



MINISTÈRE DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
ET DES FINANCES

Mission portant sur la transformation des aides à l'investissement du Fonds chaleur en aides à la production de chaleur renouvelable

Rapport CGEDD n° 012040-01
Rapport CGE n°2017/28/CGE/SG
Établi par

Mireille CAMPANA et Marie-Solange TISSIER (CGE)
Jean-Michel NATAF et Michel ROSTAGNAT (CGEDD)

Juin 2018



Les auteurs attestent qu'aucun des éléments de leurs activités passées ou présentes n'a affecté leur impartialité dans la rédaction de ce rapport.

Statut de communication	
	Préparatoire à une décision administrative
	Non communicable
	Communicable (données confidentielles occultées)
✓	Communicable

Table des matières

Résumé	7
Liste des recommandations	9
Introduction	10
1 Mécanismes de soutien aux énergies renouvelables	11
1.1 Généralités	11
1.2 Rappel des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques	11
1.3 Mécanismes spécifiques de soutien à la chaleur - le Fonds chaleur.....	13
1.3.1 Historique et bilan du Fonds chaleur.....	13
1.3.2 Actualité du Fonds chaleur.....	20
1.3.3 Efficacité et efficience	23
1.3.4 Doublement du Fonds chaleur.....	25
1.4 Soutien par filière	25
1.5 Avantages et inconvénients des différents mécanismes de soutien.....	26
2 Le passage de l'aide à l'investissement à une prime à la production : un changement peu souhaitable.....	29
2.1 Le contexte : une économie fragilisée par les fluctuations aléatoires des cours des énergies concurrentes.....	29
2.1.1 Contexte économique	29
2.1.2 Le contexte commercial de la chaleur est spécifique	30
2.1.3 La prise en compte des objectifs de rentabilité des projets par l'ADEME	31
2.2 L'aide au fonctionnement paraît être, aux yeux des acteurs, une alternative risquée.....	32
2.2.1 L'idée de substituer une aide au fonctionnement au système actuel de subvention à l'investissement est rejetée, pour au moins trois raisons.....	32
2.2.2 L'avance remboursable (AR) mise en place par l'ADEME crée des difficultés sur le plan comptable	33
2.2.3 Le risque lié à la volatilité des cours des combustibles fossiles ou à la disparition du fournisseur de chaleur ou de ses clients.....	34
2.2.4 La question tout à fait spécifique des industriels gros consommateurs de chaleur, représentés par l'UNIDEN, devra faire l'objet d'une décision ultérieure	36
2.3 Les demandes des opérateurs de réseaux de chaleur.....	36
2.3.1 Assouplir les conditions imposées aux réseaux de chaleur.....	36
2.3.2 Permettre de reporter le coût des investissements chaleur sur les loyers et de lisser ce report dans le temps	37
2.3.3 Obtenir pour les réseaux de chaleur le statut de service économique d'intérêt général (SIEG), ce qui permettrait d'augmenter les plafonds d'aide.....	37

2.4	Les acteurs partagent un grand nombre d'idées	37
2.5	L'aide à la production n'est pas souhaitable, sauf à des conditions très particulières	38
3	Propositions règlementaires et d'évolution du Fonds chaleur à moyens constants	41
3.1	Optimiser le Fonds chaleur.....	41
3.1.1	La méthanisation : jouer sur les tarifs d'achat et le fonds de garantie créé dans le cadre du grand plan d'investissement ?	43
3.1.2	Le solaire thermique : aider ponctuellement des opérations exemplaires dans les zones ensoleillées pour développer une filière à potentiel	45
3.1.3	La chaleur fatale : sécuriser son utilisation par un fonds de garantie.....	46
3.2	Travailler sur la réglementation et les dispositifs concurrents	47
3.2.1	Le certificat d'économie d'énergie (CEE)	47
3.2.2	Le Crédit d'impôt transition énergétique (CITE)	47
3.2.3	Faire pleinement exercer par les exécutifs locaux leurs pouvoirs de régulateurs des réseaux énergétiques	49
3.2.4	Utiliser la réglementation thermique en supprimant la dispense temporaire pour le collectif d'obligation de recours aux énergies renouvelables de la RT 2012 (au moins 10 % de consommation en énergie primaire)	50
3.2.5	Permettre un seul interlocuteur réseau - immeuble (réseau secondaire) pour que le concessionnaire industriel puisse susciter des économies sur la régulation intra-immeuble	52
3.3	Continuer à mutualiser et valoriser les bonnes pratiques	52
4	Aider au développement des usages de la chaleur avec des moyens accrus	53
4.1	Il est possible d'améliorer les résultats du Fonds chaleur en lui autorisant des dépenses supplémentaires.....	53
4.1.1	Projets existants.....	54
4.1.2	Faire naître de nouveaux projets : continuer à aider les études de faisabilité	55
4.1.3	Calculer l'aide du Fonds chaleur selon un prix réaliste du gaz.....	55
4.1.4	Dans le cas de réseaux de chaleur, augmenter le taux de rentabilité de référence pour le calcul de l'aide aux projets	56
4.1.5	Instituer une clause de revoiture, pour l'investisseur au démarrage de l'installation si la situation a radicalement changé par rapport à l'analyse initiale	57
4.1.6	Améliorer l'aide, pour les réseaux de chaleur, s'ils sont classés et impliquent des obligations de raccordement	57
4.2	Les solutions plus globales envisageables.....	58
4.2.1	Militer pour une taxe carbone au plan international	58
4.2.2	Améliorer l'efficacité du marché européen des quotas EU-ETS	58
4.2.3	Crédibiliser l'augmentation de la taxe carbone ou CCE	59
4.2.4	Mettre à l'étude une CCE flottante.....	59

4.2.5	Les aides aux énergies renouvelables électriques, gazières et de chaleur doivent être connues et analysées chaque année pour conduire à une décision coordonnée.....	60
4.2.6	Rééquilibrer, à dépense publique constante, les enveloppes affectées aux énergies renouvelables électriques et thermiques	61
4.2.7	Le cas particulier de la cogénération	63
5	Conclusion	66
6	Annexes	67
6.1	Lettre de mission	67
6.2	Généralités sur mécanismes de soutien	71
6.3	Historique du Fonds chaleur.....	74
6.3.1	Le Grenelle de l'environnement a créé le Fonds chaleur.....	74
6.3.2	La Programmation pluriannuelle de l'énergie revisite le dispositif	75
6.3.3	La Commission de régulation de l'énergie, peu présente sur le sujet, invite à favoriser la chaleur en vertu de ses performances écologiques	75
6.3.4	La Cour des comptes salue l'efficacité du Fonds chaleur et recommande une meilleure coordination entre l'ADEME, la Caisse des dépôts et la BPI	76
6.4	Le Fonds chaleur : périmètre et modalités, règles en vigueur.....	78
6.4.1	Les réseaux de chaleur	78
6.4.2	Le bois et la biomasse énergie.....	80
6.4.3	La géothermie.....	80
6.4.4	Le biogaz et la méthanisation.....	81
6.4.5	La chaleur fatale	81
6.4.6	Le solaire thermique.....	82
6.4.7	Bilans annuels de 2009 à 2016.....	82
6.4.8	Perspectives par filière	94
6.4.9	Portefeuille	95
6.5	Enjeux du basculement vers un système de prime à la production	96
6.5.1	Termes de la lettre de mission	96
6.5.2	Généralités sur le principe d'une prime à la production	97
6.5.3	Généralités sur les paramètres de l'étude économique envisagée	99
6.5.4	Généralités sur les cas d'étude retenus par la lettre de mission.....	107
6.5.5	Éléments économiques	107
6.6	Liste des personnes rencontrées	115
6.7	Glossaire des sigles et acronymes	119
6.8	Bibliographie	122
6.9	Table des illustrations et tableaux.....	124

Résumé

La chaleur représente près de la moitié des besoins d'énergie finale en France. Il est donc nécessaire d'en décarboner les usages. Dans ce cadre, le Fonds chaleur, créé en 2009 dans la foulée du Grenelle de l'environnement, géré par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et doté de 2,1 Md€ sur la période 2009-2018, propose une aide à l'investissement dans les énergies renouvelables thermiques et dans les réseaux de chaleur qui y recourent. Ce fonds est apprécié, tant par les porteurs de projet que par les collectivités locales. Sa gestion est saluée par la Cour des comptes et son efficacité reconnue par la direction générale du trésor.

La lettre de commande de la présente mission regrette que les aides à l'investissement du Fonds chaleur consomment des crédits de paiement en début de projet et ne permettent pas à l'Etat de bénéficier financièrement des retombées de sa politique de prix croissant du carbone.

Le système d'avance remboursable mis en place par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), conformément à son contrat d'objectif et de performance, constitue un premier pas dans la solution de ce double problème. Il est toutefois jugé compliqué par les opérateurs, tout en s'avérant à court terme autant consommateur de crédits budgétaires qu'une subvention.

La mission a donc été invitée à étudier l'opportunité de la transformation de l'aide à l'investissement en une prime à la production de chaleur.

Au terme de ses auditions, elle considère que ce n'est pas souhaitable. En effet :

- les investissements chaleur sont capitalistiques et nécessitent de ce fait une aide à l'investissement, faute de quoi ils n'obtiennent pas de financement bancaire ;
- l'aide au fonctionnement n'est jugée intéressante par ses bénéficiaires potentiels que dans certains cas seulement et si elle s'ajoute aux aides actuelles à l'investissement sans s'y substituer ;
- l'aide au fonctionnement réintroduirait, dans la chaleur renouvelable, une forme d'indexation sur des cours des énergies fossiles fondamentalement volatiles, alors que leur indépendance réciproque est pour les porteurs de projets un argument commercial majeur.

La mission relève qu'avec une enveloppe totale de près de 600 M€/an (dont un tiers au Fonds chaleur), les énergies renouvelables thermiques bénéficient de moins de 10 % des soutiens aux énergies renouvelables dont elles représentent pourtant près de 60 % de la production. Ainsi, l'augmentation globale de l'aide aux énergies renouvelables thermiques paraît justifiée, tant en montant qu'en procédures réglementaires. Le rapport en évalue les différentes modalités, qu'elles touchent directement le Fonds chaleur ou des dispositifs concurrents, et qu'elles soient d'ordre réglementaire ou budgétaire.

Sur le plan réglementaire, la mission propose notamment :

- d'exclure du bénéfice du crédit d'impôt transition énergétique (CITE) les dispositifs de chauffage là où existe un réseau de chaleur « vertueux » (on entend par là : dont le mix énergétique fait appel à au moins 50 % d'énergies renouvelables ou de récupération) ;
- de supprimer la dispense temporaire pour le collectif d'obligation de recours aux énergies renouvelables de la réglementation technique RT 2012 ;
- de favoriser le raccordement aux réseaux de chaleur existants par le biais d'aides accrues au raccordement, et l'exclusion des aides (CITE, ANAH) aux énergies concurrentes ;
- d'introduire un chapitre chaleur cartographié dans les Plans Locaux d'Urbanisme (PLU) des Communautés d'agglomération et des grandes collectivités urbaines, localisant les zones favorables à l'installation d'un réseau.

En ce qui concerne la gestion du Fonds chaleur, et dans le but d'augmenter le nombre de projets, elle suggère :

- de réexaminer la méthode de détermination du prix du gaz et le taux de rentabilité interne (TRI) cible sur lequel l'ADEME fonde ses aides ;
- d'octroyer dans certaines conditions le bénéfice du Fonds chaleur aux réseaux bénéficiant des certificats d'économies d'énergie (CEE) ;
- d'améliorer le pourcentage d'aide du Fonds chaleur aux réseaux classés imposant le raccordement des immeubles neufs ;
- de privilégier le recours complémentaire aux aides remboursables pour des projets de taille significative et proches de la rentabilité.

De façon plus générale, elle invite à mettre à l'étude une modulation de la contribution climat énergie (CCE ou « taxe carbone ») de nature à préserver la compétitivité de la chaleur des aléas des cours mondiaux des combustibles fossiles. Malgré le précédent de la taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP) modulée, elle estime que la chaleur est trop vulnérable à la conjoncture du prix du gaz pour qu'on ne recherche pas les moyens de stabiliser les conditions de la concurrence.

En outre, la mission n'a pas eu connaissance d'une quelconque étude de suivi synoptique des aides publiques aux énergies renouvelables thermiques et électriques, en fonction de la quantité de CO₂ évité ou du kWh produit. Or ce suivi est nécessaire pour décider des priorités d'aide de la nation à chaque sorte d'énergie. La mission recommande une mise à jour annuelle et une publication de ces données.

Elle fait également remarquer qu'un transfert modeste du montant global des aides aux énergies renouvelables électriques vers les énergies renouvelables thermiques permettrait, à dépense publique constante, de financer sans problème leur développement. Dans ce cadre, elle souhaite que le cas de la cogénération soit spécifiquement étudié pour sa contribution à la chaleur et non à l'électricité, dans l'idée d'en basculer une partie sur le Fonds chaleur au profit de cette même cogénération et pour ne pas favoriser l'utilisation directe du biogaz pour l'électricité.

La remontée récente des cours des énergies fossiles, au sortir de plusieurs années de cours déprimés, est de nature à conforter son développement, qui doit cependant ne pas reposer seulement sur des circonstances conjoncturelles.

Liste des recommandations

1. RECOMMANDATION (à l'ADEME) : Focaliser les avances remboursables du Fonds chaleur sur les opérations les plus importantes et les plus proches de la rentabilité..... 34
2. RECOMMANDATION (à l'ADEME) : Trouver un partenaire pour créer un fonds de garantie contre la défaillance du fournisseur de chaleur fatale. 46
3. RECOMMANDATION (à la DGFIP et à la DGEC) : Dans le cas d'un réseau de chaleur vertueux, et notamment d'un réseau classé, favoriser le raccordement par le biais d'aides accrues au raccordement et l'exclusion des aides fiscales concurrentes telles que l'aide à l'installation d'un équipement utilisant de l'énergie fossile (CITE, ANAH)..... 49
4. RECOMMANDATION (à la DHUP et à la DGEC) : Supprimer la dispense temporaire pour le collectif de l'obligation de recours aux énergies renouvelables de la RT 2012..... 51
5. RECOMMANDATION (à la DGCCRF et à la DHUP) : Etudier la possibilité de permettre un gestionnaire du réseau de chaleur de gérer le réseau secondaire pour induire des économies..... 52
6. RECOMMANDATION (à la DGEC) : Maintenir l'effort sur la méthanisation, le solaire thermique et la géothermie, tant profonde que sur nappe, avec en vue le développement de ces filières..... 55
7. RECOMMANDATION (à la DHUP) : Introduire un chapitre chaleur cartographié dans les plans locaux d'urbanisme des Communautés d'agglomération et des grandes collectivités urbaines. 55
8. RECOMMANDATION (à l'ADEME et à la DGEC) : Réexaminer la méthode de détermination du prix local du gaz, voire le taux de rentabilité interne cible sur lequel l'ADEME fonde ses aides. 56
9. RECOMMANDATION (à l'ADEME) : Améliorer le taux d'aide du Fonds chaleur pour les réseaux classés imposant le raccordement des immeubles neufs, voire lors de changement de chaudières. 58
10. RECOMMANDATION (à la DGEC et à la DB) : Accroître progressivement le budget du Fonds chaleur, après analyse des besoins exprimés par l'ADEME. 58
11. RECOMMANDATION (à la DLF et à la DGEC) : Même si cette formule a déjà été expérimentée pour les carburants et est sensible, mettre à l'étude une CCE flottante qui inclue le gaz. 60
12. RECOMMANDATION (à la DGEC ou au CGDD) : Tenir à jour et publier un tableau de bord récapitulatif, par type de production, les montants des aides publiques aux énergies renouvelables et les volumes des productions associées, qu'elles soient électriques ou thermiques. 61
13. RECOMMANDATION (au MTES et au MCP) : Etablir une programmation annuelle commune des aides aux énergies renouvelables thermiques et électriques en décidant des volumes par type d'énergies électriques et du montant du fonds chaleur. 63
14. RECOMMANDATION (A la DGEC, la DGE et la DB) : Réexaminer les aides à la cogénération et la possibilité d'en basculer une partie sur le Fonds chaleur. Favoriser plutôt l'utilisation directe du biogaz en tant que gaz pour la chaleur (et non pour l'électricité)..... 65

Introduction

La production de chaleur représente près de la moitié de l'énergie finale consommée en France, laquelle est d'environ 1 800 TWh/an.

Ainsi, chaque année, le secteur résidentiel consomme environ 450 TWh dont 400 TWh de chaleur : aux trois-quarts du chauffage, mais aussi de l'eau chaude sanitaire et de la cuisson. Le secteur tertiaire pour sa part consomme environ 230 TWh dont plus de la moitié pour le chauffage. L'industrie consomme près de 270 TWh, dont près de 190 TWh, soit plus des deux tiers, pour la production de chaleur.

Avec ces usages, bâtiment et industrie génèrent près 40 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) en France¹.

L'enjeu de la production de chaleur renouvelable est reconnu par la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015 et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Cette dernière prévoit d'augmenter significativement (+39 % à +56 %) la production de chaleur renouvelable en 2023 par rapport à 2016, et de faire passer la part renouvelable de consommation finale de chaleur de 20 % en 2016 à 38 % en 2030.

Dans ce contexte, l'aide à la production de chaleur renouvelable, notamment par le biais du Fonds chaleur (FC), représente un enjeu important.

La modalité dominante du Fonds chaleur est une aide à l'investissement, par le biais d'une subvention éventuellement assortie d'une avance remboursable. Dans le présent rapport, après un examen des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, notamment thermiques, la mission examine la pertinence éventuelle d'une aide au fonctionnement en substitution partielle d'une aide à l'investissement. La mission approfondit par ailleurs les différentes modalités du Fonds chaleur et leur interaction avec les autres outils d'aide aux énergies renouvelables (EnR).

1 Le premier secteur émetteur de GES est le secteur des transports, peu concerné par la problématique chaleur.

1 Mécanismes de soutien aux énergies renouvelables

1.1 Généralités

Les énergies renouvelables (EnR) peuvent être distinguées selon la forme d'énergie produite, EnR électriques (production renouvelable d'électricité) et EnR thermiques (production renouvelable de chaleur). Lorsque une source d'énergie produit à la fois de l'électricité et de la chaleur, on parle de cogénération.

On peut produire de la chaleur à partir d'électricité (radiateur électrique à effet Joule, pompe à chaleur...). Le rapport entre chaleur produite et énergie électrique utilisée est de 1 par effet Joule, et typiquement de 3 ou plus pour les pompes à chaleur.

La chaleur est par contre une forme d'énergie « dégradée » car avec de la chaleur on peut produire de l'électricité mais avec un rendement typiquement de $1/3$ dans les centrales thermiques à combustibles fossiles ou nucléaires.

De plus les usages de la chaleur sont moins universels et plus saisonniers (même s'ils sont élevés) et par ailleurs la chaleur se transporte moins facilement et est moins aisée à mesurer. Elle partage aussi avec l'électricité une certaine difficulté de stockage.

Lorsque la chaleur produite doit être acheminée au lieu de consommation, différent du lieu de production, on recourt à des réseaux de chaleur, qui amènent le fluide caloporteur aux sites consommateurs puis récupèrent le fluide refroidi après absorption de chaleur par les sites consommateurs.

Les mécanismes de soutien aux projets de développement des énergies renouvelables peuvent prendre des formes diverses :

- aide à l'investissement (subvention, avance remboursable, prise de participation, prêt bonifié...);
- aide à la production (soutien à la quantité d'énergie produite).

Les moyens utilisés sont aussi divers :

- subvention visant à rentabiliser l'investissement par rapport à une solution de référence ;
- tarif d'achat de la production garanti (fixe sur la durée de production ou sur une trajectoire temporelle prédéfinie) ;
- prime de marché ajustée sur la quantité fournie ;
- contrat sur différence par rapport à un prix de référence variable temporellement...

Ils peuvent aussi prendre la forme de soutiens fiscaux (TVA réduite, crédit d'impôt, suramortissement...) ou réglementaires.

1.2 Rappel des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques

Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques (ou au biogaz) sont multiformes, contrats d'obligation d'achat² (OA) ou compléments de rémunération³ (CR) avec ou sans appel d'offre

² C'est-à-dire que la production doit obligatoirement être achetée au producteur à un prix défini à l'avance.

(AO), mais sont essentiellement des subventions au fonctionnement, en fonction des volumes d'électricité ou de gaz produits.

Filière	Puissance (kW)				
	< 100	< 300	< 500	< 1000	> 1000
Hydraulique	OA		CR	AO (CR)	AO (CR)
	AO (OA)				
Incinération de déchets ménagers	CR				
Biomasse	AO (CR)				
Biogaz (STEP et ISDND)	OA		CR		
Biogaz (autres cas)	OA		AO (CR)		
Géothermie	CR				
Cogénération gaz naturel	OA		CR	AO (CR)	AO (CR)
	AO (OA)				
Gaz de mine	OA				
Photovoltaïque (PV)	OA	AO (OA)		AO (CR)	
Eolien terrestre*	CR	AO (CR)			
Energies marines	OA (+ Appels à projets ADEME ou NER 300)				
Eolien en mer	AO (CR)				

* La limite du guichet ouvert est de 6 aérogénérateurs et aucun aérogénérateur de puissance supérieure à 3MW

Légende

Obligation d'achat (OA)
Complément de rémunération (CR)
Appels d'offre (AO et forme du soutien)

Figure 1: Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques, DGEC, mai 2017

Ces mécanismes d'obligation d'achat et d'appels d'offre ont permis de développer significativement les énergies renouvelables, avec l'existence de bulles (ou effets d'aubaine) liées aux paramétrages des incitations (tarifs d'achats obligés) qui se sont révélés parfois très avantageux en raison de l'évolution rapide à la baisse des coûts des équipements fabriqués en grande série⁴. Les prix d'achat actuels sont plus en regard des coûts de production. Par ailleurs, le mécanisme d'obligation d'achat de la production d'énergies renouvelables est indépendant du niveau de la demande sur le réseau, ce qui a été en partie corrigé par la mise en place du complément de rémunération, qui limite en effet ces risques.

La charge pour la collectivité (consommateurs d'électricité et contribuables) liée à ces investissements dans les sources d'électricité renouvelables, telle qu'analysée par la commission de régulation de l'énergie⁵, représente aujourd'hui 5 Md€/an et pourrait atteindre 7 Md€/an en 2024.

³ C'est-à-dire que la production bénéficie d'une prime par unité d'énergie produite afin de compenser l'écart entre coût de production et prix de vente sur le marché.

⁴ Il en résulte un reste à payer important pour les finances publiques sur les années à venir. Selon la CRE, « Les filières renouvelables thermiques sont principalement soutenues par l'intermédiaire du Fonds chaleur et du crédit impôt transition énergétique (CITE) pour un niveau de soutien moyen respectivement de l'ordre de 4,6 €/MWh et 7,5 €/MWh. À titre de comparaison, le surcoût pour les finances publiques des contrats de soutien dont bénéficient les filières renouvelables électriques varie de 18 €/MWh pour les grandes installations photovoltaïques au sol à 138 €/MWh pour les petites installations photovoltaïques, en passant par 30 €/MWh pour les parcs éoliens de plus de 6 aérogénérateurs ». Cela se traduit par une CSPE de plus de 22,5 €/MWh depuis 2016 soit plus de 7 Md€/an, dont les 2/3 liés aux EnR et plus de la moitié liée aux EnR électriques éoliennes et photovoltaïques. Cette charge (actuellement croissante) sera assurée sur la durée des contrats, typiquement 20 ans.

⁵ Délibération n° 2017-169 du 13 juillet 2017.

1.3 Mécanismes spécifiques de soutien à la chaleur - le Fonds chaleur

On entend par chaleur renouvelable ou de récupération la chaleur issue de sources renouvelables (comme le bois ou la géothermie) ou de la récupération de chaleur fatale, c'est-à-dire sous-produit d'un process industriel dont l'objet n'est pas la production de chaleur.

Les mécanismes de soutien à la chaleur renouvelable sont également très variés, notamment parce que la production ou la distribution de chaleur renouvelable peut prendre des formes diverses. Ce sont essentiellement des subventions à l'investissement voire des avances remboursables, mais aussi des incitations réglementaires ou fiscales (crédit d'impôt, TVA réduite...).

Le Fonds chaleur est depuis 2009 et le Grenelle de l'Environnement l'outil le plus important de soutien à la chaleur renouvelable. Typiquement un projet reçoit une aide à l'investissement calculée de façon que le coût de la chaleur produite soit inférieur de 5 % au montant de la solution fossile de référence, qui est en général le recours au gaz.

Une partie de l'aide peut être octroyée sous la forme d'une aide remboursable, le remboursement de celle-ci étant conditionné à la concrétisation sur une certaine durée de l'augmentation, attendue, de l'ensemble prix du gaz + contribution climat énergie (CCE). Si l'augmentation du prix du gaz n'a pas été aussi forte qu'anticipé lors du lancement de projet, ce qui fragilise ledit projet, alors l'avance n'est plus à rembourser.

1.3.1 Historique et bilan du Fonds chaleur

1.3.1.1 Généralités

Le Fonds chaleur a depuis ses origines en 2009 permis de façon efficiente de développer significativement la capacité de production de chaleur renouvelable. Les années récentes ont vu un tassement des aides et des projets, en raison d'une décroissance tendancielle des dotations après le lancement du Fonds chaleur, de la baisse des prix du gaz depuis 2012, et aussi, périodiquement, des échéances électorales (municipales). Le graphique ci-après présente les évolutions en nombre de projets et en énergie produite.

Rappel sur les unités d'énergie :

1 TEP (tonne équivalent pétrole) vaut 11,63 MWh (mégawattheures) soit 11 630 kWh (kilowattheures).

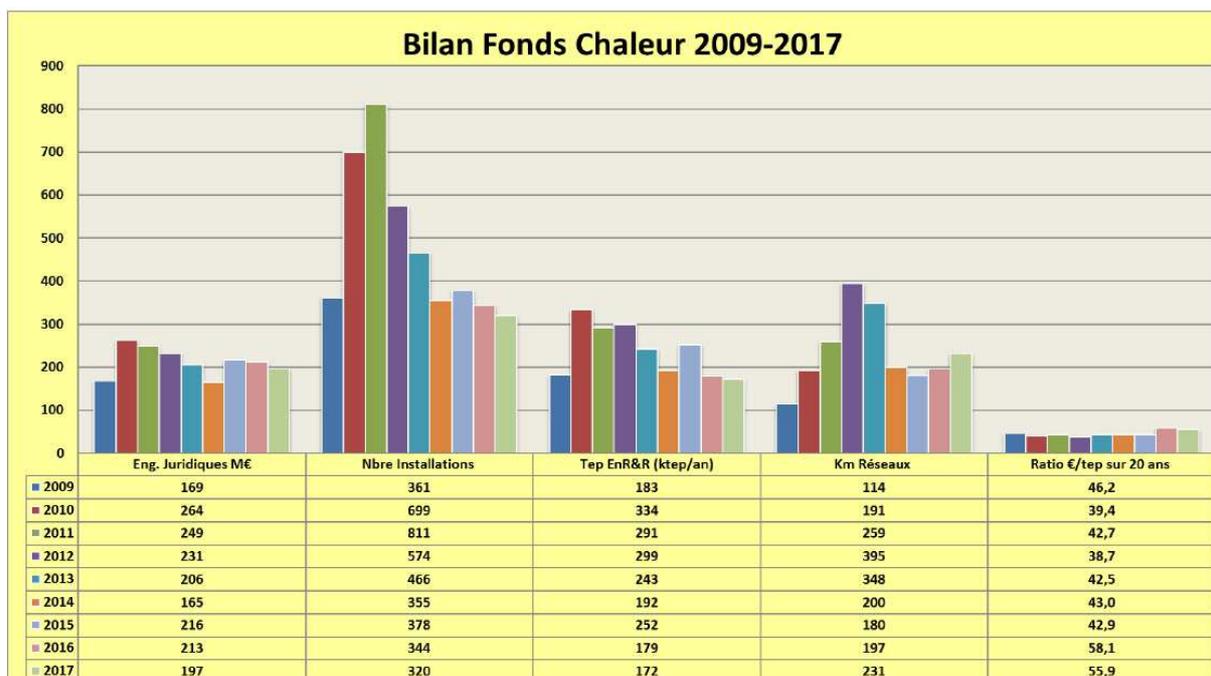


Figure 2: Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

Le Fonds chaleur a, dans ses premières années, essentiellement soutenu de petits projets (soutien forfaitaire) ou de grands projets utilisant l'énergie bois dans le cadre de l'appel à projets Biomasse Chaleur Industrie Agriculture et Tertiaire (BCIAT), ainsi que les réseaux de chaleur qui consomment au moins 50 % d'énergies renouvelables, que dans la suite de ce rapport on qualifiera de « réseaux vertueux »⁶. Plus récemment s'est développée la généralisation de la récupération d'énergie des unités d'incinération⁷, des déchets de biomasse (biogaz) et de la chaleur fatale des process industriels.

1.3.1.2 Une aide à 4 308 installations produisant 2,2 MTEP/an

Si l'on évalue les résultats du Fonds chaleur filière par filière et années après années depuis les origines en 2009, on constate que la capacité de production d'énergie aidée, après une hausse rapide sur 2009 et 2010, est en baisse tendancielle depuis lors (hors un pic local en 2015).

⁶ La référence réglementaire actuelle est un seuil de 50 % d'EnR&R, au-delà duquel la fourniture d'énergie par un réseau de chaleur n'est assujettie qu'à la TVA au taux réduit de 5,5 %. En moyenne, en France, le taux d'EnR&R dans le mix des réseaux de chaleur est de 53 %, cf. Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid, édition 2017, du SNCU.

⁷ Qui correspond à une volonté de valoriser cette chaleur et qui est soutenue également par le Fonds Déchet.

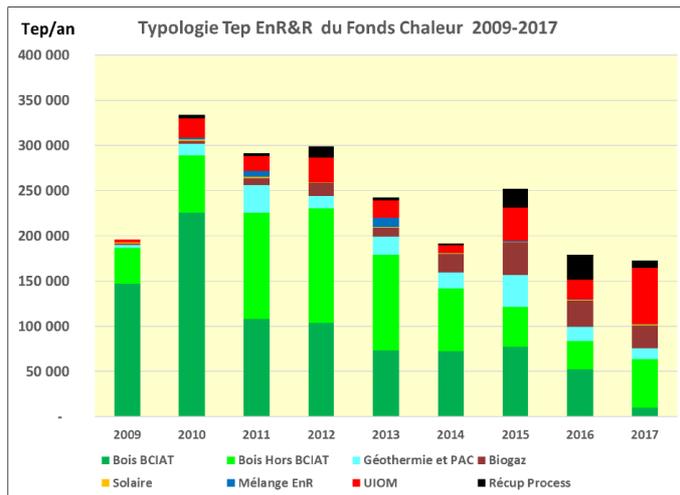


Figure 3: Bilan Fonds chaleur 2017 - Chiffres clés 2009-2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

Ces tendances sont corrélées aux engagements du Fonds chaleur, qui ont atteint un pic sur la période 2010-2011 (engagements annuels de 250 M€), un creux en 2014 à 165 M€, et se maintiennent depuis lors aux alentours de 200 M€ (215 M€ au budget primitif 2018).

Au total, fin 2017, 4 308 installations avaient été aidées par le Fonds chaleur, avec des aides concentrées sur les réseaux de chaleur et sur le bois, et une capacité de production totale de 2,2 MTEP/an (cf. infra). La tendance baissière observée sur la capacité de production d'énergie aidée au fil du temps vaut aussi pour le nombre d'installations aidées.

4308 installations aidées par le Fonds Chaleur sur 2009-2017

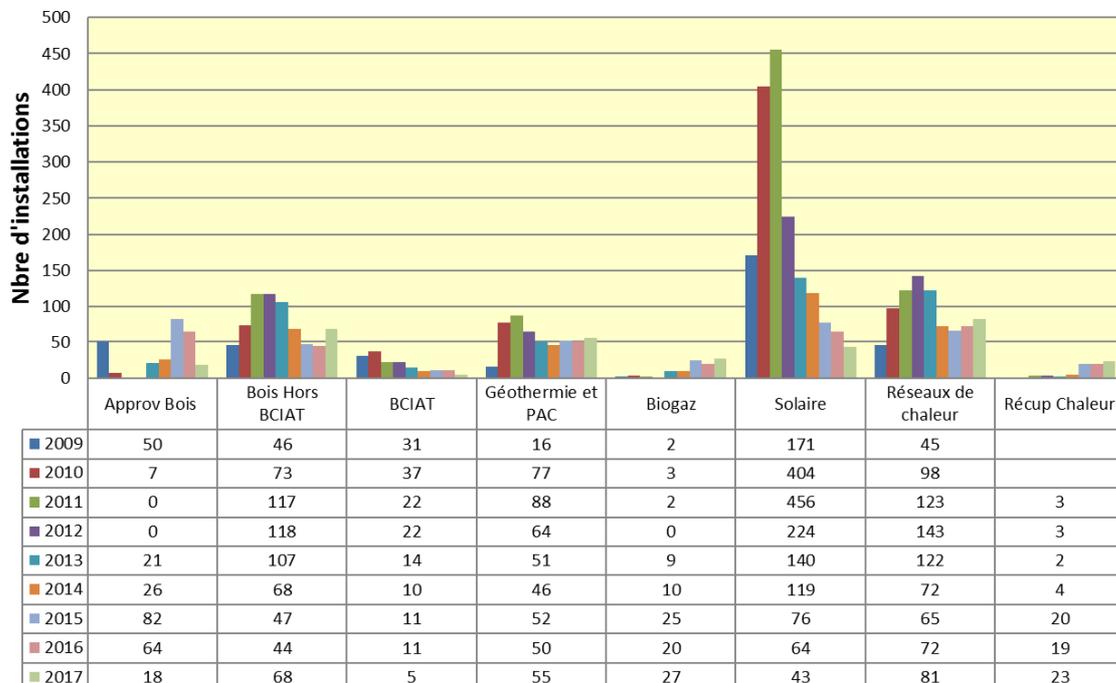


Figure 4: Bilan Fonds chaleur 2017 - Chiffres clés 2009-2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

1.3.1.3 Un soutien cumulé de 1,75 Md€, avec une forte dominante réseau de chaleur et bois

Ces 4 308 installations, totalisant une capacité de production de 2,2 MTEP/an, ont, depuis les origines, reçu un soutien cumulé de 1,75 Md€ par l'ADEME sur un total d'investissement de 5,78 Md€. Le schéma suivant montre la forte dominante du bois énergie et des réseaux de chaleur.

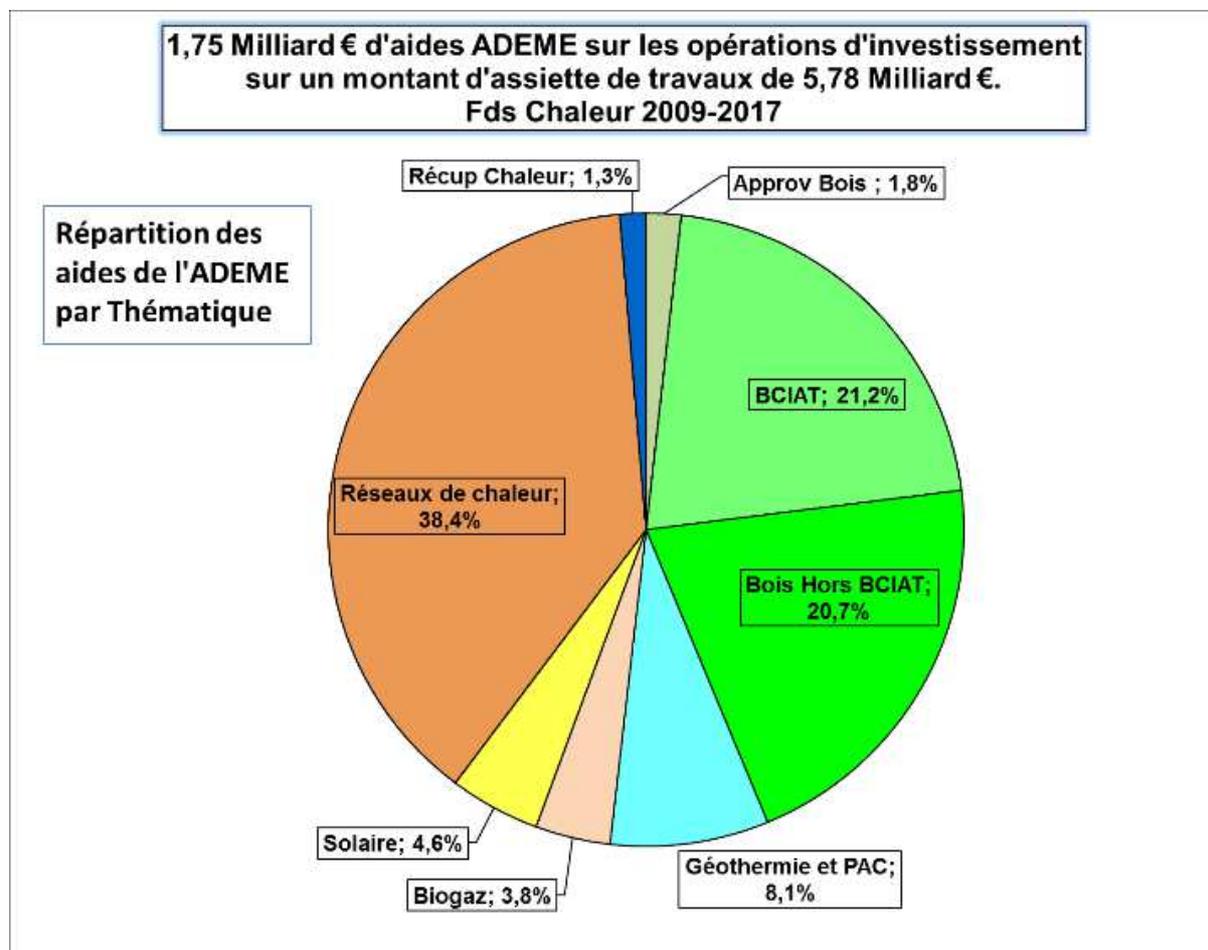


Figure 5: Bilan Fonds chaleur 2017 - Chiffres clés 2009-2017, Aides à l'investissement du Fonds chaleur – un taux d'aide moyen sur les investissements de 30,3 %, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

Les aides aux réseaux de chaleur et au bois hors BCIAT sont en effet dynamiques ces dernières années.

Pour les réseaux de chaleur, les opérations les plus « faciles » (verdissement) ont été effectuées dans un premier temps et les opérations les plus coûteuses restent à venir (cf. *infra*). Il n'en reste pas moins que l'on observe, entre 2009 et 2017, une forte baisse du facteur d'émission des réseaux de chaleur, de 230 gCO₂/kWh à 126 gCO₂/kWh aujourd'hui⁸. Un potentiel d'amélioration significatif subsiste (90 gCO₂/kWh en 2030), car sur les 2 MTEP livrés en 2016 par les réseaux de chaleur, 0,8 MTEP proviennent encore du gaz fossile, contre 0,4 MTEP pour le bois énergie et 0,6 MTEP pour les unités de valorisation énergétique (UVE).

Sur le bois, l'appel à manifestation d'intérêt « Dynamic Bois » de 2016 (19 projets, 20 M€) devrait

8 Source : *Etude sur les bénéfices prospectifs du développement des réseaux de chaleur*, Carbone 4, 19 décembre 2017.

aboutir à une baisse du prix du bois énergie, dans un contexte où celui-ci est fortement concurrencé par le gaz.

La méthanisation et le biogaz, sur la base des projets en file d'attente (860 projets recensés en 2018), présentent un potentiel d'augmentation important mais leur part est limitée par l'ADEME pour des raisons de disponibilité budgétaire.

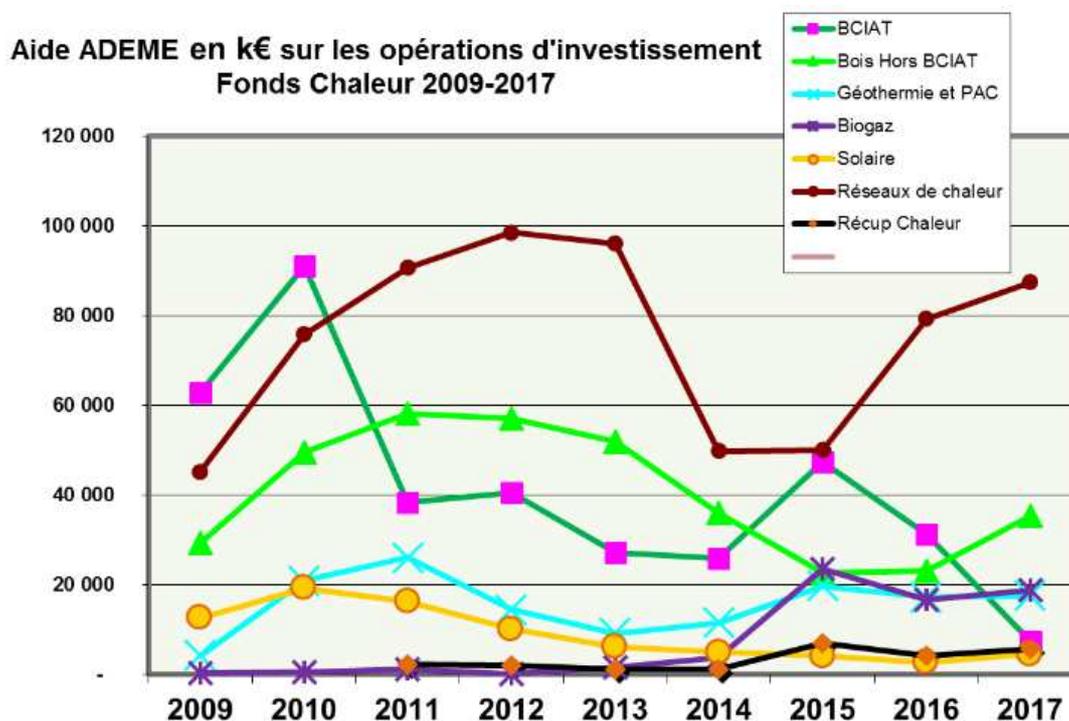


Figure 6: Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017 – Aides ADEME en k€ sur les opérations d'investissement du Fonds chaleur 2009-2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

1.3.1.4 Le bois, source d'énergie prépondérante des installations financées

En termes énergétiques, le Fonds chaleur a aidé la production de 2,158 MTEP/an (soit 25 TWh/an) depuis ses origines de 2009 jusqu'en 2017. Mais, contrairement à l'électricité, le volume aidé ne saurait être le seul indicateur, en raison de la part des réseaux de chaleur (pour l'acheminement de l'énergie produite) qui s'élève à près de 37 % des financements du fonds.

Tep EnR&R aidées par le Fonds Chaleur

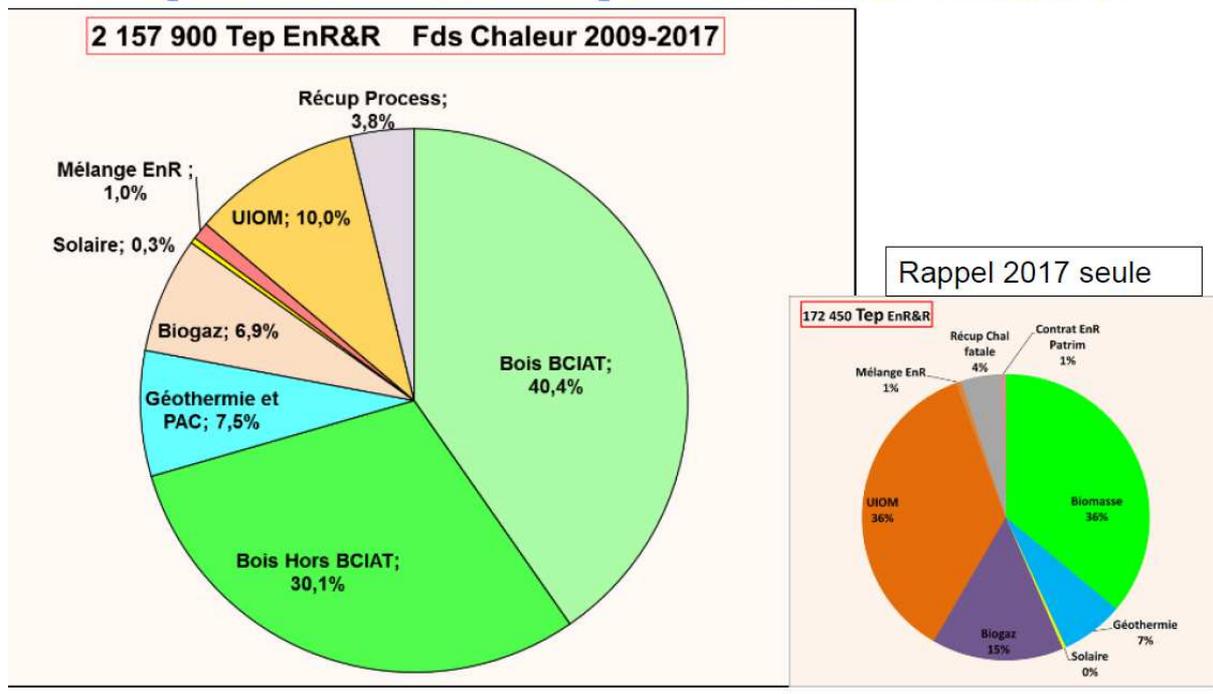


Figure 7: Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

1.3.1.5 Une baisse tendancielle des capacités installées

La capacité de production d'énergie supplémentaire aidée a tendance à décroître ces dernières années, en raison d'une enveloppe restée constante et de la croissance du coût de la TEP produite ou acheminée. Ainsi pour les réseaux de chaleur, on a d'abord procédé au verdissement (cf. supra), avant les extensions ou créations, plus chères. De manière générale, en 2017, le bois, confronté à la concurrence du gaz bon marché, décroît en termes de production d'énergie tandis que l'utilisation de la chaleur (fatale) produite par l'incinération d'ordures ménagères croît.

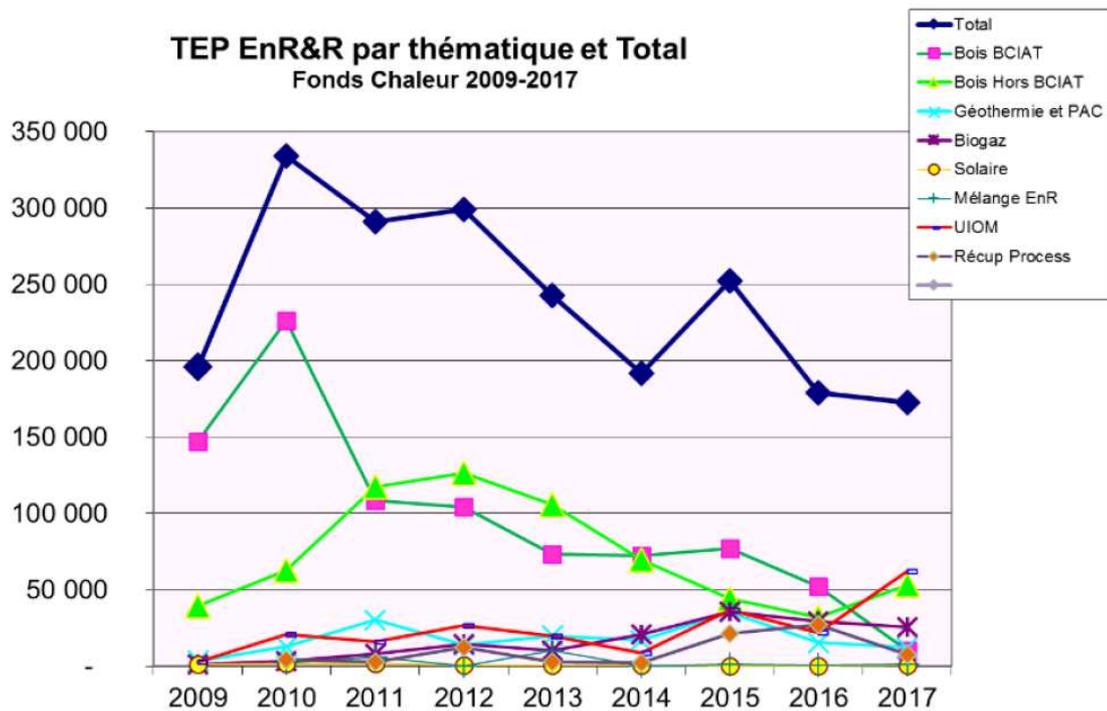


Figure 8: Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017 – chronique des TEP par thématique, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

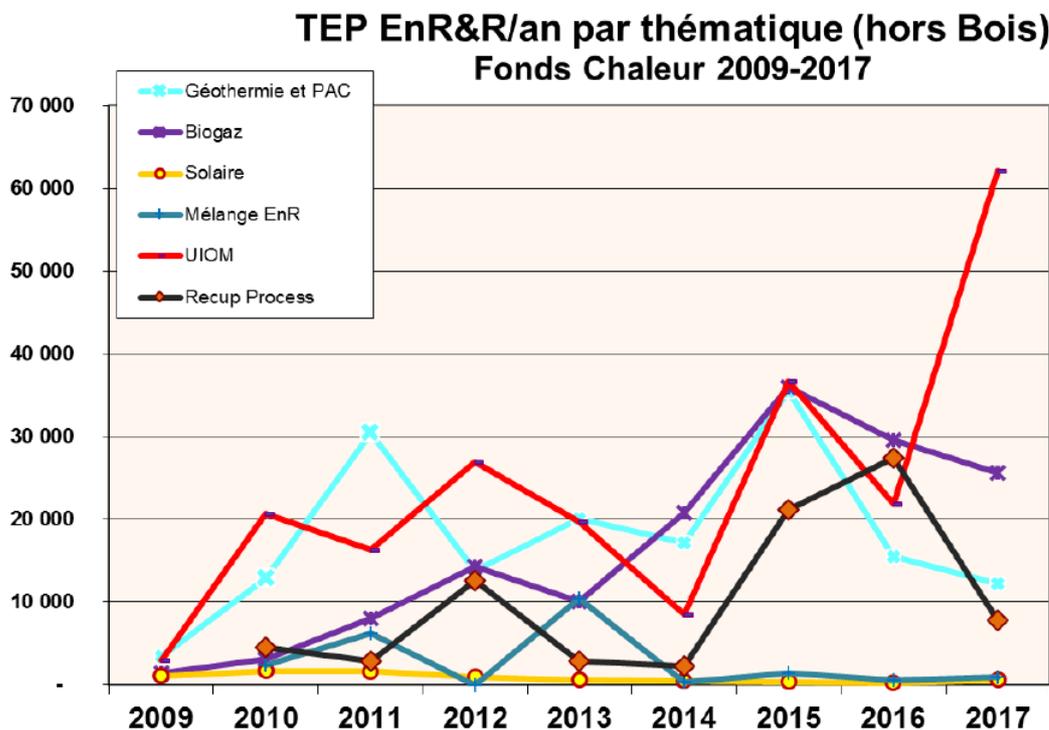


Figure 9: Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017 – chronique des TEP par thématique (hors bois), Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

Cette évolution est préoccupante, surtout dans le contexte des ambitions de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour la chaleur renouvelable, qui visent à faire passer la production de chaleur renouvelable de 150 TWh en 2016 à 200 TWh au minimum en 2023 ce qui correspond à une hausse requise de capacité de production de près de 0,6 MTEP/an sur cette période.

1.3.1.6 Récapitulatif historique

Le tableau ci-après récapitule les aides du Fonds chaleur depuis les origines jusqu'à 2016.

FONDS CHALEUR		2009-2016							
Type Chaleur Renouvelable	Nbre projets	Assiette aide k€	Aide ADEME k€	Aide partenaires k€ (non exhaustive)	TEP/an EnR	surface capteurs Solaire m ²	Longueur Réseaux chaleur mètres	%TEP	%Aide ADEME
BOIS hors BCIAT	870	1 390 184	357 644	17 751	549 572	-	-	27,7%	22,7%
BCIAT	158	940 458	364 179	-	860 748	-	-	43,4%	23,2%
GEOOTHERMIE	444	565 086	123 521	6 824	139 893	-	-	7,0%	7,9%
METHANISATION	71	313 592	47 802	2 000	94 985	-	-	4,8%	3,0%
SOLAIRE	1 654	161 346	74 316	3 455	6 910	135 644	-	0,3%	4,7%
Monitoring Solaire	-	2 835	2 091	-	-	-	-	0,0%	0,1%
RESEAUX CHALEUR DE	665	1 712 460	585 215	7 868	270 646	-	1 817 921	13,6%	37,2%
RESEAUX liés aux chauff Bois	75	-	-	-	-	-	65 980	0,0%	0,0%
Installations de récup Chaleur fatale	51	66 261	17 442	100	62 671	-	-	3,2%	1,1%
TOTAL	3 988	5 152 220	1 572 210	37 997	1 985 425	135 644	1 883 901		100,0%

Tableau 1: Interventions du Fonds chaleur (2009 - 2016), Source : ADEME, citée par Rapport S2017-3875 de la Cour des comptes Energies renouvelables et de récupération pour la production de chaleur - fascicule 1 : objectifs et dispositifs de soutien, pp. 38 à 42

Ce tableau montre que la répartition des crédits alloués obéit à une distribution selon trois catégories principales, à savoir le BCIAT (23,2 % sur 2009-2016) pour les projets biomasse supérieurs à 1 000 TEP/an, la biomasse hors BCIAT (22,7 %) avec un système d'aide forfaitaire, et les réseaux de chaleur (37,2 %). Les autres sources de chaleur représentent des parts plus faibles, à savoir 7,9 % pour la géothermie, 3 % pour la méthanisation et 4,7 % pour le solaire thermique. La récupération de chaleur fatale (présente seulement depuis 2015) ne représente que 1,1 %.

Les chiffres les plus récents⁹ donnent une répartition similaire sur la durée 2009–2017, avec une baisse du bois et une hausse des réseaux de chaleur : 21,2 % pour BCIAT, 20,7 % pour le bois hors BCIAT, 38,4 % pour les réseaux de chaleur. La section suivante détaille les évolutions survenues en 2017.

1.3.2 Actualité du Fonds chaleur

Les tableaux ci-après détaillent la répartition des aides par type de projet pour l'année 2017.

1.3.2.1 En 2017, les réseaux de chaleur comptent pour moitié et le bois pour le quart des aides

Les réseaux de chaleur restent en 2017 le premier bénéficiaire des aides dont ils représentent presque la moitié, devant le bois biomasse qui représente un quart des aides.

⁹ ADEME, Commission nationale des aides, 13 mars 2018.

Engagements Juridiques Fonds Chaleur 2017 (k€)

Montant Total des engagements Juridiques k€		197 255	
Fonds Air		4 489	2,3%
Actions d'accompagnement (Promotion , com...)		11 796	6,0%
Avenants dossiers antérieurs à 2017		372	0,2%
Abondement Fonds Garantie Géothermie		-	0,0%
Aides aux investissements		180 598	91,6%
BOIS BIOMASSE	43 954	24,3%	<div style="border: 2px solid red; padding: 10px; text-align: center;"> <p>Ratio global Aide ADEME (hors Fds air)</p> <p>55,89 €/tep EnR&R (20ans)</p> <p>soit 4,81 €/MWh EnR&R (20ans)</p> </div>
METHANISATION	18 877	10,5%	
GEOthermie	17 595	9,7%	
RESEAUX DE CHALEUR	87 369	48,4%	
SOLAIRE	4 520	2,5%	
Récup CHALEUR FATALE	5 761	3,2%	
Contrat EnR Patrimoine	2 521	1,4%	

Tableau 2: Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017 - Pistes 2018, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

1.3.2.2 Un ratio d'aide moyen de 4,8 €/MWh en 2017 satisfaisant, de fortes variations par filière

Le ratio d'aide moyen de 4,81 €/MWh (rapport entre l'aide et la production énergétique sur 20 ans du dispositif aidé) est un peu plus élevé que l'objectif du COP¹⁰ en la matière, à savoir 4,1 €/MWh. Ce choix, assumé par l'ADEME et les tutelles, vise à maintenir le flux de projets dans un contexte de bas prix du gaz (69 €/MWh TTC au consommateur en 2016¹¹), qui renchérit les aides.

L'ADEME indique d'ailleurs que ce ratio est en fait de 4,81 €/MWh (subventions et avances remboursables) ou 4,4 €/MWh (subvention sans avances remboursables). La cible pour 2018 et 2019 a été portée à 5 €/MWh. L'année 2017 a de plus été marquée par la mise en place d'un montant significatif d'avances remboursables, pour compenser partiellement le risque de non remontée du prix des solutions carbonées de référence.

Par ailleurs ce ratio moyen est assez différent des ratios par filière. Le tableau ci-après donne les éléments utiles pour calculer le ratio par filière (cf. valeur de ce ratio en annexe 6.5.7, tableau 16). Il en ressort que les ratios les plus bas sont atteints par les installations de récupération de chaleur fatale (0,7 €/MWh). Puis viennent un groupe de filières autour de 3,5 à 4 €/MWh (bois BCIAT, méthanisation, bois hors BCIAT). La géothermie a un ratio deux fois plus élevé, les contrats EnR patrimoniaux¹² trois fois plus, le solaire thermique neuf fois plus. Ces trois dernières filières sont plus

10 Contrat d'Objectif et de Performance, de l'ADEME.

11 Mais 16 €/MWh en prix spot importé.

12 Pour mémoire l'ADEME a lancé des appels à projets régionaux de type « Contrat de Développement PATRIMONIAL des Energies Renouvelables Thermiques » qui « visent à développer, sur une période longue (3 à 6 ans) et sur un territoire ou un patrimoine définis, un ensemble de projets énergies renouvelables thermiques issus d'une ou plusieurs filières (biomasse, solaire, géothermie, etc.), ces contrats étant assortis d'un engagement (nombre d'installations, niveau de production ENR).

récentes et représentent des parts plus faibles pour des ratios d'aide plus élevés. En fait elles correspondent à des situations qui peuvent être hétérogènes avec un petit nombre de projets coûteux et beaucoup de petits projets (voir *infra*, et en annexe 6.5.7).

FONDS CHALEUR									
Type Chaleur Renouvelable	Nbre Installations	Assiette aide k€	Aide ADEME k€	Aide partenaires k€ (non exhaustive)	TEP/an EnR	surface capteurs Solaire m ²	Longueur Réseaux chaleur mètres	% TEP	% Aide ADEME
BOIS hors BCIAT	61	96 924	36 450	72	42 752	TEP EnR&R réseaux sans investissement de production		24,8%	20,2%
BCIAT	5	15 260	7 504	-	10 041			5,8%	4,2%
GEOTHERMIE	51	75 475	17 595	-	10 363			6,0%	9,7%
METHANISATION	27	135 441	18 877	-	24 819			14,4%	10,5%
SOLAIRE	42	9 481	4 520	38	588	9 353		0,3%	2,5%
Monitoring Solaire		-	-					0,0%	0,0%
RESEAUX DE CHALEUR	78	241 413	87 369	-	45 010		230 531	26,1%	48,4%
RESEAUX liés aux chauff Bois	-						-	0,0%	0,0%
Installations de récup Chaleur fatale	23	46 799	5 761	-	37 888	-	-	22,0%	3,2%
Contrat EnR Patrimoniaux	33	7 706	2 521		988			0,6%	1,4%
TOTAL	320	628 498	180 598	110	172 449	9 353	230 531		

Les tep EnR liées aux réseaux de chaleur (45 010) ne représentent pas l'intégralité des tep EnR transportées par les réseaux aidés mais seulement celles supplémentaires produites par des installations EnR existantes (chaufferies bois; UIOM...); ces dernières n'ayant pas fait l'objet d'une aide du Fonds chaleur sur 2017. 4

Tableau 3 : Bilan Fonds chaleur 2017, Opérations d'investissement 2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

1.3.2.3 En 2017, la biomasse et les ordures ménagères fournissent près des deux-tiers de la chaleur aidée

Un tableau similaire, en termes de production d'énergie, indique que les sources principales de production d'énergie sont la biomasse et les ordures ménagères. La répartition des installations est plus équilibrée.

Lorsque la réalisation de ces groupes de projets ENR thermiques sera portée par un seul et même opérateur sur son patrimoine propre (ou dans le cadre d'une maîtrise d'ouvrage déléguée), on parlera de contrat PATRIMONIAL. Lorsqu'elle sera portée sur un territoire par un opérateur qui aura su mobiliser d'autres projets initiés par d'autres partenaires, on parlera alors de contrat TERRITORIAL. ».

Tep EnR&R/an par filière

Biomasse	BCIAT	10 041	63 133	36,6%
	Hors BCIAT	42 752		
	Réseaux sans invest prod EnR	9 361		
	Contrat EnR Patrimoine	979		
Géothermie	profonde	7 707	12 273	7,1%
	PAC aquifère superficiel	1 566		
	PAC sondes	160		
	PAC eaux usées	930		
	Réseaux sans invest prod EnR	1 903		
	Contrat EnR Patrimoine	7		
Méthanisation	valorisation + injection	24 819	25 651	14,9%
	Réseaux sans invest prod EnR	832		
Solaire		588	590	0,3%
	Contrat EnR Patrimoine	2		
Mélange EnR	Réseaux sans invest prod EnR	976	976	0,6%
UIOM	Install. Récupération / UIOM	30 527	62 054	36,0%
	Réseaux sans invest prod EnR	31 527		
Récup Chaleur Fatale	Install. Récupération / Process	7 362	7 772	4,5%
	Réseaux sans invest prod EnR	410		

Total TEP/an EnR&R 172 449

soit **2,01 TWh/an**

Figure 10: Bilan Fonds chaleur 2017, Opérations d'investissement 2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

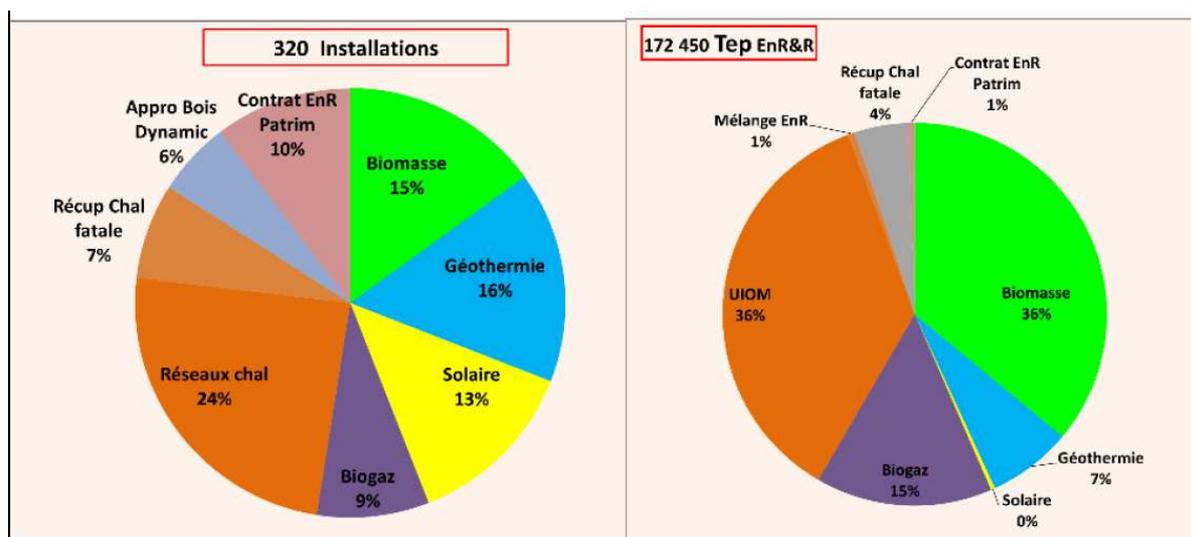


Figure 11: Bilan Fonds chaleur 2017, Opérations d'investissement 2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

1.3.3 Efficacité et efficacité

L'efficacité en termes de coût de l'aide par unité énergétique produite (TEP, MWh ou autre) comme par émission de GES évitée (tCO₂éq évitée ou autre) apparaît à ce stade satisfaisante.

Une note de la direction, générale du Trésor de mars 2016¹³ documente l'efficacité du Fonds chaleur en termes de coût de la tonne de CO₂ évitée. Le Fonds chaleur, hors solaire thermique, y présente les coûts les moins élevés, même si quelques chiffres, notamment ceux relatifs au solaire photovoltaïque, peuvent être sources de questionnements¹⁴.

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

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

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

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

*BCIAT : Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire.

Tableau 4: Coûts pour la collectivité des émissions évitées par le déploiement des EnR, Source : Note Trésor-éco n°162 de mars 2016

Le rapport de mars 2017 de la Cour des comptes sur les « comptes et gestion de l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie »¹⁵ note l'efficacité du Fonds chaleur en termes de montant d'aide par tonne équivalent pétrole (TEP) produite : « L'efficacité globale s'est améliorée, le montant moyen de l'aide de l'ADEME ayant diminué de 40,7 €/TEP en 2009 à 37,2 €/TEP en 2015,

¹³ Les énergies renouvelables : quels enjeux de politique publique (www.tresor.economie.gouv.fr/Ressources/File/422292).

¹⁴ Les valeurs oscillent dans des fourchettes parfois larges, et de plus tributaires des hypothèses de calcul des coûts. Ainsi, il est probable que les chiffres indiqués pour le photovoltaïque correspondent à des périodes différentes ou échantillons différents : le rapport entre le tarif le plus élevé à savoir l'intégré au bâti et le plus bas, solaire au sol étant actuellement d'environ 4 pour les tarifs et les appels d'offre CRE 2018 (20,47/55) et pas 7 (535/71) comme indiqué dans le tableau.

¹⁵ www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/20170323-rapport-particulier-ADEME.pdf.

pour un volume de TEP renouvelables en progression de 30 % sur la même période. »¹⁶ Cet avis est cependant à nuancer puisqu'on assiste depuis quelques années à une remontée de l'aide par TEP, ce qui s'explique notamment par des coûts croissants explicables dans les réseaux de chaleur.

Enfin, comme noté au début du § 1.3.2, le rapport de performance le plus récent de l'ADEME, présenté le 29 mars 2018 à son conseil d'administration, documente le coût de l'énergie produite avec des installations soutenues par le Fonds chaleur : 4,8 €/MWh (subventions et avances remboursables) ou 4,4 €/MWh (subventions sans avance remboursable) pour une aide cible de 4,1 €/MWh, portée à 5 €/MWh en 2018 et 2019.

1.3.4 Doublement du Fonds chaleur

Les considérations d'efficience de coût de l'aide par énergie produite ou émission évitée, peuvent motiver l'idée d'une augmentation du Fonds chaleur, demandé aussi par la filière.

Si l'on se place du point de vue des objectifs de politique publique, les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnés plus haut, qui requièrent de l'ordre de 0,6 MTEP/an de capacité de production supplémentaire de chaleur renouvelable alors que l'on est passé en dessous de 0,2 MTEP de chaleur renouvelable aidée par le Fonds chaleur, vont dans le même sens.

Par ailleurs, si l'on se place maintenant du point de vue du consommateur, une note de carbone⁴ en date de décembre 2017¹⁷ et portant notamment sur le chauffage résidentiel présente le raccordement au réseau de chaleur comme la solution la plus prometteuse, et, dans diverses situations initiales, la plus pertinente économiquement et du point de vue climatique, à condition naturellement que ce réseau soit bien géré.

Les annonces sur le doublement du Fonds chaleur se sont de fait succédées ces dernières années, notamment lors de l'élaboration de la loi de transition énergétique pour la croissance verte et suite à sa promulgation.

A ce stade cependant, comme il a été dit plus haut, le montant du Fonds chaleur plafonne à 215 M€/an (montant inscrit au budget primitif 2018).

1.4 Soutien par filière

Les aides à l'investissement du Fonds chaleur dépendent des filières. Le tableau ci-après représente à titre illustratif des exemples caractéristiques de modalités d'aide du Fonds chaleur aux filières de production d'énergie thermique.

Filière	Forme du soutien	Tarif de référence
Réseaux de chaleur	Aide à l'investissement	De 331-522 €/m si < 6 GWh/an à 200 €/m au-delà, 60-70 % de l'investissement maximum
Biomasse énergie -bois hors BCIAT	Aide à l'investissement	De 8,2 €/MWh/an prévu si < 3 GWh/an à 1,4 €/MWh si > 12 GWh/an prévu

¹⁶ Il s'agit d'une moyenne sur 20 ans, et dépendant des filières. Par exemple, dans le cadre de la relance par l'ADEME du solaire thermique, « le coût de la tonne équivalent pétrole produite et financée par le Fonds chaleur atteint, selon l'ADEME, 571 €. Par rapport au coût par TEP des autres énergies renouvelables, il s'agit du coût le plus élevé. ». Ces coûts sont dus au caractère de démonstration de l'opération.

¹⁷ *Étude sur les bénéfices prospectifs du développement des réseaux de chaleur*, livrable final, 19 décembre 2017.

Filière	Forme du soutien	Tarif de référence
BCIAT	Aide à l'investissement	Cas par cas suite à étude économique
Géothermie	Aide à l'investissement	200 €/m foré + 10 à 40 €/MWh/an prévu
Biogaz méthanisation	Aide à l'investissement	De 20 k€ par m ³ /h prévu si < 150 m ³ /h à 12 k€/m ³ /h
Chaleur fatale	Aide à l'investissement	De 30 % à 50 % maximum de l'investissement selon GE/ME/PE
Solaire thermique	Aide à l'investissement	45 à 55 €/MWh/an prévu + 1 100 € HTR/m ² de capteur utile Cas par cas au sein d'un AAP spécifique pour les grandes installations
Investissements approvisionnement biomasse	Aide à l'investissement	De 20 à 30 % de l'investissement

Tableau 5 : exemples de règles d'aide du Fonds chaleur, source : www.ademe.fr/expertises/energies-renouvelables-en-production-reseaux-stockage/passer-a-laction/produire-chaleur/fonds-chaleur-bref-et-mission

Les aides qui encouragent les petits projets et les petits acteurs, relèvent ainsi d'une approche ingénieur (surface de panneaux ou linéaire de tuyaux) avec des plafonds de pourcentage d'aide sur l'assiette éligible.

1.5 Avantages et inconvénients des différents mécanismes de soutien

Les différents mécanismes de soutien ont chacun des avantages et des inconvénients, en principe variables selon l'acteur concerné, et selon qu'ils sont seuls ou cumulés.

Type d'aide ↓ Acteur →	Bénéficiaire	Opérateur de l'Etat	Budget de l'Etat		
Aide à l'investissement	Subvention	+ prévisibilité déclencheur -	+ prévisibilité possible effet de levier projet communicable - décaissement	+ prévisibilité - décaissement rapide	
	Subvention pour rentabiliser vis-à-vis d'une solution de référence (gaz), p.ex. le Fonds chaleur	+ déclencheur - sensibilité à la rentabilité de la solution de référence référence peu compréhensible (EnR indexé sur gaz)	+ prévisibilité coût décroissant si référence devient plus chère - coût des projets si solution de référence devient très compétitive forfaits parfois inadaptés risque d'assèchement des projets	+ coût décroissant si référence devient plus chère - sensibilité à la référence	
	Avance remboursable	+ déclencheur - rentabilité plus difficile imputation au passif du bilan comme dette, aussi longtemps que l'avance n'est pas provisionnée	+ créance - compliqué	+ créance - décaissement immédiat	
	Avance remboursable si meilleure fortune	+ déclencheur ne dégrade qu'un projet excédentaire - dégradation	+ possible retour - compliqué risque de fraude	+ créance - créance incertaine	
	Prise de participation	+ déclencheur partage des risques	+ possible retour	+	
		- rentabilité dépend des attentes actionnaires	- prise de risque	- gestion	
		Prêt bonifié	+ déclencheur - rentabilité plus difficile utilité maigre en période de bas taux	+ créance - gestion	+ créance - retour faible
		Crédit d'impôt	+ déclencheur - délai		
	Aide à la production	Tarif d'achat fixe	+ prévisibilité - difficulté en cas de coûts imprévus possibles doutes sur pérennité de l'aide	+ calcul économique aisé - rente indue en cas de baisse des coûts	+ prévisible - gaspillage d'argent public
		Tarif d'achat à trajectoire prédéfinie	+ prévisibilité - difficulté en cas de trajectoire trop exigeante	+ possibilité d'exiger des gains de productivité - imprévisibilité possibles rentes indues assèchement des projets ?	+ prévisible - possible gaspillage
Prime de marché et compléments de rémunération		+	+ limitation des bénéfices indus	+ limitation des bénéfices indus	
		- difficulté en cas de baisse de prix du marché	- imprévisibilité	- imprévisibilité	
En général		- complexité administrative - fragilisation du bilan de l'opération, réduction du TRI - difficultés à obtenir les prêts bancaires			

Tableau 6: Avantages et inconvénients des différents modes de soutien

Comme mentionné plus haut et en résumé, les mécanismes de soutien aux projets de développement des énergies renouvelables peuvent ainsi prendre la forme d'aide à l'investissement (subvention, avance remboursable, prise de participation, prêt bonifié...) ou à la production (soutien à la quantité d'énergie produite), par des moyens de type subvention visant à rentabiliser l'investissement par rapport à une solution de référence, tarif d'achat de la production garanti (fixe sur la durée de production ou sur une trajectoire temporelle prédéfinie), prime de marché, contrat sur différence par rapport à un prix de référence variable temporellement, etc. Ils peuvent aussi prendre la forme de soutiens fiscaux (TVA à taux réduit, crédit d'impôt...) ou d'obligations réglementaires. Leurs avantages et inconvénients varient selon les points de vue, les enjeux principaux portant principalement sur la prévisibilité ou le risque, la sensibilité aux variations de l'environnement, l'inadaptation des montants d'aide (excessifs ou insuffisants), la complexité de gestion, l'impact sur la trésorerie voire l'effet d'amorçage.

2 Le passage de l'aide à l'investissement à une prime à la production : un changement peu souhaitable

2.1 Le contexte : une économie fragilisée par les fluctuations aléatoires des cours des énergies concurrentes

2.1.1 Contexte économique

Quand on parle d'énergie renouvelable, on pense en premier lieu aux énergies électriques et beaucoup moins aux énergies thermiques. Les débats publics en témoignent. Ce paradoxe se retrouve dans les montants respectifs des aides publiques. Le constat d'un déséquilibre, voire d'une certaine injustice dont serait victime la chaleur est reconnu. Ainsi que le fait observer la Commission de régulation de l'énergie¹⁸, « En 2016, avec une enveloppe totale de 567 M€, les énergies renouvelables thermiques concentraient seulement 10 % des charges de soutien aux énergies renouvelables dont elles ont pourtant représenté près de 60 % de la production. Ce déséquilibre, en termes de visibilité comme de dépenses publiques, est d'autant plus frappant que les énergies renouvelables thermiques, en se substituant directement à des énergies fossiles fortement émettrices de CO₂, constituent un levier de décarbonation du système énergétique français au premier abord plus efficace que les énergies renouvelables électriques dont le développement se fait principalement en remplacement d'une énergie nucléaire faiblement carbonée ».

Le soutien aux projets de chaleur renouvelable apparaît donc légitime et nécessaire, ce qui pose la question du gisement de projets disponibles. Dans certains secteurs comme le biogaz, les projets se multiplient, ils butent sur les limites budgétaires du Fonds chaleur qui dès les premiers mois de 2018 aurait consommé la totalité de la dotation allouée au secteur. Mais il existe, dans d'autres secteurs, un attentisme conjoncturel, en raison du faible niveau du prix des énergies concurrentes, de l'incertitude sur leur remontée et sur la fiscalité écologique, et de la perspective des élections municipales de 2020 qui freine l'investissement public local. Dans ces conditions, les objectifs de la loi de transition énergétique pour la croissance verte en matière de chaleur deviennent plus difficiles à atteindre, dans le contexte actuel de volatilité des prix des énergies fossiles.

Les taux et montants d'aide eux-mêmes, après avoir fortement décru, ont dû repartir à la hausse¹⁹, signe de la fragilisation du marché et du faible prix du gaz. Dans ces conditions, l'équilibre financier des projets de réseaux de chaleur suppose désormais des taux de subvention proches des plafonds imposés par la réglementation communautaire, soit 60 à 70 %.

Trois raisons au moins, avancées dans la lettre de commande de la mission, plaideraient pour une transformation de l'aide publique en une aide assise sur l'énergie produite (ou éventuellement vendue) : le besoin de se prémunir contre la volatilité des cours mondiaux des énergies fossiles, celui de ne soutenir que les projets qui se concrétisent en phase d'exploitation, et enfin l'intérêt d'assurer aux opérateurs des recettes prédéfinies à moyen ou long terme, et par là même de stabiliser les filières concernées.

Les auditions auxquelles la mission a procédé révèlent pourtant que cette idée est loin d'être partagée par les acteurs.

La mission s'est attachée à entendre les principales parties prenantes. Outre les administrations

18 Note de janvier 2018 remise à la mission.

19 Cf. supra et présentation du Fonds chaleur en annexe.

compétentes et l'ADEME, elle a ainsi rencontré les institutions fédératrices et entreprises prestataires suivantes²⁰ :

catégorie	institutions collectives, opérateurs publics et fédérations d'acteurs publics	entreprises et syndicats d'entreprises
régulateur public	CRE	
établissement public administratif	BRGM	
gestionnaire public de réseau	GRDF	
collectivité généraliste	France Urbaine, ADCF	
collectivité maître d'ouvrage de réseaux	FNCCR	
collectivité + opérateur	AMORCE	
opérateur réseau de chaleur		SNCU, Dalkia, Cofely, Idex, CPCU, UEM
prestataire de services énergies renouvelables		FEDENE, SER
industriel consommateur d'énergie		UNIDEN
Consommateur domestique	CLCV	

Leurs positions, exprimées à la mission²¹, et souvent rendues publiques²², sont analysées ci-après.

2.1.2 *Le contexte commercial de la chaleur est spécifique*

Au contraire de l'électricité, qui est un vecteur énergétique transporté à longue distance dans un réseau public bien structuré, la chaleur est un produit à l'échelle d'un marché local²³. Elle ne bénéficie ni de la présence d'un opérateur dominant susceptible de devenir acheteur obligé, ni de système de comptage public universel, ni de régulateur : la Commission de régulation de l'énergie (CRE) n'a en effet compétence que sur les marchés de l'électricité et du gaz²⁴. Le commerce de la chaleur relève des lois du marché local, avec des coûts de production moins réguliers, une clientèle potentiellement volatile²⁵ et avec la contrainte supplémentaire liée à l'étroitesse du territoire concerné et la saisonnalité au moins d'une partie de la consommation, ce qui place le producteur en situation de concurrence inconfortable par rapport aux énergies fossiles et électriques alternatives et ne rassure pas les banques.

La CRE mène néanmoins, dans la cadre de la réflexion sur la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), une réflexion sur la chaleur et propose, à défaut d'ajuster une aide au fonctionnement sur les fluctuations des cours des énergies fossiles concurrentes, d'imposer celles-ci d'une taxe (par

20 On se reportera au glossaire en fin de volume pour l'explicitation des sigles.

21 Cf. notamment les notes de l'UNIDEN (13 février 2018), de la FNCCR (8 mars 2018) et de la FEDENE (20 mars 2018).

22 Cf. les communiqués de presse du SER (2 mars 2018) et de la FNCCR (20 mars 2018).

23 Ceci ne vaut pas pour la chaleur issue du vecteur gaz.

24 Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, art. 28.

25 Pas d'acheteur obligé et de production automatique comme pour les EnR électriques.

exemple, la contribution climat énergie – CCE – ou « taxe carbone ») modulable, de manière à assurer une « trajectoire plancher » des prix complets du gaz et du fioul, préservant à tout instant l'avantage commercial de la chaleur. L'objectif ainsi poursuivi par la CRE est que le consommateur puisse « sans regret » choisir la chaleur plutôt que les combustibles fossiles.

L'analyse de cette proposition par la mission fait l'objet du § 4.2.4. De plus, la production de chaleur exige parfois des investissements très lourds, dont des prêts bancaires, alors qu'en phase d'exploitation elle ne réclame que des dépenses modestes, sauf pour le bois. Or, compte tenu notamment de la volatilité des cours de référence dans le domaine de l'énergie, les banques hésitent à s'engager à long terme. Elles exigent à la fois des aides à l'investissement importantes, une capacité d'autofinancement des projets à hauteur de 30 % et couramment des taux de rentabilité interne (TRI²⁶) de 10 %.

C'est par exemple le cas des sites producteurs de biométhane, considérés par les banques comme des sites industriels, et pour lesquels, une aide à l'investissement telle que le Fonds chaleur, appuyée si possible par des banques de développement telles que la Caisse des dépôts et la Banque publique d'investissement, reste indispensable au-delà de l'aide au fonctionnement qu'est l'obligation d'achat. De même la géothermie, activité fortement capitalistique, mais dont les coûts d'entretien sont minimes, justifie l'aide du Fonds chaleur dans sa forme actuelle. Elle ne se développera pas sur son marché cible de la maison individuelle, mutualisée le cas échéant à l'échelle d'un lotissement ou d'une ZAC, sans le maintien d'une aide à l'investissement généreuse. Dans ces conditions, la quasi-totalité des acteurs interrogés par la mission a exprimé une nette préférence pour un mécanisme d'aide publique sous forme de subvention à l'investissement plutôt que d'aide au fonctionnement en phase d'exploitation. La subvention joue le rôle de déclencheur, et évite les blocages liés à une trésorerie faible.

Les pratiques des aides du Fonds chaleur permettent aux projets d'atteindre un coût de revient de l'énergie produite inférieur de 5 % au prix des énergies fossiles concurrentes (le gaz naturel) et pour l'extension des réseaux de chaleur, un TRI de 6 % (pouvant atteindre 8 à 10 % dans le cas de projets exemplaires ou de démonstration). Ces taux sont toutefois admis dans le respect des taux plafonds imposés par la réglementation communautaire (de 45 à 70 % de subvention selon la taille de l'entreprise) et par les plafonds retenus par l'ADEME elle-même.

2.1.3 La prise en compte des objectifs de rentabilité des projets par l'ADEME

La mission a examiné les dossiers de quelques projets soumis à la commission nationale des aides climat air énergie de l'ADEME pour comprendre comment ces deux critères sont pris en compte dans la décision d'attribution de l'aide du Fonds chaleur. On résume ci-dessous quatre dossiers illustratifs:

1. La construction d'une unité de méthanisation à Saron-sur-Aube (séance du 7 novembre 2017) : création d'une unité centralisée de méthanisation agricole en injection de 126 Mm³/h, soit une production énergétique de 11 550 MWh/an. L'investissement est de 6,1 M€, l'aide du Fonds chaleur de 1,1 M€. Elle permet d'atteindre un TRI de 10 % et un temps de retour brut de 7,5 ans. La production est vendue 1,434 M€, soit 124 €/MWh conformément au prix fixé selon les règles de la CRE, donc pour un montant annuel supérieur à l'aide à l'investissement. Dans ce cas précis, on peut s'interroger sur la transformation de l'aide en une aide au fonctionnement -donc un prix d'achat plus élevé- qui pourrait avoir le même effet sur le TRI, avec une dépense plus étalée dans le temps, plus engageante pour l'avenir mais avec moins d'effet déclencheur..

²⁶ Taux d'actualisation annulant la valeur actuelle nette. Il lui faut être suffisamment supérieur au taux d'intérêt bancaire pour que le projet soit jugé rentable.

2. La création d'un doublet géothermique et l'extension du réseau de chaleur de Dammarie-les-Lys (séance du 23 février 2017) : investissement de 20 M€ dont 14 M€ éligibles. L'extension du réseau vise à raccorder quatre équipements publics. Le forage mobilise un terrain d'un demi-hectare. L'exploitant s'est engagé à produire 39 MWh/an (environ 3,5 TEP/an). La géothermie sera la principale source d'énergie du réseau de chaleur, lequel comptera en outre sur un appoint au gaz (alors qu'antérieurement, le gaz était la seule source d'énergie). Conformément aux principes d'analyse économique des projets retenus par l'ADEME, l'aide au projet est de 5,5 M€, partagés entre l'ADEME (3,2 M€) et la Région. Le TRI sera de 8,5 %. La chaleur sera vendue à l'abonné 66 €/MWh, ce qui correspond à une hausse de prix limitée, de 6 %.
3. L'extension du réseau de chaleur de Lyon (séance du 15 novembre 2016) : grosse opération de 220 M€, dont 108 M€ éligibles, aidée à hauteur de 43 M€ par l'ADEME, soit 39 % de l'assiette éligible. L'objectif est d'atteindre une utilisation d'énergies renouvelables et de récupération à hauteur de 66 %, notamment par achat en quantité de plaquettes forestières produites dans le massif du Jura voisin, ce qui en fait un réseau hautement « vertueux » en termes de part d'énergies renouvelables utilisées. Compte tenu de la subvention escomptée, la chaleur sera vendue 67 €/MWh TTC, soit un prix en légère baisse de 3 %. L'aide de l'ADEME est calculée de façon à obtenir un temps de retour inférieur à la durée de vie de l'opération (20 ans), avec un taux 4,17 % et un TRI de 6 %. En revanche, il n'a pas été procédé à une analyse comparative du prix facturé (67 €/MWh TTC) et du prix local du gaz qui est de fait meilleur marché.
4. La création d'un parc solaire thermique à Châteaubriant (dossier passé le 30 septembre 2015, actualisé fin 2017) : ce projet d'installation de 2 240 m² de capteurs solaires aux portes de la ville, jugé risqué, a été pris en charge sous maîtrise d'ouvrage de la Ville. L'exploitant fermier est Cofely. Le TRI cible a été fixé à 5 %. Le coût d'investissement (1,243 M€ HT dont 1,161 éligible, réévalué en cours de route de 14 %) est sans rapport avec le coût d'exploitation (10 k€/an). L'adjonction d'une petite cogénération a permis d'atteindre un prix facturé au client de 74 €/MWh, en baisse de 5 %.

Il ressort de cet échantillon que si l'ADEME s'attache à assurer un TRI de 6 % minimum (voire plus, Châteaubriant faisant exception du fait de l'engagement résolu de la collectivité locale sur un projet hors norme), en revanche, s'agissant du prix facturé au client, elle se contente de faire en sorte qu'il ne dérape pas par rapport à l'état antérieur. Dans la mesure où les conditions antérieures n'étaient pas nécessairement concurrentielles par rapport aux énergies fossiles, le risque demeure d'une hémorragie de la clientèle.

2.2 L'aide au fonctionnement paraît être, aux yeux des acteurs, une alternative risquée

2.2.1 L'idée de substituer une aide au fonctionnement au système actuel de subvention à l'investissement est rejetée, pour au moins trois raisons

Tout d'abord, l'aide au fonctionnement est jugée à la fois inadaptée aux projets chaleur dont les coûts d'investissement sont très élevés et les coûts de fonctionnement généralement faibles, inadaptée aux filières technologiquement matures (ce qui serait le cas de la plupart d'entre elles, à l'exception peut-être de la méthanisation).

Ensuite, la disparition de l'aide à l'investissement rendrait encore plus difficile l'octroi des prêts bancaires complémentaires nécessaires, en raison de la frilosité des banques vis-à-vis des incertitudes du marché de la chaleur.

Enfin, la lourdeur du système actuel, où certains bénéficiaires se plaignent de voir les aides de l'ADEME arriver parfois avec plusieurs années de retard, les rend méfiants par rapport à un nouveau régime d'aide dont ils ne maîtriseraient pas les règles.

Dans la mesure où une aide au fonctionnement ferait l'objet d'un engagement contractuel de l'Etat envers les entreprises bénéficiaires, les banques pourraient peut-être accepter de reconsidérer les projets dans un sens positif. Cette idée n'a cependant été mentionnée par aucun des interlocuteurs de la mission, à la différence d'une clause de revoyure de l'aide – en capital – après trois ans, pour l'ajuster aux conditions économiques et aux performances des projets.

Les professionnels acceptent par contre évidemment une aide au fonctionnement additionnelle à l'aide actuelle à l'investissement du Fonds chaleur, qui reste le déclencheur de décision, notamment pour accompagner des projets pendant leurs premières années de vie. Ainsi, la mission a reçu confirmation -par l'association AMORCE des collectivités maîtres d'ouvrage de réseaux de chaleur- de son souhait de voir mettre en place une aide au fonctionnement, d'un montant de l'ordre de 30 €/MWh produit, garantie sur une durée minimale de cinq ans (et idéalement 15 ans, comme l'électricité). Mais AMORCE souligne au passage que c'est bien l'aide à l'investissement qui déclenche la décision de l'élu d'investir. La FEDENE a manifesté une prudence analogue, préférant conserver le régime actuel de subvention à l'investissement, même s'il doit être complété par une aide au fonctionnement.

Les industriels du solaire thermique industriel seraient en fait les seuls à être ouverts à une aide limitée au fonctionnement.

Mais la plupart des professionnels en revanche seraient trop endettés et auraient avant tout besoin d'aides publiques à l'investissement. Les petits projets notamment devraient continuer à bénéficier d'une aide forfaitaire à l'investissement.

2.2.2 L'avance remboursable (AR) mise en place par l'ADEME crée des difficultés sur le plan comptable

Un mécanisme d'avance remboursable²⁷ a été instauré en complément – et selon les professionnels qui le critiquent, en substitution – de l'aide à l'investissement du Fonds chaleur. Ce mécanisme, demandé par les tutelles, est prévu dans le contrat d'objectif et de performance (COP) 2016-2019 de l'ADEME. Le pourcentage de son budget d'intervention versé sous forme d'avance remboursable devait être de 1,5 % en 2016 (dont seulement 0,3 % fut réalisé), 3,5 % en 2017 (3,4 % réalisé), 6 % en 2018 et 8 % en 2019.

L'ADEME constate qu'à court terme, ce mécanisme ne modifie pas son équation budgétaire, puisque les avances remboursables sont traitées de manière équivalente à une subvention au moment où elles sont décidées.

Le remplacement de la subvention par l'avance remboursable est rejeté par les professionnels concernés, ainsi que par la FNCCR. Sa gestion est de surcroît compliquée à mettre en œuvre pour l'ADEME. Comptablement, pour les entreprises, elle doit être considérée comme une dette jusqu'à l'instant où elle s'éteint éventuellement, ce qui dégrade les bilans des opérations à leur démarrage. Les professionnels estiment qu'elle introduit une incertitude sur les prix de revient qui pourrait avoir des conséquences importantes sur les budgets des ménages modestes clients.

Si le principe en était maintenu, ils estiment qu'il faudrait la considérer comme une subvention. Mais cela paraît comptablement difficile.

En définitive, ce mécanisme de substitution de l'avance remboursable à la subvention ne serait adapté que dans trois cas :

- le développement de réseaux neufs, où l'avance serait remboursée selon le raccordement de

²⁷ Il consiste à couvrir le risque d'un projet dont le porteur n'est pas convaincu par la trajectoire prévue de la CCE (qui influence celle du prix du gaz, qui détermine l'aide du Fonds chaleur): si la hausse de la CCE est inférieure à ce qui est anticipé, l'avance remboursable sera alors transformée en subvention.

nouveaux clients ;

- les projets industriels, dans la mesure où l'on saurait leur garantir un prix résultant compétitif dans la durée par rapport au gaz en cas de substitution par de la biomasse ;
- les projets industriels²⁸ d'utilisation de sources coûteuses en investissement et à faible coût d'exploitation qui amènent des économies de combustible.

En termes de catégories de bénéficiaires, le recours à l'avance remboursable semble justifié pour des projets de taille significative avec des porteurs solides, et une part importante de l'aide peut être remboursable pour des projets proches de la rentabilité. Enfin l'avance remboursable est un déclencheur pour les projets dont le porteur n'est pas convaincu par la trajectoire prévue de la CCE : si la hausse de la CCE est inférieure à ce qui est anticipé, l'avance remboursable sera alors transformée en subvention.

1. RECOMMANDATION (à l'ADEME) : Focaliser les avances remboursables du Fonds chaleur sur les opérations les plus importantes et les plus proches de la rentabilité.

Un cas « favorable » à l'utilisation d'avances remboursables ou de prêts adaptés est celui du biogaz qui dispose d'un système de comptage et d'un « revenu assuré » via les obligations d'achat.²⁹

La création d'un fonds de garantie a été dernièrement annoncée par le ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire³⁰. Ce fonds serait placé à la Banque publique d'investissement (BPI). Mais celle-ci ne souhaiterait pas s'intéresser aux trop petits projets, ce qui risque d'exclure par exemple certains des projets de la filière biométhane.

En tout état de cause, toute évolution du dispositif de financement public devrait se faire progressivement et ne pas concerner des projets dont les cahiers des charges des appels d'offres sont en cours de rédaction, a fortiori dont les délégations de service public ont été attribuées.

2.2.3 Le risque lié à la volatilité des cours des combustibles fossiles ou à la disparition du fournisseur de chaleur ou de ses clients

La mission a relevé chez ses interlocuteurs une acceptation du risque lié à la volatilité des cours des combustibles fossiles. La raison pourrait en être que le prix actuel est implicitement jugé très bas et peu susceptible de baisser encore. Cela mérite d'autant plus d'être souligné que les cours des énergies sont extrêmement imprévisibles et que dans le contexte de prix déprimés des énergies fossiles, l'investissement dans la chaleur renouvelable n'a rien d'évident. Les suggestions de mécanisme assurantiel pour sécuriser l'économie de la chaleur ne semblent pas au cœur des préoccupations des acteurs.

En revanche, la crainte de la disparition d'un partenaire commercial, qu'il soit fournisseur d'énergies renouvelables (industriel producteur de chaleur fatale) ou client (réseau de chaleur) est vive.

28 En toute rigueur les petits projets notamment domestiques pourraient être aussi être traités de la même manière mais la gestion des AR est très coûteuse pour les petits projets comme signalé après.

29 AMORCE fait observer à ce propos que si les fonds de pension américains font grand cas des investissements dans les énergies renouvelables électriques, c'est parce que les tarifs d'achat garantissent de bons taux de rentabilité interne (TRI).

30 Lancement du Plan climat, 4 juillet 2017.

L'utilisation de la chaleur fatale se heurte à la disparité des horizons temporels de l'industriel producteur, qui peut être très court, et de la collectivité cliente, nettement plus long. Des opérations comme celle réalisée à Dunkerque par Dalkia, d'alimentation d'un réseau de chaleur urbain par la chaleur produite par l'aciérie voisine, n'ont été possibles que parce que l'exploitant a estimé que la pérennité de son fournisseur est garantie à l'horizon de son investissement. De même, l'industriel consommateur de chaleur est gêné de se trouver lié à un engagement durable qui l'empêche, en cas de baisse des énergies fossiles alternatives, d'y recourir. C'est pourquoi les adhérents de l'UNIDEN (syndicat d'industriels gros consommateurs d'énergie) sont peu enclins à le solliciter.

A cela s'ajoutent des considérations de décroissance de la demande de chaleur, au fur et à mesure de l'avancement de la rénovation énergétique du parc immobilier, laquelle fragilise l'économie des réseaux de chaleur.

Dans les conditions actuelles, le risque est intégré par les banques dans leurs financements des projets industriels qui doivent justifier d'un fort autofinancement (30 %) et d'un fort TRI (10 %, contre 6 % pour l'ADEME). De telles performances peuvent être atteintes dans le cas des réseaux de chaleur du fait de la présence d'actionnaires solides, capables d'apporter des garanties, et des taux exceptionnellement bas consentis dans ces conditions par les banques, comme c'est le cas de CPCU avec ses actionnaires, Engie et la Caisse des dépôts et consignations, et son banquier, la Banque européenne d'investissement (0,189 %/an), indépendamment de l'aide du Fonds chaleur.

La création d'un fonds de garantie pour couvrir le risque lié à la pérennité d'un des partenaires (industriel producteur de chaleur ou son client) serait donc bienvenue.

Un autre exemple de dispositif pouvant bénéficier d'un fonds de garantie est la géothermie qui est un investissement à risque (car les forages peuvent être mal réalisés, ou se révéler décevants et même en cas contraire, l'exploitation peut révéler un gisement bien moins intéressant qu'escompté). De fait, la géothermie bénéficie aujourd'hui d'un fonds de garantie des sondages à fin d'exploitation industrielle qui donne entière satisfaction³¹. Cette expérience réussie pourrait, selon les interlocuteurs de la mission, inspirer la géothermie peu profonde à destination des particuliers et les études de faisabilité des solutions chaleur conduites par les collectivités locales dans le cadre de l'élaboration de leurs documents de planification. Il ne serait question toutefois ici que de couvrir le risque d'études et de sondages, et non d'investissements lourds.

Les risques ne sont pas que technologiques, comme l'indiquent les doléances des particuliers consommateurs de chaleur délivrée par les réseaux. En effet, certains réseaux de chaleur ont été créés par les municipalités là où la densité et le nombre de clients sont insuffisants ou dans des éco-quartiers dont ils participent de l'argumentaire écologique sans nécessairement avoir été validés économiquement. Par ailleurs, l'équation économique des réseaux est étroitement liée à la stabilité de ses consommateurs, tant en nombre qu'en consommation unitaire. Le dé-raccordement de plusieurs immeubles (par exemple en cas de suppression de barres lors de rénovations de quartiers) comme la réalisation de travaux d'économie d'énergie, qui réduisent sensiblement leurs besoins de chaleur, peut obliger le gestionnaire du réseau à augmenter ses tarifs ce qui peut enclencher un cercle vicieux. Or en vertu de l'amendement Repentin à la loi NOME³², le coût de l'énergie consommée est désormais répercuté sur le locataire. Si cette disposition est saine en soi, elle expose les locataires à des augmentations brutales et déraisonnables de leurs charges de chauffage.

La principale mesure de maîtrise du risque financier proposée est en fait, « en creux », un relèvement substantiel et ajusté à l'évolution des cours des combustibles fossiles de la « taxe carbone », dont les acteurs attendent qu'elle rétablisse par contrecoup l'avantage comparatif de la chaleur. C'est la

³¹ Fonds de garantie pour les aquifères profonds et garantie AQUAPAC, cf. par exemple www.geothermie-perspectives.fr/article/fonds-garantie-geothermie-aquiferes-profonds.

³² Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

disposition « sans regret » proposée par la commission de régulation de l'énergie.

Les différents acteurs ont suggéré d'autres alternatives à ces mécanismes d'aide à l'investissement et à la production qui seront examinés au chapitre suivant.

2.2.4 La question tout à fait spécifique des industriels gros consommateurs de chaleur, représentés par l'UNIDEN, devra faire l'objet d'une décision ultérieure

L'UNIDEN développe pour les industriels gros consommateurs de chaleur un argumentaire semblable à celui des industriels électro-intensifs en ce qui concerne l'électricité³³. Ceux-ci défendent l'idée d'un accès préférentiel aux sources de chaleur peu onéreuses (par exemple les ordures ménagères) pour faire baisser le prix de la chaleur et leur permettre d'être compétitifs par rapport à leurs concurrents étrangers. Ils pensent d'ailleurs à une localisation à terme des incinérateurs d'ordures ménagères sur leurs plates-formes pour favoriser ce phénomène. Leur réflexion doit donner lieu à une étude conjointe avec la DGE. Le sujet n'est pas mature aujourd'hui, mais il sera nécessaire de lancer cette étude et d'en approfondir les conclusions lorsqu'elle sera achevée.

2.3 Les demandes des opérateurs de réseaux de chaleur

2.3.1 Assouplir les conditions imposées aux réseaux de chaleur

Un interlocuteur de la mission a jugé l'imposition par l'ADEME d'un taux « permanent » de 50 % d'énergies renouvelables³⁴ dans les extensions de réseaux très pénalisante. En effet, une extension de réseau se fait en général à structure de production renouvelable inchangée dans un premier temps et donc à un recours préférentiel à des énergies classiques plus souples avant qu'une nouvelle unité de production renouvelable soit mise en place. Il faudrait plutôt, selon lui, raisonner à l'échelle de l'ensemble du réseau, permettre des régimes transitoires avec moins de 50 % de renouvelable et aider le projet d'extension dès lors que le taux de 50 % de renouvelable continuerait à être respecté dans la configuration finale. Cette suggestion va au rebours de la tendance encouragée par l'ADEME de verdissement des réseaux au-delà de 50 % d'énergies renouvelables.

Par ailleurs, d'autres politiques publiques peuvent entraîner une réduction de la chaleur consommée, et donc avoir un effet sur l'équilibre du réseau. C'est en particulier le cas de la rénovation énergétique des immeubles, et singulièrement de la démolition des bâtiments énergivores (cf. *supra*). Mais dans la mesure où cette politique est conduite elle aussi par les collectivités, ses effets sont plus faciles à coordonner. Au vu de l'importance des investissements consentis et du caractère indispensable de ces rénovations, une certaine souplesse pourrait être accordée à titre temporaire aux collectivités notamment pour le respect à la fois du critère de 50 % d'énergies renouvelables et de celui de volume de chaleur vendu.

L'atteinte du taux de 50 % d'énergies renouvelables dans le panier des réseaux de chaleur est jugée handicapée par la concurrence des autres énergies, elle-même encouragée par les pouvoirs publics. Ainsi, la CPCU juge ainsi paradoxal que le Syndicat mixte central de traitement des ordures ménagères (SYCTOM, qui assure le service public de traitement et de valorisation des déchets ménagers de 84 communes en Ile-de-France) soit aidé pour vendre de l'électricité produite par cogénération à partir de la chaleur de ses fours d'incinération, alors qu'il pourrait tout simplement lui vendre sa chaleur. Ce paradoxe contraint en l'état la CPCU à importer du bois des Etats-Unis et de Russie.

33 Ces derniers ont d'ailleurs obtenu en 2017 des modalités de tarif spécifiques, très bon marché par rapport au consommateur moyen.

³⁴ Un réseau de chaleur recourant à plus de 50 % de source de chaleur renouvelable bénéficie d'un taux réduit de TVA de 5,5 %. Le coût pour les finances publiques, en 2017, était de 50 M€/an.

On signalera enfin une demande du SNCU, qui signale le cas de deux réseaux voisins. L'un d'eux respecte les 50 % d'ENR, l'autre non, mais la somme des deux les respecte. Le SNCU estime que les deux réseaux devraient bénéficier de la TVA à taux réduit accordée aux réseaux vertueux, ce qui lui est refusé à ce jour, et à juste titre.

2.3.2 Permettre de reporter le coût des investissements chaleur sur les loyers et de lisser ce report dans le temps

Les opérateurs de réseaux de chaleur estiment que la défiance du public à leur égard provient dans une large mesure du fait qu'à l'exception des immeubles qui assurent l'individualisation des charges de chauffage, ils n'ont pas le contact direct avec le client final. En conséquence, ils formulent trois propositions.

La première est qu'il leur soit permis de rentrer dans les immeubles jusqu'à leurs clients finaux. Ils souhaitent pouvoir réaliser les réseaux à l'intérieur des immeubles jusqu'à la porte des appartements et assurer eux-mêmes la gestion des contrats avec les syndicats, ce qui lui est aujourd'hui refusé.

La deuxième est qu'il devienne possible pour le bailleur de répercuter le montant des travaux sur le loyer. L'impossibilité actuelle est une des raisons premières de la stagnation en France de certains investissements chaleur comme le solaire thermique. Une solution serait de confier le financement des travaux à un professionnel et de répercuter son remboursement dans les charges de copropriété.

La troisième est d'amortir le coût de raccordement au réseau sur toute la durée de vie de l'installation.

2.3.3 Obtenir pour les réseaux de chaleur le statut de service économique d'intérêt général (SIEG), ce qui permettrait d'augmenter les plafonds d'aide

Enfin, AMORCE est à l'origine d'une proposition juridique destinée à libérer le dispositif d'aide publique à la chaleur. AMORCE propose que la France considère le réseau de chaleur comme un service d'intérêt économique général (SIEG) au sens de la réglementation communautaire. Ce statut lui permettrait de bénéficier des taux d'aide maximaux autorisés en vertu de la réglementation communautaire. Selon AMORCE, le réseau de chaleur respecte en effet les quatre conditions fixées par la jurisprudence communautaire dite « Altmark » pour les SIEG³⁵.

2.4 Les acteurs partagent un grand nombre d'idées

« Le doublement du Fonds chaleur n'est pas une option, mais un impératif », titre le communiqué de presse publié le 20 mars 2018 par FNCCR, SER, UCFF-GCF, CIBE, AFPG, AFPAC et Territoire d'énergie. La plupart des interlocuteurs de la mission convergent sur la demande d'un doublement du budget du Fonds chaleur, d'une augmentation du niveau des subventions en supprimant les plafonds fixés par l'ADEME et en visant un TRI cible plus élevé, de l'instauration d'une clause de revoyure des subventions, et d'une aide au raccordement aux réseaux de chaleur.

La mission retient aussi de ses entretiens un certain nombre d'autres idées partagées.

L'idée d'une aide directe au fonctionnement de la filière chaleur venant en substitution de tout ou partie de l'aide à l'investissement, n'est pas une alternative à l'augmentation du budget, et à budget constant le système actuel d'aide à l'investissement apparaît préférable. La transformation ne serait acceptée que pour quelques cas spécifiques en complément du dispositif actuel.

35 Arrêt de la Cour de justice de l'Union européenne du 24 juillet 2003 dans l'affaire C-280/00, dit « arrêt Altmark ». Note signée par CIBE, FNCCR, AMORCE et SER en date du 21 octobre 2016.

Pour la chaleur fatale, comme pour la géothermie, cette aide serait conditionnée à un prix du gaz élevé. Pour la méthanisation, elle peut être envisagée pour les petits projets en complément de prêts de la BPI.

L'utilisation d'avances remboursables est elle-même décrite : dans le cas des réseaux de chaleur, elle pourrait être utilisée pour une partie de l'investissement, le remboursement étant conditionné à l'obtention d'un portefeuille de clients.

L'idée est plutôt d'interventions indirectes, « en creux », sur l'environnement, économique et juridique afin de rétablir ou de conforter durablement l'intérêt économique du recours à la chaleur. Ces solutions seront évoquées au chapitre suivant. A ce titre, ont été évoqués par les différents acteurs :

- Le relèvement et l'ajustement de la contribution carbone énergie (CCE) ou « taxe carbone » afin d'amortir les fluctuations à la baisse des cours des énergies fossiles, dans le but de conserver à la chaleur un avantage comparatif ;
- Le bénéfice du crédit d'impôt transition énergétique (CITE), prochainement transformé en prime, pour les réseaux de chaleur capillaires dans les immeubles³⁶, ce qui serait une aide au fonctionnement au consommateur final ; on peut d'ailleurs, dans cet esprit, se demander si un mécanisme d'aide directe du consommateur par son fournisseur de chaleur au titre des certificats d'économies d'énergie (CEE) ne serait pas une alternative intéressante ; on notera que le CEE est actuellement presque exclusif du Fonds chaleur ;
- L'inéligibilité au CITE des équipements insuffisamment vertueux comme des travaux relatifs à d'autres énergies que les réseaux de chaleur « vertueux » dans les zones classées ;
- Le réexamen des aides à la cogénération (ou la fongibilité des fonds d'aide, ce qui représenterait un avantage pour la chaleur) ;
- Un appui du Fonds chaleur par des prêts des banques de développement spécialistes telles que la Caisse des dépôts et consignations et la Banque publique d'investissement dans le cadre d'un bouquet financier.

2.5 L'aide à la production n'est pas souhaitable, sauf à des conditions très particulières

La mission a essayé de procéder à une analyse socio-économique du remplacement de l'aide à l'investissement par une aide au fonctionnement. La méthode de calcul utilisée est celle dite des coûts complets de production de l'énergie, ou LCOE (*levelized cost of energy*³⁷).

Pour ce faire, elle a étudié quelques cas particuliers qui lui ont été fournis par l'ADEME, ainsi que des données publiées. Les résultats en sont fournis en Annexe 6.5.

La grande variété des types de chaleur renouvelable, la faible quantité de données et l'amplitude des incertitudes sur la quantité de chaleur qui sera produite et sur les prix des réalisations rendent ces résultats difficilement exploitables pour l'élaboration de conclusions générales.

On peut cependant en tirer les quelques réflexions ci-dessous :

- verser une prime à la production revient à augmenter artificiellement le prix de vente de la

³⁶ En vigueur, cf. *Brochure pratique 2017, Déclaration des revenus 2016*, en ligne sur www.impots.gouv.fr/portail/www2/fichiers/documentation/brochure/ir_2017/index.html#1/z.

³⁷ Cette approche est agrégée temporellement et ne peut donc traiter les questions de trésorerie, ni celle de capacité de financement initial, etc.

chaleur (produite ou transportée) ou celui du biogaz ;

- les résultats peuvent présenter un fort étalement potentiel des coûts complets (calculés sur la durée), si l'on prend en compte les incertitudes relatives aux paramètres constitutifs du modèle d'affaire ;
- les paramètres qui influent le plus sur le résultat ne sont pas prévisibles a priori : pour le cas étudié de méthanisation, ce sont l'énergie produite annuellement, puis l'investissement initial, la durée de fonctionnement, le coût de fonctionnement annuel, le taux d'actualisation... Pour d'autres cas, les paramètres les plus influents changent (durée de vie, taux d'actualisation, taux de subvention, par exemple).

Cette aide à la production existe déjà dans le cas du biométhane, qui, outre les aides du Fonds chaleur, reçoit un appui via le mécanisme d'obligation d'achat surveillé par la CRE³⁸.

Elle présente certes l'avantage d'étaler les dépenses publiques par rapport à une aide à l'investissement, ce qui est sans doute la première motivation de ses promoteurs. Elle fournit également des revenus réguliers, qui peuvent compenser une partie des coûts récurrents. Cette prime correspond par ailleurs à une production de chaleur renouvelable réelle, ce qui est vertueux. Enfin elle fournit au porteur de projet visibilité et sécurité à moyen terme.

Mais si son montant n'est pas plus important que l'aide à l'investissement, elle est pour l'investisseur plus longue à obtenir et donc moins intéressante. Or les projets d'énergies renouvelables sont des investissements lourds que leurs promoteurs ne lanceront pas sans aide à l'investissement en raison de la frilosité des banques face à un marché trop local pour que la quantité vendue soit assurée à long terme. C'est en particulier le cas des réseaux de chaleur, en cas de création ou d'extension. Le basculement de l'aide à l'investissement vers une aide à la production est donc hasardeux et risque de casser la dynamique existante. Par ailleurs, certains porteurs de projets disposent de peu de trésorerie ou de capacité d'investissement, et l'absence de subvention à l'investissement peut devenir un facteur bloquant.

Et la prime à la production (pour la chaleur comme pour l'électricité) engage l'avenir des finances publiques sur des durées très longues, et sur des montants difficiles à caler :

- ou bien le montant est fixe, et il peut se révéler inadapté à la situation des marchés, trop généreux, ou trop restreint³⁹ ;
- ou bien le montant est fonction du prix des énergies concurrentes, et alors il est peu prévisible et complexe à gérer.

L'utilisation d'aides au fonctionnement pose ainsi des problèmes budgétaires (déjà rencontrés avec les énergies renouvelables électriques), dans la mesure où les engagements publics s'y prennent pour de très longues années (typiquement 20 ans), et les montants réels sont incertains au moment de la décision.

Les quantités de chaleur renouvelable produites sont également difficiles à mesurer : certes les installations disposent pratiquement systématiquement d'un comptage de la chaleur, mais celle-ci est toujours produite à la fois par des sources renouvelables (pour des raisons de transitoires et de sécurité de production). La détermination de la chaleur renouvelable produite repose donc à la fois

38 Mais cette obligation d'achat est relativement facile à mettre en œuvre, dans la mesure où l'acheteur est unique.

³⁹ Le cas des énergies électriques est aujourd'hui essentiellement réglé par le mécanisme des appels d'offre, mais qui nécessite une relative similitude entre les différents investissements proposés. Le cas de la chaleur est de ce point de vue assez différent, même au sein d'une même filière.

sur des mesures et sur l'analyse détaillée de la comptabilité des installations.⁴⁰

Enfin, la prime à la production n'est pas populaire parmi les acteurs rencontrés par la mission. L'acceptabilité de sa substitution à l'aide initiale à l'investissement est basse. Tout au plus est-elle considérée comme acceptable en tant que complément.

La superposition de l'aide à l'investissement actuelle et d'une aide à la production est naturellement une façon d'améliorer la situation des énergies renouvelables thermiques. Elle ne permet pourtant pas d'économies budgétaires. Au contraire, elle conduit à des complexités administratives, voire à une diversité des guichets. C'est encore plus vrai si l'on doit aussi gérer les avances remboursables, dispositif en cours de déploiement à l'initiative de l'ADEME. La détermination de l'aide réelle accordée à une filière devient ainsi plus difficile, dans la mesure où il faut additionner des aides diverses venant de circuit variés⁴¹. Or la complexité administrative est déjà une doléance des porteurs de projets.

Dans le cas de la chaleur, l'aide au fonctionnement implique des efforts importants, et ce durant de longues années, de contrôle de la chaleur verte produite : la chaleur vendue fait naturellement l'objet d'un comptage, mais elle est très rarement produite en totalité par des énergies renouvelables, ne serait-ce que parce qu'il faut assurer les périodes transitoires, et une solution de remplacement en cas de panne. Remonter à la production verte implique alors une analyse fine de la comptabilité des producteurs.

Le coût administratif de ces aides serait naturellement injustifié pour les petits projets qui doivent continuer à bénéficier d'aides forfaitaires.

Si elle devait voir le jour, une aide à la production devrait respecter les principes suivants :

- Etre calculée en cohérence avec l'aide à l'investissement maintenue⁴² ;
- Etre une véritable aide à la production, c'est-à-dire n'être versée que pour autant que son bénéficiaire produirait effectivement de la chaleur renouvelable et au prorata de celle-ci ;
- Sous cette réserve, être d'un montant garanti, afin de pouvoir être comptabilisée au titre des fonds propres en vue de l'obtention des prêts bancaires ; s'adresser à des porteurs de projets solides financièrement.

Ce n'est qu'à ces conditions qu'un mécanisme alternatif de complément d'aide à la production pourrait être prudemment introduit.

En conclusion, si l'Etat paraît ne pas bénéficier de sa politique de prix du carbone à travers les aides à l'investissement, c'est moins en raison de la structure du dispositif actuel d'aide à l'investissement, qui a prouvé son efficacité, que parce que cette politique est perçue comme récente et encore peu ancrée et parce que, pour des raisons conjoncturelles, le prix actuel du carbone fossile est bas. Dans de telles conditions, il paraît dangereux de rompre la dynamique actuelle permise par les aides à l'investissement. Une aide au fonctionnement additionnelle n'est envisageable que dans des cas très particuliers. La suite du rapport proposera en outre des pistes pour améliorer l'aide à la chaleur renouvelable et donc en augmenter la diffusion.

⁴⁰ Il faut ainsi vérifier les quantités de biomasse achetées. Ceci n'est pas possible dans les cas de la géothermie et de la chaleur fatale.

⁴¹ Il n'est ainsi pas trivial de comptabiliser avec certitude l'aide au biométhane (Fonds chaleur + obligation d'achat), ou celle aux réseaux de chaleur (Fonds chaleur + baisse de TVA).

⁴² C'est le cas aujourd'hui pour le biométhane : l'aide du fonds chaleur tient compte des réalités de l'aide apportée par du fait de l'obligation d'achat.

3 Propositions réglementaires et d'évolution du Fonds chaleur à moyens constants

L'idée d'une substitution du mécanisme actuel de subvention par une aide à la production est loin de réunir les suffrages des intéressés, lesquels plaident plutôt pour un accroissement des moyens du Fonds chaleur, mais sont tout aussi conscients de l'importance que peut revêtir la mobilisation d'autres méthodes.

Des alternatives existent en effet. On s'intéresse ici à celles qui peuvent être mises en œuvre sans accroissement de la dépense publique, par redéploiement ou en s'appuyant sur la réglementation. Dans le chapitre suivant (§ 4), on évoquera des solutions nécessitant des moyens plus importants.

3.1 Optimiser le Fonds chaleur

Le Fonds chaleur finance des projets de tailles et de natures diverses. Si par le passé les fonds alloués n'ont pas toujours été consommés en totalité, ce n'est plus le cas depuis 2015. En l'absence de crédits suffisants pour financer la totalité des projets instruits, il est donc loisible de s'interroger sur les priorités fixées et les critères appliqués. Cette priorisation est l'un des chantiers actuels de l'ADEME.

Rappelons que les aides allouées sont de deux types :

- Aide à l'accompagnement de projet (taux aide de 40 à 80 %, en moyenne 70 %) ;
- Aide à la réalisation de projet (taux aide de 25 à 80 %).

Comme on a pu le constater dans le § 2, les coûts au MWh thermique (émis ou transporté) sont très variables. Ainsi, la Cour des comptes⁴³ évoque des montants d'aide très différents selon les filières (de l'ordre de 10 €/MWh pour la chaleur fatale jusqu'à plus de 500 €/MWh pour le solaire thermique, qui sont deux cas dont on peut considérer qu'ils sont atypiques) avec des ratios entre 30 et 50 €/MWh pour les autres sources et un coût moyen de 44 €/MWh, chiffres confirmés par l'ADEME dans la figure 13 ci-dessous. Par ailleurs, le pourcentage d'aide accordée varie selon la nature des projets, le plus bas étant celui de la méthanisation (15 % en moyenne). Ces taux variables s'expliquent en partie par la présence d'autres aides, telles que les tarifs d'achat pour le biogaz issu de la méthanisation, qu'il soit employé en cogénération pour produire de l'électricité ou injecté dans le réseau.

43 www.ccomptes.fr/sites/default/files/2018-04/20180418-rapport-soutien-energies-renouvelables.pdf.

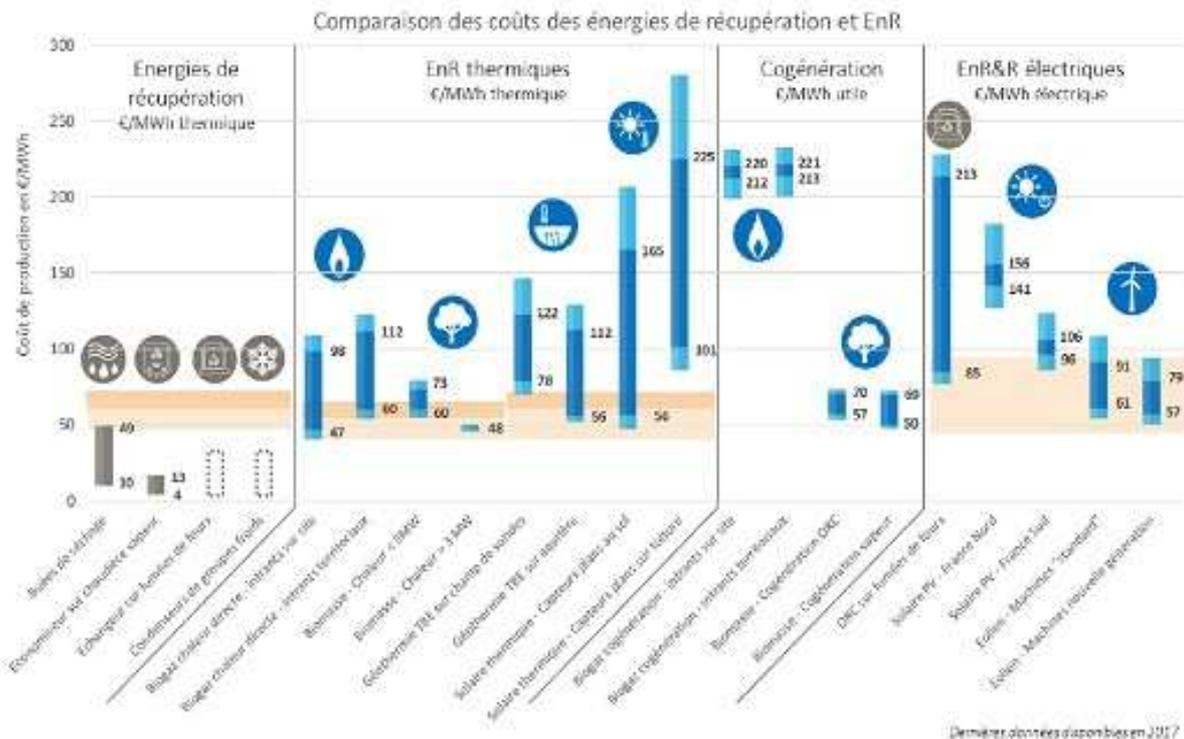


Figure 12: Comparaison des coûts complets de production des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie en France⁴⁴, Source : ADEME⁴⁵

Il n'est pas évident de revenir sur les équilibres budgétaires entre filières, qui correspondent généralement à des politiques assumées (utilisation de la biomasse, chaleur renouvelable...).

Les coûts sont néanmoins fortement variables, dans le temps et entre filières. En effet, notamment pour les réseaux de chaleur, les décisions les plus rapides ont concerné les projets les plus faciles et les moins coûteux (principalement les zones denses ou avec un approvisionnement aisé). On peut donc escompter un renchérissement des coûts dans les années à venir. Si l'objectif actuel de quasiment doubler la part renouvelable de la chaleur d'ici 2030 est maintenu, il ne pourra sans doute être atteint, toutes choses égales par ailleurs, qu'avec une croissance initiale des coûts unitaires. En

44 Explication de la légende :

« Remarque :

(1) Il s'agit des coûts complets d'un actif de production d'énergie renouvelable ou de récupération d'énergie fatale, incluant les coûts d'installation, d'opération, de maintenance et d'approvisionnement en combustible. Ils sont élaborés à partir de retours d'expérience de projets réalisés (sources : ADEME, Industriels, Experts...). Ils sont donc représentatifs d'un passé, certes relativement récent, mais pas d'une situation à date, encore moins d'une vision prospective. Les coûts totaux de production présentés ci-dessus ont pour but de donner un élément d'information valable pour tous les industriels. Par conséquent, ce sont des coûts moyens qui ne prennent pas en compte les coûts d'adaptation exceptionnels à la production industrielle (écart-type plus larges en réalité, surtout pour la récupération de chaleur fatale). La partie plus foncée des variations de coût présente les coûts de production pour les taux d'actualisation les plus probables. Les parties plus claires présentent les coûts pour lesquels les conditions de financement sont les plus et les moins favorables.

(2) Pour la chaleur, la bande orangée claire (en bas) correspond, à titre d'illustration, au coût de production d'une filière conventionnelle de référence. La bande orangée foncée (au dessus d'elle) permet de prendre en compte l'impact de la CCE (Contribution Climat Energie) 7 fixée par la loi de transition énergétique à 86,2 €/tCO₂ en 2022. Pour l'électricité, la bande orangée claire présente les coûts complets d'achat d'électricité, intégrant le coût de la fourniture, du transport et de la fiscalité. ». Noter aussi que les taux d'actualisation étudiés vont de 3 % à 10 %.

45 www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/integration-enr-recuperation-industrie_2018_rapport.pdf.

effet il y a peu d'économies d'échelle à attendre de la part des filières matures que sont la biomasse et les réseaux de chaleur. De plus, le gisement de consommation peut et doit décroître en raison de la rénovation thermique du parc immobilier.

On peut de plus s'interroger sur le maintien de l'aide aux filières qui représentent la plus faible part du Fonds, avec en général des prix à la TEP plus élevés. Néanmoins, leur développement correspond en général à une volonté politique de diversification et d'utilisation de certains types de ressources ou à l'exploration d'une filière en vue d'en réduire les coûts. En outre, les montants susceptibles d'être ainsi récupérés seraient faibles.

Par ailleurs, comme le montre le rapport récent sur la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse⁴⁶ qui évoque dans le schéma ci-dessous un déficit possible de la ressource bois-énergie en 2018, et l'utilisation actuelle par certains grands projets de biomasse importée, la ressource en bois, même avec des plans d'accompagnement, n'est pas infinie, et les grosses cogénérations candidates aux appels à projets de la Commission de régulation de l'énergie en consomment beaucoup. A l'inverse, l'appel à projets (AAP) Dynamic Bois qui visait à faire sortir du bois des forêts a connu un succès qui a dépassé ses espérances, de sorte que le volume produit a été supérieur aux capacités des chaufferies bois (du moins de celles qui s'approvisionnent en local) ce qui, aux dires de certains élus, a entraîné un stockage de bois coupé en forêt et un mécontentement de la population devant ce qui lui apparaît comme une détérioration à court terme de la forêt « loisir ».

	2018	2023 trajectoire basse	2023 trajectoire haute	2030	2050
Couverture des besoins en biomasse non méthanisée	55% - 64%	86 % - 90%	62% - 65%	50% - 56%	52% - 62%
Couverture des besoins en BO	100,00%	100,00%	100,00%	60% - 65%	/**
Couverture des besoins pour les fibres, dérivés et matériaux	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	/**
Couverture des besoins pour la chimie verte	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	/**
Couverture des besoins énergétiques (biocarburants, chaleur, cogénération)	55% - 68%	89% - 95%	49% - 54%	33% - 39%	52%-62%
Couverture des besoins en biomasse méthanisée	166,36%	183,86%	134,39%	54% - 248%	45% - 306%

Tableau 7: Couverture des besoins en biomasse, Source : stratégie nationale de mobilisation du bois, février 2018

Au-delà de la biomasse et des réseaux de chaleur, les situations des différentes thématiques sont assez variées, comme on va le voir ci-dessous.

3.1.1 La méthanisation : jouer sur les tarifs d'achat et le fonds de garantie créé dans le cadre du grand plan d'investissement ?

La méthanisation a fait l'objet d'une impulsion politique depuis la loi de transition énergétique pour la croissance verte (appels à projets 1 500 méthaniseurs en 3 ans) et, début 2018, d'un groupe de travail présidé par le secrétaire d'Etat Sébastien Lecornu. Le groupe a rendu ses conclusions le 26 mars 2018.

Dans la mesure où elle est également soutenue par des tarifs d'achat, la méthanisation jouit du plus

46

Cf.

www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Strat%C3%A9gie%20Nationale%20de%20Mobilisation%20de%20la%20Biomasse.pdf et arrêté www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000036711308&dateTexte=&categorieLien=id du 26 février 2018.

faible taux d'aide en investissement du Fonds (15 %). Cette aide du Fonds chaleur peut être d'ailleurs considérée comme faible⁴⁷ au regard des montants annuels tirés de la vente de l'électricité issue de la cogénération et du biogaz injecté. Les montants cumulés s'élèvent à 20 M€ (plafonnés) pour le Fonds chaleur, auxquels s'ajoutent, pour 2016, 17 M€ du Fonds déchet. Ces montants sont nettement inférieurs aux recettes liées aux tarifs d'achat (88 M€ en 2015⁴⁸), lesquelles sont en croissance rapide (cf. figure ci-dessous). Malgré une méfiance initiale et de fréquentes réticences locales, la méthanisation connaît actuellement un fort engouement, puisqu'en mars 2018 GRDF a recensé 860 projets de méthaniseurs.

Au vu de la part importante des tarifs d'achat et des appels d'offres dans le panier des aides, la question de concentrer sur eux l'ensemble de l'aide publique pourrait être posée, notamment en l'absence de moyens suffisants pour le Fonds chaleur. En effet, selon GRDF, la file d'attente non écoulee en 2017 représente déjà les 20 M€ pré-alloués pour 2018, alors que l'engouement pour cette technologie ne se dément pas.

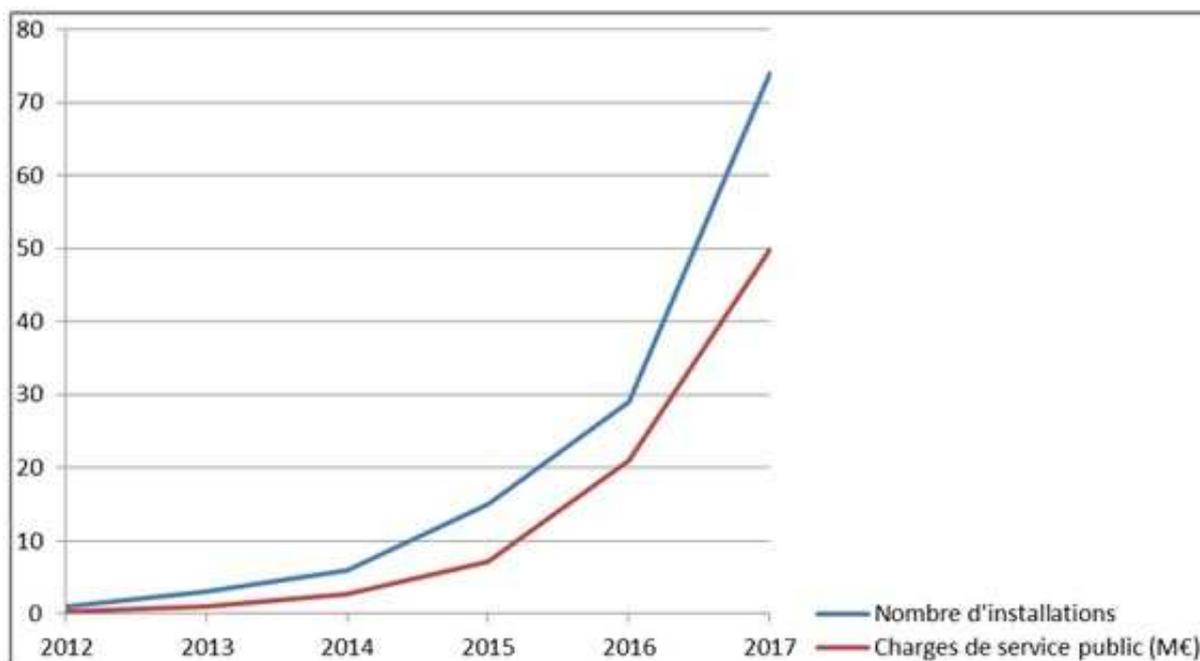


Figure 13: Evolution du nombre d'installations de méthanisation et des charges de service public associées – Source : CRE⁴⁹

Mais l'intervention du Fonds présente un double avantage par rapport aux tarifs d'achat, comme on peut le voir sur l'exemple précédent de Saron-sur-Aube (cf. 2.1.3) : il finance l'étude de faisabilité et apporte une aide à l'investissement particulièrement bien adaptée aux installations de méthanisation agricole, parce qu'elle procure des fonds propres qui ont un effet de levier dans la mobilisation des prêts bancaires, s'agissant d'opérations qui ne génèrent des revenus qu'au bout de 3 à 5 ans. Or les installations agricoles, qui représentent environ 20 % de la part de production de biogaz, manquent en général de fonds propres. Ce constat est également relevé par le groupe de travail sur la méthanisation.

47 Le même constat de déséquilibre peut être porté sur le quatrième cas décrit dans l'étude ADEME citée ci-dessus d'une cogénération biogaz avec machine ORC sur la récupération de fumée qui génère un revenu annuel de 170 k€ pour la seule vente d'électricité et avec l'aide à l'investissement du Fonds chaleur conduit à un TRI de 3,5 ans.

48 Source Etude ADEME sur l'agriculture et les EnR, février 2018, www.ademe.fr/agriculture-energies-renouvelables.

49 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 octobre 2016 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

La proposition, par le groupe de travail Lecornu, de création dans le Grand Plan d'Investissement d'un fonds de garantie doté de 100 M€ est donc la bienvenue. Ce fonds devrait permettre de soulager le Fonds chaleur tout en développant la méthanisation, tant pour les exploitations que pour les stations d'épuration. Il faut cependant rappeler que le système des obligations d'achat liées à des contrats de vingt ans représente des montants d'engagement (en général non exprimés) qui sont sans commune mesure avec les aides à l'investissement.

Par ailleurs, même si les tarifs de rachat et les appels d'offres ne sont pas du ressort du Fonds chaleur, il pourrait être envisagé de favoriser les projets d'utilisation directe du biogaz plutôt que la cogénération. En effet les subventions pour le biogaz portent aussi bien sur l'électricité issue de la cogénération que sur le gaz injecté. Si la quasi-totalité du gaz consommé en France est importée, ce qui fait du développement local du biogaz une priorité forte du gouvernement, l'électricité issue de la cogénération figure parmi les plus coûteuses de toutes les sources d'électricité⁵⁰, et présente de fait un moindre intérêt. Il pourrait donc être envisagé de prioriser l'utilisation du biogaz sous forme gazeuse, avec injection dans le réseau là où c'est possible, donc en incitant les projets à s'établir dans des lieux appropriés et, en cas de trop grande distance ou d'impossibilité, d'étudier la création de stations-services de GNV qui pourraient ravitailler les camions et engins agricoles.

3.1.2 Le solaire thermique : aider ponctuellement des opérations exemplaires dans les zones ensoleillées pour développer une filière à potentiel

Il représente le plus fort taux d'aide pour une part assez faible des montants distribués, donc assez peu d'opérations. Comme le photovoltaïque, il peut s'installer en toiture ou au sol pour de grandes installations. Cependant, malgré un meilleur rendement énergétique que le photovoltaïque, cette technologie n'a jamais réussi à s'imposer pleinement dans le bâtiment, entre autres pour des raisons de complexité d'installation. Sa part dans le bâtiment diminue régulièrement depuis 2010. Le prix et la complexité des installations ont été mis en cause, ainsi que la nécessité pour l'installateur d'avoir des compétences usuellement dissociées. Pourtant, des pays voisins comme l'Allemagne connaissent des déploiements plus conséquents. C'est également le cas des pays du Sud et des DOM où sont mises en service des installations plus rustiques. En dehors de ces zones, il n'est pas évident qu'un rebond puisse avoir lieu en France, y compris dans le bâtiment avec le label E+C-, car deux concurrents moins coûteux occupent désormais le marché : à savoir la pompe à chaleur (considérée comme relevant de la chaleur renouvelable) et le solaire photovoltaïque.

Au vu des sommes modestes consacrées au solaire thermique, et de la taille tout aussi modeste des projets (en dehors de ceux de l'appel spécifique⁵¹ pour les grandes installations qui sélectionne un ou deux projets par an comme celui de Châteaubriant), souvent pour un bâtiment à caractère social, alors que le gisement est important, il convient de continuer à aider la filière, notamment pour de la consommation sur place dans des zones ensoleillées. Il est à noter qu'en dehors de l'Outre-mer, dans les réseaux de chaleur raccordés à une installation de production de solaire thermique, le réseau se fournit également selon un autre procédé (chaudière biomasse) majoritaire quant à la quantité de chaleur fournie (le fuel à 66 % pour Cavet, la biomasse pour le réseau de chaleur de Châteaubriant à 90 %).

⁵⁰ Cf. au tableau 4 le cas de l'ORC - Organic Rankine Cycle, méthode de production d'électricité à partir de chaleur industrielle fatale ou de chaleur renouvelable.

⁵¹ <https://appelsprojets.ADEME.fr/aap/AAPST2018-27>.

3.1.3 La chaleur fatale : sécuriser son utilisation par un fonds de garantie

L'ADEME a publié en septembre 2017 un document⁵² visant à inciter la récupération et l'utilisation de la chaleur fatale, notamment en utilisant le Fonds chaleur. Ce rapport insiste sur le potentiel très important de la chaleur fatale. Il cible quelques types d'installations telles que les usines d'incinération des ordures ménagères – UIOM et les data centers. Sur son fondement, l'ADEME a lancé des appels à projets régionaux.

Elle a publié en février et mars 2018 une étude⁵³ qui fournit un panorama des technologies de récupération, un bilan des forces et faiblesses (beaucoup moins transportable que les autres énergies, la chaleur peut poser des difficultés pour le croisement de l'offre et de la demande) et des fiches de réalisations exemplaires. Elle constate un déploiement très embryonnaire de ce type de projets au regard du potentiel récupérable de chaleur fatale (52 TWh/an de rejets à une température supérieure à 100 °C). Si le Fonds chaleur n'a pas vocation à intervenir sur les procédés de réutilisation interne de la chaleur, qui relèvent du dispositif des CEE, il peut en revanche intervenir sur des opérations mixtes visant à valoriser la chaleur sur d'autres procédés ou d'autres usages (comme l'utilisation en séchage, le chauffage des bâtiments ou l'alimentation d'un réseau de chaleur⁵⁴). Les réalisations exemplaires sont issues de situations facilement reproductibles pourraient donc entraîner le dépôt de nombreux projets similaires. Il est à noter que l'étude se cantonne au cas de l'industrie (au sens large incluant les entreprises agricoles) mais ne traite pas le cas de l'énergie (raffineries, centrales nucléaires⁵⁵...).

Une étude conjointe de l'UNIDEN (qui représente les 40 entreprises les plus consommatrices d'énergie) et de la direction générale des entreprises sur la chaleur bas carbone sera engagée cette année. Elle portera sur le potentiel de chaleur fatale récupérée mais surtout sur les besoins de ces entreprises, qui sont assez considérables au vu des moyens actuels du Fonds et pourraient poser problème au regard de la disponibilité des ressources comme la biomasse ou la chaleur des incinérateurs⁵⁶.

Sur ce thème, trois opérations ont été financées, dont une utilisant la géothermie en Alsace pour l'amidonner Roquette, dont la chaleur fatale produite alimente un réseau de chaleur urbain.

L'utilisation dans un réseau de chaleur, qui est une infrastructure pérenne, de la chaleur fatale issue d'un procédé industriel peut être remise en cause si l'activité disparaît. Ce point a été évoqué par divers acteurs rencontrés par la mission (cf. *supra*). La mise en place d'un fonds de garantie pourrait mutualiser ce type de risque, plus facile à couvrir que les fluctuations du prix des énergies fossiles. Une étude a été conduite pour l'ADEME dans les Hauts de France, et est actuellement instruite au niveau national par l'ADEME.

2. RECOMMANDATION (à l'ADEME) : Trouver un partenaire pour créer un fonds de garantie contre la défaillance du fournisseur de chaleur fatale.

52 « La chaleur fatale », www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/chaleur_fatale-8821.pdf.

53 « Les énergies renouvelables et de récupération », www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/ADEME-et-vous-113-faits-et-chiffres.pdf et « ADEME & Vous : Le Mag n° 112 », www.ademe.fr/resource-archive/234465.

54 La chaleur fatale peut être également employée pour faire de l'électricité.

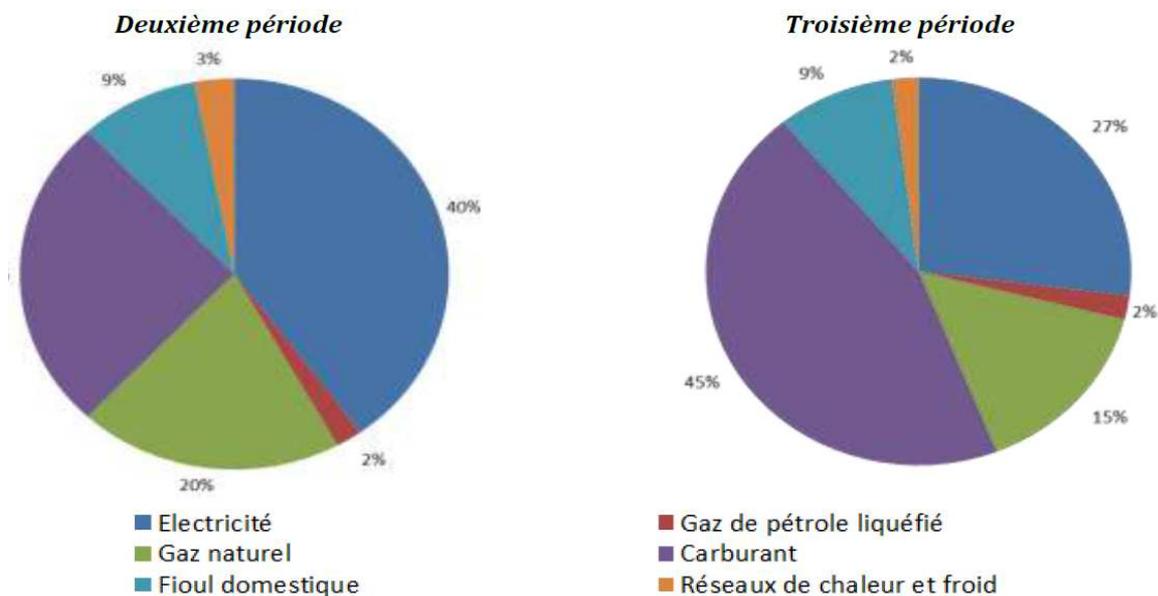
55 Le cas de la valorisation de la chaleur rejetée par les centrales nucléaires a fait l'objet d'autres études notamment du CEA, sans conclusion immédiate utilisable dans le cadre de cette étude.

56 Comme les centrales électriques ou les grandes chaufferies.

3.2 Travailler sur la réglementation et les dispositifs concurrents

3.2.1 Le certificat d'économie d'énergie (CEE)

Le CEE est actuellement limité aux nouveaux raccordements aux réseaux de chaleur existants. Il est proposé d'en élargir l'assiette afin, notamment, d'aider au financement du raccordement des sous-stations, et de supprimer la règle du non-cumul avec le Fonds chaleur⁵⁷. Cela permettrait d'aider des opérations éligibles au CEE (telles que le raccordement d'un bâtiment résidentiel ou tertiaire à un réseau de chaleur ou le passage en basse température) et ainsi d'allouer des aides plus importantes aux opérations éligibles au Fonds chaleur (développement des infrastructures). C'est une décision qui relève de l'Etat et de l'ADEME seuls. La part des réseaux de chaleur dans les CEE n'est actuellement que de 3 % dans la deuxième période (2011-2014) et 2 % dans la troisième (2015-2018), comme le montre la figure ci-après.



GEC

Figure 14: Analyse des certificats d'économie d'énergie Source DGEC

3.2.2 Le Crédit d'impôt transition énergétique (CITE)⁵⁸

Le CITE qui est, avec le Fonds chaleur, le principal dispositif de soutien aux énergies renouvelables en France, est un avantage fiscal consenti aux particuliers qui investissent dans des solutions participant à la transition énergétique. Son coût pour les finances publiques est évalué à 1,7 Md€ en 2016 (sur les dépenses réalisées en 2015), dont 0,3 Md€ au titre de la chaleur, et de 1,675 Md€ en 2017⁵⁹.

Il fait l'objet de nombreuses propositions d'amendement dans un sens favorable à la chaleur. L'éligibilité des raccordements des particuliers au CITE est considérée comme une bonne décision. De

57 Edictée à l'article 4 du décret n° 2010-1664 du 29 décembre 2010 relatif aux certificats d'économies d'énergie.

58 Art. 200 quater du CGI www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?idArticle=LEGIARTI000021658276&cidTexte=LEGITEXT000006069577 et art. 18 bis de son annexe 4.

59 Sources : *Les énergies renouvelables thermiques*, document de travail n°2018/2, mai 2018, Arthur Souletie, DG Trésor, et *Rapport sur le financement de la transition énergétique*, PLF 2018.

fait, plutôt qu'aider le fournisseur ou l'installateur du réseau capillaire, il aide directement le consommateur final, ce qui est évidemment plus motivant pour lui. Parallèlement, l'exclusion progressive du bénéfice du CITE d'équipements moins favorables à l'environnement, comme les chaudières au fioul (exclues à compter du 30 juin 2018) renforce encore l'avantage comparatif de la chaleur renouvelable.

On pourrait encore aller plus loin en ce sens, en excluant par exemple les chaudières à gaz là où il y a un réseau de chaleur vertueux. Certaines propositions sont plus radicales. Il s'agit ainsi de ne plus accorder de CITE là où existe un réseau de chaleur vertueux, le classement par l'exécutif local des zones couvertes par un réseau de chaleur permettant de clarifier les conditions d'octroi du CITE, voire de ne plus pouvoir aider aucune énergie alternative là où il y a un réseau de chaleur vertueux.

Sur le plan financier, l'Etat peut jouer un rôle :

- en restreignant le bénéfice du CITE et des aides de l'Agence nationale à l'amélioration de l'habitat (ANAH) à la rénovation de l'habitat aux propriétaires occupants à faibles revenus là où existe un réseau vertueux ;
- par ailleurs, le dispositif du CITE est peu utilisé en raison du faible niveau de l'aide qu'il offre ; en instaurant, par redéploiement des aides supprimées par ailleurs, un taux majoré de CITE pour les raccordements aux réseaux de chaleur (idem pour le solaire et la géothermie).

En effet, le montant de CITE pour la chaleur s'élevait en 2016 à 260 M€ dont seulement 1,5 M€ pour les raccordements et 1,8 M€ pour le solaire thermique (contre 78 M€ pour les pompes à chaleur - PAC et les chauffe-eau thermodynamiques - CET).

Le CITE et les aides de l'ANAH sont des outils de maîtrise de la consommation d'énergie qui dans le cas de subvention des chaudières performantes visent à une réduction des énergies fossiles consommées.

Le Fonds chaleur, lui, répond à une logique d'accroissement de la part de la chaleur renouvelable dans la chaleur consommée.

Si ces deux logiques, qui bénéficient toutes deux de soutiens publics, peuvent concourir au même objectif (notamment la réduction des émissions de gaz à effet de serre), il peut arriver que leurs effets soient opposés, ce qui entraîne une mauvaise optimisation des crédits publics. C'est en particulier le cas lorsque le CITE finance l'installation de chaudières à haute performance consommant des énergies fossiles, alors que le bâtiment pourrait être raccordé à un réseau de chaleur existant vertueux.

La structure de répartition des coûts des réseaux de chaleur avec une part de coûts fixes ou obligés (chaleur fatale) importante conduit à augmenter les tarifs lorsque la quantité de chaleur livrée diminue, ce qui rend le réseau moins compétitif, surtout en période de prix bas des énergies fossiles, notamment du gaz qui a pris une part très prépondérante dans le neuf (cf. § 3.3 infra). Cette augmentation des tarifs peut entraîner la défection ou le non raccordement d'autres clients et remettre en cause l'équilibre des réseaux alors même que des investissements publics conséquents leur ont été consacrés.

Pour ce motif, la mission propose donc un arbitrage qui vise à ne pas accorder de crédit d'impôt à l'installation d'un équipement utilisant de l'énergie fossile si le raccordement à un réseau de chaleur est aisé. La mise en place de cette disposition serait à étudier localement avec les services départementaux de la direction générale des finances publiques.

Il s'agirait donc, à dépense budgétaire constante, et pour chacune des procédures CITE et ANAH, de réorienter les aides actuelles favorisant les énergies fossiles, vers les consommateurs qui se raccordent aux réseaux de chaleur vertueux, lorsqu'ils existent.

3. RECOMMANDATION (à la DGFIP et à la DGEC) : Dans le cas d'un réseau de chaleur vertueux, et notamment d'un réseau classé, favoriser le raccordement par le biais d'aides accrues au raccordement et l'exclusion des aides fiscales concurrentes telles que l'aide à l'installation d'un équipement utilisant de l'énergie fossile (CITE, ANAH).

3.2.3 Faire pleinement exercer par les exécutifs locaux leurs pouvoirs de régulateurs des réseaux énergétiques

Le pouvoir régulateur des collectivités locales a été maintes fois rappelé à la mission. Certains professionnels estiment que les exécutifs locaux n'utilisent pas les pouvoirs qui leur sont donnés de par la loi.

Tout d'abord, les collectivités locales sont autorités délégantes des réseaux énergétiques, qu'ils soient de chaleur, électriques ou gaziers. Il leur revient donc de contrôler leurs délégataires. La concurrence agressive des gaziers à l'égard des réseaux de chaleur, dont ils peuvent déstabiliser l'économie en leur prenant quelques gros consommateurs potentiels, est jugée d'autant plus inadmissible par les opérateurs des réseaux de chaleur que les collectivités locales ont théoriquement tout pouvoir de régulation en la matière (ce que certaines d'entre elles, à l'instar de Metz, se sont bien résolues à exercer).

Les collectivités locales disposent à cet égard de l'outil du classement des réseaux comme vient de le faire la Métropole de Grenoble qui possède le deuxième réseau français (après celui de Paris). C'est une bonne formule, mais souvent redoutée par des maires craignant d'apparaître trop directifs aux yeux de leurs concitoyens. Le classement permet à la collectivité d'imposer le raccordement au réseau de chaleur existant en certains points de son territoire⁶⁰. Ce serait logiquement au plan local d'urbanisme (PLU) intercommunal d'en fixer le périmètre et les modalités.

Depuis le Grenelle de l'environnement, les textes réglementaires ne prévoient plus d'intervention de l'Etat dans la procédure de classement. La question d'y revenir a été soulevée par certains élus qui jugent cette mesure impopulaire. Au préalable, il conviendrait toutefois de questionner le fonctionnement de ces réseaux, sur le plan de la transparence et de l'efficacité, notamment parce que certains usagers, comme les occupants des logements sociaux, sont des utilisateurs obligés.

Il y a certes un paradoxe institutionnel à ce que les réseaux d'énergie relèvent de la compétence de syndicats intercommunaux ad hoc ou de communes alors que les clients, notamment des réseaux de chaleur (piscines, salles des fêtes, technopoles...) relèvent de celle des établissements publics de coopération intercommunale. Un premier pas vers une plus grande cohérence, selon l'ADCF, serait que les EPCI siègent à égalité au conseil des syndicats départementaux et intercommunaux d'énergie.

⁶⁰ Le classement des réseaux autorise la collectivité à contraindre les nouvelles constructions à se raccorder au réseau de chaleur existant sous certaines conditions est défini par

- les articles L712-1 à L712-5 et le règlement R712-1, R712-2, R712-3, R712-4 et R712-5 du code de l'énergie ;
- les articles 5 et 7 de la loi 80-531 du 15 juillet 1980 ;
- le décret n°2012-394 du 23 mars 2012 et l'arrêté du 22 décembre 2012 relatifs au classement des réseaux de chaleur et de froid.

Il a été également suggéré qu'afin d'éviter que s'engagent des investissements désespérés dans des réseaux de chaleur non rentables dont les populations consommatrices deviendraient les otages, les promoteurs des réseaux de chaleur n'engagent l'investissement qu'une fois assurés contractuellement d'une clientèle suffisante, même si c'est difficile à mettre en œuvre..

Enfin, le pouvoir de planification spatiale de l'exécutif local pourrait orienter l'implantation des unités productrices et consommatrices de chaleur. Il serait ainsi intéressant que les futures usines d'incinération des ordures ménagères se localisent à proximité des industriels thermo-intensifs (cf. § 2.2.4) et leur vendent leur chaleur (de tels projets existent). L'incinération des ordures ménagères est en effet en croissance régulière et l'objectif législatif de réduction des volumes d'ordures ménagères déposées en décharge (-50 % à l'horizon 2025) devrait logiquement conduire à accroître encore les tonnages incinérés.

Sur le plan financier, l'Etat peut jouer un rôle en abondant le taux d'aide aux clients des réseaux classés, ce qui encouragerait les collectivités à justifier cette mesure vis-à-vis de leurs administrés et donc à y avoir recours.

3.2.4 Utiliser la réglementation thermique en supprimant la dispense temporaire pour le collectif d'obligation de recours aux énergies renouvelables de la RT 2012 (au moins 10 % de consommation en énergie primaire)

Certaines collectivités assurent obtenir de bons résultats en favorisant l'octroi du permis de construire aux bâtiments et aux lotissements qui se raccordent à un réseau de chaleur. Cette mesure a en particulier été utilisée par les collectivités, à la fois au profit du parc social et des opérations des promoteurs, pour le label BBC (bâtiment basse consommation qui préfigurait la réglementation technique RT 2012), à tel point que les principaux effets de cette réglementation ont été constatés deux ans avant sa mise en place. Elle s'accompagnait de « facilités fiscales » au profit des logements privés construits, effet qui pourrait être reproduit par le « conditionnement » du CITE évoqué ci-dessus.

On constate pourtant que le recours aux énergies renouvelables et aux réseaux de chaleur a baissé (de 50 % pour les réseaux de chaleur vertueux) dans le bâtiment neuf collectif depuis la mise en œuvre de la RT 2012. Ceci s'explique dans la mesure où le collectif a bénéficié d'une dérogation aux dispositions de la directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments, qui vise à diminuer la consommation d'énergie non renouvelable des bâtiments, et ne s'applique actuellement, de fait, qu'aux maisons individuelles (sachant que la mise en œuvre de la mesure est respectée par les grands constructeurs de maisons individuelles, mais est difficile à contrôler pour les opérations individuelles ou diffuses). Or toutes les solutions techniques décrites pour satisfaire cette obligation, au premier rang desquelles figure le raccordement à un réseau de chaleur vertueux, sont disponibles pour le collectif, à l'exception peut-être de la pompe à chaleur (qui existe notamment dans le tertiaire mais reste peu employée dans le collectif). Le respect de cette obligation va bien dans le sens du label Bepos qui vise à limiter la consommation d'énergie du parc immobilier, y compris collectif.

Une des façons de renforcer l'usage des énergies renouvelables serait de recourir à des réseaux de chaleur vertueux.

Le schéma ci-dessous montre la lente progression des réseaux de chaleur jusqu'en 2013, puis leur décroissance et la très forte progression du gaz (qui ne remplit pas l'obligation renouvelable) depuis 2008, avec un ralentissement depuis 2013. De fait, la RT 2012 est favorable au gaz, compétiteur tant des réseaux de chaleur que de l'électricité.

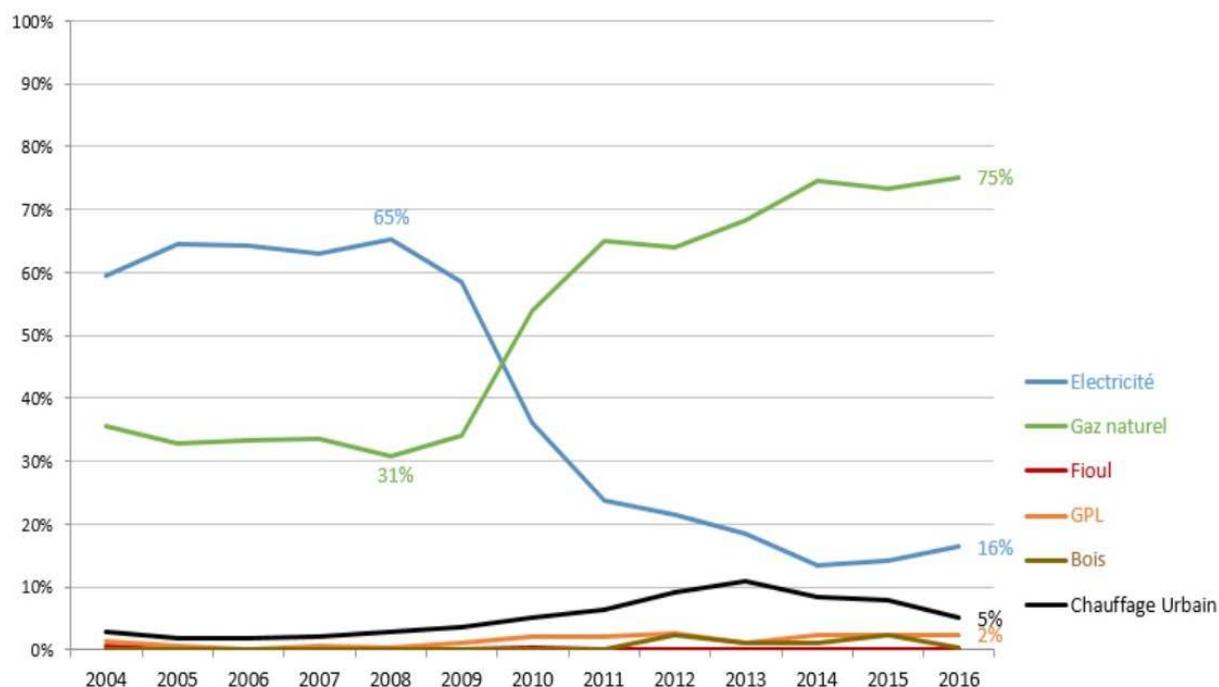


Figure 15: Evolution des parts de marché des énergies de chauffage en logements collectifs (LC), exprimées en surface de plancher, France entière - Source : Batiétudes, avril 2017

Les logements collectifs et le tertiaire bénéficient d'une autre dérogation déjà deux fois renouvelée par décret, à savoir la majoration de 15 % du seuil maximum de consommation en énergie primaire. La suppression de cette autre dérogation a été évoquée par la FNCCR comme susceptible de favoriser le recours à la chaleur renouvelable. Sans prendre parti sur l'opportunité de cette suppression au regard de la transition énergétique (sujet qui sera traité dans la réglementation en cours d'élaboration), il n'est pas évident qu'elle ait un réel effet d'incitation au recours aux réseaux de chaleur vertueux. Compte tenu du fait qu'elle ne concerne que le collectif où le recours à la biomasse est peu courant, le seul effet possible serait une éviction du chauffage à gaz largement majoritaire dans les logements au profit des réseaux de chaleur. Les très bonnes performances des chaudières à condensation font que cette baisse de seuil aurait très peu d'effet en termes énergétiques. En revanche, l'impact sur les émissions de gaz à effet de serre serait réel. Le tertiaire, qui a recours au chauffage électrique avec des pompes à chaleur (dont les performances permettent également largement d'atteindre les seuils fixés par la réglementation), les utilise également pour le rafraîchissement, qui n'est pas une offre encore très développée dans les réseaux de chaleur. Afin d'évaluer la capacité à atteindre les seuils réglementaires, il serait intéressant de documenter les premières expérimentations de réseaux de chaleur et de froid financées par le Fonds chaleur, notamment celles de Nice.

Pour de simples raisons d'équité entre les citoyens, et par souci de cohérence, il est nécessaire d'appliquer la même mesure aux maisons individuelles et au collectif. Les promoteurs continueront à s'y opposer et les défenseurs du renouvelable seront pour.

4. RECOMMANDATION (à la DHUP et à la DGEC) : Supprimer la dispense temporaire pour le collectif de l'obligation de recours aux énergies renouvelables de la RT 2012.

3.2.5 Permettre un seul interlocuteur réseau - immeuble (réseau secondaire) pour que le concessionnaire industriel puisse susciter des économies sur la régulation intra-immeuble

Ainsi que le fait observer la FEDENE⁶¹, il existe actuellement une séparation contractuelle entre la livraison de chaleur en pied d'immeuble, objet de la concession des réseaux de chaleur, et sa distribution puis son utilisation au sein de l'immeuble. Une approche plus globale, permettant au délégataire d'aller jusqu'à l'utilisateur final, permettrait de simplifier ce modèle, de gérer plus efficacement le système énergétique et, sans doute, d'optimiser les consommations.

Cette approche est accompagnée par l'installation en cours de compteurs individuels.

De même, toute intéressante que soit l'opération pour le consommateur dans la mesure où ce serait le fournisseur de chaleur qui paierait l'investissement, la répercussion de son coût sur la consommation, dans le cadre d'un engagement du consommateur à relativement long terme, s'imposerait.

A titre d'information, selon AMORCE⁶², pour un logement social type qui dépense 1 158 €/an pour ses postes chauffage et eau chaude sanitaire, soit 170 kWh/m²/an, la part de la desserte capillaire en question serait d'environ 350 €/an, à ajouter aux coûts de l'abonnement et de la consommation stricto sensu, 400 €/an chacun.

Il faudrait éviter que cette évolution ne dégrade l'équilibre financier du réseau. Les conditions juridiques de cette évolution devraient être validées, afin de prévenir notamment le risque de vente liée et de distorsion de concurrence.

5. RECOMMANDATION (à la DGCCRF et à la DHUP) : Etudier la possibilité de permettre un gestionnaire du réseau de chaleur de gérer le réseau secondaire pour induire des économies.

3.3 Continuer à mutualiser et valoriser les bonnes pratiques

Les utilisateurs potentiels du Fonds, notamment lorsqu'il s'agit de PME agricoles ou de collectivités, peuvent être très concernés par les retours d'expérience d'entités semblables. De gros efforts sont déjà faits par l'ADEME et les fédérations en ce sens, mais il serait bon de documenter des campagnes de mesure et des retours d'expérience, notamment dans les secteurs non totalement matures comme la méthanisation, le solaire thermique et les réseaux de froid, dans lesquels des évolutions techniques et des évolutions d'usages restent à accomplir. Une articulation avec les outils de soutien à l'innovation est à prévoir au sein de l'ADEME.

Il faut également faire connaître les différentes manières de financer la chaleur. Ainsi, dans le cas de très gros projets, « rentables à court ou moyen terme », les prêts de la Banque européenne d'investissement à taux quasi nul sont une solution au moins aussi intéressante que les avances remboursables de l'ADEME. C'est ce qu'utilise la CPCU. La Banque publique d'investissement, de son côté, vient de mettre en place des prêts verts pour les contrats de transition énergétique, en l'espèce pour la reconversion des centrales à charbon. Leur champ pourrait éventuellement être étendu.

⁶¹ Note remise à la mission le 20 mars 2018.

⁶² Présentation du 28 septembre 2017 à l'atelier Réseaux de chaleur et de froid de la PPE.

4 Aider au développement des usages de la chaleur avec des moyens accrus

La chaleur représente près de la moitié de la consommation finale d'énergie en France, contre seulement le quart pour l'électricité. Avec une production totale de 142 TWh en 2016, les énergies renouvelables thermiques sont la première source d'énergie renouvelable en France – devant les énergies renouvelables électriques (95 TWh)⁶³. Elles sont pourtant bien moins aidées financièrement que les énergies renouvelables électriques. Ce constat est factuel : il suffit de mettre en regard les financements des énergies renouvelables électriques et thermiques (cf. § 2.1.1).

Mais la mission n'a pas eu connaissance d'une quelconque analyse globale et précise du phénomène. Or cette analyse serait absolument indispensable pour que la transition énergétique soit réussie dans les meilleures conditions économiques sachant que le seul critère du CO₂, quoique prépondérant, doit être complété compte tenu de ce que l'électricité française est peu carbonée et qu'elle est un vecteur énergétique universel, contrairement au gaz ou à la chaleur.

Par ailleurs il est difficile d'avoir une idée précise des besoins concrets en matière de financement de la chaleur :

- au vu des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie, un doublement du rythme d'augmentation de production de capacité de chaleur renouvelable est nécessaire a minima ;
- selon les porteurs de projets et les collectivités, compte tenu des prix du gaz et des difficultés financières des collectivités, il n'y a actuellement guère de nouveaux projets ;
- en revanche, l'ADEME fait état d'un flux de projets qui n'est pas tari (26 % d'engagement du Fonds chaleur début mars 2018, en raison certes de reports de 2017) ; elle affiche un portefeuille de projets important (400 M€, dont 170 M€ de projets de plus de 2 M€ d'investissement chacun), et n'est pas capable de les financer tous, compte tenu de l'enveloppe dont elle dispose.

En tout état de cause, en 2019, les investissements et demandes d'investissement n'auront pas la même dynamique dans tous les secteurs, quelle que soit la dotation budgétaire du Fonds chaleur : ainsi la méthanisation connaît actuellement une envolée (sans doute due aux tarifs de rachat du biogaz), alors qu'on peut s'attendre à un certain attentisme des collectivités en matière de réseaux de chaleur, à un an des élections municipales.

Les besoins pour la chaleur restent importants et insuffisamment traités, mais les choix actuels du gouvernement et la stagnation constatée du Fonds chaleur ces dernières années ont poussé à raisonner à dépense globale budgétaire constante.

Or, pour accélérer le développement des énergies renouvelables thermiques, il faut envisager des dépenses supplémentaires dans le domaine de la chaleur. C'est l'objet des paragraphes qui suivent.

4.1 Il est possible d'améliorer les résultats du Fonds chaleur en lui autorisant des dépenses supplémentaires

Pendant quelques années au moins, il paraît indispensable d'augmenter les aides à la chaleur renouvelable, au moins le temps que la CCE ou l'augmentation du prix du gaz aient rendu les

63 Source : CRE.

investissements chaleur relativement plus rentables.

Mais augmenter les dotations peut avoir deux effets distincts : soit aider mieux chaque projet individuel, soit aider un plus grand nombre de projets.

4.1.1 Projets existants

Pour certains types de projets, comme les réseaux de chaleur, l'augmentation de l'aide à la tonne de CO₂ évitée ou à la TEP produite est, à prix du gaz constant, probablement inéluctable, et d'ailleurs a déjà été constatée au cours des derniers exercices (cf. § 1.3.2). En effet, les projets les plus rentables (correspondant par exemple aux réseaux des zones les plus denses) ont d'ores et déjà été décidés ces dernières années. L'aide individuelle rapportée à la TEP ou à la tonne de CO₂, même pour des projets in fine rentables, devra donc être supérieure, compte tenu de la complexité desdits projets.

Il faut alors sans doute s'attendre à ce qu'une amélioration de l'aide individuelle se traduise par une augmentation du nombre de projets et donc une dépense budgétaire accrue.

Mais le nombre de projets n'est pas infini :

- dans le cas des réseaux de chaleur, les collectivités locales ont notablement réduit leurs investissements pour des raisons budgétaires et peuvent, malgré leur motivation, rencontrer des difficultés avec leur réseau de chaleur (Besançon voit ainsi les quantités de chaleur vendues et la rentabilité de son réseau baisser du double effet de la destruction d'un certain nombre de barres d'immeubles dans le cadre d'une rénovation urbaine et des travaux d'économies d'énergie effectués dans le reste de l'habitat) ; par ailleurs et comme déjà mentionné, au-delà des projets déjà identifiés, il est possible que 2019, qui sera une année préélectorale au niveau municipal, ne voie pas émerger beaucoup de projets ;
- la disponibilité en biomasse est elle-même limitée, comme cela a été indiqué notamment dans la Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse⁶⁴ ; certes, les efforts consentis dans la filière bois ont amélioré la situation, mais de « grands » projets - comme la reconversion des centrales électriques au charbon en centrales à bois - peuvent déséquilibrer l'approvisionnement des « petites » chaudières existant aujourd'hui et enrayer leur développement. Le fait que la biomasse de la centrale de Gardanne ou de la CPCU doive être importée des Etats-Unis, du Brésil ou de Russie mériterait d'être analysé avec soin en termes de conséquences globales (émissions, réalité de leur qualité « renouvelable », gestion durable des forêts d'origine...), et aussi en termes économiques, commerciaux et sociaux.

Ainsi, l'augmentation du Fonds chaleur est une possibilité d'investissement pour l'avenir et pour tenir les engagements énergétiques et de décarbonation, mais les deux problématiques de baisse potentielle de la demande en chaleur du fait de la rénovation thermique, et de l'approvisionnement en biomasse, doivent être approfondies et sécurisées.

Par ailleurs, pour les projets de méthanisation, de solaire thermique ou de géothermie, qui sont des filières actuellement assez peu développées, le « réservoir » est a priori important et l'effort doit être soutenu.

Le montant actuel consacré à ces trois filières est de 40 M€/an.

⁶⁴ Arrêté du 26 février 2018 portant publication de la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse et pp. 39 sq. du rapport joint, déjà mentionné supra.

6. RECOMMANDATION (à la DGEC) : Maintenir l'effort sur la méthanisation, le solaire thermique et la géothermie, tant profonde que sur nappe, avec en vue le développement de ces filières.

Les projets relevant de ces filières minoritaires, financés directement par le Fonds chaleur ou bénéficiant de tarifs d'achat, sont en général plus coûteux en termes d'aide à la TEP. Leur part est plafonnée dans le Fonds alors même qu'il peut exister des files d'attente, ce qui traduit le fait que le niveau d'aide par projet est raisonnable. Un accroissement de la part de ce type de projets entraînerait sans doute une dépense budgétaire accrue, justifiable, si elle bénéficie au développement de la filière avec baisse des coûts afférents et massification à terme.

Plusieurs pistes supplémentaires pourraient être suivies pour améliorer les aides individuelles lorsque c'est nécessaire. Elles sont présentées ci-après.

4.1.2 Faire naître de nouveaux projets : continuer à aider les études de faisabilité

En ce qui concerne les réseaux de chaleur, les études de faisabilité sont d'ores et déjà aidées à 70 %, mais les acteurs sont d'accord pour trouver qu'elles sont de niveaux inégaux. Il est cependant nécessaire de leur prescrire rapidement un cahier des charges. Le travail est en cours. Selon la fiche descriptive éditée sur le site de l'ADEME, « Les projets de création de réseaux de chaleur devront obligatoirement contenir l'étude de faisabilité conforme au *Guide de création d'un réseau de chaleur - Eléments clefs pour le maître d'ouvrage*, ADEME / AMORCE, 2017 ».

Une remobilisation des élus sur ces sujets serait la bienvenue, par exemple sous forme d'une lettre du ministre d'Etat adressée courant 2018 aux intercommunalités de plus de 10 000 habitants.

Il serait sans doute envisageable de promettre de rembourser les 30 % supplémentaires, au cas où le projet aboutirait, dans le cadre de l'aide à l'investissement. Le montant actuel réservé à cette aide à la décision de création des réseaux de chaleur est d'un peu plus d'1 M€/an. La proposition ne représenterait donc qu'une faible dépense supplémentaire, de l'ordre de 0,4 M€/an. Il semble pourtant que les montants en cause sont trop faibles pour induire des modifications réelles dans les comportements.

En revanche, il paraît pertinent que les grosses collectivités disposent d'études sur le potentiel de déploiement de réseaux de chaleur. Les conclusions de ces études devraient alors figurer dans les plans locaux d'urbanisme (PLU). La composante cartographique apporterait une aide à la décision, et pourrait être complétée par une couche cartographique relative aux gisements (chaleur fatale, géothermie, etc.). Cette disposition relève de la loi.

7. RECOMMANDATION (à la DHUP) : Introduire un chapitre chaleur cartographié dans les plans locaux d'urbanisme des Communautés d'agglomération et des grandes collectivités urbaines.

4.1.3 Calculer l'aide du Fonds chaleur selon un prix réaliste du gaz

L'objectif d'un prix de la chaleur de 5 % inférieur à celui du gaz est jugé insuffisant par les acteurs qui préféreraient... 10 %.

Sans aller jusque-là, une analyse plus fine de la concurrence avec le gaz permettrait de résoudre certains problèmes.

Lors de l'examen des projets, l'ADEME doit calculer son aide en faisant des hypothèses sur le prix local du gaz, en concurrence avec l'énergie renouvelable concernée. Jusqu'ici, l'indice du prix du gaz réglementé dit Pegase⁶⁵ était utilisé par la majorité des consommateurs. Mais il a disparu pour tous les professionnels. L'ADEME est donc contrainte de faire une analyse locale précise, tenant compte de la variabilité des prix d'une région à l'autre. De plus, les fournisseurs ne pratiquent pas les mêmes tarifs selon qu'il s'agit d'un particulier, d'une copropriété ou d'un industriel, et selon la consommation.

Pour un réseau de chaleur, l'enjeu réel est le raccordement de clients qui, aussi longtemps que leur chaudière marchera, compareront le prix du gaz qu'ils achètent avec celui de la chaleur qui s'y substituerait. De ce fait, il est réaliste pour l'ADEME de prendre en compte, dans ses calculs, le prix du gaz effectivement payé localement par les consommateurs qu'on voudrait voir se raccorder. Le Fonds chaleur aide la chaleur renouvelable à être compétitive avec la solution de référence, à savoir le gaz, mais il s'agit de projets locaux et donc un prix local du gaz fait sens.

Les différents interlocuteurs de la mission lui ont fait état de pratiques parfois différentes quant à la prise en compte de ces prix, que ce soit au niveau local de l'analyse, ou au niveau national. Il paraît raisonnable de considérer que le prix à prendre en compte est le prix de substitution local, même s'il est plus difficile à mettre en évidence notamment pour les gros consommateurs qui bénéficient d'offres de marché qui peuvent être confidentielles. De plus, prendre en compte des prix du gaz locaux ajoute à la complexité du dispositif d'aide.

En l'absence de détermination de ce prix, il est naturellement normal de s'en remettre à des indices nationaux, comme le fait actuellement l'ADEME, mais c'est un pis-aller.

4.1.4 Dans le cas de réseaux de chaleur, augmenter le taux de rentabilité de référence pour le calcul de l'aide aux projets

En pratique, l'ADEME calcule son aide en garantissant un taux de rentabilité interne (TRI) de 6 %.

Les gestionnaires de réseaux font remarquer que ce taux est insuffisant quand le coût de mobilisation de leurs capitaux est lui-même de 5,5 %. Ils vont jusqu'à proposer de remonter le taux de référence à 10 %, qui est le taux usuellement retenu par certains industriels.

Il semble peu réaliste de faire financer par la collectivité les investissements chaleur avec un tel taux, mais il serait raisonnable d'en réexaminer la valeur de sorte qu'ils ne soient pas plus mal traités que les autres investissements énergétiques d'intérêt général. La détermination du taux à retenir devrait faire l'objet d'une étude comparative par exemple avec ceux retenus pour les réseaux électriques et gaziers.

8. RECOMMANDATION (à l'ADEME et à la DGEC) : Réexaminer la méthode de détermination du prix local du gaz, voire le taux de rentabilité interne cible sur lequel l'ADEME fonde ses aides.

65 Voir lien www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-ligne/r/pegase.html.

4.1.5 Instituer une clause de revoyure, pour l'investisseur au démarrage de l'installation si la situation a radicalement changé par rapport à l'analyse initiale

Les porteurs de projets sont naturellement sensibles aux risques qu'ils assument, mais ils n'expriment pas d'angoisse particulière quant au prix du gaz (peut-être parce qu'ils estiment qu'il a déjà atteint un minimum). En revanche, ils manifestent une certaine inquiétude au regard du risque de défaillance de leurs clients ou fournisseurs de chaleur, auxquels ils sont indéfectiblement liés du fait qu'elle est peu transportable.

C'est d'ailleurs ce qui a pu encourager l'ADEME et ses tutelles à proposer des avances remboursables qui réduisent le risque lié à une baisse du prix du gaz (cf. § 2.2.2 et 2.2.3).

Dans le cas des réseaux de chaleur, les projets sont décidés après que les éventuels consommateurs aient été interrogés sur leurs intentions en matière de raccordement. Mais celui-ci se fera sous plusieurs années, et dans l'intervalle les prix relatifs des énergies auront probablement varié. Les gestionnaires expliquent que leur risque réel dépend essentiellement du non raccordement de clients sur lesquels ils comptaient. Une telle défaillance pénalise doublement les réseaux, d'une part parce qu'elle diminue potentiellement le nombre de clients, mais d'autre part surtout parce qu'elle impose alors d'augmenter le prix facturé aux clients restants pour assurer l'équilibre du réseau, qui entre alors dans une spirale négative. Une solution pour diminuer ce risque serait d'accepter la possibilité de renégocier le montant de l'aide du Fonds chaleur au démarrage de l'installation, en prenant en compte la situation réelle rencontrée. Ce filet de sécurité, s'il devait voir le jour, ne saurait dispenser la collectivité maître d'ouvrage, comme le gestionnaire du réseau, de négocier contractuellement à l'avance dans la mesure du possible, avec les gros clients potentiels pour s'assurer d'un volant d'activité rémunérateur, à l'instar des promoteurs immobiliers pratiquant la vente en état futur d'achèvement (VEFA).

Cette proposition peut induire des contre-effets indésirables, par exemple que les maîtres d'œuvre ne fassent pas tous leurs efforts pour faire d'un projet un succès, et aussi que le financement complémentaire à apporter ne soit pas au départ connu, mais elle peut se justifier à condition d'être encadrée.

On pourrait ainsi limiter cette clause à des cas :

- où de gros consommateurs potentiels feraient défaut à un réseau de chaleur (les trois plus gros représentants plus de 25 % de la consommation ?) ;
- ou bien, où le prix TTC du gaz aurait subi une baisse importante entre la décision d'aide et le démarrage de l'installation (plus de 25 % ?).

La clause de revoyure devrait aussi jouer dans le cas où les conditions deviendraient plus favorables pour le porteur de projet.

4.1.6 Améliorer l'aide, pour les réseaux de chaleur, s'ils sont classés et impliquent des obligations de raccordement

La rentabilité des réseaux, et donc le prix payé par les bénéficiaires, dépendent naturellement fortement du nombre et de l'importance des bâtiments raccordés. L'obligation de raccordement des bâtiments neufs, voire des bâtiments devant changer de chaudière, est ainsi une clé du succès à long terme des réseaux. De la même manière que l'ADEME accepte de bonifier son aide de 10 % dans certains secteurs, de même elle pourrait « récompenser » les réseaux qui accepteraient ces contraintes, par exemple par une aide améliorée de 10 %. Ceci n'est peut-être pas possible dans le cas où l'aide atteint déjà le maximum fixé en vertu de la réglementation communautaire (sauf si la mesure dite SIEG est acceptée), mais, dans tous les autres cas, ce serait une incitation pour les élus à décider ce classement et un argument pour eux à l'égard de leurs électeurs.

9. RECOMMANDATION (à l'ADEME) : Améliorer le taux d'aide du Fonds chaleur pour les réseaux classés imposant le raccordement des immeubles neufs, voire lors de changement de chaudières.

Les deux précédentes recommandations font ressortir la nécessité d'accroître le budget du Fonds chaleur. Le secrétaire d'Etat auprès du ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire a d'ailleurs annoncé dernièrement au Parlement que le Fonds bénéficierait de 245 M€ en 2018.

10. RECOMMANDATION (à la DGEC et à la DB) : Accroître progressivement le budget du Fonds chaleur, après analyse des besoins exprimés par l'ADEME.

4.2 Les solutions plus globales envisageables

Le début de ce rapport a rappelé que la France devait faire plus d'efforts pour la chaleur renouvelable si elle voulait tenir ses objectifs en matière d'émissions de CO₂. Nombre de décisions générales peuvent aller dans ce sens et sont présentées ci-après.

4.2.1 *Militer pour une taxe carbone au plan international*

L'existence d'une taxe carbone internationale en relais de la CCE française faciliterait les investissements dans la chaleur renouvelable. C'est la position défendue par le gouvernement français. L'issue de ces négociations est encore lointaine. De même que pour la mesure qui suit, il faudra donc dans l'intervalle jouer sur d'autres registres.

4.2.2 *Améliorer l'efficacité du marché européen des quotas EU-ETS*

Les entreprises grandes consommatrices d'énergie bénéficient du marché européen des Emission Trading Scheme (ETS) ou quotas d'émission, qui les exonère des taxations carbone nationales (et en particulier de la taxe carbone ou CCE⁶⁶). Les dotations en quotas d'émission historiquement trop généreuses ont favorisé un prix très bas de ce marché, de l'ordre de 5 €/tCO₂. L'approbation en février 2018 du projet de réforme du marché européen du carbone a fait depuis lors remonter ce prix à 14,50 €/tCO₂. Les industriels assujettis aux ETS ne sont pas concernés par l'augmentation de la CCE sur les consommations de combustibles fossiles. Ils ne seront donc que peu incités à faire appel à la chaleur renouvelable aussi longtemps que le prix HT du gaz n'aura pas ré-augmenté.

Il est nécessaire de faire en sorte que le système européen des ETS soit, pour les gros consommateurs, une vraie incitation à économiser le carbone. Pour cela, il faudrait notamment que

66 Cf. www.selia-energies.fr/collectivites/contribution-climat-energie-la-fiscalite-au-service-de-la-transition-energetique/. Tous les consommateurs sont assujettis à la CCE. Des exonérations sont toutefois prévues par le Code des Douanes (article 265 nonies). Les entreprises grandes consommatrices d'énergie, au sens de la directive 2003/96/CE (entreprises pour lesquelles les achats d'énergie représentent au moins 3 % de la valeur de la production ou pour lesquelles le montant total des taxes énergétiques nationales représente au moins 0,5 % de la valeur ajoutée relevant du système européen d'échange de quotas de CO₂ - EU ETS) bénéficient, par exemple, d'un régime fiscal privilégié pour éviter une double taxation et préserver leur compétitivité.

la distribution des quotas soit moins généreuse, ce qui aurait de fait un impact sur le prix des ETS⁶⁷.

4.2.3 Crédibiliser l'augmentation de la taxe carbone ou CCE

Les différents acteurs voient dans l'augmentation de la CCE une solution à terme à leurs problèmes.

Le gouvernement a fait un grand pas en ce sens en faisant voter, dans la loi de finances 2018, les taux de CCE jusqu'en 2022.

Or les projets de chaleur renouvelable sont des projets de long terme : décidés aujourd'hui, ils ne seront effectifs que dans plusieurs années et devront vivre au moins vingt ans. Leur rentabilité dépend donc du prix des énergies fossiles, taxes comprises, bien au-delà de 2022.

Les acteurs du secteur reconnaissent l'effort fait pour leur assurer de la visibilité, tout en faisant remarquer que la discussion parlementaire a fait apparaître des divergences de vues au sein de la représentation nationale. Certains sénateurs en effet ne souhaitent pas que la CCE augmente si le prix du gaz venait lui-même à augmenter. Les professionnels redoutent donc qu'au-delà de la mandature actuelle, les décisions politiques reviennent en arrière, ou tout simplement ne respectent pas l'objectif de 100 € en 2030 prévu dans la loi de transition énergétique pour la croissance verte.

La mission n'a pas trouvé d'acteurs susceptibles de couvrir le risque correspondant :

- les assureurs ne peuvent le traiter avec la loi des grands nombres, qui est le fondement de leur activité : en effet, leur risque apparaîtrait en même temps sur tous leurs assurés, ce qu'ils refusent de faire par principe ;
- le problème pourrait être résolu avec des options sur le prix du gaz, mais les différents acteurs semblent peu susceptibles de se lancer sur les marchés dérivés ; et il n'est pas sain de proposer cette solution à des acteurs qui ne maîtrisent pas ce genre de risques.

4.2.4 Mettre à l'étude une CCE flottante

Il est possible d'imaginer une taxation de la CCE qui suive la courbe ascendante actuelle si le prix des énergies fossiles reste stable, mais qui augmente s'il diminue. La décision est de nature législative ; une fois votée, elle donne de la visibilité aux différents protagonistes.

Cette solution, proposée par la CRE, résout effectivement le problème posé de prévisibilité du prix du gaz.

Elle est partagée par le SER et le SNCU qui pensent qu'elle saurait préserver constamment l'avantage comparatif de la chaleur renouvelable face aux énergies fossiles, indépendamment de la fluctuation de leurs cours, au contraire d'une aide au fonctionnement des opérateurs de chaleur.

La France a déjà fait entre 2000 et 2002 l'expérience d'une TIPP flottante sur les carburants, qui avait exactement les mêmes buts : éviter une trop grande hausse des prix TTC de l'essence à un moment où les prix HT flambaient, et profiter de prix HT bas pour augmenter les taxes et continuer à induire des comportements d'économie d'énergie. Cette mesure a été mise en place pour adoucir les hausses brutales du prix des énergies importées. Mais l'opinion a exigé qu'elle disparaisse lorsque les cours mondiaux ont diminué : elle n'a pas supporté qu'une baisse des cours mondiaux ne se traduise par aucune amélioration de leur pouvoir d'achat.

De plus, pour être mieux acceptée et traiter le sujet de la chaleur renouvelable, elle ne s'appliquerait sans doute que par une variabilité de la CCE gaz (et non de celle des produits pétroliers). Or la CCE a pour but de taxer de la même manière les émissions de CO₂, qu'elles proviennent de la combustion

67 Tout en résolvant le problème des nouveaux entrants ou des sociétés en développement aujourd'hui pénalisés par rapport aux « anciens » ou à ceux dont la production décroît.

du pétrole ou du gaz. Il est ainsi difficile de créer une CCE flottante sur le gaz, sans l'appliquer également aux produits pétroliers.

Enfin, elle ne toucherait pas les gros consommateurs qui ne paient pas de CCE.

Les praticiens sont dubitatifs, les théoriciens disent que ce n'est pas souhaitable. La proposition apparaît donc légitimement sensible pour les décideurs politiques. Compte tenu de son intérêt intrinsèque, la mission suggère néanmoins qu'elle soit réétudiée soigneusement.

11. RECOMMANDATION (à la DLF et à la DGEC) : Même si cette formule a déjà été expérimentée pour les carburants et est sensible, mettre à l'étude une CCE flottante qui inclue le gaz.

4.2.5 Les aides aux énergies renouvelables électriques, gazières et de chaleur doivent être connues et analysées chaque année pour conduire à une décision coordonnée

Sans préjudice de choix de politique industrielle ou autre, il est utile de considérer que les aides aux énergies renouvelables forment un tout, qu'elles soient électriques, gazières ou thermiques, et d'effectuer en ce qui les concerne une analyse et des choix politiques globaux. C'est d'ailleurs une des conclusions du rapport⁶⁸ de la Cour des comptes publié en avril 2018.

Or il est difficile de trouver une analyse intégrée des différentes aides publiques aux énergies renouvelables. Les analyses sur les énergies renouvelables semblent totalement disjointes, qu'elles soient électriques ou thermiques. Les coûts sont relativement bien connus, encore qu'ils soient le plus souvent exprimés soit en €/MWh ou €/MWh_{th}. En revanche, la seule analyse comparative des aides publiques aux énergies renouvelables est due à la direction générale du trésor (cf. § 1.3.3) qui s'appuie sur des chiffres potentiellement discutables de 2014 et ne tient donc pas compte des dernières décisions gouvernementales et des progrès technologiques et économiques récents de l'éolien terrestre et du photovoltaïque.

L'analyse est ardue : pour une même installation, les aides sont souvent multiples (Fonds chaleur, mais aussi TVA réduite pour les réseaux de chaleur vertueux par exemple). Les progrès technologiques sont importants dans ces domaines. Même au sein d'une même famille, les différences entre projets sont grandes : aucun réseau de chaleur n'est strictement semblable à un autre, le photovoltaïque n'est pas aussi rentable au Nord et au Sud de la France, les technologies diffèrent, la mise en œuvre aussi. Il en résulte des fourchettes de coûts importantes. Les critères analysés sont également différents et fort connotés : ainsi la programmation pluriannuelle de l'énergie donne aux énergies renouvelables électriques des objectifs en termes de puissance et aux énergies renouvelables thermiques des objectifs en termes d'énergie⁶⁹⁷⁰. Et les vecteurs électriques et thermiques ne sont pas équivalents, l'énergie électrique ayant plus d'usages que l'énergie thermique, « dégradée ».

68 www.ccomptes.fr/sites/default/files/2018-04/20180418-rapport-soutien-energies-renouvelables.pdf.

69 Il serait raisonnable d'analyser différemment les deux sortes d'ENR selon que l'on parle en €/kWh ou en €/tCO₂ évitée, car aujourd'hui en France, les ENR électriques n'évitent qu'une faible quantité de CO₂ dans la mesure où elles ont tendance à remplacer du nucléaire qui n'en est pas producteur. Mais les calculs sont faits par convention en prenant comme référence le CO₂ émis par une centrale à gaz qui est en quelque sorte la variable d'ajustement de la production électrique.

70 www.ccomptes.fr/fr/publications/le-soutien-aux-energies-renouvelables.

Cette différence entre énergies renouvelables se comprend parfaitement pour des raisons historiques : jusqu'en 2016, les énergies renouvelables électriques ont été essentiellement aidées par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) qui devait être payée sur leur facture par les consommateurs d'électricité, alors que les énergies renouvelables thermiques étaient financées par le Fonds chaleur géré par l'ADEME (et par des dégrèvements de taxe).

Mais la situation est aujourd'hui différente : la CSPE a été réintégrée dans le budget de l'Etat sous deux lignes budgétaires⁷¹, l'une correspondant au compte d'affectation spécial (CAS) « Transition énergétique » et s'élevant à 5,913 Md€ en 2018, et l'autre correspondant à un programme budgétaire « Service public de l'énergie » et s'élevant à 2,538 Md€. L'ensemble de ces deux lignes était alimenté en 2016 par deux sources : à hauteur de 6,79 Md€, par une taxe CSPE fixée à 0,0225 €/kWh et qui n'a pas été réévaluée depuis ; le CAS étant également alimenté par une partie de la CCE. Par ailleurs, à compter de 2018, le financement de l'ADEME (et notamment le Fonds chaleur) est essentiellement constitué de subventions pour charges de service public versées par l'Etat dans le cadre du programme 181 « prévention des risques », et non plus de financement sur le produit de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) dont a bénéficié l'agence les années précédentes.

Même en tenant compte de ces difficultés méthodologiques, et pour répondre aux critiques du rapport de la Cour des comptes sur les énergies renouvelables, il serait nécessaire de mettre en place un tableau de bord récapitulatif des aides publiques pour les différentes énergies renouvelables, exprimées à la fois en € par unité d'énergie (MWh ou TEP), mais aussi en crédits de paiement engagés dans les années à venir, tant pour les aides à l'investissement que pour celles à la production sur le mode des décisions CRE. Ce tableau de bord prendrait en compte les décisions tarifaires réglementaires et les prix moyens obtenus dans les différents appels d'offre de la CRE ou dans les appels à projets du Fonds chaleur. Sa tenue serait confiée à la DGEC, en liaison avec la CRE et l'ADEME. Il inclurait d'autres paramètres que le prix, comme la tonne de CO₂ évitée, mais aussi éventuellement la part « industrielle locale », en liaison avec la DGE. Ce tableau de bord pourrait servir de base aux discussions de programmation des différentes énergies en prenant en compte les dimensions budgétaires et de politique industrielle...

12. RECOMMANDATION (à la DGEC ou au CGDD) : Tenir à jour et publier un tableau de bord récapitulatif, par type de production, les montants des aides publiques aux énergies renouvelables et les volumes des productions associées, qu'elles soient électriques ou thermiques.

4.2.6 Rééquilibrer, à dépense publique constante, les enveloppes affectées aux énergies renouvelables électriques et thermiques

L'idée est de réduire le déséquilibre flagrant des aides à l'avantage des énergies renouvelables électriques et au détriment de la chaleur. Le but de ce paragraphe est de vérifier si les ordres de grandeur en cause permettent un tel rééquilibrage.

Pour simplifier le raisonnement, il ne sera question ici que des aides non encore décidées, en considérant que les décisions passées sont un paramètre intangible. Ceci ne préjuge pas des décisions

⁷¹ www.cre.fr/documents/deliberations/decision/cspe-20183.

qui seront prises par le gouvernement pour traiter le sujet des 40 Md€ promis sur 20 ans pour l'éolien offshore.

L'analyse est donc faite sur l'année en cours (ou plus exactement sur ce qui s'est passé pendant les douze derniers mois).

Une estimation a été faite des nouvelles décisions d'aide aux énergies renouvelables électriques, à partir des délibérations de la Commission de régulation de l'énergie :

N° de la délibération	Date	Energie concernée	€/MWh	coût première année (M€)	coût sur 20 ans (M€)
2018.009	18/01/2018	éolien terrestre	65,4	45	810
2018.004	11/01/2018	solaire centrale au sol de puissance	55,4 à 87,8	14	220
2018.003	11/01/2018	solaire innovant	80,7	5	79
2018.002	11/01/2018	biomasse (bois et biogaz)	120 à 185,4	35	755
2017/277	14/12/2017	solaire sur bâtiments...	80,8 à 89,0	10	179
2017/193	07/09/2017	solaire sur bâtiments...	88,4 à 98,5	10	169
2017.177	20/07/2017	solaire ZNI	81,5 à 198,5	7,4 à 11/9	129,2 à 214,6
2017.163	05/07/2017	solaire centrale au sol de puissance	55,5 à 95,1	15	198
2017.080	13/04/2017	solaire sur bâtiments...	99,7 à 113,8	12	216
2017.073	06/04/2017	hydroélectrique	102,6 à 150,7	8	170
				>161,4	>2 925,2

Tableau 8: Délibérations CRE sur une année calendaire 2017-2018 - Source: CRE

Le choix a donc été fait sur les douze derniers mois de financer des appels d'offre conduisant à des dépenses budgétaires de près de 3 G€ sur 20 ans et de plus de 150 M€ sur la première année.

Ces valeurs ne tiennent pas compte du tarif d'achat consenti aux plus petites installations dont le coût est plus difficile à estimer.

Au budget primitif pour 2018 toujours, le Fonds chaleur mobilise 215 M€ au profit des énergies renouvelables thermiques. Ceci représente un engagement de l'Etat moins de dix fois moins élevé que pour les énergies renouvelables électriques, et bien moins encore si l'on raisonne en tCO₂ évité, comme cela a été indiqué plus haut.

Même si l'on est obligé de raisonner à dépense budgétaire constante, il y a donc de la place, tout en continuant d'aider de façon encore importante les énergies renouvelables électriques, de consacrer une partie des ressources publiques qui leur étaient destinées aux énergies renouvelables thermiques.

Certes cette analyse devrait conduire à une restructuration technique du budget, pour faire apparaître sous une rubrique similaire l'ensemble des énergies renouvelables.

De plus la chronologie budgétaire n'est pas nécessairement la même entre tous ces investissements, et le différentiel de temps entre la décision de principe et les premiers versements dépend du mode des investissements. Mais l'ordre de grandeur est le même entre la durée de mise en route des énergies renouvelables électriques (comprise entre un an pour du solaire photovoltaïque simple et jusqu'à 8 ans aujourd'hui pour l'éolien terrestre - les décisions récentes du gouvernement visant à réduire cette durée) et celle des investissements du Fonds chaleur.

La chronique de déboursement du Fonds chaleur est en effet, après une décision d'aide, de :

N	N+1	N+2	N+3	N+4	N+5	N+6	N+7	N+8	TOTAL
3 %	12 %	17 %	18 %	15 %	11 %	6 %	3 %	3 %	88 % ⁷²

Source : ADEME pour la mission

Il est donc légitime, même en termes de dépense budgétaire annuelle, de comparer les dépenses décidées sur une année par le Fonds chaleur et la première année de coût des énergies renouvelables électriques.

Cette nouvelle méthode, qui implique un suivi annuel des besoins budgétaires pour les énergies renouvelables, permet également de tenir compte en temps réel des changements dans le prix des énergies, des progrès des technologies et de la nécessité d'aider plus ou moins tel secteur en fonction des objectifs énergétiques que le pays se donne.

Jusqu'ici l'aide aux énergies renouvelables électriques était débudgétisée et donc non intégrée à la discussion budgétaire. Son intégration dans le budget de l'Etat va de fait rendre plus contraignantes les dépenses induites. Dans ces conditions, élargir cette analyse aux énergies renouvelables thermiques est indispensable.

13. RECOMMANDATION (au MTES et au MCP) : Etablir une programmation annuelle commune des aides aux énergies renouvelables thermiques et électriques en décidant des volumes par type d'énergies électriques et du montant du fonds chaleur.

4.2.7 *Le cas particulier de la cogénération*

La cogénération est une technologie qui permet – entre autres - de produire de l'électricité quand on produit déjà de la chaleur. C'est en effet une façon d'utiliser les installations déjà nécessaires pour la chaleur pour obtenir une électricité avec un très bon rendement énergétique global⁷³.

La cogénération ainsi définie se distingue de l'acception courante qui en est faite par exemple dans le cas des centrales électronucléaires, où la question serait d'utiliser les quantités considérables de chaleur à basse température produites par le process. On notera de même qu'elle se distingue de la chaleur fatale, en ce qu'elle se propose de produire de l'électricité à partir de chaleur (fatale) alors que l'enjeu de la chaleur fatale est de l'utiliser sous sa forme originelle de chaleur.

En France les principales sources de cogénération sont le gaz naturel (89 % des 5,2 GW de puissance totale installée en cogénération), la biomasse solide (6 %) et le biogaz (5 %), avec une production totale annuelle de 13,98 TWh électriques et 43,14 TWh thermiques en 2014⁷⁴.

La cogénération au gaz naturel n'est pas compatible avec les objectifs nationaux en matière climatique et aucun objectif de développement de nouvelle capacité n'est prévu, la programmation

⁷² Le total ne représente pas 100 %, parce que certains projets, pourtant aidés ne sont pas totalement réalisés. L'ADEME constate un taux de 12 % de réfaction.

⁷³ Les centrales électriques « normales », hors ENR sans combustion, sont condamnées, pour des raisons physiques à rejeter de l'eau chaude et donc à mal utiliser les calories qu'elles produisent.

⁷⁴ Introduction à la cogénération en France et en Allemagne, office franco-allemand pour la transition énergétique, avril 2017.

visant à favoriser le passage à une cogénération flexible à partir de ressources renouvelables. La cogénération, si elle consomme de la biomasse ou du biogaz, bénéficie d'une aide à la production dans le cadre d'enchères pilotées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE)⁷⁵. Elle peut cependant être en concurrence avec la production de chaleur. Mais les différentes politiques tarifaires pour l'électricité et la chaleur assurent de meilleurs revenus pour l'électricité revendue sous tarif d'achat que pour la chaleur. Les installations qui ont la possibilité d'arbitrer une partie de la production le font donc en faveur de l'électricité. Et elles consomment de la biomasse, peut-être à réserver à des usages où elle est plus indispensable, telles que le stockage du carbone, la substitution à des matériaux à carbone « gris » plus important, et enfin la chaleur pour la biomasse végétale et la substitution du gaz naturel par le biogaz.⁷⁶

Cette aide à la cogénération est d'ailleurs plus volontiers considérée comme une aide au fonctionnement des industriels que comme une nécessité au plan énergétique.

La cogénération peut en outre faire l'objet des revenus éventuels du « mécanisme de capacité » : si l'industriel accepte de s'engager à fournir de l'électricité en période de pointe, il est rémunéré pour cet engagement par le gestionnaire du réseau. La commission de régulation de l'énergie déplore d'ailleurs qu'il ne soit pas tenu compte de ce revenu dans la gestion des appels d'offres qu'elle a à examiner.

En revanche, la cogénération est très utile pour améliorer la rentabilité de la production de chaleur, en particulier après combustion de biomasse végétale ou de déchets ménagers ou industriels.

Le schéma ci-dessous montre, dans un cas particulier, qu'elle s'accompagne d'un accroissement de la complexité des investissements, même s'ils sont rentables sur le long terme. Il est donc légitime qu'elle soit aidée par des crédits publics.

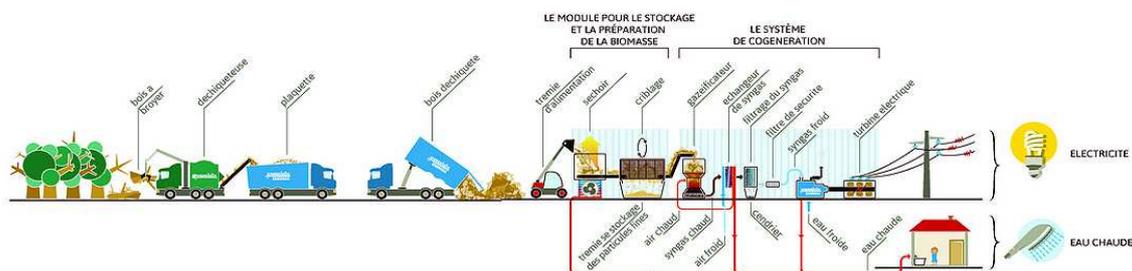


Figure 16: Schéma de la cogénération, Source : www.picbleu.fr

Ces cogénérations pourraient donc être aidées par le Fonds chaleur sous forme d'une aide à l'investissement, dans la mesure où elles permettent un développement plus rapide et meilleur

75 Jusqu'à 2016, les appels d'offre de la CRE (CRE 1 à CRE 4 lancés entre 2003 et 2010) soutenaient la cogénération par des tarifs d'achat réglementés. Depuis 2016, un complément de rémunération s'applique à l'électricité produite à partir de biomasse et remplace donc le tarif d'achat fixe par un tarif d'achat au prix du marché plus une prime de marché. Pour le biogaz, le tarif d'achat réglementé de l'électricité produite est maintenu pour les installations de moins de 500 kW, le complément de rémunération étant appliqué au dessus de 500 kW depuis 2016. Enfin le *Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de biomasse* de la CRE en date de juin 2017 (www.cre.fr/media/fichiers/publications/appelsoffres/cahier-des-charges-biomasse-2016) considère que « l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel est un emploi plus efficace du biogaz produit par méthanisation que la production d'électricité ».

76 Des aides à la cogénération gaz ont existé ; elles ne sont plus octroyées aujourd'hui mais celles qui continuent à être en vigueur sont parfois un obstacle à l'augmentation de la quantité d'énergie renouvelable brûlée par une chaufferie : en effet, à quoi bon faire un investissement quand la chaudière gaz procure un rendement substantiel grâce à sa cogénération ?

marché des énergies renouvelables thermiques. Elles doivent alors pouvoir obtenir une rentabilité « normale » compte tenu de l'investissement, des frais de fonctionnement (donc du surcoût de combustible nécessaire), et du prix de l'électricité produite (le plus souvent en facture économisée, ou en participation au mécanisme de capacité). Le tableau précédent montre qu'on attribue de l'ordre de 750 M€/20 ans aux installations de cogénération. Il est proposé de réexaminer globalement les différentes aides à la cogénération et d'en basculer éventuellement une partie sur le Fonds chaleur (pour continuer à aider la cogénération).

14. RECOMMANDATION (A la DGEC, la DGE et la DB) : Réexaminer les aides à la cogénération et la possibilité d'en basculer une partie sur le Fonds chaleur. Favoriser plutôt l'utilisation directe du biogaz en tant que gaz pour la chaleur (et non pour l'électricité).

5 Conclusion

Compte tenu de son importance dans la consommation énergétique française, stimuler le recours à la chaleur renouvelable paraît être un moyen incontournable de répondre aux engagements pris par le pays dans l'Accord de Paris du 13 décembre 2015. A cette fin, le Fonds chaleur, qui a prouvé son efficacité en dépit de moyens limités, apparaît comme l'outil privilégié.

Aux yeux de la mission, c'est dans sa forme actuelle de dispensateur de subventions à l'investissement qu'il sera le plus efficace. L'idée alternative de la substitution de ses aides par une aide à la production n'aurait de pertinence que dans des domaines très limités et plutôt en complément qu'en substitution.

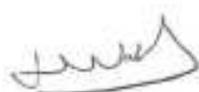
La mission estime que sans nécessairement accroître la dépense publique ni la pression sur le consommateur, un meilleur équilibre entre le soutien à la production d'électricité et le soutien à la production de chaleur renouvelable au profit de cette dernière serait pleinement justifiée.

Elle suggère également que soient mobilisés les outils concurrents tels que le crédit d'impôt pour la transition énergétique transformé en prime, le certificat d'économie d'énergie, la réglementation technique de la construction RT 2012... voire les grands leviers économiques institués en vue de la transition énergétique, tels que la contribution climat énergie ou « taxe carbone » ou le marché européen des ETS.

Enfin, elle appelle à un suivi permanent des aides publiques accordées respectivement aux diverses énergies renouvelables électriques et thermiques, apte à aider à un véritable pilotage de la stratégie nationale du mix énergétique.

Jean-Michel NATAF

Ingénieur général des ponts, des eaux et des
forêts



Mireille CAMPANA

Ingénieur général des mines



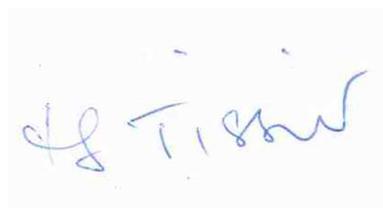
Michel ROSTAGNAT

Ingénieur général des ponts, des eaux et des
forêts



Marie-Solange TISSIER

Ingénieur général des mines



6 Annexes

6.1 Lettre de mission



COURRIER ARRIVÉE
422-2017
22 DEC. 2017

MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE

Paris, le 19 décembre 2017

**Le ministre d'Etat, Ministre de la Transition
écologique et solidaire**

à

Madame la Vice-Présidente du Conseil général
de l'Environnement et du Développement
durable

Monsieur le Vice-Président du Conseil général
de l'Economie, de l'Industrie, de l'Energie et des
Technologies

Objet : mission portant sur la transformation des aides à l'investissement du fonds chaleur en aides à la production de chaleur renouvelable

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a fixé des objectifs ambitieux pour le développement de la chaleur renouvelable : il s'agit d'atteindre 38 % de chaleur renouvelable dans la consommation finale de chaleur et de multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux à l'horizon 2030. Ces objectifs ont été déclinés aux horizons 2018 et 2023 par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Le fonds chaleur géré par l'ADEME est l'un des principaux leviers pour atteindre ces cibles dans les secteurs du résidentiel collectif, l'industrie, le tertiaire et l'agriculture. Doté de 1,7 Mds€ sur la période 2009-2016, le fonds chaleur a permis de financer efficacement près de 4000 projets pour une production de 1,9 Mtep (22 TWh). Lors de sa création, il était prévu que le fonds chaleur contribue à la production de 5,5 Mtep de chaleur renouvelable (64 TWh) d'ici 2020. Fin 2016, seul 36 % de l'objectif était donc atteint.

Par ailleurs, le programme du Président de la République a prévu le « doublement » des interventions du fonds chaleur afin d'atteindre les objectifs fixés par la loi de transition énergétique.

Dans ce cadre, je souhaite que le CGE et le CGEDD examinent l'opportunité et les modalités de la transformation de cette aide à l'investissement en une aide à la production de chaleur renouvelable, à l'instar du dispositif en place dans le secteur de l'électricité renouvelable.

Le fonds chaleur est en effet une aide à l'investissement calculée de façon à ce que le coût de la chaleur produite soit inférieur de 5 % au montant de la solution fossile de référence (solution gaz en général). Pour les petits projets, il s'agit d'une aide forfaitaire tandis que les gros projets font l'objet d'une analyse économique détaillée au cas par cas, qui permet de sélectionner des projets aux coûts de la tonne de CO2 évitée les plus faibles. Si la Cour des comptes, à plusieurs reprises, a souligné l'efficacité de ce dispositif

Hôtel de Roquelaure, 246 boulevard Saint-Germain 75007 Paris

dont le ratio d'aide s'élève en moyenne à 43 €/tep sur 20 ans (soit 3,7 €/MWh), on a constaté sur la période 2013-2016 des difficultés à convaincre les porteurs de projets. En effet, la baisse et l'absence de perspective de remontée du prix du gaz ont rendu plus difficile la décision d'investissement dans les projets de chaleur renouvelable pour les industriels comme les collectivités, malgré les actions mises en place pour relancer la dynamique (soutien à la densification des réseaux et le soutien à la chaleur de récupération, revalorisation des aides).

Les aides à l'investissement ne permettent pas à l'Etat de bénéficier des retombées de sa politique de prix du carbone. En effet, la trajectoire n'étant pas jugée suffisamment crédible par les investisseurs, ces derniers n'intègrent pas l'augmentation du prix des énergies fossiles dans leurs modèles économiques, ce qui nécessite une aide à l'investissement importante pour être compétitif. Un dispositif d'aides au fonctionnement, ou une combinaison d'aides à l'investissement et au fonctionnement, pourraient prendre en compte le prix du carbone en réduisant le soutien public lorsque le prix du carbone augmente, rendant la chaleur renouvelable naturellement plus compétitive, tout en s'avérant plus sécurisant pour les investisseurs qui auront ainsi assuré des revenus de long terme. Ils permettraient également de ne pas concentrer la consommation de crédits de paiement au début des projets.

Pour tenir compte de ces observations, l'ADEME a mis en place un système d'avances remboursables, qui constitue une sorte de « garantie » dans le cas où la contribution climat, et globalement le prix du gaz, n'évoluaient pas comme prévu dans les années à venir. Cela constitue un premier pas, mais ces aides remboursables sont jugées compliquées par les opérateurs, et consomment autant de crédits budgétaires qu'une subvention.

Il convient de poursuivre cette réflexion et d'examiner les enjeux du basculement vers un système de prime à la production sur une fraction de la durée de vie des installations de production de chaleur, sur le modèle des aides apportées à la production d'électricité renouvelable. Le montant de la prime dépendrait d'une analyse socio-économique de l'efficacité de l'installation soutenue, détaillée au cas par cas et qui intégrerait des paramètres exogènes dont le prix du gaz et le prix du carbone ; cela permettrait de garantir le producteur de chaleur renouvelable contre les facteurs futurs de non compétitivité tout en permettant à l'État d'intégrer les fruits de sa politique publique de long terme en faveur de la compétitivité relative des énergies renouvelables et des énergies fossiles. Cette réflexion doit également incorporer une analyse du risque inflationniste et des moyens de les prévenir.

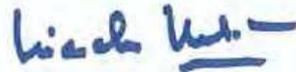
Dans le cadre de votre mission, trois cas seront à étudier : celui des réseaux de chaleur et de froid renouvelable et de récupération, celui des chaufferies sans réseau et enfin la valorisation de la chaleur fatale (notamment dans l'industrie). Toutes les sources de chaleur renouvelable sont concernées : biomasse, géothermie, solaire, biogaz, etc.

Pour chacun de ces cas, vous évalueriez :

- la faisabilité, l'efficacité, l'efficience, les modalités opérationnelles, le coût et le canal de distribution d'une telle aide au fonctionnement ;
- le comparatif entre l'efficacité d'une aide au fonctionnement et l'efficacité d'un système avec avances remboursables tel qu'en cours de déploiement par l'ADEME, ainsi que la capacité de réaction aux changements technologiques du secteur;
- la possibilité et l'opportunité de cumuler une aide au fonctionnement avec une aide à l'investissement, qui pourrait prendre diverses formes (garantie de crédit, prêt Epifrance, subvention d'investissement...);
- l'impact en termes d'encadrement européen des aides d'État ;

- les modalités pratiques pour sécuriser la transition vers un nouveau dispositif tout au long du quinquennat ;
- la possibilité et l'opportunité de cumuler une aide au fonctionnement avec un système d'aides et de soutien pour permettre aux opérateurs, et notamment aux collectivités locales, de financer les études nécessaires au développement de leur projet, en l'absence d'aide à l'investissement.

Je souhaite recevoir le rapport de cette mission au plus tard le 15 février 2018.



Nicolas HULOT

6.2 Généralités sur mécanismes de soutien

acteur	aide chaleur	aide électricité	aide gaz	charge	réf.	commentaire
producteur de chaleur						
particulier		obligation d'achat à tarifs garantis sur 12 à 20 ans				
petite entreprise	Fonds chaleur	obligation d'achat à tarifs garantis sur 12 à 20 ans ou complément de rémunération	obligation d'achat à tarifs garantis sur 15 ans (idem élec)	certificat d'économie d'énergie (CEE) pour les "obligés": pénalités si non atteinte des objectifs	obligation d'achat: lignes directrices CE (28/06/2014), code de l'énergie art. D314-15 et 16 (élec) complément de rémunération: LTECV (17/08/2015), code de l'énergie art. D314-23 à 25 (élec)	guichet ouvert (élec, gaz) installations de puissance inférieure à 500 kW, ou 3 MW ou 3 unités de production pour la filière éolienne (élec) Fonds chaleur exclusif des CEE
projets innovants (énergies marines, ISDND, cogénération...		obligation d'achat à tarifs garantis sur 12 à 20 ans			lignes directrices CE (28/06/2014), code de l'énergie art. D314-15 et 16	programme investissements d'avenir (PIA) avec ANR et ADEME
grande entreprise	Fonds chaleur réseau de chaleur: TVA 5,5 % si > 50 % renouvelable	appels d'offres technologiquement neutres		CEE	lignes directrices CE (28/06/2014)	installations de puissance supérieure à 1 MW, ou 6 MW ou 6 unités de production Pour la filière éolienne: appels d'offres de la CRE

acteur	aide chaleur	aide électricité	aide gaz	charge	réf.	commentaire
consommateur de chaleur						
particulier	crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) aide des "obligés" au titre du CEE pm TVA 5,5 % sur réseau de chaleur > 50 % renouvelable TVA 10 % sur bois	CITE éco-PTZ aide CEE	CITE éco-PTZ aide CEE	contribution au service public de l'électricité (CSPE) gaz: TICGN charbon: TICC produits pétroliers: TICPE		règlement thermique de la construction: < 50 kWh/m ² .an (RT 2012), énergie positive (RT 2020) CITE: 30 % sur travaux éligibles éco-PTZ: cumulable avec CITE, 30 k€ maxi
petite entreprise				CSPE, TICGN, TICC, TICPE contribution climat énergie (CCE) ou taxe carbone	CCE: loi 2013-1278, article 32	
grande entreprise				CSPE, TICGN, TICC, TICPE système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (EU ETS ou marché du carbone)	directive 2003/87/CE	
collectivité	contrat de transition écologique	CTE	CTE			contrat passé entre l'Etat et un territoire (collectivités, entreprises, fournisseurs d'énergie), dispositif en gestation

6.3 Historique du Fonds chaleur

Le Fonds chaleur est avec le CITE le principal dispositif d'aide à la production de chaleur renouvelable. Il représente 215 M€ d'autorisations d'engagement au budget primitif 2018.

6.3.1 Le Grenelle de l'environnement a créé le Fonds chaleur

Le Grenelle de l'environnement⁷⁷ a consacré un long développement à la chaleur renouvelable. Il a proposé notamment le renforcement du crédit d'impôt développement durable, le ciblage du crédit d'impôt sur les primo-acquisitions d'équipements de haute performance énergétique et environnementale, et une plus grande vigilance dans la qualification des professionnels (notamment ceux des pompes à chaleur et du solaire thermique). S'agissant plus spécifiquement de la chaleur, il a formulé plusieurs propositions :

- Considérer comme énergie renouvelable la fourniture par un réseau de chaleur dès qu'il est alimenté majoritairement (50 %) par des énergies renouvelables ou fatales (partie non renouvelable des UIOM, énergies fatales : effluents industriels, gaz de mine...), du point de vue de la RT (labels, neuf, rénovation) et du point de vue de l'ensemble des dispositifs de soutien... Dès ce taux de 50 % atteint, les raccordements et les sous-stations, créés pour alimenter de nouveaux clients, doivent être éligibles au crédit d'impôt.
- Imposer pour toutes les nouvelles zones d'aménagement urbain, zones d'aménagement concerté ou zones industrielles dès les études préalables une étude de faisabilité de la création d'un réseau de chaleur vertueux ou de l'extension d'un réseau existant.
- Revoir en ce sens la procédure de classement des réseaux. En vertu du classement, sous l'autorité du maire ou du président de l'intercommunalité, le raccordement des constructions serait considéré comme prioritaire, par rapport à toute autre forme d'utilisation d'énergie thermique ou frigorifique.

Le Grenelle de l'environnement est à l'origine du Fonds chaleur, dont il définit l'économie ainsi :

« La création d'un Fonds chaleur renouvelable vise à apporter aux entreprises et aux collectivités la visibilité sur les aides financières qui doivent permettre d'assurer une rentabilité normale aux projets de valorisation thermique d'énergies renouvelables.

« Les énergies concernées sont : l'énergie solaire, la géothermie valorisée directement ou par l'intermédiaire de pompes à chaleur, la biomasse sylvicole ou agricole y compris le biogaz, l'incinération d'ordures ménagères et la chaleur produite à partir de Combustibles Solides de Récupération (CSR) Son rôle est de pouvoir financer les projets de développement de chaleur renouvelable dans les secteurs de l'habitat collectif, du tertiaire et de l'industrie qui compte pour environ 5,5 MTEP dans l'objectif 2020, soit plus de 25 % de cet objectif. Cette aide pourra être apportée sous forme de subvention à l'investissement ou d'aide au kWh énergies renouvelables produit, voire par un mixte de ces deux types d'aides. Le principe régissant le calcul des aides sera de permettre à la chaleur renouvelable d'être vendue à un prix inférieur d'au moins 5 % à celui de la chaleur produite à partir d'énergie conventionnelle. Le principe d'une garantie par le Fonds sur les pertes d'exploitation, qui pourraient être engendrées par une baisse du prix des énergies concurrentes, sera également étudié. Le montant de ce Fonds chaleur renouvelable est estimé à 175 M€ pour 2009 et montera progressivement pour atteindre 500 M€ en 2012 et 800 M€ en 2020 pour respecter les objectifs 2012 et 2020.

⁷⁷ Rapport du COMOP 10 Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale / 2008 – 2012 – 2020, avril 2008.

« Il est proposé de scinder en deux les modes de gestion du Fonds chaleur renouvelable :

- pour les installations biomasse de grande taille (1 000 TEP/an) dans le secteur industriel, appels d'offres nationaux avec consultation des services de l'État en région (cellules biomasse) et les services concernés des collectivités ;
- pour les autres filières, quel que soit le secteur, et pour les installations biomasse de taille inférieure à 1 000 TEP/an, le Fonds serait géré selon une gouvernance définie en concertation avec les acteurs concernés et mis en œuvre par l'ADEME et les Régions, dans le cadre des CPER, en application des plans régionaux de développement des énergies renouvelables.

« Par ailleurs, s'agissant de la biomasse, que ce soit dans le cadre d'appels d'offres ou dans celui d'autres dispositifs, les mécanismes publics doivent favoriser des modes de production durables (certification pour le bois...). »

On peut dire que le Fonds chaleur actuel est l'héritier fidèle de ce projet, à trois exceptions notables près : la composante aide au fonctionnement n'a pas été retenue, non plus que le fonds de garantie, et surtout, les dotations budgétaires en jeu ont plafonné aux alentours de 200 M€/an.

6.3.2 La Programmation pluriannuelle de l'énergie revisite le dispositif

Dans le cadre de la préparation de la nouvelle PPE quinquennale 2018-2023 (prescriptive) et 2023-2028 (indicative), des groupes de concertation ont été instaurés sous l'égide de la DGEC et ont travaillé à l'automne 2017. Au stade actuel des réflexions, on peut mentionner un certain nombre de préconisations, non nécessairement consensuelles et encore moins validées par l'administration, telles que :

- Intégrer les énergies renouvelables dans la planification territoriale, y compris le plan local d'urbanisme (PLU) ;
- Systématiser le classement des réseaux qui ont montré leur efficacité ;
- Augmenter le niveau des aides du Fonds chaleur pour viser un taux de rentabilité interne (TRI) de 8 à 10 % contre 6 % aujourd'hui ;
- Se référer aux aides plus généreuses apportées en Allemagne aux projets cogénération, biomasse ou géothermie ;
- Maintenir les aides à la cogénération à partir de chaleur fatale (position de la FEDENE) ;
- Viser une localisation des futurs incinérateurs de déchets ménagers à proximité d'usines consommatrices de chaleur et fonctionnant à flux continu afin de valoriser au mieux la chaleur produite, notamment en été.

En revanche, l'idée d'une aide au fonctionnement n'y a été évoquée que ponctuellement et comme élément d'un bouquet d'incitations, non comme une alternative aux dispositifs actuels, en l'occurrence par la FEDENE, AMORCE, et le CIBE.

6.3.3 La Commission de régulation de l'énergie, peu présente sur le sujet, invite à favoriser la chaleur en vertu de ses performances écologiques

Bien que non chargée du sujet, la CRE a produit une note proposant un ensemble complet de dispositions propres à renforcer l'attractivité de la chaleur⁷⁸. Soulignant la nécessité de se référer aux

78 Note de janvier 2018.

performances environnementales des différentes énergies, et notamment à leur contribution à la maîtrise des émissions de CO₂ et de gaz à effet de serre, elle invite les pouvoirs publics à renforcer le Fonds chaleur, à différencier le taux du CITE à l'avantage des solutions à moindre impact, et à moduler la fiscalité de façon à assurer une « trajectoire plancher » des prix des énergies fossiles. Plus précisément elle propose :

- d'accroître le niveau et l'efficacité du soutien et revoir à la hausse les objectifs :
 - évaluer l'opportunité d'une révision à la hausse des objectifs de développement des énergies renouvelables thermiques, arbitrants avec les objectifs des énergies renouvelables électriques mobilisant le même gisement ;
 - réaliser une consolidation statistique des subventions octroyées aux énergies renouvelables thermiques afin d'analyser l'efficacité de la dépense publique, mener un audit des coûts des installations, des rentabilités des exploitants ;
 - renforcer la simplification et la pédagogie sur les modalités de mobilisation des dispositifs de soutien (principe d'un « guichet unique ») ;
 - assurer la stabilité des dispositifs et la visibilité de leurs éventuelles évolutions ;
- de renforcer les dispositifs de soutien en vigueur :
 - revoir à la hausse les ambitions de la composante carbone et assurer la visibilité de sa trajectoire sur le long terme ;
 - revoir à la hausse l'enveloppe budgétaire du Fonds chaleur en cohérence avec les objectifs poursuivis ;
 - évaluer l'opportunité d'une différenciation du taux du CITE en cohérence avec les coûts et les caractéristiques environnementales des technologies ;
 - fixer des exigences élevées en termes de recours aux énergies renouvelables pour la nouvelle génération de réglementation thermique des bâtiments, en assurer la prévisibilité, évaluer la nécessité de dispositifs transitoires d'adaptation ;
- de mettre en place un cadre de soutien visant à réduire l'exposition du développement des énergies renouvelables thermiques à l'évolution du prix des énergies fossiles :
 - introduire un mécanisme d'adaptation dynamique du niveau de la composante carbone ou d'une autre partie de la fiscalité sur le gaz et le fioul en fonction de la fluctuation des prix de marché des énergies fossiles, de manière à assurer une « trajectoire plancher » des prix complets du gaz et du fioul.

6.3.4 La Cour des comptes salue l'efficacité du Fonds chaleur et recommande une meilleure coordination entre l'ADEME, la Caisse des dépôts et la BPI

Dans son rapport de 2013 sur les énergies renouvelables⁷⁹, la Cour des comptes appelle à un changement de modèle d'organisation et de gestion des réseaux pour assurer l'équilibre de la production et de la consommation énergétiques et à un redéploiement des crédits au sein du Fonds chaleur en faveur des filières les plus efficaces. Elle note que la trajectoire financière du Fonds chaleur ne lui permettra pas d'honorer ses objectifs et qu'une dotation supplémentaire à hauteur de 1,4 Md€ d'ici 2020 serait nécessaire. Elle dénonce le système d'aide à la cogénération à partir de biomasse, facteur d'importation massive de biomasse et de déséquilibre des marchés locaux. Elle recommande en ce sens de mettre un terme aux appels d'offres émis et gérés par la Commission de régulation de l'énergie pour des installations produisant de l'électricité de source biomasse et de réexaminer les tarifs d'achat de l'électricité de source biomasse.

⁷⁹ La politique de développement des énergies renouvelables, Cour des comptes, 25 juillet 2013.

Dans son rapport de 2016 sur l'efficacité de la fiscalité pour le développement durable⁸⁰, la Cour des comptes salue l'efficacité des incitations au développement des réseaux de chaleur et de la méthanisation agricole. Elle invite incidemment à suivre l'exemple -très spécifique- de la Suède qui, avec une taxe carbone d'un montant élevé (120 €/t CO₂ en 2016) a réduit à 1 % seulement la part des combustibles fossiles dans le chauffage des logements. S'agissant de la méthanisation agricole, politique encore récente, elle note avec intérêt que l'aide publique prend diverses formes complémentaires, dont le Fonds chaleur et des tarifs d'achat du biométhane.

Dans son autre rapport de 2016 sur l'ADEME⁸¹, la Cour des comptes met en évidence la fragilité du dispositif du Fonds chaleur. Elle note que, reposant exclusivement sur des subventions à l'investissement, il génère avec retard des besoins en crédits de paiement qui peuvent enrayer la dynamique de programmation. Elle invite par ailleurs l'ADEME à coordonner ses efforts avec la Caisse des dépôts et consignations et la Banque publique d'investissement, actives dans le champ des énergies renouvelables, afin d'être en mesure de leur fournir son expertise technique et d'apporter au bénéficiaire des solutions de financement complètes à base de subventions et de prêts.

Ainsi, la Cour des comptes reconnaît l'efficacité du dispositif mis en place autour du Fonds chaleur. Les améliorations qu'elle préconise portent pour l'essentiel sur une meilleure articulation avec les prêteurs publics CDC et BPI.

80 *L'efficacité des dépenses fiscales relatives au développement durable*, Communication à la commission des finances du Sénat, Cour des comptes, septembre 2016.

81 *Comptes et gestion de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, exercices 2009 à 2014, actualisation à 2015 pour la gestion*, Cour des comptes, 14 décembre 2016.

6.4 Le Fonds chaleur : périmètre et modalités, règles en vigueur

Les règles sont explicitées chaque année sur le site de l'ADEME : www.ademe.fr/expertises/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-l'action/produire-chaleur/fonds-chaleur-bref. En substance, les « petits » projets bénéficient d'une aide forfaitaire, tandis que les « gros » projets sont aidés au cas par cas après une étude économique.

6.4.1 Les réseaux de chaleur

Les petits projets sont assujettis à une aide forfaitaire s'ils produisent moins de 6 000 MWh/an et à une aide basée sur étude économique au-delà.

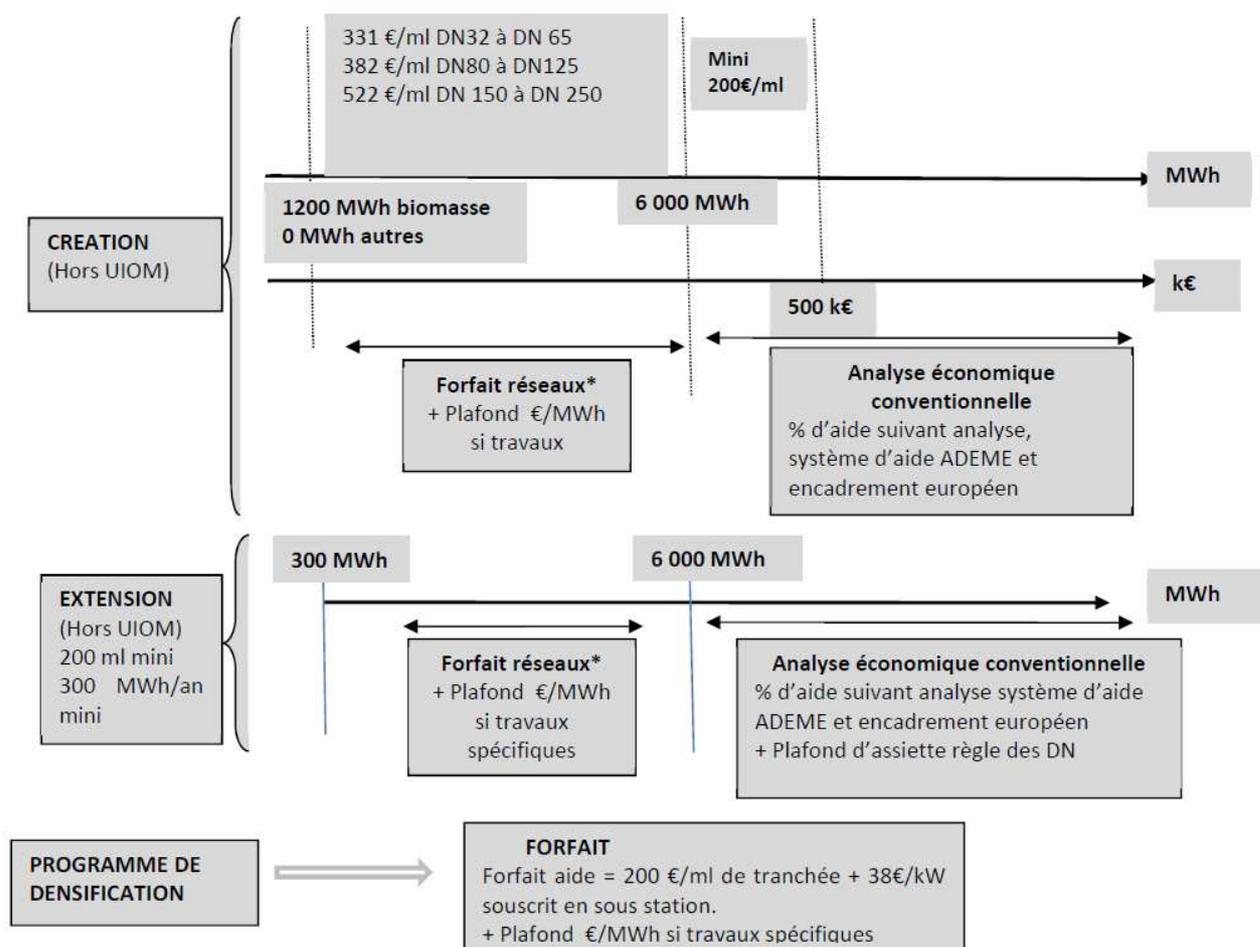


Figure 17: Fiche descriptive réseaux de chaleur, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/2reseau_chaleur_fds_chal_2018_27-02-2018.pdf

En cas de gros projet, l'assiette est la suivante :

Plafond d'assiette de l'aide (€/ mètre linéaire) par diamètre nominal (DN) du réseau de chaleur :

Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Plafond assiette: €/ml de tranchée
Vapeur*	Tous DN	1 890
Eau chaude*	DN 450 et plus	1 470
	DN 300 à DN 400	945
	DN 150 à DN 250	745,5
	DN 80 à DN125	546
	DN 65 et moins	472,5

*Vapeur : Généralement 20 bars environ, de 140 à 200°C avec retour condensat.

*Eau chaude : Généralement de 4 à 20 bars de 50 à 180°C en cas de surchauffe (aller + retour sans condensat)

Tableau 8 : Plafond d'assiette de l'aide par diamètre nominal du réseau de chaleur, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/2reseaux_chaleur_fds_chal_2018_27-02-2018.pdf

et le plafond de soutien à l'investissement est compris entre 60 et 70 % et est déterminé comme suit :

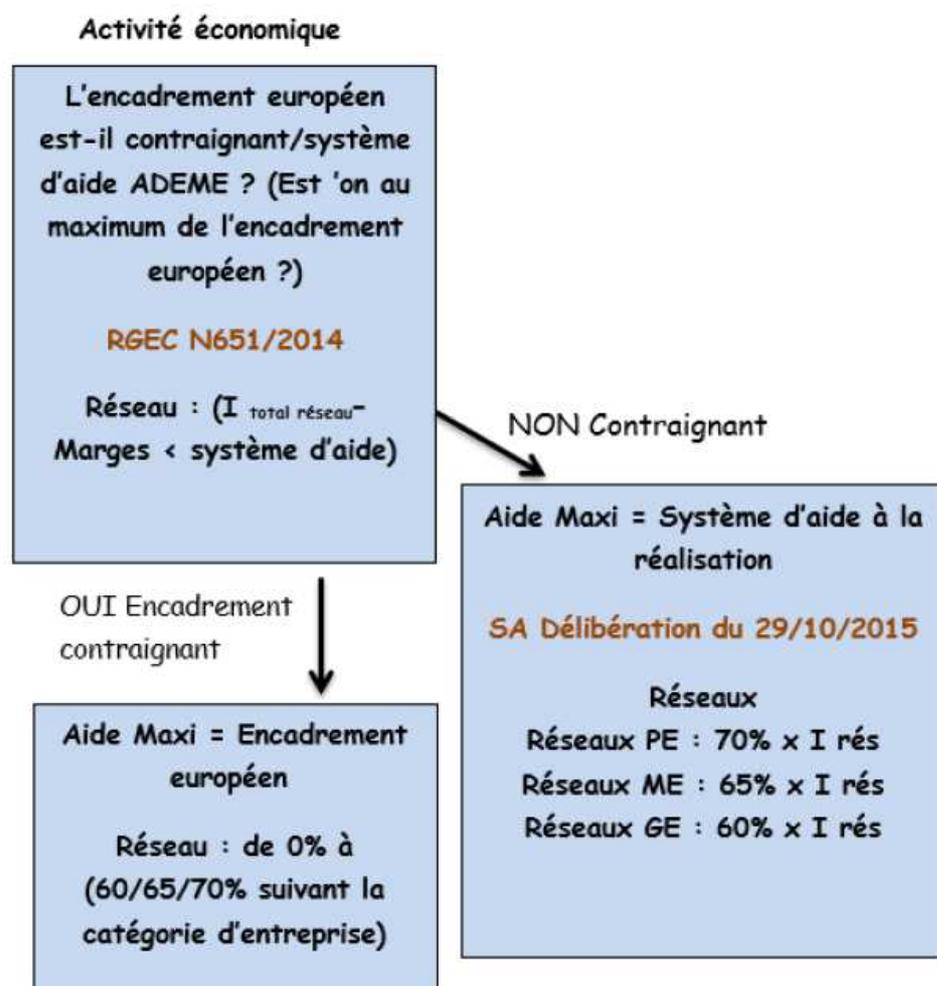


Figure 18: Schéma récapitulatif des aides maxi aux réseaux de distribution de chaleur, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/2reseaux_chaleur_fds_chal_2018_27-02-2018.pdf

L'aide consiste un versement à la mise en service de l'installation, et le solde dans un délai maximum de 24 mois après la réception de l'installation.

6.4.2 Le bois et la biomasse énergie

Les aides sont forfaitaires en dessous de 6 000 MWh produits par an, et assujetties à étude économique au-delà (les chiffres ci-après sont donc indicatifs au-delà de 6 000 MWh).

Production annuelle (MWh/an)	Aide en €/MWh (20 ans)
jusqu'à 3000	8.2
3001 à 6000	5.9
6001 à 12000	2.8
> 12000 *	1.4

* les installations industrielles supérieures à 12 000 MWh/an sont éligibles au BCIAT

Tableau 9: Schéma récapitulatif des aides Maxi aux réseaux de distribution de chaleur, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/biomasse_fds_chal_2018_27-02-18.pdf

L'aide consiste un versement à la mise en service de l'installation, et le solde dans un délai maximum de 24 mois après la réception de l'installation.

L'approvisionnement en biomasse est régi par une autre aide (plate-forme d'exploitation, équipement), décrite dans www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/appro_biomasse_fds_chal_2018_27-02-18.pdf. En substance, pour les plates-formes et équipements de production de combustible de qualité, l'aide est au maximum 30 % de l'investissement, et 20 % pour les équipements d'exploitation forestière, de production de combustible ou de mise en place de système d'information.

6.4.3 La géothermie

Les aides sont accordées, pour les pompes à chaleur (PAC), selon la production d'énergie annuelle et le coefficient de performance. L'aide à la production de chaleur ou de froid est forfaitaire dans les cas suivants :

- PAC sur nappe : production supérieure à 70 et inférieure ou égale à 500 MWhEnR/an ;
- PAC sur eau de mer : production supérieure à 120 et inférieure ou égale à 1 200 MWhEnR/an ;
- PAC sur eaux usées : production supérieure à 120 et inférieure ou égale à 1 200 MWhEnR/an ;
- PAC sur sondes : production supérieure à 25 et inférieure ou égale à 500 MWhEnR/an,

et basée sur étude économique au-delà.

Technologie	Aide en €/MWh EnR/an (sur 20 ans)
Pompe à chaleur sur eau de nappe	10 €/MWh EnR + 200 €/ml de puits foré
Pompe à chaleur sur eau de mer	10
Pompe à chaleur sur eaux usées	20
Pompe à chaleur sur champ de sondes	40

Technologie	Aide en €/MWh EnR/an (sur 20 ans)
Géocooling	5

Tableau 10: Schéma récapitulatif des aides maxi aux réseaux de distribution de chaleur, Source : Le Fonds chaleur en bref, fiche descriptive géothermie, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/Ageothermie_fds_chal_2018_01-03-18.pdf

En cas d'étude, l'aide peut prendre la forme d'une subvention plus avancée remboursable permettant au maître d'ouvrage de se prémunir contre le risque géologique.

6.4.4 Le biogaz et la méthanisation

Dans cette filière, les aides viennent du Fonds chaleur ou du fonds déchet.

« Le Fonds chaleur sera utilisé pour le financement :

- des installations de méthanisation avec valorisation chaleur du biogaz, épuration/injection du biogaz produit.
- des réseaux de chaleur liés à ces installations ainsi qu'à celles valorisant le biogaz par cogénération (voir fiche correspondante : réseaux de chaleur)

Le fonds déchet financera :

- les installations de méthanisation avec valorisation du biogaz par cogénération ;
- les équipements de traitement spécifique du digestat selon www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/5methanisation_fds_chal_2018_27-02-18.pdf. »

L'aide est évaluée sur la base d'une étude économique, qui détermine éventuellement la part de subvention et d'avance remboursable. S'il y a couplage avec un réseau de chaleur, l'aide totale est la somme d'une aide au réseau (régie par l'aide aux réseaux de chaleur) et d'une aide à l'installation de méthanisation, sur la base de 20 000 €/Nm³/h⁸² pour un débit maximal inférieur ou égal à 150 Nm³/h, et 12 000 € au-delà.

6.4.5 La chaleur fatale

			Taux d'aide maximum ⁷ pour les opérations de diffusion
Système de captage de chaleur			30 % pour une grande entreprise 40 % pour une entreprise moyenne 50 % pour une petite entreprise
Système de stockage, de remontée du niveau thermique et de production de froid			
Système de valorisation de chaleur			
Transport et distribution de chaleur	Interne au site	Tuyauterie/Canalisation/ Distribution (hors réseau technique*)	Définis dans le document « Fonds chaleur – Secteur Réseaux de chaleur » www.ademe.fr/fondschaaleur
		Réseau technique*	
	Extern	Réseau de chaleur*	

Tableau 11: Périmètre d'éligibilité et taux d'aide maximum des aides à la chaleur fatale, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/6chaleur_fatale_fds_chal_2018_27-02-18.pdf

L'aide est versée à la mise en service, avec un solde au maximum 24 mois après réception. Il n'y a pas de cumul possible avec les certificats d'économie d'énergie.

82 Nm³ : mètre cube normalisé, dans les conditions « normales » de température (0 °C, 15 °C voire 20 °C) et de pression (1 atmosphère).

6.4.6 Le solaire thermique

L'aide s'adresse à des installations de plus de 25 m² utiles de capteurs. Jusqu'à 100 m² l'aide est forfaitaire :

	Zone Géographique	Aide Forfaitaire en €/MWh (20ans) solaire utile	Productivité <u>minimum</u> solaire utile [kWh utile/m ² .an]
Logement Collectif Tertiaire, Industrie et Agriculture	Nord	55	> 350
	Sud	50	> 400
	Med	45	> 450

Tableau 12: Grille d'aide forfaitaire pour les installations solaires de 25 à 100 m² de capteurs, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/3solaire_metrop_et_outre_mer_fds_chal_2018_01-03-18.pdf⁸³

Au-delà de 100 m², une analyse économique est menée, avec les montants indicatifs suivants :

	Zone Géographique	Aide indicative en €/MWh (20ans) solaire utile	Productivité <u>minimum</u> solaire utile [kWh utile/m ² .an]	Plafonds des dépenses éligibles dont ingénierie, suivi et maintenance Dépenses éligibles €HTR ⁶ / m ² de capteurs
Logement Collectif Tertiaire, Industrie et Agriculture	Nord	55	> 350	1100
	Sud	50	> 400	1100
	Med	45	> 450	1100

Tableau 13: Grille d'aide forfaitaire pour les installations solaires de plus de 100 m² de capteurs, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/3solaire_metrop_et_outre_mer_fds_chal_2018_01-03-18.pdf

6.4.7 Bilans annuels de 2009 à 2016

Les bilans du Fonds chaleur depuis les origines (2009) jusqu'à 2016 sont présentés ci-après.

83 HTR signifie : Hors TVA récupérable auprès du Trésor public ou du Fonds de compensation de la TVA.

FONDS CHALEUR		2009							
Type Chaleur Renouvelable	Nbre projets	Assiette aide k€	Aide ADEME k€	Aide partenaires k€ (non exhaustive)	TEP/an EnR	surface capteurs Solaire m²	Longueur Réseaux chaleur mètres	% TEP	% Aide ADEME
BOIS hors BCIA	96	145 346	34 489	3 980	37 238			19,0%	21,6%
BCIA	31	153 688	62 783	0	147 405			75,3%	39,3%
GEO THERMIE	16	15 975	4 275	182	3 432			1,8%	2,7%
METHANISATION	2	858	361	0	737			0,4%	0,2%
SOLAIRE	171	21 862	12 019	337	1 051	20 220		0,5%	7,5%
Monitoring		846	653					0,0%	0,4%
RESEAUX DE CHALEUR	26	208 173	45 202	0	5 788		74 828	3,0%	28,3%
RESEAUX liés aux chauff Bois	19						39 204	0,0%	0,0%
TOTAL	361	546 748	159 782	4 499	195 651	20 220	114 032		

FONDS CHALEUR		2010							
Type Chaleur Renouvelable	Nbre projets	Assiette aide k€	Aide ADEME k€	Aide partenaires k€ (non exhaustive)	TEP/an EnR	surface capteurs Solaire m²	Longueur Réseaux chaleur mètres	% TEP	% Aide ADEME
BOIS hors BCIA	80	135 135	49 534	2 629	57 067			17,1%	19,3%
BCIA	37	200 562	91 021	0	226 063			67,7%	35,4%
GEO THERMIE	77	56 634	20 921	289	12 883			3,9%	8,1%
METHANISATION	3	4 045	538	0	1 597			0,5%	0,2%
SOLAIRE	404	36 496	18 677	216	1 643	32 435		0,5%	7,3%
Monitoring		693	602					0,0%	0,2%
RESEAUX DE CHALEUR	81	141 254	75 769	939	34 785		177 933	10,4%	29,5%
RESEAUX liés aux chauff Bois	17						12 730	0,0%	0,0%
TOTAL	699	574 820	257 061	4 073	334 039	32 435	190 663		

FONDS CHALEUR		2011							
Type Chaleur Renouvelable	Nbre projets	Assiette aide k€	Aide ADEME k€	Aide partenaires k€ (non exhaustive)	TEP/an EnR	surface capteurs Solaire m²	Longueur Réseaux chaleur mètres	% TEP	% Aide ADEME
BOIS hors BCIA	117	247 348	58 094	3 979	110 798			38,1%	24,9%
BCIA	22	122 252	38 284	0	108 339			37,2%	16,4%
GEO THERMIE	88	107 212	26 103	130	30 294			10,4%	11,2%
METHANISATION	2	2 131	1 237	0	6 539			2,2%	0,5%
SOLAIRE	456	39 063	16 212	1 954	1 592	31 671		0,5%	7,0%
Monitoring		131	111					0,0%	0,0%
RESEAUX DE CHALEUR	111	234 277	90 648	2 368	33 518		254 233	11,5%	38,9%
RESEAUX liés aux chauff Bois	12						5 197	0,0%	0,0%
Installations de récup Chaleur fatale	3	5 805	2 254	0	0			0,0%	1,0%
TOTAL	811	758 219	232 941	8 430	291 081	31 671	259 430		

FONDS CHALEUR		2012							
Type Chaleur Renouvelable	Nbre projets	Assiette aide k€	Aide ADEME k€	Aide partenaires k€ (non exhaustive)	TEP/an EnR	surface capteurs Solaire m²	Longueur Réseaux chaleur mètres	% TEP	% Aide ADEME
BOIS hors BCIAT	118	271 483	57 167	2 565	120 251			40,2%	25,7%
BCIAT	22	112 113	40 503	0	104 133			34,8%	18,2%
GEO THERMIE	64	77 289	14 484	63	11 991			4,0%	6,5%
METHANISATION	0	0	0	0	0			0,0%	0,0%
SOLAIRE	224	21 261	10 034	433	964	17 948		0,3%	4,5%
Monitoring		110	101					0,0%	0,0%
RESEAUX DE CHALEUR	126	308 181	98 466	1 212	61 892		388 169	20,7%	44,2%
RESEAUX liés aux chauff Bois	17						6 742	0,0%	0,0%
Installations de récup Chaleur fatale	3	9 417	1 957	0	0			0,0%	0,8%
TOTAL	574	799 854	222 712	4 273	299 231	17 948	394 911		

FONDS CHALEUR		2013							
Type Chaleur Renouvelable	Nbre projets	Assiette aide k€	Aide ADEME k€	Aide partenaires k€ (non exhaustive)	TEP/an EnR	surface capteurs Solaire m²	Longueur Réseaux chaleur mètres	% TEP	% Aide ADEME
BOIS hors BCIAT	128	223 379	53 699	3 365	101 041			41,7%	27,5%
BCIAT	14	80 476	27 126	-	73 218			30,2%	13,9%
GEO THERMIE	51	70 636	9 165	50	19 414			8,0%	4,7%
METHANISATION	9	11 978	1 649	-	8 485			3,5%	0,8%
SOLAIRE	140	13 178	5 842	299	592	12 040		0,2%	3,0%
Monitoring		539	289					0,0%	0,1%
RESEAUX DE CHALEUR	119	386 771	96 043	2 545	39 750		347 515	16,4%	49,3%
RESEAUX liés aux chauff Bois	3						530	0,0%	0,0%
Installations de récup Chaleur fatale	2	2 959	1 119	-	-			0,0%	0,6%
TOTAL	466	789 915	194 933	6 259	242 500	12 040	348 045		

FONDS CHALEUR		2014							
Type Chaleur Renouvelable	Nbre projets	Assiette aide k€	Aide ADEME k€	Aide partenaires k€ (non exhaustive)	TEP/an EnR	surface capteurs Solaire m²	Longueur Réseaux chaleur mètres	% TEP	% Aide ADEME
BOIS hors BCIAT	94	147 713	37 715	663	56 561			29,5%	28,0%
BCIAT	10	88 027	25 817	-	72 475			37,8%	19,1%
GEO THERMIE	46	85 342	11 592	36	16 848			8,8%	8,6%
METHANISATION	10	24 365	3 796	-	18 631			9,7%	2,8%
SOLAIRE	119	11 366	4 870	117	472	9 056		0,2%	3,6%
Monitoring		223	168					0,0%	0,1%
RESEAUX DE CHALEUR	69	148 568	49 809	805	26 691		198 857	13,9%	36,9%
RESEAUX liés aux chauff Bois	3						507	0,0%	0,0%
Installations de récup Chaleur fatale	4	4 007	1 090	-	-			0,0%	0,8%
TOTAL	355	509 609	134 858	1 621	191 677	9 056	199 364		

FONDS CHALEUR		2015							
Type Chaleur Renouvelable	Nbre projets	Assiette aide k€	Aide ADEME k€	Aide partenaires k€ (non exhaustive)	TEP/an EnR	surface capteurs Solaire m²	Longueur Réseaux chaleur mètres	% TEP	% Aide ADEME
BOIS hors BCIAT	129	125 512	35 640	570	40 249			16,0%	19,0%
BCIAT	11	110 411	47 452	-	77 054			30,6%	25,3%
GEO THERMIE	52	86 445	19 713	6 074	35 237			14,0%	10,5%
METHANISATION	25	156 926	23 563	2 000	32 233			12,8%	12,6%
SOLAIRE	76	8 700	3 967	99	347	7 301		0,1%	2,1%
Monitoring		230	124					0,0%	0,1%
RESEAUX DE CHALEUR	64	138 263	50 057	-	45 917		180 192	18,2%	26,7%
RESEAUX liés aux chauff Bois	1						200	0,0%	0,0%
Installations de récup Chaleur fatale	20	23 677	6 912	100	21 102			8,4%	3,7%
TOTAL	378	650 164	187 427	8 842	252 139	7 301	180 392		

FONDS CHALEUR		2016							
Type Chaleur Renouvelable	Nbre projets	Assiette aide k€	Aide ADEME k€	Aide partenaires k€ (non exhaustive)	TEP/an EnR	surface capteurs Solaire m²	Longueur Réseaux chaleur mètres	% TEP	% Aide ADEME
BOIS hors BCIAT	108	94 266	31 307	-	26 366			14,7%	17,2%
BCIAT	11	72 929	31 192	-	52 061			29,1%	17,1%
GEO THERMIE	50	65 554	17 268	-	9 795			5,5%	9,5%
METHANISATION	20	113 290	16 659	-	26 763			14,9%	9,1%
SOLAIRE	64	9 420	2 695	-	249	4 973		0,1%	1,5%
Monitoring		63	44					0,0%	0,0%
RESEAUX DE CHALEUR	69	146 973	79 220	-	22 305		196 195	12,5%	43,4%
RESEAUX liés aux chauff Bois	3						870	0,0%	0,0%
Installations de récup Chaleur fatale	19	20 395	4 110	-	41 569	-	-	23,2%	2,3%
TOTAL	344	522 890	182 496	-	179 107	4 973	197 065		

Tableau 14: Bilan du Fonds chaleur depuis 2009, Source : Les énergies renouvelables pour la production de chaleur, Questionnaire à l'ADEME, Réponse du 5 mai 2017, Annexe 9, pp. 76 sq.

Le bilan 2009-2017 peut être utilement présenté sous forme de graphiques.

Ces dernières années, en raison des bas prix du gaz, le nombre de projets et l'énergie produite par ceux-ci a baissé, et le coût de l'aide par unité énergétique produite a augmenté, ce qui est assumé afin de ne pas tarir le flux des projets.

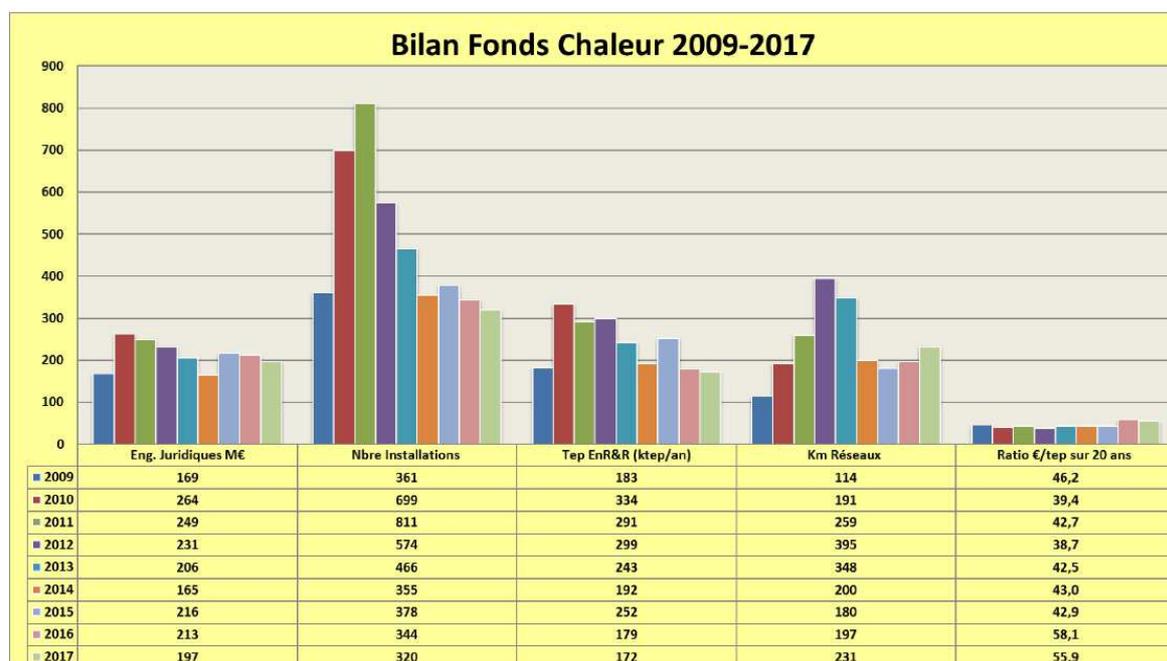


Figure 19: Bilan Fonds chaleur 2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

Le bois, majoritaire, est en décroissance avec une croissance de la production d'énergie par incinération d'ordures ménagères.

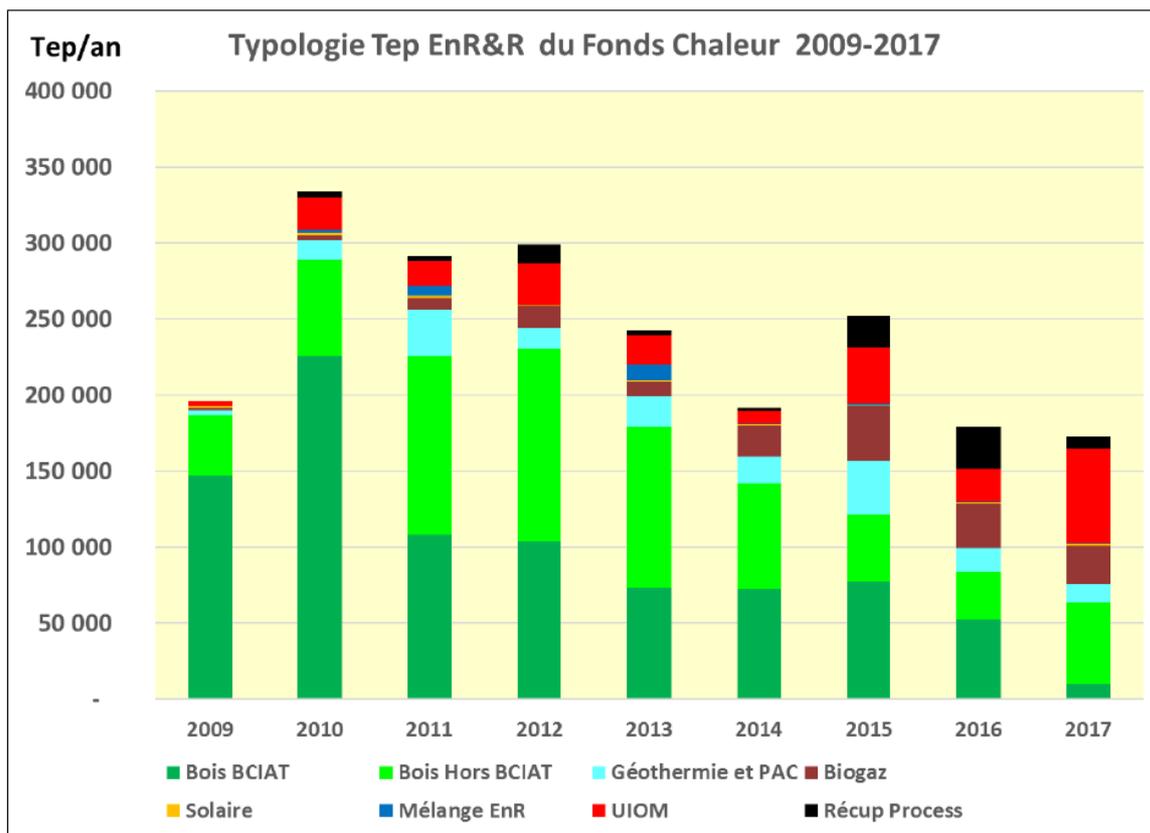


Figure 20: Typologie Tep EnR&R du Fonds chaleur 2009 – 2017, Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

Le tableau suivant donne le détail, par filière, du nombre de projets depuis les origines.

4308 installations aidées par le Fonds Chaleur sur 2009-2017

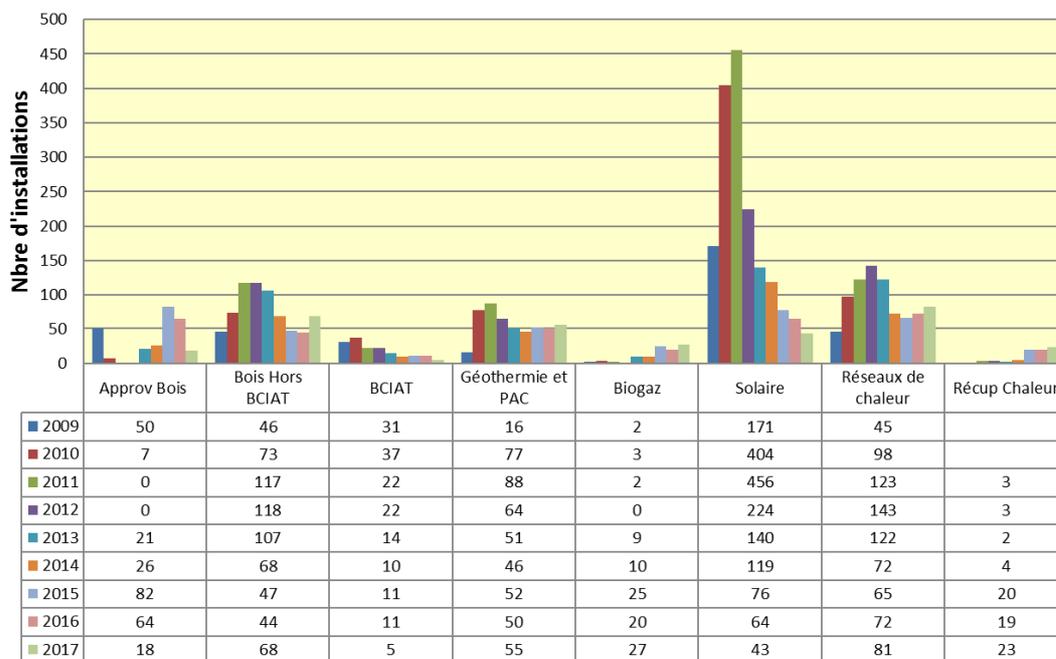


Figure 21: 4 308 installations aidées par le Fonds chaleur sur 2009 – 2017, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

En bilan depuis les origines, les réseaux de chaleur et le bois sont les deux grands bénéficiaires des aides du Fonds chaleur.

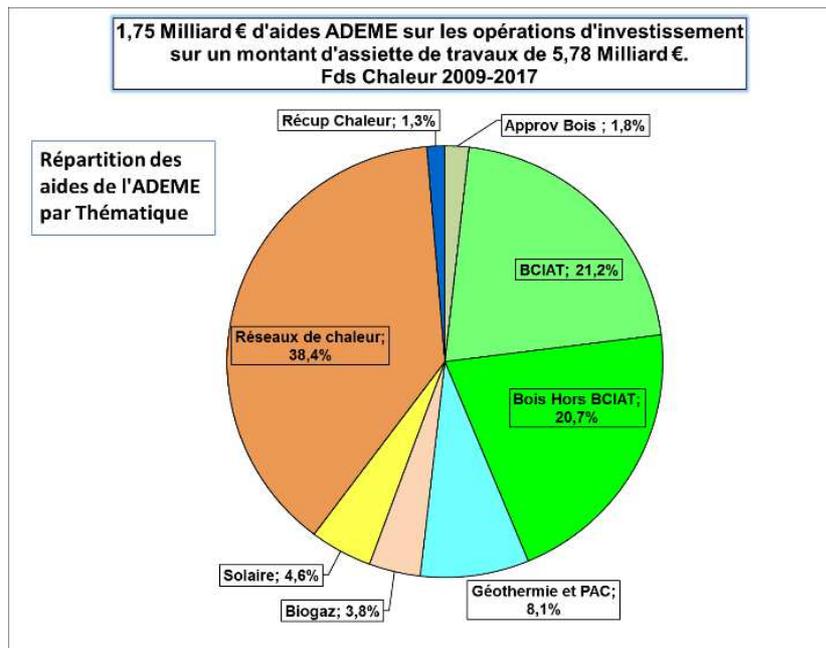


Figure 22: Répartition des aides de l'ADEME au Fonds chaleur par thématique, 1,75 Md€ d'aides de 2009 à 2017 au taux d'aide moyen sur les investissements de 30,3 %, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

Il est possible, par filière, de suivre les aides depuis 2009 sur le graphique suivant.

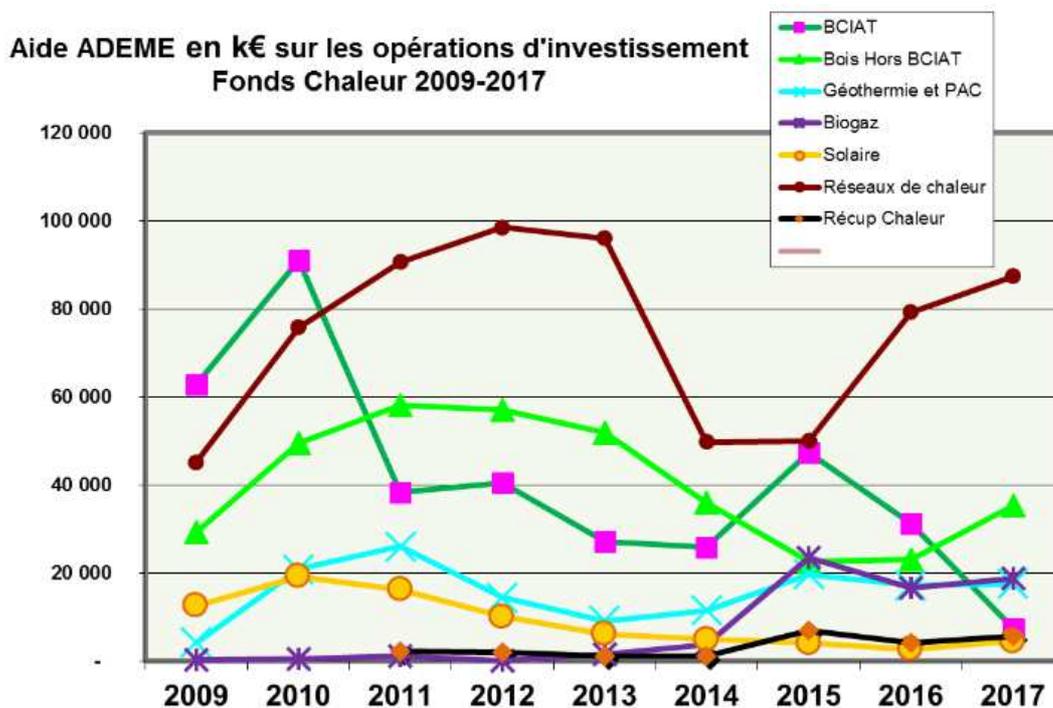


Figure 23: Aides ADEME sur les opérations d'investissement du Fonds chaleur 2009-2017, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

Si l'on regarde l'énergie produite, alors depuis 2009, le bois est la source dominante avec plus des deux tiers de la production. La prééminence du bois, frontalement soumis à la concurrence du gaz,

s'érode cependant et l'incinération des ordures ménagères gagne du terrain.

TEP EnR&R aidées par le Fonds Chaleur

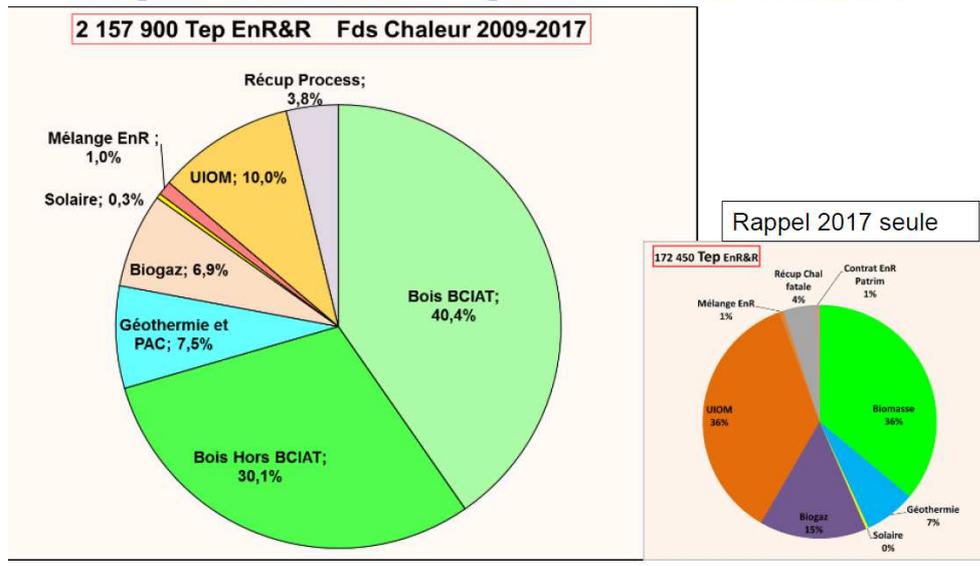


Figure 24: TEP EnR&R aidées par le Fonds chaleur, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017 ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

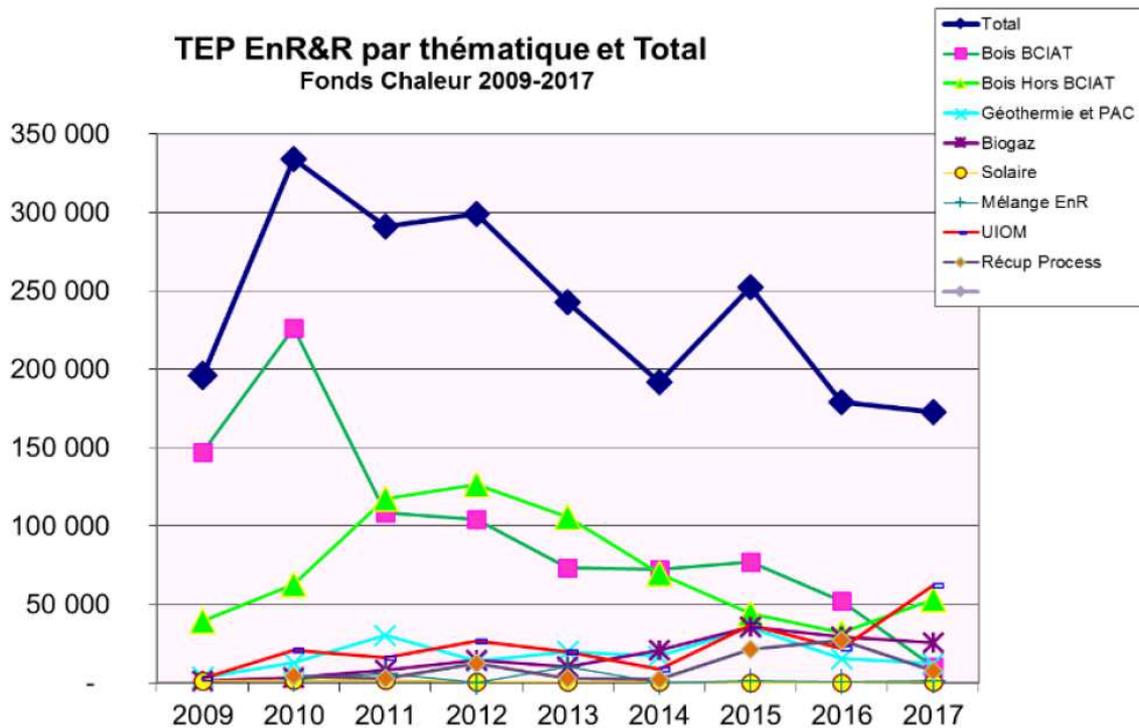


Figure 25: TEP EnR&R par thématique, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, Chronique des TEP par thématique, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

TEP EnR&R/an par thématique (hors Bois) Fonds Chaleur 2009-2017

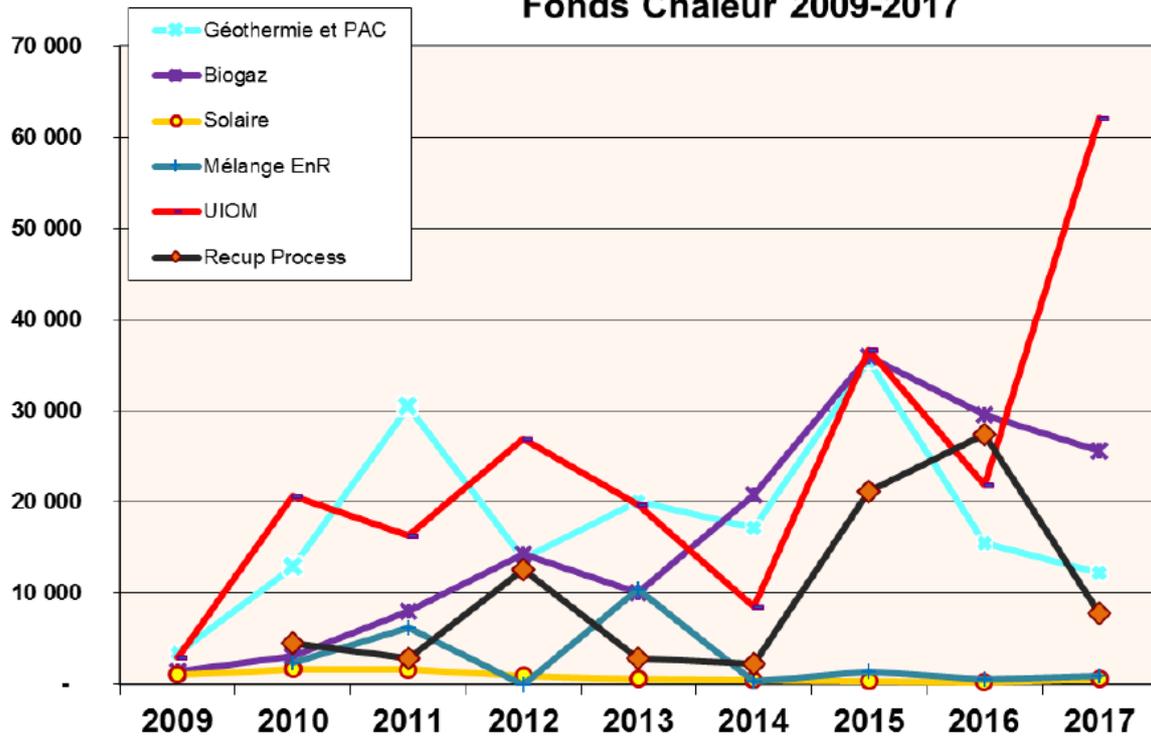


Figure 26: TEP EnR&R/an par thématique (hors bois), Fonds chaleur 2009 – 2017, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

Les ratios d'aide pour quelques filières sont présentés sur le graphique suivant. Le bois et le biogaz présentent un bas ratio d'aide, la géothermie un ratio plus élevé, et le solaire (non représenté) encore bien plus.

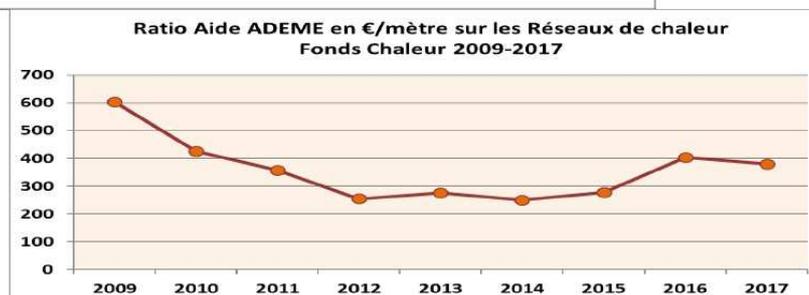
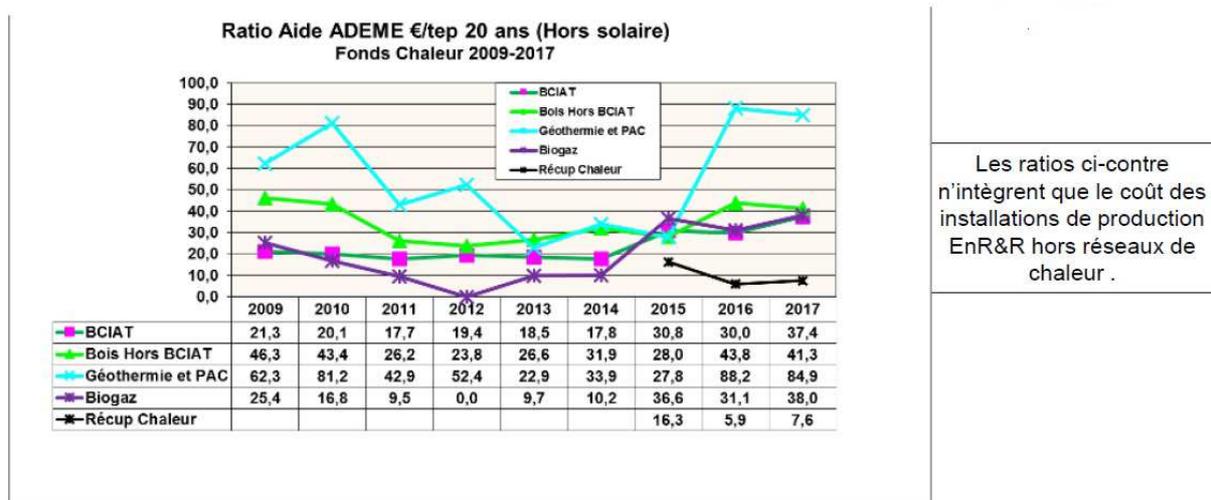


Figure 27: Ratios d'aide de l'ADEME au Fonds chaleur en €/TEP et €/m sur les réseaux de chaleur, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

Les tableaux suivants présentent les éléments de conjoncture du Fonds chaleur pour l'année la plus récente, 2017.

Les engagements en cours restent dans la ligne des années précédentes. Le budget est totalement engagé avec un report de projets sur 2018, le maintien du renforcement des aides pour assurer la compétitivité des aides dans un contexte défavorable de bas prix du gaz, et donc une baisse du nombre d'installations aidées et de l'énergie produite.

Engagements Juridiques Fonds Chaleur 2017 (k€)

Montant Total des engagements Juridiques k€		197 255	
Fonds Air		4 489	2,3%
Actions d'accompagnement (Promotion , com...)		11 796	6,0%
Avenants dossiers antérieurs à 2017		372	0,2%
Abondement Fonds Garantie Géothermie		-	0,0%
Aides aux investissements		180 598	91,6%
BOIS BIOMASSE	43 954	24,3%	<div style="border: 2px solid red; padding: 5px; text-align: center;"> <p>Ratio global Aide ADEME (hors Fds air)</p> <p>55,89 €/tep EnR&R (20ans)</p> <p>soit 4,81 €/MWh EnR&R (20ans)</p> </div>
METHANISATION	18 877	10,5%	
GEOOTHERMIE	17 595	9,7%	
RESEAUX DE CHALEUR	87 369	48,4%	
SOLAIRE	4 520	2,5%	
Récup CHALEUR FATALE	5 761	3,2%	
Contrat EnR Patrimoine	2 521	1,4%	

Tableau 15: Engagements juridiques du Fonds chaleur 2017, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

En 2017, plus des deux tiers de l'énergie produite provient de la biomasse (surtout petits projets), en décroissance, et, de l'incinération des ordures ménagères, qui progresse.

Tep EnR&R/an par filière

Biomasse	BCIAT	10 041	63 133	36,6%
	Hors BCIAT	42 752		
	Réseaux sans invest prod EnR	9 361		
	Contrat EnR Patrimoine	979		
Géothermie	profonde	7 707	12 273	7,1%
	PAC aquifère superficiel	1 566		
	PAC sondes	160		
	PAC eaux usées	930		
	Réseaux sans invest prod EnR	1 903		
	Contrat EnR Patrimoine	7		
Méthanisation	valorisation + injection	24 819	25 651	14,9%
	Réseaux sans invest prod EnR	832		
Solaire		588	590	0,3%
	Contrat EnR Patrimoine	2		
Mélange EnR	Réseaux sans invest prod EnR	976	976	0,6%
UIOM	Install. Récupération / UIOM	30 527	62 054	36,0%
	Réseaux sans invest prod EnR	31 527		
Récup Chaleur Fatale	Install. Récupération / Process	7 362	7 772	4,5%
	Réseaux sans invest prod EnR	410		
Total TEP/an EnR&R		172 449		
		soit	2,01	TWh/an

Tableau 16: TEP EnR&R par an et par filière, Source : Fonds chaleur 2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

Le tableau suivant recoupe production et montant des aides.

FONDS CHALEUR									
Type Chaleur Renouvelable	Nbre Installations	Assiette aide k€	Aide ADEME k€	Aide partenaires k€ (non exhaustive)	TEP/an EnR	surface capteurs Solaire m ²	Longueur Réseaux chaleur mètres	% TEP	% Aide ADEME
BOIS hors BCIAT	61	96 924	36 450	72	42 752			24,8%	20,2%
BCIAT	5	15 260	7 504	-	10 041			5,8%	4,2%
GEOTHERMIE	51	75 475	17 595	-	10 363			6,0%	9,7%
METHANISATION	27	135 441	18 877	-	24 819			14,4%	10,5%
SOLAIRE	42	9 481	4 520	38	588	9 353		0,3%	2,5%
Monitoring Solaire		-	-					0,0%	0,0%
RESEAUX DE CHALEUR	78	241 413	87 369	-	45 010		230 531	26,1%	48,4%
RESEAUX liés aux chauff Bois	-						-	0,0%	0,0%
Installations de récup Chaleur fatale	23	46 799	5 761	-	37 888	-	-	22,0%	3,2%
Contrat EnR Patrimoniaux	33	7 706	2 521		988			0,6%	1,4%
TOTAL	320	628 498	180 598	110	172 449	9 353	230 531		

Les tep EnR liées aux réseaux de chaleur (45 010) ne représentent pas l'intégralité des tep EnR transportées par les réseaux aidés mais seulement celles supplémentaires produites par des installations EnR existantes (chaufferies bois; UIOM...); ces dernières n'ayant pas fait l'objet d'une aide du Fonds chaleur sur 2017.

4

Tableau 17: Analyse des aides du Fonds chaleur, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Opérations d'investissement 2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

Sur cette base, on peut calculer, par filière, le montant des aides par MWh (la moyenne étant 4,81 €/MWh).

Type chaleur renouvelable	Aide Ademe k€	Tep/an EnR	Ratio[1] €/MWh (pour 20 ans de production)
Bois hors BCIAT	36 450	42 752	4,02
BCIAT	7 504	10 041	3,52
Géothermie	17 596	10 363	8,01
Méthanisation	18 877	24 819	3,59
Solaire	4 520	588	36,26
Monitoring solaire			
Réseaux de chaleur	87 369	45 010	9,16
Réseaux liés aux chaufferies bois			
Installation de récupération chaleur fatale	5 761	37 888	0,72
Contrats EnR patrimoniaux	2521	988	12,04
Total	180 597	172 449	4,94

Tableau 18: Source : calculs mission, avec une inflation à 1%

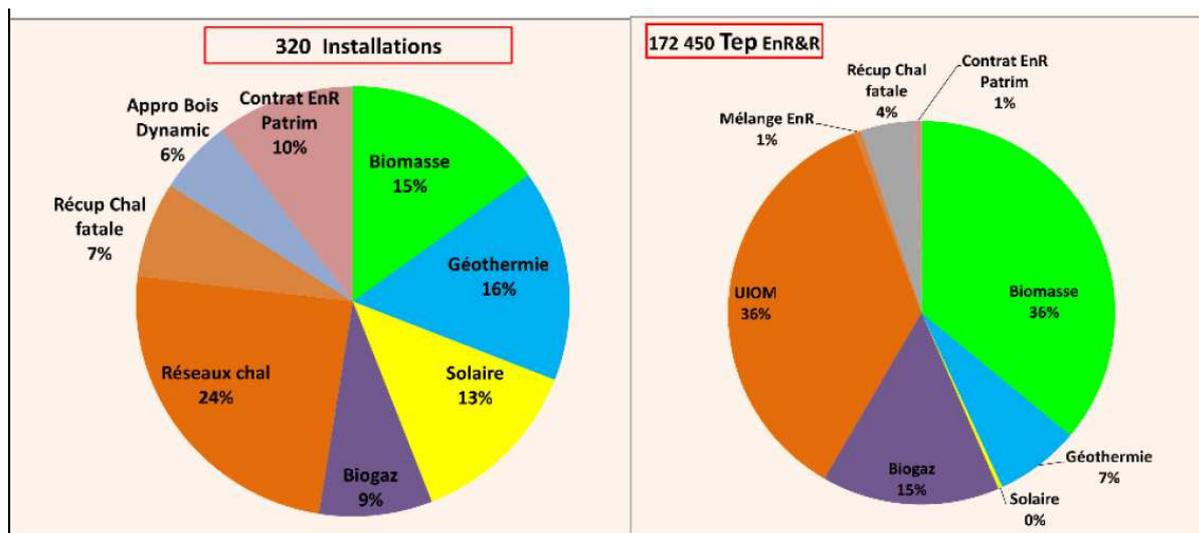


Figure 28: Analyse des aides du Fonds chaleur, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Opérations d'investissement 2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018

6.4.8 Perspectives par filière

Après l'exposé précédent portant sur les bilans, viennent quelques éléments de perspective, déclinés par filières, fournis par l'ADEME dans un récent exposé en commission nationale des aides.

Selon l'ADEME, les perspectives sont contrastées, avec des mesures favorables (compétences des collectivités, lois énergétiques, contribution carbone énergie) dans un contexte de bas prix du gaz.

« Un contexte favorable :

- Loi NOTRE et MAPTAM : Nouvelles compétences dédiées aux collectivités concernant la planification et la régulation énergétique des territoires => émergence de projets structurants de grande taille (Lyon, Lille, Amiens...)
- Loi TECV, PPE donnent une visibilité sur le moyen terme et des objectifs ambitieux.
- Nouvelle trajectoire de la CCE: qui devrait sensibiliser les porteurs de projets (entreprises, collectivités...) et redonner de la compétitivité aux projets EnR&R

Un handicap persistant : Le bas prix des énergies fossiles et de la tonne de CO₂, qui devrait être modulé par la hausse de la CCE mais qui continue d'obérer la compétitivité de projets notamment ceux situés hors périmètre CCE. »

Les évolutions prévues sont en ligne avec le COP (avances remboursables), des recommandations récentes (priorisation des projets, évaluation), et des actions volontaristes pour verdir encore plus les réseaux.

« - Évolutions des aides du Fonds chaleur :

- Mise en place avances remboursables (aide > 2 M€) ;
- Système d'aide FROID EnR&R pour production et réseaux ;
- Passage des Tep au MWh dans les fiches Fds Chaleur thématiques et tous les outils de gestion ;
- Les projets de réseaux de Chaleur devront viser un taux EnR&R supérieur au taux « plancher » de 50 % : 65 à 70 % ;
- Les schémas directeurs de réseaux existants devront être réalisés depuis moins de 5 ans ;
- Une analyse « coût-avantages » devra être réalisée pour les installations > 1 MW ;

- *Travail sur les potentiels et objectifs Régionaux EnR&R (en cours). »*

6.4.9 Portefeuille

Une crainte récurrente de l'ADEME est le tarissement des flux de projets, qui pourrait rompre une dynamique. La baisse du nombre de projets due au renchérissement des aides individuelles milite pour un choix encore plus soigneux. Un exposé de mars 2018 en commission nationale des aides indique que :

« Le portefeuille de projets s'élève à + de 400 M€ pour un budget ouvert de 214 M€.

Taux d'engagement Fds chaleur 2018 : 26 % (début Mars) : notamment report de dossiers 2017/2018 (~35 M€).

Emergence de projets de taille conséquente en portefeuille : 33 projets > 2 M€ représentent 170 M€ d'aide prévisionnelle.

Nécessité de priorisation des projets (maturité, prod MWhEnR, efficacité €/MWh...) : revue de projets avec chaque direction régionale. »

6.5 Enjeux du basculement vers un système de prime à la production

Le dispositif de prime à la production proposé complète le prix de vente de la chaleur par une prime permettant d'atteindre un prix de référence jugé adéquat, prime adaptable dans le temps. En principe, si l'on raisonne en coût complet du MWh thermique produit, une prime à la production équivaut à un rehaussement du prix de vente. La mission a effectué sur ce point quelques simulations, qui montrent une forte dispersion des résultats suite aux incertitudes sur les paramètres d'entrée.

L'approche en coût complet ne rend cependant pas justice au dispositif, qui en plus de sécuriser les projets permet d'étaler dans le temps les dépenses d'aide, avec cependant pour la puissance publique les mêmes inconvénients que ceux rencontrés avec les énergies renouvelables électriques. De plus les acteurs semblent réticents à basculer du système actuel de subvention initiale à l'investissement (plus éventuellement avance remboursable) vers un système de prime à la production, pour des raisons de trésorerie et de complexité administrative notamment.

6.5.1 Termes de la lettre de mission

La lettre de mission explicite les demandes faites sur cette aide à la production, qu'elle soit apportée en substitution totale ou partielle à l'aide à l'investissement.

Ce basculement vers un régime de prime à la production est, aux termes de la lettre de mission, a priori envisagé *« sur une fraction de la durée de vie des installations de production de chaleur, sur le modèle des aides apportées à la production d'électricité renouvelable. Le montant de la prime dépendrait d'une analyse socio-économique de l'efficacité de l'installation soutenue, détaillée au cas par cas et qui intégrerait des paramètres exogènes dont le prix du gaz et le prix du carbone ; cela permettrait de garantir le producteur de chaleur renouvelable contre les facteurs futurs de non compétitivité tout en permettant à l'Etat d'intégrer les fruits de sa politique publique de long terme en faveur de la compétitivité relative des énergies renouvelables et des énergies fossiles. Cette réflexion doit également incorporer une analyse du risque inflationniste et des moyens de les prévenir. »*

Les cas d'étude envisagés sont au nombre de trois: *« celui des réseaux de chaleur et de froid renouvelable et de récupération, celui des chaufferies sans réseau et enfin la valorisation de la chaleur fatale (notamment dans l'industrie). Toutes les sources de chaleur renouvelable sont concernées: biomasse, géothermie, solaire, biogaz, etc. »*

Pour chacun des cas il est demandé d'évaluer :

- *« la faisabilité, l'efficacité, l'efficience, les modalités opérationnelles, le coût et le canal de distribution d'une telle aide au fonctionnement ;*
- *« le comparatif entre l'efficacité d'une aide au fonctionnement et l'efficacité d'un système avec avances remboursables tel qu'en cours de déploiement par l'ADEME, ainsi que la capacité de réaction aux changements technologiques du secteur ;*
- *« la possibilité et l'opportunité de cumuler une aide au fonctionnement avec une aide à l'investissement, qui pourrait prendre diverses formes (garantie de crédit, prêt BpiFrance, subvention d'investissement...);*
- *« l'impact en termes d'encadrement européen des aides d'Etat ;*
- *« les modalités pratiques pour sécuriser la transition vers un nouveau dispositif tout au long du quinquennat ;*
- *« la possibilité et l'opportunité de cumuler une aide au fonctionnement avec un système d'aides et de soutien pour permettre aux opérateurs, et notamment aux collectivités locales,*

de financer les études nécessaires au développement de leur projet en l'absence d'aide à l'investissement. »

La mission n'a pas procédé à une analyse socio-économique détaillée par manque de temps, d'outils, de données fiables et d'acceptation du dispositif mais a mené quelques réflexions présentées ci-après.

6.5.2 Généralités sur le principe d'une prime à la production

6.5.2.1 Principe du complément de rémunération pour l'électricité renouvelable

Pour l'électricité renouvelable, le complément de rémunération (ou prime à la production) remplace le prix d'achat garanti depuis le décret n°2016-682 du 27 mai 2016 en application de la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte, en cohérence avec les lignes directrices européennes de 2014.

Le complément de rémunération (CR) est calculé comme suit :

$$CR = \sum_{i=1}^n E_i \cdot (\alpha T_e - M_{0i}) - (Nb_{capa} \cdot P_{ref\ capa}) + \sum_{i=1}^n E_i \cdot P_{gestion}$$

Avec :

- n un nombre entier compris entre 1 et 12 ;
- E_i la production nette d'électricité de l'installation telle que sur une année calendaire ;
- α un coefficient de dégressivité sans dimension ;
- T_e le tarif de référence en €/MWh ;
- M_{0i} le prix de marché de référence représentatif de la valorisation de l'électricité produite sur les marchés de l'électricité exprimé en €/MWh sur le pas de temps i ;
- Nb_{capa} et $P_{ref\ capa}$ respectivement le nombre de garanties de capacités de l'installation et le prix de référence de ces garanties en €/MW ;
- $P_{gestion}$ une prime unitaire de gestion représentative des coûts supportés par le producteur (coûts d'équilibrage sur le mécanisme d'ajustement, coûts de vente sur le marché...) exprimée en €/Mwh.

Pour une installation donnée avec une production donnée, le montant du complément de rémunération correspond à la différence entre « le montant qu'aurait obtenu le producteur s'il avait vendu sa production au tarif de référence T_e » et « le montant obtenu par le producteur pour une vente de sa production au tarif de référence du marché pour la filière concernée ainsi que pour la vente de ses certificats de capacité » à laquelle est ajoutée « une prime de gestion » pour compenser notamment les frais de commercialisation sur les marchés et les coûts d'équilibrage.⁸⁴

84 Cf. www.energie.sia-partners.com/20161117/complement-de-remuneration-pour-les-energies-renouvelables-le-role-renforce-des-agregateurs, d'où sont extraits texte et figure et www.cre.fr/operateurs/producteurs/complements-de-remuneration.

Rémunération des producteurs avec les systèmes d'obligation d'achat et de vente sur le marché avec complément de rémunération

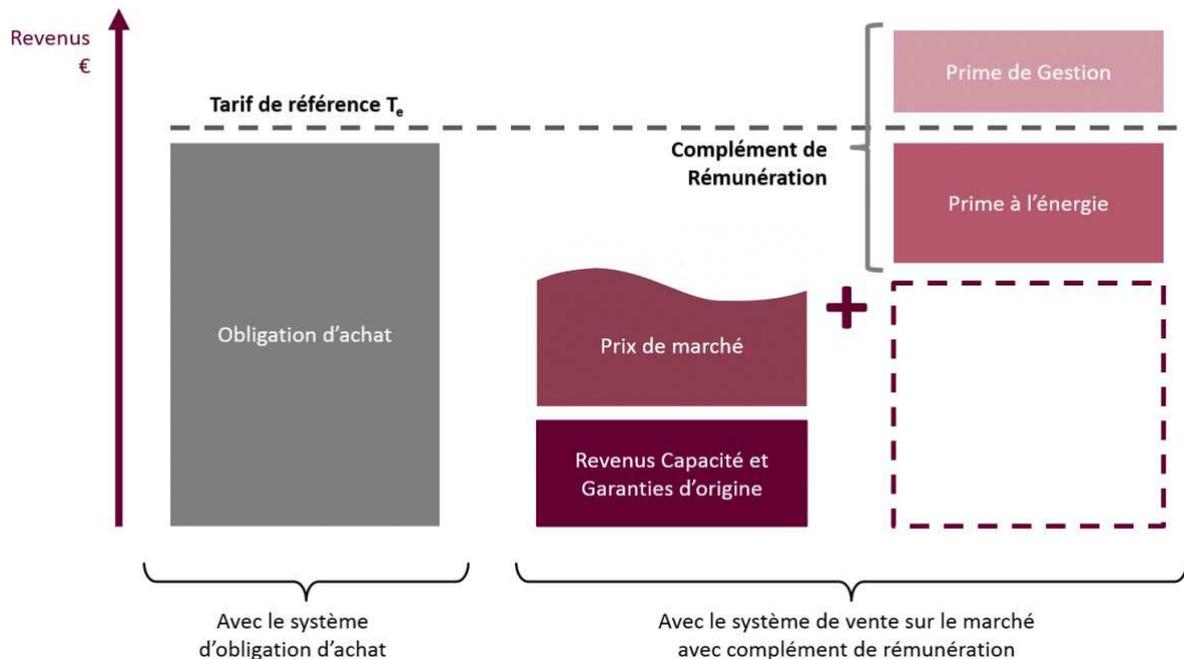


Figure 29: Rémunération des producteurs avec les systèmes d'obligation d'achat et de vente sur le marché avec complément de rémunération - Source : www.energie.sia-partners.com/20161117/complement-de-remuneration-pour-les-energies-renouvelables-le-role-renforce-des-agregateurs

Dans ce dispositif, le tarif de référence est fixé chaque année par filière.

Ce dispositif complexe amène les producteurs à des choix stratégiques entre la vente aux opérateurs de réseau nationaux ou la vente à des agrégateurs.

6.5.2.2 Adaptation aux énergies renouvelables thermiques

En matière de chaleur, la situation est différente. Le marché n'est pas national, la notion d'agrégateur semble non pertinente. Il n'est en principe à ce stade pas question de mécanisme de capacité et de revenus associés, même si cela peut être envisageable par la suite.

6.5.2.3 Avantages

La prime à la production (ou complément de rémunération), par rapport à une subvention initiale d'investissement, présente l'avantage d'étaler les dépenses, ce qui est sans doute la première motivation.

Du point de vue d'un calcul en coût complet de l'énergie (CCE, à ne pas confondre avec la CCE contribution climat énergie), si la prime à la production est versée sur toute la durée de vie de l'équipement, l'effet est le même que si l'on augmente le prix de vente de la chaleur du montant de la prime à la production.

Si elle n'est pas versée sur toute la durée de vie de l'équipement, cela suppose que lorsqu'on interrompt le versement, l'équipement peut continuer à fonctionner de manière rentable. Ainsi on peut envisager d'interrompre le versement de la prime à la production à l'issue du temps de retour sur investissement (TRI) calculé sur la base d'une prime temporaire. On est ainsi ramené au premier cas de figure pendant la durée de versement de la prime sur investissement : l'effet de la prime sur le CCE (calculé seulement sur la période de versement de la prime) est équivalent à une augmentation

du prix de vente du MWh d'un montant égal à celui de la prime.

Cette prime a aussi l'intérêt d'être versée pour une production réelle, et d'une certaine façon de garantir que la dépense publique aide une production réelle de chaleur renouvelable. Ce n'est pas nécessairement un avantage déterminant vis-à-vis d'une subvention initiale à l'investissement, car il est possible aussi de conditionner une subvention initiale à l'investissement à une production réelle, et d'en exiger le remboursement si les objectifs de production ne sont pas tenus.

La prime présente également l'avantage de fournir au porteur de projet une certaine visibilité et une sécurité à moyen ou long terme. Selon la Commission de régulation de l'énergie par exemple, « *La prime à l'électricité peut être qualifiée de prime variable, ou ex post, dans la mesure où son montant s'ajuste pour compenser la différence entre la rémunération de référence et un revenu marché de référence. Elle garantit ainsi une rémunération raisonnable aux producteurs sur le long terme tout en les exposant aux signaux des prix de marché de court terme.* »

6.5.2.4 Inconvénients

Un inconvénient de la prime de rémunération est qu'elle engage l'avenir sur la durée de fonctionnement des équipements aidés, et dans des conditions pas toujours prévisibles. Si les prix du marché baissent ou restent durablement bas tandis que le prix de référence est maintenu haut par la puissance publique pour ménager les producteurs, l'aide sera élevée et le restera longtemps, pesant sur les finances publiques. Cela peut conduire au même effet de rente induite consécutif à des tarifs d'achat garantis ou à une décroissance insuffisamment anticipée des coûts.

Un autre inconvénient, relevé par la mission, est que ce système ne recueille aucun soutien, sauf à être un complément à une subvention. Son acceptabilité est donc en cause.

Le cumul entre prime à l'investissement, avance remboursable (pour couvrir le risque de croissance insuffisante de la contribution climat énergie) et prime à la production, peut aussi apporter une complexité de gestion excessive n'allant pas dans le sens de la simplification administrative.

Ces remarques sont génériques et indépendantes des simulations qui suivent.

6.5.3 Généralités sur les paramètres de l'étude économique envisagée

Tout d'abord, pour reprendre les termes de la lettre de mission, « *la prise en compte de paramètres exogènes dont le prix du gaz et le prix du carbone* » invite à rappeler que le prix du gaz et celui du carbone sont liés, le prix du carbone étant inclus dans le prix du gaz par le biais de la CCE. Le prix du gaz est un déterminant de l'aide allouée par le Fonds chaleur car la pratique est de parvenir avec son aide à un prix de l'énergie renouvelable inférieur de 5 % à celui de la solution gaz. D'autres paramètres à envisager sont le taux d'inflation (intégré dans le taux d'actualisation du calcul économique), le prix de vente de l'énergie tel que contractualisé, la puissance ou l'énergie contractualisée, ou plutôt vendable, ce qui peut être considéré comme exogène car dépendant de la clientèle identifiée, dont le volume de consommation est influencé par les besoins, les comportements, mais aussi les programmes de rénovation pour le bâtiment, l'activité industrielle pour la chaleur industrielle, etc.

6.5.3.1 Formules de base pour le calcul de coût complet de l'énergie

La méthode de calcul utilisée ici est la méthode dite des coûts complets de production de l'énergie, ou LCOE (« *levelized cost of energy* »), rappelée ici pour mémoire.

La formule de base est :

$$CCE = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{I_i + M_i + F_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}}$$

avec CCE le coût complet de l'énergie (en €/kWh ou €/MWh), I_i , M_i , F_i , E_i respectivement les investissements, frais de maintenance et entretien, coûts de fonctionnement (en €) et production d'énergie (en kWh ou MWh) à l'année i , n le nombre d'années de vie du système de production, r le taux d'actualisation.

Si l'investissement (capex) est réalisé seulement en année zéro avant tout fonctionnement, alors la formule devient :

$$CCE = \frac{I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{M_i + F_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}}$$

Si de plus les frais récurrents annuels M , F (opex) et productions énergétiques annuelles E sont constantes année après année à partir de l'année 1⁸⁵, alors la formule devient :

$$CCE = \frac{I_0}{kE} + \frac{M+F}{E}$$

avec

$$k = \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+r)^i} = \frac{(1+r)^{n+1} - 1}{(1+r)^n r} - 1$$

k étant un facteur d'actualisation cumulé.

Cette méthode est très utilisée pour la comparaison des coûts de production des énergies alternatives.

Dans le cas où une subvention est proposée afin de rentabiliser le processus, la formule peut encore être complétée par un terme de subvention S (S_0 en année initiale, éventuellement S_j en année j) :

$$CCE = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{I_i - S_i + M_i + F_i - B_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}}$$

ou

85 Comme cela peut être le cas lorsque l'on fait l'hypothèse que l'opex est un pourcentage fixe du capex.

$$CCE = \frac{I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{-S_i + M_i + F_i - B_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}}$$

si l'investissement est réalisé en année zéro avant tout fonctionnement. Cette formule générale couvre le cas d'un investissement combiné à une prime à la production (dans ce cas S_i est proportionnel à E_i production à l'année i , le facteur de proportionnalité étant en €/MWh et décrivant le montant de la prime à la production).

La formule simplifiée devient, en supposant que la subvention est versée uniquement en année 0 :

$$CCE = \frac{I_0 - S_0}{kE} + \frac{M + F - B}{E}$$

Cette formule simplifiée est en fait aussi applicable au cas d'une prime à la production et d'une production annuelle d'énergie constante. Il suffit pour cela de charger S (qui est constant d'une année sur l'autre) sur le coût annuel F par exemple.

6.5.3.2 Sensibilité importante aux paramètres

La mission a conduit, sur cette base, quelques calculs de coût complet utilisant les données relatives à des projets aidés par l'ADEME.

Afin de tenir compte de l'incertitude relative aux paramètres, elle a procédé à des essais de simulation de type Monte-Carlo en utilisant l'outil CrystalBall® d'Oracle, en supposant que les paramètres d'intérêt suivaient une distribution aléatoire de type triangulaire, avec une valeur modale (la plus probable), une valeur minimale, et une valeur maximale.

Les résultats indiquent un fort étalement potentiel des coûts complets sur la durée, si l'on prend en compte les incertitudes relatives aux paramètres constitutifs du modèle d'affaire.

Exemple d'un projet de méthanisation

Par exemple pour un projet de méthanisation (11 500 MWh/an produits, supposément vendus 124 €/Mwh avec une subvention initiale de 1,2 M€ sur 6,1 M€ et une prime à la production aux taux de 0 à 4 €/Mwh), les paramètres et résultats moyens sont les suivants⁸⁶:

I0	6 135 133	6 135 400	5 535 000	6 735 000	€
S0	1 173 333	1 120 000	1 000 000	1 400 000	€
n	15,67	15	12	20	ans
r	4,84 %	4,53 %	4 %	6 %	%
E	11 500	11 500	9 200	13 800	MWh/an
M	613 513				€/an
F	200 000	200 000	150 000	250 000	€/an (cohérent avec TRI)
B	1 426 000				€/an
Taux subv	2	2	0	4	€/MWh

⁸⁶ Les paramètres non documentés (fonctionnement) sont choisis de façon à ce que le temps de retour à l'investissement aidé soit celui documenté sur la fiche projet.

S	23 000				€/an
CCE	-18,71				€/MWh

avec I_0 , S_0 , M, F, E, B, S, CCE respectivement : les Investissements initiaux, la subvention initiale non récurrente ($I_0 - S_0$ est donc ce que le projet engage en propre), les frais annuels de maintenance et entretien, les coûts de fonctionnement (en €), la production d'énergie (en MWh), les bénéfices monétaires et non, la subvention (en €) à l'année i et le coût complet de l'énergie ; (le coût complet négatif indique que le projet rapporte sur la durée). n est le nombre d'années de fonctionnement, r le taux d'actualisation, et Taux subv représente la prime à la production, en €/MWh, prise dans un ordre de grandeur compatible avec les aides au MWh du Fonds chaleur (typiquement 4,8€/MWh en 2017, pour une installation fonctionnant 20 ans). Les troisièmes, quatrièmes et cinquièmes colonnes du tableau représentent la valeur modale (la plus probable), minimale et maximale du paramètre de la ligne considérée. Si une case dans ces colonnes est vide, cela signifie que la valeur du paramètre est considérée comme fixe et non sujette à une distribution de probabilité, ou que cette valeur du paramètre est calculée.

Des variations point par point de paramètres peuvent donner des indications d'ordres de grandeur et de substituabilité entre subvention à l'investissement et prime à la production. Par exemple, l'impact respectif du taux de subvention à la production, autour du « point de fonctionnement » de référence, est :

Prime production	Subvention investissement	CCE
0	S_0	-16,04 €/MWh
2€/MWh	S_0	-18,04 €/MWh
	$S_0/2$	-13,88 €/MWh
4€/MWh	S_0	-20,4 €/MWh
	$S_0/4$	-13,8 €/MWh
	0	-11,72 €/MWh

Et l'étalement des résultats des simulations en faisant varier tous les paramètres selon leur distribution triangulaire dans leur plage autorisé, par simple propagation des incertitudes sur les paramètres d'entrée, est considérable :

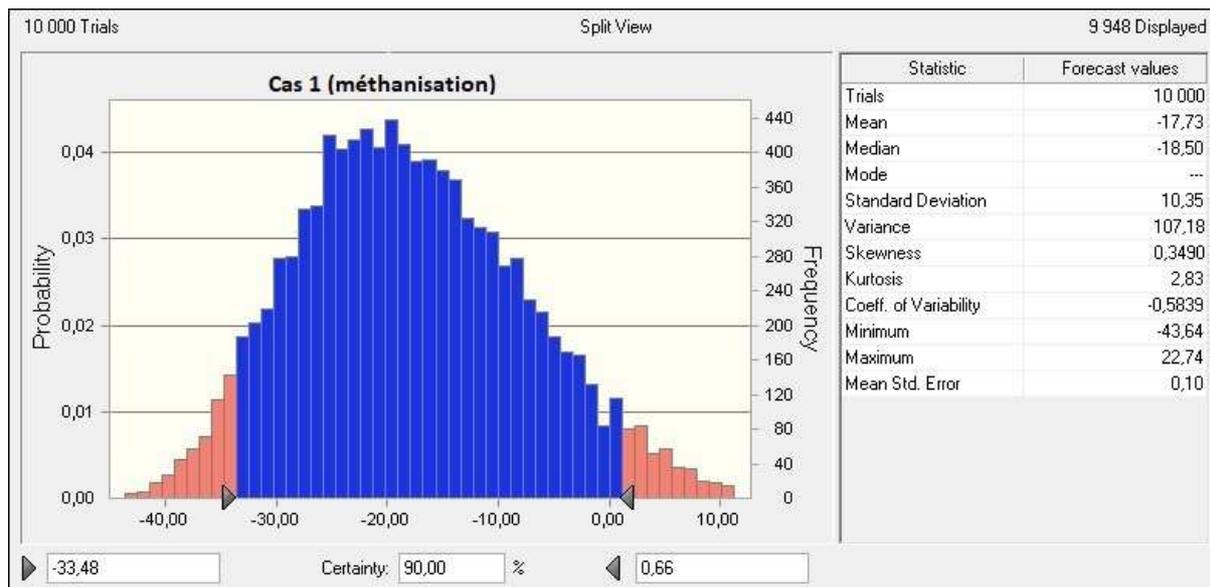


Figure 30: Histogramme de la distribution des valeurs de coût complet de l'énergie (en abscisse, €/Mwh) ; pour chaque valeur de coût en abscisse, l'ordonnée correspond à sa densité de probabilité; les valeurs en bleu correspondent à une probabilité cumulée de 90 % - Source : calcul de la mission

Pour mémoire, les paramètres influant le plus le résultat, dans cette configuration de valeurs de paramètres, sont l'énergie produite annuellement, puis l'investissement initial, la durée de fonctionnement, le coût de fonctionnement annuel, le taux d'actualisation, etc. La subvention initiale à l'investissement et le taux de subvention à la production influent aussi peu l'un que l'autre. Ce n'est que peu surprenant, en raison des choix faits dans les fourchettes de paramètres, de privilégier une forte incertitude sur la production et aussi sur l'investissement, en raison du constat de la complexité et de l'imprévisibilité des installations de méthanation.

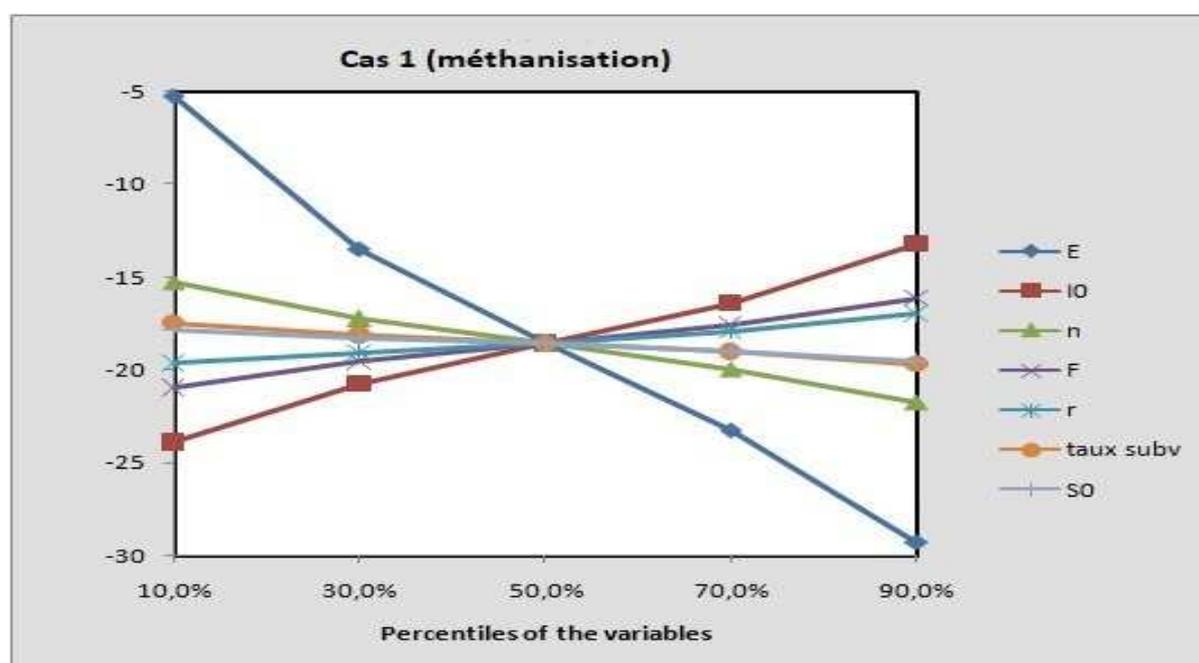


Figure 31: Diagramme représentant pour chaque paramètre son impact, selon sa position dans les différents déciles (en abscisse), sur le coût complet calculé (en ordonnée) – Source: calcul de la mission

Dans ces conditions une étude économique doit être conduite très soigneusement afin de ne pas, soit être trompeuse en donnant un résultat numérique prétendument précis alors que l'étalement des

résultats possibles est important, soit livrer des résultats tellement étalés que la décision en devient malaisée.

Exemple d'un projet de géothermie avec réseau de chaleur

Les conclusions générales de forte dispersion sont similaires pour une simulation portant sur un système géothermique (44 000 MWh/an, investissement de 20 M€ avec 5,7 M€ d'aide, chaleur vendue à 65,8 €/MWh) couplé à un réseau de chaleur, avec le même taux de subvention à la production que précédemment.

IO	19 936 361	19 909 082	19 900 000	20 000 000	€
SO	5 730 181	5 730 181	5 730 180	5 730 182	€
n	19	20	15	22	ans
r	5,18%	5 %	4,53 %	6 %	%
E	44 238	44 313	44 000	44 400	MWh/an
M	1 445 826	1 437 478	1 400 000	1 500 000	€/an
F	0				€/an
B	2 913 050				€/an
Taux subv	2	2	0	4	€/MWh
S	88 475				€/an
CCE	-10,30				€/MWh

Ici l'on ne fait pas varier les paramètres de coût annuel.

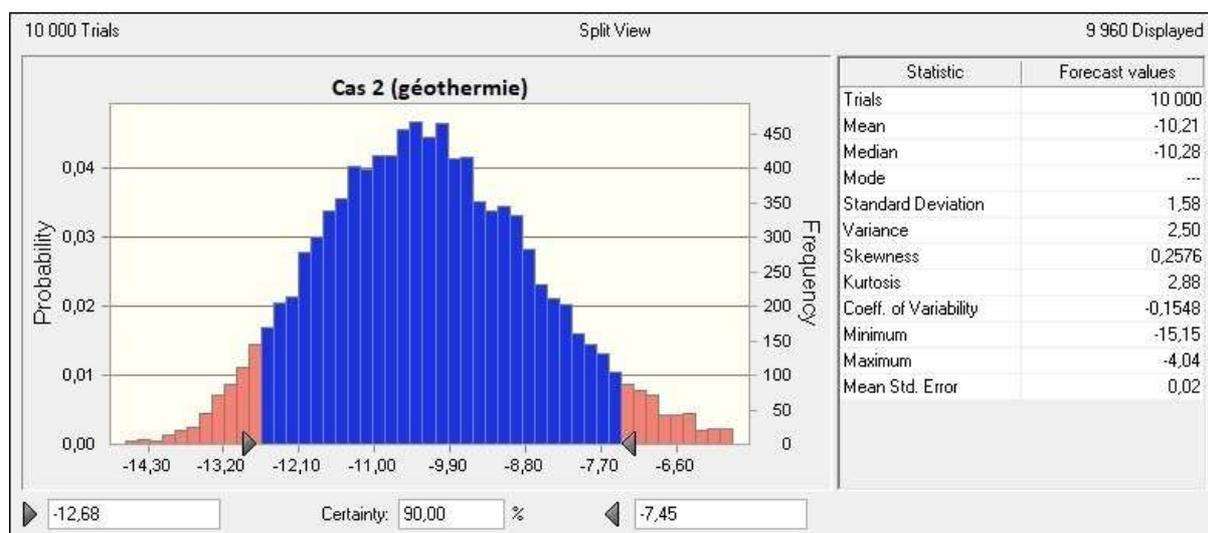


Figure 32: Histogramme de la distribution des valeurs de coût complet de l'énergie (en abscisse, €/Mwh) dans un cas d'installation géothermique; pour chaque valeur de coût en abscisse, l'ordonnée correspond à sa densité de probabilité; les valeurs en bleu correspondent à une probabilité cumulée de 90 % - Source : calcul de la mission

L'étalement est moindre que dans l'exemple précédent mais encore significatif. On fait l'hypothèse que le coût d'accès au réseau de chaleur est couvert par la subvention initiale.

La sensibilité aux paramètres reste néanmoins significative :

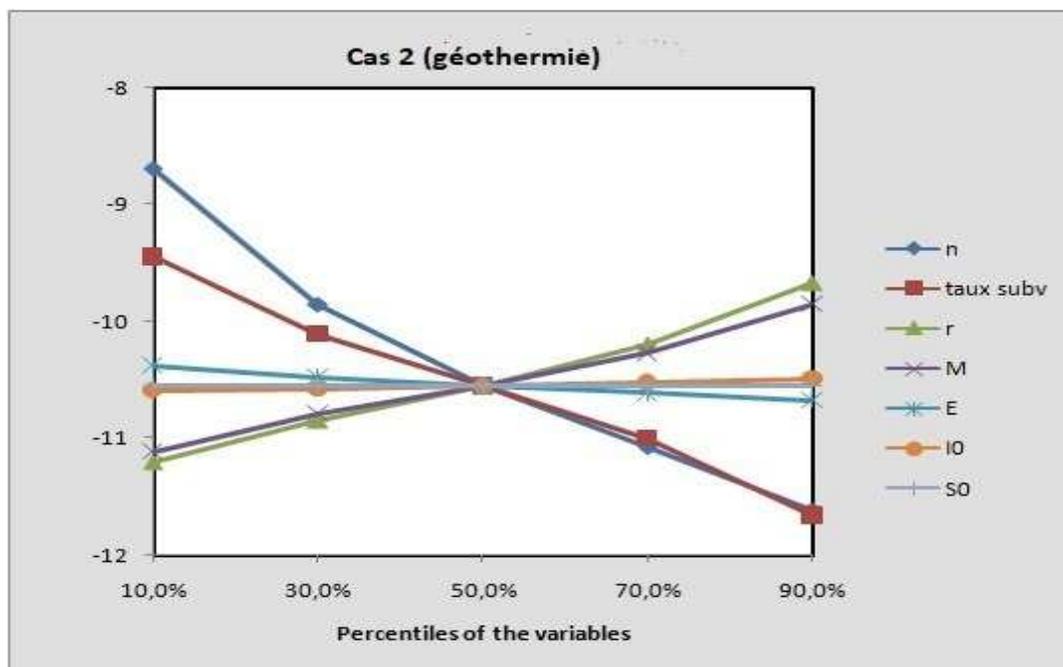


Figure 33: Diagramme représentant pour chaque paramètre son impact, selon sa position dans les différents déciles (en abscisse), sur le coût complet calculé (en ordonnée) – Source : calcul de la mission

Dans ce cas particulier, c'est la durée de vie, la prime à la production, le taux d'actualisation et les frais annuels de maintenance qui sont les paramètres les plus sensibles.

Exemple d'une installation solaire thermique

Un dernier cas porte sur une installation solaire thermique de 900 MWh/an, investissement de 1,4 M€, aide de 0,875 M€, prix de vente 74 €/MWh.

IO	1 242 333	1 243 000	1 240 000	1 244 000	€
SO	875 000				€
n	18	18	16	20	ans
r	5,18 %	5 %	4,53 %	6 %	%
E	870	900	800	910	MWh/an
M	13 000	10 000	9 000	20 000	€/an
F	0				€/an
B	60 437				€/an
S	1 740				€/an
CCE	-22,8383				€/MWh

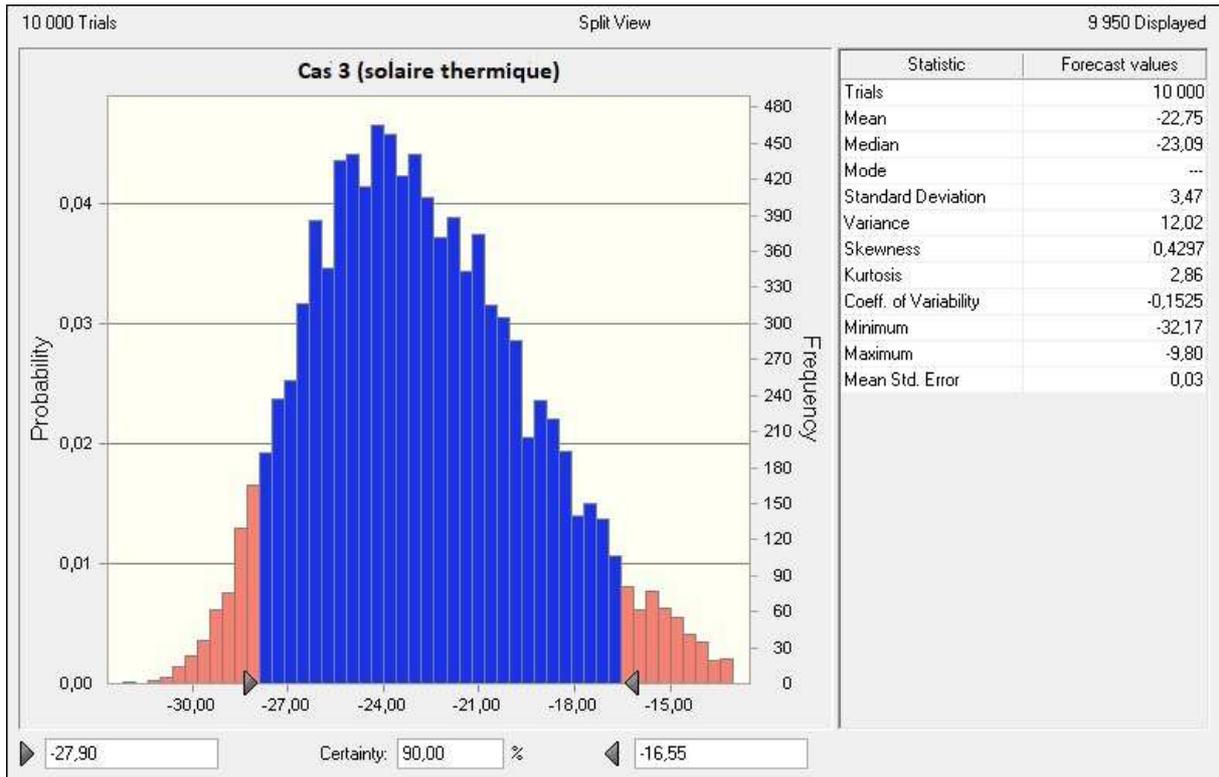


Figure 34: Histogramme de la distribution des valeurs de coût complet de l'énergie (en abscisse, €/Mwh) dans un cas d'installation solaire thermique; pour chaque valeur de coût en abscisse, l'ordonnée correspond à sa densité de probabilité; les valeurs en bleu correspondent à une probabilité cumulée de 90 % – Source, calcul de la mission

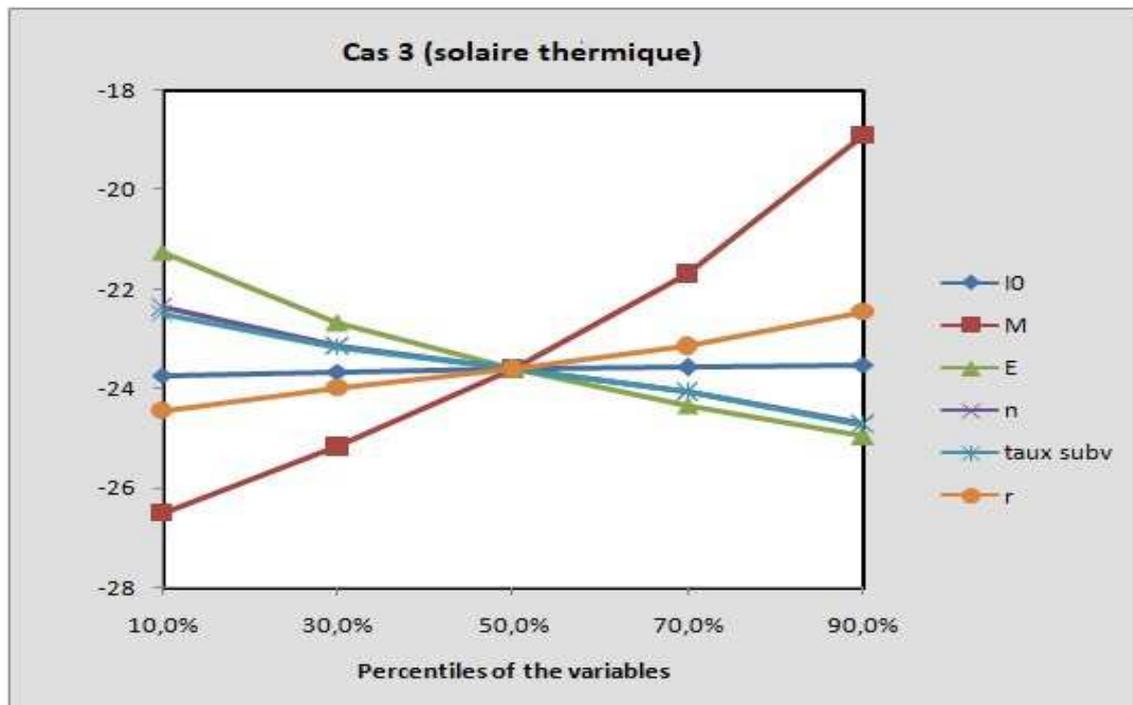


Figure 35: Diagramme représentant pour chaque paramètre son impact, selon sa position dans les différents déciles (en abscisse), sur le coût complet calculé (en ordonnée) – Source : calcul de la mission

6.5.4 Généralités sur les cas d'étude retenus par la lettre de mission

Les trois cas d'étude sont ceux d'une chaufferie sans réseau -ce qui suppose que la chaleur a un débouché identifié et est directement utilisée, par exemple pour un processus industriel ou une maison, de la chaleur fatale - sans débouché identifié a priori et devant être valorisée -, et des réseaux de chaleur et de froid. Ces trois cas peuvent se recouvrir, par exemple dans le cas de la distribution de chaleur fatale industrielle ou issue d'usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM), voire de data centers, par un réseau de chaleur vers des habitations. Ils semblent recouvrir la totalité des cas de figure en matière de chaleur renouvelable : chaleur dédiée ou fatale, avec ou sans réseau.

6.5.4.1 Réseaux de chaleur

Les réseaux de chaleur supposent a priori un investissement important s'il s'agit d'une construction ou d'une extension. L'investisseur typique est une collectivité locale, dont les moyens sont proportionnés à sa taille. La volonté politique prime parfois sur la rentabilité. Cependant, la subvention à l'investissement initial a un rôle déclencheur non négligeable.

Les risques perçus sont, outre le prix du gaz, une clientèle insuffisante.

La couverture du risque d'un porteur solide pourrait se faire par le biais d'une avance remboursable, normalement prévue pour couvrir le risque sur le prix du gaz et la croissance de la CCE.

En principe, les projets de réseau de chaleur devraient marquer le pas conjoncturellement en 2019, en raison des échéances électorales. Ce point peut jouer en cas de changement de modalité d'aide.

6.5.4.2 Chaufferies sans réseau

A priori le destinataire de la chaleur est connu et il n'y a là pas d'incertitude client. Le débouché est donc plus sûr. L'investissement porte sur la chaufferie et pas le réseau. L'entretien d'une chaufferie au bois est en revanche non négligeable. Selon la solidité du porteur de projet, la subvention à l'investissement est plus ou moins appropriée.

6.5.4.3 Chaleur fatale

Elle peut provenir d'installations industrielles (109 TWh/an produite en France, soit 36 % de la consommation de combustibles, dont 52,9 TWh/an à plus de 100 °C⁸⁷) ou d'usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM, 4,4 TWh/an), stations d'épuration des eaux usées (STEP, 0,4 TWh/an) et data centers (3,6 TWh/an) par exemple. La « chaufferie » et la chaleur sont gratuites, le coût est lié à la distribution (échangeur, réseau), notamment dans le cas de consommateurs distants.

6.5.5 Eléments économiques

Les éléments qui suivent sont des éléments de contexte issus de documents publics, complètent les études partielles présentées précédemment sur des projets aidés par l'ADEME et peuvent servir à une étude socioéconomique complète de la problématique, qui requiert cependant des outils et moyens de simulation conséquents.

6.5.5.1 Réseaux de chaleur

Les ordres de grandeur des prix d'il y a une dizaine d'année sont disponibles sur <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/cout-dinvestissement-dun-reseau-de-chaleur-quelques-reperes>. Pour la chaufferie au bois (P puissance bios installée, C coût moyen de la chaufferie comportant chaudière bois et

87 La Chaleur fatale, Ademe, septembre 2017,, www.ademe.fr/chaleur-fatale

chaudière d'appoint, souvent au gaz) :

- P = 200 kW : C = 954 €/kW
- P = 750 kW : C = 654 €/kW
- P = 4 MW : C = 501 €/kW

Et pour le réseau de distribution (P puissance, C coût, ml mètre linéaire) :

- P = 200 kW : C = 302 €/ml
- P = 750 kW : C = 315 €/ml
- P = 4 MW : C = 484 €/ml

Les études, maîtrise d'œuvre et frais annexes représentent 10 % de supplément.

« Il est possible de procéder de façon encore plus simple – mais aussi encore plus approximative, à partir d'un ratio global dépendant uniquement de la puissance bois à installer. L'étude Perdurance/ADEME fait apparaître les tendances suivantes pour le coût d'investissement total des projets :

- Si $P < 250 \text{ kW}$: $C = 1\,300 \text{ €/kW}$
- Si $250 \text{ kW} < P < 1,2 \text{ MW}$: $C = 900 \text{ €/kW}$
- Si $P > 1,2 \text{ MW}$: $C = 700 \text{ €/kW}$

« Enfin, en très grande approximation, on peut retenir de ces valeurs un ratio moyen très simple : 1 MW de réseau de chaleur bois correspond à un investissement de l'ordre d'1 million d'euros (chaufferie + réseau de distribution).

« Un autre ratio, issu de l'étude, et confirmé par l'analyse de projets allemands et suisses, établit les coûts spécifiques d'investissement ramenés à la chaleur annuelle produite autour d'une valeur proche de 400 €/MWh/an (en France, ratio valable uniquement pour les projets de puissance supérieure à 1 MW ; pour les projets plus petits, ce ratio est plus élevé). »

Quelques exemples de coûts réels de réseau de chaleur au bois sont aussi cités :

Réseau	Chaudière principale bois	Chaudière appoint/secours	Coût chaufferie	Réseau	Coût réseau	Sous-stations	Coût sous-stations	Coût total
Le Gouray (22)	320 kW			950 m				610000 €
Beau Marais – Calais	4MW	cogé gaz 30MW	1370000 €		3231000 €		598000 €	10555000 €
Lanester (56)	3,8MW	gaz	945000 €		539000 €		187000 €	1830500 €
Bastille – Fontaine (38)	700 kW	gaz 1 MW		800 m		13		1200000 €
Haguenau (67)	2,5 MW	gaz 2x2 MW		1250 m				3000000 €
Niederbronn-les-Bains (67)	1,25 MW			1050 m				1155000 €
Cité Beaulieu (36)	1,5+2,5 MW	gaz 6,4 MW		700 m		4		3916000 €
Hauteville - Lisieux (14)	2x5 MW	gaz 19 MW		4000 m				4605000 €
Villeny (41)	150 kW	GPL		300 m				287000 €
Caillac (46)	700 kW	fioul	340370 €	2000 m	274660 €	46	61000 €	775400 €
Felletin (23)	9,3 MW	gaz		4000 m				9910000 €

Notons que ces valeurs peuvent varier considérablement. Les données relatives aux réseaux de distribution envisagés pour de la cogénération nucléaire⁸⁸ vont de l'ordre du 1 M€/km à 9,5 M€/km

88 http://i-tese cea.fr/fr/Publications/Lettreltese/Lettre_ite se_26/files/4_Lettre_no_26_AUTOMNE_1ere_evaluation_economique_de_la_cogeneraton_nucleaire_pour_le_chauffage_urbain_en_France_.pdf

soit de 1 000 €/ml à 9 500 €/ml.

En termes de densité de réseau de chaleur nécessaire pour atteindre la rentabilité, un ordre de grandeur est relevé par www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/04/UP-RES_M6_District_Heating_and_Cooling.pdf, selon lequel la densité du réseau de chaleur doit dépasser 2 MWh/an de consommation de chaleur par mètre linéaire de réseau. Les données projet mises à la disposition de la mission par l'ADEME semblent respecter cette règle.

6.5.5.2 *Chaufferie*

Les éléments précédents donnent des ordres de grandeur pour le coût de chaufferie au bois de grande taille, typiquement 0,5 M€/MW.

Dans le cas d'installations de petite taille pour particuliers, pour une chaufferie isolée avec chauffage au bois, selon www.travaux.com/guide-des-prix/chauffage/prix-du-chauffage-au-bois, « la fourchette moyenne TTC des travaux est comprise entre 2 903 € et 13 947 €*, avec un coût minimum de 1 000 € et un coût maximum de 19 000 € ». Le site www.futura-sciences.com/maison/dossiers/maison-bois-energie-chauffage-biomasse-1608/page/19/ fournit des gammes de prix comparables :

Appareils	Prix d'achat (€ TTC)
Inserts à bûches	600 à 4000
Inserts à granulés	2500 à 5700
Poêles à bois classiques	400 à 1500
Poêles à post-combustion	1000 à 8000
Poêles à granulés	1500 à 7000
Poêles de masse	3000 à 15 000
Poêles et cuisinières bouilleurs	900 à 12 000
Chaudières à bûches	3000 à 7000
Chaudières automatiques	7000 à 15 000
Cogénérateurs	10 000 à 20 000

Par comparaison, une chaudière au gaz classique a un prix dans une fourchette 500 à 2 500 € et une chaudière à condensation 3 200 à 8 000 €.

Pour le chauffage solaire individuel, « *Les statistiques Travaux.com établies en s'appuyant sur des devis d'artisans récents rapportent un prix moyen de 9 500 € en tablant sur un coût minimum TTC de 4 000 € et un coût maximum TTC de 20 000 €⁸⁹.* »

⁸⁹ Ces chiffres et moyennes ont été obtenus à partir des données fournies volontairement par des utilisateurs de Travaux.com. Ils correspondent aux devis demandés par l'intermédiaire de nos formulaires de demande de devis et établis par des professionnels partenaires.

6.5.5.3 *Chaleur fatale*

La chaleur fatale recouvre diverses réalités : chaleur industrielle perdue, chaleur d'incinération d'ordures ménagères, chaleur issue de serveurs informatiques. La récupération de la chaleur et sa distribution peuvent requérir des échangeurs de chaleur ou des conduites de distribution du fluide caloporteur, près des sites de production (échangeur, circuit court), plus loin (réseau de chaleur) voire à grande distance (cas de la cogénération nucléaire par exemple). Les configurations sont très diverses et les projets afférents de même, ce qui rend ardue une approche socioéconomique générique.

6.5.5.4 *Synoptique des cas d'étude*

La mission n'a pas étudié en détail les cas d'études demandés en raison du défaut d'outils pour répondre. Pour le faire de façon propre, il faudrait bénéficier de données très nombreuses sur les différentes utilisations de la chaleur renouvelable, et il n'est pas certain que ces études puissent être conclusives.

Voici néanmoins quelques éléments qualitatifs relatifs aux questions posées. Dans tous les cas il s'agit bien d'une prime à la production d'énergie renouvelable ou de récupération. On suppose résolues les questions de (télé)comptage de la chaleur renouvelable, ce qui ne va pas de soi, la plupart des installations étant assistées d'une installation d'appoint au gaz.

Les réseaux de chaleur concernent typiquement les collectivités locales, les chaufferies sans réseau concernent les acteurs individuels, voire agricoles, la chaleur fatale concerne l'industrie, même si d'autres cas peuvent se présenter.

Les cas d'étude laissent apparemment de côté les méthaniseurs produisant du biogaz pour injection, qui sont une recommandation de la mission plutôt que pour valorisation immédiate sous forme de chaleur.

	Cas d'étude→ Questions posées↓	Réseaux de chaleur et de froid	Chaufferies sans réseau	Valorisation de la chaleur fatale ⁹⁰
1	Faisabilité	Potentiellement, mais au prix d'une complexité due au comptage de la chaleur distribuée	Plus difficile sur projets de chauffage ou climatisation individuel, car souvent absence de comptage.	Oui dans le cas industriel même si l'investissement requis est la principale source de coût. De plus depuis le 1 ^{er} janvier 2015, les ICPE (>20 MWth) doivent réaliser une étude d'opportunité de raccordement à un réseau de chaleur en cas de rénovation ou installation nouvelle. Plus innovant et difficile pour la récupération en individuel (cf. cas de chaleur informatique), l'essor des radiateurs-ordinateurs par exemple étant sans doute mieux soutenu par une aide à l'achat.
	Efficacité	Incertain a priori, en raison d'un possible effet repoussoir de la mesure. L'efficacité de plus dépend du prix de référence de la chaleur, difficile à déterminer. En revanche, la prime est versée pour de la production réelle, ce qui peut être garant d'efficacité et d'incitation à trouver de nouveaux clients pour sécuriser la vente de chaleur.	Idem. Cf ci-dessus.	Sans intérêt : les frais sont essentiellement de l'investissement (échangeur, conduits, compteurs) potentiellement élevé (échangeur, cycle Rankine). Ensuite, il y a un revenu assuré via la vente de la chaleur (qui ne nécessite pas de coût d'achat de l'énergie), et des coûts évités (de refroidissement).

⁹⁰ Pour de la chaleur fatale basse température (<60°C; géothermie très basse énergie, solaire thermique, refroidissement frigorifique, eaux usées; data centers) : boucle d'eau tempérée.

Pour de la chaleur fatale entre 60 °C et 90 °C (UIOM, cogénération nucléaire, refroidisseur compresseur, séchoirs), aller vers un réseau de chaleur (boucle d'eau chaude locale, pompe à chaleur haute température).

Pour de la chaleur industrielle entre 90°C et 150°C (séchoirs, UIOM, cogénération nucléaire): réseau de chaleur.

Pour de la chaleur fatale au delà de 150°C (géothermie, séchoirs, chaudières, fours) : cycle organique de Rankine, ou production d'électricité, cf. www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/chaleur_fatale-8821.pdf.

Cas d'étude → Questions posées ↓	Réseaux de chaleur et de froid	Chaufferies sans réseau	Valorisation de la chaleur fatale ⁹⁰
<p>Efficiéce pour la dépense publique</p>	<p>Equivalent en termes de coût complet actualisé de l'aide au kWh, qui ne donne qu'une image incomplète des problèmes (trésorerie...).</p> <p>L'efficiéce peut être mise en question par des frais de gestion accrus.</p> <p>Efficiéce moindre que l'aide à l'investissement, car le procédé d'attribution est plus automatique.</p>	<p>Idem. Cf. ci-dessus.</p>	<p>Idem.</p> <p>A priori le poste consommable est faible ou nul, ce qui promeut l'efficiéce de toute aide.</p>
<p>Modalités opérationnelles</p>	<p>Privilégier, en phase d'expérimentation, des projets dont le porteur est solide.</p> <p>Coupler avec la gestion des avances remboursables.</p> <p>Approfondir le sujet de la cogénération nucléaire et des (longs) réseaux de chaleur requis pour alimenter les destinataires⁹¹.</p>	<p>Idem</p>	<p>Idem.</p>
<p>Coût pour l'Etat</p>	<p>En théorie neutre du point de vue du coût complet vis-à-vis de la prime à l'investissement initial en principe. En pratique, sujet à aléa.</p> <p>Coûts de gestion accrus.</p> <p>S'attendre à un renchérissement des opérations relatives à des réseaux de chaleur.</p>	<p>Idem. Cf. ci-dessus</p>	<p>Idem neutralité et gestion.</p> <p>Modèle économique de la chaleur fatale à expliciter par exemple⁹² en cas de tiers intervenant (qui récupère la chaleur fatale auprès du client auquel il vend ensuite la chaleur, ainsi qu'à d'autres).</p>

91 Cf. par exemple http://i-tese.cea.fr/fr/Publications/LettreItese/Lettre_iteSe_26/files/4_Lettre_no_26_AUTOMNE_1ere_evaluation_economique_de_la_cogeneration_nucleaire_pour_le_chauffage_urbain_en_France_.pdf.

92 http://atee.fr/sites/default/files/ATEE/MDE/2018_03_15_fiche_rex_kyotherm.pdf.

	Cas d'étude → Questions posées ↓	Réseaux de chaleur et de froid	Chaufferies sans réseau	Valorisation de la chaleur fatale ⁹⁰
	Canal de distribution d'une telle aide au fonctionnement	ADEME peu enthousiaste et pas forcément en mesure de distribuer l'aide. CRE peu intéressée.	Idem.	Idem.
2	Comparatif entre l'efficacité d'une aide au fonctionnement et l'efficacité d'un système avec avances remboursables tel qu'en cours de déploiement par l'ADEME	Objectif un peu différent : l'avance remboursable prémunit contre une trajectoire non nominale de la CCE, la prime est a priori plus générale. L'avance remboursable est à restituer plus tard tandis que la prime est à percevoir plus tard, ce qui peut rendre cette dernière préférable en matière de comptabilité, mais elle apporte moins d'effet déclencheur alors que les investissements sont en début d'opération. De plus la prime est versée pour de la production réelle, ce qui peut être garant d'efficacité.	L'investissement massif est au début (achat de la chaufferie), mais le système de prime peut aider à amortir le différentiel biomasse fossile.	Prime pas forcément opportune car la vente de chaleur assure déjà un revenu étalé.
	Capacité de réaction aux changements technologiques du secteur	Maturité des techniques de réseau.	Plus forte évolution des techniques de chaufferies ou sources de chaleur renouvelable, donc il faudra l'ajuster.	Maturité des techniques de récupération de chaleur industrielle. Moindre maturité pour la chaleur issue des appareils d'information et communication.
3	Possibilité et opportunité de cumuler une aide au fonctionnement avec une aide à l'investissement, qui pourrait prendre diverses formes (garantie de crédit, prêt BpiFrance, subvention d'investissement...)	Oui. Mais complexification de la gestion qui ne sera pas forcément assurée par le même organisme. Permet de compenser un éventuel remboursement de l'avance remboursable (en cas de trajectoire nominale de la CCE) par la subvention au fonctionnement.	Idem.	Idem.

	Cas d'étude→ Questions posées↓	Réseaux de chaleur et de froid	Chaufferies sans réseau	Valorisation de la chaleur fatale ⁹⁰
4	Impact en termes d'encadrement européen des aides d'Etat	A volume d'aide constant, impact a priori faible. Sinon, problème potentiel quand la subvention initiale est proche du plafond Sans doute nécessité de notification.	Idem.	Idem.
5	Modalités pratiques pour sécuriser la transition vers un nouveau dispositif tout au long du quinquennat	L'année 2019 doit voir une baisse des projets de réseaux de chaleur initiés. Mieux vaut éviter la mesure à ce moment avec un risque double de rompre la dynamique. Transition progressive souhaitable (cf ci-dessous).	Transition progressive souhaitable.	Transition progressive souhaitable.
6	Possibilité et opportunité de cumuler une aide au fonctionnement avec un système d'aides et de soutien pour permettre aux opérateurs, et notamment aux collectivités locales, de financer les études nécessaires au développement de leur projet en l'absence d'aide à l'investissement	L'aide aux études et à la production ne remplace pas l'aide à l'investissement, qui joue souvent un rôle de déclencheur. Et un projet pouvant se passer de l'aide à l'investissement n'aura guère besoin d'aide pour les études.	Idem.	Idem.

De cette première analyse a priori il ressort que si la prime à la production est un dispositif théoriquement envisageable, il emporte des risques en termes d'émergence de projets, de complexité administrative, de capacité de déploiement, d'acceptabilité. A ce stade, la mission considère donc que, sauf cas particuliers favorables, il n'est pas opportun de déployer ce dispositif.

6.6 Liste des personnes rencontrées

nom	prénom	organisme	fonction	rencontre
Alexandre	Sylvie	Conseil général de l'environnement et du développement durable, section TECI	Déleguée interministérielle aux filières bois et biosourcées auprès des ministres chargés de la transition écologique et solidaire et de la cohésion des territoires	14/03/18
Allé	Camille	Assemblée des communautés de France	Chargée des politiques énergies, déchets, finances et fiscalité	22/02/18
Angotti	Philippe	France urbaine	Délégué adjoint	14/03/18
Bal	Jean-Louis	Syndicat des énergies renouvelables	Président	27/02/18
Barreyre	Gildas	Union des industries utilisatrices d'énergie	Président de la commission électricité, cadre dirigeant chez Novacap	15/03/18
Barrier	Marc	Compagnie parisienne de chauffage urbain	Directeur général	12/03/18
Boissier	Fabrice	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie	Directeur général délégué	02/02/18
Bollenot	Martin	Direction générale des entreprises		22/02/18
Bonenfant-Jeaneney	Camille	Compagnie parisienne de chauffage urbain	Adjointe au directeur général	12/03/18
Buffard	Loïc	Direction générale de l'énergie et du climat, SCEE	Sous-directeur du climat et de la qualité de l'air	19/02/18
Carlier	François	Consommation Logement Cadre de vie	Délégué général	06/04/18
Chabrillat	Rémi	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie	Directeur productions et énergies durables	02/02/18
Charissoux	Denis	Ministère de l'économie et des finances, direction du budget	Sous-directeur de la 4ème sous-direction	14/03/18
Conrard	Claude	Union des industries utilisatrices d'énergie	Président de la commission pétrole et gaz, responsable des affaires règlementaires et de l'énergie chez Solvay	15/03/18
Conte	Olivier	Dalkia, direction commerciale	Directeur commercial collectivités et habitat	01/03/18
De Singly	Bertrand	GRDF, direction de la stratégie	Délégué stratégie	06/03/18
Descat	Marie	Fédération des services énergie environnement	Secrétaire générale du SNCU et du SVDU, responsable de la commission bioénergies	23/02/18
Dufreix	Olive	Ministère de l'économie et des finances, direction du budget		14/03/18

nom	prénom	organisme	fonction	rencontre
Dupuis	Pascal	Direction générale de l'énergie et du climat	Chef du service du climat et de l'efficacité énergétique	19/02/18
Flajollet-Millan	Johanna	Syndicat des énergies renouvelables	Responsable de la filière bioénergies	27/02/18
Franck de Préaumont	Thierry	Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine	Président, Président d'Idex	23/02/18
Fristot	Vincent	Ville de Grenoble	Maire-adjoint, Président de la SCM Gaz de Grenoble, administrateur de la Compagnie de chauffage urbain	14/03/18
Garnier	Nicolas	Association nationale des collectivités territoriales et des professionnels pour la gestion des déchets, de l'énergie, des réseaux de chaleur et de froid, et de l'environnement (AMORCE)	Délégué général	15/02/18
Gautier	Charles-Antoine	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies	Chef du département énergie	05/03/18
Imbault-Lastapis	Raphaëlle	Union des industries utilisatrices d'énergie	Présidente de la commission climat et efficacité énergétique, responsable stratégie énergie chez Air Liquide France industrie	15/03/18
Joly	Antony	Ville de Besançon	Directeur de la maîtrise de l'énergie	14/03/18
Kieffer	Dominique	Dalkia	Directeur des affaires publiques	01/03/18
Lagnous	Nicolas	Ministère de l'économie et des finances, direction du budget	Chef du bureau du développement	14/03/18
Laugier	Patrick	EngieCofely, direction commerciale	Directeur efficacité et rénovation énergétique	01/03/18
Lefort	Jacques	Dalkia, secrétariat général	Responsable efficacité énergétique	01/03/18
Licheron	Vincent	Consommation Logement Cadre de vie	Chargé de mission environnement	06/04/18
Mac	Denis	Communauté d'agglomération de Cergy-Pontoise	Vice-président	14/03/18
Michel	Laurent	Direction générale de l'énergie et du climat	Directeur général de l'énergie et du climat	19/02/18
Perrin	Guillaume	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies	Chef du département des réseaux de chaleur et de froid	05/03/18

nom	prénom	organisme	fonction	rencontre
Petit	Brieuc	Commission de régulation de l'énergie, direction du développement des marchés, département dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs		28/02/18
Pinel	Julie	GRDF	Responsable du pôle gaz renouvelable	06/03/18
Planchot	Guillaume	IDEX	Directeur du développement réseaux de chaleur et froid	23/02/18
Ploquin	Xavier	Ministère de la transition écologique et solidaire	Conseiller en charge de l'énergie, de l'industrie et de l'innovation au cabinet de Monsieur Nicolas Hulot, ministre d'Etat	07/02/18
Portier	Nicolas	Assemblée des communautés de France	Délégué général	22/02/18
Prémartin	Marie-Christine	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie	Directrice exécutive programmes	02/02/18
Purdue	Julie	Fédération des services énergie environnement	Déléguée générale	20/02/18
Rémont	Sophie	Banque publique d'investissement	Directrice de l'expertise	16/03/18
Rocher	Philippe	Bureau de recherches géologiques et minières, direction des géoressources	Directeur adjoint, responsable de la division géothermie	16/03/18
Roesch	Alexandre	Syndicat des énergies renouvelables	Délégué général	27/02/18
Roger	Pascal	Fédération des services énergie environnement	Président	20/02/18
Roland	Jean	EngieCofely	Directeur stratégie, qualité et progrès, RSE	01/03/18
Rossini	Sandra	GRDF, direction du développement		06/03/18
Rousseau	Michèle	Bureau de recherches géologiques et minières	Présidente	16/03/18
Salewyn	Cédric	Compagnie parisienne de chauffage urbain	Directeur administratif et financier	12/03/18
Sokoloff	Pascal	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies	Directeur général	05/03/18
TARRIER	Franck	Direction générale des entreprises	Sous-directeur des matériels de transport, de la mécanique et de l'énergie	22/02/18

nom	prénom	organisme	fonction	rencontre
Thirion	Adrien	Commission de régulation de l'énergie, direction du développement des marchés	Chef du département dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs	28/02/18
Umber	Laurent	UEM	Directeur de la production et du chauffage urbain	06/03/18
Veynat	Anne	Ville de Besançon	Maire-adjoint chargée du développement durable, des espaces verts et de la forêt	14/03/18

6.7 Glossaire des sigles et acronymes

Acronyme	Signification
AAP	Appel à projets
ADCF	Assemblée de Communautés de France
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AMORCE	Association nationale des collectivités territoriales et des professionnels pour la gestion des déchets, de l'énergie, des réseaux de chaleur et de froid, et de l'environnement
ANAH	Agence nationale pour l'amélioration de l'habitat
BBC	Bâtiment basse consommation
BCIAT	Biomasse, Chaleur, Industrie, Agriculture et Tertiaire
BEI	Banque européenne d'investissement
BPI	Banque publique d'investissement
BRGM	Bureau de recherches géologiques et minières
CAS	Compte d'affectation spécial
CCE	Contribution climat énergie
CDC	Caisse des dépôts et consignations
CEA	Commissariat à l'énergie atomique
CEE	Certificat d'économie d'énergie
CET	Chauffe-eau thermodynamique
CGI	Code général des impôts
CITE	Crédit d'impôt transition énergétique
CLCV	Consommation logement cadre de vie
COP	Contrat d'objectifs et de performance (de l'ADEME)
CPCU	Compagnie parisienne de chauffage urbain
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
CSR	Combustible solide de récupération

Acronyme	Signification
CTE	Contrat de transition énergétique
DB	Direction du budget
DGE	Direction générale des entreprises
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DGFIP	Direction générale des finances publiques
EnR	Energies renouvelables
EnR&R	Energies renouvelables et de récupération
ETS ou EU-ETS	Emission Trading Scheme (système communautaire d'échange de quotas d'émission)
FC	Fonds chaleur
FEDENE	Fédération des services énergie environnement
FNCCR	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies
GES	Gaz à effet de serre
GRDF	Gaz Réseau Distribution France
kWh	Kilowattheure
LCOE	Levelized cost of energy
LTECV	Loi de transition énergétique pour la croissance verte
MWh	Mégawattheure
PAC	Pompe à chaleur
PIA	Programme investissements d'avenir
PLU	Plan local d'urbanisme
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
RT 2012	Règlementation technique 2012
SEM	Société d'économie mixte
SER	Syndicat des énergies renouvelables
SIEG	Service d'intérêt économique général
SNCU	Syndicat national du chauffage urbain

Acronyme	<i>Signification</i>
SYCTOM	Syndicat mixte central de traitement des ordures ménagères
TEP	Tonne équivalent pétrole
TGAP	Taxe générale sur les activités polluantes
TIPP	Taxe intérieure sur les produits pétroliers
TRI	Taux de rentabilité interne
UIOM	Usine d'incinération d'ordures ménagères
UNIDEN	Union des industries utilisatrices d'énergie
UVE	Unité de valorisation énergétique
VEFA	Vente en état futur d'achèvement
ZAC	Zone d'aménagement concerté

6.8 Bibliographie

auteur	titre	éditeur	date
	Energies renouvelables et développement rural durable: d'importantes synergies sont possibles, mais rarement exploitées	Cour des comptes européenne	2018
	Le soutien aux énergies renouvelables / Communication à la Commission des finances du Sénat	Cour des comptes	mars 2018
	Comptes et gestion de l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie	Cour des comptes	14 décembre 2016
	L'efficience des dépenses fiscales relatives au développement durable	Cour des comptes	septembre 2016
	La politique de développement des énergies renouvelables	Cour des comptes	25 juillet 2013
Thierry Wahl, Pierre Painault, Jérôme Dian, Jean-Philippe Duranthon, Michel Massoni	Mission relative au fonds de financement de la transition énergétique	IGF, CGEDD	septembre 2014
Alain Bodon, Henri Havard, Paul-Marie Dubée, Nicolas Le Ru, Gilles Bellec, Jean-François Sorro, Henri Boyé, Jean-Philippe Duranthon	Les énergies renouvelables électriques: coûts, services rendus, soutien et régulation	IGF, CGEJET, CGEDD	juillet 2014
Maxence Langlois-Berthelot, Thomas Revial, Philippe Dumas, Jean-Michel Biren	Les installations de cogénération sous obligation d'achat	IGF, CGM	janvier 2007
	Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse		20 mars 2018
Jean-Claude Lenoir, Alain Liébard pour Grenelle de l'environnement, COMOP 10	Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale 2008 - 2012 - 2020	Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire	avril 2008
François-Xavier Pourquier, Augustin Vicard	Fiscalité environnementale, un état des lieux	Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer	janvier 2017
CGDD	Réseaux de chaleur bois / Domaine de pertinence	Ministère de l'environnement,	janvier 2017

auteur	titre	éditeur	date
		de l'énergie et de la mer	
Icare, Blézat, Cerfrance, Cereop	Agriculture et énergies renouvelables: contributions et opportunités pour les exploitations agricoles	ADEME	février 2018
	Coûts des énergies renouvelables en France	ADEME, Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer	décembre 2016
	Du bilan des PCET à l'élaboration des PCAET / Outils et pratiques des Communautés en faveur de la transition énergétique	ADCF, ADEME	septembre 2016
	Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050?	ADEME, GRDF, GRTgaz	janvier 2018
	Panorama du gaz renouvelable en 2016	GRDF, GRTgaz, SPEGNN, SER, TIGF	31 décembre 2016
	Comparaison des modes de chauffage en 2016 / Réseaux de chaleur	AMORCE	janvier 2018
	Enquête sur le prix de vente de la chaleur en 2016 / Réseaux de chaleur	AMORCE	janvier 2018
	Soutiens financiers aux énergies renouvelables et à la maîtrise de l'énergie / Coûts et enjeux pour les collectivités	AMORCE	septembre 2014
	Réseaux de chaleur et de froid / Prévenir les litiges avec les abonnés et les usagers des réseaux de chaleur	FNCCR, Le médiateur national de l'énergie, Territoire et énergie	2018
	Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid	FEDENE, SNCU	27 septembre 2017

6.9 Table des illustrations et tableaux

Figure 1: Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques, DGEC, mai 2017	12
Figure 2: Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	14
Figure 3: Bilan Fonds chaleur 2017 - Chiffres clés 2009-2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	15
Figure 4: Bilan Fonds chaleur 2017 - Chiffres clés 2009-2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	15
Figure 5: Bilan Fonds chaleur 2017 - Chiffres clés 2009-2017, Aides à l'investissement du Fonds chaleur – un taux d'aide moyen sur les investissements de 30,3 %, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	16
Figure 6: Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017 – Aides ADEME en k€ sur les opérations d'investissement du Fonds chaleur 2009-2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	17
Figure 7: Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	18
Figure 8: Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017 – chronique des TEP par thématique, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018	19
Figure 9: Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017 – chronique des TEP par thématique (hors bois), Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	19
Figure 10: Bilan Fonds chaleur 2017, Opérations d'investissement 2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018	23
Figure 11: Bilan Fonds chaleur 2017, Opérations d'investissement 2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018	23
<i>Figure 12: Comparaison des coûts complets de production des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie en France, Source : ADEME</i>	<i>42</i>
<i>Figure 13: Evolution du nombre d'installations de méthanisation et des charges de service public associées – Source : CRE</i>	<i>44</i>
<i>Figure 14: Analyse des certificats d'économie d'énergie Source DGEC</i>	<i>47</i>
<i>Figure 15: Evolution des parts de marché des énergies de chauffage en logements collectifs (LC), exprimées en surface de plancher, France entière - Source : Batiétudes, avril 2017</i>	<i>51</i>
Figure 16: Schéma de la cogénération, Source : www.picbleu.fr	6465
Figure 17: Fiche descriptive réseaux de chaleur, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/2reseaux_chaleur_fds_chal_2018_27-02-2018.pdf	78
Figure 18: Schéma récapitulatif des aides maxi aux réseaux de distribution de chaleur, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/2reseaux_chaleur_fds_chal_2018_27-02-2018.pdf	79
Figure 19: Bilan Fonds chaleur 2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	86
Figure 20: Typologie Tep EnR&R du Fonds chaleur 2009 – 2017, Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	87

Figure 21: 4 308 installations aidées par le Fonds chaleur sur 2009 – 2017, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	87
Figure 22: Répartition des aides de l'ADEME au Fonds chaleur par thématique, 1,75 Md€ d'aides de 2009 à 2017 au taux d'aide moyen sur les investissements de 30,3 %, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018	88
Figure 23: Aides ADEME sur les opérations d'investissement du Fonds chaleur 2009-2017, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018	88
Figure 24: Tep EnR&R aidées par le Fonds chaleur, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017 ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	89
Figure 25: TEP EnR&R par thématique, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, Chronique des TEP par thématique, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018	89
Figure 26: TEP EnR&R/an par thématique (hors bois), Fonds chaleur 2009 – 2017, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	90
Figure 27: Ratios d'aide de l'ADEME au Fonds chaleur en €/TEP et €/m sur les réseaux de chaleur, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	91
Figure 28: Analyse des aides du Fonds chaleur, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Opérations d'investissement 2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018	94
Figure 29: Rémunération des producteurs avec les systèmes d'obligation d'achat et de vente sur le marché avec complément de rémunération - Source : www.energie.sia-partners.com/20161117/complement-de-remuneration-pour-les-energies-renouvelables-le-role-renforce-des-agregateurs	98
Figure 30: Histogramme de la distribution des valeurs de coût complet de l'énergie (en abscisse, €/Mwh) ; pour chaque valeur de coût en abscisse, l'ordonnée correspond à sa densité de probabilité; les valeurs en bleu correspondent à une probabilité cumulée de 90 % - Source : calcul de la mission	103
Figure 31: Diagramme représentant pour chaque paramètre son impact, selon sa position dans les différents déciles (en abscisse), sur le coût complet calculé (en ordonnée) – Source: calcul de la mission.....	103
Figure 32: Histogramme de la distribution des valeurs de coût complet de l'énergie (en abscisse, €/Mwh) dans un cas d'installation géothermique; pour chaque valeur de coût en abscisse, l'ordonnée correspond à sa densité de probabilité; les valeurs en bleu correspondent à une probabilité cumulée de 90 % - Source : calcul de la mission	104
Figure 33: Diagramme représentant pour chaque paramètre son impact, selon sa position dans les différents déciles (en abscisse), sur le coût complet calculé (en ordonnée) – Source : calcul de la mission.....	105
Figure 34: Histogramme de la distribution des valeurs de coût complet de l'énergie (en abscisse, €/Mwh) dans un cas d'installation solaire thermique; pour chaque valeur de coût en abscisse, l'ordonnée correspond à sa densité de probabilité; les valeurs en bleu correspondent à une probabilité cumulée de 90 % – Source, calcul de la mission.....	106
Figure 35: Diagramme représentant pour chaque paramètre son impact, selon sa position dans les différents déciles (en abscisse), sur le coût complet calculé (en ordonnée) – Source : calcul de la mission.....	106

Tableau 1: Interventions du Fonds chaleur (2009 - 2016), Source : ADEME, citée par Rapport S2017-3875 de la Cour des comptes Energies renouvelables et de récupération pour la production de chaleur - fascicule 1 : objectifs et dispositifs de soutien, pp. 38 à 42	20
Tableau 2: Bilan Fonds chaleur 2017, Chiffres clés 2009-2017 - Pistes 2018, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018	21
Tableau 3 : Bilan Fonds chaleur 2017, Opérations d'investissement 2017, Source : ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018	22
Tableau 4: Coûts pour la collectivité des émissions évitées par le déploiement des EnR, Source : Note Trésor-éco n°162 de mars 2016.....	24
Tableau 5 : exemples de règles d'aide du Fonds chaleur, source : www.ademe.fr/expertises/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-l'action/produire-chaleur/fonds-chaleur-bref et mission.....	26
Tableau 6: Avantages et inconvénients des différents modes de soutien.....	27
<i>Tableau 7: Couverture des besoins en biomasse, Source : stratégie nationale de mobilisation du bois, février 2018.....</i>	<i>43</i>
Tableau 8 : Plafond d'assiette de l'aide par diamètre nominal du réseau de chaleur, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/2reseau_chaleur_fds_chal_2018_27-02-2018.pdf	79
Tableau 9: Schéma récapitulatif des aides Maxi aux réseaux de distribution de chaleur, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/biomasse_fds_chal_2018_27-02-18.pdf	80
Tableau 10: Schéma récapitulatif des aides maxi aux réseaux de distribution de chaleur, Source : Le Fonds chaleur en bref, fiche descriptive géothermie, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/4geothermie_fds_chal_2018_01-03-18.pdf	80
Tableau 11: Périmètre d'éligibilité et taux d'aide maximum des aides à la chaleur fatale, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/6chaleur_fatale_fds_chal_2018_27-02-18.pdf	81
Tableau 12: Grille d'aide forfaitaire pour les installations solaires de 25 à 100 m ² de capteurs, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/3solaire_metrop_et_outre_mer_fds_chal_2018_01-03-18.pdf	82
Tableau 13: Grille d'aide forfaitaire pour les installations solaires de plus de 100 m ² de capteurs, Source : Le Fonds chaleur en bref, www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/3solaire_metrop_et_outre_mer_fds_chal_2018_01-03-18.pdf	82
Tableau 14: Bilan du Fonds chaleur depuis 2009, Source : Les énergies renouvelables pour la production de chaleur, Questionnaire à l'ADEME, Réponse du 5 mai 2017, Annexe 9, pp. 76 sq.	86
Tableau 15: Engagements juridiques du Fonds chaleur 2017, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018	92
Tableau 16: TEP EnR&R par an et par filière, Source : Fonds chaleur 2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018.....	92
Tableau 17: Analyse des aides du Fonds chaleur, Source : Bilan Fonds chaleur 2017, Opérations d'investissement 2017, ADEME, CNA Climat Air Energie du 13 mars 2018	93

Tableau 18: Source : calculs mission, avec une inflation à 1% 93