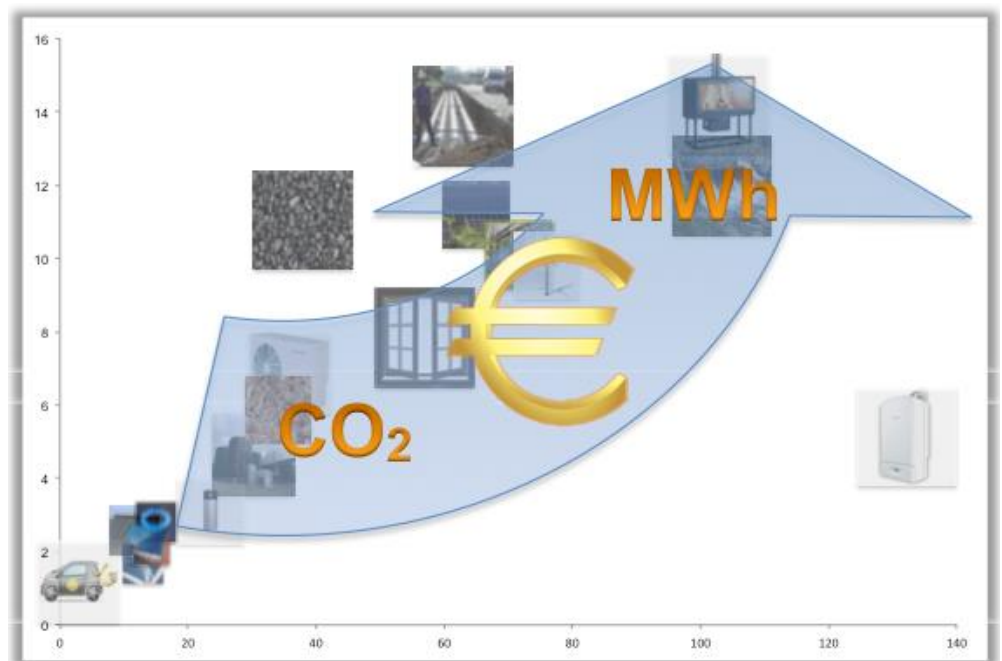




Soutiens financiers aux énergies renouvelables et à la maîtrise de l'énergie



Coûts et enjeux pour les collectivités

Série Politique

ENP 34

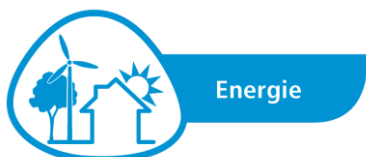
Septembre 2014



AMORCE est l'Association Nationale regroupant près de 550 collectivités territoriales, représentant 60 millions d'habitants (communes, intercommunalités, conseils généraux, conseils régionaux) et plus de 250 Professionnels.

Les trois domaines d'action d'**AMORCE** sont :

- La gestion de l'énergie et le développement des énergies renouvelables
- Les réseaux de chaleur
- La gestion des déchets



Dans ces trois domaines, **AMORCE** intervient sur les composantes des choix que doivent faire les collectivités territoriales :

- La technique
- L'impact sur l'environnement
- La réglementation
- L'économie (coûts, financements, fiscalité)
- Les modes de gestion, les marchés
- L'organisation entre les structures et les différents niveaux de collectivités
- Les politiques aux niveaux européen, national, territorial
- L'information, la concertation, le débat public

Les objectifs d'**AMORCE** :

- Organiser l'échange des connaissances et des expériences entre les membres de l'association, afin que chacun dispose des informations les plus récentes et les plus pertinentes pour gérer au mieux les déchets et l'énergie sur son territoire.
- Défendre les positions des collectivités locales en matière d'énergie, de réseaux de chaleur et de déchets et proposer aux décideurs européens et nationaux des réformes qui améliorent les conditions économiques et juridiques de la gestion de ces problématiques par les collectivités.

Notre représentativité et notre compétence sont reconnues aussi bien dans le domaine de l'énergie que des déchets. L'action d'**AMORCE** se situe à l'échelle locale, dans un cadre national et, de plus en plus, au niveau européen.

SOMMAIRE

PRÉAMBULE.....	4
1. OBJECTIFS NATIONAUX	6
1.1. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	6
1.2. ÉNERGIES RENOUVELABLES	6
2. PRINCIPE DE L'ANALYSE ET HYPOTHÈSES.....	8
2.1. QUELQUES REMARQUES SUR LA DÉMARCHE SUIVIE	8
2.2. CUMUL ET ACTUALISATION DES RÉSULTATS	8
2.3. RENTABILITÉ DU POINT DE VUE DU MAÎTRE D'OUVRAGE	9
2.4. LES DISPOSITIFS DE SOUTIEN ET AUTRES COÛTS PRIS EN COMPTE	10
2.4.1. <i>Crédit d'impôt développement durable (CIDD)</i>	10
2.4.2. <i>Eco-prêt à taux zéro (Eco-PTZ)</i>	10
2.4.3. <i>Fonds chaleur</i>	10
2.4.4. <i>Certificats d'économie d'énergie (CEE)</i>	11
2.4.5. <i>Tarifs d'achat et Contribution au service public de l'électricité (CSPE)</i>	11
2.4.6. <i>TVA à taux réduit</i>	12
2.4.7. <i>Pertes de recettes fiscales</i>	12
2.4.8. <i>L'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau (IFER) et autres impôts locaux</i>	13
2.4.9. <i>Renforcement des réseaux électriques</i>	13
2.4.10. <i>Aides locales</i>	13
2.5. PRINCIPALES HYPOTHÈSES COMMUNES	14
2.5.1. <i>Calcul en énergie primaire</i>	14
2.5.2. <i>Émissions de CO₂</i>	14
2.6. LES HYPOTHÈSES PAR FILIÈRE	16
2.6.1. <i>Maîtrise de l'énergie</i>	16
2.6.2. <i>Valorisation d'énergies renouvelables thermiques</i>	17
2.6.3. <i>Production d'électricité renouvelable</i>	19
2.6.4. <i>Réseaux de chaleur</i>	20
2.6.5. <i>Véhicule électrique</i>	21
3. RÉSULTATS	22
3.1. ANALYSE EN ÉNERGIE PRIMAIRE.....	22
3.2. ANALYSE EN CO ₂	24
3.3. ANALYSE CROISÉE AVEC AIDES PUBLIQUES	25
3.4. ANALYSE CROISÉE HORS TOUTE AIDE PUBLIQUE	26
3.5. RENTABILITÉ DU POINT DE VUE DU MAÎTRE D'OUVRAGE	27
3.5.1. <i>Actions de maîtrise de l'énergie</i>	27
3.5.2. <i>Injection d'électricité ou de gaz dans le réseau</i>	28
3.5.3. <i>Production de chaleur en réseau</i>	30
3.6. ÉQUILIBRE DE LA BALANCE COMMERCIALE ET FACTURE ÉNERGÉTIQUE DE LA FRANCE.....	31
3.6.1. <i>Création d'un réseau de chaleur majoritairement alimenté par du bois</i>	31
3.6.2. <i>Substitution d'une chaufferie fossile par une chaufferie bois en réseau de chaleur</i>	32
3.6.3. <i>Isolation de toiture</i>	32
3.6.4. <i>Véhicule électrique</i>	33
4. ANALYSE ET UTILISATION DES RÉSULTATS	34
4.1. ÉLÉMENTS GÉNÉRAUX	34
4.2. POINT DE VUE DU MAÎTRE D'OUVRAGE : RENTABILITÉ ET ARBITRAGES.....	35
4.3. LA DIMENSION TEMPORELLE.....	36
4.4. STRUCTURER LES AIDES : EXEMPLE DU CIDD	36
4.5. IMPACTS ET GAINS ENVIRONNEMENTAUX	37
5. LE RÔLE DES COLLECTIVITÉS LOCALES.....	38
5.1. PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS ET RÉFLEXIONS	38
5.1.1. <i>MDE plutôt que EnR</i>	38
5.1.2. <i>MDE, EnR, réseau de chaleur : des priorités de développement dans chaque filière</i>	38
5.1.3. <i>Vision locale et coût global</i>	38
5.1.4. <i>Pousser l'analyse un peu plus loin</i>	39
5.1.5. <i>De la crainte de « trop donner »</i>	39
5.2. ENSEIGNEMENTS ET RÉFLEXIONS COMPLÉMENTAIRES PAR FILIÈRE	40
5.2.1. <i>Maîtrise de l'énergie</i>	40
5.2.2. <i>Valorisation d'énergies renouvelables thermiques</i>	42
5.2.3. <i>Production d'électricité renouvelable</i>	44
5.2.4. <i>Réseaux de chaleur</i>	47
5.2.5. <i>Véhicule électrique</i>	48
BIBLIOGRAPHIE.....	50
GÉNÉRAL	50
MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE.....	50
ÉNERGIES RENOUVELABLES	50
RÉSEAUX DE CHALEUR	51
VÉHICULE ÉLECTRIQUE	51
REMERCIEMENTS	51

PRÉAMBULE

Si toutes les nouvelles filières de la transition énergétique doivent être mobilisées pour atteindre les objectifs européens 3x20 du Paquet Energie-Climat¹, elles ne présentent pas les mêmes potentiels et ne bénéficient pas des mêmes soutiens à leur développement. Les collectivités étant placées au cœur de ces problématiques, il est nécessaire de disposer d'indicateurs permettant de prioriser et d'arbitrer les soutiens locaux aux filières les mieux adaptées au territoire, dans un souci de résultat et d'efficacité.

En 2010, AMORCE réalisait une première étude quantifiant la pertinence des dispositifs publics de soutien nationaux destinés à promouvoir efficacité énergétique et énergies renouvelables². Aujourd'hui, alors que la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte s'apprête à tracer la politique énergétique française à l'horizon 2050, il nous a paru utile d'actualiser cette étude afin de faire le point sur les différentes filières et d'analyser l'évolution de l'efficacité des dispositifs de soutien.

La méthodologie adoptée est la même qu'en 2010. Pour chaque filière, deux aspects sont particulièrement mis en avant :

- L'énergie primaire non renouvelable, qui caractérise le prélèvement irréversible d'énergie sur la planète ;
- Les gaz à effet de serre, dans une approche de lutte contre le dérèglement climatique.

Le coût du MWh d'énergie primaire non renouvelable économisée et le coût de la tonne de CO₂ évitée sont donc les deux principaux indicateurs utilisés. L'analyse est ici réalisée du **point de vue de la collectivité « dans son ensemble »**. Le coût est celui des différentes aides existantes : celles de l'Etat et d'autres dispositifs comme les certificats d'économie d'énergie ou les tarifs d'achat. Il prend également en compte les recettes fiscales, en plus ou en moins, pour refléter l'ensemble de l'effort national lié au développement de telle ou telle filière. Il est calculé en « cumulé – actualisé » pour prendre en compte l'ensemble des coûts – pour la collectivité – et des gains énergétiques sur la durée de vie des solutions. Cette approche est complétée par une analyse de la pertinence économique des solutions – avec et sans aides – pour le maître d'ouvrage. Cette dimension est en effet particulièrement importante pour structurer les dispositifs de soutien, puisque la rentabilité du projet pour l'acteur qui en décide la réalisation est une condition nécessaire au développement d'une filière.

D'autres éléments sont proposés pour élargir la réflexion sur des critères de plus en plus importants dans les choix et arbitrages à porter notamment par les collectivités : l'énergie consommée (« énergie grise ») et les gaz à effet de serre émis tout au long du cycle de vie. Ces aspects, bien que très délicats à quantifier, sont en effet importants lors de la définition d'une stratégie territoriale. De nombreux autres éléments pourraient venir éclairer ou tempérer certains résultats : l'activité économique générée, le potentiel de développement des filières, la quantité de déchets nucléaires évitée, les augmentations ou diminutions d'émissions de polluants locaux, les recettes ou économies pour l'Etat du développement de filière (TVA, création d'emplois, impôt sur les sociétés...), ainsi que les effets d'aubaines inhérents à la mise en place d'aides financières. Par souci de lisibilité, nous avons volontairement centré notre analyse sur les aspects énergétiques, climatiques et économiques de base.

¹ D'ici 2020, 20% d'émissions de gaz à effet de serre en moins, 20% d'efficacité énergétique en plus et 20% d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie.

² Etude AMORCE « ENP20 : soutiens financiers aux énergies renouvelables et à la maîtrise de l'énergie ».

Cette analyse comparative met en avant des coûts, mais n'a aucunement pour objet de réduire les énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie à une dépense pour la collectivité : les retombées pour les territoires vont en effet bien au-delà des simples gains techniques sur l'énergie et le CO₂ : réduction de la précarité énergétique, emplois, qualité de l'air, diversification économique, indépendance énergétique...

Les filières suivantes sont analysées pour la **maîtrise de l'énergie** :

- isolation des toitures et des murs par l'extérieur ;
- remplacement de fenêtres ;
- remplacement du système de chauffage et d'Eau chaude sanitaire (ECS) par une chaudière gaz à condensation ;
- remplacement du système de chauffage par une pompe à chaleur ;
- remplacement du système d'ECS par un chauffe-eau thermodynamique ;

Pour les **énergies renouvelables** :

- chauffage au bois ;
- solaire thermique (individuel et collectif) ;
- biogaz (injection dans le réseau de gaz et cogénération) ;
- éolien (terrestre et en mer) ;
- solaire photovoltaïque (individuel et centrale au sol avec trackers) ;
- petite hydroélectricité ;
- développement des réseaux de chaleur.

Afin d'alimenter la réflexion du lecteur, l'étude comporte aussi une approche des aspects énergétiques et émissions de CO₂ du **véhicule électrique**, qui apporte quelques éléments quant à la pertinence de sa généralisation prévue par le Grenelle et renforcée par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte.

1.OBJECTIFS NATIONAUX

1.1. Efficacité énergétique

Afin d'atteindre l'objectif national de division par 4 des émissions de gaz à effet de serre en 2050³ (« facteur 4 »), la France s'est fixé deux importantes lignes directrices en matière d'efficacité énergétique dans le bâtiment :

- Le passage à une consommation en énergie primaire de référence de 50 kWh/m² par an pour tous les bâtiments neufs et à terme généralisation des bâtiments à énergie positive⁴ ;
- Une réduction des consommations du parc de bâtiments existants de 38% d'ici 2020, objectif repris dans le Plan de rénovation énergétique de l'habitat « J'éco-rénove, j'économise », avec en plus l'ambitieux objectif d'atteindre 500000 rénovations par an d'ici 2017, impliquant une généralisation rapide de la rénovation thermique du parc avec une diffusion massive des solutions de base analysées ici.

1.2. Énergies renouvelables

Le Grenelle de l'environnement et le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte fixent les objectifs nationaux à deux échéances distinctes : 23% d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en 2020 et 32% à l'horizon 2030 (sachant qu'elle est de 13,7% en 2012, dont 68% assurés par le bois et l'hydroélectricité).

A l'heure actuelle seul le comité opérationnel du plan de développement des énergies renouvelables (« Comop 10 ») a été chargé de réfléchir aux moyens d'atteindre l'objectif national fixé par le Grenelle. Ce travail préparatoire aux lois Grenelle a apporté une répartition des objectifs selon les différentes énergies et a été intégré à la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI). L'objectif de 23% d'énergies renouvelables a ensuite été décliné au niveau régional à travers les Schémas régionaux climat, air, énergie (SRCAE) dans lesquels chaque région a précisé sa contribution à l'objectif national en fonction de ses spécificités territoriales⁶.

(ktep)	Situation 2012	Obj. Grenelle 2020	Obj. SRCAE 2020 ⁵
Solaire thermique	136	927	617
Biomasse	11 487	17 340	12 206
Géothermie	1 524	2 440	2 044
Biogaz	432	555	911
Hydroélectricité	5 095	5 800	5 562
Photovoltaïque	387	450	1 332
Eolien terrestre	1 297	3 650	5 381
Eolien en mer	0	1 400	0
Agrocarburants	2 388	4 000	1 430
Autres	0	30	316
TOTAL	22 747	36 592	29 799

Comparaison des objectifs du plan d'action national pour les EnR et SRCAE à l'horizon 2020

³ Par rapport aux émissions de 1990.

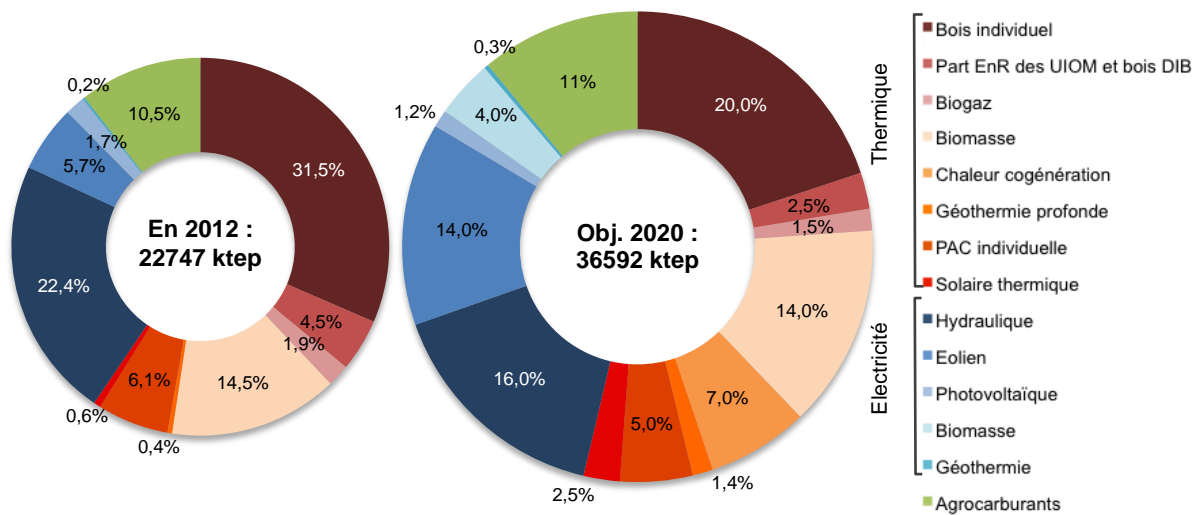
⁴ Le premier objectif s'est traduit par la Réglementation thermique de 2012 (RT 2012), généralisée à l'ensemble des bâtiments neufs le 1^{er} janvier 2013, et le second est prévu pour la RT 2020.

⁵ Y compris DOM – Source : Observ'ER, « Le baromètre 2013 des EnR électriques en France »,

⁶ Les SRCAE ont été élaborés dans les deux années qui ont suivi la loi Grenelle 2 et sont parus entre 2012 et 2013.

Les Régions se fixent un objectif photovoltaïque et éolien terrestre bien plus ambitieux que les prévisions du Comop 10, mais les objectifs pour les autres filières sont finalement plus bas, si bien que lorsque les objectifs régionaux sont agrégés, il manque 5,4 Mtep⁷ afin d'atteindre l'objectif national. Cette différence se retrouve principalement au niveau de la filière biomasse⁸ avec 5,1 Mtep de moins entre les prévisions Comop et régionales, alors même que la PPI la place comme la filière devant le plus contribuer à l'atteinte des objectifs à 2020, notamment par les usages collectifs du bois énergie.

A noter que le plan d'action national ne prévoit pas d'augmentation en volume pour le bois individuel et l'hydraulique, qui représentent actuellement plus de la moitié des énergies renouvelables en France. Pour le bois individuel, l'objectif consiste à passer de 5,75 millions de logements chauffés à 9 millions, sans augmenter le volume de bois consommé, grâce à la baisse des besoins et surtout l'important gain possible sur les rendements de combustion par le remplacement d'appareils existants. La grande hydraulique ne se développera pas plus en France, mais il reste un potentiel intéressant pour la petite hydraulique qui reste peu pris en compte par les objectifs nationaux et régionaux.



Répartition des énergies renouvelables en 2012 et prévision COMOP10 pour 2020⁹

⁷ Les 1,4 Mtep d'éolien en mer prévus par le Comop 10 ne sont pas pris en compte dans ces 5,7 Mtep manquants car le développement de cette filière reste géré au niveau national et n'est pas chiffré dans les SRCAE. A noter que des projets sont en cours sur la côte Atlantique : 3 GW sont déjà planifiés, soit la moitié de l'objectif fixé par le Comop à l'horizon 2020, et de nouveaux appels d'offres devraient bientôt paraître.

⁸ Soit bois-énergie, biomasse solide et part EnR des UIOM et bois DIB

⁹ Source : ADEME, « Climat, air et énergie » (2013)

2. PRINCIPE DE L'ANALYSE ET HYPOTHÈSES

2.1. Quelques remarques sur la démarche suivie

La particularité de cette étude réside dans le fait qu'elle prend en considération le coût des mesures pour la collectivité « dans son ensemble », qui va donc **au-delà de la collectivité au sens territorial ou administratif du terme**. Sont intégrés dans le coût pris en compte : les aides de l'Etat, les tarifs d'achat, les certificats d'économies d'énergie ainsi que les baisses ou augmentations induites sur les recettes fiscales nationales et locales liées à l'énergie.

L'étude propose ainsi une **analyse critique du rapport coût / résultats des dispositifs d'aides existants, pour mettre en évidence les filières les mieux soutenues au niveau national et permettre ainsi aux collectivités locales de mieux se positionner dans leurs politiques de soutien**. Les ordres de grandeur et éléments de réflexion apportés peuvent faciliter la hiérarchisation des priorités dans un programme local.

Les paramètres initiaux sont volontairement simplifiés pour garder un bon niveau de lisibilité et n'utiliser que des données provenant de sources reconnues. Du fait de la quantité et de la diversité des données nécessaires, les sources et années de référence sont variées : cette relative hétérogénéité ne gêne pas la recherche d'ordres de grandeur visée. Le souci de cohérence dans les hypothèses prises entre les actions permet de comparer globalement en valeurs relatives les différentes actions dans les filières. Certains paramètres pourront toujours être ajustés, mais la démarche et ses principaux enseignements restent valables.

L'approche, menée de façon générale dans un souci de clarté, avec des données brutes, comporte inévitablement certains biais. Cependant, la relative simplicité permet une appropriation aisée, et une adaptation de certains paramètres pour un territoire donné est possible. Des analyses de sensibilité sont menées pour mettre en évidence les biais les plus importants dans le paramétrage.

2.2. Cumul et actualisation des résultats

Pour apporter une vision globale, les gains en énergie primaire et en CO₂ évité sont cumulés sur la durée de vie moyenne des solutions. Un coefficient d'actualisation est utilisé pour pondérer ce cumul. Cette actualisation, plus habituelle sur des données économiques que techniques, permet de prendre en compte les gains à long terme – dans une logique de développement durable – tout en valorisant un peu plus les gains des premières années qui sont ceux qui facilitent les prises de décisions politiques.

D'un point de vue technique, cela revient à prendre en compte le fait qu'en repoussant dans le temps la réalisation d'une action, cette action pourrait être menée avec des technologies apportant un gain plus élevé. Cette approche ne doit cependant pas faire oublier que ces technologies à venir auront d'autant plus de chances de voir le jour que les technologies actuellement disponibles seront soutenues.

Pour le CO₂, le fait de favoriser les émissions évitées à court terme est cohérent avec le caractère inertiel du dérèglement climatique qui nécessite de réduire le plus vite possible les émissions. L'impact sur le dérèglement climatique d'une tonne de CO₂ émise aujourd'hui est en effet plus important que celui d'une tonne émise dans 10 ou 15 ans : une tonne émise en 2014 sera toujours présente dans l'atmosphère en 2025, lorsque la concentration de CO₂ sera maximale selon les prévisions du GIEC¹⁰.

¹⁰ Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (scénario d'une stabilisation de la concentration de CO₂ dans l'atmosphère - prévisions qui sont liées à des hypothèses d'actions fortes à court terme, dont les gains seront encore visibles dans 20 ou 30 ans).

Le taux d'actualisation utilisé ici a été fixé par défaut à 4%, qui est un taux couramment utilisé pour les analyses en dépenses publiques¹¹. Ce même taux est utilisé pour l'actualisation des gains techniques. Pour mesurer l'incidence de ce paramètre, les principaux résultats sans actualisation sont présentés en annexe V¹².

2.3. Rentabilité du point de vue du maître d'ouvrage

Le maître d'ouvrage est l'ultime décideur qui va permettre la réalisation d'un projet de maîtrise de l'énergie ou d'énergie renouvelable. Pour qu'une filière se développe à grande échelle, un projet moyen représentatif de cette filière doit présenter une rentabilité correcte du point de vue du maître d'ouvrage.

Pour les filières de maîtrise de l'énergie, le coût total supporté par le maître d'ouvrage (investissement et exploitation) est rapporté à l'économie cumulée d'énergie que permet la mesure. Le raisonnement est ici mené en énergie finale, qui est celle achetée par l'utilisateur. La comparaison entre le coût moyen du MWh économisé et le prix moyen du MWh de chauffage permet d'identifier directement les actions rentables. Le calcul est mené avec et sans les aides. La même démarche est suivie pour les énergies renouvelables avec un coût global moyen de production d'énergie, qui est à comparer aux prix de marché et aux tarifs d'achat garantis.

La rentabilité moyenne pour le maître d'ouvrage, sans les aides, est l'indicateur principal de pertinence économique intrinsèque d'une filière. Dans le cas où la rentabilité sans aide est insuffisante, la rentabilité avec aides met en évidence la pertinence de leur calibrage. Cet aspect n'est cependant pas suffisant. Le critère très important de la « levée de la barrière de l'investissement initial » n'est en effet pas pris en compte ici. Les aides comme le tarif d'achat ou le crédit d'impôt par exemple ne sont pas des subventions immédiates : le maître d'ouvrage doit disposer d'une capacité d'investissement pour réaliser l'action. Le montage financier est alors aussi important que l'aide elle-même.

La comparaison des coûts des différentes filières n'a pas pour vocation de dicter les actions à mener par la collectivité, mais doit lui permettre de se doter d'éléments de réflexion pertinents pour la mise en place d'un dispositif de soutien, en prenant en compte la réalité de son territoire et des aides existantes au niveau national. Ces dispositifs étant coûteux, des évaluations a priori des impacts attendus par euros investis sont nécessaires, à côté d'autres critères, pour prioriser les actions. Les précisions sur les hypothèses et modes de calculs détaillées dans cette étude permettent d'adapter les résultats aux spécificités locales éventuelles de coûts et d'avancement des filières.

¹¹ 4% est le taux retenu par le Conseil d'analyse stratégique dans les calculs publics. Avec ce taux, une dépense faite dans 20 ans pèse deux fois moins qu'aujourd'hui, dans 50 ans sept fois moins. Dans une approche de développement durable, certains économistes comme Nicolas Stern préconisent des taux d'actualisation très bas. En effet, en utilisant un taux d'actualisation supérieur à celui de la croissance moyenne (0 à 2%), l'analyse privilégie la génération actuelle au détriment des générations futures, ce qui est peu compatible avec la notion de développement durable...

¹² Les résultats présentés sans actualisation à l'annexe V montrent que pour cette étude, l'utilisation d'un taux de 4% ne change pas la hiérarchisation des filières.

2.4. Les dispositifs de soutien et autres coûts pris en compte

2.4.1. Crédit d'impôt développement durable (CIDD)

Mis en place en 2005, le crédit d'impôt développement durable voit ses taux et assiettes révisés dans les lois de finance¹³. Il s'agit d'une disposition fiscale permettant aux ménages de déduire de leur impôt sur le revenu une partie des dépenses réalisées pour certains travaux d'amélioration énergétique entrepris dans leur résidence principale. La réduction fiscale s'applique sur le montant TTC relatif au matériel installé par un professionnel¹⁴, mais ne comprend pas la pose (hormis pour les matériaux d'isolation opaques utilisés pour les toitures et murs). En 2014, le crédit d'impôt a connu d'importantes modifications¹⁵. Désormais il ne compte plus que deux taux (contre dix auparavant) :

- 15% pour la réalisation d'une seule action, sous conditions de ressources ;
- 25% pour la réalisation d'un bouquet de travaux, sans conditions de ressources¹⁶.

Cette simplification du dispositif a pour but de lui donner plus de visibilité et ainsi de promouvoir la rénovation énergétique.

Lors de la présentation du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte en Conseil des Ministres, il a été annoncé que le CIDD allait être renforcé et à nouveau simplifié dès le 1^{er} septembre 2014 et ce jusqu'au 31 décembre 2014, avec un **taux unique à 30% sans condition de ressources**. La mesure devrait vraisemblablement être actée en fin d'année dans la loi de finances pour 2015 avec effet rétroactif. C'est donc ce taux qui a été pris en compte dans nos analyses, dans la limite de l'assiette de dépenses¹⁷.

2.4.2. Eco-prêt à taux zéro (Eco-PTZ)

Le dispositif de l'Eco-PTZ permet aux particuliers de bénéficier d'un prêt à taux zéro lorsqu'ils investissent dans un bouquet de travaux ou dans des travaux aboutissant à une amélioration de la performance énergétique globale du bâtiment¹⁸, les intérêts – estimés à 4% – étant pris en charge par l'Etat. Ce dispositif est cumulable avec le CIDD, sous conditions de ressources¹⁹. Il prend en compte les matériels et la pose.

Les conditions de l'éligibilité à l'Eco-PTZ, hors bouquet de travaux, sont assez strictes²⁰. Cependant le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit de relancer le dispositif pour passer de 30 000 à 100 000 prêts par an. Il a donc été **intégré à l'étude, en cumul avec le CIDD** en considérant un emprunt sur 10 ans (dans la limite de l'assiette de dépenses)²¹.

2.4.3. Fonds chaleur

Mis en place en 2008, notamment pour aider les usages collectifs des énergies renouvelables thermiques, il concerne ici le solaire thermique collectif et l'installation de chaufferies au bois. Le calcul des aides est effectué selon la méthodologie établie par l'ADEME, gestionnaire du fonds. À noter que les aides du Fonds chaleur ne sont cumulables ni avec le crédit d'impôt, ni avec les certificats d'économie d'énergie.

¹³ Article 200 quarter du Code général des impôts.

¹⁴ A noter que le décret n°2014-812 sur l'éco-conditionnalité du 16 juillet 2014 impose le recours à une entreprise « reconnue garante de l'environnement » (RGE) à compter du 1^{er} janvier 2015 pour pouvoir bénéficier du CIDD.

¹⁵ Dispositions issues de l'article 74 de la loi de finances initiale pour 2014 et de l'arrêté du 29 décembre 2013.

¹⁶ Certains travaux ne sont pas éligibles au bouquet de travaux, auquel cas ils sont soumis au taux de 15% sans condition de revenus.

¹⁷ 8 000€ pour une personne, 16 000€ pour un couple et 400€ supplémentaires par personne à charge.

¹⁸ Si la consommation du bâtiment avant travaux est supérieure à 180 kWh/m²/an, la consommation après travaux doit être inférieure à 150 kWh/m²/an ; si elle est inférieure à 180 kWh/m²/an, elle doit passer après travaux à moins de 80 kWh/m²/an.

¹⁹ 25 000€ pour une personne, 35 000€ pour un couple et 3 500€ supplémentaires par personne à charge.

²⁰ Nécessité de faire réaliser une étude thermique afin de prouver que les conditions d'amélioration de la performance énergétique sont atteintes.

²¹ 20 000€ pour la réalisation de deux travaux et 30 000€ pour la réalisation d'au moins trois travaux et les projets visant à une performance globale.

2.4.4. Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Créé par la loi POPE en 2005, ce dispositif oblige les vendeurs d'énergies (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants) à faire réaliser des économies d'énergie aux consommateurs. Si ces obligations ne sont pas respectées, les fournisseurs doivent s'acquitter de pénalités²². Ils peuvent également acheter des certificats auprès d'autres acteurs. Avec ce dispositif, les fournisseurs deviennent promoteurs de la maîtrise de l'énergie.

Des fiches standardisées fixent les gains moyens forfaitaires à considérer pour plus de 200 actions. Ces gains sont basés sur :

- Une situation initiale moyenne, statistiquement représentative du parc français²³ ;
- La performance moyenne de la solution ;
- La durée de vie moyenne constatée.

Ces gains – ou certificats – sont exprimés en « kilowattheure cumulé-actualisé » (kWhcumac), et représentent l'économie d'énergie finale moyenne forfaitaire réalisée par une action sur toute sa durée de vie.

Ces certificats ne se traduisent pas toujours par une aide directe pour le maître d'ouvrage, mais ils constituent un coût pour le fournisseur d'énergie, répercuté sur le prix de vente de l'énergie et donc financé par les consommateurs. Ils sont de ce fait considérés ici comme faisant partie du coût pour la collectivité dans son ensemble.

Le montant des certificats d'économie d'énergie est basé sur les prix moyens constatés dans les discussions entre collectivités et obligés courant 2014 : **3,5€/MWhcumac**.

La deuxième période du dispositif des CEE, après un an de prolongation, touche à sa fin. La troisième période, qui s'étendra du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017, a déjà été annoncée avec un objectif d'économie d'énergie à 220 TWhcumac/an soit quasiment le double de l'ambition de la période en cours.

Les fiches d'opération standardisées sont en cours de révision et devraient paraître d'ici fin 2014. Les changements susceptibles d'impacter cette étude sont ceux concernant l'installation de chaudière à condensation, de pompe à chaleur et de foyer fermé au bois. En effet, la nouvelle méthode de calcul consiste à comparer les performances de l'appareil à un appareil moyen de même type sur le marché, et non à la moyenne du parc français. L'économie valorisée est alors la différence entre une solution « de base » et une solution neuve performante et non plus l'économie totale entre une situation moyenne et la mise en œuvre d'une solution neuve performante. Les montants de certificats qui en ressortiront s'en verront fortement diminués. Il est ainsi probable que le prix moyen du MWhcumac augmente, compensant cette diminution et donc affectant finalement peu les résultats de l'étude.

2.4.5. Tarifs d'achat et Contribution au service public de l'électricité (CSPE)

La CSPE permet de compenser à EDF et aux Entreprises locales de distribution (ELD) les surcoûts éventuels liés aux missions de service public qui leur incombent. Elle concerne trois aspects :

- L'**obligation d'achat** de l'électricité produite par la cogénération et les énergies renouvelables ;
- Le surcoût de production électrique dans les Zones non interconnectées (ZNI) ;
- Les dispositifs sociaux.

²² 20€/MWhcumac manquant. Pour plus d'informations sur les CEE, cf. dossier AMORCE ENE 02, « Certificats d'économie d'énergie : 50 questions pratiques pour les collectivités » (mai 2012)

²³ Cette situation moyenne est basée sur des données mises en commun dans des groupes de travail, composés de professionnels de l'énergie et du bâtiment ainsi que de représentants des fournisseurs d'énergie.

Calculée et contrôlée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), la CSPE est prélevée sur les factures de tous les consommateurs finals d'électricité. Elle s'apparente donc à de l'argent public et est à ce titre incluse dans l'étude²⁴.

Depuis 2011, il existe également une contribution biométhane établie dans la même logique que la CSPE afin de compenser les surcoûts liés à l'obligation d'achat du biométhane. Cette contribution est prélevée sur les factures de tous les consommateurs finals de gaz et est au même titre que la CSPE incluse à cette étude.

Le montant de la compensation dépend de la différence entre le prix de marché de gros (qui sert de référence) et les tarifs d'achat : l'évolution du prix de l'électricité sur les marchés de gros a donc un impact important sur les résultats. Afin d'appréhender cet impact, la sensibilité des résultats à ce paramètre est présentée en annexe III.2.

2.4.6. TVA à taux réduit

Depuis le 1^{er} janvier 2014, le taux de TVA à 7% applicable sur l'essentiel des travaux réalisés dans les logements est passé à 10%. Cette augmentation ne concerne cependant pas les travaux de rénovation énergétique éligibles au CIDD qui bénéficient d'un **taux de TVA réduit à 5,5%** (sur l'équipement et la pose). Le manque à gagner pour l'Etat par rapport au taux de 10% normalement appliqué sur les travaux du bâtiment est pris en compte.

Les réseaux de chaleur bénéficient depuis 2006 de la première « TVA écologique ». Cette disposition permet aux exploitants de réseaux de chaleur alimentés à plus de 50% par des énergies renouvelables ou de récupération (EnRR) de vendre des kWh de chaleur avec une **TVA réduite à 5,5% au lieu de 20%**²⁵. Lorsqu'un investissement permet à un réseau de chaleur de dépasser ce taux de 50% d'EnRR, le manque à gagner pour l'Etat est pris en compte.

2.4.7. Pertes de recettes fiscales

Parallèlement aux dépenses ou coûts directs présentés ci-dessus, la baisse éventuelle de recettes sur les taxes intérieures de consommation (TICPE pour les produits pétroliers, TICGN pour le gaz et TICC pour le charbon) est également prise en compte. Dans le cas du véhicule électrique, les pertes sur la TICPE ne sont que très partiellement compensées par de nouvelles recettes sur les taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE), et la différence a été prise en compte. Pour les actions mises en œuvre par des particuliers sur leur logement, les montants en jeu étant modestes comparativement aux dispositifs d'aides directs, cet aspect a cependant été négligé. La baisse de recettes de TVA sur les ventes d'énergie suite aux actions de MDE n'est pas non plus prise en compte car il est considéré que le pouvoir d'achat engendré par les économies d'énergie génère à son tour des recettes de TVA équivalente (*pour plus d'éléments sur les paramètres non pris en compte et les critères complémentaires, cf. annexe VIII.3*).

Si la baisse de recettes fiscales (notamment TVA) est prise en compte pour certaines actions, ce manque à gagner pour la collectivité est à relativiser. Son estimation précise nécessiterait une analyse économique globale qui ne peut être menée dans le cadre d'un tel exercice. Il est cependant intéressant de considérer que, par exemple, en remplaçant un chauffage au gaz par un chauffage au bois, la perte de TVA et de TICGN est, entièrement ou en partie, compensée par le fait que des importations de gaz se transforment en production de bois de chauffage sur le sol français, développant ainsi une activité locale créatrice d'emplois et génératrice de nouvelles recettes fiscales.

²⁴ Pour plus d'informations sur la CSPE, cf. analyse AMORCE ENE04, « Contribution au service public de l'électricité : bilan 2003-2014 » (décembre 2013)

²⁵ Il s'agit ici de la TVA sur la part variable (consommation) : l'abonnement est dans tous les cas à 5,5%. Pour plus d'informations sur la facturation de la chaleur par les réseaux de chaleur, cf. étude AMORCE RCE 11, « Compréhension de la chaîne de facturation du chauffage en réseau de chaleur : du Délégué à l'usager final » (octobre 2012)

2.4.8. L'Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau (IFER) et autres impôts locaux

Certaines filières génèrent de nouvelles recettes fiscales qui servent à financer des projets locaux : ces recettes sont prises en compte en diminution du coût pour la collectivité.

L'éolien terrestre, le photovoltaïque et l'hydraulique sont redevables de l'**IFER**, à hauteur de 7,21 €/kW/an pour les deux premières filières et de 3,003 c€/kW/an pour la filière hydraulique²⁶. Ces mêmes filières, ainsi que les filières biogaz, sont également redevables de la **Contribution économique territoriale** (CET) qui vient remplacer – en partie – la taxe professionnelle. La CET est constituée de deux composantes : la Cotisation foncière des entreprises (CFE) et la Cotisation à la valeur ajoutée des entreprises (CVAE). L'étude prend de plus en compte pour les filières qui viennent d'être citées une estimation de la **Taxe foncière sur les propriétés bâties** (TFPB), qui représente une autre source de recettes non négligeable pour la collectivité.

L'éolien en mer quant à lui finance le Fonds national de compensation de l'énergie éolienne en mer à hauteur de 14 480 €/MW/an.

2.4.9. Renforcement des réseaux électriques

Adapter les réseaux de transport et de distribution d'électricité est nécessaire afin d'accueillir la production des parcs éoliens et des centrales photovoltaïques au sol (éloignement ou isolement des centrales de production, gestion adaptée de l'équilibre pour le réseau de transport), et d'alimenter les nouveaux usages de l'électricité comme les pompes à chaleur et les véhicules électriques.

Les Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)²⁷, élaborés par RTE en collaboration avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution concernés et validés par les préfets de région, prévoient l'intégration de ces nouvelles productions sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité. Désormais chaque producteur d'EnR souhaitant raccorder une installation de plus de 100 kVA est redevable d'une quote-part – propre à chaque région – des ouvrages à créer²⁸. Ce coût à la charge des producteurs n'est pas pris en compte dans l'analyse, puisqu'il ne s'agit pas d'une dépense publique. Les producteurs financent cette dépense au travers des ventes d'électricité, qui elles peuvent engendrer un coût pour la collectivité qui est alors pris en compte ici (*cf. §2.4.5 sur la CSPE*). Les coûts liés au renforcement du réseau en amont du raccordement restent cependant à la charge des gestionnaires de réseau concernés. Ces coûts supplémentaires pour les gestionnaires sont répercutés sur le montant du TURPE²⁹ et finalement payés par le consommateur. Ils sont à ce titre considérés comme un coût pour la collectivité dans son ensemble et intégrés à l'étude.

Les coûts de renforcement liés aux nouveaux usages de l'électricité ont été élaborés à partir de discussion avec RTE et ERDF. Les hypothèses retenues sont présentées en annexe IV.

2.4.10. Aides locales

Ces aides dépendent de la politique énergétique mise en place par chaque collectivité et sont très hétérogènes. Elles ne sont pas prises en compte dans la synthèse finale, le but de ce rapport étant d'aider les collectivités à structurer ces aides en fonction des aides nationales déjà en place et des spécificités locales.

²⁶ Ne sont redevables que les installations de plus de 100 kW. Articles 1519 D et F du Code général des impôts.

²⁷ Mis en place par la loi Grenelle 2.

²⁸ Décret n°2014-760 du 2 juillet 2014 modifiant le décret n°2012-533 du 20 avril 2012.

²⁹ Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, principale source de recettes des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution.

2.5. Principales hypothèses communes

2.5.1. Calcul en énergie primaire

Alors que l'utilisateur achète de l'énergie finale, il est nécessaire de prendre en compte toute la chaîne de transformation de l'énergie, depuis son extraction jusqu'au radiateur ou la prise de courant, pour estimer l'impact complet des consommations d'énergie. L'indicateur retenu est **l'énergie primaire non-renouvelable consommée, qui représente le prélèvement total irréversible d'énergie** sur la planète.

Le coefficient de conversion en énergie primaire pris en compte pour l'électricité est celui de la réglementation thermique (coefficient de 2,58). Dans le cas où l'injection d'énergie électrique dans le réseau est éloignée des lieux de consommation, le coefficient a été adapté pour tenir compte des pertes sur le réseau³⁰.

Pour les énergies fossiles, un coefficient d'énergie primaire de 1,1 a été retenu³¹ (1,2 pour le charbon) et pour le bois de 0,1.

Pour les solutions de maîtrise de l'énergie, un mix énergétique moyen pour le chauffage et l'ECS des résidences principales a été déterminé à partir des données bâtiments de l'ADEME³². Plusieurs coefficients globaux de conversion en énergie primaire des consommations de chauffage et ECS en logement individuel et collectif ont ainsi été établis :

kWh _{ep} /kWh _{PCI}	Chauffage	ECS	Ch + ECS
Maison individuelle	1,56		
Maison individuelle hors bois	1,66	1,88	1,68
Logement collectif	1,54		
Logement collectif avec système d'ECS collectif		1,05	

Ces coefficients permettent de mener des calculs pour un logement théorique représentant la moyenne du parc français.

2.5.2. Émissions de CO₂

Dans la même logique que pour l'énergie primaire, plusieurs coefficients moyens d'émission de dioxyde de carbone par kWh PCI d'énergie consommée ont été calculés³³ :

gCO ₂ /kWh _{PCI}	Chauffage	ECS	Ch + ECS
Maison individuelle	216		
Maison individuelle hors bois	230	143	221
Logement collectif	217		
Logement collectif avec système d'ECS collectif		233	

³⁰ Les pertes réseaux sont évaluées à 10% ; ainsi, un kWh produit par une éolienne représente 2,32 kWh d'énergie primaire non-renouvelable économisée. Ce niveau de 10% représente une hypothèse haute.

³¹ À noter que la réglementation thermique qui raisonne en kWh PCI prévoit un coefficient de 1 pour le gaz et le fioul. En retenant 1,1, l'approche est plus exhaustive, mais tend à favoriser l'électricité dont le coefficient a été fixé à 2,58 dans la réglementation en tenant compte du coefficient de 1 pour les énergies fossiles.

³² ADEME, « Chiffres clés du bâtiment » (édition 2013). Ces données ont été consolidées avec ENERTER - Énergies demain.

³³ Les coefficients d'émission par énergie utilisés pour les calculs sont ceux définis par l'arrêté du 15 septembre 2006 relatif au Diagnostic de performance énergétique : 234 gCO₂/kWh_{produit} pour le gaz naturel, 300 pour le fioul domestique, 180 pour l'électricité en usage chauffage, 40 pour l'électricité en usage ECS et 8 pour le bois. L'ADEME a actualisé les émissions du chauffage électrique dans l'étude « Regards sur le Grenelle » (180g/kWh → 225 g/kWh) mais en l'absence de publication officielle, ce coefficient n'est pas pris en compte.

Pour l'injection d'électricité renouvelable dans le réseau, le contenu CO₂ du kWh substitué varie au cours de l'année et suivant l'heure considérée. Différentes valeurs moyennes sont utilisées selon les filières :

Filière	Emissions évitées gCO ₂ /kWhélec	Filière	Emissions évitées gCO ₂ /kWhélec
Eolien	300	Petite hydroélectricité	300
Photovoltaïque	400	Biogaz production élec	300
Biogaz injection	205 ³⁴	Cogénération	356 ³⁵

Remarques sur le contenu CO₂ du kWh électrique :

Le calcul de l'efficacité des filières destinées à la production d'électricité en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre est fortement dépendant des hypothèses prises pour le contenu CO₂ du kWh électrique évité sur le réseau.

Un document de l'ADEME et du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie réalisé en 2008 à partir de données RTE précise qu'une éolienne permet d'éviter en moyenne 300 gCO₂/kWh_{produit}³⁶, en considérant que la production se substitue majoritairement à celles de centrales à combustibles fortement émettrices. C'est pour l'instant le seul chiffre à caractère officiel qui ait été publié. Les éléments indiqués par RTE laissent à penser que ce niveau de 300 gCO₂ constitue une hypothèse basse³⁷.

Un échange avec RTE en 2010 a permis de déterminer ce coefficient pour les autres filières d'énergies renouvelables électrique à partir de celui de l'éolien :

- L'éolien et le biogaz sont, compte tenu de leurs profils de production et des mutualisations entre les zones géographiques, similaires à de l'hydraulique au fil de l'eau dans leur participation à l'équilibre du réseau. Le coefficient d'émission de CO₂ évité par kWh produit appliqué pour ces trois filières est donc identique.
- Pour le photovoltaïque, le profil est plutôt similaire à de l'hydraulique éclusée, puisqu'il épouse assez bien la courbe de charge – diurne – lors des jours ouvrés. Il a donc été décidé de majorer de 25% le contenu CO₂ du kWh substitué par cette filière pour prendre en compte ce critère, plus favorable à la gestion de l'équilibre.

Les projets engagés sur l'augmentation des capacités d'interconnexions entre pays européens sont menés dans un triple objectif de stabilisation des réseaux, de mutualisation des énergies renouvelables et d'ouverture des marchés à la concurrence. La part de production électrique d'origine fossile en France, aujourd'hui à 8,1%³⁸, est amenée à diminuer avec l'augmentation des sources de production renouvelable, mais les interconnexions croissantes amènent à considérer que les nouvelles productions renouvelables viendront toujours se substituer à d'autres centrales thermiques en Europe³⁹ et ainsi que ces coefficients ne varieront qu'à la marge sur les prochaines années.

³⁴ Tient compte du rendement de distribution.

³⁵ Valeur de référence utilisée dans les calculs réglementaires du contenu CO₂ des réseaux de chaleur qui disposent de cogénération.

³⁶ MEDAD – ADEME : Note d'information du 15/02/2008 – « L'éolien contribue à la diminution des émissions de CO₂ ».

³⁷ Les émissions des centrales thermiques vont de 400 (pour les plus performantes et récentes) à près de 1000 gCO₂/ kWh produit

³⁸ « Bilan électrique 2013 », RTE

³⁹ Le mix électrique européen étant actuellement de 50% thermique, 27% nucléaire, 12% hydraulique, 8% éolien et 3% autres – Source : Eurostat (2013).

2.6. Les hypothèses par filière

Seules les grandes lignes des hypothèses utilisées sont consignées ici. Un tableau détaillant l'ensemble des paramètres techniques et financiers retenus par filière se trouve en annexe VI.

2.6.1. Maîtrise de l'énergie

Principe de calcul :

Les calculs d'économies d'énergie et d'émissions de CO₂ évités sont évalués par différence entre la consommation avant et après l'action de maîtrise de l'énergie, en ce plaçant à chaque fois dans le cas d'un logement représentatif de la moyenne du parc de logements français. Pour l'isolation et le remplacement des fenêtres, les calculs sont basés sur les montants de certificats des fiches standardisées CEE⁴⁰. Pour la chaudière gaz à condensation, la pompe à chaleur et le chauffe-eau thermodynamique, les calculs sont menés indépendamment des fiches car le dispositif des CEE pour ces actions considère une situation de référence différente de celle prise en compte ici⁴¹.

Les aides prises en compte dans les calculs sont pour toutes les filières : un crédit d'impôt de 30%, une TVA à taux réduit de 5,5%, le recours à un Eco-PTZ remboursable sur 10 ans et la valorisation des CEE obtenus par l'action. Cette approche est plutôt majorante car toutes ces aides ne sont pas systématiquement mobilisées, mais elle permet de mettre en évidence l'effort total et le poids respectif des différentes aides.

2.6.1.1. Isolation de toiture

L'étude traite de l'**isolation des combles non aménagés**, qui représente encore un gisement important à court terme. La comparaison est effectuée par rapport au mix énergétique moyen de chauffage en **maison individuelle**.

2.6.1.2. Isolation des murs

L'étude considère ici l'**isolation des murs par l'extérieur**, qui permet de traiter les logements à plus grande échelle et avec une plus grande efficacité que l'isolation par l'intérieur, et qui présente également un gisement d'économies d'énergie incontournable à moyen terme. La comparaison est effectuée par rapport au mix énergétique moyen de chauffage en **logement collectif**.

2.6.1.3. Remplacement de fenêtres et portes-fenêtres

L'étude analyse le **remplacement de l'intégralité des fenêtres et portes-fenêtres**, qui fait souvent partie des premiers travaux réalisés par les ménages dans leur logement. La comparaison est effectuée par rapport au mix énergétique moyen de chauffage en **maison individuelle**.

2.6.1.4. Chaudière gaz à condensation

L'action considérée ici consiste à remplacer le système de **chauffage et ECS** existant par une **chaudière gaz à condensation**. Le passage d'un système au bois à un système au gaz naturel étant peu probable, la comparaison est effectuée par rapport au mix énergétique moyen de chauffage et d'ECS hors bois en **maison individuelle**.

2.6.1.5. Pompe à chaleur

L'étude analyse dans ce cas le remplacement du système de **chauffage seul** (le système d'ECS restant inchangé) par une **pompe à chaleur (PAC) air/eau**. Le cas d'une PAC eau/eau – plus performante – est analysée en parallèle de la PAC air/eau, mais

⁴⁰ À noter que cette approche, qui présente l'avantage d'être basée sur des données officielles, peut induire des biais dans l'analyse. En effet, les calculs standardisés d'économie dans le dispositif ont aussi fait l'objet d'arbitrage entre les acteurs, certains ayant intérêt à ce que les gains affichés sur leurs actions soient maximisés.

⁴¹ Les économies calculées pour ces actions sont inférieures à celles qui seraient obtenues en utilisant les certificats des fiches standardisées correspondantes.

n'est pas reprise dans la synthèse finale du fait de sa faible représentativité⁴². La comparaison est effectuée par rapport au mix énergétique moyen de chauffage hors bois en **maison individuelle**.

Coûts de renforcements induits sur les réseaux :

L'installation d'un grand nombre de PAC (2 millions à 2020 prévues par le Grenelle) aura un impact conséquent sur les besoins de renforcement et la gestion des réseaux de distribution, notamment de par l'appel de courant que provoque l'appareil au démarrage. Bien que les coûts induits soient difficiles à déterminer – en l'absence de véritable étude des gestionnaires sur la question – une estimation a été établie à partir d'échanges avec RTE, ERDF et quelques Syndicats d'énergie (cf. *annexe IV.2*). L'ordre de grandeur obtenu montre qu'il est nécessaire de prendre en compte cet aspect.

2.6.1.6. Chauffe-eau thermodynamique

Ici le système d'**ECS** en place est remplacé par un **chauffe-eau thermodynamique**. La comparaison est effectuée par rapport au mix énergétique moyen d'ECS en **maison individuelle**.

2.6.2. Valorisation d'énergies renouvelables thermiques

Principe de calcul :

Les filières solaire thermique et chauffage au bois individuel sont considérées comme des actions de maîtrise de l'énergie. Le principe de calcul et les aides prises en compte sont les mêmes que ceux figurant au §2.6.1.

L'injection de biométhane dans le réseau dispose de ses propres spécificités détaillées au §2.6.2.3.

2.6.2.1. Solaire thermique

Le marché du solaire thermique est aujourd'hui en quasi-totalité consacré à l'**ECS**. Le chauffage des locaux par le solaire thermique n'est donc pas analysé ici. Deux cas sont étudiés :

- Une installation de **4,5 m² de capteurs en maison individuelle**, la comparaison étant effectuée par rapport au mix énergétique moyen d'ECS en logement individuel ;
- Une installation dimensionnée pour couvrir **50% des besoins d'ECS⁴³ en logement collectif**, la comparaison étant effectuée par rapport au mix énergétique moyen d'ECS collective en logement collectif⁴⁴. Dans ce cas les aides prises en compte sont le Fonds chaleur et la TVA taux réduit⁴⁵.

Un cas de solaire thermique intégré sur réseau de chaleur est étudié en complément mais n'est pas représenté sur la synthèse finale car le peu de retours d'expériences à ce jour ne permet pas de définir un cas moyen. L'action considérée – basée sur l'exemple du réseau de Balma – est l'installation de capteurs solaires sur un réseau alimenté à 75% par du bois. Ces capteurs permettent de faire passer le taux de couverture de l'appoint gaz de 25% à 10%. L'ADEME, via le fonds Nouvelles technologies émergentes (NTE) finance ce projet solaire à hauteur de 38% de l'investissement initial, hors structure ombrière.

2.6.2.2. Chauffage au bois individuel

Deux actions sont étudiées : **l'acquisition et le remplacement d'un foyer fermé au bois**. Dans le cas du remplacement, l'analyse est menée en considérant que la

⁴² En 2011, seulement 6% des PAC vendues en logement individuel utilisent une technologie géothermique (dont 4% eau/eau), contre 27% air/eau et 67% air/air (non prises en compte dans cette étude car ne bénéficiant d'aucune aide, du fait de leur faible performance) – Source : Observ'ER, "Suivi des marchés et des prix des installations énergies renouvelables individuelles - Secteur des pompes à chaleur individuelles" (novembre 2012).

⁴³ Conformément à la RT2012.

⁴⁴ Le passage d'un système d'ECS individuel à un système collectif étant peu probable en logement collectif.

⁴⁵ Il est également possible en logement collectif de choisir plutôt des aides du CIDD, CEE et Eco-PTZ, mais il est intéressant de confronter l'aide apportée par le Fonds chaleur en logement collectif avec les aides classiques en maison individuelle.

consommation de bois va rester constante, faisant passer le taux de couverture du chauffage au bois de 25% à 40% grâce à l'amélioration du rendement du foyer. Dans les deux cas, la comparaison est effectuée par rapport au mix énergétique moyen de chauffage hors bois en **maison individuelle**. Le chauffage collectif au bois est traité pour les réseaux de chaleur au §2.6.4 ci-dessous.

Remarques sur les polluants locaux liés à l'utilisation du bois-énergie :

L'émission de poussières et NOx lors de la combustion du bois sert souvent d'argument défavorable envers la filière. Cet aspect important est difficile à prendre en compte dans une telle étude. Il doit cependant être relativisé⁴⁶ :

- Le remplacement d'un appareil de chauffage existant à faible rendement par un foyer moderne diminue très fortement ces émissions : il faudrait tenir compte de ce gain dans le bilan⁴⁷.
- Les chaufferies collectives de forte puissance sur réseaux de chaleur sont équipées de systèmes d'épuration des fumées limitant très fortement les émissions qui deviennent marginales au regard des émissions qui seraient produites par les mêmes quantités de combustibles utilisées dans des systèmes de chauffages individuels représentatifs du parc actuel⁴⁸.

2.6.2.3. Biogaz injecté dans le réseau

Aujourd'hui seuls cinq méthaniseurs injectent leur production dans le réseau de gaz naturel⁴⁹ : la filière est encore naissante en France⁵⁰ et les projets sont longs à monter. Le cas intégré à cette étude concerne un **méthaniseur territorial moyen injectant 19,5 GWhPCS/an**⁵¹, représentatif des projets en cours. Ce cas est comparé à un méthaniseur territorial à cogénération équivalent décrit au §2.6.3.5. Par soucis de simplification, l'approche utilisée pour les émissions de CO₂ évitées néglige les pertes et émissions liées au traitement du biogaz avant son injection et ne tient pas non plus compte des fuites pour le gaz fossile de l'extraction jusqu'à la distribution, ni des autres émissions évitées par le biogaz (par exemple, la méthanisation de lisier réduit les émissions de méthane lors du stockage)⁵².

L'aide prise en compte pour cette filière est le mécanisme d'obligation d'achat, financé par la contribution biométhane (cf. §2.4.5), avec un tarif d'achat à **86 €/MWh PCS** (soit 95,5 €/MWh PCI). Une projection des tarifs du gaz a été nécessaire pour estimer les coûts liés à la compensation de l'obligation d'achat. Le marché d'échange du gaz (en majorité importé) est encore embryonnaire, et il est difficile d'en établir une tendance. Compte tenu des données disponibles, un prix de 25€/MWh PCI est retenu pour 2014 avec, pour la suite, une augmentation annuelle de 4%. Une minoration de production annuelle de 0,5% a été prise en compte, et le tarif d'achat a été indexé selon le coefficient L défini dans l'arrêté tarifaire du 24 novembre 2011. Les recettes fiscales liées à la CET et la TFPB sont prises en compte comme moins-values dans le coût pour la collectivité dans son ensemble.

⁴⁶ Sans vouloir pondérer ou hiérarchiser les différents impacts environnementaux, ce qui, même en disposant d'analyses très complètes, sera toujours affaire d'arbitrages, cette pollution reste localisée et temporaire, contrairement au CO₂ (cf. annexe VIII.2) dont les impacts sont à long voire très long terme.

⁴⁷ Un foyer fermé fabriqué avant l'an 2000 émet environ 500 mg/Nm³, les plus performants aujourd'hui peuvent atteindre 40 mg/Nm³ (label Flamme Verte 5 étoiles) – Source : <http://www.flammeverte.org/qualite-air.html> et guide ADEME « La qualité de l'air et le chauffage au bois » (mai 2014).

⁴⁸ Les émissions de particules sont soumises à réglementation, plus ou moins strictes suivant les zones. En Rhône-Alpes par exemple, le Plan de protection de l'atmosphère (PPA) de l'agglomération lyonnaise prévoit une limitation progressive des émissions : 30 mg/Nm³ d'ici fin 2014 et 20 mg/Nm³ (à 11% d'O₂) dès 2015, une chaufferie de 500 kW émettant en moyenne 100 mg/Nm³ et les électrofiltres ou filtres à manche pouvant abaisser les émissions jusqu'à 10 mg/Nm³.

⁴⁹ Les méthaniseurs d'ordures ménagères de Lilles et Forbach et les méthaniseurs agricoles de Chaumes-en-Brie, Mortagne-sur-Sèvre et Sourdun.

⁵⁰ Elle démarre en 2011 avec le décret du 21 novembre 2011 et l'arrêté du 24 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane issu de déchets agricoles, déchets de collectivité et déchets ménagers, élargi le 24 juin 2014 aux résidus de traitement des eaux usées.

⁵¹ Pour un débit de 320 m³/h et 58500 tonnes de déchets traités par an (moyenne issue de cas types identifiés avec le Club biogaz).

⁵² Source : Solagro.

2.6.3. Production d'électricité renouvelable

Principe de calcul :

Le mécanisme de l'obligation d'achat, financé par la CSPE, constitue le principal soutien financier à ces filières. Comme pour l'injection de biométhane, une estimation du prix de marché de l'électricité et de son évolution pour les prochaines années a été effectuée⁵³. Ce prix sert de référence aux calculs du montant de la compensation pour les contrats d'achat.

Le calcul a été réalisé sur la durée de vie des équipements en prenant en compte :

- Une minoration annuelle de la production de 0,5% ;
- L'indexation des tarifs d'achats par un coefficient L propre à chaque filière, défini par les arrêtés tarifaires ;
- Le fait que l'exploitant, après la fin du contrat d'achat, vend l'électricité au prix de marché, à coût nul pour la collectivité.

Les recettes fiscales liées à l'IFER, la CET et la TFPB sont prises en compte comme moins-values dans le coût pour la collectivité dans son ensemble.

2.6.3.1. Solaire photovoltaïque

L'étude se concentre sur les deux cas suivants :

- Installation de **3 kWc intégrés au bâti en maison individuelle**. Le tarif d'achat pris en compte est celui défini par l'arrêté du 5 mars 2011, révisé au troisième trimestre 2014. Il s'élève à **273,7 €/MWh**.
- **Champ solaire avec trackers de 5 MWc**. Dans ce cas c'est une moyenne des tarifs d'achat obtenus par les producteurs via le système des appels d'offres proposés par le gouvernement et administrés par la CRE qui est pris en compte, soit **105 €/MWh**⁵⁴. En effet, le niveau de tarif d'achat défini par l'arrêté du 5 mars 2011 ne permet pas un retour sur investissement suffisant pour les installations de puissance supérieure à 100 kWc et donc très peu de producteurs y ont recours⁵⁵.

2.6.3.2. Éolien terrestre

Il s'agit ici d'un parc de **5 éoliennes de 2 MW**. Les tarifs d'achat sont ceux de l'arrêté tarifaire du 17 juin 2014⁵⁶, soit **84,3 €/MWh**. La dégressivité du tarif d'achat⁵⁷ n'est pas prise en compte (du fait de la durée de fonctionnement considérée), ce qui majore légèrement le coût pour la collectivité.

2.6.3.3. Éolien en mer

La puissance moyenne prise en compte est de **6 MW par éolienne**, en cohérence avec la plupart des projets lauréats du premier appel d'offres éolien en mer⁵⁸. Le tarif d'achat considéré pour cette filière est une moyenne des tarifs d'achat obtenus par les lauréats des deux appels d'offres éolien en mer, soit **220 €/MWh**⁵⁹.

Ce ne sont pas les recettes sur les taxes locales qui viennent minorer le coût pour la collectivité mais celles de la taxe sur l'éolien en mer, qui alimente le Fonds national de compensation de l'énergie éolienne en mer.

⁵³ Cf. annexe III.2 : l'hypothèse de départ utilisée est celle de la CRE figurant dans la délibération du 26 février 2014 de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance comprise entre 100 et 250kWc : prix de départ 2014 à 45,8€/MWh avec une augmentation annuelle de 2%. Puis en 2020 augmentation annuelle de 3% (hypothèse AMORCE).

⁵⁴ Cette information n'est pas rendue publique, elle a été estimée suite à plusieurs échanges avec des industriels et développeurs de la filière.

⁵⁵ Nous avons fait le choix d'étudier un parc photovoltaïque avec trackers car c'est aujourd'hui la filière qui se développe le plus, encouragée par les appels d'offres (le deuxième appel d'offres pour les installations de puissance supérieure à 250 kWc ne proposait pas de catégorie centrale au sol fixe).

⁵⁶ Cet arrêté tarifaire assure les mêmes conditions de rentabilité que celui du 17 novembre 2008, supprimé le 28 mai 2014 par le Gouvernement.

⁵⁷ Le kWh éolien, acheté 8,2 c€ les 10 premières années, peut descendre jusqu'à 2,8 c€ pour les sites les plus ventés sur les 5 années restantes du contrat d'achat.

⁵⁸ Les éoliennes des lauréats du deuxième appel d'offres allant même jusqu'à 8 MW.

⁵⁹ Dans le premier cas, la délibération du 5 avril 2012 annonce un surcoût de 160 €/MWh par rapport à un prix de référence de 66,5 €/MWh et dans le deuxième cas, la délibération du 24 avril 2014 annonce un surcoût de 167 €/MWh par rapport à un prix de référence de 45,8 €/MWh, soit un tarif d'achat moyen à 220 €/MWh.

2.6.3.4. Petite hydro-électricité

Le cas étudié ici est une **installation moyenne de 650 kW**, représentative du potentiel existant restant à développer. Le tarif d'achat pour cette installation est défini par l'arrêté tarifaire du 22 avril 2007. Il s'élève à **81,3 €/MWh**.

2.6.3.5. Biogaz destiné à la production électrique

Deux installations types sont définies pour cette filière, avec un niveau de tarif d'achat établi à partir de l'arrêté du 19 mai 2011 :

- Un méthaniseur agricole de 78 kWe, valorisant localement 60% de la chaleur produite et bénéficiant d'un tarif d'achat de **205 €/MWh** ;
- Un méthaniseur territorial de 1,2 MWe, équivalent au méthaniseur avec injection présenté au §2.6.2.3, vendant l'intégralité de la chaleur produite et bénéficiant d'un tarif d'achat de **154,7 €/MWh**.

2.6.4. Réseaux de chaleur

Cinq cas spécifiques sont étudiés :

- **1- Construction d'un nouveau réseau alimenté à 75% par une chaufferie bois**, bénéficiant du **Fonds chaleur** chaufferie + réseau. L'action est comparée à l'installation de chaufferies collectives au gaz dans tous les immeubles raccordés.
- **2- Substitution d'une chaufferie charbon ou d'une chaufferie gaz par une chaufferie bois**, bénéficiant du **Fonds chaleur** chaufferie. Seul le cas du remplacement de la chaufferie charbon est repris dans le récapitulatif (*cf. détails en annexe II.3*).
- **3- Substitution d'une chaufferie gaz par une chaufferie gaz à cogénération** à production de chaleur identique, bénéficiant d'un tarif d'achat estimé à **131,3 €/MWh**⁶⁰.
- **4- Substitution d'une chaufferie gaz par une chaufferie bois à cogénération** à production de chaleur identique, bénéficiant d'un tarif d'achat⁶¹ estimé à **137,4 €/MWh**. Seul le cas de la cogénération bois est repris dans le récapitulatif (*cf. détails en annexe II.4*).
- **5- Raccordement d'un immeuble à un réseau de chaleur alimenté à plus de 50% par des EnRR**, en remplacement d'un système de chauffage et ECS au gaz collectif, bénéficiant d'une TVA à taux réduit sur les travaux et du montant lié à la valorisation des CEE⁶². L'analyse est basée sur la fiche CEE correspondant à cette action.

Cette étude donne un aperçu général de l'intérêt des réseaux de chaleur dans les politiques de réduction des émissions de CO₂ ou d'efficacité énergétique. Cependant, les résultats étant basés sur des cas types moyens, il ne peuvent représenter – comme pour les actions sur les logements – la diversité des cas de figures possibles (fonction de l'urbanisme, des besoins des bâtiments raccordés, de l'approvisionnement, etc.).

Les actions engendrent des pertes de recettes fiscales sur la TICGN ou TICC qui sont prises en compte dans le calcul du coût pour la collectivité (hormis l'action 5). Ces actions génèrent de plus des pertes de TVA (hormis les actions 3 et 5)⁶³ :

- Pour l'action 1, la perte est évaluée par différence entre la TVA sur la consommation de gaz à 20% et la TVA sur la consommation de chaleur à 5,5%.
- Pour les actions 2 et 4, la perte est évaluée par différence entre la TVA sur la consommation de chaleur à 20% avant l'action puis à 5,5% après l'action (en

⁶⁰ D'après les prévisions de la CRE concernant le montant de CSPE 2014.

⁶¹ A noter que ce tarif d'achat moyen reflète nos hypothèses moyennes des tarifs d'achat obtenu suite aux appels d'offres administrés par la CRE.

⁶² Le CIDD, qui s'applique aux équipements de raccordement à un réseau chaleur vertueux, n'est pas pris en compte ici car il n'est jamais utilisé : le coût de ces équipements est en effet intégré dans le « droit de raccordement » que paye l'abonné du réseau de chaleur, et cette dépense n'est pas reconnue comme donnant droit au crédit d'impôt par les services fiscaux.

⁶³ Ces pertes fiscales (TVA, TICC et TICGN) n'ont pas été prises en compte dans le cas du raccordement à un réseau de chaleur à plus de 50% d'EnRR car elles sont déjà intégrées aux calculs en entrée chaudière du réseau de chaleur.

considérant que la mise en place de la chaufferie bois permet de passer d'un taux de 25 à 55% d'EnRR).

Pour les réseaux soumis à quotas de CO₂, le coût pour la collectivité dans son ensemble devrait être minoré de la valorisation financière – par l'exploitant du réseau – des tonnes de CO₂ évitées. Cet aspect n'est pas pris en compte ici.

2.6.5. Véhicule électrique

Le véhicule électrique est souvent présenté dans les médias comme « la » solution pour les transports face à la raréfaction du pétrole et au dérèglement climatique. Il occupe d'ailleurs une place importante dans le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte. Il est intégré à cette étude pour présenter les ordres de grandeur en jeu.

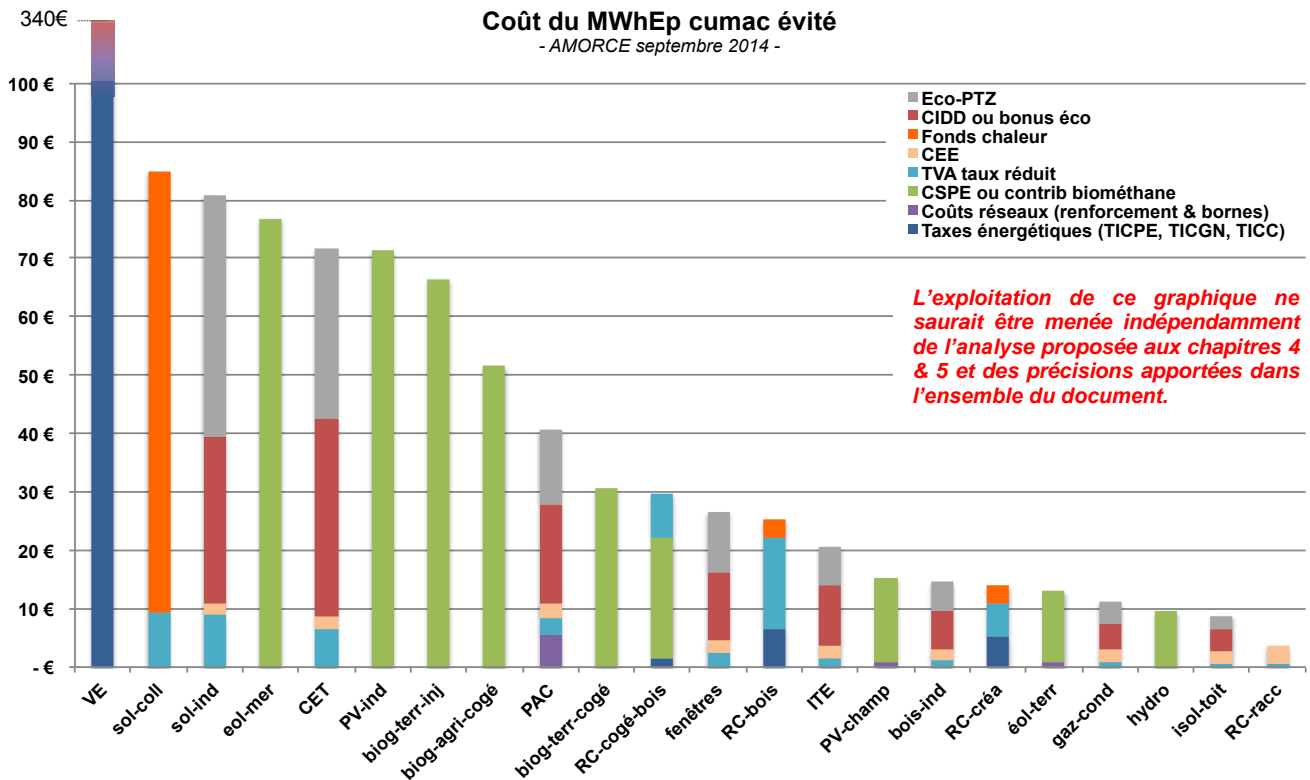
Les économies d'énergie sont calculées sur le **remplacement d'une voiture moyenne représentative du parc actuel par une voiture électrique** à kilométrage annuel constant. Les coûts pris en compte sont les aides à l'investissement (système du « bonus-malus »⁶⁴), le renforcement des réseaux de transport et de distribution, le déploiement des bornes de recharge sur l'espace public (à la charge des collectivités) et les pertes de TICPE. Les recettes de TCFE liées à la recharge du véhicule électrique sont considérées comme moins-value du coût pour la collectivité.

Les actions de baisse des consommations d'électricité restent peu développées. L'étude s'intéresse en priorité aux travaux « classiques » de maîtrise des consommations de chauffage, qui bénéficient de crédits d'impôts et de l'animation portée par les fournisseurs d'énergie dans le cadre des CEE. D'autres actions, plus dédiées à la maîtrise des consommations d'électricité comme l'électroménager performant et la limitation des veilles, restent aujourd'hui très peu aidées malgré les gisements importants qu'elles présentent. Les fiches CEE correspondantes sont peu utilisées et ces actions mériteraient de bénéficier par exemple d'un système de bonus-malus pour orienter les consommateurs vers les meilleurs produits, surtout depuis l'apparition des classes A+ et A++ de l'étiquette énergie qui diminue la clarté et donc l'impact de cet affichage sur les achats.

⁶⁴ A noter que l'ensemble du bonus dans la dépense publique est pris en compte, sans considérer qu'une partie a été financée par les malus des voitures à forte consommation. Le système est en effet largement déficitaire, et le bonus reste une dépense dont le montant aurait pu être affecté ailleurs.

3. RÉSULTATS

3.1. Analyse en énergie primaire



VE	Remplacement d'une voiture moyenne par une voiture électrique
sol-coll	Mise en place d'un chauffe-eau solaire collectif
sol-ind	Mise en place d'un chauffe-eau solaire individuel
eol-mer	Eolienne offshore de 6MW
CET	Remplacement du système d'ECS existant par un chauffe-eau thermodynamique en maison individuelle
PV-ind	Intallation de 3kWc de solaire photovoltaïque intégré au bâti en maison individuelle
biog-terr-inj	Méthaniseur territorial avec injection de biométhane 320 m3/h (~1,2 MWe)
biog-agri-cogé	Méthaniseur agricole à cogénération 78 kWc
PAC	Remplacement du système de chauffage existant par une pompe à chaleur air-eau pour le chauffage en maison individuelle
RC-cogé-bois	Remplacement d'une chaufferie gaz par une cogénération biomasse sur réseau de chaleur
biog-terr-cogé	Méthaniseur territorial à cogénération 1,2MWe
fenêtres	Changement des fenêtres et portes-fenêtres en maison individuelle
RC-bois	Remplacement d'une chaufferie charbon par une chaufferie biomasse sur réseau de chaleur
RC-créa	Création d'un réseau de chaleur alimenté à 75% par une chaufferie bois (appoint gaz)
ITE	Isolation des murs par l'extérieur en logement collectif
PV-champ	Champ solaire photovoltaïque au sol avec trackers de 5MWc
bois-ind	Mise en place d'un foyer fermé bois pour le chauffage en maison individuelle
éol-terr	Eolienne terrestre de 2MW intégrée à un parc moyen de 5 éoliennes
gaz-cond	Remplacement du système de chauffage existant par une chaudière gaz à condensation pour le chauffage et l'ECS en maison individuelle
hydro	Centrale hydroélectrique de 650 kW
isol-toit	Isolation des combles non aménagées en maison individuelle
RC-racc	Raccordement d'un immeuble à un réseau de chaleur

Le graphique ci-dessus présente l'ensemble des aides apportées, ramenées à **un MWh d'énergie primaire non-renouvelable économisé**, cumulé sur la durée de vie des solutions, qui est l'indicateur de l'économie globale de ressources énergétiques apportée par les actions.

Les barres d'aides montrent les filières pour lesquelles l'énergie économisée coûte le plus cher à la collectivité dans son ensemble, en considérant que le maître d'ouvrage a bénéficié de l'ensemble des aides prises en compte ici.

Attention, une filière qui apparaît comme « pas chère » montre un MWh économisé peu gourmand en aides publiques, mais cela peut présenter deux réalités très différentes :

- Soit la filière n'est pas assez attractive du point de vue du maître d'ouvrage : dans ce cas, le dispositif est mal dimensionné et le gisement lié à cette filière n'est pas exploité. C'est le cas de l'isolation de toitures ou de la petite hydroélectricité.
- Soit elle est déjà suffisamment attractive (économiquement mais aussi parce qu'elle est bien portée par des réseaux commerciaux en place) pour que le maître d'ouvrage passe à l'action sans que l'aide ne soit importante : c'est le cas de la chaudière à condensation et du remplacement de fenêtres. Ces postes étant vus comme des dépenses incontournables, le « coup de pouce » nécessaire pour éviter au maître d'ouvrage de retenir des solutions bas de gamme en termes de performance énergétique est assez modeste.

À l'opposé, un prix élevé de MWh évité par une filière peut provenir de deux aspects différents – et cumulables :

- L'action concernée apporte peu voire très d'économie d'énergie primaire : c'est le cas du véhicule électrique.
- L'aide apportée est importante : c'est le cas des chauffe-eaux solaires et du véhicule électrique.

Ces éléments sont également illustrés par le graphique présenté au §3.2 ci-après.

Principales évolutions des résultats depuis l'étude de 2010 :

La filière ayant connu le plus de changement depuis 2010 est la centrale photovoltaïque au sol : elle est passée de 100 €/MWhEpcumac en 2010 à 17 €/MWhEpcumac en 2014 (soit -85%). Cette évolution est majoritairement due à la forte baisse du tarif d'achat, passé de 340 €/MWh en 2010 à 105 €/MWh en 2014.

Au contraire, le coût du MWh d'énergie primaire économisé du véhicule électrique a fortement augmenté (de 200 à 340 €, répartis uniformément entre le bonus écologique, le manque à gagner sur la TICPE et le coût de renforcement réseaux) : l'économie d'énergie primaire reste identique mais les coûts pris en compte ont augmenté, notamment car le coût du déploiement des bornes de recharges sur l'espace public, non pris en compte en 2010 en raison des incertitudes à l'époque sur le financement des bornes de recharges (usagers ou collectivités), a été ajouté à l'analyse (coût compris dans la part « coûts réseaux »).

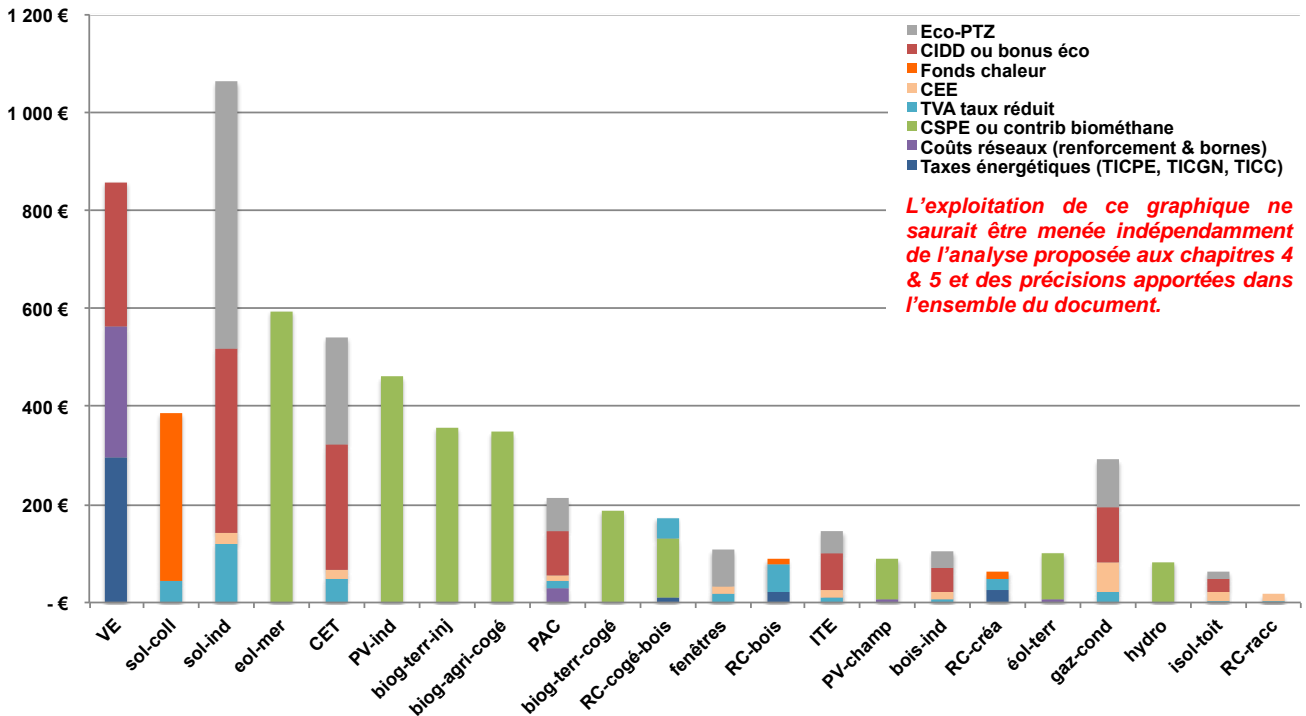
Le graphique présentant l'intégralité des résultats obtenus en 2010 est consultable en annexe I⁶⁵.

⁶⁵ Ce graphique ne correspond pas exactement au graphique figurant dans la précédente version de l'étude : les coûts ont été recalculés à partir des hypothèses d'économie d'énergie établies en 2014. En effet, certaines hypothèses utilisées en 2010 ont été renforcées et, afin de réellement comparer des dynamiques d'évolution des dispositifs de soutien, il apparaît important que le contexte initial soit le même (c'est le cas par exemple pour les filières de maîtrise de l'énergie pour lesquelles les coefficients de conversion en énergie primaire et en émissions de CO₂ ont été affinés). Cela ne remet pas en cause l'analyse faite en 2010, l'important étant de garder une homogénéité de méthodes de calcul entre deux évaluations.

3.2. Analyse en CO₂

Coût de la tonne de CO₂ cumac évitée

- AMORCE septembre 2014 -



Le graphique ci-dessus présente l'ensemble des aides apportées, ramenées à une tonne de CO₂ évitée, cumulé sur la durée de vie des solutions. Les actions sont présentées dans le même ordre que le graphique en énergie primaire ci-avant.

Comme pour l'énergie primaire, et pour les mêmes raisons, des niveaux d'aides équivalents peuvent cacher des réalités différentes selon les filières.

Les deux approches en énergie primaire et en CO₂ montrent que le champ photovoltaïque, qui était une des filières les moins pertinentes en 2010, figure parmi les solutions les plus concurrentielles en 2014. Le graphique présentant les résultats obtenus en 2010 est consultable en annexe I⁶⁶.

L'ensemble de l'analyse proposée sur ces graphiques se trouve aux chapitres 4 et 5.

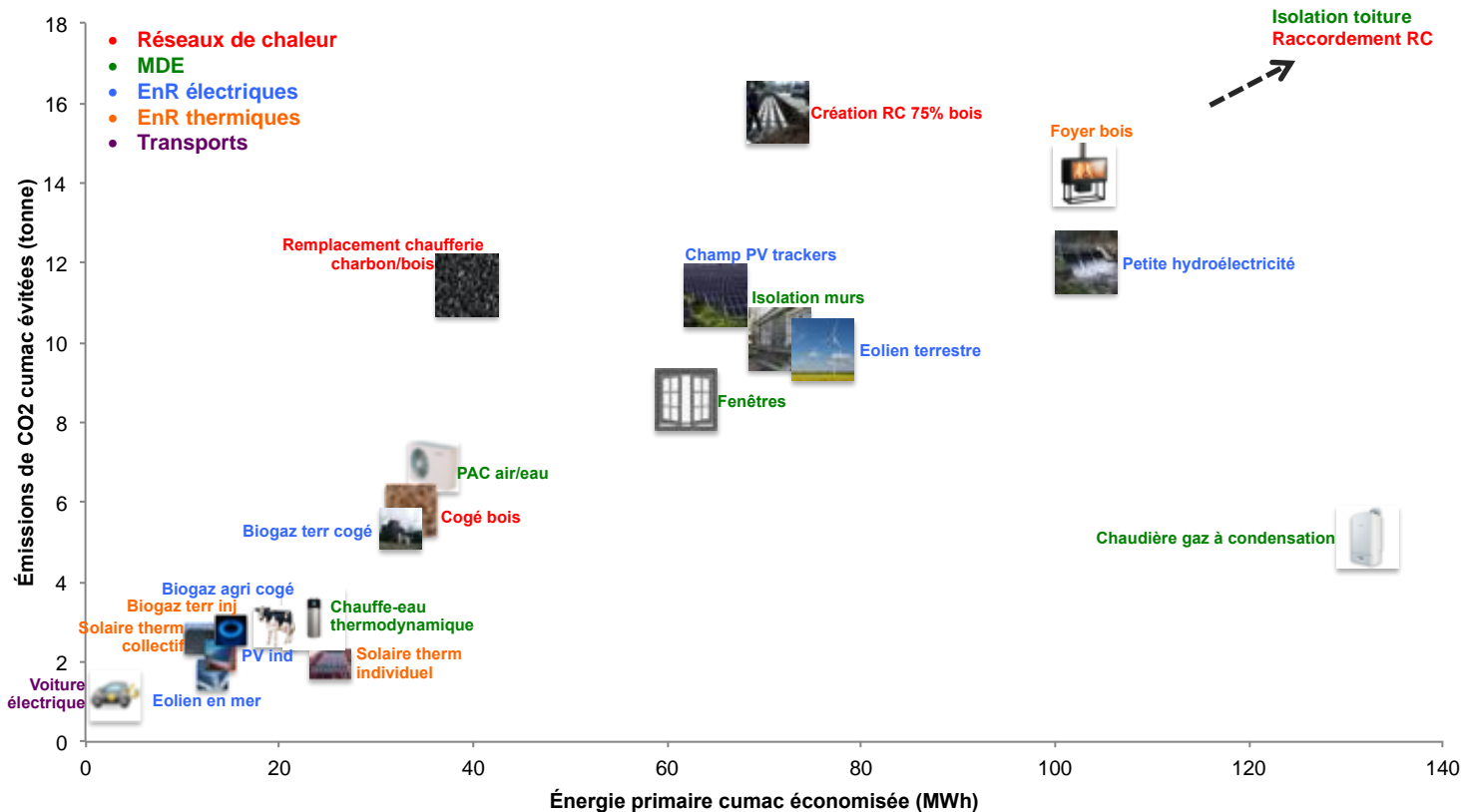
⁶⁶ Pour faciliter la comparaison, les coûts présentés en 2010 ont été recalculés pour tenir compte des évolutions de certaines hypothèses techniques entre les deux études.

3.3. Analyse croisée avec aides publiques

Le graphique suivant montre les économies réalisées par filière (MWh et tonnes de CO₂ cumac) lorsque la collectivité dans son ensemble dépense 1000€ dans les dispositifs de soutien actuels. Il permet d'avoir une vision complémentaire de l'efficacité des différentes filières. L'Eco-PTZ, encore peu utilisé et pas toujours compatible avec d'autres soutiens, n'est pas pris en compte dans ce graphique.

Economie d'énergie primaire et CO₂ évité pour 1000€ dépensés via les dispositifs de soutien actuels

- AMORCE septembre 2014 -



À dépense identique au travers des dispositifs de soutien publics existants, plus une filière se trouve à droite sur le graphique, plus elle permet d'économiser de l'énergie primaire. Plus elle se trouve haute, plus elle évite du CO₂. L'isolation de toiture et le raccordement d'un bâtiment à un réseau de chaleur vertueux sont actuellement les filières les moins coûteuses au regard de la dépense publique. La chaudière à condensation présente elle un coût du MWh d'énergie primaire économisé faible, mais est moins intéressante en CO₂.

L'éolien terrestre, le champ photovoltaïque et les réseaux de chaleur au bois représentent les filières pour lesquelles les aides semblent les mieux dimensionnées et les plus efficaces : elles se développent en apportant des gains énergétiques peu coûteux pour la collectivité⁶⁷. La petite hydroélectricité apparaît également peu coûteuse mais les dispositifs de soutiens actuels ne semblent plus adaptés au potentiel de développement restant : la filière est au point mort depuis quelques années, on observe même sa production annuelle diminuer avec le relèvement des débits réservés. Le même constat peut être effectué concernant pour l'isolation de toiture. La filière présente un coût encore plus faible car elle est intrinsèquement peu coûteuse, mais le constat actuel est qu'elle se développe peu au regard du gisement d'économies d'énergie qu'elle

⁶⁷ A noter cependant pour l'éolien et les réseaux de chaleur que le rythme de développement reste nettement inférieur au rythme qui serait nécessaire pour atteindre les objectifs nationaux.

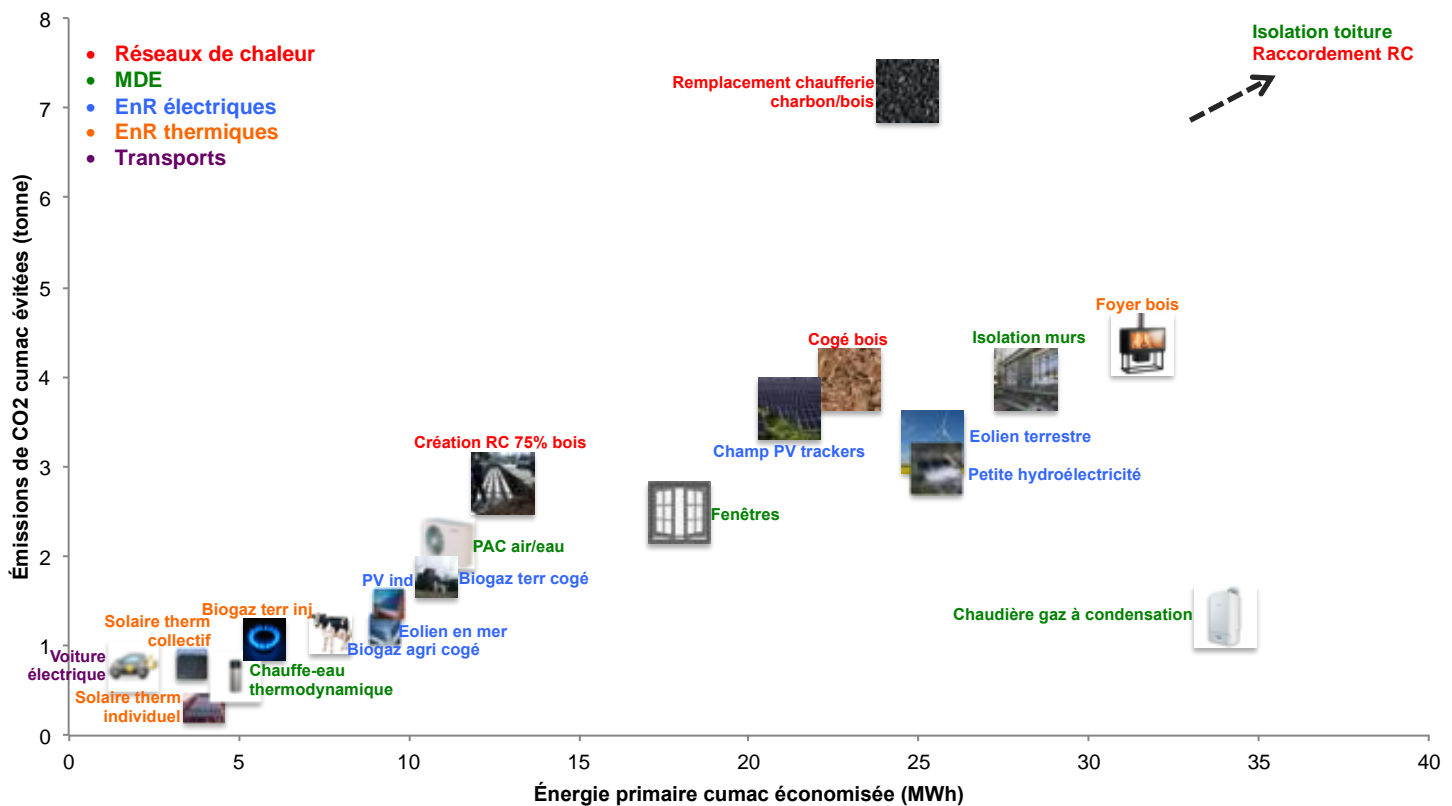
représente : son soutien actuel est donc peu adapté. De même, le raccordement à un réseau de chaleur, soutenu uniquement par les CEE et la TVA taux réduit (qui n'a pas non plus été représenté sur ce graphique), présente un coût très faible qui le positionnerait comme la « meilleure » action sur ce graphique, mais son développement est également trop faible, ce qui traduit un soutien mal dimensionné.

3.4. Analyse croisée hors toute aide publique

Le graphique ci-après permet de comparer les filières du point de vue d'un maître d'ouvrage qui n'aurait recours à aucune aide pour réaliser l'action. Il présente donc la pertinence intrinsèque des filières – en l'état actuel de leurs performances et coûts réels respectifs – pour économiser de l'énergie primaire et éviter des émissions de CO₂.

Economie d'énergie primaire et CO₂ évité pour 1000€ dépensés par le maître d'ouvrage

- AMORCE septembre 2014 -



Cette analyse montre, pour 1000€ dépensés (investissement + fonctionnement) par un maître d'ouvrage, les actions qui apportent le plus d'économies d'énergie primaire et le plus de tonnes de CO₂ évitées. Le « classement » ainsi obtenu met en évidence la pertinence technico-économique intrinsèque des filières sur ces deux critères, mais **n'est pas directement lié à la rentabilité pour le maître d'ouvrage**. La rentabilité pour l'investisseur, qui dépend en effet des recettes ou économies générées (la valorisation des MWh économisés ou produits n'est pas la même selon les filières), est analysée au paragraphe suivant.

3.5. Rentabilité du point de vue du maître d'ouvrage

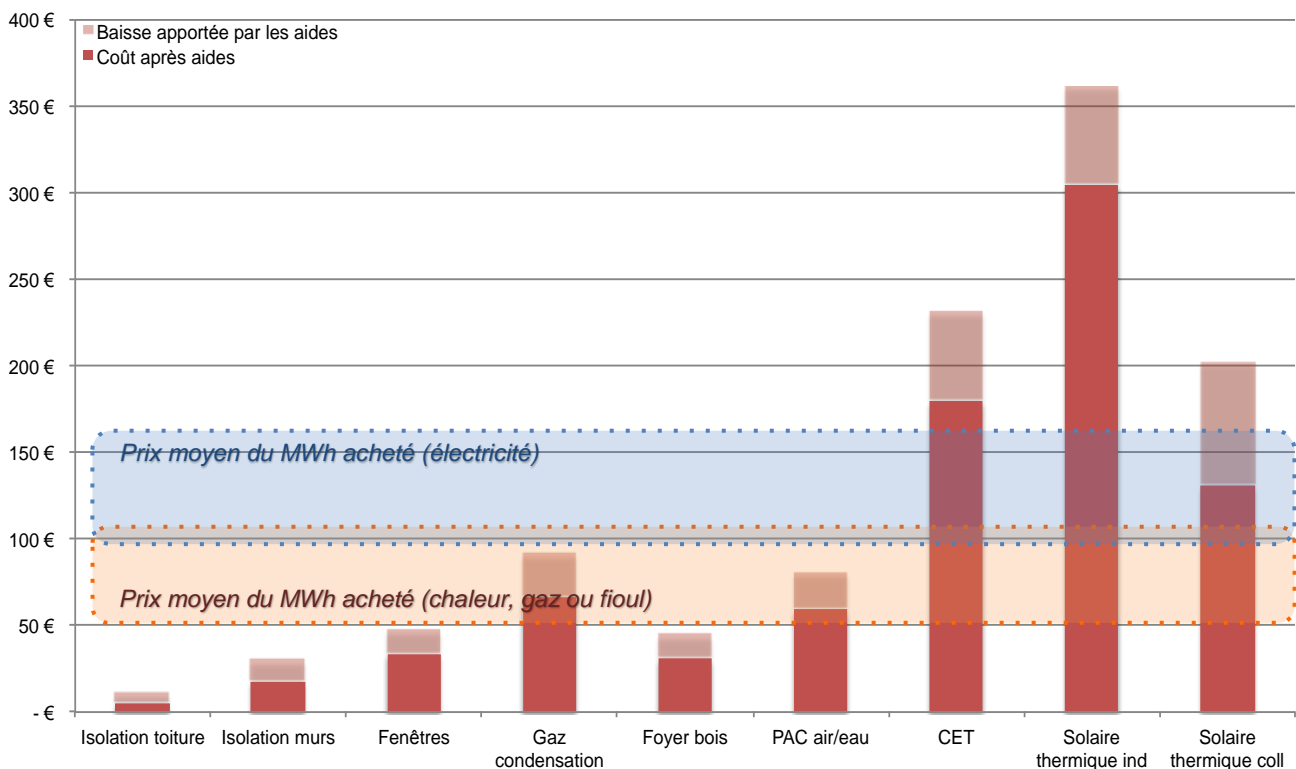
L'analyse de la dépense publique par filière ne peut à elle seule éclairer sur la pertinence des dispositifs. Pour adopter le point de vue du maître d'ouvrage, le raisonnement est mené ici en énergie finale, qui correspond à l'énergie achetée par tout consommateur.

3.5.1. Actions de maîtrise de l'énergie

Le graphique ci-dessous illustre le coût de l'économie d'un MWh d'énergie finale pour le maître d'ouvrage (investissement et fonctionnement des solutions). Pour estimer un coût moyen du MWh évité, les économies en énergie finale annuelles sont cumulées sans actualisation, de même que l'ensemble des coûts supportés par le maître d'ouvrage dans la mise en œuvre et l'entretien des solutions, de manière à obtenir un prix moyen pour le maître d'ouvrage dans les conditions économiques actuelles.

Coût global pour économiser un MWh Ef du point de vue du maître d'ouvrage

- AMORCE septembre 2014 -



Selon les niveaux de consommation et l'énergie utilisée, le chauffage d'un logement coûte entre 50 et 160 €/MWh. Les actions qui présentent un coût du MWh économisé supérieur à ces valeurs ne présentent pas – en moyenne – d'intérêt économique pour le maître d'ouvrage aux prix actuels des énergies. On considère ici pour simplifier l'analyse et mettre en évidence les actions « qui se payent par les économies engendrées » que le maître d'ouvrage de l'action est aussi l'usager qui achète l'énergie pour le logement.

Quelques remarques sur ce graphique, avant les analyses complètes par filières présentées au §5.2 :

- Le chauffe-eau solaire individuel, malgré l'aide du crédit d'impôt, ne présente, au regard des prix actuels de l'énergie, pas de pertinence économique pour un maître d'ouvrage⁶⁸.

⁶⁸ En raisonnant sur une durée de vie de 20 ans et en prenant en compte la hausse du prix des énergies (qui ne peut pas être représentée sur un tel graphique), il reste cependant possible de considérer qu'une certaine rentabilité est atteinte, surtout pour une installation correctement dimensionnée.

- L'installation d'une chaudière à condensation et le remplacement de fenêtres représentent des investissements élevés mais restent rentables au regard des économies d'énergie apportées, toutefois ces dépenses sont généralement menées lorsqu'elles sont perçues comme indispensables (chaudière existante hors service, inconfort acoustique...). Les économies d'énergies – et les aides – incitent à opter pour des solutions performantes, mais ne déclenchent pas à elles seules l'achat.
- Le raisonnement en énergie finale mené ici fait apparaître la solution pompe à chaleur moins chère que la chaudière gaz à condensation, contrairement à l'analyse en énergie primaire menée juste avant⁶⁹. Comme elle fait appel à l'électricité, elle doit cependant être comparée avec le haut de la bande horizontale représentant les prix des énergies achetées par le consommateur : bien que qu'elle présente un coût plus élevé pour la collectivité, la pompe à chaleur semble plus pertinente pour le maître d'ouvrage que la chaudière gaz à condensation.
- Le chauffe-eau thermodynamique apparaît peu intéressant vu le prix des énergies actuelles, mais suivant l'évolution du prix de l'électricité considérée, il peut devenir intéressant au bout de quelques années.
- Bien qu'elle soit rentable sans aides, l'isolation thermique des murs et toitures reste peu développée pour plusieurs raisons : les coûts pris en compte ici ne tiennent pas compte des surcoûts éventuels de reprise de décoration ; la rentabilité reste méconnue ; ces travaux sont encore souvent vus comme des contraintes à la finalité peu utile et, surtout, il n'existe pas de filière commerciale pour « vendre » ces travaux (cf. §5.2.1.1).

3.5.2. Injection d'électricité ou de gaz dans le réseau

Le maître d'ouvrage est ici le porteur d'un projet de production d'énergie renouvelable ou de chaleur (cas de cogénération gaz et biomasse). La comparaison entre le coût de production d'un MWh pour le maître d'ouvrage (dépenses d'investissement et de fonctionnement) et le prix de marché de l'énergie produite – électricité ou gaz – permet de déterminer les filières qui présentent une pertinence économique intrinsèque du point de vue du porteur de projet. Pour estimer la pertinence des dispositifs d'aides, la comparaison est à mener avec les tarifs d'achat moyens sur la durée du contrat d'achat.

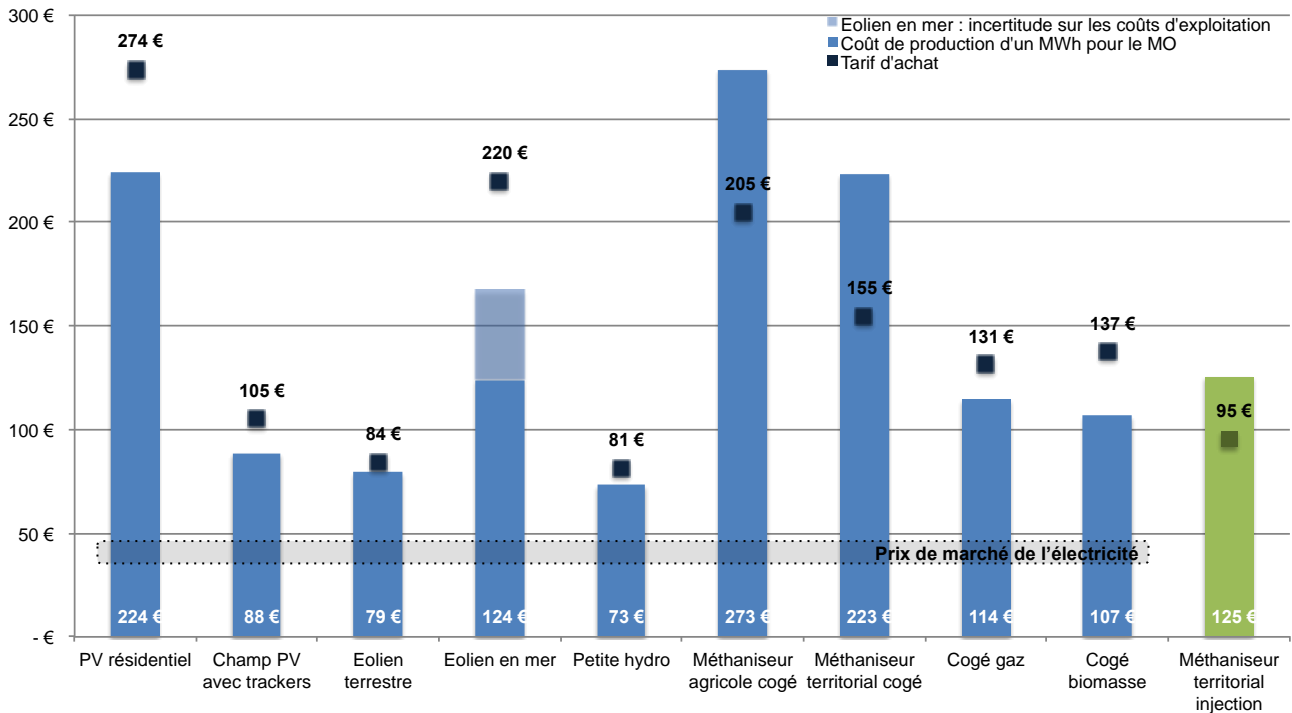
L'analyse est ici plus simple que pour les actions de maîtrise de l'énergie, puisque les gains apportés sont directement des recettes, que le maître d'ouvrage peut facilement calculer à partir des tarifs d'achat et comparer au montant de l'investissement à mener. Le prix de revient moyen du MWh produit est calculé en divisant la somme des dépenses (investissement et fonctionnement) par la production à l'année 1. Dans les deux cas de biogaz cogénération et les cas de cogénération gaz et de cogénération biomasse, les ventes de chaleur (en plus de l'électricité) viennent minorer les dépenses. Les calculs étant ramenés à l'année 1 (sans actualisation ni indexation) donc dans les conditions économiques actuelles, le prix de revient moyen obtenu pour le maître d'ouvrage est comparable aux tarifs actuels.

Les filières dont le coût de production moyen du MWh s'avère plus cher que le tarif d'achat moyen correspondant ne sont pas rentables. C'est le cas des trois méthaniseurs considérés dans cette étude. L'éolien en mer et le photovoltaïque résidentiel présentent au contraire un écart, entre le coût de production et le tarif d'achat, attrayant pour le maître d'ouvrage.

⁶⁹ En énergie primaire économisée, la chaudière à condensation sera meilleure que la pompe à chaleur, à condition que le COP de la PAC ne dépasse pas 2,7.

Coût global pour produire un MWh du point de vue du maître d'ouvrage

- AMORCE septembre 2014 -



Il est important de rappeler que les calculs sont menés sur des **hypothèses moyennes**, et peuvent donc varier d'un projet à l'autre :

- Pour le champ photovoltaïque avec trackers, la marge de rentabilité est plus élevée que pour l'éolien terrestre, mais le résultat affiché doit être nuancé :
 - l'indexation du tarif d'achat est moins forte que l'inflation, les coûts de production vont donc augmenter plus rapidement que le tarif d'achat, baissant cette marge de rentabilité ;
 - le productible pris en compte comme référence dans les calculs est celui de Toulouse, la majorité des projets se développant dans le Sud de la France : le même calcul à Poitiers par exemple ferait passer le coût de production de 88 à 98 €/MWh.

Pour ces deux filières, la marge de rentabilité semble relativement faible, mais le développement des projets laisse à penser qu'elle est suffisante pour que les maîtres d'ouvrage investissent.

- Pour la petite hydroélectricité, les coûts varient très fortement selon les travaux de génie civil nécessaires à l'aménagement du site (canal d'amenée, passes à poissons, conduite forcée...) : la faible marge de rentabilité et donc l'incertitude pour le maître d'ouvrage freine le développement de la filière, l'aide n'est plus adaptée au gisement restant.
- Pour l'éolien en mer, il est très difficile de prévoir des coûts moyens sur une filière encore naissante, en particulier les coûts d'exploitation-maintenance, d'où la zone d'incertitude sur le graphique. La fourchette basse du coût de production correspond à une hypothèse de frais d'exploitation-maintenance s'élevant à 200 €/kW/an, valeur issue de rapports publics européens. La fourchette haute correspond au double de ces frais. A noter également que les calculs ont été réalisés pour un productible plutôt faible par rapport à ceux annoncés par les lauréats des appels d'offres (3100 contre 3500 heures/an), pour se rapprocher des productibles réels déjà observés sur les parcs hollandais.

- Pour les méthaniseurs, les coûts peuvent varier fortement selon les conditions d’approvisionnement et de captage / épuration du biogaz. Le manque de visibilité sur cette filière en développement et la diversité des projets a rendu l’estimation des coûts d’investissement et d’exploitation-maintenance délicate⁷⁰. Il n’en reste pas moins que la majorité des projets nécessitent une aide supplémentaire à l’investissement pour voir le jour et que les acteurs de la filière réclament une hausse des tarifs d’achat, suggérant un mauvais dimensionnement des aides nationales actuelles.
- Pour les cogénérations gaz et biomasse, la marge de rentabilité semble importante, mais, comme dans le cas du champ photovoltaïque avec trackers, cette marge est amenée à diminuer en tenant compte de l’évolution du prix des énergies.

Remarque sur le mécanisme de compensation :

Les résultats obtenus semblent mettre en évidence un écart important entre les coûts de production EnR et le prix de marché de gros mais ils ne reflètent pas la même réalité. Le prix de marché traduit la rencontre de l’offre (producteurs) et de la demande (consommateurs, fournisseurs, etc.) d’électricité. Les défaillances actuelles des marchés de l’électricité font que ces marchés intègrent mal l’amortissement des installations, c’est notamment pour cette raison que la France va créer un marché de capacité pour rémunérer également les puissances installées démarrables rapidement. La conjoncture actuelle caractérisée par une surcapacité de production et une faible demande entraîne un prix de marché faible qui ne permet pas à tous les producteurs de couvrir leurs coûts (fixes et variables), ainsi certains gros opérateurs ont annoncé la mise sous cocon de leurs installations.

3.5.3. Production de chaleur en réseau

Le maître d’ouvrage est ici un porteur de projet de production de chaleur destinée à être vendue sur un réseau de chaleur existant. Le prix de revient de la chaleur produite est à comparer avec le prix de vente moyen de la chaleur sur les réseaux de chaleur⁷¹. Le point de vue est celui d’un exploitant de réseau de chaleur qui décide – ou non – de remplacer une unité de production existante au charbon ou au gaz par du bois.

Pour cette approche, le calcul est mené sans actualisation technique, ni économique, pour mieux mettre en évidence des valeurs moyennes comparables aux données connues aujourd’hui⁷².

La barre grise ajoutée sur les chaufferies gaz et charbon correspond au surcoût à prendre en compte pour ces systèmes si l’exploitant doit acheter les quotas de CO₂ pour l’ensemble de l’énergie produite (sur la base de 15€/tonne de CO₂ en moyenne sur la durée de vie des chaufferies⁷³). Le graphique montre que les systèmes d’aides permettent de ramener le prix moyen de production d’un MWh de chaleur par la nouvelle chaufferie bois quasiment au même niveau que celui provenant d’une ancienne chaufferie charbon. La nouvelle chaufferie bois apparaît dans tous les cas plus intéressante que de rester sur une chaufferie gaz.

⁷⁰ Les hypothèses sont issues du guide ADEME « La méthanisation à la ferme » (2011), et ont été revues à la hausse après discussion avec des professionnels de la filière impliqués dans le Club biogaz animé par l’ATEE.

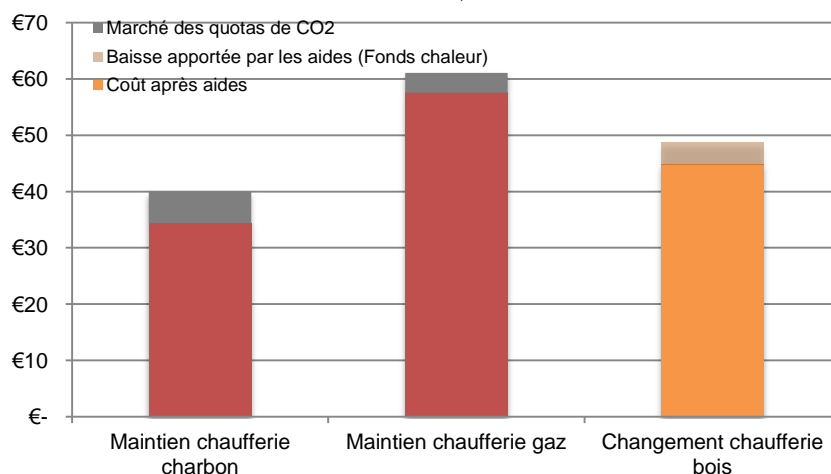
⁷¹ Publication AMORCE RCE 19 « Comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur en 2012 » (février 2014).

⁷² Le prix des énergies n’ont pas non plus été indexées : sans actualisation pour compenser cette indexation, les solutions utilisant des énergies fossiles auraient été fortement pénalisées et cela n’aurait représenté aucune réalité économique.

⁷³ Elle est actuellement de 5€/tonne, mais plusieurs scénarios établis par la Commission européenne prévoient une augmentation entre 12 et 24€/t en 2020. Un prix moyen sur les 20 ans de 15€/t a donc été retenu.

Coût global pour produire un MWh sortie chaudière du point de vue du maître d'ouvrage

- AMORCE septembre 2014 -



Concernant la création d'un nouveau réseau de chaleur, il paraît plus juste de se placer du point de vue du propriétaire de l'immeuble : le calcul revient donc finalement à celui qui est mené dans le cadre de l'étude AMORCE sur le comparatif des modes de chauffage. Ce comparatif met en avant la compétitivité des réseaux de chaleur vertueux face aux chaudières gaz à condensation collective (*pour plus d'informations, cf. publication AMORCE RCE 19*).

3.6. Équilibre de la balance commerciale et facture énergétique de la France

Alors qu'en 2013, la facture énergétique de la France dépasse à nouveau son déficit commercial⁷⁴, il nous a paru intéressant d'évaluer l'efficacité des aides du point de vue de son impact sur la balance commerciale de la France. L'approche est très simple : il s'agit d'évaluer l'économie pour la nation liée à la baisse d'importation de gaz ou de charbon pour 1000 € de Fonds chaleur investit dans la création d'un réseau de chaleur alimenté majoritairement par du bois ou dans la substitution d'une chaufferie fossile par une chaufferie bois. Les calculs sont cumulés sur la durée de vie des installations, sans actualisation pour mieux appréhender les ordres de grandeur en jeu. Les prix de référence pour le gaz et le charbon sont les prix de marché – respectivement 25 €/MWh⁷⁵ et 10 €/MWh⁷⁶ – considérés constants sur la durée de vie des installations⁷⁷. Une analyse relative à l'isolation de toiture et à la voiture électrique est également proposée.

3.6.1. Création d'un réseau de chaleur majoritairement alimenté par du bois

Le nouveau réseau est constitué d'une chaufferie bois de 5000 kWth de rendement 85% et d'une chaufferie gaz d'appoint de 5000 kWth de rendement 95%. La chaufferie principale fonctionne 3650 heures/an, celle d'appoint 1250 heures/an. Pour cette installation, le Fonds chaleur dépense en moyenne 1,72 M€ (1,22 M€ chaufferie + 0,5 M€ réseau). La création de ce réseau évite l'installation en pied d'immeuble de 190 chaudières gaz collectives de rendement global (chaudière + distribution) 85%.

⁷⁴ 65,8 Md€ contre 61,2 Md€ – Source : « Bilan énergétique de la France pour 2013 », Commissariat général au développement durable (juillet 2014).

⁷⁵ Prix PEG Nord (Point d'échange de gaz : points virtuels du réseau de transport de gaz français où ont lieu les échanges sur le marché de gros du gaz naturel).

⁷⁶ Prix spot du charbon sur le marché ARA (Anvers-Rotterdam-Amsterdam).

⁷⁷ L'indexation des prix des énergies importées tendrait à augmenter les économies réalisées par la Nation, augmentation qui pourrait être en partie compensée par une actualisation économique. Par souci de simplification, les calculs ont été réalisés sans indexation ni actualisation.

La création de ce réseau évite à la France l'importation de 33,3 GWh/an de gaz⁷⁸, soit 19,3 MWh/an pour 1000 € de Fonds chaleur, ce qui correspond à une économie de 483 €/an.

Année	1	2	3	4	...	24	25
Gaz non importé (MWh)	19,3	19,3	19,3	19,3	...	19,3	19,3
Économie sur la facture énergétique de la France	483 €	483 €	483 €	483 €	...	483 €	483 €
Économie totale sur la facture énergétique de la France	483 €	967 €	1 450 €	1 934 €	...	11 603 €	12 086 €

Cumulé sur les 25 ans du réseau, 1000 € de Fonds chaleur permettent de réduire la facture énergétique de la France de 12 000 €.

3.6.2. Substitution d'une chaufferie fossile par une chaufferie bois en réseau de chaleur

Deux cas sont étudiés : la substitution d'une chaufferie charbon de rendement 75% et la substitution d'une chaufferie gaz de rendement 85%, par une chaufferie bois de 5000 kWth de rendement 85%. Toutes fonctionnent 3650 heures/an. La substitution permet au réseau de passer de 25% à 55% d'EnRR. Le Fonds chaleur dépense dans les deux cas 1,22 M€. En substituant ces chaufferies, ce seront 21,5 GWh/an de gaz et 24,3 GWh/an de charbon qui ne seront pas importés chaque année en France, soit respectivement 17,6 MWh et 19,9 MWh/an pour 1000 € de Fonds chaleur, correspondant à une économie de 200 et 440 €/an.

Année	1	2	3	4	5	...	20
Gaz non importé (MWh)	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	...	17,6
Économie sur la facture énergétique de la France	440 €	440 €	440 €	440 €	440 €	...	440 €
Économie totale sur la facture énergétique de la France	440 €	879 €	1 319 €	1 759 €	2198 €	...	8 794 €
Charbon non importé (MWh)	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	...	19,9
Économie sur la facture énergétique de la France	199 €	199 €	199 €	199 €	199 €	...	199 €
Économie totale sur la facture énergétique de la France	199 €	399 €	598 €	797 €	997 €	...	3 987 €

Cumulé sur les 25 ans du réseau, 1000 € de Fonds chaleur permettent de réduire la facture énergétique de la France de 8800 € dans le cas de la chaufferie gaz et 4000 € dans le cas de la chaufferie charbon.

Cette analyse met en avant l'efficacité du Fonds chaleur quant à la réduction du déficit commercial de la France.

3.6.3. Isolation de toiture

L'action considérée consiste à isoler la totalité de la toiture d'une maison individuelle de 111 m² à un niveau, soit une surface totale d'isolant de 111 m². On considère que cette maison est chauffée au gaz⁷⁹. Pour cette installation, le CIDD, les CEE et la TVA taux réduit totalisent en moyenne 1540 € d'aide.

L'isolation de cette toiture évite à la France d'importer 8050 kWh/an de gaz, soit 5225 kWh/an pour 1000 € d'aides, ce qui correspond à une économie de 130 €/an.

⁷⁸ En défalquant la consommation de gaz du réseau de la consommation de gaz des chaudières en pied d'immeuble.

⁷⁹ Dans le reste de l'étude, la comparaison est menée par rapport au mix énergétique moyen de chauffage en logement individuel.

Année	1	2	...	7	8	...	34	35
Gaz non importé (MWh)	5,2	5,2	...	5,2	5,2	...	5,2	5,2
Économie sur la facture énergétique de la France	130 €	130 €	...	130 €	130 €	...	130 €	130 €
Économie totale sur la facture énergétique de la France	130 €	260 €	...	910 €	1040 €	...	4 420 €	4550 €

Cumulé sur les 35 ans de l'isolation, 1000 € d'aides permettent de réduire la facture énergétique de la France de 4550 €.

3.6.4. Véhicule électrique

Une voiture représentative du parc moyen – 8l/100km – est remplacée par une voiture électrique. Ces deux voitures parcourent chacune 15 000 km par an. Pour une voiture électrique à 20 000 €, le bonus écologique dépense 5400 €⁸⁰.

Le remplacement de cette voiture évite à la France d'importer 1200 litres de pétrole, soit 220 litres pour 1000 € de bonus écologique. En considérant le prix de marché du fioul domestique⁸¹, à 650 €/tonne (ou encore 650 €/1200 l), on obtient :

Année	1	2	3	...	9	10
Pétrole non importé (litres)	222	222	222	...	222	222
Économie sur la facture énergétique de la France	120 €	120 €	120 €	...	120 €	120 €
Économie totale sur la facture énergétique de la France	120 €	240 €	360 €	...	1080 €	1200 €

Cumulé sur les 10 ans de la voiture électrique, 1000 € de bonus écologique permettent de réduire la facture énergétique de la France de 1200 €.

⁸⁰ 6300 € maximum et jusqu'à 38% de l'investissement.

⁸¹ Dont les propriétés sont très proches du gazole

4. ANALYSE ET UTILISATION DES RÉSULTATS

Avec la généralisation des SRCAE et PCET (Plans climat énergie territoriaux), les collectivités développent des dispositifs d'accompagnement des filières de maîtrise de l'énergie et d'énergies renouvelables sur leur territoire. Face à l'ampleur des enjeux, et aux budgets fortement limités, elles doivent répondre aux questions simples suivantes :

- Quelles sont les priorités ?
- Comment dimensionner les soutiens locaux ?

Si les réponses à ces questions sont avant tout locales, en fonction des spécificités du territoire et des critères qui sont privilégiés dans les décisions, elles doivent être **élaborées en tenant compte des dispositifs de soutien existant au niveau national** et de la pertinence économique moyenne des solutions du point de vue des maîtres d'ouvrage. C'est pour éclairer ces choix que la présente étude a été menée une première fois en 2010 et qu'elle est actualisée aujourd'hui. Les dispositifs de soutien nationaux ayant évolué, il est nécessaire de revenir sur les stratégies locales que devront aujourd'hui adopter les collectivités. Ce chapitre apporte les éléments d'analyse sur les résultats des nombreux calculs effectués sur les coûts et les gains techniques des filières.

4.1. Éléments généraux

Ces résultats montrent, s'il fallait le rappeler, la diversité des mesures existantes et les écarts très importants dans leurs « rendements ». Si elles vont toutes dans le sens d'une meilleure efficacité énergétique et environnementale, de nombreux paramètres influencent leur coût et leur efficacité :

- Les **niveaux** d'aides : les tarifs d'achat du photovoltaïque individuel intégré au bâti sont par exemple plus de trois fois supérieurs à ceux de l'éolien terrestre ;
- Les **performances techniques** des solutions : à puissance installée identique, une éolienne offshore produit deux fois plus qu'un champ photovoltaïque avec trackers ;
- La **visibilité** : l'isolation dispose – sur le papier – de 4 financements différents, et peinent néanmoins à se développer, alors que le photovoltaïque et l'éolien, portés par le seul tarif d'achat, présentent des croissances élevées⁸² ;
- L'**organisation existante du marché** pour la mise en œuvre des solutions : les remplacements de fenêtres et de chaudières ont leurs circuits commerciaux établis pour apporter des solutions clés en main au particulier maître d'ouvrage, ce qui n'est pas le cas de l'isolation thermique. Pour le photovoltaïque, le tarif d'achat très attractif avant 2010 a engendré un développement très rapide d'un réseau important d'installateurs, réseau qui s'est ensuite fortement réduit, ce qui illustre bien l'impact du dimensionnement des aides publiques sur les filières économiques.
- Le **comportement** du maître d'ouvrage et les **effets d'aubaine** : les installations photovoltaïques ne sauraient voir le jour sans le dispositif de soutien mis en place, alors que le remplacement de chaudières ou de fenêtres (nécessaire dans tous les cas en fin de vie de ces équipements) par des systèmes performants pourraient parfois être menés même sans crédit d'impôt.

Pour chaque filière, la rentabilité d'un projet se calcule au cas par cas selon une étude de faisabilité. Les valeurs utilisées ici pour les différents paramètres (taille des installations, puissances, coûts) sont, autant que possible, des valeurs moyennes représentatives du marché actuel, ce qui permet de présenter des ordres de grandeur cohérents entre les filières.

⁸² Quelques réserves cependant : si en 2013 le parc éolien croît de 8% et celui photovoltaïque de 21%, les nouvelles puissances raccordées sont en baisse de respectivement 23% et 25% par rapport à 2012 – Source : RTE, « Panorama des énergies renouvelables 2013 ».

Les deux premiers éléments ci-dessus (niveau d'aide et performance technique) sont pris en compte dans les calculs et apparaissent dans les résultats.

Les trois autres paramètres, plus difficilement quantifiables, doivent impérativement être analysés lors de la mise en place d'un dispositif d'aide local. Au-delà du niveau de soutien apporté, la visibilité des aides et l'existence d'une offre commerciale sont en effet les principales clés de développement d'une filière. Deux cas sont à distinguer :

- L'action apporte intrinsèquement une certaine rentabilité pour le maître d'ouvrage, et le principal but est la multiplication du nombre de travaux. C'est le cas des filières MDE principalement, pour lesquelles il y a lieu de faire évoluer les pratiques existantes tout en les développant.
- La filière coûte plus cher que ce qu'elle ne peut rapporter au porteur du projet. Les aides publiques permettent, en apportant une certaine rentabilité pour le maître d'ouvrage, de développer la filière et à terme d'en baisser les coûts⁸³.

Ces deux cas nécessitent donc des niveaux d'aides différents. Les volumes de dépense publique engagés dépendront eux des gisements exploités par filière.

4.2. Point de vue du maître d'ouvrage : rentabilité et arbitrages

La rentabilité en coût global de l'action pour le maître d'ouvrage, particulier ou entreprise, reste l'indicateur le plus simple du caractère incitatif d'un dispositif : une action ne sera menée **que si elle présente un gain économique substantiel pour le maître d'ouvrage**⁸⁴ (sachant que de trop importants écarts de rentabilité entre les filières peuvent entraîner une déformation du marché).

Le raisonnement économique en coût global n'est cependant pas suffisant pour traduire les règles, délicates à modéliser, de prise de décision d'un maître d'ouvrage particulier. Il est par exemple très probable qu'un maître d'ouvrage sans capacité d'investissement choisisse plutôt l'action pour laquelle la « mise de départ » est la plus faible, même si ce n'est pas l'action la plus rentable en coût global pour lui. L'approche commerciale et le montage financier ont ici toute leur importance, et **le rôle de la collectivité peut être de s'assurer que tous les maîtres d'ouvrage potentiels ont accès à des dispositifs permettant de lever la barrière de l'investissement initial** (cf. §5.2.1.1).

Si la rentabilité apportée est suffisante, des offres avec financement inclus se mettent en place pour que la réalisation de l'action se fasse sans nécessiter d'apport initial : c'est le cas du photovoltaïque intégré au bâti, et c'est une des raisons de son fort développement à la fin des années 2000. Sur le même modèle, les départements d'outremer ont vu un développement très fort des chauffe-eau solaires individuels ces 15 dernières années grâce aux systèmes d'abonnements avec un très faible apport⁸⁵. L'Eco-PTZ est en ce sens très intéressant, mais ses conditions d'octroi aujourd'hui font qu'il est trop peu utilisé⁸⁶.

Pour mieux s'approcher des modes de décision intuitifs des particuliers notamment, le taux d'actualisation économique, considéré par défaut de 4%, devrait être singulièrement augmenté, jusqu'à 20% par exemple : un tel niveau traduirait mieux le fait que l'économie que le maître d'ouvrage réalise immédiatement ou l'investissement qu'il consent aujourd'hui, compte beaucoup plus dans la décision de réaliser une action que les économies ou recettes qu'il pourra obtenir par la suite (d'autant plus en copropriété).

⁸³ Cette baisse des coûts est flagrante sur le photovoltaïque, beaucoup moins évident sur le solaire thermique. Il a même été localement constaté des augmentations de prix directement liées à la mise en place d'aides des collectivités. Ces effets d'aubaines pour les installateurs se produisent lorsque l'offre reste faible alors que l'aide suscite une demande. Ils sont normalement temporaires.

⁸⁴ En dehors des considérations de confort pour la MDE ou militantes pour les EnR.

⁸⁵ Un versement initial de quelques centaines d'euros est demandé, puis l'utilisateur paye 30 euros par mois pendant 15 ans, au bout desquels le chauffe-eau lui appartient.

⁸⁶ Des changements sont cependant attendus suite au décret sur l'éco-conditionnalité des aides (décret n°2014-812 du 16 juillet 2014) et au transfert de responsabilité de la conformité des travaux des banques vers les entreprises RGE (Reconnues garantes de l'environnement) prévu dans le PLFR 2014, avec comme objectif de passer de 30 000 à 100 000 le nombre de prêts accordés par an.

De plus, si pour une entreprise les termes « économies » et « recettes » ont le même impact sur le bilan financier, ils ne jouent pas le même rôle incitatif pour un particulier : une économie sur la facture de chauffage est moins concrète qu'une recette garantie par un tarif d'achat. Ce point de vue est également adopté par les banques : les tarifs d'achat garantis sur 15 à 20 ans permettent de sécuriser le financement des projets EnR alors que pour les actions de MDE, la capacité d'emprunt reste basée selon les règles classiques de revenus et d'endettement, sans prendre en compte les recettes ou économies engendrées par les travaux (la banque considérant que les économies ne seront pas forcément affectées au remboursement).

4.3. La dimension temporelle

L'analyse de 2010 occultait la dimension temporelle pourtant nécessaire dans la mise en œuvre d'un plan d'actions. Les résultats de l'étude apportaient un **éclaircissement technico-économique de la situation de l'époque** pour hiérarchiser des actions de soutien aux filières, mais il était précisé que cette hiérarchisation ne saurait être menée sans prendre en compte les tendances des filières. En effet, s'il peut être décidé de temporiser le développement de telle ou telle filière au profit d'autres plus adaptées à court terme, il ne faut pas que cela soit mené au détriment d'actions préalables nécessaires rapidement pour s'assurer du développement futur des filières « temporisées » pour lesquelles les gisements devront être exploités in fine.

La mise à jour de l'étude de 2010 apporte aujourd'hui une **vision dynamique des filières**, et met particulièrement en avant le développement de la filière photovoltaïque au sol. En 2010, le coût du MWh d'énergie primaire économisé et de la tonne de CO₂ évitée était très élevé, aujourd'hui ce coût a diminué de 85%, classant la filière parmi les plus compétitives : le soutien de la filière a finalement accompagné son développement. La dynamique observée pour le photovoltaïque pourrait aussi se reproduire – à moindre mesure – sur d'autres filières émergentes comme le biogaz ou l'éolien en mer.

4.4. Structurer les aides : exemple du CIDD

Le crédit d'impôt est le dispositif le plus connu et le plus utilisé par les ménages pour les travaux de maîtrise de l'énergie. À l'image des autres aides nationales, il doit viser un double objectif : inciter les ménages à effectuer des travaux et structurer de façon pérenne la qualité de ces travaux.

En effet, des exigences de performance énergétique trop modestes peuvent entraîner des effets d'aubaine importants, qui ralentissent l'atteinte des objectifs. Lors de la mise en place du CIDD par exemple, le poste « fenêtres » a eu un coût budgétaire très élevé (près de la moitié du coût de la mesure en 2007), pour une efficacité vis-à-vis de l'énergie économisée et des émissions évitées relativement faible : 75% à 80% des fenêtres du marché étaient en effet déjà éligibles.

À l'image des autres dispositifs comme les contrats d'achat, le CIDD doit être utilisé pour structurer le « marché » de la maîtrise de l'énergie : ainsi, quand une majorité des équipements commercialisés sur ce marché sera devenu éligible au dispositif, le crédit d'impôt aura industrialisé la filière, et un renforcement des conditions requises pour son obtention permettra d'orienter la demande – et donc l'offre – vers des équipements encore plus performants du point de vue énergétique. Ce renforcement des exigences appliqué depuis plusieurs années, notamment dans un souci de limitation du coût de la mesure, doit cependant être programmé pour donner de la visibilité aux acteurs et éviter qu'ils n'aient à s'adapter chaque année sans possibilité d'anticipation.

4.5. Impacts et gains environnementaux

Mesurer les impacts environnementaux des différentes actions est un exercice difficile qui ne peut se résumer en deux indicateurs. Si l'énergie primaire et le contenu CO₂ sont assez représentatifs de cet impact, d'autres externalités négatives sont à prendre en compte, comme les atteintes à la biodiversité, la toxicité pour la santé humaine, la consommation d'eau, la production de déchets...

Une vision plus complète nécessiterait de passer par l'analyse de cycle de vie, qui ne peut pas être menée dans le cadre d'une telle étude. Complexe, coûteuse et souffrant d'un manque d'homogénéité selon les pays, une telle analyse apporterait une vision quasi exhaustive des impacts, mais ne dispenserait aucunement d'une réflexion nécessaire pour hiérarchiser les critères et rendre les résultats exploitables. Cette hiérarchisation – de façon simplifiée – a conduit ici à mettre en avant l'énergie primaire et le CO₂. D'autres critères tels que l'énergie grise ou le contenu CO₂ sont cependant proposés en annexe VII pour compléter l'étude.

L'analyse des gains, impacts et coûts des filières de MDE et EnR ne doit pas occulter l'objectif initial pour la collectivité qui est de développer ces filières. Chacune présente ses avantages et inconvénients, mais l'objectif de développement est bien basé sur un gain en global pour la collectivité dans son ensemble par rapport à ce qui se passerait si rien n'était fait.

Il arrive en effet que les inconvénients d'une filière – objectifs ou non – soient mis en avant pour la remettre en cause : cela revient à demander à une filière d'être parfaite avant de pouvoir se développer, en occultant le fait que ne pas la développer présente également des inconvénients, qu'il convient de prendre en compte dans toute analyse objective.

5. LE RÔLE DES COLLECTIVITÉS LOCALES

5.1. Principaux enseignements et réflexions

Le rôle des collectivités est d'adapter voire de construire localement des dispositifs d'accompagnement pour développer les filières et faire en sorte que celles qui présentent des gisements intéressants sur le territoire pour un coût relativement peu élevé soient exploitées en priorité. L'accompagnement peut prendre la forme d'une aide complémentaire, mais sera efficace surtout par une **animation locale visible dans la durée** pour amener les maîtres d'ouvrage à l'action et en s'assurant de la présence d'intervenants qualifiés pour répondre à la demande.

5.1.1. MDE plutôt que EnR

La maturité technique et les tarifs d'achat des filières éoliennes et photovoltaïques apportent une garantie de rentabilité qui sécurise les investissements et qui facilite grandement le développement de ces filières, ce qui n'est pas le cas des filières biogaz et petite hydraulique. Pour ces deux filières, une hausse des aides nationales semble nécessaire, ce qui n'empêche pas aux collectivités bénéficiant d'un gisement intéressant sur leur territoire d'identifier les sites potentiels et d'accompagner les projets.

De manière générale, **les aides locales doivent être concentrées en priorité pour combler le handicap qui pèse sur la maîtrise de l'énergie par rapport à la production d'électricité renouvelable achetée à prix garanti et, dans une moindre mesure, sur les énergies renouvelables thermiques.**

5.1.2. MDE, EnR, réseau de chaleur : des priorités de développement dans chaque filière

Les différents niveaux de lectures proposés font ressortir quelques filières prioritaires :

- l'isolation des toitures et des murs ;
- le développement de la chaleur renouvelable et des raccordements sur les réseaux de chaleur (réseaux à créer ou existants) ;
- les projets de production d'énergie renouvelable, notamment l'éolien terrestre et le photovoltaïque au sol, générateurs de nouvelles recettes pour les collectivités, sans perdre de vue l'importance de diversifier le bouquet énergétique en fonction des opportunités et contraintes locales.

5.1.3. Vision locale et coût global

Plutôt que d'accompagner le développement d'une filière déjà coûteuse dans l'idée de favoriser l'emploi local et de bénéficier de retombées économiques intéressantes, les collectivités peuvent également, par un raisonnement différent, considérer que la filière en question se développera suffisamment sans soutien particulier local, et concentrer alors leur effort sur l'isolation des logements ou autres travaux de maîtrise de l'énergie, qui sont également créateurs d'emplois non délocalisables. **Cette approche MDE sera plus vertueuse en coût global pour la société, et permet également de lier l'action avec la lutte contre la précarité énergétique**, l'aspect social pouvant également être un critère local à privilégier.

Malgré la baisse des coûts du photovoltaïque, il reste beaucoup plus pertinent pour les collectivités d'aider les particuliers à isoler leur maison qu'à y installer du photovoltaïque.

5.1.4. Pousser l'analyse un peu plus loin

Dans le cadre de l'élaboration des SRCAE et PCET, une analyse complémentaire à cette étude serait intéressante : alors que les dispositifs nationaux de soutien aux EnR et à la MDE créent une tendance pour chaque filière, quel est l'impact des aides locales sur celle-ci, en termes énergétiques et selon les autres critères des collectivités ? Une telle étude permettrait, sur un territoire donné, d'identifier les filières les plus adaptées à soutenir en priorité. Elle se heurtera en revanche à la difficulté d'évaluation des retombées et des effets d'aubaine. Les écarts de coûts constatés montrent qu'il ne faut pas, sur des filières qui resteraient bloquées sans soutien public, « se brider » sur les niveaux d'aides, notamment si des impacts sociaux sont en jeu.

5.1.5. De la crainte de « trop donner »

On note parfois des réticences lors de la mise en place des dispositifs de soutien – *est-ce bien « normal » voire « moral » d'aider des propriétaires à augmenter la valeur patrimoniale de leur bien ?* – qui ne facilitent pas l'efficacité de ces dispositifs. Ramené au montant de l'investissement, les aides⁸⁷ sur le photovoltaïque intégré au bâti, l'éolien en mer, le biogaz (injection et cogénération) et la cogénération gaz sont supérieures à 100%. Ce niveau n'est pas forcément choquant : à partir du moment où il a été décidé de développer une filière prometteuse en termes d'énergie et d'emplois, il y a lieu de s'en donner les moyens en apportant un mécanisme qui aide l'investissement et le fonctionnement. Les enjeux en termes de baisse des coûts et d'emplois peuvent en effet justifier d'aider fortement une filière en phase transitoire, ces aides étant amenées à disparaître à terme, l'industrie nationale développée participant alors à l'économie du pays.

Ces éléments permettent aussi de relativiser les niveaux d'aides consentis sur des filières jugées moins « high-tech » comme l'isolation, mais dont le développement est également source d'emplois et présente un impact social intéressant par la baisse des charges dans les logements. De ce point de vue, le taux d'aide de 30% du crédit d'impôt sur l'isolation des murs par l'extérieur est bien modeste⁸⁸ et, en l'état, n'aide aucunement les personnes en difficultés puisqu'il n'apporte aucune solution pour lever la barrière de l'investissement initial. Les collectivités locales pourront augmenter ce niveau et mettre en place des dispositifs de préfinancement avec des partenaires en ajustant les critères d'attribution de manière à privilégier les personnes en difficulté dans un objectif de lutte contre la précarité énergétique.

10, 25, 50% d'aide ? plafonnée ? aide forfaitaire ?

Le calage d'un niveau d'aide est délicat et souvent empirique. La crainte de « trop donner » peut avoir des conséquences néfastes sur l'efficacité : si le dispositif – et donc le budget alloué – est sous dimensionné, les résultats seront très faibles, ce qui peut amener certains à en tirer une conclusion inattendue et réhibitoire : « *on a bien fait de ne pas mettre beaucoup : regardez, ça ne marche pas !* ». Pour éviter ces déconvenues, **il y a lieu d'assumer un dispositif attractif – voire très attractif au départ – quitte à le limiter aux 100 ou 1000 premières demandes, de façon à rester dans une enveloppe budgétaire prédéfinie. Ce fonctionnement à l'image des appels à projets suscite une demande et une certaine dynamique valorisante. Il sera ensuite plus facile d'ajuster les aides à partir de résultats satisfaisants voire supérieurs aux prévisions que dans un objectif de faire démarrer difficilement une dynamique qui n'a pas prise.**

⁸⁷ Cumul et actualisation du coût des tarifs d'achat sur la durée des contrats.

⁸⁸ Le programme « Warm front » au Royaume-Uni, qui s'est achevé le 19 janvier 2013, a financé à hauteur de 100% des travaux d'amélioration de la performance énergétique dans 128 000 logements occupés par des familles modestes. Le coût de la tonne de CO₂ évitée selon l'indicateur de notre étude est de l'ordre de 65 € d'après les données disponibles de ce programme.

De manière générale, le soutien apporté par les collectivités devra avoir pour objectifs notamment de :

- permettre à toutes les cibles d'accéder à une filière (entreprises et particuliers, quelle que soit leur capacité d'investissement) ;
- aller au-delà des niveaux de performance énergétique requis par défaut par les dispositifs nationaux.

Les critères d'attribution peuvent par exemple privilégier les personnes en difficulté, apporter un « bonus » pour les meilleures pratiques disponibles voire également pour le recours aux éco-matériaux de façon à « tirer vers le haut » les pratiques.

Pour les filières plus coûteuses comme le solaire thermique, certaines collectivités mettent en place des éco-conditionnalités des aides sur la base du diagnostic de performance énergétique. Un soutien est ainsi apporté à une installation solaire uniquement sur un logement qui présente déjà une performance énergétique correcte (classe C minimum par exemple), ce qui incite les maîtres d'ouvrages à hiérarchiser leurs actions en cohérence avec les gains qu'elles apportent pour la collectivité dans son ensemble.

5.2. Enseignements et réflexions complémentaires par filière

→ *Les règles de base ou éléments à ne pas oublier par filière pour une politique locale de soutien efficace sont proposés en italique.*

5.2.1. Maîtrise de l'énergie

5.2.1.1. Isolation de toiture

→ *Sans surprise pour tous ceux qui connaissent les ordres de grandeur de la maîtrise de l'énergie dans le logement, l'isolation de toiture est la filière qui présente à la fois un coût relativement faible pour la collectivité dans son ensemble, et un gisement d'économie d'énergie important. Compte-tenu de l'âge moyen du parc de logements en France, l'isolation est une action incontournable pour l'atteinte des objectifs nationaux.*

→ *Pour rendre la filière visible sur le territoire, l'action de « commerciaux » sur le terrain sera d'autant plus efficace que les collectivités locales auront – par leur légitimité à parler au sens de l'intérêt général – diffusé des informations pédagogiques sur la rentabilité de l'action pour le maître d'ouvrage et qu'ils auront une « carotte » financière à proposer (sous forme d'aide directe ou de facilitation de l'accès à l'emprunt).*

→ *Les collectivités doivent veiller à ce que les aides bénéficient à ceux qui en ont le plus besoin, qu'elles incitent à recourir aux meilleures pratiques disponibles et à utiliser les matériaux les plus vertueux (impact environnemental sur tout le cycle de vie).*

Cette filière reste pénalisée par son manque de visibilité commerciale et technique. Il n'existe pas encore de commerciaux de la rénovation thermique, et de très nombreuses opportunités d'amélioration de l'isolation sont souvent perdues lorsque des particuliers refont leur toiture, les entreprises auxquelles ils font appel n'ayant généralement pas le réflexe de le préconiser. De plus, le remplacement des fenêtres, plus visible que l'isolation des parois opaques, est souvent jugé prioritaire par les particuliers. La rentabilité affichée pour le maître d'ouvrage est tout de même à relativiser : les surcoûts éventuels pour reprendre la décoration intérieure ne sont en effet pas intégrés. Au-delà de leur coût, ces contraintes sont d'ailleurs un frein très important à l'isolation des logements, qui incite à développer plus l'isolation par l'extérieur (technique du « sarking » qui consiste à surélever la toiture pour y mettre de l'isolant, particulièrement adaptée lorsqu'une réfection de toiture est envisagée).

Le rôle des collectivités est de s'assurer que des outils de financement permettent de lever la barrière de l'investissement initial, une part de l'investissement étant financée par les économies d'énergie (ce qui permet de financer plus de travaux). Un partenariat avec les fournisseurs d'énergie peut dans ce cas permettre des raisonnements à « facture constante ».

Alors qu'une filière renouvelable est développée en aidant des particuliers à réaliser un placement rentable, il n'y a pas lieu, pour des raisons autres que budgétaires, d'être réticent à aider jusqu'à 100% dans certains cas l'isolation qui présente un impact en énergie et CO₂ évité supérieur à l'euro investi.

À noter que pour obtenir des CEE (cf. §2.4.4), le niveau d'isolation à atteindre est une résistance thermique de 5 m².K/W, et pour le CIDD toitures-terrasses de 4,5 m².K/W. Les meilleures pratiques sont aujourd'hui plutôt sur des niveaux de 6 à 7. Les collectivités pourront ajuster ces critères ou apporter un bonus supplémentaire pour ceux qui iront au-delà de ces exigences. À noter que pour les éco-conditionnalités, il est préférable avant de fixer les barèmes de regarder ce qui a déjà pu être mené sur le territoire à d'autres niveaux de collectivités, l'harmonisation des critères étant l'un des gages de réussite des programmes. L'association Effinergie rassemble les critères d'aides utilisés notamment par les régions dans leurs appels à projets sur les logements basse consommation.

5.2.1.2. Isolation des murs

→ *Mêmes préconisations que pour l'isolation de toiture.*

L'isolation des murs présente à moyen terme un gisement d'économies considérable et doit donc être encouragé tout autant que l'isolation de toiture. L'isolation des murs par l'extérieur présente l'avantage pour les ménages de n'avoir à effectuer aucune reprise de décoration intérieure et de traiter tout un bâtiment d'un coup, contrairement à l'isolation par l'intérieur. Elle est particulièrement adaptée si un ravalement de façade est envisagé. A minima et sans nécessité de budget spécifique, les collectivités locales en charge de l'urbanisme doivent s'assurer qu'elles n'empêchent pas l'isolation de toiture par l'extérieur par son règlement de voirie là où cette solution ne représente aucune gêne.

Le traitement des déclarations de travaux pour les changements d'huisseries et les ravalements de façade est l'opportunité de communiquer sur la pertinence pour le maître d'ouvrage d'intégrer des critères de performance sur ces travaux.

5.2.1.3. Remplacement de fenêtres et portes-fenêtres

Si ces travaux font partie des favoris des Français, leur intérêt est à relativiser : les fenêtres ne représentent que 10 à 15% des pertes de chaleur d'une maison (contre 20 à 25% par les murs et 25 à 30% par la toiture). Le niveau de performance exigé par le crédit d'impôt et les CEE pour leur remplacement se rapprochant des pratiques habituelles :

→ *Une aide locale sera intéressante surtout si elle oriente les maîtres d'ouvrages vers les meilleures pratiques disponibles, tant au niveau de la performance technique des ouvrants que de la mise en œuvre (formation des professionnels à l'étanchéité à l'air et au dimensionnement d'une bonne ventilation).*

5.2.1.4. Chaudière gaz à condensation

→ *L'enjeu porte davantage sur l'organisation de la filière pour que l'installateur propose par défaut un modèle performant même en cas de remplacement de chaudière en dépannage plutôt que sur la mise en place d'une aide supplémentaire au crédit d'impôt.*

Avec la généralisation de la RT2012 qui impose, en moyenne, une consommation en énergie primaire de 50 kWh/m²/an, la chaudière à condensation devient le standard pour les chauffages à énergie fossile dans le neuf. Une aide modeste est donc suffisante pour qu'en cas de remplacement de chaudière, le maître d'ouvrage opte pour ce système plus efficace. Lorsque le remplacement s'opère en saison de chauffe, ce qui est classique lorsque l'on attend « que ça casse », la difficulté réside alors dans le fait que :

- le maître d'ouvrage soit informé et convaincu de la pertinence de choisir le modèle performant ;

- son installateur dispose, dans un délai court, du bon modèle⁸⁹.

5.2.1.5. Pompe à chaleur

→ Imposer un coefficient de performance (COP) annuel moyen minimum de 3 soit environ 4 à 5 en COP machine.

→ Imposer que la machine soit systématiquement équipée d'un dispositif de démarrage électronique du moteur pour éviter les pics d'appels de puissance perturbateurs pour les réseaux de distribution d'électricité.

Les PAC constituent des moyens efficaces de réduire les consommations d'énergie, sous certaines conditions qu'il convient de prendre en compte dans les critères d'aides locales. Il conviendra par exemple, compte-tenu du marché actuel des PAC, de se concentrer sur le développement des systèmes présentant un COP annuel moyen le plus élevé possible pour s'assurer de la pertinence énergétique de cette filière (cf. annexe III.4).

Remarques :

- Le coefficient d'émission de CO₂ utilisé pour les calculs est celui du chauffage électrique à 180 gCO₂/kWh, alors que la courbe de charge horosaisonnaire d'une PAC est beaucoup plus centrée sur les jours les plus froids, le rendement de l'appareil diminuant avec la température extérieure. Ce sont pendant les jours les plus froids que le mix électrique est le plus émetteur, le contenu CO₂ de la PAC pourrait donc être revu à la hausse, ce qui augmenterait sensiblement le coût de la tonne de CO₂ évitée⁹⁰.
- Les coûts estimés de renforcement du réseau de distribution sont importants, et mériteraient de faire l'objet d'études plus précises compte tenu des enjeux financiers pour les collectivités autorités concédantes (et le tarif d'utilisation des réseaux supporté par tous les consommateurs) des réseaux de distribution avant de pousser le développement de cette filière, notamment en zones rurales⁹¹.

5.2.1.6. Chauffe-eau thermodynamique

→ Imposer un COP annuel moyen minimum de 2,5 soit environ 3 en COP machine.

Dans l'habitat existant, les consommations d'ECS ne représentent que 10 à 20% des besoins de chaleur, ce qui limite l'intérêt du chauffe-eau thermodynamique comparativement à d'autres actions et le rend non prioritaire. Son utilisation a plus d'intérêt dans les bâtiments basse consommation où la consommation d'ECS peut atteindre 50% de la consommation énergétique finale et présente donc le principal gisement d'économie d'énergie. Dans le cas d'un soutien local, il faudra au moins s'assurer d'un seuil minimal de performance énergétique du bâtiment.

De même que pour les PAC, il convient de se concentrer sur le développement des systèmes présentant un COP annuel moyen élevé pour s'assurer d'une bonne pertinence énergétique.

5.2.2. Valorisation d'énergies renouvelables thermiques

5.2.2.1. Solaire thermique

→ Accompagner la baisse des coûts d'installation.

Pour les mêmes raisons que le chauffe-eau thermodynamique, le solaire thermique présente peu d'intérêt à mettre en place dans l'habitat existant. De plus, son marché est

⁸⁹ La même problématique se pose avec les chauffe-eau électriques : les modèles biens isolés (qui présentent la plus faible constante de refroidissement) sont généralement un peu plus chers et seulement disponibles sur commande.

⁹⁰ Le développement à grande échelle des PAC déformera encore plus la courbe de charge vers les pointes. En approche marginale, le contenu CO₂ du kWh électrique utilisé pour du chauffage est de plus de 500 grammes (cela correspond au contenu d'un kWh appelé par un nouveau système de chauffage installé sur le système électrique français, toutes choses égales par ailleurs) : en considérant un tel niveau, l'installation d'une PAC en remplacement d'une chaudière gaz par exemple engendre une augmentation des émissions de CO₂.

⁹¹ Dans les zones où l'installation d'une PAC engendrerait des coûts de renforcement élevés des réseaux, des aides ponctuelles pour qu'un maître d'ouvrage choisisse un autre mode de chauffage devraient même être envisagées (ou a minima une machine avec un dispositif de démarrage électronique), le renforcement pouvant coûter à la collectivité plusieurs fois le prix de la machine achetée par l'utilisateur.

encore en développement, et les prix restent élevés (de l'ordre de 6 000 € pour une installation individuelle) au regard des économies apportées sur la facture⁹². Son développement commence cependant à se généraliser avec la RT 2012, la consommation en ECS représentant un poste de consommation relativement plus important dans le neuf. L'apport du solaire thermique n'étant pas être pris en compte dans les calculs de consommation réglementaire, cette solution permet au maître d'ouvrage plus de flexibilité concernant le choix du système de chauffage et/ou l'isolation du bâtiment.

Compte-tenu des prix des matériels, les niveaux d'aides nécessaires pour faciliter le développement de cette filière sont élevés. Le soutien nécessaire est donc plutôt un accompagnement de la baisse des prix. Contrairement au photovoltaïque, le soutien public n'a en effet pas permis pour l'instant de baisser les prix d'équipement, certains ayant même noté des effets d'aubaines côtés installateurs qui augmentent les prix lorsque des collectivités offrent une « prime » à l'investissement. Ces dérives ne doivent pas empêcher la mise en place de soutiens, mais inciter à mettre en place des « gardes fous » comme des barèmes d'aides en fonction des revenus et des plafonds de dépenses éligibles. **L'accompagnement efficace de cette filière sera celui qui en fait baisser les coûts**⁹³.

Comme indiqué au §2.6.2.1, une analyse complémentaire de solaire thermique sur réseau de chaleur⁹⁴ a été réalisée, révélant un prix du MWh d'énergie primaire (22,5 €/MWh) et de la tonne de CO₂ évitée (106 €/tCO₂) qui placerait la filière parmi les moins coûteuses du point de vue de la collectivité dans son ensemble (en 10^{ème} position, entre la substitution d'une chaufferie charbon par une chaufferie bois sur réseau et l'isolation des murs par l'extérieur). Ce résultat ne peut pas être généralisé à toute la filière puisqu'il n'est basé que sur un cas spécifique. L'ordre de grandeur obtenu montre toutefois que, si le solaire thermique résidentiel présente un coût élevé, le solaire thermique sur réseau de chaleur est une solution bien moins coûteuse qui mériterait d'être soutenue et encouragée, toujours dans une logique d'accompagnement à la baisse des coûts.

5.2.2.2. Chauffage au bois

→ Participer à la diffusion de l'information et à l'amélioration de l'image du bois comme moyen moderne et performant de chauffage, central ou en appoint ;

→ Encourager le recours à des appareils peu émetteurs de particules fines (y compris pour le remplacement de systèmes de chauffage au bois vétustes).

Après l'isolation des toitures (intrinsèquement peu coûteuse) et le raccordement d'un immeuble à un réseau de chaleur (peu soutenu pour les aides nationales), il s'agit de la solution la moins onéreuse du point de vue de la dépense publique. L'enjeu pour les territoires consiste à accompagner, dès que possible, le développement de filières courtes d'approvisionnement en bois et à informer sur les performances des appareils actuels. Le remplacement d'appareils vétustes est en outre à encourager : son coût pour la collectivité dans son ensemble est plus élevé que l'acquisition en nouvel équipement (passage d'une chaudière fioul à un poêle à bois par exemple) aux vues des économies d'énergie qu'il apporte (cf. annexe II.2), mais la baisse d'émission de polluants locaux, non pris en compte dans les calculs, est très importante.

À noter que si les filières courtes, génératrices d'emplois locaux et gage d'optimisation globale de la filière sont à privilégier, elles ne doivent pas être placées en condition préalable au développement du bois-énergie : même en l'absence d'approvisionnement proche, le bilan en énergie primaire et en CO₂ du bois-énergie reste très bon.

⁹² Le temps de retour sans aides est de 25 à 30 ans pour un chauffe eau-solaire individuel avec un prix installé de 6000 euros.

⁹³ Dans les DOM, où le solaire thermique s'est fortement développé depuis les années 90, un chauffe-eau standard fabriqué localement coûte 2500 euros. (Un tel niveau sera difficile à obtenir en métropole où les périodes de gel imposent des systèmes solaires plus complexes avec liquide caloporteur antigel et échangeurs, mais il montre qu'une marge de progrès reste possible)

⁹⁴ Plus d'informations sur le programme européen Solar District Heating plus : <http://www.solar-district-heating.eu/>

5.2.2.3. Biogaz injecté dans le réseau

- Accompagner et/ou participer à l'élaboration de projet de méthanisation territorial (légitimé par la compétence « ordures ménagères » des collectivités) ;
- Identifier les potentiels et les acteurs concernés ;
- Susciter les initiatives et accompagner les projets.

L'injection du biométhane dans le réseau présente un coût élevé du point de vue de la collectivité dans son ensemble alors même que les aides prises en compte dans cette analyse n'assurent pas une rentabilité suffisante pour les maîtres d'ouvrage⁹⁵. Une hausse des tarifs et un allongement de la durée des contrats d'achat sont à envisager au niveau national pour initier un développement de la filière à la hauteur de son potentiel⁹⁶. Ces mesures augmenteraient le coût de la filière du point de vue de la collectivité dans son ensemble, mais dans une vision à plus long terme le soutien à la filière pourrait accompagner la baisse des coûts, sans compter d'autres externalités positives telles que la diversification de l'activité économique des agriculteurs et une meilleure gestion des effluents sur les territoires. A noter que la branche « injection » de la filière biogaz présente de plus une meilleure performance globale que la valorisation par production d'électricité et a l'intérêt d'être stockable contrairement à la plupart des autres filières EnR. L'injection est en outre envisagée lorsque les débouchés de chaleur à proximité de la production de biogaz sont trop faibles et que l'énergie peut seulement être valorisée sous forme d'électricité, système présentant également un coût élevé mais une moins bonne efficacité.

5.2.3. Production d'électricité renouvelable

Le rôle des collectivités est ici de faciliter le développement de projets sur leur territoire :

- *Accompagner en amont : études de potentiels sur le patrimoine et le territoire des collectivités, adaptation éventuelle des documents d'urbanismes (Plan local d'urbanisme, Schéma d'occupation territorial...) pour faciliter le développement ou optimiser la diffusion... ;*
- *Accompagner les projets : organisation de la concertation, financement d'études de faisabilité...*

Lorsqu'un projet se développe sur son territoire, la collectivité locale devra s'assurer de bénéficier des meilleures retombées économiques (par exemple en négociant les loyers), voire étudiera les possibilités d'investissement dans la société d'exploitation pour bénéficier d'une partie des recettes. En plus des bénéfices environnementaux, les retombées locales en termes de fiscalité et d'emplois justifient de faciliter le développement des projets, mais ne dispensent pas de rechercher à en maximiser les retombées financières pour la collectivité locale afin de financer par exemple des opérations de MDE, dans une démarche globale cohérente de politique énergie locale.

5.2.3.1. Solaire photovoltaïque

Le photovoltaïque est la filière ayant le plus évolué depuis 2010 : les coûts ont été divisés par 4, les installations sont plus performantes, et les dispositifs de soutiens ont été fortement revus à la baisse. Si bien qu'aujourd'hui les centrales au sol (avec et sans trackers) se retrouvent parmi les solutions EnR électriques les plus compétitives, le photovoltaïque individuel restant en revanche parmi les solutions les plus chères, bien qu'étant descendu à des prix plus raisonnables.

Avant 2010, le potentiel énergétique de la filière et la baisse des coûts laissaient penser que soutenir le développement d'une filière nationale était logique d'un point de vue

⁹⁵ L'ADEME (via le Fonds Chaleur et le Fonds Déchets) et les régions attribuent des aides à l'investissement qui permettent aux projets de voir le jour. Ces aides ponctuelles, très hétérogènes à la fois suivant la zone géographique et le projet, ne sont pas pris en compte dans cette étude.

⁹⁶ Le Club Biogaz de l'ATEE a récemment publié le « Livre blanc du biogaz » comprenant 50 propositions concrètes à mettre en place au niveau national pour développer la filière, dont le renforcement des dispositifs de soutien, la création d'un comité national de pilotage de la filière et la création d'un guide méthodologique des études d'impacts. Une partie de ces recommandations concerne également le développement du biométhane carburant.

économique de moyen terme. Le développement d'une filière nationale aurait en effet pu permettre, avec la production des modules sur le territoire, de créer de l'emploi et d'optimiser les gains énergétiques. Le moratoire de 2010 a cependant ôté toute visibilité aux porteurs de projets et aux entreprises du secteur, stoppant la création d'une industrie française, et ralentissant considérablement l'extension du parc photovoltaïque. Comme pour la filière bois, la faiblesse relative de structuration de la filière en amont ne remet pas en cause la pertinence énergétique des systèmes.

a. Photovoltaïque individuel :

→ *Inciter les particuliers à se tourner vers des entreprises RGE.*

Remarque sur le niveau de tarif d'achat pris en compte :

Le tarif d'achat pris en compte dans les calculs est le tarif d'achat pour de l'intégration au bâti, système le plus populaire en France car le plus rentable, suite à la volonté de créer une exception française. Il est compréhensible que les solutions de surimposition aient été écartées pour des considérations architecturales (bien qu'elles restent les solutions les plus performantes d'un point de vue énergétique puisque l'installation permet la ventilation des modules et un réglage optimal de l'inclinaison), mais il est regrettable que les solutions d'intégrations simplifiées au bâti, qui présentent la même efficacité énergétique pour un moindre coût (et aucun problème d'étanchéité...), ne soient pas plus développées.

Remarque sur le coût de la CSPE pour le photovoltaïque individuel :

Les installations solaires photovoltaïques de faible puissance sont en grande majorité installées au plus près des consommations. L'électricité produite est donc consommée directement, presque sans transit sur le réseau, ce qui représente une économie sur l'acheminement de l'électricité. En ce sens, du point de vue de l'opérateur de réseau, le kWh photovoltaïque résidentiel est plus intéressant que le kWh d'installation centralisée – qui nécessite de transiter par le réseau de transport – puisqu'il est revendu à proximité immédiate du point d'injection. Cette économie n'est pas prise en compte ici, puisque la compensation pour la CSPE est basée sur le même prix d'électricité substituée (le prix de marché de gros) quelle que soit la filière. Ce mode de calcul de la compensation majore donc le coût pour la collectivité dans son ensemble par rapport au coût réel. Pour déterminer le coût lié à la production du photovoltaïque résidentiel, il serait possible de le comparer au prix de marché majoré du montant correspondant à l'acheminement sur le réseau de transport, soit 54,8 €/MWh au lieu de 45,8 €/MWh⁹⁷.

b. Centrale au sol :

→ *Au niveau national, les appels d'offres sur les projets photovoltaïques de grande puissance pourraient inclure un 4^{ème} critère⁹⁸ de sélection concernant le niveau de participation des collectivités au projet. Compte-tenu de l'excédent de candidature par rapport aux objectifs fixés⁹⁹, cela permettrait de sélectionner les projets les plus ancrés dans les territoires sans pour autant augmenter considérablement le tarif d'achat moyen.*

→ *Valoriser les terrains anthropisés (déjà modifiés sous l'action de l'homme) notamment lorsqu'ils appartiennent aux collectivités, en s'assurant de bénéficier de retombées maximales pour le territoire, et en utilisant les recettes pour financer des actions de MDE.*

Les tarifs d'achat actuels pour des projets de plus de 100 kWc permettent très difficilement aux projets de voir le jour, même sur les sites les plus ensoleillés. Désormais les projets photovoltaïques de taille moyenne et grande (plus de 800 m² environ) passent par les appels d'offres administrés par la CRE, favorisant donc surtout le développement

⁹⁷ RTE perçoit 4,5 Md€ de TURPE pour l'acheminement de 500 TWh : le montant correspondant à l'acheminement sur le réseau de transport s'élève donc à environ 9€/MWh.

⁹⁸ En plus des critères de prix, impact environnemental et contribution à la recherche et au développement.

⁹⁹ Le dernier appel d'offres proposait pour les installations au sol avec trackers (sous-famille 2) une puissance cible de 100 MWc, la totalité des dossiers complets comptaient 1235,7 MWc (seuls 102,75 MWc ont été attribués) – Source : Appel d'offres CRE2 concernant des installations de plus de 250 kWc, : « Information sur les réponses à l'appel d'offres » (10 octobre 2013) et « Délibération » (14 mars 2014).

de projets où le productible est le plus élevé et fermant la porte aux projets portés par les collectivités qui ne peuvent pas facilement candidater aux appels d'offres en étant soumises au code des marchés publics. La tranche de puissance 36-100 kWc, qui présente pourtant un bon gisement pour les collectivités, est délaissée faute de rentabilité suffisante¹⁰⁰.

Certaines collectivités soutiennent le développement de projets photovoltaïques en autoconsommation et/ou visent à autoconsommer de l'électricité d'origine photovoltaïque sur leurs propres bâtiments. Les expérimentations sur l'autoconsommation sont d'autant plus utiles que l'on s'approche de la parité réseau¹⁰¹ afin de bénéficier de retours d'expériences permettant de mieux maîtriser le développement de ce segment lorsqu'il sera économiquement pertinent sans aides publiques.

5.2.3.2. Éolien terrestre

- Suivre et faciliter le montage de projet ;
- Informer et organiser la concertation locale ;
- S'assurer de bénéficier de retombées maximales pour le territoire, notamment en participant au montage financier des projets.

La France représente le deuxième gisement d'Europe et cette filière doit contribuer à un quart de la production supplémentaire d'énergies renouvelables à 2020. Le montant global assez modeste des aides, ramené au potentiel de production, montre la pertinence technique et économique de cette filière.

Les collectivités doivent accompagner localement le développement de cette filière pour s'assurer que les enjeux territoriaux sont pris en compte et participer à l'atteinte des objectifs nationaux. La nature de cet accompagnement des projets reste variable, allant de la diffusion d'information sur le projet (site internet, réunion, permanence, etc.) jusqu'à la participation au développement, voire au financement du projet pour bénéficier d'un maximum de retombées économiques locales possibles¹⁰².

Les collectivités doivent s'assurer que si un élu détient un intérêt sur le projet (en particulier sur le foncier), il s'abstiendra de toute présence et de toute participation aux séances et aux votes du Conseil communautaire.

5.2.3.3. Éolien en mer

- Soutien financier local inutile en l'état actuel du dispositif national ;
- Informer et organiser la concertation locale¹⁰³.

Les tarifs d'achat moyens des projets en cours semblent apporter une forte rentabilité aux maîtres d'ouvrage, qui peut s'expliquer par un niveau élevé de risque et d'incertitude sur cette filière naissante. Bien que plus onéreuse que la filière éolienne à terre, la filière éolienne en mer représente un potentiel énorme à moyen et long terme qu'il conviendra d'exploiter à condition de maîtriser les coûts de production.

5.2.3.4. Petite hydro-électricité

- Identifier les sites potentiels : études de recensement, information des propriétaires ;
- Aider aux études de faisabilité.

La petite hydroélectricité est la filière EnR la moins coûteuse du point de vue de la collectivité dans son ensemble, mais elle est aujourd'hui au point mort. En effet, le

¹⁰⁰ Le tarif d'achat est tellement bas que certains lauréats de l'appel d'offres pour la tranche de puissance supérieure (100-250 kWc) ont obtenu un prix plus élevé. Il s'avère en plus que la dégressivité trimestrielle des tarifs est fonction des demandes de raccordement et non de la puissance raccordée, alors même que plus de 40% des projets n'ont pas aboutis.

¹⁰¹ La parité réseau est atteinte lorsque les coûts de production de l'électricité issue de l'installation décentralisée deviennent inférieurs au prix de l'électricité facturé aux consommateurs. Attention, cela ne signifie pour autant que le bâtiment n'aura plus besoin du réseau : sans système de stockage, le réseau reste nécessaire afin d'alimenter le bâtiment lorsque l'installation ne produit pas.

¹⁰² Pour plus d'informations, cf. guide AMORCE ENP 18 « L'élu et l'éolien » (février 2013), la charte des collectivités et des professionnels en faveur d'un développement de projets éoliens territoriaux et concertés (2014) et les autres travaux Cléo (Club des collectivités locales éoliennes) d'AMORCE.

¹⁰³ Les projets éoliens en mer font l'objet d'une concertation menée sous l'égide de la commission nationale du débat public.

potentiel de développement se trouve sur les sites pour lesquels les coûts d'implantation (génie civil et dispositifs de préservation de la faune) sont trop élevés pour être finançables par le tarif d'achat actuel. Même certains sites existants, qui doivent se plier à de plus en plus de normes environnementales, peinent à continuer leur production¹⁰⁴ : le tarif d'achat n'est plus adapté à la réglementation actuelle et au gisement restant, ce qui est regrettable puisque même avec un ajustement à la hausse du tarif, la valorisation de cette électricité renouvelable resteraient bien moins coûteuse que d'autres filières.

La veille de la présentation du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, les industriels du secteur des EnR ont été réunis afin entre autre d'initier le dialogue entre professionnels de la filière et associations de défense de l'environnement à propos du cahier des charges d'appels d'offres permettant le développement de la filière sur les zones propices et seuils existants. La situation actuelle pourrait donc évoluer.

5.2.3.5. Biogaz destiné à la production d'électricité

- Accompagner et/ou participer à l'élaboration de projet de méthanisation territorial (légitimé par la compétence « ordures ménagères » des collectivités) ;
- Identifier les potentiels et les acteurs concernés ;
- Susciter les initiatives et accompagner, voire coordonner les projets ;
- S'assurer d'une valorisation optimale de la chaleur produite, notamment au travers de création ou extension de réseaux de chaleur ;
- Proposer un accompagnement et un suivi des projets, en particulier des petits projets agricoles.

Cf. §0 pour plus de détails (les préconisations concernant les branches injection et cogénération de la filière étant les mêmes).

5.2.4. Réseaux de chaleur

- Au-delà d'une éventuelle participation commerciale de l'exploitant du réseau au droit de raccordement¹⁰⁵, la collectivité autorité concédante du réseau de chaleur et l'exploitant doivent veiller à ce qu'une **démarche commerciale soit menée en amont pour que la solution réseau de chaleur soit connue et attractive pour les bâtiments situés dans le périmètre de desserte** qui vont être construits prochainement ou dont le système de chauffage arrive en fin de vie.
- Pour les réseaux déjà alimentés à plus de 50% par des EnRR, les collectivités ont désormais la possibilité de **classer le réseau** sur simple délibération¹⁰⁶, ce qui entraîne alors l'obligation de raccordement des nouveaux bâtiments et bâtiments réhabilités lourdement sur la zone de desserte définie comme prioritaire. Cette disposition est très intéressante pour densifier et développer le réseau, et donc mieux amortir les investissements mis en place par les collectivités. Elle sera plus efficace qu'une aide financière directe. La définition d'un périmètre où l'obligation s'applique et les dérogations prévues relativisent fortement le caractère coercitif qui pourrait être vu dans cette mesure¹⁰⁷.

¹⁰⁴ Alors que le Comop prévoyait 3 TWh d'hydraulique supplémentaire, la production a en fait diminué de 4 TWh avec le relèvement des débits réservés.

¹⁰⁵ Les frais de raccordement peuvent en effet, selon les cas, être pris en charge – partiellement voire en totalité – par l'exploitant du réseau, ce qui diminue alors sensiblement le coût de la solution du point de vue du maître d'ouvrage et augmente fortement son attractivité notamment en copropriété où le vote d'un investissement est toujours délicat.

¹⁰⁶ Art. 85 de la loi Grenelle 2.

¹⁰⁷ Une dérogation au raccordement est prévue dans le cas où le maître d'ouvrage du bâtiment démontre que cette solution n'est pas pertinente pour lui, ce qui permet de s'assurer de la prise en compte de l'intérêt des abonnés, dans le cadre d'une mesure locale d'intérêt général (décret n° 2012-394 du 23 mars 2012 – 4°). Pour plus d'informations, cf. FAQ Cerama <http://reseauxchaleurterritoires.wordpress.com/category/faq-classement-des-reseaux/>.

→ Les collectivités doivent s'assurer que des aides locales des fournisseurs voire distributeurs d'énergie ne viennent pas en contradiction de ses objectifs de densification du réseau¹⁰⁸.

Vecteur incontournable de la chaleur renouvelable conforté à la fois par les lois Grenelle et aujourd'hui par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, les réseaux de chaleur bénéficient de plusieurs dispositifs de soutien pour les aider à augmenter le taux d'énergies renouvelables qu'ils utilisent. Avec la baisse des consommations des bâtiments existants, l'enjeu pour les réseaux de chaleur consiste également à augmenter le nombre de bâtiments qu'ils alimentent, pour conserver leur équilibre économique, et permettre à un maximum d'usagers de bénéficier d'une chaleur produite à partir des EnRR¹⁰⁹.

L'étude montre que les niveaux d'aides apportés sur ces actions sont assez modestes, ce qui s'explique par les volumes d'énergie importants en jeu, notamment sur les réseaux urbains, et par le fait que les aides sont dimensionnées en prenant comme référence pour les calculs de surcoûts (en coût global) les solutions gaz, dont les coûts de fonctionnement sont en augmentation. Les coûts du point de vue de la collectivité dans son ensemble calculés ici sont légèrement en hausse depuis 2010, car les pertes de recettes fiscales ont augmenté suite à l'élargissement de la base des redevables de la TICGN et à l'augmentation de son taux¹¹⁰.

Le fait que le Fonds chaleur, en plus des aides à l'investissement dans les moyens de production, apporte un soutien aux extensions des réseaux¹¹¹ est de nature à faciliter le développement des réseaux utilisant ou en passe d'utiliser majoritairement des EnRR. À noter cependant que le raccordement d'un bâtiment à un réseau de chaleur utilisant des EnRR n'est soutenu que par une fiche CEE et la TVA à taux réduit sur les travaux, ce qui est très insuffisant pour apporter visibilité et attractivité au raccordement.

Les indicateurs montrent aussi l'intérêt de la cogénération biomasse qui, bien qu'encore peu développée, est relativement rentable à la fois en termes de CO₂ et d'énergie primaire évitée au regard des aides publiques qu'elle mobilise. Sa pertinence reste cependant conditionnée, comme pour tout système de cogénération, à la valorisation de l'ensemble de la production de chaleur ; les besoins de chaleur devant être le critère de dimensionnement de l'équipement. Sur les prochains appels d'offres biomasse, l'administration devrait proposer des seuils de puissance plus faibles (à partir de 1 MW électrique), ce qui permettra de cibler davantage de projets de territoires. Une attention particulière doit être portée sur les plans d'approvisionnement de la biomasse, notamment pour les très grosses puissances en raison des déséquilibres qui pourraient subvenir sur les circuits de distribution du bois énergie existants et en projet sur les territoires.

5.2.5. Véhicule électrique

→ A utiliser comme outil d'accompagnement d'un PDU pour diminuer les nuisances locales liées aux véhicules à moteurs thermiques en centre ville notamment.

→ Veiller à ce que les utilisateurs soient incités à recharger les véhicules en dehors des périodes de pointes, pour des questions d'émissions de GES et de maîtrise des coûts induits sur le réseau électrique.

Les résultats montrent que le véhicule électrique n'est pas un outil de maîtrise de l'énergie, et que sa capacité à réduire les émissions de gaz à effet de serre dépend fortement du mode de recharge de la batterie (cf. annexe II.5). Cette solution reste

¹⁰⁸ Le remplacement de chaudières gaz dans des immeubles semble par exemple encore être subventionné par GrDF dans certaines zones, parfois au détriment d'un raccordement au réseau de chaleur qui permettrait au bâtiment d'utiliser des énergies renouvelables.

¹⁰⁹ Pour plus d'information concernant la pertinence économique des réseaux de chaleur pour le chauffage des bâtiments basse consommation, cf. l'étude AMORCE RCE 12 : « Réseaux de chaleur et bâtiments basse consommation, l'équation impossible ? » – mai 2011.

¹¹⁰ Suite à l'intégration de la composante énergie-climat de la loi de finances 2014 et à la fin de l'exonération des particuliers de la TICGN.

¹¹¹ Soutien réservé aux réseaux de chaleur alimentés à 50% par des EnRR ou qui se sont engagés dans une démarche de schéma directeur à atteindre à moyen terme ce taux minimal de 50%. Cf. guide AMORCE-ADEME RCT30 : « Elaboration d'un schéma directeur d'un réseau de chaleur » - octobre 2009.

néanmoins pertinente pour diminuer la pollution locale et les nuisances sonores¹¹². N'apportant pas d'amélioration sur la consommation d'espace liée à l'utilisation d'un mode de transport individuel, elle ne pourra vraisemblablement représenter qu'une solution d'accompagnement dans la problématique transport de nos centres-villes (petits véhicules de livraison, auto-partage, taxi...).

Remplacer une grande partie du parc automobile par des voitures électriques nécessiterait, en plus de capacités de production supplémentaire, d'importants aménagements du réseau afin de faire face aux nouvelles demandes liées à la charge : bien que difficiles à évaluer, ces coûts ont été estimés (*cf. annexe IV.3*) pour apporter une meilleure vision des coûts supportés par la collectivité dans son ensemble.

Le Grenelle 2 donne compétence aux communes pour l'installation des bornes de recharge sur le domaine public¹¹³. Il prévoit 440 000 bornes de recharges sur le domaine public pour 2 millions de véhicules électriques (VE) à l'horizon 2020, soit une borne pour 4,5 véhicules. Ce paramètre influence fortement le montant du coût de développement de la filière dans notre analyse : une borne pour 10 véhicules ferait passer le coût de 4400 €/VE à 2000 €/VE (compris dans le poste « coûts réseaux ») et apparaîtrait donc moins cher pour la collectivité dans son ensemble. Ce coût pourrait aussi être amené à diminuer en créant par exemple une taxe ou redevance sur l'utilisation des bornes de recharges, permettant de participer au financement de ces infrastructures.

A noter que si le déploiement des bornes était finalement à coût nul pour la collectivité dans son ensemble, le véhicule électrique figurait toujours parmi les filières les plus onéreuses, d'autant plus que cette baisse pourrait être compensée par la hausse du bonus écologique prévue par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte (*cf. annexe III.7*).

A noter que le développement du véhicule électrique pourrait engendrer à terme une diminution du déficit commercial extérieur grâce à la baisse des importations de produits pétroliers (*cf. §3.6.4*).

¹¹² Cf. étude ADEME : « *Elaboration selon les principes des ACV des bilans énergétiques, des émissions de gaz à effet de serre et des autres impacts environnementaux induits par l'ensemble des filières de véhicules électriques et de véhicules thermiques à l'horizon 2012 et 2020* »

¹¹³ Art. 57 de la loi Grenelle 2 – compétence pouvant être déléguée à un syndicat intercommunal.

Bibliographie

Général

« L'élu, l'énergie et le climat », guide AMORCE, 2014
« Climat, air et énergie », ADEME, édition 2013
« Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale », Grenelle de l'environnement – Comop 10, 2008
Observatoire des marchés de gros, site Internet de la CRE
<http://www.developpement-durable.gouv.fr>, site Internet du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie
Code général des collectivités territoriales, Code général des impôts et Code de l'énergie.

Maîtrise de l'énergie

« Chiffres clés du bâtiment », ADEME, édition 2013 (données consolidées auprès de ENERTER – Énergies Demain)
« Aides financières 2014 », guide ADEME, avril 2014
« Suivi des marchés et des prix des installations énergies renouvelables individuelles – Secteur des pompes à chaleur individuelles », Observ'ER, novembre 2012
« Suivi du marché 2012 des appareils domestiques de chauffage au bois », Observ'ER, juin 2013
Les données ont été consolidées auprès d'Agences locales de l'énergie.

Énergies renouvelables

« Panorama des énergies renouvelables 2013 », RTE – SER – ERDF – ADEeF
« Bilan électrique 2013 », RTE
« Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine », CRE, avril 2014
« Le baromètre 2013 des énergies renouvelables électriques en France », Observ'ER
« Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique », DGEC, 2008
<http://www.photovoltaique.info>, site Internet de référence sur le photovoltaïque
« L'élu et l'éolien », guide AMORCE, édition 2013
« Les avis de l'ADEME : la production éolienne d'électricité », ADEME, novembre 2013
Synthèse des dossiers du maître d'ouvrage des lauréats du premier appel d'offres éolien en mer
« Connaissance du potentiel hydroélectrique français », DGEC, novembre 2013
« La méthanisation à la ferme », guide ADEME, septembre 2011
« Les avis de l'ADEME : méthanisation agricole », ADEME, novembre 2011
Arrêtés tarifaires :

- Arrêté du 1^{er} mars 2007 (hydraulique)
- Arrêté du 04 mars 2011 (photovoltaïque)
- Arrêté du 19 mai 2011 (biogaz production d'électricité)
- Arrêté du 23 novembre 2011 (injection biométhane)
- Arrêté du 17 juin 2014 (éolien)

Documents CRE :

- Délibération du 05 avril 2012 (résultats du premier appel d'offres éolien en mer)
- Délibération du 24 avril 2014 (résultats du second appel d'offres éolien en mer)
- Information du 8 octobre 2013 (état des lieux des réponses au second appel d'offres pour les installations solaires de plus de 250 kWc)

- Délibération du 19 mars 2014 (résultats du second appel d'offres pour les installations solaires de plus de 250 kWc)

Les données ont été consolidées auprès de syndicats, fédérations professionnelles et industriels des différentes filières.

Réseaux de chaleur

« Fonds chaleur renouvelable : méthode de calcul du niveau d'aide 2014 », ADEME, mars 2014

« Les réseaux de chaleur au bois en 2012 », enquête AMORCE, septembre 2013

« Enquête prix de vente de la chaleur en 2012 », étude AMORCE, février 2014

Délibération de la CRE du 9 octobre 2013 concernant les charges relatives à la CSPE 2014 (tarif d'achat cogénération)

Les données ont été consolidées auprès d'exploitants de réseaux de chaleur.

Véhicule électrique

« Elaboration selon les principes des ACV des bilans énergétiques, des émissions de gaz à effet de serre et des autres impacts environnementaux induits par l'ensemble des filières de véhicules électriques et de véhicules thermiques ... », ADEME, novembre 2013

Information presse sur le parc automobile français, CCFA, juin 2013

REMERCIEMENTS

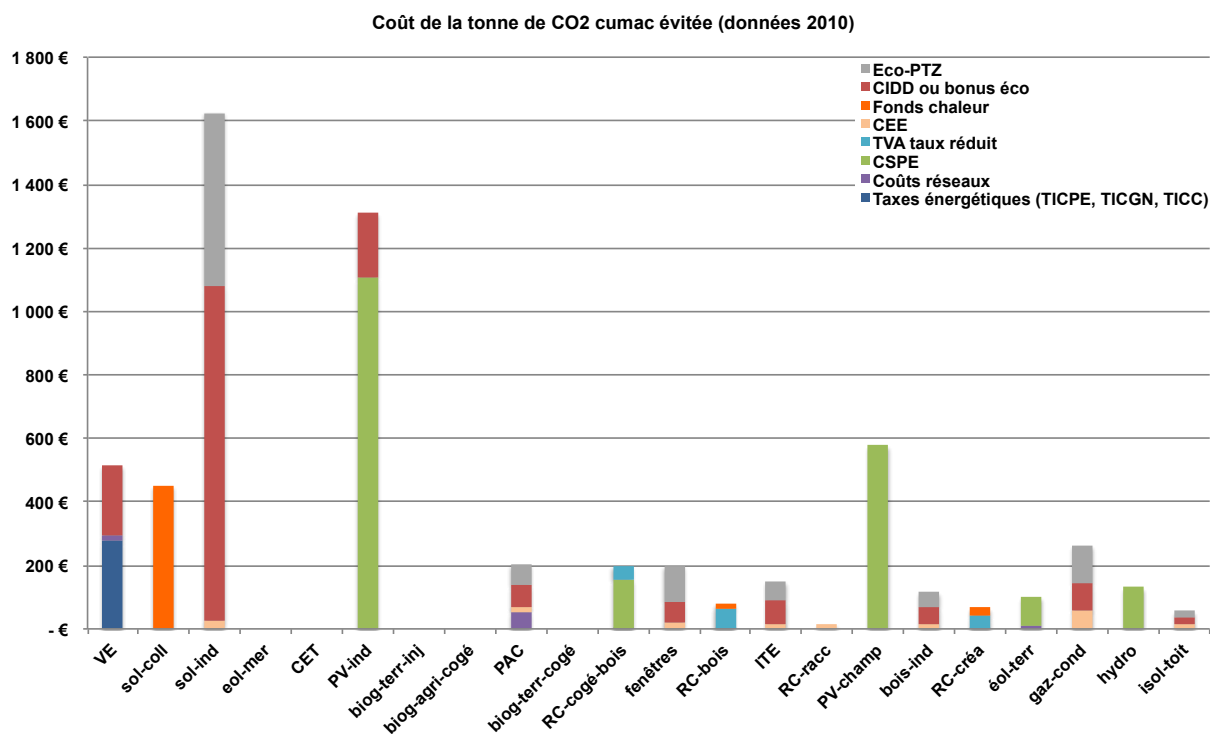
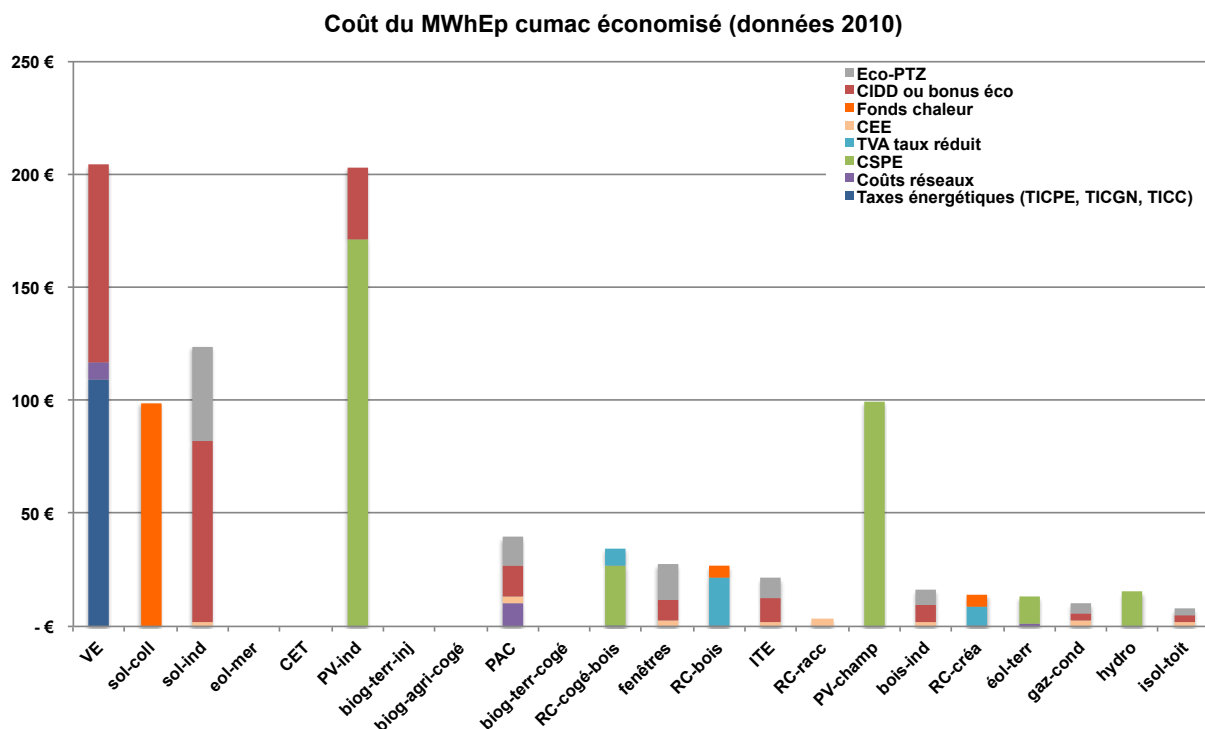
Pour leur précieuse aide, nous tenons tout particulièrement à remercier nos interlocuteurs au sein de RTE, ERDF, ENERTER – Energies demain, Enerplan, Hespul, FEE, France Hydro Electricité, RAEE, Club biogaz, Solagro.

Rédaction édition 2010 : Jean DUBARD et Emmanuel GOY (AMORCE)
Mise à jour 2014 : Jessica RACITI et Thomas DUFFES (AMORCE)
Relecture : Emmanuel GOY (AMORCE)

ANNEXES : Pour aller plus loin

I. RÉSULTATS OBTENUS EN 2010	53
II. PRÉCISIONS POUR QUELQUES FILIÈRES	54
II.1. Comparaison PAC eau/eau (COP 3,3) et air/eau (COP 2,8)	54
II.2. Chauffage au bois individuel	54
II.3. Comparaison du remplacement d'une chaufferie charbon ou gaz par une chaufferie bois en réseau de chaleur	55
II.4. Comparaison du remplacement d'une chaufferie gaz par une cogénération gaz/biomasse	55
II.5. Voiture électrique et période de charge	56
III. ANALYSES DE SENSIBILITÉ	57
III.1. Prix du matériel (exemple des fenêtres)	57
III.2. Prix de l'électricité	57
III.3. Taux d'actualisation (exemple de l'éolien)	58
III.4. Coefficient de performance de la PAC	58
III.5. Production annuelle moyenne d'une éolienne	59
III.6. Contenu CO ₂ du kWh évité par la cogénération	60
III.7. Aides au véhicule électrique	60
IV. COÛT DE RENFORCEMENT DES RÉSEAUX	61
IV.1. Cas de l'éolien terrestre et du champ PV	61
IV.2. Cas des PAC	61
IV.3. Cas du véhicule électrique	62
V. RÉSULTATS SANS ACTUALISATION TECHNIQUE	63
VI. DÉTAIL DES HYPOTHÈSES PAR FILIÈRE	64
VI.1. Travaux domestiques MDE et EnR	64
VI.2. Gros projets EnR électrique et biogaz	65
VI.3. Réseaux de chaleur	66
VI.4. Véhicule électrique	67
VII. DÉTAILS DES CALCULS POUR L'ISOLATION DE TOITURE	68
VII.1. Analyse du point de vue de la collectivité	68
VII.2. Analyse du point de vue du maître d'ouvrage	69
VIII. QUELQUES CRITÈRES COMPLÉMENTAIRES D'ANALYSE	70
VIII.1. L'énergie grise	70
VIII.2. Le contenu CO ₂ (émission pendant tout le cycle de vie)	72
VIII.3. D'autres paramètres pour dimensionner les aides	73

I. Résultats obtenus en 2010

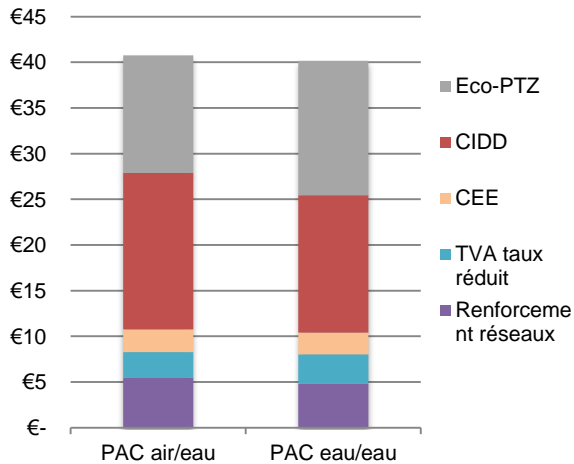


Les résultats sont présentés par ordre décroissant de prix du MWh d'énergie primaire économisé en 2014. On note sur ces graphiques la baisse considérable des prix de la filière photovoltaïque, les autres filières ayant finalement peu évolué. Le coût du véhicule électrique a quant à lui augmenté, mais les coûts liés au renforcement du réseau de distribution et au déploiement des bornes de recharge n'avaient pas été intégrés à l'étude en 2010.

II. Précisions pour quelques filières

II.1. Comparaison PAC eau/eau (COP 3,3) et air/eau (COP 2,8)

Coût du MWhEp cumac économisé



En considérant un COP annuel moyen de 3,3 pour une PAC eau-eau et de 2,8 pour une PAC air-eau, le coût du MWh évité est sensiblement le même entre ces deux systèmes : l'aide plus importante sur la PAC eau-eau (plus chère) étant compensée par sa plus grande performance.

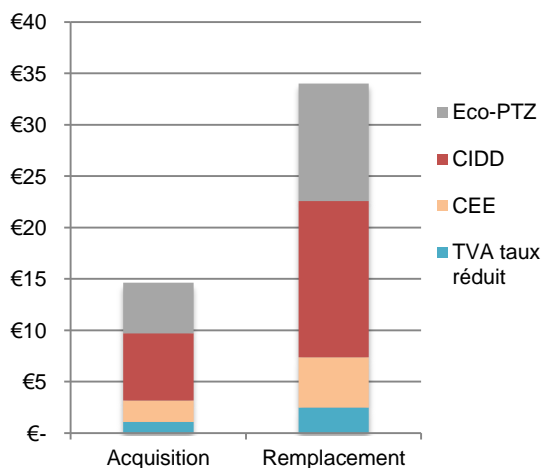
Les PAC eau-eau doivent donc être privilégiées, puisqu'elles permettent d'atteindre un potentiel d'économie plus important pour un coût similaire pour la collectivité.

Ces éléments sont confirmés par l'analyse de sensibilité sur le COP de la PAC, qui montre la plus grande rentabilité, du point de vue des aides publiques, d'un COP élevé (cf. annexe III.4).

II.2. Chauffage au bois individuel

Le remplacement d'un appareil existant par un foyer fermé performant bénéficie d'une aide plus importante que l'installation d'un foyer en première acquisition. L'objectif est d'inciter à l'amélioration des performances pour les maisons qui se chauffent déjà au bois et d'orienter les nouvelles acquisitions vers les matériels performants, en limitant l'effet d'aubaine.

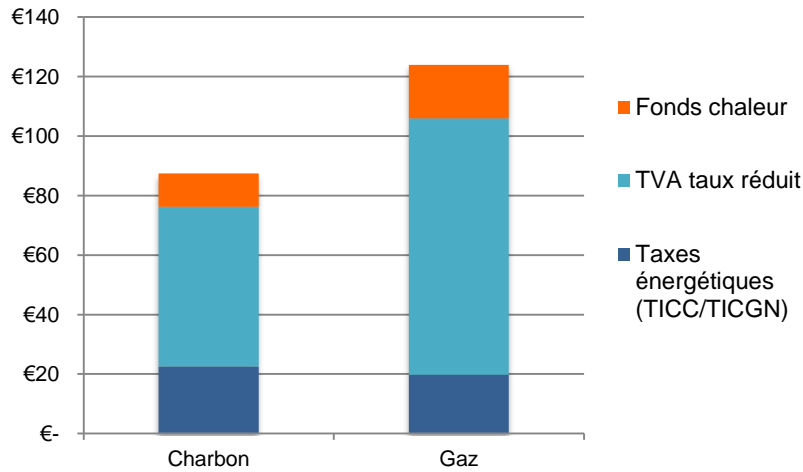
Coût du MWhEp cumac économisé foyer fermé bois



Cette différence d'aide engendre un coût du MWh évité nettement plus élevé pour le renouvellement des appareils que pour les nouvelles installations. Cet écart se justifie par l'enjeu sur la baisse de consommation de bois du parc actuel pour permettre de chauffer plus de logements sans générer de pression sur la ressource. A noter que les hypothèses de départ, notamment en termes de consommation de chauffage de la maison et de taux de couverture par le bois influencent directement ces résultats. Les hypothèses retenues peuvent être ajustées en fonction de contextes locaux qui, sur cette énergie, sont généralement très importants.

II.3. Comparaison du remplacement d'une chaufferie charbon ou gaz par une chaufferie bois en réseau de chaleur

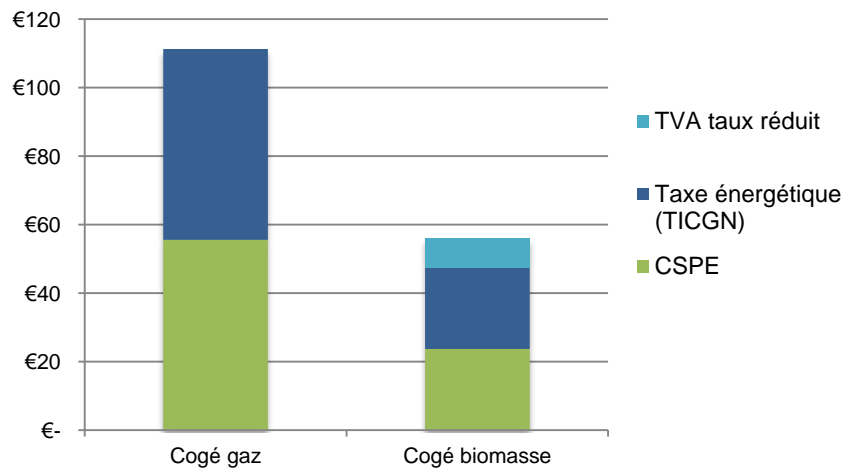
Coût de la tonne de CO₂ cumac évitée



L'énergie primaire non renouvelable économisée est la même dans les deux cas – au rendement près des chaufferies. Le coût du MWh évité est donc sensiblement le même pour les deux situations initiales (charbon ou gaz), mais le coût de la tonne de CO₂ évitée est inférieur si la situation de référence est le charbon, du fait d'un volume de CO₂ évité plus important.

II.4. Comparaison du remplacement d'une chaufferie gaz par une cogénération gaz/biomasse

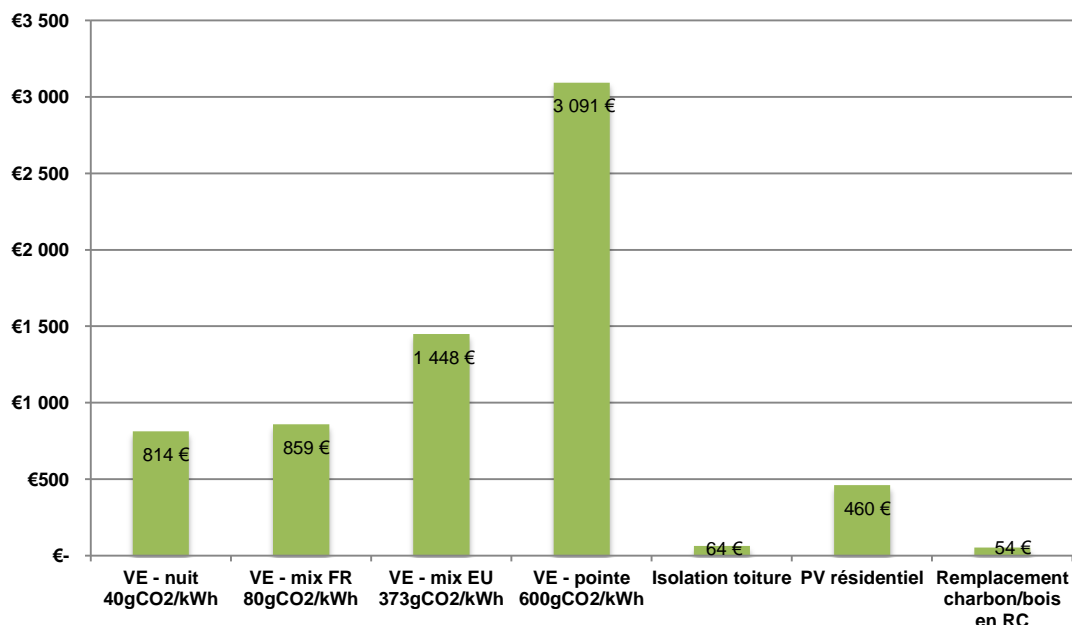
Coût du MWhEp cumac économisé



Le montant d'aide est plus élevé dans le cas de la cogénération biomasse car le remplacement de la chaufferie gaz fait passer la part d'EnRR à plus de 50%, induisant un manque à gagner sur la TVA des ventes de chaleur, et car le tarif d'achat biomasse est plus élevé que le tarif d'achat gaz (pour un nombre d'heure de fonctionnement annuel supérieur) mais l'économie en énergie primaire est bien plus élevée dans le cas de la cogénération biomasse (dû au coefficient de conversion en énergie primaire plus élevé dans le cas du gaz que du bois), si bien que le coût du MWhEp cumac économisé par la cogénération biomasse est près de deux fois plus faible que celui économisé la cogénération gaz.

II.5. Voiture électrique et période de charge

Coût de la tonne de CO₂ cumac évitée



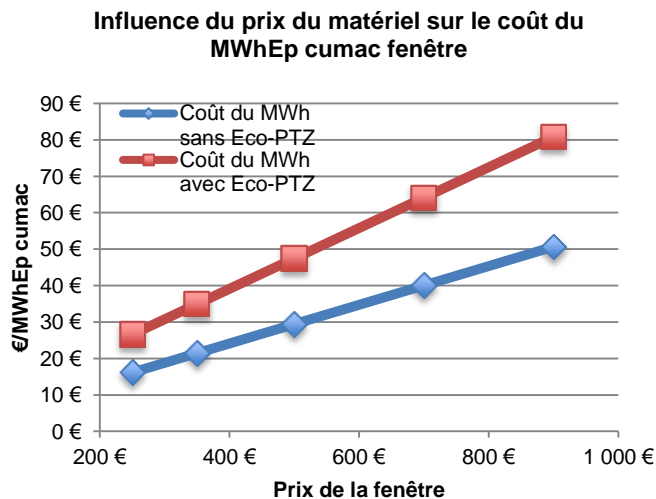
Ce graphique met en évidence l'importance de la période de recharge de la batterie sur la pertinence des aides apportées au véhicule électrique. Les calculs sont menés pour la pointe ici avec un contenu CO₂ moyen représentatif des périodes les plus chargées du réseau, sans considérer le fait que le branchement simultané d'un grand nombre de véhicules intensifiera ces pointes, ce qui augmentera le contenu CO₂ du kWh électrique appelé et dégradera encore le bilan du véhicule électrique.

Afin de garder à l'esprit l'ordre de grandeur que représentent ces coûts, les filières isolation de toiture, photovoltaïque résidentiel et substitution d'une chaufferie charbon par une chaufferie bois ont été indiquées. Ramenées au km, les émissions de CO₂ de la voiture électrique sont donc de 16g (recharge en base) à 120g (recharge en pointe), et l'on trouve aujourd'hui sur le marché des citadines à moteur thermique dont les émissions sont inférieures à 100 voire 90 grammes. La voiture électrique est donc avant tout un outil de diminution de la pollution locale et des nuisances sonores, mais reste peu performante pour l'amélioration de la performance énergétique (cf. §5.2.5) et la baisse des émissions de GES.

III. Analyses de sensibilité

Plusieurs paramètres ayant une influence importante sur les résultats, une analyse a été menée pour les filières les plus sensibles afin de mettre en évidence comment ces résultats évoluent en fonction des hypothèses retenues.

III.1. Prix du matériel (exemple des fenêtres)

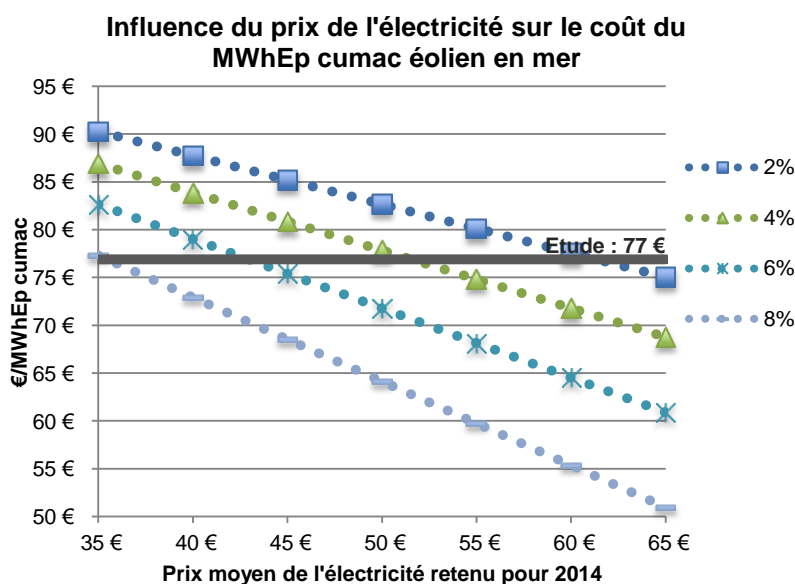


Comme le crédit d'impôt, qui constitue une des aides principales aux particuliers, est directement calculé par un pourcentage du prix d'achat du matériel, le coût de la mesure du point de vue de cette aide est logiquement proportionnel au prix du matériel posé. Le coût de l'Eco-PTZ augmente également avec le prix du matériel, mais plus vite, les intérêts à financer étant d'autant plus importants que l'emprunt est élevé. À noter que ce soutien, qui lève la barrière de l'investissement initial, sera a priori mobilisé dans le cas de montants élevés de travaux.

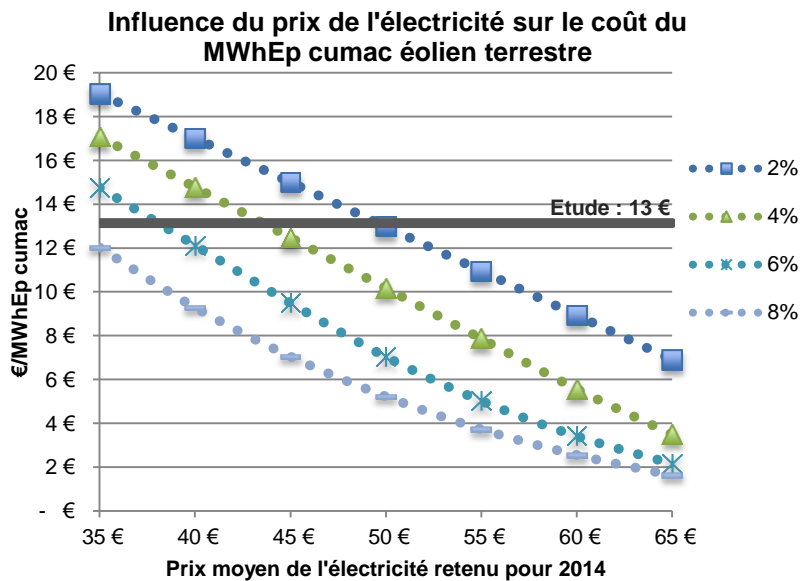
À noter également que les CEE, pris en compte dans le coût du MWhEp cumac, sont en revanche indépendants du coût des travaux : il s'agit d'un montant forfaitaire.

III.2. Prix de l'électricité

Les filières d'énergies renouvelables destinées à la production d'électricité dépendent principalement des tarifs d'achat : le prix de l'électricité est donc un facteur déterminant pour le calcul des aides de la collectivité (CSPE – cf. §2.4.5). Une tendance de ce prix a donc été estimée, à partir des données trimestrielles du marché de gros de l'électricité et de la délibération du 26 février 2014 de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installation photovoltaïques sur bâtiment de puissance comprise entre 100 et 250 kWc (CRE) : le prix moyen retenu début 2014 s'élève à 45,8€/MWh, avec une augmentation annuelle de 2% jusqu'en 2020, puis 3%, une fois que les perturbations de marché observées ces dernières années se seront stabilisées.



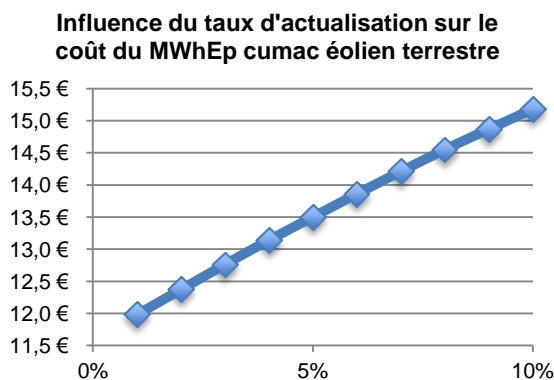
En faisant varier le prix moyen du MWh entre 35 et 65 €, et le taux d'augmentation annuelle du prix de +2 à +8%, le coût global du MWh évité sur la durée de vie des équipements, du point de vue de la dépense publique, passe de 90,27 à 50,96 €, soit entre +17 et -34% du résultat obtenu avec les hypothèses moyennes retenues pour l'étude.



Le cas de l'éolien terrestre, où les tarifs d'achat sont plus proches que le prix de marché de l'électricité, est beaucoup plus représentatif. Pour les mêmes variations du prix de l'électricité, le coût du MWh varie entre -88% et +45% par rapport au résultat obtenu avec les hypothèses moyennes retenues dans l'étude.

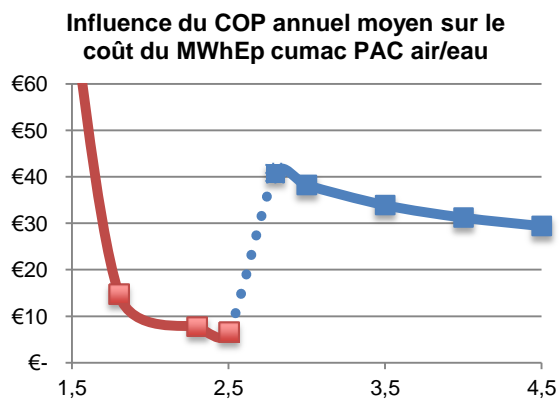
Même avec un faible prix de marché de référence, l'éolien terrestre reste une filière compétitive (19 €/MWhEp cumac) par rapport aux autres actions MDE et EnR analysées dans notre étude.

III.3. Taux d'actualisation (exemple de l'éolien)



Bien qu'il soit une des variables les plus en amont de l'étude, le taux d'actualisation (économique et technique) a beaucoup moins d'influence sur les résultats que le prix de l'électricité et son taux d'augmentation. À noter cependant que l'utilisation d'un taux de 8% augmente le coût pour la collectivité de 20%, alors que l'utilisation d'un taux de 1%, cohérent avec la croissance économique (plus logique dans une approche de développement durable) diminue ce coût de 8%.

III.4. Coefficient de performance de la PAC



Un des principaux facteurs influençant les résultats de l'étude est le coefficient de performance (COP) annuel moyen retenu, qui détermine la quantité de chaleur réellement produite par la PAC par rapport à la quantité d'électricité qu'elle consomme. Lorsque le COP annuel moyen descend en dessous du coefficient d'énergie primaire moyen pour le chauffage (mix énergétique moyen du chauffage des maisons individuelles), le gain en énergie primaire devient négatif, ce qui explique la montée en asymptote verticale du prix du MWh évité. La cassure

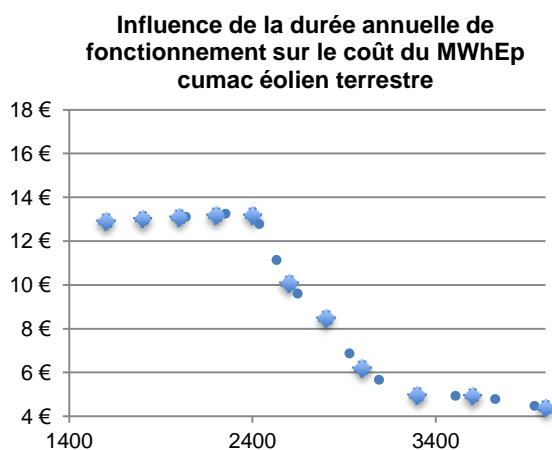
(en pointillés) tient du fait qu'avec un COP machine inférieur à 3,3¹¹⁴, les PAC ne bénéficient plus des aides relatives au crédit d'impôt, ni à la TVA réduite, ni aux CEE, ni à l'Eco-PTZ. Le « plus faible coût » avec un COP faible est donc à relativiser : seuls les renforcements du réseau sont pris en compte. D'autre part, il est peu probable que des PAC si peu performantes se trouvent sur le marché, sachant que le maître d'ouvrage optera pour une PAC éligible aux aides.

Les calculs sont menés ici pour un logement théorique qui serait chauffé avec le mix énergétique moyen du chauffage des maisons individuelles. Le gain en énergie primaire sera plus intéressant si la PAC vient en remplacement d'un chauffage électrique direct, et plus faible si elle vient remplacer une chaudière fioul ou gaz.

À noter que les éventuelles consommations supplémentaires liées à un usage de climatisation (la plupart des PAC installées étant réversibles) n'ont pas été prises en compte. Cet « effet rebond » potentiel est à ne pas oublier dans les zones où la climatisation se développe : elle fait souvent partie de l'argumentaire commercial des vendeurs de PAC, et peut dégrader fortement sa pertinence.

III.5. Production annuelle moyenne d'une éolienne

Le nombre d'heures de fonctionnement annuel à puissance nominale (indicateur utilisé par les professionnels de l'éolien pour caractériser la productivité d'un site) influence relativement peu le coût du MWh injecté sur le réseau.



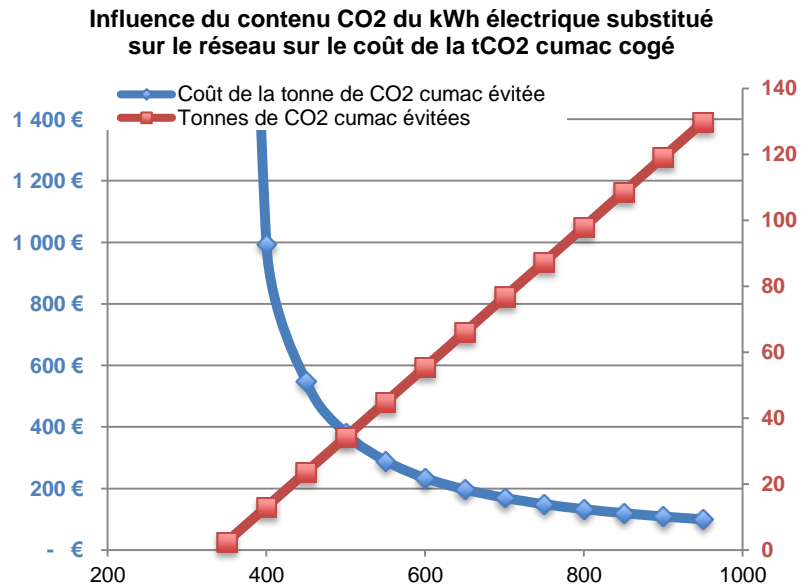
En dessous de 2400 heures/an, le coût varie très peu car le tarif d'achat est le même. Entre 2400 et 3000 heures/an, le coût diminue jusqu'à 65%. Cette diminution est due à la dégressivité du tarif d'achat mise en place dans les arrêtés pour éviter que le développement de cette filière se concentre sur les sites les plus ventés. Cela se justifie par l'intérêt qu'à la collectivité dans son ensemble à voir l'éolien se développer sur l'ensemble du territoire : la répartition améliore l'équilibre du réseau, et le foisonnement de la production, liée à

différents vents complémentaires, augmente la capacité qu'a l'éolien à se substituer à des moyens de production à fort contenu carbone (cf. *guide AMORCE « L'élu et l'éolien »*, 2013). Au delà même de 3000 heures/an, le tarif d'achat devient inférieur au prix de marché qui sert de référence : le coût du MWhEp cumac n'est plus lié qu'au renforcement réseau et aux charges de la CSPE pendant les 5 premières années pendant lesquels le tarif d'achat est le même quelle que soit la productivité du parc.

¹¹⁴ soit un COP annuel moyen d'environ 2,8

III.6. Contenu CO₂ du kWh évité par la cogénération

Le volume de CO₂ évité par les filières d'énergie renouvelable et d'économie d'énergie est directement proportionnel au contenu CO₂ considéré pour le kWh évité par chaque action. Avec la cogénération gaz, le résultat n'est pas linéaire : le gain en CO₂ correspond à une différence entre les émissions de la situation de référence (chaufferie gaz) et les émissions de la cogénération, minorés du gain obtenu par l'injection de la production électrique sur le réseau. Le contenu CO₂ retenu pour le kWh évité sur le réseau électrique est donc déterminant, comme le montre le graphique ci-dessus.



Selon les indications transmises par RTE lors des échanges dans le cadre de cette étude, la cogénération non dispatchable permettrait d'éviter environ 500 grammes de CO₂ par kWh électrique produit, niveau équivalent à l'éolien et l'hydraulique au fil de l'eau. Le fait de retenir dans la présente étude la valeur de 300 grammes pour l'éolien nous a donc conduit à utiliser pour la cogénération un contenu de 356 grammes, valeur de référence utilisée dans les calculs réglementaires du contenu CO₂ des réseaux de chaleur qui disposent de cogénérations. Cette valeur correspond cependant à la zone de plus grande sensibilité de ce paramètre sur le graphique, ce qui ne permet pas de l'utiliser pour comparer la cogénération gaz aux autres filières dans notre étude. Seule la comparaison en énergie primaire a donc été conservée dans la présentation des résultats (cf. annexe II.4).

III.7. Aides au véhicule électrique

Les aides se répartissent uniformément entre le bonus écologique à l'achat, le manque à gagner sur la TICPE (minoré des nouvelles recettes sur la TCFE) et le coût lié au renforcement des réseaux et au déploiement des bornes de recharge : soit environ 5000 €/VE pour chaque poste. Même en supposant que l'intégration des véhicules électriques sur le réseau n'induit aucun renforcement et que le déploiement des bornes de recharges sur l'espace public n'est finalement pas à la charge des collectivités mais refacturé à l'utilisateur, le coût du MWh d'énergie primaire économisé reste le plus élevé à **232 €**.

A noter que le résultat considère le bonus écologique actuel, qui devrait doubler avec la mise en place de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte : en prenant en compte un bonus de 10000 €, sans aucun coût lié au renforcement des réseaux et au déploiement des bornes, le coût du MWh d'énergie primaire économisé est équivalent au résultat présenté au §3.1 à **333 €**. En conservant les hypothèses de coûts liés au renforcement des réseaux et au déploiement des bornes et en appliquant le bonus prévu par le projet de loi à 10000 €, le coût du MWh d'énergie primaire économisé passe à **440 €**. Les hypothèses retenues dans cette étude sont donc des hypothèses moyennes (le manque à gagner sur la TICPE ne pouvant pas être modifié).

IV. Coût de renforcement des réseaux

IV.1. Cas de l'éolien terrestre et du champ PV

Les neufs S3REnR publiés pour l'instant évaluent les coûts de renforcement des réseaux de transport et de distribution liés à l'intégration de 9925 MW d'éolien et de 2232 MW de photovoltaïque à 887 k€. En considérant que les coûts sont les mêmes quelle que soit la source de production et que l'échantillon disponible est représentatif de la France entière, on en déduit un **coût de renforcement au kW de 73 €**. Nos échanges avec RTE et ERDF nous ont conforté dans cette approche.

IV.2. Cas des PAC

Réseau de transport

Faute de données existantes directement utilisables sur les budgets de renforcements prévus, l'impact du développement des PAC sur les besoins de renforcement des réseaux de transport a été estimé comme suit :

1. Hypothèse de 2 millions de PAC installées d'ici à 2020 (1,3 millions aujourd'hui), en cohérence avec les objectifs du Grenelle, soit 700 000 restant à installer.
2. Hypothèse que les PAC viennent en remplacement du mix moyen de chauffage en maison individuelle, soit 67,1 GWh de consommation supplémentaire.
3. À quelques exceptions près, les 3000 heures les plus chargées du réseau de transport correspondent aux jours les plus froids. Elles correspondent à environ 80% de la consommation totale sur le réseau.
4. Environ 85% des consommations annuelles de chauffage électrique en France se situent lors des 3000 heures les plus chargées de l'année sur le réseau de transport (sur lesquelles les besoins de renforcement sont définis par RTE), ce qui donne 57 GWh de consommation supplémentaire liées à l'installation des PAC qui contribuent aux besoins de renforcement.
5. On considère les investissements de RTE à 1,5 Md€/an (valeur 2014), constants pour les 6 prochaines années. On prend l'hypothèse que 10% de ces investissements est directement lié aux renforcements nécessaires pour accueillir les nouvelles consommations.
6. On prend une hypothèse de hausse de consommation de 0,3%/an, soit 8,8 TWh supplémentaires d'ici 2020, dont 7 TWh dans les 3000 heures les plus chargées.
7. Par division, entre le 6. (1,2 TWh par an en plus dans les heures chargées d'ici 2020) et le 5. (150 M€ dépensés en renforcement d'ici 2020), on obtient un « coût du nouveau TWh » transitant sur le réseau à 130 M€.
8. Les 57 GWh supplémentaires apportés par les PAC durant les heures les plus chargées coûtent donc 7,33 M€.
9. On obtient ainsi un coût moyen d'aménagement du réseau de transport d'**environ 10€ par PAC**.

Réseau de distribution

Les retours de syndicats départementaux d'énergie conduisent à inclure un coût moyen de renforcement des réseaux de distribution égal à 1000€ par PAC installée. Ce montant est ponctuellement beaucoup plus important, puisque des cas où un renforcement de plus de 50 000 € a été rendu nécessaire par l'installation d'une seule PAC ont été reportés. La valeur retenue représente une moyenne sur l'ensemble des PAC installées, toutes n'engendrant pas un besoin de renforcement à court terme. ERDF n'a pas mené d'étude évaluant l'impact lié à l'installation de nouvelles PAC sur le réseau de distribution, mais les échanges que nous avons eu nous ont conduits à retenir cette hypothèse.

Remarques

Ce coût de renforcement est cependant à nuancer en tenant compte :

- Du profil de consommation : les périodes de fonctionnement des PAC sont sensiblement les mêmes pour tous les appareils installés, de plus, ces périodes coïncident avec les périodes de pointes sur le réseau. Les besoins de renforcement engendrés par le développement d'un tel usage sont donc plus importants que pour un autre usage qui fonctionnerait de manière constante toute l'année : le calcul linéaire sur l'énergie mené ici est donc minorant du point de vue des budgets nécessaires.
- Du niveau d'appel de puissance en période de charge importante du réseau. Ce niveau dépend directement du COP réel lors des périodes les plus froides. Il dépend du type de PAC, du mode de pose et du lieu d'implantation.
- De l'amélioration des performances des PAC et des logements, ce qui diminuerait leur consommation, à nombre d'unités installées fixé. L'amélioration de la performance des logements n'est pas prise en compte ici, puisque l'estimation est basée sur une consommation supplémentaire issue des objectifs du Grenelle.

IV.3. Cas du véhicule électrique

Réseau de transport

Globalement, la démarche est la même que pour les PAC. L'estimation est menée comme suit :

1. Nombre de voitures électriques en 2020 fixé à 2 millions (objectifs Grenelle).
2. L'hypothèse est émise que globalement, 33% de la charge des voitures électriques se fait lors des périodes les plus chargées du réseau. En effet, la durée de la charge (6 heures environ) permet de répartir l'appel de puissance.
3. On considère un besoin énergétique annuel de 3 MWh par voiture (soit 15 000 km à 20 kWh aux 100 km), soit un total de 6 TWh supplémentaires
4. Sur les 6 TWh, on considère que 2 TWh vont transiter sur le réseau lors des périodes les plus chargées.
5. Le coût TWh supplémentaire en pointe est le même que celui calculé pour les PAC, soit 130 M€
6. 255 Md€ sont donc nécessaires au renforcement du réseau pour l'accueil des véhicules électriques, soit un coût de renforcement d'environ **125 € par voiture**.

A noter que le paramètre « période les plus chargées » influence beaucoup le résultat : à 10% il baisse à 40 € et à 75% il monte à 290 €. Ce résultat montre l'importance des recharges lentes et intelligentes (pilotées par le réseau pour délester en cas de surcharge).

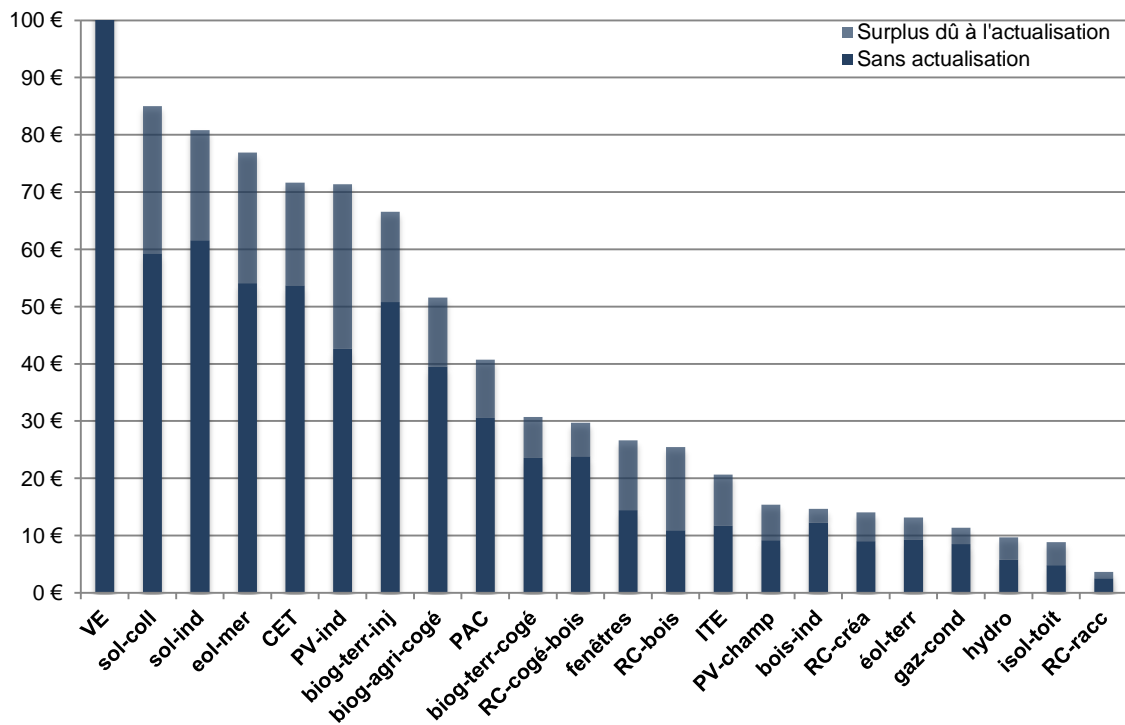
Réseau de distribution

ERDF a évalué l'impact de l'intégration de 2 millions de véhicules électriques à 2 Md€ sur le réseau de distribution, dont 40% seront pris à leur charge¹¹⁵. Cette part, répercutée sur le montant du TURPE, est finalement payée par le consommateur final d'électricité et a donc été intégré à cette étude. Le coût de renforcement s'élève donc à environ **400 € par voiture**.

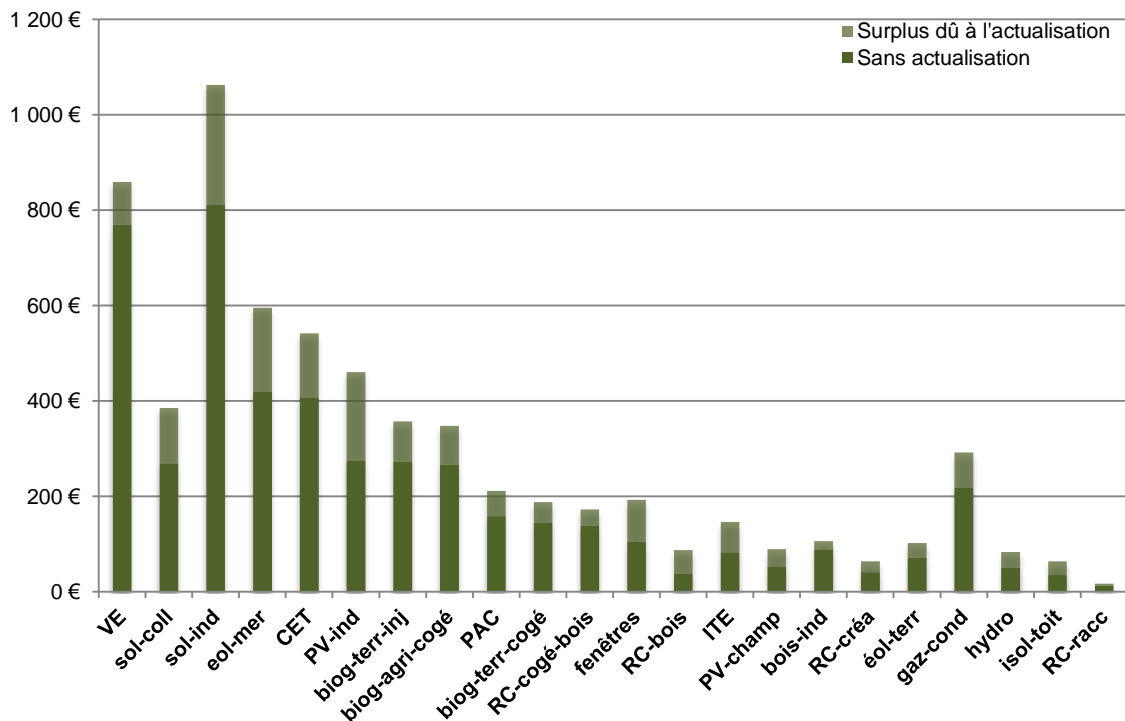
¹¹⁵ Le montant restant étant intégré aux coûts de raccordement.

V. Résultats sans actualisation technique

Coût du MWhEp cumac sans actualisation technique



Coût de la tonne de CO2 cumac sans actualisation technique



Les résultats sans actualisation technique présentent plus ou moins la même hiérarchisation entre les filières. Plus la durée de vie prise en compte est importante, plus la part de surplus due à l'actualisation augmente (c'est le cas par exemple de l'isolation à 35 ans et du photovoltaïque à 30 ans).

VI. Détail des hypothèses par filière

Dans les cas où aucune source n'est citée, l'hypothèse retenue a été fixée par AMORCE.

VI.1. Travaux domestiques MDE et EnR

TRAVAUX DOMESTIQUES MDE & EnR	Hypothèses techniques	Aides	Hypothèses économiques
Isolation de toiture	<ul style="list-style-type: none"> - Maison individuelle de 111 m² (INSEE) - Surface isolée : 111 m² - Durée de vie : 35 ans 	<ul style="list-style-type: none"> - CIDD 30% matériel + pose - TVA taux réduit 5,5% - CEE fiche BAR-EN-01 zone H2 - Eco-PTZ, 10 ans, 4% 	<ul style="list-style-type: none"> - 25 €HT/m² main d'œuvre comprise (ALE) - Entretien : /
Isolation des murs par l'extérieur	<ul style="list-style-type: none"> - Immeuble de 25 logements de 66 m² - Surface isolée : 727 m² (immeuble à base carrée de 5 étages de 3 m, isolé aux 2/3) - Durée de vie : 35 ans 	<ul style="list-style-type: none"> - CIDD 30% matériel + pose - TVA taux réduit 5,5% - CEE fiche BAR-EN-02 zone H2 - Eco-PTZ, 10 ans, 4% 	<ul style="list-style-type: none"> - 110 €HT/m² main d'œuvre comprise (ALE) - Entretien : /
Remplacement des fenêtres	<ul style="list-style-type: none"> - Maison individuelle avec 6 fenêtres + 2 portes-fenêtres - Durée de vie : 35 ans 	<ul style="list-style-type: none"> - CIDD 30% matériel - TVA taux réduit 5,5% - CEE fiche BAR-EN-04 zone H2 - Eco-PTZ, 10 ans, 4% 	<ul style="list-style-type: none"> - Prix fenêtre : 250 €HT - MO fenêtre : 100 €TTC - Prix porte-fenêtre : 350 €HT - MO porte-fenêtre : 150 €TTC - Entretien : /
Chaudière gaz à condensation	<ul style="list-style-type: none"> - Maison individuelle de 111 m² (INSEE) - Besoin ch : 138 kWhEu/m²/an - Besoin ECS : 14 kWhEu/m²/an (ENERTER – Énergies demain¹¹⁶) - Rdt nouvel appareil : 100% - Rdt mix ch + ECS moyen : 82% - Durée de vie : 16 ans 	<ul style="list-style-type: none"> - CIDD 30% matériel - TVA taux réduit 5,5% - CEE fiche BAR-TH-06 zone H2 - Eco-PTZ, 10 ans, 4% 	<ul style="list-style-type: none"> - Prix chaudière : 2500 €HT (ALE) - MO : 800 €HT (ALE) - Entretien : 2% inv. initial
Pompe à chaleur air/eau & eau/eau	<ul style="list-style-type: none"> - Maison individuelle de 111 m² (INSEE) - Besoin ch : 138 kWhEu/m²/an (ADEME + ENERTER – Énergies demain) - COP : 2,8 air/eau et 3,3 eau/eau¹¹⁷ - Rdt mix ch moyen : 83% - Durée de vie : 16 ans 	<ul style="list-style-type: none"> - CIDD 30% matériel - TVA taux réduit 5,5% - CEE fiche BAR-TH-03 (eau/eau) et 04 (air/eau) zone H2 - Eco-PTZ, 10 ans, 4% - Renforcement du réseau de transport : 10€/PAC - Renforcement du réseau de distribution : 1000€/PAC 	<ul style="list-style-type: none"> - Prix PAC : 10000 €HT (ALE) - MO : 1500 €HT air/eau et 5000 €HT eau/eau (ALE) - Entretien : 1,5% inv. initial
Chauffe-eau thermodynamique	<ul style="list-style-type: none"> - Maison individuelle de 111 m² (INSEE) - Besoin ECS : 14 kWhEu/m²/an (ADEME + ENERTER – Énergies demain) - COP : 2,8 air/eau et 3,3 eau/eau - Rdt mix ch moyen : 83% - Durée de vie : 16 ans 	<ul style="list-style-type: none"> - CIDD 30% matériel - TVA taux réduit 5,5% - CEE fiche BAR-TH-48 zone H2 - Eco-PTZ, 10 ans, 4% 	<ul style="list-style-type: none"> - Prix CET : 2625 €HT (ALE) - MO : 875 €HT (ALE) - Entretien : 1,5% inv. initial
Foyer fermé bois	<ul style="list-style-type: none"> - Maison individuelle de 111 m² (INSEE) - Besoin ECS : 14 kWhEu/m²/an (ADEME + ENERTER – Énergies demain) - Taux de couverture avant remplacement : 25% - Rdt ancien appareil : 45% - Rdt nouvel appareil : 70% (écart de rdt cohérent avec les travaux du COMOP 10) - Rdt mix ch moyen : 83% - Durée de vie : 10 ans 	<ul style="list-style-type: none"> - CIDD 30% matériel - TVA taux réduit 5,5% - CEE fiche BAR-TH-12 zone H2 - Eco-PTZ, 10 ans, 4% 	<ul style="list-style-type: none"> - Prix foyer : 1650 €HT (Observ'ER) - MO : 250 €HT (Observ'ER) - Entretien : 1,5% inv. initial
Solaire thermique individuel	<ul style="list-style-type: none"> - Maison individuelle de 111 m² (INSEE) - Surface de capteur : 4,5 m² (Observ'ER) - Durée de vie : 20 ans 	<ul style="list-style-type: none"> - CIDD 30% matériel - TVA taux réduit 5,5% - CEE fiche BAR-TH-01 zone H2 - Eco-PTZ, 10 ans, 4% 	<ul style="list-style-type: none"> - 592 €HT/m² (ENERPLAN) - MO : 723 €HT/m² (ENERPLAN) - Entretien : 1% inv. initial

¹¹⁶ Les informations ont été fournies en énergie finale : pour remonter aux besoins en énergie utile, il a fallu émettre des hypothèses sur le rendement du mix de chauffage et d'ECS moyen. Ces hypothèses ont été fixées par AMORCE.

¹¹⁷ Les conditions d'éligibilité aux aides imposent un COP machine de 3,4 minimum : ici il s'agit du COP annuel moyen, inférieur donc au COP machine et plus proche de la réalité.

Solaire thermique collectif	- Immeuble de 25 logements de 66 m ²	- Fonds chaleur – montant moyen retenu : 655 €/tep	- 533 €HT/m2 (ENERPLAN)
	- Besoin ECS : 21 kWhEu/m ² /an	- TVA taux réduit 5,5%	- MO : 652 €HT/m2 (ENERPLAN)
	- Installation dimensionnée pour couvrir 50% des besoins en ECS		- Entretien : 1% inv. initial
	- Production : 380 kWh/m ² capteur/an (condition moyenne d'éligibilité au Fonds chaleur)		
	- Durée de vie : 25 ans		
PV individuel intégré au bâti	- Puissance installée : 3 kWc	- TA défini par l'arrêté du 5 mars 2011, valeur au 3 ^{ème} trimestre 2014 : 273,7€/MWh (PV.info)	- 2760 €HT/kWc (ENERPLAN)
	- Productible moyen : 1100 h/an/kWc (PVGIS – Poitiers – 35° orientation SE)	- Durée du contrat d'achat : 20 ans	- Emprunt sur 20 ans, 20% d'inv. sur fond propre et taux d'intérêt à 4%
	- Baisse de productivité : 0,5%/an		- Entretien : 45 €/an de provisions pour le changement des onduleurs + 65 €/an pour l'accès au réseau – l'assurance étant couverte par l'assurance habitation sans surcoût (HESPUL)
	- Durée de vie : 30 ans		

VI.2. Gros projets EnR électrique et biogaz

Hypothèse commune à toutes les filières :

- Baisse de productivité : 0,5%/an ;
- Emprunt à 4 % sur la durée du contrat d'achat, avec 20% d'investissement initial sur fonds propres ;
- Les frais d'entretien et taxes sont indexés sur l'inflation à 1,3% (hormis pour la petite hydroélectricité).

PROJETS ENR ELECTRIQUE ET BIOGAZ	Hypothèses techniques	Aides	Hypothèses économiques
PV au sol avec trackers	- Puissance : 5 MWc - Productible moyen : 1540 h/an/kWc (PVGIS – Toulouse – trackers axe horizontal inclinaison 0°) - Durée de vie : 30 ans	- TA : 105 €/MWh pendant 20 ans (estimation du prix effectif moyen des lauréats de la sous-famille 2 de l'appels d'offres CRE2) - Renforcement RT&RD : 73 €/kWc (RTE-ERDF – calcul d'après les S3REN publiés)	- 1500 €TTC/kWc (coût intégrant modules, électricité, génie civil...) - Entretien : 20 €/kWc/an - Taxes (IFER, CET, TFPB) : 8% du chiffre d'affaire (Solar Direct)
Éolien terrestre	- Puissance : 2 MW - Nombre de machines : 5 - Productible moyen : 2102 h/an/kW (RTE – Panorama EnR 2013) - Durée de vis : 20 ans	- TA : 84,3 €/MWh pendant 15 ans (arrêté du 17 juin 2014) - Renforcement RT&RD : 73 €/kW (RTE-ERDF – calcul d'après les S3REN publiés)	- 1300 €/TTC/kW - Entretien : 3% inv. initial - Taxes : → IFER : 7,21 €/kW → CFE : VLF x 25,59 % (taux communal moyen de 2012 – DGFIP) → CVAE : VA x taux effectif imposition → TFPB : VLF x 39,26% (somme des taux locaux moyens de 2012 – DGFIP)
Éolien en mer	- Puissance : 6 MW - Productible moyen : 3100 h/an/kW (FEE) - Durée de vie : 20 ans	- TA : 220 €/MWh pendant 20 ans (moyenne des prix effectifs des lauréats des deux appels d'offres)	- 4000 €/kW (estimation d'après les dossiers des maîtres d'ouvrage publiés des lauréats) - Entretien : entre 200 et 400 €/kW - Taxe : 14480 €/kW (Fonds national de compensation de l'énergie éolienne en mer)
Petite hydroélectricité	- Puissance : 650 kW - Productible moyen : 4000 h/an/kW - Durée de vie : 30 ans	- TA : 81,3 €/MWh pendant 20 ans (arrêté du 22 avril 2007, avec prime petite installation et majoration qualité moyenne)	- 3800 €/kW (France Hydro Electricité, SER) - Entretien : 52€/kW/an (France Hydro Electricité, SER) - Taxes : → IFER : 3,003 €/kW → CET : 6 €/kW/an (France Hydro Electricité, BIPE) – constant sur la durée de vie → TFPB : 6,885 €/kW/an (France Hydro Electricité, BIPE) – constant sur la durée de vie

Biogaz cogénération agricole	<ul style="list-style-type: none"> - Puissance : 78 kWe - Productible moyen : 7090 h/an/kWe (ADEME + Club biogaz) - Part de chaleur valorisée : 60% - Durée de vie : 15 ans 	<ul style="list-style-type: none"> - TA : 205 €/MWh pendant 15 ans (arrêté du 19 mai 2011, avec prime efficacité énergétique et traitement d'effluents d'élevage) 	<ul style="list-style-type: none"> - 13650 €TTC/kWe (ADEME + Club biogaz + Solagro) - Entretien : 955€/kWe (ADEME + Club biogaz + Solagro) dont taxes (CET, TFPB) : 1% x VA
Biogaz cogénération territorial	<ul style="list-style-type: none"> - Puissance : 1,2 MWe - Productible moyen : 7090 h/an/kWe (ADEME) - Part de chaleur valorisée : 100% - Durée de vie : 15 ans 	<ul style="list-style-type: none"> - TA : 154,7 €/MWh pendant 15 ans (arrêté du 19 mai 2011, avec prime efficacité énergétique et traitement d'effluents d'élevage) 	<ul style="list-style-type: none"> - 8550 €TTC/kWe (ADEME + Club biogaz + Solagro) - Entretien : 966€/kWe (ADEME, Club biogaz, Solagro) dont taxes (CET, TFPB) : 3% VA
Biogaz injection territorial	<ul style="list-style-type: none"> - Débit biométhane : 320 m3/h - Production annuelle : 19,5 GWh PCS/an - Durée de vie : 15 ans 	<ul style="list-style-type: none"> - TA : 86 €/MWh PCS pendant 15 ans (arrêté du 23 novembre 2011, avec prime intrants) 	<ul style="list-style-type: none"> - 12,5 €TTC (ADEME + Club biogaz + Solagro) - Entretien : 1,3 M€/an dont taxes (CET, TFPB) : 3% VA

VI.3. Réseaux de chaleur

RÉSEAUX DE CHALEUR	Hypothèses techniques	Aides	Hypothèses économiques
Hypothèses communes	<ul style="list-style-type: none"> - Durée de fonctionnement annuelle chaufferies charbon/gaz/bois : 3650h - Puissance des chaufferies : 5 MWth - Rdt chaufferie bois : 85% - Rdt primaire : 85% - Rdt secondaire : 85% (aussi égal au rdt global des chaudières gaz en pied d'immeuble) - Durée de vie : 20 ans (25 ans pour le cas de création réseau) 	<ul style="list-style-type: none"> - Inv. chaufferie bois : 500 €HT/kWth - Inv. chaufferie gaz : 170 €HT/kWth - Inv. réseau distrib : 500 €HT/ml - Inv. sous-station : 22 000 €HT - Inv. étude, maîtrise œuvre et autres : 10% de l'inv. total (ADEME + CEREMA) - Prix de vente moyen de la chaleur : 68,1 €HT/MWh – indexation annuelle : 2,9% (Enquête prix de vente de la chaleur AMORCE) - Part variable : 64% - Prix du bois : 20 €/MWh PCI – indexation annuelle : 2% (CEEB) - Prix du gaz : 40 €/MWh PCI – indexation annuelle : 4% - Prix du gaz chauffage particulier : 50 €/MWh PCI – indexation annuelle : 4% - Prix du gaz ECS particulier : 45 €/MWh PCI – indexation annuelle : 4% - Prix du charbon : 17 €/MWh PCI – indexation annuelle : 4% - Prix du fuel : 72,2 €/MWh PCI – indexation annuelle : 5% (base de données du Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie) - TICGN : 1,41 €/MWh PCI en 2014, 2,93 €/MWh PCI en 2015, 4,45 €/MWh PCI en 2016, puis constante (PLF 2014) - TICC : 2,29 €/MWh PCI en 2014, 4,75 €/MWh PCI en 2015, 7,21 €/MWh PCI en 2016, puis constante (PLF 2014) 	
Création d'un réseau alimenté à 75% par du bois (comparaison avec des chaudières collectives au gaz en pied d'immeuble)	<ul style="list-style-type: none"> - Part d'EnRR : 75% - Puissance chaufferie gaz appoint : 5 MWth - Durée de fonctionnement annuelle chaufferie gaz appoint : 1200h - Rdt chaufferie gaz appoint : 95% - Densité linéique : 2,5 MWh/ml/an - Longueur du réseau : 9861 ml - 190 immeubles types de 25 logements sont alimentés par le nouveau réseau - Besoin ch+ECS des logements : 108 kWh/m2/an (ENERTER – Énergies demain) 	<ul style="list-style-type: none"> - Fonds chaleur chaufferie : 1 M€ - Fonds chaleur réseau : 238 €/ml (plafond : 500 000 €) - Manque à gagner sur la TVA (consommation du réseau taxée à 5,5%, consommation du gaz taxée à 20%) - Pertes de recettes fiscales sur la TICGN - CIDD 30% matériel pour les chaudières collectives au gaz 	<ul style="list-style-type: none"> - Inv. : 10,2 €TTC - Entretien : 6% inv. initial - Inv. chaudière gaz pied immeuble : 2000 €HT/logement MO comprise - Entretien chaudière gaz : 145 €HT/logement/an
Substitution d'une chaufferie charbon/gaz par une chaufferie bois	<ul style="list-style-type: none"> - Part d'EnRR avant substitution : 25% - Part d'EnRR après substitution : 55% 	<ul style="list-style-type: none"> - Fonds chaleur chaufferie : 1 M€ - Manque à gagner sur la TVA dû au passage à plus de 50% d'EnRR - Pertes de recettes fiscales sur la TICGN/TICC 	<ul style="list-style-type: none"> - Inv. : 3 €TTC - Entretien : 4% inv. initial
Substitution d'une chaufferie gaz par une cogé gaz	<ul style="list-style-type: none"> - Rdt électrique : 35% - Rdt thermique : 42% - Durée de fonctionnement annuelle : 3650h 	<ul style="list-style-type: none"> - TA : 131,3 €/MWh (Délibération CRE du 9 octobre 2013 sur les prévisions CSPE 2014 – annexe 1) - Pertes de recettes fiscales sur la TICGN 	<ul style="list-style-type: none"> - Inv. : 911 €HT/kWe (DGEC) - Entretien : 19 €/MWh (DGEC)

Substitution d'une chaufferie gaz par une cogé bois	- Rdt électrique : 35%	- TA : 137,4 €/MWh (<i>Délibération CRE du 9 octobre 2013 sur les prévisions CSPE 2014 – annexe 1</i>)	- Inv. : 4167 €HT/kWe (DGEC)
	- Rdt thermique : 42%	- Manque à gagner sur la TVA dû au passage à plus de 50% d'EnRR	- Entretien : 36 €/MWh (DGEC)
	- Part d'EnRR avant substitution : 25%	- Pertes de recettes fiscales sur la TICGN	
	- Part d'EnRR après substitution : 55%		
	- Durée de fonctionnement annuelle : 4200h		
Raccordement d'un immeuble à un réseau de chaleur (comparaison avec une chaudière gaz collective en pied d'immeuble)	- TVA taux réduit 5,5% sur le montant des travaux	- CEE fiche BAR-TH-37 zone H2	
	- Part d'EnRR alimentant le réseau : 50%	- Manque à gagner sur la TVA (consommation du réseau taxée à 5,5%, consommation du gaz taxée à 20%)	- Inv. : 38400 €TTC
	- Longueur de raccordement : 20 ml	- Pertes de recettes fiscales sur la TICGN	

VI.4. Véhicule électrique

La comparaison est menée entre une voiture moyenne du parc actuelle et une voiture électrique, parcourant toutes deux 15 000 km/an pendant 10 ans.

GROS PROJETS ENR ELECTRIQUE ET BIOGAZ	Hypothèses techniques	Aides	Hypothèses économiques
Voiture moyenne	- Consommation : 8 l/100km - Emissions : 160 gCO ₂ /km - Contenu énergétique du litre de carburant : 10 kWh - 38,7% essence + 61,3% diesel (CCFA)		
Voiture électrique	- Autonomie moyenne : 100 km - Consommation : 20 kWh/100km - Emissions : → Mix moyen FR : 80 gCO ₂ /kWh → Mix moyen EU : 373 gCO ₂ /kWh → FR pointe : 600 gCO ₂ /kWh → FR nuit : 40 gCO ₂ /kWh - 440 000 bornes sur l'espace public pour 2 millions de VE en 2020 (<i>Grenelle</i>)	- Bonus écologique : 5300 € (27% du montant total) - Manque à gagner sur la TICPE (minoré par les nouvelles recettes sur la TCFE) - Renforcement du réseau de transport : 125 €/VE - Renforcement du réseau de distribution : 400 €/VE - Déploiement des bornes de recharges sur l'espace publique : 4 400 €/VE	- Prix : 20 000€TTC - Prix borne de recharge : 20 000 € (comprenant borne, travaux, raccordement et MO) - TICPE essence : 62,46 €/hl en 2014, 64,18 €/hl en 2015, 65,89 €/hl en 2016, puis constante (<i>PLF 2014</i>) - TICPE diesel : 43,99 €/hl en 2014, 45,97 €/hl en 2015, 47,96 €/hl en 2016, puis constante (<i>PLF 2014</i>) - TCCFE : 5,8893 €/MWh (<i>moyenne des taux communaux en 2014</i>) – indexée sur l'inflation - TCDFE : 3,1034 €/MWh (<i>moyenne des taux départementaux en 2014</i>) – indexée sur l'inflation

VII. Détails des calculs pour l'isolation de toiture

On se place dans le cas d'une maison moyenne de 111 m². La maison ne possède qu'un niveau et la totalité de sa toiture est isolée, soit une **surface d'isolation de 111 m²**. La durée de vie conventionnelle de l'action est de **35 ans**. La moyenne des prix constatés pour l'isolation des combles non aménagées est de **25 €HT/m², main d'œuvre comprise**.

VII.1. Analyse du point de vue de la collectivité

Les aides prises en compte sont les suivantes :

- Perte de TVA due au taux réduit de 5,5% sur le montant des travaux (équipement + pose) par rapport au taux de 10% normalement appliqué sur les travaux du bâtiment :

$$A_1 = 25\text{€HT/m}^2 \times 111\text{m}^2 \times (1,1 - 1,055)$$

$$A_1 = 125\text{€}$$

- Crédit d'impôt de 30% sur le montant des travaux TTC (équipement + pose) :

$$A_2 = 25\text{€HT/m}^2 \times 111\text{m}^2 \times 1,055 \times 30\%$$

$$A_2 = 878\text{€}$$

- Intérêts à 4% pris en charge par l'Etat dans le cadre d'un Eco-PTZ remboursable sur 10 ans :

Année	Reste à payer	Intérêts	Actua éco
1	2928	117	117
2	2635	105	101
3	2342	94	86
4	2049	82	73
5	1757	70	60
6	1464	59	48
7	1171	47	37
8	878	35	26
9	586	23	17
10	293	12	8
Total sur 10 ans		644	573

On se place à capital remboursé constant (et non à annuité constante) égal à 292,8€ (soit 1/10 de l'investissement initial) : chaque année il reste 292,8€ de moins à payer que l'année précédente, ainsi les intérêts (qui valent 4 % du « reste à payer ») décroissent. Une fois les intérêts calculés, on actualise le résultat :

$$\text{intérêt}_{\text{actu}} = \text{intérêt} \times (1 - 4\%)^{\text{année}-1}$$

Ce qui donne par exemple à l'année 5 :

$$\text{intérêt}_{\text{actu}} = 70 \times (1 - 4\%)^4 = 60$$

Le montant de l'aide correspond à la somme des intérêts actualisés : $A_3 = 573\text{€}$

- Valorisation à 3,5 €/MWhcumac des CEE obtenus pour l'action, définis par la fiche BAR-EN-01 zone H2 :

Montant en kWhcumac = 980 × surface isolée (chauffage électrique)

Montant en kWhcumac = 1600 × surface isolée (chauffage à combustible)

On considère le mix énergétique de chauffage moyen suivant :

- 35,6% électrique
- 33,1% gaz
- 3,8% GPL
- 21% fioul
- 6,5% bois

Ce qui donne :

$$(35,6\% \times 980 + (33,1\% + 3,8\% + 21\% + 6,5\%) \times 1600) \times 111\text{m}^2$$

$$= 153\text{MWhcumac}$$

$$A_4 = 153\text{MWhcumac} \times 3,5\text{€/MWhcumac}$$

$$A_4 = 536\text{€}$$

Le montant d'aides total prises en compte pour l'isolation de toiture est donc de 2112€.

Il faut maintenant déterminer la quantité d'énergie primaire économisée et de CO₂ évité. Pour cela, on se base sur le calcul de la fiche CEE qui calcule une économie en énergie finale, cumulée sur la durée de vie conventionnelle et actualisée à 4 %. Il suffit

d'appliquer ce résultat aux coefficients de conversion en énergie primaire et en CO₂ émis présentés au §2.5 :

$$E_p \text{ économisée} = 153 \text{ MWh} E_f \text{ cumac} \times 1,56 \text{ kWh } E_p / E_f$$

$$E_p \text{ économisée} = 239 \text{ MWh} E_p \text{ cumac}$$

et

$$CO_2 \text{ évité} = 153 \text{ MWh} E_f \text{ cumac} \times 216 \text{ gCO}_2 / \text{kWh} E_f$$

$$CO_2 \text{ évité} = 33 \text{ tonnes}$$

Ce qui donne un coût du MWh d'énergie primaire économisé à 8,83 € et un coût de la tonne de CO₂ évitée à 64 €. **Pour 1000 € investis par la collectivité au travers des aides nationales dans l'isolation de toiture, 113 MWh d'énergie primaire cumulés-actualisés sont économisés et 15,6 tonnes de CO₂ cumulées-actualisées ne sont pas émises.**

VII.2. Analyse du point de vue du maître d'ouvrage

Pour rappel, le raisonnement est ici mené en énergie finale qui est celle facturée à l'utilisateur. On obtient la quantité d'énergie finale économisée en désactualisant le montant de certificats obtenu pour l'action :

$$E_f \text{ économisée} = \frac{\text{Montant de certificats} \times (1 - (1 - 4\%))}{1 - (1 - 4\%)^{35}} \times 35 \text{ ans}$$

$$E_f \text{ économisée} = 282 \text{ MWh} E_f \text{ cumulés}$$

ce qui donne sans aide :

$$\frac{25 \text{ €HT/m}^2 \times 111 \text{ m}^2 \times 1,1}{282} = 10,38 \text{ €/MWh} E_f \text{ cumac}$$

et avec aides :

$$\frac{25 \text{ €HT/m}^2 \times 111 \text{ m}^2 \times 1,1 - 125 \text{ €} - 878 \text{ €} - 536 \text{ €}}{282} = 5,37 \text{ €/MWh} E_f \text{ cumac}^{118}$$

d'où un coût du MWh d'énergie finale économisé avec aides à 5,37 €/MWhEf et sans aides à 10,83 €/MWhEf. Les deux montants étant inférieurs au prix moyen de la chaleur, l'isolation de toiture est rentable avec ET sans aides.

¹¹⁸ L'Eco-PTZ n'est pas pris en compte dans ce calcul car il ne s'agit pas d'une aide directe au maître d'ouvrage.

VIII. Quelques critères complémentaires d'analyse

VIII.1. L'énergie grise

L'énergie grise est l'énergie nécessaire à la conception, la fabrication, le transport, l'utilisation et le traitement en fin de vie des installations ou matériaux.

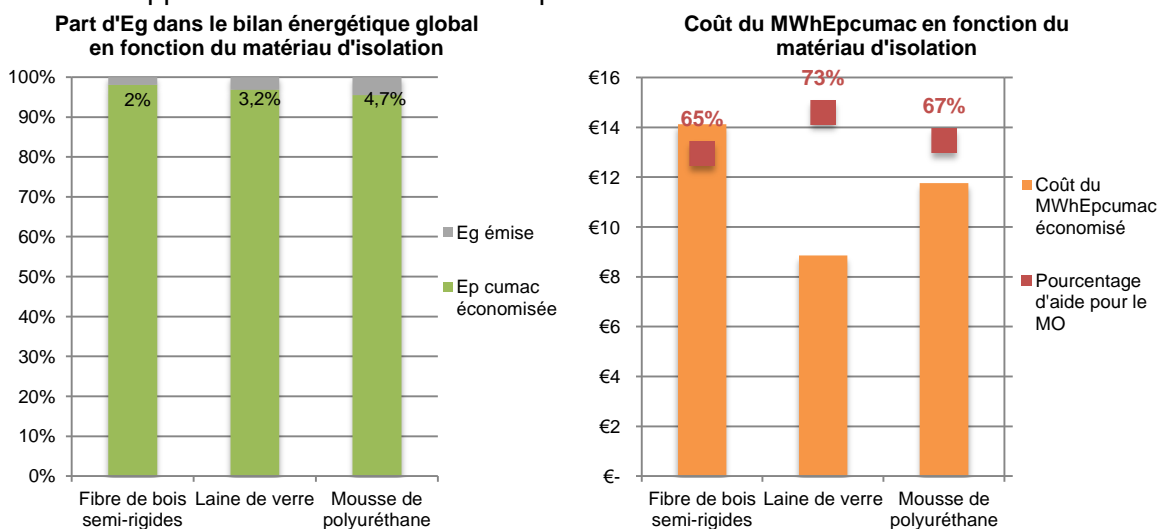
L'objectif ici est d'avoir un ordre de grandeur de ce qu'elle peut représenter vis-à-vis des économies d'énergie théoriques, afin de relativiser l'efficacité des mesures. Elle est prise en compte dans les filières suivantes¹¹⁹ :

- Isolation de toiture pour différents matériaux isolants ;
- Remplacement de fenêtres ou portes-fenêtres ;
- Chauffe-eau solaire individuel et collectif ;
- Solaire photovoltaïque intégré au bâti et centrale au sol avec trackers ;
- Éolien terrestre.

Cette énergie grise est affectée au bilan énergétique de la filière considérée sur la première année, ce qui maximise légèrement ce poste (la part retraitement devrait en effet être actualisée car située en fin de vie). Le fait que le cumul de l'énergie primaire évitée soit actualisé augmente également le pourcentage calculé entre l'énergie grise d'une action et les émissions qu'elle permet d'éviter.

Énergie grise pour l'isolation de toiture

L'énergie grise est présentée, lorsque les données sont disponibles, par m³ ou tonne de matériaux, selon les fabricants, ce qui ne facilite pas les comparaisons¹²⁰. Pour comparer sur une base cohérente les différents matériaux d'isolation, nous avons pris en compte l'énergie grise contenue dans la quantité d'isolant nécessaire pour remplir la même fonction : apporter une résistance thermique de 5 m².K/W.



Le crédit d'impôt, qui est calculé sur un pourcentage du montant des travaux, tend à aider plus¹²¹ – en valeur absolue – les isolations menées avec des isolants plus chers, mais le montant des travaux restant à financer par le maître d'ouvrage est également plus élevé – en valeur absolue –. Le coût « pour la collectivité dans son ensemble » du MWh évité est donc supérieur pour la fibre de bois, malgré un meilleur bilan en énergie grise. À noter

¹¹⁹ Pour les autres filières (production de chaleur à partir de combustibles), l'analyse menée dans le cadre de l'enquête prix de vente de la chaleur élargie menée par AMORCE chaque année a montré le caractère négligeable (généralement inférieur à 1%) de l'énergie grise au regard des quantités d'énergie produites par ces équipements sur leur durée de vie

¹²⁰ Pour présenter les avantages d'un matériau dense par exemple, il suffit de le comparer avec un matériau léger, en ramenant son énergie grise sur une unité de poids.

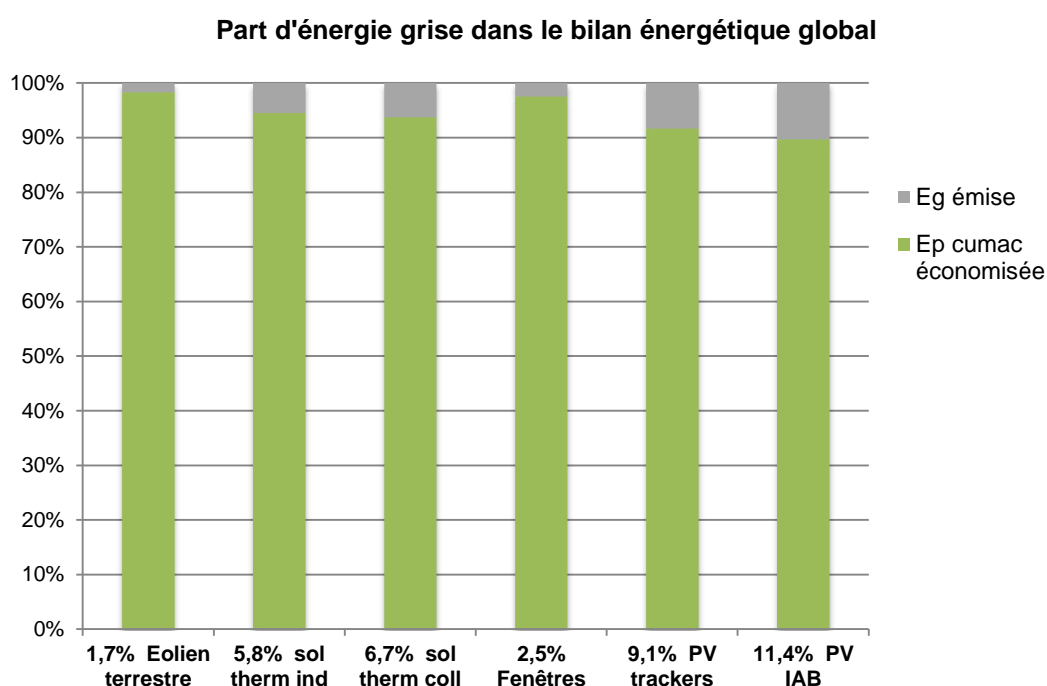
¹²¹ Le deuxième graphique est à relativiser quant aux hypothèses de prix des isolants, très variables, ainsi que de la main d'œuvre, que nous avons considérée comme fixe

qu'en prenant en compte des niveaux d'isolation supérieurs¹²², le contenu en énergie grise augmente, ce qui améliore le bilan global des matériaux comme la fibre de bois.

Les aides des collectivités locales à l'isolation sont souvent basées sur un montant fixe en euros par mètre carré d'isolant posé, ce qui a le mérite de la simplicité et de la visibilité, mais implique que l'aide est la même en valeur absolue, quel que soit le matériau utilisé. Les dispositifs de soutien actuels n'apportent donc aucune incitation à utiliser des matériaux dont l'impact environnemental est plus faible.

La recyclabilité en fin de vie voire l'utilisation de déchets pour produire les matériaux pourraient également être des critères mis en avant par les collectivités locales dans leur soutien à l'isolation.

Énergie grise pour quelques autres filières



Ces calculs permettent de montrer que l'énergie grise reste modeste au regard des gains apportés par les solutions, même si des optimisations restent possibles sur certaines filières. Les efforts de recherche en photovoltaïque sur les couches minces et les rendements notamment devraient diminuer le niveau relativement élevé d'énergie grise pour cette filière.

Le cas des fenêtres est particulier : il existe en effet des modèles beaucoup moins « consommateurs » d'énergie grise que celui retenu ici (double vitrage + pin)¹²³. Afin d'illustrer l'influence du type de la fenêtre sur les résultats, les données pour 3 types de fenêtres issus du même constructeur sont présentées ci-dessous (données issues du Baubook¹²⁴).

Baubook	Énergie grise (MJ/m ²)	Contenu CO ₂ (kg/m ²)
Fenêtre en bois (U=1,05 W/m ² .K)	754	3,76
Fenêtre en aluminium (U=1,16 W/m ² .K)	942	16,6
Fenêtre en PVC (U=1,05 W/m ² .K)	1903	79,8

¹²² Un R de 6,5 voire 7 est courant en BBC pour l'isolation des toitures.

¹²³ Les données pour les fenêtres sont issues de la base INIES.

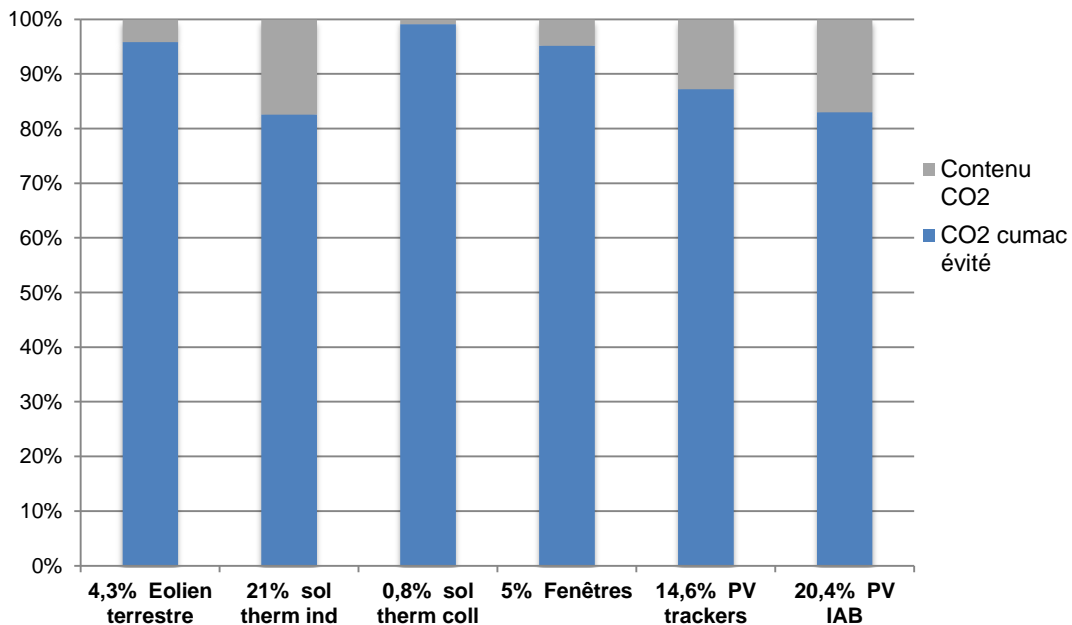
¹²⁴ www.baubook.at : cette base de donnée prend en compte le caractère renouvelable du bois, ce que ne fait pas la base de donnée INIES qui a été utilisée pour l'énergie grise de la fenêtre : cette filière est donc légèrement désavantagée.

VIII.2. Le contenu CO₂ (émission pendant tout le cycle de vie)

Sur le même principe que l'énergie grise, le contenu CO₂ représente les émissions relatives à tout le cycle de vie du produit, de sa fabrication à son traitement en fin de vie. Bien que suivant globalement les tendances de l'énergie grise, le contenu CO₂ d'une filière est fortement dépendant du procédé de fabrication (industrie) comme du transport – deux des secteurs parmi les plus émetteurs, et peut parfois prendre des proportions importantes.

À noter que, comme pour l'énergie grise, le fait d'avoir actualisé le cumul des tonnes de CO₂ évitées augmente le pourcentage calculé entre le contenu carbone d'une action – comptée entièrement sur la première année - et les émissions qu'elle permet d'éviter.

Part du contenu CO₂ dans le bilan des émissions global



Comme pour l'énergie grise, les résultats montrent que les ordres de grandeur en jeu restent toujours largement favorables à la mise en œuvre des solutions. Le solaire présente un contenu CO₂ assez important qui est lié à l'utilisation de matériaux à fort contenu carbone (verre, silicium pour le photovoltaïque, cuivre pour le thermique...).

Pour le photovoltaïque, la valeur utilisée pour le contenu CO₂ est une valeur moyenne correspondant à des modules fabriqués en Europe. Celle-ci peut cependant fortement dépendre du contenu CO₂ de l'électricité qui alimente l'unité de fabrication des systèmes : par exemple, des modules photovoltaïques fabriqués en Chine, où l'électricité est encore largement produite à partir de charbon, présentent un contenu carbone plus important que des panneaux fabriqués en Europe¹²⁵.

¹²⁵ La production d'électricité étant en moyenne 2 fois plus carbonnée en Chine qu'en Europe, le contenu CO₂ des modules photovoltaïques Chinois sera au plus deux fois supérieur aux modules européens. Ce constat – prudent – ne remet pas en cause la pertinence énergétique et environnementale d'utiliser des modules chinois, mais rappelle que le projet sera moins optimisé qu'avec des modules fabriqués en Europe.

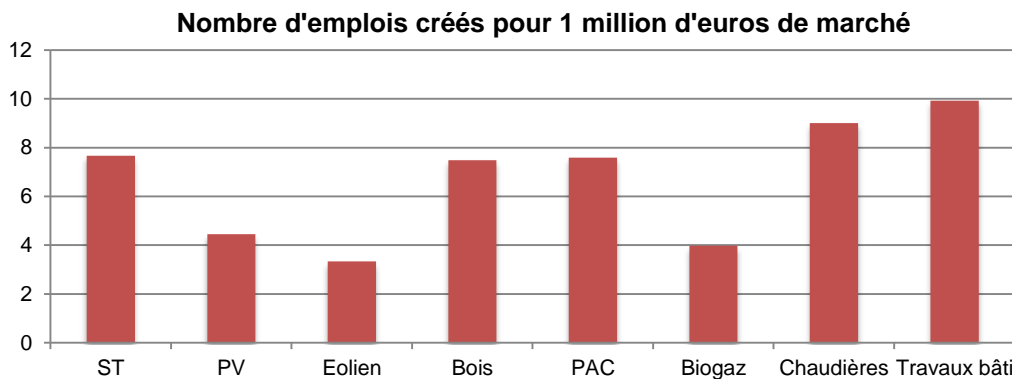
VIII.3. D'autres paramètres pour dimensionner les aides

L'enjeu en termes d'emplois

Outre des considérations purement énergétiques et environnementales, le soutien aux filières de maîtrise de l'énergie et d'énergie renouvelable présente un enjeu économique important. Cette dimension sera toujours présente lors de l'élaboration d'un PCET par exemple, une telle démarche devant être l'occasion de faire évoluer la politique de soutien aux entreprises pour tenir compte des objectifs et des potentiels d'emplois sur les filières à développer.

L'objectif de privilégier le développement d'emplois non délocalisables et pérennes est bien atteint par le développement de filières MDE et EnR : isolation thermique, pose de solaire et maintenance... qui requièrent une main d'œuvre technique locale. Les études de potentiel, de faisabilité et toute l'animation nécessaire à la mise en œuvre des actions du PCET dans la durée sont également des sources d'emplois. Avant les aides financières directes à l'investissement qu'elle pourrait distribuer, c'est d'ailleurs sur l'organisation de cette ingénierie que la collectivité apporte une réelle valeur ajoutée à la dynamique locale. Les actions de lutte contre la précarité énergétique nécessitent également un accompagnement qui requiert des emplois de proximité et où l'initiative de la collectivité est indispensable pour enclencher une dynamique.

L'ADEME a publié en 2012 une étude sur les marchés et emplois liés aux énergies renouvelables et à la maîtrise de l'énergie, qui éclaire de façon globale sur les enjeux en termes d'emplois générés par filière, en considérant l'ensemble de la « chaîne », de la fabrication à l'installation, en passant par l'exploitation des systèmes. On peut en tirer un indicateur approximatif (emploi / M€ de marché de la filière) que l'on retrouve dans le graphique ci-contre.



Cet « indicateur » confirme que l'isolation des logements et le bois-énergie sont les secteurs qui nécessitent, pour un chiffre d'affaires donné, le plus de main d'œuvre. La position de la PAC assez élevée également traduit la technicité plus importante de cette filière par rapport aux chaudières par exemple, notamment lors de l'installation. Ramené en emplois par euros investis en aides publiques, cet indicateur du point de vue de la collectivité locale sera sensiblement différent. Le photovoltaïque et l'éolien étant rentables grâce aux tarifs d'achat, les emplois créés localement nécessitent en effet peu d'implication de la collectivité. L'isolation des bâtiments, qui nécessite un plus grand investissement de la collectivité locale, génère beaucoup d'emplois mais à un coût unitaire – ramené du point de vue de la dépense publique locale – qui sera plus élevé. Le lieu de fabrication des équipements influencera également cet indicateur du point de vue d'un territoire. A noter qu'au sein des filières, des écarts peuvent se présenter, par exemple l'installation de générateurs solaires photovoltaïque en toiture des maisons génère plus d'emploi, pour une même puissance installée, qu'une centrale solaire au sol. Ces ratios sont à comparer par la collectivité à ceux d'autres activités économiques qu'elle est susceptible de soutenir au travers de sa politique économique.

L'effet d'aubaine

L'effet d'aubaine consiste pour un maître d'ouvrage à bénéficier d'une aide pour une action qu'il aurait menée en l'absence de soutien public. Cet effet est variable selon les niveaux d'aides et les filières : il est difficile à quantifier et n'a pas été pris en compte dans cette étude. La mise en place d'aides progressives sous conditions de ressources permet de concilier les actions avec la lutte contre la précarité énergétique et de limiter l'effet d'aubaine. La collectivité peut considérer, selon les filières, que les dispositifs nationaux sont suffisants pour les ménages plus aisés.

L'effet rebond

Les politiques d'efficacité énergétique peuvent induire des économies inférieures aux niveaux estimés a priori. Les économies financières engendrées peuvent en effet encourager une surconsommation énergétique, appelée « effet rebond ». Par exemple, une meilleure performance du système de chauffage et une bonne isolation peuvent inciter à augmenter la température de consigne dans le logement.

Ce sont souvent les aspects négatifs des externalités engendrées par une mesure qui sont mis en avant. L'effet rebond permet cependant de voir les aides accordées par la collectivité comme un investissement, car l'argent économisé grâce à ces mesures est directement réinjecté dans l'économie.

Outre le fait qu'il soit difficile à quantifier, cet effet dépend fortement de la situation initiale : un ménage en situation de précarité énergétique (voire de privation) aura ainsi tendance à plus se chauffer une fois l'isolation de son logement effectuée. S'il est en chauffage collectif en revanche, la baisse des charges se traduira directement par une augmentation de son pouvoir d'achat. Pour un ménage plus aisé, les gains sur la facture seront reportés sur d'autres dépenses, qui peuvent avoir un effet négatif s'il s'agit par exemple de partir en vacances plus loin en avion...

S'il diminue leur efficacité, l'effet rebond ne remet cependant pas en cause l'intérêt des politiques publiques de soutien à la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables (cf. encadré).

Coûts d'instruction des dossiers

Ces coûts peuvent représenter un poste de dépenses important pour la collectivité dans la mise en œuvre de ses programmes d'aides, et même parfois dépasser le coût de la mesure elle-même : difficiles à estimer et disparates, ils ne sont pas pris en compte ici. Ils doivent en revanche être appréhendés par la collectivité qui élabore son PCET, la mise en place de certaines aides pouvant engendrer un travail administratif important. La mutualisation avec d'autres collectivités ou avec les fournisseurs d'énergie dans le cadre des CEE est alors à considérer pour optimiser ces coûts pour l'ensemble des acteurs et apporter une meilleure visibilité et efficacité des aides pour les usagers.

Bien d'autres externalités liées à la baisse de la dépendance énergétique...

Cette étude ne prend pas en compte les montants d'argent public mobilisés pour la recherche sur les différentes filières. Au-delà de leur quantification et de leur affectation délicate, il est logique de ne pas considérer les dépenses déjà engagées en recherche dans cette analyse qui a pour objectif d'éclairer sur la hiérarchisation des actions.

En revanche, l'étude ne prend pas en compte certaines externalités positives, comme la réduction des impacts sur la santé liés à l'utilisation des énergies « traditionnelles », qui participent à la justification du soutien aux filières présentées ici et relativisent l'aspect « coût » sur lequel l'analyse est basée. Une approche de l'amélioration de l'indépendance énergétique est proposée au §3.6, mais pourrait être plus approfondie, les gains sur les coûts de sécurisation de l'approvisionnement du pays en gaz, pétrole et uranium devant être pris en compte dans une analyse globale.