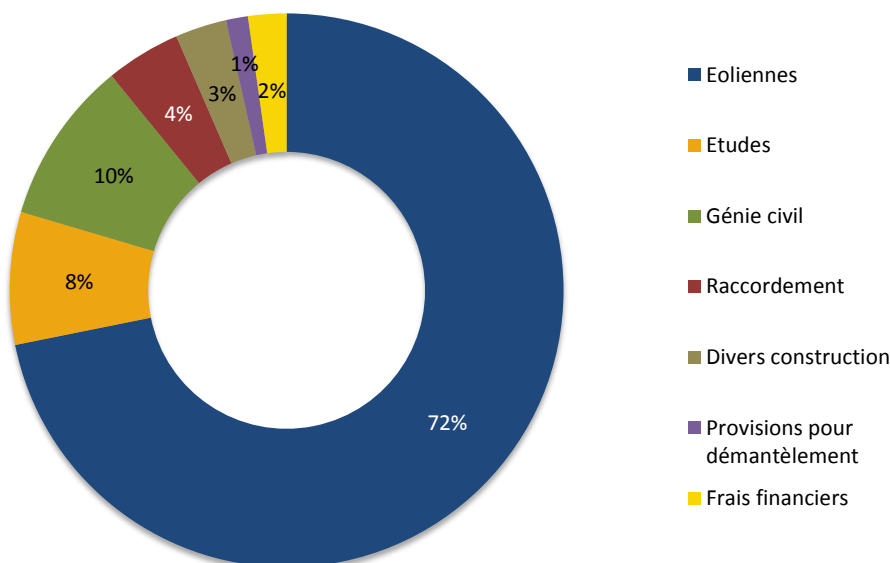
Les coûts d'investissement ou CAPEX (pour *capital expenditure*) représentent la majeure partie des coûts d'un parc éolien à terre. L'achat des aérogénérateurs en constitue le premier poste, pour près des trois-quarts de l'investissement total.

La figure 6 donne la répartition moyenne des principaux postes de coûts constituant l'investissement. Le niveau de détail des données récoltées peut significativement varier entre les différents projets analysés : certains développeurs ont en effet contractualisé indépendamment avec chaque fournisseur, tandis que d'autres ont acheté un parc « clé en main ». Par ailleurs, pour certains parcs ayant fait l'objet d'une transaction, seul le coût d'acquisition global est connu. La décomposition de la

¹⁴ Un même parc peut être divisé en deux ou trois installations, notamment pour des raisons réglementaires ou relatives au raccordement, et disposer ainsi de plusieurs contrats d'achat

figure 6 est donc calculée sur un échantillon de 17 installations du panel pour lesquelles un niveau de détail suffisant était disponible.

Figure 6. Répartition des investissements pour l'éolien terrestre



Eoliennes

L'achat des éoliennes fait généralement l'objet d'un contrat d'achat avec le fournisseur, incluant la fourniture et la livraison des aérogénérateurs, des fondations et des transformateurs.

Le coût des éoliennes a augmenté autour de 2008, pour des raisons traditionnellement attribuées à l'évolution du cours des matières premières (acier principalement) et à la tension qui s'est manifestée au niveau de l'offre, puis est reparti à la baisse. C'est cet effet qui explique en grande partie l'évolution des CAPEX sur la période de temps considérée.

Études

Ce poste regroupe l'ensemble des frais de développement des projets, des études nécessaires et des coûts liés aux procédures administratives. Les frais d'études font parfois l'objet d'une facturation du développeur à la société de projet qui porte la construction du parc, auquel cas il est délicat d'identifier la part représentant le véritable coût de développement du projet.

Il intègre également les éventuels frais d'acquisition des projets auprès d'un développeur tiers, qui peuvent aller jusqu'à 350 k€/MW. Ce coût résulte alors d'une négociation commerciale fondée principalement sur le revenu espéré en fonction des conditions de vent dont bénéficie le site, surévaluant ainsi le coût réel de développement du projet. Les éléments transmis ne permettent pas de retraiter ce poste pour isoler le seul coût des études réalisées.

Par ailleurs, il n'est pas exclu que les frais de développement exposés incluent également une quote-part des frais engagés dans d'autres projets non aboutis, qu'il n'est pas possible de retraiter.

Génie civil

Ce poste regroupe les prestations de préparation du terrain et des voies d'accès, de réalisation du réseau de raccordement interne au parc, etc. Celles-ci font en général l'objet d'une contractualisation avec des sociétés spécialisées du BTP. Le niveau de ce poste dépend essentiellement des conditions locales d'implantation du parc.

Raccordement

Le montant du raccordement est extrêmement variable d'un projet à l'autre, en fonction de la proximité du réseau et des contraintes locales. Sur le panel sélectionné, il varie de 5 à 200 k€/MW. Les données recueillies ne permettent pas de distinguer de tendance d'évolution particulière.

Provisions pour démantèlement

La réglementation impose depuis 2011 aux exploitants de parcs éoliens à terre de constituer une garantie bancaire de 50 000 € par éolienne pour les opérations de démantèlement.

Le coût réel du démantèlement reste cependant très incertain aujourd'hui, dans la mesure où aucun parc n'a encore été démantelé en France. Certains producteurs prévoient un coût supérieur à la prévision réglementaire, tandis que d'autres anticipent un coût net plus faible, du fait de la revente possible des matières premières composant l'installation, notamment l'acier.

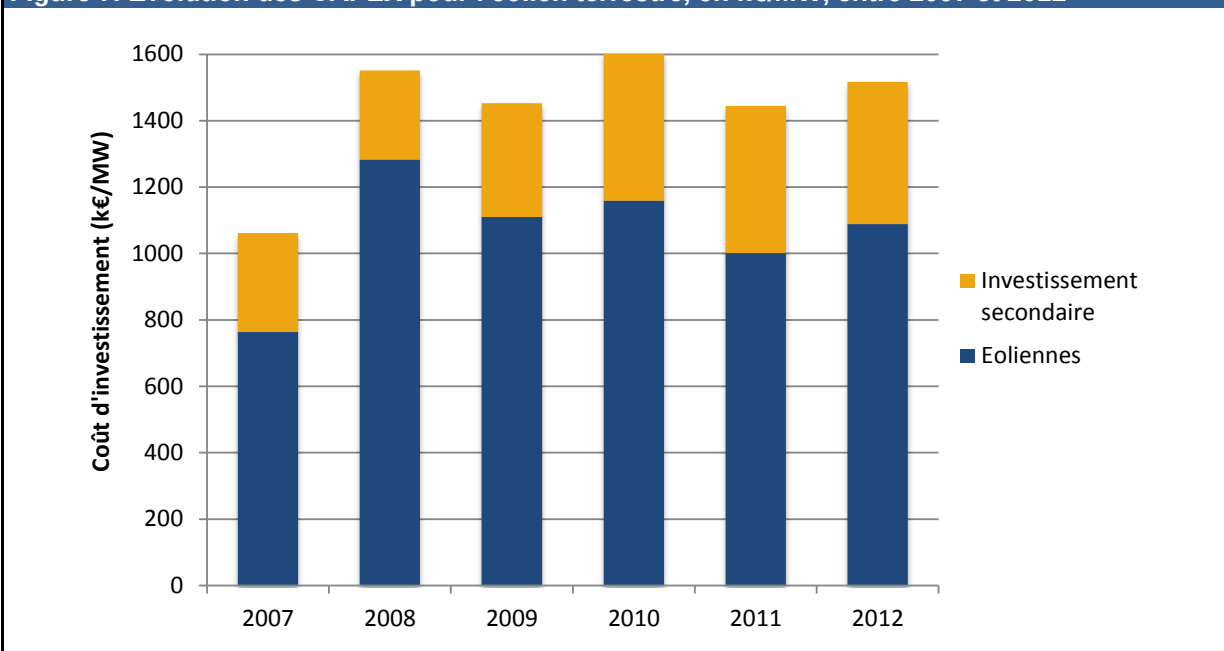
Frais financiers

Ce poste regroupe le paiement des commissions bancaires pour la mise en place du prêt, des intérêts intercalaires en phase de construction et le blocage de fonds pour le remboursement de la dette.

Les producteurs sollicités ont fait état du paiement d'intérêts intercalaires pour plus de 60 % des parcs, pour des montants très variables (de 8 à 65 k€/MW). Ce poste de coût est rarement pris en compte dans les différentes études s'intéressant aux coûts de l'énergie éolienne, alors qu'il est représentatif des conditions réelles de développement de cette filière, avec un emprunt bancaire important et des délais de construction qui peuvent être parfois très longs.

La figure 7 présente l'évolution des CAPEX rapportés à la puissance installée entre 2007 et 2012 (correspondant aux années de mise en service des parcs) pour les projets du panel. Étant donné les délais nécessaires au développement et à la construction d'un parc, les négociations des producteurs avec leurs fournisseurs peuvent avoir été conclues un à deux ans avant la mise en service des installations, ce qui occasionne un décalage temporel. Compte tenu du manque de détail dans les données recueillies pour certains parcs, la CRE propose de limiter la répartition des CAPEX entre les différents postes de coût à deux volets seulement : éoliennes et investissement secondaire¹⁵.

Figure 7. Évolution des CAPEX pour l'éolien terrestre, en k€/MW, entre 2007 et 2012



¹⁵ Ensemble des autres coûts d'investissement.

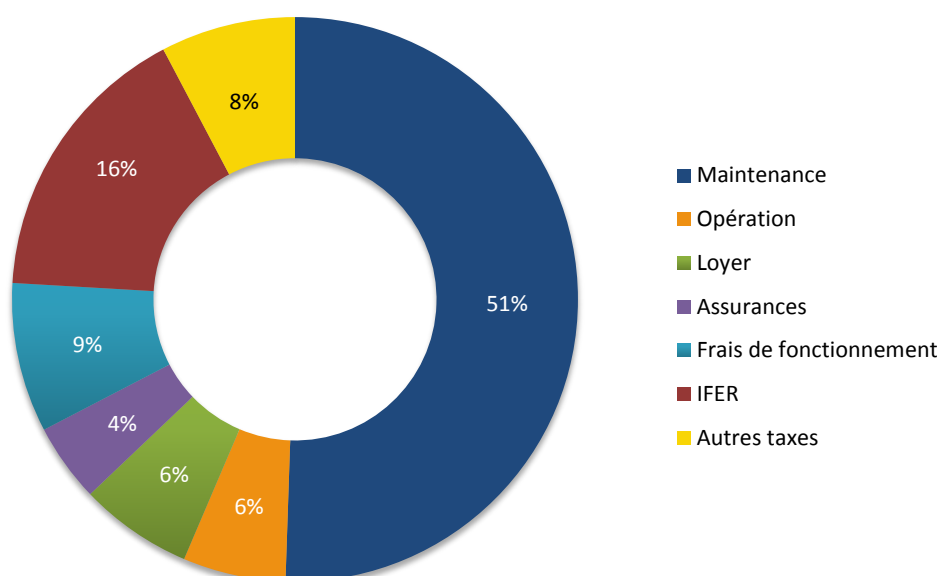
Le montant total d'investissement est resté relativement stable depuis 2008, entre 1 400 et 1 600 k€/MW. Le coût des éoliennes est globalement à la baisse depuis 2010. Les résultats obtenus ne permettent toutefois pas de distinguer de tendance claire, en raison d'une part du décalage entre la date de négociation du prix des éoliennes et la date de mise en service du parc, et d'autre part de l'effet d'augmentation de la taille des éoliennes¹⁶, qui tend à renchérir le coût d'investissement rapporté à la puissance unitaire.

3.2 Coûts d'exploitation et de maintenance

Les coûts d'exploitation ou OPEX (pour *operational expenditure*) représentent une part relativement faible des coûts de production des parcs éoliens.

La figure 8 donne la répartition des principaux postes de coûts d'exploitation, sur la base d'une moyenne de l'ensemble des données récoltées. À l'instar des CAPEX, cette répartition est calculée sur un échantillon de 14 installations, pour lesquelles le détail de chaque poste est disponible.

Figure 8. Répartition des OPEX pour l'éolien terrestre



Maintenance

La maintenance technique de l'installation de production représente la moitié du coût d'exploitation.

Cette prestation fait généralement l'objet d'un contrat avec le constructeur. Sa rémunération peut intégrer une part fixe par éolienne et une part variable, qui évolue au cours de la durée du contrat.

Loyer

Ce poste présente d'importantes fluctuations d'un parc à l'autre : le loyer acquitté par un producteur pour l'utilisation du terrain sur lequel son installation est construite varie ainsi de 2 à 6 k€/MW sur l'ensemble du panel.

¹⁶ Le diamètre des pales tend à augmenter pour une même puissance unitaire afin d'optimiser les performances dans des régimes de vents faibles.

Frais de fonctionnement

L'exploitation d'un parc éolien implique divers frais de fonctionnement, tels que le paiement des factures d'électricité, des commissaires aux comptes, des frais bancaires, de notaire etc. Les coûts d'opération des parcs sont parfois intégrés dans ce poste quand il n'est pas possible de les isoler.

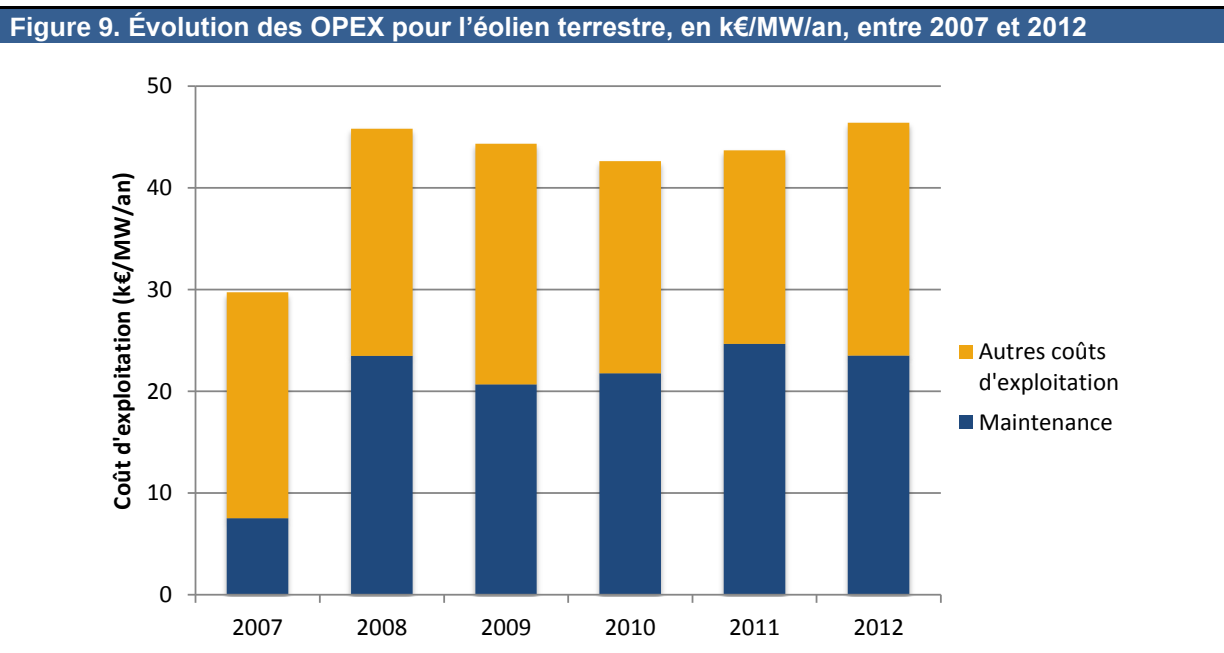
IFER

L'IFER (imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau) représente le premier poste d'imposition locale pour les parcs éoliens à terre, avec un taux fixé à 7,12 k€/MW depuis le 1^{er} janvier 2013.

Autres taxes

Les producteurs éolien sont également assujettis au paiement de la contribution économique territoriale (CET), qui regroupe la cotisation foncière des entreprises (CFE) et la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE), la taxe foncière et la contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S).

La figure 9 présente l'évolution des coûts d'exploitation entre 2007 et 2012 pour les parcs analysés. Compte tenu du niveau de détail disponible, le coût moyen des OPEX annuels est réparti entre le coût de la maintenance et le solde des autres coûts d'exploitation.



Le coût d'exploitation total est relativement stable depuis 2008. Il est de l'ordre de 45 k€/MW/an, soit un peu moins de 3 % des CAPEX totaux par an. Le coût de la prestation de maintenance est globalement corrélé au coût des éoliennes (cf. figure 7).

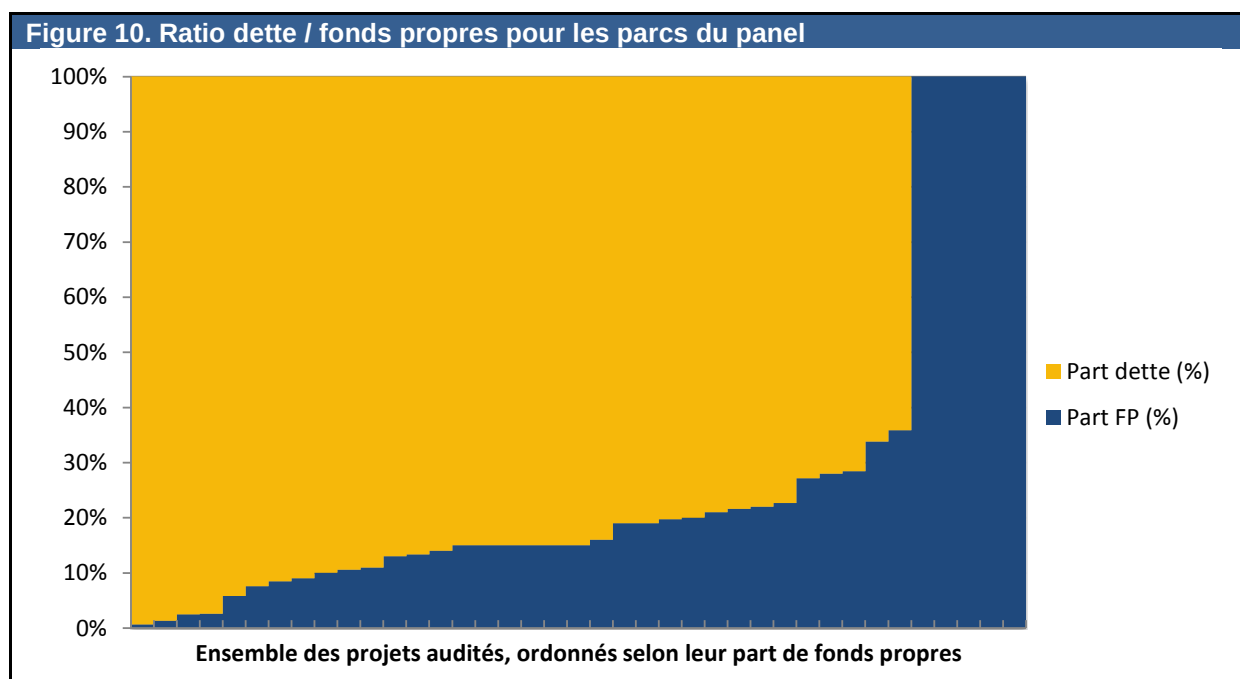
3.3 Financement des projets

L'analyse du financement de chaque projet permet d'éclairer la connaissance de la filière éolienne terrestre, et d'apprécier la rentabilité des actionnaires pour chacun des parcs du panel. L'analyse des TRI projet, présentée au paragraphe 4.1, est quant à elle indépendante du financement.

Structure de financement

Les parcs éoliens à terre sont généralement développés par une société de projet dédiée avec un financement sans recours, pour lequel la majorité des investissements est financée par dette bancaire tandis que le solde l'est par un apport en fonds propres des actionnaires.

La figure 10 présente le ratio entre dette et fonds propres de l'ensemble du panel.



Les développeurs de la grande majorité des parcs éoliens du panel ont eu recours à un financement de projet classique. Le ratio moyen entre dette et fonds propres de 80 % – 20 % induit un effet de levier important, objet de l'analyse du paragraphe 4.2 de la présente section.

Certains parcs ont bénéficié d'un financement particulier centralisé au niveau de leur maison mère ou de leur groupe, soit sous forme d'une dette intra-groupe assimilable à un apport en fonds propres, soit sous forme d'une dette bancaire garantie par la maison mère autorisant un apport en fonds propres quasi-nul. Ces cas particuliers font l'objet d'une analyse de rentabilité spécifique.

Enfin, quelques développeurs procèdent à des regroupements de leurs parcs leur permettant de réaliser des optimisations de financement ou fiscales qui tendent à accroître leur rentabilité. La quantification précise de ces effets nécessiterait toutefois une analyse exhaustive des données comptables, qui n'a pas été menée dans le cadre de la présente étude.

Coût de la dette

La plupart des producteurs du panel ont contracté un emprunt sur une durée de 15 ans, égale à celle de leur contrat d'obligation d'achat. Les taux d'emprunt varient de 2,5 à 5 %.

Pour les deux-tiers du panel, le producteur n'a pas communiqué le coût de sa dette. Le cas échéant, un taux d'emprunt normatif de 3,5 %, représentatif des conditions de financement de la filière, a été appliqué.

Coût moyen pondéré du capital

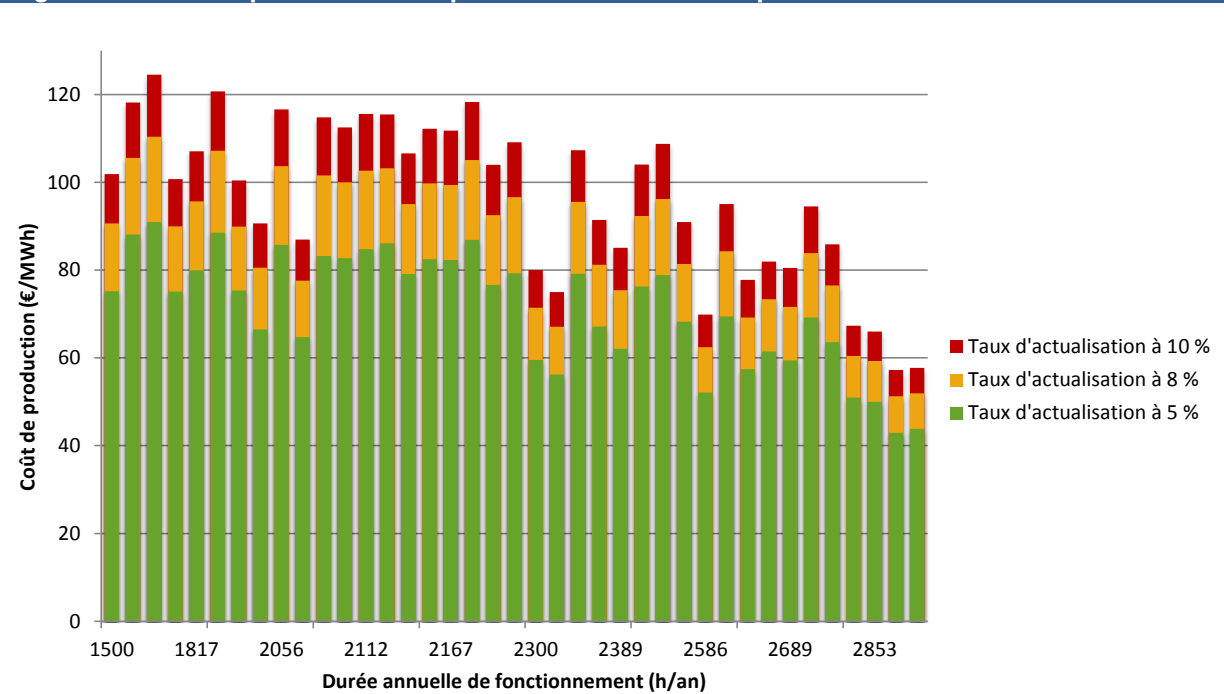
La CRE a souhaité confronter son appréciation du CMPC de référence qu'elle utilise pour élaborer ses avis avec la vision que les producteurs du panel ont de la rentabilité minimale qu'ils attendent de l'exploitation d'un parc sous obligation d'achat. Les résultats transmis à cet égard sont toutefois hétérogènes et peu étayés, et ne permettent pas d'apporter à la CRE d'éclairage particulier.

3.4 Coût de production

Le coût complet de production des parcs du panel est calculé en application de la formule rappelée au paragraphe méthodologie du présent rapport, sur la base des données de coûts recueillies. Il est évalué sur la durée d'exploitation prévisionnelle des parcs, estimée à 20 ans par la quasi-totalité des

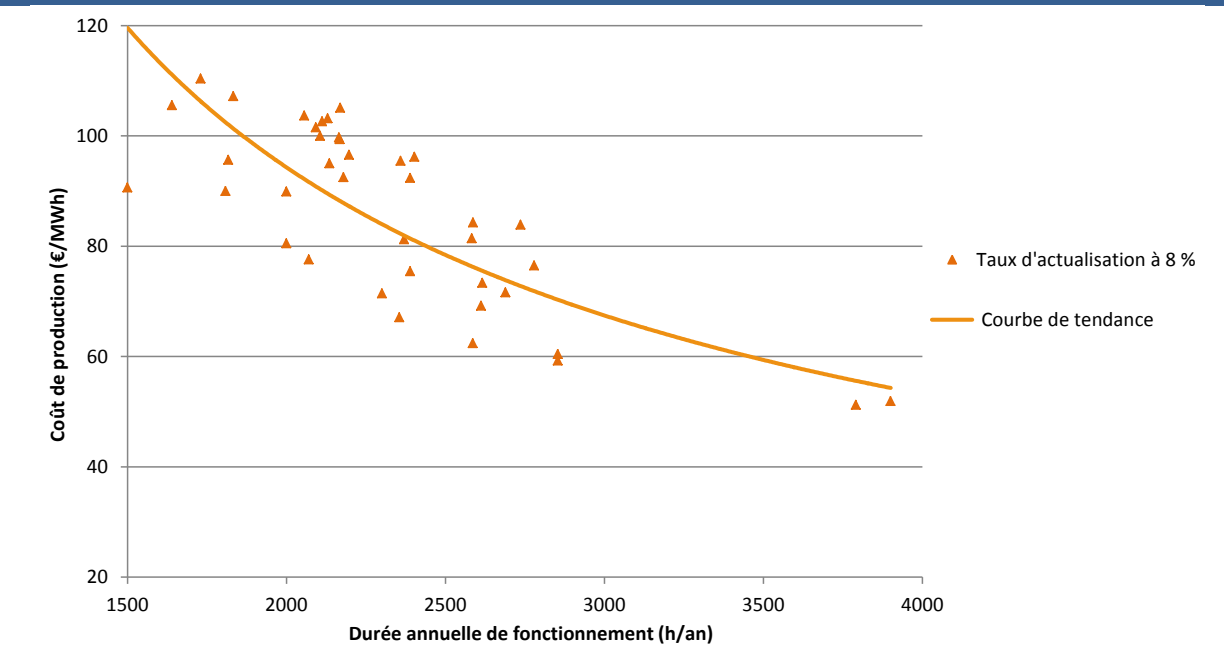
producteurs, soit 5 ans de plus que la durée de leur contrat d'obligation d'achat. Les coûts de production sont calculés pour trois taux d'actualisation, avec une hypothèse centrale à 8 % représentative du CMPC de référence. Ils sont présentés dans la figure 11, ordonnés par durée annuelle de fonctionnement croissante.

Figure 11. Coût de production des parcs éoliens à terre du panel



Le coût de production est très sensible au taux d'actualisation ; il augmente ainsi de 40 % en moyenne quand le taux d'actualisation progresse de 5 points. Pour un taux d'actualisation de 8 %, le coût de production s'échelonne de 49 à 110 €/MWh, avec un écart-type de 16,2 €/MWh autour d'une moyenne à 85,6 €/MWh. Cette importante dispersion s'explique principalement par l'influence du productible annuel, visible sur la figure 12.

Figure 12. Courbe de tendance des coûts de production des parcs éoliens à terre calculés pour un taux d'actualisation de 8 %



Les coûts d'investissement, très largement prépondérants devant tout autre poste de coût d'un parc éolien à terre, représentent à eux seuls près des trois-quarts du coût de production. C'est le deuxième facteur de sensibilité après le productible annuel.

Le tableau 3 synthétise les coûts de production du panel classés par niveau de CAPEX croissant et par productible décroissant. La moyenne des coûts de production calculés est indiquée dans chaque case pour laquelle au moins un parc figure dans le panel.

Tableau 3. Moyenne des coûts de production des parcs éolien à terre du panel en fonction du niveau d'investissement et du productible (en €/MWh)

Productible (h/an)					
	+ 2900	2900 - 2550	2550 - 2200	2200 - 1850	1850 - 1500
CAPEX (k€/MW)					
1000-1200			67,1		90,6
1200-1400		60,7	71,4	82,7	97,1
1400-1600	51,6	73,9	78,3	93,8	108,8
1600-1800		80,4	93,9	100,8	
1800-2000		83,9	96,2	105,1	

4. Évaluation de la rentabilité dégagée par les producteurs

Le tableau des flux de trésorerie de chacun des projets du panel est établi à partir des données techniques, économiques et financières recueillies.

Le chiffre d'affaires est calculé en fonction des hypothèses de productible communiquées par les producteurs¹⁷ et du tarif de base dont bénéficient les installations, indexé selon la formule rappelée au paragraphe 1.1 de la présente section, en prenant une hypothèse de croissance des indices INSEE de 2 % par an. Les autres hypothèses du calcul sont celles du paragraphe 5 de la présentation générale.

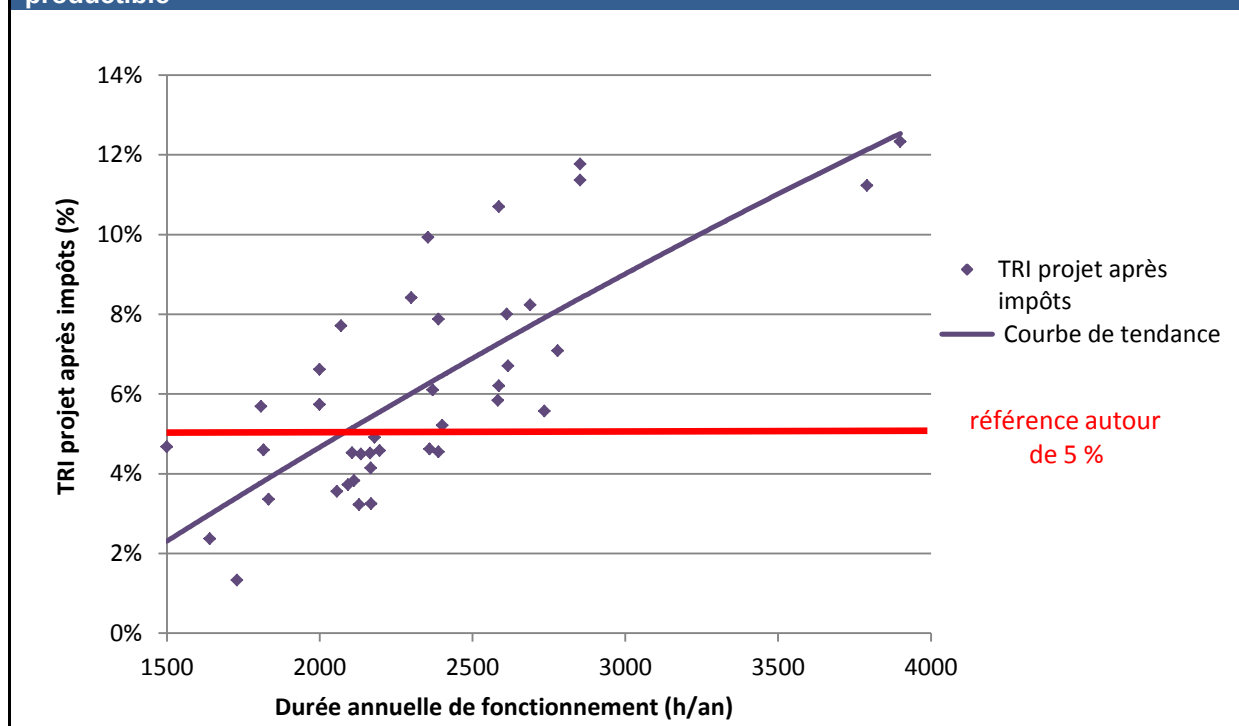
80 % des projets du panel bénéficient du tarif de base correspondant à l'année 2009, soit 86,16 €/MWh, quand bien même ils ont été mis en service en 2010, 2011 ou 2012. Étant donné la décroissance de 2 % par an du tarif de base prévue par l'arrêté du 17 novembre 2008, il était en effet avantageux pour les producteurs de déposer leur demande de contrat d'achat le plus tôt possible. Ce biais conduit à supprimer les effets de cette décroissance.

4.1 Rentabilité des capitaux engagés – TRI projet

La figure 13 présente les TRI projet après impôts calculés sur le panel d'installations en fonction de leur productible, et les compare au CMPC de référence, de l'ordre de 5 %, retenu par la CRE dans ses avis sur les tarifs d'achat. À l'instar du coût de production, le TRI projet après impôts d'un parc éolien à terre dépend en premier lieu de son productible. La courbe de tendance introduite dans la figure 13 illustre cet effet.

¹⁷ Il s'agit en règle générale des hypothèses « P50 », c'est-à-dire la production ayant 50 % de chance de se réaliser, d'après les études de vent.

Figure 13. TRI projet après impôts des parcs éolien à terre analysés en fonction de leur productible



À la lumière des résultats de l'analyse des TRI projet après impôts, les installations du panel peuvent être classées en trois familles.

- Famille I : TRI projet après impôts inférieur à 4 % (8 parcs)

Il s'agit de parcs ayant un faible productible, inférieur à 1 850 heures par an, ou de parcs présentant des coûts d'investissement plus élevés du fait des écarts d'acquisition liés aux rachats de projet.

S'il est fait exception de cette deuxième catégorie, cette rentabilité relativement faible traduit des situations pour lesquelles les parcs bénéficient de conditions de vent peu favorables.

- Famille II : TRI projet après impôts situé dans une fourchette de plus ou moins 1 % autour du CMPC de référence (15 parcs)

Ce résultat traduit, pour les parcs analysés, un équilibre entre un niveau d'investissements relativement élevé (1 600 k€/MW en moyenne) et des conditions de vent satisfaisantes (2 170 heures de fonctionnement par an en moyenne). Un parc de cette famille présente un productible très faible (1 500 h/an), mais parvient à préserver son niveau de rentabilité en maîtrisant ses investissements.

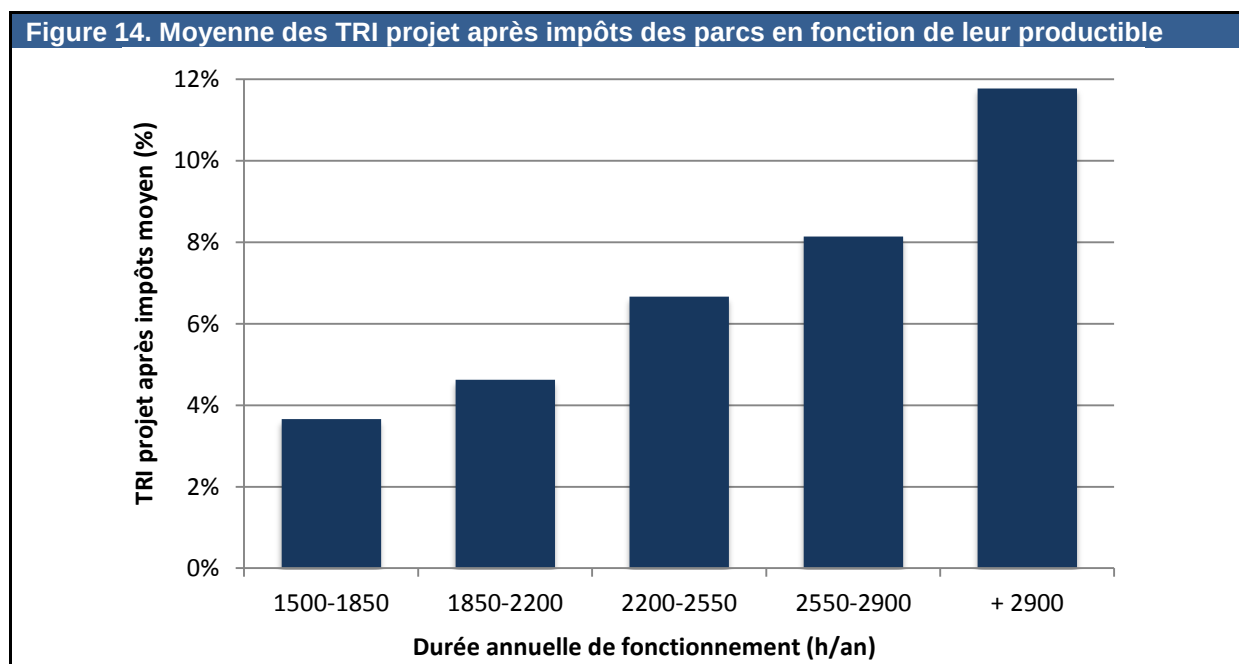
- Famille III : TRI projet après impôts supérieur ou très supérieur à 6 % (16 parcs)

Ces parcs bénéficient pour la plupart d'entre eux d'un gisement éolien favorable, avec des durées de fonctionnement excédant 2 400 heures par an, et un niveau d'investissement maîtrisé (moins de 1 400 k€/MW en moyenne).

Les 6 installations les plus rentables présentent des coûts d'investissement inférieurs à 1 250 k€/MW et des durées de fonctionnement comprises entre 2 400 et 2 800 heures par an, ou bénéficient de ressources en vent exceptionnelles (3 800 h/an). Leur TRI projet après impôts excède 10 %.

Les installations de cette famille, qui représentent de l'ordre de 40 % du panel, ont une rentabilité supérieure au CMPC de référence voire excessive.

La figure 14 illustre les niveaux de rentabilité moyens atteints par les parcs du panel en fonction des conditions de vent.



Au-delà de 2 500 heures de fonctionnement par an, la rentabilité des parcs éoliens à terre excède significativement le CMPC de référence.

Ces résultats sont affinés dans le tableau 4, qui classe les rentabilités observées sur le panel par niveau de CAPEX croissant et par productible décroissant. La moyenne des TRI projet après impôts est indiquée dans chaque case pour laquelle au moins un parc figure dans le panel.

Tableau 4. Moyenne des TRI projet après impôts des parcs éolien à terre analysés en fonction du niveau d'investissement et du productible atteint

Productible (h/an)					
	+ 2900	2900 - 2550	2550 - 2200	2200 - 1850	1850 - 1500
CAPEX (k€/MW)					
1000-1200			9,9 %		4,7 %
1200-1400		11,3 %	8,4 %	6,7 %	4,2 %
1400-1600	11,8 %	7,2 %	7,0 %	4,7 %	2,3 %
1600-1800		6,6 %	4,6 %	4,0 %	
1800-2000		5,6 %	5,2 %	3,2 %	

La rentabilité est maximale pour les parcs bénéficiant des meilleures conditions de vent ou d'un niveau de CAPEX bien maîtrisé, et décroît à mesure que l'un ou l'autre de ces facteurs se dégrade. Les parcs dont le productible est le plus bas présentent logiquement les plus faibles rentabilités.

Du fait de la sensibilité des résultats aux conditions de vent, qui dépendent en premier lieu de la localisation des parcs, il ne paraît pas possible de dégager de tendance d'évolution de la rentabilité au fil du temps.

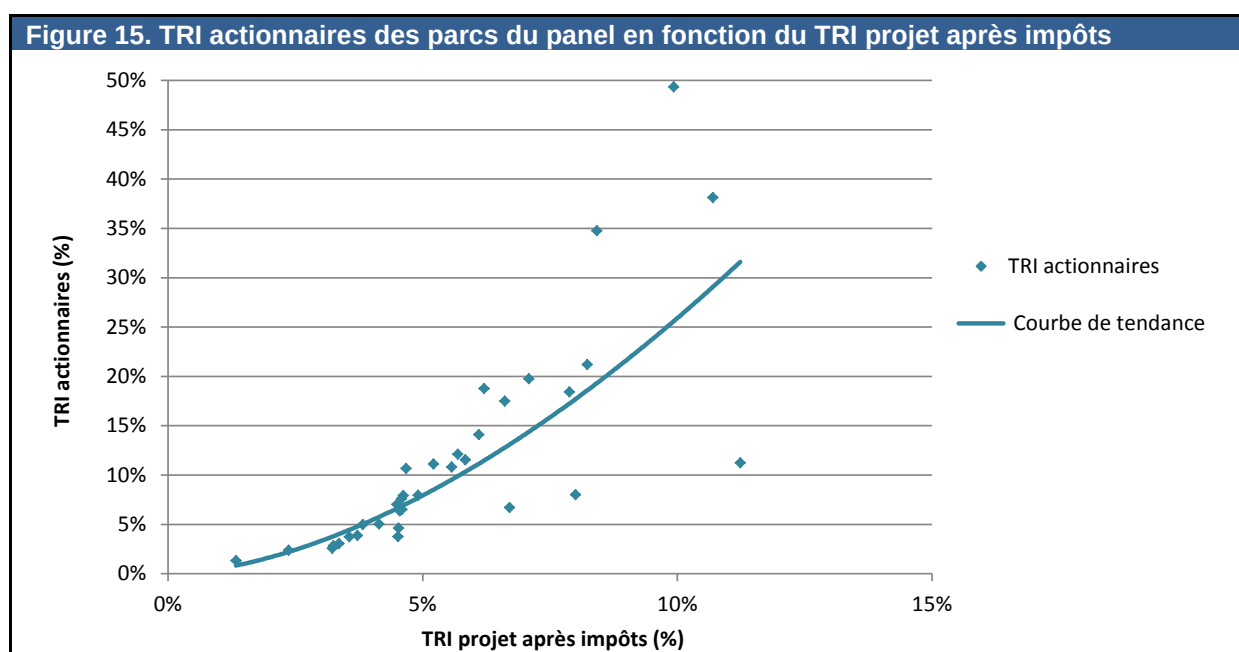
4.2 Rentabilité des actionnaires – TRI des fonds propres

Le taux de rentabilité interne des fonds propres (TRI des fonds propres ou TRI actionnaires) est calculé à partir du tableau de flux de trésorerie de chaque projet, en considérant les flux de trésorerie disponibles pour rémunérer les actionnaires après remboursement du service de la dette.

Cette analyse présente deux limites. D'une part, dans la mesure où les deux tiers des sociétés interrogées n'ont pas communiqué le taux d'emprunt dont elles avaient bénéficié pour le financement des parcs analysés, un taux d'emprunt normatif de 3,5 % a été retenu. Cette valeur, qui reflète certes assez fidèlement les conditions de financement de la filière, induit cependant un biais dans l'analyse des rentabilités effectives des actionnaires de chaque parc.

D'autre part, la rentabilité des fonds propres dépend en premier lieu de la structure de financement de chaque parc et donc du ratio d'endettement. Certaines situations particulières évoquées au paragraphe 3.3 conduisent à des ratios d'endettement quasi-nuls ou au contraire presque égaux à 1. Elles font l'objet d'une analyse spécifique.

En dehors de ces cas particuliers, le TRI actionnaires est une fonction globalement croissante du TRI projet, comme l'illustre la figure 15.

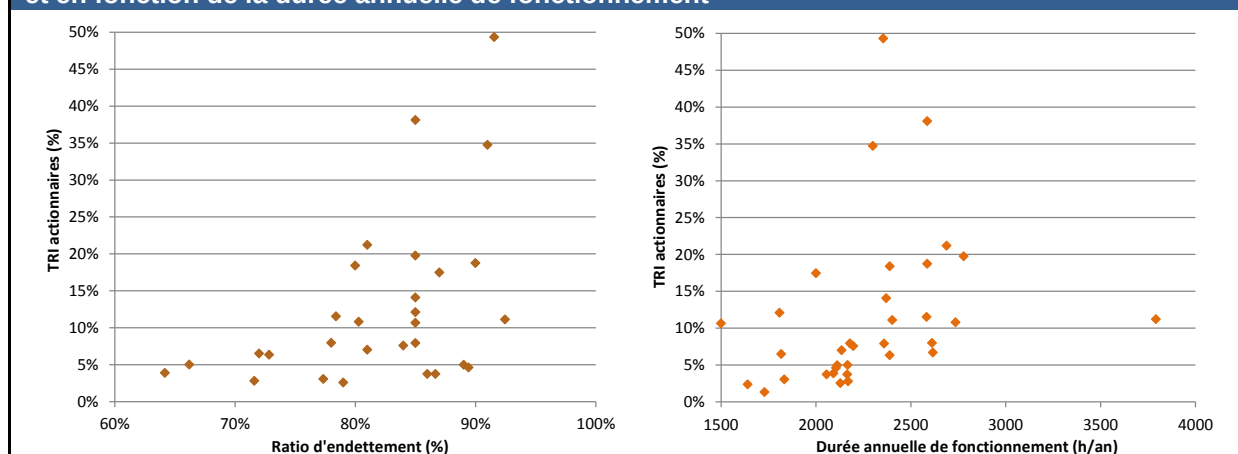


La figure 16 présente les TRI actionnaires des projets ayant des ratios d'endettement compris entre 60 et 95 %. Les parcs qui présentent un ratio d'endettement nul ont un TRI actionnaires égal au TRI projet, lequel dépend alors pour l'essentiel du productible du parc et, dans une moindre mesure, du niveau d'investissement. Les parcs dont la structure de financement est fondée quasi-exclusivement sur un recours à l'emprunt présentent des TRI actionnaires supérieurs à 100 %¹⁸.

La figure montre qu'il n'existe pas de corrélation évidente entre le TRI actionnaires et le ratio d'endettement, en raison de la multiplicité des facteurs influant en l'espèce sur la rentabilité des fonds propres.

¹⁸ Ces résultats ne sont pas présentés sur les figures de cette section pour préserver leur lisibilité.

Figure 16. TRI actionnaires des parcs éolien à terre du panel en fonction du ratio d'endettement et en fonction de la durée annuelle de fonctionnement



Les résultats de l'analyse permettent de classer les installations composant le panel en quatre familles.

- Famille I : TRI actionnaires inférieur à 5 % (9 parcs)

7 parcs de cette famille ont un faible TRI projet, et 2 parcs présentent un endettement nul.

Ces parcs se caractérisent par des niveaux de productible faibles, des CAPEX élevés pouvant inclure des marges commerciales d'acquisition, ou des structures de financement particulières. La rentabilité dégagée par les actionnaires est manifestement insuffisante en l'espèce.

- Famille II : TRI actionnaires compris entre 5 et 10 % (10 parcs)

Il s'agit de parcs qui présentent un TRI projet entre 4 et 6 %, combiné à un effet de levier important (avec un ratio d'endettement de l'ordre de 80 %), permettant d'atteindre une rentabilité satisfaisante pour l'actionnaire. Deux parcs de cette famille présentent également des TRI projet supérieurs mais un ratio d'endettement nul.

- Famille III : TRI actionnaires supérieur à 10 % et inférieur à 50 % (14 parcs)

Il s'agit de parcs pour lesquels l'effet de levier induit par la part importante de dette bancaire dans le financement, de l'ordre de 85 %, génère une rentabilité significative aux actionnaires, avec des taux de rentabilité qui s'échelonne de 11 à 38 %.

- Famille IV : TRI actionnaires supérieur à 50 % (6 parcs)

Il s'agit de parcs ayant un ratio d'endettement très élevé, de l'ordre de 95 %, pour lesquels l'effet de levier accentue très significativement la rentabilité des projets. La plupart des parcs appartenant à cette famille ont des TRI actionnaires supérieurs à 100 % et allant jusqu'à 220 %. Si ces résultats doivent être regardés avec prudence, du fait du mode de financement particulier, il n'en demeure pas moins que ces parcs, qui présentent des TRI projet après impôts de l'ordre de 10 %, apportent une rémunération très significative à l'actionnaire et dès lors une très forte rémunération de l'investissement.

La moitié des parcs éoliens à terre du panel permettent d'atteindre des rentabilités significatives, voire très significatives, pour leurs actionnaires.

Toutefois, compte tenu de la multiplicité des facteurs influençant les calculs de rentabilité des actionnaires (conditions de vent, niveau d'investissement, ratio d'endettement) et des différentes limites auxquelles ils sont soumis, la CRE ne porte pas d'appréciation globale sur cet indicateur.

5. Conclusions et recommandations

Les coûts des parcs éoliens à terre mis en service au cours des dernières années sont restés globalement stables, même si une tendance légèrement baissière se manifeste à partir de l'année 2010. Celle-ci s'explique essentiellement par l'évolution du prix des éoliennes, qui a connu un pic autour de 2008 avant de repartir à la baisse, et devrait se poursuivre à l'avenir. En effet, différentes études¹⁹ indiquent que le prix d'achat des éoliennes serait compris entre 950 et 1 100 k€/MW.

Cette filière est considérée comme mature, avec une technologie éprouvée qui fait l'objet d'améliorations continues. L'augmentation tendancielle de la taille des éoliennes, avec des diamètres atteignant aujourd'hui 100 voire 120 mètres, permet d'atteindre de meilleures performances, à puissance nominale constante, avec des vents de faible intensité.

Le productible du parc détermine au premier chef sa rentabilité. Des situations très diverses existent de ce point de vue, qui peuvent conduire, pour les parcs bénéficiant des meilleures conditions de vent, à des rentabilités très supérieures voire excessives au regard du CMPC de référence.

Les parcs éoliens à terre sont majoritairement financés via un financement de projet classique, avec un effet de levier qui peut parfois conduire à des rentabilités très significatives pour les actionnaires.

Ces effets sont renforcés par le fait que la grande majorité des parcs mis en service entre 2010 et 2012 bénéficie d'un tarif correspondant à l'année 2009, ce qui neutralise le facteur de dégressivité introduit dans la formule de calcul.

Enfin, la quasi-totalité des producteurs envisage d'exploiter leurs parcs éoliens pendant au moins 20 ans, c'est-à-dire 5 années au-delà de la date d'échéance de leur contrat d'obligation d'achat.

Ces constats conduisent la CRE à formuler les recommandations suivantes, visant à assurer un niveau de soutien à l'éolien terrestre proportionné aux coûts de cette filière, et à maîtriser ainsi le développement des charges de service public de l'électricité.

En premier lieu, il convient d'**adapter la durée du soutien à la durée de vie des parcs éoliens à terre**, dans la mesure où la quasi-totalité des producteurs prévoit d'exploiter leurs installations pendant au moins 20 ans. Cette hypothèse paraît réaliste, même si le retour d'expérience disponible à ce jour est encore faible. Le tarif dont bénéficient ces installations doit donc être ajusté sur la même durée, de manière à pouvoir le dimensionner précisément en fonction des coûts de ces installations et de la rentabilité attendue.

Par ailleurs, la dégressivité introduite dans le tarif pour les 5 dernières années du contrat d'achat est manifestement insuffisante, puisque les parcs disposant des meilleures conditions de vent présentent des rentabilités excessives. Étant donné l'effet de l'actualisation, qui tend à donner un poids prépondérant aux premières années d'exploitation, il est tout particulièrement nécessaire de **modifier la structure du tarif**. La décroissance du tarif pourrait ainsi prendre place plus tôt, afin de modérer la rentabilité dégagée par les projets bénéficiant des meilleures conditions de vent. Une autre piste intéressante pourrait consister à moduler le tarif chaque année, en introduisant des paliers de rémunération décroissants en fonction du productible atteint au cours de l'année²⁰.

Enfin, une **révision régulière du tarif doit être mise en place**, afin d'adapter celui-ci à l'évolution des coûts.

En raison des temps de développement des parcs éoliens à terre observés actuellement, la CRE n'a pas été en mesure d'étudier l'effet des dernières dispositions législatives et réglementaires (S3REN, loi « Brottes ») sur le développement de la filière et sur sa rentabilité. Elle procédera aux analyses nécessaires dès lors que les premiers parcs relevant de ces dispositions auront été mis en service.

¹⁹ Cf. l'étude *États des coûts de l'éolien terrestre en Allemagne* (traduction de la synthèse réalisée par l'Office franco-allemand pour les ENR), ou l'indicateur *Wind turbine price index* de Bloomberg new energy finance.

²⁰ Exemple du Portugal notamment.

SECTION II : Analyse des coûts de production de la filière solaire photovoltaïque

1. Rappel du contexte

1.1 Conditions de l'obligation d'achat en vigueur

Les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques ont fortement évolué ces dernières années. En 2010, sous les effets conjugués de la baisse des coûts et de tarifs d'achats très incitatifs²¹, la puissance du parc installé additionnée à celle des projets en attente de raccordement dépassait la puissance objectif du Grenelle de 1 100 MW à fin 2012 et atteignait quasiment l'objectif de 5 400 MW fixé pour 2020, faisant craindre un surcoût important pour le consommateur. S'ensuivit une période de moratoire de trois mois instaurée par le décret du 9 décembre 2010, suspendant provisoirement l'obligation d'achat.

À l'issue des travaux de la commission Charpin-Trink, de nouvelles conditions d'achat ont été définies par l'arrêté tarifaire du 4 mars 2011.

Aux termes de cet arrêté, le régime d'obligation d'achat bénéficie surtout aux installations de petite puissance (moins de 100 kW), des appels d'offres étant organisés pour les installations de plus grande taille. Les tarifs d'achat se voient par ailleurs appliquer un ajustement trimestriel fonction de la puissance cumulée des demandes complètes de raccordement enregistrées au cours du trimestre précédent.

Par la suite, cet arrêté a été modifié par l'arrêté du 7 janvier 2013, qui supprime les conditions tarifaires particulières tenant compte de l'usage du bâtiment et introduit un plafond limitant la baisse tarifaire annuelle à 20 %. Il introduit également une majoration de 5 à 10 % pour les installations utilisant des modules fabriqués dans l'espace économique européen.

Les conditions du contrat d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques sont garanties sur une durée de 20 ans. Elles dépendent de la date de demande de raccordement et varient en fonction de la nature et de la puissance de l'installation.

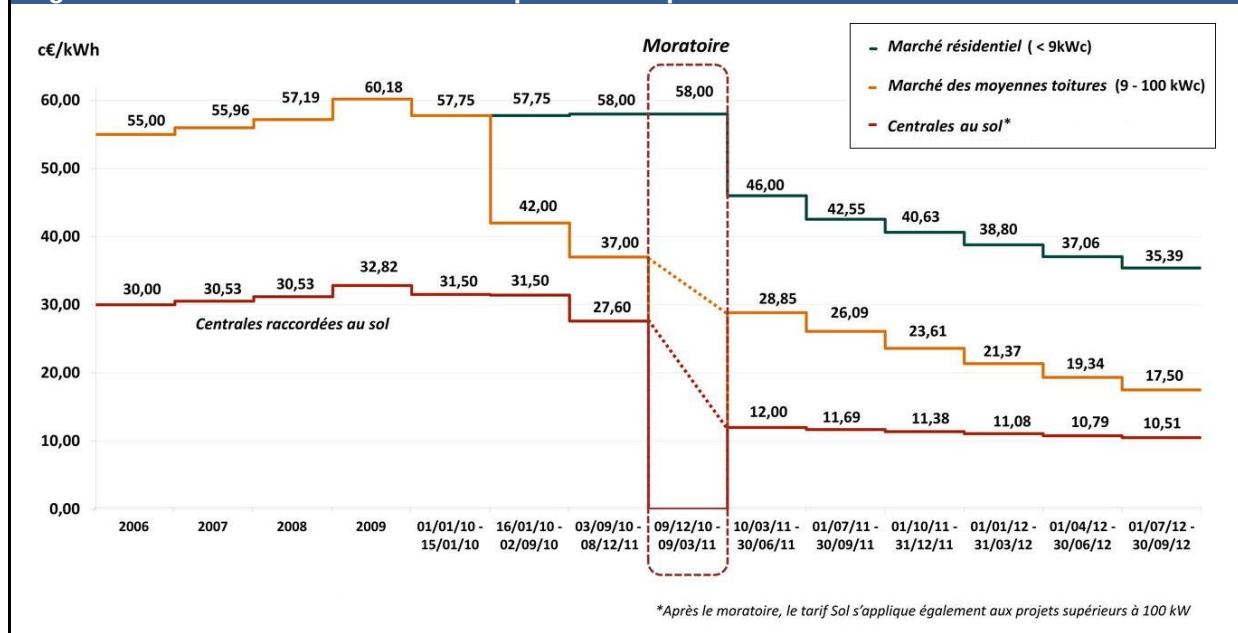
Le tableau 5 indique la valeur des derniers tarifs applicables et la figure 17 illustre l'évolution des tarifs d'achats depuis 2006.

Tableau 5. Détail des tarifs d'achat photovoltaïques en vigueur, selon la nature et la puissance des installations

Type d'installation		Tarifs en vigueur du 01/01/2014 au 31/03/2014
Intégrée au bâti (IAB)	[0-9 kW]	285,1 €/MWh
Intégrée simplifiée au bâti (ISB)	[0-36 kW]	145,4 €/MWh
	[36-100 kW]	138,1 €/MWh
Tout type d'installation	[0-12 MW]	73,6 €/MWh

²¹ Tarifs relatifs à l'arrêté du 26 juillet 2006.

Figure 17. Évolution des tarifs d'achat photovoltaïques



Source : Observatoire de l'énergie solaire photovoltaïque, France Territoire Solaire & Kurt Salmon

1.2 Installations lauréates des appels d'offres

À ce jour, cinq appels d'offres ont été organisés :

- un appel d'offres portant sur des installations au sol de production d'électricité à partir de l'énergie solaire, lancé le 18 juillet 2009, pour une puissance cumulée de 300 MW. Cet appel d'offres a été déclaré sans suite ;
- deux appels d'offres portant sur des grandes installations, sur bâtiment ou au sol, de puissance supérieure à 250 kWc, mis en œuvre selon la procédure ordinaire, au sens du décret n° 2002-1434. Au terme du premier appel d'offres lancé en septembre 2011, 105 projets répartis sur 7 technologies ont été retenus en août 2012, pour une puissance totale de 520 MW. Un second appel d'offres portant sur une puissance de 400 MW a été lancé en mars 2013 ;
- deux appels d'offres portant sur des installations sur bâtiment de moyenne puissance (100-250 kWc), mis en œuvre selon la procédure accélérée, au sens du décret n° 2002-1434. Le premier, lancé en juillet 2011, a attribué 145 MW de puissance additionnelle. Le second, lancé en mars 2013, porte sur une puissance totale de 120 MW. Ces appels d'offres se déroulent sur plusieurs périodes de candidature.

1.3 Parc installé en France métropolitaine à la fin de l'année 2012

À fin 2012, le parc photovoltaïque installé en France métropolitaine représentait 3 559 MW.

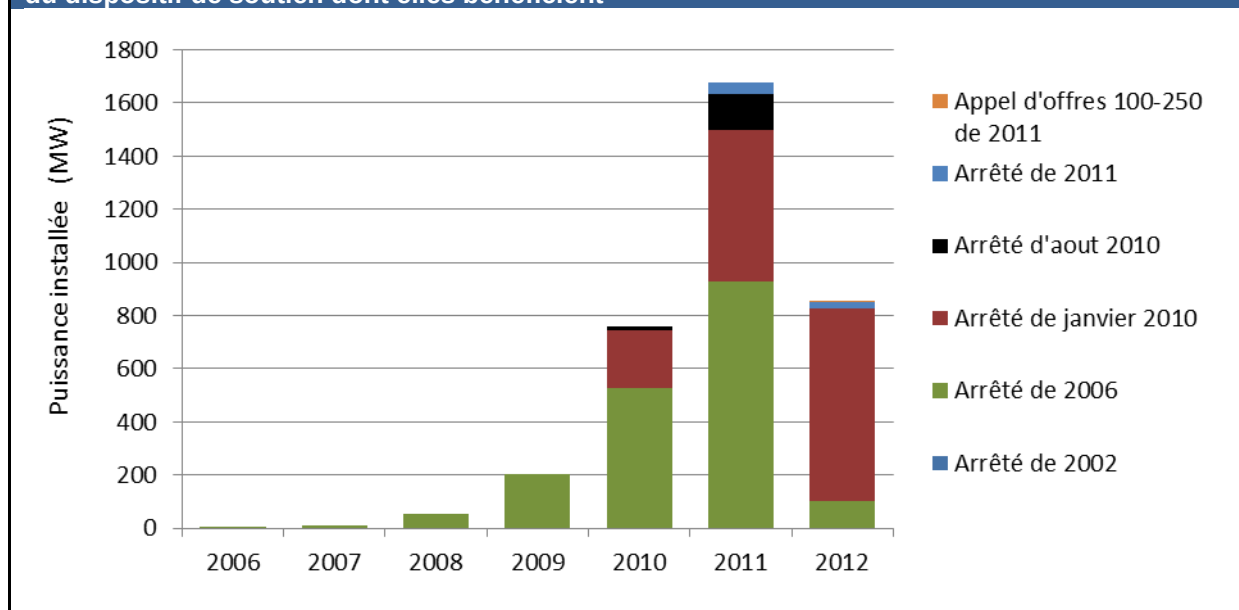
Le tableau 6 détaille la composition du parc installé en fonction du type de soutien dont bénéficient les installations de production d'électricité photovoltaïque.

Tableau 6. Détail des installations photovoltaïques bénéficiant d'un dispositif de soutien à fin 2012, en France métropolitaine

Type de soutien	Puissance totale installée à la fin de l'année 2012 (MW)
Arrêté tarifaire de 2002 (13 mars 2002)	4
Arrêté tarifaire de 2006 (26 juillet 2006)	1827
Arrêté tarifaire de janvier 2010 (12 janvier 2010)	1509
Arrêté tarifaire d'août 2010 (31 août 2010)	153
Arrêté tarifaire de 2011 (4 mars 2011)	67
Appel d'offres 100-250 kWc (2011)	0,2
Total	3 559 MW

La figure 18 donne le nombre d'installations mises en service annuellement depuis 2002, en fonction du niveau tarifaire dont elles bénéficient. Entre 2008 et 2011, le parc s'est fortement développé du fait des tarifs très incitatifs de l'arrêté de 2006.

Figure 18. Nombre d'installations photovoltaïques mises en service depuis 2002, en fonction du dispositif de soutien dont elles bénéficient



2. Installations visées par l'analyse de la CRE

La CRE a sélectionné 100 installations, représentant une puissance totale de 303 MW.

L'analyse a porté, dans un premier temps, sur 50 installations existantes, représentant une puissance cumulée de 139 MW. Elle a été élargie à 50 installations en projet, issues des différents appels d'offres instruits par la CRE, afin d'apporter une vision plus actuelle des coûts de la filière. Ces 50 installations représentent une puissance de 164 MW, 17 d'entre elles provenant des appels d'offres de puissance comprise entre 100 et 250 kWc, les 33 autres des appels d'offres de puissance supérieure à 250 kWc.

Le panel se veut représentatif du parc installé en France métropolitaine, en termes de :

- Localisation géographique : le panel couvre une large part du territoire métropolitain, et en particulier les régions concentrant le plus d'installations photovoltaïques (PACA, Midi Pyrénées, Languedoc Roussillon et Aquitaine) ;
- Développeurs : les parcs sélectionnés ont été développés par une dizaine de sociétés, spécialisées dans les projets solaires photovoltaïques ;
- Date de mise en service : les installations existantes ont été mises en service au cours des années 2010 à 2012, qui concentrent le plus d'installations et qui ont les coûts les plus représentatifs. Les installations en projet devraient être mises en service entre 2014 et 2016 ;
- Puissance installée : les installations existantes analysées couvrent un large spectre de puissances, de 1 kWc, typique d'une installation sur toiture chez un particulier, à 12 MW pour des installations au sol. Les installations en projet ont toutes des puissances de plus de 100 kWc, sur bâtiment ou au sol.

La figure 19 présente la répartition des parcs du panel en fonction de leur année de mise en service et du dispositif de soutien dont ils bénéficient, tandis que la figure 20 donne leur répartition géographique.

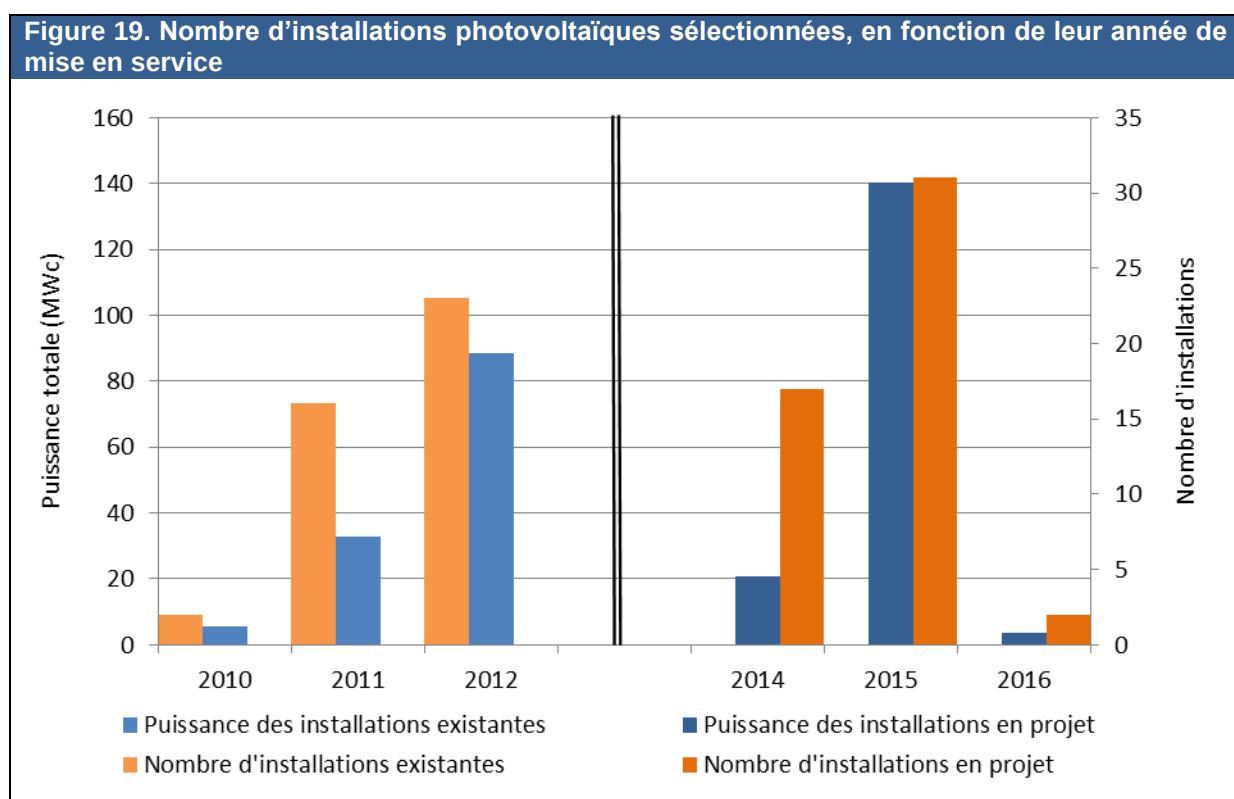
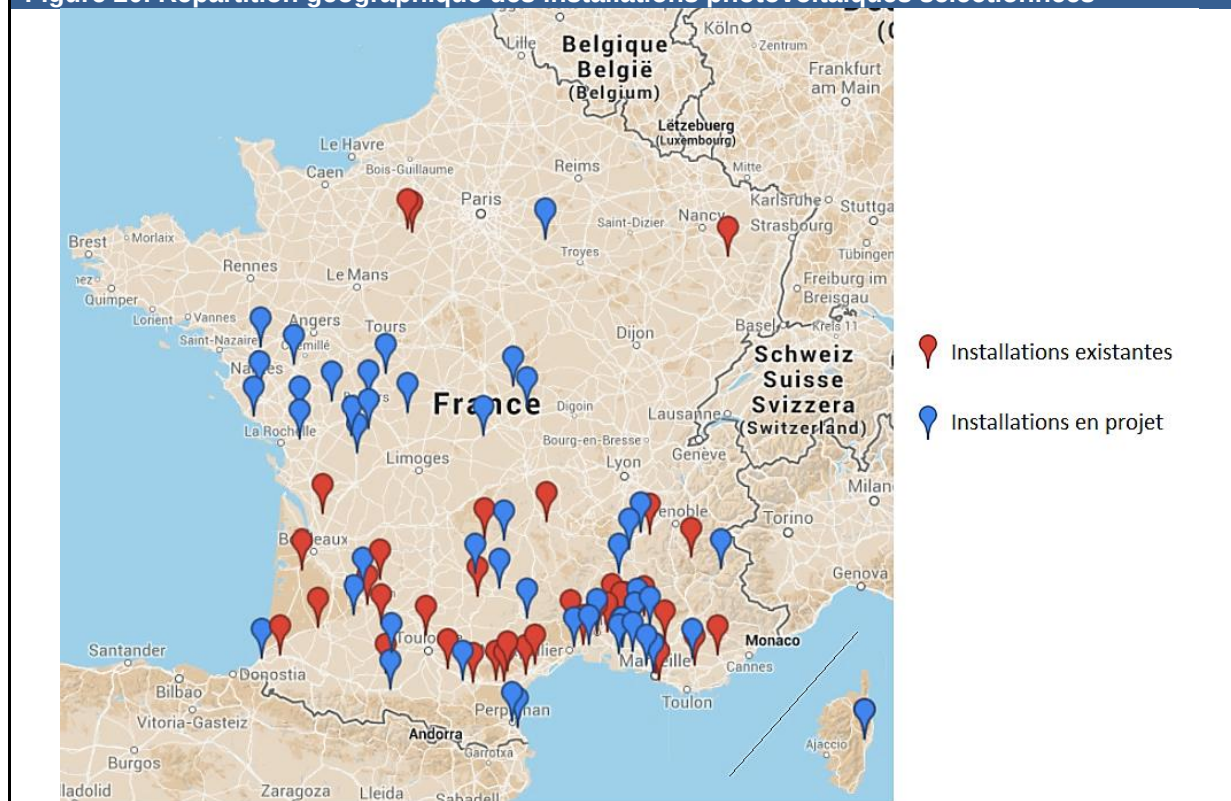
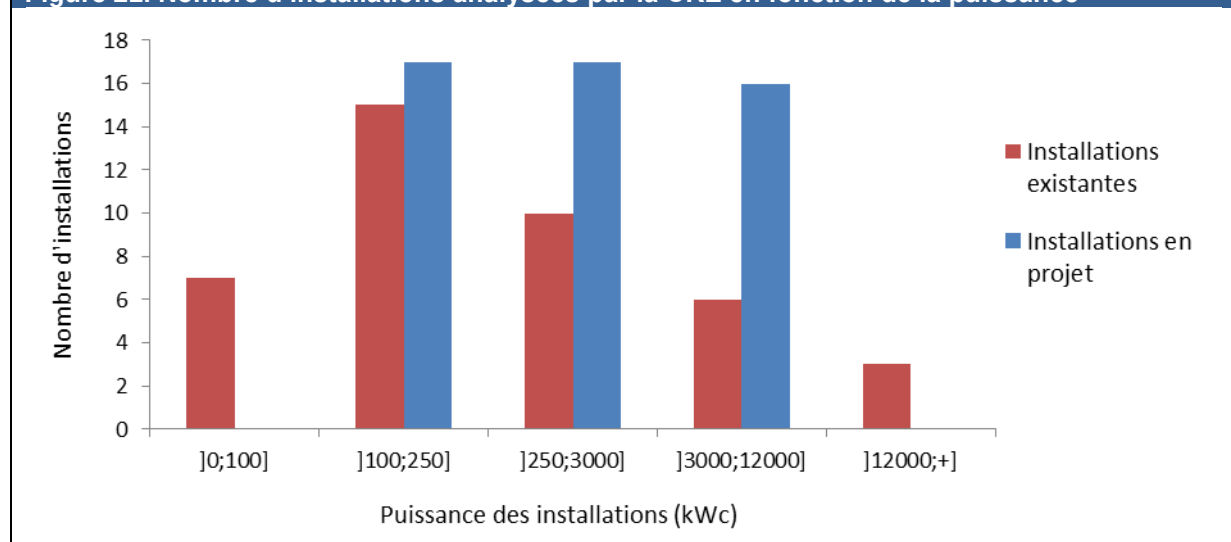


Figure 20. Répartition géographique des installations photovoltaïques sélectionnées



Du fait de la difficulté de recueillir des informations détaillées auprès des particuliers, seules 41 installations sur les 50 prévues initialement ont pu être analysées. Ces installations sont généralement livrées « clé en main » ce qui ne permet pas d'effectuer une analyse détaillée des coûts. Par ailleurs, certains particuliers interrogés ne disposaient d'aucune information sur leurs installations, les travaux ayant été réalisés par les anciens propriétaires.

Figure 21. Nombre d'installations analysées par la CRE en fonction de la puissance

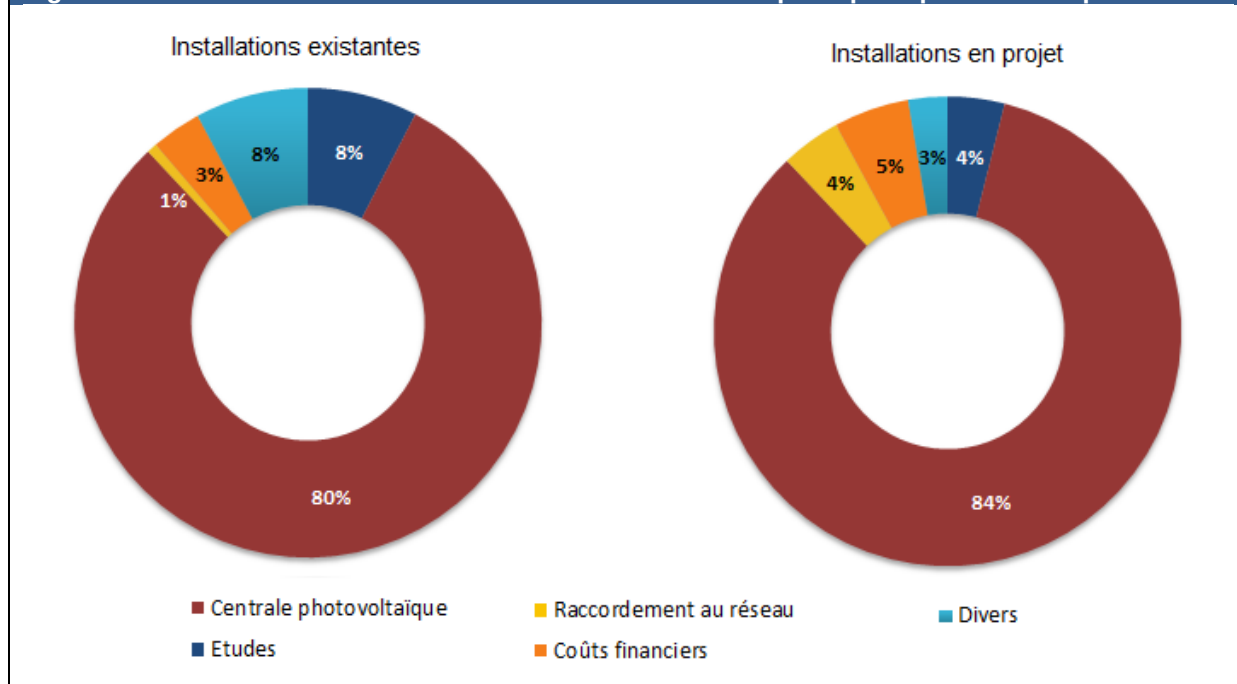


3. Coûts et financement des installations

3.1 Coûts d'investissement

La figure 22 présente la répartition moyenne des coûts d'investissement selon les principaux postes. Elle a été établie à partir d'un échantillon de 7 installations existantes et de 22 installations en projet, en raison de l'incapacité, pour certaines d'entre elles, de fournir le détail de leurs coûts.

Figure 22. Ventilation des coûts d'investissement selon les principaux postes de dépenses



La répartition des coûts des installations en projet est très similaire à celle des installations déjà en service.

Études

Ce poste regroupe l'ensemble des dépenses liées au développement du projet : études de faisabilité technique, études environnementales et procédures administratives. Dans le cas des centrales « clé en main », il est difficile de dissocier ce poste de la construction de la centrale.

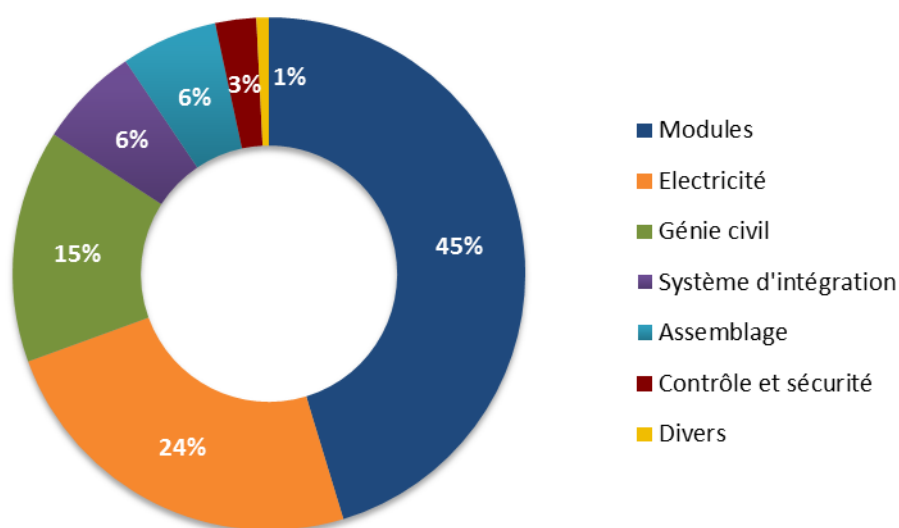
Ce poste intègre également les éventuels frais d'acquisition des projets auprès d'un développeur tiers.

Centrale photovoltaïque

Le coût de la centrale photovoltaïque (achat et pose des modules et des équipements électriques) constitue la majeure partie des coûts d'une installation et 80 % de l'investissement total. Le coût des modules y représente à lui seul 40 %.

La figure 23 donne la répartition des principales composantes du poste « centrale photovoltaïque », sur un échantillon de 12 installations en service, pour lesquelles ces informations étaient disponibles.

Figure 23. Ventilation moyenne des coûts d'installation de la centrale photovoltaïque



Le poste « électricité », qui représente un quart du coût de la centrale, comprend l'achat et la pose des onduleurs, des câbles et de l'ensemble des équipements électriques basse tension.

Le génie civil (notamment terrassement du terrain et des voies d'accès) n'est pas prédominant dans l'installation d'un parc photovoltaïque. Il est très dépendant du type d'installation, et son coût se révèle logiquement assez faible pour les installations sur bâtiment.

Le poste « système d'intégration » concerne principalement les installations sur bâtiment et l'intégration des modules au bâti. Il comprend notamment les travaux nécessaires sur la toiture, tels que le désamiantage.

Coût des modules selon leur lieu de fabrication

L'arrêté du 7 Janvier 2013 introduit une majoration du tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque pour les installations utilisant des modules cristallins dont certaines étapes de fabrication sont réalisées au sein de l'espace économique européen (EEE) :

- La majoration est de 5 % lorsque la fabrication des cellules ou des modules est réalisée sur un site de production installé au sein de l'EEE ;
- La majoration est de 10 % si deux des trois étapes suivantes – fabrication des cellules, des modules, ou des plaquettes de silicium – sont réalisées dans l'EEE.

À partir des données de l'appel d'offres de 2013, portant sur des puissances supérieures à 250 kWc, la CRE a procédé à l'analyse des données de coûts des modules proposés par les candidats en fonction de leur lieu de fabrication. Cette étude se fonde sur les modules polycristallins pour lesquels les coûts ont pu être extraits des contrats avec les fournisseurs, soit pour un total de 142 installations. Le tableau ci-dessous présente les résultats de cette analyse et les compare aux dispositifs de majoration prévus par l'arrêté tarifaire de janvier 2013.

Tableau 7. Comparaison des surcoûts de fabrication en fonction des majorations tarifaires prévues par l'arrêté du 7 janvier 2013

	Cellules ou modules fabriqués dans l'EEE	Cellules et modules fabriqués hors de l'EEE	Au moins 2 étapes réalisées dans l'EEE	Au moins 2 étapes réalisées hors de l'EEE
Nombre de projets	102	40	13	129
Moyenne du coût des modules (€/Wc)	0,579	0,560	0,648	0,566
Surcoût des modules	+3,5 %		+14,6 %	
Investissement (€/Wc)	1,549	1,602	1,680	1,552
Surcoût global	-3,3 %		+8,3 %	
Majoration potentielle	+5 %		+10 %	

L'analyse met en évidence un surcoût de près de 15 % pour les installations dont au moins deux étapes de fabrication des modules photovoltaïques ont été réalisées au sein de l'EEE, et de 3,5 % lorsqu'une seule des étapes a eu lieu dans l'EEE. La majoration instaurée par l'arrêté du 7 janvier 2013, pour les installations bénéficiant d'un tarif d'achat, semble en première analyse proportionnée. Toutefois, le surcoût des modules ne semble pas se répercuter dans les mêmes proportions dans le coût total d'investissement, qui ressort respectivement à +8,3 et -3,3 %. Par ailleurs, comme le démontrera la suite du rapport, ces projets affichent une rentabilité excédant le CMPC de référence.

Ces premières conclusions, établies à partir d'installations candidates à un appel d'offres, devront être confirmées dans une future analyse à partir des données constatées pour les installations qui auront été mises en service sous le régime du tarif d'achat de janvier 2013.

Raccordement au réseau

Le coût du raccordement au réseau est très faible, voire négligeable, dans le coût d'investissement d'une centrale photovoltaïque. Il est plus élevé pour les installations en projet que pour les installations existantes (88 contre 101 €/kWc), et se révèle très hétérogène, variant de 35 à 474 €/kWc suivant les installations. Ce coût unitaire, qui dépend notamment de la proximité et de l'état du réseau, a tendance à augmenter avec la puissance de l'installation.

Coûts financiers

Les coûts financiers comprennent notamment les intérêts intercalaires. 24 % seulement des installations, toutes d'une puissance supérieure à 200 kWc, exposent des intérêts intercalaires, avec des montants très variables, allant de 1,6 à 259²² €/kWc.

Divers

Ce poste comprend les assurances « dommages ouvrages » pour les installations intégrées au bâtiment, les provisions pour risques, aléas et démantèlement ainsi que, pour les installations en projet, la contribution à un (ou des) programme(s) de recherche et développement dans le domaine du solaire photovoltaïque.

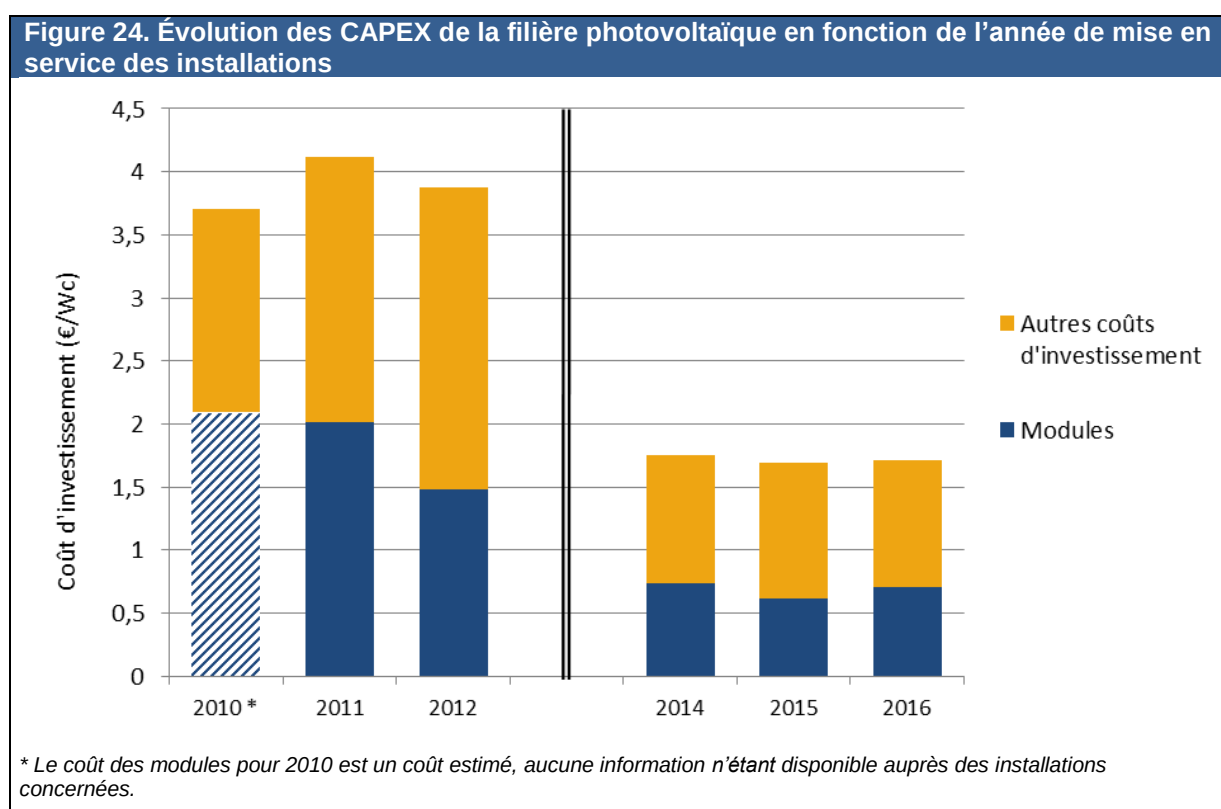
S'agissant du démantèlement, les provisions sont très faibles, voire inexistantes, aucune obligation législative ou réglementaire n'étant prévue. Toutefois, dans les appels d'offres de puissances supérieures à 250 kWc, le cahier des charges prévoit que les candidats constituent une garantie financière de démantèlement proportionnelle à la puissance de l'installation (30 000 €/MW pour l'appel d'offres lancé en mars 2013). Par ailleurs, lorsque l'installation est réalisée sur un terrain en location,

²² Ce niveau élevé se justifie par un surcoût lié au moratoire : l'emprunt bancaire ayant été apporté postérieurement à la construction, les fonds ont dû être prêtés par les actionnaires à un taux très élevé.

le contrat de mise à disposition peut comporter des obligations de démantèlement à la charge de l'entreprise exploitante.

S'agissant de la contribution à un (ou des) programme(s) de recherche et développement prévue par les appels d'offres, elle représente 12,35 M€, soit environ 31 €/kWc, sur la base des 121 dossiers classés par la CRE sous la puissance cible. Un nombre restreint de programmes de R&D capte la majorité des contributions, 55 % d'entre elles concernant seulement 10 programmes. Ces programmes sont généralement organisés autour d'un unique coordinateur et d'éventuels partenaires. Le CEA-INES y joue un rôle actif, puisqu'il coordonne 14 programmes de R&D et cumule 43 % du montant total des contributions.

La figure 24 présente l'évolution des coûts d'investissement en fonction de l'année de mise en service des installations.

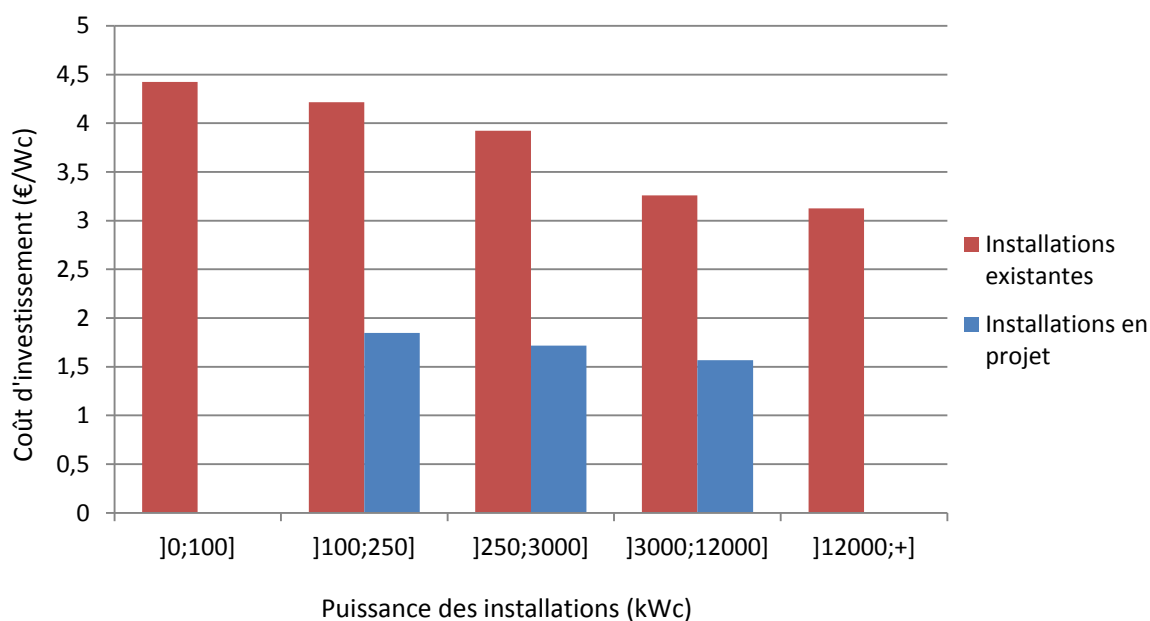


La diminution très nette des investissements observée ci-dessus apparaît directement corrélée à la baisse du prix des modules. Elle s'explique d'une part, par un effet d'apprentissage sur l'ensemble de la filière photovoltaïque, et d'autre part par un effet d'échelle, les installations en projet ayant toutes une puissance supérieure à 100 kWc.

L'augmentation entre 2010 et 2011 s'explique partiellement par les effets du moratoire, qui ont occasionné des coûts supplémentaires dus aux délais importants de raccordement des installations ou au retard engendré sur les travaux.

La figure 25 montre la diminution des coûts d'investissement en fonction de la puissance des installations, et confirme l'importance de l'effet d'échelle.

Figure 25. Évolution des CAPEX en fonction de la puissance des installations

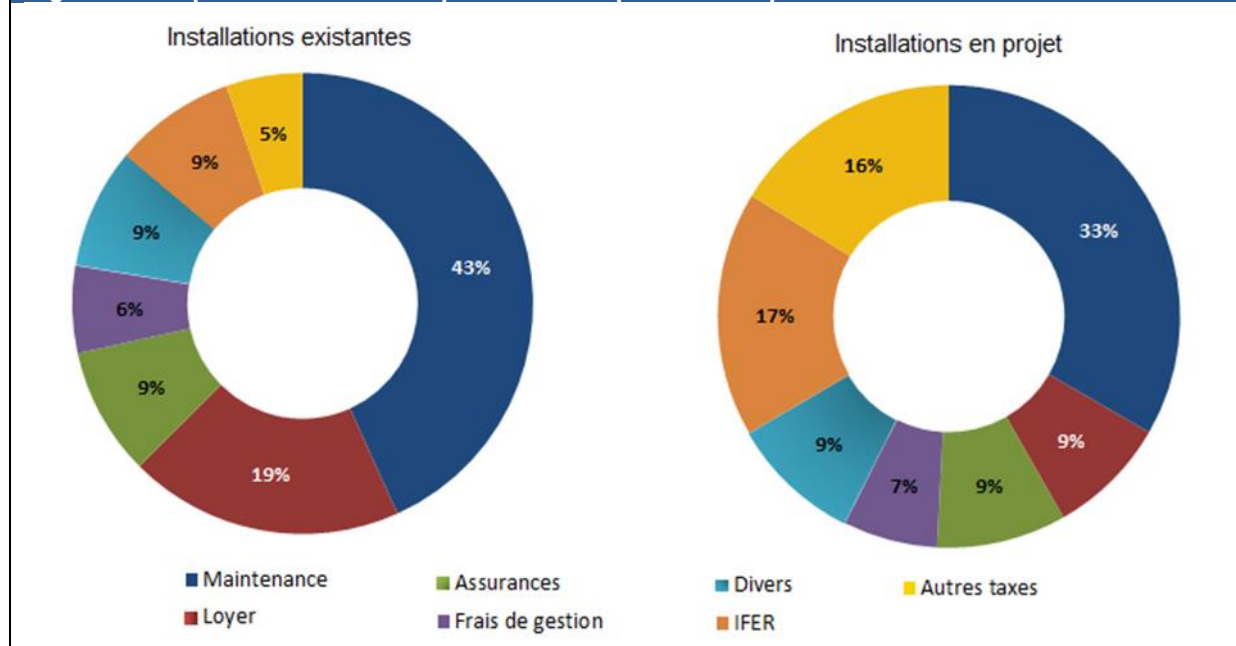


3.2 Coûts d'exploitation et de maintenance

Les coûts d'exploitation représentent une part relativement faible des coûts de production des installations photovoltaïques. Ils pèsent, chaque année, de l'ordre de 2,4 % des CAPEX totaux, soit 27 % de l'investissement²³ sur la durée de vie de l'installation.

La figure 26 présente la répartition moyenne des coûts d'exploitation selon les principaux postes pour 13 installations en service et 27 installations en projet.

Figure 26. Répartition des OPEX pour la filière photovoltaïque



²³ Hypothèses : durée de vie de 20 ans, taux d'actualisation de 8 % et inflation de 2 % par an.

Maintenance

Ce poste comprend la maintenance technique des installations, ainsi que l'achat des équipements à remplacer, le nettoyage des modules et la télésurveillance. Il représente la majeure partie des dépenses liées à l'exploitation des installations photovoltaïques, avec respectivement 43 et 33 % des OPEX pour les installations existantes et en projet. Cette dépense est assez variable selon les installations, les montants variant de 2,6 à 76 €/kWc/an, pour une moyenne de 23 €/kWc/an.

Le remplacement des onduleurs est généralement prévu au bout d'une dizaine d'années de fonctionnement. Selon les installations, cette dépense est provisionnée sur un compte ou incluse dans le contrat de maintenance.

Loyer

Ce poste représente un cinquième des OPEX pour les installations existantes. Les loyers acquittés par les producteurs photovoltaïques sont très variables selon le bailleur et l'utilisation du terrain ou du bâtiment, et vont de 0 à 125 €/kWc/an.

Frais de gestion

Ce poste correspond à l'ensemble des frais de fonctionnement : frais administratifs, commissaires aux comptes, frais bancaires, etc.

Divers

Ce poste comprend notamment la location du compteur ERDF, les frais de télécommunications et le Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE).

L'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau (IFER)

L'IFER représente le premier poste d'imposition locale, avec un taux fixé à 7,12 k€/MW depuis le 1^{er} janvier 2013. Les installations de puissances inférieures à 100 kWc n'y sont pas assujetties.

Autres taxes

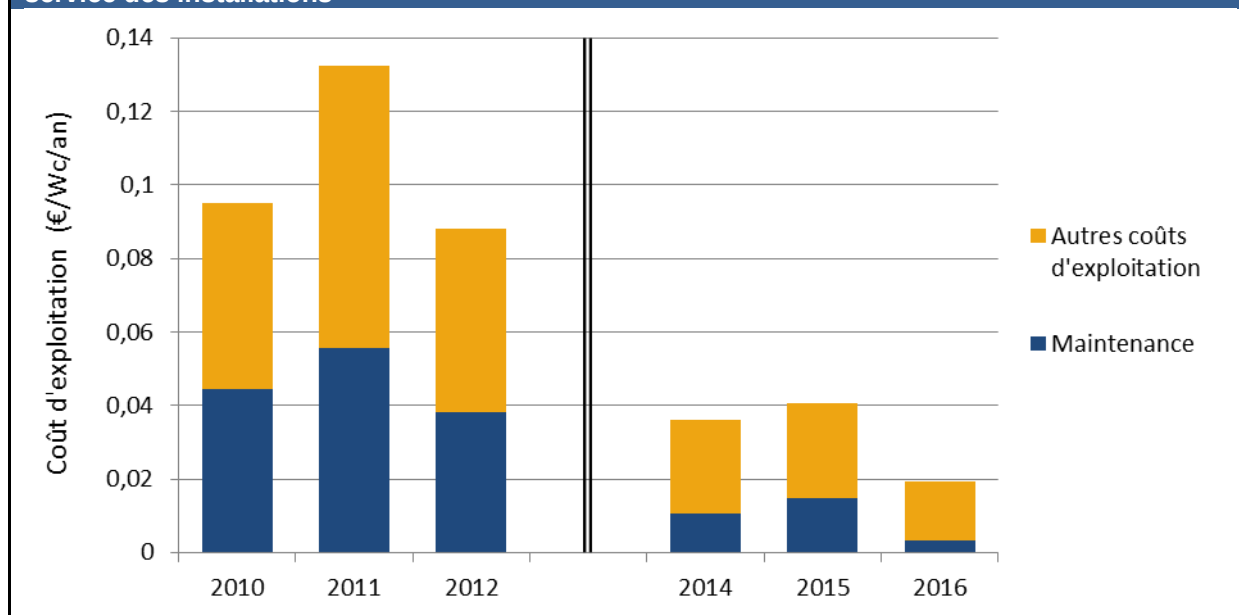
Les producteurs photovoltaïques sont soumis à la contribution économique territoriale (CET), la taxe foncière et la contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S).

Les particuliers sont exonérés de la CET et de la C3S, dans la mesure où la production et la vente de l'électricité ne sont pas considérées comme une activité professionnelle. Par ailleurs, ils peuvent bénéficier d'une exonération de la taxe foncière sur les propriétés bâties en application de l'article 1383-0 B du code général des impôts.

Les taxes représentent une part importante des OPEX, notamment pour les installations en projet où elles s'élèvent à 33 % du total des charges d'exploitation, soit autant que la maintenance. Toutefois, cette surpondération s'explique surtout par des OPEX en moyenne beaucoup plus faibles.

La figure 27 présente l'évolution des coûts d'exploitation des installations du panel en fonction de leur année de mise en service, sur un échantillon de 38 installations existantes et de 50 installations en projet.

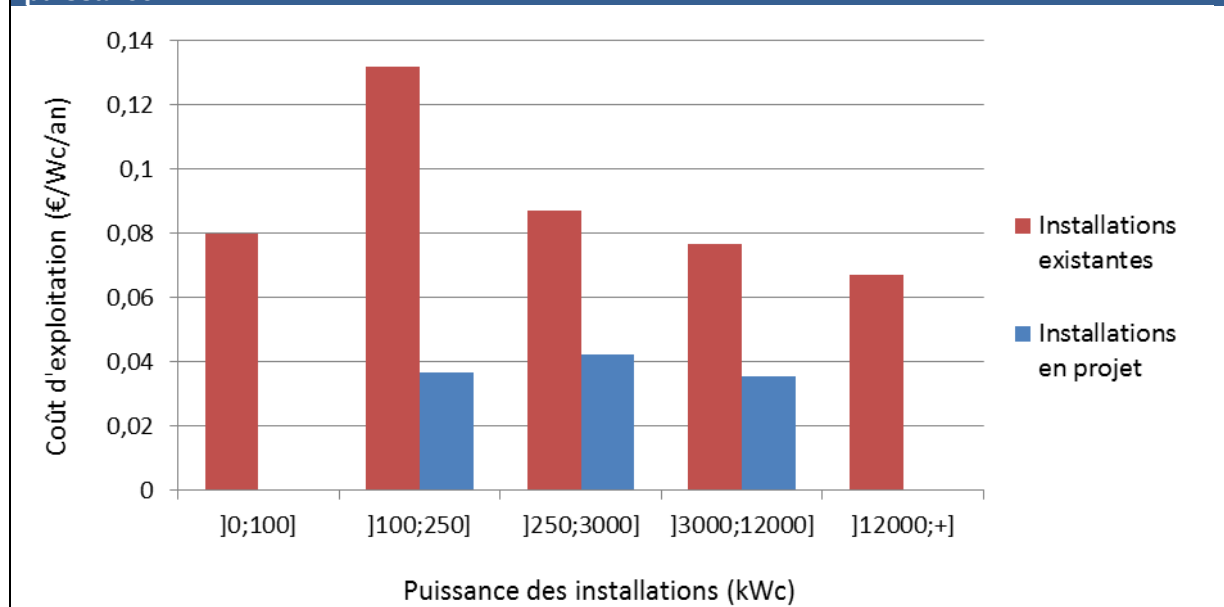
Figure 27. Évolution des OPEX de la filière photovoltaïque, en fonction de l'année de mise en service des installations



Les coûts d'exploitation tendent à diminuer du fait de la baisse des coûts de maintenance. Toutefois, cette tendance est à interpréter avec prudence, les coûts des installations existantes étant constatés, alors que les coûts des installations en projet sont strictement déclaratifs.

La figure 28 donne l'évolution des OPEX en fonction de la puissance des installations.

Figure 28. Coût d'exploitation des installations photovoltaïques du panel selon leur puissance



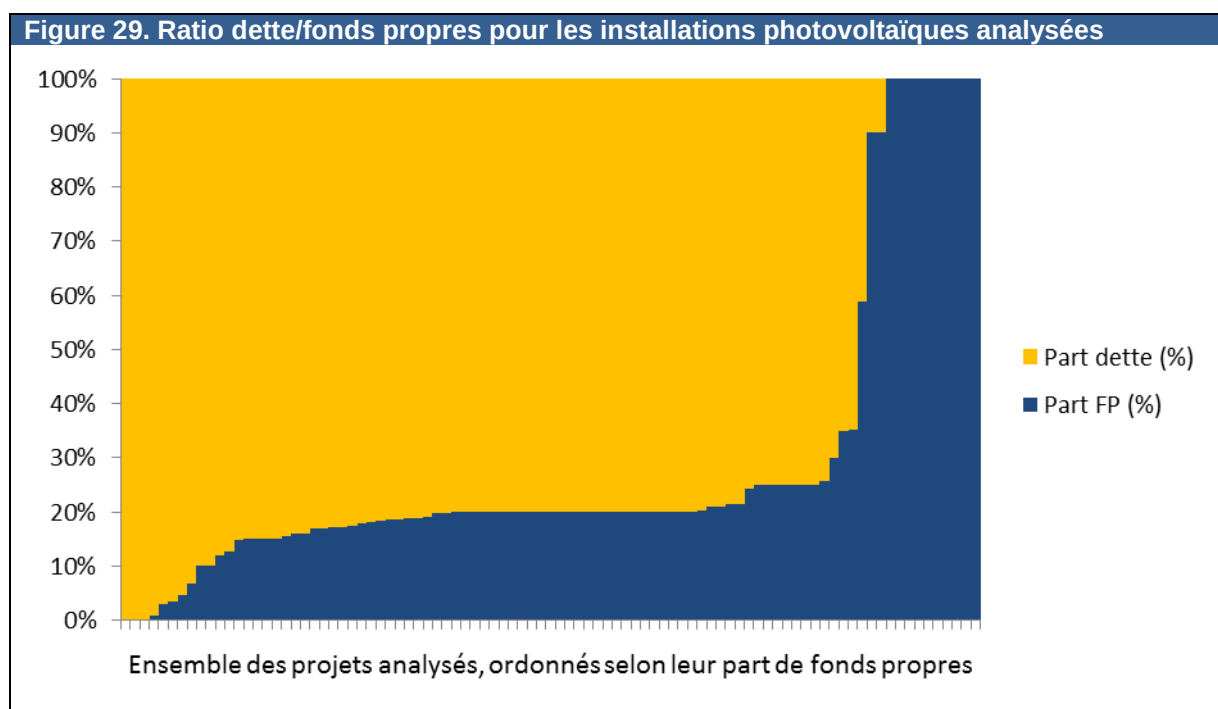
Hormis pour les faibles puissances, qui n'ont que pas ou peu de besoins en maintenance, les coûts d'exploitation baissent sensiblement avec la puissance des installations, traduisant un effet d'échelle similaire à celui observé pour les coûts d'investissement.

3.3 Financement des projets

Structure financière

Les installations photovoltaïques sont généralement développées par une société de projet dédiée, avec un financement sans recours. La majorité des investissements est financée par dette bancaire, et le solde, par un apport en fonds propres des actionnaires.

La figure 29 présente le ratio entre dette et fonds propres pour l'ensemble des installations analysées.



Les développeurs ont recours à un financement de projet classique, avec un ratio moyen entre dette et fonds propres de 80 % - 20 %. Près des trois-quarts des projets ont un niveau de fonds propres compris entre 10 et 25 %.

Certaines installations bénéficient d'un financement particulier, quasi-exclusivement en fonds propres ou en dette. Il s'agit d'installations financées de manière centralisée par leur maison mère ou leur groupe (dette intra-groupe considérée comme des fonds propres ou à l'inverse dette bancaire garantie par la maison mère). Les installations financées à 100 % par des fonds propres sont portées par des entreprises importantes de la filière. Les puissances de ces installations sont inférieures à 250 kWc et les coûts d'investissement représentent moins d'un million d'euros.

Dans le cadre de l'appel d'offres de 2013 portant sur les installations de puissance supérieure à 250 kWc, les projets se financent généralement auprès des grandes banques françaises comme le Crédit Agricole, Natixis ou encore la BPI France. Les recours à des établissements étrangers sont plus rares. Les engagements à se porter garantie financière sont réalisés pour 80 % des projets par le Crédit Agricole, la BPI France, le CIC, la Société Générale et la Caisse d'épargne. En termes d'actionnariat, 20 des 75 actionnaires identifiés portent 70 % des projets, et 5 d'entre eux, qui sont de grands groupes du secteur des énergies renouvelables, en portent plus de la moitié. Cette situation illustre le haut degré de concentration du secteur.

Coût de la dette

La plupart des développeurs interrogés contractent un emprunt sur une durée inférieure à celle de leur contrat d'obligation d'achat (20 ans). Elle est comprise entre 13 et 20 ans, avec une durée moyenne de 17 ans.

57 producteurs ont transmis leurs taux d'emprunt (18 installations existantes et 39 installations en projet). Pour ces installations, les taux s'échelonnent de 2,17 à 6,35 % pour une moyenne de 4,19 % (exception faite de deux projets financés à taux zéro). Un taux normatif de 4,5 % a été appliqué aux 34 installations (23 installations existantes et 11 installations en projet) pour lesquelles l'information relative au coût de la dette n'a pas été transmise.

Coût moyen pondéré du capital

La CRE a souhaité confronter son appréciation du CMPC de référence qu'elle utilise pour élaborer ses avis avec la vision que les producteurs du panel ont de la rentabilité minimale qu'ils attendent de l'exploitation d'un parc photovoltaïque sous obligation d'achat. Les résultats transmis par les producteurs à cet égard sont très hétérogènes (entre 4,8 et 10,8 %) et peu étayés, et ne permettent pas d'apporter à la CRE d'éléments complémentaires d'appréciation.

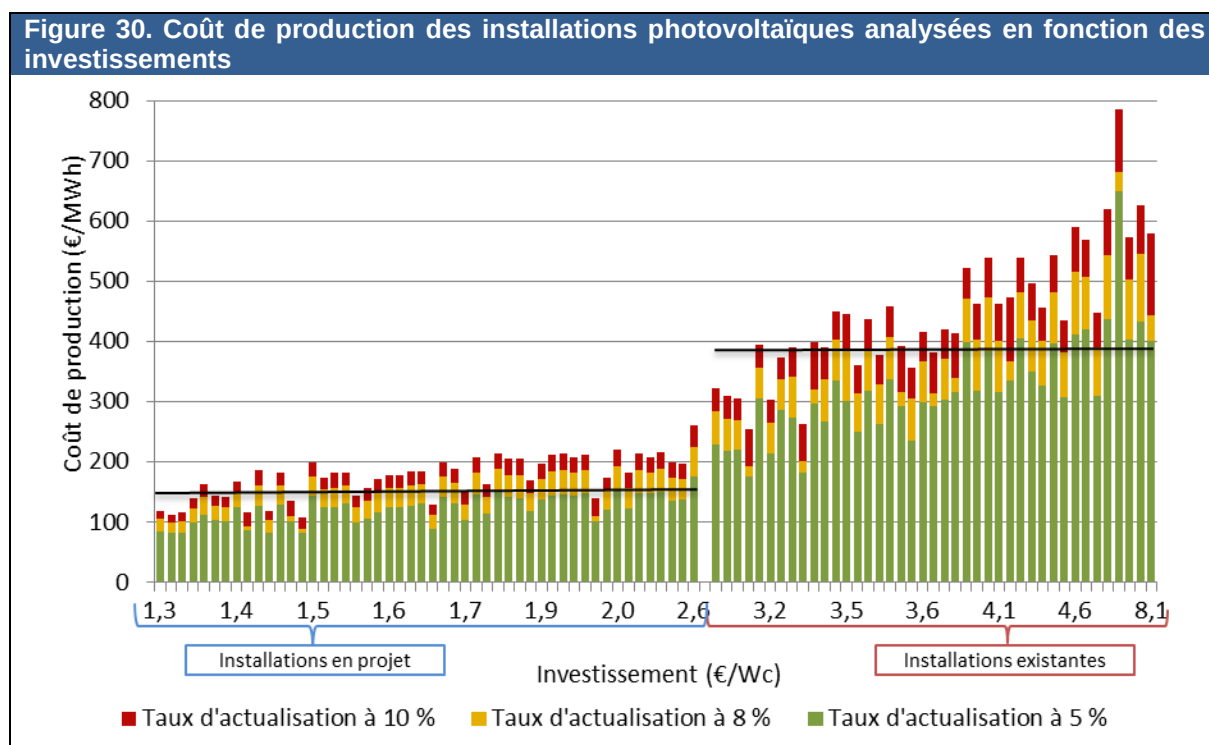
Durée d'exploitation prévue

La durée d'exploitation des installations est un facteur important de la rentabilité des projets. 5 % des installations seulement ont prévu de fonctionner 25 ans, soit 5 ans de plus que l'obligation d'achat. Les producteurs évaluent généralement la rentabilité de leur installation sur la durée de l'obligation d'achat, en raison des incertitudes qui pèsent sur l'évolution du rendement des panneaux.

3.4 Coût de production

Le coût de production des installations photovoltaïques du panel est évalué sur la durée de vie moyenne des panneaux solaires garantie par les constructeurs, qui est de 25 ans. Il est calculé pour trois taux d'actualisation, de 5, 8 et 10 %. Le taux d'actualisation de 8 % est représentatif du CMPC de référence que la CRE retient pour élaborer ses avis sur les tarifs d'obligation d'achat.

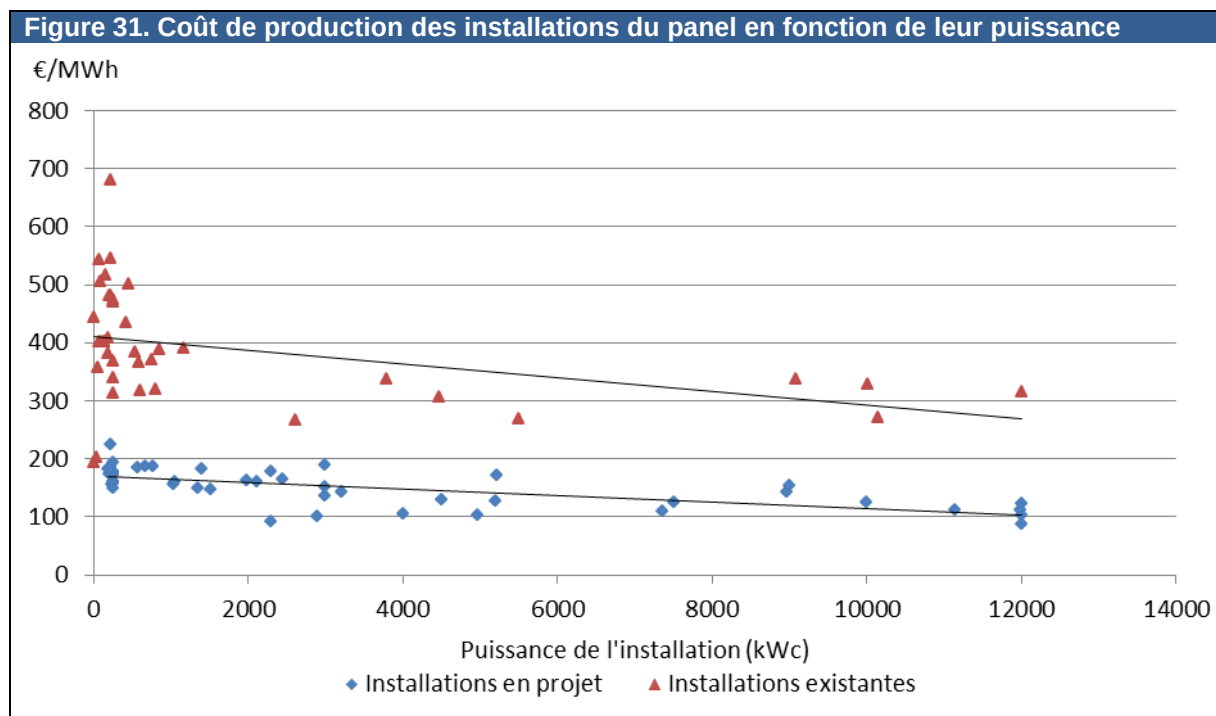
Les résultats sont présentés figure 30 en fonction du coût d'investissement. La moyenne pondérée des coûts de production, pour une actualisation à 8 %, est figurée par un trait



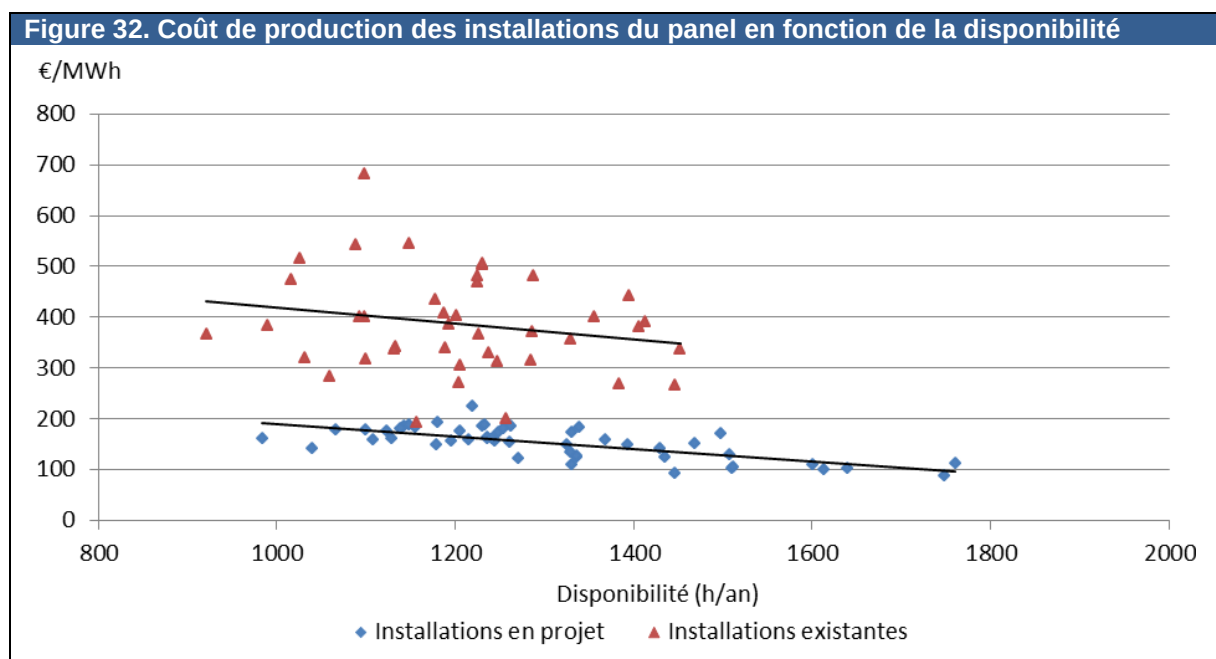
Les résultats sont très sensibles au taux d'actualisation : le coût de production augmente en moyenne de 40 % quand le taux d'actualisation augmente de 5 points. Pour l'hypothèse centrale de 8 %, le coût de production varie de 87,7 à 681,4 €/MWh. Les installations existantes ont un coût de production moyen de 386,4 €/MWh, tandis que les installations en projets ressortent à 152,5 €/MWh. La

différence s'explique par la taille des installations en projet, plus importante que celle des installations existantes, mais aussi par un effet d'apprentissage, car les installations en projet sont plus récentes. Dans ce secteur très capitalistique, le coût de production dépend fortement du montant des investissements : plus le coût par watt crête est élevé, plus le coût de production est important. La puissance de l'installation et la disponibilité ont une moindre influence.

L'investissement est corrélé à la puissance de l'installation : plus la puissance est élevée, plus l'investissement par watt crête est faible. La figure 31 fait ainsi apparaître un coût de production plus élevé pour les puissances les plus faibles.



La disponibilité d'une installation correspond à son nombre d'heures d'ensoleillement par an en équivalent ensoleillement maximal. La figure 32 montre qu'à mesure que la disponibilité augmente, le coût de production baisse, mais dans des proportions qui restent modérées.



4. Évaluation de la rentabilité dégagée par les producteurs

Le tableau des flux de trésorerie de chaque projet est établi à partir des données techniques, économiques et financières recueillies.

Le chiffre d'affaires est calculé en fonction du productible et du tarif de base dont bénéficient les installations, indexé selon les modalités rappelées dans la partie 1 de la présente section, en prenant une hypothèse de croissance des indices INSEE utilisés de 2 % par an. Les installations en projet bénéficient du prix demandé dans leur réponse à l'appel d'offres ; le prix d'achat moyen pondéré par la puissance de ces installations est de 122,9 €/MWh.

La dégradation annuelle du rendement des panneaux photovoltaïques est fixée à 0,7 %, et correspond à la moyenne de l'échantillon étudié. Les autres hypothèses du calcul sont celles du paragraphe 5 de la présentation générale.

Les installations existantes du panel bénéficient en majorité (67 %) des conditions d'achat de l'arrêté de 2010 et, dans un moindre mesure, des arrêtés de 2006 (24 %) et de 2011 (9 %). Le calcul du tarif d'achat étant soumis à plusieurs paramètres, les installations bénéficiant du même arrêté tarifaire n'ont pas nécessairement le même tarif d'achat. Il est donc seulement possible d'en donner une valeur moyenne.

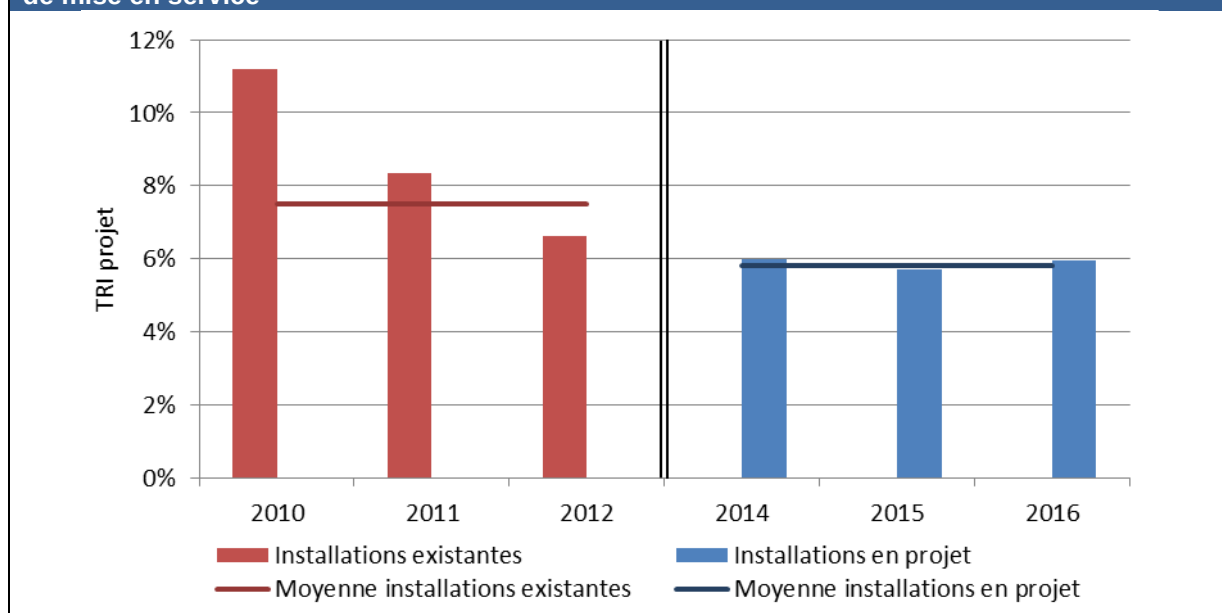
Arrêté	2006	2010	2011
Moyenne du tarif d'achat des installations existantes	601,7 €/MWh	439,9 €/MWh	288,3 €/MWh

4.1 Rentabilité des capitaux engagés – TRI projet

Les taux de rendement interne des installations après impôts (TRI projet après impôts) sont présentés dans la figure 33, qui fait apparaître une diminution de la rentabilité au fil des années.

Les installations existantes dégagent des TRI très supérieurs voire excessifs au regard du CMPC de référence utilisé par la CRE dans le cadre de ses avis tarifaires. Les installations mises en service en 2010 ont un TRI supérieur à 11 %, car elles ont bénéficié des tarifs d'achat précédant le moratoire. Les révisions tarifaires successives ont toutefois permis une baisse significative de la rentabilité.

Figure 33. TRI projet après impôts moyen des installations photovoltaïques selon leur année de mise en service



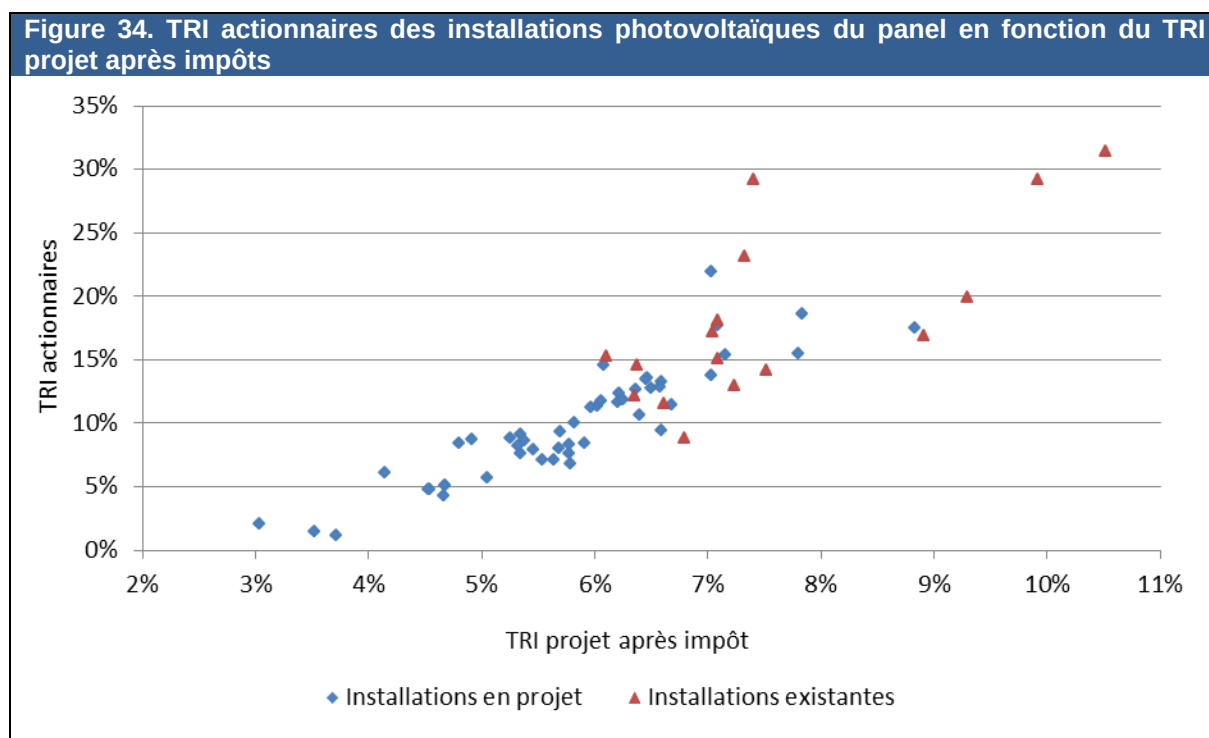
Le TRI des installations en projet est de l'ordre de 6 %. Toutes ces installations se développent dans le cadre de la procédure d'appel d'offres, ce qui suggère que l'exercice de la concurrence incite les producteurs à demander un prix proche de leur coût réel de production.

4.2 Rentabilité des actionnaires – TRI des fonds propres

Le taux de rentabilité interne des fonds propres (TRI des fonds propres ou TRI actionnaires) est calculé à partir des flux de trésorerie disponibles pour rémunérer les actionnaires après remboursement du service de la dette.

La rentabilité des fonds propres dépend de la structure de financement de chaque installation. Les situations particulières, qui présentent des ratios d'endettement quasi-nuls ou au contraire très proches de 1, ont été exclues de l'analyse.

Comme le montre la figure 34, le TRI actionnaires est une fonction globalement croissante du TRI projet. Par ailleurs, les TRI actionnaires des installations existantes sont globalement plus élevés que les TRI actionnaires des installations en projet. La moyenne des TRI actionnaires des installations existantes est de 18 % alors qu'elle n'est que de 9,8 % pour les installations en projet.



Comme le montre la figure 35, plus le taux d'endettement est élevé, plus le TRI actionnaires est important. Les installations de puissance comprise entre 0 et 100 kWc présentent la spécificité d'être financées à 100 % par des fonds propres ; le TRI actionnaires est alors égal au TRI projet. L'analyse des installations de puissance supérieure à 100 kWc montre que l'effet de levier de la dette permet globalement de doubler la rentabilité des projets pour les actionnaires.

Figure 35. TRI actionnaires des installations du panel en fonction du taux d'endettement

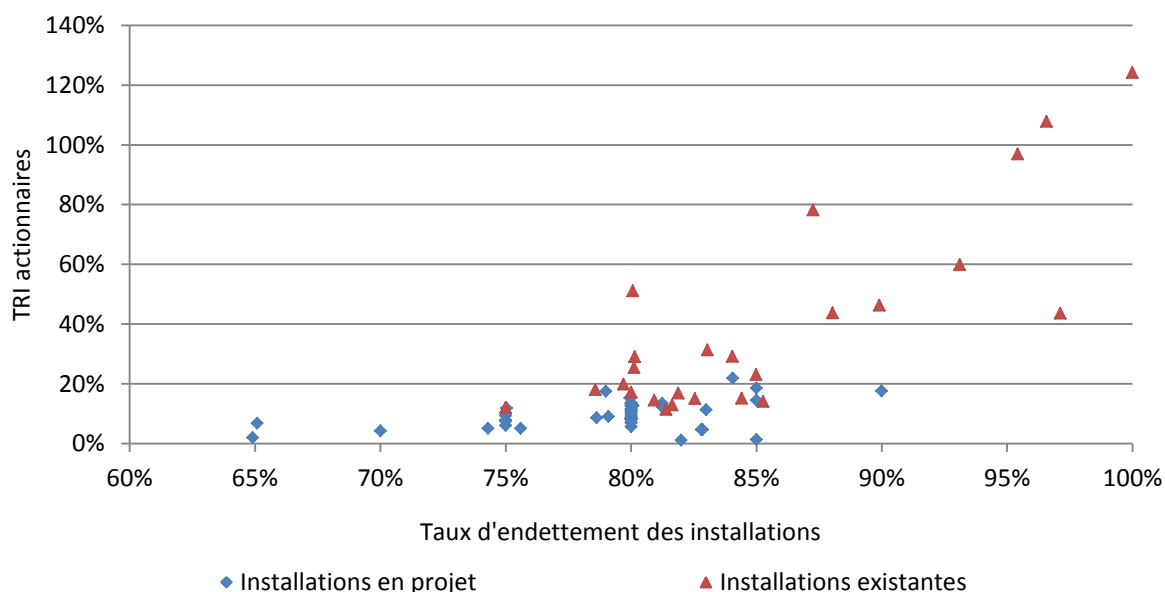
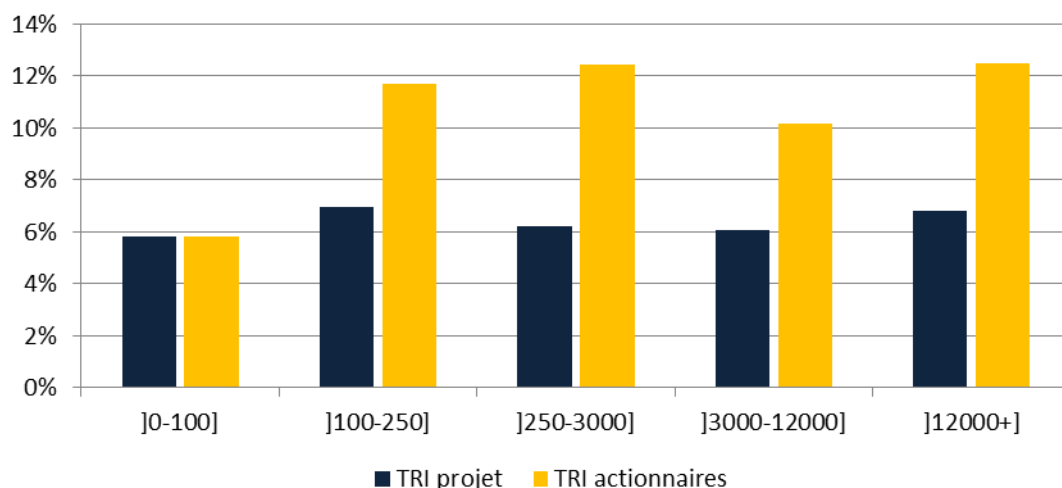


Figure 36. TRI projet après impôts et TRI actionnaires des installations photovoltaïques du panel en fonction de la puissance



L'analyse permet de distinguer quatre familles d'installations.

- Famille I : TRI actionnaires inférieur à 5 % (9 installations)

Trois d'entre elles sont des installations existantes d'une puissance inférieure à 100 kW, avec un faible TRI projet et un endettement nul ou quasi-nul. Certaines de ces installations appartiennent à des particuliers qui ont pu bénéficier de subventions, de crédits d'impôts ou d'aides diverses, non déclarées et par conséquent non prises en compte dans le calcul. Les 6 autres sont des installations en projet avec un TRI projet proche du taux d'emprunt.

- Famille II : TRI actionnaires compris entre 5 et 10 % (29 installations)

Sept d'entre elles sont des installations existantes financées entièrement en fonds propres, avec un TRI projet entre 5,6 et 8,8 %. Les 22 autres sont des installations en projet avec un taux de fonds propres compris entre 20 et 26 %, et un TRI projet situé entre 4,7 et 6,6 %.

- Famille III : TRI actionnaires supérieur à 10 % et inférieur à 50 % (43 installations)

Deux installations existantes sont financées à 100 % en fonds propres et bénéficient de TRI projet de 12 et 13 %. Les 41 installations restantes (19 existantes et 22 en projet) sont des installations avec un TRI projet compris entre 6 et 9 % et un ratio de fonds propres allant de 10 à 25 %.

- Famille IV : TRI actionnaires supérieur à 50 % (8 installations)

Il s'agit d'installations existantes ayant bénéficié d'un tarif d'achat élevé (en moyenne 420 €/MWh) avec un TRI projet compris entre 6 et 13 % et un niveau d'endettement très élevé.

Compte tenu de la multiplicité des facteurs influençant les calculs de rentabilité des actionnaires (niveau d'investissement, ratio d'endettement, productible) et des différentes limites auxquelles ils sont soumis, la CRE ne porte pas d'appréciation globale sur cet indicateur

5. Conclusions

Les installations photovoltaïques du panel présentent une grande diversité en termes de puissance (de quelques kWc à plusieurs dizaines de MWc), de nature de l'exploitant ou de l'investisseur (du particulier à la multinationale), de technologie (des modules photovoltaïques intégrés au bâti aux modules photovoltaïques avec trackers) et de niveau du soutien (des tarifs d'achat avant le moratoire aux prix des appels d'offres). Cette pluralité des installations implique de nuancer certains constats.

Les coûts des installations photovoltaïques ont baissé de manière conséquente. Cette diminution a pour cause principale une baisse des coûts des modules photovoltaïques.

Le tarif d'achat est le premier critère de rentabilité des projets. Les tarifs très incitatifs, qui avaient été mis en place par les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010, ont conduit à des rentabilités très supérieures au CMPC de référence voire excessives, qui confirment les conclusions de la délibération de la CRE du 3 décembre 2009²⁴. Cette rentabilité excessive a conduit à un développement spéculatif de la filière. La diminution des tarifs d'achat et le recours aux appels d'offres ont permis de ramener la rentabilité des projets à des niveaux plus proches du CMPC de référence.

Le financement des installations photovoltaïques est classique, et la rentabilité des actionnaires est significative voire parfois très significative pour certaines installations.

Les appels d'offres semblent donner de bons résultats pour les technologies les plus concurrentielles, et permettent d'obtenir des rentabilités proches du CMPC de référence.

Aucune installation ayant bénéficié des tarifs dégressifs de l'arrêté de janvier 2013 n'a pu être analysée dans la présente étude. Par conséquent la CRE n'est pas en mesure, à ce stade, d'apprécier les effets de cette mesure sur la rentabilité des projets et de conclure sur son efficacité.

En conséquence, la CRE procédera à de nouvelles analyses (i) sur un panel d'installation plus significatif, (ii) sur des installations bénéficiant des tarifs dégressifs de l'arrêté de janvier 2013 et (iii) sur des installations lauréates des appels d'offres de 2011, une fois mises en service, afin de comparer les coûts réels aux coûts qui avaient été déclarés dans les dossiers de candidature.

²⁴ Délibération du 3 décembre 2009 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000. Paragraphe 1.2 : « Le tarif envisagé induit une rentabilité très élevée. Pour les entreprises, elle est comprise, en moyenne, entre 9,7 et 12,2 % pour le TRI projet et entre 35 à 45 % pour le TRI sur fonds propres. Pour les particuliers, le TRI projet est, en moyenne, de 15,2 %. »

SECTION III : Analyse des coûts de production de la filière biomasse

1. Rappel du contexte

Le soutien au développement des centrales de production d'électricité et de chaleur alimentées à partir de biomasse s'est matérialisé, pour ce qui concerne la production d'électricité, par un tarif d'achat²⁵ et quatre appels d'offres conduits entre 2003 et 2010. La majorité des projets mis en service est issue de ces derniers. Au 31 décembre 2012, seuls quatre projets bénéficiaient en effet d'un tarif d'achat défini par arrêté, pour une puissance totale en service de 29,9 MW.

Les appels d'offres successifs ont quant à eux permis la mise en service à fin 2012 de 19 projets, pour une puissance totale de 233,4 MW. Le parc a été complété par cinq nouvelles installations en 2013, dont la puissance cumulée s'élève à 47 MW, portant à 280,4 MW la puissance cumulée des installations en fonctionnement issues des appels d'offres.

Figure 37. Localisation de l'ensemble des installations biomasse bénéficiant d'un dispositif de soutien au 31 décembre 2013



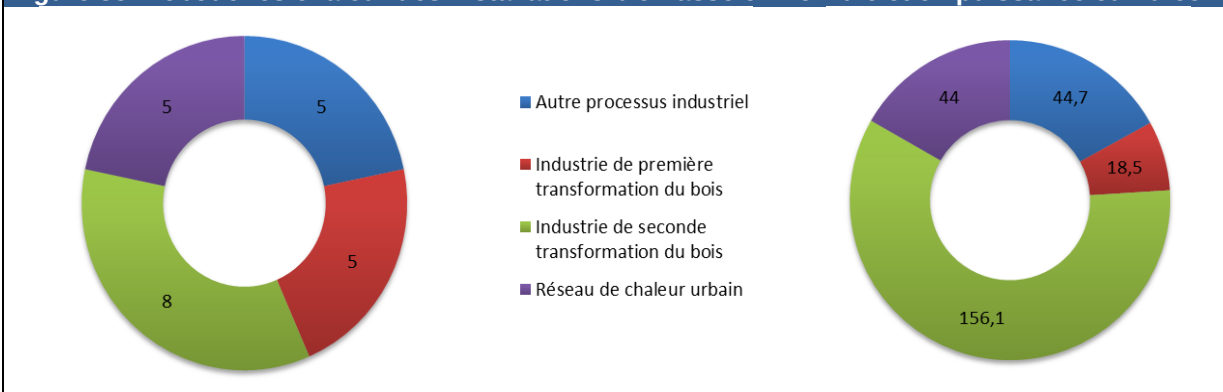
Hormis le prix proposé, trois caractéristiques principales peuvent venir influencer la notation (dans le cas des appels d'offres) et la rémunération de l'électricité produite :

- Le plan d'approvisionnement en biomasse ;
- L'efficacité énergétique de l'installation ;
- La localisation.

Compte tenu de l'importance du critère d'efficacité énergétique dans la détermination de la rémunération, les débouchés de chaleur constituent un point clé du développement des projets de centrales de cogénération à partir de biomasse. Deux catégories de débouchés principaux peuvent être identifiées : les réseaux de chaleur urbains et les installations industrielles, en particulier dans les filières de première et de seconde transformation du bois (scieries, unités de granulation, industries papetières) afin de développer des synergies dans l'élaboration du plan d'approvisionnement.

²⁵ Le tarif d'achat en vigueur est défini par l'arrêté en date du 27 janvier 2011. Les deux précédents tarifs en vigueur étaient définis par les arrêtés du 16 avril 2002, puis du 28 décembre 2009.

Figure 38. Débouchés chaleur des installations biomasse en nombre et en puissance cumulée



Les appels d'offres biomasse successifs ont été caractérisés par un taux d'échec relativement important parmi les projets lauréats, notamment en raison de la perte d'un débouché chaleur.

Tableau 8. Résultats des quatre appels d'offres biomasse

AO	Projets lauréats	Projets mis en service	Puissance totale des projets lauréats (MWe)	Puissance mise en service (MWe)	Projets abandonnés (MWe)	Projets en attente (MWe)
CRE 1	15	6	232,2	93,5	138,7	0
CRE 2	19	5	274,1	109,6	164,5	0
CRE 3	32	13	266,1	77,3	45,9	142,9
CRE 4	15	0	420	0	43	377

2. Installations visées par l'analyse de la CRE

Neuf installations biomasse issues des trois premiers appels d'offres ou bénéficiant d'un tarif d'achat ont été étudiées dans le cadre de cette analyse. Les installations biomasse se caractérisent par des spécificités marquées, notamment liées au contexte industriel local (qui détermine les débouchés disponibles pour la production de chaleur) et aux contraintes d'approvisionnement. Les résultats présentés tiennent compte de ces spécificités et de la nécessaire protection de la confidentialité des données.

Le périmètre des projets ne se limite par ailleurs pas nécessairement aux installations de production d'électricité et de chaleur proprement dites, et peut inclure le développement d'un tronçon de réseau de chaleur ou la construction d'unités de granulation, l'appréciation de la rentabilité s'effectuant dès lors à l'échelle du projet dans son ensemble.

Sont en outre éligibles aux appels d'offres non seulement les nouveaux projets de centrales, mais également les augmentations de puissance des centrales existantes (seul le productible issu de l'augmentation de puissance étant alors éligible à l'obligation d'achat).

Il est difficile de comparer entre eux des projets présentant les particularités précitées, c'est pourquoi, en fonction des éléments observés, l'échantillon ayant servi de support à l'analyse peut s'avérer réduit.

3. Coûts et financement des installations

3.1 Coûts d'investissement

Étant donné l'état de développement du parc d'installations biomasse, l'étude de l'évolution des coûts d'investissements en fonction des années de mise en service des installations est statistiquement peu significative.

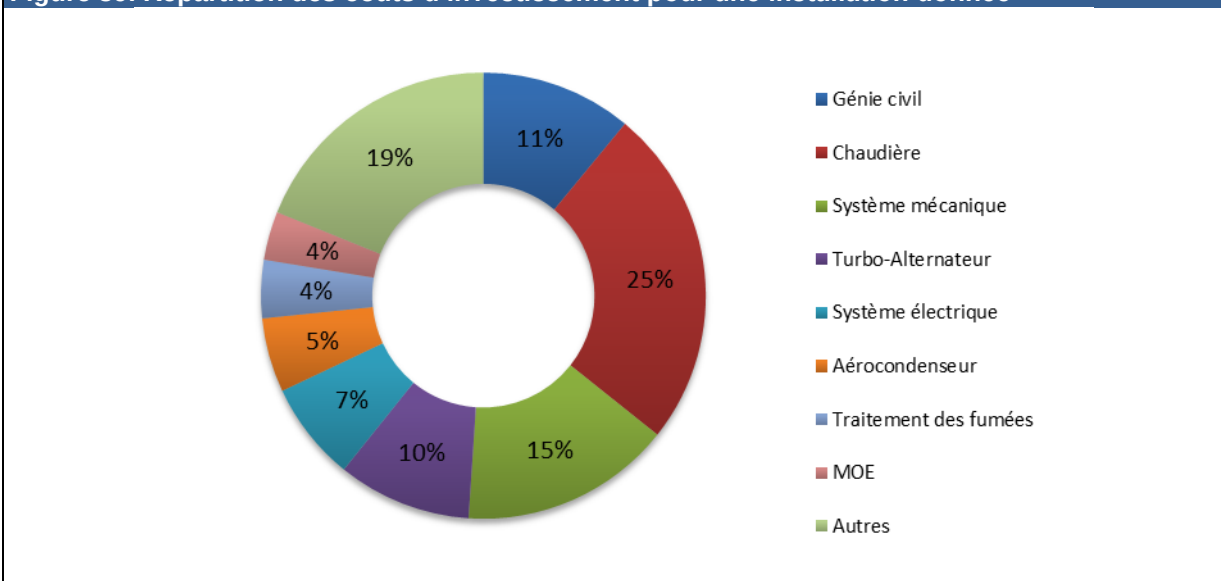
Les projets consistant en des augmentations de puissance bénéficient naturellement de coûts moindres que les projets de nouvelles centrales. En se limitant à ces dernières, l'étude permet toutefois de constater d'importantes disparités, avec des coûts d'investissements compris entre 3000 et 6300 k€/MWe.

Certaines centrales ayant été construites dans le cadre de contrats « clé en main », l'échantillon des projets analysés ne permet pas de donner d'indications précises quant à la répartition relative des différents postes de coûts.

Une analyse centrée sur les chaudières, réduite à 4 projets n'ayant pas eu recours à un contrat « clé en main », met toutefois en évidence des coûts compris entre 360 et 480 k€/MWth²⁶ pour ce composant.

La figure 39 permet en outre d'obtenir un ordre de grandeur de la répartition, en proportion, des différents postes de coûts d'investissement pour une installation donnée.

Figure 39. Répartition des coûts d'investissement pour une installation donnée



En plus du poste chaudière, les postes de coûts les plus importants sont le génie civil, le groupe turbo-alternateur, les systèmes mécanique et électrique, l'aérocondenseur, les équipements de traitement des fumées et la maîtrise d'œuvre.

3.2 Coûts d'exploitation et de maintenance

Les coûts d'approvisionnement en combustible (biomasse principalement, mais également gaz et fioul en appoint) représentent le principal poste de coût d'exploitation.

Une centrale biomasse est généralement intégrée dans une chaîne de valeur globale, à la fois en amont (approvisionnement en déchets issus de la biomasse ou produits connexes) et en aval (fourniture de chaleur). Dès lors, les contrats d'achat de biomasse et de vente de chaleur pouvant être

²⁶ MWh thermique

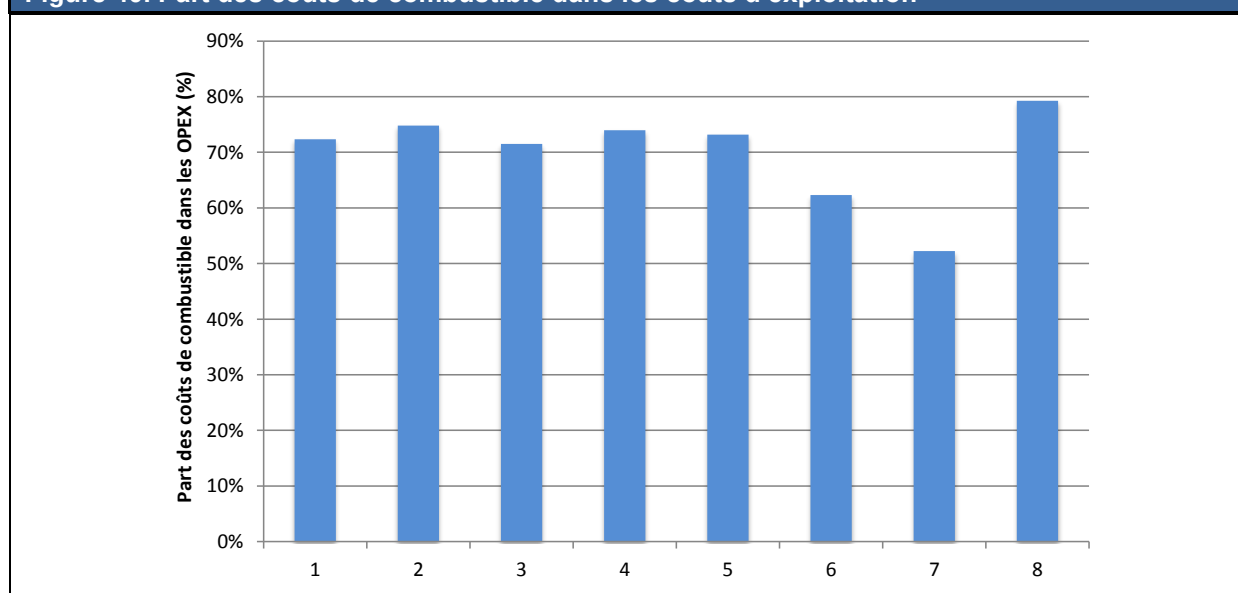
conclus entre différentes entités d'un même groupe, entraînant potentiellement des transferts de valeur, il n'est pas aisé de procéder à l'analyse de la rentabilité de la centrale prise isolément, ni d'évaluer les contrats intra-groupe par rapport à une référence objective.

Les installations situées à proximité immédiate d'une industrie de transformation du bois sont susceptibles d'afficher des coûts d'approvisionnement en combustible plus faibles.

Sur l'échantillon de projets étudiés dont le schéma contractuel permet de donner une estimation des coûts d'approvisionnement, soit huit installations, on obtient des coûts compris entre 15 et 25 €/MWh PCI²⁷.

La figure 40 permet d'apprécier la part du combustible (biomasse et combustibles d'appoint) en proportion du total des coûts d'exploitation sur un échantillon de huit projets.

Figure 40. Part des coûts de combustible dans les coûts d'exploitation



Compte tenu du risque d'évolution défavorable du prix de l'approvisionnement en biomasse, certaines parties prenantes se prononcent en faveur de l'indexation partielle des prix d'achat de l'électricité sur l'évolution du coût de la biomasse. Des indices sur le prix du bois énergie ont en effet été établis en partenariat avec l'INSEE depuis 2006 par une structure professionnelle, le Centre d'Étude de l'Économie du Bois. Cependant, en raison des disparités locales et des spécificités de chaque plan d'approvisionnement, la pertinence de l'utilisation d'un indice des prix national ne fait pas consensus. Celui-ci pourrait en effet conduire, selon les projets et les régions, à surestimer ou sous-estimer les conflits d'usage locaux et par conséquent les tensions sur les prix de la biomasse.

En outre, si des gains pourraient alors être attendus en termes de coût de financement, un tel changement reviendrait de fait à faire peser le risque d'évolution des prix des matières premières sur les charges de CSPE.

3.3 Revenus liés à la vente de chaleur

Les revenus issus de la vente de chaleur reflètent la diversité des projets, les prix pouvant être particulièrement bas lorsque le débouché de chaleur est une entité appartenant au même groupe ou assimilée, mais plus élevés dans le cas d'un réseau urbain ou d'un autre débouché industriel. Sur les quatre projets pour lesquels la valorisation de la chaleur est effectuée par le biais d'un contrat (ce qui

²⁷ PCI : pouvoir calorifique inférieur. Il s'agit de la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, la vapeur d'eau étant supposée non condensée et la chaleur non récupérée.

exclue les projets dont les flux n'interviennent qu'au sein d'une même entité), des écarts de prix allant de 1,5 à 32 €/MWhth ont été constatés.

3.4 Financement des projets

Les écarts significatifs en matière de taux d'endettement sur le périmètre d'un projet traduisent la variété des situations observées, tant sur le type d'opération réalisée (nouvelle installation, augmentation de puissance) que sur la stratégie de financement (financement ou garantie groupe par exemple).

Tableau 9. Structures d'endettement des installations biomasse analysées

Ratio dette/investissement total	Nombre de projets
50-70 %	3
70-90 %	3
90-100 %	3

Hormis deux projets dont les taux d'emprunt sont respectivement de l'ordre de 2,5 % et 6 %, l'ensemble des autres projets présentent des taux compris entre 3,5 et 5 %.

3.5 Coût de production

En raison de la taille de l'échantillon et des particularités des installations de cogénération à partir de biomasse en termes de bilan énergétique et d'équilibre entre la production de chaleur et d'électricité, le calcul d'un coût de production de l'électricité ne permet pas dans le cadre de cette étude de dresser de conclusion pertinente.

4. Evaluation de la rentabilité dégagée par les producteurs

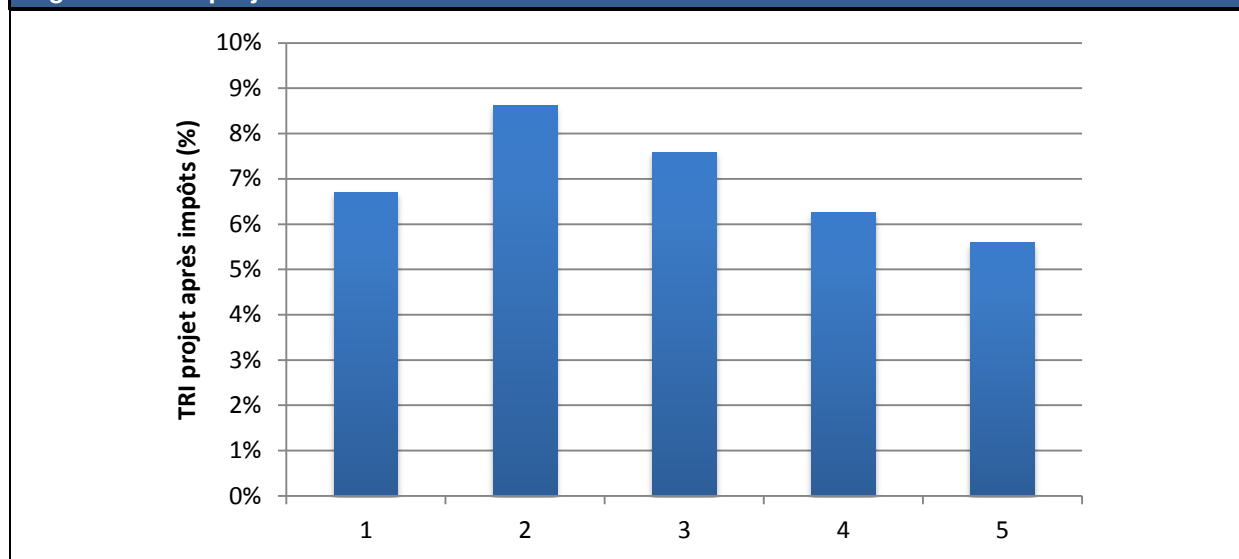
L'ensemble des projets (hors augmentation de puissance) dont le périmètre a pu être clairement délimité et dont la rentabilité a pu être étudiée avec pertinence se caractérisent par un TRI projet après impôts, calculé sur la durée du contrat d'achat, compris entre 5,5 et 9 %. Deux installations présentent en particulier une rentabilité très supérieure au CMPC de référence.

Si la durée des contrats d'achat est fixée à 20 ans, la durée de vie des installations peut quant à elle être supérieure à 30 ans. Compte tenu des fortes incertitudes, sur une période aussi longue, qui pèsent sur l'évolution du prix de la biomasse d'une part et de l'électricité d'autre part, il est délicat d'estimer la rentabilité d'une installation au-delà de la durée du contrat d'achat. Au contraire d'autres filières, on peut toutefois noter qu'en raison de la part significative des coûts d'exploitation, la durée de vie excédentaire de l'installation au-delà de la durée du contrat d'achat n'entraînerait cependant pas nécessairement un fort accroissement de la rentabilité.

L'étude suggère un écart de rentabilité entre les augmentations de puissance et les projets de nouvelles centrales.

Compte tenu du nombre limité de candidats au dernier appel d'offres biomasse, il semble toutefois difficile de créer deux catégories différentes (augmentations de puissance ou ajout de moyens de valorisation électrique d'une part et installations nouvelles d'autre part) lors d'un prochain appel d'offres, sans remettre en cause son caractère concurrentiel.

Figure 41. TRI projet d'un échantillon d'installations biomasse



En raison du faible échantillon de données à disposition et des particularités des structures financières examinées (financement intra-groupe, refinancement du projet), il ne serait pas pertinent de présenter des estimations de rentabilité des fonds propres dans le cadre de cette analyse.

5. Conclusions

Les projets de centrales utilisant la biomasse présentent une forte sensibilité au contexte local (débouchés pour la production de chaleur, approvisionnement), dont découlent des disparités notables en termes de coûts et de risques supportés. En particulier, la vulnérabilité des projets en cas de disparition d'un débouché de chaleur doit être soulignée. Ces différences de risques perçus influencent le taux de rentabilité attendu et par conséquent le prix proposé par les candidats : elles peuvent à ce titre constituer un facteur d'explication de la dispersion des valeurs de TRI projet constatée.

Cette variabilité souligne l'avantage du recours aux appels d'offres dans le cas de la filière biomasse : les coûts et l'appréciation des risques apparaissant fortement variables d'un projet à l'autre, la mise en œuvre d'un tarif d'achat unique sur tout le territoire pourrait être trop rigide.

Le fonctionnement optimal de l'appel d'offres repose toutefois sur la crédibilité du seuil quantitatif défini par le ministère chargé de l'énergie : lui seul incite les candidats à proposer leur meilleur prix. Le respect de ce seuil au moment du choix des lauréats est donc une condition primordiale du bon fonctionnement des éventuels appels d'offres suivants.

Table des tableaux

Tableau 1. Représentativité de l'échantillon par rapport au parc bénéficiant d'un dispositif de soutien au 31/12/2012	13
Tableau 2. Détail du tarif d'achat éolien aux termes de l'arrêté du 17 novembre 2008.....	15
Tableau 3. Moyenne des coûts de production des parcs éolien à terre du panel en fonction du niveau d'investissement et du productible (en €/MWh).....	25
Tableau 4. Moyenne des TRI projet après impôts des parcs éolien à terre analysés en fonction du niveau d'investissement et du productible atteint.....	27
Tableau 5. Détail des tarifs d'achat photovoltaïques en vigueur, selon la nature et la puissance des installations	31
Tableau 6. Détail des installations photovoltaïques bénéficiant d'un dispositif de soutien à fin 2012, en France métropolitaine	33
Tableau 7. Comparaison des surcoûts de fabrication en fonction des majorations tarifaires prévues par l'arrêté du 7 janvier 2013	38
Tableau 8. Résultats des quatre appels d'offres biomasse	51
Tableau 9. Structures d'endettement des installations biomasse analysées.....	54
Tableau 10. Arrêtés tarifaires en vigueur	58
Tableau 11. Appels d'offres pour des installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables	59

Table des figures

Figure 1. Évolution des charges de service public de l'électricité au titre d'une année entre 2003 et 2014.....	10
Figure 2. Évolution de la contribution unitaire entre 2003 et 2014.....	11
Figure 3. Parc éolien installé par an en France métropolitaine, en fonction du dispositif de soutien dont bénéficient les installations	16
Figure 4. Typologie des parcs éoliens à terre du panel, en fonction de leur année de mise en service	17
Figure 5. Répartition géographiques des installations éoliennes sélectionnées.....	18
Figure 6. Répartition des investissements pour l'éolien terrestre	19
Figure 7. Évolution des CAPEX pour l'éolien terrestre, en k€/MW, entre 2007 et 2012.....	20
Figure 8. Répartition des OPEX pour l'éolien terrestre	21
Figure 9. Évolution des OPEX pour l'éolien terrestre, en k€/MW/an, entre 2007 et 2012	22
Figure 10. Ratio dette / fonds propres pour les parcs du panel	23
Figure 11. Coût de production des parcs éoliens à terre du panel	24
Figure 12. Courbe de tendance des coûts de production des parcs éoliens à terre calculés pour un taux d'actualisation de 8 %	24
Figure 13. TRI projet après impôts des parcs éolien à terre analysés en fonction de leur productible	26
Figure 14. Moyenne des TRI projet après impôts des parcs en fonction de leur productible	27
Figure 15. TRI actionnaires des parcs du panel en fonction du TRI projet après impôts	28
Figure 16. TRI actionnaires des parcs éolien à terre du panel en fonction du ratio d'endettement et en fonction de la durée annuelle de fonctionnement	29
Figure 17. Évolution des tarifs d'achat photovoltaïques.....	32
Figure 18. Nombre d'installations photovoltaïques mises en service depuis 2002, en fonction du dispositif de soutien dont elles bénéficient.....	33
Figure 19. Nombre d'installations photovoltaïques sélectionnées, en fonction de leur année de mise en service.....	34
Figure 20. Répartition géographique des installations photovoltaïques sélectionnées	35
Figure 21. Nombre d'installations analysées par la CRE en fonction de la puissance.....	35
Figure 22. Ventilation des coûts d'investissement selon les principaux postes de dépenses	36
Figure 23. Ventilation moyenne des coûts d'installation de la centrale photovoltaïque.....	37
Figure 24. Évolution des CAPEX de la filière photovoltaïque en fonction de l'année de mise en service des installations.....	39
Figure 25. Évolution des CAPEX en fonction de la puissance des installations.....	40

Figure 26. Répartition des OPEX pour la filière photovoltaïque.....	40
Figure 27. Évolution des OPEX de la filière photovoltaïque, en fonction de l'année de mise en service des installations.....	42
Figure 28. Coût d'exploitation des installations photovoltaïques du panel selon leur puissance	42
Figure 29. Ratio dette/fonds propres pour les installations photovoltaïques analysées	43
Figure 30. Coût de production des installations photovoltaïques analysées en fonction des investissements	44
Figure 31. Coût de production des installations du panel en fonction de leur puissance	45
Figure 32. Coût de production des installations du panel en fonction de la disponibilité.....	45
Figure 33. TRI projet après impôts moyen des installations photovoltaïques selon leur année de mise en service.....	46
Figure 34. TRI actionnaires des installations photovoltaïques du panel en fonction du TRI projet après impôts	47
Figure 35. TRI actionnaires des installations du panel en fonction du taux d'endettement.....	48
Figure 36. TRI projet après impôts et TRI actionnaires des installations photovoltaïques du panel en fonction de la puissance	48
Figure 37. Localisation de l'ensemble des installations biomasse bénéficiant d'un dispositif de soutien au 31 décembre 2013	50
Figure 38. Débouchés chaleur des installations biomasse en nombre et en puissance cumulée.....	51
Figure 39. Répartition des coûts d'investissement pour une installation donnée	52
Figure 40. Part des coûts de combustible dans les coûts d'exploitation	53
Figure 41. TRI projet d'un échantillon d'installations biomasse	55

ANNEXES

1. Liste des arrêtés tarifaires en vigueur

Tableau 10. Arrêtés tarifaires en vigueur

Filière	Arrêté	Durée des contrats	Exemple de tarifs
Hydraulique	1 ^{er} mars 2007	20 ans	6,07 c€/kWh + prime comprise entre 0,5 et 2,5 pour les petites installations + prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production.
Géothermie	23 juillet 2010	15 ans	- Métropole : 20 c€/kWh, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 8 c€/kWh.
Energie éolienne	17 novembre 2008	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	- Eolien terrestre : 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. - Eolien en mer : 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 3 et 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites.
Energie éolienne avec dispositif de lissage et prévision de la production dans les zones particulièrement exposées au risque cyclonique	8 mars 2013	15 ans	23 c€/kWh pendant 10 ans puis entre 5 et 23 c€/kWh selon les sites.
Photovoltaïque	4 mars 2011	20 ans	Tarif applicables aux projets dont la demande de raccordement est envoyée entre le 1 ^{er} janvier et le 31 mars 2014 : - installations intégrées au bâti : 28,51 c€/kWh - installations intégrées simplifiées au bâti : 14,54 ou 13,81 c€/kWh selon la puissance de l'installation - autres installations : 7,36 c€/kWh.
Cogénération	31 juillet 2001	12 ans	6,1 à 9,15 c€/kWh environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance.
Déchets ménagers sauf biogaz	2 octobre 2001	15 ans	4,5 à 5 c€/kWh + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh.
Combustion de matières non fossiles végétales et animales (biomasse)	27 janvier 2011	20 ans	4,34 c€/kWh auquel s'ajoute une prime comprise entre 7,71 et 12,53 c€/kWh attribuée selon des critères de puissance, de ressources utilisées et d'efficacité énergétique.
Biogaz	19 mai 2011	15 ans	Tarif compris entre 8,12 et 9,745 c€/kWh selon la puissance auquel s'ajoute une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh.
Méthanisation	19 mai 2011	15 ans	Tarif compris entre 11,19 et 13,37 c€/kWh selon la puissance auquel s'ajoutent une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 4 c€/kWh et une prime pour le traitement d'effluent d'élevage comprise entre 0 et 2,6 c€/kWh.
Autres installations de puissance inférieure à 36kVA	13 mars 2002	15 ans	7,87 à 9,60 c€/kWh issu du tarif « bleu » aux clients domestiques.

Source : DGEC – tableau résumant les tarifs d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables et la cogénération disponible sur le site <http://www.developpement-durable.gouv.fr/>.

2. Liste des appels d'offres

Tableau 11. Appels d'offres pour des installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

Filière	Appel d'offres	Puissance cible	Puissance retenue
Biomasse / Biogaz	2004 (« CRE 1 »)	Biomasse : 200 MW Biogaz : 50 MW	Biomasse : 216 MW Biogaz : 16 MW
	2007 (« CRE 2 »)	Biomasse : 300 MW	314 MW
	2009 (« CRE 3 »)	Biomasse : 250 MW	266 MW
	2010 (« CRE 4 »)	Biomasse : 200 MW	420 MW
Photovoltaïque	2009 (centrales au sol)	300 MW	0 MW (déclaré sans suite)
	2011 (« 100-250 kWc »)	120 MW	145 MW
	2011 (« + 250 kWc »)	450MW	520 MW
Eolien	Eolien en mer 2004	500 MW	161 MW
	Eolien à terre 2004	500 MW	278 MW
	Eolien en mer 2011	3 000 MW	1 928 MW

3. Courrier type envoyé aux producteurs sollicités



Le Président

Lettre recommandée avec AR

Adresse du producteur sollicité

Paris, le 6 mai 2013

Objet : Audit des coûts de production d'installations de production à partir d'énergie renouvelable bénéficiant d'un dispositif de soutien

Monsieur,

Afin de mener à bien les missions qui lui sont confiées par le Code de l'énergie sur les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, la Commission de régulation de l'énergie a décidé de procéder à un audit des coûts de production des installations bénéficiant d'une garantie d'achat de leur production dans le cadre de l'obligation d'achat prévue à l'article L.314-4 du Code ou à l'issue d'un appel d'offres lancé en application de l'article L.311-10.

L'article L.134-18 du Code de l'énergie dispose que « *pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'énergie recueille toutes les informations nécessaires auprès [...] des entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz naturel [...]. Elle peut également entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information.* »

Par ailleurs, l'article L. 135-1 dispose que « *pour l'application des dispositions du présent code relatives au secteur de l'électricité et au secteur du gaz, la Commission de régulation de l'énergie a, [...], le droit d'accès, quel qu'en soit le support, à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'électricité et du gaz naturel ainsi qu'aux informations économiques, financières et sociales nécessaires à sa mission de contrôle* ».

En application des articles précités, il vous est demandé de transmettre les données technico-économiques précisées en annexe du présent courrier, pour chacune des installations suivantes :

- Installation 1
- Installation 2
- Installation 3

Chacun des postes de dépense devra être justifié par les copies des contrats, factures, ou tout autre élément comptable permettant de les attester. Les coûts présentés devront être précis et exhaustifs. Ils devront permettre de reconstituer le coût réel de l'électricité produite. Au cours de l'instruction de votre dossier, des éléments complémentaires pourront vous être demandés.

Votre réponse est attendue sous un mois à compter de la date de réception de ce courrier. Les documents demandés seront transmis sous format numérique (CD-ROM ou clé USB).

Mes services se tiennent à votre disposition pour tout complément d'information qui vous serait nécessaire.

Je vous prie d'agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Philippe de LADOUCETTE

Annexe – Fiche à transmettre pour chaque installation

Contact pour l'audit

Identité	
Fonction	
Adresse électronique	
Numéro de téléphone	

Informations et données techniques sur l'installation

Nom de l'installation	
Nom de la société ayant réalisé l'investissement (et principaux actionnaires le cas échéant)	
Nom de la société exploitante (et principaux actionnaires le cas échéant)	
Adresse du site de production	
SIRET du lieu de production	
Date de mise en service	
Date du contrat d'achat	
Tarif d'achat ou prix de vente appliqué à la mise en service (€ _{année de mise en service} /MWh)	
Durée de vie de l'installation (durée de l'exploitation envisagée)	
Type de soutien (obligation d'achat ou appel d'offres)	
Puissance installée (MW)	
Puissance raccordée (MW)	
Puissance garantie (MW)	
Technologie de production d'électricité utilisée (fabricant, modèle, puissance unitaire en MW)	

Productible (MWh/an pour chaque année d'exploitation) constaté sur le passé et prévisionnel pour le futur.

Données économiques (*chacun des postes de dépense devra être justifié par les copies des contrats, factures, ou tout autre élément comptable permettant de les attester*)

- Montant et détail des études entreprises pour mener à bien le projet
- Coût des procédures administratives
- Coût du génie civil
- Coût d'achat des équipements de production d'électricité
- Coût de transport des équipements de production d'électricité
- Coût d'assemblage
- Coût et délai pour le raccordement et la mise en service
- Montant des provisions pour risques et aléas
- Coûts d'exploitation et de maintenance : détailler et préciser les coûts annuels récurrents (combustible, assurance, frais de personnel, loyer, pièces, etc.) et les dépenses ponctuelles
- Coût du démantèlement (ou provisions constituées en vue du démantèlement)
- Subventions et exonérations diverses dont a pu bénéficier l'installation

Données financières

- Structure de financement
- Taux d'actualisation (*ie*, coût moyen pondéré du capital qui rémunère l'ensemble des financements apportés initialement, que ce soit sous forme de fonds propres - capital social et éventuellement prêt des actionnaires - ou de prêts à long terme)
- Frais financiers intercalaires
- Structure juridique du projet
- Niveau des impôts et taxes (IFER, IS, TVA, *etc.*)

Coût de production sur la durée de vie de l'installation donné en €₂₀₁₃/MWh