

DEUXIÈME CHAMBRE

TROISIÈME SECTION

S2025-1803

OBSERVATIONS DEFINITIVES

(Article R. 143-11 du code des juridictions financières).

LES SOUTIENS PUBLICS AU DEVELOPPEMENT DE LA GEOTHERMIE

Exercices 2015 à 2024

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés, a été délibéré par la
Cour des comptes, le 21 novembre 2025

AVANT-PROPOS

En application des dispositions des articles L. 143-1 et L. 143-0-2 du code des juridictions financières, la Cour rend publiques ses observations et ses recommandations, au terme d'une procédure contradictoire qui permet aux représentants des organismes et des administrations contrôlées, aux autorités directement concernées, notamment si elles exercent une tutelle, ainsi qu'aux personnes éventuellement mises en cause de faire connaître leur analyse.

La divulgation prématuée, par quelque personne que ce soit, des présentes observations provisoires, qui conservent un caractère confidentiel jusqu'à l'achèvement de la procédure contradictoire, porterait atteinte à la bonne information des citoyens par la Cour. Elle exposerait en outre à des suites judiciaires l'auteur de toute divulgation dont la teneur mettrait en cause des personnes morales ou physiques ou porterait atteinte à un secret protégé par la loi.

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE.....	6
RECOMMANDATIONS.....	10
INTRODUCTION.....	11
1 LA GEOTHERMIE DE SURFACE : ADAPTER LES OBJECTIFS ET LES DISPOSITIFS AUX MARCHES POTENTIELS	14
1.1 Des promesses non tenues	15
1.1.1 Des performances énergétiques, environnementales et d'intégration dans le bâti difficiles à égaler	15
1.1.2 Des résultats concrets décevants et inégaux.....	16
1.1.2.1 Un nombre d'installations difficile à connaître avec précision, mais faible	16
1.1.2.2 Un développement limité en France par rapport aux autres pays.....	17
1.1.2.3 Une production de chaleur d'origine géothermique de surface très en-deçà des objectifs.....	18
1.2 De multiples difficultés économiques, organisationnelles et juridiques	18
1.2.1 Des coûts moyens relativement compétitifs, mais une valorisation des gains qui apparaît contrariée	18
1.2.1.1 Des coûts complets moyens apparemment comparables ou avantageux par rapport aux systèmes concurrents.....	19
1.2.1.2 Des investissements supplémentaires importants à prendre en compte dans certains cas	20
1.2.1.3 Une structure des coûts dissymétrique	20
1.2.1.4 Des difficultés à assurer le bénéfice, pour l'investisseur, des économies à long terme.....	21
1.2.2 Une maturité industrielle et une notoriété faibles	22
1.2.3 Certaines limites techniques difficiles à dépasser	23
1.3 Des freins à lever pour faire moins dépendre le développement de cette source de chaleur des soutiens budgétaires	24
1.3.1 Un cadre réglementaire pour la construction et la rénovation immobilières aux implications de long terme	24
1.3.1.1 Des avantages comparatifs légèrement renforcés pour les constructions neuves et la rénovation	24
1.3.1.2 Un décret tertiaire également bénéfique.....	26
1.3.2 Un plan d'action de 2023 qui n'a pas encore montré ses effets	26
1.3.3 Évaluer et simplifier un dispositif complexe d'aides financières	27
1.3.3.1 Un dispositif complexe et évolutif	27
1.3.3.2 Des règles de cumul complexes et des problèmes d'homogénéisation des critères d'éligibilité.....	27
1.3.3.3 Une efficacité non démontrée.....	29
1.3.3.4 Des objectifs de la PPE non soutenables dans le cadre des soutiens financiers actuels	30

1.3.4 Desserter certaines contraintes réglementaires sur les forages	32
1.3.4.1 Une discussion sur le niveau du seuil de la géothermie de minime importance.....	33
1.3.4.2 La facilité d'accès aux documents portant d'autres restrictions	34
1.3.5 Une mobilisation insuffisante en faveur du logement social	34
1.3.5.1 Des instruments d'appui existants ou en cours de développement.....	34
1.3.5.2 Des formules contractuelles insuffisamment travaillées	35
2 LA GEOTHERMIE PROFONDE CALOGENE : DES OBJECTIFS ATTEIGNABLES SOUS CONDITIONS	38
2.1 Un potentiel sous-exploité, sauf en Île-de-France.....	38
2.2 L'effet des soutiens publics financiers : la relance des projets de géothermie profonde à partir de 2008	40
2.2.1 Le fonds de garantie : un levier renforcé en Île-de-France grâce à la garantie additionnelle apportée par la région	41
2.2.2 Le fonds chaleur, un catalyseur de projets	43
2.2.3 Un prix de la chaleur compétitif face à la hausse des énergies fossiles, grâce aux soutiens publics.....	45
2.3 Les freins au développement à lever	47
2.3.1 Des obstacles économiques persistants, notamment dans les zones géologiques moins explorées	47
2.3.1.1 Un préalable : une appréhension plus juste du coût actualisé de production de chaleur sur la durée de vie de l'équipement.....	48
2.3.1.2 Réexaminer la place respective des différents soutiens financiers	49
2.3.1.3 Mieux préciser la doctrine de couverture des risques.....	50
2.3.1.4 Une connaissance du sous-sol à améliorer pour réduire les incertitudes liées à la ressource	51
2.3.1.5 Une filière qui devra s'adapter à la hausse prévisible des besoins	53
2.3.2 Des lenteurs administratives qui risquent de se renforcer.....	54
3 DES INNOVATIONS FAVORABLES AU DEVELOPPEMENT DES GEOTHERMIES	57
3.1 Des innovations en géothermie pour répondre à de nouveaux besoins.....	57
3.1.1 La réponse adaptée de la géothermie aux besoins croissants de froid	57
3.1.1.1 Un meilleur retour sur investissement de la géothermie avec la prise en compte des besoins croissants de froid.....	58
3.1.1.2 Les réseaux de froid et les boucles d'eau tempérée, des innovations efficientes	59
3.1.2 Un meilleur retour sur investissement espéré des innovations dans les domaines du stockage d'énergie et de carbone et de l'extraction du lithium	60
3.1.2.1 La géothermie à recharge active intersaisonnière soutenue par EnR'choix	60
3.1.2.2 Le stockage de CO ₂ issu de l'industrie dans les eaux géothermales.....	62
3.1.2.3 Le couplage de la géothermie et du lithium	63
3.2 Une géothermie électrogène innovante et prometteuse outre-mer, mais incertaine en métropole	64
3.2.1 En métropole, une géothermie sur roches fracturées à la rentabilité et à l'acceptabilité incertaines à ce jour	64

3.2.2 Outre-mer, une géothermie profonde électrogène prometteuse sous réserve d'innover	67
3.2.2.1 Des enjeux d'autonomie et de maîtrise des coûts	67
3.2.2.2 Un potentiel « dormant » en raison du niveau de risque des forages	68
3.2.2.3 La centrale de Bouillante, une efficience qui s'est améliorée	69
3.2.2.4 Un modèle de couverture du risque des forages décourageant plusieurs projets	70
3.2.2.5 Les autres éléments nécessaires au développement de la géothermie électrogène outre-mer	71
ANNEXES	76
Annexe n° 1. Les principales caractéristiques et méthodes de géothermie de surface	77
Annexe n° 2. Les soutiens financiers à la géothermie de surface	81
Annexe n° 3. La méthode EnR'choix	89
Annexe n° 4. Les techniques et les usages de la géothermie profonde calogène	90
Annexe n° 5. Bilan budgétaire du fonds de garantie géothermie	93
Annexe n° 6. Analyse des besoins financiers associés aux objectifs du projet de PPE 3 pour la géothermie profonde calogène	95
Annexe n° 7. Évolution des conditions d'allocations du fonds chaleur pour les projets de géothermie profonde, depuis 2015	99
Annexe n° 8. Projets de géothermie profonde soutenus par la Banque des territoires	102
Annexe n° 9. Les réseaux de froid	105
Annexe n° 10. Les boucles d'eau tempérée à énergie géothermique	106
Annexe n° 11. Les différentes formes de stockage souterrain intersaisonnier	108
Annexe n° 12. Comparaisons internationales	110

PROCÉDURES ET MÉTHODES

Les rapports de la Cour des comptes sont réalisés par l'une des six chambres thématiques que comprend la Cour¹ ou par une formation associant plusieurs chambres et/ou plusieurs chambres régionales ou territoriales des comptes.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour ainsi que des chambres régionales et territoriales des comptes, donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'**indépendance** institutionnelle des juridictions financières et l'indépendance statutaire de leurs membres garantissent que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

La **contradiction** implique que toutes les constatations et appréciations faites lors d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

La **collégialité** intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication. Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Le rapport d'instruction, comme les projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une formation comprenant au moins trois magistrats. L'un des magistrats assure le rôle de contre-rapporteur et veille à la qualité des contrôles.

Sauf pour les rapports réalisés à la demande du Parlement ou du Gouvernement, la publication d'un rapport est nécessairement précédée par la communication du projet de texte que la Cour se propose de publier, pour exercice de leur droit de réponse, aux ministres, directeurs d'administration centrale ou chefs de service intéressés (selon les cas) et aux responsables des organismes concernés, ainsi qu'aux autres personnes morales ou physiques directement intéressées. Leurs réponses sont présentées en annexe du rapport publié par la Cour.

**

¹ La Cour comprend aussi une chambre contentieuse, dont les arrêts sont rendus publics.

Le présent rapport d'observations définitives est issu d'une enquête conduite sur le fondement des articles L. 111-3 et L. 133-1 du code des jurisdictions financières. Il est rendu public en vertu des dispositions de l'article L. 143-6 du même code.

Le rapport a été préparé par la deuxième chambre qui avait inscrit une enquête portant sur les soutiens publics au développement de la géothermie à son programme de travail de l'année 2025. Le contrôle a porté sur les exercices 2015 à 2024, le précédent contrôle de la Cour ayant traité les exercices 2005 à 2012.

L'instruction a permis de rencontrer les ministères concernés, les opérateurs publics impliqués, les représentants des parties prenantes, des maîtres d'ouvrage privés et des financeurs. Elle a donné lieu à plusieurs questionnaires ainsi qu'à deux déplacements afin de visiter un chantier de géothermie de surface dans le bois de Boulogne et la plateforme de géothermie du bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) située à Orléans. La synthèse d'une étude portant sur des comparaisons entre pays européens constitue l'annexe 12 du rapport.

**

Le projet de rapport d'observations définitives a été préparé, puis délibéré le 21/11/2025, par la *deuxième chambre*, présidée par Mme MERCEREAU, présidente et composée de MM. ALLAIN, GUÉROULT et RICHARD, conseillers maîtres, ainsi que, en tant que rapporteurs, MM. DE LA GUÉRONNIÈRE, conseiller maître, SLAMA, conseiller référendaire et Mme HOUARD, conseillère référendaire en service extraordinaire, et, en tant que contre-rapporteur, M. ALLAIN, conseiller maître.

**

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr.

SYNTHÈSE

La géothermie désigne l'ensemble des techniques permettant d'exploiter la chaleur du sous-sol, soit pour produire du chaud ou du froid, soit pour générer de l'électricité, éventuellement en cogénération. Cette énergie peut être valorisée par l'usage de pompes à chaleur individuelles ou par un réseau collectif de chaleur.

Des atouts indéniables, qui peinent à s'exprimer en dépit d'un soutien financier public significatif

Trois grandes catégories de géothermie se distinguent selon la température de la ressource et la profondeur d'exploitation. La géothermie de surface, adaptée à l'habitat individuel, au petit collectif et au tertiaire, repose sur l'installation de forages de faible profondeur et a permis de produire 4,7 TWh de chaleur et de froid en 2023, d'après les estimations de l'Association française des professionnels de la géothermie (AFPG). La géothermie profonde calogène exploite quant à elle des nappes d'eau souterraines (aquitaines) pour alimenter des réseaux de chaleur, la production de chaleur ayant atteint 2,3 TWh la même année. Enfin, la géothermie profonde électrogène, destinée à la production d'électricité, concerne principalement les zones volcaniques ou de fractures profondes pour une production marginale de 0,1 TWh.

Malgré des spécificités techniques, organisationnelles, réglementaires et financières propres à chacune des trois filières, celles-ci partagent des atouts communs : énergie locale, renouvelable et décarbonée, production stable, prévisible et largement disponible sur le territoire. Leur développement reste cependant limité puisque les géothermies ne représentent que 1 % de la consommation finale de chaleur en France. Il est freiné par des contraintes de diverse nature malgré des soutiens publics significatifs en 2024, évalués par la Cour à 123 M€ pour la géothermie profonde et 110 M€ pour la géothermie de surface.

Des objectifs de développement des géothermies ambitieux

Les objectifs de développement de la géothermie inscrits au projet de PPE 3 sont particulièrement ambitieux.

La géothermie de surface fait apparaître un fort contraste entre ses atouts, qui n'ont pas d'équivalent sur le plan des émissions de gaz à effet de serre, de l'efficacité énergétique, de l'abondance des ressources ou de l'indépendance de approvisionnements, et la faiblesse de sa diffusion. Le triplement de la production de chaleur à l'horizon 2035 semble irréaliste alors que le potentiel important du logement collectif est peu exploité. Des perspectives positives existent. Elles reposent moins sur l'augmentation des subventions que sur leur priorisation, le desserrement de certaines contraintes réglementaires sur les forages et le développement d'outils organisationnels et juridiques permettant d'améliorer le fonctionnement du marché et de rentabiliser plus facilement les investissements.

La géothermie profonde est principalement utilisée pour alimenter des réseaux de chaleur urbain. Les projets, de dimension collective, sont portés par des maîtres d'ouvrage institutionnels (collectivités locales et leurs délégataires). Bien que la filière soit considérée comme mature et compétitive, elle reste exposée à plusieurs types de risque (échec du forage, ressource calorique insuffisante, incidents d'exploitation) et à des coûts d'investissement initiaux élevés (entre 11 et 16 M€ par projet). L'atteinte de l'objectif de 6 TWh de chaleur à l'horizon 2030 nécessite de surmonter plusieurs obstacles : les freins économiques liés à des investissements initiaux très élevés et aux incertitudes sur la ressource géologique ; l'adaptation de la filière à un doublement du rythme des projets ; ainsi que la lenteur des procédures administratives qui risquent de se renforcer à la suite de décisions récentes du Conseil d'État. Dans un souci d'efficience, la Cour recommande de réexaminer, en fonction de la compétitivité de la filière, la place des soutiens financiers (subventions ou avances remboursables du fonds chaleur ; prêts bonifiés de la Banque des territoires) et de mieux préciser la doctrine de couverture des risques. Un renforcement de la connaissance du sous-sol est également indispensable pour permettre un déploiement plus équilibré de la filière sur l'ensemble du territoire national.

Dans les outre-mer, un potentiel électrogène à valoriser

La géothermie profonde électrogène représente un potentiel limité en métropole. Bien que technologiquement prometteuse, elle pâtit de réticences suite à trois évènements sismiques survenus en Alsace. Son déploiement exige une conduite de projet exemplaire.

Dans les territoires ultramarins, la centrale électrogène de Bouillante en Guadeloupe produit une électricité décarbonée à un coût nettement inférieur à celui de la plupart des autres modes de production électrique. Pour exploiter le potentiel de la géothermie profonde électrogène outre-mer, qui est élevé (Antilles, La Réunion) et contribuer ainsi à l'autonomie et à la décarbonation énergétique de ces territoires, la Cour recommande de réviser le dispositif de couverture des risques de forage outre-mer.

Des innovations prometteuses pour accélérer le développement des géothermies et améliorer l'efficience des soutiens publics

Des innovations aujourd'hui matures, telles que les boucles d'eau tempérée à énergie géothermique ou l'extension des réseaux de chaleur au froid, offrent de réelles perspectives pour répondre aux besoins croissants de rafraîchissement des bâtiments induits par le changement climatique. Leur diffusion implique de finaliser le projet de cadastre géothermique. Parallèlement, la valorisation économique de la géothermie peut être renforcée par la diversification de ses usages à l'image du stockage thermique souterrain et de l'extraction de lithium des saumures géothermales. À moyen terme, ces évolutions pourraient contribuer à améliorer l'efficience des soutiens publics à la filière.

RECOMMANDATIONS

Recommandation n° 1. (DGEC, DGPR, 2026) Réhausser à 2 MW le seuil de la géothermie de minime importance pour la technique de géothermie sur sonde.

Recommandation n° 2. (Ademe, 2026) Définir la doctrine d’allocation du fonds de garantie en tenant compte du niveau de risque des projets de géothermie profonde

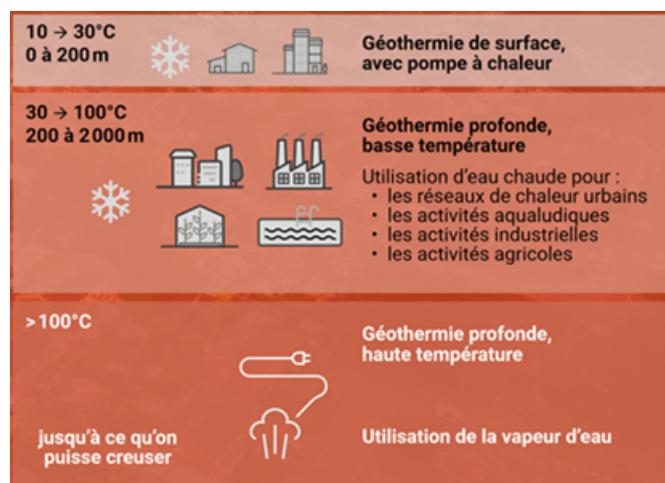
Recommandation n° 3. (DGEC, 2026) Réviser l’arrêté du 20 septembre 2016 pour améliorer le dispositif de couverture du risque de forage

INTRODUCTION

La géothermie rassemble les techniques permettant la récupération de l'énergie thermique contenue naturellement dans le sous-sol afin de l'exploiter soit directement sous-forme de chaleur ou de froid, soit comme moyen de production d'électricité et de chaleur ou de froid par cogénération. Cette énergie peut être valorisée de façon directe, par l'usage de pompes à chaleur (PAC) individuelles, ou par un réseau collectif de chaleur.

Dans son rapport sur la géothermie publié en 2013, la Cour rappelait l'existence de trois grandes catégories de géothermie, selon la température de la ressource valorisée et la profondeur d'exploitation : la géothermie de surface concerne essentiellement l'habitat individuel, le petit habitat collectif, et le tertiaire, et repose sur l'installation de pompes à chaleur individuelles et collectives. La géothermie profonde calogène, dite « basse température », correspond à l'exploitation par forage d'aquifères profonds principalement pour l'alimentation de réseaux collectifs de chaleur. Enfin, la géothermie profonde électrogène, dite « haute température », est orientée vers la production d'électricité et la cogénération et concerne principalement les zones volcaniques ou de fracture géologique profonde.

Schéma 1 : Les différentes formes de géothermie



Source : AFPG, étude de filière 2023

Reposant sur des technologies anciennes et diffusées partout dans le monde², la géothermie dispose de nombreux atouts : cette énergie est en effet locale, renouvelable, non intermittente, elle constitue un levier de décarbonation du mix énergétique³. En produisant du chaud et du froid renouvelables, elle contribue par ailleurs à l'adaptation au changement

² Cf les articles du Monde sur [la décarbonation de l'électricité au Kenya par géothermie](#) ou [le choix de la géothermie par l'Indonésie](#).

³ D'après Carbone 4, la géothermie de surface, à des profondeurs maximales de quelques centaines de mètres, serait sept fois moins carbonée que le gaz naturel et la géothermie profonde, seize fois moins carbonée.

climatique en permettant de faire face à des températures croissantes sans amplifier les îlots de chaleur urbains puisque la chaleur est rejetée dans le sous-sol.

La géothermie représente une faible part de l'énergie mondiale consommée. Cependant, des objectifs ambitieux de développement ont été fixés à l'échelle internationale. Créea lors de la COP 21 en 2015, l'alliance mondiale pour la géothermie s'est donnée pour objectif de multiplier par trois les capacités de production de chaleur et par six les capacités de production d'électricité à partir de cette source d'énergie. Dans un rapport publié en 2024, l'agence internationale de l'énergie portant sur [le futur de la géothermie](#) estime que la géothermie pourrait couvrir 15 % de la croissance de la demande mondiale d'électricité d'ici 2050.

Au niveau européen, le Parlement et le Conseil ont adopté respectivement en 2023 et en 2024 une [résolution](#) et des [conclusions](#) considérant que l'énergie géothermique est une source précieuse et locale d'énergie renouvelable capable de fournir de manière rentable de l'électricité et de la chaleur. Ils invitent la Commission à présenter une stratégie géothermique de l'Union visant à tripler la part de la demande d'énergie couverte par la géothermie d'ici 2030. Le plan d'actions de la Commission européenne est annoncé pour 2026.

En France, des objectifs chiffrés en matière de géothermie ont été fixés dès la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, notamment à travers la loi du 3 août 2009 et le plan national d'action en faveur des énergies renouvelables pour la période 2009-2020. Ils prévoyaient pour la géothermie profonde calogène une production de 2,0 TWh en 2011, portée à 5,8 TWh en 2020. Pour la géothermie de surface, les cibles étaient fixées à 12,7 TWh en 2011, et 21,5 TWh en 2020. S'agissant de la géothermie profonde électrogène, la production visée était de 1,8 TWh en 2011 puis 4,8 TWh en 2020⁴. Ces objectifs n'ont pas été atteints et ont été revus à la baisse et recentrés sur la production de chaleur dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), définie par le [décret du 21 avril 2020](#).

Dans le contexte de crise énergétique liée à la guerre en Ukraine, un nouvel élan en faveur du développement de la géothermie s'est amorcé en France. Depuis décembre 2023, un [plan national d'action pour accélérer le développement de la géothermie](#) est porté par le ministère de la transition énergétique. Dans son discours de politique générale, ainsi que dans le cadre du débat au Parlement sur la souveraineté énergétique de la France en juin 2025, le Premier ministre soulignait le « *réservoir inépuisable de calories gratuites sous nos pieds* » dans le cadre d'une politique publique visant à une « *énergie décarbonée accessible à tous* ».

Au regard de ces ambitions, la ressource reste peu exploitée. En 2023, les solutions géothermiques ne représentaient que 1 % de la consommation finale de chaleur (environ 6 TWh de chaleur renouvelable géothermique)⁵ et 5,5 % de l'énergie entrante des réseaux de chaleur (environ 2 TWh)⁶. La géothermie de surface, en particulier, est à la peine. Le nombre de PAC géothermiques vendues au cours des trois dernières années est six fois inférieur au pic des années 2005 à 2008. S'agissant de la géothermie profonde calogène, la France se situe au deuxième rang européen pour la production de chaleur mais les installations restent, pour l'essentiel, concentrées en Île-de-France, où elles exploitent l'aquifère du Dogger, au sein d'un vaste bassin sédimentaire principalement constitué de calcaire, située entre 1 600 et 1 800 m de profondeur sur une surface de 15 000 km²⁷. Quant à la géothermie profonde électrogène, les

⁴ Cour des comptes, Contrôle de la politique publique en faveur de la géothermie, 2013, p. 7 et s.

⁵ SGPE, Mieux produire, La planification écologique dans l'énergie, juin 2023, p. 21.

⁶ Fedene, Enquête des réseaux de chaleur et de froid, 2024, p. 26.

⁷ BRGM, Ademe, [La géothermie et les réseaux de chaleur](#), 2010, p. 12.

opérations de forage sont aujourd’hui à l’arrêt en Alsace, à la suite de séismes. [Dans un récent rapport](#), le BRGM reconnaît le potentiel géothermique des Outre-mer, mais le qualifie de dormant.

C’est ce contraste entre le potentiel de la géothermie, ses avantages théoriques considérables et sa faible mobilisation que la Cour examine dans ce rapport. Les trois types de géothermie renvoient à des technologies, des circuits organisationnels et des dispositifs de soutien distincts à l’exception du fonds chaleur. Alors que la géothermie profonde est concentrée dans les mains de quelques opérateurs, la géothermie de surface repose sur un marché éclaté, composé d’une centaine de petites et moyennes entreprises agissant localement. La géothermie de surface s’adresse aux particuliers et au secteur tertiaire alors que la géothermie profonde vise des maîtres d’ouvrages institutionnels (collectivités et délégataires). Les enjeux de développement territorial diffèrent également : les installations de géothermie, qu’elles soient de surface ou profonde, sont à ce jour majoritairement implantées en métropole, en particulier en Île-de-France. En revanche, la géothermie électrogène représente un enjeu pour les territoires d’Outre-mer.

Dans ces conditions, la Cour a analysé chacune de ces trois filières séparément, mais à partir d’un jeu commun de questions : Pour continuer à accroître la production sans provoquer de dérive budgétaire, des réorganisations des soutiens sont-elles envisageables ? Les obstacles réglementaires et administratifs peuvent-ils être levés ? Des modes d’organisation et de financement plus performants peuvent-ils être développés ? À l’issue de son instruction, la Cour observe que la géothermie de surface ne tient pas toutes ses promesses en raison de l’absence de prise en compte des économies de long terme et d’un dispositif d’aides complexe et peu centré sur les opérations collectives (Partie 1). Le développement de la géothermie profonde reste entravé par des obstacles économiques persistants, particulièrement dans les zones géologiquement moins explorées, ainsi que par la complexité et la lenteur des procédures administratives (Partie 2). Des innovations peuvent contribuer à améliorer le développement de la géothermie et rendre plus acceptable la géothermie électrogène sous réserve d’adapter les soutiens publics (Partie 3).

1 LA GEOTHERMIE DE SURFACE : ADAPTER LES OBJECTIFS ET LES DISPOSITIFS AUX MARCHES POTENTIELS

La première des utilisations de la chaleur du sol est dite « de surface », car elle est fondée sur la récupération de calories situées à faible profondeur⁸.

Les caractéristiques principales de la géothermie de surface

Plusieurs techniques peuvent être utilisées. On parle de géothermie sur nappe lorsque de l'eau souterraine est remontée mécaniquement jusqu'à la surface, où son énergie calorifique est exploitée, avant que le liquide ne soit rejeté, refroidi, en profondeur, en quantité égale au prélèvement initial. Lorsque des réserves phréatiques ne sont pas disponibles, on a recours à des dispositifs de géothermie sur sonde, qui font circuler à l'intérieur d'un circuit fermé un fluide calogène qui va chercher les calories du sous-sol. Dans certains cas, on peut se contenter de recourir aux ressources thermiques situées à très faible profondeur (depuis un jusqu'à quelques mètres, contre plusieurs dizaines, en général, dans les deux solutions précédentes), soit que l'on installe des échangeurs compacts, dont les corbeilles, sous les maisons ou à leur proximité immédiate, soit que l'on profite d'un terrain adjacent suffisamment étendu pour y déployer des échangeurs horizontaux.

Alors que la géothermie profonde, abordée dans la deuxième partie de ce rapport, valorise la chaleur provenant indirectement du magma terrestre central⁹, qui a une température très élevée, la géothermie de surface s'appuie sur l'accumulation du rayonnement solaire dans le sol, qui permet, à partir de quelques dizaines de mètres de profondeur, de disposer d'énergie calorifique à une température constante dans l'année, de 12 degrés en moyenne sur le territoire national, augmentant modérément du nord au sud. En plus du dispositif permettant de faire circuler le fluide calogène entre le sous-sol et la surface, il est donc indispensable d'adoindre à l'installation une pompe à chaleur, machine thermodynamique qui permet, à l'inverse du processus naturel, de prélever des calories dans une source froide, l'eau ou le fluide calogène remontant du sous-sol, pour les faire passer dans le circuit de chauffage, où l'eau est à 35-40 degrés ou plus. L'été, il est possible d'exploiter directement la température du sol pour refroidir le logement.

Les atouts intrinsèques remarquables de cette source de chaleur n'ont cependant produit, jusqu'à présent, que des résultats très modestes, de sorte que l'on peut parler de promesses encore non tenues (1.1). Ces réalisations décevantes sont dues à des obstacles économiques, tenant à la mauvaise répercussion des économies de fonctionnement induites par la géothermie, organisationnelles et juridiques considérables (1.2), mais également à des freins dus à un système de soutien complexe et insuffisamment priorisé, à des pesanteurs règlementaires, ainsi qu'à un manque d'outils adaptés au développement de cette technique dans le secteur collectif,

⁸ L'annexe n° 1 présente les principales caractéristiques de la géothermie de surface.

⁹ L'essentiel du flux de chaleur terrestre provient de la désintégration radioactive d'isotopes instables présents dans les roches terrestres, ainsi que du lent refroidissement du noyau et du manteau. La chaleur magmatique est une source de chaleur importante dans les régions volcaniquement actives.

contraintes qu'il serait possible, à faible coût mais dans une certaine mesure seulement, de lever (1.3).

1.1 Des promesses non tenues

1.1.1 Des performances énergétiques, environnementales et d'intégration dans le bâti difficiles à égaler

Le premier des avantages de la géothermie de surface tient à son efficacité énergétique. Celle-ci découle d'abord des coefficients de performance élevés, qui se traduisent par une production de chaleur pouvant équivaloir à quatre fois la quantité d'électricité consommée (annexe n° 2). Lorsque la production de froid est possible, soit que l'on dote l'installation d'une thermo-frigo-pompe¹⁰ ou d'une pompe à chaleur réversible, soit que l'on se contente de diffuser dans le bâtiment le froid passif issu du sous-sol par *geocooling*, ces ratios augmentent encore sensiblement¹¹. Ces atouts sont renforcés par le fait que la durée de vie des installations est longue, 50 ans pour les ouvrages en sous-sol, 25 pour ceux qui sont en surface, selon l'ADEME.

Le deuxième facteur positif est l'autonomie énergétique associée à cette production non dépendante d'importations. Une note du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) produite au début de la guerre d'Ukraine montre ainsi que le déploiement à grande échelle de la géothermie, si elle parvenait à se substituer à la moitié des chaudières à gaz arrivant en fin de vie au cours des vingt prochaines années dans les maisons individuelles, économiserait l'équivalent de la moitié des importations de gaz russe de 2021.

Le troisième atout est la réduction des émissions de gaz à effet de serre. En moyenne, la géothermie produit 17 grammes de gaz carbonique par kilowattheure thermique. C'est, selon le BRGM, quatre fois moins que l'électricité produite en France, 14 fois moins que le gaz et 19 fois moins que le fioul¹². Il convient toutefois de tenir compte, à l'inverse, des émissions provoquées par les fluides frigorigènes à effet de serre qui font fonctionner les pompes à chaleur (cf. Annexe n° 1).

Quatrième caractéristique positive, il s'agit d'une énergie renouvelable, puisqu'en dernier ressort le rayonnement solaire stocké sous forme d'énergie thermique dans le sol est récupéré. Parmi les contraintes qui imposent dans certains cas une limitation des forages, sont à relever la puissance de l'installation, qui peut provoquer un abaissement limité et local de la température du sous-sol, et la capacité des ressources phréatiques à fournir un débit suffisant, lorsqu'on a eu recours à la géothermie sur nappe.

¹⁰ Pompe à chaleur pouvant produire simultanément le chaud et le froid.

¹¹ Thermo-frigo-pompe, coefficient de 7 à 9, pompe à chaleur réversible en mode froid, coefficient de 5 à 7, *geocooling*, entre 30 et 40. Ce dernier chiffre, élevé, s'explique par le fait que, dans ce cas, le froid est diffusé sans que la pompe à chaleur ait à fonctionner.

¹² BRGM, *La géothermie*, 2024. La même source précise que les performances, tout en restant élevées, sont moindres s'agissant d'immeubles collectifs : 45 g CO₂/KWh, soit 1/4, 1/5 et 1/7 par rapport à l'électricité, au gaz et au fioul.

Enfin, une installation géothermique de surface ne se voit pas et n'a aucun échange avec le milieu immédiatement environnant. C'est un avantage par rapport aux pompes à chaleur aérothermiques « air-air » qui, lorsqu'elles sont individuelles (qui diffusent à l'intérieur du logement un air refroidi l'été et réchauffé l'hiver), apparaissent en façades. C'est également un atout par rapport aux pompes aérothermiques collectives pour le bâtiment (« air-air » ou « air-eau »), alimentant dans ce dernier cas un système de radiateurs ou de sol chauffant), qui demandent qu'un espace conséquent leur soit réservé, soit sur le toit, ce qui n'est pas toujours possible, soit à côté de la maison ou de l'immeuble, mais avec l'inconvénient du bruit des hélices qui aspirent l'air et des îlots de chaleur que les rejets chauds peuvent occasionner l'été dans les zones denses. Dans de nombreux cas, l'alternative de l'installation de panneaux solaires n'est pas possible, faute de place.

1.1.2 Des résultats concrets décevants et inégaux

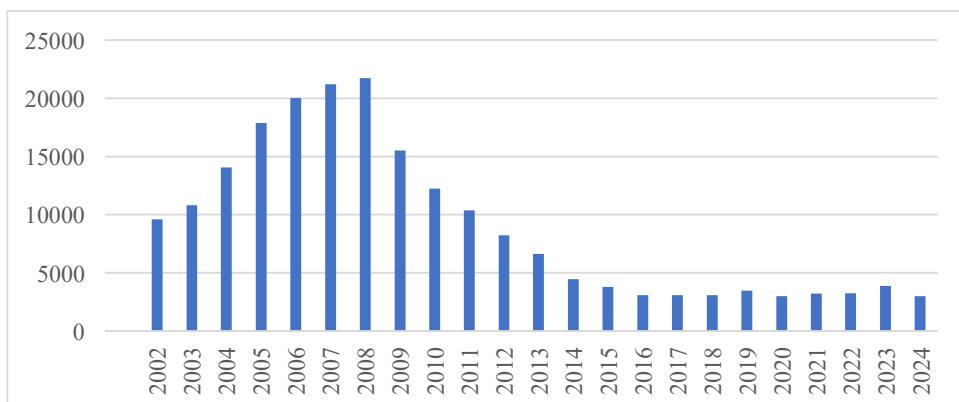
1.1.2.1 Un nombre d'installations difficile à connaître avec précision, mais faible

Il n'existe pas de statistique fiable représentative du nombre d'installations géothermiques (forage et pompe à chaleur associée) créées et en fonctionnement.

Des statistiques d'installations géothermiques sont établies conjointement par l'Ademe, le BRGM et les fédérations professionnelles à partir de déclarations de forage, qui ne sont pas nécessairement exhaustives, car certains n'entrent pas dans le cadre du régime légal des mines ou ne sont pas déclarés. En rythme annuel de création, elles sont passées d'environ 200 en 2015 à plus de 1 850 en 2023, avant de se replier à 1 500 environ en 2024. Cette évolution apparaît plus dynamique en tendance, mais plus faible en valeur, que celle des ventes de pompes à chaleur géothermique, étant observé qu'à un forage peuvent être associés plusieurs PAC, mais que l'inverse est également possible.

Ainsi, sans préjudice d'explications détaillées dans la partie 1.3.3, les ventes de pompes à chaleur géothermiques, après un pic entre 2006 et 2008, ont nettement décrû jusqu'à un niveau faible, dont elles ne parviennent pas à décoller.

Graphique n° 1 : Ventes de pompes à chaleur géothermiques dans le secteur individuel depuis 2002



Source : Observ'ER

Ces volumes sont très inférieurs à ceux de leurs concurrentes aérothermiques : en 2023 et 2024, alors que respectivement 3 970 et 3 005 appareils géothermiques étaient écoulés, se vendaient respectivement 302 970 et 180 670 pompes à chaleur « air/eau », soit, environ, entre 60 et 100 fois plus. Les modèles « air/air », qui, il est vrai, ne sont pas toujours utilisés pour le chauffage, sont encore bien davantage vendus : 865 940 en 2023 et 757 850 en 2024.

La somme de l'énergie totale produite par les pompes à chaleur géothermiques montre, selon les calculs de l'Association française des professionnels de la géothermie (AFPG), une très nette prédominance du marché des particuliers (82 %) par rapport au tertiaire (11 %), au collectif (4 %) et au secteur industriel (3 %).

1.1.2.2 Un développement limité en France par rapport aux autres pays

Les statistiques françaises sont supérieures à celles de nombreux pays européens, notamment du sud, mais très en-dessous de celles de ceux du nord du continent et de ses pays montagneux.

Tableau n° 1 : Marché de la pompe à chaleur géothermique, en nombre d'unités vendues et, au total, en proportion par rapport au total aéro- plus géothermique, 2023¹³

Pays	Nombre d'unités de pompes à chaleur géothermiques vendues en 2023	Proportion du nombre total des pompes géothermiques en fonctionnement par rapport au total géo- plus aérothermique
Suède	35 470	29,7 %
Allemagne	24 979	29,2 %
Autriche	5 911	44,3 %
Pays-Bas	26 563	6,7 %
France	3517	1,6 %
Italie	781	0,1 %
Espagne	531	0,1 %

Source : Eurobserv'ER

Ces résultats très contrastés s'expliquent par des raisons climatiques. Alors que les pompes à chaleur aérothermiques ont du mal à fonctionner lorsque les températures sont très basses (cf. Annexe n° 1), elles sont, en revanche, surtout lorsqu'elles sont « air/air », particulièrement adaptées à une utilisation prédominante pour la climatisation. Ils n'excluent cependant pas d'autres facteurs liés aux politiques énergétiques suivies dans ces pays et à la

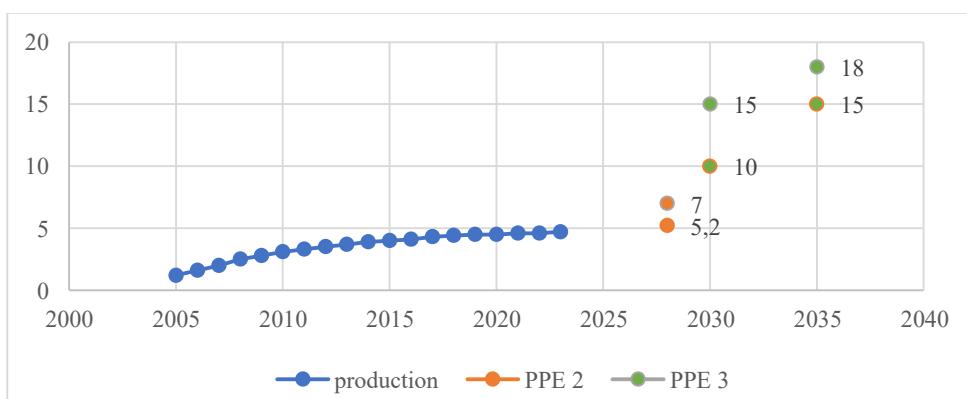
¹³ Ces statistiques, plus anciennes que celles du tableau n° 1, diffèrent pour le chiffre des ventes en France

structure historique du parc d'installations de chauffage individuel (importance relative du chauffage électrique).

1.1.2.3 Une production de chaleur d'origine géothermique de surface très en-deçà des objectifs

Alors que le rythme de progression de la production de chaleur géothermique ne cesse de ralentir, à 4,7 TWh en 2024, les objectifs que fixent la PPE 2, et surtout le projet de PPE 3, sont très ambitieux. Il faudrait ainsi, à l'échéance 2035, au moins tripler le niveau actuel, pour arriver entre 15 et 18 TWh. Cela ne semble pas réaliste au vu du graphique ci-dessous, sauf évolutions rapides et de grande portée dans les toutes prochaines années.

Graphique n° 2 : Production annuelle de chaleur à partir de géothermie de surface et objectifs des PPE 2 et 3, en TWh/an



Source : AFPG

1.2 De multiples difficultés économiques, organisationnelles et juridiques

1.2.1 Des coûts moyens relativement compétitifs, mais une valorisation des gains qui apparaît contrariée

Si les données de coûts complets moyens publiées par l'Ademe semblent au premier abord montrer que ceux de la géothermie de surface se comparent de façon globalement équilibrée avec ceux des énergies concurrentes (1.2.1.1), une étude plus approfondie fait ressortir que des dépenses supplémentaires importantes sont à prendre en compte pour la première dans de nombreux cas (1.2.1.2), que la structure des coûts qui en résulte est marquée par un investissement initial très élevé (1.2.1.3), et que la préférence naturelle pour le court terme, mais aussi l'organisation du marché immobilier dans beaucoup de ses segments, interdisent que l'avantage de dépenses de fonctionnement réduites puisse être pris en compte au moment de la décision de s'équiper en système de chauffage (1.2.1.4).

1.2.1.1 Des coûts complets moyens apparemment comparables ou avantageux par rapport aux systèmes concurrents

L'Agence de la transition écologique (Ademe) calcule régulièrement les coûts complets actualisés hors aides publiques, c'est-à-dire intégrant le prix de l'investissement initial (forage plus pompe à chaleur pour la géothermie), mais aussi celui du fonctionnement sur une longue période, d'une large gamme de systèmes de chauffage. Les tableaux ci-dessous reprennent les derniers résultats comparatifs disponibles de ces LCOE (*levelized cost of energy*, coût actualisé de l'énergie) pour le chauffage des bâtiments individuels et collectifs¹⁴.

Tableau n° 2 : Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage domestiques centralisé en 2022, en euro 2022 TTC par MWh

Système de chauffage		Coût moyen
Géothermie de surface	PAC ¹⁵ eau glycolée / eau sur capteurs horizontaux	130
	PAC eau glycolée / eau sur capteurs compacts	137
	PAC eau glycolée sur sonde verticale	142
	PAC eau / eau sur eau de nappe	162
<i>Aérothermie PAC air / eau</i>		135
<i>Chaudière à buches</i>		106
<i>Chaudière à granulés</i>		199
<i>Système solaire combiné</i>		164
<i>Chaudière à gaz</i>		125

Tableau n° 3 : Comparaison des LCOE des systèmes de chauffage dans le collectif et tertiaire en 2022, en euro 2022 TTC par MWh

Système de chauffage		Coût moyen
Géothermie de surface	Géothermie sur champ de sondes < 250 kW	127
	Géothermie sur aquifères superficiels (90-500 kW)	97
<i>Chaudière au gaz, de moins de 500 kW et de 500 à 3000 kW</i>		94 et 81
<i>Solaire thermique (15 à 500 m²)</i>		159
<i>Chaudière biomasse < 500kW plaque, < 500kW granulés, de 500 à 3000kW</i>		188, 159, 103

Source : Ademe, *Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération entre 2021 et 2022, 2025*.

¹⁴ Hors prise en compte du rafraîchissement ou refroidissement.

¹⁵ Pompe à chaleur

À la lumière de ces données, il apparaît que la géothermie de surface, si elle entraîne des coûts nettement plus élevés que les poêles à bûches individuels, n'est, dans certaines de ses versions, que légèrement plus onéreuse que le gaz et l'aérothermie, et est nettement plus économique que le solaire, ainsi que la plupart des systèmes faisant appel à la biomasse.

Toutefois, cette comparaison ne porte ici que sur des coûts moyens, alors que l'on a affaire à une série de données aux caractéristiques étagées. Cet étalement des coûts réels fait à la fois apparaître des plages de données plus favorables, mais aussi moins avantageuses. Pour avoir une appréhension plus exacte de la réalité des coûts, il serait donc utile que l'ADEME, comme elle l'a fait dans le passé, publie, en plus de leur valeur moyenne, les fourchettes dans lesquelles ils se répartissent.

1.2.1.2 Des investissements supplémentaires importants à prendre en compte dans certains cas

Les statistiques LCOE de l'Ademe ne couvrent que les coûts directs du système de production de chaleur, sans prendre en compte les émetteurs (radiateurs ou autres). Or, les pompes à chaleur, géothermiques comme aérothermiques, fonctionnent à partir de sources d'énergie de faible intensité, et n'atteignent donc le rendement favorable qui les caractérise que si la température de l'eau circulant dans le système d'émission de chaleur est modérée, de l'ordre de 40 à 45 degrés, alors que le chauffage central traditionnel (fioul ou gaz) fonctionne à des températures pouvant atteindre 70 à 80 degrés (cf. Annexe n° 1).

Cette différence n'emporte que des conséquences modérées dans le cas de constructions neuves ou de rénovations complètes de bâtiments, où tous les équipements sont changés. Elle pèse en revanche lourd lorsqu'il s'agit simplement, pour un particulier notamment, de renouveler une chaudière arrivant en fin de vie. Dans ce cas fréquent, passer à une pompe à chaleur peut impliquer de démanteler le système d'émetteurs existant et de le remplacer par des radiateurs à basse température (d'une forme différente et d'une surface plus importante), voire, ce qui est la solution la plus efficace, par un plancher chauffant. Aux coûts élevés auxquels il faut faire face s'ajoute le désagrément d'avoir à remodeler tout son intérieur. On annonce, certes, l'arrivée de pompes à chaleur à haute température qui pourraient pallier ces inconvénients, mais le recul manque aujourd'hui pour apprécier, à grande échelle, la réalité des services qu'elles peuvent apporter rapportés à leur coût.

Il en va de même de la production de froid. La prévoir améliore l'efficacité de l'installation, comme examiné plus en détail dans la partie 3.1.1, mais oblige, soit à se contenter de *geocooling*, moins efficace en cas de température extérieure élevée, soit à investir dans des pompes à chaleur plus dispendieuses, voire à s'équiper d'un circuit de froid dédié s'appuyant, non sur des radiateurs, mais sur des ventilo-convection.

1.2.1.3 Une structure des coûts dissymétrique

La géothermie de surface se caractérise par des coûts d'investissement initiaux élevés (surtout les forages, mais également les circuits de distribution des fluides et la pompe à chaleur), mais des frais de fonctionnement très faibles, grâce à son bon rendement énergétique

Cette dissymétrie décourage de nombreux investisseurs, compte tenu des incertitudes qui pèsent toujours sur le futur.

La géothermie est, au stade de l'investissement, beaucoup plus onéreuse que ses concurrentes¹⁶. Les LCOE calculés par l'Ademe sur une période de référence de vingt ans, hors subventions, donnent, pour les particuliers, les moyennes reprises dans le tableau ci-dessous. Seuls les panneaux solaires présentent un déséquilibre aussi fort entre CAPEX et OPEX¹⁷. Cette répartition s'observe également, dans une mesure à peu près équivalente selon l'Ademe, pour les systèmes géothermiques employés dans le collectif, le tertiaire et l'industrie¹⁸.

Graphique n° 3 : Montant et part dans les LCOE totaux des CAPEX de quelques systèmes de chauffage individuels en 2022, en euros 2022 TTC par MWh, en euro TTC courants et en pourcentage

Système de chauffage	CAPEX en euros 2022 TTC par MWh	CAPEX en euros 2022 TTC	Part des CAPEX par MWh dans le LCOE total, en %
Pompe à chaleur air/eau	56	12 217	41,5
Poêle à bûches	30	4520	27,5
Pompe à chaleur géothermique ¹⁹	86	29 080	60,6
Chaudière à gaz individuelles	15	-	12
Radiateurs électriques	14	-	4,8

Source : Ademe, *Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération, 2024*

1.2.1.4 Des difficultés à assurer le bénéfice, pour l'investisseur, des économies à long terme

Même si les moindres coûts de fonctionnement inscrits sur les abaques des constructeurs devraient dans certains cas, en partie et progressivement, rattraper le haut niveau des dépenses initiales, dans la pratique, de nombreux obstacles s'y opposent.

Cela ne peut pas être le cas, sauf exception, des résidences secondaires (9,8 % du parc résidentiel total²⁰) et cela peut jouer négativement dans les régions les plus chaudes, où l'hiver est particulièrement clément.

Il faut ensuite que les détenteurs des biens immobiliers pendant les dix à vingt-cinq ans nécessaires pour rattraper les coûts initiaux (sous réserve de l'« effet rebond » consistant à utiliser davantage, un système plus efficace) soient les mêmes que ceux qui ont pris, au début, la décision d'investir dans la géothermie. À défaut, il est nécessaire que les mécanismes du

¹⁶ Cf. aussi partie 2.

¹⁷ OPerating EXpenditures.

¹⁸ Part des CAPEX par MWh dans le LCOE total égale à 60,2 % pour les pompes à chaleur géothermiques sur aquifère de 90 à 500 kW. Ademe, *Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération, 2024*.

¹⁹ À eau glycolée sur sonde verticale (7-8 kW)

²⁰ Insee, *Le parc de logements au 1^{er} janvier 2024*, Insee focus 332.

marché immobilier permettent de transmettre ces signaux de prix. C'est là que se situent les principales difficultés.

Les promoteurs et aménageurs à l'origine des programmes de constructions destinées à la vente (logements ou bureaux) cherchent avant tout à contenir les coûts et donc le prix de commercialisation au mètre carré. Les éventuelles économies promises sur le chauffage seraient plus difficiles à valoriser, souvent diluées dans des estimations de charges globales.

De même, le marché de la location ne valorise les moindres charges de chauffage que de façon subsidiaire. Lorsque, comme c'est le cas dans le logement social (15,9 % des résidences principales²¹), le propriétaire l'est à très long terme et qu'il serait théoriquement à même de faire des arbitrages en faveur de la géothermie favorisant en dernier ressort les bénéficiaires du parc, les règles qui s'imposent à lui l'obligent à ne facturer aux locataires que le coût de fonctionnement du chauffage, sans pouvoir répercuter le prix de l'investissement²², ce qui place les organismes concernés, dont les finances sont contraintes, devant des surcoûts difficilement amortissables²³.

La situation la plus favorable est donc celle des particuliers construisant ou rachetant pour une rénovation complète une maison individuelle de taille modeste²⁴. C'est d'ailleurs là que se font la majorité des opérations de géothermie de surface²⁵. C'est paradoxal, dans la mesure où le coût des forages ne peut pas, dans ce cas, être réparti sur plusieurs utilisateurs comme dans les projets collectifs. Même dans ce cas de figure, cependant, les obstacles potentiels sont importants, soit, notamment, que le propriétaire n'ait pas l'intention de conserver son bien à long terme, soit qu'il veuille le louer.

1.2.2 Une maturité industrielle et une notoriété faibles

Il s'agit, selon toutes les analyses du secteur, du deuxième motif de difficulté.

Sont identifiées en premier lieu des difficultés objectives. Ainsi, dans [une étude de 2022 sur les pompes à chaleur dans le logement collectif](#), il est relevé le manque de règles de l'art claires et partagées pour encadrer les pratiques, tant pour le dimensionnement que pour l'exploitation des installations, l'insuffisance des retours d'expérience et les capacités limitées de formation et de recrutement. L'Ademe souligne l'absence fréquente d'offres standardisées « clefs-en-mains » destinées aux particuliers, tout en attirant l'attention sur la rareté des

²¹ Statistiques.developpement-durable.gouv.fr

²² L'article L. 442-3 du code de la construction et de l'habitation renvoie au décret n°82-955 du 9 novembre 1982. Seules les charges décrites dans ce décret peuvent être récupérées auprès de l'occupant locataire par le propriétaire bailleur, dans la mesure où la liste mentionnée au décret revêt un caractère exhaustif et limitatif (Rép. min, n° 30789, JOAN du 1er janvier 1996, Cass., 3e civ., 10 mars 1999, Cass., 3e civ., 2 mars 2017, 15-19418).

²³ Cela n'empêche pas des projets ponctuels, comme à Dijon (projet Orvitis pour 76 logements), à Rodez (24 logements) ou à Lens (170 logements), tous rendus possibles grâce à des subventions publiques et qui ont tous été confrontés à des difficultés. Union sociale pour l'habitat, *Repères n° 141, Les géothermies : opportunités et retours d'expérience pour le parc social*, novembre 2024.

²⁴ On peut également citer les collectivités et les entreprises qui investissent sur leurs sites, ainsi que les bâtiments patrimoniaux.

²⁵ Cf. § 1.1.2.

foreurs²⁶. Elle met aussi l'accent sur la nécessité de déclencher des « effets de filière », où les entreprises peuvent développer, par région, des solutions adaptées au contexte géologique. Plus généralement, comme le relève le Haut-Commissariat au plan dans le [rapport qu'il a consacré en octobre 2022 à la géothermie de surface](#), le tissu industriel reste caractérisé par une offre insuffisante, hors d'état de répondre aux objectifs ambitieux de la Programmation pluriannuelle de l'énergie et en-deçà du seuil qui permettrait de développer partout des solutions éprouvées et d'enclencher un cycle vertueux de baisse des coûts unitaires.

Non moins importante, même si elle est corrélative à ces difficultés, est, en second lieu, l'insuffisante connaissance, par le public, mais également par les professionnels concernés, des solutions existant d'ores et déjà sur le marché. C'est, en outre, la confiance dans leur capacité à résoudre à coup sûr les problèmes qui fait parfois défaut. L'Ademe, dans sa feuille de route relative à la géothermie, relève ainsi le manque de visibilité de cette technique, ainsi que le fait, plus regrettable encore, que les bureaux d'étude, qui prescrivent en général les travaux, sont peu au fait de ses préconisations d'application. À partir de ce constat, une initiative récente de cette agence permet de suivre en vie réelle un échantillon de cent pompes à chaleur, dont dix géothermiques, fonctionnant dans cinq régions, et de tirer ainsi, sur des données réelles, des enseignements précis, tant sur les efficacités comparées des systèmes de chauffage et de froid que sur les bonnes et les mauvaises conditions de leur mise en œuvre. Les tout premiers résultats de cette étude au long cours, que la Cour a pu consulter dans le cadre de son enquête, confirment la supériorité, en moyenne, du rendement des pompes géothermiques par rapport aux aérothermiques, à condition que les systèmes d'émetteurs soient correctement dimensionnés. Ils mettent en évidence l'importance de la loi d'eau²⁷ pour la performance d'ensemble²⁸. Il serait néanmoins souhaitable d'étendre l'échantillon, les dix pompes géothermiques réparties dans cinq régions peinant à refléter la diversité des cas réels. Il conviendra, lorsque les leçons tirées de ces observations seront pleinement confirmées, de les diffuser largement, notamment auprès des professionnels.

1.2.3 Certaines limites techniques difficiles à dépasser

Un forage requiert une machine volumineuse, haute (pour positionner les conduites à introduire dans le sous-sol) et accompagnée d'autres matériels et stocks. La place nécessaire pour la déployer est évaluée par les professionnels à environ 1 000 m², comme présenté à l'annexe 2. Ce n'est pas toujours possible, ni dans les centres urbains très denses ni pour beaucoup de maisons entourées d'une petite surface de terrain. Des solutions ont été développées pour pallier ces difficultés, comme l'utilisation des parkings souterrains dans les villes²⁹, des pieux de fondation pour les immeubles neufs, ou bien le recours, pour des maisons petites et très bien isolées, à la technique des corbeilles³⁰, qui produisent moins de chaleur mais

²⁶ Ademe, *Contribution à la feuille de route nationale géothermie*, novembre 2022.

²⁷ Règle de régulation établissant la relation optimale entre la température de l'eau de chauffage envoyée dans les émetteurs et celle de l'extérieur. Il ressort de ces premiers résultats que l'efficacité diminue quand la température de l'eau augmente.

²⁸ Ademe, *Campagne de mesure sur les pompes à chaleur en résidentiel individuel*, 2025.

²⁹ [De la géothermie dans un parking parisien, une - Ville de Paris, <https://www.parishabitat.fr/a-la-une/une-premiere-en-france-des-panneaux-geothermiques-sans-forage/>](https://www.parishabitat.fr/a-la-une/une-premiere-en-france-des-panneaux-geothermiques-sans-forage/) et AFPG, *la filière géothermique en 2023*.

³⁰ Cf. § 1.1.1. Les corbeilles ne nécessitent pas de machine de forage mais une pelleteuse moins encombrante.

sont réalisables avec des moyens beaucoup moins exigeants en espace. Leur emploi n'est cependant pas toujours possible et le recul manque dans certains cas pour en apprécier l'efficacité. Quoique cette contrainte soit nettement moins pénalisante que la précédente, il faut également, comme, il est vrai, dans beaucoup de solutions concurrentes, de l'espace dans les bâtiments pour loger les pompes et la tuyauterie nécessaire. Dans un autre ordre d'idées, il convient que l'enveloppe de la construction permette une isolation suffisante pour que la géothermie de surface soit efficace.

1.3 Des freins à lever pour faire moins dépendre le développement de cette source de chaleur des soutiens budgétaires

1.3.1 Un cadre réglementaire pour la construction et la rénovation immobilières aux implications de long terme

Les politiques publiques, dans le domaine de la construction et de la rénovation des bâtiments, ne visent pas à développer particulièrement tel ou tel moyen de chauffage ou de climatisation, mais à atteindre des résultats généraux en termes d'économies d'énergie et de réduction d'émissions de gaz à effet de serre. Ce cadre, renforcé au cours des années récentes, peut en revanche avoir des effets, dans l'ensemble positifs, mais parfois négatifs, sur le développement de la géothermie, que les développements qui suivent ont pour but d'éclairer, sans qu'il soit cependant encore possible de tirer des conclusions précises et définitives.

1.3.1.1 Des avantages comparatifs légèrement renforcés pour les constructions neuves et la rénovation

Alors que la précédente réglementation thermique régissant ce domaine, datant de 2012, ne visait qu'à diminuer la consommation d'énergie primaire et ne comportait pas, en particulier, de dispositions sur le carbone, il en va tout autrement de la RE2020, entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2022. Celle-ci³¹ vise en effet à réduire, en premier lieu, l'impact carbone des bâtiments neufs, en calculant celui-ci, non seulement sur une estimation des émissions pendant leur cycle de vie, calculé sur 50 ans, mais également sur celles qui ont été occasionnées par la fabrication et la mise en place de leur structure et de leurs équipements. Elle s'attache ensuite à la performance énergétique, en mesurant la consommation totale d'énergie primaire³², mais également la fraction de celle-ci qui provient des énergies non renouvelables. Elle prend enfin

³¹ Décret n° 2021-1004 du 29 juillet 2021 relatif aux exigences de performance énergétique et environnementale des constructions des bâtiments en France métropolitaine, arrêté du 4 août 2021. Les bases légales sont inscrites dans le code de la construction et de l'habitation aux articles L. 171-1, R. 172-1 à R.172-9.

³² Avec des coefficients de conversion qui défavorisent l'électricité (coefficients de 2,3) par rapport aux énergies renouvelables comme le bois ou la géothermie (coefficients de 1).

en compte, fait nouveau également, un besoin de confort minimum en été, en mesurant le nombre de degré-heures dépassant un seuil de température intérieure³³.

Il est clair que ces dispositions vont avoir pour effet de décourager fortement toutes les énergies non renouvelables. Dans la compétition désormais pour l'essentiel restreinte aux énergies renouvelables et à l'électricité, le bois souffre du plafonnement de sa ressource, du moins pour les *pellets*, tributaires de l'accroissement des capacités de production nationales. Entre l'aérothermie et la géothermie, il est difficile, en revanche, de porter un diagnostic. Les deux systèmes bénéficient de performances énergétiques et de CO₂ favorables. Ils permettent de traiter la question du froid. La supériorité du rendement du second, atténué par la prise en compte des émissions entraînées par le forage, est à confronter à l'avantage de coût du premier, renforcé par les obligations d'isolation qui vont réduire les besoins de chauffage et donc l'avantage de long terme des charges de fonctionnement minorées de la géothermie. Les multiples contraintes croisées examinées dans les parties 1.1 et 1.2 introduisent des incertitudes supplémentaires. Sur tous ces points, seule la pratique permettra d'établir leur poids respectif.

À cet égard, les premiers résultats disponibles font, certes, encore état d'une diffusion marginale de la géothermie de surface. Les pompes à chaleur eau/eau, seules ou en association avec d'autres systèmes, n'équipent en effet que 0,09 % des constructions nouvelles de maisons individuelles intervenues entre le 1^{er} janvier 2022 et le 1^{er} mai 2025. Cette statistique, quoique plus élevée, est également très faible pour le logement collectif : 1,07 %³⁴. Pour les maisons, l'essentiel des constructions fait appel à l'aérothermie (notamment parce que le gaz est, de fait, interdit depuis le 1^{er} janvier 2022 pour le neuf individuel³⁵) ; pour les logements collectifs, ce système occupe également le premier rang, mais le gaz, pour quelques temps encore, le bois et les radiateurs électriques, conservent une part significative (40 %) du total. Il convient toutefois d'avoir à l'esprit que l'entrée en vigueur des dispositions de la RE2020 n'a été que progressive³⁶, et que les entreprises, les bureaux d'étude, les cabinets d'architectes, ont de surcroît besoin de temps pour développer les solutions pratiques les plus adaptées pour s'y conformer. Il est donc encore difficile d'en tirer un bilan réel définitif.

S'agissant de la rénovation, la principale innovation concerne l'interdiction de remplacement des chaudières au fioul³⁷, qui est effective depuis 2022 et s'applique tant au neuf qu'à l'ancien. Sauf dans les zones rurales³⁸, le gaz, quoique non aidé, reste cependant possible. L'avantage que cette disposition procure à la géothermie est donc plus dilué que dans le cas précédent.

³³ Ministère de la transition écologique, *RE2020, éco-construire pour le confort de tous*, février 2021, et *Guide RE2020*, janvier 2024.

³⁴ Observatoire de la RE2020, juin 2025. Ce site ne présente aucune statistique de ce type pour les constructions de bureaux.

³⁵ La RE2020 fixe pour ces logements depuis cette date un seuil maximum d'émission de CO₂ lié à l'énergie (« Ic énergie ») de 4 kg CO₂/m²/an, qui est incompatible avec une chaudière à gaz seule. Les dérogations, transitoires et limitées, autorisent au maximum des systèmes mixtes. Pour le collectif, ce chiffre est de 14 kg CO₂/m²/an, mais jusqu'en 2025 seulement.

³⁶ Ainsi, le seuil maximum de l'indicateur carbone « Ic construction » est progressivement abaissé de sa valeur 2022-2024, 640 kg CO₂e/m², jusqu'à une cible de 415 kg CO₂e/m² après 2031 pour les maisons individuelles. Ces chiffres sont un peu plus élevés pour les autres types de bâtiments. Par type de bâtiment, la RE2020 est entré en vigueur entre le 1^{er} janvier 2022 et le 1^{er} janvier 2023.

³⁷ Et au charbon, dès lors que ses émissions dépassent 300 g CO₂eq/KWh PCI, seuil dans la pratique impossible à atteindre. Décret n° 2022-8 du 5 janvier 2022.

³⁸ À moins de disposer d'une citerne de stockage.

1.3.1.2 Un décret tertiaire également bénéfique

[Ce texte juridique, pris en 2019](#), concerne tant les bâtiments existants que la construction neuve, mais dans ce dernier cas, la RE2020 s'applique désormais aussi. Le périmètre régi par ces dispositions est très large, puisqu'il touche tant le commerce que l'hôtellerie, la restauration, les écoles, les hôpitaux, les entrepôts, les installations sportives et les immeubles de bureaux. Elles fixent essentiellement des objectifs de réduction de consommation d'énergie. Deux méthodes sont possibles pour les atteindre. La méthode relative calibre l'effort à -40 % en 2030, -50 % en 2040 et -60 % en 2050 par rapport à 2010. La méthode absolue consiste à atteindre des niveaux maxima de consommation en KWh/m²/an, fixés par des arrêtés successifs en 2020, 2022, 2023 et 2024. Comme au cas précédent, il est encore difficile d'apprécier les effets de ces règles sur la géothermie.

En synthèse, si le cadre de règles qui s'applique au bâtiment résidentiel et tertiaire n'est naturellement pas ciblé sur une énergie renouvelable particulière, il les favorise dans l'ensemble et va, par la nature des choses, jouer avec le temps de plus en plus en leur faveur, au rythme des constructions neuves, des nécessités de rénovation ou même de simple renouvellement des équipements, et plus sûrement encore, en raison du durcissement progressif des obligations réglementaires.

1.3.2 **Un plan d'action de 2023 qui n'a pas encore montré ses effets**

Faisant fond sur les avantages de la géothermie, le Gouvernement a arrêté en février 2023 un « [plan d'action pour accélérer son développement](#) ». Ce document, actualisé en décembre 2023, comporte des mesures très diverses visant à répondre aux principaux handicaps de cette énergie mis en lumière dans les développements précédents de ce rapport et à accroître son utilisation dans toutes les directions.

Il ambitionne ainsi, dans le domaine de la géothermie de surface, de développer la filière en augmentant le nombre de foreurs, identifié par les professionnels comme un goulot d'étranglement potentiel, du moins dans le cas où la géothermie de surface devrait atteindre les objectifs que lui fixe la PPE (axe 1). Il vise à affiner la réglementation qui s'applique à la géothermie de minime importance et à améliorer la connaissance du sous-sol, afin de résoudre autant que faire se peut les difficultés apparues à l'expérience (axes 2 et 4). Il organise une sensibilisation et une montée en compétence des acteurs locaux, ainsi qu'un meilleur accompagnement des porteurs de projets, tout en valorisant le rafraîchissement par géothermie (le *geocooling*) comme alternative aux climatiseurs et en développant cette énergie dans les secteurs agroalimentaire et industriel (axe 5). Il veut accroître la visibilité des professionnels de la filière et augmenter le nombre de projets dans les secteurs résidentiel et tertiaire (axe 3).

Une grande partie de ces actions est conçue pour faire évoluer dans un sens favorable l'environnement dans lequel évolue le secteur et n'est donc susceptible d'avoir une efficacité maximale qu'à terme, lorsque l'ensemble des acteurs s'y seront adaptés. Les mesures ne sont, en outre, pas encore toutes mises en œuvre. La Cour constate, et déplore, que les résultats en termes de nombre d'installations géothermiques de surface se font encore attendre, comme en témoignent les chiffres présentés dans les sous-parties 1.1.2 et 1.3.1. Le rythme et les questions soulevées par l'application de ce plan, suivis par l'Ademe, sont d'ailleurs préoccupants. Dans les seuls domaines de la géothermie de surface et des actions transverses, ils montrent que 5

des 20 actions sont en cours de déploiement sans difficulté et que 15 sont lancées, mais en retard sur le calendrier initial³⁹. Aucune ne fait cependant face à des blocages.

La décision du Premier ministre de diligenter en 2025 une mission spécifique sur la géothermie, principalement orientée vers ses aspects réglementaires, qui a commencé ses travaux en avril 2025, montre que le sujet est à nouveau au centre de l'attention des décideurs publics. Les sept premières mesures préconisées par cette mission dite « commando » ont été publiées en août 2025, dont plusieurs concernent la géothermie de surface.

Indépendamment du plan géothermie, trois thèmes méritent d'être approfondis, dans la mesure où ils sont décisifs pour l'avenir de cette filière et appellent à des choix qui ne sont pas encore tous finalisés. Il s'agit de l'organisation des soutiens financiers, des règles qui entourent les forages et de l'encouragement aux projets collectifs.

1.3.3 Évaluer et simplifier un dispositif complexe d'aides financières

1.3.3.1 Un dispositif complexe et évolutif

Les soutiens financiers sont constitués de deux grands ensembles regroupant, d'après le décompte de la Cour, pas moins de 16 dispositifs nationaux, évoluant tous différemment dans le temps.

Ces aides peuvent être regroupées en deux ensembles (cf. annexe 3) : d'une part, les soutiens individuels à la rénovation du logement, qui comprennent les diverses versions de MaPrimeRénov' pour la rénovation, les certificats d'économie d'énergie (CEE) y compris un « coup de pouce »⁴⁰ spécifique à la géothermie, les éco-prêts à taux zéro, le taux réduit de TVA, ainsi que divers dispositifs fiscaux de moindre importance ; d'autre part, les subventions versées par le fonds chaleur de l'Ademe, auquel s'ajoute un système de garantie Aquapac (qui garantit les projets contre les risques d'échec du forage, puis d'insuffisance de la ressource, cf. annexe n° 3), qui visent les projets collectifs dans le résidentiel, l'industrie, les services et l'agriculture.

1.3.3.2 Des règles de cumul complexes et des problèmes d'homogénéisation des critères d'éligibilité

À l'intérieur du premier groupe, celui des soutiens individuels, la possibilité de cumuler les aides dépend de chacun des dispositifs. Un tableau matriciel résumé, construit sur la base des travaux de l'Anah mais couvrant seulement les principaux soutiens, est présenté à l'annexe n° 3. Il ne fait apparaître que peu de cas d'interdiction de cumul, mais assortit souvent celui-ci de conditions diverses. Dans le second groupe, celui des aides Ademe, il n'y a aucune exclusion, toutes sont combinables entre elles. Le problème le plus difficile est posé par la question de la compatibilité des soutiens des deux groupes. Certes, dans la très grande majorité des occurrences, les publics destinataires (particuliers ici, entreprises là), et surtout, les bâtiments

³⁹ Ademe, *État d'avancement du plan national géothermie*, 31 janvier 2025.

⁴⁰ Dans ces deux derniers cas, des installations collectives peuvent être couvertes.

visés (logements en majorité individuels⁴¹ dans un cas et bâtiments collectifs, tertiaires et industriels dans l'autre) sont différents, ce qui permet aux guides de l'Ademe de poser certains critères clairs de non-cumul. Mais cette distinction est moins facile à faire s'agissant des certificats d'économie d'énergie (CEE), qui peuvent bénéficier à la totalité des constructions.

La solution qu'apportaient jusqu'ici les textes en vigueur⁴² était différente selon qu'il s'agissait de petits projets du fonds chaleur, au forfait, pour lesquels il n'y avait pas de cumul possible avec les CEE, et ceux de taille moyenne ou grande, qui faisaient intervenir une analyse économique. Dans ce dernier cas, la combinaison des deux systèmes de soutien était autorisée, mais seulement à la condition que le projet soit dédié et que l'impact des CEE soit intégré dans le dossier soumis à l'analyse économique, et donc pris en compte dans le calcul du taux d'aide. L'exclusion partielle que les textes organisaient ainsi était toutefois contestée par une partie de la filière. Depuis le 1^{er} janvier 2026, le cumul entre le fonds chaleur et certaines fiches CEE est devenu possible, ce qui rend nécessaire un suivi rapproché de ces dossiers, afin de voir si cet avantage est justifié.

Les aides examinées dans les développements précédents visent pour l'essentiel la rénovation énergétique des bâtiments, un domaine qui inclut, mais qui est beaucoup plus vaste que l'objet du présent rapport, la seule géothermie. Les calculs d'ordre de grandeur présentés dans l'annexe n° 2 évaluent à seulement 1 % au mieux la part de celle-ci dans celui-là. Deux de ses aspects, qui sont, en revanche, plus directement liés à la géothermie, pourraient toutefois rapidement faire l'objet d'améliorations.

Le premier concerne l'assistance aux demandeurs, pour leur faciliter la compréhension des règles et les orienter dans leur labyrinthe. De nombreuses initiatives utiles ont déjà été prises. L'Anah met ainsi régulièrement à jour un « guide des aides financières » particulièrement clair et pédagogique, déjà mentionné dans les développements précédents. Mais ce document, qui compte pourtant déjà 70 pages, ne décrit dans certains cas que les grandes lignes des dispositifs, en renvoyant aux dizaines de textes juridiques qui les organisent ou en recommandant de consulter d'autres sources en complément, comme sur les « coups de pouce ». Cet organisme a aussi mis sur pied un système de conseil gratuit aux particuliers, appuyé sur 600 Espaces Conseil France Rénov' et, dans le cas d'une « rénovation d'ampleur », propose même un accompagnateur, dont les prestations sont facturées mais prises en charge par l'aide correspondante. Il n'existe cependant pas d'approche spécifique à la géothermie dans ces dispositifs, même si l'Anah a indiqué à la Cour étudier la possibilité d'apporter à ses conseillers des outils qui lui seraient consacrés et d'organiser des formations à leur profit. L'Ademe publie aussi sur son site internet des documents détaillés sur les mécanismes dont elle a la charge et organise des sessions d'information, notamment en direction des collectivités territoriales et des professionnels. Du fait de la complexité et de l'évolution rapide des soutiens⁴³, la poursuite, et même l'intensification de ces actions de communication et d'assistance, d'ailleurs prévues par le plan géothermie, de même que la mise au point d'un document présentant à la fois les mécanismes relevant de l'Anah et de l'Ademe, et les plaçant dans la perspective des obligations croissantes de la RE2020, seraient bienvenues.

⁴¹ Sauf, notamment, MaPrimeRénov' copropriété.

⁴² Décret n°2019-1320 du 9 décembre 2019 et son arrêté.

⁴³ À titre d'exemple, pour les seules aides présentées par l'Anah, le « guide des aides financières » présente, dans son édition 2025, deux pages exclusivement consacrées aux évolutions récentes et en cours, qui concernent six dispositifs.

Le second domaine où des progrès pourraient être accomplis est celui de l'harmonisation des critères techniques s'appliquant à la géothermie de surface dans les dispositifs de soutien. Là aussi, des efforts méritoires ont été entrepris. Ainsi, l'éco-prêt à taux zéro, en plus d'être cumulable avec MaPrimeRénov', est expressément ouvert pour tous les travaux qui sont éligibles à cette prime, dont, par suite et dans les mêmes conditions, la géothermie⁴⁴. Cette référence aux conditions de base posées par MaPrimeRénov' est cependant, d'après le « guide des aides financières », loin d'être la norme. Une identité au moins partielle des définitions retenues faciliterait la compréhension des aides et augmenterait leur synergie.

1.3.3.3 Une efficacité non démontrée

Le Fonds chaleur a fait l'objet d'une évaluation récente⁴⁵, qui est certes globale, portant sur toutes les énergies renouvelables, mais qui permet d'établir des comparaisons entre filières productrices de chaleur renouvelable. Elle fait apparaître une « efficience » apparente des soutiens à la géothermie de surface (plus de 30 €/MWh/20 ans) nettement moins bonne que celle de toutes énergies renouvelables concurrentes. La moyenne est en effet à 7,16 €/MWh/20 ans. Ces résultats sont cependant à prendre avec précaution et ne peuvent être considérés représentatifs de l'efficience des aides publiques dans leur ensemble, puisqu'ils ne prennent pas en compte les autres soutiens que le Fonds chaleur qui interviennent sur les dossiers analysés, alors même qu'ils sont pourtant dans bien des cas dominants. Ils se sauraient donc représenter le coût réel du soutien aux filières concernées. Le rapport étudie aussi le risque d'effet d'aubaine, en soulignant les éléments qui militent pour l'utilité du fonds chaleur, mais sans pour autant pouvoir trancher sur son absence.

En l'absence d'étude exhaustive, que l'ADEME pourrait utilement conduire, il est difficile d'établir l'efficacité des soutiens à la géothermie de surface.

S'agissant des aides individuelles à la rénovation énergétique, il n'existe pas d'étude consacrée à l'évaluation de leurs effets sur la géothermie de surface. Les leçons que l'on peut tirer de la confrontation des courbes de vente des pompes à chaleur géothermiques avec l'évolution des systèmes de soutien ne sont pas univoques. Les uns imputent la baisse massive de leur marché, intervenue à partir de 2009⁴⁶, à la diminution du crédit d'impôt qui les encourageait à cette époque⁴⁷. Les autres font valoir que c'est un progrès technique décisif bénéficiant aux pompes à chaleur aérothermiques, le système « *inverter*⁴⁸ », qui s'est diffusé pendant cette période, qui explique le basculement des préférences du public en faveur de ces dernières. La création du « coup de pouce » spécifique à la géothermie et la suppression de tout soutien pour les pompes à chaleur aérothermiques air/air⁴⁹, intervenues récemment⁵⁰, n'ont en

⁴⁴ Cela n'empêche pas que d'autres critères soient différents, comme en témoigne le tableau placé à l'annexe 3.

⁴⁵ Évaluation du Fonds chaleur entre 2018 et 2023, Rapport final, octobre 2024.

⁴⁶ Cf. graphique n° 1, § 1.1.2.

⁴⁷ Le CITE. Son historique est esquissé dans l'annexe n° 2, en note.

⁴⁸ Il s'agit d'un compresseur à vitesse variable, qui permet d'adapter le fonctionnement de la pompe à chaleur au besoin de froid ou de chaleur, et donc d'améliorer significativement ses performances globales.

⁴⁹ Les pompes à chaleur aérothermiques air/eau restent soutenues.

⁵⁰ Cf. développements précédents.

tout état de cause pas eu l'effet de rééquilibrer en quoi que ce soit les ventes des deux types de pompes à chaleur.

En outre, le principal mécanisme de soutien aux particuliers, MaPrimeRénov', est dégressif avec le revenu et a donc autant le caractère d'un amortisseur des surcoûts occasionnés pour les plus modestes par l'évolution de la politique énergétique que d'un déclencheur du passage à tel ou tel système de chauffage. C'est pour accentuer ce second objectif que certains promoteurs de la géothermie de surface plaident pour que l'on revienne sur l'exclusion du bénéfice de la prime pour les 9èmes et 10èmes déciles de revenu. Ils font valoir qu'étant donné le coût de l'investissement initial, les ménages aisés sont les plus susceptibles de franchir le pas et d'opter pour la géothermie, et que les écarter de MaPrimeRénov' sape l'efficacité du dispositif. Il s'agit là d'une controverse sur les finalités de cette politique publique.

1.3.3.4 Des objectifs de la PPE non soutenables dans le cadre des soutiens financiers actuels

La majorité des dispositifs de soutien est conçue pour aider la reconversion énergétique au sens large, allant très au-delà de la géothermie. Elle ne s'intéresse pas, et donc ne collecte pas de données concernant les filières de chauffage particulières. Cela interdit de calculer de façon précise le niveau des soutiens publics à la géothermie. Les chiffages présentés à l'annexe n° 2 de ce rapport permettent cependant de donner un ordre de grandeur de coût total de 110 M€.

Cette même annexe propose une fourchette d'estimation des dépenses auxquelles il faudrait consentir si l'on voulait, à système de soutien inchangé, atteindre les objectifs des Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) 2 et 3. Il est très important : entre 1,1 et 5,8 milliards d'euros pour la PPE2 et entre 8,1 et 23,9 Md€ pour la PPE3 en 2035, suivant que l'on se place dans leurs hypothèses basse ou haute, même s'il s'agit de coûts cumulés jusqu'aux échéances respectives des deux programmations. L'étude mentionnée dans les développements précédents propose également un chiffrage, qui n'est pas directement comparable, car il est établi sur d'autres bases, ne concerne que le fonds chaleur, mais couvre toutes les énergies renouvelables. Il aboutit cependant aussi à des montants considérables, pouvant atteindre plusieurs milliards par an, alors que le niveau du fonds est actuellement de 800 M€⁵¹.

La grande complexité des systèmes d'aide à la géothermie de surface, leur coût potentiellement très élevé et difficilement soutenable, leurs effets incertains, ne plaident pas en faveur des demandes d'augmentation des crédits émanant de la filière⁵², sans une réflexion préalable approfondie sur l'organisation des soutiens. Compte tenu de l'intrication des outils, cette démarche ne prendrait tout son sens que si elle ne se limitait pas au seul segment de la

⁵¹ Entre 1,1 Md€ et 2,3 Md€ par an pour les seuls objectifs de la PPE2, très inférieurs à ceux de la PPE3 (cf. § 1.1.2 et annexe n° 3).

⁵² Augmentation de MaPrimeRénov', augmentation du fonds chaleur, et plus particulièrement, dans les contributions envoyées à la mission diligentée par le Premier ministre, autorisation du cumul du Fonds chaleur et des CEE, bonus pour certaines opérations MaPrimeRénov', création d'un crédit d'impôt ou d'un éco-prêt à taux zéro pour les pompes à chaleur géothermiques dans le neuf, mise en place d'un nouveau fond consacré à la géothermie doté de 200 M€.

géothermie. Sans attendre cette démarche de fond, certaines actions sont néanmoins envisageables.

Les premières visent à davantage prioriser les demandes, ce qui permet de sélectionner les projets qui correspondent le mieux aux objectifs de la politique publique, tout en allégeant la pression sur les dépenses. L'Ademe a ainsi généralisé en 2024 une démarche, « EnR choix », présentée dans l'annexe 3, inaugurée par sa direction régionale Ile-de-France en 2014 et progressivement adoptée par plusieurs autres. Il s'agit d'un arbre de décision, destiné aux instructeurs des dossiers de demande d'aide, porté à la connaissance des acteurs, ce qui lui donne un effet d'orientation démultiplié. Il place en première priorité la réduction des consommations énergétiques, fait intervenir en deuxième rang la nécessité de mutualiser, classe ensuite les énergies en fonction de leur existence préalable sur la zone considérée et donne enfin la préférence, lorsqu'elles sont à créer, à celles qui ne sont pas délocalisables, dont la géothermie mais aussi le solaire thermique, sur les autres (biomasse par exemple). Il serait utile de tirer un bilan de l'application de cette procédure afin de voir s'il y a lieu de hiérarchiser davantage les choix, voire d'étendre la démarche au-delà du fonds chaleur.

D'autres initiatives sont en cours, notamment la création d'une fiche CEE spécifique à la géothermie de surface. Par ailleurs, la révision de certaines des spécifications techniques de la garantie Aquapac au vu de l'expérience accumulée mériterait d'être menée à son terme. Si elle tenait compte de la nécessité d'équilibrer les recettes et les dépenses, elle serait, d'après plusieurs acteurs de la filière, utile.

Une cartographie détaillée des risques

La réforme de 2015 évoquée au § 1.3.4 a limité le régime déclaratif qu'elle a instauré dans deux cas dépendant d'une cartographie des risques, qui permet d'apprécier en particulier le risque de pollution. Si, en effet, dans les « zones vertes », qui couvrent l'essentiel du territoire, le régime général de télédéclaration s'applique pleinement, il n'en va de même qu'avec une condition supplémentaire dans les « zones orange », à risques modérés, où l'avis d'un expert agréé est préalablement requis. Dans les « zones rouges », où les difficultés sont avérées, aucune télédéclaration n'est possible et le régime minier au sens plein s'applique. Les travaux sont alors soumis à autorisation environnementale. Ces règles n'interdisent certes pas la géothermie, mais, en rallongeant significativement la gestion de projet, elles s'avèrent rédhibitoires dans de nombreux cas.

La cartographie des risques établie par le BRGM à l'occasion de la réforme de 2015 sur la base des informations fournies par les sondages passés réservait 2 % environ du territoire national aux « zones rouges ». Aux fins de faciliter le travail des professionnels et de réduire les risques de forages infructueux, cet organisme a engagé une révision approfondie de ce document, en mettant à profit la masse considérable des données qui ont été rendues disponibles au cours des dernières années. Les résultats, accessibles en ligne⁵³, sont d'une beaucoup plus grande précision que précédemment. Ils distinguent les sondes et les nappes, renseignent trois gammes de profondeur, de 10 à 50, à 100 et à 200 mètres, apportent des précisions, quand celles-ci sont disponibles, sur la composition chimique des eaux souterraines. Cette enquête détaillée a aussi eu pour conséquence que les « zones rouges » se sont significativement étendues, se rapprochant dans certaines régions, pour certaines techniques et à certaines profondeurs, de pourcentages à deux chiffres. Les « zones orange » ont progressé encore davantage⁵⁴. Les professionnels du secteur, alarmés par cette évolution, font en outre valoir que ces territoires à restrictions sont souvent les plus peuplés, ce qui a pour conséquence de restreindre encore un peu plus le nombre de projets qui peuvent être lancés⁵⁵.

1.3.4 Desserrer certaines contraintes réglementaires sur les forages

Plutôt que de faire dépendre l'avenir de la filière de l'augmentation des dépenses publiques, il convient d'examiner si la révision de certaines des règles qui la régissent n'est pas de nature à résoudre des questions importantes.

⁵³ Ceux qui concernent les quelques régions encore manquantes le seront, d'après le ministère de la transition écologique, avant la fin de l'année 2025.

⁵⁴ Ainsi, en Normandie, pour les sondes et dans la gamme 10-200 mètres, la « zone rouge » occupe 6 % de la surface et la « zone orange », 41 %. En Occitanie, pour ces mêmes caractéristiques, les chiffres sont de 9,1 % et 47,8 %. Dans les Pays de la Loire, toujours pour ces mêmes catégories, les chiffres sont beaucoup plus modestes (0,11 % et 22,18 %), mais ils ont doublé pour la « zone rouge » et quadruplé pour la « zone orange » depuis 2015.

⁵⁵ En Normandie, pour les caractéristiques retenues dans la note de pied précédente, la « zone verte » ne couvre plus que 36 % de la population, alors que la « zone rouge » en atteint 11 %. Au total, l'augmentation des zones rouges atteindrait 135,7 % en surface et 221,1 % en population couverte. AFPG, *Synthèse sur les cartographies relatives à la géothermie de minime importance*, 27 mars 2024. Un des critères du risque est la présence de nappes polluées proches de la surface, plus fréquente dans les zones densément peuplées.

La géothermie, ressource du sous-sol, relève à titre principal du régime et du code minier. Celui-ci fixe des règles complexes et une procédure longue et onéreuse pour l'autorisation des forages, qui sont abordées dans la deuxième partie de ce rapport. Une réforme décisive est cependant intervenue en 2015⁵⁶ avec la création de la notion de « géothermie de minime importance » (GMI), qui recouvre en grande partie les techniques de géothermie de surface. Elle a établi, dans des limites de profondeur, de température, de débit et de puissance rappelées au début du § 1.1.1, et à condition que le foreur soit qualifié⁵⁷, un simple régime déclaratif dans la plupart des cas, et levé ainsi un obstacle considérable au développement de cette source de chaleur. Certains problèmes n'en demeurent pas moins.

1.3.4.1 Une discussion sur le niveau du seuil de la géothermie de minime importance

La première question tient à la limite de puissance de 500 kW qui s'attache aujourd'hui à la GMI. Cette valeur ne met pas d'obstacle au développement d'installations individuelles, ou même destinées à de petits immeubles, mais s'avère souvent trop faible pour que puissent bénéficier du régime allégé des projets collectifs de moyenne importance, comme des écoquartiers, des petites Zones d'Aménagement Concerté (Zac), certains centres aquatiques ou des ensembles utilisant des boucles d'eau tempérée à énergie géothermique (Beteg⁵⁸), dont l'équilibre économique très serré ne peut que rarement s'accommoder des contraintes du régime minier. Ces initiatives se trouvent par conséquent la plupart du temps bloquées⁵⁹.

Un projet de rehausser cette limite à 2 MW est donc en cours d'examen. Il s'agit de vérifier que cette révision ne fasse pas courir de risques environnementaux⁶⁰, en satisfaisant en particulier au principe de non régression environnementale, dont la démonstration est vérifiée par le Conseil d'État. L'Institut français du pétrole-Énergies Nouvelles, chargé de cette étude, a produit des premiers résultats, positifs pour la technique de la géothermie sur sonde. Les perspectives sont plus nuancées pour celle de la géothermie sur nappe, puisque les doublets qui font remonter puis rejettent l'eau du sous-sol peuvent interférer avec le débit de la nappe, qui circule. Des études complémentaires étaient donc, pour ce qui concerne ce second domaine, en cours de lancement au moment de la réalisation de l'enquête de la Cour. Le Premier ministre a annoncé en juin dernier le principe d'un relèvement du plafond, qui reste toutefois à mettre en œuvre, et qui reste donc subordonné à la réalisation de travaux complémentaires pour définir le stockage d'énergie calorifique de minime importance, qui ne sont pas encore menés à bien.

⁵⁶ Décret n° 2015-15 du 8 janvier 2015 relatif à la géothermie de minime importance et modifiant le code minier et le code de l'environnement.

⁵⁷ Cette condition a été récemment remplacée par celle d'une certification, régime en cours de démarrage au moment de l'enquête de la Cour, avec, malgré une prolongation des délais, des retards et des risques de suspension transitoire dont s'irrite la profession (décret 2024-230 du 15 mars 2024), mais sans qu'il y ait, selon l'Administration, de rupture dans la réalisation des chantiers.

⁵⁸ Infrastructure énergétique collective récupérant de la chaleur du sous-sol, la distribuant dans un quartier et permettant sa valorisation par des PAC individuelles ou collectives. Les BETEG peuvent produire froid et chaud.

⁵⁹ Ou dimensionnées pour passer au-dessous du seuil des 500 kW : bâtiments à Moissy-Cramayel, financés par l'Ademe-Ile-de-France et la région.

⁶⁰ Parmi ceux-ci, l'existence de cavités dans le sous-sol (zones karstiques, mines), la remontée d'aquifères artésiens et la mise en contact de nappes proches, mais de compositions chimiques différentes.

Recommandation n° 1. (DGEC, DGPR, 2026) : Réhausser à 2 MW le seuil de la géothermie de minime importance pour la technique de géothermie sur sonde.

Proche de ces questions, une clarification réglementaire permettant d'étendre la GMI au stockage, l'été, de chaleur dans le sous-sol, qui a fait l'objet de nombreux avis favorables, devrait trouver un aboutissement positif. La technique nouvelle des sondes inclinées a, elle, été autorisée dès 2024⁶¹.

1.3.4.2 La facilité d'accès aux documents portant d'autres restrictions

Les forages géothermiques sont également soumis au code de l'environnement. Les Schémas d'aménagement et de gestion des eaux (SAGE), établis par sous-bassins versants, prévoient dans certains cas des zones d'exclusion⁶² qui s'ajoutent donc à la cartographie de la GMI. Cette information est disponible, mais elle n'est pas harmonisée ni centralisée, ce qui peut représenter une difficulté pour les particuliers ou même certains bureaux d'étude.

1.3.5 Une mobilisation insuffisante en faveur du logement social

Seules 250 nouvelles pompes à chaleur géothermiques ont été installées pour des logements collectifs⁶³ et des usines en 2023, contre environ 3 900 pour l'individuel, alors que les premiers représentent 44 % du parc total⁶⁴ et qu'ils offrent la possibilité de répartir et d'étaler dans le temps les investissements initiaux. En outre, même lorsqu'il s'agit de maisons particulières, des solutions collectives, à l'échelle de lotissements, de rues, de quartiers, seraient envisageables, alors qu'elles ne sont que très peu pratiquées. Il est donc particulièrement utile de se pencher sur les instruments de soutien et les règles qui pourraient les porter à un niveau beaucoup plus élevé⁶⁵.

1.3.5.1 Des instruments d'appui existants ou en cours de développement

En matière d'urbanisme, ce sont les collectivités qui organisent et décident. Il est souvent difficile pour des promoteurs ou des investisseurs d'intégrer la géothermie à un projet en l'absence d'un cadre favorable. Alors que les Plans Climat-Air-Energie Territoriaux (PCAET) prévus par le code de l'environnement⁶⁶ sont obligatoires pour les communautés de

⁶¹ Décret n° 2024-230 du 15 mars 2024.

⁶² Par exemple, le SAGE du bassin de l'Arve, en Haute-Savoie, interdit la géothermie dans plusieurs « zones à enjeux », qui sont en outre évolutives au cours du temps. SAGE Arve, 23 juin 2018, pp. 6 et 12-13.

⁶³ Compte non tenu des réseaux de chaleur qui peuvent être alimentés par la géothermie, le plus souvent profonde, qui sont abordés dans la deuxième partie du rapport.

⁶⁴ INSEE-SDES, 2023.

⁶⁵ Les solutions techniques existent d'ores et déjà : boucles d'eau tempérée à énergie géothermique (Beteg), les fondations thermoactives, les pieux énergétiques, des groupes de sondes inclinées, qui occupent moins d'espace⁶⁵, ou simplement la mise en commun de forages.

⁶⁶ Article L. 229-26.

communes de plus de 20 000 habitants, plusieurs instruments ont été mis en place ou sont en cours de développements pour aider au déploiement de projets.

Le Cerema, organisme mixte État-collectivités territoriales, a pour mission d'apporter à ces dernières des connaissances, des savoirs scientifiques et techniques et des solutions pour améliorer le cadre de vie. Dans le domaine de la géothermie de surface, il met actuellement au point une cartographie détaillée, établie en collaboration avec le BRGM. Cet outil, qui est presque achevé pour la France, identifie au niveau de la parcelle les potentialités de développement de cette énergie et constitue donc un instrument particulièrement utile au service des planificateurs urbains (voir annexe n°1).

L'Ademe a fait évoluer dans les années récentes ses conditions financières pour les adapter aux besoins des collectivités. Le contrat de chaleur renouvelable territorial (CCRT) permet depuis 2016, et surtout 2020 sur une large échelle, au fonds chaleur de soutenir des grappes de projets par type d'énergie renouvelable, dont la géothermie de surface, à l'échelle d'un territoire. Visant à simplifier (aide forfaitaire pluriannuelle) et à alléger les procédures, les CCRT reposent sur la signature d'un seul contrat pluriannuel avec une collectivité territoriale pilote. Il en existe aujourd'hui 180, qui couvrent 63 % du territoire. En 2024, environ 1/7ème des projets du fonds chaleur ont bénéficié de cette formule⁶⁷. En lançant à la fin 2023, à la suite du plan géothermie, un appel à projet (« Geoboost ») spécialement consacré aux études sur la géothermie de surface, l'agence a complété son action en aidant les collectivités, les associations et les entreprises à identifier le potentiel géothermique de leur territoire et en favorisant la création de projets concrets⁶⁸.

1.3.5.2 Des formules contractuelles insuffisamment travaillées

L'examen des obstacles au développement de la géothermie de surface a montré⁶⁹ que l'un des principaux d'entre eux tenait au fait que souvent, l'investisseur dans un projet géothermique n'était pas celui qui, à long terme, en récoltait les fruits sous la forme de frais de chauffage réduits. Les difficultés sont de deux ordres différents : il faut organiser la répercussion sur le locataire d'une part, par une formule qui sécurise le financement d'autre part.

Des solutions juridiques existent pourtant pour surmonter cette coupure et pour résoudre ces difficultés. Au plan individuel, le *leasing*⁷⁰ permet de regrouper dans la durée l'amortissement de l'équipement et les frais de maintenance, voire l'assistance-dépannage, ainsi que les frais financiers inhérents à ce montage. Au plan collectif, les formules de tiers-investisseur, qui organisent le financement et l'exploitation « clés en main », permettent à un acteur extérieur de prendre en charge l'investissement initial, la gestion et souvent la maintenance de l'installation, en échange d'un loyer énergétique ou d'un paiement indexé sur la chaleur produite. Lorsque c'est une collectivité qui est à l'origine du projet, bien que la relative modestie des investissements de géothermie de surface, par comparaison à la géothermie profonde étudiée dans la partie 2, ne justifie pas de recourir aux délégations de

⁶⁷ Source : Ademe.

⁶⁸ Ademe, *Appel à projet Geoboost, études de faisabilité en géothermie de surface*, 2023.

⁶⁹ § 1.2.2.

⁷⁰ Location avec option d'achat ou longue durée.

service public, les formules de marché global de performance à paiement différé, les contrats de performance énergétique, tel celui développé par la Fedene, sont disponibles.

Pourtant, force est de constater que ces types de contrats ne se sont que très peu développés. Les banques hésitent à pratiquer le *leasing*, car les pompes à chaleur, les sondes et les doublets sont plus difficiles à saisir qu'une voiture ou un équipement de bureau en cas de difficulté. L'institut de la finance durable déplore que les formules de tiers-investisseurs ne soient pas encore mûres, avec une offre bancaire et assurancielle encore pauvre, que mettent en lumière les documents préparatoires au plan géothermie. La complexité des projets et la durée élevées sur laquelle ils peuvent être rentabilisés posent une autre difficulté. Le plan national géothermie, partant de ce constat, a consacré une de ses actions à « *faciliter le déploiement de la géothermie de surface en encourageant de nouvelles modalités de financement* » (action 6-B, qui cite notamment le tiers investisseur), mais avec des conséquences encore limitées, malgré quelques propositions nouvelles de la part de certains acteurs, comme la réservation d'une part de MaPrimeRénov' à son sous-ensemble « copro ». En améliorant le fonctionnement du marché plutôt que de recourir à l'augmentation des subventions, cette voie semble pourtant prometteuse pour surmonter les obstacles au déploiement de la géothermie. Il conviendrait donc d'approfondir ces efforts⁷¹.

Enfin, dans les cas du logement social, il serait utile de chercher à identifier précisément les obstacles qui s'opposent à des investissements dans la géothermie de surface qui sont à long terme, par leurs faibles coûts de fonctionnement, favorables autant aux bailleurs qu'aux locataires, mais que les règles actuelles de facturation des coûts de chauffage évoquées dans les développements précédents découragent dans de très nombreux cas.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Ce qui domine tout le reste lorsqu'il s'agit de la géothermie de surface, c'est l'étonnant contraste entre les atouts de cette source d'énergie renouvelable, qui n'a pas de rivales sur le plan des émissions de gaz à effet de serre, de l'efficacité énergétique, de l'abondance des ressources ou de l'indépendance de approvisionnements, et la faiblesse de sa diffusion dans la pratique.

La fixation d'objectifs extrêmement élevés pour la production de chaleur reposant sur cette technique dans les programmations pluriannuelles de l'énergie, qui, sauf évolution majeure et rapide, semblent irréalistes au vu de son niveau actuel et des tendances de son évolution, matérialise cette opposition entre les ambitions et la réalité.

De multiples obstacles expliquent cette situation : le coût initial élevé des installations, souvent, de surcroît, majorés par d'indispensables dépenses annexes, la difficulté, pour l'investisseur, de récupérer sa mise par le bénéfice de coûts de fonctionnement particulièrement bas qui profitent souvent à d'autres, le développement encore modeste et, surtout, la faible notoriété de la filière, ainsi que des contraintes techniques qui restreignent la possibilité de son usage dans certains cas.

⁷¹ Le récent rapport de la Cour des comptes sur le [soutien aux logements face aux évolutions climatiques et au vieillissement de la population](#) (2023) préconise aussi d'aller dans ce sens.

Des perspectives positives n'en n'existent pas moins, servies par le durcissement des règles énergétiques qui s'appliquent au bâtiment, par l'évolution rapide des techniques et par une mobilisation croissante des acteurs de la filière et de l'Etat. Elles reposent moins sur l'augmentation des subventions, qui risque de s'avérer insoutenable si l'on s'approche, même de loin, des objectifs pluriannuels, que sur leur priorisation, le desserrement de certaines contraintes réglementaires sur les forages et le développement d'outils organisationnels et juridiques permettant d'améliorer le fonctionnement du marché et de rentabiliser plus facilement les investissements.

2 LA GEOTHERMIE PROFONDE CALOGENE : DES OBJECTIFS ATTEIGNABLES SOUS CONDITIONS

Contrairement à la géothermie de surface, majoritairement utilisée à l'échelle individuelle, la géothermie profonde calogène s'inscrit dans une logique collective et de long terme. Portés par des maîtres d'ouvrage bénéficiant d'une stabilité institutionnelle (collectivités et délégataires), ces projets permettent d'amortir les investissements sur la durée de vie des installations (une trentaine d'années selon l'Ademe) et bénéficient d'un ensemble de soutiens publics simple et lisible. Bien que la géothermie profonde présente une rentabilité économique et un potentiel de développement supérieurs à ceux de la géothermie de surface, elle demeure confrontée à un certain nombre d'obstacles communs.

Ce chapitre, consacré à la géothermie profonde à vocation calogène (chauffage, production d'eau chaude), analyse le développement de cette filière en France (2.1), l'effet des soutiens publics (2.2) et les freins à lever pour atteindre les objectifs du projet de PPE 3 (2.3).

2.1 Un potentiel sous-exploité, sauf en Île-de-France

La géothermie profonde calogène exploite la chaleur de nappes d'eau souterraines (« aquifères ») situées à des profondeurs comprises entre 200 et 2 000 m, dont la température est comprise entre 30 et 100 °C. Cette énergie renouvelable est principalement utilisée pour alimenter les réseaux de chaleur urbains⁷².

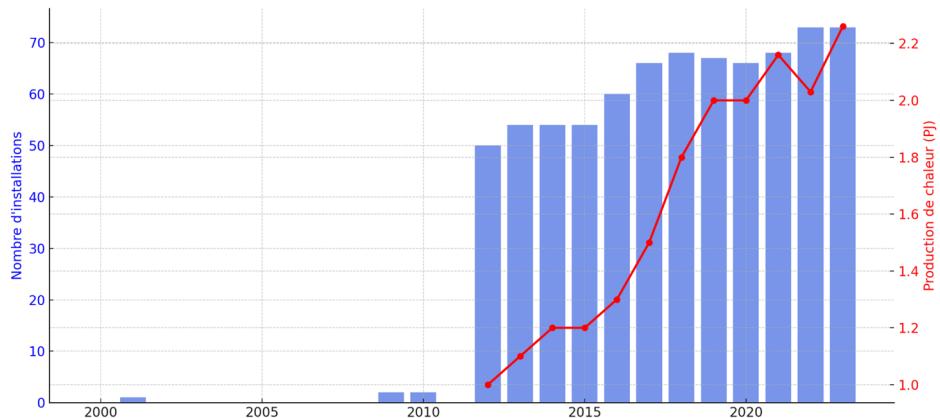
Fondées sur le principe du « doublet géothermique » (un puit de pompage de l'eau chaude, et un puits de réinjection de l'eau refroidie dans la nappe d'origine), ces installations valorisent en continu l'énergie locale, sans transport ni combustion, indépendamment des conditions climatiques extérieures. Le recours à une pompe à chaleur, bien que non systématique, permet d'optimiser le rendement énergétique de la ressource⁷³.

Après un essor au début des années 1980 puis un ralentissement, la filière a été relancée à partir de 2009 avec la création du fonds chaleur⁷⁴, comme l'a montré la Cour dans son rapport sur la géothermie de 2013.

⁷² Source : DGEC ; AFPG, *Étude de filière 2023, 2024*.

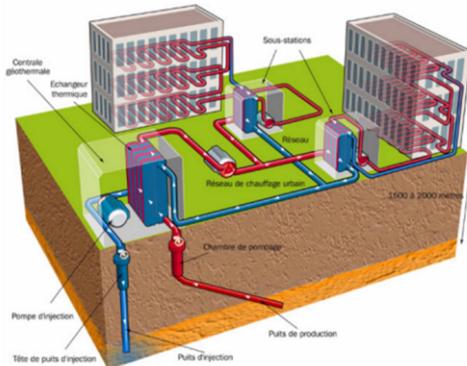
⁷³ Annexe n°4 : Les techniques et les usages de la géothermie profonde calogène.

⁷⁴ Ademe, *Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération en France entre 2012 et 2022, 2024*, p. 157.

Graphique n° 4 : Nombre de projets de géothermie profonde, production de chaleur liée (2000-2023)

Source : Ademe, BRGM pour la période (2000-2010) ; Ademe pour la période (2012-2023)

En 2023, 73 installations de géothermie profonde étaient en service. Elles ont produit 2,26 TWh de chaleur, dont 89 % ont été injectés dans les réseaux de chaleur. L'usage industriel reste limité (8 %), de même que les usages agricoles (chauffage de serres, pisciculture) ou aquatiques (piscines, centres nautiques, thermes) encore plus marginaux⁷⁵.

Schéma n° 1 : Principe d'un réseau de chaleur géothermique

Source : Actee, [Guide pour les collectivités](#), 2024, p. 14.

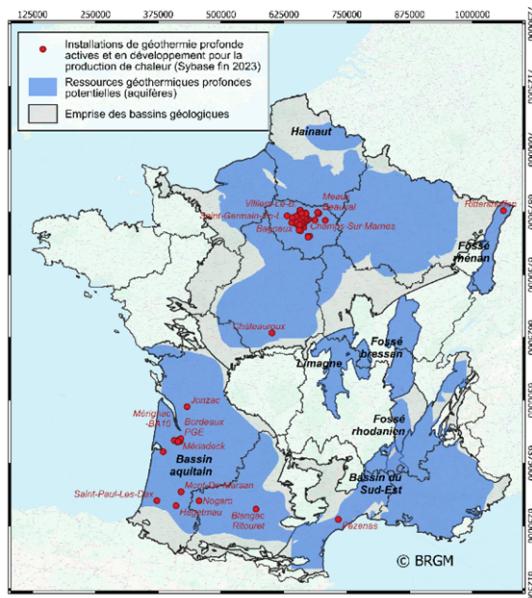
Pionnière dans les années 1970, la France demeure aujourd’hui le deuxième producteur de chaleur par géothermie profonde de l’Union européenne, derrière l’Allemagne⁷⁶. Ce positionnement masque toutefois une sous-exploitation du potentiel national : selon le BRGM, près d’un tiers du territoire français disposerait d’une ressource de géothermie profonde valorisable. En 2023, cette énergie ne représente pourtant que 0,4 % de la consommation de chaleur en France et 5,5 % de l’énergie entrante des réseaux de chaleur⁷⁷.

⁷⁵ Annexe n°4 : Les techniques et les usages de la géothermie profonde calogène

⁷⁶ BRGM, Ineris, [Guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de la sismicité induite par les opérations de géothermie profonde](#), 2023, p. 20.

⁷⁷ Fedene, *Enquête des réseaux de chaleur et de froid*, 2024, p. 26 ; Ademe et al., *Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération* 2024, 2025, p. 28.

Carte n° 1 : Carte de France des ressources géothermiques profondes potentielles et actives



Source : BRGM, Sybase.

Jusqu’ici, le développement de la filière s’est principalement concentré en Île-de-France (première région européenne au regard du nombre d’installations)⁷⁸ grâce à l’exploitation de l’aquifère du Dogger, où la ressource est à la fois abondante, bien connue grâce aux campagnes de forage pétroliers menés depuis 1976, et adaptée aux besoins de territoires densément urbanisés propices au développement de réseaux de chaleur⁷⁹. Selon le BRGM, ces projets développés à partir d’aquifères sédimentaires, en l’absence de failles connectées au réservoir géothermique et sans recours à la stimulation hydraulique, font l’objet d’un risque sismique faible⁸⁰.

2.2 L'effet des soutiens publics financiers : la relance des projets de géothermie profonde à partir de 2008

Le financement d'un projet de géothermie profonde combine fonds propres, emprunts du maître d'ouvrage (public ou déléataire) et subventions. Deux dispositifs publics le soutiennent : le fonds chaleur et le fonds de garantie. Les CEE ne sont cumulables avec le fonds chaleur que pour le raccordement aux réseaux de chaleur⁸¹. Cette partie examine l'effet de ces dispositifs sur les investissements, les objectifs de la PPE, et les prix de vente de la chaleur.

⁷⁸ Convention de subvention entre la DGEC et le BRGM, 30 juillet 2024, p. 5

⁷⁹ BRGM, Ademe, *La géothermie et les réseaux de chaleur*, 2010, p. 12.

⁸⁰ BRGM, Ineris, *La géothermie et les risques de séisme*, 2013, p. 12.
⁸⁰ BRGM, Ineris, *Guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de la sismicité induite dans les opérations de géothermie profonde*, 2023, p. 65.

⁸¹ Ademe, *Note fonds chaleur CEE*, avril 2025, p. 3.

2.2.1 Le fonds de garantie : un levier renforcé en Île-de-France grâce à la garantie additionnelle apportée par la région

Compte tenu du coût élevé des projets de géothermie profonde et de leur longue durée d'amortissement, un dispositif de couverture du risque géologique a été instauré dès les années 1980. Géré administrativement par Saf Environnement, une filiale de la Caisse des dépôts et consignations et d'Ademe développement, celui-ci couvre deux types de risques : court terme (absence ou insuffisance de la ressource) ; long terme (perte de productivité en cours d'exploitation)⁸². Ce mécanisme permet de sécuriser les projets face à l'incertitude liée à la connaissance du sous-sol. Aucun projet de géothermie profonde n'a été mené sans lui.

L'analyse des indemnisations versées montre que le risque « court terme » est largement prépondérant et constitue un facteur décisif pour la viabilité des projets⁸³. Sa réorientation vers d'autres usages en 1987⁸⁴, puis sa suppression en 1996, ont d'ailleurs entraîné un fort recul de l'activité : selon le bilan du fonds de garantie établi par l'Ademe en 2024, seules trois opérations ont été réalisées de 1987 à 2007, toutes concentrées dans le bassin aquitain.

L'activité a ensuite été relancée dans le bassin parisien sous l'effet de la création du fonds chaleur, de la mise en place du fonds de garantie en 2006, et de la garantie additionnelle de 25 % apportée dès 2008 par la région Île-de-France portant le taux de couverture de 65 à 90 % sur ce territoire. Ce nouveau fonds de garantie, couvrant à la fois les risques court et long terme, joue un rôle-clé : la cotisation au fonds constitue une condition préalable à l'accès à une subvention du fonds chaleur.

Entre 2007 et 2023, 93 puits ont été accompagnés par le fonds de garantie pour le volet court terme et 35 conventions long terme avaient été signées. Sur cette période, seuls deux puits ont donné lieu à une indemnisation au titre de l'échec total⁸⁵, et 12 puits ont été indemnisés pour surcoûts géologiques ou échecs partiels⁸⁶. Les ressources du fonds de garantie ont atteint 53,0 M€, dont 28,9 M€ provenant de dotations de l'Ademe, 19,4 M€ de cotisations des maîtres d'ouvrage, et 5,5 M€ de la région Île-de-France. Les dépenses se sont élevées à 19,4 M€, portant le solde du fonds à 33,7 M€ fin 2023⁸⁷. La Cour, dans son rapport sur la géothermie de 2013, en soulignait la pertinence, le qualifiant de « *condition préalable nécessaire au développement du secteur* ».

Cependant, les projets restent concentrés dans le Dogger francilien. Pour aller plus loin, le bilan du fonds de garantie de 2024 a donc fixé comme objectif l'émergence de projets en région parisienne sur d'autres aquifères et dans d'autres zones géographiques encore peu

⁸² Source : DGEC.

⁸³ Sur la période 2007-2023, les dépenses se sont élevées à 19,4 M€, portant le montant du fonds à 33,7 M€ fin 2023. Sur l'ensemble de ces dépenses, les indemnisations liées au risque « court terme » représentent un montant quatre fois supérieur à celles relatives au risque « long terme » (11,6 M€ contre 2,9 M€). Cf. Annexe n°5 : Bilan financier du fonds de garantie géothermie.

⁸⁴ En 1987, le volet court terme est redirigé vers d'autres usages, alors même que les opérations rencontrent d'importantes difficultés économiques liées à la baisse du coût des énergies et au recul de l'inflation. Les recettes étaient en effet indexées sur le coût des énergies fossiles et les opérations étaient financées sur emprunt avec les taux très élevés en vigueur au début des années 1980. Cf. Ademe, G2H conseils, *Historique et bilan détaillés du système de garantie mis en place au début des années 1980*, 2016, p. 7 et s.

⁸⁵ Un forage à Meyreuil (région Provence-Alpes-Côte d'Azur) et un à Grigny (en Île-de-France).

⁸⁶ Ademe, *Bilan et perspectives du fonds de garantie*, Conseil d'administration de mars 2024, p. 7 et s.

⁸⁷ Annexe n° 5: Bilan financier du fonds de garantie géothermie.

explorées. À cette fin, le besoin de dotation sur dix ans a été estimé à 193 M€ (dont 137 M€ de l'Ademe) pour atteindre l'objectif bas de la PPE 2, et à 305 M€ (dont 233 M€ de l'Ademe) pour l'objectif haut⁸⁸. Le scénario validé par l'Ademe, lors du conseil d'administration de juin 2021 vise à atteindre l'objectif bas de la PPE 2 pour 2028.

Le dispositif a été réaménagé en ce sens, à la suite des [autorisations accordées par la Commission européenne en 2023](#) : une nouvelle enveloppe de 195,6 M€, dont 140 M€ apportés par l'Ademe et 55,6 M€ de cotisations des maîtres d'ouvrage ; une durée de mise en œuvre de dix ans. Une première dotation de 45 M€, financée sur le fonds chaleur, a été votée par le conseil d'administration de l'Ademe en juin 2021 (5 M€ en 2022, 10 en 2023, 15 en 2024 et 2025). La dotation totale de l'Ademe (140 M€) requiert une contribution du fonds chaleur de 14 M€/an en moyenne sur dix ans.

En vigueur depuis janvier 2025, le fonds réaménagé se distingue par un taux de garantie porté de 65 à 90 % sur l'ensemble du territoire national (auparavant 65 % par puit, voire 90 % en Île-de-France grâce au soutien de la région). Cette évolution s'appuie sur un parangonnage international réalisé en 2021, qui a montré que seuls les dispositifs couvrant plus de 80 à 90 % favorisent réellement l'essor de la géothermie profonde, comme observé en Île-de-France, mais aussi en Allemagne, aux Pays-Bas, en Suisse ou au Danemark. Le fonds réaménagé se démarque aussi par la hausse du montant maximum garanti et le financement d'une garantie « étude préalable » de réduction des risques en cas de résultats défavorables constatés lors de la réalisation des études portées par les maîtres d'ouvrages (dans la limite d'1 M€ par projet).

Tableau n° 4 : Principales évolutions du fonds de garantie en 2024

	2007-2023	2024-2033
<i>Ressources du fonds</i>	53,0 M€ (28,9 M€ de dotation Ademe, 2,8 M€ de la région Île-de-France, 19,4 M€ de cotisations des maîtres d'ouvrage).	195,6 M€ (140 M€ apportés par l'Ademe, 55,6 M€ de cotisations des maîtres d'ouvrage)
<i>Taux de garantie</i>	65 % (porté à 90 % en Île-de-France)	90 %
<i>Maximum garanti</i>	4,8 M€ pour un puits	18 M€ pour un doublet, soit 9 M€ par puits
<i>Typologie</i>	Garantie d'un seul puits	Garantie du doublet
<i>Garantie étude préalable de réduction des risques</i>	Non	Oui dans la limite de 1 M€ par projet
<i>Cotisation</i>	3,5-5 %	5, 10,15 % selon les 3 niveaux de risque ⁸⁹

Source : Ademe, *Bilan et perspectives du fonds de garantie, Conseil d'administration du 14 mars 2024*, p. 5.

Note : L'« ancien » fonds sera clôturé fin 2043 à l'extinction de la dernière garantie long terme qu'il couvre. Il continue de couvrir les garanties long terme signées entre 2007 et 2024, cotisation et indemnisation le cas échéant.

⁸⁸ Cap Gemini, *Fonds de garantie géothermie, Adaptation aux objectifs de la PPE 2028, 2021*, p. 35.

⁸⁹ Segment 1 : risque faible, Dogger francilien ; segment 2 : risque moyen, projets réalisés en Ile-de-France sur d'autres aquifères que le Dogger ou dans d'autres régions (Bassin Aquitain, Hauts-de-France, Occitanie) à proximité de forages existants ; segment 3 : projets exploratoires réalisés dans des régions mal connues à ce jour, sans forage géothermique réalisé à proximité.

Outre la couverture du risque géologique au-delà du Dogger francilien, l'essor des projets de géothermie profonde repose sur le fonds chaleur, qui subventionne les lourds investissements initiaux.

2.2.2 Le fonds chaleur, un catalyseur de projets

Le fonds chaleur est le principal soutien à l'investissement pour les projets de géothermie profonde. Créé en 2009, ce fonds subventionne les installations de production de chaleur, les réseaux de distribution associés, ainsi que les pompes à chaleur destinées à optimiser la température de l'eau géothermale. Il s'adresse aux collectivités et aux entreprises⁹⁰. En complément, certaines collectivités apportent également un soutien financier, notamment la Métropole du Grand Paris via son [fonds énergies instauré en avril 2023](#).

Les aides du fonds chaleur à la géothermie profonde : opérations éligibles, conditions d'allocation et modalités d'intervention⁹¹

Les projets de géothermie profonde éligibles au fonds chaleur incluent : la création ou l'extension, de réseaux de chaleur et de froid ; la valorisation thermique de ressources géothermales profondes (profondeur supérieure à 200 m) ; la réalisation d'un doublet de forages sur un aquifère profond avec ou sans mise en place d'une pompe à chaleur ; la mise en œuvre d'une réinjection en aquifère profond sur une installation existante ; l'ajout d'une pompe à chaleur sur un réseau de chaleur alimenté par une installation de géothermie profonde existante.

De façon générale, l'aide est accordée au cas par cas, sur la base d'une analyse du coût de revient de la chaleur renouvelable, comparé à une solution fossile de référence. Elle est attribuée dans la limite d'une enveloppe budgétaire annuelle, selon les performances techniques, économiques et environnementales des projets. L'aide n'a pas un caractère automatique : son octroi est conditionné à une instruction individualisée et au respect de plafonds définis.

Ces aides prennent la forme d'une subvention plafonnée (en euro par MWh de chaleur produite sur 20 ans). Elle a également pris la forme d'une avance remboursable de 2017 à 2019.

Selon l'Ademe, l'aide est intégralement répercutée auprès des abonnés au réseau de chaleur, au travers d'un terme négatif sur le prix du MWh. Ces modalités sont intégrées dans le cadre des contrats de délégations de service public.

À ce jour, tous les projets de géothermie profonde ont bénéficié du fonds chaleur. Entre 2015 et 2024, 170,6 M€ de subventions (hors raccordement au réseau de chaleur) ont soutenu 869,7 M€ d'investissements pour des projets de géothermie profonde.⁹²

Dans son [rapport sur le chauffage urbain publié en 2021](#), la Cour soulignait son rôle déterminant pour atténuer le principal frein au développement des réseaux de chaleur, notamment ceux alimentés par géothermie profonde : le poids élevé des investissements initiaux (cf. *infra*). Selon l'évaluation du fonds chaleur réalisée par l'Ademe en 2024, le risque d'effet d'aubaine serait globalement maîtrisé pour l'ensemble des filières, à l'exception de la géothermie de surface et de la méthanisation. Par ailleurs, pour les réseaux de chaleur, l'absence de soutien du fonds chaleur entraînerait généralement une dégradation de certains paramètres

⁹⁰ Source : DGEC.

⁹¹ Annexe n°7 : Conditions d'allocation du fond chaleur pour les projets de géothermie profonde.

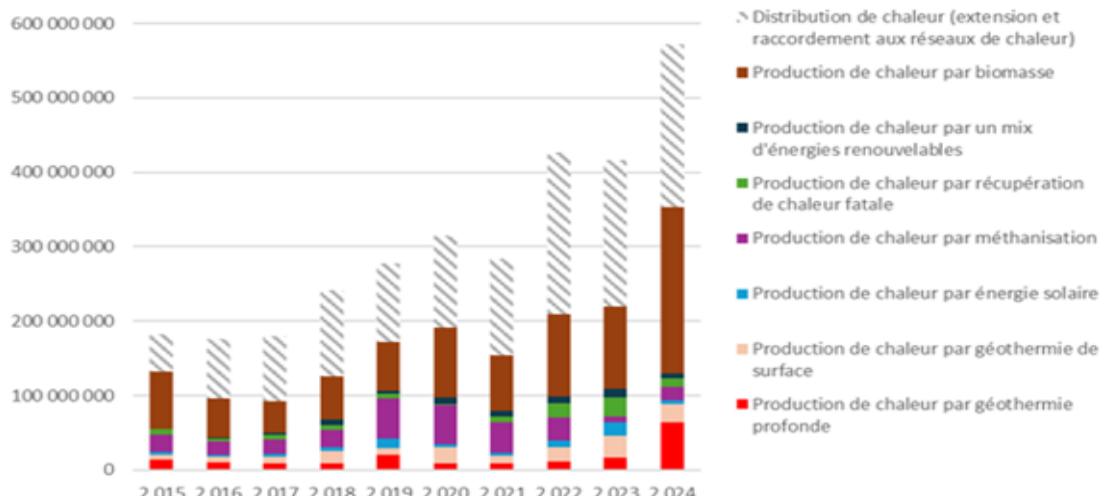
⁹² Cour des comptes à partir de données Ademe.

du projet, tels qu'une stratégie d'approvisionnement moins décarbonée ou une augmentation du tarif de vente au détriment des usagers. Toutefois, faute de suivi systématique de la rentabilité des projets, cette étude repose sur une enquête qualitative (entretiens et sondage auprès d'un échantillon représentatif de porteurs de projets), sans permettre d'objectiver pleinement l'effet déclencheur ou d'évaluer de manière précise les éventuels effets d'aubaine, ni l'impact du soutien sur la rentabilité des projets ou le prix de vente de la chaleur.

La grande majorité des projets soutenus se situe en Île-de-France, qui totalise à elle seule 36 des 43 projets subventionnés par le fonds chaleur depuis 2015. Cette concentration ne résulte pas d'un biais de sélection par l'Ademe, mais tient au fait que les projets sont majoritairement développés dans cette région. Pourtant, le BRGM identifie un potentiel géothermique notable dans d'autres régions, dans le bassin aquitain, ainsi que dans les fossés rhénan, bressan, rhodanien et en Limagne (cf. *supra*).

La part du fonds chaleur dédiée à la géothermie profonde demeure relativement limitée. L'enveloppe actuelle contraint l'Ademe à reporter d'une année sur l'autre l'engagement des subventions, ralentissant ainsi la mise en œuvre des projets⁹³. En 2024, sur les 353 M€ d'aides attribuées à la production de chaleur (sur un total de 572 M€ engagés), seulement 64 M€ ont été alloués à la géothermie profonde, soit 18 % du total. À titre de comparaison, la biomasse concentre à elle seule 224 M€ (63 %), la géothermie de surface 24 M€ (7 %), et les autres filières - méthanisation, récupération de chaleur fatale, et solaire thermique - 36 M€ (12 %)⁹⁴. Depuis 2015, la majorité des subventions ont ainsi bénéficié à des projets biomasse (près des deux tiers en 2024), alors même que cette source d'énergie est délocalisable et que son bilan carbone demeure nettement moins favorable que celui de la géothermie profonde.

Graphique n° 5 : Montant des aides du fonds chaleur engagées depuis 2015 (en €) par type de projet (distribution et production de chaleur par différentes énergies renouvelables)



Source : Cour des comptes à partir de données Ademe

⁹³ Ademe, [Évaluation ex post du fonds chaleur sur la période 2018-2023](#), 2024, p. 29.

⁹⁴ Source : Cour des comptes à partir de données Ademe.

Selon la DGEC et le réseau Amorce, ce déséquilibre s'explique par le choix des collectivités, qui privilégient des technologies éprouvées, perçues comme moins risquées, et rapidement déployables. Un forage géothermique, même réussi, entraîne en effet un délai de réalisation plus élevé que la construction d'une centrale biomasse (près de deux ans pour une chaufferie bois, contre quatre à six ans pour un projet de géothermie profonde⁹⁵). Dans ces conditions, les collectivités privilégient souvent la biomasse au détriment d'autres solutions.

Pour corriger cette tendance, la méthode EnR'choix (cf. annexe n°3), développée dès 2014 en Île-de-France et intégrée aux critères d'éligibilité nationaux au fonds chaleur en 2024, incite les porteurs de projet à envisager d'autres énergies renouvelables, dont la géothermie lorsqu'elle est géologiquement accessible. Dans son rapport sur le chauffage urbain publié en 2021, la Cour avait déjà recommandé de conditionner les aides du fonds chaleur à la réalisation d'un diagnostic multi-énergie pour inciter les élus locaux à intégrer cette approche dans la planification territoriale des réseaux de chaleur. Dans cette perspective, la [mission d'information de l'Assemblée nationale de 2024](#) avait préconisé d'inscrire les objectifs en matière de développement de la géothermie profonde dans les plans climat-air énergie territoriaux. De même, le réseau Amorce estime nécessaire d'intégrer la géothermie dans les futurs plans d'actions de chaleur et de froid, rendus obligatoires, par la loi du 30 avril 2025, pour la métropole de Lyon et les établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre comptant au moins une commune de plus de 45 000 habitants. Leur contenu et les modalités d'application doivent être définis par voie réglementaire.

À budget donné, de telles dispositions devraient contribuer à orienter les aides du fonds chaleur vers les projets de géothermie. Elles ne sauraient toutefois réduire les risques élevés, les délais de réalisation plus longs et les coûts d'investissement initiaux importants qui caractérisent ces projets (cf. *infra*), en particulier par comparaison avec les chaufferies bois.

2.2.3 Un prix de la chaleur compétitif face à la hausse des énergies fossiles, grâce aux soutiens publics

Les différentes sources d'énergie susceptibles d'alimenter un réseau de chaleur sont en concurrence. Afin d'attirer un nombre maximal d'abonnés, l'exploitant privilégiera généralement celle qui permet de proposer le prix de vente le plus compétitif.

À cet égard, contrairement à l'électricité, les prix de la chaleur distribuée par les réseaux ne sont pas soumis à des tarifs réglementés⁹⁶. Ils sont fixés par contrat entre l'exploitant du réseau et ses clients (bailleurs, copropriétés, entreprises). Le réseau est le plus souvent exploité dans le cadre d'une délégation de service public : la collectivité locale, propriétaire, en confie l'exploitation à un opérateur, qui se rémunère directement auprès des abonnés par la vente de chaleur, selon des tarifs encadrés par le contrat de délégation. Le prix de vente comprend une part fixe (l'abonnement), couvrant les coûts d'investissements, et une part variable, dépendant

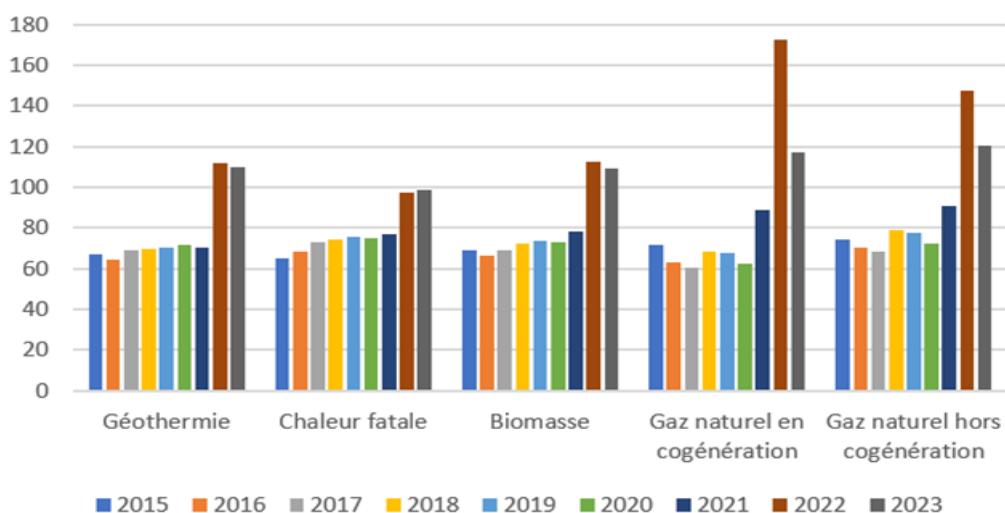
⁹⁵ Ademe, *Énergies renouvelables : le bois énergie*, 2023, p. 4 ; Ademe, *Énergies renouvelables : la géothermie profonde*, 2023, p. 4.

⁹⁶ CGDD, *Les réseaux de chaleur : quels prix pour le consommateur ?* Datalab, 2016, p. 1.

de la consommation d'énergie de l'abonné et du prix des énergies. L'exploitant du réseau de chaleur n'est pas nécessairement le porteur du projet de doublet géothermal⁹⁷.

Les énergies fossiles utilisées pour alimenter les réseaux de chaleur ont vocation à disparaître. La stratégie nationale bas carbone prévoit en effet de décarboner les consommations résiduelles de gaz d'ici à 2050. En conséquence, des objectifs ambitieux de livraison de chaleur renouvelable et récupérable ont été fixés par le [projet de PPE 3](#)⁹⁸. Ces énergies fossiles sont également taxées, soit directement, soit indirectement via le système d'échange de quotas d'émission. À l'inverse, les réseaux alimentés à plus de 50 % par des énergies renouvelables et récupérables, dits « vertueux », bénéficient d'une TVA réduite⁹⁹ et du fonds chaleur qui, intégralement répercuté auprès des abonnés¹⁰⁰, permet une réduction du prix de la chaleur de plusieurs euros par MWh¹⁰¹. Entre 2015 et 2020, ces réseaux « vertueux » affichaient des prix de vente supérieurs à ceux alimentés par du gaz en cogénération¹⁰². Toutefois, cette tendance s'est inversée à partir de 2021, dans un contexte de forte hausse des prix du gaz sur les marchés européens. Bien que les réseaux vertueux aient également enregistré une augmentation significative de leurs tarifs, l'inflation, avant application des boucliers tarifaires, est restée plus contenue que pour les réseaux alimentés principalement par du gaz¹⁰³.

Graphique n° 6 : Évolution du prix de vente moyen (hors taxe et hors bouclier tarifaire) de la chaleur de 2015 à 2023 en fonction de l'énergie majoritaire utilisée par le réseau (€/MWh)



Source : Cour des comptes à partir des enquêtes annuelles sur le prix de vente de la chaleur d'Amorce

⁹⁷ Exemple d'un doublet réalisé en 2018 sur la commune de Cachan, dans le cadre d'une délégation de service public : [Dalkia](#) a réalisé et exploite le doublet. [Dalkia](#) exploite également le réseau de chaleur alimenté.

⁹⁸ Alors que la quantité de chaleur renouvelable et récupérable livrée par les réseaux de chaleur s'élevait à 17 TWh en 2022, les objectifs fixés par le projet de PPE 3 sont de : 39,5 TWh en 2030 et 54,5 TWh en 2035 (seuil bas), 51 TWh en 2030 et 72 TWh en 2035 (seuil haut).

⁹⁹ Article 278-0 bis du code général des impôts, modifié par la loi de finances pour 2019.

¹⁰⁰ Selon l'Ademe, l'aide du fonds chaleur est intégralement répercutée auprès des abonnés, via un terme négatif sur le prix du MWh. Cette clause est présente dans les contrats de délégation de service public.

¹⁰¹ Amorce, Enquête annuelle prix de vente de la chaleur et du froid, 2025 p. 17

¹⁰² Selon le site d'information [Connaissance des énergies](#), la catégorie « gaz naturel en cogénération » renvoie à la production et l'utilisation simultanée d'électricité et de chaleur à partir de gaz au sein de la même installation.

¹⁰³ Amorce, Enquête annuelle prix de vente de la chaleur et du froid, 2018 à 2025.

Note : le prix de vente correspond à la facture énergétique (part fixe + part variable) ramenée aux MWh livrés en sous-station, il n'intègre pas les coûts liés au réseau secondaire.

Dans le cas des réseaux utilisant majoritairement de la géothermie, l'impact des coûts variables est plus limité que pour l'ensemble des réseaux, en raison d'une part fixe plus élevée dans le prix de vente (56 % en 2023, contre 40 % en moyenne). Cette spécificité, garantissant une plus grande stabilité de prix, s'explique par les investissements importants nécessaires à la valorisation de la ressource¹⁰⁴. Si cet avantage semble avoir été atténué en 2021 et 2022 par la hausse du prix de l'électricité, indispensable au fonctionnement des installations de géothermie, le coût réel supporté par les abonnés, une fois le bouclier tarifaire sur l'électricité appliqué, pourrait, selon Amorce, être inférieur de 20 à 25 % au prix de vente hors bouclier tarifaire¹⁰⁵, plaçant ainsi la géothermie à un niveau compétitif par rapport aux autres énergies renouvelables et récupérables, y compris en 2021 et 2022.

Dans un contexte de forte volatilité des prix des énergies fossiles, les soutiens publics permettent donc aux réseaux de chaleur majoritairement alimentés par des énergies renouvelables et de récupération de maintenir des tarifs compétitifs face à ceux reposant principalement sur le gaz naturel.

Cependant, le rythme de développement des projets de géothermie profonde demeure inférieur à la trajectoire nationale, en raison de nombreux freins opérationnels.

2.3 Les freins au développement à lever

L'atteinte de l'objectif fixé par le projet de PPE 3 – 6 TWh de chaleur géothermique produite par géothermie profonde en 2030 (contre 2,26 TWh en 2023) – suppose un changement d'échelle. La montée en puissance de la géothermie profonde reste freinée par des obstacles économiques, administratifs et environnementaux, conditionnant sa faisabilité et sa rentabilité.

2.3.1 Des obstacles économiques persistants, notamment dans les zones géologiques moins explorées

Les projets de géothermie profonde se caractérisent par des investissements initiaux très élevés, notamment pour les opérations de forage, dont le coût peut atteindre entre 11 et 16 M€ pour un doublet géothermique (hors réseau de chaleur)¹⁰⁶. Ces dépenses, engagées avant toute mise en production, constituent une contrainte majeure, en particulier pour les porteurs de projets de taille modeste. À cette contrainte financière s'ajoute l'incertitude liée à la ressource géologique, qui demeure elle aussi un frein important au développement de la filière.

¹⁰⁴ Amorce, *Enquête annuelle prix de vente de la chaleur et du froid*, 2018 à 2025.

¹⁰⁵ Selon Amorce, les boucliers tarifaires ont été appliqués directement sur les factures pour les consommateurs individuels, alors que, pour les réseaux de chaleur, les régulations s'appliquent encore en 2025, avec un décalage temporel important entre la consommation d'énergie concernée et l'impact réel sur la facture.

¹⁰⁶ Ademe, *Énergies renouvelables : la géothermie profonde*, juin 2023, p. 1

Pour dépasser ces obstacles économiques, il apparaît nécessaire d'évaluer précisément le coût actualisé de production de chaleur sur l'ensemble de la durée de vie des installations (2.3.1.1.), afin d'identifier les mécanismes de soutien public les plus adaptés (2.3.1.2.). Il importe également de clarifier la doctrine de couverture des risques (2.3.1.3.) et de renforcer la connaissance du sous-sol (2.3.1.4.).

2.3.1.1 Un préalable : une appréhension plus juste du coût actualisé de production de chaleur sur la durée de vie de l'équipement

Le coût actualisé de production de chaleur sur la durée de vie de l'équipement (LCOE) est un indicateur clé pour apprécier dans le temps et comparer la compétitivité des différentes filières). Il permet en effet de calculer le prix de l'énergie produite par différentes technologies, en prenant en compte tous les coûts actualisés de production d'énergie sur la durée de vie de l'équipement : les coûts liés à l'installation et l'exploitation de l'actif sur toute sa durée de vie, incluant les dépenses d'investissement (CAPEX), les coûts d'exploitation et de maintenance (OPEX) et, le cas échéant, les éventuels coûts de raccordement et de démantèlement. Ces coûts sont actualisés pour être exprimés à la date de mise en service de l'installation.

À partir de cet indicateur, [l'étude de l'Ademe sur l'évolution des coûts des énergies renouvelables](#) souligne la très grande compétitivité des projets de géothermie profonde sur le long terme malgré des coûts d'investissement initiaux élevés : en 2022, le LCOE moyen, calculé pour une durée de vie de 20 ans, s'élevait à 29 € HT/MWh, contre 76 € HT/MWh pour une chaudière au gaz et 108 € HT/MWh pour une centrale biomasse raccordée à un réseau de chaleur, pour une puissance installée équivalente. Selon l'Ademe et la DGEC, le LCOE moyen de la géothermie présenté dans cette étude est toutefois largement sous-estimé. Sur la base d'une évaluation actuellement menée avec le laboratoire d'économie d'Orléans, le BRGM estime d'ailleurs qu'il pourrait plutôt se situer entre 65 et 70 € HT/MWh, hors coûts de raccordement, pour un projet de 12 MW et une profondeur moyenne de forage de 1 500 m. En tout état de cause, il convient d'attendre la prochaine édition de l'étude sur l'évolution des coûts des énergies renouvelables, prévue en 2026, pour mettre à jour cet indicateur et en tirer des enseignements sur la compétitivité de la géothermie profonde par rapport aux autres filières.

Tableau n° 5 : Évolution des coûts actualisés de production de chaleur pour le collectif et le tertiaire sur la durée de vie de l'équipement

Filière de production de chaleur pour le collectif et tertiaire					Variation 2012-2022	Variation 2012-2020	Variation 2020-2022
Filière	Technologie	2012	2020	2022			
Filière de référence	Chaudière au gaz 1-3MW	51	43	76	48%	-17%	78%
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - raccordé - Centrale biomasse <1000kW	169	174	192	14%	3%	10%
Bois énergie thermique	Bois énergie thermique - raccordé - Centrale biomasse 1000 à 10 000kW	93	103	108	16%	10%	5%
Géothermie	Géothermie - Centrale géothermique profonde	29	29				-1%

Source : Ademe

Note : Le LCOE ne prend pas en compte les coûts de réseau, coûts des centrales d'appoint, coûts d'équilibrage. Il est calculé sur la base des coûts des filières et ne prend pas en compte les aides publiques ou les CEE (exception faite des filières ayant bénéficiées des boucliers tarifaires sur le gaz et l'électricité à partir de 2021 et 2022). Pour les centrales géothermiques profondes, il est calculé pour des installations avec pompe à chaleur.

Plus largement, la méthode de calcul retenue par l'Ademe dans cette étude souffre de nombreuses imprécisions : pour la géothermie profonde, les CAPEX y sont surestimés d'environ 50 % et les coûts de raccordement ne sont pas intégrés ; pour l'ensemble des filières, les hypothèses de calcul des taux d'actualisation ne sont pas explicitement détaillées et la prise en compte des risques propres à chaque filière n'est pas clairement décrite.

Dans ces conditions, la Cour regrette que l'Ademe publie des données inexactes, faussant ainsi l'analyse de la rentabilité économique des projets, l'évaluation comparative de la compétitivité des filières et l'allocation des soutiens publics. Il devient donc urgent de renforcer la rigueur de cette étude consacrée au coût des EnR et sa méthode de calcul des LCOE, en intégrant pour toutes les filières les mêmes postes de coûts, notamment les coûts de distribution, en précisant de façon transparente les hypothèses d'actualisation, en explicitant la manière dont les risques sont pris en compte (primes de risque, dépenses d'investissement), et en présentant les LCOE sous forme de fourchettes afin de refléter la dispersion des valeurs. Dans cette perspective, l'étude conduite par le BRGM et le laboratoire d'économie d'Orléans peut constituer une source d'inspiration pertinente.

Une estimation plus robuste des LCOE permettra ainsi de comparer le mérite relatif des différentes filières et d'éclairer la pertinence et la place respective des différents instruments de soutien financier.

2.3.1.2 Réexaminer la place respective des différents soutiens financiers

Le principal instrument public mobilisé pour soutenir le poids des investissements initiaux est le fonds chaleur, qui a subventionné entre 3 et 5 projets par an depuis 2015 (cf. *supra*). Pour tenir les objectifs du projet de PPE 3, le rythme de réalisation doit être sensiblement accru, afin de mettre en service entre 6 et 10 doublets géothermiques par an d'ici 2030. Selon les estimations de la Cour, cela supposerait un niveau de subvention annuelle, pour la production et la distribution de chaleur, compris entre 96 et 200 M€, en fonction de différents scénarios d'évolution des montants unitaires de subvention et de productivité des gisements (cf. annexe 6). De son côté, l'Ademe évalue le besoin à 84 M€ dès 2025, puis à 192 M€ par an au-delà. Ce niveau de soutien contraste avec les engagements du fonds chaleur pour la géothermie profonde en 2023 (28 M€ dont 16 M€ pour la production) et en 2024 (107 M€ dont 64 M€ pour la production)¹⁰⁷.

Cependant, la mobilisation du fonds chaleur sous forme de subventions peut être interrogée au regard de la rentabilité observée des opérations de géothermie profonde, les subventions se justifiant surtout lorsque les projets présentent un déficit de rentabilité par rapport aux solutions de référence. D'autres outils financiers pourraient être envisagés. L'aide du fonds chaleur pourrait par exemple être attribuée sous forme d'avance remboursable, comme cela a été pratiqué entre 2017 et 2019¹⁰⁸. Par ailleurs, les prêts bonifiés ou les prises de participation de la Banque des territoires pourraient être davantage mobilisés. Le recours à ces instruments, principalement utilisés en phase de réalisation et rarement en phase de développement, demeure en effet limité. Sur les cinq dernières années, seuls quatre projets de

¹⁰⁷ Calculs de la Cour des comptes à partir de données Ademe.

¹⁰⁸ Annexe n°7 : Conditions d'allocation du fonds chaleur pour la géothermie profonde depuis 2015.

géothermie profonde ont été soutenus par des prêts et deux par des fonds propres¹⁰⁹. Le syndicat des énergies renouvelables estime que les conditions de financement proposées par la Banque des territoires sont à la fois insuffisamment connues et peu attractives. Dans ce contexte, plusieurs acteurs du secteur (le syndicat des énergies renouvelables, l'AFPG, Idex) recommandent, dans leur contribution à la mission lancée par le Premier ministre sur la géothermie en mai 2025, la mise en place de dispositifs plus incitatifs : prêt à taux zéro, bonifié, ou avance remboursable.

Comme pour la géothermie de surface, il apparaît nécessaire d'identifier les conditions permettant une meilleure intégration des outils existants dans les stratégies de financement des projets, voire de les adapter pour répondre plus efficacement aux besoins des porteurs de projet. Dans cette perspective, il serait utile de réaliser un bilan approfondi des projets soutenus par le fonds chaleur afin de mesurer leur rentabilité et d'éclairer l'opportunité, selon les cas, de recourir aux instruments financiers de la Banque des territoires, de verser l'aide du fonds chaleur sous forme d'avance remboursable, voire d'abaisser en contrepartie le taux de subvention. Le coût budgétaire serait très limité, voire négatif en cas de substitution, même partielle, à la subvention du fonds chaleur.

Enfin, une fois ces évolutions mises en œuvre, la Cour invite à ce que les règles de soutien soient stabilisées afin d'offrir plus de visibilité aux porteurs de projets. Les incertitudes liées à la programmation annuelle du fonds, votée en loi de finances, ainsi que les nombreuses évolutions des barèmes et des conditions d'attribution nuisent en effet à la lisibilité et à la confiance des investisseurs¹¹⁰. Depuis 2015, les règles de soutien ont évolué chaque année, qu'il s'agisse des plafonds retenus, de la nature de l'aide (subvention ou avance remboursable) ou des modalités de calcul¹¹¹.

2.3.1.3 Mieux préciser la doctrine de couverture des risques

Le fonds de garantie a été réaménagé en 2024 pour favoriser l'émergence de projets en région parisienne sur d'autres aquifères et dans d'autres zones géographiques encore peu explorées. La logique retenue a été d'étendre les secteurs couverts par le fonds de garantie, ce qui a conduit à une hausse des ressources autorisées par la Commission européenne, désormais fixées à 195,6 M€ sur 2024-2033, dont une contribution maximale de l'Ademe de 140 millions d'euros (cf. *supra*). La part attendue des cotisations des porteurs de projet a toutefois été revue à la baisse (passant de 19,4 M€ sur 53 M€ sur 2007-2023 à 55,6 M€ sur 195,6 M€ sur 2024-2033). La contribution de la région Île-de-France a par ailleurs été supprimée alors que le développement de la géothermie profonde concerne encore principalement ce territoire.

En outre, la doctrine de couverture des risques entre les différents niveaux de risque n'est toujours pas établie. Les modalités d'allocation du fonds dans ces segments ne sont ni

¹⁰⁹ Annexe n°8 : Projets de géothermie soutenus par la Banque des territoires.

¹¹⁰ Source : Engie, *Note de synthèse*, juin 2025, p. 10 ; Contributions d'Idex, Arverne Group à la mission lancée par le Premier ministre, mai 2025 ; Amorce, *Enquête géothermie*, juin 2025, p. 4

¹¹¹ Annexe n°7 : Conditions d'allocation du fonds chaleur pour la géotherme profonde, depuis 2015.

stabilisées ni arbitrées par les instances de gouvernance présidées par l'Ademe¹¹². Selon l'agence, une étude en cours doit éclairer ces choix en analysant plusieurs scénarios et leur impact budgétaire. Afin d'éviter la concentration du fonds de garantie sur les projets à fort niveau de risque, certains acteurs préconisent de réserver le fonds de garantie aux projets centrés sur la production de chaleur et suggèrent d'éviter les conflits d'usage avec les projets combinant chaleur et autres valorisations. Sur ce point, l'Ademe précise que les projets associant chaleur et extraction du lithium ne pourront bénéficier du fonds de garantie que pour la part liée à la production de chaleur, sous réserve que les caractéristiques de débit et de température soient adaptées à cette finalité. Le débit garanti devrait rester inférieur à celui requis pour maximiser la récupération de lithium, ce qui limiterait mécaniquement l'exposition au risque pour le fonds.

En tout état de cause, les modalités d'allocation du fonds auront un impact direct sur la répartition territoriale des projets et sur son équilibre financier. La Cour recommande donc de définir sans attendre la doctrine d'allocation du fonds de garantie en tenant compte du niveau de risque des projets. Il conviendra d'assurer une répartition équilibrée entre les différents segments de risque, sans exclure le cas échéant, le soutien à des projets de co-production lorsque leur niveau de risque demeure maîtrisé, ni celui à quelques projets stratégiques relevant du segment 3 (risque fort), dans des zones à fort potentiel de développement de la filière.

Recommandation n° 2. (Ademe, 2026) Définir la doctrine d'allocation du fonds de garantie en tenant compte du niveau de risque des projets de géothermie profonde

2.3.1.4 Une connaissance du sous-sol à améliorer pour réduire les incertitudes liées à la ressource

La quantité et la qualité de la ressource géothermique (température, débit, perméabilité du sous-sol) ne peuvent être pleinement évalués qu'après forage, notamment en dehors du Dogger où le sous-sol est moins précisément caractérisé. Cette incertitude géologique est d'autant plus problématique que, pour garantir la rentabilité du projet, les forages doivent être situés à proximité de besoins en chaleur identifiés en surface. L'amélioration de la connaissance du sous-sol permet toutefois de réduire ces incertitudes et même d'envisager, dans certains cas, un déclassement de segment de risque du fonds de garantie (cf. *supra*).

À cet effet, le [plan d'action national pour la géothermie](#) lancé en 2023 prévoit la réalisation d'un inventaire national de la ressource géothermale, décliné à l'échelle régionale, par le BRGM, avec le soutien financier de l'Ademe¹¹³. Cet inventaire s'appuie sur des données sismiques existantes, issues notamment d'anciennes campagnes de prospection pétrolière, et sur de nouvelles acquisitions de données, dans l'ouest et le sud de l'Île-de-France ([Géoscan](#)

¹¹² Le fonds est régi par deux instances : le comité décisionnel qui instruit les demandes de garantie et réunit DGEC, Ademe, SAF Environnement, directions régionales de l'environnement et de l'aménagement, Fedene, AFPG, Association des maîtres d'ouvrage public en géothermie (Agemo), ainsi que des représentants du conseil régional d'Île-de-France pour les dossiers franciliens ; le comité stratégique, nouvellement créé, qui fixe les orientations et rassemble DGEC, Ademe, SAF Environnement, BRGM, Fedene, AFPG, Agemo, SER et Amorce. La voix du BRGM n'y est que consultative.

¹¹³ Convention de subvention entre la DGEC et le BRGM, 30 juillet 2024.

« Île-de-France »¹¹⁴) et sur le département des Bouches du Rhône et la métropole Aix-Marseille-Provence (Géoscan « Arc »). Selon le comité de suivi du plan d'action national géothermie du 31 janvier 2025, cette action ne présente pas de difficultés dans la mise en œuvre. D'ici décembre 2025, des cartes caractérisant le potentiel de la ressource sur les aquifères du Centre-Val de Loire et des Hauts-de-France-Picardie devraient être diffusées. En 2026, ces travaux devraient être présentés aux parties prenantes, notamment avec les collectivités, dans le cadre d'un séminaire. Selon le BRGM, les campagnes de prospection locales seront prolongées en 2026 et pourraient être étendues à deux nouvelles régions

Pour aller plus loin, le partage des données géologiques collectées par les porteurs de projets, à échelles plus fines, est, comme pour la géothermie de surface, déterminant pour réduire les incertitudes et mutualiser les connaissances. En effet, à chaque étape, de nombreuses données sont recueillies pour caractériser les paramètres hydrauliques et thermiques de la ressource¹¹⁵ : en phase d'étude amont, des données dites « géophysiques » sont obtenues sans forage ; les phases d'exploration et d'exploitation permettent d'affiner cette connaissance grâce aux mesures directes issues des puits.

Or, à l'exception de certaines données collectées par le BRGM et accessibles en ligne au bout d'un an au travers de la base de données Sybase¹¹⁶, ces données sont tenues confidentielles pendant dix ans au titre de l'[article L. 413-1 du code minier](#). Afin d'envisager un partage plus rapide, des discussions sont en cours avec les acteurs du secteur concernant les modalités de partage, les délais, et les données concernées : certains expriment des réticences, craignant un partage trop ouvert de données coûteuses. Certains porteurs de projets privilégient plutôt un partage encadré, au travers de programmes de recherche à visée scientifique menés à l'échelle de territoires spécifiques. À l'inverse, d'autres maîtres d'ouvrage plaident pour un délai réduit à un an pour les données de puits et à trois ans pour les données géophysiques.

Sous réserve que ces données soient effectivement mises à disposition, un abaissement du délai de confidentialité permettrait d'accélérer la consolidation de la connaissance du sous-sol grâce à des données complémentaires de celles produites par le BRGM, plus précises et à l'échelle plus fine du projet, et de réduire ainsi les risques liés à la ressource. Il est d'autant plus justifié lorsque ces données ont été collectées dans le cadre de travaux financés par des subventions publiques. L'objectif est de limiter les barrières à l'entrée, de renforcer la concurrence, et d'encourager de nouveaux projets, notamment portés par des collectivités locales, dans des zones encore peu explorées. Pour ces raisons, la Cour invite à abaisser le délai de confidentialité des données du sous-sol.

Les avantages attendus sont tels que le [projet de loi « diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne » \(DDADUE\)](#), déposé au Sénat en novembre 2025 et présenté au parlement début 2026, prévoit de réduire ce délai à cinq ans pour les données géophysiques et à un an pour les données de puits. Il s'inspire d'exemples internationaux comme l'Australie, où la confidentialité est limitée à deux ans dans un contexte d'exploration et de production dynamique.

¹¹⁴ Convention passée entre l'Ademe, le BRGM et la région Ile-de-France, novembre 2023.

¹¹⁵ BRGM, Ademe, *La géothermie et les réseaux de chaleur. Guide du maître d'ouvrage*, 2010, p. 35.

¹¹⁶ [L'article L. 211-10 du code de l'environnement](#) prévoit une exception à l'interdiction de publication prévue par l'article L. 413-1 du code minier concernant les données « intéressant la recherche, la production ou le régime des eaux souterraines ». Pour bénéficier du Fonds Chaleur, l'Ademe demande aux opérateurs de fournir les données sur les puits de géothermie profonde, en vue de renseigner Sybase.

En complément, à compter de septembre 2025, une clause prévoyant un délai de confidentialité de trois ans pour les données géophysiques sera intégrée, selon l'Ademe, dans les conventions passées avec les porteurs de projet pour le fonds de garantie « court terme études ».

2.3.1.5 Une filière qui devra s'adapter à la hausse prévisible des besoins

Le BRGM qualifie la filière de la géothermie profonde de « mature », un constat déjà formulé par la PPE en 2016. Celle-ci dispose aujourd’hui d’un socle industriel capable de soutenir le rythme actuel de développement des projets¹¹⁷ (3 à 5 par an depuis 2015). Selon Engie, les porteurs de projet parviennent à mobiliser les compétences et les équipements nécessaires sous réserve d'une bonne anticipation des investissements.

Cette structuration s'appuie notamment sur la création, depuis 2014, d'un comité technique dédié à la géothermie profonde, piloté par l'Ademe, le BRGM et l'AFPG. Réunissant régulièrement les principaux acteurs de la chaîne de valeur (bureaux d'études, foreurs, exploitants, équipementiers, organismes publics), ce groupe de travail, qui se réunit chaque année, a élaboré des fiches de bonnes pratiques sur le forage, l'entretien et l'abandon des puits. Il a récemment élargi ses travaux à des projets hors du bassin parisien et du Dogger¹¹⁸. En complément, des guides de « bonnes pratiques » ont été publiés en 2019 et en 2023 par le BRGM pour accompagner les porteurs de projets dans la conception et la réalisation d'installations de géothermie profonde. Selon le BRGM, ces guides sont régulièrement mis à jour en fonction des évolutions de la filière, des besoins et des sinistres observés.

Pour autant, cette dynamique reste fragile. Selon le syndicat des énergies renouvelables, l'AFPG, Arverne group (l'une des principales entreprises françaises de forage), la principale difficulté concerne la disponibilité, mais aussi l'autorisation d'employer une main-d'œuvre qualifiée, disposée à travailler en phase de travaux en horaires décalés, au-delà de la limite légale de 48 heures hebdomadaires. Les opérations de forage nécessitent en effet un fonctionnement continu des machines de forage, pour garantir le bon déroulement des travaux, optimiser leur rendement et les délais d'exécution. À ce jour, les entreprises de forage s'appuient sur des dérogations temporaires de 3 mois pour dépasser la durée maximale de travail, sans garantie de renouvellement. Dans ces conditions, les acteurs de la filière plaignent pour une adaptation de la réglementation du temps de travail, sur le modèle des régimes dérogatoires appliqués dans d'autres secteurs. Le dossier de presse lié à l'intervention du Premier ministre du 19 juin 2025 y faisait référence.

En tout état de cause, les ambitions du projet de PPE 3, correspondant à la réussite de 6 à 10 opérations par an d'ici 2030 (cf. *supra*), rendent nécessaires un renforcement des capacités humaines pour le forage et une augmentation de quelques unités du nombre de machines de forage disponibles¹¹⁹. La mission d'information de l'Assemblée nationale de 2024 confirme ces besoins et souligne la nécessité « *de répondre au manque de foreurs en France* » et d'assurer « *la disponibilité des outils et machines de forage en quantité suffisante* ». Elle recommande

¹¹⁷ Arverne group, *Contribution à la mission géothermie lancée par le Premier ministre*, mai 2025, p. 7.

¹¹⁸ AFPG, [Étude de filière 2023](#), 2023, p. 54.

¹¹⁹ Engie Solutions, *Note de synthèse*, juin 2025, p. 5 ; Arvern Group, *Contribution à la mission commando géothermie lancée par le Premier ministre*, mai 2025, p. 7 ; AFPG, *Note*, juin 2025, p. 5.

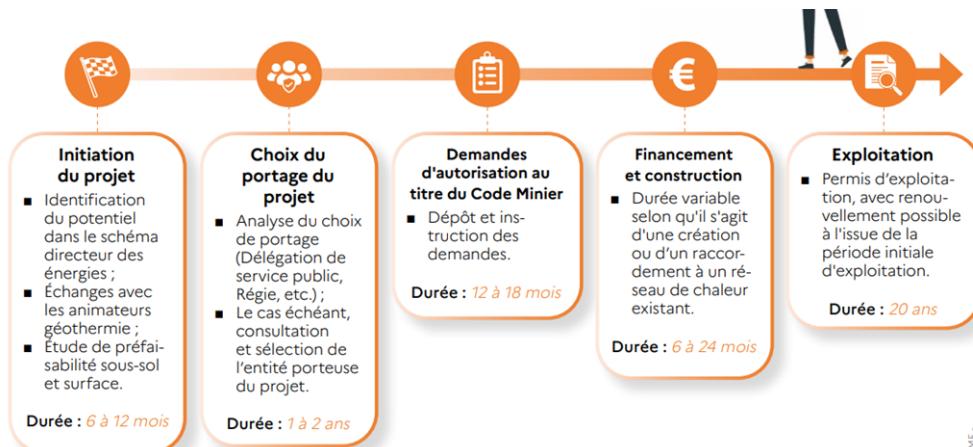
également de « *renforcer la montée en compétences des services de l'État responsables de l'instruction, de l'autorisation et du contrôle des opérations de géothermie profonde* ».

2.3.2 Des lenteurs administratives qui risquent de se renforcer

La réalisation d'un projet de géothermie profonde s'inscrit dans un processus long, encadré par le code minier. Selon l'Ademe, la durée du développement d'un projet, des premières études à la mise en exploitation, est comprise entre 4 et 6 ans (contre 1 à 3 ans pour la biomasse ; 1 à 3 ans et demi). Ces délais nuisent à la compétitivité de la filière.

Selon les articles [L. 124-1-2](#) et [L. 134-1-1](#) du code minier, tout porteur de projet (hors géothermie de minime importance), doit obtenir deux titres miniers distincts : un d'exploration (autorisation de recherche ou permis exclusif de recherche¹²⁰), et un d'exploitation (permis d'exploitation ou concession). Ces titres sont délivrés après mise en concurrence, au terme d'une procédure incluant une enquête publique préalable (sauf pour le titre d'exploitation lorsque la demande est déposée avant l'expiration de l'autorisation de recherches, dans certaines conditions précisées à l'article [L. 134-9](#)). Leur obtention ne donne pas droit à réaliser les travaux : au titre de l'article [L. 162-3](#), les travaux de recherches et d'exploitation sont en effet soumis à autorisation environnementale, selon une procédure distincte (cf. 3^{ème} étape du schéma n°2)¹²¹.

Schéma n° 2 : Les étapes d'un projet de géothermie profonde



Source : Ademe, *Énergies renouvelables : la géothermie profonde*, juin 2023, p. 4.

¹²⁰ Pour l'exploration, le porteur de projet a le choix entre 2 titres : 1) une autorisation de recherches encadrée par l'[article L.124-3 du code minier](#), qui détermine l'emplacement des forages que le titulaire est habilité à entreprendre, ou le tracé d'un périmètre à l'intérieur duquel les forages peuvent être exécutés ; elle est accordée par arrêté préfectoral pour une durée d'au plus 3 ans, non renouvelable ; 2) un permis exclusif de recherches encadré par l'[article L.124-2-1 du code minier](#), qui confère l'exclusivité du droit d'effectuer tous travaux de recherches dans un périmètre défini et de disposer librement des substances extraites à l'occasion des recherches et des essais ; il est accordé par arrêté ministériel pour une durée d'au plus 15 ans.

¹²¹ [Décret du 28 mars 1978](#) abrogé et remplacé par le [décret du 27 août 2025](#).

Note : Selon l'AFPG, la durée de 20 ans pour l'exploitation correspond à la durée de délégation de service public. Mais la durée d'exploitation est plutôt de 30 ans pour le permis d'exploitation et de 50 ans pour une concession.

Ces procédures administratives sont complexes et leurs délais particulièrement longs. Pour y remédier, plusieurs réformes ont été engagées depuis 2022. L'[ordonnance du 13 avril 2022](#) a porté de 10 à 15 ans la durée maximale d'un PER afin de donner plus de visibilité aux porteurs de projet¹²². Elle a également intégré l'autorisation de travaux miniers dans le cadre plus large de l'autorisation environnementale afin de « *faciliter la vie des entreprises sans régression de la protection de l'environnement* »¹²³ en harmonisant les procédures d'instruction liées aux sites miniers et aux installations classées pour la protection de l'environnement.

Pour réduire les délais, la [loi du 23 octobre 2023 relative à l'industrie verte](#) et son [décret d'application du 6 juillet 2024](#) ont instauré une procédure dite « parallélisée ». Depuis le 22 octobre 2024, celle-ci permet la conduite simultanée de l'examen du dossier d'autorisation environnementale et de la consultation du public, dans un délai de 3 mois maximum. Toutefois, cette simplification ne s'applique pas à l'ensemble des démarches d'autorisation liées aux projets de géothermie : la demande de titre minier demeure exclue du champ de l'autorisation environnementale et reste donc soumise à enquête publique, sans bénéficier de la consultation du public parallélisée. En pratique, l'objectif de réduction des délais n'est pas atteint.

Dès lors, les acteurs de la filière continuent d'alerter sur la longueur des démarches administratives, et proposent d'étendre aux titres miniers la parallélisation des procédures avec la consultation du public pour viser ainsi une réduction des délais d'instruction à 6-9 mois. Ils relèvent également un autre frein structurel majeur : la surcharge des services instructeurs, qui entraîne des retards significatifs, susceptibles de s'accentuer avec les procédures parallélisées.

Pour répondre à ces enjeux, le plan d'action national géothermie de 2023 prévoit que soient analysées ces procédures afin d'identifier des leviers d'optimisation. Cependant, des décisions récentes du Conseil d'État conduisent à allonger les délais d'instruction, celui-ci ayant jugé que le permis exclusif de recherches doit désormais faire l'objet d'une évaluation environnementale. Par un [arrêt du 12 juillet 2024](#), dit « mine d'or », le Conseil d'État a en effet considéré que toute décision d'octroi, d'extension ou de prolongation d'une concession minière relève de la [directive 2001/42/CE dite « Plans et programmes »](#), impliquant la réalisation d'une évaluation environnementale. Selon la DGEC, le Conseil d'État, consulté à l'été 2025 dans le cadre de la réforme du code minier, a étendu cette interprétation au permis exclusif de recherches, désormais considéré lui aussi comme un plan ou programme au sens de la directive, alors que la procédure d'obtention d'un PER ne comportait jusqu'à présent qu'une enquête publique préalable (cf. *supra*).

En tout état de cause, la complexité et la durée des démarches administratives peuvent dissuader les collectivités locales de s'engager dans des projets de géothermie profonde pour la décarbonation de leur réseau de chaleur.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

La géothermie profonde calogène est une ressource locale, décarbonée, compétitive sur le long terme. Son développement repose sur des savoir-faire éprouvés et une viabilité

¹²² [Article L. 124-2-3 du code minier](#) modifié par l'[article 10 de l'ordonnance du 13 avril 2022](#).

¹²³ [Exposé des motifs de l'ordonnance du 13 avril 2022](#).

économique, notamment pour l'alimentation des réseaux de chaleur urbains. Pourtant, malgré un potentiel couvrant près de 30 % du territoire, elle reste concentrée en Île-de-France, qui compte la plus forte densité d'opérations en Europe grâce à l'exploitation de l'aquifère du Dogger. Cette implantation résulte d'une conjonction de facteurs favorables : soutiens publics bonifiés, géologie propice, connaissance approfondie du sous-sol, contrastant avec d'autres aquifères encore peu, voire pas encore, exploités.

Les soutiens budgétaires (fonds de garantie, fonds chaleur), qui ont atteint près de 123 M€ en 2024, ont permis de relancer l'activité à partir de 2008, principalement en Île-de-France où la région apporte une garantie additionnelle : le fonds de garantie a sécurisé la totalité des projets sans coût excessif et le fonds chaleur a permis d'alléger les investissements initiaux. Les tarifs de vente de la chaleur sont également restés stables et compétitifs, dans un contexte de volatilité des prix des énergies fossiles.

Pour autant, la dynamique actuelle reste insuffisante au regard des objectifs du projet de PPE 3. Produire 6 TWh de chaleur par géothermie profonde d'ici 2030 suppose de lever plusieurs freins : les obstacles économiques liés au montant élevé des investissements initiaux et aux incertitudes sur la ressource géologique ; l'adaptation de la filière à un doublement du rythme des projets, y compris en zone moins explorée ; la connaissance partielle du sous-sol ; la lenteur des procédures administratives.

Dans un souci d'efficience, la Cour recommande de réexaminer, en fonction de la compétitivité de la filière, la place des soutiens financiers (subventions ou avances remboursables du fonds chaleur ; prêts bonifiés de la Banque des territoires) et de mieux préciser la doctrine de couverture des risques. Enfin, un renforcement de la connaissance du sous-sol est indispensable pour permettre un déploiement plus équilibré de la filière sur l'ensemble du territoire national.

3 DES INNOVATIONS FAVORABLES AU DEVELOPPEMENT DES GEOTHERMIES

Le développement de la géothermie de surface et de la géothermie profonde calogène et électrogène se heurte à des niveaux d'investissement élevés malgré une rentabilité à long terme établie dans la plupart des cas. Cette troisième partie explore les innovations en géothermie, sous réserve qu'elles contribuent à accélérer le retour sur investissement de la géothermie et, à terme, l'efficience des soutiens publics en répondant à de nouveaux besoins (3.1) ou en favorisant l'acceptabilité de la géothermie électrogène (3.2).

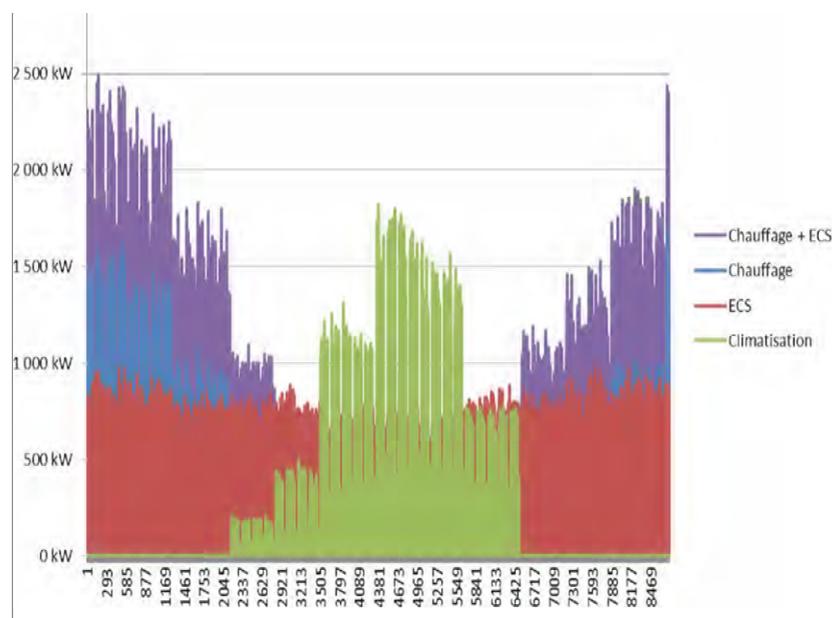
3.1 Des innovations en géothermie pour répondre à de nouveaux besoins

Dans une approche large et à des fins thermiques, la géothermie comprend en plus du captage de l'énergie de la terre celui des eaux usées, des eaux de surface ou de l'eau de mer en ayant recours à des pompes à chaleur. Elle contribue aussi au stockage de l'énergie dans la terre afin de l'utiliser ultérieurement. Des innovations en cours de diffusion favorisent l'exploitation des différentes ressources géothermales.

3.1.1 La réponse adaptée de la géothermie aux besoins croissants de froid

Accélérer le retour sur investissement des géothermies suppose de mieux utiliser l'une des qualités intrinsèques de cette énergie qui conserve un rendement énergétique constant toute l'année en raison de la faible variation de la température de la ressource. C'est notamment le cas lorsqu'elle répond aux besoins de chauffage, d'eau chaude sanitaire et de climatisation d'un écoquartier qui requiert toute l'année une puissance horaire appelée de l'ordre de 1 700 KW, l'appoint nécessaire pour le chauffage pouvant être assuré par une énergie complémentaire.

Graphique n° 7 : Puissance horaire appelée pour un écoquartier



Source/note : AFGP, guide techniques Beteg, page 43

3.1.1.1 Un meilleur retour sur investissement de la géothermie avec la prise en compte des besoins croissants de froid

Selon un rapport de l'agence internationale de l'énergie publié en juin 2018, *the future of cooling*, les besoins de froid de confort, évalués à 2 020 TWh en 2016, ont été multipliés par trois depuis 1990 et devraient connaître la même progression à l'horizon 2050. En France, les besoins de froid de confort sont estimés à 19 TWh avec une augmentation attendue des besoins de 34 TWh pour 2050.

Dans un rapport publié en novembre 2021 portant sur la climatisation dans le bâtiment, l'Ademe mentionne une enquête réalisée à l'été 2020 selon laquelle le taux d'équipement des ménages en climatiseur serait de 25 % et celui du secteur tertiaire de 40 %. Les émissions de CO₂ générées par ces équipements représenteraient l'équivalent de 4,4 millions de tonnes de CO₂, principalement en raison des fuites de frigorigènes (voir encadré en annexe 1). À l'horizon 2050, selon les scénarios retenus, les taux d'équipement des ménages et du tertiaire seraient compris entre 80 % et 95 %. La consommation totale associée aux systèmes de climatisation atteindrait 41 TWh dans le scénario tendanciel, 7,5 TWh dans le scénario frugal et 33 TWh dans un scénario mobilisant les seuls leviers techniques. Les émissions de CO₂ varieraient entre 0,5 et 2 millions de tonnes de CO₂ en fonction de l'évolution du mix de gaz frigorigènes des équipements.

En 2024, l'AFPG a mené [une étude sur le rôle de la géothermie dans la climatisation et le rafraîchissement](#) pour comparer les installations géothermiques avec d'autres solutions dans le domaine du refroidissement. Il ressort de cette étude, certes commanditée par les professionnels du secteur que dans le cas d'une maison individuelle, la solution de sondes géothermiques devient plus rentable que la chaudière à gaz et de deux climatiseurs monoblocs au bout de 13 ans. Pour un bâtiment collectif, les solutions géothermiques s'imposent après sept ans pour la géothermie sur nappe et neuf ans pour la géothermie sur sondes. Pour les bureaux, il faut attendre dix à quinze ans selon le type de solutions géothermiques. La comparaison est très favorable à la géothermie dans le cas des centres commerciaux (moins de cinq ans) et moins pour les établissements d'hébergement de personnes âgées dépendantes (dix-huit ans).

Cette étude présente des limites : dans le cas de la maison individuelle, elle ne compare pas la pompe à chaleur géothermique à la pompe à chaleur réversible, véritable solution alternative à la géothermie (*supra*). Elle part d'hypothèses favorables à la géothermie comme le choix du rafraîchissement par *géocooling* pour assurer 80 % des besoins en froid pour le secteur résidentiel et 50 % pour le tertiaire et le choix d'une comparaison sur une période de 25 ans, soit la durée de vie moyenne des pompes à chaleur géothermiques. Malgré tout, cette étude confirme la compétitivité de la géothermie dans la durée (voir *supra*). Celle-ci conforte les résultats de travaux de l'Ademe selon lesquels le LCOE des PAC géothermiques sur champs de sonde et sur aquifères dans le secteur tertiaire peut être réduit de moitié (de 133 à 62 €₂₀₂₂ HT/MWh pour les PAC sur champs de sonde et de 97 à 47€₂₀₂₂ HT/MWh pour les PAC sur aquifères) en partant d'une production de froid équivalente à celle de la chaleur et assurée à 40 % par du *géocooling* et à 60 % par du froid actif en raison de coûts d'investissement supplémentaires faibles pour le *geocooling* (21 € HT/kWh).

La géothermie peut répondre aux besoins croissants de froid avec une énergie décarbonée d'autant plus compétitive qu'elle est utilisée toute l'année.

3.1.1.2 Les réseaux de froid et les boucles d'eau tempérée, des innovations efficientes

Le troisième plan national d'adaptation au changement climatique considère que les mesures visant à limiter l'inconfort thermique *via* des solutions passives ne suffiront pas à moyen-long terme, notamment pour protéger les populations vulnérables à la chaleur. Pour les zones peu denses, il privilégie le déploiement de systèmes de rafraîchissement efficaces, à moindre impact pour l'environnement. Dans les zones denses, les réseaux de froid¹²⁴ présentent une forte efficacité énergétique en mutualisant la production de froid¹²⁵ et en mobilisant des machines industrielles à haut rendement énergétique offrant une meilleure maîtrise des fluides frigorigènes utilisés. Ils favorisent le report aux heures creuses des consommations électriques via la fabrication et le stockage de glace. Dans certains cas, ils limitent la consommation électrique en valorisant des énergies renouvelables et de récupération.

La stratégie française énergie climat prévoit 2 TWh de livraison de froid renouvelable et de récupération en 2030 et entre 2,5 et 3 TWh en 2035. Depuis 2017, la consommation de froid stagne autour de 0,9 TWh en raison notamment d'une meilleure isolation des bâtiments et de la modération des usages de la climatisation. Selon la Fedene, de 2017 à 2023, le nombre de réseaux de froid est passé de 23 à 43 pour alimenter respectivement 1234 et 1637 bâtiments. Les pompes à chaleur eau/eau relevant de la géothermie fournissent 72 % de l'énergie des réseaux de froid et alimentent 22 des 43 réseaux de froid existants.

Similaires dans leur fonctionnement au réseau de chaleur et de froid urbain, les boucles d'eau tempérée à énergie géothermique (Beteg¹²⁶) s'en distinguent par une température de l'eau comprise entre 5°C et 30°C et le recours à des pompes à chaleur géothermiques adaptées à chaque bâtiment. Elles s'adaptent à tous types de besoin (chaud ou froid, eau chaude sanitaire). Elles donnent la possibilité d'adapter les lois d'eau au plus près de chaque bâtiment et donc de limiter les consommations électriques. Elles favorisent le stockage thermique intersaisonnier et le couplage avec l'énergie solaire ou la chaleur fatale (voir *infra*). Elles offrent la possibilité de disposer de plusieurs sources d'énergie sur une même boucle, susceptibles d'être reliées en plusieurs phases selon l'évolution des besoins à satisfaire et de lisser les investissements dans le temps. Elles rencontrent certaines limites comme le fait d'être optimisées avec des émetteurs basse température réversibles.

En 2018, le dispositif du fonds chaleur a été ouvert aux installations permettant la production de froid renouvelable, en particulier le *géocooling* et les PAC géothermiques en montage thermofrigopompe sur les réseaux de froid. Puis en 2019, il a été décidé d'intégrer les Beteg au fonds chaleur. Dans les deux cas, l'aide est déterminée par une analyse économique. L'AFPG recense 26 Beteg pour un montant de dépenses éligibles aux aides de l'Ademe de 216,1 M€ avec un taux d'aide moyen de 31 %, soit 66,7 M€ pour 51 km de boucles et 166 GWh/an d'énergie renouvelable et de récupération.

¹²⁴ Les réseaux de froid sont décrits en annexe 10. Même s'il existe quelques réseaux de froid anciens comme celui de la ville de Paris, leur diffusion en France est récente et limitée comparée aux réseaux de chaleur. [Selon Idex](#), « *Dans le contexte du réchauffement climatique, les réseaux de froid urbains émergent comme une solution innovante et durable pour répondre aux besoins croissants de rafraîchissement, tout en limitant l'impact environnemental* ».

¹²⁵ À titre d'exemple, [un article récent](#) sur le réseau de froid de la Défense.

¹²⁶ Les Beteg sont décrits en annexe 11. [Selon l'étude 2023 de la filière géothermie de l'AFPG](#) et [l'académie des technologies](#), elles constituent l'une des innovations en géothermie de surface.

La mesure 10 du troisième plan national d'adaptation au changement climatique vise à déployer à grande échelle les technologies de froid renouvelable. Le niveau des soutiens publics est d'autant moins un frein à la mise en œuvre de cette mesure que ces technologies de plus en plus matures favorisent une meilleure rentabilisation de l'énergie géothermale.

Ce potentiel justifie une meilleure territorialisation des soutiens publics, en fonction des opportunités identifiées. Cela suppose de finaliser le projet de cadastre géothermique piloté par le Cerema (cf schéma 5 de l'annexe 1) et d'intégrer ces innovations dans les plans locaux de chaleur et de froid. Une meilleure visibilité des gisements d'opportunités simplifierait l'orientation des porteurs de projets et renforcerait l'efficience des aides publiques.

3.1.2 Un meilleur retour sur investissement espéré des innovations dans les domaines du stockage d'énergie et de carbone et de l'extraction du lithium

3.1.2.1 La géothermie à recharge active intersaisonnier soutenue par EnR'choix

Les stockages thermiques souterrains intersaisonniers permettent de jouer sur la saisonnalité des besoins. En été, la chaleur excédentaire d'un bâtiment est injectée dans le stockage souterrain, ce qui permet de refroidir le bâtiment, et en hiver, cette chaleur stockée peut être restituée au bâtiment pour le chauffer. La géothermie à recharge active stocke aussi la chaleur de sources complémentaires (panneaux solaires, chaleur fatale industrielle) lorsqu'elle est disponible, bas-carbone et peu coûteuse, en vue d'une utilisation ultérieure.

Dans son rapport publié en 2023 intitulé « [le stockage intersaisonnier de chaleur : un atout pour la souveraineté et le climat](#) », l'académie des technologies considère ces technologies matures en citant des exemples en France, en Allemagne, au Canada, aux Pays-Bas et en Suisse. Selon elle, le stockage actif permet de supprimer la dérive de température du sol et par conséquent le surdimensionnement des installations de géothermie classique qui en résulte. Il donne une alternative au stockage de l'excès d'électricité intermittente et favorise la récupération de la chaleur de diverses sources dans le cadre d'installation de couplage.

Les stockages souterrains intersaisonniers prennent différentes formes¹²⁷. Le stockage thermique sur aquifère consiste à prélever de l'eau dans une bulle chaude d'un aquifère puis à la faire circuler dans un échangeur thermique avec une pompe à chaleur et à la réinjecter dans une bulle froide. À la saison suivante, l'eau circule en sens inverse. Pour obtenir des bulles qui ne se mélangent pas, il faut un aquifère où l'eau circule peu et séparer les deux puits d'au moins 50 mètres. Aux Pays-Bas où les conditions géologiques sont favorables, il existe plus de 3 000 installations de ce type dont plusieurs centaines d'installations pour chauffer et refroidir des serres. À l'issue d'[une mission flash réalisée en 2024](#), l'IGEDD explique le développement de cette technologie aux Pays-Bas par une géologie plus favorable, par une meilleure connaissance du sous-sol, par des coûts plus compétitifs et par une politique de subvention mieux adaptée¹²⁸.

¹²⁷ Elles sont décrites en annexe 11.

¹²⁸ Après une phase de subvention massive d'incitation à l'innovation, la subvention a diminué et a été remplacée par des instruments fiscaux mieux adaptés à un usage devenu mature.

Le stockage thermique en champ de sondes utilise les mêmes techniques qu'en géothermie de surface tout en nécessitant une pompe à chaleur géothermique réversible et en intégrant une inversion de sens de circulation pour stocker de la chaleur ou du froid selon la saison. La chaleur stockée dans la roche est à basse température, inférieure à 40 °C. La performance dépend de la nature du sol et de sa conductivité thermique. L'un des intérêts du stockage thermique en champ de sondes réside dans sa capacité de couplage avec des systèmes de récupération de chaleur fatale ou d'énergie solaire. [Une étude du BRGM](#) réalisée en 2018 a montré la viabilité technico-économique de l'intégration d'un stockage en champ de sondes géothermiques verticales à un réseau de chaleur alimenté par une source de chaleur fatale¹²⁹ et une chaudière gaz en appoint. Si la chaleur est mise à disposition gratuitement, l'intégration du stockage thermique est viable à partir d'une quantité de chaleur thermique disponible de 5 000 MWh par an. Pour un gisement de 10 000 MWh par an, l'intégration du stockage thermique réduit le coût de production de la chaleur injectée sur le réseau tant que la chaleur fatale est achetée à moins de 14 € du MWh.

Le couplage énergie solaire et stockage géothermique utilise une partie de l'excédent de chaleur que peuvent fournir les systèmes solaires thermiques lété par rapport à des besoins en chauffage et en eau sanitaire. [Une start-up française](#) productrice de chaleur et de froid renouvelables et peu carbonés a mis au point le premier stockage d'énergie souterrain à haute température¹³⁰ en France en septembre 2022. Ce stockage géothermique alimente via un réseau de chaleur urbain un écoquartier de 67 logements de la ville de Cadaujac en Gironde, pour ses besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire. Il est composé de 60 sondes géothermiques verticales de 32 mètres de profondeur. Elles permettent de stocker la chaleur produite par les capteurs solaires thermiques (eau à environ 85°C). Cette opération a bénéficié d'un financement de l'Ademe à hauteur de la moitié des deux millions d'euros investis.

Le projet de stockage haute température de Cadaujac a fait l'objet d'une autorisation au titre du code minier sur le modèle de la géothermie profonde. Comme vu supra, la réglementation applicable au stockage souterrain d'énergie calorifique mérite une clarification en cours d'instruction au ministère de l'énergie dans les cas relevant de la GMI et de la basse température.

Les projets de stockage géothermiques bénéficient du soutien du fonds chaleur. En 2023, la démarche EnR'choix de l'Ademe a repositionné le solaire thermique dans l'arbre de décision pour l'attribution de subventions et l'a mis au même niveau que la géothermie eu égard à la complémentarité de ces deux énergies renouvelables que renforce le stockage géothermique. Selon l'Ademe, coupler ces deux énergies évite de surdimensionner l'installation géothermique et limite le coût de l'investissement initial.

¹²⁹ Selon le BRGM, l'industrie présente un important potentiel de chaleur fatale de 109,5 TWh dont 52,9 TWh sont perdus à plus de 100 °C.

¹³⁰ Ce stockage géothermique souterrain correspond aux caractéristiques attendues du programme européen de recherche et d'innovation [Heatstore](#) qui a pour objectif de stimuler l'adoption accélérée des stockages souterrains d'énergie thermique haute température (supérieure à 40°C) en passant de la phase de démonstration au déploiement commercial dans un délai de cinq ans et une utilisation à plein potentiel à l'horizon 2050.

3.1.2.2 Le stockage de CO₂ issu de l'industrie dans les eaux géothermales

La stratégie nationale bas-carbone intègre le captage et stockage du CO₂ dans la trajectoire de réduction des émissions de gaz effet de serre conformément aux préconisations du GIEC. À cette fin, les [contrats de transition écologique et d'aides publiques](#) incitent les 50 sites industriels les plus émetteurs de CO₂ et soumis aux échanges des quotas d'émissions à mettre en œuvre des dispositifs de captage et de stockage du CO₂. Ils ne répondent pas aux besoins de 84 % de l'ensemble des sites industriels émettant moins de 150 000 tonnes de CO₂ par an et comptant pour 18 % des émissions industrielles totales en France. [Le projet CO₂ dissolved](#) porté par le BRGM et plusieurs partenaires industriels combine une production géothermique valorisable sous forme de chaleur et le captage-stockage de CO₂ à proximité immédiate de ces sites industriels.

À la différence du stockage géologique de CO₂ dit « conventionnel », qui stocke massivement le CO₂ sous forme gazeuse dense, ce projet prévoit de dissoudre entièrement le CO₂ dans l'eau géothermale afin de le stocker localement sous cette forme dans l'aquifère profond, évitant ainsi toute apparition de bulles de gaz et donc éliminant le risque de remontées potentielles vers la surface. Les réservoirs géothermaux visés sont des aquifères salins profonds (1500 à 2500 m) contenant des eaux dont la température atteint 50 à 80 °C et qui sont impropre à la consommation. L'énergie géothermique produite est directement utilisable pour alimenter des réseaux de chaleur ou de froid, distribuant des installations environnantes (logements individuels ou collectifs, bâtiments tertiaires, serres, centres aquatiques...) ou pour répondre aux besoins énergétiques du site émetteur.

Il ressort des travaux du BRGM que 450 sites industriels¹³¹ « petits/moyens » émetteurs sont localisés dans des zones réputées comme ayant un potentiel géothermal profond dont plus de 300 dans les bassins parisiens et aquitains. Après avoir identifié plusieurs sites intéressés, le BRGM et ses partenaires cherchent à bâtir un projet pilote pour valider ce concept en situation réelle.

L'investissement global des études préliminaires et de la réalisation du pilote est estimé entre 70 et 130 M€ en fonction du site choisi, le poste le plus coûteux étant l'unité de captage du CO₂. Pour la production de chaleur, ce projet pourrait bénéficier des soutiens du fonds chaleur et du fonds de garantie dans les mêmes conditions que les autres projets de géothermie profonde. Pour la partie captage et injection du CO₂, il s'agit d'identifier un appel à projets de France 2030 dans lequel ce pilote pourrait s'inscrire. À ce jour, selon le BRGM, ce pilote ne correspond pas aux différents appels à projet émis par le ministère de l'industrie. À terme, l'évolution du coût de la tonne de CO₂ sur le marché du carbone¹³² pourrait contribuer à la diffusion de cette technologie.

Ce nouveau cas d'usage des réservoirs géothermiques pourrait renforcer la réplicabilité de la géothermie profonde notamment dans les bassins parisiens et aquitains. Il s'agit aussi de mutualiser les coûts d'investissement des doublets géothermiques entre la centrale

¹³¹ Ces 450 sites rejettent 14 % des émissions industrielles françaises.

¹³² Après avoir atteint 100 €/t durant la crise et chuté sous 55 €/t en 2024, le prix du CO₂ s'établissait à environ 72 €/t en juin 2025. RTE anticipe, dans son bilan prévisionnel 2023-2035, une tendance haussière à moyen terme sur le marché du carbone, avec une projection à 100 €/t à l'horizon 2030.

géothermique et l'installation de stockage du CO₂ émis par des sites industriels. A ce jour, la démonstration de la validité de cette innovation dans un contexte industriel n'est pas acquise.

3.1.2.3 Le couplage de la géothermie et du lithium

[Le rapport de la Cour des comptes](#) portant sur la sécurisation des approvisionnements en minerais et en métaux critiques rappelle que le lithium est un métal critique dans le cadre de la transition énergétique. Au niveau européen, le règlement européen sur les matières premières critiques adopté le 11 avril 2024 identifie le lithium comme un métal stratégique pour lequel l'extraction en Europe doit répondre à au moins 10 % des besoins annuels, la transformation à hauteur de 40 % et le recyclage à hauteur de 25 % d'ici 2030. Le lithium est principalement utilisé pour la fabrication des piles et batteries. En France et pour le seul secteur de la mobilité, sa consommation actuelle est [d'après l'Ademe](#) de 950 t/an. Cette agence évalue cependant les besoins futurs dans un intervalle de quatre à neuf fois cette valeur, selon le scénario de croissance retenu. La production de lithium est actuellement entre les mains de quelques pays dans le monde. Pourtant, des ressources existent dans de nombreux pays, dont la France, que ce soit sous forme solide (minéraux de certaines roches) ou dissoute (saumures).

En Alsace, plusieurs projets sont en cours, dans la perspective d'extraire commercialement le lithium et dont la valorisation pourrait contribuer à l'élaboration d'un nouveau modèle économique pour l'exploitation de certains sites de géothermie. Plus précisément, il s'agit de coupler une unité d'extraction de lithium à la centrale géothermique qui, après extraction des calories de l'eau via un échangeur de chaleur, pourrait extraire le lithium dissous dans la saumure géothermale via un système de filtration. Le lithium est ensuite dirigé vers une autre unité pour y être purifié. La saumure est ensuite réinjectée dans le sous-sol, avec une concentration en lithium moindre. Les forages géothermiques réalisés ont montré que les eaux géothermales y étaient riches en lithium avec des concentrations de 150 à 200 mg/l même si l'évolution de sa concentration dans le réservoir géothermique profond reste à étudier, site par site, en cas d'extraction du lithium des fluides produits et de leur réinjection dans le réservoir.

Plusieurs projets lithium ont bénéficié de permis exclusifs de recherche en Alsace. Loin d'être concurrents, ces projets, mis en œuvre, ne satureraient pas les besoins en lithium de l'industrie française selon le délégué interministériel aux approvisionnements en minerais et métaux stratégiques (Diamss). Le délégué interministériel est aussi favorable à une mutualisation des capacités de raffinage de lithium.

Le délégué interministériel souligne que les projets d'extraction de lithium des saumures géothermales ne peuvent se concevoir en dehors d'un couplage avec un projet de géothermie calogène notamment pour des raisons de modèle économique, le cours du lithium étant très variable¹³³. Le même modèle de couplage de la géothermie avec le lithium se développe en Allemagne où la recherche de débouchés pour la vente de chaleur est favorisée par la densité urbaine.

¹³³ Après avoir connu un pic à 80 000 € la tonne en novembre 2022, le cours se stabilise autour de 15 000€ la tonne en 2025. Il était de 6 000 € la tonne en 2020.

Selon l'Ademe, seuls trois ou quatre projets pourraient être éligibles au fonds de garantie et au fonds chaleur dans les conditions fixées par les règlements de ces fonds. Une bonne connaissance locale de la géologie est un facteur clef de succès, ce qui devrait faciliter le démarrage des projets situés à proximité des installations existantes de Soultz et Ritterschoffen.

Ces projets sont au stade du développement d'un pilote industriel à un horizon de cinq ans. À ce jour, de nombreuses incertitudes demeurent sur les données techniques et économiques des projets d'exploitation du lithium à partir des saumures géothermales.

3.2 Une géothermie électrogène innovante et prometteuse outre-mer, mais incertaine en métropole

Les ressources géothermiques pour la production d'électricité se rencontrent principalement dans des réservoirs naturellement et fortement fracturés, offrant des débits d'exploitation importants, et présents, dans des zones de volcanisme actif ou récent, entre 500 et 1 500 m de profondeur. En France, ces ressources sont potentiellement présentes en Guadeloupe, à la Martinique, à la Réunion et à Mayotte. Avec un gradient géothermique moyen de l'ordre de 3 à 4°C par 100 mètres, l'exploitation de la chaleur de la terre se limite à des usages thermiques en métropole, à l'exception du Bassin Rhénan où, pour des raisons géologiques, les températures atteintes par des ressources géothermiques présentes dans des roches fracturées sont de l'ordre de 150 à 200°C, pour des profondeurs comprises entre 2 500 et 5 000 m.

3.2.1 En métropole, une géothermie sur roches fracturées à la rentabilité et à l'acceptabilité incertaines à ce jour

Les avantages potentiels de la géothermie profonde sur roches fracturées ont fait l'objet d'un site d'expérimentation scientifique d'une unité de production d'électricité de type ORC¹³⁴ d'une puissance électrique de 1,5 MW utilisant [la technologie EGS¹³⁵ à Soultz-sous-Forêts](#). Cette première production d'électricité au monde issue de tels systèmes géothermaux raccordée au réseau électrique s'inscrit dans un partenariat européen de recherche ayant mobilisé plus de 80 M€ avec l'implication de 15 laboratoires de recherche et de plusieurs entreprises.

À la suite du Grenelle de l'environnement, des objectifs de production d'électricité en géothermie profonde calogène ont été fixés à 1,8 TWh en 2011 et à 4,8 TWh à l'horizon 2020. Un tarif d'achat de l'électricité très incitatif a été fixé par [l'arrêté du 23 juillet 2010](#) à 246 €/MWh produit pendant 20 ans. Ce tarif a suscité le dépôt de plusieurs demandes de permis exclusif de recherche en Alsace ainsi que dans de nombreuses régions plus risquées en raison

¹³⁴ Les centrales binaires ou ORC utilisent les fluides géothermiques pour vaporiser un fluide secondaire, différent de l'eau, qui a une température d'ébullition plus basse et qui circule en circuit fermé afin d'augmenter la portion d'énergie récupérée sur des ressources de températures faible à moyenne.

¹³⁵ La technologie EGS (*Enhanced Geothermal Systems*) diffère de la géothermie classique en ce sens qu'elle nécessite la création ou l'amélioration d'un réservoir par stimulation mécanique, thermique ou chimique de la roche afin qu'un fluide caloporteur circule dans le réservoir pour produire de l'électricité.

de la moindre connaissance du potentiel géologique (Massif Central¹³⁶, Couloir rhodanien, région paloise).

En 2016, le site de Soultz est transformé en site industriel dédié à la production d'électricité. Au même moment, [la centrale ECOGI](#), inaugurée en juin 2016 à Rittershoffen est la première centrale de géothermie profonde à vocation de chaleur industrielle au monde exploitant un réservoir de type EGS. Ce projet a bénéficié d'un niveau très élevé de subvention à hauteur de 55,5 % de l'investissement (soit 25 M€ sur un total de 45 M€), les forages bénéficiant d'une garantie court terme de 4,7 M€ par le fonds géothermie, à laquelle s'ajoute une garantie supplémentaire de la région Alsace de 2 M€, également pour le risque géologique. Suite à cette réussite, des projets ambitieux ont été lancés notamment sur les sites de [Illkirch](#), avec comme opérateur Electricité de Strasbourg, et de Vendenheim, avec comme opérateur Fonroche Géothermie, en vue d'une cogénération chaleur/électricité.

En 2019, la politique de soutien à la production d'électricité par géothermie a été modifiée. La nouvelle PPE dispose : « *compte-tenu du coût de la production d'électricité par géothermie, afin d'optimiser le coût global d'atteinte des objectifs EnR, le soutien à la géothermie se concentre sur la production de chaleur. Il sera mis fin au dispositif de soutien via le complément de rémunération en métropole pour la production d'électricité. Les projets ayant déjà fait l'objet d'une demande de complément de rémunération recevable seront soutenus. [De plus], des projets innovants pourront être soutenus dans le cadre de dispositifs de soutien à la recherche* ».

Dans un rapport récent, le BRGM a tiré un bilan des technologies actuelles issues du concept EGS, leurs bénéfices et leurs limites. Il recense 47 sites dans le monde ayant eu recours à ces techniques, notamment celui de Soultz-sous-Forêts. 29 de ces sites continuent à produire de l'électricité à un niveau plus élevé grâce à des opérations de stimulation. 18 ont été confrontés à des difficultés techniques relatives aux réservoirs. Plusieurs projets ont rencontré des problèmes de financement. Six sites ont cessé temporairement leurs activités ou les ont arrêtées en raison de préoccupations liées à la sismicité.

Comme l'a souligné la [mission d'information de l'Assemblée nationale de 2024](#), toute intervention en profondeur dans le sous-sol, par forage, soulève des inquiétudes dans la population. En France, seuls trois projets de géothermie profonde ont été marqués par des incidents sismiques, à Soultz-sous-Forêts (2003), Vendenheim (2021), Rittershoffen (2024), situés dans le fossé rhénan et visant la co-génération de chaleur et d'électricité.

Par un arrêté du 8 décembre 2020, la préfète du Bas-Rhin a ordonné l'arrêt définitif du site de Vendenheim et la suspension des autres projets. Le rapport du comité d'experts est sans ambiguïté sur l'origine humaine de ces séismes et plus précisément sur l'attribution aux opérations réalisées par la société Fonroche Géothermie¹³⁷. Le rachat de cette société par le groupe Arvene, l'annulation de l'arrêté de la préfète par un jugement du tribunal du 22 juin 2022 et l'avis favorable de la DREAL n'ont pas convaincu la préfète du Bas-Rhin de donner un avis favorable à la demande de prolongation du permis exclusif de recherche de gîtes

¹³⁶ Selon le BRGM, le Massif central demeure un candidat possible au développement de la géothermie électrogène même si la recherche nécessaire pas été effectuée à ce jour.

¹³⁷ Selon le rapport d'expert, « *La connaissance initiale de la géologie du site de Vendenheim n'était pas suffisante pour bien appréhender et évaluer les risques à la fois géologique (identifier et atteindre la ressource de chaleur attendue) et sismique (prévenir voire éviter l'occurrence de séismes ressentis et ceux générant des dégâts)* ».

géothermiques à haute température, dit « permis de Strasbourg » en raison du « *manque d'acceptabilité locale tant du côté des élus que des populations* ».

Ce moratoire de la géothermie profonde électrogène affecte plusieurs opérateurs et notamment Electricité de Strasbourg qui a dû déprécier ses actifs à hauteur de 33,4 M€ à la suite de ces incidents auxquels se sont ajoutées des difficultés d'exploitation de la centrale électrique de Soultz. Ce contexte pourrait aussi compromettre le couplage de l'exploitation géothermique et du lithium. Dès lors, la reprise des forages ne peut s'envisager que dans le respect scrupuleux du [guide de bonnes pratiques pour la maîtrise de la sismicité induite par les opérations de géothermie profonde](#). L'ordonnance du 13 avril 2022 impose désormais que toute demande d'autorisation d'ouverture de travaux soit accompagnée d'un mémoire technique « *précisant les mesures mises en œuvre et celles envisagées pour connaître la géologie du sous-sol impacté par les travaux et comprendre les phénomènes naturels, notamment sismiques, susceptibles d'être activés par les travaux, afin de minimiser leur probabilité*¹³⁸ ». A partir de ces éléments, la préfecture a autorisé le 15 mai 2025 la société Electricité de Strasbourg à lancer les travaux miniers, pour la future réalisation d'un doublet géothermique à Soultz après sa mise aux normes environnementales. De son côté, la société Lithium de France a obtenu une autorisation environnementale par arrêté préfectoral du 16 mai 2025 afin de [lancer les travaux de préparation du site de Schwabwiller](#).

L'expérience alsacienne illustre les constats de l'AIE sur les difficultés que rencontrent la géothermie profonde sous l'angle de la maîtrise des coûts d'investissements et de l'acceptabilité sociale. Dans son rapport « [The Future of Geothermal Energy](#) », l'AIE relève la nécessité d'une conception spécifique à chaque site de production qui rend difficile la réalisation d'économies d'échelle et la standardisation des équipements. Dans ce contexte, elle souligne l'apport des techniques mises au point par l'industrie pétrolière et gazière et de la gestion de projets à grande échelle pour réduire les coûts. C'est notamment le cas du projet *Red (infra)* porté par la société Fervo energy. Cependant, elle note qu'un certain nombre de défis doivent être relevés, notamment les risques liés au développement de projets, les processus de permis et d'autorisations, les préoccupations environnementales et l'acceptation sociale.

[Le projet RED](#)

La société Fervo energy explore une approche focalisée sur trois points pour revitaliser la production géothermique de type EGS¹³⁹ avec le forage horizontal, la mise en œuvre de la fracturation multizone et la détection distribuée par fibre optique de la température de la ressource. Un premier pilote de ce type est en cours de démonstration à Winnemucca, au Nevada, où les deux premiers puits géothermiques horizontaux de l'histoire ont été forés en février 2023.

L'énergie générée par ces forages contribuera à alimenter les centres de données de Google dans le Nevada. L'essai de puits de 30 jours, une norme pour la géothermie, a atteint un débit de 63 litres par seconde à haute température qui permet une production électrique de 3,5 MW établissant de nouveaux records pour le débit et la production d'énergie d'un système géothermique amélioré (EGS).

¹³⁸ Article L.164-1-2 du code minier modifié par l'[article 2 de l'ordonnance du 13 avril 2022](#).

¹³⁹ La technologie EGS (*Enhanced Geothermal Systems*) diffère de la géothermie classique en ce sens qu'elle nécessite la création ou l'amélioration d'un réservoir par stimulation mécanique, thermique ou chimique de la roche afin qu'un fluide caloporteur circule dans le réservoir pour produire de l'électricité.

Le BRGM a initié un projet exploratoire afin de prendre en compte et d'adapter au contexte français les nouveaux concepts de géothermie profonde, appelés « *advanced geothermal systems* », issus de l'industrie pétrolière et gazière visant à rendre la géothermie profonde moins dépendante du contexte géologique et à limiter les risques de sismicité tout en réduisant les coûts d'investissement.

3.2.2 Outre-mer, une géothermie profonde électrogène prometteuse sous réserve d'innover

3.2.2.1 Des enjeux d'autonomie et de maîtrise des coûts

Dans le cadre de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), les départements d'outre-mer, qui sont tous des Zones Non Interconnectées (ZNI)¹⁴⁰ visent leur autonomie énergétique à l'horizon 2030 et le développement des énergies renouvelables. À cette fin, une PPE a été mise en place dans chacun de ces territoires.

Aucune PPE fixant de nouveaux objectifs sur la période 2023-2028 n'a encore été publiée, à l'exception de la PPE relative à La Réunion rendue publique en avril 2022. Dans un rapport publié en 2023 concernant les soutiens publics aux zones non interconnectées (ZNI), la Cour des comptes observait un défaut de vision à moyen terme et de gouvernance quant à l'élaboration des PPE. La Cour relevait aussi les surcoûts liés à la décarbonation des moyens de production électrique pesant sur les charges de service public à minima de 600 M€.

Selon la CRE, le coût moyen de production du MWh électrique injecté sur le réseau pour l'ensemble de ces territoires s'élevait à 271 € en 2021, 326 € en 2022 et 347 € en 2023, alors qu'il n'était que d'une soixantaine d'euros en métropole. Le prix moyen exporté au réseau d'un MWh produit par la centrale géothermique de Bouillante est de l'ordre de 170 € depuis 2017.

En 2015, la capacité installée en Guadeloupe s'élevait à 14,7 MW pour la production d'électricité géothermique. La PPE pour la Guadeloupe adoptée en 2017 prévoyait une augmentation de 30 MW entre 2018 et 2023. Le projet de révision de la PPE Guadeloupe 2023-2033 adopté par le conseil régional de Guadeloupe en 2023 mentionne une capacité de 25 MW d'ici 2028, puis 75 MW d'ici 2033. La PPE 2023-2028 de La Réunion arrête un objectif de 5 MW pour la géothermie électrogène. Les PPE de Mayotte et de la Martinique en vigueur ne fixent pas d'objectif de développement de la géothermie mais proposent le financement d'études visant une qualification fine et industrielle de gisement géothermique.

D'après un rapport publié en 2024 par le Conseil économique, social et environnemental (CESE), la transition énergétique outre-mer connaît une première étape de conversion des centrales thermiques (fioul, charbon) aux sources d'énergies renouvelables en recourant à des importations massives de biomasse et de biocarburant. À titre d'exemple, la Réunion est sortie du charbon et du fioul pour sa production d'électricité en convertissant ses centrales thermiques à la biomasse, mais les résidus de canne à sucre produits localement ne couvrent qu'une partie

¹⁴⁰ En France, la loi désigne comme zones non-interconnectées (ci-après ZNI), les territoires qui ne sont pas reliés au réseau électrique métropolitain continental et qui bénéficient du dispositif de péréquation tarifaire nationale.

des besoins obligeant à l'importation de pellets de bois en provenance principalement d'Asie du sud-est et d'Australie (et dans une moindre mesure d'Europe et d'Amérique du Nord), et de biodiesel en provenance d'Europe. Cette conversion est coûteuse. La conversion au bioliquide de la centrale de EDF PEI Port-Est à La Réunion induit une hausse des charges de service public de 74 M€ courants par an sur la base d'un prix de 90 € la tonne de CO₂. Celle de la conversion à la biomasse solide de l'installation Albioma le Gol génère un surcoût de 21,8 M€ courants par an en considérant un coût des émissions de CO₂ évitées égal au prix de marché constaté en 2021 de 54 € la tonne.

La géothermie fournit de l'électricité en base produite localement. C'est une énergie disponible 24h/24, indépendante des conditions climatiques. Elle peut donc être valorisée dans des centrales de production d'électricité avec un taux de charge annuel particulièrement élevé, c'est-à-dire avec un fonctionnement à pleine puissance, de l'ordre de 90 à 95 % du temps. D'après EDF SEI, les centrales géothermiques ne sont pas suffisamment pilotables pour sécuriser un réseau électrique insulaire non interconnecté et ne peuvent pas remplacer complètement toutes les centrales thermiques existantes.

Les départements d'outre-mer assurent l'essentiel de leur fourniture d'électricité avec des énergies fossiles importées, ce qui conduit à des coûts de production bien plus élevés qu'en métropole en raison de la petite taille des installations. Énergie décarbonée, locale et de base, la géothermie a vocation à occuper une place croissante dans le mix électrique de plusieurs départements d'outre-mer tout en contribuant à la maîtrise des charges associées à cette production.

3.2.2.2 Un potentiel « dormant » en raison du niveau de risque des forages

Missionné par la DGEC à la demande du Parlement pour estimer les potentialités relatives à la géothermie de quatre départements outre-mer (Guadeloupe, la Martinique, la Réunion et Mayotte), le BRGM qualifie de « dormant » ce potentiel [dans un récent rapport](#). En Guadeloupe où neuf forages profonds ont été réalisés, la géothermie représente 6 % des besoins annuels d'électricité et pourrait atteindre plus de 30 % à l'horizon 2035, d'après les résultats des travaux d'exploration menés par le BRGM. Pour ce qui est des autres îles, il n'existe aucune production d'électricité d'origine géothermique. Si les travaux d'exploration géothermique de surface ont été nombreux, les six forages profonds d'exploration réalisés en dehors de la Guadeloupe sont insuffisants pour estimer leur potentiel géothermique.

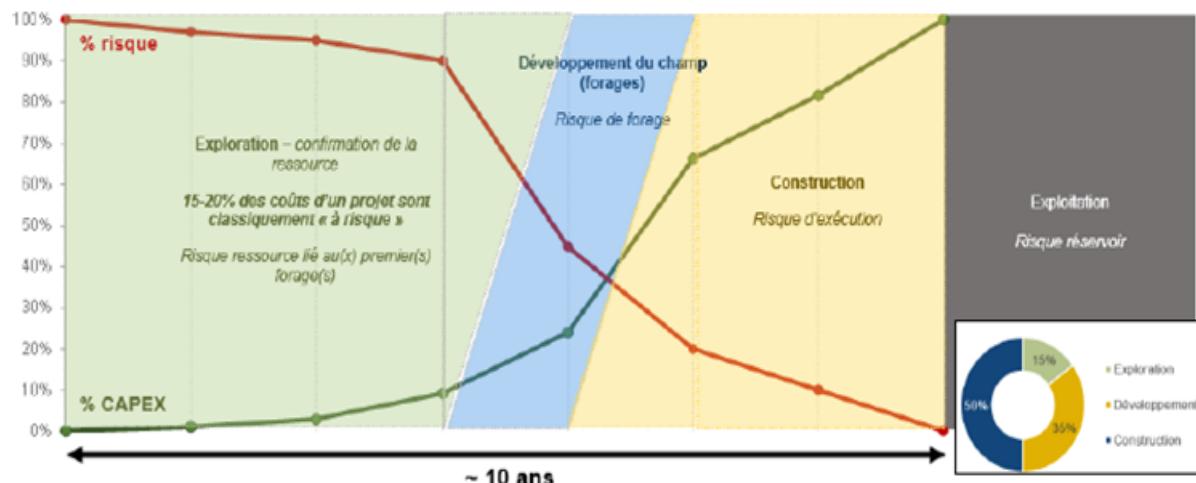
Actuellement, huit permis miniers de géothermie ont été attribués à la Guadeloupe, à la Martinique et à La Réunion. Selon le BRGM, des industriels devraient être en mesure de réaliser des forages d'exploration en Martinique et à Mayotte dans les prochaines années. L'île de la Réunion dispose d'un potentiel considérable, lié à l'un des volcans les plus actifs au monde, le Piton de la Fournaise, comparable au massif volcanique de Kilauea à Hawaï, qui dispose d'une centrale géothermique de 30 MW. Cependant, le forage profond réalisé à Salazie en 1985 n'a pas permis une exploitation géothermique en raison du faible débit. Celui prévu dans le secteur de la plaine des sables a été écarté suite au classement du parc national au patrimoine mondial de l'Unesco. D'autres sites font actuellement l'objet d'études.

Dans son rapport de 2013 sur la géothermie, la Cour des comptes mentionnait un projet particulièrement ambitieux de l'Ademe et de l'AFD visant à créer une capacité de production géothermique de 100 MW à la Dominique pour couvrir les besoins du pays et exporter le solde à la Martinique et la Guadeloupe via une interconnexion pour un investissement de 350 M€. Le

financement des études concernant l'exportation d'électricité d'origine géothermique depuis la Dominique est prévu par la PPE de la Martinique. Ce projet a été abandonné pour des raisons économiques¹⁴¹.

Le développement des projets de géothermie profonde électrogène en outre-mer se heurte à des obstacles encore plus contraignants que ceux identifiés *supra* pour la géothermie profonde calogène : huit à dix années sont nécessaires pour réaliser un projet notamment en raison des délais d'instruction réglementaire ; le risque « ressources » est d'autant plus coûteux qu'il ne peut pas être couvert par le fonds de garantie. D'après Albioma, les projets n'aboutissent pas en raison de l'inadéquation du dispositif dit des coûts échoués (*infra*) à la spécificité des investissements. Dans un projet classique, 15 à 20 % des coûts d'un projet sont à risque. Dans le cas de la géothermie électrogène, 15 % des investissements sont consommés par les études et 50 % des investissements sont concentrés sur la phase risquée de forage comme l'illustre le graphique n°10.

Graphique n° 8 : Concentration des investissements de géothermie profonde sur la phase risquée



Source/note : Albioma

3.2.2.3 La centrale de Bouillante, une efficience qui s'est améliorée

Sur la base de travaux exploratoires du BRGM à Bouillante, EDF a exploité de 1986 à 1992 une centrale géothermique de production d'électricité d'une puissance de 4,2 MW. En 1999, Géothermie Bouillante lance la réalisation d'une nouvelle centrale de 11 MW. La centrale de Bouillante a été gérée par une filiale du BRGM jusqu'en 2016. Dans un rapport publié en 2016, la Cour des comptes observait que la géothermie à Bouillante n'avait jamais vraiment réuni les conditions propices à un équilibre financier durable et dépendait de soutiens publics. Détenue à 65 % par la société américaine Ormat depuis 2016, Géothermie Bouillante a

Une centrale de 10 MW est en cours de construction pour répondre uniquement aux besoins de la Dominique.

bénéficié d'investissements importants afin de porter la capacité de cette centrale à 25 MW. Elle présente aujourd'hui des résultats financiers positifs.

Le principal soutien public à la géothermie électrogène prend la forme d'un tarif d'achat de l'électricité garanti sur une longue durée dans le cadre d'un contrat de gré à gré et faisant l'objet d'une compensation au titre des charges de service public évaluée par la CRE à partir d'une analyse du coût de production normal et complet pour le type d'installation considérée dans cette zone. D'après une délibération de la CRE du 7 décembre 2023, le surcoût engendré par le contrat d'achat d'électricité de Bouillante 1bis devrait représenter un montant total de 32,2 M€ courants sur la durée du contrat de 30 ans, soit en moyenne 1,1 M€ par an pour une hypothèse de fonctionnement annuel de la centrale estimé à 76,2 GWh. Pour un GWh produit, ce montant est plusieurs fois moins important que ceux de la centrale biomasse Albioma le Gol à La Réunion et de la centrale bioliquide de la centrale EDF PEI Port Est.

3.2.2.4 Un modèle de couverture du risque des forages décourageant plusieurs projets

En application de la loi de transition énergétique pour la croissance verte, le dispositif « Coûts échoués » permet à des producteurs d'électricité renouvelable intervenant dans les ZNI de bénéficier d'un financement dès lors que ces projets sont inscrits dans les objectifs fixés localement par la PPE et qu'ils aboutissent ou non. Le montant des coûts à compenser ne peut excéder un certain plafond fixé par un arrêté du 20 septembre 2016 : « [...] - pour les projets de géothermie électrique, le plafond est égal à la plus petite valeur entre 300 000 euros par mégawatt de puissance installée et 15 millions d'euros ».

L'action 7B du plan d'action ministériel pour accélérer le développement de la géothermie prévoit la refonte de cet arrêté. Selon l'Ademe, « *la rédaction de l'arrêté du 20 septembre 2016 n'est pas adaptée avec la mention d'un plafond par mégawatt installé qui n'a pas de sens lors de la phase exploratoire en géothermie. Tant qu'une campagne de forages d'exploration n'a pas été réalisée, il est impossible d'apprécier la puissance d'un futur projet. En l'état actuel de la rédaction de l'arrêté, en cas d'échec, selon la taille du projet, le reste à charge pour le porteur du projet représenterait près de 50 % des coûts engagés* ».

L'Ademe a réalisé une étude d'impact d'un dispositif de couverture du risque ressource tel que proposé¹⁴² dans un projet de rapport de présentation au conseil supérieur de l'énergie. Il en ressort une économie annuelle sur les charges de service public de 11 M€ avec des hypothèses现实¹⁴³. Selon cette étude, huit projets d'une puissance moyenne de 10 MW sont envisageables dans les dix ans à venir, pour un coût total des campagnes d'exploration de 200 M€. Sur une durée de vie économique de vingt ans, une seule centrale géothermique électrogène de 10 MW génère une économie de ce montant sur les charges de service public.

¹⁴² Dans cette nouvelle version, l'article 1^{er} de l'arrêté du 20 septembre 2016 modifié serait rédigé ainsi : « *A partir d'une étude des coûts du projet de géothermie électrique, la commission de régulation de l'énergie détermine le montant des coûts à compenser suivant le nombre de forages dans la limite de 3 et dont le plafond n'excède pas 20 millions d'euros.* »

¹⁴³ Ces hypothèses sont : un facteur de charge de 85 %, un coût de production du MWh de 150 € comparable à celui de la nouvelle unité de 10 MW de Bouillante, un coût moyen de production du MWh dans les départements d'outre-mer de 300 € et un coût d'une campagne de forages d'exploration compris entre 20 et 25 M€.

La révision de ce dispositif de coûts échoués pour les campagnes d'exploration géothermiques coûterait environ 60 M€ afin de garantir les trois premières opérations¹⁴⁴. A minima, un budget de 20 M€ est nécessaire pour initier une première opération. La géothermie électrogène étant une énergie décarbonée compétitive dans les zones non interconnectées, il s'agit d'un investissement de long terme rentable pour l'État si au moins un projet de géothermie électrogène finit par voir le jour dans les territoires ultramarins.

Recommandation n° 3. (DGEC, 2026) Réviser l'arrêté du 20 septembre 2016 pour améliorer le dispositif de couverture du risque de forage

3.2.2.5 Les autres éléments nécessaires au développement de la géothermie électrogène outre-mer

Les projets de centrale électrogène outre-mer se heurtent à de nombreuses contraintes qui rendent les opérateurs prudents. Les contraintes liées à l'insularité sont nombreuses. Les machines de forage et parfois la main d'œuvre qualifiée sont coûteuses à acheminer. La répartition inégale de la population et la forte densité du bord de mer où les disponibilités foncières sont limitées se combinent à une localisation des ressources géothermales dans des zones parfois difficiles d'accès pour générer des coûts élevés de connexion des centrales géothermiques au réseau électrique dans certains projets. Les contraintes liées à l'environnement fragile de ces îles sont les plus marquantes et ont notamment abouti à l'abandon du projet géothermique de la plaine des sables à La Réunion afin de ne pas obérer l'inscription du parc national de La Réunion au patrimoine mondial de l'Unesco.

Dans un avis de mars 2024 relatif aux transitions énergétiques pour les outre-mer, le CESE préconise de développer la géothermie dans le respect strict des espaces naturels et de la biodiversité. Il demande aussi la réalisation d'études indépendantes concernant l'évaluation de tous les risques environnementaux potentiels liés à la géothermie.

Pour aboutir, des projets sur mesure doivent donc être adaptés aux spécificités de ces territoires. À cette fin, l'Ademe a diffusé en 2023 [un guide méthodologique](#) pour l'intégration socio-environnementale des projets de production d'électricité géothermique en contexte insulaire. La durée des projets de géothermie et leurs impacts suscitent logiquement des interrogations de la part des populations et des préoccupations qui peuvent rendre difficile son implantation. Pour les industriels, il est nécessaire de mettre en place en toute transparence une démarche adaptée avec le choix des solutions techniques les moins impactantes possibles, la mise en œuvre de pratiques remarquables en matière d'environnement et le recours à des procédures de suivi et de contrôle rigoureuses en phase d'exploitation.

En complément, le plan d'action ministériel susmentionné prévoit la création d'une instance stratégique de concertation sur la géothermie outre-mer afin de lever les verrous réglementaires, politiques et administratifs. Il s'agit de mettre en place la stratégie nationale de développement de la filière géothermique outre-mer prévu par l'article 215 de la loi relative à la transition énergétique et la croissance verte en créant une instance de concertation pour lever

¹⁴⁴ Ce chiffrage est issu du rapport de présentation d'un projet d'arrêté préparé par l'Ademe et destiné au Conseil supérieur de l'énergie.

les principaux freins identifiés et préciser les principales actions à mener en matière d'information.

L'action 7C consiste à opérationnaliser et structurer le centre d'excellence caribéen sur la géothermie. Basé à la Guadeloupe, ce centre jouerait un rôle d'interface avec l'ensemble des acteurs sur l'arc caraïbe et de centre de ressources. [Le projet transition énergétique dans la Caraïbe \(TEC\)](#) initié par la Région Guadeloupe en partenariat avec l'Organisation des Etats de la Caraïbe Orientale (OECO), l'ADEME et le BRGM, a permis de conduire des études complémentaires visant à proposer une feuille de route pour la mise en œuvre de ce centre dont la réalisation devrait s'inscrire dans le cadre du [projet européen Interreg VI](#).

L'enjeu de ces deux actions est d'ancrer la géothermie électrogène dans ces territoires en créant un environnement favorable à la diffusion de pratiques innovantes qu'elles soient techniques ou organisationnelles.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

En s'appuyant sur des technologies aujourd'hui matures comme l'extension des réseaux de chaleur au froid ou les boucles d'eau tempérée à énergie géothermique, les géothermies sont bien positionnées pour répondre aux besoins croissants de froid liés à l'adaptation au changement climatique tout en baissant le coût complet moyen de production d'un MWh d'énergie (LCOE) géothermique notamment dans le secteur tertiaire.

En termes de soutiens publics, l'enjeu principal est de mieux identifier les zones propices à la diffusion de ces innovations et de les faire connaître aux porteurs de projet en les intégrant dans les plans locaux de chaleur et de froid et en finalisant le projet de cadastre géothermique.

Le stockage thermique souterrain permet de jouer sur la saisonnalité des besoins et de stocker la chaleur de sources complémentaires (panneaux solaires, chaleur fatale industrielle ou d'eaux usées) lorsqu'elle est disponible, bas-carbone et peu coûteuse, en vue d'une utilisation ultérieure. Depuis peu, des entreprises innovantes ambitionnent de stocker du carbone dans les eaux géothermales ou d'en extraire le lithium dissous dans la saumure géothermale en complément de l'extraction des calories.

Si certaines innovations relèvent de soutiens publics au titre de la recherche ou d'appels à projets, d'autres pourraient se déployer dans le cadre du fonds chaleur sous réserve de quelques ajustements réglementaires. À terme, ces innovations devraient améliorer l'efficience des soutiens publics à la géothermie.

Souffrant d'un défaut d'acceptabilité locale à la suite de deux tremblements de terre, la géothermie électrogène nécessite en métropole une conduite de projet exemplaire et une maîtrise des innovations pour tenir toutes ses promesses notamment dans le domaine de la cogénération et de l'extraction du lithium.

Aujourd'hui performante, la centrale de Bouillante augmente régulièrement ses capacités de production et produit une énergie électrique décarbonée à un coût moindre pour les charges de service public que la plupart des autres énergies. Réveiller « le potentiel dormant » (BRGM) de la géothermie profonde outre-mer suppose d'innover dans la démarche d'intégration environnementale et sociétale des projets de géothermie en contexte insulaire. Au préalable, il est indispensable de refondre le dispositif « coûts échoués » qui à ce

jour n'incite pas les opérateurs qui détiennent de permis exclusifs de recherche à prendre le risque de forer.

Liste des abréviations

- ADEME... Agence de la transition écologique
 AIE Agence internationale de l'énergie
 Afpac Association française des pompes à chaleur
 AFD Agence française de développement
 AFPG..... Association française des professionnels de la géothermie
 Beteg..... Boucles d'eau tempérée à énergie géothermique
 BRGM Bureau de recherches géologiques et minières
 CAPEX.... *Capital expenditure* (coût d'investissement)
 CCRT Contrat de chaleur renouvelable territorial
 CECG Centre d'excellence caribéen sur la géothermie
 CESE Conseil économique, social et environnemental
 CGCT Code général des collectivités territoriales
 CGE..... Conseil général de l'économie
 CGEDD ... Conseil général de l'environnement et du développement durable
 CGDD..... Commissariat général au développement durable
 CEE Certificats d'économie d'énergie
 CESE Conseil économique, social et environnemental
 CHU Centre hospitalier universitaire
 CITE Crédit d'impôt pour la transition énergétique
 CO₂ Dioxyde de carbone
 CRE Commission de régulation de l'énergie
 DB Direction du budget
 DGALN... Direction Générale de l'Aménagement, du Logement et de la Nature
 DGE..... Direction générale des entreprises
 DGEC Direction générale de l'énergie et du climat
 DGOM.... Direction générale des outre-mer
 DGPR Direction générale de la prévention des risques
 DROM.... Départements et régions d'outre-mer
 EnR..... Energie renouvelable
 GES Gaz à effet de serre
 GMI Géothermie de minime importance
 GWh Gigawattheure (1 GWh = 1 million de kWh)
 HT..... Hors taxe
 Ifpai Ingénierie de formations professionnelles et d'offres d'accompagnement innovantes
 IGEDD Inspection générale de l'environnement et du développement durable
 INSEE..... Institut national des statistiques et des études économiques
 KWh Kilowattheure

LCOE *Levelized cost of energy* (coût actualisé de l'énergie)
LTECV Loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte
MPR MaPrimeRénov'
MW..... Mégawatt
MWh..... Mégawattheure (1 MWh = 1 millier de KWh)
OPEX *Operational expenditure* (coût d'exploitation)
OEKO Organisation des États de la Caraïbe Orientale
PAC Pompe à chaleur
PACA Provence-Alpes-Côte d'Azur
PCAET Plans Climat-Air-Energie Territoriaux
PER..... Permis exclusif de recherche
PNACC.... Plan national d'adaptation au changement climatique
PPE Programmation pluriannuelle de l'énergie
RGE..... Reconnu garant de l'environnement
RE..... Réglementation environnementale
RT Réglementation thermique
SER..... Syndicat des énergies renouvelables
SFEC Stratégie française énergie climat
SFEG Syndicat des foreurs d'eau et de géothermie
SLB..... Schlumberger
SNBC Stratégie nationale bas carbone
STEP..... Station d'épuration des eaux usées
SWAC *Sea water air conditioning*
TRF..... Tous risques forages
TTC Toutes taxes comprises
TVA..... Taxe sur la valeur ajoutée
TWh..... Térawattheure (1 TWh = 1 milliard de kWh)
UE..... Union européenne
USH..... Union sociale pour l'habitat
ZAC..... Zones d'aménagement concerté
ZNI Zones non interconnectées

ANNEXES

Annexe n° 1.	Les principales caractéristiques et méthodes de géothermie de surface	77
Annexe n° 2.	Les soutiens financiers à la géothermie de surface	81
Annexe n° 3.	La méthode EnR'choix.....	89
Annexe n° 4.	Les techniques et les usages de la géothermie profonde calogène.....	90
Annexe n° 5.	Bilan budgétaire du fonds de garantie géothermie.....	93
Annexe n° 6.	Analyse des besoins financiers associés aux objectifs du projet de PPE 3 pour la géothermie profonde calogène	95
Annexe n° 7.	Évolution des conditions d'allocations du fonds chaleur pour les projets de géothermie profonde, depuis 2015	99
Annexe n° 8.	Projets de géothermie profonde soutenus par la Banque des territoires	102
Annexe n° 9.	Les réseaux de froid	105
Annexe n° 10.	Les boucles d'eau tempérée à énergie géothermique.....	106
Annexe n° 11.	Les différentes formes de stockage souterrain intersaisonnier.....	108
Annexe n° 12.	Comparaisons internationales	110

Annexe n° 1. Les principales caractéristiques et méthodes de géothermie de surface

Les explications (section 1) et les illustrations (sections 2 et 3) de cette annexe viennent en complément des données présentées dans la première partie du rapport sur les caractéristiques principales de cette technique. La section 4 présente un extrait de la carte du Cerema permettant de déterminer de façon très fine les potentiels géothermiques pour les collectivités.

1. Les principes de fonctionnement

En vertu de l'article 112-3 du code minier, la géothermie de minime importance, dite aussi de surface¹⁴⁵, désigne l'exploitation de la chaleur du sous-sol jusqu'à une profondeur de 200 mètres, pour laquelle la température des fluides concernés n'excède pas 30 degrés et qui ne font pas l'objet d'un prélèvement de plus de 80 m³/heure. La puissance thermique extraite est, en outre, limitée à 500 kW.

Ces caractéristiques générales de la géothermie de surface permettent de comprendre ceux de ses avantages et de ses limites qui découlent directement de sa nature. Au titre de ces dernières, il y a, en premier lieu, conséquence directe de la faible température de la ressource, la puissance limitée que l'on peut en retirer, qui l'oriente plutôt vers les maisons individuelles, les immeubles collectifs ou de bureau de taille modeste, voire, à condition de multiplier les forages, les petits réseaux de chaleur. Pour fonctionner, la pompe à chaleur et les systèmes permettant de faire circuler les fluides calogènes consomment de l'électricité, et il faut surtout procéder à des forages onéreux et parfois infructueux, qui peuvent, en outre, comporter certains risques pour l'environnement, dans la mesure où ils sont susceptibles, notamment, de mettre en contact les nappes phréatiques de surface, parfois polluées, avec les plus profondes, le plus souvent intactes.

Les avantages de cette formule n'en sont pas moins manifestes. L'électricité nécessaire à son fonctionnement est en France largement décarbonée et le rendement global de l'opération, exprimé par le rapport entre la puissance produite en chaleur et celle qui est consommée sous forme d'électricité, est excellent, souvent de l'ordre de quatre, c'est-à-dire beaucoup plus, naturellement, que les chaudières à énergie fossile, fioul ou gaz¹⁴⁶, mais également davantage, d'un tiers en moyenne, que les pompes à chaleur aérothermiques, qui, au lieu de tirer la chaleur d'un circuit d'eau froide remontant du sol, prélèvent directement celle de l'air entourant le bâtiment. La stabilité de la température de la source froide à quoi recourent les pompes à chaleur géothermiques leur confère de meilleures performances qu'à leur concurrentes aérothermiques, confrontées à des températures extérieures variables qui, lorsqu'elles sont très froides, conduisent, en vertu des lois de la thermodynamique, à une dégradation du rendement et obligent à des systèmes de dégivrage électrique des grilles d'alimentation d'air qui l'obérent encore davantage. À certaines conditions, les pompes géothermiques peuvent également produire du froid.

¹⁴⁵ Voir également les illustrations à l'annexe n° 2

¹⁴⁶ Dont le coefficient se situe entre 1 et 1,1 (*Les géothermies*, ministère de la transition écologique, Ademe, BRGM, 2024).

Les émissions de gaz à effet de serre des fluides frigogènes

Pour fonctionner, les pompes à chaleur ont besoin de fluides aux propriétés physiques particulières, dits frigogènes. Ils doivent être capables, sous l'effet d'un changement de la pression à laquelle ils sont soumis, obtenu grâce à un compresseur et un détendeur électriques, d'emmagasiner, en passant de l'état liquide à l'état gazeux, de la chaleur à basse température, et de réaliser l'opération inverse à haute température.

Or, les fluides couramment utilisés, dans le passé mais encore aujourd'hui, ont un fort effet de serre. La famille des hexafluorocarbones (HFC) se caractérise ainsi par des « potentiels de réchauffement global » (PRG) qui peuvent atteindre plusieurs milliers de fois celui du CO₂. Leur fonctionnement en circuit fermé n'empêche pas les fuites, minimes mais qui s'accumulent avec le temps, et pose le problème de leur récupération à la fin de la vie de l'appareil.

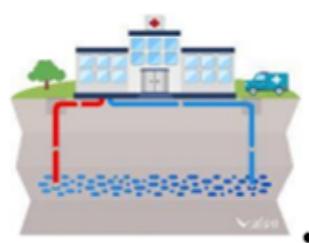
Un règlement européen¹⁴⁷, dit F-Gaz, introduit des obligations de contrôle et prévoit l'interdiction progressive des substances les plus nocives, notamment les HFC. Un fluide couramment utilisé en France, le R32, plus respectueux de l'environnement, qui a néanmoins un PRG de 632, sera interdit en 2030. Les alternatives existent, mais restent à développer. Le propane, au très faible PRG (3 seulement), est autorisé dans certains pays, mais ne l'est pas dans le nôtre à cause de son fort pouvoir inflammable¹⁴⁸. D'autres fluides (ammoniac, CO₂, isobutane, par exemple) sont envisagés, mais il reste à évaluer la détérioration des performances des équipements qu'ils peuvent occasionner, ainsi que leur impact sur l'environnement et sur la sécurité¹⁴⁹.

2. Deux méthodes à faible profondeur

La géothermie sur nappe superficielle

- Forages de profondeur de 10 à 200 mètres ;
- Doublet (2 forages) dans la nappe phréatique par pompage et réinjection ;
- Un circuit ouvert sans contact entre l'eau de nappe avec les fluides extérieurs ;
- Un échange thermique avec l'eau de la nappe.

Schéma n°3: géothermie sur nappe superficielle



Source: AFPG

¹⁴⁷ Règlement (UE) 2024/573, publié initialement en 2006 et révisé en 2014, puis 2024.

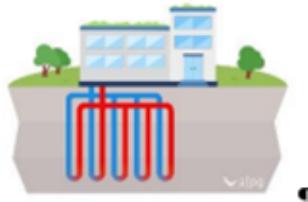
¹⁴⁸ Ministère de la transition écologique, *note d'information sur les nouvelles obligations réglementaires introduites par le règlement « F-Gaz »*, décembre 2024 et Pic bleu, *Fluides frigorigènes, HCFC, HFC supergaz effet de serre environnement*, avril 2025.

¹⁴⁹ Inspection générale de l'environnement et du développement durable, *Évaluation de l'adéquation et de l'efficacité des outils au service de la rénovation énergétique des bâtiments du secteur tertiaire marchand*, 2023.

La géothermie sur sonde géothermique verticale (SGV)

- Forages de profondeur de 10 à 200 mètres ;
- Sondes géothermiques verticales avec fluide calorifique ;
- Un échange thermique avec le sol ;
- Une PAC géothermique.

Schéma n°4: sonde géothermique verticale



Source : AFPG

- *Des machines encombrantes :*



Source : AFPG

3. Plusieurs dispositifs de très faible profondeur

À quelques mètres de profondeur, les échangeurs compacts peuvent être mis en place sans forage. Il en existe de plusieurs sortes, dont les « murs géothermiques » ou encore les « corbeilles géothermiques » :

Schéma n°5: Mur géothermique



Schéma n°6 : Corbeilles géothermiques

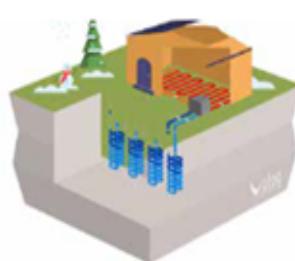


Schéma n°7: →Les échangeurs horizontaux



Source : AFPG

4. Les cartes de potentiel du Cerema

La carte présentée ci-dessous, établie par le Cerema sur la base des données du BRGM, permet de déterminer les implantations possibles en géothermie sur sonde, en comparant le potentiel de chaleur extractible aux besoins de la parcelle. Les points verts désignent les endroits où les besoins sont potentiellement couverts, les points orange, ceux où ce n'est pas le cas.

Schéma n° 3 : Extrait de la carte du Cerema



Source : Cerema

Annexe n° 2. Les soutiens financiers à la géothermie de surface

Cette annexe constitue un complément et un approfondissement de certaines des questions examinées dans la partie 1.3.3 du rapport. Cinq sujets sont abordés, le recensement des aides existantes, les règles de cumul des aides financières individuelles à la rénovation des logements, les conditions d'accès comparées à MaPrimeRénov' et aux éco-prêts à taux zéro, l'estimation d'un ordre de grandeur du niveau des soutiens actuels à la géothermie et de celui qui pourrait être nécessaire si les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) étaient atteints.

1. Recensement des aides existantes

Un premier groupe de mesures concerne les soutiens individuels à la rénovation des logements, sous la forme de guichets ou d'avantages fiscaux. On comptait à ce titre, en mars 2025, 12 systèmes d'aides pouvant bénéficier à la géothermie de surface, auxquels étaient susceptibles de s'ajouter des subventions individuelles des collectivités locales¹⁵⁰.

Il s'agit, en premier lieu, des aides (1) « MaPrimeRénov' » par geste (les montants ont varié, mais vont aujourd'hui de 11 000 € à 6 000 € pour une pompe à chaleur géothermique, en fonction des revenus du ménage, les 9èmes et 10èmes déciles étant exclus de leur bénéfice¹⁵¹), (2) « MaPrimeRénov' » rénovation d'ampleur (de 40 000 € à 70 000 € de dépenses éligibles selon le gain de classe d'isolation du logement gagnées, pour un ensemble de plusieurs gestes, dont au moins deux portant sur l'isolation, mais pouvant comporter une pompe à chaleur géothermique, qui sont pris en charge globalement à entre 80 % et 45 % suivant le niveau de revenu -revenus supérieurs exclus comme dans le cas précédent- et le nombre de classes gagnées¹⁵²), et (3) « MaPrimeRénov' » copropriété, réservée aux travaux dans les parties communes. Ces primes sont toutes distribuées par l'Agence nationale de l'habitat (Anah). (4) Le dispositif Loc'Avantages permet aux propriétaires bailleurs de bénéficier d'une réduction d'impôt jusqu'au 31 décembre 2027 à condition de louer à loyer plafonné à des locataires aux ressources modestes. Il ouvre droit à des subventions pour les travaux de rénovation (25 % de leur montant, dans une limite de 15 000 € par logement, à condition que l'efficacité énergétique augmente d'au moins 35 %). Ces quatre dispositifs ont remplacé un système de crédit d'impôt s'appliquant aux travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique, dénommé CITE¹⁵³, qui couvrait notamment la géothermie, dont les taux ont évolué¹⁵⁴.

S'ajoute le mécanisme des (5) certificats d'économie d'énergie (CEE), système extra-budgétaire et extra-fiscal mis en place en 2005 pour obliger les fournisseurs d'énergie à promouvoir des actions d'efficacité énergétique¹⁵⁵. En pratique, une grande majorité du soutien passe par des « fiches standardisées » représentatives d'actions favorables aux économies d'énergie, qui donnent droit à une aide. Plusieurs d'entre elles concernent les pompes à chaleur,

¹⁵⁰ Agence nationale de l'habitat (Anah), *Les aides financières en 2025*, édition mars 2025.

¹⁵¹ D'autres aides sont possibles pour des chauffe-eaux thermodynamiques, qui fonctionnent avec une pompe à chaleur, qu'elle soit aéro- ou géothermique.

¹⁵² Des bonifications et un écrémentement sont prévus dans certaines conditions.

¹⁵³ Crédit d'impôt pour la transition énergétique.

¹⁵⁴ Jusqu'à 50 % entre 2005 et 2011, 26 % en 2012, 30 % entre 2014 et 2018, assorti de seuils de revenu en 2019, disparaissant progressivement à partir de 2020.

¹⁵⁵ Cour des comptes, *Les certificats d'économie d'énergie*, septembre 2024.

et couvrent donc, mais pas exclusivement, celles qui sont géothermiques¹⁵⁶. A ces soutiens CEE de base, s'ajoutent des (6) « coups de pouce » pour certains travaux, dont un est, depuis 2018, notamment lié à l'installation d'une pompe à chaleur eau/eau ou sol/eau¹⁵⁷ (5 000 € depuis 2023, sans condition de ressource). Il y a également depuis 2024 un « coup de pouce » pour les rénovations d'ampleur concernant notamment des fiches standardisées couvrant la géothermie.

Viennent ensuite les prêts bonifiés. (7) L'éco-prêt à taux zéro, dit « éco-PTZ », permet notamment de prendre en charge des travaux qui relèvent de « MaPrimeRénov' » par geste ou d'ampleur, ou qui ont pour effet d'améliorer de 35 % au moins la performance énergétique du logement. Il porte sur des montants allant de 15 000 € à 30 000 € suivant qu'une, deux ou trois actions sont entreprises, et peut être remboursé en 15, voire en 20 ans dans certains cas. (8) Le prêt avance rénovation, hypothécaire sans intérêt, est accordé depuis 2022 au moment de la vente du logement ou lors d'une succession. Il finance des travaux de rénovation énergétique¹⁵⁸.

Les avantages fiscaux sont nombreux. Le principal d'entre eux est, de loin, (9) la TVA à taux réduit. Un taux de 5,5 % (au lieu de 20 % pour une chaudière à gaz, par exemple) s'applique pour la pose, l'installation ou l'entretien de matériaux, équipements, appareils et systèmes ayant pour objet d'économiser l'énergie ou de recourir à une source renouvelable. Il couvre donc la géothermie. (10) L'exonération de taxe foncière pendant trois ans au maximum s'y ajoute, quand elle a été votée par la commune. (11) Le dispositif Denormandie est une réduction de l'impôt sur le revenu accessible à ceux qui font l'achat d'un bien immobilier pour le rénover, à condition que ces travaux représentent au moins 25 % du coût total de l'opération ou que l'efficacité énergétique augmente de plus de 30 %. (12) Le déficit foncier peut être pratiqué en cas de travaux de rénovation dans des locaux destinés à la location non meublée. Lorsque ces dépenses interviennent dans le domaine énergétique, leur plafond imputable est doublé jusqu'en 2025.

Un deuxième groupe de quatre soutiens, qui concerne principalement les projets collectifs dans les domaines du logement, du tertiaire, de l'agricole et de l'industriel, est géré par l'Ademe, qui pilote essentiellement, dans le domaine de la géothermie de surface, deux dispositifs. Le premier, (13) le fonds chaleur, prend en charge, sur une base forfaitaire, les investissements relatifs à des projets de taille modeste¹⁵⁹ à des taux qui se montent en 2025, dans la plupart des cas, à 25 €/MWh pour les forages sur nappe et à 50 €/MWh pour ceux sur sonde, quand ils ont pour but la production de chaleur¹⁶⁰. Pour le froid, c'est 20 €/MWh dans les deux techniques, pour la métropole tout au moins. S'agissant des projets plus importants (plus de 2000 MWh par an), plus complexes, voire de grande envergure, la subvention est calculée en fonction d'une analyse économique, qui tient également compte des règles d'encadrement des aides communautaires. Les taux d'aide par rapport aux dépenses éligibles

¹⁵⁶ Principalement BAT-TH-113 (pompe à chaleur de type air/eau ou eau/eau), AGRI-TH-108 (idem, pour les serres horticoles et maraîchères), BAR-TH-166 (pompes à chaleur collective de type air/eau ou eau/eau, à compter du 31 juillet 2021), et, jusqu'en 2024 (source : DGEC), plus, dans le secteur résidentiel, BAR-TH-104 (pompes à chaleur dans le bâti résidentiel) jusqu'en 2024, puis BAR-TH-172.

¹⁵⁷ C'est-à-dire solارothermique, fonctionnant à l'énergie solaire.

¹⁵⁸ Également possibles : le prêt sur le livret Développement durable, le prêt d'accession sociale, le prêt à l'amélioration de l'habitat.

¹⁵⁹ Moins de 2 000 mais plus de 25 MWh d'énergie renouvelable par an.

¹⁶⁰ La nette différence entre ces deux taux vient de la capacité différente des deux techniques à capter la chaleur du sous-sol, moins forte pour les sondes.

peuvent varier fortement, de 20 % à 60 %¹⁶¹. À partir de 2028, en accord avec le règlement européen F-Gaz¹⁶², un critère supplémentaire concernant le pouvoir de réchauffement global (PRG) des fluides frigogènes utilisés sera introduit¹⁶³. Le fonds chaleur finance aussi des (14) études en faveur de la transition écologique et énergétique, qui peuvent concerner la géothermie. Les prises en charge partielles concernent aussi bien l'assistance à maîtrise d'ouvrage que les études de faisabilité¹⁶⁴. Toutes les aides du fonds chaleur peuvent être complétées, dans certaines conditions, par des crédits régionaux ou des fonds européens du FEDER.

La garantie Aquapac organise depuis 1983 la couverture des aléas dans la géothermie de surface sur nappe¹⁶⁵. Elle a été mise en place par l'Ademe, en collaboration avec EDF et le BRGM. Sa partie (15) « recherche » couvre le risque d'échec des forages pour accéder à de l'eau en quantité suffisante. Sa branche (16) « pérennité » assure que, pendant dix ans, l'exploitation continuera à bénéficier d'une ressource phréatique adéquate. Aquapac est financée par le fonds chaleur et par les cotisations des entreprises porteuses des projets. Les indemnisations remboursent tous les coûts, moyennant un taux d'amortissement de 5 % par an pour la pérennité, mais la garantie est plafonnée à 140 000 € au total¹⁶⁶.

2. Cumul des aides financières individuelles à la rénovation des logements

Le schéma ci-dessous est extrait du document « Les aides financières en 2025 » de l'Anah.

¹⁶¹ Des dispositifs sont également prévus pour les échangeurs compacts, les eaux de mer et les eaux usées, ainsi que le rafraîchissement par *geocooling*.

¹⁶² Cf. § 1.1.1.

¹⁶³ Ademe, *Conditions d'éligibilité et de financement : Géothermie de surface / thalassothermie / cloacothermie et aérothermie 2025*.

¹⁶⁴ Ademe, *Conditions d'éligibilité et de financement : études en faveur de la transition écologique et énergétique, 2025*

¹⁶⁵ C'est la seule technique où l'incertitude sur la nature du sous-sol peut faire courir un risque d'échec au projet. Les nappes doivent en général avoir moins de 200 mètres de profondeur.

¹⁶⁶ Plaquette Aquapac. *Garantie sur la ressource en eau souterraine pour la géothermie de proche surface*, septembre 2020.

Schéma n° 4 : Conditions de cumul pour certaines des aides à la rénovation des logements

	MAPRIME RÉNOV' POUR UNE RÉNOVATION PAR GESTE	MAPRIME-RÉNOV' POUR UNE RÉNOVATION D'AMPLEUR	MAPRIME-RÉNOV' COPROPRIÉTÉS	AIDES DES COLLECTIVITÉS LOCALES	AIDES DES FOURNISSEURS D'ÉNERGIE (CEE)	ÉCO-PRÊT À TAUX ZÉRO
MAPRIMERÉNOV' POUR UNE RÉNOVATION PAR GESTE	Limite de 20 000 € par logement sur 5 ans	✗	✓ Cumul possible en parties privatives et parties communes	✓ avec un écrêtement de MaPrimeRénov'	✓ avec un écrêtement de MaPrimeRénov'	✓
MAPRIMERÉNOV' POUR UNE RÉNOVATION D'AMPLEUR	✗	Rénovation en 2 étapes (cf. la rénovation en deux étapes)	✓ Cumul possible en parties privatives et parties communes	✓ avec un écrêtement de MaPrimeRénov'	✗	✓
MAPRIMERÉNOV' COPROPRIÉTÉS	✓ Cumul possible en parties privatives et parties communes	✓ Cumul possible en parties privatives et parties communes		✓	✓ sauf en cas de copropriétés en difficulté et copropriétés fragiles	✓
AIDES DES COLLECTIVITÉS LOCALES	✓ avec un écrêtement de MaPrimeRénov'	✓ avec un écrêtement de MaPrimeRénov'	✓		✓	✓
AIDES DES FOURNISSEURS D'ÉNERGIE	✓ avec un écrêtement de MaPrimeRénov'	✗	✓ sauf en cas de copropriétés en difficulté et copropriétés fragiles	✓		✓
ÉCO-PRÊT À TAUX ZÉRO	✓	✓	✓	✓	✓	

Le chèque énergie, l'exonération de la taxe foncière, l'aide de votre caisse de retraite peuvent également être cumulés aux aides présentées dans ce tableau.

Source : Anah

3. Conditions d'accès comparées à MaPrimeRénov' et aux éco-prêts à taux zéro

Tableau n° 6 : Conditions attachées à MaPrimeRénov' et aux éco-prêts à taux zéro

Type d'aide	Éco-prêt à taux zéro	MaPrimeRénov'
Conditions de revenus	Prêt sans intérêt à rembourser	Prime versée, non remboursable
Logements éligibles	Aucune condition de revenu	Conditionnée aux revenus (barèmes bleus, jaunes, violets, roses)
Bénéficiaires	Résidence principale achevée depuis plus de 2 ans (anciennement 15 ans)	Résidence principale achevée depuis plus de 15 ans (ou 2 ans si changement de chaudière au fioul)
Travaux éligibles	Propriétaire occupant ou bailleur	Propriétaire occupant, bailleur, ou syndic pour copropriétés
	Travaux d'amélioration énergétique : isolation, PAC, VMC, etc. réalisées par une entreprise RGE	Travaux similaires, mais avec conditions d'efficacité énergétique précises (et souvent une évaluation énergétique préalable)

Sources : documents liés à ces aides

4. Estimation d'un ordre de grandeur du niveau des soutiens actuels à la géothermie

Pour chiffrer le montant des soutiens financiers bénéficiant à la géothermie de surface, une des difficultés provient certes du nombre élevé de dispositifs en cause. Mais l'obstacle principal est dû à l'absence presque totale de données détaillées permettant de déterminer, dans ces aides qui sont la plupart du temps à vocation large, couvrant une gamme étendue d'actions de rénovation énergétique des logements ou des bâtiments, la part qui correspond spécifiquement à des installations géothermiques.

Dans quatre cas seulement, le fonds chaleur, la garantie Aquapac, le coup de pouce CEE chauffage et MaPrimeRénov' par geste (pompes à chaleur géothermiques et solarothermiques¹⁶⁷), le point d'application circonscrit des mécanismes en cause permet de déterminer les sommes qui sont consacrées à notre sujet. Pour tous les autres, les administrations et organismes qui sont chargés de les mettre en œuvre n'enregistrent pas, au-delà du fait que les demandes qui leurs sont présentées correspondent bien aux critères exigés par les dispositifs concernés, la destination précise des dépenses, et, en particulier, ne distinguent pas celles qui concernent la géothermie¹⁶⁸.

Il n'y a donc pas d'autre solution que de procéder à des estimations à partir de données extérieures aux dispositifs d'aide. Pour la TVA à taux réduit, il est fait appel au montant moyen des travaux d'investissement géothermiques tels qu'estimés par l'Ademe, qui est ensuite multiplié par le différentiel de taux de taxation. Pour les certificats d'économie d'énergie (CEE), le calcul se fonde sur la détermination, à partir de la part de marché des pompes à chaleur eau/eau par rapport au total eau/eau et air/eau, de la proportion des « fiches standardisées » couvrant notamment la géothermie qui lui est particulièrement consacrée. Les données publiées sur les volumes d'utilisation de ces fiches et la répartition des ventes de PAC individuelles entre PAC air/eau et PAC géothermiques permettent ensuite d'aboutir à un montant. Ce raisonnement vaut aussi pour MaPrimeRénov' d'ampleur.

Cette façon de procéder ne peut prétendre fournir davantage qu'un ordre de grandeur très approximatif. Il est en particulier impossible d'établir une correspondance stricte entre les données de marché ou les moyennes utilisées et les équipements qui font effectivement l'objet d'une demande d'aide. Pour les mécanismes les plus petits, encore plus complexes, il n'est malheureusement pas possible de proposer d'estimations, même si l'on peut penser que celles-ci seraient, de toutes façons, faibles. Sous toutes ces réserves, le tableau ci-dessous synthétise le résultat de ces calculs.

¹⁶⁷ Ce geste est un peu plus large que notre cible, mais l'Anah a bien voulu en analyser pour la Cour un échantillon de quarante dossiers, dont il ressort que 80 % concernent la géothermie, 10 % la solarothermie et 10 % des erreurs d'aiguillage.

¹⁶⁸ Dans les maisons individuelles existantes, les fiches d'opérations standardisées CEE BAR-Th-172 « Pompe à chaleur de type eau/eau ou sol/eau » et BAR-Th-171 « Pompes à chaleur de type air/eau » ont remplacé l'ancienne fiche BAR-Th-104 « Pompe à chaleur de type air/eau ou eau/eau » pour les opérations engagées à compter du 1er janvier 2024. Cette différenciation permet désormais de suivre la dynamique de mobilisation du Coup de pouce « Chauffage » pour les pompes à chaleur eau/eau individuelles.

Tableau n° 7 : Estimation du coût annuel des principaux soutiens à la géothermie de surface, hors aides à la distribution, en millions d'euros

<i>Dispositif d'aide</i>	2022	2023	2024
<i>Fonds chaleur, y compris CCR¹⁶⁹</i>	23,8	67,4	49,5
<i>Aquapac¹⁷⁰</i>	-	-	-
<i>MaPrimeRénov' par geste¹⁷¹</i>	17,0	18,0	18,6
<i>MaPrimeRénov' rénovation d'ampleur¹⁷²</i>	nd	1,1	2,3
<i>Taux réduit de TVA¹⁷³</i>	14,2	14,7	11,5
<i>CEE, y compris coup de pouce¹⁷⁴</i>	Non calculé	7,9	nd
<i>Eco-prêt-taux zéro¹⁷⁵</i>	-	-	-
Total	nd	109,1	nd

Estimations Cour des comptes, hypothèses de calcul et sources précisées en note

¹⁶⁹ Aide à la production et aide à la distribution, y compris installations de pompes à chaleur sur eau de mer et eaux usées, (y compris contrats chaleur renouvelable patrimoniaux ou territoriaux traités en gestion délégée, guichet Tremplin pour la transition écologique des PME et fonds Tourisme durable). Source : Ademe.

¹⁷⁰ Le fonds Aquapac a reçu des dotations initiales, puis des dotations complémentaires du Fonds chaleur en 2010, 2011, 2012 et 2013 et fonctionne depuis avec les cotisations des bénéficiaires et les produits financiers (Source : SAF-environnement, Ademe).

¹⁷¹ Estimation Anah pour la Cour.

¹⁷² Calcul Cour à partir de l'estimation par l'Anah du nombre de dossiers contenant de la géothermie : 125 en 2022, 122 en 2023, 225 en 2024, soit 0,2 % environ du nombre de dossiers total (71 613 en 2023 et 91 374 en 2024, Anah). Le montant total d'aides versées par ce dispositif est de 1,08 Md€ en 2023 et 2,236 Md€ en 2024. Si l'on estime que la géothermie consomme la moitié de l'enveloppe des projets où elle figure, on a les résultats reportés dans le tableau.

¹⁷³ En estimant que toutes les pompes à chaleur géothermiques individuelles ont bénéficié de cet avantage fiscal, soit 3970 en 2023 et 3005 en 2024, que les montants unitaires (coûts de forage et d'installation de la pompe à chaleur géothermique) sont de 30 000 € (cf. § 1.1.2) et que l'avantage fiscal est de 14,5 % (20 % -5,5 %), on a 17,3 M€ en 2023 et 13,1 M€ en 2024. Relèvent de la TVA 5,5% prévue à l'article 278-0 bis A du CGI les prestations de rénovation énergétique effectuées dans des locaux à usage d'habitation achevés depuis au moins deux ans. Il convient donc de déduire du nombre de pompes à chaleur vendues (2023, 2024) le nombre d'installations dans l'habitat neuf (15% des ventes 2023 et 12% des ventes 2024 d'après les études Observ'ER).

¹⁷⁴ Calcul pour 2023 : La principale fiche à prendre en compte pour cette année-là est la BAR-TH-104 (bâtiments individuels), qui couvre les pompes à chaleur aérothermiques et géothermiques, ainsi que les BAR-TH-166 et BAT-TH-113. À partir des statistiques des opérations engagées, elles portent un volume de CEE de 92 794 873 326 KWhcumac, valorisés à 7,5 €/MWhcumac (Ademe). Si l'on compte que la proportion de la géothermie est la même dans les CEE que sur le marché, soit 1,27 %, on trouve un total de 8,838 M€.

¹⁷⁵ D'après les documents budgétaires, les éco-ptz ont représenté une dépense fiscale de 45 M€ en 2023 et 102 M€ en 2024 (prévision). La part de ces prêts qui a bénéficié à la géothermie est inconnue, mais très faible, car les critères d'éligibilité des éco-ptz sont plus larges que ceux de MaPrimeRénov', et la part de la géothermie dans celle-ci n'est que de 0,7 % (Anah). On peut donc supposer que le coût associé aux éco-ptz pour la géothermie est très faible, inférieur en tout cas à la marge de précision des chiffrages présentés dans ce tableau.

L'ordre de grandeur du coût annuel des soutiens publics distribués par l'État, hors collectivités territoriales, est donc un de l'ordre de 110 M€.

5. Ordre de grandeur du coût des soutiens en cas d'atteinte des objectifs de la PPE

Pour comparer la production de chaleur renouvelable issue des pompes à chaleur géothermiques de 2017 à celle de 2022-2023 et aux objectifs PPE3 2030-2035, il convient de retenir la valeur de référence calculée par le SDES, soit 3,5 TWh en 2022 de chaleur renouvelable issue de pompes à chaleur géothermiques en données corrigées des variations climatiques (cette valeur correspond à la valeur de 3,2 TWh en données réelles non corrigées des variations climatiques publiée dans le projet de PPE3 soumis à consultation en mars 2024¹⁷⁶). De 2017 à 2023, l'accroissement de la production de chaleur renouvelable issue de pompes à chaleur géothermiques a été de 0,4 TWh¹⁷⁷, soit environ 0,07 TWh/an. Cette méthode n'intègre cependant aucune hypothèse de renouvellement en fin de vie des pompes à chaleur déjà installées. Cela donne, sous ces réserves, un coût de 1,65 Md€/TWh.an. Il est possible que cette valeur soit surestimée, les soutiens publics annuels (Fonds Chaleur notamment) ayant fortement augmenté en 2023 par rapport aux années précédentes).

Une autre solution est d'utiliser les ratios « aide financière / MWh de chaleur produite » associé aux installations de géothermie de surface individuelles (aide moyenne MPR+CEE d'environ 600 €/MWh.an pour un ménage aux revenus « intermédiaires » et une production annuelle de chaleur EnR moyenne de 18 MWh par logement) et aux installations de géothermie de surface collectives (aide Fonds Chaleur de 26 €/MWh/20 ans en 2024 soit 526 €/MWh.an)¹⁷⁸, en y ajoutant le coût de la réduction du taux de TVA, soit au total environ 0,7 Md€/TWh.an.

Si l'on fait l'hypothèse que le coût marginal en soutiens publics sera le même à l'avenir qu'en 2023, on a le tableau suivant, en appliquant les estimations de coût calculées ci-dessus à la marche à franchir pour atteindre les objectifs PPE 2 et ceux du projet de PPE 3.

Tableau n° 8 : coût des soutiens en cas d'atteinte des objectifs de la PPE, en milliards d'euros

	2023	Objectif PPE 2		Objectif PPE 3 2030		Objectif PPE 3 2035	
		bas	haut	bas	haut	bas	haut
Niveau de production de chaleur renouvelable issue de pompes à chaleur géothermiques, en TWh	3,5	5,0	7	10	15	15	18
Accroissement de production de chaleur depuis 2023	0	1,5	3,5	6,5	11,5	11,5	14,5
Supplément de coût, en Md€ ¹⁷⁹ (hypothèse haute ¹⁸⁰)	0	2,5	5,8	10,7	19,0	19,0	23,9
Supplément de coût, en Md€ (hypothèse basse ¹⁸¹)	0	1,1	2,5	4,6	8,1	8,1	10,2

Calculs Cour des comptes

¹⁷⁶ Source : DGEC.

¹⁷⁷ AFPG, *Etude de filière 2024*.

¹⁷⁸ Source : DGEC.

¹⁷⁹ Supplément de coût = (objectif – production 2023) x coût par GWh. Ce résultat exprime théoriquement le coût cumulé nécessaire pour passer du niveau de production de 2023 à celui des objectifs de la PPE. Il doit donc être étalé sur le nombre d'années correspondant.

¹⁸⁰ 1,65 Md€/TWh.

¹⁸¹ 0,7 Md€/TWh.

Ces coûts sont considérables, même s'ils sont, dans les hypothèses de calcul retenues, étalés sur la période qui sépare la cible de 2023. Ils restent naturellement très théoriques. D'un côté, ils risquent d'être sous-estimés, car le rapport (§ 1.1.2) montre que les dispositifs de soutien actuels ne sont pas susceptibles de permettre l'atteinte des objectifs de la PPE. D'un autre côté, on peut supposer que le changement de dimension de la filière que supposerait l'arrivée au niveau des objectifs les plus élevés des PPE permettrait d'enclencher un cycle vertueux d'efficacité et de baisse des coûts qui pourrait réduire le besoin en soutiens publics.

Annexe n° 3. La méthode EnR'choix

La démarche EnR'Choix a été formalisée dès 2012 dans le cadre du [schéma régional climat air énergie](#) d'Île-de-France, approuvé par le Conseil régional le 23 novembre 2012 et arrêté par le Préfet de région le 14 décembre 2012.

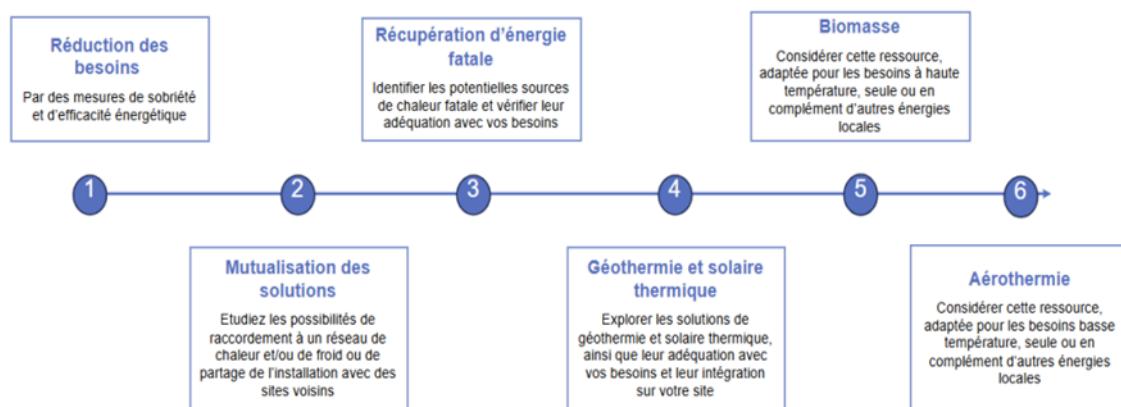
Il s'agit d'un outil d'aide à la décision conçu pour accompagner les porteurs de projets, notamment les collectivités locales, dans le choix de leur solution de production de chaleur et de froid renouvelables. Cette démarche repose sur une approche stratégique intégrée, tenant compte des besoins spécifiques des territoires, des ressources locales disponibles et des infrastructures existantes, afin de favoriser une planification énergétique cohérente et durable.

L'objectif est de maximiser l'efficacité énergétique des projets tout en optimisant l'usage des ressources renouvelables locales. En Île-de-France, l'Ademe utilise cette grille d'analyse depuis 2014 pour prioriser les projets soumis au financement.

Depuis 2024, la démarche EnR'Choix figure également parmi les conditions d'éligibilité au fonds chaleur pour l'ensemble des projets¹⁸². Son intégration vise à interroger la pertinence du recours à la biomasse, notamment les projets utilisant des plaquettes forestières dont la disponibilité est limitée, au regard des alternatives disponibles.

L'Ademe justifie cette exigence en soulignant que, bien que la biomasse présente de nombreux atouts (valorisation des ressources locales, création d'emplois non délocalisables, contribution aux objectifs environnementaux, stabilité des coûts énergétiques à long terme), elle demeure une ressource limitée. Son utilisation doit donc s'inscrire dans une stratégie énergétique globale, en complémentarité avec les autres filières d'énergies renouvelables.

Graphique n° 9 : Description de la méthode EnR' choix



Source : Ademe, [Conditions d'éligibilité et de financement, Installation biomasse énergie](#), 2025.

¹⁸² Ademe, [Conditions d'éligibilité et de financement, Installation biomasse énergie](#), 2024.

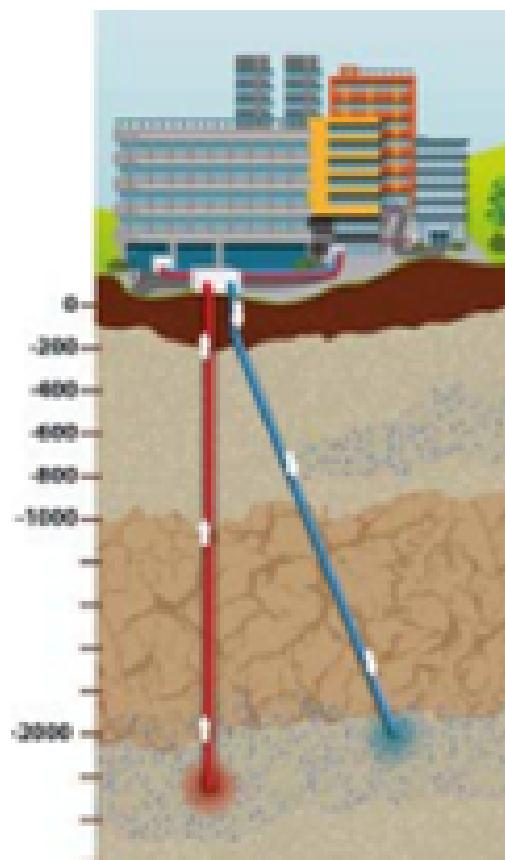
Annexe n° 4. Les techniques et les usages de la géothermie profonde calogène

Définition

La géothermie profonde consiste à exploiter la chaleur stockée naturellement dans le sous-sol à plusieurs centaines de mètres de profondeur, la température augmentant avec la profondeur. La géothermie profonde calogène, dite de basse température, exploite des nappes d'eau souterraines (« aquifères ») de température comprise entre 30°C et 100°C à des profondeurs généralement comprises entre 200 mètres et 2 000 mètres.

Elle repose sur le principe du « doublet géothermique » : un puits de pompage extrait de l'eau chaude, tandis qu'un second puits réinjecte l'eau refroidie dans la nappe. Cette technologie est décarbonée, mature, et non polluante, décarbonée, sans besoin de transport en phase d'exploitation¹⁸³.

Graphique n° 10 : Principe du doublet géothermal



Source : [BRGM](#)

¹⁸³ Ademe, [Feuille de route nationale géothermie](#), 2022, p. 8 ; [Convention de subvention passée entre la DGEC et le BRGM](#), 2024, p. 5.

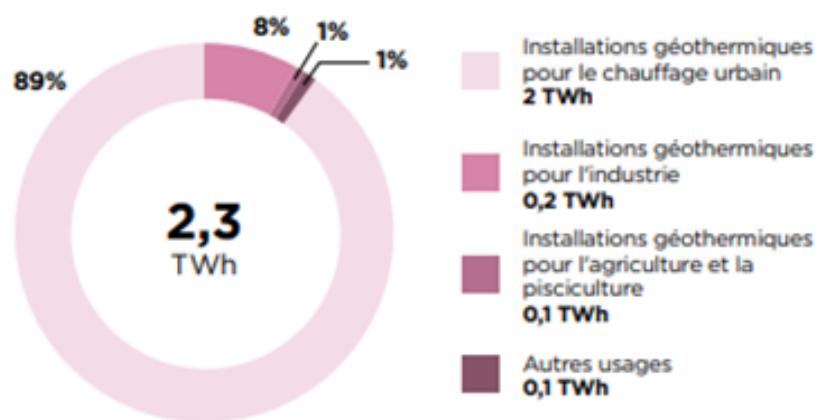
Contexte géologique propice

Les aquifères profonds (propices à la géothermie profonde) se situent dans des bassins sédimentaires (sable, grès, calcaire, craie) comme les bassins parisien et aquitain, le fossé rhénan, le couloir rhodanien, la Limagne. Les caractéristiques des aquifères profonds permettent un échange direct de chaleur sans pompe à chaleur¹⁸⁴. Le recours à la pompe à chaleur, bien que non systématique, permet d'optimiser le rendement énergétique de la ressource.

Les usages

Les usages de la géothermie profonde calogène dépendent à la fois de la composition géologique du sous-sol et des besoins des consommateurs en surface. En 2023, le chauffage urbain reste l'usage dominant. Dans une moindre mesure, la géothermie profonde peut également être utilisée pour des applications industrielles (procédés utilisant la vapeur, l'air chaud ou l'eau chaude), agricoles (chauffage de serres, pisciculture, séchage) ou aquatiques (piscines, centres nautiques, thermes)¹⁸⁵.

Graphique n° 11 : Production de chaleur renouvelable de la géothermie profonde par usage à fin 2023 (en TWh)



Source : Ademe et al., [Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération](#), 2025, p. 28

L'usage dominant : l'alimentation des réseaux de chaleur

La géothermie profonde calogène est particulièrement adaptée à l'alimentation des réseaux de chaleur, qui nécessite une température de l'eau géothermale comprise entre 30 °C et 90 °C, avec l'aide d'une pompe à chaleur dans certains cas¹⁸⁶.

¹⁸⁴ Source : [DGEC](#) ; [Convention de subvention passée entre la DGEC et le BRGM](#), 2024, p. 5.

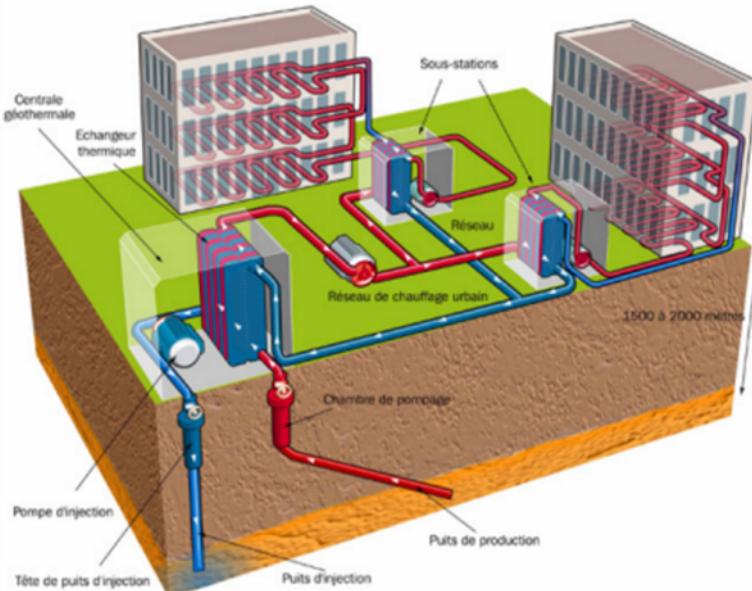
¹⁸⁵ Ademe et al., [Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération](#), 2025, p. 28

¹⁸⁶ Selon les données de [l'Ademe](#), des PAC ont été installées sur une dizaine de doublets géothermiques depuis 2015, surtout entre 2020 et 2024. L'objectif est de réhausser la température de l'eau lorsque celle-ci est trop basse. Le LCOE calculé par [l'Ademe](#) pour les centrales géothermiques profondes, de 29 euros HT / MWh, est calculé pour des installations avec pompe à chaleur.

Un réseau de chaleur permet d'acheminer la chaleur géothermique jusqu'aux consommateurs. Il comprend :

- Une unité de production, alimentée ici par géothermie profonde ;
- Un réseau primaire, composé de canalisations, isolées et enterrées, qui transporte la chaleur de la zone de production vers les bâtiments consommateurs via un fluide caloporteur (eau chaude, eau surchauffée voire même vapeur pour certains process)
- Un réseau secondaire qui distribue la chaleur à l'intérieur du bâtiment (jusqu'à 90 °C maximum pour le chauffage et jusqu'à 60 °C pour l'eau chaude sanitaire) ;
- Des « sous-stations » ou « échangeurs de chaleur », situés à proximité des immeubles chauffés, qui permettent l'échange de chaleur entre le réseau primaire et le réseau secondaire. La sous-station permet de déconnecter les deux types de réseaux (primaire et secondaire), mais aussi de réaliser le comptage de la chaleur réellement livrée à chaque bâtiment (pour facturer la chaleur notamment)¹⁸⁷.

Schéma n° 5 : Principe d'un réseau de chaleur géothermique



Source : Actee, [Guide pour les collectivités](#), 2024, p. 14.

Les réseaux de chaleur sont particulièrement adaptés à l'exploitation d'une ressource locale, difficile d'accès ou à mobiliser, comme la géothermie, en zone urbaine dense¹⁸⁸.

¹⁸⁷ Ademe, [Fonds chaleur, Guide pour les collectivités](#), 2024, p. 4 ; SER, [Questions réponses Géothermies](#), 2024, p. 62.

¹⁸⁸ CGDD, [Les réseaux de chaleur : quels prix pour le consommateur](#), 2016, p. 1.

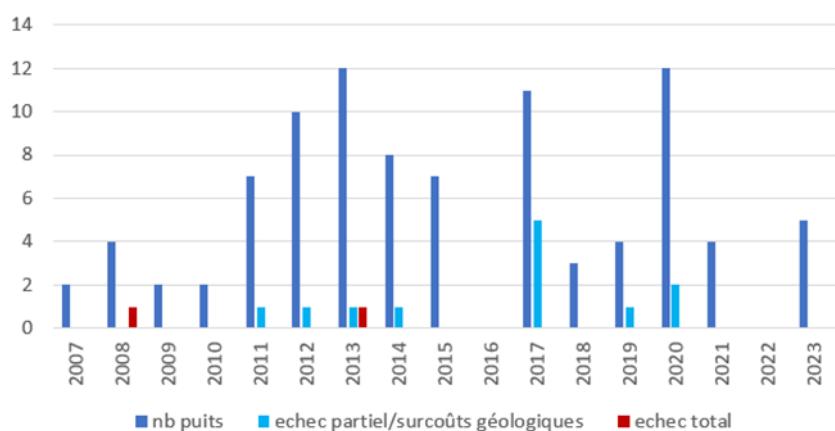
Annexe n° 5. Bilan budgétaire du fonds de garantie géothermie

Le fonds de garantie géothermie a permis d'accompagner la relance de la géothermie avec des premiers projets aidés dès 2007. Fin 2023, 93 puits avaient été accompagnés par le fonds de garantie pour le volet court terme et 35 conventions long terme avaient été signées¹⁸⁹.

Sur la période 2007-2023 :

- Deux puits avaient fait l'objet d'indemnisation au titre de l'échec total : un forage à Meyreuil (région Provence-Alpes-Côte d'Azur) et un à Grigny (en Île-de-France), c'est-à-dire que le couple débit / température obtenu était inférieur à 60 % de la puissance garantie. Le montant total indemnisé a été de 5,1 M€.
- Douze puits ont fait l'objet d'indemnisations au titre de surcoûts géologiques ou d'échecs partiels. Le montant total indemnisé a été de 6,5 M€.

Graphique n° 12 : Puits garantis de 2007 à 2023



Source : Ademe, [Bilan et perspectives du fonds de garantie géothermie](#), Conseil d'administration du 14 mars 2024, p. 6.

Le bilan financier établi par l'Ademe indique que, sur la période 2007-2023, les ressources du fonds de garantie ont atteint 53,0 M€, dont 28,9 M€ provenant des dotations de l'Ademe. Les dépenses se sont élevées à 19,4 M€, portant le montant du fonds à 33,7 M€ fin 2023. Sur l'ensemble de ces dépenses, les indemnisations liées au risque « court terme » sont largement majoritaires : elles représentent un montant quatre fois supérieur à celles relatives au risque « long terme » (11,6 M€ contre 2,9 M€).

Ce fonds sera clôturé fin 2043 à l'extinction de la dernière garantie long terme qu'il couvre. Il continue de couvrir les garanties long terme signées entre 2007 et 2024, cotisation et indemnisation le cas échéant.

¹⁸⁹ Ademe, [Bilan et perspectives du fonds de garantie géothermie](#), Conseil d'administration du 14 mars 2024, 5 et s.

État du fonds de garantie géothermie au	31.12.2023
A - RESSOURCES	
1- DOTATIONS ADEME	28 913 117 €
2- DOTATION Région Ile de France*)	5 545 000 €
3- Clôture Convention Ile de France du 07/07/2008	-1 653 091 €
3- COTISATIONS DES MAITRES D'OUVRAGE COURT Terme	13 642 973 €
4- COTISATIONS DES MAITRES D'OUVRAGE LONG Terme	5 822 344 €
5- PARTICIPATIONS AU FINANCEMENT ETUDE FONDS "GEODEEP" (en HT)	125 050 €
6- PRODUITS FINANCIERS	639 879 €
A -TOTAL DES RESSOURCES :	53 035 272 €
B - DEPENSES	
1 - INDEMNISATIONS DES SINISTRES COURT Terme	11 621 615 €
2 - INDEMNISATIONS DES SINISTRES LONG Terme	2 919 522 €
3 - CHARGES DE FONCTIONNEMENT	4 828 721 €
B -TOTAL DES DEPENSES :	19 369 858 €

Annexe n° 6. Analyse des besoins financiers associés aux objectifs du projet de PPE 3 pour la géothermie profonde calogène

Les projets de géothermie profonde calogène se caractérisent par des investissements initiaux très élevés, notamment pour les opérations de forage, dont le coût peut atteindre entre 11 et 16 M€ pour un doublet géothermique (hors réseau de chaleur)¹⁹⁰. Pour sécuriser leur plan de financement, les maîtres d'ouvrage combinent fonds propres, emprunts du maître d'ouvrage (public ou délégataire) et subventions.

Deux dispositifs budgétaires soutiennent ces projets : le fonds chaleur et le fonds de garantie « géothermie ». Le cumul du fonds chaleur avec le mécanisme extra-budgétaire des CEE n'est possible que pour le raccordement aux réseaux de chaleur, les CEE ne financent pas la production de chaleur¹⁹¹.

En matière de dépenses fiscales, la fourniture d'énergie par les réseaux de chaleur alimentés à plus de 50 % par des énergies renouvelables ou de récupération bénéficie d'un taux réduit de TVA (5,5 %), au titre de l'[article 278-0 bis du code général des impôts](#).

Les soutiens publics mobilisés en 2024 pour la géothermie profonde calogène : 4,8 M€ de dépenses fiscales¹⁹² et 122,7 M€ de dépenses budgétaires

En 2024, ces soutiens publics ont représenté, selon les estimations de la Cour, 4,8 M€ de dépenses fiscales¹⁹³ et 122,7 M€ de dépenses budgétaires pour la géothermie profonde calogène¹⁹⁴, dont :

- 107,6 M€ d'aides du fonds chaleur (réparties entre 63,9 M€ pour la production de chaleur et 43,8 M€ pour la distribution (raccordement au réseau de chaleur)) ;
- 15 M€ de dotation de l'Ademe au fonds de garantie, financé sur le fonds chaleur.

¹⁹⁰ Ademe, [Énergies renouvelables : la géothermie profonde - Réussir la transition écologique de mon territoire](#), juin 2023, p. 1

¹⁹¹ Ademe, [Note fonds chaleur CEE](#), avril 2025, p. 3.

¹⁹² Estimation de la Cour fondée sur les hypothèses suivantes : 1) la dépense fiscale prévisionnelle pour 2024 liée à la TVA à 5,5% sur la fourniture d'énergie dont bénéficient les réseaux de chaleurs alimentés à plus de 50% par des EnR&R est de 62 M€ selon l'annexe au PLF 2025, [Voies et moyens, Tome 2](#), p. 166 ; 2) Les réseaux de chaleur « vertueux » sont alimentés à hauteur de 7,7 % par la géothermie selon [l'enquête des réseaux de chaleur et de froid réalisée par la Fedene](#) en 2024. Par extrapolation, on peut estimer que la part de la dépense fiscale prévisionnelle pour 2024 liée à la TVA à 5,5% pour la fourniture par réseaux d'énergie calorifique d'origine renouvelable a bénéficié à la géothermie à hauteur de 7,7%*62, soit 4,8 M€.

¹⁹³ Estimation de la Cour fondée sur les hypothèses suivantes : 1) la dépense fiscale prévisionnelle pour 2024 liée à la TVA à 5,5% sur la fourniture d'énergie dont bénéficient les réseaux de chaleurs alimentés à plus de 50% par des EnR&R est de 62 M€ selon l'annexe au PLF 2025, [Voies et moyens, Tome 2](#), p. 166 ; 2) Les réseaux de chaleur « vertueux » sont alimentés à hauteur de 7,7 % par la géothermie selon [l'enquête des réseaux de chaleur et de froid réalisée par la Fedene](#) en 2024. Par extrapolation, on peut estimer que la part de la dépense fiscale prévisionnelle pour 2024 liée à la TVA à 5,5% pour la fourniture par réseaux d'énergie calorifique d'origine renouvelable a bénéficié à la géothermie à hauteur de 7,7%*62, soit 4,8 M€.

¹⁹⁴ Source : Cour des comptes à partir de données [Ademe](#).

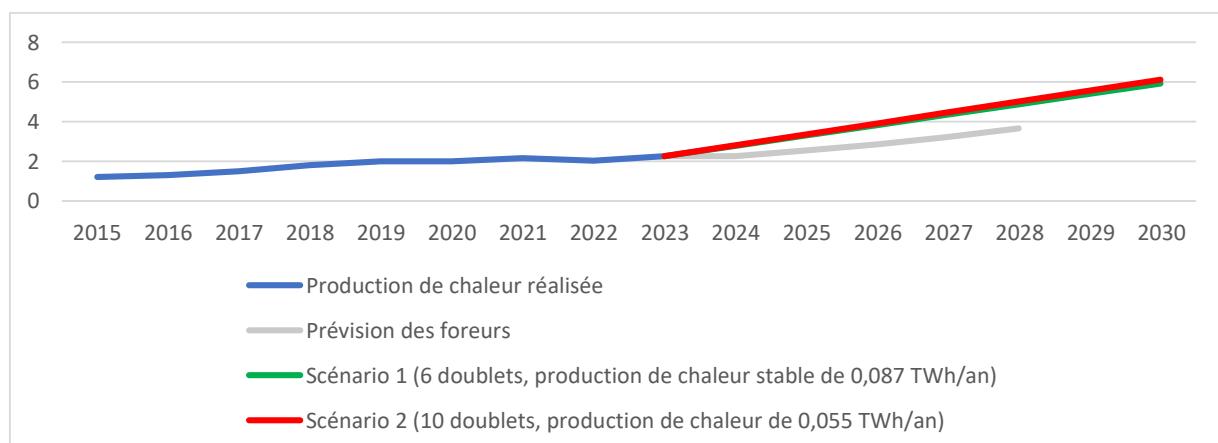
Ces aides ont soutenu 8 projets, dont 5 projets typiques de doublets géothermiques¹⁹⁵. Pour ces derniers, le montant moyen d'aides du fonds chaleur correspondant s'élève à 8 M€/projet au titre de la seule « production » et à 16 M€/projet en intégrant l'aide « réseau de distribution » associée.

Un rythme de développement à accélérer pour tenir les objectifs du projet de PPE 3

Le projet de PPE 3 fixe un objectif de 6 TWh de chaleur géothermique produite par géothermie profonde en 2030 (contre 2,26 TWh en 2023). Or, entre 2015 et 2024, le fonds chaleur n'a financé que 3 à 5 doublets / an.

Pour atteindre les objectifs de la PPE 3, le rythme de réalisation doit donc être sensiblement accru, pour réussir entre 6 et 10 doublets géothermiques par an d'ici 2030 : 6 doublets, pour une production de chaleur stable de 0,087 TWh/an ; 10 doublets, pour une production de chaleur de 0,055 TWh/an.

Graphique n° 13 : Production de chaleur par géothermie profonde depuis 2015 et projections d'ici 2030 en fonction de différents scénarios (TWh)



Source : pour la production de chaleur réalisée et les prévisions des foreurs : [AFPG](#) ; pour les scénarios 1 à 3 : calculs Cour des comptes à partir de données Ademe.

Besoins de fonds chaleur estimés pour tenir les objectifs de la PPE 3 : de l'ordre de 96 à 200 M€/an d'ici 2030 (hors dotation Ademe au fonds de garantie)

Pour réussir entre 6 et 10 doublets géothermiques par an d'ici 2030, la Cour estime la subvention annuelle du fonds chaleur requise entre 96 et 200 M€/an d'ici 2030 selon les scénarios retenus. Les estimations de l'Ademe correspondent à ces ordres de grandeur : 84 M€ en 2025 et 192 M€ les années suivantes.

¹⁹⁵ Les 3 autres correspondent à : 1) Un projet d'investissement dans un réseau de chaleur alimenté par de la géothermie profonde sur le site de Renault Douai (59) en substitution au gaz, finalement abandonné par Renault, mais pour lequel Engie conserve cependant une autorisation de recherche et pourrait relancer l'initiative si un nouveau partenaire acceptait les risques associés ; 2) la construction d'un SWAC (Sea Water Air Conditionning) pour un centre hospitalier universitaire au sud de La Réunion ; 3) Mise en place de pompes à chaleur sur la géothermie profonde existante pour un projet porté par Géoval à Lognes.

Tableau n° 9 : Subvention annuelle du fonds chaleur requise pour tenir les objectifs de la PPE 3 en fonction de 4 scénarios

<i>Hypothèses</i>	Producti on de chaleur par doublet	Nombre de doublets engagés chaque année	Montant de l'aide moyen par doublet (production et distribution)	Subvention annuelle totale correspon- dante
<i>Scénario 1 (productivité du gisement et montant de subvention comparables aux niveaux de 2024)</i>	0,087 TWh/an	6	16 M€	96 M€
<i>Scénario 2 (productivité du gisement comparable et montant de subvention augmenté par rapport aux niveaux de 2024)</i>	0,087 TWh/an	6	20 M€	120 M€
<i>Scénario 3 (productivité du gisement moindre et montant de subvention équivalent aux niveaux de 2024)</i>	0,055 TWh/an	10	16 M€	160 M€
<i>Scénario 4 (productivité du gisement moindre et montant de subvention augmenté par rapport aux niveaux de 2024)</i>	0,055 TWh/an	10	20 M€	200 M€

Source : Cour des comptes à partir de données [Ademe](#).

Un besoin de 14 M€/an d'ici 2030 au titre du fonds de garantie

À ces montants s'ajoutent les moyens alloués au fonds de garantie. Pour financer l'enveloppe du fonds de garantie validée par la [commission européenne](#) en juillet 2023 (195,6 M€, dont 140 M€ apportés par l'Ademe), le fonds chaleur doit en effet contribuer à hauteur de 14 M€/an en moyenne sur dix ans.

Une dépense fiscale croissante, estimée à 4,8 M€ en 2024, augmentant progressivement à 8,5 M€ en 2030

Le [projet de PPE 3](#) fixe pour ambition que les réseaux de chaleur et de froid livrent, d'ici 2030, 39,5 TWh de chaleur renouvelable et de récupération (contre 19,4 TWh en 2023), avec un objectif de 6 TWh de chaleur géothermique produite par géothermie profonde (contre 2,26 TWh en 2023).

Grâce au verdissement progressif des réseaux de chaleur existants, la part de la livraison de chaleur des réseaux « vertueux » par rapport à la livraison totale de chaleur est passée de

85% en 2019, à 87 % en 2020, 87 % en 2021, 92 % en 2022 et 93 % en 2023¹⁹⁶. Si cette tendance se poursuit, cette part atteindra 100 % d'ici 2030, ce qui signifie que la totalité de la chaleur livrée par les réseaux le serait alors par des réseaux vertueux. Dans cette hypothèse, les 39,5 TWh de chaleur renouvelable et de récupération livrés en 2030, selon la PPE 3, seraient intégralement distribués par ces réseaux.

En considérant que 90% de la chaleur géothermique profonde continue d'être destinée au chauffage urbain (part globalement observée depuis 2019¹⁹⁷), 5,4 TWh sur les 6 TWh projetés en 2030 seraient acheminés via les réseaux de chaleur vertueux. La géothermie représenterait alors 13,7 % de leur mix énergétique.

En retenant l'hypothèse d'une stabilité du coût global de la dépense fiscale liée à la TVA à 5,5% pour la fourniture par réseaux d'énergie calorifique d'origine renouvelable, soit 62 M€ (niveau constaté en 2023 et prévu pour 2024), la part de cette dépense bénéficiant à la géothermie pourrait être estimée par extrapolation à près de 8,5 M€ en 2030, contre 4,8 M€ en 2024.

Cette progression serait cohérente avec la montée en puissance attendue de la géothermie profonde telle que définie dans le projet de PPE 3.

Dans ces conditions, le total des soutiens publics nécessaires pour atteindre les objectifs du projet de PPE 3 en matière de géothermie profonde est estimé à l'horizon 2030 : **entre 110 et 214 M€/an** pour les dépenses budgétaires (fonds chaleur + fonds de garantie) ; **entre 4,8 et 8,5 M€/an** pour les dépenses fiscales.

¹⁹⁶ Fedene, [Enquête des réseaux de chaleur et froid](#) de 2019 à 2024.

¹⁹⁷ Ademe et Al., [Panorama de la chaleur renouvelable depuis 2019](#).

Annexe n° 7. Évolution des conditions d’allocations du fonds chaleur pour les projets de géothermie profonde, depuis 2015

Créé en 2009, le fonds chaleur géré par l’Ademe accompagne le financement des installations de production de chaleur par géothermie profonde ainsi que des réseaux de distribution de chaleur liés à ces installations. Il s’adresse aux collectivités et aux entreprises.

Les opérations éligibles incluent :

- La création ou l’extension, de réseaux de chaleur et de froid ;
- La valorisation thermique de ressources géothermales profondes (profondeur supérieure à 200 mètres) ;
- La réalisation d’un doublet de forages (ou d’une autre configuration spécifique) sur un aquifère profond avec ou sans mise en place d’une pompe à chaleur ;
- La mise en œuvre d’une réinjection en aquifère profond sur une installation existante ;
- L’ajout d’une pompe à chaleur (PAC) sur un réseau de chaleur alimenté par une installation de géothermie profonde existante.

De façon générale, l’aide est accordée au cas par cas, sur la base d’une analyse du coût de revient de la chaleur renouvelable, comparé à une solution fossile de référence. Elle est attribuée dans la limite d’une enveloppe budgétaire annuelle, selon les performances techniques, économiques et environnementales des projets. L’aide n’a pas un caractère automatique : son octroi est conditionné à une instruction individualisée et au respect de plafonds définis. Ces aides prennent la forme d’une subvention plafonnée (en euro par MWh de chaleur produite sur 20 ans). Elle a également pris la forme d’une avance remboursable de 2017 à 2019. L’aide a donc toujours pris la forme d’une subvention et, sur une courte période, d’une avance remboursable.

Évolutions des aides du fonds chaleur aux projets de géothermie profonde depuis 2015

Les conditions d’éligibilité à ces aides et les plafonds retenus ont beaucoup évolué depuis 2015¹⁹⁸ :

- a) *De 2015 à 2016* : l’aide à la production de chaleur correspond à une subvention, plafonnée à 7 €/MWh (sans PAC), et 14 €/MWh (avec PAC).
- b) *De 2017 à 2019* : le plafond de l’aide (subvention + avance remboursable) reste inchangé, fixé à 7 €/MWh (sans PAC), et à 14 €/MWh (avec PAC), mais elle prend également la forme d’une avance remboursable. L’aide est décomposée en deux parties (une subvention et une avance remboursable), l’équilibre entre les deux, ainsi que les critères et le calendrier de déclenchement du remboursement de l’avance remboursable étant déterminés par l’évaluation économique du projet conduite par l’Ademe.

¹⁹⁸ Source : [Ademe](#).

c) *Depuis 2020* : les avances remboursables n'apparaissent plus dans les critères d'éligibilité au fonds chaleur, cet abandon a été acté lors du [conseil d'administration de l'Ademe en décembre 2018](#) (pour les forages géothermiques mais également les réseaux de chaleur, les chaufferies biomasse collectives et industriels, les centrales solaires thermique), peu après avoir été annoncé par l'État dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)¹⁹⁹. Depuis 2020, l'aide à la production de chaleur prend donc uniquement la forme d'une subvention, dont le plafond a changé quasiment chaque année :

- En 2020 : 7 €/MWh (sans PAC), et 14 €/MWh (avec PAC).
- En 2021 et 2022 : 7 €/MWh (sans PAC), et 10 €/MWh (avec PAC).
- En 2023 : 9 €/MWh (sans PAC), et 13 €/MWh (avec PAC).

De 2021 à 2023, les plafonds d'aide sont définis pour les projets de géothermie exploitant le réservoir du Dogger, et, pour ceux exploitant d'autres aquifères, sont revus au cas par cas par l'Ademe à partir de l'évaluation économique du projet.

d) *En 2024 et 2025*, l'aide du fonds chaleur est calculée de façon globale, en intégrant la production et la distribution de chaleur. Celle-ci correspond au minimum entre :

- Une aide de 20 €/MWh pour les projets de création de réseau de chaleur et de 14 €/MWh pour les projets d'extension (sans PAC) (24 €/MWh pour les projets de création de réseau de chaleur et de 18 €/MWh pour les projets d'extension (avec PAC)) ;
- Un plafond de taux d'aide de 45 % sur les dépenses éligibles.

En 2025, les conditions d'éligibilité au fonds chaleur ont beaucoup évolué afin de tenir compte du prix de vente de la chaleur, l'aide étant limitée à l'atteinte d'un tarif « plancher », de 90 €/MWh TTC à l'échelle du réseau.

Focus sur les avances remboursables versées de 2017 à 2019

Selon [l'Ademe](#), les avances remboursables, mises en place en 2017, l'ont été dans le cadre d'une hausse progressive de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) qui devait conduire à terme à une baisse unitaire des aides du fonds chaleur.

Cette avance remboursable a été rapidement abandonnée pour plusieurs raisons : d'une part, suite au mouvement des « gilets jaunes » en 2018, la TICGN fut rapidement bloquée à son niveau de 2018, soit 8,45 €/MWh qui correspond encore à son niveau actuel ; d'autre part, la mise en place de ces avances remboursables a fait l'objet de nombreuses oppositions de la filière.

Sur cette période (2017-2019), les aides du fonds chaleur à la géothermie profonde se sont donc réparties entre subventions et avances remboursables, selon la ventilation détaillée dans le tableau qui suit.

¹⁹⁹ Sur l'ensemble des dossiers du fonds chaleur, au-delà de la seule géothermie, 15 ont été contractualisés pour un montant de 26,5 M€ d'aides remboursables.

Tableau n° 10 : Répartition des aides du fonds chaleur entre subventions et avances remboursables, entre 2017 et 2019

<i>Année de l'engagement</i>	Montant de la subvention (€)	Montant de l'avance remboursable (€)	Montant total de l'aide du fonds chaleur (€)
2017	3 048 351	4 900 000	7 948 351
2018	2 014 862	5 510 581	7 525 443
2019	8 243 000		8 243 000

Source : [Ademe](#)

Sur cette période, l'[Ademe](#) identifie trois projets ayant perçu tout ou partie de l'aide sous forme d'avance remboursable :

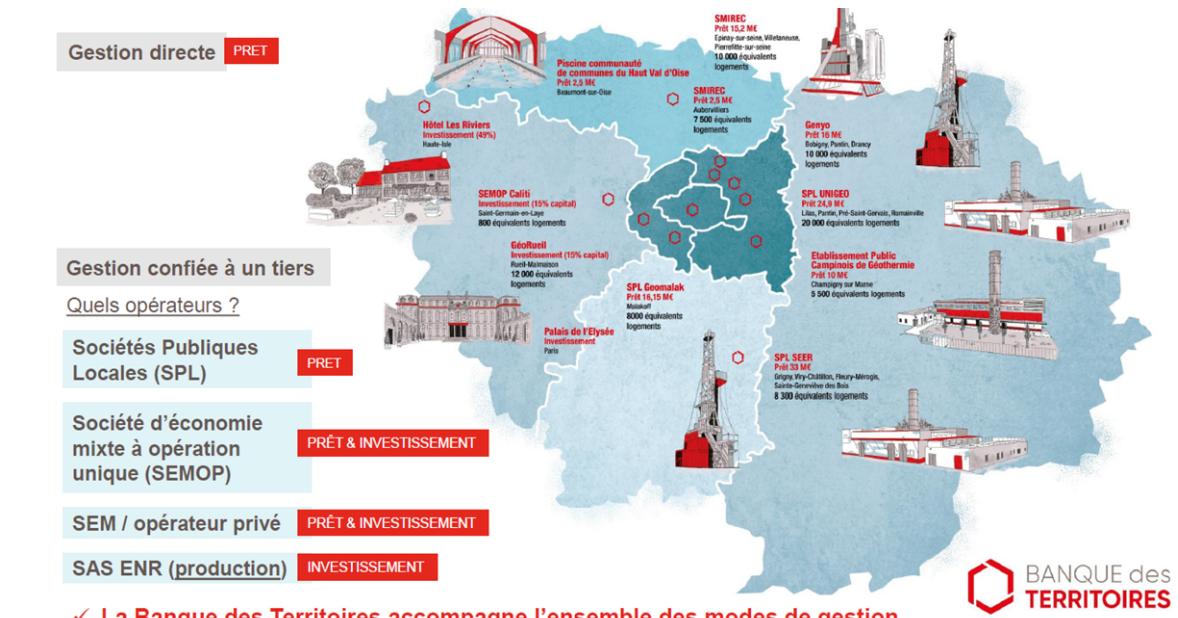
- le projet d'une centrale de géothermie profonde de 20 MW sur le site du Parc de l'Innovation d'Illkirch ayant eu 4,9 M€ d'aide en 2017 intégralement sous forme d'avance remboursable n'est pas encore terminé. Le versement du solde de l'aide est programmé pour 2026 ;
- Le projet de centrale géothermique de Vendenheim qui avait été aidé également à hauteur de 4,9 M€ d'aide intégralement sous forme d'avance remboursable en 2018 et intégralement payé en 2019 a fait l'objet dès 2020 d'un arrêté préfectoral pour l'arrêt de l'installation face à un risque sismique trop élevé. Le remboursement de l'avance remboursable en était par conséquent impossible ;
- Le troisième projet était le renouvellement d'un doublet de géothermie au Dogger avec extension de 6 795 ml du réseau de chaleur de Vigneux-sur-Seine a été aidé en 2018 à hauteur de 3,34 M€ (dont 1 M€ d'avance remboursable) avec 2,04 M€ d'aide pour la géothermie profonde (0,61 d'avance remboursable). Ce projet a été mis en service en 2024. Le versement du solde conditionné à la production de chaleur réelle sera payé en 2025-2026 et les premières échéances de remboursement pourront être calculé à partir de 2027

Annexe n° 8. Projets de géothermie profonde soutenus par la Banque des territoires

La Banque des territoires finance les projets de géothermie profonde (production de chaleur et réseaux de chaleur) portés par les collectivités locales, entreprises publiques locales, organismes de logement social, au travers de mécanismes financiers, tels que les prêts bonifiés et les prises de participation, qui visent la transformation écologique et énergétique au sens large :

- au travers du prêt « transformation écologique », elle accompagne les acteurs du secteur public local, en France métropolitaine et territoires d'Outre-Mer, dans le financement de leurs projets. Elle leur permet d'emprunter jusqu'à 100 % de leur besoin, à taux bonifié (taux du livret A + 0,40 %) ou à taux fixe, la durée d'amortissement pouvant aller jusqu'à 60 ans ;
- au travers d'une prise de participation minoritaire en fonds propres et quasi-fonds propres dans les sociétés de portage des projets, elle finance, dans des conditions de marché, des projets réalisés notamment dans le cadre de délégation de service public, aux côtés d'un ou plusieurs partenaires. Le financement peut également porter sur la capitalisation (fonds propres et quasi-fonds propres) d'un opérateur territorial dédié aux énergies (SEM par exemple), ayant des projets de valorisation énergétique de ressources. La Banque des territoires intervient rarement lors de la phase de développement et principalement lorsque les autorisations administratives nécessaires sont purgées de tout recours, lorsque le projet est prêt à être réalisé. Elle intervient également dans des sociétés qui délèguent le risque de développement à un partenaire industriel²⁰⁰.

²⁰⁰ Banque des territoires, Note, juin 2025.

Schéma n° 6 : Modalités de financement des projets de géothermie profonde par la Banque des territoires


Source : [Banque des territoires](#)

Le nombre de dossiers reste limité. Au total, la [Banque des territoires a](#) financé :

- 18 projets de géothermie en prêt, dont 9 sur les 5 dernières années
- 5 projets par des prises de participation.

Tableau n° 11 : Liste des projets de géothermie financés par un prêt bonifié de la Banque des territoires

Nom de l'opération	Date engagement	Sites	Type	Production de chaleur (GWh/an)	Coût de l'investissement Total de l'opération (M€)	Part du prêt de la Banque des Territoires (M€)	Subvention fonds chaleur pour la production (M€)
Smirec	2019	Aubervilliers (93)	Géothermie profonde calogène	37,3	18,1	2,5	4,2
Smirec	2023	Épinay-sur-Seine, Villetteuse, Pierrefitte-sur-Seine (93)	Géothermie profonde calogène	54,8	27,6	15,2	9,3
SPL Geomalak	2024	Malakoff (92)	Géothermie profonde calogène	54,4	28	16,15	7,1
Genyo porté par le Siperrec	2024	Bobigny, Pantin, Drancy (93)	Géothermie profonde calogène	119	41,8	16	5,8

Source : [Banque des territoires](#) pour le montant des prêts ; Ademe pour la date d'engagement, la production de chaleur attendue, le coût de l'investissement total, la subvention du fonds chaleur

Tableau n° 12 : Liste des projets de géothermie financés par une prise de participation, en fonds propres et quasi-fonds propres, de la Banque des territoires

<i>Nom de l'opération</i>	Date de mise en service	Sites	Type	Production de chaleur (GWh/an)	Coût de l'investissement Total de l'opération (M€)	Part des Fonds Propres Banque des Territoires (M€)	Subvention fonds chaleur pour la production (M€)
<i>Géothermie Élysée</i>	2024	Paris (75)	Géothermie de surface	non connu	3,2	0,51	0
<i>SAS Géoméropole géothermie Paris Nord Est</i>	2009	Paris (75) - paris nord est Aire urbaine	Géothermie profonde calogène	52	23,57	1,65	5,5
<i>SAS Géorueil</i>	2022	Ville de Rueil-Malmaison (92)	Géothermie profonde calogène	66	19,26	0,89	4,9
<i>Géothermie Beinheim (projet Roquette)</i>	2017	Rittershoffen (67)	Géothermie profonde à haute température	190	57,75	9,35	24,9
<i>Bouillante Géothermie</i>	1986	Bouillante (971)	Géothermie profonde à haute température	entre 96 et 150	90	13,5	0

Source : [Banque des territoires](#)

Annexe n° 9. Les réseaux de froid

Selon la Fedene, les réseaux de froid jouent un rôle essentiel dans la fourniture de froid pour répondre aux besoins de climatisation, principalement dans des secteurs commerciaux et tertiaires. Ils desservent des bâtiments tels que des bureaux, des hôtels, des musées, des aéroports, des universités, des hôpitaux, ainsi que des installations industrielles, notamment les data centers et d'autres secteurs nécessitant un refroidissement continu. L'utilisation croissante d'équipements électroniques, l'architecture des bâtiments (baies vitrées, construction en verre), et d'autres facteurs ont entraîné une demande constante de climatisation tout au long de l'année.

Un réseau de froid est constitué d'une ou plusieurs centrales de production de froid, d'un réseau de canalisations permettant le transport de la chaleur extraite des bâtiments par un fluide caloporteur (en général de l'eau) dont la température se situe entre 1 et 12°C à l'aller, et entre 10 et 20°C au retour et de points de livraisons, appelés sous-stations, assurant la collecte de la chaleur dans les immeubles à rafraîchir.

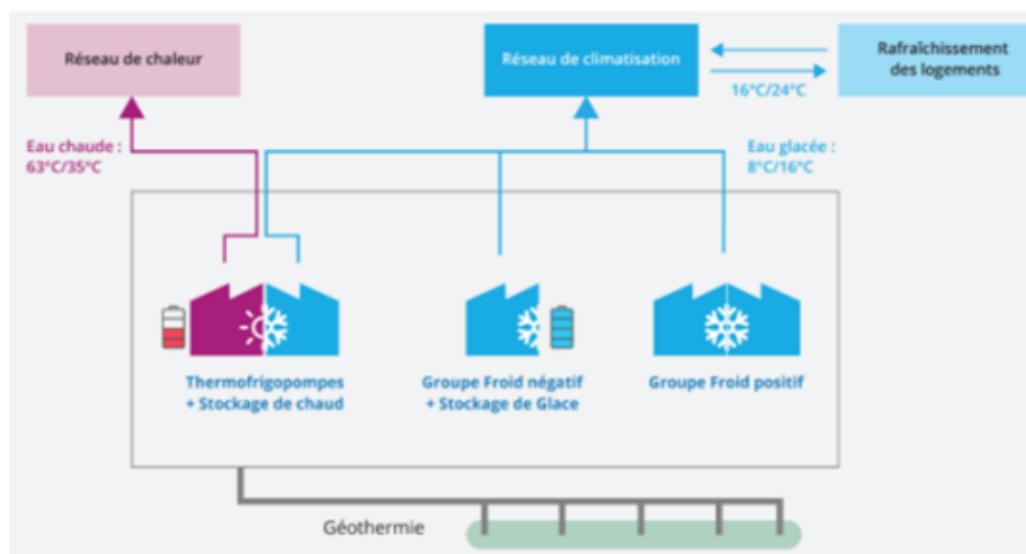
Un exemple de réseau de chaleur et de froid alimenté par géothermie

La ville de Nice (Alpes-Maritimes) a fait le choix de développer un réseau de chaleur et de froid alimenté par une géothermie sur nappe à partir d'une source primaire à 15 °C et un débit constant afin de chauffer, rafraîchir et fournir l'eau chaude sanitaire à l'écoquartier Nice Méridia, qui s'inscrit dans le Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) de la métropole.

Inaugurée en 2021, l'installation alimente l'écoquartier, qui représentera à terme 550 000 m² de bâtiments dont 3 500 logements et 250 000 m² de bâtiments tertiaires. Elle évite ainsi l'émission de 5 000 tonnes de CO₂ chaque année.

Le coût global du projet est de 18,8 M€ HT. L'opération a bénéficié d'un financement de l'ADEME (3,69 millions d'euros du Fonds Chaleur) et de la région PACA (1,5 millions d'euros).

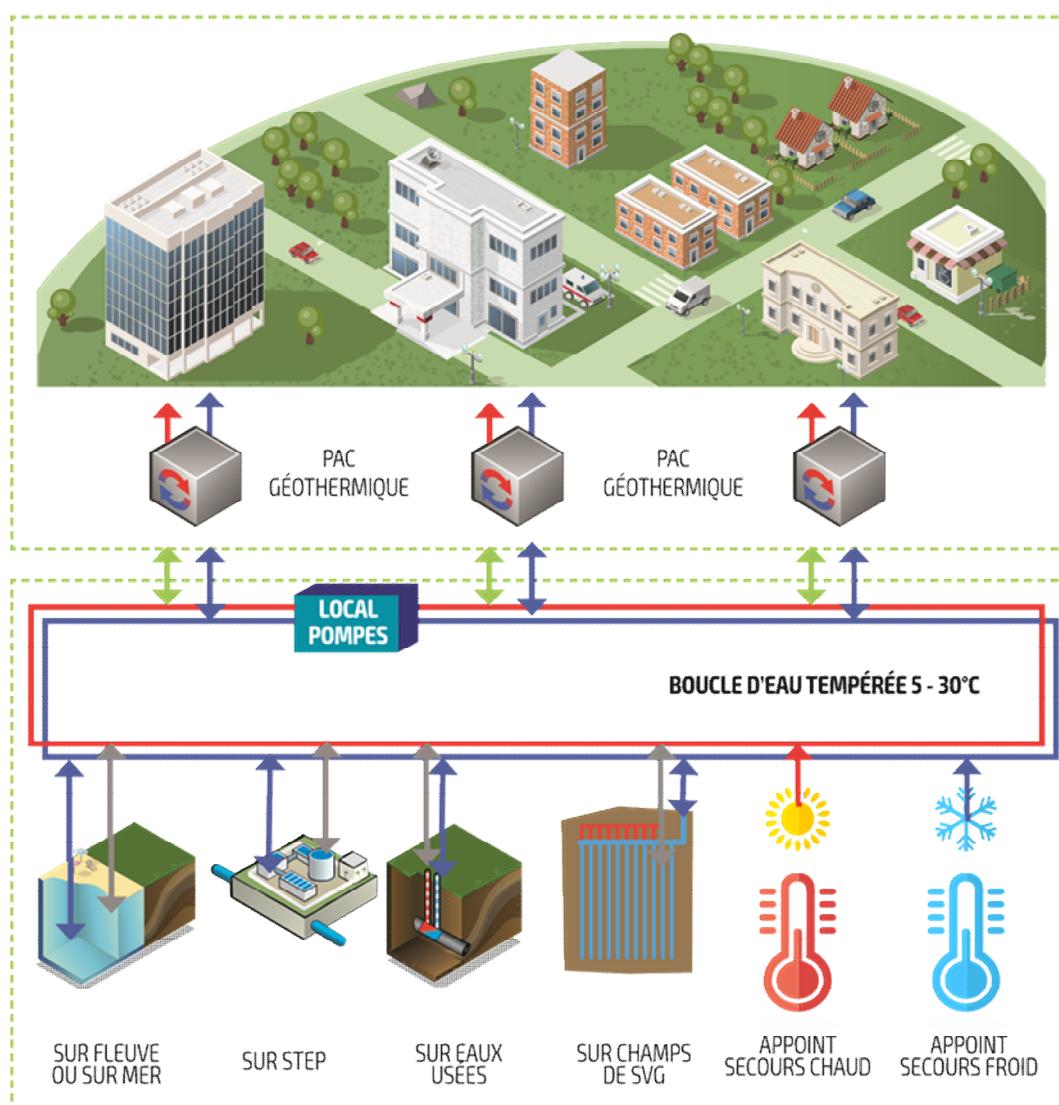
L'installation est composée d'un réseau de 6 km alimenté en eau chaude ou froide grâce notamment à 4 thermofrigopompes de 1,57 MW qui exploitent l'énergie de la nappe du Var, pompée à 34 m de profondeur à travers 4 puits, et réinjectée à 43 m de profondeur à travers 8 autres puits.



Annexe n° 10. Les boucles d'eau tempérée à énergie géothermique

Selon l'AFPG, la boucle d'eau tempérée à énergie géothermique dite « Beteg » est un dispositif innovant basé sur une distribution de l'énergie thermique via un réseau d'eau tempérée unique (température de distribution de l'eau qui y circule comprise généralement entre 5 et 30°C), ce qui permet à la fois de répondre facilement à des besoins de chaud comme de froid et d'avoir une autre approche des « pertes énergétiques » du réseau, qui peuvent se transformer en « gains énergétiques ».

Elle est constituée d'un dispositif de captage (ressource géothermique), d'un dispositif de mutualisation (boucle d'eau tempérée), d'un dispositif de production (Thermopompes ou PAC Géothermiques eau/eau) et d'un dispositif de régulation.



L'exemple du lac d'Annecy

Une boucle d'eau de 2,5 Km permet d'alimenter en chaleur et en froid 570 logements du quartier des Trésums situé à proximité du lac.

L'eau du lac est prélevée dans le trou de Boubioz qui plonge à 83 m sous la surface, profitant d'une eau à 7°C, été comme hiver.

Grâce à ses pompes à chaleur et échangeurs thermiques, la boucle d'eau permet de couvrir 95 % des besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire, à hauteur de 13 GWh/an. L'appoint est réalisé par du gaz.

Un système d'aqua-cooling assure 500 MWh/an de froid pour les besoins en climatisation d'un hôtel et d'une future résidence service senior.

Ce projet représente un investissement de 10 M€ dont 1,7 M€ de subvention de l'Ademe. Il permet d'éviter 2 600 tonnes de CO₂ par an.

À partir des données du fond chaleur, l'AFPG recense huit opérations sur eaux usées, sept sur aquifère, six sur champ de sondes, cinq sur eau de mer et une opération sur puits de mine.

En Outre-mer, des technologies adaptées au climat tropical comme la SWAC (*sea water air conditioning*) sont en cours d'expérimentation à la Réunion et en Polynésie.

Le SWAC du CHU Saint-Pierre de la Réunion

La PPE de la Réunion identifie deux projets de SWAC, concept innovant de climatisation à base d'eau de mer visant à substituer une grande partie de l'énergie électrique nécessaire à la climatisation par l'énergie thermique des mers, soit une source froide renouvelable.

Le SWAC du CHU Saint Pierre dont les études ont été financées par l'Ademe et EDF prévoit un pompage de l'eau fraîche à 1000 m de profondeur et sa circulation dans des échangeurs thermiques de surface avant son rejet à 50 m de profondeur.

L'objectif est d'obtenir 6,6 MW de froid en substitution de consommations électriques associées à la climatisation de l'hôpital Saint-Pierre, représentant un gain net pour le système électrique réunionnais d'environ 9 GWh électriques par an.

Le montage contractuel retenu permet à une entreprise privée d'investir dans ce réseau. En contrepartie, le CHU s'engage à acheter le froid produit pendant vingt ans, à des conditions prédéfinies dans le contrat issu du dialogue compétitif.

L'un des intérêts de ce projet est de réduire les charges de service public par une baisse significative de la consommation électrique.

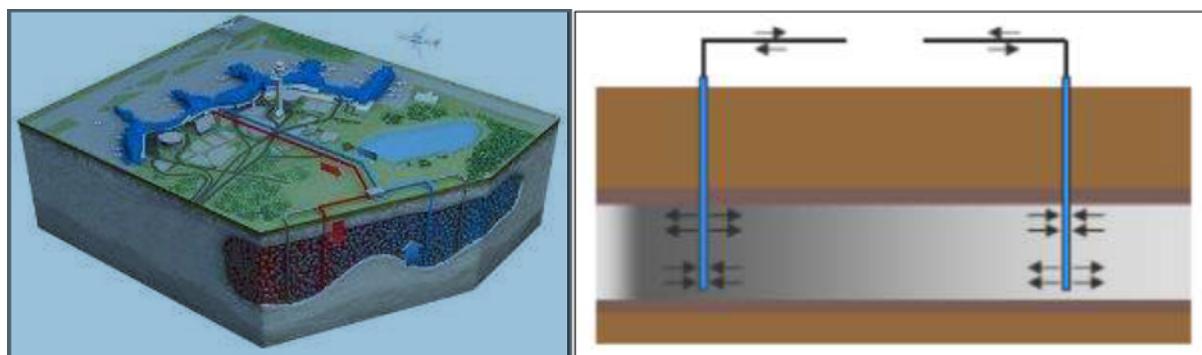
Ce projet représente un investissement de 66 M€. Il a bénéficié d'un soutien du fonds chaleur de 23,6 M€, de la région Réunion et du FEDER.

Annexe n° 11. Les différentes formes de stockage souterrain intersaisonnier

Le stockage d'énergie souterrain regroupe plusieurs typologies de dispositif.

Le stockage d'énergie souterrain sur aquifère puise et réinjecte l'eau dans une nappe après circulation dans un échangeur thermique. Il est très répandu aux Pays-Bas où il existe de l'ordre de 3000 installations, parfois de taille très importante comme pour l'université d'Eindhoven, où 250 000 m² de bâtiment sont alimentés par une boucle d'eau tempérée connectée à 32 puits (16 de captage, 16 de réinjection), pour une puissance maximum de 17 MW et une énergie fournie de 15 à 30 GWh par an.

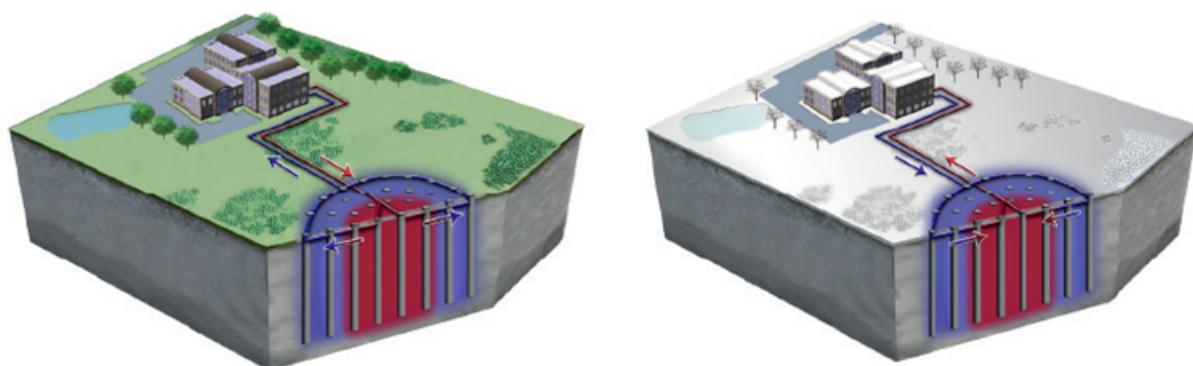
Schéma n° 7 : Stockage d'énergie souterrain sur aquifère



Source/note : Heatstore et BRGM

Le stockage thermique en champ de sondes est constitué par un ensemble de sondes verticales. L'échange de chaleur entre le milieu rocheux et la sonde se fait par conduction. Un champ de sondes va permettre d'extraire la chaleur du sous-sol pendant l'hiver ou le froid pendant l'été. L'inversion du sens de circulation permet de constituer un stock de chaleur (ou de froid), en mobilisant les mêmes sondes.

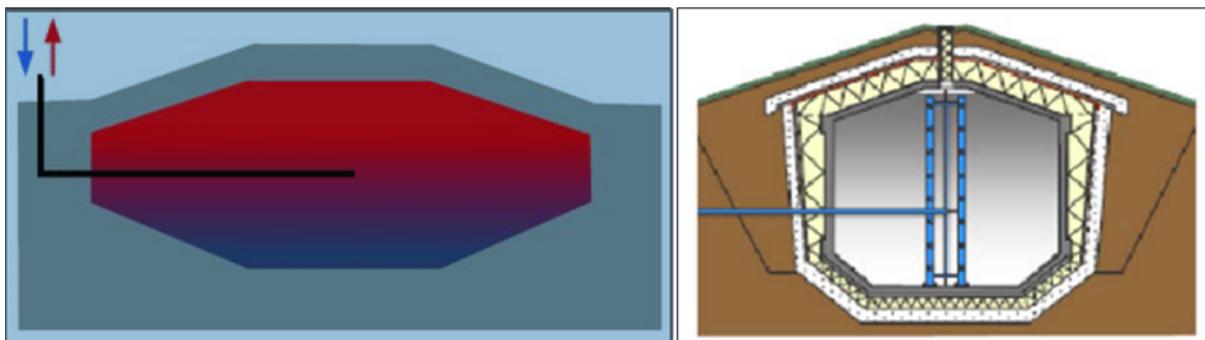
Schéma n° 8 : Stockage d'énergie souterrain sur sondes verticales



Source/note : undergroung energy, académie des technologies

Le principe de fonctionnement d'un stockage de chaleur en réservoir enterré est le même qu'un ballon d'eau chaude dans une maison individuelle : posséder une réserve d'eau chauffé à une certaine température pour pouvoir subvenir rapidement au besoin de chauffage ou d'eau chaude sanitaire, lisser la production primaire de chaleur et éviter les à coup de production énergivores. Cette solution permet le stockage de très grands volumes, jusqu'à 203000 m³ à Vojens au Danemark, et donc des économies d'échelle appréciables.

Schéma n° 9 : Le stockage d'énergie souterrain sur réservoir enterré



Source/note : Aalto university et BRGM

Le stockage thermique en cavité utilise des cavités creusées pour la circonstance ou qui ont perdu leur usage initial, telles des mines ou des réservoirs abandonnés. Une fois remplies d'eau, ces cavités peuvent être exploitées pour constituer un stock de chaud ou de froid, en fonction de la saison.

Un système de géothermie sur eaux de mine à Gardanne

Un système de géothermie sur eaux de mine permet de chauffer et rafraîchir les 80 000 m² d'un nouvel écoquartier situé au droit du puits minier. Cette installation profite notamment aux 560 m² de bureaux de l'unité territoriale Après-mine sud du BRGM.

L'eau de mine pompée à plus de 300 m de profondeur transite en surface par un échangeur en titane permettant de récupérer les frigories ou les calories selon la saison, alimentant une boucle secondaire d'eau tempérée stockée dans deux ballons en acier de 50 m³ unitaire. Après passage dans une pompe à chaleur située sur la parcelle occupée par l'UTAM-Sud, cette eau permet de délivrer dans les bâtiments un fluide à 40°C ou à 10°C selon les besoins afin de procurer du chauffage ou du rafraîchissement.

Grâce à la géothermie issue des eaux de mine, épaulée par un réseau de panneaux solaires (2 200 m²), tout l'écoquartier de Gardanne, soit près de 14 hectares, bénéficie d'énergies renouvelables et décarbonnées pour plus de 80 % de ses besoins.

A terme, ce réseau disposera d'une puissance en chaud de 1 000 KW et en froid de 1 700 KW.

Le projet bénéficie de subventions, notamment de l'Ademe et de la région Sud, pour un montant total de 2,1 millions d'euros sur un coût global de 6 millions d'euros.

Annexe n° 12. Comparaisons internationales

En résumé, la géothermie, même dans les pays dans laquelle elle est le plus développée reste une énergie utilisée de manière marginale. La France, si elle n'est pas le premier pays en matière de production d'énergie géothermique, reste bien placée dans l'ensemble des secteurs (top 6 des pays du continent européen).

Tableau n° 13 : Nombre total de pompes à chaleur géothermique dans sept pays européens

Pays	2018	2019	2020	2021
Suède	537 878	551 776	561 033	560 333
Allemagne	376 902	392 784	411 198	431 134
France	157 950	161 250	173 000	172 000
Finlande	118 976	127 964	136 608	146 124
Autriche	106 843	109 695	112 143	114 919
Pays-Bas	60 379	71 065	87 919	106 265
Danemark	65 149	68 997	72 459	77 796

Source : Cour des comptes depuis la base de données EurObserv'ER online database - EurObserv'ER

Tableau n° 14 : Capacité installée en termes de production de chaleur et de froid

Pays	Capacité installée 2023 MW
Suède	7 280
Allemagne	5 381
France	2 868
Islande	2 823
Suisse	2 390
Finlande	2 300
Pays-Bas	1 830

Source : Cour des comptes depuis geothermal Energy Database | International Geothermal Association

Tableau n° 15 : Sept premiers pays européens producteurs de géothermie électrogène en 2023

Pays	Total d'électricité générée (GWh)
Turquie	10 840
Italie	5 917
Islande	5 788
Allemagne	208
Portugal	159
France	127
Croatie	75

Source : [Geothermal Energy Database | International Geothermal Association](#)

L'analyse des mesures financières et réglementaires est complexe en raison de leur caractère épars et de l'absence de documents reprenant clairement la réglementation et les incitations allouées à la géothermie dans les différents pays observés (notamment en raison des compétences partagées entre les Etats et les échelons intermédiaires). Néanmoins, les facteurs financiers et réglementaires ne semblent pas les déterminants principaux des différences de croissance de l'exploitation de la géothermie profonde entre les pays. La principale différence en matière de réglementation entre la France et les pays analysés semble être la définition de la géothermie de surface et de la réglementation associée. En effet, la France utilise des paramètres de profondeur et de débit, tandis que l'Allemagne, la Suisse et la Lombardie n'utilisent que le débit ou la profondeur.

Les étapes réglementaires afin de procéder à cette exploitation sont similaires dans les pays examinés, et l'enchevêtrement des compétences entre les autorités délivrant les différentes attestations et permis également. Le fait que la quasi-totalité ait publié très récemment (entre 2019 et 2024) des planifications ou des législations visant à réduire les délais d'autorisation et les étapes à accomplir illustre ce constat.

[Un rapport de comparaison](#) du cadre réglementaire de la géothermie de surface mené 2013 dans le cadre d'un programme de géothermie cofinancé par l'union Européenne montre que le cadre réglementaire constitue souvent un obstacle pour le développement de la géothermie de surface. En cause sont cités l'absence de réglementation, les procédures complexes, les retards de procédures, les procédures coûteuses, la répartition complexe entre les différentes autorités et les procédures hétérogènes d'une région à une autre.

Les facteurs discriminants sont à rechercher du côté socio-politique. L'étude des pays ci-dessous fait ressortir plusieurs points qui ont semblé participer au développement de la géothermie : la stabilité dans la volonté politique (Suisse, Italie), l'exploration systématique ou régulière du sous-sol pour en améliorer la connaissance et le potentiel géothermique (Suisse, Italie, Pays-Bas), la prévisibilité de la décision et la clarté et la disponibilité des informations (Suisse) et une priorité gouvernementale sur un des usages de la géothermie (Allemagne, Italie, Suisse).

Tableau n° 16 : Comparaison de la géothermie profonde dans trois pays européens

	Allemagne	Autriche	Italie
Densité de population	240 hab./km ²	110 hab. /km ²	200 hab./km ²
Taux d'urbanisation	78%	59%	72%
Intérêt pour la géothermie	Années 80	Années 70	1913
Potentiel estimé de géothermie	700 TWh	200 TWh	
Electricité générée GWh en 2023	207,7	0,5	5 917
Chaleur générée TJ/an en 2023	32 183	9 038	9 668
Blocages constatés	Prix faible des énergies fossiles Manque de connaissance des chauffagistes et des autorités Barrières économiques : coût des installations et des PAC géothermiques Coûts administratifs pour les installations individuelles, clarté de la norme et des compétences entre les échelons Faible concurrence des acteurs dans le monde des PAC géothermiques	Normes / temps Méconnaissance Complexité de la norme Rentabilité économique (incertitude, débouchés)	Normes / temps Méconnaissance Enchevêtrement Coût des PAC
Solutions	Fonds de garantie par assureur allemand et banque publique d'investissement depuis 2025 <u>Loi sur la planification thermique</u> élabore un plan de décarbonisation par les municipalités de l'approvisionnement en chaleur d'ici 2045.	Loi sur l'accélération des procédures pour les projets importants Obligation de planification municipales Programme d'exploration des sols (initiative privée)	Rapport du gouvernement sur le potentiel géothermique des territoires tous les ans Apparition d'aides spécifiques sur la géothermie Elaboration d'une stratégie relative à la géothermie avec objectifs chiffrés

Source/note : Banque mondiale 2022, euroobserver et ECG

Tableau n° 17 : Comparaison de la géothermie de surface dans quatre pays européens

	Suède	Suisse	Pays-Bas	France
Densité de population	26 hab. / km ²	222 hab. / km ²	526 hab./km ²	240 hab./km ²
Taux d'urbanisation	88%	74%	93%	81,2%
Intérêt pour la géothermie	Années 70	Années 70	Années 80	Années 70
Nombre de PAC géothermique en fonction	561 033	110 247	87 919	173 000
Blocages constatés	Méconnaissance du public Priorité politique au chauffage urbain et non pas à la géothermie de surface individuelle	Méconnaissance de la géothermie profonde Hétérogénéité des procédures en fonction des cantons	Incertitudes du rendement en cas de forage notamment géothermie profonde Connaissance du sous-sol et données relatives à la géothermie Légal/réglementaire : Les procédures de permis sont trop longues et non homogènes en matière de géothermie de surface	Surface : concurrence du gaz naturel et RT 2012 qui privilégiait toujours le gaz dans les bâtiments neufs Durée des procédures PACG : pas de développement en habitat collectif en raison notamment du coût du forage exploratoire
Solutions	Taxation du carbone Prix des PACG et subventions	Qualité des portails utilisateurs Production d'études comparatives avec pays de l'UE Procédures allégées pour la géothermie de surface Fonds de garantie	Fonds de garantie Taxation du carbone	RE-2020 en remplacement de la RT 2012 Assouplissement des procédures pour la géothermie de surface Ma prime rénov' Fonds chaleur et garantie aquapac

Source/note : Données banque mondiale et euroobserver 2020 à l'exception de la Suisse, données ECG