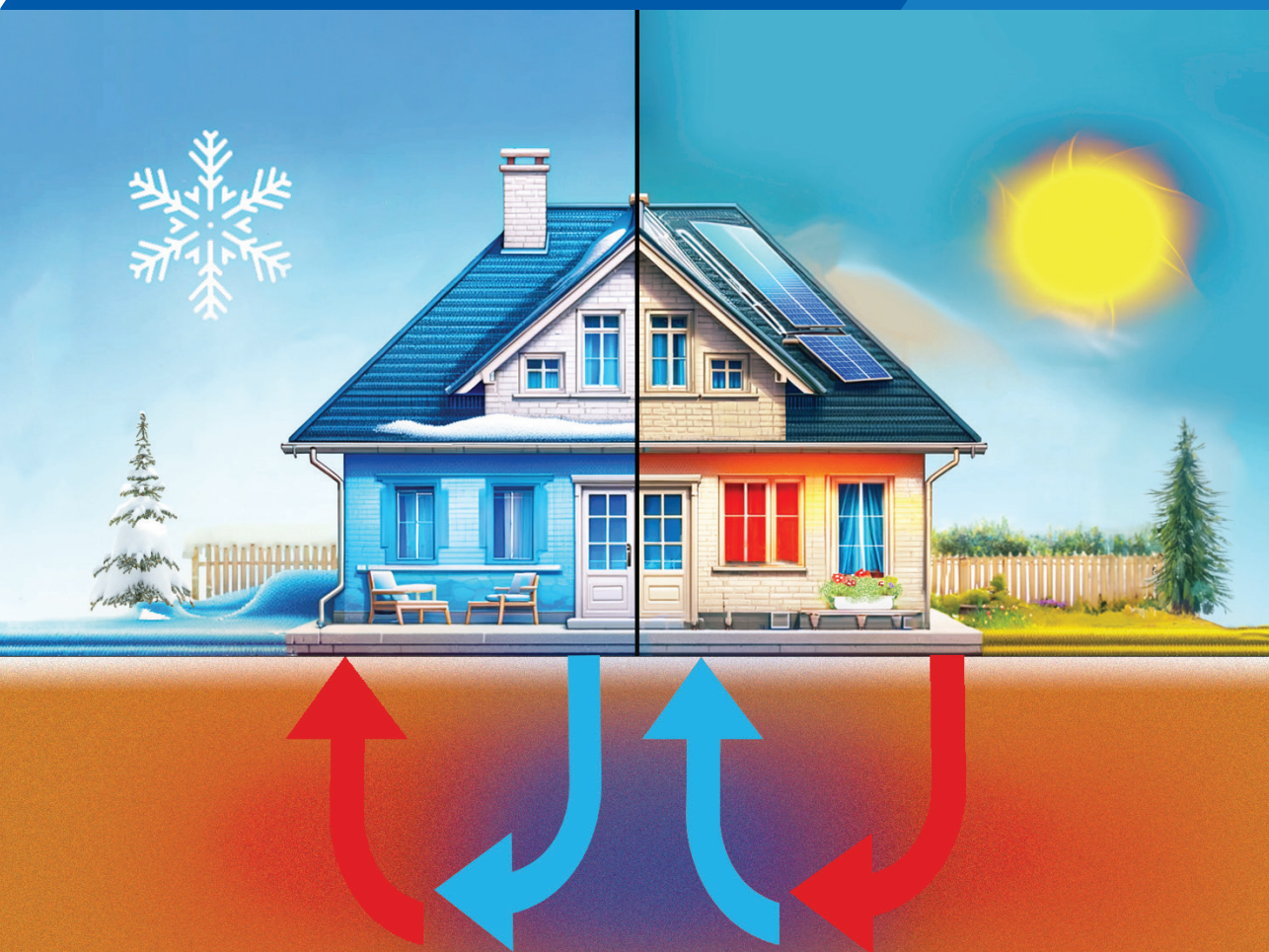


Le stockage intersaisonnier de chaleur : un atout pour le climat et la souveraineté

Rapport de l'Académie



Académie des technologies
Le Ponant — Bâtiment A
19, rue Leblanc
75015 PARIS
+33(0)1 53 85 44 44

secretariat@academie-technologies.fr
www.academie-technologies.fr

© Académie des technologies
ISBN : 979-10-97579-51-7

couverture : Académie des technologies

LE STOCKAGE INTERSAISONNIER DE CHALEUR :

UN ATOUT POUR LE CLIMAT ET LA SOUVERAINETÉ

Rapport de l'Académie

Décembre 2023

SOMMAIRE

Résumé	6
Chapitre 1 Pourquoi s'intéresser à ce sujet ?	8
Chapitre 2 Description de la famille des STES : aspects techniques	10
2.1. Description schématique	10
2.2. Géothermies « classiques »	17
2.3. Stockage intersaisonnier : l'apport de la recharge active	21
2.4. Principales pistes de R&D	23
Chapitre 3 Quelques exemples étrangers et français caractéristiques	25
Chapitre 4 Vers une évaluation du potentiel français	30
4.1. La géologie	30
4.2. Les bâtiments et réseaux de chaleur existants	32
4.3. Les constructions nouvelles dans le résidentiel et le tertiaire	38
4.4. Quelle place possible dans la transition énergétique en France ?	39
Chapitre 5 Un système d'information pour faciliter l'utilisation du potentiel	41
5.1. L'existant	41
5.2. Les besoins opérationnels des acteurs	42
Chapitre 6 Les risques et les freins : perception et appropriation	44

6.1. Les risques « techniques »	44
6.2. La perception du public	48
6.3. La perception des acteurs du secteur et la réduction des risques	50
Chapitre 7	
Une réglementation et un financement pour libérer le potentiel	51
7.1. La réglementation relative aux STES et les aides au financement	51
7.2. Réduire les freins	56
Chapitre 8	
Une filière à structurer pour bénéficier du potentiel	58
8.1. La situation actuelle	58
8.2. Les évolutions à pousser pour le développement d'une filière industrielle	60
Chapitre 9	
Des modèles d'affaires variés pour valoriser le potentiel	65
Chapitre 10	
Cinq recommandations en guise de conclusion	68
Annexe 1	
Les réseaux de chaleur et les stockages intersaisonniers	72
Annexe 2	
Liste des personnalités et experts auditionnés	79
Annexe 3	
Membres du groupe de travail et du secrétariat scientifique	80
Glossaire	81

RÉSUMÉ

Stocker de la chaleur en été pour l'utiliser en hiver et, inversement, stocker du « froid » en hiver pour rafraîchir en été est l'objet du stockage intersaisonnier. Dans les systèmes de stockage de chaleur intersaisonnier, en abrégé classiquement STES (de l'anglais *Seasonal Thermal Energy Storage*), la chaleur est presque toujours stockée dans le sous-sol.¹

Alors que les géothermies « classiques » utilisent la chaleur « naturelle » disponible dans le sous-sol, ce rapport est consacré à des systèmes qui stockent « activement » la chaleur de sources complémentaires, lorsqu'elle est disponible, bas-carbone et peu coûteuse, en vue d'une utilisation ultérieure, par exemple durant l'été pour l'hiver. Cette recharge peut provenir de panneaux solaires thermiques, de chaleur fatale industrielle, d'eaux usées, etc². **On peut l'appeler géothermie à recharge active intersaisonnaire.**

Favoriser la géothermie avec du stockage à recharge active facilitera l'atteinte de la cible officielle de 100 TWh de chaleur fournie par la géothermie autour de 2040. Ceci suppose de parvenir à installer chaque année 3 GW de puissance, c'est-à-dire autant que la puissance totale installée jusqu'en 2020. Le défi est considérable, mais pourrait être relevé : il demande un effort soutenu tant sur le plan industriel que sur celui de la croissance et de la compétence des acteurs du forage, de l'installation et de l'exploitation, sans oublier la dimension réglementaire et financière. La priorité devrait être donnée aux grands bâtiments publics et aux réseaux de chaleur pour favoriser leur décarbonation, qui sont très en retard dans la mobilisation de cette source d'énergie.

1 D'autres solutions existent, comme celles décrites au Chapitre 2 de ce rapport.

2 La chaleur peut aussi être obtenue à partir d'électricité bas-carbone pour valoriser cette dernière lorsqu'elle est "en excès".

Le déploiement de la géothermie à recharge active s'inscrit dans la logique du rapport du Haut-commissaire au Plan³ et du plan d'accélération de la géothermie du gouvernement annoncée en février 2023⁴, en proposant d'aller au-delà. Les systèmes à recharge active, dès qu'ils sont réalisables techniquement et économiquement, permettent en effet de réduire encore davantage que la géothermie classique seule, la facture énergie des consommateurs et l'empreinte en gaz à effet de serre et, partant, d'améliorer davantage notre souveraineté énergétique ainsi que notre balance commerciale. L'objet du rapport est de montrer que le stockage intersaisonnier de chaleur, qui rassemble des technologies matures, pourrait et devrait être largement déployé en France.

Techniquement, ces systèmes à recharge active peuvent être installés dans nombre de cas au profit de bâtiments neufs ou existants, dans l'habitat individuel comme dans le collectif ou le tertiaire. Certaines situations géologiques, ou des zones d'habitat denses, peuvent ne pas le permettre ou seulement avec précautions. Ces systèmes sont aussi souvent faciles à coupler à des réseaux de chaleur.

Plus complexes à concevoir et installer que les systèmes classiques de chauffage et de climatisation et plus chers qu'un chauffage à gaz classique en investissement, ces systèmes sont nettement moins onéreux en exploitation. Du fait de la recharge active, ils sont plus performants que les systèmes géothermiques classiques.

Le rapport analyse les freins au déploiement de ces technologies (manque de connaissance du public et des acteurs du marché, nombre insuffisant d'installateurs et de foreurs, industrie des pompes à chaleur eau-eau de taille modeste, réglementation mal adaptée, subventions peu favorables). **Le rapport contient des recommandations pour surmonter ces différents freins et libérer le potentiel de déploiement des systèmes à recharge active en France.**

3 Responsabilité climatique — la géothermie de surface : une arme puissante.
https://www.gouvernement.fr/sites/default/files/contenu/piece-jointe/2022/10/hcp_ouverture-n12-geothermiesurface_0.pdf

4 <https://www.ecologie.gouv.fr/geothermie-plan-daction-accelerer>

Chapitre 1

POURQUOI S'INTÉRESSER À CE SUJET ?

Stocker de la chaleur en été pour l'utiliser en hiver et, inversement, stocker du « froid » en hiver pour rafraîchir en été est l'objet du stockage intersaisonnier : un tel stockage est susceptible de réduire la consommation d'énergie fossile des bâtiments pour le chauffage et la climatisation, donc les émissions de gaz à effet de serre, à condition de savoir le faire à un coût raisonnable.

Ce principe et sa pratique ne sont pas nouveaux. Des mises en œuvre anciennes⁵ ou récentes existent, quelques-unes en France, mais on en trouve bien davantage dans d'autres pays, en particulier l'Allemagne, le Canada, les Pays-Bas, la Suisse. **Il s'agit donc de technologies matures**, même si, évidemment, des travaux de recherche se poursuivent pour enrichir la palette.

La chaleur à stocker provient de sources diverses : panneaux solaires thermiques, panneaux solaires photovoltaïques⁶, chaleur dite « fatale » comme celle associée au rafraîchissement de bâtiments, au refroidissement des procédés industriels, des centres de calculs, des chambres froides, etc. Certaines de ces sources de chaleur sont disponibles principalement en été, d'autres sont permanentes comme les sources de chaleur fatale industrielle ou des eaux usées : leur stockage pour la saison de chauffe est donc une idée logique, lorsqu'elle est réalisable techniquement et économiquement viable !

5 Par exemple les glaciers du Moyen-Âge où l'on stockait de la glace l'hiver pour conserver le froid pendant l'année.

6 Il peut s'agir aussi de valoriser de l'électricité bas-carbone du réseau, par exemple solaire ou éolienne, lorsqu'elle est abondante et peu chère.

Dans les systèmes de stockage de chaleur intersaisonnier, en abrégé classiquement STES (de l'anglais *Seasonal Thermal Energy Storage*), existants, la chaleur est presque toujours stockée dans le sous-sol, même s'il existe d'autres solutions (voir §2.1 ci-après). Du fait que la majorité des STES mobilise le sous-sol, la distinction d'avec les géothermies « classiques » n'est pas toujours comprise.

Les géothermies « classiques » utilisent la chaleur « naturellement » disponible dans le sous-sol alors que les systèmes décrits dans ce rapport stockent, en plus, la chaleur de sources complémentaires « activement », lorsqu'elle est disponible, bas-carbone et peu coûteuse, en vue d'une utilisation ultérieure, par exemple durant l'été pour l'hiver. On peut l'appeler géothermie à recharge active intersaisonnaire. Plus généralement, comme ces systèmes n'utilisent pas nécessairement le sol, par analogie avec l'électrochimie, on pourrait aussi les appeler batteries thermiques intersaisonnaires (BTI) au lieu de STES. Dans toute la suite de ce rapport on utilise l'abréviation STES.

Ces systèmes sont encore très peu connus en France⁷ alors qu'ils sont des ensembles cohérents de technologies existantes permettant une réduction des coûts d'exploitation et des émissions de CO₂. **Ce rapport veut montrer que le stockage intersaisonnier de chaleur peut et doit être promu en France pour réduire notre empreinte en gaz à effet de serre, améliorer notre souveraineté énergétique ainsi que notre balance commerciale.** Même si des STES ne sont pas nécessairement des installations géothermiques, ce rapport comme le montre le paragraphe 2 ci-après, s'inscrit dans la logique de développement de la géothermie du rapport précité du haut-commissaire au Plan (voir note 1) ainsi que dans le plan d'accélération du gouvernement (voir note 2) annoncé en février 2023.

7 À titre d'exemple, en août 2023, la recherche de STES, ATES, BTES sur le site de l'ADEME donne 0 réponse. L'expression « stockage de chaleur intersaisonnier » apparaît sur quelques lignes dans un seul document sur le solaire thermique, avec une mention positive... et le fait que c'est utilisé à l'étranger... De même, le site [geothermie.fr](https://www.geothermie.fr) commun au BRGM et à l'ADEME ne mentionne pas le stockage intersaisonnier de chaleur, ni celui de l'agence européenne de l'environnement (<https://www.eea.europa.eu/fr/themes/energy>).

Chapitre 2

DESCRIPTION DE LA FAMILLE DES STES : ASPECTS TECHNIQUES

2.1. DESCRIPTION SCHÉMATIQUE

Un panorama des différentes technologies de stockage intersaisonnier a été publié⁸ par l'Académie des technologies en 2020 et est résumé ci-après.

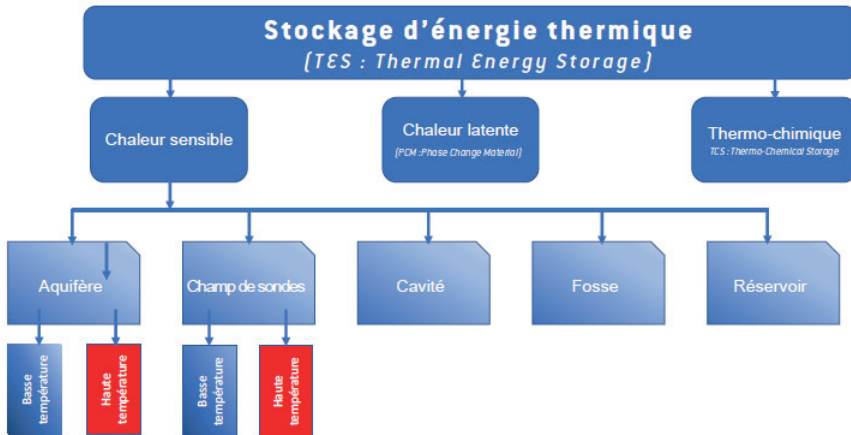


Figure 1. Typologie des techniques de stockage de l'énergie thermique

8 Académie des technologies, Le stockage intersaisonnier de chaleur dans le secteur résidentiel-tertiaire : un moyen de réduire notre empreinte carbone, décembre 2020. <https://www.academie-technologies.fr/publications/le-stockage-intersaisonnier-de-chaleur-dans-le-secteur-residentiel-tertiaire-un-moyen-de-reduire-notre-empreinte-carbone-communication/>

Les systèmes de stockage les plus répandus reposent sur des échanges de chaleur sensible, c'est-à-dire par augmentation ou diminution de la température d'un milieu (et non par changement de phase eau/glace par exemple). Ce milieu peut être l'eau, un sol (rocheux ou non), voire des sels fondus. On se limite dans ce rapport à des systèmes utilisant la chaleur sensible de l'eau ou celle du sol ou du sous-sol.

On trouve dans les applications de stockage intersaisonnier cinq grands types de stockage sensibles.

Dans le **stockage thermique en aquifère (*Aquifer Thermal Energy Storage - ATES*)**, qui est le type de stockage actuellement le plus mis en oeuvre dans le monde, l'eau qui sert de vecteur de chaleur est prélevée dans un aquifère, circule dans un échangeur thermique avec ou sans pompe à chaleur, puis est réinjectée dans l'aquifère : c'est donc un système « ouvert ». À la saison suivante, l'eau circule en sens inverse. On crée ainsi une « bulle » chaude et une « bulle » froide. Si ces bulles ne se mélangent pas – ce qui suppose un aquifère notamment sans circulation - on obtient ainsi un stock thermique dans lequel puiser du chaud ou du froid selon la saison. Il fonctionne en général avec un puits de production et un puits d'injection (comme un doublet géothermique classique). Pour éviter les interférences, la distance entre les 2 puits est généralement au moins de 50 m et peut aller jusqu'à 150 m. Les profondeurs des puits sont plutôt dans la gamme 50 m à 150 m. Au-delà de 150 m, la rentabilité économique n'est pas nécessairement assurée à cause du coût des forages. Les épaisseurs des aquifères recherchées sont dans la gamme 20 à 40 m.

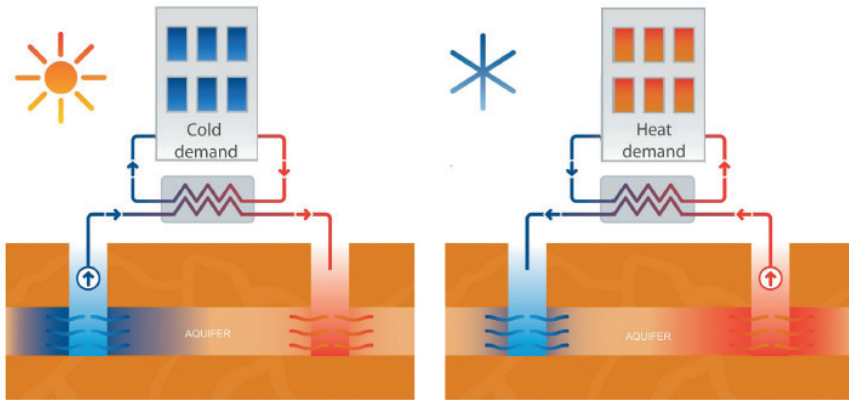


Figure 2. Illustration du stockage thermique en aquifère. Source : IF Technology

Un ATES efficace⁹ nécessite une porosité et une perméabilité élevées de la roche réservoir, couplées à une faible vitesse de circulation de la nappe (Gombert, 2015). Ces conditions géologiques sont souvent réunies aux Pays-Bas où il existe plus de 3 000 ATES ; on trouve aussi ces conditions en France, mais elles y sont moins répandues.

Le stockage thermique en cavité (Cavern Thermal Energy Storage - CTES) permet de s'affranchir de ces contraintes géologiques. Il utilise des cavités creusées pour la circonstance ou qui ont perdu leur usage initial, telles des mines ou des réservoirs abandonnés¹⁰. Une fois remplies d'eau, ces cavités peuvent être exploitées pour constituer un stock de chaud ou de froid, en fonction de la saison.

En France, une installation utilisant une mine abandonnée est en cours d'installation en 2022-2023 à Gardanne. Dans le nord de l'Europe, il existe des projets de CTES où les cavités sont creusées en roche « dure » (Martna, 1983 ; Brunström *et al.* 1985 ; Hellström, 2012) ou « tendre »

9 La porosité est liée au volume relatif de la matrice minérale par rapport au volume total ; en conditions normales sous terre, le reste est rempli d'eau. La perméabilité est liée à la capacité des fluides à circuler dans le sol ; sa valeur dépend du fluide (eau, gaz, huile...). Porosité et perméabilité sont en général liées, une porosité élevée entraînant une perméabilité élevée.

10 Gedung H, Margen P, 1988. Converted oil cavern used for thermal energy storage. STES Newsletter, vol. X, n°2, June 1988. Voir aussi le rapport de l'INERIS intitulé « Le stockage souterrain d'énergie thermique dans le contexte de la transition énergétique » de 2015. <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/drs-15-149645-11964a-v2b-unique-1-1450686361.pdf>

(Dannemand et al, 2013) : cavité de 190 000 m³ en roche dure à Oulu (Finlande) par exemple, ou fosse de 200 000 m³ en formation sableuse à Vojens (Danemark).

Il est intéressant de rappeler que l'énergie thermique emmagasinée dans 1 m³ d'eau est de 1,2 kWh/°C. Donc un ensemble de 200 cavités (ou réservoirs) de 200 000 m³ (par exemple 100 m x 100 m x 20 m) avec de l'eau portée à 20 °C au-dessus de sa température initiale, on peut stocker environ 1 TWh.

Le stockage thermique en fosse (*Pit Thermal Energy Storage - PTES*) est voisin du stockage en cavité : il consiste en l'aménagement d'un réservoir de stockage semi-enterré. La fosse est ensuite remplie d'eau ou d'un mélange d'eau et de gravier¹¹, puis recouverte d'une couverture isolante afin de limiter les pertes thermiques. On compte plusieurs installations de ce type au Danemark, fonctionnant pour certaines depuis 2010, avec un rendement qui atteindrait 80 % (voir les exemples de la partie 3).

Le stockage thermique en champ de sondes (*Borehole Thermal Energy Storage - BTES*) est le plus répandu avec les ATEs. Il est constitué par un ensemble de sondes verticales. Une sonde verticale est un système fermé, dans lequel un fluide caloporteur circule à travers une boucle installée et scellée dans un forage vertical, ou de géométries plus adaptées à celle de la situation dont celle de la formation hôte. 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.

Les BTES permettent de s'affranchir d'inconvénients des systèmes ouverts (nécessité de la présence d'un aquifère, pertes convectives, éventuels mélanges ou contaminations). Pour éviter des dégradations des sondes et du sol environnant lorsqu'elles sont sous un bâtiment, il est préférable que les variations de températures restent d'amplitude limitée

¹¹ La capacité calorifique du gravier étant plus faible que celle de l'eau, cela réduit la capacité de stockage mais présente des avantages de tenue de l'ensemble.

(par exemple entre 5 °C et 25 °C, davantage avec des technologies adaptées). Ces systèmes s'accommodent d'une bien plus grande variété de situations et de sites possibles. Ils conviennent bien pour des logements individuels ou des lotissements plus ou moins importants.

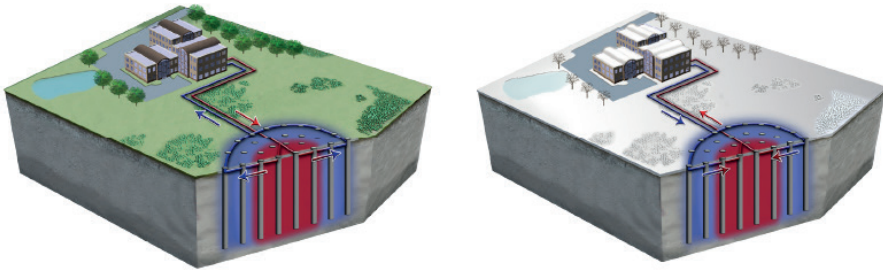


Figure 3. Illustration du stockage thermique en champ de sondes.
Source : Underground Energy (noter que les sondes peuvent aussi être sous les bâtiments)

Enfin, certaines installations s'appuient sur **le stockage thermique en cuve ou réservoir (Tank Thermal Energy Storage - TTES)**, rempli d'un fluide, le plus souvent de l'eau, qui cycle entre deux niveaux de température entre l'été et l'hiver. Ce type de stockage permet des écarts de température plus élevés, mais est généralement plus coûteux. À titre d'exemple, on peut citer celui de Munich en service depuis 2007¹².

Le tableau, issu du précédent rapport de l'Académie, reprend ces technologies et leurs principales caractéristiques. L'efficacité mentionnée dans le tableau est le ratio entre la chaleur soutirée et celle apportée. Quelques données restent manquantes.

12 <https://energy-cities.eu/best-practice/a-solar-district-heating-system-for-am-ackermannbogen-neighbourhood/>

Technologie	Nom abrégé	Densité (kWh/m ³)	Coût initial	Taille	Efficacité (%)	TRL
Aquifère	ATES (<i>Aquifer thermal energy storage</i>)	-	1 000 €/kW	0,1 - 20 MW	-	5 - 9
Champs de sondes	BTES (<i>Borehole thermal energy storage</i>)	15 - 30	0,4 - 4 €/kWh	0,1 - 10 GWh	50	6 - 8
Cavité	CTES (<i>Cavern thermal energy storage</i>)	60 - 80	-	100 000 - 1 000 000 m ³	-	5 - 7
Fosse	PTES (<i>Pit thermal energy storage</i>)	60 - 80	1 €/kWh	1 - 10 GWh	50 - 80	6 - 8
Réservoir	TTES (<i>Tank thermal energy storage</i>)	60 - 80	1-4 €/kWh	10 kWh - 1 GWh	50 - 90	6 - 9

Figure 4. Quelques ordres de grandeur sur les STES

En résumé, le stockage de chaleur intersaisonnier, en particulier les solutions de type ATES (en aquifère) ou BTES (en champ de sondes), s'appuie sur des pompes à chaleur eau/eau (parfois appelées géothermiques). La chaleur stockée dans ces systèmes l'est souvent à basse température, inférieure à 40 °C. Les pompes à chaleur permettent d'exploiter cette source de chaleur à basse température, pour produire le chauffage, voire aussi l'eau chaude ainsi que le rafraîchissement des bâtiments¹³.

13 Si la température de l'eau en sortie du sol l'hiver est suffisante, une simple pompe pourrait suffire. Une pompe à chaleur permet d'utiliser des températures plus basses et « tirer » davantage de chaleur du sol. Par ailleurs, l'ensemble est d'autant plus efficace que le système de chauffage central est à grande surface d'échange car nécessitant une température de chauffage moins élevé.

Rappel sur les pompes à chaleur

Une pompe à chaleur (PAC) transporte la chaleur d'un milieu froid à un milieu chaud, donc en sens contraire de ce qui se passe naturellement. Ainsi, la pompe d'un réfrigérateur prend de la chaleur en son intérieur pour la mettre à l'extérieur, généralement dans la cuisine où est placé le réfrigérateur. De même, un système de climatisation est une pompe à chaleur qui récupère la chaleur à l'intérieur d'un logement pour l'évacuer à l'extérieur où il fait plus chaud.

Pour ce faire, la pompe à chaleur consomme de l'électricité. Le rapport entre la chaleur transportée et la consommation d'électricité est appelé le coefficient de performance : COP. S'il est égal à 3, on récupère alors trois fois plus de chaleur qu'on utilise d'électricité, ce qui rend les PAC très intéressantes. Une PAC a évidemment plus de « difficulté » à transporter la chaleur quand l'écart de température est plus important entre la température amont, et celle souhaitée en aval. Par exemple, pour chauffer un logement par grand froid : son COP baisse. On introduit aussi le SCOP qui est la valeur moyenne du COP sur la saison d'utilisation de la pompe.

Une PAC qui prend la chaleur dans l'air et la restitue dans l'eau est dite air-eau. On a donc des PAC air-air, air-eau, eau-eau. Une PAC qui prend la chaleur dans l'air est dite aérothermique.

Le SCOP d'une pompe air-air, ou air-eau (pour le chauffage central par exemple) sera de l'ordre de 3 à 4, alors que celui d'une PAC géothermique qui utilise le sol pour récupérer la chaleur sera plutôt de 4 voire de 5.

Un autre avantage des PAC est qu'elles permettent, dans une large mesure, d'ajuster les températures de sortie au besoin, lorsque la source de chaleur est à une température différente de la température souhaitée. Certaines sont en outre réversibles et permettent donc chauffage et refroidissement.

Il existe des pompes à chaleur de puissance de plusieurs centaines de kW pour les bureaux et les logements collectifs du type air-eau ou air-air, y compris du type eau-eau nécessaire à la géothermie (mais certains éléments ne sont pas fabriqués en France).

Il faut noter que, contrairement à un stockage de gaz ou de fioul, le stockage thermique perd de l'énergie, plus ou moins suivant ses caractéristiques et ses écarts de température par rapport à celle du sous-sol environnant.

Les STES, avec les bâtiments ou le réseau de chaleur qu'ils ont « en charge » et leur stockage thermique (sol ou autre) sont des systèmes chaque fois spécifiques ou quasiment, sauf lorsqu'on équipe une série de pavillons analogues sur des terrains analogues de STES indépendants. Leur conception *ad hoc* doit permettre d'optimiser l'amplitude de variation des températures sur le cycle annuel (ne pas surdimensionner le stockage, éviter une température trop basse en fin d'hiver pour limiter la baisse du Coefficient de Performance (COP) de la pompe à chaleur notamment, limiter la hausse de la température l'été pour limiter les pertes, etc.). En fonctionnement, un suivi temps réel avec des algorithmes adaptés prenant en compte les différentes caractéristiques thermiques et mécaniques de l'ensemble, favorisant l'anticipation grâce à un couplage avec la météo, permet de tirer tous les bénéfices du stockage en termes de consommation, d'émissions et de facture ! Cette optimisation temps réel est d'autant plus importante que les bâtiments vieillissent avec le temps¹⁴, que leur usage peut plus ou moins varier et que le changement climatique fait son œuvre. Les quelques offres présentes sur le marché en 2023 le proposent d'ailleurs explicitement.

2.2. GÉOTHERMIES « CLASSIQUES »

Les différentes technologies actuellement mises en œuvre pour exploiter la chaleur du sous-sol, s'appuient soit sur des pompes à chaleur géothermiques pour les usages résidentiels (individuel et collectif) et tertiaires, soit sur des réseaux de chaleur géothermique basse température (destinés au chauffage urbain, cf. Annexe 1); elles peuvent être aussi des centrales géothermiques à haute température (généralement au-dessus

14 Pour ce qui est des ATES et des BTES, les parties fixes (les forages par exemple) ont des durées de vie supérieure à 50 ans, les parties mobiles (pompes par exemple) ont plutôt des durées de vie de 20 ans.

d'environ 150 °C) pour la production d'électricité ou cogénération chaleur/électricité.

La chaleur du sous-sol est présente dans tout le sous-sol et sous tous les climats. Elle présente une large gamme de températures qui dépend de la profondeur. Le gradient géothermique moyen est de 3 °C par 100 m. Il est en partie dû à la radioactivité naturelle des roches et au lent refroidissement interne de la Terre. Ce gradient est influencé par les caractéristiques intrinsèques du sous-sol (caractéristiques des roches, circulation de fluide...). Il peut atteindre 200°C/km dans les zones très favorables à la géothermie comme la Toscane ou l'Islande. Cette chaleur du sous-sol est inépuisable à l'échelle humaine et elle a une constance qui assure une grande régularité lorsqu'on l'utilise.

À sa surface, le sol est également réchauffé par le rayonnement solaire et échange en permanence de la chaleur avec l'atmosphère. L'intensité de cet échange et son sens varie entre les saisons, entre le jour et la nuit et dépend du lieu et de l'état du sol. Généralement, à partir d'une profondeur d'une dizaine de mètres, la température du sol est sensiblement égale à la valeur moyenne annuelle de la température du lieu. En France, elle est de l'ordre de 12 °C. De manière générale, la chaleur se propage dans le sol par conduction qui tend à homogénéiser les températures. Elle se propage aussi par convection si des fluides chauds ou froids y circulent.

On distingue généralement deux grands types de géothermie dont les limites respectives ne sont pas définies de manière stricte.

a) La géothermie de surface

Appelée aussi géothermie de très basse énergie ou de très basse température ou **géothermie de minime importance (GMI)**¹⁵, il s'agit de l'exploitation de la chaleur située à faible profondeur, de dix mètres à deux

15 Sur le site du BRGM, on trouve la définition suivante «La géothermie de minime importance (GMI), encore appelée géothermie de très basse température, permet d'extraire de l'énergie du sous-sol présente au sein de la terre ou d'une nappe d'eau souterraine afin de la restituer à l'aide d'une pompe à chaleur.»

cents mètres. Elle peut se faire selon deux méthodes : soit par échange avec le sol ou le sous-sol (capteurs horizontaux ou verticaux) comme dans les BTES, soit en utilisant des aquifères peu profonds (chaleur issue de l'eau souterraine), comme dans les ATEs. Une fois cette chaleur prélevée, la pompe à chaleur géothermique transfère cette énergie via un fluide « caloporteur » au bâtiment à chauffer. Pour fonctionner, le compresseur de la pompe à chaleur géothermique doit être entraîné par un moteur électrique. Pour 1 kilowattheure (kWh) d'énergie électrique consommée, la pompe à chaleur extrait 3 à 4 kWh du sous-sol et restitue donc 4 à 5 kWh de chaleur pour chauffer le bâtiment. Il existe des pompes à chaleur réversibles qui peuvent fournir du froid en été. Les pompes à chaleur géothermiques se destinent au chauffage et au rafraîchissement de tous types de bâtiments du petit collectif au tertiaire.

Pour les bâtiments de grande taille, plusieurs sondes géothermiques, espacées d'une petite dizaine de mètres pour une profondeur pouvant parfois atteindre plus de 200 m peuvent être réalisées sur un même site. Dans ce volume délimité et sans interférence avec le voisinage¹⁶, l'exploitant peut réduire sa dépense énergétique annuelle en utilisant pour le chauffage la chaleur réintroduite en période estivale pour le rafraîchissement. Les puissances exploitées peuvent être importantes : de quelques dizaines de kilowatts à plusieurs mégawatts.

Dans le cas de la construction de bâtiments nécessitant pour leur stabilité des pieux assez profonds, au-delà de 10 m par exemple, il est possible d'adapter ces pieux pour qu'ils tiennent lieu de forage pour capter et restituer l'énergie thermique du sol (fondations thermoactives). Les capteurs de chaleur sont alors installés au cœur des fondations. Le système de captage de l'énergie est connecté à une pompe à chaleur qui assure le chauffage ou le refroidissement. L'installation de tels capteurs de chaleur se fait généralement lors de la construction de l'immeuble lui-même.

Le sous-sol, dont la température à quelques mètres de profondeur est dans un pays comme la France en moyenne de l'ordre de 12 °C comme

16 Sauf éventuellement dans des cas où des bâtiments tout proches ont des systèmes analogues...

indiqué plus haut, peut aussi faire office de réservoir de « froid » pendant l'été et permettre le rafraîchissement des bâtiments. C'est le principe du « géocooling », déjà utilisé en France, qui consiste à utiliser cette fraîcheur du milieu naturel, principalement en période estivale, sans mise en service d'une pompe à chaleur, pour assurer le rafraîchissement direct des circuits de distribution d'eau des bâtiments. Cela permet d'améliorer le confort intérieur sans utiliser de systèmes de climatisation conventionnels, qui consomment nécessairement plus d'énergie.

b) La géothermie profonde de basse température

Des forages géothermiques à une profondeur de plus de 500m voire 1000m ou plus peuvent permettre de produire de l'eau chaude qui peut satisfaire de nombreuses utilisations : chauffage de bains, de serres agricoles, jusqu'à l'alimentation de réseaux de chaleur pour le chauffage urbain. On parle alors de **géothermie de basse température** par opposition à une géothermie à moyenne ou haute température (100 °C voire plus) qui n'est pas l'objet de ce rapport.

Dans le cas d'un réseau de chaleur, afin de rentabiliser le coût des forages et des investissements de surface, l'énergie produite doit permettre d'alimenter typiquement au moins 3 à 4 000 équivalents logements, si possible regroupés dans un rayon de moins de 3 à 4 km, soit au moins 40 à 45 000 MWh/an. Une installation géothermique opérationnelle nécessite un débit d'eau régulier et suffisant. Dans certains cas, l'eau peut jaillir naturellement à la tête du puits de forage qui se suffit alors à lui-même, prenant le nom de puits artésien. Mais si cette pression n'est pas assez importante ou si l'eau ne remonte pas du tout, il devient nécessaire d'avoir recours à un dispositif de pompage. L'exploitation de la ressource géothermique par doublet nécessite deux forages : un forage de production et un forage de réinjection. Comme dans les ATES, les têtes des forages au niveau du réservoir doivent être éloignées d'une certaine distance afin que l'eau réinjectée (plus froide) ne vienne pas perturber le niveau de température au puits de production.

2.3. STOCKAGE INTERSAISONNIER : L'APPORT DE LA RECHARGE ACTIVE

Les ATES et BTES sont, en termes de solutions technologiques, très proches des solutions de géothermie de surface classiques qui profitent du rechargement naturel du sol entre saisons alors que les ATES et les BTES et les autres stockages intersaisonniers profitent en plus d'un rechargement actif. Il existe donc un continuum technologique entre les installations de géothermie classique, qui peuvent être réversibles et prélever du chaud ou du froid dans le sol ou la nappe, et celles de stockage intersaisonnier - sachant par ailleurs que ces dernières ne sont pas toutes des installations utilisant les propriétés thermiques du sol ou du sous-sol, même si c'est le plus souvent le cas.

S'il est souhaitable d'utiliser le sol pour satisfaire à la fois les besoins de chaud et les besoins de froid via une pompe à chaleur réversible, encore faut-il que les besoins soient suffisamment équilibrés pour éviter une dérive année après année de la température du sol qui peut conduire à la dégradation des performances du système, voire aussi à la tenue mécanique du bâtiment. On peut dimensionner le système géothermique pour réduire la dérive, mais, et c'est là un des avantages de réaliser un stockage intersaisonnier : un apport de chaleur pendant l'été, par des panneaux solaires thermiques (ou autres) par exemple, permet d'assurer durablement l'équilibre thermique du sol en moyenne sur plusieurs années.

Par rapport à un système sans stockage actif, un STES permet donc :

- 1. De supprimer la dérive de température du sol et ses risques**, par conséquent de réduire le « surdimensionnement » qui vise à limiter les dérives dans le cas classique.
- 2. D'augmenter la quantité de chaleur disponible** pour l'hiver puisqu'on ajoute de la chaleur par rapport à celle qui serait « naturellement » dans le sol ; la réglementation relative aux projets de géothermie de minime importance permet de monter à 40 °C pour les circuits fermés, et à 32 °C pour les circuits ouverts.

3. **De réduire le linéaire de sondes donc l'investissement** voire l'empreinte foncière, lorsqu'il s'agit d'un système dans le sol puisqu'on atteint des amplitudes de température plus importantes.
4. **D'améliorer la performance thermique** : la température de la source froide en hiver est plus proche de la température à atteindre par la PAC pour chauffer le bâtiment, donc le COP de la PAC est plus élevé.
5. **De réduire, par suite, la consommation d'électricité**, sur la période de chauffage comme sur celle de rafraîchissement, **donc aussi les émissions de CO₂ indirectes induites**.
6. **De réduire aussi la puissance appelée en période de chauffe et notamment aux périodes de pointe**; en effet, si l'on passe d'un COP moyen sur la saison de 4 en géothermie classique à un COP moyen de 5, on gagne en moyenne 20 % sur la consommation et la puissance appelée en période de chauffe. Et, comme en géothermie classique, la stabilité de la température de la source chaude ne provoque pas de baisse du COP.
7. **De réduire la dépense de fonctionnement**, et ce d'autant plus que l'ensemble (bâtiment + STES) dispose d'un système de pilotage « intelligent ».
8. **De donner une alternative au stockage de l'excès d'électricité intermittente**, car, en été, vu les températures en cause, un kWh électrique peut permettre de produire avec une pompe à chaleur 5-6 kWh thermique pour l'hiver ce qui est à comparer, malgré les pertes thermiques, aux autres moyens de stockage d'énergie existants ou proposés (barrages, stations de pompage-turbinage, batteries, hydrogène, carburants de synthèse).
9. **De récupérer la chaleur de nombreuses sources**, allant de celle des eaux usées et celle du géocooling à celle des chaleurs industrielles fatales, du solaire, etc.

Outre l'intérêt en termes d'émissions, la question à traiter au cas par cas est celle de concevoir un système optimisé, en fonction des critères retenus (coût d'investissement, coût de fonctionnement, coût global sur 10 ou 20 ans, temps de retour sur investissement possible par rapport à un système de référence, contenu CO₂ du kWh).

En revanche, les STES sont plus complexes que des chaudières à gaz ; si celles-ci sont pour l'essentiel fabriquées en usine avec les avantages correspondants en termes de coût et de qualité, ce n'est pas le cas actuellement pour les STES. Le déploiement large et à coût décroissant des STES, avec leurs pompes à chaleur eau-eau et les éléments qui vont autour, nécessite d'étudier les développements nécessaires tant sur le plan industriel que sur celui de l'installation des systèmes. Des innovations dans ces domaines pourraient être du ressort de France 2030.

2.4. PRINCIPALES PISTES DE R&D

Les technologies géothermiques, notamment à « basse » température (entre 5°C et 40°C), les pompes à chaleur nécessaires, sont des technologies matures. D'une manière générale, les principales pistes sont :

- L'amélioration des PAC eau-eau pour les applications envisagées dans ce rapport et élargir les possibilités du stockage de chaleur sensible.
- Le développement industriel des capacités de forage dans différents types de matériaux et d'équipements des forages adaptés aux STES pour en améliorer les performances.
- Le stockage thermique dans le sous-sol à haute température (HT-UTES) pour dépasser les 100°C dans les ATES et les BTES : problèmes concernant les sols, les pompes à chaleur, etc. Des

réalisations pilotes opérationnelles existent, telle, en France celle d'AbSolar dans le département de la Gironde¹⁷.

- L'optimisation de la thermo-hydraulique dans les réservoirs.
- L'optimisation énergétique dans la durée des ATEs et BTES alliant plusieurs sources de chaleur pour réduire les émissions, alliant modélisation thermodynamique et algorithmes d'intelligence artificielle, etc.
- Les stratégies de contrôle pour l'intégration des réservoirs sensibles dans des réseaux de chaleur « intelligents ».

¹⁷ <https://www.geothermies.fr/actualites/news/absolar-inaugure-le-1er-stockage-souterrain-denergie-calorifique-de-france> et <https://www.revolution-energetique.com/voici-le-premier-stockage-souterrain-de-chaleur-bas-carbone-en-france/>

Chapitre 3

QUELQUES EXEMPLES ÉTRANGERS ET FRANÇAIS

CARACTÉRISTIQUES

L'exemple emblématique de Drake Landing, lotissement au Canada exploitant un stockage dans le sol pour valoriser en hiver la chaleur produite par des capteurs solaires, est référencé dans la littérature technique¹⁸. Grâce au stockage de type *Borehole Thermal Energy Storage* ou BTES (ici jusqu'à 80 °C), la chaleur solaire y couvre près de 90% du besoin annuel de chauffage pour la cinquantaine de maisons situées sur le site malgré un degrés-jours-unifiés de l'ordre de 5000°j, ce qui correspond à un besoin de chauffage environ double de celui du Nord de la France.

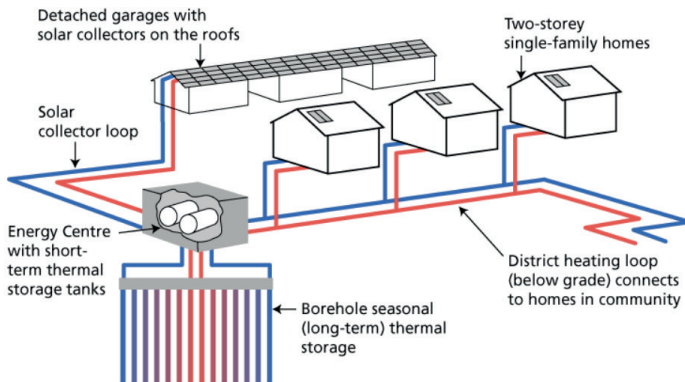


Figure 5. Schéma de l'installation de Drake Landing (Canada)

18 Voir par exemple le site de la *Drake Solar Landing Community* : <https://www.dlsc.ca/>

Concernant des applications résidentielles, il existe également des installations comme celle de Rostock en Allemagne qui concerne des bâtiments de logements collectifs (7000 m²). Le stockage de type *Aquifer Thermal Energy Storage* (ATES) est ici réalisé à 50 °C pour stocker de la chaleur produite par des capteurs solaires. L'énergie stockée annuellement est de l'ordre de 350 MWh. Un bâtiment de France Habitation à Rueil-Malmaison, comportant 71 logements, fonctionne depuis 2011 avec 18 sondes géothermiques de 200 mètres pour fournir 380 MWh de chaleur annuellement, dont l'eau chaude sanitaire, et effectuer un géocooling permettant la recharge de chaleur dans le sol pendant l'été, tout ceci avec un SCOP (Coefficient de performance saisonnier) mesuré supérieur à 4.

Parmi les bâtiments publics, les établissements universitaires constituent un gisement d'intérêt pour ces technologies, comme le montrent les réalisations dans différents pays. L'installation de l'Université d'Eindhoven, aux Pays-Bas, est l'un des stockages sur aquifères (ATES) les plus importants au monde : environ 20 MW en chaud et en froid, entre 25 et 30 GWh d'énergie annuelle restituée pour couvrir une part des besoins de chauffage et de rafraîchissement¹⁹. Le stockage y est réalisé à basse température, entre 6 et 16 °C – on parle de LT-ATES, dans un aquifère situé à moins de 80 m de profondeur. Des pompes à chaleur permettent d'exploiter la chaleur stockée ainsi dans l'aquifère.

Dans le même esprit, l'installation «Anergy Grid» de l'ETH Zürich en Suisse, compte 431 sondes géothermiques de 200 m de profondeur avec un fonctionnement alterné entre 8 et 22°C. Les puissances en jeu sont de l'ordre de 5,3 MW en froid et 6,5 MW en chaud²⁰. Cette installation permet de couvrir une partie des besoins de chauffage et de rafraîchissement de la trentaine de bâtiments concernés.

19 P. Fleuchaus, B. Godschalk, I. Stober, P. Blum. Worldwide application of aquifer thermal energy storage – A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp 861-876, 2018.

20 https://ethz.ch/content/dam/ethz/main/eth-zurich/nachhaltigkeit/Dokumente/Anergienetz/200129_Anergienetz_A4_6s_Einzel_EN_RZ.pdf

Parmi les autres types de bâtiments publics, les aéroports comme celui d'Arlanda (Stockholm), compte une installation de stockage intersaisonnier sur aquifère d'environ 10 MW en chaud et en froid²¹. Ce stockage couvre 20 GWh de besoin annuel. Le système alterne entre chaud et froid sur une plage de température allant d'environ 2°C à 25°C.

Comme l'explique la section 2.3 de ce rapport, il existe un continuum technologique entre le stockage intersaisonnier et la géothermie avec des pompes réversible, qui reposent sur les mêmes technologies. On trouve en France quelques installations de ce type, notamment pour assurer le confort de locaux tertiaires. Le centre de Schlumberger, à Clamart, a été équipé de 10 sondes à 155 m de profondeur, qui délivrent annuellement 200 MWh de chaud et de froid (puissance de 160 kW en chaud, 150 kW en froid). Les températures varient selon les saisons et restent dans une fourchette de 0 à 40°C selon les normes en vigueur. Cette réalisation, parmi d'autres, illustre la faisabilité de ce type de système sur notre territoire.

Des dispositifs de stockage intersaisonnier existent sur certains réseaux de chaleur, comme ceux de Marstal ou Dronninglund au Danemark. Ceux-ci sont associés à de la chaleur produite par des capteurs solaires pour couvrir le besoin de chauffage en hiver. Les énergies stockées représentent respectivement 5,4 et 6,6 GWh. Le choix technologique s'est ici porté sur le stockage de chaleur en fosse d'eau, de 60 000 à 200 000 m³ (*Pit Thermal Energy Storage* ou PTES, voir § 2.1.).

Les quelques exemples précédents illustrent plusieurs cas de figure pour lesquels l'installation d'un dispositif de stockage intersaisonnier a été jugée pertinente. Les tableaux suivants, issus du rapport préliminaire de l'Académie sur ce sujet (voir note 5, *supra*), présentent d'autres réalisations notables. Certaines ne sont pas à recharge active. Quelques données, qui n'ont pu être obtenues, restent manquantes dans les tableaux.

21 IEA-DHC. Design aspects for large-scale aquifer and pit thermal energy storage for district heating and cooling, mars 2020.

Nom, lieu, usage	Année	CAPEX (M€)	Puissance (MW)	Temps de retour (an)	CO ₂ évité (t/an)	Énergie fournie (GWh)
Hôpital de Brasschaat (BE)	2000	0,7	0.35 (Chaud) 1.2 (Froid)	8.4	427	3.4 (Chaud) 2.7 (Froid)
Université d'Eindhoven (NL)	2002	14,7	20 (Chaud) 20 (Froid)	6 - 10	13 300	25 - 33 (Chaud) 25 - 30 (Froid)
Aéroport de Stockholm (SE)	2009	5	10 (Chaud) 10 (Froid)	5	7 700	20 (Total)
Siège de Widex Copenhague (DK)	2010	-	2.8 (Chaud) 2.8 (Froid)	-	644	-
Résidence de Riverlight Londres (GB)	2013	-	9 (Chaud) 1.8 (Froid)	-	-	1.4 (Total)

Figure 6. Exemples de LT-ATES en fonctionnement

Lieu	Année	Usage	Origine chaleur	Nombre de sondes	Profondeur (m)	Énergie injectée (MWh/an)	Efficacité
Mol, Belgique	2002	Immeuble d'habitation	Chaleur fatale	144	30	130	-
Drake Landing, Okotoks, Canada	2006	Réseau de 52 maisons	Panneaux solaires	144	35	780	50 %
Crailsheim, Allemagne	2008	Réseau de chaleur	Panneaux solaires	80	55	1 135	-
Emmaboda, Suède	2010	Immeuble de bureaux	Chaleur fatale	141	149	3 800	-
Brødstrup, Danemark	2013	Réseau de chaleur	Panneaux solaires	48	45	400	63 %

Figure 7. Exemples de BTES en fonctionnement

Lieu	Année	Surface panneaux solaires (m ²)	Volume de stockage (m ³)	CAPEX (M€)	OPEX (€/an)	Énergie stockée (MWh)	Efficacité
Marstal	2012	33 300	85 000	3,34	33 000	6 638	52 %
Dronninglung	2013	37 573	60 000	2,28	30 000	5 400	80 %
Gram	2014	44 836	125 000	4,32	-	12 125	50 %
Vojens	2015	70 000	210 000	5,01	-	21 280	-
Toftlund	2017	26 000	85 000	4,11	-	6 885	-

Figure 8. Exemples de PTES en fonctionnement

Chapitre 4

VERS UNE ÉVALUATION DU POTENTIEL FRANÇAIS

Ce paragraphe aborde les opportunités et les limites pour les différentes technologies de STES dans le contexte de la France métropolitaine : la géologie, le parc des bâtiments et les réseaux de chaleur existants, les constructions nouvelles et le mix électrique français.

4.1. LA GÉOLOGIE

Le stockage de chaleur de type ATES nécessite la présence de nappes aquifères d'extension verticale et latérale suffisante, compatible avec les ambitions du projet envisagé, généralement de 20 à 40 m. Les vitesses d'écoulement naturel de la nappe doivent être faibles afin de limiter les pertes par convection au sein de l'aquifère utilisé (<10 -30 m/an). La perméabilité de l'aquifère doit être suffisante pour que l'on puisse obtenir des flux suffisants, de quelques m³/h à plusieurs centaines de m³/h suivant la surface de bâtiment à chauffer/rafraîchir. Globalement, c'est le paramètre dit de transmissivité (perméabilité x épaisseur de la nappe) qui va fixer le débit extractible, et donc la puissance thermique extractible. Les propriétés thermiques des couches en dessus et au-dessous de l'aquifère ont un effet important sur les pertes thermiques de l'aquifère.

Les systèmes ATES peuvent utiliser des aquifères qui peuvent être exploités pour des usages classiques, l'eau d'irrigation, l'eau industrielle. Il est essentiel que le projet analyse les modifications des caractéristiques de l'eau de la nappe susceptibles d'être engendrées par les variations thermiques et notamment la dégradation de qualité (fuite, contamination chimique ou microbienne, mélange indésirable au sein de l'aquifère).

Les aquifères utilisés pour l'alimentation en eau potable sont quasiment incompatibles avec une utilisation de type ATES, mais ils sont souvent beaucoup plus profonds. Le cadre réglementaire en tient compte. En zone densément urbanisée, les conflits d'usage, mais aussi les risques d'interférence entre deux installations proches sont des facteurs à prendre en compte : des outils de simulation permettent de faire les études préalables nécessaires.

Compte tenu de l'ensemble de ces contraintes, le potentiel en France métropolitaine pour les ATES se concentre dans les grands bassins sédimentaires : Bassin parisien, Bassin aquitain, grandes vallées alluviales. Le Massif central, le Massif armoricain et les chaînes montagneuses plus récentes (Alpes, Pyrénées, Jura) sont en général moins favorables, car les aquifères superficiels y sont souvent bien plus fragmentés ou complexes du fait de la présence de failles géologiques. Une idée assez précise région par région peut être faite grâce aux cartographies régionales des **potentialités de la géothermie de surface en système ouvert (sur nappe) présentées dans la base « Géothermies » du BRGM** (cf. § 5.1)

Pour des stockages de chaleur à plus grande profondeur (> 500 m), envisageables sur un principe ATES, mais visant des gammes de températures plus élevées, et des volumes plus conséquents, les grands aquifères déjà reconnus ou exploités pour la géothermie profonde de moyenne énergie pourraient être mobilisés : dans le Bassin parisien par exemple, les couches géologiques de l'Albien, du Dogger et du Trias présentent des propriétés souvent favorables, le gradient géothermique élevé n'étant d'ailleurs pas un prérequis aussi indispensable que pour une géothermie classique visant uniquement à extraire de la chaleur.

Pour les systèmes de type BTES, l'analyse du potentiel mené dans le cadre de la base « Géothermies » est transposable. Des atlas régionaux sont accessibles au public, et présentent à une échelle fine (de la parcelle) les potentialités pour une géothermie à faible énergie en système fermé (cf. § 5.1). La comparaison montre que les zones d'intérêt sont bien plus étendues que pour les systèmes ouverts. Les critères hydrogéologiques étant moins prépondérants, ce sont les critères géologiques et les propriétés thermiques des formations hôtes qui priment.

Certains sous-sols sont à éviter telles les zones calcaires karstiques ou présentant des vides souterrains naturels ou anthropiques qui rendent difficiles la cimentation des ouvrages sans précautions supplémentaires ainsi que les zones dont le sous-sol comporte des roches évaporitiques solubles ou gonflantes (sels, anhydrite) susceptibles d'être atteintes par les forages envisagés. Plus de détails sur les sous-sols à éviter et les risques associés se trouvent au § 6.1. Les atlas publics indiquent ces zones avec les niveaux à éviter compte tenu des caractéristiques du sous-sol.

En conclusion, il est possible d'affirmer que, du point de vue géologique, la mise en place d'un ATES ou d'un BTES est possible dans environ 95 % du territoire métropolitain avec toutefois des contraintes dans certains cas :

- Les ATES nécessitent un aquifère peu profond et à vitesse d'écoulement très faible ;
- Les BTES ne peuvent être construits dans les zones soumises à restrictions par suite de la présence de gypse, ou d'anhydrite, comme indiqué précédemment – zones qui ne représentent qu'un faible pourcentage du territoire métropolitain.

Les prescriptions réglementaires de la GMI imposent une analyse préalable des risques géologiques et hydrogéologiques. L'application des règlements est contrôlée par les services de l'État et garantit que les précautions nécessaires sont prises.

4.2. LES BÂTIMENTS ET RÉSEAUX DE CHALEUR EXISTANTS

Le chauffage des bâtiments existants compte pour quelque 25 % de la consommation d'énergie finale en France et induit environ 20 % des émissions de CO₂ produites sur le territoire métropolitain. Le Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie, le CEREN²², produit

22 <https://www.ceren.fr/>

une base de données sur la répartition de cette consommation par vecteur d'énergie. Les valeurs ci-après sont de 2021.

Le résidentiel a consommé 275,7 TWh pour le chauffage se répartissant comme suit.

Chauffage (résidentiel)	Dont Fuel	Dont Gaz	Dont Géothermie
275,7 TWh	32,3 TWh	106,3 TWh	4,4 TWh
Nombre de maisons individuelles (millions)	2,1	4,9	0,2
Logements collectifs avec chauffage individuel (millions)	0,13	3,37	(0,002 pour l'ensemble des logements collectifs)
Logements collectifs avec chauffage collectif (millions)	0,4	2,46	

Figure 9. Consommation d'énergie en résidentiel

Quant au tertiaire, sur les 89 TWh consommés, 17 TWh le sont par du fuel, 47 par du gaz et 0,36 par des PAC géothermiques sans recharge active sauf exception.

En ce qui concerne les PAC géothermiques, les données 2020 rassemblées dans le rapport précité du Haut-commissaire permettent d'établir le tableau ci-après.

Type de PAC géothermique	Nombre	Puissance thermique installée totale (GW)	Énergie fournie (TWh)
Individuelle	195 000	2,34	3,63
Collective	2 300	0,506	0,78
Tertiaire	9 200	0,23	0,36
TOTAL	Environ 200 000	3,1 GW	4,77 ²³

Figure 10. Parc total installé de PAC géothermiques (2020)

23 Les 4,77 TWh de ce tableau sont à comparer à la somme des 4,4 TWh du tableau précédent et des 0,36 TWh du tertiaire cité dans le texte juste après, ce qui est cohérent.

Par le ratio de l'énergie fournie à la puissance thermique installée on peut en déduire que ces PAC fonctionneraient 1 550 heures au global à pleine puissance. En réalité, puisque cinq mois de chauffe correspondent à 3 600 heures, elles fonctionnent partiellement à puissance plus faible. Si l'on admet que le Scop, coefficient saisonnier de performance des PAC géothermiques²⁴ est de 4, la puissance appelée sur le réseau pour les 3,1 GW installés est de l'ordre de 775 MW, soit moins que celle d'un seul des premiers réacteurs nucléaires en service en France (900 MW).

Le déploiement des solutions bas-carbone pour chauffer les bâtiments existants constitue donc un défi, compte tenu du faible taux de renouvellement du parc immobilier français. Les solutions de stockage intersaisonnier en font clairement partie compte tenu du mix électrique français et de son évolution probable dans les décennies à venir. Le choix d'une solution dépend de la densité du parc immobilier, la géologie du sous-sol des terrains construits, la présence ou pas de nappes phréatiques, mais aussi de la proximité de réseaux d'assainissement de capacité suffisante²⁵.

Dans le cadre de l'effort national entrepris pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre des logements et du tertiaire, l'investissement dans de la chaleur bas-carbone type STES peut se révéler moins coûteux et plus efficace qu'un investissement d'isolation thermique lourde. Dans le cas de l'existant, le coût complet de la tonne CO₂ évitée en exploitation par rapport aux autres solutions (isolation, PAC aérothermique, biomasse...) devrait être un critère essentiel dans la mesure où la priorité est de réduire les émissions le plus vite possible et au coût le plus bas possible.

L'amélioration des qualités thermiques de la majorité du bâti existant trouve en effet sa limite technique et économique lorsque des efficacités élevées sont recherchées. L'exploitation du stockage intersaisonnier de chaleur limite considérablement les conséquences climatiques d'une isolation imparfaite. Il réduit fortement la consommation d'énergie, moyennant un

24 Le COP est très stable puisque la température de la source, le sol, l'est.

25 Les réseaux d'eaux usées peuvent être de très bons réseaux de chaleur, recevoir des chaleurs complémentaires et être couplés à un STES !

investissement initial plus élevé qu'une chaudière classique et permet une baisse des émissions (quelques 20 gCO₂/kWh contre plus de 200 gCO₂/kWh pour le gaz²⁶).

Ceci concerne principalement des bâtiments construits entre 1920 et 1970 dont les caractéristiques thermiques sont généralement médiocres, spécialement les « passoires thermiques » construites dans la seconde moitié du 20^e siècle. L'objectif de consommation annuelle inférieure à 110 kWhEP/m²/an est²⁷ d'un coût qui peut être non économique sans pour autant garantir des objectifs bas-carbone.

Il faut noter que le besoin de climatisation, qui va s'accroître avec les évolutions climatiques, conduit à installer depuis plusieurs années surtout des pompes à chaleur air-air réversibles. Elles produisent moins d'émissions en hiver que les chaudières à gaz (avec un facteur trois voire quatre), mais en été elles rejettent de la chaleur à l'extérieur, ce qui, en combinaison avec d'autres paramètres, peut constituer une contribution au phénomène d'îlot de chaleur urbain²⁸. Les systèmes géothermiques, et, encore davantage les STES, diffèrent par leur fonctionnement, car la chaleur émise est renvoyée vers le sol ou la nappe. En 2021, 837 600 de PAC air-air et 267 000 PAC air-eau, soit environ 1 100 000 PAC aérothermiques, ont été vendues en France, alors que seulement 2 700 PAC géothermiques l'ont été²⁹. Les quelques réalisations de STES en France étant en pratique souterraines et dédiées à des bâtiments tertiaires comme l'ont illustré les exemples plus haut, ceci illustre à quel point ils sont en faible nombre puisqu'elles sont un petit sous-ensemble des 3 200 précédentes.

26 La combustion du gaz naturel CH₄ produit théoriquement 200 g de CO₂ par kWh thermique, en pratique un peu plus, car le rendement d'une chaudière n'est jamais égal à 100 %. Par ailleurs, un contenu moyen en CO₂ du kWh électrique en métropole en période de chauffe de 80 g est plutôt un majorant. Avec une PAC géothermique de SCOP 4, on obtient 20 g de CO₂ par kWh thermique, soit un rapport de l'ordre de 1 à 10 entre un STES et une chaudière à gaz.

27 Les 110 kWh d'énergie primaire (EP) correspondent au maximum pour obtenir l'étiquette B du Diagnostic de performance énergétique (DPE).

28 Il convient cependant de noter que l'évaluation de l'impact réel de l'utilisation des PAC air/air au phénomène d'îlot de chaleur urbain en période de températures élevées ne fait pas l'objet de consensus dans la littérature scientifique.

29 Voir : <https://www.uniclimate.fr/chiffres-marches.html>

Au niveau national, pour la maîtrise des pointes de consommation électrique, on notera qu'il est préférable d'utiliser des PAC géothermiques avec ou sans stockage thermique, donc avec un COP de 4 à 5, plutôt que d'installer des pompes à chaleur hybride gaz-électricité³⁰ qui vont émettre du CO₂ : les performances des PAC géothermiques sont quasiment insensibles à la température de l'air.

En pratique, dans les zones densément construites, la surface des terrains disponibles, l'encombrement du sous-sol, les risques d'interactions entre plusieurs STES et la difficulté de l'accès pour le matériel de forage constituent les premiers facteurs à analyser; ce peuvent d'ailleurs être des « zones rouges » de la carte de la GMI. Pour les ATES, la profondeur de pompage, la porosité des sols, les débits disponibles, et les possibilités de réinjection doivent être analysés avec précision. Dans ces zones densément construites, il peut s'avérer difficile de trouver les emplacements pour réaliser deux forages (ou trois), un pour le pompage et un (ou deux) autre pour la réinjection, et respecter un écartement suffisant³¹.

Dans les villes exploitant un réseau de chaleur, un tel réseau peut gagner à intégrer un ou des ATES ou BTES pour réduire le contenu carbone de tout ou partie de sa production : un terrain où forer n'est pas nécessairement difficile à trouver et est utilisable ensuite ! La mise en place de STES dans les grandes villes construites au-dessus d'un aquifère peut avoir un vrai sens.

La mise en place d'une solution énergétique consistant à utiliser la chaleur récupérée dans les bâtiments (issue par exemple d'un système de rafraîchissement par le sol dit aussi géocooling, de la climatisation, d'un centre de calcul, d'un système frigorifique, des eaux usées) et son injection en période estivale dans les ATES, ou les BTES permet de réaliser un stockage intersaisonnier de chaleur. De même, le prélèvement de chaleur dans

30 Il s'agit d'une pompe à chaleur et une chaudière à gaz, cette dernière pouvant prendre le relai par temps froid.

31 Les forages inclinés permettent de réduire l'emprise au sol des installations de surface : cette technologie bien connue des pétroliers a été utilisée notamment sur le site de Schlumberger à Clamart cité plus haut.

les eaux usées l'été, avec les échangeurs déjà installés sur les cunettes³², et son injection directe ou à travers une pompe à chaleur vers les ATES ou les BTES peut contribuer à la régénération de cette chaleur prélevée pendant l'hiver pour être disponible pour la saison de chauffage. L'ajout de panneaux solaires thermiques ou photovoltaïques lors d'une rénovation permet d'augmenter la quantité de chaleur disponible pour le stockage, ce qui augmente le COP et réduit le besoin d'électricité en hiver.

Pour la température cible du sous-sol en fin d'été, il existe actuellement un consensus pour ne pas l'amener significativement au-dessus de 30 °C : il s'agit de se conformer au cadre réglementaire fixant des limitations de température pour des raisons sanitaires sur les eaux de nappe d'une part, sur les eaux usées d'autre part.

En supposant une température de début d'hiver autour des ATES et des BTES de 25 °C, c'est 10 à 13 °C de plus que la température habituelle et naturelle du sous-sol ou des eaux de nappes. Cela étant, si l'on estime la perte dans le sous-sol de la quantité de chaleur injectée au-dessus de la température naturelle de l'ordre de 50 % – elle n'atteint pas nécessairement ce niveau³³ – il faut fournir une quantité de chaleur double de celle qu'on prélève pour le chauffage. Ce rendement, même s'il est modeste, permet de prolonger la valorisation d'une chaleur fatale mise en place pour fournir de la chaleur l'hiver et inactif l'été.

Dans le cas des systèmes en fosse (PTES), on peut parvenir à des rendements de 80 %. Comme précédemment, le coût de la recharge en chaleur doit être pris en compte pour calculer le coût global.

Par ailleurs, la mise en œuvre de technologies telles que les forages inclinés, plus élaborées, mais classiques et bien maîtrisées, notamment dans l'industrie pétrolière, permet de faciliter l'implantation de la tête des forages à l'extérieur des bâtiments et augmente les possibilités d'utilisation des ATES et des BTES pour des projets urbains. De même,

32 Caniveau destiné à recueillir des eaux d'écoulement ou d'infiltration (Larousse).

33 En pratique, le cycle thermique dans le sol met plusieurs années à se stabiliser, et à un pourcentage de pertes inférieur à 50 %.

la technique des PCP³⁴, très utilisée en Amérique du Nord, et qui permet des extractions unitaires de chaleur plus importantes pourrait se développer en France et en Europe. Toutefois, cette technologie nécessite de disposer d'une surface de terrain généralement peu disponible en zone densément construite.

4.3. LES CONSTRUCTIONS NOUVELLES DANS LE RÉSIDENTIEL ET LE TERTIAIRE

Alors que les bâtiments résidentiels et tertiaires sont *a priori* construits pour durer plus d'un demi-siècle, certains bâtiments tertiaires tels ceux des zones commerciales peuvent avoir des vies plus courtes (plutôt de l'ordre de 30 ans).

Néanmoins, pour un bâtiment neuf dont les besoins de chauffage sont prépondérants devant les besoins de froid, la mise en place d'un ATES ou d'un BTES pour récupérer de la chaleur « gratuite » (par exemple solaire ou fatale) et alimenter ledit bâtiment en chaud en saison froide, directement ou via une pompe à chaleur, gagnerait à être systématiquement examinée. À noter que la mise en place d'une PAC permet notamment d'augmenter significativement la quantité de chaleur déstockée de l'ATES ou du BTES, au prix d'une consommation d'électricité néanmoins relativement limitée.

En particulier, pour les constructions en zones peu denses, souvent nombreuses en périphérie des villes, la présence d'un jardin, même petit, rend possible la mise en place de solution individuelle de type ATES ou BTES : ceci constitue sans doute avec les géothermies horizontales³⁵ ou les paniers géothermiques³⁶, les solutions les plus efficaces en termes d'émissions et de factures, malgré leur coût initial qui peut être plus élevé.

34 Un puits à colonne permanente, dit PCP, est une colonne mise en place dans le sol en présence d'une nappe. Grâce à une séparation intérieure, elle sert à la fois à pomper l'eau et à la réinjecter, ce qui réduit le nombre de puits nécessaires. Pour plus d'information, cf. par exemple : https://ashraemontreal.org/ashrae/data/files/2e_conference_sept21.pdf

35 Il s'agit d'installations géothermiques à circuit fermé horizontal à faible profondeur dans un jardin.

36 Un panier géothermique est une sonde en hélice ; cette forme permet une surface d'échange avec le sol équivalente à une sonde verticale pour une profondeur plus faible (dépendant du pas de l'hélice).

Dans les lotissements, les solutions globales, avec un (petit) réseau de chaleur ou aussi avec une boucle froide peuvent constituer des solutions économiques, car mutualisant les sources et les frais de fonctionnement. L'utilisation d'un ATES ou d'un BTES peut s'avérer intéressante, sans oublier la chaleur des eaux usées comme ressource, à côté de panneaux solaires thermiques par exemple.

Enfin, lorsqu'il s'agit d'étendre un réseau de chaleur existant, la mise en place d'un stockage intersaisonnier peut permettre de contribuer à la réduction de ses émissions de CO₂ par kWh.

Lorsqu'il s'agit de fournir le froid et le chaud dans un ou plusieurs bâtiments industriels et/ou tertiaires, l'impact économique de la rotation d'activités et les synergies d'usage peut être significatif et assurer un temps de retour plus près de 5 à 6 ans que de 10 ans.

En conclusion, en zone urbaine dense nouvelle ou remodelée avec des bâtiments neufs, l'analyse de la possibilité de mobiliser les calories avec un ATES ou un BTES ou un autre système intersaisonnier devrait faire partie de l'étude thermique réalisée et déposée avec la demande de délivrance du permis de construire.

4.4. QUELLE PLACE POSSIBLE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN FRANCE ?

Au vu des développements et des exemples précédents, il apparaît en résumé que :

- Des points de vue géologiques et techniques, les STES sont réalisables dans un grand nombre de situations;
- Du point de vue des émissions de CO₂ et des consommations d'électricité, ce sont des solutions plus performantes que les PAC aérothermiques et que les PAC géothermiques classiques – sans parler des PAC hybrides gaz-électricité;
- Sur le plan du bilan économique, il est à regarder au cas par cas, tant en termes d'investissement que de fonctionnement.

À l'heure où la promotion de la géothermie est de plus en plus une réalité, il serait plus que raisonnable de promouvoir la géothermie avec stockage intersaisonnier (ou à recharge active), donc les ATES et les BTES – sans pour autant exclure les autres formes de STES.

Favoriser la géothermie avec du stockage actif, donc les STES³⁷, facilitera l'atteinte de la cible officielle de 100 TWh de chaleur fournie par la géothermie autour de 2040, et suppose de parvenir à installer chaque année autant que le total de la puissance installée jusqu'en 2020, c'est-à-dire environ 3 GW. Le défi est considérable, mais peut être relevé : il demande un effort soutenu tant sur le plan industriel que sur celui de la croissance du nombre et de la compétence des acteurs du forage, de la conception, du financement, de l'installation et de l'exploitation de ces systèmes plus complexes que des PAC air-air ou air-eau. La suite de ce rapport contient des pistes et des recommandations à cet égard.

En étendant les ratios du parc actuel (cf. § 4.2)³⁸ au parc géothermique futur – mais ils devraient s'améliorer – pour 100 TWh, on aurait une puissance thermique installée de PAC de 65 GW; donc

- une puissance appelée de 16 GW pour un SCOP de 4 et 13 GW pour un SCOP de 5
- une consommation électrique de 25 TWh pour un SCOP de 4 et de 20 TWh pour un SCOP de 5.

Autrement dit, si environ la moitié des nouvelles installations géothermiques étaient à recharge active, on aurait besoin de 1,5 GW de moins en termes de puissance (1 EPR2 de moins) et de 2.5 TWh de moins en termes de production (environ 1/5^e de la production annuelle d'un EPR 2). La comparaison avec des PAC aérothermiques donnerait des valeurs beaucoup plus élevées, car leur SCOP est plutôt autour de 3 dans le cas air-eau et plus bas dans le cas air-air. En tout état de cause, ces valeurs ne sont que des ordres de grandeur et sont à prendre avec prudence !

37 Il est vraisemblable que la majorité des STES utiliseront le sous-sol et seront donc des ATES et des BTES.

38 Retenant une production actuelle de chaleur du parc géothermique est de 4,77 TWh, il s'agit donc d'une multiplication par 21. La puissance installée actuelle étant de 3,1 GW, on obtient 65,1 GW, soit une puissance appelée maximum de 16,3 GW pour un SCOP de 4, et de 13 GW pour un SCOP de 5.

Chapitre 5

UN SYSTÈME D'INFORMATION POUR FACILITER L'UTILISATION DU POTENTIEL

5.1. L'EXISTANT

Des atlas, accessibles au public sur le site du BRGM, <https://www.brgm.fr/fr/resultats-donnees/sites-web-applications-bases-donnees> couvrent un nombre croissant de régions avec la précision nécessaire aux projets de géothermie. En 2022, certaines régions, comme la Bretagne, les Pays de Loire ou la Normandie ne possédaient pas encore de couverture complète dans la base Géothermies. Ces atlas tiennent compte des niveaux à éviter compte tenu des caractéristiques du sous-sol.

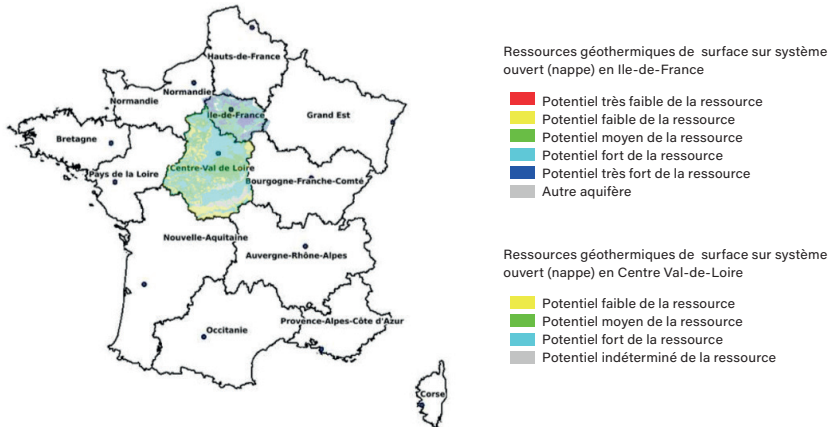


Figure 11 a. Exemples de cartes pour la géothermie

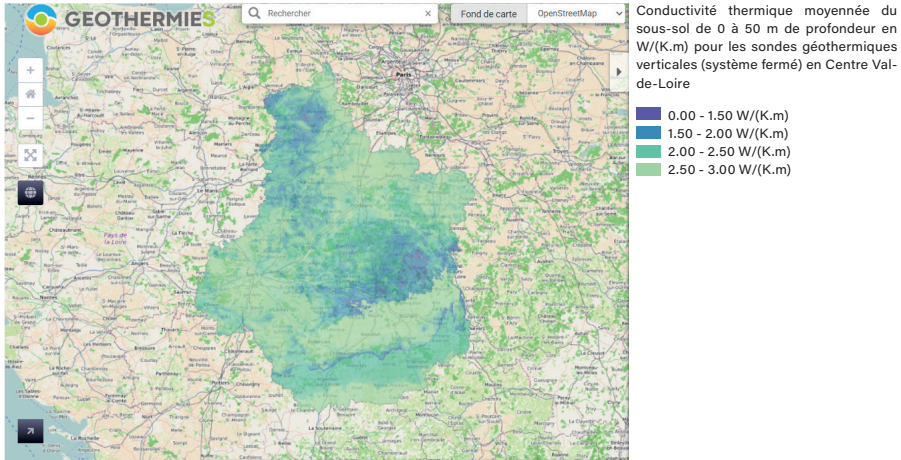


Figure 11 b. Exemples de cartes pour la géothermie

5.2. LES BESOINS OPÉRATIONNELS DES ACTEURS

Pour sélectionner une solution technique de gestion de la chaleur, il est nécessaire d'effectuer des comparaisons de solutions possibles, sous plusieurs angles, d'abord celui de la faisabilité, puis celui du coût d'investissement, ensuite celui des coûts d'exploitation et de maintenance, enfin celui du coût complet et global. Les solutions classiques : gaz, fioul, électricité présentent l'avantage d'une grande facilité de mise en œuvre, exigent peu d'investigations; des entreprises capables de faire une installation de qualité sont disponibles. L'installation d'une PAC géothermique ou d'un STES est moins facile.

La récupération de la chaleur du sous-sol ou celle des nappes phréatiques nécessitent d'avoir une connaissance de sa disponibilité. Un progrès à encourager est donc que l'acquisition de ces données soit rapide pour l'utilisateur final. Concernant l'accès au sous-sol, la carte de France adaptée aux contraintes de la géothermie de minime importance est

disponible pour une première analyse. Sa consultation en ligne dans la base de données « Géothermies » semble satisfaisante³⁹.

Concernant la présence et les caractéristiques des nappes phréatiques éventuellement présentes aux lieux recherchés, trois bases de données nationales regroupent ces informations :

- la BSS, la base de données de tous les ouvrages souterrains ;
- la BSS-Eau, les points d'eau ;
- ADES, les points d'eau appartenant à un réseau.

Ces bases de données permettent d'apporter une réponse aux professionnels intéressés par la possibilité de mobiliser des calories à partir des nappes phréatiques.

Le respect strictement contrôlé des réglementations concernées garanti à ceux qui habitent dans la même zone et à leurs successeurs dans la propriété des lieux que les dispositions retenues respectent le sous-sol ainsi que les nappes phréatiques à court, moyen et long terme.

Concernant la possibilité de mobiliser en ville les calories des eaux usées, à partir d'un réseau d'assainissement, il est nécessaire de connaître les caractéristiques des canalisations transportant les eaux usées, ainsi que la variation des débits au cours de la journée. Ces informations ne sont généralement pas disponibles « en ligne » et nécessitent une démarche auprès de la commune.

39 <https://www.brgm.fr/fr/site-web/geothermies-portail-dedie-geothermie>

Chapitre 6

LES RISQUES ET LES FREINS : PERCEPTION ET APPROPRIATION

6.1. LES RISQUES « TECHNIQUES »

Il est important de noter que les risques de séismes (au demeurant généralement de magnitude faible, inférieure à 2) liés à la géothermie profonde avec des injections d'eau sous pression ne concernent pas les systèmes objets de ce rapport puisqu'il n'y a pas de pression : ce point est seulement mentionné, car il fait partie de l'image de la géothermie !

Ceci étant, comme pour tout système technique, certains risques existent, même s'ils sont assez imités. Ils sont liés au contexte géologique, la réalisation, l'exploitation ainsi que sur le plan économique.

6.1.1. RISQUES LIÉS AU CONTEXTE GÉOLOGIQUE

Les incertitudes concernant les données géologiques de la ressource sont réduites, mais nécessitent cependant la réalisation d'études de faisabilité à confirmer après les résultats du premier forage.

Pour les ouvrages implantés à faible profondeur, et relevant de la **géothermie de minime importance**, la réglementation en vigueur est avant tout destinée à une prévention maximale des risques et impacts. Elle est détaillée, et ce, pour chaque étape : exploration, étude de faisabilité, réalisation, mise en service et tests, exploitation et mise à l'arrêt. Le contrôle du respect de la réglementation est sous la responsabilité des services de l'État (Direction générale de la prévention des risques).

Il s'agit principalement des risques de déstabilisation géologique, des risques liés à un manque d'étanchéité entre les différents horizons géologiques traversés par les échangeurs géothermiques et des risques de pollution des eaux souterraines par migration des pollutions de surface ou souterraines ou par mélange des différents niveaux aquifères :

Ces risques sont avérés dans les types de zones suivantes, qui sont en conséquence déconseillées pour la Géothermie de Minime Importance :

- les zones calcaires karstiques ou présentant des vides souterrains naturels ou anthropiques qui rendent difficile ou impossible la cimentation des ouvrages sans précautions supplémentaires;
- les zones dont le sous-sol comporte des roches évaporitiques solubles ou gonflantes (sels, gypse, principalement) susceptibles d'être atteintes par les forages envisagés ;
- certaines formations géologiques particulières peuvent induire des critères d'exclusion, si elles sont présentes en proche surface. Ainsi, la présence de couches d'anhydrite (sulfate anhydre de calcium) ou de couches de sel, que l'on rencontre fréquemment dans les séries géologiques du Trias, doit être évitée. En effet, la réalisation d'un forage vertical peut parfois mettre en communication ces couches «réactives» à l'eau (c'est-à-dire solubles dans l'eau) avec des aquifères sus-jacents ou sous-jacents s'ils sont en pression. Il s'en suit des variations dimensionnelles des couches (gonflement pour la reprise d'eau d'anhydrite, dissolution et donc création de vides pour le sel, ou pour le gypse). Les conséquences de ces variations

dimensionnelles peuvent affecter la stabilité des édifices sus-jacents (Exemple de Lochwiller, en Alsace⁴⁰);

- en bordure du littoral marin ou à proximité des eaux salées (en raison principalement des risques de corrosion, surtout pour les systèmes ouverts) ;
- dans les anciennes carrières ou mines à ciel ouvert remblayées ou dans les zones donnant lieu à des servitudes d'utilité publique en rapport avec d'anciennes installations de carrières ou de mines ;
- dans les zones à risques de mouvement de terrain, les zones à risques sismiques et dans les zones volcaniques à proximité des circulations d'eau ou de gaz chauds ou chargés en éléments chimiques ;
- dans des situations géologiques spécifiques telles que la traversée d'une nappe artésienne, de nappes avec un différentiel piézométrique significatif ou de nappes ayant un niveau piézométrique proche de la surface (cas des doublets sur nappe).

6.1.2. RISQUES LIÉS À LA RÉALISATION

Les risques technologiques concernent la réalisation et l'intégrité des forages. Bien maîtrisés par l'industrie pétrolière qui fore sur plusieurs kilomètres, ces risques sont moindres pour les forages peu profonds nécessaires au stockage de chaleur, mais néanmoins bien présents. C'est en particulier le cas pour les technologies ATEs. Une attention particulière doit être portée au risque de pollution éventuelle de nappes aquifères. Par

40 Il s'agit de divers désordres survenus sur des bâtiments et des ouvrages, notamment en Alsace et dans la proche Forêt Noire en Allemagne, par suite de malfaçons dans la réalisation de forages géothermiques « artisanaux » à relativement faible profondeur (inférieure à 200 m). L'origine est l'anhydrite, CaSO_4 , qui gonfle en présence d'eau pour donner du gypse, $\text{CaSO}_4(2\text{H}_2\text{O})$ dont le volume molaire est plus important. Ceci cause un gonflement en cas d'arrivée d'eau inopinée via l'annulaire du forage s'il est mal cimenté (c'est ce qui s'était passé). Ces désordres ont conduit à modifier et à renforcer la réglementation permettant le contrôle des procédures de forage par les services de l'État (Direction de la Prévention des Risques).

ailleurs, surtout dans le cas des BTES, les forages doivent être réalisés par des entreprises qualifiées⁴¹.

6.1.3. RISQUES LIÉS À LA QUALITÉ DE LA RESSOURCE EN EAU POTABLE ET AUX ENJEUX SANITAIRES

Ces risques concernent :

- les zones en amont hydraulique des ouvrages de prélèvement d'eau destiné à l'alimentation en eau potable ;
- les zones de nappes stratégiques identifiées par les Sdage⁴² ou Sage.

Les précautions portent à minima sur le mode de réalisation, la technique de forage, la profondeur des échangeurs ainsi que leur régime d'exploitation. Les techniques de forage, la profondeur des échangeurs géothermiques sont alors adaptées pour ne pas atteindre ou pour limiter l'accès aux zones à enjeux identifiées et pour prendre en compte le contexte géologique ainsi que les propriétés chimiques des milieux traversés.

6.1.4. RISQUES LIÉS À L'EXPLOITATION DES OUVRAGES

Ce peuvent être :

- des risques d'interaction ou de conflits d'usage : la bulle thermique créée par le stockage de chaleur dans un aquifère peut avoir une influence sur la qualité des milieux proches (eaux, microbiologie), la réglementation limite donc assez drastiquement les gammes de températures autorisées (-3 à + 40 ° C en boucle fermée, à +32 °C en boucle ouverte). Dans le même ordre d'idée, deux systèmes

41 Il existe un référentiel de qualification RGE Qualiforage proposé par l'association Qualit'ENR (<https://www.qualit-enr.org/qualifications/qualiforage/>)

42 Sdage : Schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux ; ils ont été institués par la loi sur l'eau de 1992 pour une approche intégrée. Sage : Schéma d'aménagement et de gestion des eaux ; déclinaison locale des précédents.

de stockage de chaleur implantés trop près l'un de l'autre peuvent s'influencer et créer des dysfonctionnements ou des dégradations de performances ;

- des risques de contamination chimique : l'arrêté du 25 juin 2015 est très précis et prescriptif sur le sujet pour prévenir ces risques⁴³.

6.2. LA PERCEPTION DU PUBLIC

Notre pays, contrairement à beaucoup de ses voisins, n'a pas d'expérience minière récente ni beaucoup d'expérience en géothermie. De ce fait, les projets quels qu'ils soient qui interfèrent avec le sous-sol, sa géologie, ses aquifères sont perçus par les populations voisines du projet avec une certaine méfiance. Lorsque le projet est décidé indépendamment des populations concernées et sans que l'intérêt collectif de l'opération soit explicite et partagé, le projet est fréquemment mal accepté, voire contesté !

En dehors du risque de déclenchement de séisme, dont il a été rappelé plus haut qu'il est hors du champ des projets de stockage intersaisonnier

43 <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000030855331>

« Pour les échangeurs géothermiques fermés, le fluide caloporteur contenu dans le circuit primaire de l'échangeur et les éventuels métabolites de sa dégradation ou de sa biodégradation ne doivent avoir aucune répercussion sur l'environnement en cas de fuite. Il doit être biodégradable, de qualité alimentaire. Le fluide caloporteur contenu dans le circuit primaire de l'échangeur ne contient pas de substance réglementée par le règlement CE n° 1005/2009 qu'elle se présente, isolément ou dans un mélange, un gaz à effet de serre fluoré réglementé par le règlement CE n° 842/2006 susvisé. La composition et le volume du fluide caloporteur doivent être mentionnés dans le rapport de fin de forage. Pour les échangeurs géothermiques ouverts, aucune substance chimique n'est additionnée à l'eau de la nappe prélevée ou rejetée dans les ouvrages de production et de réinjection lors de l'exploitation du gîte géothermique ». Et : « Les opérations visant au nettoyage et développement du forage de production ou de réinjection se font de manière à ne pas introduire de produits chimiques induisant un risque pour la ressource en eau et ses usages potentiels. Les substances utilisées sont exclusivement des acides et des polyphosphates. Les opérations menées, les méthodes, les matériaux, les substances et volumes employés sont mentionnés au dossier de l'installation. L'entreprise de forage qualifiée doit disposer des fiches de sécurité correspondant aux produits qu'elle utilise ».

de la chaleur, les principaux risques perçus concernent les conséquences de la présence de roches solubles ou gonflantes dans le sol et surtout le risque de pollution de l'eau des aquifères comme mentionnés plus haut.

Les risques géologiques éventuels, c'est-à-dire ceux liés aux roches impliquées dans le projet, peuvent être cernés, exposés et contrôlés réglementairement. Il est important de rappeler et faire savoir que le cadre réglementaire précise les précautions à prendre pour éviter de manière certaine les zones géologiques où de telles roches sont présentes, et ce, sous le contrôle des services de l'État.

La perception du risque pour les nappes phréatiques lié aux forages et les conséquences sur la santé est particulièrement sensible à juste titre. Ce risque est pris en compte par le cadre réglementaire et limite les forages en conséquence.

Une attention toute particulière est apportée aux systèmes de type ATEs, c'est-à-dire ceux qui peuvent interagir dans leur fonctionnement opérationnel avec les nappes phréatiques ou aquifères qui sont utilisées à d'autres usages. Les services de l'État ont la charge du contrôle de l'application du cadre réglementaire. Ce contrôle des fluides utilisés lors des forages, celui des risques de contamination chimique ou microbienne, et celui des mélanges, doit faire l'objet d'un suivi professionnel. Les systèmes de type BTES, en circuit fermé, ne sont pas exposés à la plupart de ces risques. Le contrôle de l'application du cadre réglementaire est également impératif pour prévenir les risques en cas de fuite.

Cela étant, le frein majeur pour le déploiement des STES du côté du public est la non-connaissance de leur existence : un citoyen qui veut rénover une maison ou en construire une n'y aura donc que rarement recours... sauf si son environnement l'y poussent, ce qui n'est pas encore fréquent, pour la même raison.

6.3. LA PERCEPTION DES ACTEURS DU SECTEUR ET LA RÉDUCTION DES RISQUES

Alors que la géothermie commence à avoir pignon sur rue, grâce notamment à l'action du BRGM et celle de l'AFPG, Association française des professionnels de la géothermie, le secteur des STES est largement ignoré non seulement du public et des autres acteurs naturels, sauf des quelques bureaux d'études de thermiciens et des quelques start-ups et entreprises qui essaient d'en proposer et d'en réaliser.

Ces systèmes sont plus complexes à concevoir et installer que les systèmes classiques de chauffage et de climatisation comme indiqué plus haut. De ce fait, les maîtres d'ouvrage, les promoteurs et les architectes, même s'ils connaissent l'existence des STES, n'ont pas nécessairement l'envie d'en installer. De plus, ils ne savent pas nécessairement à qui s'adresser sur le plan du soutien technique : il s'agit donc de faire évoluer cette situation, notamment par de la formation et de la communication (voir les recommandations). Il semble d'ailleurs qu'il n'existe pas de BTS « Pompe à chaleur », ce qui pousse vers l'installation des PAC air-air qui sont les plus simples à installer et entretenir.

Dans le cadre de la diminution des émissions de gaz à effet de serre et de l'amélioration de l'indépendance énergétique de notre pays, les pouvoirs publics et les institutions publiques telles le BRGM, l'ADEME et le CSTB, les énergéticiens, les régions et les collectivités locales, les aménageurs, mais aussi les établissements d'enseignement quand sont abordés les questions énergétiques, se doivent de connaître et de devenir les premiers acteurs de la dissémination des techniques de stockage intersaisonnier de la chaleur.

Des initiatives sont à prendre en priorité pour la bonne gestion de la chaleur et du rafraîchissement dans les bâtiments publics : la mise en place d'installations de stockage thermique intersaisonnier sur des bâtiments emblématiques avec une communication active vers le public serait positive.

Chapitre 7

UNE RÉGLEMENTATION ET UN FINANCEMENT POUR LIBÉRER LE POTENTIEL

7.1. LA RÉGLEMENTATION RELATIVE AUX STES ET LES AIDES AU FINANCEMENT

Actuellement en France, il n'existe pas de réglementation spécifique concernant le stockage souterrain de l'énergie thermique en général et le stockage intersaisonnier de la chaleur ne sont pas traité explicitement⁴⁴. On peut toutefois se référer aux dispositions réglementaires concernant l'extraction de la chaleur du sous-sol, c'est-à-dire de la géothermie. Trois grandes catégories peuvent être distinguées :

- Les installations de surface (puits canadiens, structures thermiques, échangeurs ouverts de profondeur inférieure à 10 m);
- Les installations relevant de la géothermie dite de « minime importance », la GMI comme indiquée plus haut, c'est-à-dire respectant un certain nombre de critères figurant dans le tableau (notamment entre 10 m et 200 m de profondeur);
- Les autres ouvrages relevant du régime du code minier, plus profonds que 200 m ou de puissance thermique supérieure à 500 kW.

44 Une amorce semble se dessiner dans la présentation du plan d'accélération de la géothermie de février 2023 via l'expression de « stockage de minime importance ». (action 2B).

De l'avis des parties prenantes, l'introduction de la GMI en 2015 avec sa procédure de déclaration valant autorisation est un vrai succès de simplification administrative. Par contre, lorsqu'on sort de son cadre, il en est autrement : les délais d'obtention des autorisations passent alors à quelques 6 à 9 mois, ce qui fait reculer une grande majorité de promoteurs !

Critères pour qu'un ouvrage relève de la géothermie de minime importance (GMI)

Échangeurs géothermiques sur boucle fermée (*sondes verticales*)

- la profondeur du forage est inférieure à 200 m ;
- la puissance thermique maximale est inférieure à 500 kW.

Échangeurs géothermiques sur boucle ouverte (*doublets sur nappe*)

- la profondeur du forage est inférieure à 200 m ;
- la puissance thermique maximale est inférieure à 500 kW ;
- la température de l'eau prélevée est inférieure à 25 °C ;
- les eaux prélevées sont réinjectées dans le même aquifère et la différence entre les volumes prélevés et réinjectés doit être nulle ;
- les débits pompés prélevés doivent être inférieurs à 80 m³/h.

Il résulte de la réglementation actuelle que les créations d'ATES, c'est-à-dire les systèmes à boucle ouverte en aquifère, sont bridées par les températures maximales des eaux prélevées (25 °C), les débits, et la puissance thermique maximale (500 kW) si l'on reste dans le régime de la GMI.

Pour les installations en boucle fermée (BTES), les potentialités sont plus larges, pour peu que le projet développe une puissance inférieure à 500 kW, et ne dépasse pas une profondeur de 200 m.

Pour des installations dont la puissance, ou la température maximale excède ces limites, le projet est soumis au code minier, avec ses deux étapes :

1. Exploration de la ressource, via un permis exclusif ou une autorisation de recherche.
2. Exploitation de la ressource, via une concession pour les installations de puissance supérieure à 20 MW, ou un permis d'exploitation pour des installations de puissance inférieure à 20 MW.

La réalisation des forages dans le cadre d'un titre d'exploration ou d'exploitation de géothermie est subordonnée à une autorisation d'ouverture de travaux miniers du préfet de département. Cette opération fait l'objet d'une évaluation environnementale systématique en application de l'article R.122-2 du code de l'environnement (rubrique 27. Forage en profondeur, notamment les forages géothermiques...). L'autorisation d'ouverture de travaux miniers est soumise à la constitution de garanties financières. La demande est accompagnée d'un mémoire 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. Le contenu de la demande ainsi que la procédure correspondante, qui nécessite une enquête publique, sont précisés dans le décret n° 2006-649 du 2 juin 2006 modifié relatif aux travaux miniers, aux travaux de stockage souterrain et à la police des mines et des stockages souterrains et à l'ordonnance de février 2022. Ces démarches demandent plusieurs mois, sont longues et complexes et s'avèrent être souvent dissuasives.

Le logigramme ci-après résume la situation française⁴⁵.

Sur les procédures, on retrouve des problèmes non spécifiques des STES, à savoir la lenteur des procédures pour les contrats de délégation de services publics (DSP), mais aussi pour les schémas juridiques de gouvernance des partenariats public-privé.

En ce qui concerne le financement, c'est le fond chaleur de l'ADEME qui intervient. : il est destiné à l'habitat collectif, aux collectivités et aux entreprises. Les aides, relatives à la géothermie, sont annoncées entre 30 et 50 % du surcoût d'investissement par rapport aux chaudières au gaz naturel. Selon les personnes que nous avons auditionnées, en raison de l'exclusion de nombreux éléments des installations (échangeurs de chaleur, travaux périphériques), c'est en réalité plutôt au niveau de 20 à 25 % que le fond intervient.

En outre, les acteurs intervenant dans plusieurs régions ont noté des disparités significatives de traitement d'une région à l'autre, ce qui est problématique !

Enfin, l'étude de faisabilité, requise par sécurité pour la géothermie, mais pas pour les autres technologies de renouvelables, pénalise celle-ci, son coût pouvant représenter 2 à 5 % de l'investissement total.

45 https://www.centre-val-de-loire.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/geothermie_logigramme_des_reglementations_applicables.pdf

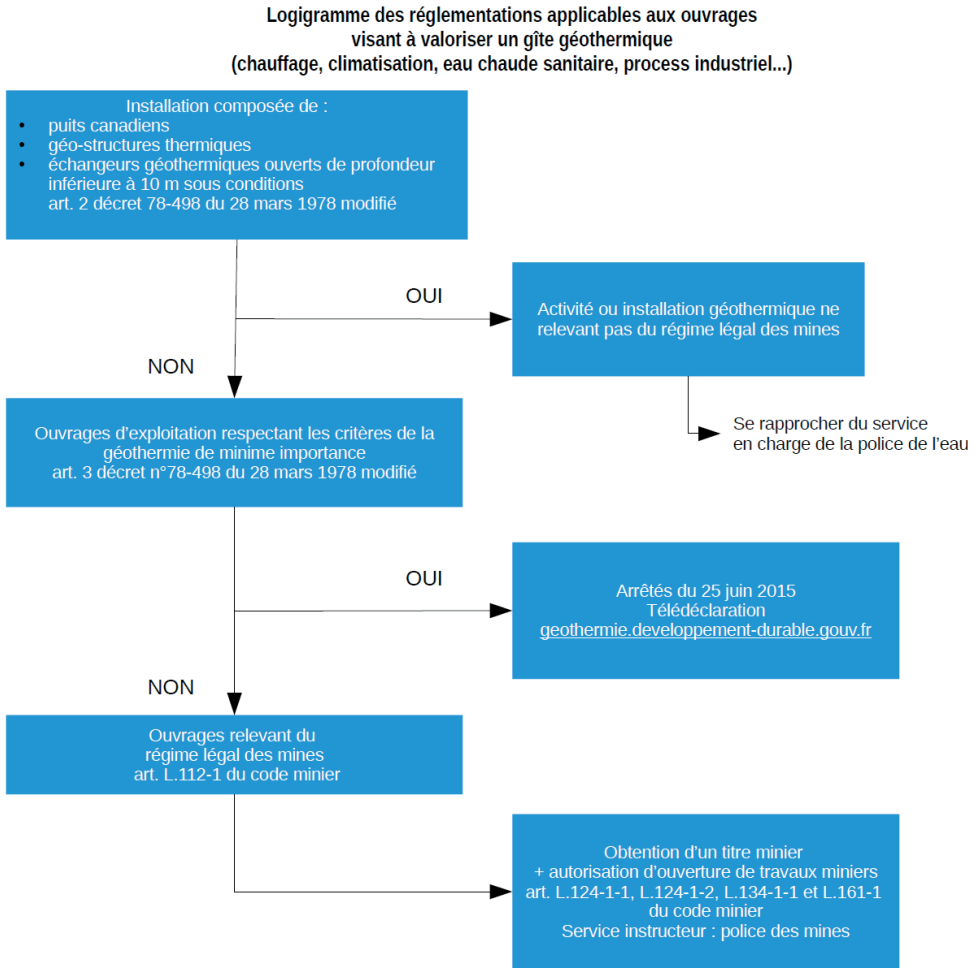


Figure 12. Logigramme des réglementations en France (2023)

En Allemagne, l'étude de faisabilité est subventionnée jusqu'à 60% dans la limite de 600 k€ pour les réseaux de chaleur dits 4.0⁴⁶ et ces réseaux eux-mêmes peuvent être subventionnés à 50% dans la limite de 15 M€. Des aides locales peuvent s'ajouter.

Par ailleurs, dans certains Länder, les villes/collectivités locales doivent réaliser une étude de planification sur la fourniture de chaleur.

Toujours en Allemagne, les dépenses des universités et instituts de recherche qui interviennent dans le cadre d'une activité non économique avec un demandeur de réseau de chaleur 4.0 peuvent être financés jusqu'à 1 M€.

En Suisse, le site de l'Office fédéral de l'énergie, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home.html>, s'intéresse aussi au sujet du stockage de la chaleur : « conserver pour l'hiver les rejets de chaleur inévitables ».

7.2. RÉDUIRE LES FREINS

Le premier défi pour le déploiement des STES est législatif et réglementaire. Le sous-sol a été nationalisé au moment de la Révolution française, alors qu'avant il appartenait à ceux qui possédaient la terre. Le système législatif a progressivement dérivé ces dernières années d'un sous-sol « bien commun » à un sous-sol et trop et inutilement souvent interdit notamment par des zones « rouges » de la GMI un peu trop étendues. Beaucoup de possibilités sont bloquées par cette situation. Un retour d'expérience sur les zones rouges pourrait être utile.

On peut s'interroger par ailleurs sur l'encadrement réglementaire d'activité de stockage/récupération de chaleur à des profondeurs relativement faibles (inférieures à 200 m), mais de puissance plus importante que les

46 Il s'agit de réseaux « basse » température (inférieure à 80 °C) utilisant les énergies renouvelables, avec des pertes faibles et fortement instrumentés. Pour plus d'information sur cette terminologie utilisée en Allemagne voir par exemple :

<https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/W%C3%A4rmenetze-4.0-Endbericht-final.pdf>

500 kW relevant de la GMI. Ce qui compte du point de vue physique, ce sont les flux de chaleur par m² et non une puissance absolue : pour des sites de surface au sol importante, la limite de 500 kW peut représenter un blocage inutile. Les technologies des ATES et des BTES sont des technologies matures : la limite pourrait être portée à 2 MW par exemple. En outre, pour limiter l'extension horizontale des champs de sonde et simplifier certaines situations, il pourrait être judicieux de porter la limite verticale à 300 mètres comme suggéré par plusieurs des personnes que nous avons auditionnées.

Le développement plus large d'opérations de stockage/déstockage de chaleur à des puissances et des profondeurs plus « flexibles » nécessite donc une évolution de la réglementation. Cette évolution de la réglementation devrait être basée sur un examen de la balance « risques-bénéfices », et, autant que, possible conserver le régime simplifié qui prévaut actuellement pour la GMI, avec constitution éventuelle d'un dossier complémentaire d'étude d'impacts.

De plus, le secteur du bâtiment neuf est régi par la RE2020 qui n'est pas vraiment favorable à la prise en compte du rafraîchissement : une meilleure prise en compte du froid/de la fraîcheur apporté par les solutions géothermiques et les STES s'impose à l'heure du changement climatique où les épisodes caniculaires se multiplient.

C'est dire aussi que la réversibilité des émetteurs doit être valorisée et que la performance effective moyenne des PAC et leurs progrès gagneraient à être pris en compte dans les « moteurs de calcul » de manière réaliste et honnête ! Ceci concerne non seulement la RE2020, mais aussi le mode de calcul officiel⁴⁷ de la part renouvelable du contenu CO₂ du kWh des réseaux de chaleur où la part renouvelable électrique liée aux pompes à chaleur n'est pas valorisée...

47 Voir : https://www.fedene.fr/wp-content/uploads/sites/2/2018/10/Guide_explicatif_fichier%C3%A9capitulative-CO2_v2.pdf

Chapitre 8

UNE FILIÈRE À STRUCTURER POUR BÉNÉFICIER DU POTENTIEL

8.1. LA SITUATION ACTUELLE

La filière nécessaire à un large déploiement des STES comprend des bureaux d'études, des entreprises de forage et/ou de terrassements (suivant qu'il s'agit des ATES et des BTES ou des autres types de STES) des industriels fournissant les PAC géothermiques et les autres matériels nécessaires. Les métiers vont du géologue au thermicien du bâtiment, du foreur à l'installateur de PAC géothermique (dans le cas des ATES et des BTES), sans oublier l'intégrateur spécialiste de la conception-optimisation des ensembles bâtiment-STES-terrain, qui demande une compétence pointue de modélisation.

Même si plusieurs grands groupes ont des filiales ou des start-ups qui sont actives pour faire réaliser des STES, il n'existe pas à ce jour d'opérateur de taille nationale en mesure d'offrir des installations clé en main. L'offre est atomisée au niveau régional tant en ce qui concerne les bureaux d'étude, les entreprises de forage, les installateurs, les équipementiers : ils ne sont pas en nombre suffisant et si certains sont manifestement au meilleur niveau... d'autres ne sont pas vraiment à un niveau industriel leur permettant en particulier l'utilisation des outils de simulation nécessaires.

Le développement significatif du stockage intersaisonnier de chaleur nécessite un écosystème industriel adapté. Or, actuellement :

- dans le domaine des forages, un manque de foreurs qualifiés semble être le point le plus critique et nécessite un plan d'actions significatif (voir en 8.2 ci-après et la recommandation 1) ;
- dans le domaine des PAC géothermiques, 2 700 seulement ont été installées en 2021, comme indiqué précédemment. La multiplication par 10, par exemple, du nombre d'installations annuelles nouvelles, n'en ferait pas pour autant une solution largement et rapidement déployée. En tout état de cause cela nécessiterait une disponibilité voire une production adaptées en France (en Europe ?) de ces équipements et/ou de leurs composants ;
- dans le domaine du déploiement aussi, le nombre d'acteurs capables de concevoir, d'intégrer les éléments constitutifs des STES, n'hésitant pas à faire des offres clé en main comprenant l'installation mais aussi la maintenance est limité.

Autre point critique mentionné plus haut : la relative complexité de ces systèmes nécessite de savoir intégrer la/les PAC eau-eau, les autres éléments tels les panneaux solaires thermiques, les récupérateurs de chaleur, les couplages entre éléments, en prenant en compte les questions de qualité et de coût induits. Ceci nécessite de progresser dans l'industrialisation de ces ensembles et dans les compétences d'intégration : plusieurs acteurs de la filière y travaillent et doivent être encouragés.

À noter que la qualité des données et celle des outils de simulation utilisés sont clés pour un design optimal, pour des coûts et des émissions en fonctionnement aussi réduits que possible dans la durée. Ceci concerne le bâtiment d'une part, le sous-sol d'autre part, ainsi que la pompe à chaleur et l'ensemble de l'installation et ce, en tenant compte du climat local. Il existe, en logiciel libre ou sur le marché, des logiciels relatifs à chacun

des éléments⁴⁸, mais aussi des plateformes logicielles permettant l'approche système, c'est-à-dire les couplages entre éléments.

La qualité de la simulation de chacun des éléments précédents et de leur couplage utilisé par les entreprises concevant les STES est un facteur différenciant fort : l'outil d'optimisation système développé par certaines entreprises du secteur est un élément – clé de leur savoir – faire.

Il faut ajouter que l'utilisation de modélisations fines est indispensable dans des situations géologiques et/ou hydrogéologiques complexes, tout spécialement dans les zones denses avec des risques d'interférences de voisinage entre installations. Parfois, une modélisation multiphysique peut être utile.

8.2. LES ÉVOLUTIONS À POUSSER POUR LE DÉVELOPPEMENT D'UNE FILIÈRE INDUSTRIELLE

La structuration de l'offre et le développement des compétences sur les STES pourrait être favorisée notamment par :

- un soutien explicite des pouvoirs publics au déploiement des STES, la facilitation de leur mise en place, en priorité des ATES et des BTES, qui peuvent bénéficier des actions sur la géothermie classique et réciproquement ;
- l'analyse fine de l'état actuel de l'écosystème industriel nécessaire, qui sort du cadre de cette étude, pourrait montrer que quelques dizaines de millions d'euros en provenance de France 2030 pour innover en matière de PAC eau-eau géothermiques et des systèmes les intégrant pourraient être très utiles ;

48 Ainsi en est-il par exemple pour la propagation de la chaleur dans les nappes avec le logiciel libre MODFLOW, développé par l'U.S. Geological Survey (USGS), qui est largement utilisé.

- la mise en place d'un soutien public aux études de faisabilité à l'image des mécanismes de subvention mis en place en Allemagne (voir les recommandations) ;
- l'encouragement à l'utilisation des subventions de l'ADEME par les collectivités et les communautés de communes de manière que celles-ci réalisent des schémas directeurs de mobilisation de la chaleur renouvelable sur leur territoire.

Ces mesures sont de nature à augmenter le nombre, la taille et l'activité des acteurs, et, de ce fait, d'améliorer les compétences disponibles et leur niveau.

Au-delà de ces mesures, trois actions spécifiques métiers faciliteraient les évolutions nécessaires :

1. Une politique de partage public des données de forage adaptée à la croissance du secteur

Dans de nombreux pays les données acquises sont publiques et accessibles via des sites gouvernementaux gratuits. Les carottes et déblais de forage (*cuttings*) acquis sont eux aussi versés dans le domaine public et mis gratuitement à la disposition de ceux qui en ont besoin. Les carothèques sont gouvernementales et à la disposition des publics, industriels ou chercheurs.

En France, dans InfoTerre sur le site du BRGM, existe une banque du sous-sol, la BSS (Voir : <https://infoterre.brgm.fr/page/banque-sol-bss>). Y sont mises à la disposition du public plus de 700 000 descriptions d'ouvrages souterrains accompagnées d'un ensemble de plus de 2 000 000 de documents numérisés. Près de la moitié des ouvrages possèdent une coupe géologique succincte, et environ 20% possèdent une coupe géologique élaborée vérifiée par un professionnel.

L'enjeu d'une carothèque nationale est important et doit être soutenu, en donnant des moyens au BRGM et aux équipes de recherche académique d'aller plus loin que la « cybercarothèque » en émergence <https://>

cybercarotheque.fr/, en y associant les carothèques de Engie et des pétroliers.

2. Un effort particulier sur la profession des foreurs et des installateurs

Le manque actuel de foreurs est vu comme un goulet d'étranglement par toutes les personnes auditionnées pour un développement plus rapide de la géothermie et du stockage intersaisonnier de chaleur dans notre pays. Le nombre de foreurs qualifiés (et certifiés par le label professionnel Qualiforage) est en effet trop limité comme nous l'ont confirmé les acteurs de terrain que nous avons auditionnés. Le métier des foreurs doit être valorisé, car c'est un métier de terrain avec des risques et peu de marges.

Le gouvernement, dans son plan d'accélération de la géothermie annoncé en février 2023, a prévu des actions qui vont en ce sens (actions 1-A et 1-B).

Certains des diplômés des campus des métiers pourraient être orientés vers cette profession. Cela élèverait le niveau des compétences de cette profession restée dans nombre de cas très mécanique et sans doute pas assez technologique en termes d'approche du sous-sol. Pour la plupart, le métier a, en effet, été appris sur le terrain, sans que les bases souhaitables de la compréhension du sous-sol n'aient été enseignées, sauf dans le cas de foreurs du domaine pétrolier qui se reconvertissent.

En outre, le transfert des techniques de forage pétrolières, telles les forages orientés, pour les systèmes objet de ce rapport nécessite des actions d'éducation et de formation.

Le manque d'installateurs capables d'installer et de maintenir ces systèmes a aussi été fortement noté par les personnes que nous avons auditionnées. Des formations assurant les compétences d'intégration correspondantes doivent être mises en place.

3. L'introduction des STES dans le système d'éducation/formation français

Sur le plan des formations, des universités françaises et, dans une moindre mesure, certaines écoles d'ingénieur (ENSG et LaSalle à Beauvais) ont des parcours à Bac + 3 ou 5 en géosciences avec un nombre suffisants d'élèves. Certains étudiants souhaitent être recrutés dans la recherche académique, après une thèse, ou par les grands groupes dédiés aux matières premières qui offrent des carrières internationales, mais beaucoup restent en France et sont mobilisables pour rejoindre les entreprises qui œuvrent d'une manière ou d'une autre dans le stockage intersaisonnier de chaleur. Les manques de compétences en nombre et en qualité sont plutôt du côté des foreurs, mais aussi des installateurs.

La proche surface n'est pas considérée par beaucoup d'enseignants-chercheurs en géosciences comme très intéressante, car ils n'ont pas eu l'occasion de prendre conscience des enjeux sous-jacents. Mais la physique y reste la même et les propriétés des roches et des sols suivent les mêmes règles ! Un simple changement de discours de la part des enseignants devrait permettre de rééquilibrer l'envie des jeunes à travailler dans ces filières, d'autant que les énergies vertes et un travail en France attirent beaucoup de jeunes professionnels.

Plusieurs campus des métiers assurent la formation des jeunes vers les métiers de la production de l'énergie. Le niveau de formation en hydrogéologie pourrait y être amélioré. De plus, si certains de ces campus étaient équipés de systèmes de stockage intersaisonnier de la chaleur, les élèves pourraient s'y familiariser avec ces techniques et les mesures de terrain associées. Il semble d'ailleurs ne pas exister de BTS pompes à chaleur, ni de BTS sur les stockages intersaisonniers.

Les bureaux d'études d'énergéticiens ne sont pas les bureaux d'étude de thermiciens. Ces derniers sont les utilisateurs de la chaleur, mais sont en général peu compétents sur sa production, autre que par les méthodes traditionnelles. Les énergéticiens reçoivent une formation étendue sur la production des énergies en général, chaleur, froid, électricité, sous toutes leurs formes. Il est recommandé que la formation de ces profils soit renforcée en qualité et en nombre. La présence de ces spécialités dans les bureaux d'étude est insuffisante aujourd'hui.

Chapitre 9

DES MODÈLES D'AFFAIRES VARIÉS POUR VALORISER LE POTENTIEL

Il existe une grande diversité de situations :

- Maison familiale, immeuble d'habitations ou de bureau, collectivités locales, etc., en zone urbaine ou en zone rurale ;
- Construction ou rénovation d'une maison, d'un lotissement, d'un immeuble de bureau, d'un réseau de chaleur ou de froid (ou son extension).

Elles ne sont pas spécifiques de la problématique du stockage intersaisonnier de chaleur. Celui-ci peut bénéficier des nombreuses solutions existantes, pour la chaleur en général, mais aussi pour d'autres besoins et services essentiels.

Pour les maisons particulières comme pour le collectif, une tendance de fond est le passage d'une offre de simple fourniture d'un système de chauffage et/ou de climatisation, à celle d'une fourniture de kWh, voire celle d'une performance garantie avec un bas niveau de CO₂ et un coût maîtrisé sur une durée de 20 ans par exemple : ceci peut permettre au fournisseur du service d'assurer l'investissement de manière rentable et de s'assurer d'un revenu dans la durée tout en libérant le client du souci de ses besoins de chaleur/froid. Ceci favorise la maîtrise des coûts complets dans la durée. Ceci est particulièrement adapté aux STES dont la pleine performance en termes d'émissions et de performance suppose un suivi temps réel et long terme réalisé à faible coût via Internet comme le suivi

à distance d'un nombre croissant d'appareils et de systèmes domestiques notamment.

À l'échelle d'une collectivité, d'une ville ou d'un quartier, la commune ayant la responsabilité de ses infrastructures, elle décide du système de gouvernance à mettre en place en fonction de sa volonté, de ses ressources et de ses compétences.

Là encore, les questions ne sont pas spécifiques aux STES. Qui finance tout ou partie l'investissement de la création ou de l'extension ? Qui fournit la trésorerie, fixe le tarif du kWh payé par les clients ? Qui contractualise avec les clients et assure la gestion ? Comment sont couvertes les dépenses ? Celles de l'opérateur éventuel ? Quelles sont les responsabilités et la répartition des risques entre la collectivité et/ou celle de l'opérateur éventuel ? De la régie publique ou privée à l'affermage et la concession, nombre de solutions existent.

L'une des plus récentes, créée en France en 2014, la SEMOP (Société d'économie mixte à opération unique) semble avoir le vent en poupe. Plusieurs des personnes auditionnées ont souligné que les SEMOP combinent les avantages du secteur public et du secteur privé, permet d'éviter certaines contraintes des marchés publics, et assure une transparence plus grande sur les coûts que d'autres approches⁴⁹.

Il est utile de noter que lors de la création et l'extension des réseaux de chaleur, l'introduction d'un ou plusieurs stockages intersaisonniers dans un réseau existant permet de réduire les émissions de CO₂ par kWh par rapport à des solutions de géothermies classiques et que ceci sera de plus en plus valorisable avec le développement des politiques publiques

49 Une société d'économie mixte à opération unique (SEMOP) est une société ayant pour vocation exclusive la conclusion et l'exécution d'un contrat passé entre :

- une collectivité territoriale, un groupement de collectivités territoriales (ou un syndicat mixte défini à l'article L 5721-2 du code général des collectivités territoriales),
- et au moins un actionnaire opérateur économique (sélectionné après une mise en concurrence.) Réf : <https://outil2amenagement.cerema.fr/la-societe-d-economie-mixte-a-operation-unique-r542.html>

pour réduire les émissions. Les coûts complets dans la durée en seront de plus en plus intéressants, avec des temps de retour sur investissement couramment de moins de 10 ans ! Les subventions de l'ADEME gagneraient à être liées à une transmission des données d'exploitation dans la durée.

Enfin, on notera que coupler un STES à un réseau de chaleur basse température peut être plus facile que de le faire pour un bâtiment unique, car trouver un endroit pour assurer forage et stockage⁵⁰ peut s'avérer compliqué.

50 Il est banal et utile de penser les contrats relatifs aux réseaux de chaleur et leur zone de desserte sur le long terme : il faut favoriser les initiatives futures de mise en place de STES, et, plus généralement, de projets de décarbonation, connectés ou non aux réseaux existants en fonction de la distance et des opportunités.

Chapitre 10

CINQ RECOMMANDATIONS EN GUISE DE CONCLUSION

Un ensemble d'actions, limité, cohérent, et peu coûteux pour le budget énergie de l'État, permettrait en quelques années de libérer le potentiel de ces technologies pour réduire les consommations d'énergie et les émissions de CO₂ des bâtiments. Elles sont cohérentes avec les actions prévues dans le plan d'accélération gouvernemental de février 2023 précité⁵¹ et vont plus loin sur certains points.

Recommandation 1 : adapter les réglementations pour faciliter le déploiement des STES et aider au développement d'une offre industrielle

- Porter la limite de puissance de la GMI à 2 MW, ou, introduire une limite supérieure à la puissance extraite par unité de volume de sous-sol entre 500 kW et 2 MW et porter la profondeur maximale à 300 mètres.
- Améliorer la prise en compte de l'apport de la fraîcheur/du froid dans la RE2020 ainsi que de la performance effective des pompes à chaleur eau-eau utilisées dans les STES (et la géothermie en général).
- Limiter autant que possible les zones rouges de la GMI et accélérer les procédures pour les demandes en dehors des zones vertes.

Soutenir les villes et collectivités étudiant et adoptant un plan de fourniture de chaleur comprenant des STES.

51 <https://www.ecologie.gouv.fr/geothermie-plan-daction-accelerer>

- Soutenir les métiers de foreurs et d'installateurs.
- Renforcer la maîtrise de la technologie des pompes à chaleur géothermiques par un soutien de FR2030 et un soutien de l'écosystème industriel associé.

Recommandation 2 : assurer effectivement un financement au moins comparable à celui des autres ENR

- Subventionner les études de faisabilité des STES, pour des bâtiments et des réseaux de chaleur en échange de la mise à disposition publique des données, dans la limite de 50 % par exemple.
- Comparer les aides apportées aux différents moyens de décarboner en fonction du coût par tonne de CO₂ évitée. Cela pourrait conduire à augmenter le Fond Chaleur de l'ADEME et peut-être à en réduire d'autres.
- Dans l'utilisation du Fond Chaleur de l'ADEME homogénéiser les pratiques des agences régionales vis-à-vis des projets de STES et de géothermie (ou recréer un guichet national) et sécuriser des sommes suffisantes.
- Renforcer les subventions, notamment par une meilleure prise en compte des éléments autres que la pompe à chaleur (l'échangeur de chaleur typiquement) en contrepartie d'une mise à disposition publique des données de suivi pendant cinq ans par exemple.

Recommandation 3 : promouvoir les formations, développer les compétences et les outils

- Développer les formations initiales et continues de foreurs et les promouvoir ; faire de même pour les installateurs de STES.
- Promouvoir l'introduction des STES dans les enseignements touchant à la transition énergétique : BTS fluides-énergies-environnements, BTS fluides-énergies-domotique, DUT génie thermique et énergie, sans oublier les licences et licences professionnelles énergies renouvelables, etc.
- Faciliter le développement et la diffusion à coût accessible des outils de simulation nécessaires.

Recommandation 4 : informer le public et sensibiliser l'ensemble des parties prenantes pour promouvoir les STES

- Introduire les éléments nécessaires sur le site de l'ADEME, aussi bien pour les installations individuelles et collectives que pour les réseaux de chaleur.
- Faire réaliser par l'ADEME, le BRGM et le CSTB, en lien avec l'AFPG, le SER et l'AFPAC notamment, une campagne de communication sur les solutions existantes auprès des décideurs des collectivités territoriales et notamment les élus, plus généralement les maîtres d'ouvrage publics et privés et les bureaux d'études – c'est d'ailleurs l'objet du Collectif France Géoénergie qui rassemble une partie d'entre eux, mais pas spécialement sur les STES.
- Réaliser quelques STES « visibles » lors de la rénovation de bâtiments publics emblématiques (Val-de-Grâce à Paris, grands campus universitaires⁵² par exemple), et, plus généralement, favoriser leur déploiement pour les bâtiments de l'État afin de servir de référence.

52 Comme cela se fait aussi à l'étranger (campus d'Eindhoven aux Pays-Bas par exemple).

Recommandation 5 : soutenir les actions de R&D

- Inclure dans France 2030 des ressources (quelques dizaines de M€) pour favoriser l'innovation dans les PAC eau-eau, développer leur maîtrise industrielle et leur intégration avec les autres éléments constitutifs des STES (échangeurs, etc.).
- Développer le domaine des stratégies de contrôle des divers types de STES.
- Préparer l'arrivée de stockages à haute température comme le font d'autres pays (hors sujet de ce rapport!).

En conclusion, le déploiement des STES qui utilisent le sous-sol (ATES et BTES) devrait devenir, prioritairement, mais non exclusivement, un axe clé de la décarbonation des besoins de chaleur (chaud, froid, eau chaude) des bâtiments. Dit autrement, le pourcentage de nouveaux projets de géothermie de minime importance comprenant de la géothermie active, c'est-à-dire du stockage intersaisonnier de chaleur, devrait augmenter rapidement : cela permettrait de décarboner à moindre coût dans la durée, de le faire en utilisant moins d'électricité notamment en période de pointe de consommation, de valoriser plus efficacement que d'autres procédés des surplus d'électricité renouvelables. Enfin, un STES garantit mieux que la géothermie classique la stabilité des terrains et la performance thermodynamique dans la durée.

Sur les quelques 100 TWh de chaleur géothermique visés pour 2040 environ, un pourcentage significatif devrait bénéficier de tels stockages ; cette orientation d'intérêt national semble possible si la volonté politique est au rendez-vous, car les obstacles sont surtout culturels, industriels et réglementaires.

Annexe 1

LES RÉSEAUX DE CHALEUR ET LES STOCKAGES INTERSAISONNIERS

Essentiellement présents dans les zones urbaines denses, les réseaux de chaleur et de froid urbains DHC (*District Heat and Cooling*) sont désormais alimentés en France à 60 % par des énergies renouvelables et de récupération. Cependant, le chauffage urbain ne représente que 6 % du secteur national de la chaleur pour l'eau chaude sanitaire et le système de chauffage. En revanche, les réseaux de froid sont beaucoup plus récents et connaissent une croissance importante. Voici quelques données 2020 issues du CEREMA, le Centre d'études et d'expertise sur les risques, la mobilité et l'aménagement⁵³.

833 district heating networks

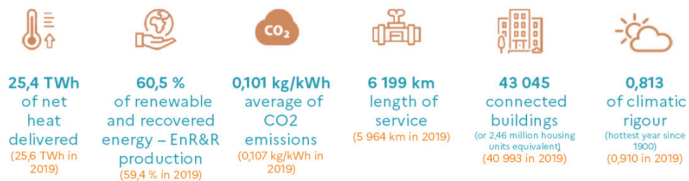


Figure 1. Quelques chiffres sur les réseaux de chaleur.

53 [https://reseaux-chaleur.cerema.fr/espace-documentaire/les-reseaux-chaleur-en-france#:~:text=Les%20r%C3%A9seaux%20de%20chaleur%20desservent,publics\)%20en%20consomme%2034%20%25.](https://reseaux-chaleur.cerema.fr/espace-documentaire/les-reseaux-chaleur-en-france#:~:text=Les%20r%C3%A9seaux%20de%20chaleur%20desservent,publics)%20en%20consomme%2034%20%25.)

32 district cooling networks

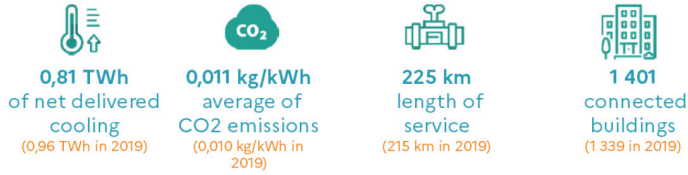


Figure 2. Quelques chiffres sur les réseaux de froid.

Les 833 réseaux de chaleur français desservent environ 2,46 millions d'équivalents-logements (soit 25,4 TWh de chaleur livrés en 2020) majoritairement dans des zones urbaines denses. Le résidentiel consomme environ 55% de la chaleur livrée, tandis que le tertiaire (y compris les services publics) en consomme 34%.

La PPE 2020 fixe un objectif d'augmentation de la chaleur d'origine renouvelable à 196 TWh en 2023 et une fourchette comprise entre 218 TWh et 247 TWh pour 2028. Cette croissance passera par deux actions :

- Augmentation de la part des énergies renouvelables et de récupération : elle est déjà passée de 31% en 2009 à 60% en 2019 (Source FEDENE, Fédération des services énergie environnement, Chiffres 2020)
- Augmentation du nombre de logements raccordés qui se traduira par une augmentation de la chaleur livrée : alors que la chaleur renouvelable et de récupération atteignait 14 TWh en 2018, l'objectif est d'atteindre 24,4 TWh en 2023 et une valeur comprise entre 31 et 36 TWh en 2028.

Pour optimiser le dimensionnement et le fonctionnement d'un réseau de chaleur, le recours à une unité de stockage thermique est un moyen efficace : elle emmagasine de la chaleur quand elle est produite par une installation dans des moments où elle n'a pas de consommateurs et la restitue quand la demande de chaleur est importante. Pour stocker la chaleur, il existe aujourd'hui un nombre important de techniques, éprouvées ou en cours de validation industrielle. À ce jour, seul le stockage sensible a été mis en œuvre à l'échelle des réseaux de chaleur.

LES DIFFÉRENTES GÉNÉRATIONS DE RÉSEAUX DE CHALEUR

Les trois premières générations ont toutes été développées dans un contexte d’approvisionnement dominé par les combustibles fossiles. **Le chauffage urbain de quatrième génération (4GDH) est utilisé comme label ou expression depuis 2008 pour décrire une voie de transition pour la décarbonation du secteur du chauffage urbain** et a été défini plus en détail en 2014. Il s’agit d’un passage progressif à des réseaux de chaleur à plus basse température, par exemple, la 4G alimentant à environ 55 °C. Cependant, les appellations "3G", "4G", ne sont pas normatives, et encore moins réglementaires.

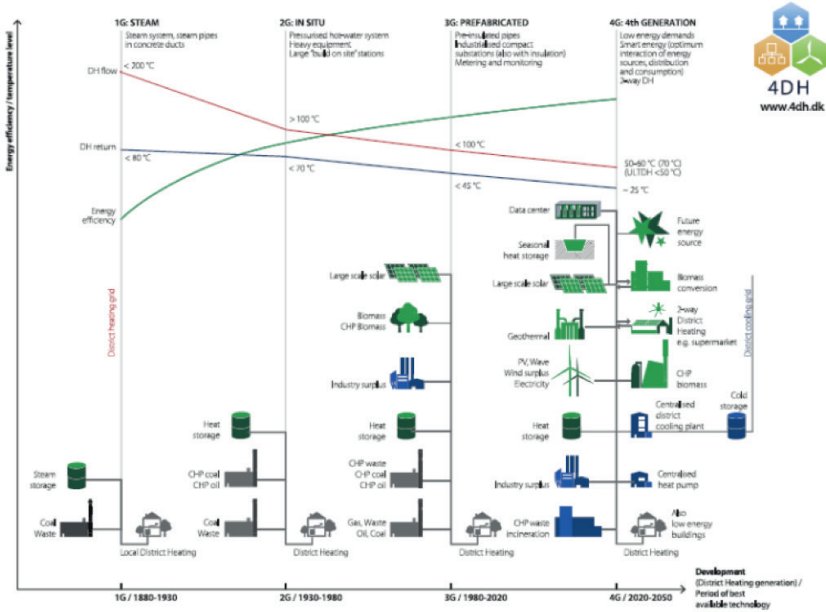


Figure 3. Le concept de 4GDH comparé aux générations précédentes de DH (Lund *et al.*, 2018⁵⁴). Cette version inclut notamment le chauffage urbain à ultra-basse température (ULTDH).

54 https://www.sdu.dk/-/media/files/om_sdu/institutter/iti/forskning/nato%20arw/literature/4th%20generation%20district%20heating%204gdh.pdf

Le réseau de chaleur urbain de 4^e génération (4GDH) devrait être conçu avec un objectif explicite de décarbonisation. Contrairement aux trois premières générations, le développement de cette 4^e génération implique d'équilibrer l'approvisionnement en énergie et la conservation de l'énergie et de relever ainsi le défi d'approvisionner en chaleur des bâtiments de plus en plus économes en énergie pour répondre aux besoins de chauffage des locaux et d'eau chaude sanitaire. **Avec l'émergence de la 4^e génération, le stockage thermique saisonnier est devenu une solution viable pour le stockage à long terme de sources de chaleur disponibles en fonction des saisons** et un moyen de mettre en place un système énergétique intelligent et intégré. Une pompe à chaleur centrale, combinée avec le stockage de la chaleur et du froid, permet un fonctionnement intelligent de la pompe à chaleur avec la possibilité de stocker la chaleur de l'été et du froid de l'hiver.

Le concept d'une 5^e génération de réseaux de chaleur et de froid urbain est discuté depuis quelques années et pas encore parfaitement défini. À la suite de l'analyse de 40 5GDHC en Europe (Suisse, Allemagne, Pays-Bas, Norvège, Belgique, Italie et Grande-Bretagne), Buffa *et al.* (2019) ont tenté de réviser les définitions rencontrées et d'introduire une définition non ambiguë des réseaux de chaleur et de froid urbains de cinquième génération. Si la topologie de ces réseaux est discutée, néanmoins, les températures des fluides ($\leq 40/50$ °C) sont inférieures à celle des réseaux 4G.

« Un réseau 5GDHC est un réseau d'approvisionnement en énergie thermique qui utilise de l'eau ou de la saumure comme support et des sous-stations hybrides avec des pompes à chaleur à source d'eau (Water Source Heat Pumps, WSHP). Il fonctionne à des températures si proches de celles du sol qu'il n'est pas adapté au chauffage direct. La basse température du fluide porteur permet d'exploiter directement la chaleur excédentaire industrielle et urbaine et d'utiliser des sources de chaleur renouvelables à faible contenu thermique. La possibilité d'inverser le fonctionnement des sous-stations des clients permet de couvrir simultanément et avec les mêmes canalisations les demandes de chauffage et de refroidissement de différents bâtiments. Grâce aux sous-stations hybrides, la technologie 5GDHC améliore le couplage sectoriel des réseaux thermiques, électriques et gaziers dans un système énergétique intelligent décentralisé. »

Dans cette perspective, le réseau de Mijwater à Heerlen, aux Pays-Bas, figure ci-dessous, est technologiquement l'un des systèmes 5GDHC les plus avancés (Buffa *et al.*, 2019). C'est un réseau fonctionnant à des températures proches de celles du sol grâce à un échange bidirectionnel de chaleur et de froid entre les bâtiments connectés, **facilité par le stockage intersaisonnier.**

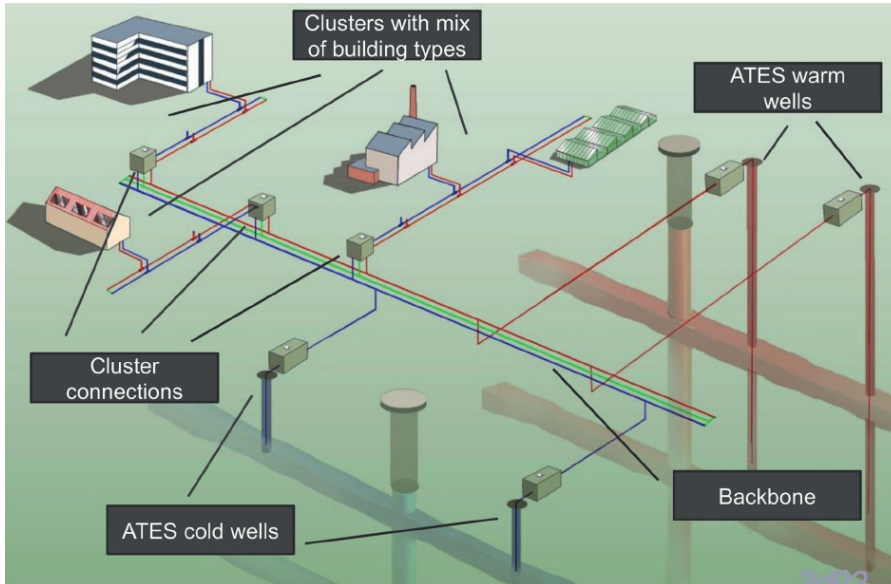


Figure 4. Une impression d'artiste du système Mijwater. La figure montre trois connexions de grappes, les tuyaux de l'épine dorsale et des puits chauds et froids. (avec l'aimable autorisation de Mijwater B.V.). Tiré de Boesten *et al.*, 2019

Pour certains auteurs (Revesz *et al.*, 2020), ces systèmes 5G ont une topologie très différente des réseaux 4G, comprenant des pompes à chaleur décentralisées plutôt qu'une seule grande centrale énergétique, ce qui permet de partager le chauffage et la climatisation au travers d'une boucle à très basse température (boucle tempérée) ces réseaux 5G peuvent devenir une partie centrale d'un système énergétique « intelligent » intégré fournissant de l'énergie pour le chauffage et le refroidissement. **Dans ce cas, il est suggéré d'utiliser des BTES pour l'équilibrage saisonnier**⁵⁵.

55 Voir par exemple le rapport du projet européen Flexynets : <http://www.flexynets.eu/en/Project>

Le concept de réseaux de chaleur de 5^e génération n'est pas à l'heure actuelle parfaitement défini et partagé. Toutefois, une synergie revendiquée de chauffage et de refroidissement combinés domine dans la littérature sur la 5GDHC, alors que la définition de la 4GDH repose sur des synergies multiples.

Toutes deux seront mises en œuvre au cours des prochaines décennies. Pour Lund *et al.* (2021), l'amélioration de l'efficacité énergétique du système n'étant pas imposée pour le passage de la 4GDH à la 5GDHC, ce qui est généralement le cas pour une transition vers la 4GDH à partir d'une génération précédente, la 5GDHC ne doit pas être considérée comme une évolution séquentielle ou sérielle de la 4GDH; il s'agit plutôt d'une évolution parallèle. La 5GDHC peut même être considérée comme un frère ou une sœur de la grande famille 4GDH, qui comprend de nombreuses options technologiques différentes. Par conséquent, la 4GDH et la 5GDHC ne se substitueront jamais totalement l'une à l'autre, mais seront des options complémentaires.

Du point de vue du marché et de l'expansion, le concept 5GDHC deviendra plus adapté et plus compétitif dans les endroits où les demandes de chauffage et de refroidissement sont d'ampleur similaire, où les utilisateurs finaux peuvent échanger de la chaleur sans qu'il y ait de sources évidentes et bon marché d'énergie thermique pour le chauffage ou le refroidissement.

En France, il y a peu de réseaux 4G. Il semblerait que les opérateurs préfèrent le "3G", c'est-à-dire des réseaux avec une température de retour > 60 °C, de manière à pouvoir produire de l'eau chaude sanitaire suffisamment chaude en tout point du réseau, c'est-à-dire respectant les contraintes réglementaires relatives à la légionnelle. La Fedene (Fédération des services Énergie Environnement) met à disposition un site interactif cartographiant les réseaux de chaleur en France (<https://www.fedene.fr/cartographie-interactive-des-reseaux-de-chaleur-de-froid-en-france/>).

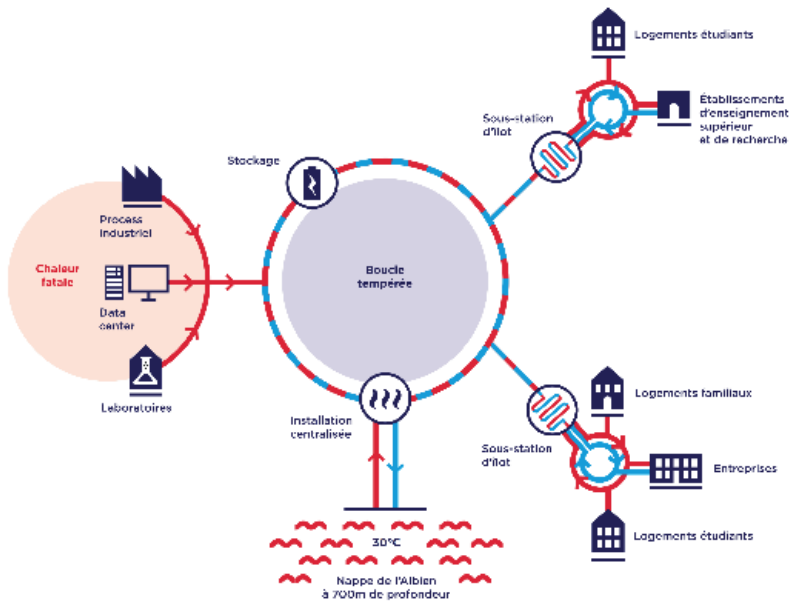


Figure 5. Schéma du réseau d'échange thermique de Paris-Saclay.

Le réseau d'échange de chaleur et de froid à basse température de Paris-Saclay (inauguré en 2019) est alimenté par la nappe souterraine de l'Albien à une température moyenne de 30 °C, grâce à 2 forages de 700 mètres de profondeur, la chaleur fatale issue du supercalculateur du CNRS, ou encore la récupération de chaleur issue du réseau de froid. Pour favoriser ces échanges entre froid et chaud, la production de chaleur et de froid s'effectue au niveau de sous-stations décentralisées, reliées entre elles par une boucle tempérée. Ce réseau de chaleur est le seul démonstrateur français du projet européen D2GRIDS (<https://5gdhc.eu/>) sur les réseaux de chaleur 5^e génération. Véolia a la charge de l'exploitation depuis 2023. L'objectif est de doubler la puissance du réseau d'ici 2028, soit plus de 100 GWh/an de chaleur et 20 GWh/an de froid vendu, ce qui correspond à la consommation moyenne de 10 000 foyers chaque année. Le doublement de la fourniture de chaleur se fera tout en assurant un taux d'énergie renouvelable et de récupération supérieur à 50 %.

Annexe 2

Liste des personnalités et experts auditionnés

- Marion BAILE, S2T
- Alice CHOUGNET, Geosophy
- Cyndi DEMICHEL, Celsius Energy
- Anthony DUMOULIN, S2T
- Bas GODSCHALK, IF Technology
- Philippe GOMBERT, INERIS
- Jacques GOULPEAU, Geosophy
- Jean-Jacques GRAFF, AFPG
- Bertrand GUILLEMOT, DALKIA
- Caroline GUION, ENGIE Solutions
- Christian HUE, Storengy
- Philippe JAMET, DALKIA
- Jean-Loup LACROIX, AFPG
- Hervé LESUEUR, BRGM
- Christophe LUTTMAN, AFPG
- Charles MARAGNA, BRGM
- Jérôme MATHIEU, S2T
- Constant MATON, Storengy
- Nicolas MONNEYRON, ENGIE Solutions
- Sandra MORO, Storengy
- Philippe PASQUIER, Polytechnique Montréal
- Michaël PHILIPPE, BRGM
- Olivier RACLE, ENGIE SA
- Simon SCHÜPPLER, EIFER (EDF R&D)
- Pierre TRÉMOLIÈRES, Accenta
- Roman ZORN, EIFER (EDF R&D)

Annexe 3

Membres du groupe de travail

- Olivier APPERT, Académie des technologies
- Yves BAMBERGER (animateur), Académie des technologies
- Sylvie GENTIER, BRGM
- Isabelle MORETTI, Académie des technologies
- Bernard SAUNIER, Académie des technologies
- Bernard TARDIEU, Académie des technologies
- Pierre TOULHOAT, Académie des technologies

Membres du secrétariat scientifique

- Boris BOURDONCLE⁵⁶
- Kevin ATTONATY

56 Boris Bourdoncle a participé à la première année des travaux, Kevin Attonaty à la seconde.

Glossaire

- ATES** : *Aquifer Thermal Energy Storage*, stockage de chaleur en aquifère,
BTES : *Borehole Thermal Energy Storage*, stockage de chaleur en champ de sondes,
CTES : *Cavern Thermal Energy Storage*, stockage de chaleur en cavité,
PTES : *Pit Thermal Energy Storage*, stockage de chaleur en fosse,
STES : *Seasonal Thermal Energy Storage*, systèmes de stockage de chaleur intersaisonnier (englobe toutes les catégories)
TTES : *Tank Thermal Energy Storage*, stockage de chaleur en cuve ou en réservoir,
UTES : *Underground Thermal Energy Storage*, stockage de chaleur dans le sous-sol (englobe ATES, BTES et CTES).
ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (France)
AIE (IEA en anglais) : Agence Internationale de l'énergie
BFE : *Bundesamt für Energie* (Office fédéral suisse de l'énergie)
BRGM : Bureau de recherches géologiques et minières
BSS : Banque du sous-sol du BRGM (base de données publiques)
CEREMA : Centre d'études et d'expertise sur les risques, la mobilité et l'aménagement
CEREN : Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie
COP : Coefficient de performance d'une PAC
DHC : *District Heat and Cooling* (réseau de chaleur et de froid)
DPE : Diagnostic de performance énergétique (indicateur de performance énergétique et climatique)
EP : Energie primaire (énergie avant toute transformation)
FEDENE : Fédération des services énergie environnement (association professionnelle)
Fond chaleur : Fond géré par l'ADEME (pour le développement de la production de chaleur et de froid renouvelables)
Géocooling : Rafraîchissement par le sol
GMI : Géothermie de minime importance (entre 10 et 200 m de profondeur)
PAC : Pompe à chaleur
PAC aérothermique : Pompe à chaleur air-air ou air-eau
PAC géothermique : Pompe à chaleur eau-eau
PCP : Puits à colonne permanente
Qualiforage : Label professionnel
RE2020 : Règlementation environnementale du bâtiment 2020
SCOP : Coefficient de performance saisonnier d'une PAC
SEMOP : Société d'économie mixte à opération unique

Stocker de la chaleur en été pour l'utiliser en hiver et, inversement, stocker le froid de l'hiver pour rafraîchir en été, tel est le but des systèmes de stockage de chaleur intersaisonnier (*Seasonal Thermal Energy Storage - STES*). La pratique de stocker le froid sous forme de glace était présent dès avant le Moyen-Âge !

Le stockage est fait usuellement dans le sol à faible profondeur. En France, le besoin de chaleur est supérieur au besoin de froid. Par rapport à un système géothermique classique, la recharge « active » du stockage pendant l'été permet de réduire la consommation d'électricité, le coût d'utilisation et les émissions.

Un large déploiement des STES, déjà initié ailleurs, permettra d'atteindre plus aisément les objectifs de décarbonation et d'améliorer notre souveraineté énergétique.

Ce rapport décrit les technologies et leur mise en œuvre ; ensuite il donne des éléments sur le potentiel de déploiement et les freins rencontrés. Enfin, cinq recommandations sont émises pour les surmonter.

Académie des technologies
Le Ponant - Bâtiment A
19, rue Leblanc
75015 PARIS
+33(0)1 53 85 44 44
secretariat@academie-technologies.fr
www.academie-technologies.fr

ISBN : 979-10-97579-51-7

