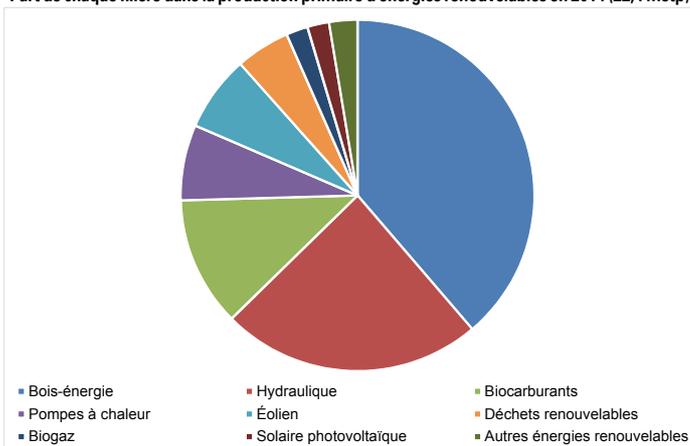


Les énergies renouvelables : quels enjeux de politique publique ?

- En tant qu'énergies décarbonées et disponibles sur le territoire national, les énergies renouvelables (EnR) présentent un fort intérêt pour faire face aux enjeux de lutte contre le changement climatique et de sécurité énergétique. En 2014, en France, les énergies renouvelables ont représenté 14,6 % de la consommation finale brute d'énergie¹. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe comme objectif de porter cette part à respectivement 23 % et 32 % aux horizons 2020 et 2030.
- Toutefois, ces énergies sont encore coûteuses relativement aux énergies conventionnelles. Une part importante du surcoût est supportée par les consommateurs d'énergie, à travers notamment la fiscalité énergétique et l'obligation d'incorporation de biocarburants. Des aides publiques sont également apportées pour soutenir la chaleur renouvelable, les deux plus significatives étant aujourd'hui le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) et le fonds chaleur.
- La comparaison par filière renouvelable du coût par tonne de CO₂ évitée révèle une forte hétérogénéité entre filières d'énergie renouvelable (allant par exemple de 59 € à plus de 500 € pour la production d'électricité) : le coût de la transition énergétique est par conséquent susceptible de significativement varier en fonction des filières EnR privilégiées.
- La combustion de biomasse pour produire de la chaleur apparaît constituer un moyen économiquement efficace de réduire les émissions de CO₂. Parmi les technologies renouvelables électriques, mis à part l'hydraulique, exclu de cette étude, l'éolien terrestre est la moins coûteuse.

Part de chaque filière dans la production primaire d'énergies renouvelables en 2014 (22,4 Mtep)



Source : SOeS, Bilan énergétique de la France en 2014.

(1) Source : Bilan énergétique de la France pour 2014, SOeS, Juillet 2015. La consommation finale brute correspond à la somme de la consommation finale d'énergie (au sens de l'AIE et d'Eurostat), des pertes de réseau et de l'électricité et / ou chaleur consommées par la branche énergie pour produire de l'électricité et / ou de la chaleur.

1. La France a d'ambitieux objectifs de déploiement des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables (EnR) présentent deux intérêts majeurs pour la collectivité. En premier lieu, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et contribuent ainsi à la prévention du risque climatique. En second lieu, elles permettent de limiter les importations d'énergies fossiles (dont la facture s'est élevée à 56 Md€ en 2014) et réduisent de fait le risque macroéconomique lié à un éventuel choc pétrolier. Ces avantages justifient que les pouvoirs publics interviennent pour les développer.

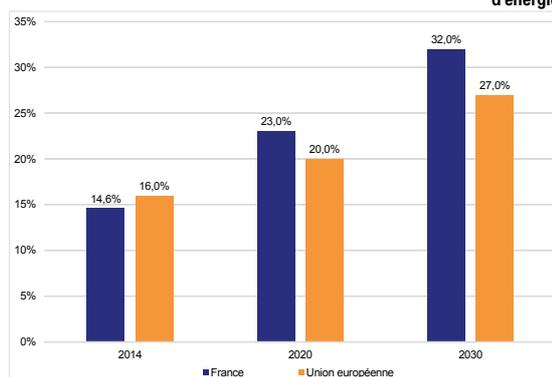
La France a pour objectif contraignant d'atteindre 23 % d'EnR en 2020 dans sa consommation finale d'énergie dans le cadre de la directive européenne 2009/28/CE relative à la promotion des énergies renouvelables au sein de l'Union européenne qui fixe à 20 % l'objectif EnR au niveau européen. L'obligation s'élève à 10 % dans le secteur des transports pour l'ensemble des États membres. Chaque État membre reste toutefois souverain quant au choix des filières renouvelables à développer pour le respect des engagements qui lui ont été fixés par l'Union européenne. Cet objectif de 23 % a été décliné par la France dans le plan national d'action (PNA) en faveur des énergies renouvelables par type d'énergie et par filière.

En ce qui concerne l'après 2020, le cadre Énergie-Climat adopté récemment par l'Union européenne fixe à 27 % l'objectif européen contraignant de développement des EnR à horizon 2030. Aucun objectif national contraignant n'a été fixé par la Commission européenne, qui se réserve toutefois la possibilité de prendre des mesures dans le cas où l'objectif européen ne serait pas atteint. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte appelle à porter à 32 % la part d'EnR en France à cet horizon, et plus précisément à 40 % dans la production d'électricité, 38 % dans la consommation finale de chaleur, 15 % dans la consommation

de carburants et 10 % dans la consommation de gaz. La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) prévue par le projet de loi déclinera ces objectifs par filière en définissant à horizons 2018 et 2023 respectivement les capacités et fourchettes de capacités à atteindre, se substituant ainsi à l'actuel Plan National d'Action (PNA) pour les énergies renouvelables.

En 2014, la part d'EnR s'est élevée en France à 14,6 % de la consommation finale d'énergie¹ : 18,4 % dans l'électricité, 18,1 % dans la chaleur et 7,7 % dans les transports. La part globale d'EnR est légèrement en-deçà de la trajectoire prévue dans le PNA (prévoyant 15 % d'EnR en 2014) en raison essentiellement du développement moins rapide que prévu de la chaleur/refroidissement renouvelables.

Graphique 1 : objectifs de développement des énergies renouvelables en France et dans l'Union européenne (en % de la consommation finale d'énergie)



NB : L'année 2014 correspond au déploiement effectif des EnR ; 2020 et 2030 correspondent aux objectifs fixés.

Sources : SOeS pour la France en 2014, Eurostat pour l'UE en 2014, calculs DG Trésor pour les autres années.

Encadré 1 : les différentes formes d'énergie renouvelable

Une énergie est dite renouvelable lorsqu'elle provient de sources que la nature renouvelle en permanence. L'exploitation des EnR ne génère pas de gaz à effet de serre, à la différence des énergies « fossiles » (pétrole, gaz naturel, houille), issues de la fossilisation de matières organiques durant plusieurs millions d'années.

L'hydroélectricité, l'éolien et le photovoltaïque, qui exploitent respectivement l'énergie cinétique des cours d'eau, celle du vent et les rayonnements solaires sont les principales énergies renouvelables électriques aujourd'hui.

La biomasse, qui désigne l'ensemble des matières organiques végétales ou animales, peut être brûlée pour produire de l'électricité, de la chaleur (soit localement soit de manière centralisée avec une distribution par réseau de chaleur), ou ces deux formes d'énergie simultanément (cogénération). Le bois est la principale forme de biomasse utilisée à ces fins. La biomasse peut également être préalablement transformée en biogaz par fermentation soit de manière spontanée (par exemple dans les décharges contenant des déchets organiques) soit à partir de digesteurs (pour les boues d'épuration ou les déchets agricoles). Le biogaz peut ensuite lui-même être utilisé pour produire de la chaleur, en cogénération ou être injecté dans le réseau de gaz. Enfin, la biomasse peut aussi être transformée en biocarburants (biodiesel à partir essentiellement d'huiles végétales et bioéthanol à partir de sucre ou d'amidon aujourd'hui).

La géothermie exploite la chaleur terrestre. La géothermie peu profonde, la plus développée aujourd'hui, permet de chauffer des bâtiments via des pompes à chaleur.

Parmi les ENR, on distingue les ENR fatales (comme l'éolien ou le photovoltaïque) des autres. Pour les ENR fatales, les périodes de fonctionnement sont essentiellement déterminées par des facteurs exogènes, ici les conditions météorologiques, au contraire d'autres sources dites pilotables qui peuvent être allumées ou éteintes volontairement, et dont l'utilisation peut donc être ajustée en fonction de la demande, avec plus ou moins de flexibilité. En conséquence, ces ENR fatales peuvent poser des problèmes d'intermittence. De fait, seules certaines ENR (comme certaines centrales hydroélectriques) sont flexibles et peuvent donc être utilisées, par exemple, pour satisfaire la pointe électrique.

(1) Selon le SOeS, Bilan énergétique 2014 de la France, Juillet 2015.

2. La forme et l'ampleur du soutien public aux énergies renouvelables varient par type d'EnR et par filière

Différents mécanismes, décrits ci-après, ont été mis en place pour développer les différentes sources d'énergies renouvelables.

2.1 La production d'électricité renouvelable est principalement soutenue aujourd'hui par un système d'achat à prix garanti, dont le coût, qui s'élève à 4 Mds€ par an à l'heure actuelle et est appelé à fortement croître dans les prochaines années, est financé par les consommateurs d'électricité

Le développement des énergies renouvelables électriques était soutenu jusqu'à fin 2015 par une obligation d'achat par EDF de l'électricité renouvelable produite à tarif garanti permettant d'assurer la rentabilité des installations de production d'énergie renouvelable électrique (EnRe). Depuis début 2016, un nouveau mécanisme de soutien reposant sur l'octroi d'un complément de rémunération s'ajoutant au produit de la vente de l'électricité sur le marché, s'est substitué aux tarifs pour une partie des nouvelles installations (cf encadré 2). Cependant, comme seules les nouvelles installations sont concernées, l'essentiel du parc d'EnR reste soumis aux tarifs d'achat. Les coûts liés aux tarifs d'achat ou aux compléments de rémunération sont financés par les consommateurs d'électricité - ménages et entreprises - via la taxe intérieure sur les consommations finales d'électricité (TICFE)². À partir de 2017, une partie de la taxe carbone sera également affectée au financement des EnR.

Le coût moyen des tarifs d'achat des EnRe (hors électricité hydraulique non subventionnée) pour le consommateur s'est élevé en 2014 à 141 €/MWh, allant de 89 €/MWh pour l'éolien terrestre à 422 €/MWh pour le photovoltaïque³, soit un surcoût moyen de 107 €/MWh par rapport au prix de marché de l'électricité moyen de l'année.

Présentant le surcoût moyen le plus élevé, le photovoltaïque représente 70 % des charges de soutien aux EnRe pour 15 % de la production d'électricité renouvelable subventionnée. Ce surcoût important intègre notamment le surcoût de l'ensemble des installations de productions EnR, y compris celles ayant bénéficié de tarifs d'achat très élevés au démarrage de la filière. En raison des progrès technologiques, les surcoûts des installations les plus récentes sont toutefois plus bas (de l'ordre de 170 €/MWh pour les installations ayant effectué leur demande de raccordement en 2014⁴, de l'ordre de 50 €/MWh pour les projets de centrales au sol déposés dans le cadre de l'appel d'offre de juin 2015).

Les charges CSPE relatives aux EnR se sont élevées à 3,7 Mds en 2014 selon la Commission de Régulation de l'Énergie⁵ soit 9,9 €/MWh⁶ et sont estimées à 4,0 Md€ pour 2015⁷ (soit 11,1 €/MWh⁸). Ces charges continueront à croître dans les prochaines années au fur et à mesure de l'installation de nouvelles capacités EnR. L'ampleur de cette hausse dépendra des choix de déploiement des différentes technologies qui seront faits dans le cadre de la PPE.

Les installations de production d'électricité renouvelable peuvent également être éligibles à d'autres formes de soutien en cumul avec un tarif d'achat ou un complément de rémunération. Les installations produisant de l'électricité à partir de biogaz issu en partie de déchets peuvent en particulier bénéficier d'aides à l'investissement via le fonds déchet de l'ADEME (aides annuelles à l'investissement de l'ADEME de l'ordre de 40 M€ en 2014 pour la méthanisation agricole) et des soutiens régionaux. Le photovoltaïque chez les particuliers était également soutenu via le crédit d'impôt développement durable (CIDD) jusqu'en 2012 : le coût budgétaire de ce soutien s'est élevé à 500 M€ en 2011 et 200 M€ en 2012.

(2) Jusqu'à 2015, ces dépenses étaient financées par la CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité). Le montant de CSPE payé par chaque consommateur était proportionnel à sa consommation d'électricité, dans la limite d'un plafond annuel. Depuis le 1er janvier 2016, la CSPE a été basculée sur le mécanisme de l'accise sur l'électricité, la TICFE, dont le champ a été étendu (tout en maintenant des tarifs réduits pour préserver la compétitivité des entreprises les plus consommatrices d'électricité).

(3) Délibération du 15 octobre 2015 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire de 2016, annexe 2 « Charges de service public de l'électricité constatées au titre de l'année 2014 ».

(4) Calcul DGTrésor à partir des tarifs d'achat en vigueur en 2014 selon le MEDDE et du bilan de la Commission de Régulation de l'Énergie sur les demandes de raccordements reçues en 2014 (Délibération du 22 janvier 2015 portant communication au Gouvernement des valeurs des coefficients S15 et V15 définis dans l'arrêté du 4 mars 2011 modifié fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil, Annexe « Bilan des demandes complètes de raccordement pour des installations utilisant l'énergie radiative du soleil »).

(5) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 octobre 2015 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016.

(6) Sous l'hypothèse d'une assiette de 375,0 TWh en 2014, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 octobre 2014 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2015.

(7) Idem.

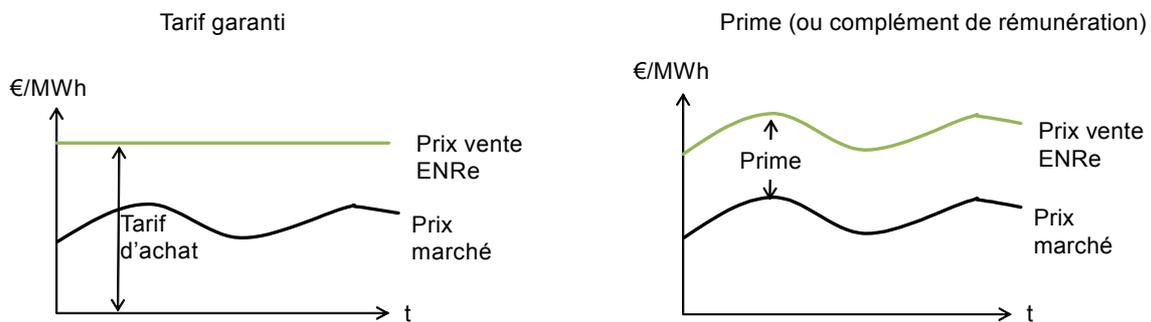
(8) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 octobre 2015 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016.

Encadré 2 : le complément de rémunération

Jusqu'au 1^{er} janvier 2016, le soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables reposait en France sur des tarifs d'achat garantis sur des durées allant de 10 à 20 ans. Les lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État en matière d'énergie et d'environnement, adoptées en juin 2014, disposent que depuis le 1^{er} janvier 2016, les producteurs d'EnRe doivent eux-mêmes valoriser l'électricité produite et ne pourront bénéficier d'une aide que « sous la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché auquel [ils] vendent leur électricité » (sauf pour les plus petites installations, qui pourront conserver des tarifs d'achat^a). Cette disposition concerne tous les dispositifs d'aides qui n'ont pas encore été notifiés à la Commission (dans le cas de la France, seule l'aide en faveur de l'éolien terrestre a déjà été notifiée). L'article 104 de la loi de transition énergétique, promulguée en juillet 2015, institue ainsi le « complément de rémunération ».

Cette réforme vise à mieux intégrer les producteurs d'EnRe au marché et à améliorer leurs incitations, en leur transmettant les variations horosaisonnnières du prix de marché de l'électricité. Elle devrait en particulier désinciter à la production en période de prix négatifs, ce qui devrait limiter l'occurrence et l'ampleur de ces derniers. Le complément de rémunération pourrait avoir en outre l'intérêt d'inciter à la localisation dans les zones où la production est la plus corrélée au prix de marché toutes choses égales par ailleurs. Il est par ailleurs prévu que le complément de rémunération soit calculé ex post, *i.e.* qu'il soit ajusté de telle sorte que, sur une période donnée (par exemple, un an), la rémunération totale d'un producteur ayant un profil de production moyen soit équivalente à celle qu'il aurait perçue via un tarif d'achat fixe. Un tel mode de calcul présente l'avantage de maintenir la couverture du producteur contre les évolutions du prix de l'électricité d'une période sur l'autre.

Graphiques 2 : prix de vente des EnRe en fonction du mécanisme de soutien



Source : DG Trésor.

a. Soit les installations d'une puissance inférieure à 500 kW hors éolien terrestre pour lequel la puissance limite s'élève à 3 MW.

2.2 Plus de 500 M€ sont consacrés chaque année à la chaleur renouvelable via une aide à l'investissement à travers des crédits d'impôts et le fonds chaleur

La chaleur renouvelable est principalement subventionnée par l'intermédiaire d'un crédit d'impôt et du fonds chaleur géré par l'ADEME.

- **CITE (anciennement CIDD)**

Le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE), qui a remplacé en 2014 le crédit d'impôt pour le développement durable (CIDD), vise à inciter les particuliers à effectuer des travaux d'amélioration énergétique dans leurs logements. Il subventionne ainsi les dépenses d'acquisition de certains

équipements visant soit la réduction de la consommation soit la production d'EnR. Le taux de crédit d'impôt, différencié suivant les équipements jusqu'en 2012, s'élève aujourd'hui à 30 % pour tous. Il convient de noter que le photovoltaïque, initialement dans le champ du CIDD, en est exclu depuis 2013 dans une logique de rationalisation de la politique de soutien aux EnR, les tarifs d'achat en constituant le principal instrument pour les EnR électriques. Seules les EnR chaleur entrent ainsi dans le champ du crédit d'impôt aujourd'hui. En moyenne, le coût du soutien aux EnR accordé via le CIDD puis le CITE (à partir de septembre 2014) pour les particuliers s'est élevé à 900 M€ par an sur la période 2006-2013 : dépassant 1 Md€ par an entre 2008 et 2011, il est estimé être de l'ordre de 300 M€ par an depuis 2013.

Tableau 1 : évolution du coût budgétaire du CIDD pour les installations EnR

M€	2010	2011	2012	2013*
EnR	1454	1017	659	337
Photovoltaïque (sur toiture)	325	502	202	-
Solaire thermique	91	91	82	26
Bois biomasse	234	160	142	170
Pompe à chaleur	556	264	233	118
Part EnR non ventilée	248			23

Source : Synthèse de l'évaluation du crédit d'impôt pour le développement durable, Rapport pour le comité d'évaluation des dépenses fiscales et des niches sociales, Avril 2011.

Le coût budgétaire du CIDD à l'année n correspond à un engagement de travaux à l'année n-1.

*Estimation DGTresor à partir d'un échantillon de 500 000 déclarations sur le revenu 2012.

- **Fonds chaleur**

Lancé en décembre 2008, le fonds chaleur soutient le développement de l'utilisation de la biomasse, de la géothermie (en utilisation directe ou par le biais de pompes à chaleur),

du solaire thermique, des énergies de récupération, ainsi que le développement des réseaux de chaleur utilisant ces énergies. Il accorde des aides à l'investissement, dont la majeure partie bénéficie à des projets sélectionnés par appel d'offre au niveau national.

Le fonds était doté d'une enveloppe de 1,2 milliard d'euros pour la période 2009-2013, soit une moyenne de 240 M€/an. Le montant pour 2014 s'élève à 220 M€. Il concerne les secteurs de l'habitat collectif, le tertiaire, l'agriculture et l'industrie.

Sur la période 2009-2013, l'aide apportée aux énergies renouvelables thermique (EnRth) via le fonds chaleur s'est élevée en moyenne à 60 €/tep, allant de 30 €/tep pour les projets de grande taille ayant recours au bois⁹ à plus de 810 €/tep pour le solaire thermique¹⁰ (cf. tableau 3).

Tableau 2 : montants 2009-2014 des crédits du fonds chaleur (en M€)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Fonds chaleur	169	300	250	250	220	220

Source : Rapport législatif, Projet de loi de finances 2013 et 2014 - Développement durable, énergie, climat.

Tableau 3 : détail des aides accordées par le fonds chaleur par source d'énergie

Période 2009-2013	M€	€/tep**
Bois hors BCIAT*	253	44
Bois BCIAT	260	29
Géothermie profonde	75	71
Biogaz	3,8	16
Solaire thermique	64	812
Distribution par réseaux de la chaleur renouvelable	406	171
Total	1 062	58

Source : DGEC.

*BCIAT : Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire.

**tep : tonne équivalent pétrole. 1 tep = 11,63 MWh.

2.3 Le déploiement des biocarburants repose aujourd'hui essentiellement sur un taux d'incorporation cible assorti de pénalités en cas de non-respect

Dans son Plan National d'Action pour les Énergies Renouvelables, la France s'est dotée d'un objectif de 10,5 % d'EnR dans les transports en 2020. À horizon 2030, la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte fixe à 15 % la part d'EnR dans les carburants.

Les biocarburants représentent aujourd'hui l'essentiel du déploiement EnR dans le secteur des transports, électricité et gaz renouvelables représentant des vecteurs de développement à plus long terme.

Le dispositif français de soutien aux biocarburants repose essentiellement sur une taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) appliquée aux distributeurs qui n'atteignent pas le taux minimum d'incorporation de biocarburants, fixé aujourd'hui à 7 % pour l'essence et 7,7 % pour le gazole. Ces derniers sont alors redevables d'une taxe s'élevant à l'écart entre ces taux d'incorporation cibles et les taux d'incorporation effectivement réalisés multiplié par les ventes des carburants concernés (hors TVA). Le montant de TGAP

relatif au gazole est quasiment nul, ce qui traduit le fait que les distributeurs atteignent bien les objectifs d'incorporation de biodiesel qui leur ont été fixés (cf. tableau 4). Ce n'est pas le cas en revanche pour la distribution d'essence, qui a généré près de 100 M€ de TGAP en 2014, du fait d'un taux global d'incorporation de bioéthanol de 6,1 %, inférieur à la cible de 7 %.

Le surcoût lié à ce mécanisme est supporté *in fine* par les consommateurs de carburants sur qui se répercutent les surcoûts de production et, dans le cas de l'essence, les montants de TGAP acquittés par les distributeurs n'ayant pas atteint leurs objectifs d'incorporation.

Par ailleurs, la loi de finances rectificative pour 2015 a institué, depuis le 1^{er} janvier 2016, une réduction de taxe intérieure de consommation sur les produits pétroliers (TICPE) de 2 c€/l au bénéfice du SP95-E10 (essence comprenant entre 5 et 10 % de bioéthanol en volume) par rapport au SP95-E5 (comprenant moins de 5 % de bioéthanol) et au SP98. Parallèlement, a pris fin en décembre 2015 un mécanisme d'exonération partielle de TICPE pour des biocarburants issus d'unités de production agréées.

Tableau 4 : recettes de TGAP dans le cadre du non-respect des obligations d'incorporation de biocarburants

TGAP au titre de l'année, en M€	2010	2011	2012	2013	2014
TGAP Éthanol	108,5	149,0	157,0	149,0	95,6
TGAP Biodiesel	0,5	0,4	0,1	0,1	0,1

Source : Cour des comptes d'après données des services des douanes jusqu'à 2010, services des douanes pour 2011, 2012, 2013 et 2014.

2.4 La production de biogaz et son injection dans le réseau de gaz naturel est soutenue par un tarif d'achat garanti dont le coût, de l'ordre de 8 M€ aujourd'hui, est financé par les consommateurs de gaz naturel

De manière similaire à la production d'électricité renouvelable, la production de biogaz directement injecté dans le réseau de gaz naturel bénéficie d'un soutien sous la forme

d'un tarif d'achat garanti¹¹. Ce tarif d'achat est financé par les consommateurs de gaz via une contribution au titre des charges imputables au biométhane. Ces charges ont fortement augmenté ces dernières années : elles se sont élevées à 1 M€ en 2013, et s'élèveront selon les estimations de la Commission de Régulation de l'Énergie à 3,3 et 7,6 M€ respectivement en 2014 et 2015. La contribution unitaire s'élève pour 2015 à 0,015 €/MWh¹².

(9) Installations dont la production annuelle de chaleur est supérieure à 1000 tep : ces installations sont éligibles au fonds chaleur à travers les appels à projet Biomasse Chaleur Industrie Agriculture et Tertiaire (BCIAT).

(10) Calculs réalisés pour une durée de vie d'installation EnR chaleur de 20 ans et en prenant un taux d'actualisation de 4 %.

(11) Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

(12) Arrêté du 10 décembre 2014 fixant le montant prévisionnel des charges de service public liées à l'achat de biométhane et la contribution unitaire pour l'année 2015.

3. Le déploiement des EnR permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre à des coûts très hétérogènes entre filières

Les énergies renouvelables sont des énergies décarbonées exploitant des ressources nationales largement disponibles (pour le solaire et l'éolien, la limitation vient de l'épuisement des sites adéquats disponibles sur le territoire ; pour la biomasse, le principal enjeu est l'exploitation de la ressource existante dont environ seule la moitié est utilisée¹³). Elles représentent en ce sens un double enjeu en termes de lutte contre le changement climatique et de sécurité d'approvisionnement. Toutefois, ces énergies sont encore relativement coûteuses aujourd'hui, ce qui pose la question de l'impact du coût potentiellement élevé de leur déploiement sur les finances publiques, les entreprises et le pouvoir d'achat des ménages.

3.1 Le coût par tonne de CO₂ évitée constitue un indicateur utile pour comparer l'intérêt socio-économique du déploiement des différentes filières

Minimiser le coût d'atteinte de l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre suppose de mettre en œuvre

en priorité les actions dont le coût par tonne de CO₂ évitée pour la collectivité est le plus faible. Une commission présidée par Alain Quinet a établi en 2009 une trajectoire de « valeur tutélaire » du CO₂, correspondant au coût marginal de la tonne de CO₂ évitée dans l'hypothèse d'une atteinte efficace de nos objectifs de réduction des émissions¹⁴. Les coûts de la tonne de CO₂ évitée estimés ici (cf. tableau 5) peuvent être comparés :

- i) pour les EnR électriques et thermiques (pour lesquelles on suppose une mise en service en 2015 pour une durée de 20 ans) à la valeur tutélaire moyenne actualisée du CO₂ sur la période 2015-2034, soit 78 €/2015/tCO₂eq évitée ;
- ii) pour les biocarburants (pour lesquels le surcoût considéré est le surcoût actuel observé) à la valeur tutélaire d'aujourd'hui, soit 47 €/2015/tCO₂eq évitée.

Encadré 3 : principales hypothèses méthodologiques permettant de calculer le coût par tonne de CO₂ évitée

Les résultats présentés en termes de coût par tonne de CO₂ évitée reposent sur des hypothèses fortes :

- i) **la technologie à laquelle l'EnR se substitue.** Plus le contenu carbone de l'énergie substituée est faible, plus le surcoût du soutien de la technologie rapporté aux émissions évitées est élevé et vice-versa. Pour l'électricité, il est délicat d'identifier la source substituée, qui peut par ailleurs varier au cours de la durée de vie de l'installation EnR. Les résultats présentés reposent sur une substitution de l'électricité renouvelable à de l'électricité produite à partir d'une nouvelle centrale à gaz. Dans les faits, outre au gaz, les EnR pourraient se substituer éventuellement à du nucléaire, également décarboné, mais aussi à des énergies fossiles plus carbonées que le gaz tels que le charbon ou le fioul.
- ii) **les hypothèses de coûts des énergies fossiles :** plus ces dernières seront coûteuses, moins le surcoût des EnR sera élevé et vice-versa. Les résultats présentés reposent sur les trajectoires des prix du scénario *New Policies du World Energy Outlook 2015* de l'Agence Internationale de l'Énergie publié en octobre 2015. Ce scénario considère un prix du gaz en 2030 de 43,0 €/2030/MWh. Le prix retenu pour 2015 s'élève à 21,5 €/MWh, prix spot moyen observé en France durant l'année 2015^a. Le coût des biocarburants est quant à lui comparé au prix des carburants traditionnels observé en décembre 2015.
- iii) **le taux d'actualisation retenu,** qui, du point de vue de la collectivité, doit, suivant les recommandations du rapport Quinet, être la somme d'un taux sans risque de 2,5 % et d'une prime de risque qui, en moyenne sur l'ensemble des investissements de l'économie, est égale à 2 % et qui est d'autant plus élevée que l'intérêt de l'investissement est contra-cyclique. Comme les EnR ont une valeur assurantielle pour la collectivité face au risque de hausse des prix des énergies fossiles, on choisit de retenir au total un taux d'actualisation de 4 %. Les conclusions de cette étude s'avèrent par ailleurs qualitativement robustes à une modification de ce taux.

Les résultats reposent par ailleurs pour la plupart des technologies sur les coûts actuels de production des technologies, coûts qu'il est délicat d'identifier. Pour les technologies sous tarifs d'achat, il a été supposé que le tarif accordé correspondait au coût de production de la filière (hormis pour le biogaz pour lequel les coûts de production retenus s'avèrent supérieurs aux tarifs d'achat du fait de la prise en compte des aides à l'investissement^b). La question de la validité de cette hypothèse dépasse le cadre de ce travail et fait l'objet d'analyses périodiques de la Commission de régulation de l'énergie^c. En ce qui concerne les énergies renouvelables thermiques soutenues via le fonds chaleur, on considère, conformément au principe du fonds, que le soutien accordé couvre exactement le surcoût de production. Les données de coûts de l'ADEME ont été utilisées pour les chaudières à bois et les pompes à chaleur et les données de l'Agence Internationale de l'Énergie pour le coût des technologies traditionnelles.

a. Au Point d'Echange de Gaz (PEG) Nord, selon les données de Powernext.

b. Il n'y a pas de cumul possible pour les autres technologies.

c. La dernière datant d'avril 2014 (« Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine »).

(13) Biomasse forestière, populicole et bocagerie disponible pour l'énergie à horizon 2020, Novembre 2009.

(14) « La valeur tutélaire du carbone », Rapport de la commission Quinet, centre d'Analyse Stratégique, 2009

Tableau 5 : coûts pour la collectivité des émissions évitées par le déploiement des EnR

	Coût de la tonne de CO ₂ eq évitée (€/tCO ₂ eq)
EnRe (se substituant par hypothèse à une centrale gaz à cycles combinés)	
Photovoltaïque	
Photovoltaïque intégré au bâti	535
Photovoltaïque intégré simplifié au bâti	235
Photovoltaïque grande toiture (> 250 kWc)	190
Photovoltaïque au sol^a	71
Éolien terrestre	59
Éolien maritime	438
Biomasse ^b	67-202
Biogaz ^c	
à partir de déchets agricoles (effluents d'élevage en majorité)	112
à partir de déchets agricoles hors effluents (résidus de culture...)	373
à partir de déchets urbains (ISDND)	94
EnR thermique	
Fonds chaleur	
Bois hors BCIAT	11
Bois BCIAT	8
Géothermie	18
Biogaz	8
Solaire thermique	208
Réseaux de chaleur	44
Pompe à chaleur (se substituant à une nouvelle chaudière gaz) ^d	493
Chaudière individuelle au bois (se substituant à une nouvelle chaudière gaz) ^d	147
Injection biogaz ^e (se substituant à du gaz naturel)	
à partir de déchets agricoles (effluents d'élevage en majorité)	208
à partir de déchets urbains	211
Biocarburants 1G ^f (se substituant aux carburants fossiles)	
Éthanol	138
Biodiesel	201

- a. L'analyse effectuée ici concerne les centrales de la dernière appel d'offre de la CRE.
b. La borne haute correspond au coût sans valorisation de la chaleur et la borne basse à une efficacité énergétique globale (rapport entre l'énergie finale et l'énergie primaire) de 50 % avec substitution de la chaleur cogénérée à de la chaleur produite par une chaudière à gaz.
c. Avec hypothèse de fin de tarif d'achat et de vente de l'électricité sur le marché au bout de 15 ans et d'une subvention à l'investissement à hauteur de 30 % via le fonds déchet. Estimations reposant, conformément aux données ADEME (« Bilan national des projets Biogaz », Juillet 2013), sur *i*) une efficacité énergétique globale de 64 % et une hypothèse de substitution de 30 % de la chaleur cogénérée à de la chaleur « fossile » pour la méthanisation agricole et *ii*) une efficacité énergétique de 62 % et une substitution de 10 % de la chaleur cogénérée à de la chaleur « fossile » pour les ISDND.
d. Substitution de la chaleur renouvelable à de la chaleur produite à partir d'une chaudière gaz de rendement 80 % ; contenu carbone du gaz de 181 gCO₂/kWh PCS.
e. Avec hypothèse de fin de tarif d'achat et de vente du biogaz sur le marché au bout de 15 ans et d'une subvention à l'investissement à hauteur de 30 % via le fonds déchet.
f. Les émissions de GES considérées ici n'incluent pas les émissions potentielles liées au changement d'affectation des sols indirect. En tenant compte de ces émissions supplémentaires, le coût des émissions évitées serait de 348 €/tCO₂eq pour l'éthanol et l'utilisation du biodiesel ne conduirait à aucun gain d'émissions de CO₂.

Source : Calculs DGTresor. Figurent en gras les technologies dont le coût par tonne de CO₂ évitée est inférieur à la valeur tutélaire.

Les émissions supplémentaires éventuellement émises par les moyens de production de secours (*back-up*) mis en place pour palier au défaut de production des EnR ne sont pas prises en compte.

*BCIAT : Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire.

3.2 Mis à part l'hydraulique¹⁵, l'éolien terrestre constitue la technologie renouvelable électrique la moins coûteuse

Parmi les énergies renouvelables électriques, l'éolien terrestre présente le plus faible coût par tonne de CO₂ évitée parmi les technologies renouvelables électriques (59 €/tCO₂ évitée). Ce coût est significativement inférieur à la valeur tutélaire moyenne actualisée du carbone sur 2015-2034. Cela serait également le cas de la cogénération à partir de biomasse, sous l'hypothèse favorable que la chaleur cogénérée se substitue totalement à de la chaleur d'origine fossile. Toutefois, l'utilisation de la biomasse pour la production de chaleur pure apparaît encore plus efficace (*cf. infra*).

Le photovoltaïque au sol a également un coût par tonne de CO₂ évitée inférieur (71 €/tCO₂ évitée) à la valeur tutélaire, sur la base du coût moyen de l'appel d'offre de juin 2015. En revanche, le photovoltaïque sur toitures présente un coût encore bien supérieur, tout comme l'éolien maritime.

Il convient toutefois de souligner le fait que l'hypothèse de substitution à une centrale à gaz est très conventionnelle et probablement optimiste compte tenu de la situation actuelle de surcapacités du marché électrique, en France et plus généralement en Europe, que le fort développement des EnR contribue lui-même à alimenter. Le prix de marché de l'électricité, qui s'est situé en moyenne entre 39 et 40 €/MWh en 2015 et qui se trouve début 2016 à environ 29 €/MWh, apparaît ainsi très inférieur au coût moyen actualisé de production d'une centrale à gaz (fonctionnant 3 000 heures)

(15) Compte tenu de ses coûts très hétérogènes et de son gisement limité, l'hydraulique est exclue de l'analyse.

de 59 €/MWh considéré ici. L'horizon de résorption de ces surcapacités est très incertain et dépend de l'évolution de l'offre et de la demande. Si elles ne se résorbaient pas rapidement, les coûts par tonne de CO₂ évitée pourraient être beaucoup plus élevés qu'estimé ici pour l'ensemble des technologies EnRe (sans toutefois modifier la hiérarchie entre elles).

3.3 Il apparaît socio-économiquement préférable d'utiliser la biomasse et le biogaz pour produire de la chaleur que de l'électricité

Hormis le cas du solaire thermique, l'ensemble des énergies renouvelables soutenues par le fonds chaleur s'avèrent relativement efficaces pour réduire les émissions de CO₂. Il apparaît donc préférable, dans un contexte de ressources en biomasse limitées, de privilégier son usage pour la production pure de chaleur (sous réserve de débouchés suffisants) plutôt que pour la cogénération, dont le rendement énergétique et par suite le coût par tonne de CO₂ évitée sont moins favorables.

De même, l'usage du biogaz est optimisé par la production de chaleur collective, tant que des débouchés suffisants existent, plutôt que par la cogénération. L'injection dans le réseau nécessite quant à elle des coûts d'épuration du biogaz. Ces deux derniers types de valorisation conduisent à des coûts par tonne de CO₂ évitée supérieurs à la valeur tutélaire, que ce soit dans le cas de recours aux déchets des ISDND (installations de stockage de déchets non dangereux) ou dans le cas d'un approvisionnement majoritaire en effluents d'élevage. En

effet, la combustion du méthane issu des effluents apporte certes un gain supplémentaire du point de vue des émissions de GES en y substituant du CO₂, au pouvoir de réchauffement inférieur, mais cet avantage ne compense pas le coût encore très élevé de la méthanisation agricole.

Le coût par tonne de CO₂ évitée lié à la mise en place d'une pompe à chaleur en substitution d'une chaudière à gaz s'avère encore élevé (493 €/tCO₂ évitée).

3.4 Dans le secteur des transports, le coût de la tonne de CO₂ évitée par l'incorporation des biocarburants de première génération excède largement sa valeur tutélaire, même sans prise en compte des éventuels changements d'affectation indirects des sols

Les coûts par tonne de CO₂ évitée du bioéthanol et du biodiesel sont de l'ordre respectivement de trois et quatre fois la valeur tutélaire¹⁶. Ce calcul ne prend pas en compte les émissions liées au changement d'affectation indirect des sols (CASI, ou ILUC en anglais), c'est-à-dire les émissions produites par l'installation d'une culture énergétique à la place d'une culture alimentaire qui sera alors déplacée vers des zones naturelles plus riches en stock de carbone (telles que les forêts notamment). En retenant les estimations de l'ADEME en termes d'impact du CASI¹⁷, le coût par tonne de CO₂ évitée de l'éthanol serait multiplié par 2,5 avec la prise en compte des émissions au CASI, et l'utilisation du biodiesel ne conduirait plus à aucun gain d'émissions de CO₂.

Laure GRAZI et Arthur SOULETIE

(16) Les estimations des surcoûts des biocarburants par rapport aux carburants traditionnels sont issues du rapport de la Cour des Comptes de janvier 2012, « La politique d'aide aux biocarburants », après mise à jour des prix des carburants traditionnels pour refléter la situation de décembre 2015.

(17) « Revue critique des études évaluant l'effet des changements d'affectation des sols sur les bilans environnementaux des biocarburants » de mars 2012 présentant une méta-analyse de 561 évaluations : l'évaluation médiane des émissions liées au changement d'affectation des sols direct et indirect se traduirait par un ajout de 61 gCO₂eq/MJ sur le bilan environnemental du biodiesel de 1^{ère} génération et de 31 gCO₂eq/MJ sur celui de l'éthanol de 1^{ère} génération.

Éditeur :

Ministère des Finances
et des Comptes publics
et Ministère de l'Économie
de l'Industrie et du Numérique

Direction générale du Trésor
139, rue de Bercy
75575 Paris CEDEX 12

Directeur de la Publication :

Michel Houdebine

Rédacteur en chef :

Jean-Philippe Vincent
(01 44 87 18 51)
tresor-eco@dgtresor.gouv.fr

Mise en page :

Maryse Dos Santos
ISSN 1777-8050
eISSN 2417-9620

Derniers numéros parus

Mars 2016

n°161. Les nouvelles règles pour les prêts d'aide publique au développement : quels enjeux ?
Léonardo Pupperto

Janvier 2016

n°160. 30 ans de modernisation du dialogue social en France
Marine Cheuvreux

Décembre 2015

n°159. Les TPE françaises et leur accès au financement
Céline Bazard

<http://www.tresor.economie.gouv.fr/tresor-eco>

Ce document a été élaboré sous la responsabilité de la direction générale du Trésor et ne reflète pas nécessairement la position du ministère des Finances et des Comptes publics et du ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique.