

ÉTUDE DE VALORISATION DU STOCKAGE THERMIQUE ET DU POWER-TO-HEAT

Novembre 2016

N° de contrat : 1514C0168

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME et l'ATEE par le groupement ARTELYS,
ENEA CONSULTING et le BRGM

Coordination technique : CANAL Patrick - **ATEE**
GERBAUD Manon - Service Réseaux et Energies Renouvelables, Direction Production et
Energies Durables, **ADEME**



RAPPORT D'ETUDE

En partenariat avec :



Avant-propos

Cette étude est financée par l'ATEE et l'ADEME dans le cadre de réflexions sur le développement de la filière de stockage de chaleur et du power-to-heat. Les travaux ont été cofinancés par dix acteurs industriels référents (Air Liquide, CPCU, Dalkia, EDF, Eiffage Énergie, Engie, Enedis, IFP Énergies Nouvelles, Inélia et RTE) représentés par l'ATEE. L'étude a été coordonnée par l'ATEE et les décisions relatives à l'étude ont été prises au sein du Comité de pilotage (COFIL) constitué par les représentants de l'ADEME, les industriels cofinanceurs et le Consortium de réalisation.

Les éléments présentés dans ce rapport, ainsi que leur interprétation, sont l'aboutissement des travaux réalisés par Artelys, ENEA Consulting et le BRGM en concertation avec les membres du COFIL, mais n'engagent aucunement individuellement les acteurs industriels du consortium. Notamment, les scénarios de mix énergétique 2030 étudiés ont été élaborés à partir d'exercices prospectifs réalisés indépendamment par RTE et ENTSO-E et ne reflètent pas nécessairement la vision de ces acteurs ni des acteurs privés.

Auteurs

Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :

- | Modélisation des systèmes énergétiques, quantification, calculs économiques (Artelys) : Sylvain Mouret, Maxime Chammas, Pierre Attard
- | Prospective sur les technologies de stockage, analyse financière et études de cas (ENEAA) : Jacques de Bucy, Hugo Lochmann, Loïc Le Gars, Luc Payen
- | Expertise sur les technologies de stockage en sous-sol (BRGM) : Hervé Lesueur

Artelys est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. À travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, Artelys est un acteur de référence en optimisation et analyse technico-économique de grands systèmes énergétiques. Artelys a notamment développé une suite logicielle, Artelys Crystal, dédiée à l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques.

ENEAA est une société de conseil spécialisée sur les enjeux de l'énergie et du développement durable, leader sur le secteur industriel. De la stratégie à la mise en œuvre, ENEAA accompagne ses clients dans la transition énergétique, notamment quant à leur positionnement sur les filières innovantes telles que le stockage d'énergie.

L'expertise de la division Géothermie du **BRGM** couvre l'ensemble des formes de géothermies (géothermie à échangeurs fermés superficiels ou profonds, géothermie sur aquifères superficiels ou profonds, poreux perméables ou fracturés, géothermie en milieu faiblement perméable) et le stockage thermique souterrain.

Résumé de l'étude

De nombreuses études abordent la question des besoins de flexibilités et de stockage pour le système électrique dans un contexte de développement des énergies renouvelables. Par exemple, l'étude sur le potentiel de stockage d'énergies¹, lancée conjointement par l'ADEME, l'ATEE et la DGCIS², a permis de démontrer l'intérêt du stockage pour favoriser l'insertion des énergies renouvelables fluctuantes, améliorer l'efficacité énergétique, apporter de la flexibilité aux systèmes énergétiques et renforcer la sécurité des réseaux. En complément de ces travaux, le stockage thermique et la conversion d'électricité en chaleur (« power-to-heat ») sont deux outils pouvant être utilisés pour poursuivre la décarbonisation du mix énergétique thermique français à moindre coûts tout en assurant sa flexibilité. Ils s'inscrivent plus globalement dans les réflexions sur les conversions et la synergie entre vecteurs énergétiques (chaleur et électricité). L'étude menée identifie des cas d'applications pour lesquels ces solutions techniques réduisent l'empreinte CO₂ des mix de chaleur, créent de la valeur pour la collectivité tout en étant opérées de façon rentable. Parmi ces cas d'application, on retient plus particulièrement le stockage de chaleur pour valoriser la chaleur fatale industrielle ou pour reporter le renforcement des réseaux de chaleur suite à des extensions ou à une densification. L'utilisation de pompes à chaleur sur les réseaux de chaleur et de chauffe-eau thermodynamiques domestiques s'est également révélée intéressante.

Contexte et objectifs

La chaleur pèse pour environ la moitié des consommations d'énergie en France et représente un levier significatif de réduction des émissions de CO₂, par la production de chaleur renouvelable et de récupération (EnR&R). La France, en s'engageant de manière volontariste dans sa transition énergétique, s'est fixé des objectifs ambitieux en la matière dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie, notamment pour réduire la consommation d'énergies primaires et pour accroître la part EnR&R dans la production d'énergie. Le stockage thermique et le power-to-heat (P2H) sont des solutions techniques qu'il convient de mieux analyser pour évaluer leur contribution potentielle à la décarbonisation du mix thermique français, et ce pour l'ensemble de ses applications (domestique, industrielle, réseau de chaleur).

Cette étude a pour objectif d'évaluer le potentiel du stockage thermique et du power-to-heat en France et d'identifier les filières technologiques pertinentes d'ici à 2030. À cet effet, l'étude vise à quantifier la valeur de ces filières pour des applications jugées pertinentes. La valeur attendue de ces technologies réside dans la valorisation des surplus de chaleur ou d'électricité, l'arbitrage électrique sur le réseau et les économies d'investissement. Ainsi, le power-to-heat est étudié avec l'objectif de ne pas accroître les tensions sur le système électrique.

¹ ATEE, «Étude sur le potentiel de stockage d'énergies,» 2013.

² Direction générale de la compétitivité, de l'industrie et des services

Au-delà de la quantification de cette valeur, l'étude vise également à identifier les modalités de mise en œuvre et conditions de rentabilité des technologies dans le cadre d'applications concrètes, ainsi que les perspectives de développement industriel liées au déploiement de ces filières.

Méthode et limites de l'étude

La méthodologie utilisée pour l'analyse des cas d'étude repose sur les cinq piliers suivants :

- | **Estimation de la valeur du stockage et du P2H pour la collectivité** prenant en compte l'ensemble des coûts des systèmes de production envisagés (investissement, exploitation, maintenance, combustibles, etc.) pour l'ensemble des acteurs concernés.
- | **Optimisation conjointe du dimensionnement et de la gestion du parc énergétique** afin de déterminer l'arbitrage optimal entre coûts d'investissement et coûts opérationnels. Cette optimisation est réalisée au moyen du logiciel Artelys Crystal.
- | **Modélisation des fondamentaux du système électrique** français et européen permettant d'estimer le coût marginal de production d'électricité pour les cas d'étude impliquant les technologies combinant chaleur et électricité.
- | **Analyse de la rentabilité des projets de stockage ou de P2H** pour évaluer les conditions (typologie de projet, coût des technologies, prix de l'énergie) nécessaires à leur réalisation par les acteurs concernés.
- | **Évaluation du gisement technique** (potentiel de réplication en France à l'horizon 2030) et **impact sur l'emploi**.

L'approche utilisée permet de réaliser une analyse des coûts et bénéfices de projets d'investissement en technologies innovantes. Elle présente cependant les limites suivantes :

- | Seule une partie des cas d'application des technologies de stockage thermique et P2H est abordée. Le stockage de froid n'est par exemple pas étudié.
- | Les hypothèses de coût des technologies de stockage et de P2H sont basées sur les coûts actuels des technologies les plus matures.
- | Pour les cas d'application combinant chaleur et électricité, une seule hypothèse de mix énergétique européen (prenant en compte les objectifs de la transition énergétique) est utilisée. Également, l'approche fait l'hypothèse d'un marché soumis à une concurrence libre et non faussée et peut négliger les effets de pouvoir de marché.
- | Les valeurs du stockage en termes de services de sécurisation de l'approvisionnement et services système (type effacement) pour le réseau électrique ne sont pas prises en compte. De la même façon, les régimes transitoires (infra-horaires) ne sont pas modélisés.

Face à la multitude d'applications possibles pour le stockage thermique et le P2H, l'étude est centrée sur 6 cas d'étude préalablement sélectionnés en concertation avec l'ADEME, l'ATEE et les industriels cofinanceurs de l'étude. Ces cas d'étude portent sur des applications aux réseaux de chaleur urbains, aux sites industriels auto-producteurs d'énergie, et à la production d'eau chaude sanitaire au moyen de chauffe-eau électriques (voir Figure 1). Les paragraphes suivants synthétisent les principaux résultats de simulation et les conclusions qui ont été tirées de ces différents cas d'étude.

Applications sur les réseaux de chaleur urbains

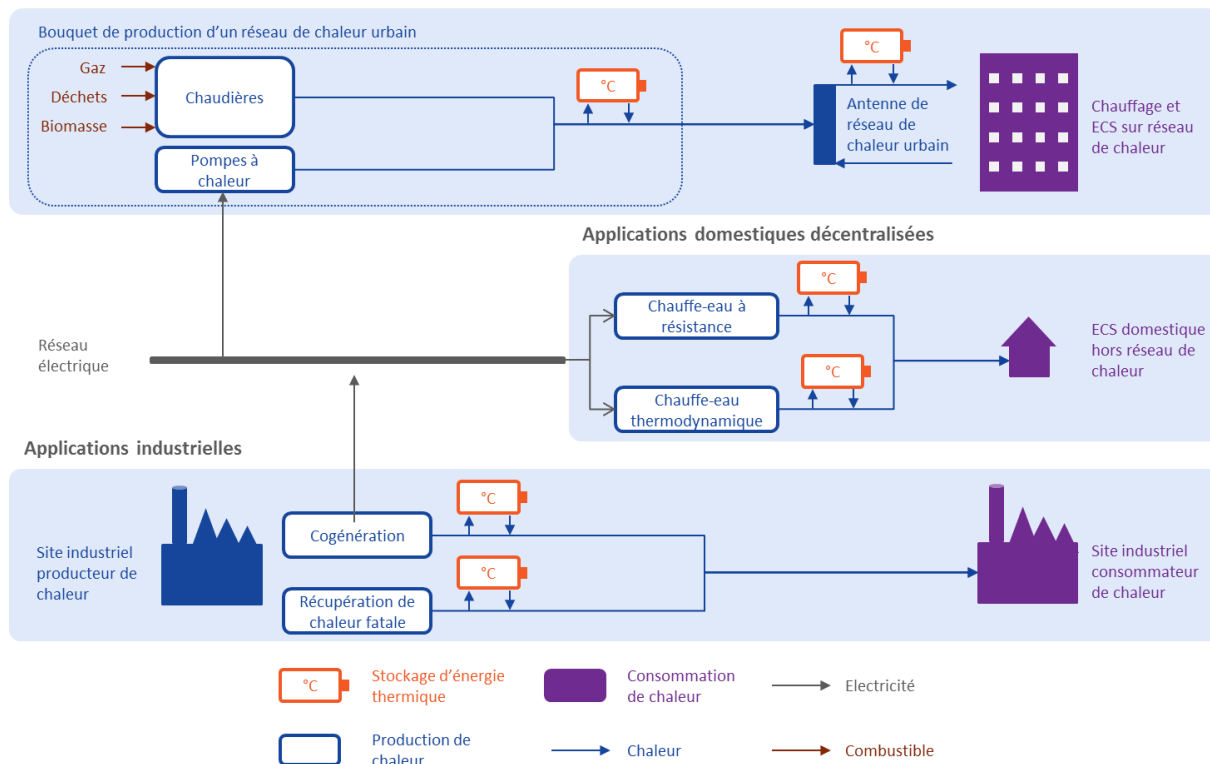


Figure 1. Schéma synoptique des cas d'application du stockage thermique et du power-to-heat étudiés

Principaux résultats

Le stockage thermique et le power-to-heat pour accompagner l'augmentation de chaleur renouvelable fournie par des réseaux de chaleur urbains

Les réseaux de chaleur urbains représentent un levier important pour l'augmentation de la part renouvelable dans la consommation de chaleur en France. La Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) fixe l'objectif de multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030. Cette croissance sera portée par l'augmentation de la part des EnR&R sur les réseaux de chaleur et par l'extension des réseaux existants ainsi que la construction de nouveaux réseaux. L'étude menée indique que le stockage thermique et le power-to-heat sont des solutions à mobiliser dans cette perspective.

Face à une augmentation progressive de la demande sur un réseau de chaleur, le stockage thermique permet de reporter l'investissement dans un renforcement du réseau et dans les moyens de production.

L'augmentation de la demande sur un réseau de chaleur suite à des extensions ou à une densification, peut engendrer des contraintes sur le réseau lors des pics de demande de chaleur. Le stockage (en aval des zones de contrainte) permet de lisser les flux de chaleur et de faire face au besoin de chaleur des différents clients.

Ceci tend à se vérifier pour des niveaux modérés d'augmentation de la demande, typiquement inférieurs à 10% dans les conditions d'analyse de cette étude, bien que ce niveau dépende fortement du profil de la demande ainsi que du coût du stockage. Ainsi, le stockage thermique se révèle particulièrement approprié dans les contextes où l'évolution quantitative et qualitative (fraction ECS, delta de température en augmentation...) de la demande à moyen terme est incertaine.

Le stockage thermique apporte des services de flexibilité et de sécurisation au réseau de chaleur, et permet d'optimiser le pilotage des chaudières biomasse.

L'exploitation optimale de chaudières biomasse implique de les maintenir dans un régime proche de leur puissance nominale et de limiter les phases d'arrêt et de redémarrage. Or, l'utilisation de chaudières biomasse sur un réseau de chaleur engendre souvent des périodes de surcapacité pendant lesquelles le stockage thermique permet d'exploiter les chaudières dans un régime de fonctionnement optimal. Le stockage peut également être envisagé pour réduire les coûts d'investissement des chaudières en utilisant une seule chaudière de capacité importante munie d'un stockage à cycle court au lieu de deux chaudières de plus faible capacité. Ce cas de figure peut toutefois entraîner un nombre élevé d'arrêts et redémarrages de la chaudière en été sauf dans le cas où la demande de chaleur comporte d'importantes variations infra-journalières. Ce cas de figure est *a priori* favorable aux réseaux desservant des bâtiments dont les besoins en chauffage sont faibles relativement à la consommation d'eau chaude sanitaire (notamment nouveaux quartiers ou bâtiments isolés).

Les pompes à chaleur peuvent être une solution intéressante et rentable pour alimenter les réseaux de chaleur en EnR&R en régime de base et de semi-base.

Bien que les PAC soient surtout rentables lorsqu'elles sont utilisées en base, elles peuvent également couvrir une part très importante de la demande en énergie d'un réseau de chaleur et assurer, par exemple, 60% d'EnR&R, à condition qu'un gisement de chaleur suffisant soit disponible. En revanche, leur utilisation pour de la semi-pointe ou de la pointe, en arbitrage face à de la chaleur gaz en période hivernale, n'est pas rentable dans les conditions actuelles de coût des PAC car le nombre d'heures de fonctionnement est trop faible pour amortir les coûts d'investissement importants de cette technologie. À l'horizon 2030, l'effet cumulé d'une élévation du prix du gaz et d'une taxe CO₂ portée à 100 €/t est toutefois susceptible de rendre les PAC rentables en régime de semi-pointe pour accompagner la décarbonisation du mix des réseaux de chaleur.

Le contexte local et le niveau de prix de l'électricité et de la biomasse à horizon 2030 peuvent impacter de façon significative la compétitivité des PAC pour les opérateurs de réseau de chaleur comme moyen de production d'énergie renouvelable par rapport aux chaufferies bois.

Le stockage thermique permet d'optimiser et de sécuriser les performances des pompes à chaleur (PAC) mais n'offre pas d'opportunité d'arbitrage sur les prix d'électricité si l'écart infra-journalier n'est pas suffisant.

L'efficacité énergétique d'une pompe à chaleur (coefficient de performance, ou COP) est un paramètre critique pour la rentabilité des PAC. Dans les conditions de modélisation de l'étude, réduire le COP de

3 à 2,5 peut annuler la rentabilité des PAC par rapport à la biomasse³. À l'inverse, une augmentation du COP au-delà de 4,5 permettrait de rentabiliser les PAC par rapport à la chaleur gaz. L'utilisation d'un stockage eau chaude permet de maintenir un COP élevé en stabilisant le niveau de température à la source froide ainsi qu'en maximisant le temps de fonctionnement de la PAC à son point nominal.

Dans les conditions de modélisation de cette étude, l'ajout d'un stockage d'eau chaude pour maximiser la production des PAC aux heures d'électricité moins chère apporte peu de valeur, voire aucune dans le cas d'un stockage thermique saisonnier. Ceci est principalement dû aux faibles écarts journaliers des prix de l'électricité modélisés à l'horizon 2030 ainsi qu'aux coûts d'investissement additionnels engendrés par un éventuel surdimensionnement des PAC.

La valeur et le potentiel de déploiement des solutions de stockage thermique et de power-to-heat sont fortement liés aux niveaux de température des réseaux de chaleur.

Pour valoriser des gisements de chaleur importants mais à faible température tels que l'eau de mer, les réseaux d'assainissement ou les stations d'épuration, tout en maintenant un COP élevé, les PAC devront être installées sur des réseaux de chaleur à basse voire très basse température (55 à 70°C). Aussi, le potentiel de déploiement significatif des PAC sur les réseaux de chaleur urbains dépend fortement du développement des réseaux à ces niveaux de température.

Les gisements géothermiques semi-profonds à profonds (500 – 2 000 m) présents sur une large partie du territoire français (notamment les bassins parisien et aquitain) et la chaleur fatale industrielle représentent un potentiel élevé *a priori*. Toutefois, l'étude de leur gisement n'a pas été réalisée du fait de leur technicité et particularité (ressources géologiques, localisation des usines).

Pour les technologies de stockage sensible telles que l'eau chaude, l'écart des niveaux de température sur le réseau de chaleur impacte fortement la quantité d'énergie stockable par unité de volume. Aussi, l'augmentation de cet écart de température, par la diminution de la température de retour du réseau, réalisée grâce à des mesures d'efficacité énergétique dans les bâtiments et sous-stations raccordés, augmentera directement la valeur des dispositifs de stockage sensible, y compris ceux installés antérieurement à ces évolutions.

Le stockage thermique pour valoriser la chaleur fatale industrielle

La récupération et la valorisation de la chaleur fatale industrielle est un levier incontournable de réduction des consommations d'énergie dans l'industrie. On estime à 51 TWh_{th}/an le gisement chaleur fatale industrielle actuellement disponible à plus de 100°C, dont 2,27 TWh_{th}/an récupérable à haute température, pour produire de la vapeur⁴. Cette étude se focalise sur le gisement à haute température (entre 200 et 350°C), énergie thermique de haute valeur mais dont les coûts de récupération sont plus élevés que pour de la chaleur à basse température.

³ Dans le cadre de l'étude, les PAC aérothermiques n'ont pas été prises en compte.

⁴ ADEME, «La chaleur fatale industrielle,» Mars 2015.

Le stockage thermique permet de valoriser de la chaleur fatale discontinue difficilement utilisable sans stockage, et de façon rentable pour les opérateurs lorsque les profils de chaleur fatale sont attractifs.

On peut envisager deux types d'usage du stockage thermique pour valoriser de la chaleur fatale industrielle à haute température. En premier lieu, le stockage peut être utilisé comme moyen d'optimisation d'une récupération de chaleur fatale préexistante afin de maximiser la chaleur récupérée sur une source continue et satisfaire une demande fluctuante nécessitant une production de chaleur d'appoint (chaudière gaz). Dans ce cas d'application le stockage apporte de la valeur économique au système, principalement par la réduction des consommations de gaz initialement nécessaires pour assurer les pointes : le temps de retour d'un tel projet est d'environ 5 à 8 ans selon les conditions de modélisation utilisées dans cette étude.

En second lieu, le stockage peut être utilisé pour rendre exploitable une source de chaleur fatale discontinue en la restituant à puissance constante. En effet, la discontinuité d'un gisement de chaleur peut représenter une barrière pour sa valorisation auprès d'un agent économique externe tel qu'un opérateur de réseau de chaleur ou un consommateur de chaleur. Ce type d'usage du stockage à haute température est économiquement attractif pour de nombreuses configurations de profils de chaleur fatale, à condition que le dispositif de stockage cycle une fois par jour au minimum et que la marge d'achat-revente de la chaleur fatale soit supérieure à 25-30 €/MWh_{th}.

L'intérêt du stockage thermique identifié dans cette étude pour la récupération de chaleur à haute température est également observable - *a priori* - sur les applications à plus faible niveau de température (inférieur à 200°C) pour lesquelles des technologies de stockage moins coûteuses peuvent être utilisées.

Le développement des projets au-delà des niches rentables dès aujourd'hui passe par l'utilisation de tarifs de rachat de la chaleur fatale et l'accès à des solutions de financement à coût réduit.

Les projets de stockage les plus rentables pour la chaleur fatale discontinue sont ceux qui valorisent de la chaleur disponible sur des cycles à forte fréquence et au cours desquels la durée de chaleur fatale disponible est élevée, c'est-à-dire lorsque le système de stockage est dimensionné en puissance plutôt qu'en énergie. Pour d'autres cas de figure le stockage pour la valorisation de chaleur fatale n'est pas nécessairement rentable face à la production de chaleur au gaz naturel. Les CAPEX liés à la récupération de chaleur, au système de stockage ou encore le type de profil de chaleur fatale peuvent rapidement dégrader la rentabilité des projets.

La mise en place de tarifs de rachat de chaleur fatale industrielle, l'application d'une taxe carbone aux combustibles utilisés dans l'industrie ou encore la réduction du coût du financement par des prêts à taux bonifiés ou par des fonds de garantie sont autant de mécanismes qui permettraient d'augmenter efficacement et de généraliser la rentabilité des projets.

Le stockage thermique pour la cogénération au gaz naturel

Avec environ 4,7 GW_e de puissance installée, la cogénération est une filière importante de production d'électricité en France. Grâce à une production combinée de chaleur et d'électricité à haut rendement énergétique, la cogénération est aussi une solution intéressante pour la réduction des émissions de CO₂ par rapport à la production indépendante de chaleur (chaudière au gaz) et d'électricité (centrale à cycle combiné au gaz). La cogénération permet également de limiter les pertes réseaux, surtout lorsque l'électricité produite est autoconsommée ou livrée à moyenne ou basse tensions. L'étude menée est centrée sur l'analyse de la flexibilisation de cet outil de production dans un contexte industriel (utilisation de la chaleur à haute température) via l'utilisation de stockage thermique. L'impact du contexte réglementaire et des mécanismes de soutien de la filière cogénération gaz sur la valorisation du stockage est également abordé.

Le stockage thermique permet de flexibiliser la production de chaleur de la cogénération et de réaliser de meilleurs arbitrages économiques sur le marché de l'électricité.

Dans un contexte industriel dans lequel une chaudière gaz accompagne systématiquement la cogénération pour l'appoint de production, le stockage thermique à cycle court (d'une journée ou moins) peut être employé pour flexibiliser la cogénération. En premier lieu, le stockage permet d'augmenter la puissance de fonctionnement, voire d'éviter un arrêt de la cogénération durant les périodes de faible demande de chaleur. Également, le stockage permet de maximiser la production d'électricité lors des périodes de prix d'électricité élevés, indépendamment de la demande de chaleur. Dans les deux cas, le surplus de production de chaleur est stocké pour être restitué ultérieurement lors de périodes de prix d'électricité faibles ou d'arrêts de la cogénération.

Bien que leur valeur ne soit pas quantifiée, le stockage apporte des bénéfices opérationnels réels en permettant une utilisation plus stable et proche d'un régime nominal de l'unité de cogénération et en réduisant sensiblement le nombre de démarrages.

La valorisation technico-économique du stockage thermique se heurte néanmoins à des coûts d'investissement élevés dans le cas d'un usage à haute température, mais il est attendu que la valeur du stockage soit *a priori* plus élevée dans le cas d'une utilisation de la chaleur à basse température, en raison notamment de coûts de stockage notablement plus faibles.

Le complément de rémunération, dès lors qu'il préserve les signaux de prix de marché, permet une meilleure valorisation du stockage thermique.

Le complément de rémunération est un mécanisme de soutien appliqué, entre autres, à la filière de cogénération. Il consiste en une prime versée pour la production d'électricité. Les mécanismes de complément de rémunération actuellement en vigueur reposent sur l'écart entre un prix cible fixé par filière et le prix de marché, auquel viennent s'ajouter les prix des certificats éventuels (par exemple certificat de capacité). L'étude menée consiste à analyser l'impact d'un dispositif sensiblement différent, permettant de préserver les signaux de prix de marché, sur la valorisation du stockage.

Un tel dispositif de complément de rémunération, contrairement aux mécanismes actuels, incite les exploitants de cogénération à mieux optimiser leur production électrique en fonction des conditions de marché. Dans ce contexte, le stockage thermique est un atout considérable pour augmenter la flexibilité et la rentabilité des installations de cogénération industrielles produisant de la chaleur à haute température.

Stockage thermique domestique et flexibilité du système électrique français

Avec 12 millions de foyers équipés en chauffe-eau électriques individuels principalement à effet Joule, la consommation électrique liée à l'eau chaude sanitaire (ECS) domestique représente une part importante de la consommation électrique française avec 9 GW_e de capacités installées. Le pilotage intelligent de ces capacités de stockage thermique est donc une source de flexibilité importante pour le réseau électrique. Ce cas d'étude porte sur l'impact d'un déploiement important de chauffe-eau thermodynamiques (CET) dans le bouquet de production d'ECS domestique sur la flexibilité du système électrique français.

Les chauffe-eau thermodynamiques disposent d'un meilleur rendement énergétique mais le temps de chauffe est plus long.

Comparativement aux chauffe-eau à résistance (CER) classiques, l'utilisation de technologies de pompe à chaleur dans les CET permet d'obtenir de meilleurs rendements énergétiques et donc une réduction de la consommation électrique globale. Néanmoins, le coût d'investissement est notablement plus élevé pour les CET, et les puissances installées plus faibles. Ainsi, le temps de chauffe du ballon est plus long par rapport aux CER, ce qui laisse moins de marge de manœuvre pour piloter et ajuster la consommation électrique pour les besoins du réseau.

Le déploiement des CET n'induit pas d'impacts contraignants sur la flexibilité du système électrique français.

L'étude menée se place dans le contexte des scénarios énergétiques Nouveau Mix de RTE (pour la France) et Green Transition d'ENTSO-E (pour le reste de l'Europe), ces scénarios traduisant la mise en œuvre effective des politiques énergétiques actuelles à l'horizon 2030.

En supposant que le parc de chauffe-eau électriques demeure constant, le déploiement de CET en remplacement des CER introduit une baisse très significative de la consommation électrique française aux heures où la demande globale est faible. En effet, les chauffe-eau (CER et CET) étant généralement activés durant ces périodes pour profiter des prix faibles de l'électricité, la consommation électrique est directement impactée par le rendement plus élevé des CET. Durant les périodes de pointe, la consommation électrique moyenne augmente légèrement car les CET doivent être activés plus longtemps au cours de la journée.

En conséquence, le remplacement des CER par des CET conduit à une baisse significative des prix de l'électricité en période de creux. En période de pointe, dans le contexte des hypothèses de mix énergétique de l'étude, aucun impact notable n'est observé sur les prix de l'électricité. Ceci traduit le fait que, dans le scénario envisagé, la baisse du service de flexibilité en puissance liée au déploiement

des CET n'est pas contraignante si le système électrique dispose de marges suffisantes (capacités de stockage et d'interconnexion, groupes de production flexibles, etc.).

Technologies : État des lieux et besoins

Il existe trois grandes familles de technologies de stockage thermique : la « chaleur sensible » qui utilise la variation de température du médium de stockage, la « chaleur latente » qui exploite le changement de phase (liquide/solide) du médium et la « thermochimie » qui met en œuvre des réactions physico-chimiques.

Les trois familles couvrent une vaste gamme de température, du froid (températures inférieures à 0°C) aux très hautes températures (au-delà de 500°C). Cette étude se focalise sur les technologies et applications de stockage thermique à basse température (de 30 à 100°C) et à haute température (de 200°C à 350°C).

Pour les cas d'usage envisagés dans cette étude, l'eau chaude (chaleur sensible) est aujourd'hui la technologie de référence pour les applications à basse température qui laissent toutefois une place aux technologies innovantes plus compactes.

Pour les applications à basse température (ex : eau chaude sanitaire, réseau de chaleur urbain), la technologie de stockage d'eau chaude par chaleur sensible est de loin la plus compétitive car elle met en œuvre un médium de stockage et des équipements de charge et décharge matures et éprouvés. Le coût et la performance de cette technologie est fortement sensible à l'écart de température pratiqué entre la charge et la décharge (ΔT), ce qui renforce son intérêt dans la perspective d'un abaissement des températures de retour sur les réseaux de chaleur. Toutefois, cette technologie connaît deux limites : sa densité énergétique et son ratio puissance/énergie modérés (limités par la chaleur massique de l'eau). Pour les applications liées à l'ECS et aux réseaux de chaleur urbains, le développement de technologies plus compactes, bien que plus chères, pourra permettre de déployer du stockage thermique là où les contraintes physiques d'empreinte au sol ou de volume disqualifient l'eau chaude. En revanche, d'après la courbe de demande de chaleur des réseaux de chaleur urbains utilisée dans cette étude, les besoins des réseaux en matière de stockage ne semblent pas justifier le développement de technologies à fort ratio puissance/énergie (faible durée de décharge).

Les développements en cours sur les technologies de stockage à haute température devront veiller à minimiser leurs coûts liés au stock en énergie et à optimiser leur ratio puissance/énergie selon les applications visées.

Pour les applications à haute température (ex : cogénération, récupération de chaleur fatale industrielle), les trois familles de technologies présentent un intérêt selon le type de besoin (température, taille, ratio puissance/énergie). L'étude montre que le coût total du stockage est majoritairement impacté par la partie liée au stock en énergie (réservoir de stockage) comparativement aux équipements de puissance (charge et décharge de l'énergie). Aussi, certains cas d'applications industriels à haute température nécessitent de fortes puissances de charge et de décharge et un faible stock d'énergie, ce qui implique l'utilisation d'une technologie à fort ratio puissance/énergie.

Les technologies de power-to-heat thermodynamiques sont aujourd'hui matures et efficaces pour la valorisation des sources d'EnR&R dans les applications à basse température, tant pour l'ECS que pour les réseaux de chauffage urbains.

Durant les dernières décennies les solutions de power-to-heat thermodynamiques (pompes à chaleur) ont atteint une maturité commerciale, tant pour les solutions de l'eau chaude sanitaire que pour les applications sur les réseaux de chaleur urbains. Avec un coefficient de performance (COP) moyen égal ou supérieur à 3, les pompes à chaleur s'avèrent particulièrement efficaces pour la valorisation des sources d'EnR&R, et sont à ce titre préférables à l'effet Joule pour une utilisation sur les réseaux de chaleur urbains. Bien que des réductions de CAPEX soient encore envisageables sur les pompes à chaleur, c'est leur coût de raccordement à la source froide, peu compressible, qui contribue le plus fortement à l'investissement final. Aujourd'hui, les pompes à chaleur peuvent être utilisées pour des applications jusqu'à 120°C. Des développements récents ont permis de démontrer la faisabilité pour des applications industrielles à plus haute température. Une évaluation du potentiel des besoins de ce type d'applications en France serait opportun à cet égard.

Des filières génératrices d'emplois en France

Les filières du stockage thermique et du power-to-heat impliquent la mobilisation d'emplois localisés en France, par la nature des technologies impliquées (ex : pompes-à-chaleur fabriquées en France) et des services associés (ingénierie, construction et installation). Ainsi, le développement de ces filières devrait générer des emplois localisés en France.

Table des matières

AVANT-PROPOS	2
AUTEURS	3
RESUME DE L'ETUDE	4
TABLE DES MATIERES	14
TABLE DES FIGURES	18
LEXIQUE	22
INTRODUCTION	25
CONTEXTE	25
OBJECTIFS DE L'ETUDE	25
APPROCHE	26
1 TECHNOLOGIES	27
1.1 STOCKAGE THERMIQUE	27
1.1.1 DIMENSIONNEMENT ET PERFORMANCES TECHNIQUES	27
1.1.2 NIVEAUX DE MATURITE	30
1.1.3 COUTS DES SOLUTIONS TECHNOLOGIQUES	31
1.2 POWER-TO-HEAT	32
2 METHODOLOGIE	34
2.1 DEFINITION DES CAS D'ETUDE	34
2.2 METHODOLOGIE D'ETUDE DE CAS	35
2.3 HYPOTHESES DE MODELISATION	36
2.3.1 BOUQUET DE PRODUCTION	36
2.3.2 PROFILS DE CONSOMMATION D'UN RESEAU DE CHALEUR URBAIN	38
2.3.3 PROFILS DE CONSOMMATION D'UN SITE INDUSTRIEL	38
2.3.4 TECHNOLOGIES DE STOCKAGE ET DE POWER-TO-HEAT	40
2.4 MODELISATION DU SYSTEME ELECTRIQUE	44

3	DIMENSIONNEMENT DE CHAUDIERES BIOMASSE DANS UN RESEAU DE CHALEUR URBAIN	48
3.1	VALEUR DU STOCKAGE POUR LA COLLECTIVITE	48
3.1.1	METHODE D'ANALYSE	48
3.1.2	HYPOTHESES	48
3.1.3	CAS DE REFERENCE	49
3.1.4	SENSIBILITE A LA DUREE MINIMALE DE FONCTIONNEMENT	53
3.1.5	SENSIBILITE AU DELTA DE TEMPERATURE	54
3.1.6	SENSIBILITE AU PROFIL DE DEMANDE	56
3.2	CONCLUSIONS	60
4	RENFORCEMENT DE RESEAU DE CHALEUR URBAIN	62
4.1	VALEUR DU STOCKAGE POUR LA COLLECTIVITE	62
4.1.1	METHODE D'ANALYSE	62
4.1.2	HYPOTHESES	62
4.1.3	CAS AVEC UIOM	63
4.1.4	CAS SANS UIOM	65
4.1.5	SENSIBILITE A LA TECHNOLOGIE DE STOCKAGE	67
4.2	VALEUR DU STOCKAGE POUR L'OPERATEUR	68
4.2.1	METHODE D'ANALYSE	68
4.2.1	RESULTATS D'ANALYSE	69
4.3	GISEMENT A 2030	74
4.4	CONCLUSIONS	75
5	POWER-TO-HEAT ET STOCKAGE POUR UN RESEAU DE CHALEUR URBAIN	78
5.1	VALEUR DU POWER-TO-HEAT ET DU STOCKAGE POUR LA COLLECTIVITE	78
5.1.1	METHODE D'ANALYSE	78
5.1.2	HYPOTHESES	78
5.1.3	ÉTUDE AVEC CAPEX FAIBLE, SANS UIOM	79
5.1.4	ÉTUDE AVEC CAPEX FAIBLE, EN PRESENCE D'UN UIOM	85
5.1.5	ÉTUDE AVEC CAPEX ELEVE	87
5.2	RENTABILITE ET MODELES D'AFFAIRES	90
5.2.1	METHODE D'ANALYSE	90
5.2.2	RESULTATS DE L'ANALYSE	92
5.3	GISEMENT A 2030	101
5.4	CONCLUSIONS	102

6	RECUPERATION DE CHALEUR FATALE SUR UN SITE INDUSTRIEL	106
6.1	VALEUR DU STOCKAGE POUR LA COLLECTIVITE	106
6.1.1	METHODE D'ANALYSE ET HYPOTHESES	106
6.1.2	CAS DE REFERENCE	107
6.1.3	CAS D'UNE TECHNOLOGIE INNOVANTE	109
6.2	RENTABILITE ET MODELES D'AFFAIRES	110
6.2.1	METHODE D'ANALYSE	110
6.2.2	RESULTATS D'ANALYSE	112
6.3	GISEMENT A 2030	116
6.4	CONCLUSIONS	116
7	COGENERATION ET STOCKAGE THERMIQUE SUR UN SITE INDUSTRIEL	119
7.1	VALEUR DU STOCKAGE POUR LA COLLECTIVITE	119
7.1.1	METHODE D'ANALYSE	119
7.1.2	HYPOTHESES	120
7.1.3	CAS DE REFERENCE	120
7.1.4	SENSIBILITE A LA FREQUENCE DES CYCLES DE DEMANDE	123
7.1.5	SENSIBILITE A L'AMPLITUDE DES CYCLES DE DEMANDE	125
7.2	IMPACT DU COMPLEMENT DE REMUNERATION	128
7.3	CONCLUSIONS	130
8	STOCKAGE THERMIQUE DOMESTIQUE (ECS) ET FLEXIBILITE DU SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS	131
8.1	IMPACT DES CET SUR LA FLEXIBILITE DU SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS	131
8.1.1	DIMENSIONNEMENT DES CHAUFFE-EAU ELECTRIQUES	131
8.1.2	IMPACT DES CET SUR LE SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS	133
8.2	CONCLUSIONS	142
9	IMPACT SUR L'EMPLOI	144
9.1	METHODOLOGIE	145
9.2	EMPLOIS LIES AU MARCHE NATIONAL	147
9.3	EMPLOIS LIES A LA CONSTITUTION D'UNE FILIERE EXPORTATRICE	149
9.3.1	HYPOTHESES DE DEPLOIEMENT	149
9.3.2	EMPLOIS LIES AU DEVELOPPEMENT D'UNE FILIERE EXPORTATRICE	149
	BIBLIOGRAPHIE	151

10 ANNEXES	153
10.1 FICHES DESCRIPTIVES DES TECHNOLOGIES	153
10.1.1 DEFINITION DES PARAMETRES D'ANALYSE	153
10.1.2 STOCKAGE THERMIQUE SENSIBLE	159
10.1.3 STOCKAGE THERMIQUE LATENT	188
10.1.4 STOCKAGE THERMIQUE THERMOCHIMIQUE	192
10.1.5 POWER-TO-HEAT THERMODYNAMIQUE	202
10.1.6 POWER-TO-HEAT PAR EFFET JOULE	211
10.2 FICHES DESCRIPTIVES DES CAS D'ÉTUDE	219

Table des figures

FIGURE 1. SCHEMA SYNOPTIQUE DES CAS D'APPLICATION DU STOCKAGE THERMIQUE ET DU POWER-TO-HEAT ETUDIES	6
FIGURE 2. POSITIONNEMENT DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE THERMIQUE SELON LE TEMPS MINIMUM DE DECHARGE COMPLETE DU STOCK D'ENERGIE ET LE NIVEAU DE TEMPERATURE	28
FIGURE 3. POSITIONNEMENT DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE SELON LEUR EFFICACITE ENERGETIQUE (RENDEMENT DE CONVERSION ET AUTODECHARGE).....	29
FIGURE 4. POSITIONNEMENT DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE THERMIQUE SELON LA DENSITE ENERGETIQUE DU MEDIUM ET LE NIVEAU DE TEMPERATURE	30
FIGURE 5. NIVEAU DE MATURITE ET NIVEAU DE TEMPERATURE DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE THERMIQUE	31
FIGURE 6. POSITIONNEMENT DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE THERMIQUE SELON LEUR CAPEX EN ENERGIE ET EN PUISSANCE	32
FIGURE 7. POSITIONNEMENT DES TECHNOLOGIES DE POWER-TO-HEAT SELON LEUR PERFORMANCE ENERGETIQUE ET LEUR COUT D'INVESTISSEMENT	33
FIGURE 8. PROFIL ANNUEL DE DEMANDE DE CHALEUR DE REFERENCE D'UN RESEAU DE CHALEUR (EN MW _{TH})	38
FIGURE 9. PROFIL ANNUEL DE DEMANDE DE CHALEUR DE REFERENCE D'UN SITE INDUSTRIEL (EN MW _{TH})	38
FIGURE 10. PROFIL ANNUEL DE DEMANDE DE CHALEUR D'UN SITE INDUSTRIEL (EN MW _{TH}) COMPRENANT 1 CYCLE PAR JOUR	39
FIGURE 11. PROFIL ANNUEL DE DEMANDE DE CHALEUR D'UN SITE INDUSTRIEL (EN MW _{TH}) AVEC FORTES AMPLITUDES DE VARIATION ET COMPRENANT 1 CYCLE PAR SEMAINE	39
FIGURE 12. SYSTEME ELECTRIQUE EUROPEEN MODELISE DANS ARTELYS CRYSTAL©	45
FIGURE 13. COURBE DE PRODUCTION CUMULEE (EN GW _E) EN FRANCE PENDANT 2 JOURS D'HIVER EN 2030 (SCENARIO NOUVEAU MIX).....	46
FIGURE 14. CAPACITES INSTALLEES (EN GW _E) EN FRANCE SELON LE SCENARIO NOUVEAU MIX DE RTE.....	47
FIGURE 15. PRODUCTION DU RESEAU DE CHALEUR (EN MW _{TH}) TOUT AU LONG DE L'ANNEE, DANS LE CAS DE L'INSTALLATION D'UNE UNIQUE CHAUDIERE BIOMASSE DE 27 MW _{TH}	50
FIGURE 16. PRODUCTION DU RESEAU DE CHALEUR (EN MW _{TH}), INSTALLATION DE DEUX CHAUDIERES BIOMASSE DE 10,5 MW _{TH}	50
FIGURE 17. PRODUCTION DU RESEAU DE CHALEUR (EN MW _{TH}), INSTALLATION D'UNE CHAUDIERE BIOMASSE (21 MW _{TH}) ET D'UN STOCKAGE	51
FIGURE 18. PROFIL JOURNALIER MOYEN DE LA DEMANDE DE CHALEUR, AVEC ET SANS AJOUT DE 10% EN CONSOMMATION UTILE D'ECS.....	56
FIGURE 19. PROFIL MENSUEL DE LA DEMANDE DE CHALEUR, AVEC ET SANS AJOUT DE 10% EN CONSOMMATION UTILE D'ECS.....	57
FIGURE 20. PRODUCTION DU RESEAU DE CHALEUR (EN MW _{TH}), INSTALLATION DE DEUX CHAUDIERES BIOMASSE DE 10 MW _{TH} ET 9 MW _{TH}	58
FIGURE 21. PRODUCTION DU RESEAU DE CHALEUR (EN MW _{TH}), INSTALLATION D'UNE CHAUDIERE BIOMASSE (19 MW _{TH}) ET D'UN STOCKAGE	59
FIGURE 22. EFFET DU STOCKAGE SUR LA PRODUCTION DE CHALEUR A LA POINTE ET EN MI-SAISON, DANS UN RESEAU DE CHALEUR DISPOSANT D'UNE UIOM ET FAISANT FACE A UNE AUGMENTATION DE LA CONSOMMATION DE CHALEUR DE 5%	64

FIGURE 23. COUT ANNUALISE DU STOCKAGE THERMIQUE (EAU-CHAUDE ATMOSPHERIQUE) PERMETTANT D'EVITER UN RENFORCEMENT DE RESEAU, EN FONCTION DE L'AUGMENTATION DE LA DEMANDE	65
FIGURE 24. EFFET DU STOCKAGE SUR LA PRODUCTION DE CHALEUR A LA POINTE ET EN MI-SAISON, DANS UN RESEAU DE CHALEUR NE DISPOSANT PAS D'UNE UIOM ET FAISANT FACE A UNE AUGMENTATION DE LA CONSOMMATION DE CHALEUR DE 5% (CHAUDIERE AU BOIS DE 28,5 MW _{TH})	66
FIGURE 25. COUT DU STOCKAGE THERMIQUE (EAU-CHAUDE ATMOSPHERIQUE) PERMETTANT D'EVITER UN RENFORCEMENT DE RESEAU EN FONCTION DE L'AUGMENTATION DE LA DEMANDE.....	67
FIGURE 26. LONGUEUR DE TRANCHEE EQUIVALENTE A UN STOCKAGE EN FONCTION DES COUTS FIXES DU STOCKAGE	68
FIGURE 27. VALEUR DU STOCKAGE POUR LE REPORT D'INVESTISSEMENT DANS DES TRAVAUX DE TRANCHEE (CAS D'UNE AUGMENTATION DE LA DEMANDE DE 1% PAR AN)	70
FIGURE 28. ILLUSTRATION D'UN CAS D'AUGMENTATION DE LA DEMANDE SUFFISAMMENT FAIBLE POUR RECHARGER TOTALEMENT LE STOCK D'ENERGIE EN UN JOUR PENDANT LES PERIODES DE POINTE	71
FIGURE 29. ILLUSTRATION D'UN CAS D'AUGMENTATION DE LA DEMANDE SUPERIEUR AU SEUIL CRITIQUE ET ENGENDRANT UN SURDIMENSIONNEMENT DU SYSTEME DE STOCKAGE.....	71
FIGURE 30. ÉVOLUTION DE LA VALEUR DU STOCKAGE EN FONCTION DE LA TAILLE DE L'ANTENNE ET DU COUT DES TRAVAUX DE TRANCHEE (CAS D'UNE AUGMENTATION DE LA DEMANDE DE 1% PAR AN ET D'UN REPORT D'INVESTISSEMENT A L'ANNEE 3)	72
FIGURE 31. ANALYSE DE SENSIBILITE SUR LA VAN D'UN PROJET DE STOCKAGE POUR REPORTER L'INVESTISSEMENT POUR LE RENFORCEMENT D'UN RESEAU DE CHALEUR (CAS D'UN REPORT EN ANNEE 8 POUR UNE AUGMENTATION DE LA DEMANDE DE 1% PAR AN)	73
FIGURE 32. COURBE DE PRODUCTION CUMULEE POUR UN RESEAU DE CHALEUR DISPOSANT D'UNE PAC ET D'UNE CHAUDIERE AU GAZ	80
FIGURE 33. COURBE DE PRODUCTION CUMULEE POUR UN RESEAU DE CHALEUR DISPOSANT D'UNE PAC, D'UN STOCKAGE THERMIQUE ET D'UNE CHAUDIERE AU GAZ	81
FIGURE 34. EFFET DU STOCKAGE THERMIQUE COUPLE A UNE PAC EN ETE.....	81
FIGURE 35. IMPACT DU STOCKAGE SUR LA PRODUCTION DE LA PAC EN MI-SAISON	82
FIGURE 36. COURBE DE PRODUCTION CUMULEE DANS UN RESEAU DE CHALEUR AVEC UNE UIOM DE 15 MW _{TH} , UNE POMPE A CHALEUR ET UN STOCKAGE COURT TERME	85
FIGURE 37. COURBE DE PRODUCTION CUMULEE POUR UN RESEAU DE CHALEUR DISPOSANT D'UNE PAC, D'UNE CHAUDIERE BIOMASSE ET D'UNE CHAUDIERE AU GAZ.....	88
FIGURE 38. TAUX DE COUVERTURE DE LA DEMANDE EN ENERGIE DU RESEAU DE CHALEUR PAR LES PAC EN FONCTION DE LEUR FACTEUR DE CHARGE MOYEN	93
FIGURE 39. FACTEUR DE CHARGE MINIMUM NECESSAIRE POUR ASSURER LA COMPETITIVITE DES PAC FACE A DE LA BIOMASSE (CAPEX BIOMASSE DE 500 €/KW _{TH} ET COUT MARGINAL DE PRODUCTION DE CHALEUR BIOMASSE DE 40 €/KWH _{TH}) EN FONCTION DU PRIX DE L'ELECTRICITE CONSOMME ET DES CAPEX DES PAC POUR UN COP DE 3	94
FIGURE 40. ANALYSE DE SENSIBILITE SUR LA VAN D'UN PROJET DE PAC SUR RESEAU DE CHALEUR EN ALTERNATIVE A UNE CHAUDIERE BIOMASSE.....	96
FIGURE 41. FACTEUR DE CHARGE MINIMUM NECESSAIRE POUR ASSURER LA COMPETITIVITE DES PAC EN ARBITRAGE FACE AU GAZ NATUREL (COUT MARGINAL DE PRODUCTION DE CHALEUR AU GAZ NATUREL DE 39 €/MWH _{TH}) EN FONCTION DU PRIX DE L'ELECTRICITE CONSOMMEE ET DES CAPEX DES PAC POUR UN COP DE 3.....	98

FIGURE 42. ANALYSE DE SENSIBILITE SUR LA VAN D'UN PROJET DE PAC SUR RESEAU DE CHALEUR EN ARBITRAGE FACE A LA CHALEUR GAZ	100
FIGURE 43. PRODUCTION DE CHALEUR FATALE ET DE LA CHAUDIERE GAZ DANS L'ECOPARC	107
FIGURE 44. SCHEMA DE PRINCIPE DES CYCLES DE VALORISATION DE CHALEUR FATALE MODELISES.....	111
FIGURE 45. RENTABILITE (VAN) D'UN PROJET DE RECUPERATION DE CHALEUR FATALE INDUSTRIELLE A HAUTE TEMPERATURE AVEC STOCKAGE, SELON LA TYPOLOGIE DE COURBE DE CHALEUR FATALE ET POUR UNE MARGE D'ACHAT-REVENTE DE LA CHALEUR FATALE DE 50 €/MWH _{TH}	113
FIGURE 46. RENTABILITE (VAN) D'UN PROJET DE RECUPERATION DE CHALEUR FATALE INDUSTRIELLE A HAUTE TEMPERATURE AVEC STOCKAGE, POUR DIFFERENTES MARGES ACHAT-REVENTE DE L'ENERGIE	113
FIGURE 47. ANALYSE DE SENSIBILITE DE LA RENTABILITE (VAN, EN K€) D'UN PROJET DE RECUPERATION DE CHALEUR FATALE INDUSTRIELLE A HAUTE TEMPERATURE AVEC STOCKAGE	115
FIGURE 48. PRODUCTION DE CHALEUR DE LA COGENERATION ET DE LA CHAUDIERE GAZ SUR UNE SEMAINE (EN MW _{TH}), SANS STOCKAGE	121
FIGURE 49. PRODUCTION DE CHALEUR DE LA COGENERATION ET DE LA CHAUDIERE GAZ SUR UNE SEMAINE (EN MW _{TH}), AVEC STOCKAGE D'HUILES.	121
FIGURE 50. MONOTONE DE PRODUCTION DE CHALEUR DE LA COGENERATION ET DE LA CHAUDIERE GAZ (EN MW _{TH}), AVEC ET SANS STOCKAGE D'HUILES	127
FIGURE 51. PROFIL JOURNALIER MOYEN DE CONSOMMATION ELECTRIQUE DU CHAUFFE-EAU ELECTRIQUE (PILOTAGE INTELLIGENT).....	132
FIGURE 52. PROFILS JOURNALIERS MOYENS DE LA DEMANDE ELECTRIQUE RESIDUELLE NETTE POUR DIFFERENTS TAUX DE PENETRATION DES CET	135
FIGURE 53. PROFIL JOURNALIER MOYEN DE DEMANDE RESIDUELLE NETTE EN FONCTION DU TAUX DE PENETRATION DES CET (300 W _E).....	136
FIGURE 54. PROFIL JOURNALIER MOYEN DES PRIX DE L'ELECTRICITE (€/MWH _E) EN FONCTION DU TAUX DE PENETRATION DES CET (300 W _E) DE 100% CER (ROUGE) A 100% CET (MARRON)	137
FIGURE 55. PRIX ANNUEL MOYEN DE L'ELECTRICITE EN FONCTION DU TAUX DE PENETRATION DES CET (300 W _E)	137
FIGURE 56. PRIX MOYEN DE L'ELECTRICITE EN JANVIER EN FONCTION DU TAUX DE PENETRATION DES CET (300 W _E).....	138
FIGURE 57. PROFIL JOURNALIER MOYEN DES PRIX DE L'ELECTRICITE (€/MWH _E) EN FONCTION DU TAUX DE PENETRATION DES CET (600 W _E), DE 100% CER (ROUGE) A 100% CET (MARRON)	138
FIGURE 58. PROFILS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE SUR LA JOURNEE DU 6 JANVIER, DANS LE CAS 100% CER EN HAUT, 100% CET (600 W _E) EN BAS. LA CONSOMMATION ELECTRIQUE (LIGNE ROUGE) NE COMPREND PAS L'ECS DANS CES DEUX GRAPHIQUES.	139
FIGURE 59. CONSOMMATION ANNUELLE D'ELECTRICITE DU PARC D'ECS DOMESTIQUE EN FRANCE EN 2030	140
FIGURE 60. REDUCTION DES EMISSIONS DE CO ₂ EN FRANCE EN 2030 EN FONCTION DE LA PENETRATION DES CET.....	141
FIGURE 61. REDUCTION DES EMISSIONS DE CO ₂ EN EUROPE EN FONCTION DU TAUX DE PENETRATION DES CET	142
FIGURE 62. REPARTITION DES EMPLOIS DIRECTS (EN ETP.AN CUMULES) ASSOCIES AU MARCHÉ FRANÇAIS DU STOCKAGE POUR LES RENFORCEMENTS DE RESEAU A HORIZON 2030 AVEC 118 MW _{TH} ET 940 MWH _{TH} DE STOCKAGE EAU CHAUDE ATMOSPHERIQUE INSTALLEES.....	148
FIGURE 63. REPARTITION DES EMPLOIS DIRECTS (EN ETP.AN CUMULES) ASSOCIES AU MARCHÉ FRANÇAIS DES PAC SUR RESEAU DE CHALEUR (HORS GEOTHERMIE) A HORIZON 2030 AVEC 1,1 GW _{TH} INSTALLEES.....	148

FIGURE 64. REPARTITION DES COUTS POUR UN SYSTEME DE STOCKAGE DE 10 HEURES D'EAU CHAUDE A PRESSION ATMOSPHERIQUE EN €/KWH _{TH}	163
FIGURE 65. REPARTITION DES COUTS POUR UN SYSTEME DE STOCKAGE D'EAU CHAUDE SOUS PRESSION PENDANT 10 HEURES EN €/KWH _{TH}	168
FIGURE 66. REPARTITION DES COUTS EN €/KWH _{TH} POUR UN SYSTEME DE STOCKAGE DE CHALEUR SENSIBLE DANS UN MELANGE HUILE & ROCHES, DONNES POUR UN SYSTEME DE 10 MWH _{TH} ET 2,5 MW _{TH}	176
FIGURE 67. CONDITIONS A RECHERCHER POUR L'APPLICATION DES STOCKAGES EN CHAMP DE SONDES AU CONFORT THERMIQUE	184
FIGURE 68. INVESTISSEMENT INDICATIF POUR LES QUATRE PRINCIPALES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE SOUTERRAIN FONCTION DU VOLUME DE STOCKAGE EQUIVALENT EN EAU (SOURCE : SOLITES)	185
FIGURE 69. BOUQUET DE PRODUCTION D'ENERGIE DU RESEAU DE CHALEUR D'OKOTOKS, CANADA, MOIS PAR MOIS DE 2007 A 2012	186
FIGURE 70. EXEMPLE DE L'OPERATION EN CHAMP DE SONDES LOCALISEE A OKOTOKS, ALBERTA, CANADA (WWW.DLSC.CA)	187
FIGURE 71. REPARTITION DES COUTS EN €/KWH _{TH} POUR UN BALLON D'EAU CHAUDE THERMODYNAMIQUE D'UNE CAPACITE DE 250 L (ENERGIE STOCKEE DE 13 KWH _{TH}) ET UNE PUISSANCE DE 2,8 KW _{TH}	210
FIGURE 72. REPARTITION DES COUTS EN €/KWH _{TH} POUR UN BALLON D'EAU CHAUDE ELECTRIQUE D'UNE CAPACITE DE 300 LITRES (ENERGIE STOCKEE DE 17 KWH _{TH}) ET D'UNE PUISSANCE DE 3,0 KW _{TH}	215

Lexique

Actif	Moyen de production et/ou de consommation énergétique.
Arbitrage économique	Déplacement dans le temps d'une consommation ou d'une production énergétique permettant une diminution des coûts de production d'énergie.
BT	Basse température.
CAPEX (Capital expenditure)	Coûts d'investissements annualisés d'un actif de production.
CCCG	Centrale à cycle combiné gaz (ou combined-cycle gas turbine en anglais) : centrale de production d'électricité à base de gaz naturel combinant l'utilisation d'une turbine à combustion et d'une turbine à vapeur et disposant d'un meilleur rendement qu'une simple turbine à combustion (ce qui lui permet de produire également en mi-saison).
CCGT	Combined-cycle gas turbine. Voir CCCG.
CER	Chauffe-eau à résistance.
CET	Chauffe-eau thermodynamique.
Chaleur fatale industrielle	Effluent thermique d'un procédé industriel.
Coût variable	Part du coût de production d'un actif proportionnel à l'énergie produite (MWh), à l'inverse des coûts fixes, tels que les coûts d'investissements, qui ne dépendent pas de la quantité d'énergie produite.
COP (Coefficient de performance)	Coefficient de performance d'une pompe à chaleur.
CSPE	Contribution au service public de l'électricité.
Cycle de stockage	Un cycle de stockage correspond à une phase de stockage suivie par une phase de déstockage. Sauf mention contraire, les phases de stockages et déstockages peuvent être incomplètes.
Demande nette	Demande d'énergie diminuée de la production des moyens de production fatals et intermittents (solaire, éolien, ...). Dans ce

	rapport, la demande d'énergie est aussi diminuée du bilan import – export.
Durée de charge	Durée nécessaire à un stockage totalement déchargé pour se remplir, en le chargeant à sa puissance maximale.
Durée de décharge	Durée nécessaire à un stockage totalement chargé pour se vider, en le déchargeant à sa puissance maximale.
ECS	Eau chaude sanitaire.
EnR&R	Énergies renouvelables et/ou de récupération.
HT	Haute température.
LCOS	Le LCOS (« Levelized cost of storage », coût moyen actualisé du stockage) reflète la somme des coûts actualisés, divisée par la somme totale de l'énergie restituée actualisée de l'unité de stockage d'énergie sur l'ensemble de son cycle de vie.
LTECV	Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (cf. [1]).
Nombre de cycles	Pour un stockage d'énergie, nombre de passages successifs de déstockage à stockage.
OCGT	Open-cycle gas turbine. Voir TAC
OPEX (Operating expenditure)	Coûts annualisés d'exploitation et de maintenance d'un actif de production.
P2H (Power to heat)	Technologies de production de chaleur à partir d'électricité.
PAC	Pompe à chaleur.
Rendement	Pour un actif de stockage, rapport entre la quantité d'énergie produite et la quantité d'énergie injectée.
Service système	Terme générique regroupant le réglage de tension et le réglage primaire et secondaire de fréquence.
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage.

Stockage d'énergie

Dispositif permettant d'assurer une ou plusieurs des trois fonctions suivantes :

- | déplacer une quantité d'énergie (électrique, thermique, mécanique, etc.) d'une période vers une autre période, dans des délais et durées variables ;
- | fournir à la demande (instantanément) de l'énergie (électrique, thermique, mécanique, etc.) à un système pendant une durée donnée ;
- | soutirer à la demande (instantanément) de l'énergie (électrique, thermique, mécanique, etc.) d'un système pendant une durée donnée.

TAC

Turbine à combustion (en anglais **O**pen-cycle gas turbine) est un actif de production d'électricité à partir de gaz naturel ou de fioul fonctionnant usuellement pendant les périodes de forte consommation.

TICGN

Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel.

TURPE

Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité.

UIOM

Usine d'incinération des ordures ménagères. La chaleur des fumées issues de la combustion est transférée à un fluide caloporteur (en général de l'eau) dans une chaudière. Dans les UIOM, le plus souvent, l'eau est transformée en vapeur et distribuée à un réseau de chaleur (chauffage urbain) et/ou à une turbine pour générer de l'électricité.

Valeur

Estimation du gain pour la collectivité associé à un service particulier qui est apporté par un actif énergétique.

Valeur d'arbitrage

Pour un actif de production et/ou de consommation, gain pour la collectivité associé aux arbitrages économiques qu'il peut réaliser.

Valeur capacitaire

Pour un actif de production et/ou de consommation, gain pour la collectivité associé à la capacité de production supplémentaire qu'il fournit pour répondre aux pointes de consommation.

VAN

Valeur actuelle nette.

Introduction

Contexte

La France, en s'engageant de manière volontariste dans sa transition énergétique, s'est fixé d'ambitieux objectifs. Ces derniers couvrent notamment des domaines tels que la diminution de la consommation d'énergies primaires, et l'accroissement de la part EnR&R dans la production d'énergie. La production de chaleur étant responsable d'environ la moitié des consommations d'énergie en France, il est essentiel de saisir les opportunités offertes par une utilisation plus rationnelle de ce vecteur énergétique, notamment en exploitant les gisements de chaleur industrielle et de récupération, ainsi que les excédents de production électrique au travers de technologies de « Power-to-heat » (P2H).

On citera à titre d'exemple les usages de chaleur/froid suivants pouvant potentiellement bénéficier d'une meilleure rationalisation énergétique par utilisation du stockage thermique :

- | Réseau de chaleur urbain ;
- | Usage industriel (vapeur) avec consommation en bandeau (ex : papeterie, éco parc) ;
- | Usage agricole (eau chaude) avec forte variation de la consommation (ex : serres) ;
- | Chauffage et/ou climatisation dans le tertiaire et le résidentiel collectif (hors réseau) ;
- | Chauffage et/ou climatisation dans le résidentiel individuel ;
- | Réseau de froid.

Par ailleurs, le stockage thermique introduit une flexibilité additionnelle permettant de mieux valoriser la chaleur lorsque le profil de production est décorrélé du profil de la demande. Le stockage de chaleur permet alors d'optimiser le mix de production thermique. Cette étude a pour but d'évaluer le rôle de catalyseur que peuvent jouer les technologies de stockage thermique et de P2H dans la transition énergétique.

Objectifs de l'étude

L'objet de la présente étude est d'évaluer le potentiel du stockage de chaleur et du power-to-heat en France à horizon 2030, et d'identifier des filières technologiques pertinentes d'un point de vue économique. À cet effet, l'étude vise à **quantifier la valeur** de ces technologies pour des applications jugées pertinentes. Cette valeur provient de plusieurs services fournis par le stockage, incluant en particulier les services suivants :

1. Valorisation des surplus

Le stockage thermique permet de valoriser des surplus de chaleur produits localement, tandis que le P2H bénéficie des surplus de production d'électricité renouvelable. Au-delà de l'intérêt économique de la valorisation des énergies fatales, cet usage du stockage et du P2H permet

également de maximiser la production d'EnR&R et potentiellement de réduire les émissions de CO₂.

2. Arbitrages électriques

Le stockage thermique permet, pour les systèmes interagissant avec le système électrique (par exemple power-to-heat, cogénération ou eau chaude sanitaire), de réaliser des arbitrages sur les prix de l'électricité. Il permettra de déplacer les consommations d'électricité au moment où elle est la moins chère, ou inversement la production d'électricité au moment où elle est la plus chère. Cet effet est aussi favorisé par le rendement élevé et le faible taux de pertes de ce type de technologie de stockage.

3. Économies d'investissements

L'installation d'un stockage thermique permet de réduire les coûts d'investissements lourds. En particulier, le stockage représente un investissement en flexibilité qui peut compléter ou reporter un investissement tout en respectant une contrainte de production, comme par exemple un taux d'EnR&R cible.

Au-delà de la quantification de ces valeurs, l'étude vise également à identifier les modalités de mise en œuvre et les conditions de rentabilité de ces technologies dans le cadre d'applications concrètes, ainsi que les perspectives de développement industriel associées au déploiement de ces filières.

Approche

L'étude du potentiel du stockage thermique et du P2H en France est établie sur l'analyse de la valeur de ces technologies pour des applications précises à travers six cas d'étude. Une analyse de la valeur pour la collectivité est menée en premier lieu pour identifier les technologies et applications les plus prometteuses, puis, pour ces dernières, une analyse de la rentabilité de projets de stockage ou de P2H est menée en se plaçant du point de vue d'un opérateur économique. Enfin, pour ces applications, le stockage et le P2H font l'objet d'une évaluation de leur potentiel de déploiement en France à horizon 2030 ainsi que d'une évaluation de leur impact sur l'emploi. L'analyse des cas d'étude reste générique et ne vise pas à déterminer les caractéristiques optimales de coût et de dimensionnement des dispositifs de stockage ou de P2H qui dépendent fortement de paramètres exogènes tels que le profil de demande de chaleur.

Les cas d'étude sont sélectionnés de façon à traiter des applications du stockage et du P2H intéressantes *a priori*, encore peu répandues ou documentées à ce jour. Ainsi, la liste des cas d'application de la présente étude n'est aucunement exhaustive et ne reflète pas l'ensemble des opportunités de valorisation possibles. Une revue détaillée des technologies de stockage et de P2H permet d'identifier les technologies adaptées aux différentes applications étudiées, et fournit les hypothèses technico-économiques nécessaires à l'analyse de leur valeur, pour les cas d'applications étudiés.

1 Technologies

Cette section dresse un panorama comparatif des technologies de stockage thermique et de power-to-heat actuellement utilisées dans les projets ou en cours de développement. Elle est fondée sur la description détaillée des caractéristiques techniques et économiques des technologies communiquée en annexe sous forme de fiches descriptives (voir section 10.1).

1.1 Stockage thermique

1.1.1 Dimensionnement et performances techniques

Les technologies de stockage thermique se distinguent entre elles par leur destination à un ou plusieurs types d'usage, selon leurs caractéristiques techniques présentées dans les fiches descriptives. Les principales caractéristiques des technologies sur lesquelles porte l'analyse comparative sont :

- | Le niveau de température de l'énergie restituée par le système de stockage ;
- | La durée minimum requise pour décharger la totalité du stock d'énergie (ou ratio puissance/énergie) ;
- | Le rendement énergétique de charge et de décharge ;
- | L'autodécharge (perte d'énergie au cours du temps lorsque le stock est chargé) ;
- | La densité énergétique du médium de stockage.

La Figure 2 illustre l'ensemble des technologies traitées dans le cadre de cette étude, positionnées selon leur durée minimale de décharge et leur niveau de température de déstockage. Ces deux paramètres déterminent le type d'usage envisageable pour chaque technologie. Les technologies capables de stocker et déstocker de la chaleur à haute température sont applicables aux contextes industriels tandis que les technologies à plus basse température sont généralement envisagées pour des applications telles que les réseaux de chaleur urbains.

Les technologies à faible durée de décharge (< 5h) peuvent être utilisées pour des cycles courts, par exemple sur des procédés industriels. À l'inverse, les besoins domestiques en chauffage ou en eau chaude sanitaire sont plus adaptés aux technologies à durée de décharge élevée. Ainsi, on peut identifier les technologies d'eau chaude et les zéolithes comme particulièrement adaptées à des besoins de type réseau de chaleur. À l'inverse, les huiles, les solides et les réactions chimiques ont les caractéristiques optimales pour une application industrielle nécessitant une température élevée et un cycle court.

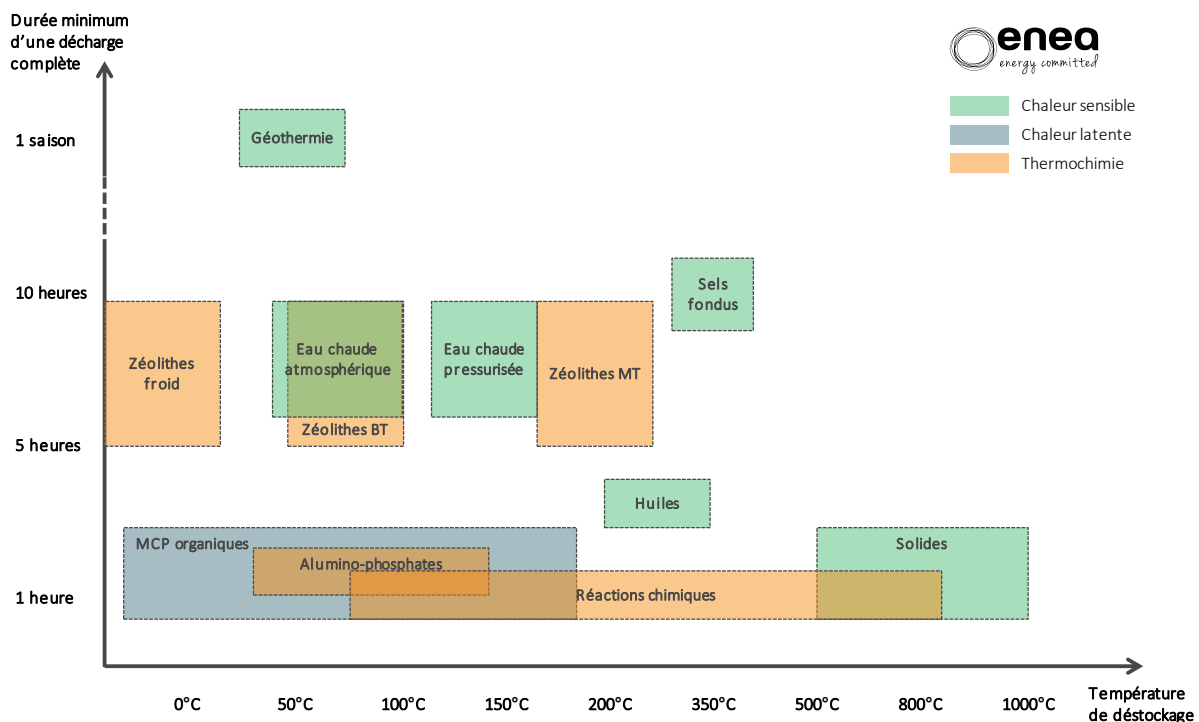


Figure 2. Positionnement des technologies de stockage thermique selon le temps minimum de décharge complète du stock d'énergie et le niveau de température

La Figure 3 positionne les technologies selon leur efficacité énergétique, en termes de rendements de charge et de décharge ainsi que de leur autodécharge. Le rendement de charge et de décharge concerne les pertes de conversion et affecte l'ensemble de l'énergie stockée et déstockée, quelle que soit la fréquence et la durée des cycles de stockage. Les technologies thermochimiques ont un rendement de conversion particulièrement faible en comparaison des autres technologies car leurs procédés de charge et de décharge mettent en œuvre des variations de température lors de la charge et de la décharge qui peuvent engendrer d'importantes pertes thermiques.

Par ailleurs, les rendements de conversion de ces technologies peuvent varier significativement selon le type de procédé (boucle ouverte ou boucle fermée) ainsi que le niveau de température mis en œuvre.

L'autodécharge est principalement impactée par le niveau de température du médium⁵ de stockage et par les paramètres géométriques et thermiques de dimensionnement (ratio surface-volume et performance isolante de l'enveloppe du médium de stockage). Ainsi, les technologies de chaleur sensible avec des températures élevées telles que les sels fondus, les huiles et les solides ont les niveaux d'autodécharge les plus élevés, tout élément de dimensionnement égal par ailleurs. Ces technologies ne sont donc pas optimales pour des cycles de stockage longs. À titre d'exemple, pour 5% d'autodécharge journalière, la moitié du stock est dissipée en 15 jours. Cependant, pour les

⁵ Le médium de stockage est le corps physique ou chimique qui contient l'énergie stockée tel que de l'eau chaude, un lit d'adsorbant ou encore un lit de roche contenant de l'huile.

applications où les phases de stockage et de déstockage sont rapprochées dans le temps, l'autodécharge ne pénalise que faiblement les performances du système. Ainsi, ce paramètre résulte d'un choix de dimensionnement selon l'usage qui est fait du dispositif de stockage.

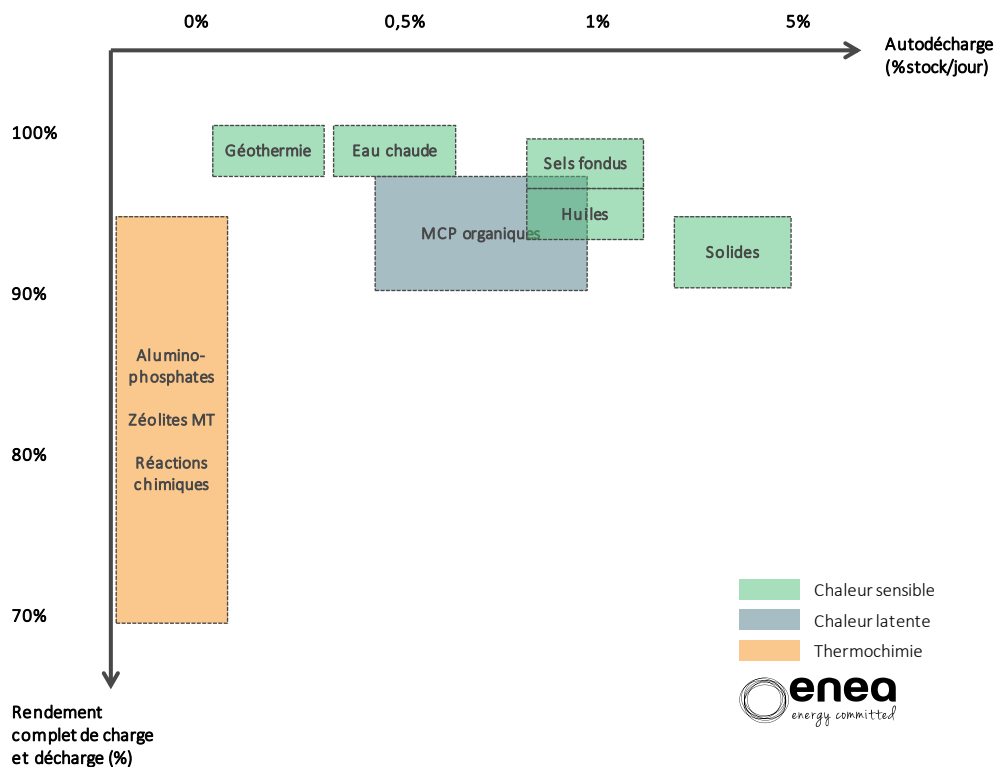


Figure 3. Positionnement des technologies de stockage selon leur efficacité énergétique (rendement de conversion et autodécharge)

Enfin, la densité énergétique du stockage peut être un atout dans les contextes de contrainte d'empreinte au sol ou de volume. La Figure 4 indique le niveau de densité énergétique par unité de volume du medium de stockage des différentes technologies. Pour les technologies de stockage sensible, ce paramètre dépend fortement de la différence de température chaude et froide du système de stockage (ΔT). Ainsi, des gains significatifs sur la valeur des stockages sensibles sont à attendre dans le cas d'une évolution à la hausse du ΔT sur les réseaux de chaleur. Bien que la densité énergétique du medium de stockage permette d'identifier les technologies les plus compactes *a priori*, elle ne peut pas être utilisée pour représenter le volume ou l'empreinte au sol d'un système de stockage complet. En effet, les équipements de puissance (pompes, ventilateurs, échangeurs) ainsi que les contraintes de configuration de l'ensemble des équipements impactent significativement l'empreinte au sol et le volume *in fine*. Aussi, c'est lors du dimensionnement et de l'étude d'implantation du système de stockage, au cas par cas, que ces aspects peuvent être précisément étudiés et comparés pour différentes technologies. La géothermie en particulier, présente une faible densité énergétique bien que l'empreinte au sol de son médium de stockage soit négligeable puisqu'il est situé en sous-sol.

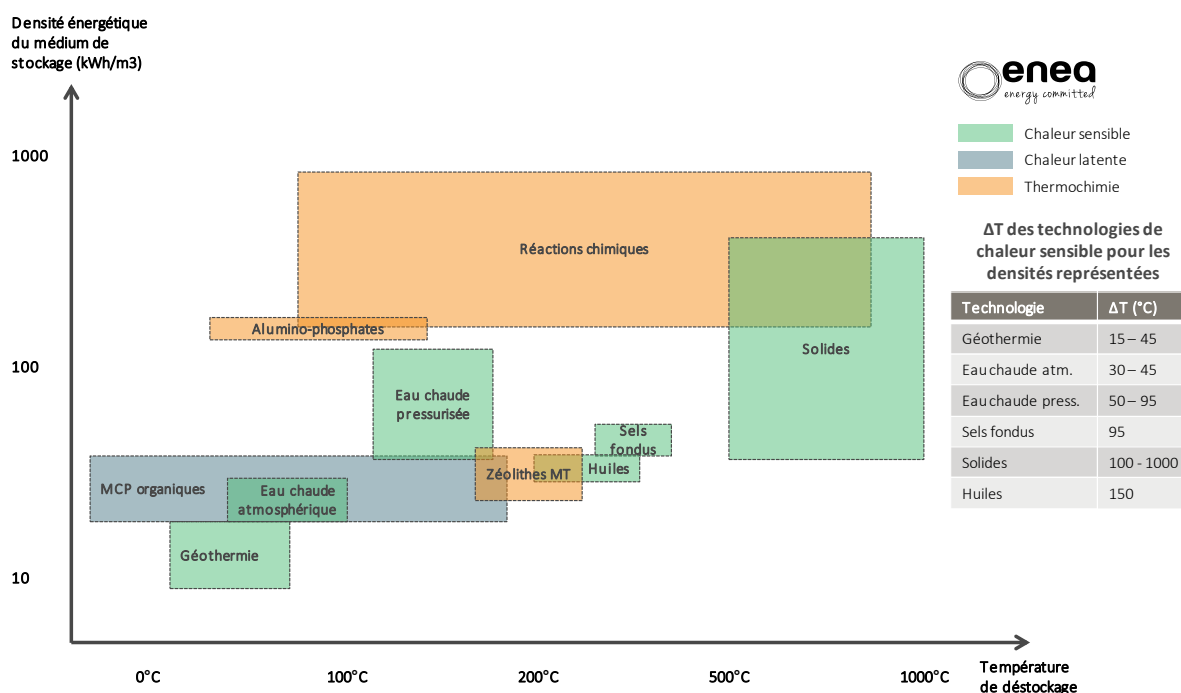


Figure 4. Positionnement des technologies de stockage thermique selon la densité énergétique du médium et le niveau de température

1.1.2 Niveaux de maturité

La Figure 5 donne le niveau de maturité des technologies de stockage en fonction de leur niveau de température (voir l'échelle de maturité en section 10.1.1). Plusieurs technologies sont déjà utilisées dans des applications commerciales et sont éprouvées : les zéolithes pour les applications de production de froid, le stockage de chaleur en sous-sol en couplage avec du solaire thermique, l'eau chaude atmosphérique et pressurisée sur les réseaux de chaleur et les sites industriels ainsi que les sels fondus dans les centrales solaires thermodynamiques.

Des technologies à moyenne et haute température sont en cours de développement à l'échelle du pilote industriel : les zéolithes, les huiles sur roche ainsi que les solides. Des développements plus exploratoires sont également en cours sur les matériaux organiques à changement de phase, ainsi que sur la thermo-chimie.

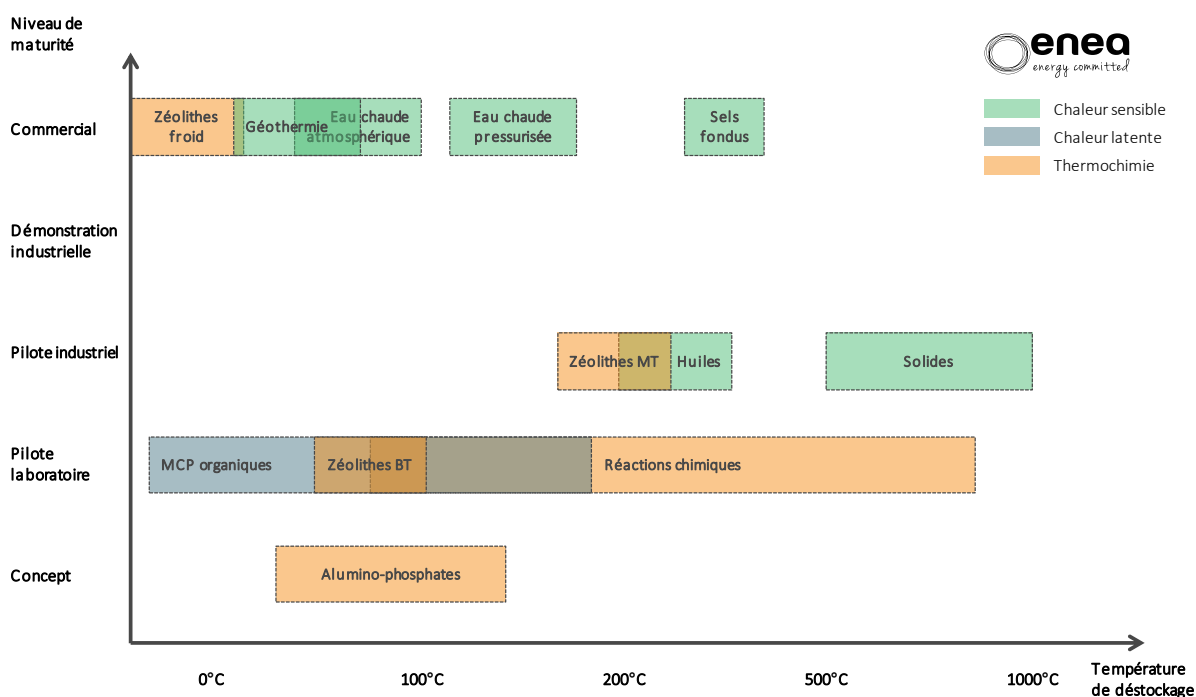


Figure 5. Niveau de maturité et niveau de température des technologies de stockage thermique

1.1.3 Coûts des solutions technologiques

La comparaison des coûts des technologies de stockage est un exercice délicat car pour beaucoup des filières, les retours d'expérience sont encore faibles voire inexistants. Par ailleurs, le coût d'un système de stockage dépend fortement de ses cas et cadre d'application, et notamment de ses paramètres de dimensionnement et d'exploitation (taille du stockage et niveaux de température). La Figure 6 représente les CAPEX énergie et puissance des technologies de stockage de chaleur étudiées et dont le niveau de maturité est suffisant pour cet exercice (pilote industriel au minimum). Les gammes de valeurs représentées correspondent à des tailles de stock ainsi que des ΔT mentionnées sur la figure.

Pour les cas d'usage envisagés dans cette étude, l'eau chaude (chaleur sensible) est de loin la technologie la plus compétitive, mise à part la géothermie si elle est utilisée dans des conditions où le besoin de puissance est particulièrement faible. On notera également que l'effet d'échelle lié à la taille (stock) du dispositif et l'augmentation du ΔT améliorent significativement la compétitivité des technologies d'eau chaude. Toutefois, les technologies d'eau chaude ne sont pas applicables aux niveaux de température élevés. Pour pouvoir exploiter des températures plus élevées, des technologies plus chères telles que les sels fondus, les solides ou les huiles doivent être mobilisées.

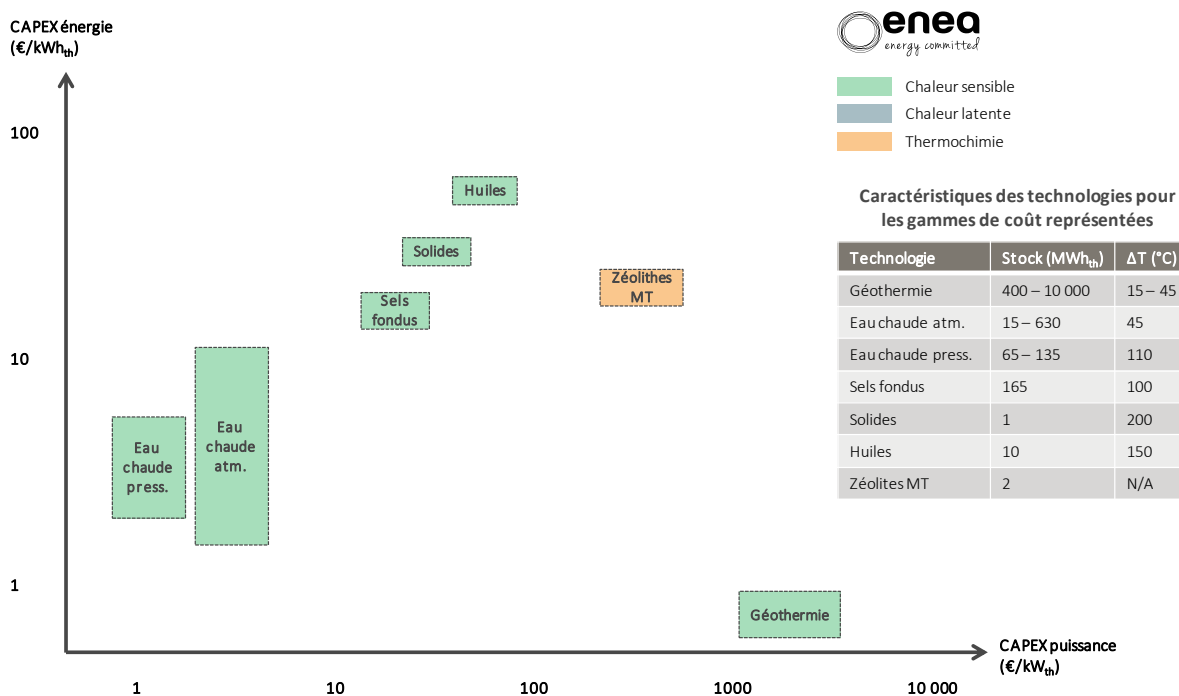


Figure 6. Positionnement des technologies de stockage thermique selon leur CAPEX en énergie et en puissance

1.2 Power-to-heat

Quatre technologies de power-to-heat sont considérées dans le cadre de cette étude, avec deux technologies mettant en œuvre l'effet Joule et deux technologies mettant en œuvre un procédé thermodynamique. La différence majeure entre ces deux familles de technologie réside dans leur performance énergétique et leur CAPEX.

Les technologies à cycle thermodynamique ont une performance énergétique élevée et requièrent un investissement élevé tandis que les technologies à effet Joule sont peu chères à l'investissement mais ont un rendement énergétique plus faible. De cette différence fondamentale entre les deux types de technologie résultent des conditions optimales d'utilisation variables. Les technologies à effet Joule sont optimales pour des usages impliquant des taux d'utilisation faibles. À l'inverse, les technologies thermodynamiques doivent être utilisées sur de longues périodes dans l'année afin d'amortir les CAPEX élevés et maximiser l'effet de leur performance énergétique.

La Figure 7 représente le positionnement des quatre technologies selon ces paramètres. Les chauffe-eau sont destinés à un usage domestique et incluent un ballon d'eau chaude comme système de stockage intégré et dont les coûts de stockage en énergie sont similaires. Les chaudières à résistance et les pompes à chaleur ont des puissances destinées à une utilisation sur site industriel ou sur réseau de chaleur. Ces technologies n'incluent pas de système de stockage.

L'effet Joule est la voie historique du power-to-heat, aujourd'hui concurrencée par les machines thermodynamiques, que les développements des dernières décennies ont portées à maturité commerciale.

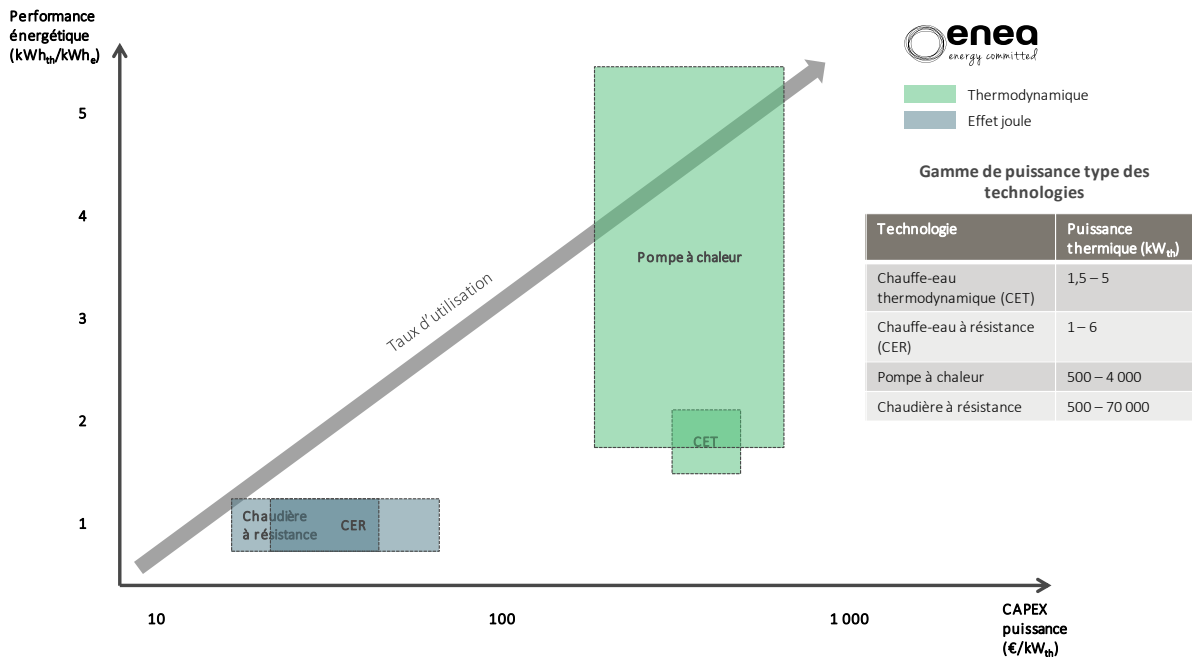


Figure 7. Positionnement des technologies de power-to-heat selon leur performance énergétique et leur coût d'investissement

2 Méthodologie

2.1 Définition des cas d'étude

Les applications industrielles du stockage thermique et du power-to-heat sont nombreuses et certaines sont déjà matures et très répandues à ce jour. On citera à titre d'exemple le stockage d'énergie solaire thermique (par exemple pour un réseau de chaleur), le stockage de chaleur appliqué aux serres agricoles, ou les chauffe-eau thermodynamiques munis de pompes à chaleur.

Bien qu'un grand nombre de cas d'études ait été envisagé, l'étude s'est focalisée sur 6 applications pour lesquelles les technologies de stockage thermique ou de P2H ont été jugées susceptibles d'avoir un intérêt économique et n'ont pas ou peu été analysées à ce jour.

Les six cas d'étude, déterminés en concertation avec l'ADEME, l'ATEE et les industriels cofinanceurs de l'étude, sont présentés brièvement ci-dessous avec les problématiques étudiées :

- | **Dimensionnement de chaudières biomasse dans un réseau de chaleur** : Comment réduire les coûts d'investissement d'une chaudière biomasse par l'utilisation d'un stockage thermique à cycle court (journalier / hebdomadaire) ?
- | **Renforcement de réseau de chaleur urbain** : Comment éviter ou reporter un renforcement réseau en utilisant un stockage distribué ?
- | **Power-to-heat et stockage pour un réseau de chaleur urbain** : Quelle est la compétitivité du power-to-heat, avec stockage de chaleur éventuel, pour alimenter les réseaux de chaleur urbains ?
- | **Récupération de chaleur fatale sur un site industriel** : Le stockage de chaleur peut-il favoriser la valorisation de chaleur fatale de procédés industriels et réduire les coûts de production pour satisfaire une demande discontinue sur des réseaux de chaleur industriels ?
- | **Cogénération et stockage thermique sur un site industriel** : Quels gains peut apporter un stockage thermique sur les revenus de vente d'électricité d'une unité de cogénération ?
- | **Stockage thermique domestique (ECS) et flexibilité du système électrique français** : Quel est l'impact du mix de production d'ECS domestique (effet Joule ou thermodynamique) sur le pilotage de la demande électrique ECS et la flexibilité du système électrique français ?

2.2 Méthodologie d'étude de cas

La méthodologie utilisée pour l'analyse coûts-bénéfices des cas d'étude repose sur un certain nombre d'orientations clefs que nous décrivons ici.

Estimation de la valeur du stockage et du P2H pour la collectivité

Pour quantifier l'intérêt économique du stockage (respectivement du P2H), l'approche utilisée consiste à comparer les coûts totaux du système avec et sans stockage de chaleur (respectivement P2H). Les coûts considérés intègrent :

- | Les coûts d'investissements des moyens de production ou de stockage ;
- | Les coûts d'exploitation et de maintenance des moyens de production ou de stockage, regroupés avec les coûts d'investissements sous le terme de **coûts fixes** ;
- | Les coûts de production de chaleur et d'électricité (le cas échéant), fondés sur le prix des énergies primaires et dénommés **coûts variables**.

L'approche utilisée repose donc sur les coûts réels pour l'ensemble du système énergétique, ce qui permet d'évaluer la valeur d'un investissement pour la collectivité. L'étude s'affranchit également de la majeure partie des contraintes réglementaires (tarif d'achat, réglementation sur les émissions de CO₂, TVA) et recherche plutôt la solution qui représente le meilleur optimum technico-économique pour l'ensemble des parties prenantes. Les contraintes de taux EnR&R dans la chaleur et un coût du CO₂ basé sur des projections de prix sur le marché ETS⁶ sont toutefois prises en compte.

Optimisation conjointe du dimensionnement et de la gestion de parc énergétique

Afin de déterminer le dimensionnement du système de stockage pour un cas d'étude donné, il est important d'optimiser conjointement sa capacité (puissance et taille du stockage, en MW_{th} et MWh_{th} respectivement) et son exploitation (puissance soutirée et injectée au pas de temps horaire). Chaque cas d'étude est modélisé dans le logiciel Artelys Crystal et l'optimum technico-économique est déterminé par l'algorithme d'optimisation de capacité intégré au logiciel dans le cadre du projet POST⁷ réalisé pour l'ADEME. Dès lors, le modèle permet de réaliser des arbitrages entre différentes stratégies d'investissements dans le stockage, en prenant en compte ses coûts fixes (dépendant de la puissance et de la capacité de stockage installée), et en assurant que la solution retenue permet de satisfaire l'équilibre offre-demande au pas de temps horaire sur l'ensemble de l'année.

Modélisation des fondamentaux du système électrique

L'optimisation conjointe du mix électrique et des opérations du cas d'étude analysé nécessite une modélisation des fondamentaux du système électrique (représentation des différentes filières thermiques, des contraintes d'exploitation hydrauliques, du pilotage de l'eau chaude sanitaire...), ainsi que des échanges avec les pays frontaliers (interconnexions). Un modèle de parc électrique européen

⁶ Système communautaire d'échange de quotas d'émission (en anglais *Emission Trading Scheme*)

⁷ Plateforme d'Optimisation des Supergrids Transcontinentaux (cf. [14])

a donc été mis en place (cf. section 2.4) pour estimer le prix de l'électricité pour les cas impliquant les technologies de P2H ou de cogénération notamment.

Analyse de la rentabilité des projets de stockage ou de P2H

Les cas d'étude dont l'analyse de la valeur pour la collectivité indique un fort potentiel font l'objet d'une analyse de la rentabilité ou de la valeur pour un opérateur économique (ex : opérateur de réseau de chaleur). Les conditions de rentabilité telles que la typologie de projet, les coûts des technologies et les prix de l'énergie sont évaluées autour d'une analyse de la valeur actuelle nette (VAN) d'un projet, notamment avec une analyse de sensibilité.

Évaluation du gisement et impact sur l'emploi

Une évaluation du gisement technique de déploiement des dispositifs de stockage ou de P2H est réalisée pour les applications à fort potentiel. Le gisement technique est évalué comme le potentiel de réplication des projets type de stockage en France et à horizon 2030, étant données les contraintes techniques de gisement (ex : gisement de chaleur pour les PAC, perspectives de croissance des réseaux de chaleur urbains).

Le gisement évalué en unité de puissance ou d'énergie installée pour les dispositifs de stockage et de P2H à horizon 2030 est converti en euros puis en emplois, afin d'évaluer son impact sur l'emploi en France (voir section 9).

2.3 Hypothèses de modélisation

Les hypothèses de modélisation communes aux cas d'études sont décrites ci-dessous. Le lecteur pourra se référer au début de chacune des parties de cas d'étude ainsi qu'aux fiches de cas d'étude (en annexe) pour les hypothèses spécifiques à chaque cas.

2.3.1 Bouquet de production

Dans l'ensemble des cas d'étude considérés (hors ECS), l'approche retenue a été de considérer que le système de production de chaleur dispose systématiquement d'une chaudière au gaz dimensionnée pour passer la pointe. Le reste des bouquets de production est en général optimisé. Les caractéristiques techniques et hypothèses de coût des moyens de production de chaleur utilisés dans les différents cas d'étude sont décrites dans le tableau ci-dessous.

Filière	Coûts			Caractéristiques techniques	
	Coût variable (€/MWh _{th})	Coût variable incl. CO ₂ (€/MWh _{th})	Coût fixe annuel (€/MW _{th} /an)	Durée de fonctionnement minimum	P _{min} (en % de la puissance installée)
Chaudière à gaz⁸	32	39	8 000		Pas de contrainte ⁹
Chaudière biomasse	40	40	25 000	10h	40%
UIOM	15	15	74 000		Fatal
Cogénération gaz	32 ¹⁰	39 ¹⁰	64 320 (en €/MW _e /an)		50%

Tableau 1. Caractéristiques des moyens de production de chaleur (hors stockage et P2H)

Les coûts variables de production de chaleur reposent sur des hypothèses de coût de combustible et de CO₂ cohérentes entre elles (le prix des combustibles ayant tendance à baisser lorsque le prix du CO₂ augmente) telles que définies dans le scénario « New Policies » de l'Agence Internationale de l'Énergie [2], scénario ayant été sélectionné comme scénario de référence pour l'étude. En particulier, les coûts présentés incluent un coût lié aux émissions de CO₂ basé sur un prix de marché CO₂ de 27,7 €/t_{CO2}. Par ailleurs, la Loi de transition énergétique pour la croissance verte fixant l'objectif d'appliquer une taxe CO₂ de 100 €/t_{CO2} à horizon 2030, cette valeur est utilisée alternativement aux 27,7 €/t_{CO2} dans l'analyse de la rentabilité des pompes à chaleur face au gaz naturel dans un scénario de prix élevé de la chaleur gaz (cf. section 5.2.2)¹¹. Par contre, elle n'a pas été retenue pour l'analyse des cas d'étude car, dans le cadre de la modélisation du système électrique, l'utilisation de cette taxe pour la France et de l'hypothèse de coût de CO₂ du scénario « New Policies » pour les autres pays européens conduirait à des bilans énergétiques fortement déséquilibrés et globalement incohérents.

Les coûts fixes comprennent les coûts d'investissements et d'entretien, et sont annualisés au taux de 5,25% (hors inflation).

⁸ Les hypothèses de prix du gaz et du CO₂ utilisées sont issues du scénario « New Policies » de l'Agence Internationale de l'Énergie (cf. [2]).

⁹ Dans le cas de la filière *Chaudière à gaz*, il est supposé que plusieurs chaudières peuvent être installées afin de pouvoir couvrir l'ensemble des appels de puissance envisagés, de 0 MW_{th} à la puissance maximale. Aucune contrainte de puissance minimale n'est donc appliquée pour cette filière.

¹⁰ Le coût variable présenté ici correspond au coût de production de la chaleur, calculé en considérant un rendement thermique équivalent de 90%. Néanmoins, les productions de chaleur et d'électricité de l'unité de cogénération au gaz sont représentées de manière explicite dans Artelys Crystal. Le coût réel de production de la chaleur dépend du prix de l'électricité vendue par la cogénération (variable dans le temps) : un prix élevé de l'électricité se traduit par un coût faible de production de chaleur pour l'exploitant (et inversement).

¹¹ On notera que RTE utilise une valeur proche (95 €/t_{CO2}) pour élaborer le bilan énergétique du scénario 2030 « Nouveau Mix ».

2.3.2 Profils de consommation d'un réseau de chaleur urbain

Pour les trois cas d'étude portant sur des applications de stockage et de P2H pour un réseau de chaleur urbain, nous utilisons le profil de demande présenté ci-dessous. Il s'agit d'une demande de chaleur BT, correspondant à une consommation principalement résidentielle et donc thermosensible, avec de très fortes variations entre les demandes hiver et été.

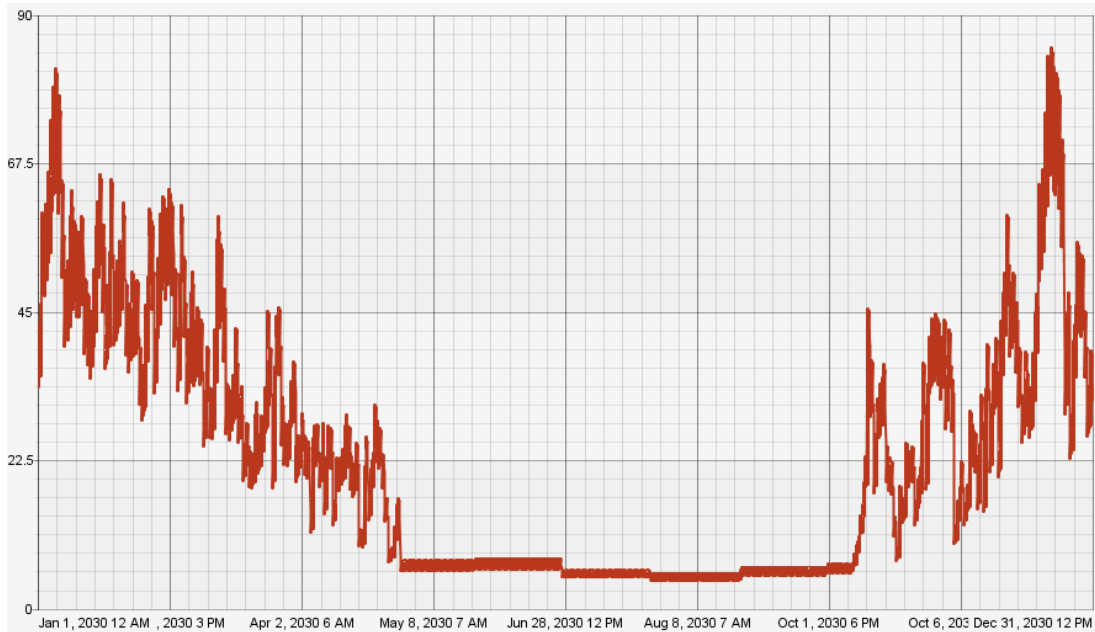


Figure 8. Profil annuel de demande de chaleur de référence d'un réseau de chaleur (en MW_{th})

2.3.3 Profils de consommation d'un site industriel

Pour les deux cas d'étude portant sur des applications du stockage sur un site industriel, nous utilisons le profil de demande présenté ci-dessous. Il s'agit d'une demande de chaleur HT, correspondant à une consommation de vapeur non-thermosensible (donc faiblement corrélée avec la température extérieure).

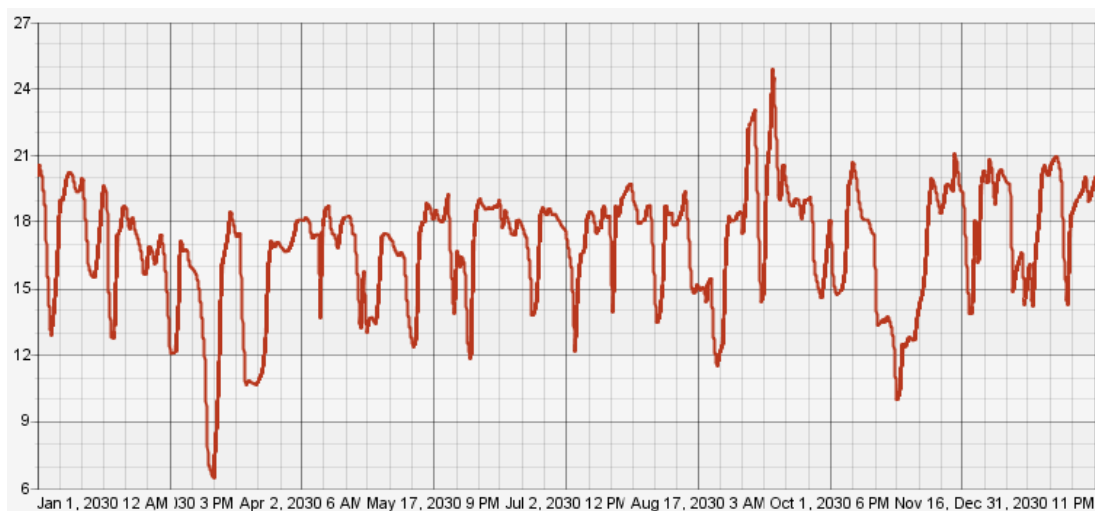


Figure 9. Profil annuel de demande de chaleur de référence d'un site industriel (en MW_{th})

Afin de caractériser l'intérêt des technologies de stockage pour un spectre de sites industriels le plus large possible, nous construisons des courbes de demande modifiées, présentant des fréquences de variation et des amplitudes différentes.

À partir de la *courbe de demande de chaleur de référence* (environ 1 cycle par semaine), nous construisons, par compression et duplication, trois *courbes de demande de chaleur modifiées* caractérisées par des cycles de demande plus fréquents : 1 cycle par jour, 2,5 cycles par jour, et 4 cycles par jour. La Figure 10 illustre le profil annuel de la demande modifiée comprenant 1 cycle par jour.

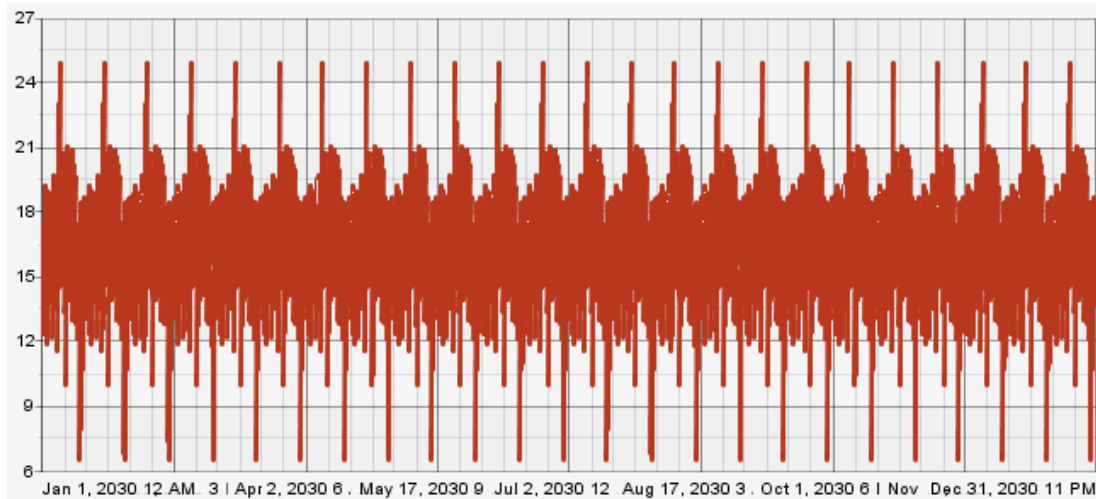


Figure 10. Profil annuel de demande de chaleur d'un site industriel (en MW_{th}) comprenant 1 cycle par jour

De la même façon, à partir de la *courbe de demande de chaleur de référence* (variations entre 6 MW_{th} et 25 MW_{th}, volume annuel de 136 GWh_{th}), nous construisons, par homothétie, une *courbe de demande de chaleur modifiée* caractérisée par une amplitude de variations plus forte : entre 1 MW_{th} et 25 MW_{th} (volume annuel de 121 GWh_{th}). Nous intégrons alors les quatre variations de fréquence de cycles de demande présentées précédemment.

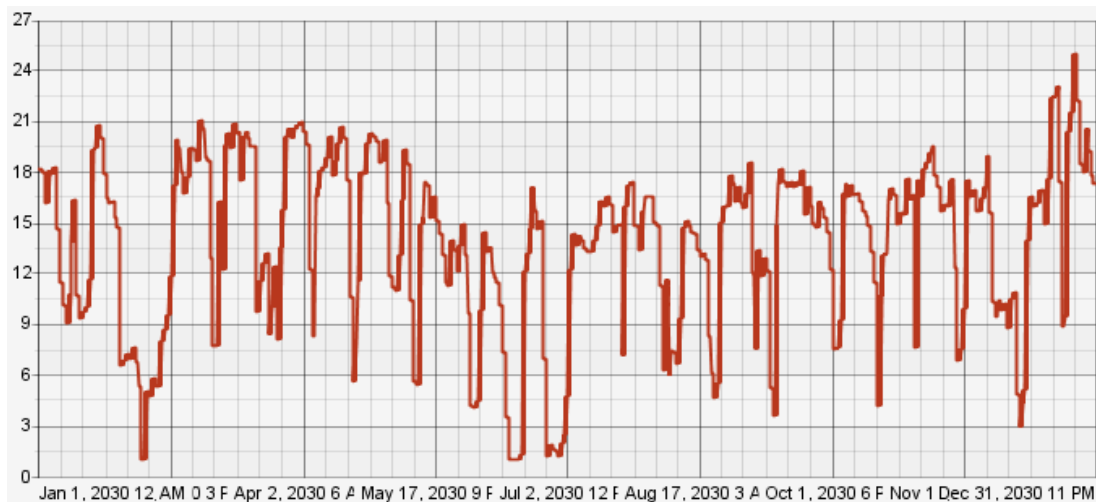


Figure 11. Profil annuel de demande de chaleur d'un site industriel (en MW_{th}) avec fortes amplitudes de variation et comprenant 1 cycle par semaine

2.3.4 Technologies de stockage et de power-to-heat

Pour chaque cas d'étude, deux jeux de paramètres technico-économiques sont utilisés pour les technologies de stockage. Chaque jeu de paramètre est choisi afin de représenter, pour chaque cas, une technologie dite « de référence » et une technologie dite « innovante ». La technologie de référence représente la technologie disponible la plus mature pour l'application du cas (eau chaude pour les applications basse température et huiles sur lit de roche pour les applications haute température). Les paramètres technico-économiques utilisés pour la technologie innovante visent à tester l'intérêt d'une technologie aux propriétés différentes et *a priori* optimales pour le cas d'application, en contrepartie de coûts d'investissements en puissance et/ou en énergie plus élevés. Les caractéristiques choisies pour les technologies innovantes se rapprochent de celles des technologies de stockage thermochimique ou par chaleur latente. Toutefois, ces valeurs restent à ce stade théoriques étant donnée la faible maturité de ces technologies (cf. fiches technologiques en section 10.1).

Dans les deux cas faisant appel à des technologies de P2H, les deux familles de technologie (effet Joule et thermodynamique) sont modélisées afin d'identifier laquelle des deux est la plus adaptée.

Le Tableau 2, le Tableau 3 et le Tableau 4 présentés ci-dessous récapitulent l'ensemble des valeurs utilisées pour la modélisation des technologies de stockage et de P2H dans les cas de référence pour l'analyse de la valeur pour la collectivité. Ces modélisations sont complétées par des analyses de sensibilité sur certains paramètres sélectionnés par le comité de pilotage de l'étude et pour lesquelles les paramètres d'entrée sont précisés dans les sections relatives à chaque cas d'étude.

		Dimensionnement de chaudières biomasse dans un réseau de chaleur urbain		Renforcement de réseau de chaleur urbain	
Production de chaleur					
Source de chaleur pour le stockage	-	Chaudière eau surchauffée		Réseau de chaleur urbain	
T source de chaleur pour le stockage	°C	110		90	
Demande de chaleur					
Tdépart	°C	90		90	
Tretour	°C	60		60	
Technologie de stockage thermique / Power-to-heat		Eau chaude Technologie innovante (ex: latente ou thermochimique)		Eau chaude Technologie innovante (ex: latente ou adsorbants)	
Tchaude	°C	95	N/A	90	N/A
Tfroide	°C	60	N/A	60	N/A
Delta T	°C	35	N/A	30	N/A
Densité énergétique spécifique	kWh _{th} /m ³ /K	1,16	N/A	1,16	N/A
Densité énergétique au Delta T	kWh _{th} /m ³	40,6	100	34,8	100
Durée d'une charge complète*	h	8	2	8	2
Durée d'une décharge complète*	h	8	2	8	2
Autodécharge*	% _{stock} /jour	0,50%	Nulle	0,50%	Nulle
Rendement thermique*	kWh _{out} /kWh _{in}	98%	98%	98%	98%
Durée de vie du système*	an	20	20	20	20
Disponibilité annuelle*	h	8700	8700	8700	8700
CAPEX puissance*	€/kW _{th}	4,57	250	4,57	250
CAPEX énergie*	€/kWh _{th}	2,69	50	3,13	50
OPEX puissance*	% CAPEX/an	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
OPEX énergie*	% CAPEX/an	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Rendement power-to-heat*	kWh _{th-out} /kWh _{el-in}	N/A	N/A	N/A	N/A

Tableau 2. Liste des paramètres technico-économiques des technologies pour la modélisation des cas d'étude « dimensionnement de chaudières biomasse » et « renforcement de réseau de chaleur urbain »

		Power-to-heat et stockage dans un réseau de chaleur urbain			
Production de chaleur					
Source de chaleur pour le stockage	-	Réseau de chaleur urbain			
T source de chaleur pour le stockage	°C	70			
Demande de chaleur					
Tdépart	°C	70			
Tretour	°C	30			
Technologie de stockage thermique / Power-to-heat		Pompe à chaleur	Chaudière électrique à résistance	Eau chaude	Stockage en sous-sol en champs de sondes
Tchaude	°C	70	N/A	70	40
Tfroide	°C	20	N/A	30	30
Delta T	°C	50	N/A	40	10
Densité énergétique spécifique	kWh _{th} /m ³ /K	N/A	N/A	1,16	N/A
Densité énergétique au Delta T	kWh _{th} /m ³	N/A	N/A	46,4	N/A
Durée d'une charge complète*	h	N/A	N/A	8	N/A
Durée d'une décharge complète*	h	N/A	N/A	8	N/A
Autodécharge*	% _{stock} /jour	N/A	N/A	0,50%	0,19%
Rendement thermique*	kWh _{out} /kWh _{in}	N/A	N/A	98%	98%
Durée de vie du système*	an	20	20	20	50
Disponibilité annuelle*	h	8700	8700	8700	8700
CAPEX puissance*	€/kW _{th}	300	75	4,57	2000
CAPEX énergie*	€/kWh _{th}	N/A	N/A	2,35	0,90
OPEX puissance*	% CAPEX/an	1,0%	1,0%	1,0%	N/A
OPEX énergie*	% CAPEX/an	N/A	N/A	1,0%	N/A
Rendement power-to-heat*	kWh _{th-out} /kWh _{el-in}	3	99%	N/A	N/A

Tableau 3. Liste des paramètres technico-économiques des technologies pour la modélisation du cas d'étude « power-to-heat et stockage pour un réseau de chaleur urbain »

		Récupération de chaleur fatale sur un site industriel		Cogénération et stockage thermique sur un site industriel		Stockage thermique domestique (ECS) et flexibilité du système électrique français	
Production de chaleur							
Source de chaleur pour le stockage	-	Vapeur surchauffée chaudière récupération		Vapeur surchauffée cogénération		N/A	
T source de chaleur pour le stockage	°C	>350		>350		N/A	
Demande de chaleur							
Tdépart	°C	350		350		N/A	
Tretour	°C	200		200		N/A	
Technologie de stockage thermique / Power-to-heat		Huiles sur lit de roche	Technologie innovante (ex: réactions chimiques)	Huiles sur lit de roche	Technologie innovante (ex: réactions chimiques)	Ballon d'eau chaude à effet joule (cumulus à résistance)	Ballon d'eau chaude thermodynamique (CETI)
Tchaude	°C	350	N/A	350	N/A	60	55
Tfroide	°C	200	N/A	200	N/A	10	10
Delta T	°C	150	N/A	150	N/A	50	45
Densité énergétique spécifique	kWh _{th} /m ³ /K	0,44	N/A	0,44	N/A	1,16	1,16
Densité énergétique au Delta T	kWh _{th} /m ³	66,7	200	66,7	200	58,1	52,3
Durée d'une charge complète*	h	4	1	4	1	6	8
Durée d'une décharge complète*	h	4	1	4	1	0,5	0,5
Autodécharge*	% _{stock} /jour	1,0%	Nulle	1,0%	Nulle	N/A	N/A
Rendement thermique*	kWh _{out} /kWh _{in}	95%	90%	95%	90%	N/A	N/A
Durée de vie du système*	an	20	20	20	20	12	12
Disponibilité annuelle*	h	8700	8700	8700	8700	8700	8700
CAPEX puissance*	€/kW _{th}	84	500	84	500	33	679
CAPEX énergie*	€/kW _{th}	79	100	79	100	49	84
OPEX puissance*	% CAPEX/an	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	Négligeable	Négligeable
OPEX énergie*	% CAPEX/an	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	Négligeable	Négligeable
Rendement power-to-heat*	kWh _{th-out} /kWh _{el-in}	N/A	N/A	N/A	N/A	0,6	1,5

Tableau 4. Liste des paramètres technico-économiques des technologies pour la modélisation des 3 cas d'étude qui n'impliquent pas de réseau de chaleur urbain

2.4 Modélisation du système électrique

Afin de mener l'analyse du cas d'étude sur l'eau-chaude sanitaire ainsi que les analyses des cas incluant les technologies de P2H ou de cogénération, un modèle du système électrique européen à l'horizon 2030, réalisé avec Artelys Crystal, a été employé. Ce modèle comprend :

- | Un parc de production basé sur le scénario Nouveau Mix de RTE (cf. [3]). Seule la gestion de ce parc est optimisée, ses investissements étant fixés.
- | Une représentation des différentes filières thermiques et de leurs contraintes d'exploitation (gradients, puissance minimale) au pas de temps horaire ;
- | Une représentation des parcs hydrauliques et de leurs contraintes d'exploitation au pas de temps horaire. En particulier, sont pris en compte les stockages saisonniers (réservoirs hydroélectriques) et les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ;
- | Des profils horaires de demande électrique et de production renouvelable intermittente ;
- | Des modèles de flexibilité pour l'eau chaude sanitaire ;
- | Des coûts des combustibles et du CO₂ basés sur le scénario « New Policies » du World Energy Outlook 2015 de l'Agence Internationale de l'énergie (cf. [2])
- | Une représentation explicite des moyens de production sur l'ensemble du périmètre Européen (incluant les pays de l'Europe des 28 ainsi que la Bosnie-Herzégovine, la Macédoine, le Monténégro, la Norvège, la Suisse et la Serbie), permettant de prendre en compte les imports et exports dans cette zone, ainsi que la quantité d'électricité disponible à bas coût.

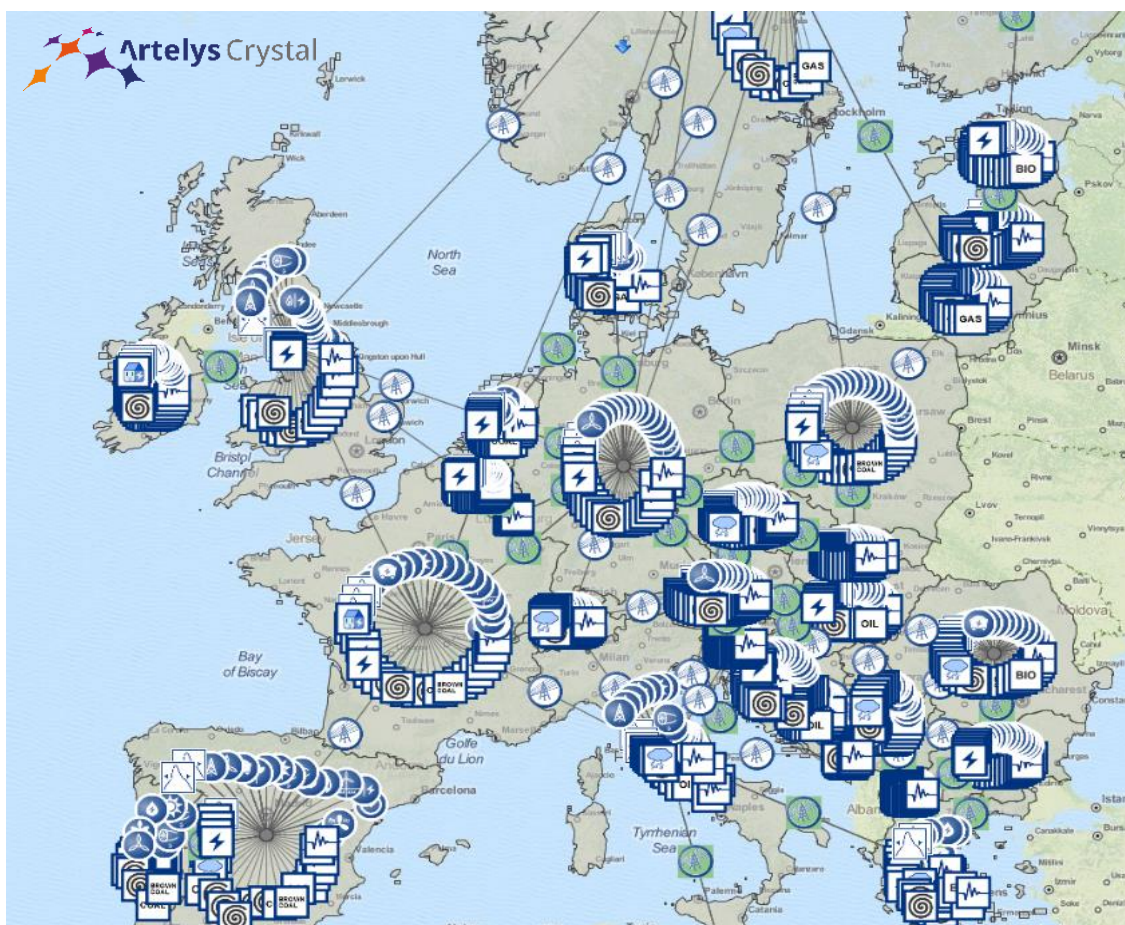


Figure 12. Système électrique européen modélisé dans Artelys Crystal©

Sur la figure ci-dessus sont visibles les systèmes électriques modélisés. Chaque pays est représenté par un nœud auquel sont attachés ses actifs de production, de consommation et de transport (interconnexions permettant les échanges avec les pays voisins).

Ce modèle permet de simuler l'équilibre offre/demande sur l'ensemble du système électrique européen sur l'ensemble de l'année, au pas de temps horaire, en minimisant ses coûts de gestion. Le modèle suit par construction la logique de **préséance économique** (ou « merit order ») qui consiste à utiliser en premier les moyens de production dont les coûts variables de production (en €/MWh_e) sont les plus faibles. La granularité horaire et la modélisation explicite des stocks (réservoirs hydroélectriques, STEP, ECS) et des contraintes techniques du système (gradients de production en particulier) permettent également de prendre en compte la dynamique de l'ensemble du système.

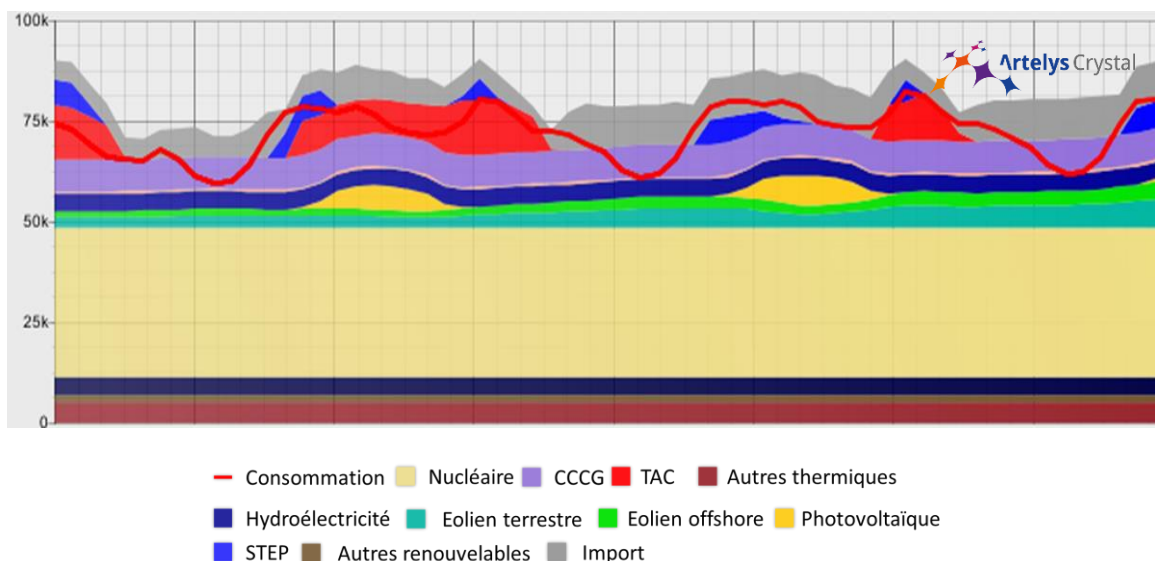


Figure 13. Courbe de production cumulée (en GW_e) en France pendant 2 jours d'hiver en 2030 (scénario Nouveau Mix)

La figure ci-dessus illustre le comportement du système électrique français en 2030, tel que modélisé dans Artelys Crystal, pour deux jours d'hiver. Les CCG (en violet) sont ici utilisées en base pendant toute la journée, tandis que les centrales de pointe (TAC, en rouge) et les STEP (en bleu clair) sont activées uniquement pendant la journée, lorsque la consommation (ligne rouge) est élevée. Il est intéressant de noter que la production et les imports sont supérieurs à la demande pendant la période présentée, le surplus d'énergie étant exporté vers des pays limitrophes. La France est donc un pays de transit pendant cette période.

Le système électrique européen considéré est fondé sur le scénario **Nouveau Mix** de RTE pour la France et sur le scénario **Green Transition** de l'ENTSO-E (scénario V3) pour le reste de l'Europe et les interconnexions, en cohérence avec les objectifs de transition énergétique en France et en Europe. En moyenne sur les scénarios climatiques, la production d'électricité en France est composée à 50% de nucléaire, et à 40% de sources renouvelables.

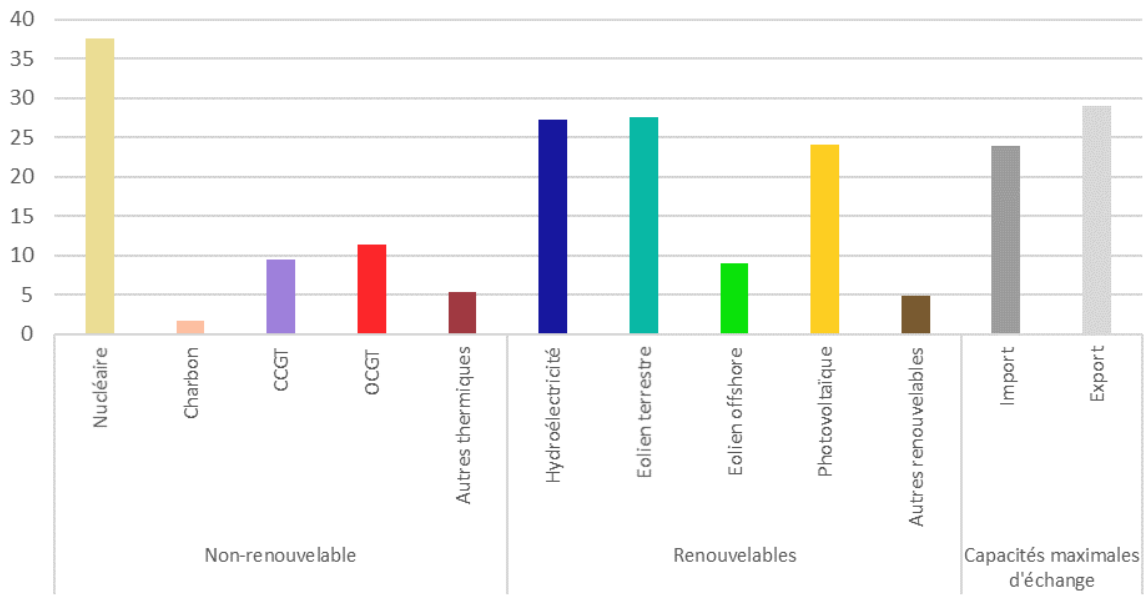


Figure 14. Capacités installées (en GW_e) en France selon le scénario nouveau mix de RTE

Dans le cadre de la présente étude, ce modèle a été utilisé pour :

- | Générer des courbes de coûts marginaux¹² de l'électricité en France en 2030 pour le scénario considéré, données nécessaires à l'analyse des cas portant sur les technologies de P2H et de cogénération.
- | Estimer l'impact sur le système électrique français d'une augmentation de la part de chauffe-eau thermodynamiques dans le bouquet de production d'ECS électrique.

¹² De manière usuelle, le coût marginal à chaque instant est le coût de la dernière unité de production appelée pour satisfaire la demande ou plus généralement, le coût qu'engendrerait un MWh_e de plus de consommation à cette heure (ou le gain qu'engendrerait un MWh_e de moins de consommation à cette heure).

3 Dimensionnement de chaudières biomasse dans un réseau de chaleur urbain

Afin de produire 60% de sa chaleur à partir de sources EnR&R, un réseau de chaleur urbain peut décider d'investir dans une ou plusieurs chaudières biomasse. En particulier, ce choix peut être contraint par l'absence de sources de chaleur provenant d'incinération d'ordures ménagères (UIOM). En raison de la thermo-sensibilité de la demande de chaleur, il est souvent nécessaire d'investir dans deux chaudières biomasse de petite taille pour en faire fonctionner une en base toute l'année et une seconde pendant l'hiver, où la demande est significativement plus élevée. Néanmoins, ce double-investissement représente un surcoût non-négligeable par rapport à l'installation d'une unique chaudière biomasse de plus grande capacité en raison d'économies d'échelle conséquentes (de 20 à 30%). Il s'agit donc dans ce cas de quantifier l'intérêt du stockage pour permettre de réduire les CAPEX biomasse du réseau de chaleur tout en disposant d'une flexibilité suffisante pour couvrir la demande avec une production à 60% EnR&R.

3.1 Valeur du stockage pour la collectivité

3.1.1 Méthode d'analyse

L'approche retenue pour quantifier les gains que peut apporter l'utilisation du stockage pour réduire des coûts d'investissements importants en chaudière bois s'intéresse à trois cas de figure :

- | Une situation de référence avec une unique chaudière biomasse et une chaudière gaz en appoint,
- | Une situation avec deux chaudières biomasse, sans stockage de chaleur, et une chaudière gaz en appoint,
- | Une situation avec une chaudière biomasse et un stockage de chaleur, avec une chaudière gaz en appoint.

Dans chacun des cas, les capacités des chaudières biomasse et du stockage (en puissance et en énergie) sont obtenues par optimisation économique sous contrainte de 60% de la chaleur produite de sources EnR&R, et hors taxes et subventions.

Compte-tenu des résultats obtenus, des analyses de sensibilité ont été conduites sur le coût de la technologie de stockage, sur la durée minimale de fonctionnement des chaudières biomasse, sur le delta de température du réseau et sur le profil de consommation de chaleur considéré.

3.1.2 Hypothèses

L'analyse réalisée dans ce cadre repose sur le profil de consommation de réseau de chaleur basse-température décrit en 2.3.2. Il s'agit d'une demande fortement thermosensible, de consommation annuelle de 200 GWh_{th} et de pointe de consommation à 85,4 MW_{th}.

Le bouquet de production de chaleur est initialement constitué d'une chaudière gaz dimensionnée pour la pointe (85,4 MW_{th}) et de coût variable 39 €/MWh_{th} (incluant le coût du CO₂). L'optimisation des capacités de production des chaudières biomasse, dont le coût variable est légèrement supérieur (40 €/MWh_{th}), est réalisée en utilisant le coût fixe annualisé de 25k€/MW_{th}/an. Dans le cas avec deux chaudières biomasse, le coût d'installation est supposé 20% plus élevé, soit 30k€/MW_{th}/an, pour prendre en compte les économies d'échelle liées à l'installation d'une chaudière sensiblement plus grande.

Les technologies de stockages sélectionnées pour ce cas et leurs caractéristiques sont décrites dans le tableau suivant :

Technologie	CAPEX puissance en €/MW _{th} /an	CAPEX énergie en €/MWh _{th} /an	Rendement thermique	Durée minimale d'une charge complète	Autodécharge en %stock/jour
Eau chaude atmosphérique (ΔT = 35°C)	380	220	98%	8h	0,50
Technologie innovante (latente ou thermochimique)	4 100	21 000	98%	2h	0

Tableau 5. Caractéristiques des stockages pour le cas d'étude « Dimensionnement de chaudières biomasse »

3.1.3 Cas de référence

L'optimisation d'un bouquet de production comprenant une unique chaudière biomasse sans stockage conduit à un dimensionnement à hauteur de 27 MW_{th}. La chaudière biomasse n'est ainsi utilisée qu'en saison froide, lorsque la demande est suffisante pour permettre un fonctionnement compatible avec sa puissance minimale de fonctionnement (cf. Figure 15). La très faible demande de chaleur en été, combinée à la contrainte de production de chaleur 60% EnR&R, est donc un frein à la rentabilisation d'une chaudière biomasse de grande capacité. La chaudière gaz est utilisée lors des périodes de pointe et en saison chaude.

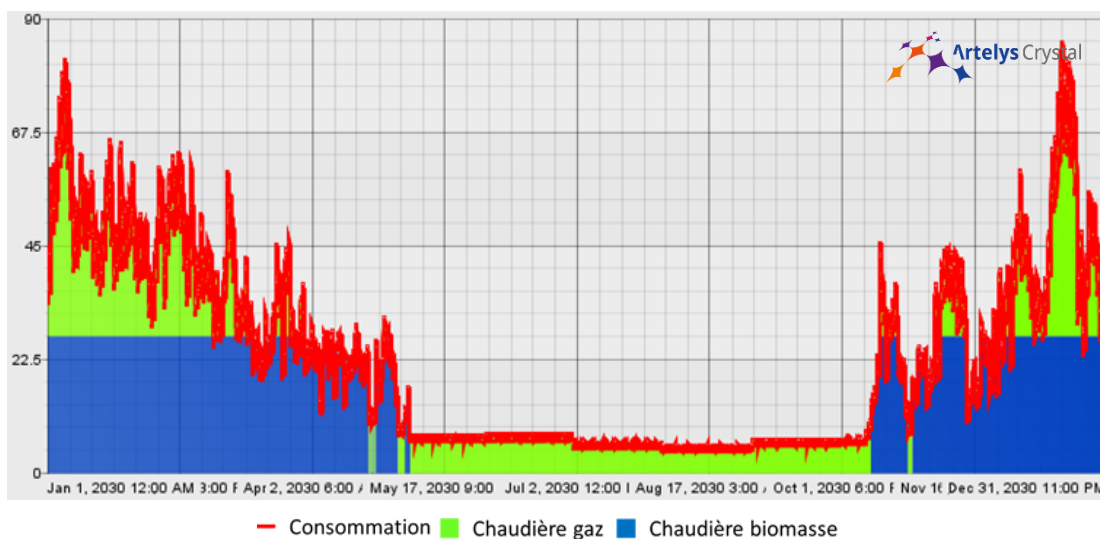


Figure 15. Production du réseau de chaleur (en MW_{th}) tout au long de l'année, dans le cas de l'installation d'une unique chaudière biomasse de 27 MW_{th}

Afin de mieux rentabiliser l'investissement dans une chaudière biomasse, une stratégie classique consiste à installer deux chaudières biomasse de plus faible capacité. L'optimisation du bouquet de production dans ce contexte conduit à sélectionner deux chaudières biomasse de 10,5 MW_{th} chacune. Une chaudière biomasse est utilisée en base tout au long de l'année, et la seconde est utilisée en saison froide uniquement (cf. Figure 16). Ainsi la capacité des chaudières biomasse installées est plus faible, grâce à un plus fort taux d'utilisation qui permet d'atteindre une production 60% EnR&R avec moins de capacité. La chaudière gaz n'est utilisée que pour couvrir les pointes de demande.

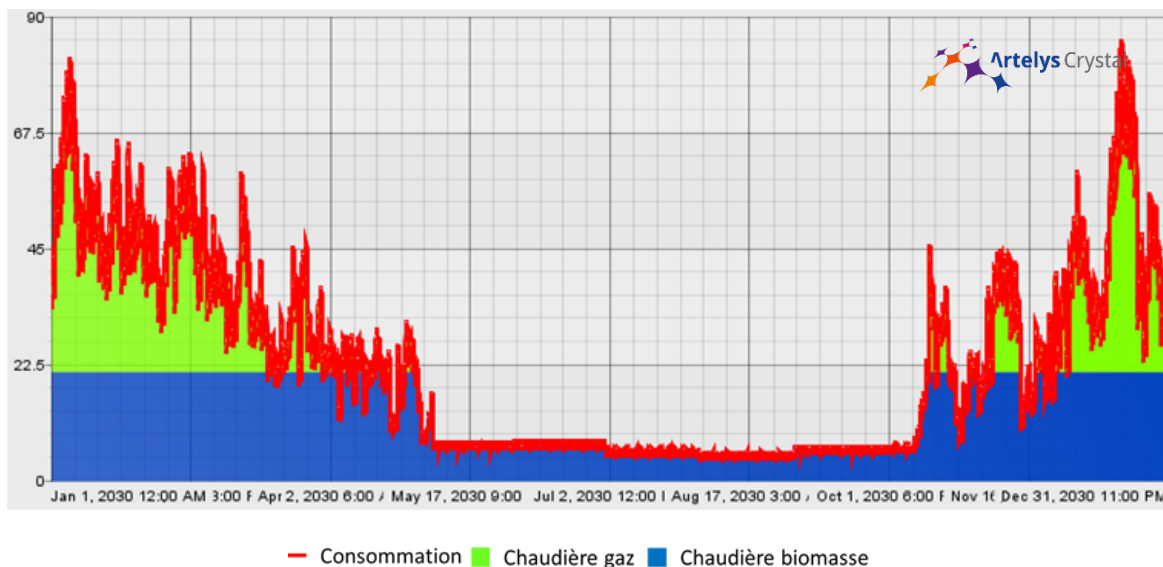


Figure 16. Production du réseau de chaleur (en MW_{th}), installation de deux chaudières biomasse de 10,5 MW_{th}

L'optimisation du bouquet de production comprenant une chaudière biomasse et un stockage de chaleur (eau chaude atmosphérique) conduit à une puissance de production biomasse de 21 MW_{th}, permettant ainsi des économies d'échelle importantes. La chaudière biomasse est ainsi utilisée tout

au long de l'année avec des cycles d'arrêts-démarrages fréquents en saison chaude. En effet, le stockage est utilisé pour stocker le surplus de production lorsque la biomasse fonctionne à sa puissance minimale (8,4 MW_{th}) et cette énergie est restituée lors de périodes de déstockage pendant lesquelles la chaudière est arrêtée (cf. Figure 17). On dénombre une centaine de démarrages pendant la saison chaude, pour des cycles d'arrêts-démarrages d'un jour ou plus, ce qui soulève une question sur la faisabilité opérationnelle d'un tel schéma de fonctionnement. Ce point est étudié plus en détail en section 3.1.4.

Le stockage d'eau chaude atmosphérique installé a les caractéristiques suivantes :

- | Puissance : 7,8 MW_{th}.
 - Cette puissance permet de fournir la demande de chaleur en saison chaude aux moments où la chaudière biomasse est arrêtée.
- | Capacité de stockage : 77 MWh_{th}.
 - Cette capacité énergétique permet de fournir la chaleur nécessaire pendant un cycle de déstockage et correspond à une durée de décharge de 10h.

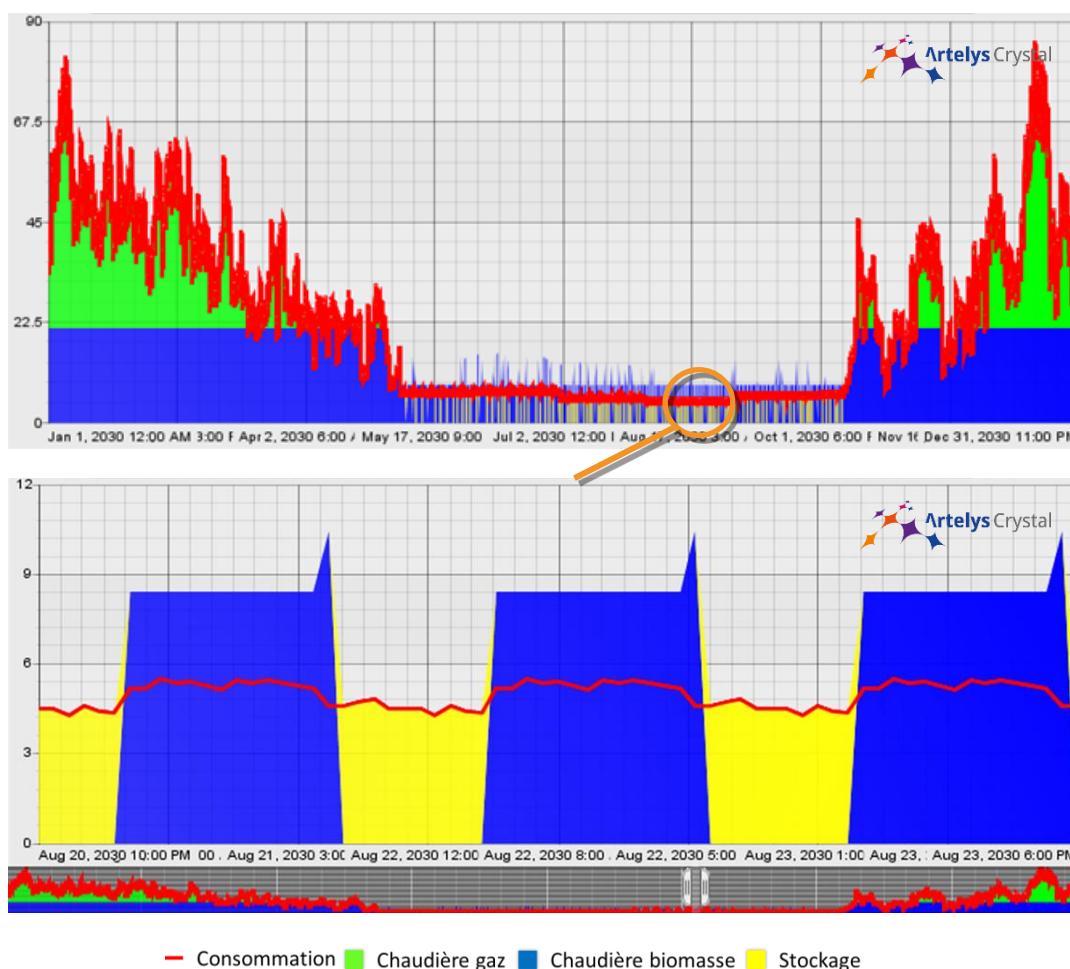


Figure 17. Production du réseau de chaleur (en MW_{th}), installation d'une chaudière biomasse (21 MW_{th}) et d'un stockage

Le stockage permet donc de réduire la capacité de la biomasse de 27 à 21 MW_{th} entraînant par la même des économies importantes de CAPEX (cf. Tableau 6).

Par rapport au cas avec deux chaudières biomasse, le stockage permet de ne mettre en place qu'une seule chaudière biomasse, à énergie restituée et capacité de production globale identique, la différence entre les deux configurations se faisant donc sur les coûts fixes.

Poste de coût	Une chaudière biomasse sans stockage	Deux chaudières biomasse	Une chaudière biomasse et un stockage d'eau chaude atmosphérique
Coûts fixes annualisés chaudière(s) biomasse	675 000	630 000	525 000
Coût fixes annualisés stockage eau chaude atmosphérique	-	-	20 000
Total	675 000	630 000	545 000
Économie annuelle réalisée	-	45 000 (-6,7%)	130 000 (-19,2%)

Tableau 6. Synthèse des coûts fixes annualisés du bouquet de production du réseau de chaleur, avec et sans stockage (en €/an)

Le coût modéré du stockage d'eau chaude atmosphérique est largement compensé par les économies d'investissement réalisées sur la chaudière biomasse, ce qui induit un retour sur investissement très rapide du stockage installé.

L'utilisation de ce stockage court terme dans un tel contexte entraîne toutefois des coûts liés aux arrêts et démarrages fréquents de la biomasse en été qui n'ont pas été pris en compte dans cette partie mais font l'objet de la partie suivante.

L'analyse du cas d'étude pour évaluer l'intérêt d'une technologie de stockage innovante (paraffine, adsorbants) montre que dans l'état actuel de maturité économique de la technologie, les conditions de rentabilité ne sont pas satisfaites. Leur coût d'investissement demeure trop élevé et la vitesse de décharge rapide qui les caractérise n'est pas réellement un atout ici, sachant que les cycles de décharge de l'ordre de 10h (durée minimale de fonctionnement) sont un objectif. Une étude de l'influence de la compacité de tels stockages sous contraintes foncières fortes pourrait toutefois donner des perspectives plus favorables à ces technologies.

3.1.4 Sensibilité à la durée minimale de fonctionnement

Le dimensionnement de la chaudière biomasse ne prend pas en compte le coût de démarrage. Or chaque démarrage de la chaudière représente un surcoût additionnel difficilement mesurable :

- | en combustible (faible rendement en sous-régime, en particulier en démarrage « à froid »),
- | en main d'œuvre,
- | en maintenance (usure de la chaudière, en particulier en démarrage « à froid »).

De plus, lors des démarrages de chaudières bois, les émissions de polluants sont nettement plus élevées qu'en régime nominal. Il est donc préférable de chercher à limiter le nombre de démarrages. À cet effet, nous étudions la sensibilité de l'optimisation du bouquet de production à la durée minimale de fonctionnement de la chaudière biomasse. Trois durées minimales de fonctionnement sont testées : 10h (cf. section 2.3.1), 24h, et 48h. Les tableaux suivants illustrent les résultats obtenus.

	10h	24h	48h
Capacité de la chaudière biomasse	21 MW _{th}	21 MW _{th}	21 MW _{th}
Capacité de stockage (eau chaude atmosphérique)	7,8 MW _{th} 77 MWh _{th}	7,8 MW _{th} 171 MWh _{th}	7,8 MW _{th} 341 MWh _{th}
Nombre de cycles	117	48	25
Durée des cycles	1 jour	3 jours	1 semaine

Tableau 7. Capacités de stockage installées et caractéristiques des cycles d'arrêts-démarrages en fonction de la durée minimale de fonctionnement

Poste de coût	Deux chaudières biomasse	Une chaudière biomasse et un stockage d'eau chaude atmosphérique		
		10h	24h	48h
Coûts fixes chaudière(s) biomasse	630 000	525 000	525 000	525 000
Coût fixes stockage eau chaude atmosphérique	-	20 000	49 900	78 900
Total	630 000	545 000	574 900	603 900
Économie réalisée	-	85 000 (-13,5%)	55 100 (-8,7%)	26 100 (-4,1%)
Ratio économie réalisée / nombre annuel de démarrages	-	730	1 150	1 040

Tableau 8. Synthèse des coûts fixes du bouquet de production du réseau de chaleur avec stockage (en €/an), en fonction de la durée minimale de fonctionnement de la chaudière biomasse

Lorsque la durée minimale de fonctionnement de la chaudière biomasse est fixée à 24h, nous obtenons le meilleur compromis entre les économies réalisées en termes d'investissements et le nombre de démarrages de la chaudière biomasse. Néanmoins, avec un démarrage tous les 3 jours, la chaudière doit alors démarrer « à froid », ce qui est évité dans le cas de référence avec un démarrage par jour.

Notons qu'en pratique, dans certaines situations comme les phases de développement de réseau, les chaudières biomasse fonctionnent régulièrement à charge très réduite avec de très nombreux cyclages. L'adjonction d'un stockage dans ce contexte pourrait permettre d'optimiser ces coûts, ce qui n'a pas été étudié dans la présente étude.

3.1.5 Sensibilité au delta de température

L'analyse précédente, réalisée pour un delta de température de 35°C, est reconduite en considérant que la température de retour du réseau de chaleur est abaissée. Le delta de température considéré est ici de 60°C pour le stockage d'eau chaude atmosphérique, ce qui permet une baisse des coûts fixes en énergie du stockage à 129 €/MWh_{th}/an (au lieu de 222 €/MWh_{th}/an pour un delta de température de 35°C). Le dimensionnement et la modalité de gestion du bouquet de production demeurent globalement inchangés. Seuls les coûts d'investissement en stockage sont impactés.

	10h	24h	48h
Capacité de la chaudière biomasse	21 MW _{th}	21 MW _{th}	21 MW _{th}
Capacité de stockage (eau chaude atmosphérique)	7,8 MW _{th} 73 MWh _{th}	7,8 MW _{th} 171 MWh _{th}	7,8 MW _{th} 341 MWh _{th}
Nombre de cycles	125	55	25
Durée des cycles	1 jour	3 jours	1 semaine

Tableau 9. Capacités de stockage installées et caractéristiques des cycles d'arrêts-démarrages en fonction de la durée minimale de fonctionnement ($\Delta T = 60^{\circ}\text{C}$)

Poste de coût	Deux chaudières biomasse	Une chaudière biomasse et un stockage d'eau chaude atmosphérique		
		10h	24h	48h
Coûts fixes chaudière(s) biomasse	630 000	525 000	525 000	525 000
Coût fixes stockage eau chaude atmosphérique	-	12 500	25 100	57 800
Total	630 000	537 500	550 100	572 200
Économie réalisée	-	92 500 (-17,2%)	79 900 (-14,5%)	57 800 (-10,1%)
Ratio économie réalisée / nombre annuel de démarrages	-	740	1 450	2 300

Tableau 10. Synthèse des coûts fixes du bouquet de production du réseau de chaleur avec stockage (en €/an), en fonction de la durée minimale de fonctionnement de la chaudière biomasse ($\Delta T = 60^{\circ}\text{C}$)

L'augmentation du delta de température permet de mieux rentabiliser le stockage, en particulier lorsque la durée minimale de fonctionnement est plus élevée (24h ou 48h). La réduction des coûts fixes en énergie est plus particulièrement profitable lorsque la durée des cycles d'arrêts-démarrages de la chaudière biomasse sont plus longs (besoin en capacité de stockage plus important). Le meilleur compromis entre les économies réalisées en termes d'investissement et le nombre de démarrages de la chaudière biomasse est atteint avec des cycles d'une semaine (démarrages « à froid »).

3.1.6 Sensibilité au profil de demande

Dans cette section, nous analysons la rentabilité du stockage dans le cas où la demande de chaleur est modifiée en incluant une plus grande proportion de consommation ECS (le reste étant considéré comme un usage pour le chauffage des bâtiments). Ce cas se rapproche de ce qui pourrait être observé sur un réseau de chaleur pour lequel les bâtiments raccordés seraient en majorité performants. Ainsi, nous construisons une courbe de demande hypothétique à partir de la courbe de demande de chaleur de référence en lui ajoutant un volume supplémentaire de consommation de 10% avec un profil correspondant à la consommation utile d'ECS (la demande de référence correspond à un volume d'ECS de 5-10% environ). Cette demande de chaleur modifiée est ensuite normalisée afin de conserver le même bilan d'énergie que la demande de référence (soit 200 GWh_{th}). Les figures suivantes illustrent les différences entre les deux courbes de demande.

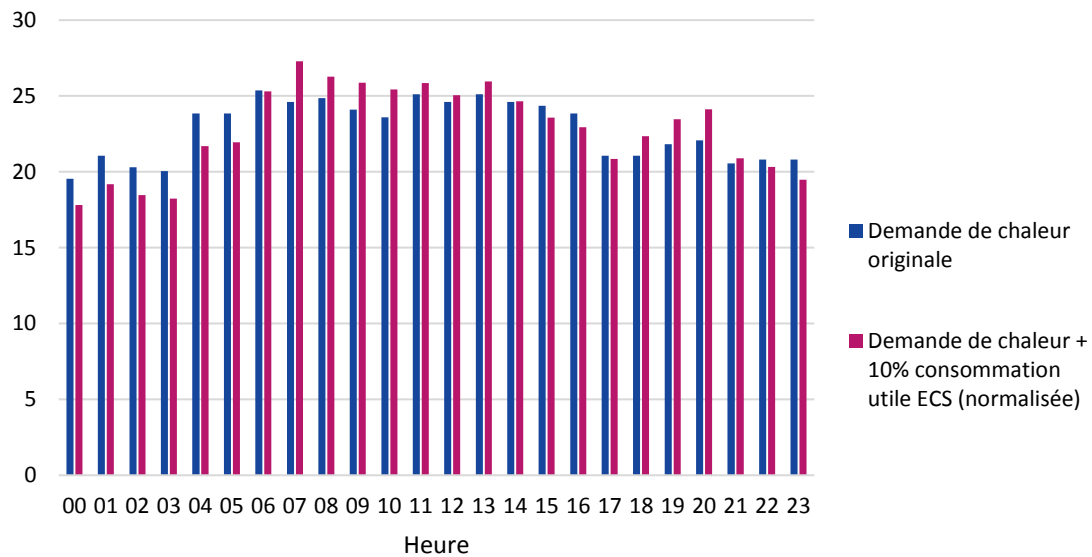


Figure 18. Profil journalier moyen de la demande de chaleur, avec et sans ajout de 10% en consommation utile d'ECS

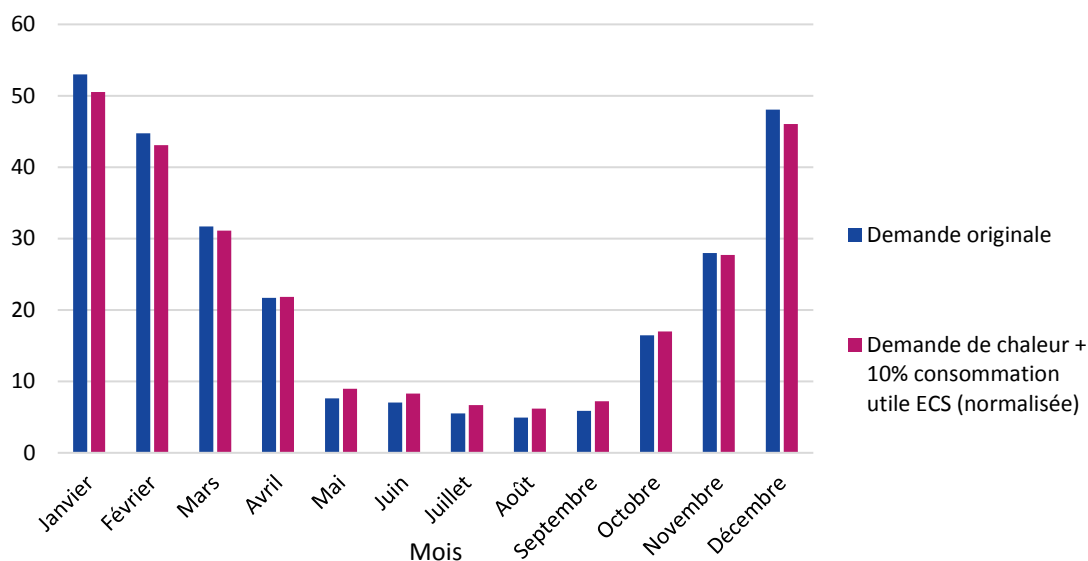


Figure 19. Profil mensuel de la demande de chaleur, avec et sans ajout de 10% en consommation utile d'ECS

La courbe de demande de chaleur modifiée présente des pics infra-journaliers de demande plus élevés autour de 7h et 19h, et une saisonnalité moins marquée (ratio hiver / été plus faible).

L'optimisation d'un bouquet de production comprenant une unique chaudière biomasse conduit à un dimensionnement identique au cas de référence (27 MW_{th}). Le mode de gestion de la production de chaleur est identique.

Dans le cas où deux chaudières biomasse sont utilisées, la puissance totale installée est inférieure au cas de référence, 19 MW_{th} contre 21 MW_{th} précédemment, en raison de l'augmentation de la demande en saison chaude. Une chaudière biomasse est dimensionnée à 10 MW_{th} et fonctionne tout au long de l'année : sa puissance minimale correspond au creux de demande estival. La deuxième chaudière biomasse dispose d'une puissance de 9 MW_{th} et fonctionne en hiver pour atteindre une production 60% EnR&R. La chaudière gaz comble les pointes infra-journalières de demande en saison chaude, par exemple durant les jours de week-end où la demande ECS est généralement la plus élevée.

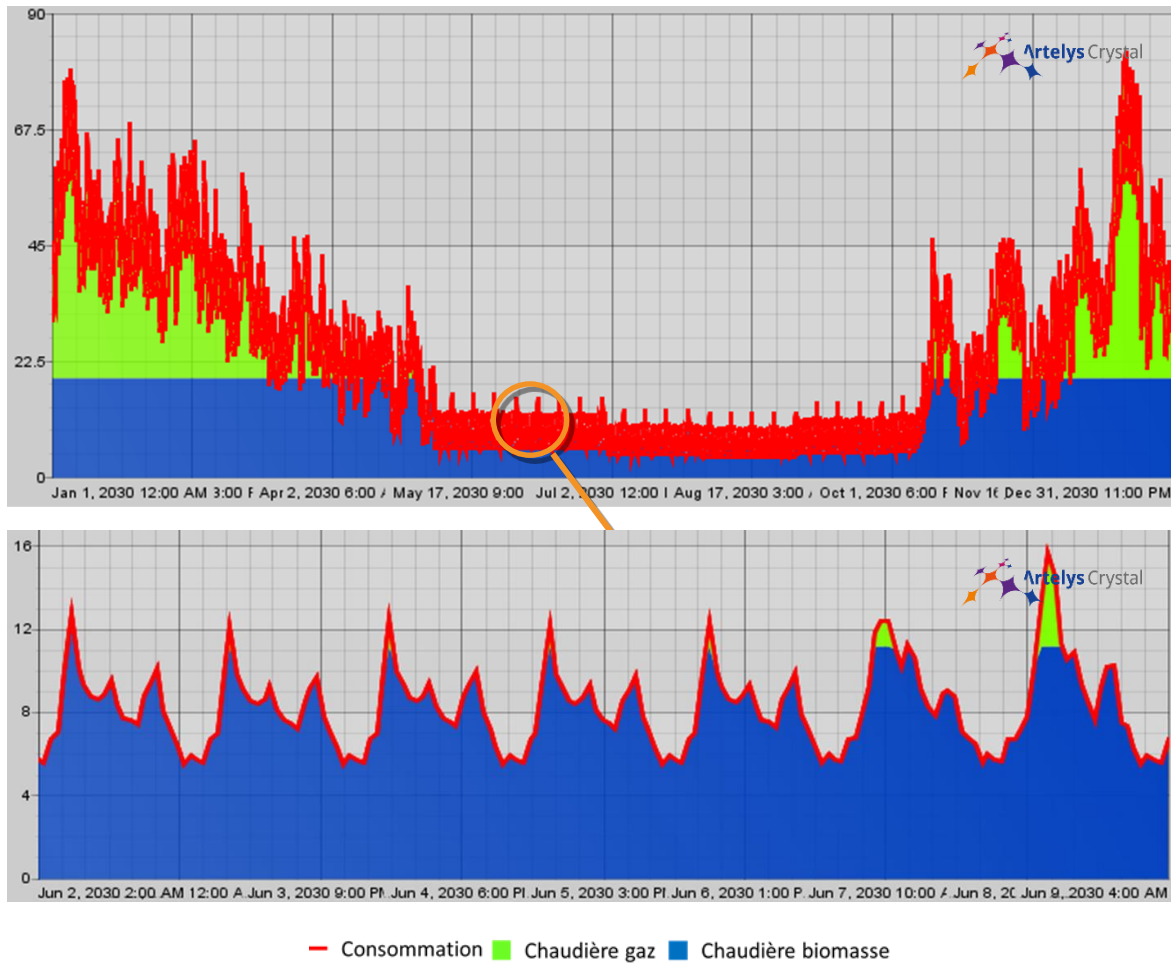


Figure 20. Production du réseau de chaleur (en MW_{th}), installation de deux chaudières biomasse de 10 MW_{th} et 9 MW_{th}

L'optimisation du bouquet de production comprenant une chaudière biomasse et un stockage de chaleur (eau chaude atmosphérique) conduit à installer une unique chaudière de 19 MW_{th}. Une particularité de ce dimensionnement réside dans le fait que la puissance minimale de la chaudière biomasse est située entre le creux et la pointe de la demande en saison chaude : il existe donc des périodes de surproduction de chaleur. Le stockage d'eau chaude atmosphérique est alors utilisé pour stocker ces surplus et le déstockage a lieu lors des pointes de demande (cf. Figure 21). La chaudière gaz n'est alors utilisée qu'en saison froide.

Le stockage d'eau chaude atmosphérique installé présente les caractéristiques suivantes :

- | Puissance : 4,8 MW_{th}.
 - Cette puissance permet de fournir la pointe de demande de chaleur en saison chaude lorsque la chaudière biomasse de 19 MW_{th} fonctionne à sa puissance minimale.
- | Capacité de stockage : 38 MWh_{th}.
 - Cette capacité énergétique permet de stocker les surplus infra-journaliers et correspond à un temps de décharge de 8h.

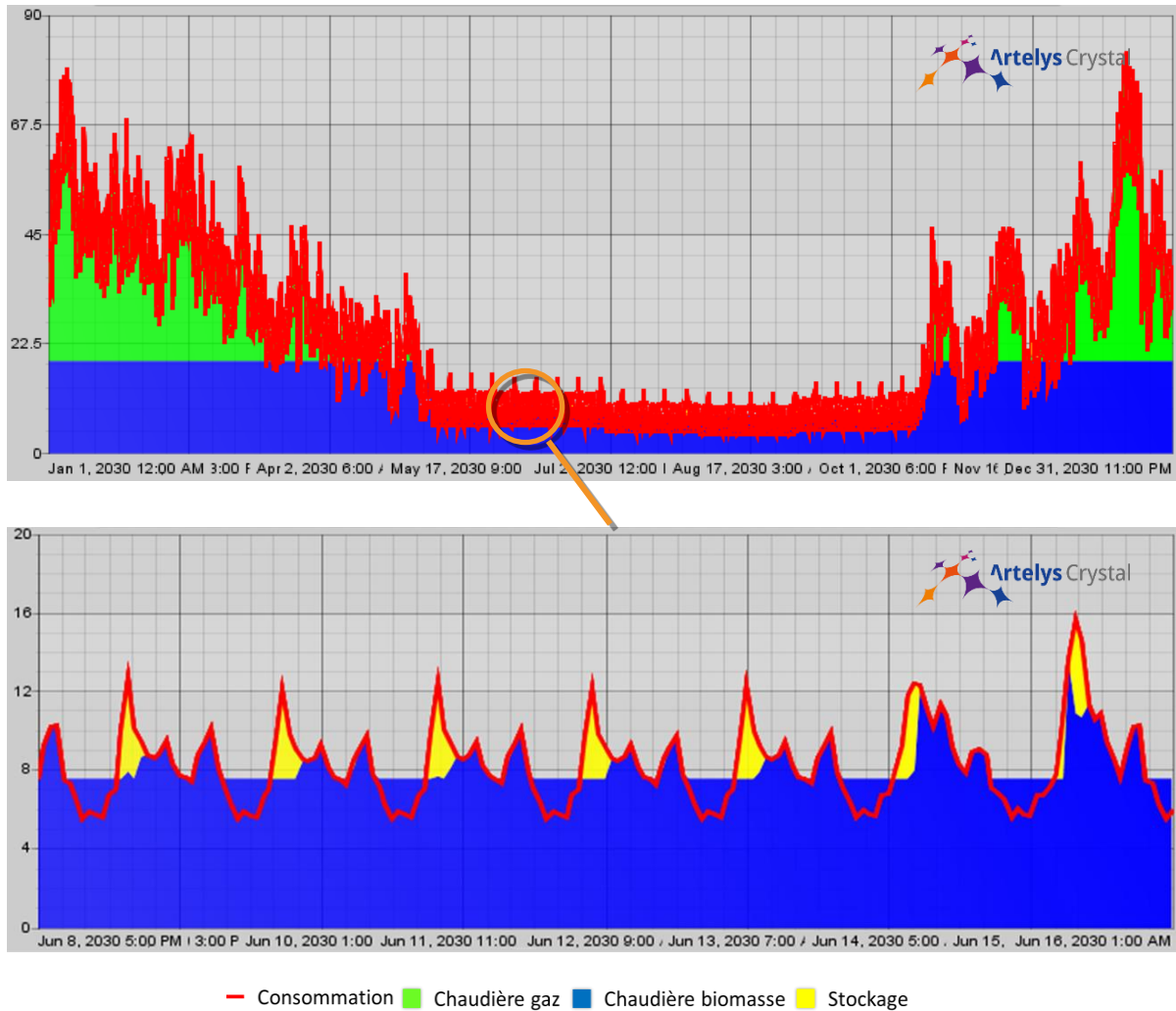


Figure 21. Production du réseau de chaleur (en MW_{th}), installation d'une chaudière biomasse (19 MW_{th}) et d'un stockage

Le stockage permet donc de réduire la capacité de la chaudière biomasse de 27 à 19 MW_{th} entraînant une réduction des coûts fixes de 190 k€/an (incluant le surcoût lié au stockage).

Comme dans le cas de référence, le cas avec une biomasse et un stockage et le cas avec deux chaudières biomasse sont équivalents en termes d'énergie restituée par les chaudières biomasse – 60% de la demande, soit environ 130 GWh_{th} – ainsi qu'en termes de capacité installée totale (19 MW_{th}), mais les coûts fixes sont significativement plus faibles grâce aux économies d'échelle réalisées sur la chaudière biomasse (cf. Tableau 11).

Poste de coût	Une chaudière biomasse sans stockage	Deux chaudières biomasse	Une chaudière biomasse et un stockage d'eau chaude atmosphérique
Coûts fixes annuels chaudière(s) biomasse	675 000	577 000	475 000
Coût fixes annuels stockage eau chaude atmosphérique	-	-	10 350
Total	675 000	577 000	485 350
Économie réalisée	-	98 000 (-14,5%)	187 650 (-28,1%)

Tableau 11. Synthèse des coûts fixes du bouquet de production du réseau de chaleur avec demande modifiée (en €/an)

Comme dans le cas de référence, les économies d'investissement réalisées sur la chaudière biomasse compensent largement le coût du stockage. Le retour sur investissement est donc immédiat et ne nécessite pas des arrêts-démarrages fréquents de la chaudière biomasse. Dans ces conditions, l'étude montre donc que le stockage peut permettre des économies importantes de CAPEX, sans impact sur les coûts de production de la chaleur.

Dans l'hypothèse où la demande des réseaux de chaleur suit une évolution qui conduirait effectivement à des profils de demande semblables à celui étudié dans cette section, il conviendra d'approfondir les conditions permettant de rentabiliser le stockage de chaleur en complément d'une chaudière biomasse de forte capacité.

3.2 Conclusions

Valeur du stockage

L'étude du stockage pour le dimensionnement du bouquet de production de réseaux de chaleur soumis à une contrainte de production 60% EnR&R montre que les conditions de rentabilité sont remises en causes par les arrêts et démarrages fréquents de la chaudière biomasse. Les surcoûts des démarrages de la chaudière semblent difficilement compensés par les économies générées par l'installation d'un stockage d'eau chaude atmosphérique. L'étude ne montre pas l'intérêt économique de technologies de stockage innovantes, avec un temps de décharge court, pour ce cas d'étude.

Paramètres clés

Si les résultats obtenus sont qualitativement représentatifs de la valorisation du stockage thermique dans le contexte de l'étude, ils demeurent néanmoins quantitativement sensibles à différents paramètres clés, comme par exemple le taux d'EnR&R ciblé par le réseau de chaleur.

L'étude identifie l'intérêt du stockage de chaleur si le delta de température du réseau est augmenté grâce à des actions d'efficacité énergétique dans les bâtiments. L'intérêt du stockage de chaleur est également augmenté si la courbe de demande des réseaux de chaleur évolue vers de plus fortes variations infra-journalières, par exemple avec l'augmentation de la part d'ECS dans les besoins thermiques des bâtiments.

L'utilisation, pour ce cas d'application, de technologies plus sophistiquées que le stockage d'eau chaude (chaleur latente, thermochimie) pourra apporter de la valeur si ces technologies offrent une meilleure compacité (en empreinte au sol et en volume). Étant donné le surcoût de ces technologies par rapport à l'eau chaude, le seul arbitrage économique sur le prix du foncier ne semble pas suffisant pour jouer en leur faveur. En revanche, des contraintes physiques d'espace disponible ou bien des contraintes d'acceptation sociétale (intégration dans le paysage) pourraient amener à utiliser ces technologies. Enfin, le type d'usage identifié pour ce cas d'étude ne nécessite pas de faire appel à une technologie dont le ratio énergie sur puissance (temps minimum de décharge) est faible.

Réduction des émissions de CO₂

L'utilisation du stockage dans ce cas de figure n'offre pas de réduction sur les émissions de CO₂ car la contrainte de taux d'EnR&R dans la production de chaleur, fixé à 60% dans toutes les configurations étudiées ici, et les coûts d'investissement élevés de la chaudière biomasse face à un coût faible de la chaleur gaz imposent que la chaudière au gaz couvre 40% de la consommation.

Dans le contexte d'un réseau de chaleur existant et disposant d'une chaudière biomasse surdimensionnée, le stockage pourrait être un outil efficace pour optimiser le fonctionnement de la biomasse, augmenter le taux d'EnR&R de la chaleur produite, et donc réduire les émissions de CO₂.

Limites de l'analyse et bénéfices additionnels attendus

La prise en compte de contraintes plus fines (régimes de fonctionnement des chaudières biomasse et variations de rendement) ou les surdimensionnements occasionnels ou réguliers des chaudières, non-étudiés ici, peuvent être des conditions favorables à la mise en œuvre de solutions de stockage. Sa relative compacité pourrait également être un atout ou une réponse dans le cas de fortes contraintes foncières.

4 Renforcement de réseau de chaleur urbain

Selon une étude menée par l'ADEME sur les coûts d'investissement des installations collectives bois énergie (cf. [4]), la part du réseau de distribution peut représenter de 20 à 40% de l'investissement total d'un réseau de chaleur urbain. L'évolution des réseaux de chaleur au gré des raccordements successifs peut parfois conduire à des zones ou quartiers faiblement connectés au reste du réseau, situations pouvant générer des phénomènes de congestion temporaire. Ces congestions sont généralement dues à des capacités de distribution insuffisante lors des pics de demande. Il s'agit dans ce cas de déterminer dans quelle mesure des dispositifs de stockage thermique, positionnés en aval des points de congestion, permettent d'éviter (ou de reporter) des renforcements de réseau importants pour faire face à une augmentation de la consommation, dans un contexte où la production de chaleur doit conserver une part de 60% EnR&R.

4.1 Valeur du stockage pour la collectivité

4.1.1 Méthode d'analyse

L'approche retenue pour l'analyse de cas d'étude est la suivante :

- | Pour différents niveaux d'augmentation de la demande (de 5% à 10%) dans un réseau de chaleur donné, le dimensionnement en puissance et en énergie d'un stockage, pour éviter un renforcement réseau, est déterminé par optimisation. Les cas de réseaux de chaleur avec et sans UIOM sont étudiés.
- | Le coût d'installation du stockage est ensuite comparé à l'investissement nécessaire en réseau pour faire face à cette augmentation. On calcule notamment la longueur de tranchée seuil à partir de laquelle le stockage devient plus intéressant qu'un renforcement réseau.
- | Les gains liés à l'installation d'un stockage par rapport à un renforcement réseau sont aussi identifiés.

Notons que dans la pratique, les décisions de renforcer le réseau ne sont pas uniquement prises sur la base de considérations purement budgétaires – d'autres facteurs (date du renouvellement du contrat d'exploitation, demande des collectivités...) pouvant s'avérer aussi importants, voir prépondérants lors de l'arbitrage. La comparaison des deux solutions sur le plan économique est donc réalisée tous les autres paramètres étant égaux par ailleurs.

4.1.2 Hypothèses

L'analyse réalisée dans ce cas d'étude repose également sur le profil de demande de réseau de chaleur basse-température décrit en 2.3.2. Il s'agit d'une demande fortement thermosensible, de consommation annuelle de 200 GWh_{th} et de pointe de consommation à 85,4 MW_{th}.

Le bouquet de production de chaleur est initialement constitué d'une chaudière gaz dimensionnée pour la pointe (85,4 MW_{th}) et de coût variable 39 €/MWh_{th} (incluant le coût du CO₂). Une UIOM de 15 MW_{th}, et de coût variable 15 €/MWh_{th} peut aussi être présente dans le bouquet de production.

La capacité de production de la chaudière biomasse, dont le coût variable est légèrement supérieur (40 €/MWh_{th}), est calculée par optimisation économique en utilisant le coût fixe annualisé de 25 k€/MW_{th}/an de manière à garantir une production à 60% EnR&R en complément de l'UIOM.

Les caractéristiques des stockages considérés dans ce cas sont les suivantes :

Technologie	CAPEX puissance en €/MW _{th} /an	CAPEX énergie en €/MWh _{th} /an	Rendement thermique	Durée minimale d'une charge complète	Autodécharge en %stock/jour
Eau chaude atmosphérique (ΔT = 30°C)	380	260	98%	8h	0,50
Technologie innovante (latente ou thermochimique)	4 100	21 000	98%	2h	0

Tableau 12. Caractéristiques du stockage dans le cas d'étude « Renforcement de réseau de chaleur urbain »

4.1.3 Cas avec UIOM

Pour faire face à la pointe de consommation hivernale dans le cas d'une augmentation de consommation de 5% (4,3 MW_{th} à la pointe), l'optimisation conduit à installer un stockage de 4,3 MW_{th} et 34,1 MWh_{th} (soit 9h de durée de décharge complète). En plus d'être utilisé à la pointe en substitution d'un renforcement réseau, le stockage permet également de stocker une partie du surplus de l'UIOM en mi-saison et de réduire d'autant la production de la biomasse, permettant d'économiser 10 k€/an de coûts de combustible et d'atteindre un taux de 60% d'EnR&R de manière plus efficace.

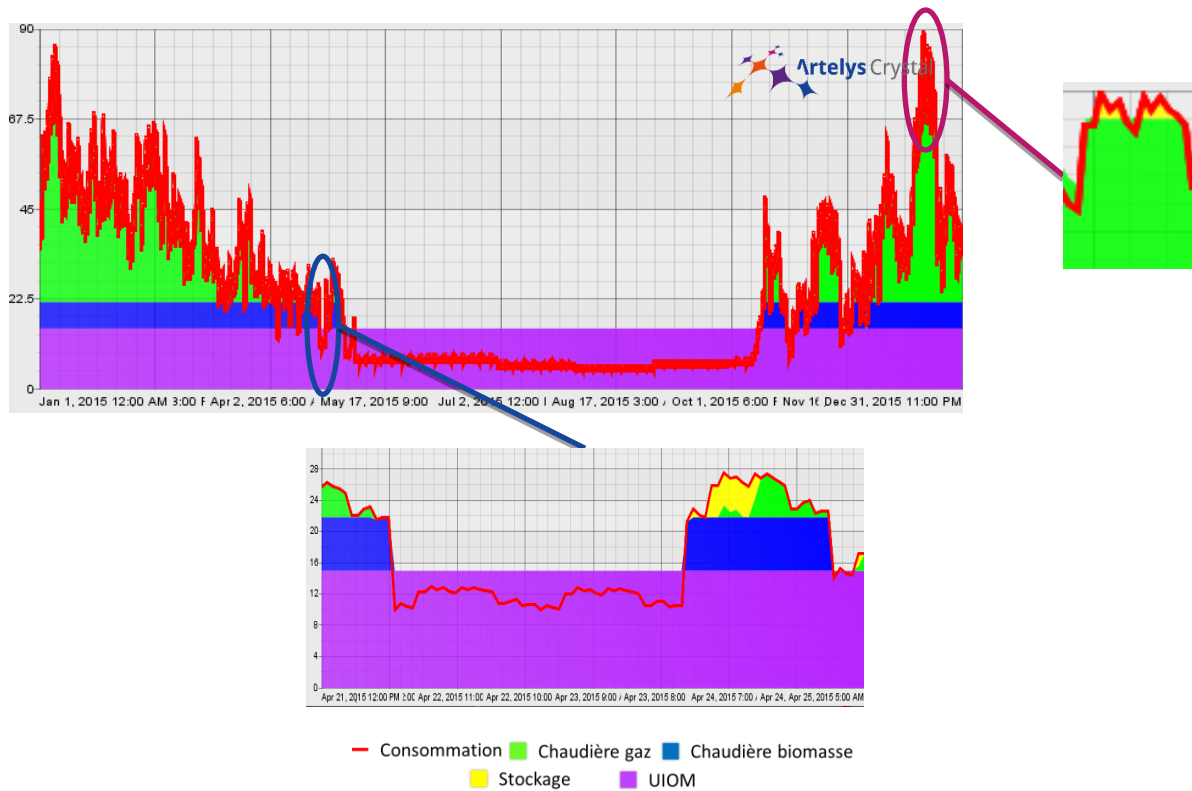


Figure 22. Effet du stockage sur la production de chaleur à la pointe et en mi-saison, dans un réseau de chaleur disposant d'une UIOM et faisant face à une augmentation de la consommation de chaleur de 5%

Dans ce contexte, le stockage a un fort intérêt économique : en supposant un coût de 1 000 € par mètre linéaire de tranchée (coût d'une tranchée et deux canalisations), le seuil de rentabilité est atteint pour des longueurs inférieures à 250 m. Le Tableau 13 présente les résultats détaillés pour plusieurs augmentations de la demande. La longueur de tranchée équivalente est la longueur à partir de laquelle il devient plus intéressant d'investir dans un stockage que dans de nouvelles tranchées.

Le stockage dispose d'un avantage supplémentaire et différenciant par rapport à un renforcement de réseau, dans la mesure où il permet de respecter la contrainte des 60% EnR&R sans investissement supplémentaire en chaudière biomasse ni utilisation lors des périodes de faible demande et ce même en cas d'augmentations notables de la demande (jusqu'à 8% dans le cas considéré).

	Capacité du stock (MWh _{th})	Puissance du stock (MW _{th})	Durée de décharge (h)	Nombre de cycles par an	Investissement équivalent en renforcement de réseau
Augmentation de la demande de 5%	34	4,2	8,0	40	180 000 € / 180 m
Augmentation de la demande de 6%	41	5,1	8,0	48	220 000 € / 220 m
Augmentation de la demande de 8%	65	6,8	9,5	102	Taux d'EnR&R de 60% non- atteignable par renforcement
Augmentation de la demande de 10%	423	9,0	47,0	85	Taux d'EnR&R de 60% non- atteignable par renforcement

Tableau 13. Investissement réalisé en stockage thermique et investissement équivalent en renforcement de réseau dans le cas d'un réseau de chaleur avec UIOM

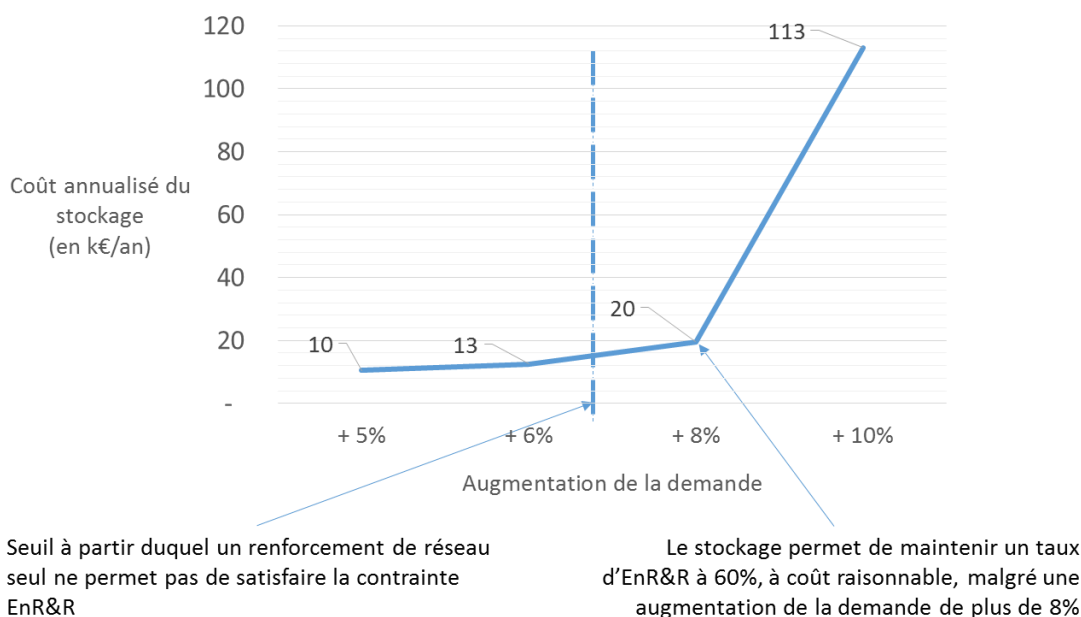


Figure 23. Coût annualisé du stockage thermique (eau-chauve atmosphérique) permettant d'éviter un renforcement de réseau, en fonction de l'augmentation de la demande (cas avec UIOM)

4.1.4 Cas sans UIOM

Dans le cas d'un réseau de chaleur sans UIOM, le stockage dispose également d'un intérêt important d'une part pour passer la pointe de demande, et d'autre part pour stocker les surplus ponctuels de

production de la chaudière au bois en mi-saison, permettant d'atteindre le taux de 60% d'EnR&R plus facilement (voir Figure 24).

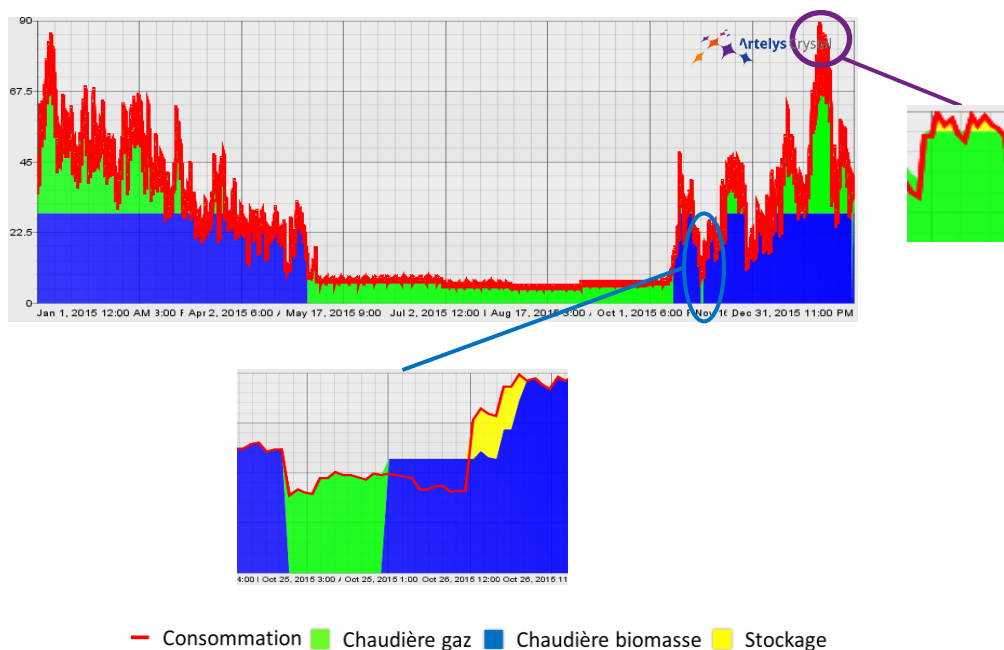


Figure 24. Effet du stockage sur la production de chaleur à la pointe et en mi-saison, dans un réseau de chaleur ne disposant pas d'une UIOM et faisant face à une augmentation de la consommation de chaleur de 5% (chaudière au bois de 28,5 MW_{th})

Dans le cas d'une augmentation de 5% de la consommation, un stockage de 4,2 MW_{th} et de 34 MWh_{th} est installé ce qui correspond à une longueur de tranchée équivalente de 180 m à 1 000 € par mètre de tranchée. Le seuil de rentabilité est donc atteint pour des longueurs très faibles. Les résultats complets sont présentés dans le tableau ci-dessous.

	Capacité du stock (MWh _{th})	Puissance du stock (MW _{th})	Durée de décharge (h)	Nombre de cycles	Investissement équivalent en renforcement de réseau
Augmentation de la demande de 5%	34	4,2	8,0	16,5	180 000 € / 180 m
Augmentation de la demande de 6%	41	5,1	8,0	94,5	220 000 € / 220 m
Augmentation de la demande de 8%	55	6,8	8,0	87,5	290 000 € / 290 m
Augmentation de la demande de 10%	687	15	44,0	84,5	3 200 000 € / 3 200 m

Tableau 14. Investissement réalisé en stockage thermique et longueur de tranchée équivalente dans le cas d'un système sans UIOM

Notons que contrairement au cas avec UIOM, un renforcement réseau permet de respecter la contrainte EnR&R même en cas d'augmentation importante de la demande. En effet, dans ce cas, la chaudière au bois pourrait fonctionner l'été, ce qui donne une marge de manœuvre supplémentaire contrairement à un cas où une UIOM fonctionne en base toute l'année.

Notons également qu'il existe un seuil d'augmentation de la demande (10%) à partir duquel le stockage ne permet pas de garantir un taux de 60% d'EnR&R à un coût raisonnable, comme illustré ci-dessous.

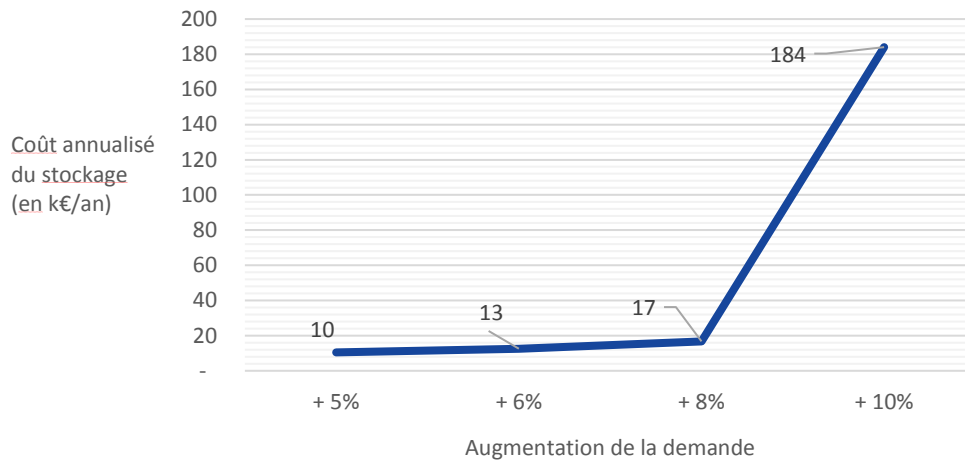


Figure 25. Coût du stockage thermique (eau-chaude atmosphérique) permettant d'éviter un renforcement de réseau en fonction de l'augmentation de la demande (cas sans UIOM)

4.1.5 Sensibilité à la technologie de stockage

Une technologie innovante de stockage thermique (latente ou thermochimique) disposant d'une durée minimale de charge complète inférieure (2h au lieu de 8h pour l'eau-chaude atmosphérique) a été étudiée dans le cas d'une augmentation de demande de 5%, pour les cas avec et sans UIOM. Plusieurs hypothèses de coûts fixes ont été considérées, en supposant un ratio coût fixe puissance sur coût fixe énergie constant (égal à 5).

Dans l'ensemble des cas considérés, le dimensionnement du stockage reste inchangé, quel que soit le coût fixe. La longueur de tranchée équivalente est donc proportionnelle au coût fixe, comme présenté ci-dessous.

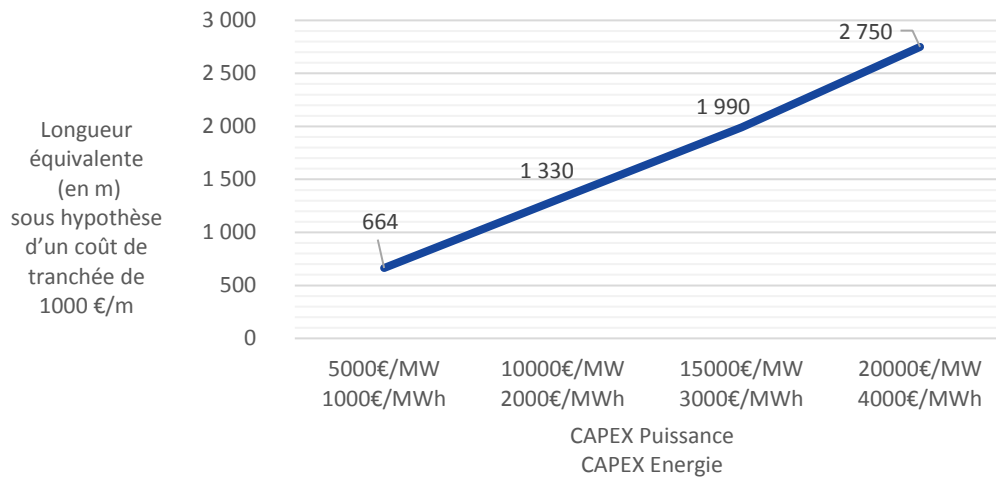


Figure 26. Longueur de tranchée équivalente à un stockage en fonction des coûts fixes du stockage

	Capacité du stock (MWh _{th})	Puissance du stock (MW _{th})	Durée de décharge (h)	Nombre de cycles
Augmentation de la demande de +5%, cas avec UIOM (15 MW_{th})	17	4,2	4,0	26,5
Augmentation de la demande de +5%, cas sans UIOM	17	4,2	4,0	14,5

Tableau 15. Dimensionnement du stockage (technologie innovante latente ou thermochimique)

En conclusion, une technologie innovante à forte densité peut être intéressante lorsqu'un stockage d'eau chaude atmosphérique est inadapté et à condition que ses coûts fixes soient suffisamment faibles par rapport à la longueur de tranchée à creuser dans le cas d'un renforcement.

4.2 Valeur du stockage pour l'opérateur

4.2.1 Méthode d'analyse

L'analyse réalisée ci-dessus indique que le stockage thermique peut constituer une alternative rentable au renforcement du réseau (travaux de tranchée) pour faire face à une faible augmentation de la demande (typiquement inférieure à 10%). Pour des augmentations plus élevées de la demande, le renforcement du réseau reste l'option la plus favorable pour l'opérateur de réseau. Ainsi, lorsque la demande est susceptible d'être importante à terme, l'opérateur de réseau pourrait privilégier le renforcement du réseau. L'augmentation de la demande à moyen terme reste toutefois un paramètre

difficile à prévoir pour un opérateur de réseau et le stockage peut alors être utilisé comme solution de report de la décision d'investissement.

Cette analyse a pour objectif d'évaluer la valeur du stockage thermique pour l'opérateur de réseau dans le but de reporter un investissement dans une tranchée, ce dans un contexte où l'augmentation de la demande est faible à court terme et incertaine à moyen-terme.

Pour cela, on calcule la rentabilité d'un projet de stockage en comparant d'une part la valeur actualisée d'un projet de stockage avec report d'investissement dans des travaux de tranchée et d'autre part la valeur actualisée d'un investissement direct dans des travaux de tranchée. Dans les deux cas, les travaux de tranchée sont réalisés mais dans le cas du stockage, ils sont réalisés N années après le démarrage du projet. La valeur du stockage se situe dans le report de cet investissement qui permet d'en réduire le risque financier (un euro d'aujourd'hui vaut plus qu'un euro de demain, traduit par la notion d'actualisation).

4.2.1 Résultats d'analyse

Valeur du stockage

Le stockage pour reporter l'investissement crée de la valeur jusqu'à un niveau critique d'augmentation de la demande.

La Figure 27 représente l'évolution de la valeur du stockage thermique en fonction de la durée de report d'investissement dans des travaux de tranchée. La valeur du stockage est la différence entre le coût actualisé du projet de référence (pas de report de travaux de tranchée) et le coût actualisé d'un projet de stockage (investissement en année 1 dans un système de stockage et investissement en année N dans des travaux de tranchée).

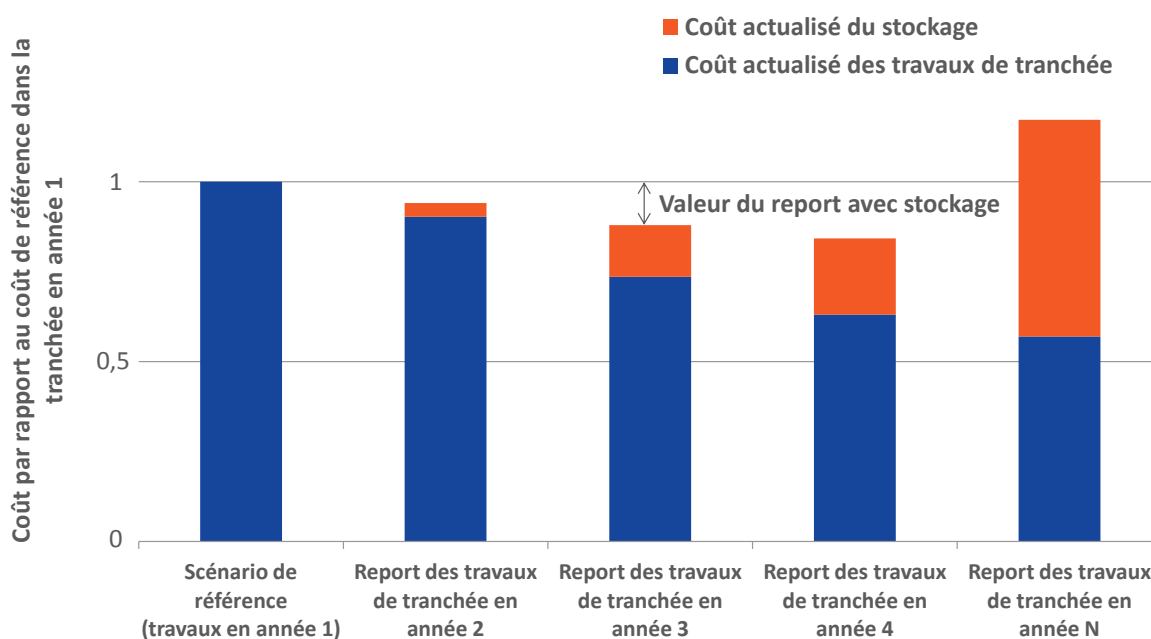


Figure 27. Valeur du stockage pour le report d'investissement dans des travaux de tranchée (cas d'une augmentation de la demande de 1% par an)

L'augmentation du temps de report diminue le coût actualisé de la tranchée : plus le report est lointain, plus il a de valeur.

Par ailleurs, les coûts d'investissement dans le stockage augmentent avec le temps de report. En effet, plus l'opérateur repousse la construction d'une nouvelle tranchée, plus l'augmentation de la demande avant cette construction est importante et donc plus il doit investir dans un système de stockage important.

Il existe un niveau d'augmentation de la demande à partir duquel l'utilisation du stockage engendre des coûts plus importants que la valeur apportée par le report d'investissement, comme illustré en année N de la Figure 27. Il correspond à un seuil d'augmentation de la demande à partir duquel la capacité de stockage à installer augmente très fortement. Il correspond au niveau d'augmentation de la demande pour lequel le stockage ne peut pas être totalement rechargé en un jour et doit donc être surdimensionné pour être chargé de façon à anticiper les pics les plus longs. La Figure 28 illustre un cas où l'augmentation de la demande est inférieure à la valeur seuil et la Figure 29 illustre un cas où elle a dépassé la valeur seuil, engendrant une taille de stockage beaucoup plus élevée. Cet effet de seuil dépend principalement de la forme de la courbe de demande. Avec la courbe de demande utilisée dans cette étude, on estime que cette valeur se situe autour de 10% mais il convient de la déterminer projet par projet selon la demande du réseau. Par ailleurs, l'augmentation du ΔT d'un réseau de chaleur déjà muni d'un système de stockage d'eau chaude contribuera à repousser cet effet de seuil, et ainsi à couvrir de plus hauts niveaux d'augmentation de la demande en maintenant le même dispositif de stockage.

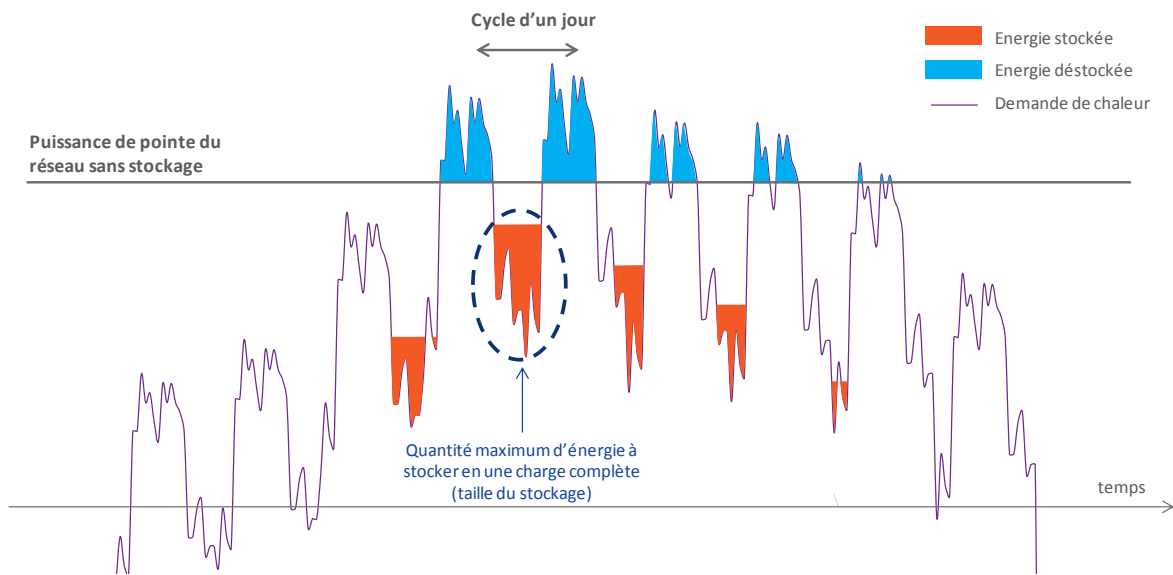


Figure 28. Illustration d'un cas d'augmentation de la demande suffisamment faible pour recharger totalement le stock d'énergie en un jour pendant les périodes de pointe

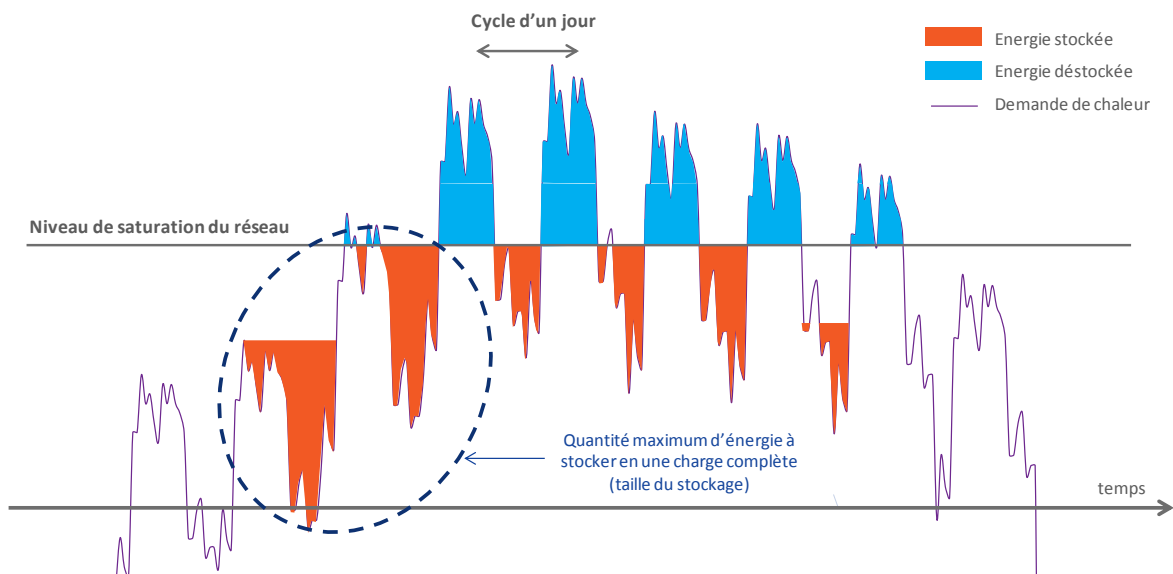


Figure 29. Illustration d'un cas d'augmentation de la demande supérieur au seuil critique et engendrant un surdimensionnement du système de stockage

La valeur du report est maximisée pour les antennes de réseau de petite taille et pour les coûts de renforcement élevés.

La valeur du report est plus grande pour des projets dont les coûts de tranchée sont élevés. Ces coûts peuvent varier significativement en fonction de la longueur de la tranchée, de son tracé et du contexte d'intervention, notamment du coût d'immobilisation de la voirie. On peut indiquer, comme valeur de référence, un coût typique de 1 000 € par mètre de tranchée.

Ces coûts sont essentiellement concentrés dans les travaux (coûts fixes) et faiblement liés aux nouvelles tuyauteries à installer (coûts variables en fonction de la puissance additionnelle installée). Ils sont donc relativement indépendants de la puissance additionnelle à installer et donc de la taille de l'antenne ou de l'augmentation de sa demande.

À l'inverse, les coûts d'investissement liés au stockage sont directement impactés par la quantité d'énergie et la puissance additionnelles que le stockage doit être en mesure de couvrir en période de pointe. Ils sont donc directement liés à la taille de l'antenne et à l'augmentation de sa demande.

Ainsi, la valeur du stockage est plus élevée pour des antennes de petites tailles et pour de faibles augmentations de la demande. La Figure 30 illustre cette évolution de la valeur du stockage en fonction des caractéristiques du projet.

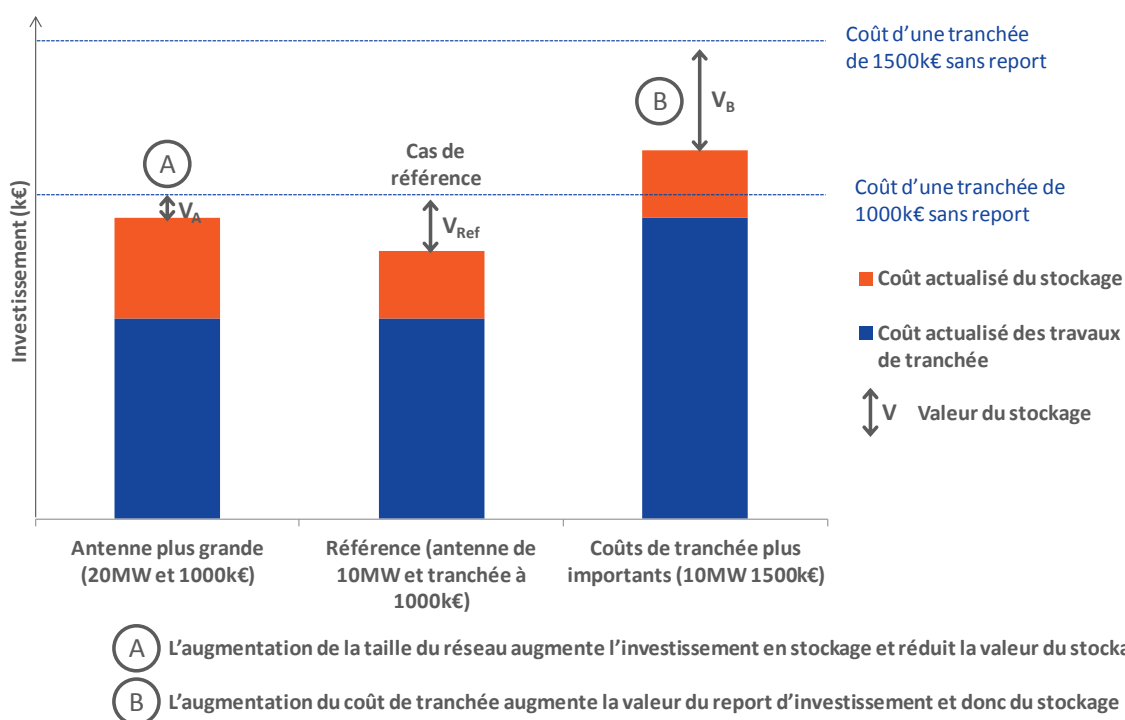


Figure 30. Évolution de la valeur du stockage en fonction de la taille de l'antenne et du coût des travaux de tranchée (cas d'une augmentation de la demande de 1% par an et d'un report d'investissement à l'année 3)

Cependant, l'intérêt du stockage ne se limite pas à assurer les pointes du réseau. D'autres usages du stockage sont possibles bien que leur valeur ne soit pas prise en compte dans cette étude. Une fois installé, le stockage peut notamment être utilisé pour valoriser au mieux l'énergie renouvelable produite par une chaudière biomasse, une UIOM ou des pompes à chaleur. Une fois la période de report passée et l'investissement finalement réalisé pour renforcer le réseau de chaleur, le stockage reste opérationnel et peut continuer à assurer ces services de flexibilité. Par ailleurs, toute augmentation du ΔT d'un réseau de chaleur muni d'un stockage d'eau chaude augmentera sa valeur, aussi bien pour le report d'investissement que pour les services de pilotage et de flexibilité.

Dans l'éventualité où des technologies de stockage mobile seraient développées, le redéploiement du système de stockage sur différentes antennes saturées pourrait être envisagé et permettrait d'en augmenter la valeur en amortissant ses coûts de fabrication sur plusieurs projets.

Analyse de sensibilité

La Figure 31 donne le résultat de l'analyse de sensibilité réalisée sur la VAN d'un projet de stockage permettant de couvrir une augmentation de 8% de la demande pour le report d'investissement dans le renforcement du réseau à 8 ans.

Une variation de +/-50% autour des hypothèses nominales est appliquée pour calculer l'évolution de la VAN. Les valeurs nominales des paramètres sont :

- | Coût de la tranchée : 1 000 k€
- | CAPEX énergie de stockage : 20 891 €/MWh_{th}
- | Taux d'actualisation : 5,2%
- | Taille de l'antenne (puissance de pointe) : 10 MW_{th}
- | CAPEX puissance du stockage : 4 570 €/MW_{th}

La valeur du stockage est principalement impactée par le volume d'investissement reporté (coût de la tranchée) et elle est relativement peu impactée par les coûts en énergie du stockage.

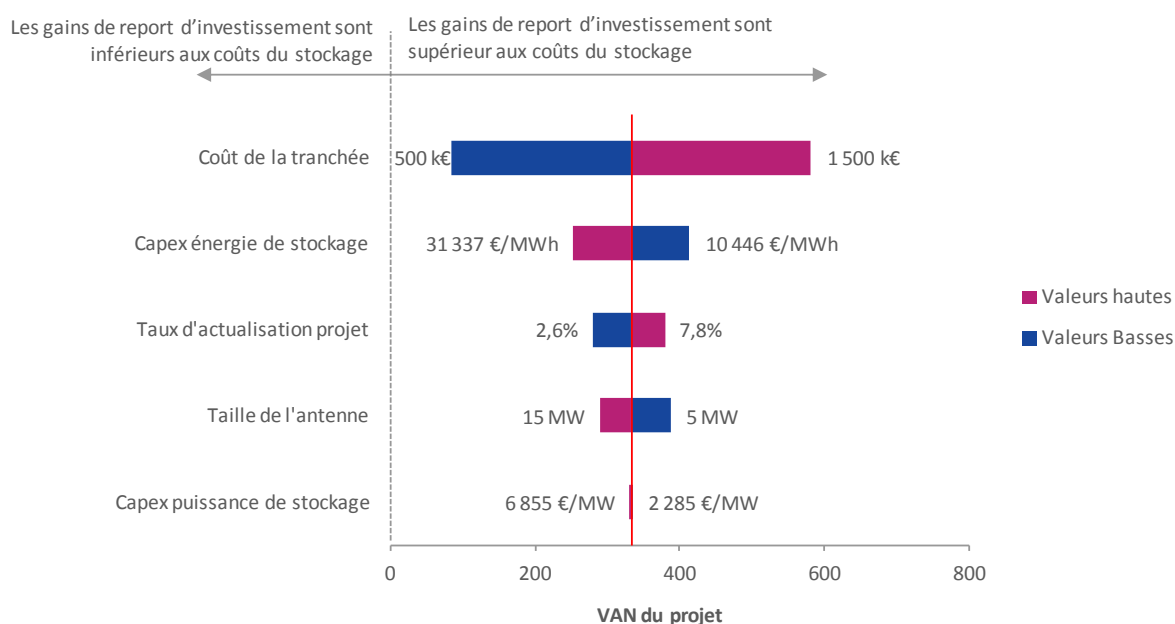


Figure 31. Analyse de sensibilité sur la VAN d'un projet de stockage pour reporter l'investissement pour le renforcement d'un réseau de chaleur (cas d'un report en année 8 pour une augmentation de la demande de 1% par an)

Modèle d'affaire

Tout comme pour d'autres investissements liés à l'extension ou au renforcement de réseaux de chaleur, l'investissement dans le stockage peut être porté directement par l'opérateur ou par un tiers-financier. Dans le second cas, il implique un partage de la valeur du stockage entre les acteurs.

Quant à l'exploitation du système de stockage, une externalisation semble peu appropriée pour un réseau de chaleur. En effet, les réseaux de chaleur sont isolés et ne peuvent pas mettre en œuvre des mécanismes de marché comme pour l'électricité. Par ailleurs, le fait que l'énergie thermique ne soit pas « normée » rend complexe les processus d'achat-revente et le pilotage du réseau s'il est alimenté par plusieurs acteurs.

À titre d'exemple, les niveaux de pression et de température de l'eau chaude délivrée par le réseau sont des paramètres variables clés pour l'optimisation des réseaux. Ils évoluent en fonction de la demande et varient le long du linéaire des canalisations. Standardiser ces paramètres complexifierait la contractualisation et dégraderait les performances globales.

S'il devait faire intervenir des tiers opérateurs, un réseau de chaleur nécessiterait une coordination particulièrement sophistiquée des acteurs pour être piloté de façon optimisée.

4.3 Gisement à 2030

Dans la perspective des objectifs de la loi de transition énergétique, les réseaux de chaleur devraient croître d'environ 55 TWh_{th} à l'horizon 2030. Cette augmentation devrait être supportée à moitié par une densification ou une extension des réseaux existants : soit environ 27,5 TWh_{th} de renforcement pour les réseaux actuels.

Le stockage ne pourra assurer qu'une très faible part de la capacité additionnelle installée pour la densification ou l'extension des réseaux existants. En effet, l'utilisation de stockage implique que la capacité de transport de chaleur d'une antenne du réseau soit saturée. Or les réseaux de chaleur sont généralement conçus avec des surcapacités de transport afin de pouvoir absorber une augmentation de la demande. Pour les antennes saturées, le stockage est intéressant lorsque l'augmentation prévisionnelle de la demande reste modérée (typiquement inférieure à 10%). Or les objectifs élevés de croissance des réseaux devraient, dans la plupart des cas, porter l'augmentation de la demande bien au-dessus de 10%.

Finalement, dans le cas d'une croissance très forte des réseaux (x 2,5 en 15 ans), il est raisonnable de considérer que seule une part marginale des renforcements présenteront un intérêt pour le report d'investissement par du stockage thermique. En considérant que seul 1% de l'augmentation de la demande sur les réseaux existants sera assuré par du stockage, l'énergie annuelle délivrée par du stockage pourrait représenter 275 GWh_{th}/an à horizon 2030.

D'après la modélisation proposée dans cette étude, un projet type sur une antenne de 10 MW_{th} de pointe sujet à 5% d'augmentation de la demande mobilise un stockage de 0,5 MW_{th} et 4 MWh_{th}.

Appliqué à ce type de projet¹³, le gisement à horizon 2030 représente 235 projets de stockage pour un total de 118 MW_{th} et 940 MWh_{th} installés et un volume d'investissement total de 10,3 M€¹⁴.

Nombre de projets	Capacité totale installée en énergie	Capacité totale installée en puissance	Investissements en euro
235	940 MWh _{th}	118 MW _{th}	10,3 M€

Tableau 16. Ordre de grandeur du gisement de stockage pour couvrir l'augmentation de demande de réseaux de chaleur à horizon 2030

Cette évaluation du gisement ne prend en compte que les réseaux de chaleur faisant appel au stockage thermique pour reporter des investissements. Le gisement de projet de stockage thermique pour des services de flexibilité uniquement n'est pas considéré.

4.4 Conclusions

Valeur du stockage

Le stockage de chaleur est une solution intéressante pour répondre à une augmentation modérée de la demande d'un réseau de chaleur afin d'éviter d'investir dans un renforcement du réseau :

- | Il permet de passer la pointe en saison froide lors des situations de congestion réseau.
- | Son intérêt n'est pas affecté par la présence d'une UIOM (surplus de chaleur en été).
- | Au-delà d'un seuil d'augmentation de la demande (autour de 10%), l'étude montre qu'un stockage sur plusieurs jours est nécessaire ce qui engendre des coûts trop élevés et peut représenter un risque en termes de sécurité d'approvisionnement. Cette conclusion doit être mise en perspective avec les évolutions possibles de température de fonctionnement du réseau dans le temps qui peuvent permettre de compenser cet effet.

La valeur du stockage est importante même lorsque l'investissement dans le renforcement a pu être reporté dans le temps mais est réalisé à terme. Ce cas d'application du stockage se révèle particulièrement approprié dans les contextes où l'augmentation de la demande à moyen terme est incertaine ou que les températures de fonctionnement sont susceptibles d'évolution sensible dans cette période.

¹³ Avec la courbe de demande du réseau de chaleur utilisée dans cette étude, un réseau de chaleur de 10 MW_{th} de pointe satisfait une demande annuelle de 23,4 GWh_{th}. Un stockage de 4 MW_{th} assure l'équivalent de la demande supplémentaire (5%), soit 1170 MWh_{th}/an, ce qui correspond à environ 30 cycles complets annuels.

¹⁴ Valeur calculée pour un coût de stockage eau chaude de 11 €/kWh_{th} valable pour ce type d'unité de stockage de taille restreinte (coût pour une taille de 300 m³, cf. fiche technologique eau chaude en section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**)

Paramètres clés

Outre le coût total d'investissement à reporter, qui constitue un paramètre majeur pour la valeur du stockage, on distingue plusieurs paramètres clés qui impactent cette valeur.

Pour chaque projet, il existe un niveau d'augmentation de la demande à partir duquel la valeur du stockage s'annule. Il est dû à un seuil sur l'augmentation de la taille du stockage pour tenir les pointes de demande. Cet effet dépend principalement de la forme de la courbe de demande (environ 10% dans cette étude) ainsi que du CAPEX de la part énergie du stockage, c'est-à-dire du ΔT dans le cas d'un stockage sensible de type eau chaude. Aussi, l'augmentation du ΔT d'un réseau de chaleur déjà muni d'un tel dispositif de stockage contribuera à éloigner cet effet de seuil, et ainsi à couvrir de plus hauts niveaux d'augmentation de la demande sans investissement supplémentaire dans un nouveau stockage.

L'utilisation, pour ce cas d'application, de technologies plus sophistiquées que le stockage d'eau chaude (chaleur latente, thermochimie) pourra apporter de la valeur si ces technologies offrent une meilleure compacité (en empreinte au sol et en volume). Étant donné le surcoût actuel de ces technologies par rapport à l'eau chaude, le seul arbitrage économique sur le prix du foncier ne semble pas suffisant pour jouer en leur faveur. En revanche, des contraintes physiques d'espace disponible ou bien des contraintes d'acceptation sociétale (intégration dans le paysage) pourraient amener à utiliser ces technologies. Enfin, ce type d'usage du stockage (assurer les pointes sur un réseau de chaleur urbain), ne nécessite pas de faire appel à une technologie dont le ratio énergie sur puissance (temps minimum de décharge) est particulièrement faible.

Réduction des émissions de CO₂

À conditions inchangées de mix de production de chaleur, l'utilisation de stockage dans ce cas de figure n'offre pas de réduction substantielle sur les émissions de CO₂ car le stockage n'influe pas fondamentalement sur l'utilisation des moyens de production de chaleur. Toutefois il peut, à la marge, permettre d'optimiser l'utilisation de moyens de production de chaleur renouvelable ou de récupération tels que les chaudières biomasse et les UIOM et ainsi maximiser leur contribution au mix du réseau.

Limites de l'analyse et bénéfices additionnels attendus

L'analyse de la valeur du stockage pour le report de renforcement de réseau est d'ordre économique et a été menée tout autre paramètre égal par ailleurs. Or dans la pratique, certains paramètres externes et d'ordre conjoncturel, tels que la date du renouvellement du contrat d'exploitation par exemple, impactent fortement l'arbitrage lié au renforcement du réseau.

Les modélisations mises en œuvre dans le cadre de cette étude n'intègrent pas les aspects dynamiques infra-horaires de pilotage du réseau de chaleur. Cependant, en complément de sa valeur en substitution ou en report de renforcement du réseau, le stockage de chaleur fournit au réseau des services de flexibilité en régime transitoire et de sécurisation pour optimiser le pilotage du réseau et pour maximiser la production de chaleur renouvelable. En effet, l'utilisation du stockage permet ici de

couvrir une augmentation de demande tout en conservant les mêmes moyens de production et de distribution d'énergie, ce qui revient à augmenter la flexibilité du réseau en énergie et en puissance.

Impact de la réglementation

Dans le cas du renforcement d'un réseau de chaleur, l'intérêt du stockage n'est pas lié au coût de l'énergie ni au type de combustible, c'est pourquoi les impacts de la réglementation sur les prix des combustibles ainsi que sur la part d'EnR&R dans les réseaux restent mineurs voire nuls.

Perspectives et potentiel de déploiement du stockage et du power-to-heat

Dans la perspective d'une croissance élevée des réseaux de chaleur (objectifs LTECV), on estime qu'à horizon 2030, environ 1 GWh_{th} et 120 MW_{th} de stockage thermique pourraient être installés sur les réseaux de chaleur pour ce type de projet. Cette évaluation du gisement ne prend en compte que les réseaux de chaleur faisant appel au stockage thermique pour reporter des investissements. Le gisement de projets de stockage thermique pour des services de flexibilité uniquement n'est pas considéré.

5 Power-to-heat et stockage pour un réseau de chaleur urbain

Dans ce cas d'étude, nous cherchons à quantifier la compétitivité du power-to-heat, éventuellement complété par un stockage de chaleur, pour alimenter un réseau de chaleur urbain. Dans un contexte de transition énergétique, le P2H peut être une source de chaleur à bas prix, notamment dans les périodes de forts surplus de production d'électricité d'origine renouvelable. Dans le cas précis d'une pompe à chaleur, dont une partie de la production d'énergie est renouvelable, le P2H peut représenter une alternative aux chaudières biomasse pour la production d'EnR&R sur les réseaux de chaleur.

Cette analyse est réalisée hors subvention et taxes en 2030 dans un contexte de transition énergétique avec 40% de la production électrique assurée par des EnR&R intermittentes (voir section 2.4).

5.1 Valeur du power-to-heat et du stockage pour la collectivité

5.1.1 Méthode d'analyse

L'étude vise à quantifier l'intérêt économique du P2H et du stockage de chaleur sur un réseau de chaleur urbain en 2030. Deux cas de figure sont analysés :

- | La concurrence avec une chaudière biomasse couvrant 60% de la production de chaleur, complétée par un appoint au gaz.
- | La concurrence avec une UIOM fonctionnant en base, une chaudière biomasse fonctionnant en semi-base et un appoint au gaz pour la pointe.

Ces configurations sont analysées en prenant en considération des parcs disposant de technologies de P2H et de stockage dont le dimensionnement est obtenu par optimisation. Les résultats de la modélisation sont notamment :

- | Une analyse du fonctionnement dynamique de la PAC et du stockage
- | Le coût complet de chaque option pour la collectivité
- | L'impact en termes d'émissions de CO₂.

Plusieurs paramètres clefs sont ensuite étudiés par analyse de sensibilité : présence ou non d'une UIOM dans le bouquet de production, gisement disponible et coût d'installation de la pompe à chaleur.

5.1.2 Hypothèses

L'analyse réalisée dans ce cas d'étude est fondée sur le profil de consommation de réseau de chaleur basse-température décrit en 2.3.2. Il s'agit d'une demande fortement thermosensible, de consommation annuelle de 200 GWh_{th} et de pointe de consommation à 85,4 MW_{th}.

Le bouquet de production de chaleur est initialement constitué d'une chaudière gaz dimensionnée pour la pointe (85,4 MW_{th}) et de coût variable 39 €/MWh_{th} (incluant le coût du CO₂). Une UIOM de

15 MW_{th}, et de coût variable 15 €/MW_{th} peut aussi être intégrée au bouquet de production. La capacité de production de la chaudière biomasse, dont le coût variable est légèrement supérieur (40 €/MWh_{th}), est également calculée par optimisation économique en utilisant le coût fixe annualisé de 25 k€/MW_{th}/an.

Deux technologies de P2H peuvent être installées dans le bouquet de production :

- | Une **chaudière à résistance**, de rendement 99% et de coût annuel d'installation et de maintenance de 6,2 k€/MW_{th}/an,
- | Une **pompe à chaleur** (PAC) sur source froide en surface, de coefficient de performance moyen annuel de 3 incluant les consommations des auxiliaires (pompes). Deux coûts d'installations (incluant PAC et source froide) ont été considérés : un coût d'installation optimiste de 300 €/kW_{th} (ou 24,8 k€/MW_{th}/an) et un coût d'installation plus réaliste de 1 000 €/kW_{th} (soit 82 k€/MW_{th}/an). Compte tenu de son COP de 3, les deux tiers de la chaleur produite par la pompe à chaleur sont considérés comme EnR&R.

Les prix de l'électricité consommée par la PAC pris en compte dans cette analyse sont représentés par une chronique horaire issue de la modélisation décrite en section 2.4, basée sur le scénario « Nouveau Mix » de RTE. À ces prix vient s'ajouter un tarif d'utilisation de réseau de 15 €/MW_e pour prendre en compte les coûts liés au réseau. Pour cette étude d'intérêt général, la taxe CSPE n'est pas prise en compte.

Les caractéristiques des stockages considérés dans ce cas sont les suivantes :

Technologie	CAPEX puissance en €/MW _{th} /an	CAPEX énergie en €/MWh _{th} /an	Rendement thermique	Durée minimale d'une charge complète	Autodécharge En %stock/jour
Eau chaude atmosphérique (ΔT = 40°C)	380	200	98%	8h	0,50
Stockage géothermique en sous-sol	114 000	51	98%	N/A	0,19

Tableau 17. Caractéristiques des stockages de chaleurs considérés dans le cas d'étude Power-to-Heat

5.1.3 Étude avec CAPEX faible, sans UIOM

Dans le cas d'un coût d'investissement faible (300 €/kW_{th}), sans UIOM et sans contrainte de gisement pour la source froide, l'optimisation conduit à un investissement de 42 MW_{th} en pompe à chaleur. La pompe à chaleur remplace donc entièrement la chaudière au bois qui est moins intéressante économiquement compte-tenu du coût de la pompe à chaleur dans ce contexte.

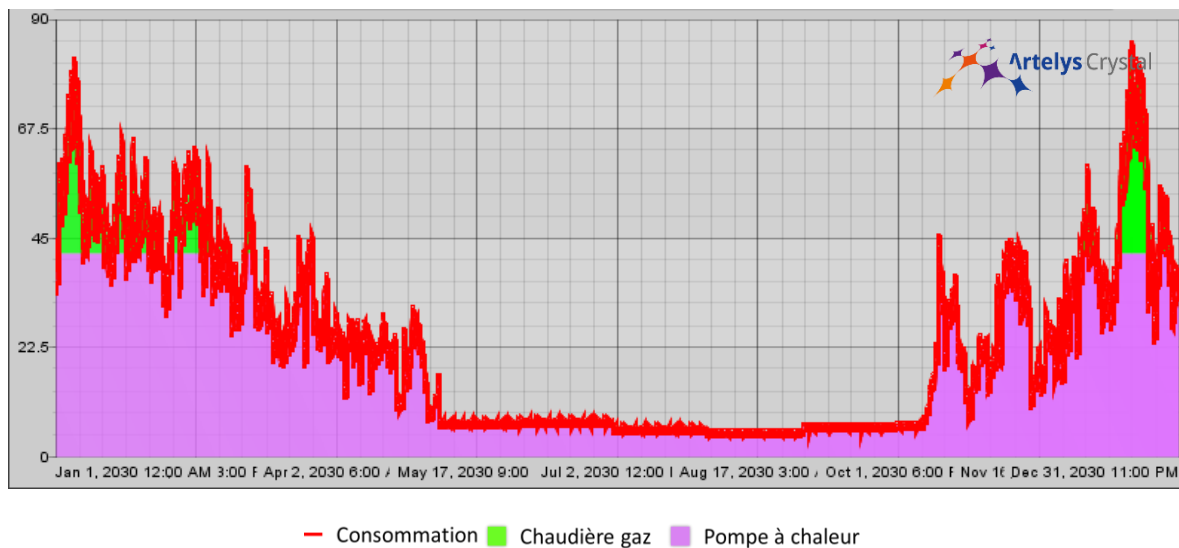


Figure 32. Courbe de production cumulée pour un réseau de chaleur disposant d'une PAC et d'une chaudière au gaz

La pompe à chaleur produit en base et se substitue à la chaudière gaz en été qui ne fonctionne plus qu'en période hivernale. La PAC satisfait 90% de la production de chaleur, conséquence de la contrainte EnR&R à 60% – l'énergie produite par celle-ci étant considérée EnR&R pour deux tiers¹⁵ – et fonctionne à sa puissance maximale 18% du temps.

La chaudière électrique à résistance n'est installée dans aucun des cas considérés. Même en l'absence de PAC, son rendement ne lui permet pas de concurrencer la chaudière gaz uniquement sur le plan économique, car les périodes de prix faible de l'électricité interviennent généralement lorsque la demande de chaleur est faible. Ce résultat pourrait toutefois évoluer si le parc de production électrique dispose d'une part plus importante de renouvelable non programmable à l'horizon de 2050 par exemple, ce qui d'une part augmenterait le nombre d'heures à prix d'électricité nul ou très faible, et d'autre part permettrait à la chaudière électrique de produire une part plus importante de chaleur renouvelable.

Lorsque l'optimisation le permet, un stockage thermique (eau-chaude atmosphérique) est installé, comme illustré ci-dessous.

¹⁵ Notons par ailleurs que sans contrainte EnR&R, l'optimisation conduit à installer 39,1 MW_{th} de pompe à chaleur. Une pompe à chaleur à coût d'investissement faible (300 €/kW_{th}) semble donc être économiquement intéressante indépendamment de la contrainte EnR&R.

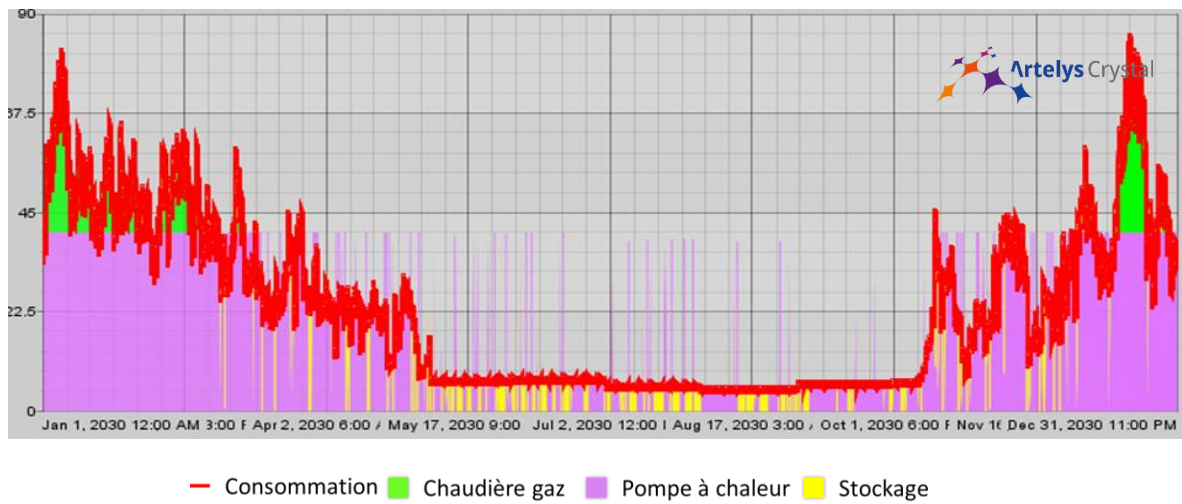


Figure 33. Courbe de production cumulée pour un réseau de chaleur disposant d'une PAC, d'un stockage thermique et d'une chaudière au gaz

Dans ce contexte, le stockage trouve deux sources d'intérêt économique :

- Le stockage, avec des cycles journaliers, permet une meilleure valorisation des prix faibles en été. La PAC fonctionne à puissance maximale au moment où l'électricité est la moins chère. Les surplus de chaleur sont stockés puis déstockés au moment où l'électricité est plus chère.

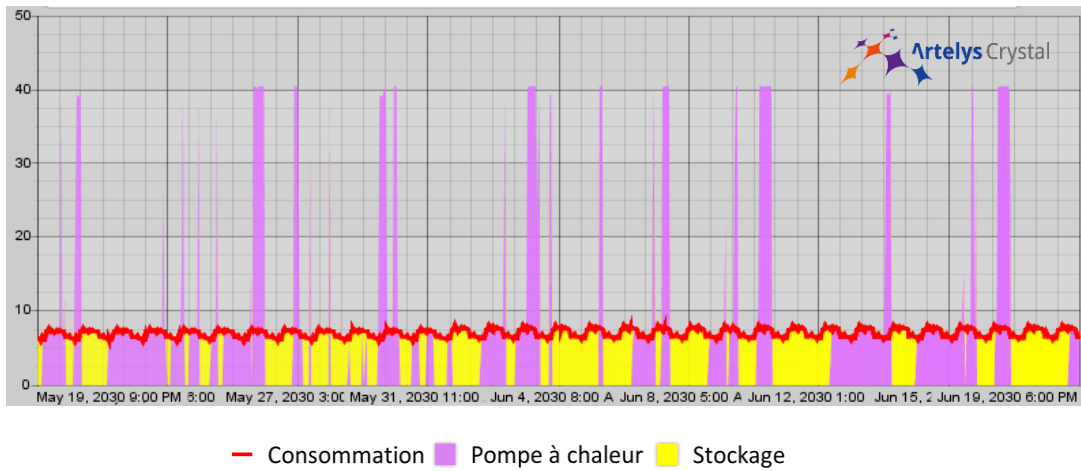


Figure 34. Effet du stockage thermique couplé à une PAC en été.

- Le stockage permet de stocker les surplus de production de la PAC en mi-saison, ce qui conduit à une réduction de la production au gaz.

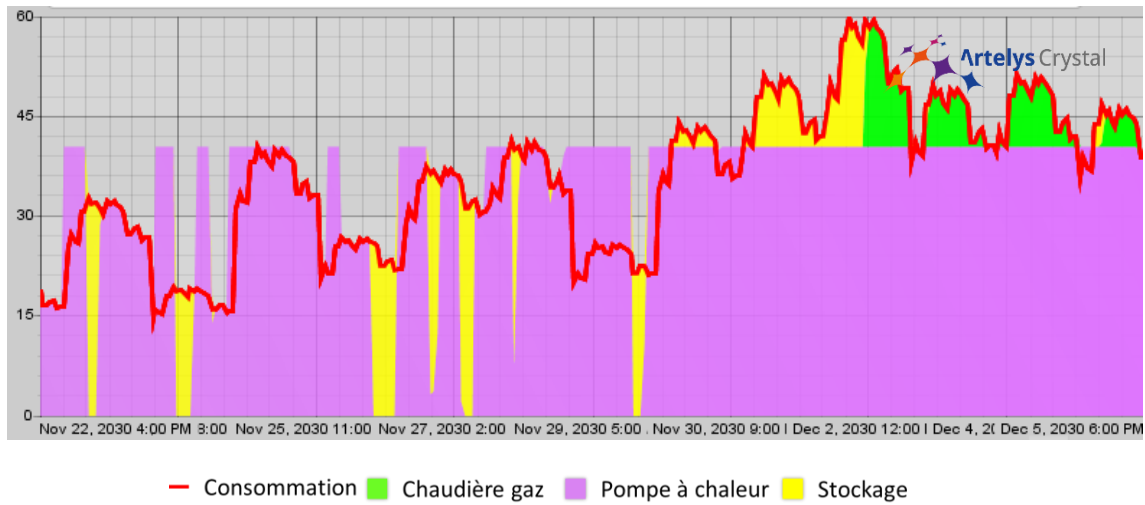


Figure 35. Impact du stockage sur la production de la PAC en mi-saison

Ce dernier point permet également de réduire légèrement l'investissement en PAC tout en respectant la contrainte EnR&R. La PAC fonctionne dans ce cas à sa puissance maximale 35% du temps.

Les bouquets de production obtenus et coûts détaillés sont présentés ci-dessous.

Capacités installées	Cas sans stock sans P2H	Cas sans stock avec P2H	Cas avec P2H avec stock
Chaudière à bois	27 MW _{th}	0 MW _{th}	0 MW _{th}
PAC	-	42 MW _{th}	40 MW _{th}
Stockage thermique	-	-	33 MW _{th} , 294 MWh _{th}

Tableau 18. Bouquets de production obtenus en fonction des cas

		Cas sans stock sans P2H (en k€/an)	Cas avec P2H sans stock (en k€/an)	Cas avec P2H avec stock (en k€/an)
Chaudière à bois	Coût de production	4 793	0	0
	Coût d'investissement	678	0	0
Chaudière au gaz	Coût de production	3 113	778	767
Pompe à chaleur	Coût de production	-	3 836	3 708
	Coût d'investissement	-	1 038	1 002
Stockage	Coût d'investissement	-	-	70
TOTAL		8 584	5 652	5 547

Tableau 19. Coûts de production et d'investissement en fonction des cas

L'installation d'une pompe à chaleur permet de faire des économies de 34% sur le coût annuel d'investissement et de production de la chaleur. Ces économies très significatives induisent un temps de retour sur investissement de 1 à 2 ans en fonction des cas. Un stockage thermique de 33 MW_{th} et 294 MWh_{th} (durée de décharge de 9h, 295 cycles stockage/déstockage) ne permet quant à lui qu'une réduction faible des coûts totaux (1,8%).

Un autre effet du P2H est la réduction de la consommation de combustible fossile, et par conséquent des réductions d'émissions de CO₂, la part d'énergie produite par la chaudière gaz étant réduite dans ce cas à 10% alors qu'elle est de 40% dans les autres cas. En effet, les deux tiers de la production de la PAC étant considérés comme EnR&R (COP égal à 3), un mégawattheure de chaleur produit par la PAC remplace pour deux tiers de la production de chaleur à base de chaudière biomasse et pour un tiers de la production issue de la chaudière au gaz. Le contenu moyen du CO₂ dans l'électricité étant estimé à 0,059 t/MWh¹⁶, chaque mégawattheure de chaleur produit par la pompe à chaleur permet donc une économie de 0,067 tonnes de CO₂. L'installation d'une PAC de 42 MW_{th} permet dans ce contexte de réduire les émissions de CO₂ de 12 000 tonnes par an. Le stockage permet des économies supplémentaires de l'ordre de 50 tonnes par an.

Les économies liées à l'installation dépendent fortement du gisement technique, une étude de sensibilité a été réalisée sur ce paramètre. Les bénéfices obtenus, tant en termes de coût que d'émissions de CO₂, restent quasi proportionnels au gisement, comme présenté dans les figures et tableaux ci-dessous. Le gain lié au stockage reste quant à lui marginal par rapport à l'intérêt du P2H.

¹⁶ Le calcul du contenu moyen en CO₂ de l'électricité consommée est fondé sur les simulations de l'équilibre offre-demande pour le système électrique, décrit en section 0, correspondant au scénario 2030 « Nouveau Mix » de RTE (cf. [5]). Ce contenu moyen correspond au rapport entre les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité en France et la consommation d'électricité en France.

	Cas sans P2H sans stock	Cas avec P2H sans stock	Cas avec P2H avec stock	
Cas d'un gisement technique à 5 MW	Capacité de biomasse	27 MW _{th}	20 MW _{th}	
	Capacité de PAC	-	5 MW _{th}	
	Capacité de stockage	-	-	2 MW _{th} , 21 MWh _{th}
	Coût total du système	8 585 k€/an	7 680 k€/an	7 675 k€/an
	Économies réalisées	N/A	905 k€/an -10,5%	910 k€/an -10,6%
	Réduction des émissions de CO ₂	N/A	2,9 kt _{CO2} /an	2,91 kt _{CO2} /an
	Cas d'un gisement technique à 10 MW	Capacité de biomasse	27 MW _{th}	17 MW _{th}
Capacité de PAC		-	10 MW _{th}	
Capacité de stockage		-	-	6 MW _{th} , 55 MWh _{th}
Coût total du système		8 585 k€/an	7 175 k€/an	7 160 k€/an
Économies réalisées		N/A	1 410 k€/an -16,4%	1 425 k€/an -16,6%
Réduction des émissions de CO ₂		N/A	4,8 kt _{CO2} /an	4,81 kt _{CO2} /an
Cas d'un gisement technique à 30 MW		Capacité de biomasse	27 MW _{th}	6 MW _{th}
	Capacité de PAC	-	30 MW _{th}	
	Capacité de stockage	-	-	22 MW _{th} , 193 MWh _{th}
	Coût total du système	8 585 k€/an	5 975 k€/an	5 900 k€/an
	Économies réalisées	N/A	2 610 k€/an -30,4%	2 685 k€/an -31,7%
	Réduction des émissions de CO ₂	N/A	10,2 kt _{CO2} /an	10,3 kt _{CO2} /an

Tableau 20. Bouquet de production, coût totaux du système et économies réalisées en fonction du gisement technique de la PAC

5.1.4 Étude avec CAPEX faible, en présence d'une UIOM

Dans le cas d'un coût d'investissement faible (300 €/kW_{th}), la PAC conserve son intérêt si le réseau de chaleur dispose d'une UIOM. La PAC ne fonctionne plus en base mais en hiver et en mi-saison comme illustré ci-dessous.

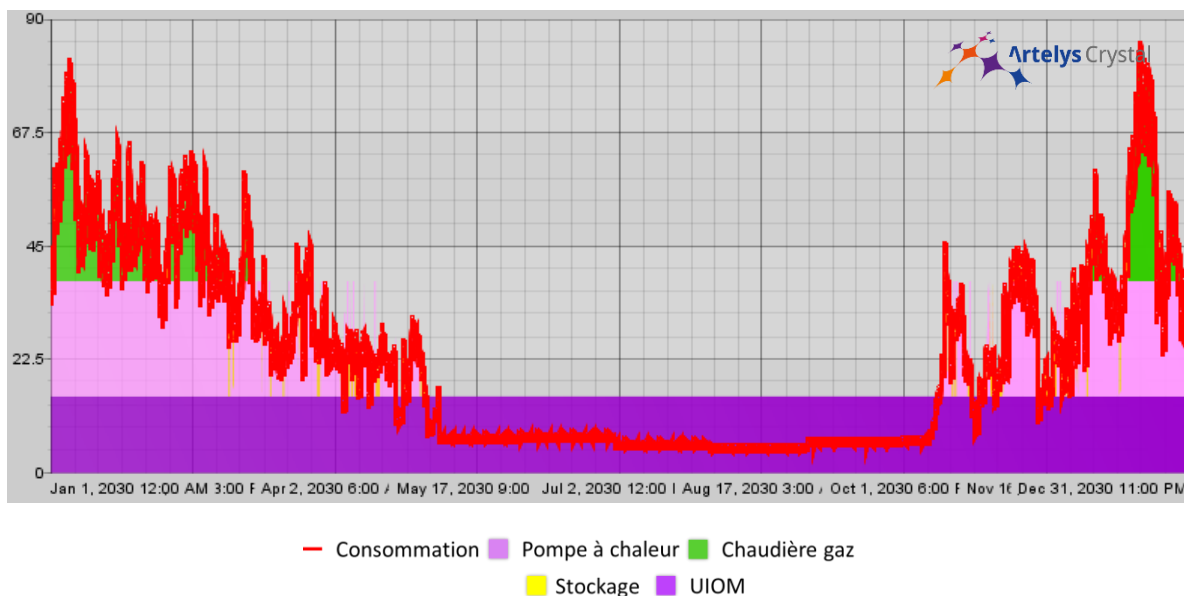


Figure 36. Courbe de production cumulée dans un réseau de chaleur avec une UIOM de 15 MW_{th}, une pompe à chaleur et un stockage court terme

	Cas sans stock sans P2H	Cas sans stock avec P2H	Cas avec P2H avec stock
Capacité de l'UIOM	15 MW _{th}	15 MW _{th}	15 MW _{th}
Capacité de la chaudière au bois	5,5 MW _{th}	0 MW _{th}	0 MW _{th}
Capacité de la pompe à chaleur	-	22 MW _{th}	23 MW _{th}
Stockage thermique	-	-	17 MW _{th} , 189 MWh _{th}
Coût total du système	4 190 k€/an	3 330 k€/an	3 280 k€/an
Économies réalisées	N/A	860 k€/an - 20,5%	910 k€/an - 22,1%
Réduction des émissions de CO ₂	N/A	11,7 kt _{CO2} /an	12,8 kt _{CO2} /an

Tableau 21. Bouquet de production, coûts totaux du système et économies réalisées sans limite de gisement, avec UIOM

L'optimisation conduit à une PAC de 22 MW_{th}, portant la part EnR&R à **73%** de la production totale de chaleur, et permettant des économies d'environ 20% du coût total.

Un stockage court terme est installé mais les économies liées à son installation restent marginales (~10% de mieux). La présence d'un stockage conduit à une puissance plus élevée de pompe à chaleur pour profiter au mieux des périodes de prix faibles de l'électricité en stockant les surplus, ce qui permet de satisfaire la contrainte EnR&R à moindre coût.

Le stockage saisonnier (stockage en sous-sol en champs de sonde) n'est quant à lui pas rentable, car les coûts fixes en énergie, bien que faibles en €/MWh_{th}/an, demeurent plus élevés que le coût de production d'une chaudière biomasse (et a fortiori plus élevés que le coût de production d'une PAC), et sont donc rédhibitoires pour un seul cycle stockage/déstockage annuel. L'intérêt de ce type de stockage pourrait toutefois apparaître dans le cas d'une augmentation significative des prix de l'électricité en hiver et d'une augmentation des coûts de production de la chaleur biomasse. On notera également qu'il existe d'autres applications pertinentes pour cette technologie, telles que l'utilisation du stockage saisonnier de surplus de chaleur solaire produite en été ou encore le stockage combiné de frais l'hiver et de chaud l'été en couplage avec des réseaux de frais et de chaleur.

Notons toutefois que, l'analyse étant réalisée à COP constant, elle ne permet pas de quantifier l'intérêt du stockage pour limiter les variations de COP lorsque la PAC fonctionne en dessous de sa puissance nominale.

L'intérêt de la PAC persiste en cas de contrainte de gisement, même en présence d'une UIOM. Une PAC de 10 MW_{th} permet des économies de 15% en termes de coût total, et porte la part EnR&R dans la production à **62%**. Une PAC de 5 MW_{th} entraîne 8% d'économies mais ne permet pas de remplacer entièrement la chaudière biomasse à cause de la contrainte EnR&R. L'intérêt du stockage dans ces cas reste faible.

	Cas sans P2H sans stock	Cas avec P2H sans stock	Cas avec P2H avec stock	
Cas d'un gisement technique à 5 MW_{th}	Capacité de l'UIOM	15 MW _{th}	15 MW _{th}	
	Capacité de biomasse	5,5 MW _{th}	2 MW _{th}	
	Capacité de PAC	-	5 MW _{th}	
	Capacité de stockage	-	-	6 MW _{th} , 135 MWh _{th}
	Coût total du système	4 190 k€/an	3 840 k€/an	3 815 k€/an
	Économies réalisées	N/A	350 k€/an - 8,5%	375 k€/an - 9,1%
	Réduction des émissions de CO ₂	N/A	1,5 kt _{CO2} /an	1,55 kt _{CO2} /an
Cas d'un gisement technique à 10 MW_{th}	Capacité de l'UIOM	15 MW _{th}	15 MW _{th}	
	Capacité de biomasse	5,5 MW _{th}	-	
	Capacité de PAC	-	10 MW _{th}	
	Capacité de stockage	-	-	6 MW _{th} , 96 MWh _{th}
	Coût total du système	4 190 k€/an	3 570 k€/an	3 550 k€/an
	Économies réalisées	N/A	620 k€/an - 14,8%	640 k€/an - 15,4%
	Réduction des émissions de CO ₂	N/A	3,7 kt _{CO2} /an	4,0 kt _{CO2} /an

Tableau 22. Bouquet de production, coûts totaux du système et économies réalisées avec une UIOM et en présence d'une contrainte de gisement

5.1.5 Étude avec CAPEX élevé

Dans cette section, l'analyse de valeur est réalisée dans le cas d'une PAC dont les coûts fixes seraient portés à 82 000 €/MW_{th}/an (c'est-à-dire 1 000 €/kW_{th}), ce qui correspond à une augmentation de 330% par rapport aux alternatives étudiées précédemment. Dans ce cas, l'optimisation privilégie tout de même la PAC qui est installée tant qu'elle peut produire en base (donc dans le cas sans UIOM), malgré des économies pour le système relativement limitées.

Lorsque le réseau de chaleur n'est pas limité par une contrainte de gisement sur la source froide (cf. Figure 38), la PAC est dimensionnée à hauteur de 8,4 MW_{th}, la chaudière biomasse demeurant l'outil le plus économique pour produire de la chaleur renouvelable en semi-base (saison froide uniquement), compte-tenu du coût de la pompe à chaleur.

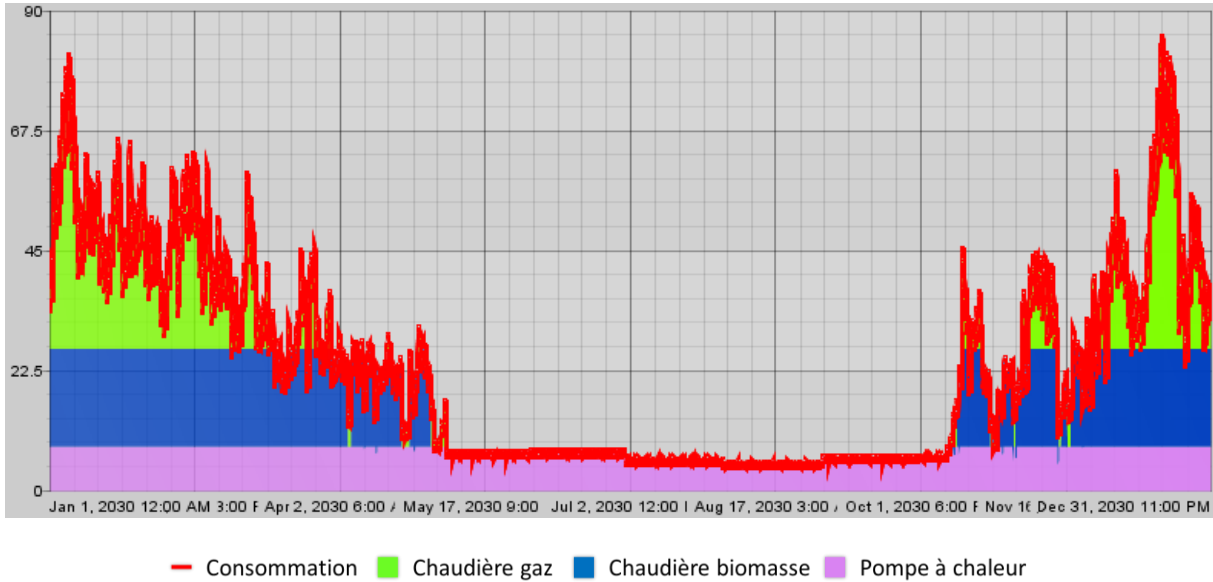


Figure 37. Courbe de production cumulée pour un réseau de chaleur disposant d'une PAC, d'une chaudière biomasse et d'une chaudière au gaz

Dans ce contexte, un stockage thermique de 6,4 MW_{th} et 62 MWh_{th} (durée de décharge de 10h, 250 cycles) permet une réduction supplémentaire des coûts totaux de 1,0%.

	Cas sans P2H sans stock	Cas avec P2H sans stock	Cas avec P2H avec stock	
Cas sans UIOM, sans limite de gisement technique de la PAC	Capacité de l'UIOM	-	-	
	Capacité de biomasse	27 MW _{th}	18,1 MW _{th}	16 MW _{th}
	Capacité de PAC	-	8,4 MW _{th}	11,5 MW _{th}
	Capacité de stockage	-	-	6,4 MW _{th} , 62 MWh _{th}
	Coût total du système	8 585 k€/an	7 782 k€/an	7 695 k€/an
	Économies réalisées	N/A	803 k€/an - 9,4%	890 k€/an - 10,4%
	Réduction des émissions de CO ₂	N/A	4,3 kt _{CO2} /an	5,4 kt _{CO2} /an
	Cas avec UIOM, sans limite de gisement technique de la PAC	Capacité de l'UIOM	15 MW _{th}	15 MW _{th}
Capacité de biomasse		5,5 MW _{th}	5,5 MW _{th}	5,1 MW _{th}
Capacité de PAC		-	0 MW _{th}	0 MW _{th}
Capacité de stockage		-	-	4,5 MW _{th} , 80 MWh _{th}
Coût total du système		4 193 k€/an	4 193 k€/an	4 185 k€/an
Économies réalisées		N/A	0 k€/an 0%	8 k€/an - 0,2%
Réduction des émissions de CO ₂		N/A	0,0 kt _{CO2} /an	0,0 kt _{CO2} /an

Tableau 23. Bouquet de production, coûts totaux du système et économies réalisées dans le cas de PAC à 82 000 €/MW_{th}/an, avec ou sans UIOM, sans limite de gisement

Les résultats de simulations sans UIOM, pour un gisement faible (1 MW_{th}) de PAC sont présentés dans le tableau ci-dessous.

	Cas sans P2H sans stock	Cas avec P2H sans stock	Cas avec P2H avec stock
Capacité de l'UIOM	-	-	-
Capacité de biomasse	27 MW _{th}	25,8 MW _{th}	25,6 MW _{th}
Capacité de PAC	-	1 MW _{th}	1 MW _{th}
Capacité de stockage	-	-	1,5 MW _{th} , 14 MWh _{th}
Cas sans UIOM, gisement technique de la PAC de 1 MW_{th}			
Coût total du système	8 585 k€/an	8 460 k€/an	8 458 k€/an
Économies réalisées	N/A	125 k€/an - 1,5%	127 k€/an - 1,5%
Réduction des émissions de CO ₂	N/A	0,6 ktco ₂ /an	0,6 ktco ₂ /an

Tableau 24. Bouquet de production, coûts totaux du système et économies réalisées dans le cas de PAC à 82 000 €/MW_{th}/an, sans UIOM, avec limite de gisement à 1 MW_{th}

Ces résultats montrent l'importance du coût d'investissement de la pompe à chaleur sur son intérêt dans un réseau de chaleur urbain basse température. En particulier, l'existence de conditions favorables permettant d'atteindre un CAPEX relativement faible semble représenter un élément clef pour l'intérêt économique du projet. L'influence du CAPEX de la pompe à chaleur est donc étudiée plus en détail dans la partie modèle d'affaire.

Notons également que l'intérêt de la PAC est directement lié à la différence de coût variable de production avec une chaudière biomasse ou avec une chaudière gaz, qui compense son CAPEX plutôt élevé. Un accroissement de cette différence, par une réduction des prix de l'électricité ou par une augmentation des coûts du bois énergie et du gaz, impactera positivement la rentabilité de la PAC. Cette différence est étudiée dans la partie modèle d'affaire par une analyse de sensibilité sur le prix de l'électricité.

5.2 Rentabilité et modèles d'affaires

5.2.1 Méthode d'analyse

L'analyse de la valeur du P2H et du stockage réalisée en section 5.1 indique qu'à coefficient de performance constant, l'intérêt économique des pompes à chaleur (PAC) dépend fortement de trois paramètres : le CAPEX des PAC, leur facteur de charge ainsi que le prix moyen de l'électricité consommée.

Par ailleurs, la part d'énergie renouvelable produite par les PAC est limitée à l'énergie puisée à la source froide¹⁷. L'utilisation de PAC comme seul moyen de production d'EnR&R sur un réseau de chaleur pourrait imposer un taux de couverture élevé et donc des conditions d'utilisation contraignantes.

L'objectif est ici d'étudier plus en détail les conditions de rentabilité de l'utilisation des PAC sur un réseau de chaleur, notamment dans le cas où les seules PAC doivent fournir suffisamment d'énergie renouvelable pour couvrir un taux d'EnR&R de 60%.

Dans un premier temps, on se place dans le cadre d'un projet où des PAC sont installées en substitution totale de chaudières biomasse lors de la création d'un réseau de chaleur ou lors du remplacement de chaudières en fin de vie. La valeur actuelle nette (VAN) de ce projet est calculée en comparant les coûts actualisés de production de chaleur par des PAC (CAPEX + coûts variables) et par une chaudière biomasse (CAPEX + coûts variables).

Dans un second temps, on se place dans le cadre d'un projet où des PAC sont installées sur un réseau de chaleur pour se substituer partiellement à l'utilisation du gaz naturel. L'objectif est ici d'évaluer les conditions de rentabilité d'utilisation de PAC sur des réseaux déjà équipés de moyens de production renouvelables mais sur lesquels on souhaite réduire l'utilisation du gaz naturel. La VAN du projet est calculée en comparant les coûts actualisés de production de chaleur par des PAC (CAPEX + coûts variables) avec les coûts marginaux d'une chaudière gaz.

Le facteur de charge est défini comme le rapport entre l'énergie délivrée sur une année par la PAC et l'énergie totale que la PAC aurait pu délivrer si elle avait fonctionné à 100% de sa puissance nominale et 100% du temps. La plupart des projets d'installation de PAC sur des réseaux de chaleur combinent plusieurs PAC. Nous nous intéressons au facteur de charge de l'ensemble des PAC, ce qui correspond à la moyenne de leurs facteurs de charge.

Les hypothèses utilisées pour la modélisation sont présentées dans le Tableau 25. Le facteur de charge de la PAC ainsi que le prix de l'électricité sont des paramètres libres à partir desquels des courbes de VAN sont tracées. Le modèle ne tient pas compte du CAPEX de la chaudière gaz car nous considérons le cas d'un arbitrage avec une chaufferie gaz déjà installée.

¹⁷ La part d'EnR&R fournie par une PAC dépend de son coefficient de performance (COP) et est plus précisément égale au ratio $(COP-1)/COP$. Ainsi, pour un COP de 3, 66% de l'énergie fournie par les PAC est considérée comme EnR&R. Si ces PAC doivent assurer, seules, 60% d'EnR&R sur le réseau, elles devront couvrir 90% de la demande.

Paramètre	Valeur	Commentaire
CAPEX PAC	600 / 1 000 / 1 500 €/kW _{th}	Gamme envisageable de CAPEX selon la taille de la PAC et le type de source froide
COP moyen	3	COP pour un ΔT de 40°C valable pour une station d'épuration et un réseau à 70°C ou pour de l'eau de mer et un réseau à 55°C.
Facteur de charge	Variable	N.A
Prix de l'électricité	Variable	N.A
CAPEX chaudière biomasse	500 €/kW _{th}	Valeur utilisée pour le bouquet de production (cf. section 2.3.1)
Coût variable de la chaleur biomasse	40 €/MWh _{th}	Valeur utilisée pour le bouquet de production (cf. section 2.3.1)
Coût marginal de la chaleur gaz	39 €/MWh _{th}	Valeur utilisée pour le bouquet de production (cf. section 2.3.1)

Tableau 25. Hypothèses de modélisation pour l'analyse de la rentabilité des projets de PAC

5.2.2 Résultats de l'analyse

Facteur de charge et taux de couverture de la demande

Le facteur de charge d'un équipement de production d'énergie sur un réseau de chaleur varie de façon inverse au taux de couverture de la demande en énergie du réseau. Un équipement qui produit en base uniquement aura un facteur de charge élevé (100%) mais un taux de couverture de la demande limité¹⁸. À l'inverse, un moyen de production qui assure 100% de la demande en énergie aura un facteur de charge plus faible¹⁹ que l'équipement qui assure la base uniquement.

En partant de la courbe de demande type d'un réseau de chaleur utilisée dans cette étude, on trace la courbe indiquant le taux de couverture énergétique de pompes à chaleur selon leur facteur de charge (cf. Figure 38), pour la courbe de demande de chaleur (cf. Figure 8 en section 2.3.2). Le taux d'EnR&R correspondant au taux de couverture en énergie des PAC pour un COP de 3, il est lisible sur l'axe secondaire d'ordonnée. Il est calculé à partir du taux de couverture de la demande par les PAC, en considérant que 66% de l'énergie délivrée est EnR&R. Ainsi, pour satisfaire un objectif de 60% d'EnR&R sur le réseau de chaleur, des PAC de COP 3 doivent couvrir 90% de la demande en énergie du réseau, ce qui correspond à un facteur de charge moyen de 50%. Ces résultats sont toutefois susceptibles de

¹⁸ Jusqu'à 30% environ dans le cas de la courbe de demande utilisée dans cette étude.

¹⁹ Environ 20% dans le cas de la courbe de demande utilisée dans cette étude.

variations si le profil de la demande diffère sensiblement de celui considéré dans cette étude. Dans un cas où les variations saisonnières de demande sont plus faibles (ex : logements avec faible demande en chauffage), un même facteur de charge pourra couvrir une part plus importante de la demande en énergie.

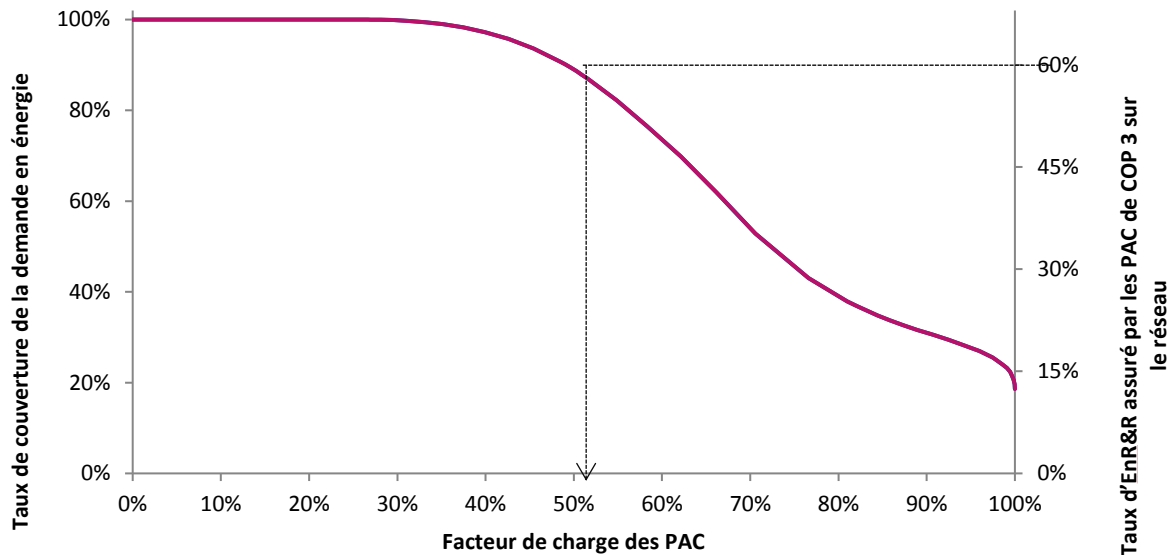


Figure 38. Taux de couverture de la demande en énergie du réseau de chaleur par les PAC en fonction de leur facteur de charge moyen

Utilisation des PAC en substitution de la biomasse

Conditions de rentabilité des PAC

La Figure 39 indique le facteur de charge minimum requis des PAC pour qu'elles soient compétitives face à de la biomasse en fonction du prix de l'électricité consommée. Les courbes représentent les combinaisons de prix d'électricité et de facteur de charge pour lesquelles la VAN d'un projet de PAC en alternative à une chaudière biomasse est nulle. Chaque courbe correspond à un niveau de CAPEX de PAC différent²⁰. Pour une courbe donnée, les points situés au-dessus de la courbe correspondent aux combinaisons de prix d'électricité et de facteur de charge assurant la compétitivité des PAC face à une chaudière biomasse. Ainsi, une PAC dont le CAPEX est de 1 000 €/kW_{th} et qui consomme de l'électricité à 100 €/MWh_e en moyenne devra atteindre un facteur de charge d'au moins 80% pour être rentable en comparaison d'une chaudière biomasse.

La droite horizontale en pointillés indique sur ce graphique la contrainte d'un facteur de charge des PAC de 50% en moyenne, afin d'atteindre 60% de taux d'EnR&R si la PAC a un COP de 3. Les deux droites verticales en pointillés indiquent des prix de référence pour de l'électricité qu'un opérateur de

²⁰ La courbe correspondant à des PAC de CAPEX égal à 500 €/kW_{th} n'est pas visible sur ce graphique car dans ce cas, les coûts d'une chaudière biomasse (CAPEX + coût marginal) sont systématiquement supérieurs à ceux des PAC pour des prix d'électricité inférieurs à 120 €/MWh_e.

réseau de chaleur pourrait consommer en régime de base actuellement et à horizon 2030 soit 72 et 97 €/MWh_e respectivement. Ces deux prix incluent le prix en base sur les marchés, 35 €/MWh_e actuellement et 60 €/MWh_e en 2030 ainsi que les coûts de transport (TURPE à 15 €/MWh_e) et de taxes (CSPE à 22 €/MWh_e), bien que ces montants soient susceptibles d'évoluer d'ici 2030.

Pour satisfaire l'objectif de 60% d'EnR&R, des PAC de COP 3 et à faible CAPEX, entre 600 et 1 000 €/kW_{th}, sont rentables pour l'opérateur par rapport à de la biomasse s'il peut se procurer de l'électricité jusqu'à 90-110 €/MWh_e en moyenne. Pour les projets à CAPEX plus élevé, entre 1 000 et 1 500 €/kW_{th}, un prix d'électricité de 90 €/MWh_e représente une limite plafond pour la rentabilité du projet. Dans les conditions actuelles de prix d'électricité, les PAC sont rentables en substitution à de la biomasse, à condition que l'électricité puisse être achetée par l'opérateur sur les marchés et à un prix proche du prix moyen annuel. Dans le scénario 2030, les prix issus du mix modélisé dans cette étude aboutissent à un prix moyen annuel de 60 €/MWh_e, portant le prix final pour l'opérateur au-delà des 90 €/MWh_e avec les niveaux actuels de CSPE et de TURPE. Dans ces conditions, seuls les projets de PAC offrant des CAPEX faibles ou un COP élevé seraient rentables.

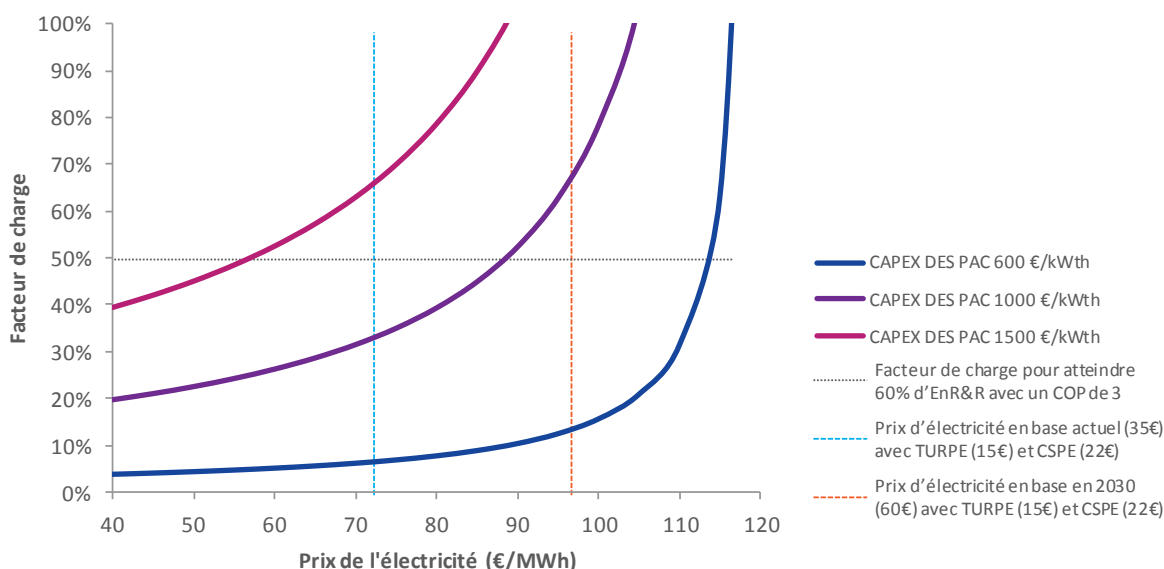


Figure 39. Facteur de charge minimum nécessaire pour assurer la compétitivité des PAC face à de la biomasse (CAPEX biomasse de 500 €/kW_{th} et coût marginal de production de chaleur biomasse de 40 €/kW_{th}) en fonction du prix de l'électricité consommé et des CAPEX des PAC pour un COP de 3

Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité est réalisée sur la VAN d'un projet de PAC en alternative à une chaudière biomasse, en faisant varier les paramètres dans des intervalles correspondant aux valeurs minimum et maximum envisageables sur un tel projet. Les hypothèses utilisées pour cette analyse de sensibilité sont présentées en Figure 40 et les résultats sont présentés dans le graphe tornade en Tableau 26.

Paramètre	Valeur min / nominal / max	Remarques
CAPEX PAC (€/kW_{th})	600 / 1 000 / 1 500	600 : source froide géothermique 1 000 : projet de référence 1 500 : source froide difficile d'accès
COP moyen	2 / 3 / 4,5	2 : ΔT important et variable 3 : cas de référence 4,5 : ΔT faible et constant
Facteur de charge (%)	25% / 50% / 75%	Le nominal correspond à 60% d'EnR&R pour un COP 3. Variation de 50% autour du nominal
Prix de l'électricité (€/kW_{th})	50 / 75 / 97	50 : hypothèse basse de prix final d'électricité de base pour le consommateur 72 : hypothèse moyenne de prix final d'électricité de base pour le consommateur 97 : hypothèse haute de prix final d'électricité de base pour le consommateur
CAPEX chaudière biomasse (€/kW_{th})	250 / 500 / 750	Variation de 50% autour du nominal
Coût variable de la chaleur biomasse (€/MWh_{th})	20 / 40 / 60	Variation de 50% autour du nominal

Tableau 26. Hypothèses de modélisation pour l'analyse de la rentabilité des projets de PAC en alternative à la biomasse

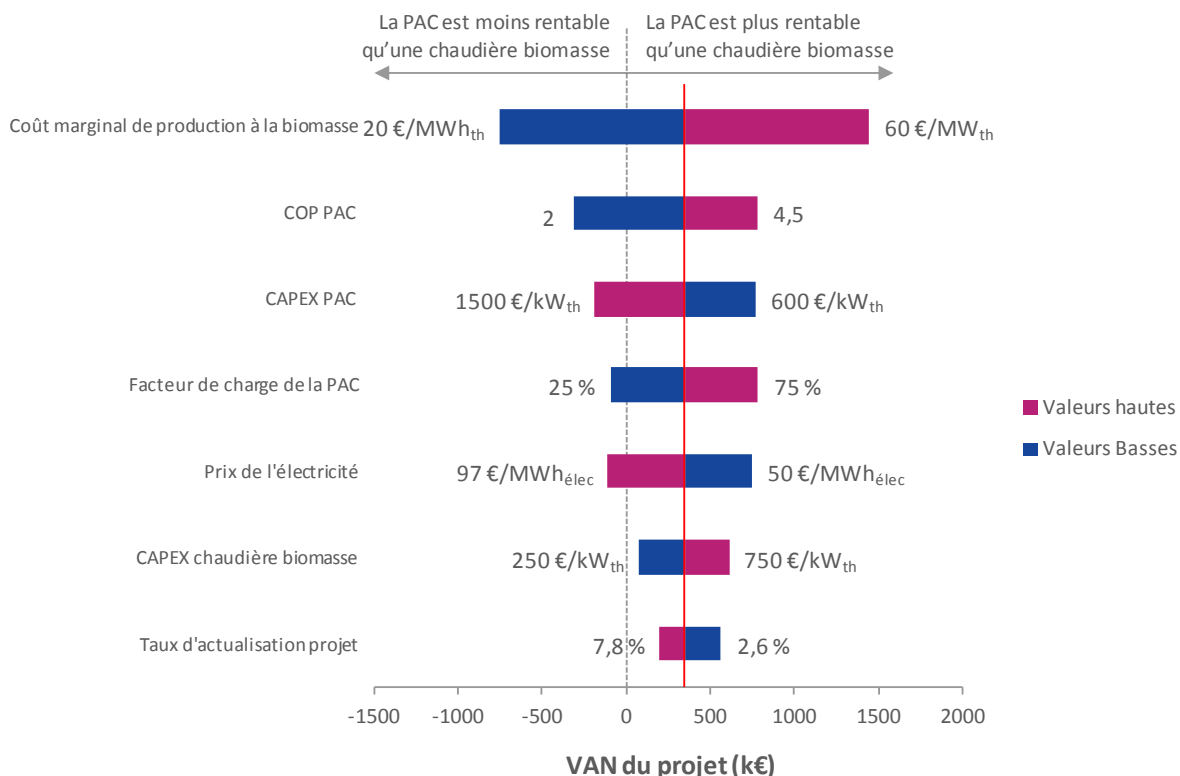


Figure 40. Analyse de sensibilité sur la VAN d'un projet de PAC sur réseau de chaleur en alternative à une chaudière biomasse

On distingue deux types de paramètres clés qui influencent la VAN : les prix de l'énergie d'une part (coût marginal de production à la biomasse et prix de l'électricité) et les caractéristiques technico-économiques des PAC (COP et CAPEX) d'autre part.

Le coût marginal de production biomasse constitue le paramètre auquel la compétitivité de la solution PAC est la plus sensible. Une faible variation autour de la valeur nominale utilisée dans le modèle (40 €/kWh_{th}) déstabilise fortement la VAN. Une variation du prix moyen de l'électricité influe également sur la VAN mais dans une moindre mesure, par l'effet du COP. L'évaluation de la rentabilité des PAC *a priori* est donc rendue difficile étant donnée l'incertitude intrinsèque aux prévisions de prix de l'énergie sur la durée de vie du projet (10 à 20 ans).

À l'inverse, les caractéristiques technico-économiques des PAC telles que le COP et les CAPEX sont des paramètres sur lesquels l'incertitude peut être maîtrisée lors de la phase d'étude du projet.

À autres paramètres inchangés, un COP de 2,5 annule pratiquement la VAN. Ceci indique que dans ces conditions, l'opérateur devra obtenir un prix final d'électricité inférieur à 75 €/MWh_e en moyenne. Or, sur des sources froides non géothermique (<20°C), il est difficile de garantir un COP de 3 à moins de livrer la chaleur à un réseau très basse température (50-55°C). Par ailleurs, le COP n'est pas constant, il dépend du ΔT mais également du point de fonctionnement (le COP se dégrade lorsque la PAC n'est pas à sa puissance nominale). Aussi, l'utilisation d'un stockage peut permettre de fonctionner à

puissance nominale constante et de maintenir un COP élevé malgré des variations de puissance thermique délivrée au réseau. La valeur du stockage dans cette optique n'est toutefois pas modélisée dans le cadre de cette étude. Enfin, l'augmentation du COP permet aussi de valoriser plus d'énergie renouvelable et ainsi de diminuer le taux de couverture de la demande pour atteindre l'objectif d'EnR&R par les PAC. L'utilisation de PAC pour la production simultanée de chaud et de froid est une application qui maximise le COP de l'équipement et en favorise ainsi la rentabilité (des COP supérieurs à 5 peuvent être envisagés).

Utilisation des PAC en arbitrage face au gaz naturel

Conditions de rentabilité des PAC

La Figure 41 illustre les courbes de VAN nulle pour différents CAPEX de PAC utilisées en arbitrage face au gaz naturel dont le coût marginal de production est de 39 €/MWh_{th}, utilisé comme valeur de référence dans l'analyse de la valeur pour la collectivité et correspondant à un prix relativement élevé du gaz naturel. Des PAC installées pour alimenter un réseau de chaleur en arbitrage face à une chaudière gaz ne peuvent tourner qu'à facteur de charge faible (semi-pointe) puisque d'autres sources assurent déjà un taux élevé d'EnR&R (50% actuellement, 60% comme hypothèse dans cette étude à 2030). Dans le contexte actuel de prix de l'électricité, on peut considérer que l'opérateur de réseau de chaleur ne peut pas avoir accès à de l'électricité de type semi-pointe en-dessous de 82 €/MWh_e composé de 45 € en prix de marché, 15 € de TURPE et 22 € de CSPE. À l'horizon 2030, ce prix final pour l'opérateur pourrait augmenter jusqu'à 107€/MWh_e (modélisation du mix 2030 dans cette étude) si la CSPE et le TURPE sont maintenus à leur niveau actuel. Dans tous les cas, l'utilisation de la PAC n'est pas rentable car elle est utilisée à faible facteur de charge et en concurrence avec une solution sans coût d'investissement : la chaudière gaz est installée car elle représente le meilleur moyen de garantir la sécurité d'approvisionnement en cas de défaut des autres moyens de production.

Des conditions de rentabilité sont trouvées pour l'utilisation des PAC face au gaz naturel lorsqu'elles sont utilisées en base avec des CAPEX inférieurs à 1 000 €/kW_{th}, voire en base cumulée avec de la semi-base avec des CAPEX de l'ordre de 500 €/kW_{th}. En revanche, l'utilisation de PAC en arbitrage face au gaz en semi-base uniquement ou en pointe (facteur de charge inférieur à 50%) n'est pas rentable dans les conditions de prix de gaz et de l'électricité modélisées.

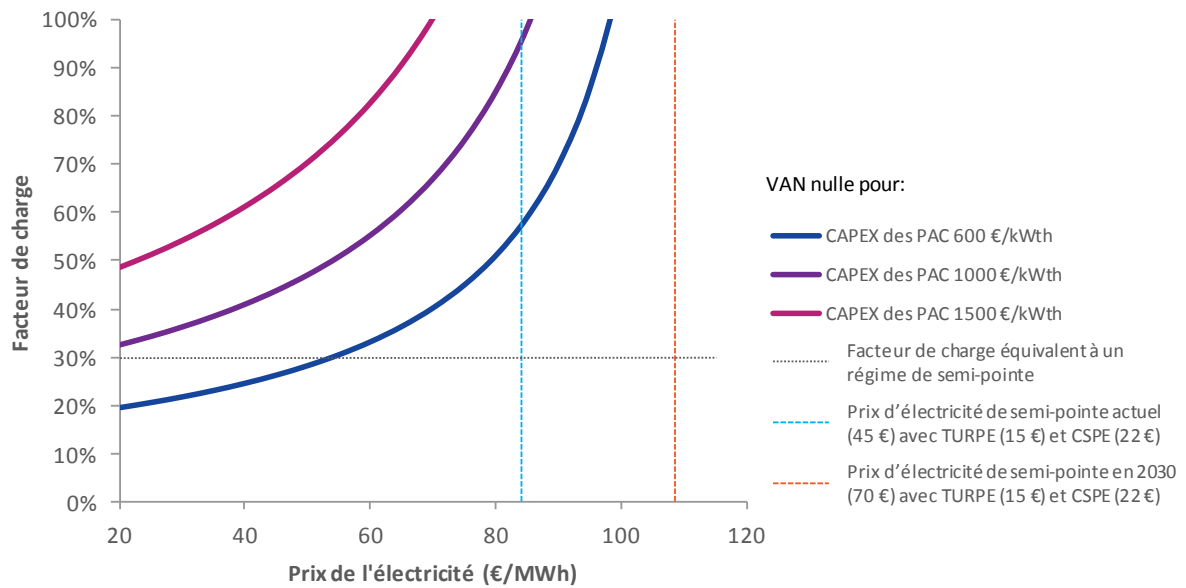


Figure 41. Facteur de charge minimum nécessaire pour assurer la compétitivité des PAC en arbitrage face au gaz naturel (coût marginal de production de chaleur au gaz naturel de 39 €/MWh_{th}) en fonction du prix de l'électricité consommée et des CAPEX des PAC pour un COP de 3

Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité est réalisée sur la VAN d'un projet de PAC en arbitrage face à du gaz naturel, en faisant varier les paramètres dans des intervalles correspondant aux valeurs minimum et maximum envisageables sur un tel projet. Les hypothèses utilisées pour cette analyse de sensibilité sont présentées en Tableau 27 et les résultats sont présentés dans le graphe tornade Figure 42.

Paramètre	Valeur min / nominal / max	Commentaire
CAPEX PAC (€/kW_{th})	600 / 1 000 / 1 500	600 : source froide géothermique 1 000 : projet de référence 1 500 : source froide difficile d'accès
COP moyen	2 / 3 / 4,5	2 : ΔT important et variable 3 : cas de référence 4,5 : ΔT faible et constant
Facteur de charge (%)	15% / 30% / 45%	Le nominal correspond à un régime de semi- pointe. Variation de 50% autour du nominal
Prix de l'électricité (€/kW_{th})	65 / 82 / 107	65 : hypothèse basse de prix final d'électricité de semi-pointe pour le consommateur 82 : hypothèse moyenne de prix final d'électricité de semi-pointe pour le consommateur 107 : hypothèse haute de prix final d'électricité de semi-pointe pour le consommateur
Coût variable de la chaleur gaz (€/MWh_{th})	27,3 / 52,0 / 68,9	27,4 : Coût du gaz actuel et transport sans taxe CO ₂ 52,0 : Scénario 2030 avec transport et avec taxe CO ₂ de 35 €/t _{CO2} 68,9 : Scénario 2030 avec transport et taxe CO ₂ de 100 €/t)

Tableau 27. Hypothèses de modélisation pour l'analyse de la rentabilité des projets de PAC en alternative à la biomasse

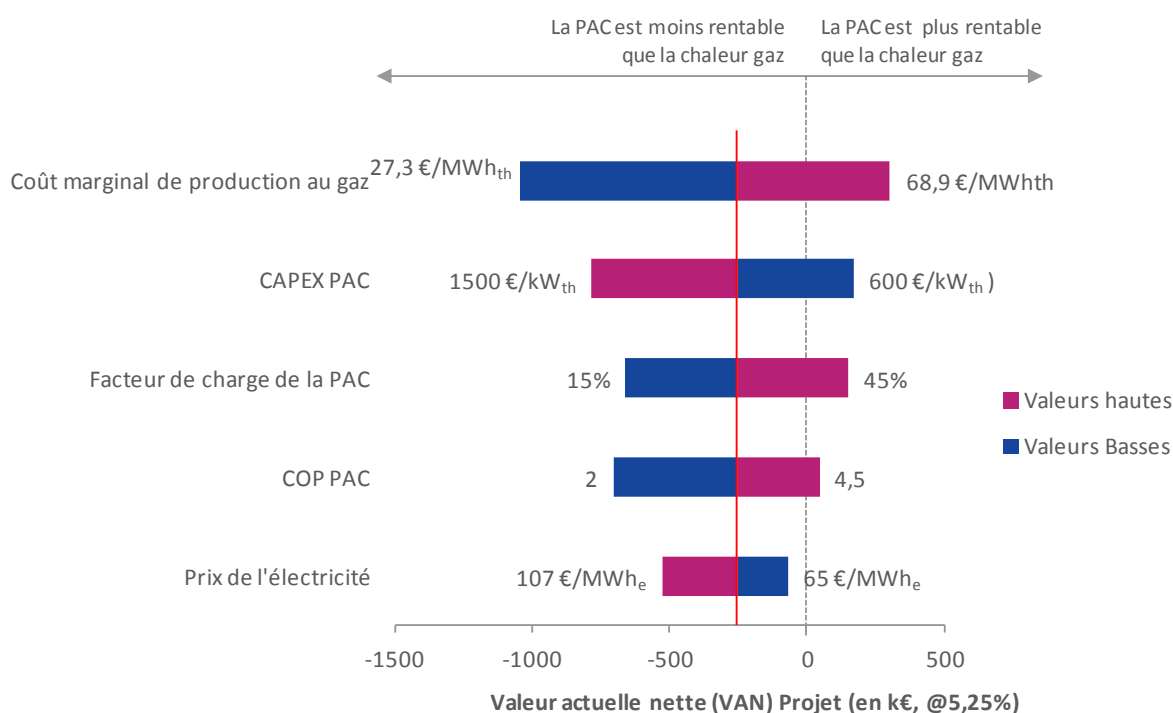


Figure 42. Analyse de sensibilité sur la VAN d'un projet de PAC sur réseau de chaleur en arbitrage face à la chaleur gaz

L'analyse de sensibilité indique que pour être rentables face au gaz naturel, les PAC devront être opérées dans des contextes de coût élevé de chaleur gaz (plus de 60 €/MWh_{th}), ou bien avec un facteur de charge élevé (plus de 40%) ou encore bénéficier de CAPEX faibles (600 €/kW_{th}). Ceci confirme que dans un contexte de prix du gaz et de taxe CO₂ faibles ou modérés, les PAC sont un moyen de production de chaleur adapté aux régimes de fonctionnement en base ou semi-base uniquement, permettant d'amortir leur coût d'investissement important.

Toutefois, l'augmentation des prix du gaz à horizon 2030 et l'application d'une taxe carbone de 100 €/t_{CO2} (objectif formulé dans la Loi de transition énergétique) pourraient rendre les PAC rentables face au gaz naturel sur des régimes de semi-pointe. L'application d'une taxe CO₂ de 100 €/t_{CO2} à horizon 2030 pourrait modifier la structure du financement des EnR&R ainsi que la structure tarifaire de l'électricité. Dans la mesure où le mix électrique français est peu carboné, une telle évolution jouerait en faveur des PAC face au gaz. À l'inverse, le développement de la filière biométhane contribuera à décarboniser le gaz de réseau et à réduire l'impact de la taxe carbone sur le prix final de la production de chaleur par chaudières gaz. Toutefois l'impact attendu du développement de la filière en termes d'empreinte carbone moyenne du gaz de réseau reste faible à horizon 2030 (objectif de 10% de biométhane dans les réseaux de gaz).

Modèles d'affaire

Un projet d'installation de pompes à chaleur sur un réseau de chaleur implique un modèle d'affaire classique : l'opérateur de réseau de chaleur porte l'investissement ou le fait porter par un tiers investisseur et il opère l'équipement de production de chaleur.

5.3 Gisement à 2030

Les aquifères profonds dont est dotée la France avec les bassins parisiens et aquitains représentent une source froide géothermique particulièrement attractive pour l'utilisation de PAC sur les réseaux de chaleur avec des niveaux de température élevés (40-80°C) et stables. Cependant, le déploiement des PAC sur ce type de gisement reste contraint par la géologie. Dans le cadre de cette étude, l'évaluation du gisement se focalise sur des sources froides à fort potentiel de réplication, bien que leur niveau de température soit plus faible. Parmi ces sources d'énergie, on identifie quatre types de source froide valorisable par les PAC : l'eau issue des stations d'épuration, l'eau des réseaux d'assainissement, l'eau de mer et la chaleur fatale industrielle à basse température. L'évaluation du gisement proposée dans cette étude exclut la chaleur fatale industrielle qui, bien que disponible dans des volumes importants (plusieurs dizaines de TWh_{th}/an), demande une analyse de gisement plus détaillée si les projets visent à raccorder un site industriel à un réseau de chaleur urbain. Finalement, l'évaluation du gisement est conduite pour trois types de source froide.

- | Les stations d'épuration traitent chaque année 4,3 milliards de mètres cubes d'eau. En sortie de procédé, l'eau traitée est disponible à 15°C dont on peut récupérer 5°C. Ceci correspond à un gisement total de 3,5 GW_{th} frigorifiques. Les stations d'épuration sont souvent éloignées des zones urbaines susceptibles de disposer d'un réseau de chaleur urbain (zones densément peuplées). On estime que 5% à 10% du gisement total est suffisamment proche de réseaux de chaleur pour y être raccordé. En considérant que les PAC ont un COP moyen de 3, le gisement final de PAC installées est compris entre 260 et 520 MW_{th}.
- | Les réseaux d'assainissement collectent en moyenne 148 litres d'eau par jour et par individu, à une température d'environ 10°C, parfois variable jusqu'à 7°C et dont 2°C peuvent être récupérés. En considérant que les 50 millions d'habitants de zones urbaines sont connectés aux réseaux d'assainissement, le gisement total de chaleur récupérable sur ces réseaux s'élève à 717 MW_{th} frigorifiques. Cependant, une partie de ce gisement a un coût d'accès trop élevé et n'est donc pas exploitable. On considère à nouveau qu'entre 5% et 10% du gisement est accessible à un coût raisonnable. Dans le cas où les PAC ont un COP moyen de 3, ceci conduit à un gisement final de PAC installées compris entre 55 et 110 MW_{th}.
- | L'eau de mer étant disponible de façon illimitée, le facteur limitant du gisement d'installation de PAC sur eau de mer est la présence d'un réseau de chaleur à proximité du littoral. En 2012, 616 GWh_{th} de chaleur ont été délivrés sur des réseaux de chaleur urbains de villes côtières françaises. Dans la perspective d'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique sur la croissance des réseaux de chaleur, 2,2 TWh_{th} de chaleur pourraient être délivrés par les réseaux du littoral en 2030. Si 90% de la demande peut être soutenue par des PAC sur eau de mer pour atteindre une contrainte de 60% d'EnR&R, le gisement total de PAC installée serait de 462 MW_{th}.

En sommant les gisements des trois types de sources de chaleur, le gisement total de PAC installées à horizon 2030 est compris entre 777 et 1 092 MW_{th}.

En prenant un CAPEX moyen de 1 000 €/kW_{th} correspondant à la valeur de référence des modélisations réalisées en section 5.2, on obtient un marché compris entre 777 et 1 092 M€.

Source d'eau "chaude"	Puissance totale installée	Investissements en euros
Station d'épuration	260 à 520 MW _{th}	260 à 520 M€
Réseau d'assainissement	55 à 110 MW _{th}	55 à 110 M€
Eau de mer	462 MW _{th}	462 M€
Total	777 à 1 092 MW_{th}	777 à 1 092 M€

Tableau 28. Ordre de grandeur du gisement de déploiement des PAC non géothermiques pour alimenter les réseaux de chaleur à horizon 2030

Il convient cependant de noter que ces gisements présentent des températures de source froide faibles et requièrent d'être valorisés sur des réseaux de chaleur à basse voire très basse température (55 à 70°C) pour que l'utilisation d'une PAC soit pertinente (COP attractif). Aussi, le potentiel de déploiement des PAC évalué dans la présente étude dépend fortement du développement des réseaux de chaleur à basse et très basse température.

5.4 Conclusions

Valeur du stockage et du power-to-heat

Le power-to-heat réalisé avec des PAC est un moyen de production de chaleur rentable sur les réseaux de chaleur pour assurer de la base et de la semi base renouvelable alternativement et en complément à de la biomasse. Lorsque le réseau de chaleur peut bénéficier de chaleur fatale issue d'une UIOM pour couvrir sa base, l'utilisation de PAC est alors moins intéressante. Bien que les PAC soient surtout rentables lorsqu'elles sont utilisées en base (et alternativement à de la biomasse), elles peuvent également couvrir une part très importante de la demande en énergie d'un réseau de chaleur et assurer, par exemple, 60% d'EnR&R, à condition qu'un gisement de chaleur suffisant soit disponible. En revanche, leur utilisation pour de la semi-pointe ou de la pointe, en arbitrage face à de la chaleur gaz, n'est pas rentable dans les conditions actuelles car le nombre d'heures de fonctionnement est trop faible pour amortir les coûts d'investissement importants de cette technologie. L'augmentation du prix du gaz et de la taxe carbone à horizon 2030 pourrait toutefois inverser cette tendance.

Dans les conditions de modélisation de cette étude, l'ajout d'un stockage d'eau chaude pour maximiser la production des PAC aux heures d'électricité les moins chères apporte peu de valeur (ou pas, dans le cas d'un stockage thermique saisonnier). Ceci est principalement dû aux faibles écarts journaliers de prix de l'électricité modélisés à horizon 2030 ainsi qu'aux coûts d'investissement additionnels engendrés par un éventuel surdimensionnement des PAC.

Paramètres clés

La rentabilité des PAC face à une chaudière biomasse pour alimenter un réseau de chaleur en base et semi-base dépend d'un jeu de paramètres multiples composé du facteur de charge, du COP, des CAPEX de PAC et de chaudière biomasse ainsi que du prix de l'électricité et de la biomasse.

Dans les conditions de modélisation de la biomasse (500 €/kW_{th} de CAPEX et 40 €/MWh_{th} de coût variable), des PAC fonctionnant à puissance nominale 50% du temps avec un COP moyen de 3 sont rentables dans les conditions actuelles de prix d'électricité (70 à 80 €/MWh_e pour de l'électricité de base incluant transport et CSPE). L'augmentation possible du coût de l'électricité à horizon 2030 pour diverses raisons pourrait en revanche affecter la rentabilité des PAC si l'augmentation des coûts des autres énergies se fait dans une proportion moins importante.

Le niveau de COP et le coût de la biomasse sont les deux paramètres les plus sensibles pour la rentabilité des PAC. Toute autre hypothèse égale par ailleurs, un COP inférieur à 2,5 ou un coût variable de chaleur biomasse de 30 €/MWh_e annulent la rentabilité de la PAC par rapport à la biomasse. Ainsi, le maintien d'un niveau élevé de COP est un enjeu critique pour les projets de PAC. Pour cela, les niveaux de température aux bornes de la PAC doivent être maîtrisés et l'utilisation d'un stockage eau chaude permet de stabiliser le niveau de température à la source froide ainsi que de maximiser le temps de fonctionnement de la PAC à son point nominal.

Finalement, l'arbitrage purement économique entre PAC et biomasse est rendu difficile par les incertitudes sur les prix de la biomasse et de l'électricité à moyen terme. À moins d'être dans des conditions particulièrement favorables à l'une ou l'autre des technologies, l'arbitrage entre ces deux solutions pourrait se jouer avant tout sur les conditions techniques et pratiques du contexte projet. Ainsi, la disponibilité d'un gisement de chaleur pour les PAC, la localisation géographique pour l'approvisionnement en biomasse ou l'acceptation sociale d'un projet biomasse sont autant de facteurs qui influenceront le choix de la solution. Plus particulièrement, l'accès à une ressource biomasse renouvelable garanti sur de longues durées (ex : 20 ans) représente aujourd'hui un frein au développement des projets biomasse en France. Par ailleurs, l'implantation fréquente des réseaux de chaleur en milieu urbain dense joue également en faveur de l'utilisation des PAC.

Pour être rentables face à la chaleur produite au gaz naturel, les PAC nécessitent des facteurs de charge élevés, ce qui n'est pas le cas pour des chaudières gaz sur un réseau de chaleur. Avec de faibles facteurs de charge (inférieur à 30%), le coût marginal de production de chaleur au gaz devrait être porté à plus de 60 €/MWh_{th} pour que l'utilisation d'une PAC soit économiquement viable. Ceci revient à appliquer une taxe CO₂ d'environ 115 €/t_{CO2}, dans les conditions actuelles de prix du gaz ou de 100 €/t_{CO2} dans les conditions de prix prévues à horizon 2030.

Réduction des émissions de CO₂

Les PAC ont une empreinte CO₂ non nulle contrairement à la biomasse (si l'on exclut les émissions liées à son transport), qui est liée au contenu carbone de l'électricité qui les alimente. Cependant, les émissions de CO₂ des PAC restent faibles : dans les conditions du mix électrique 2030 modélisé dans

cette étude les PAC ont un facteur d'émission moyen de $0,019 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}_{\text{th}}^{21}$ contre $0,260 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}_{\text{th}}$ pour la chaleur gaz. Ainsi, lorsque l'utilisation des PAC permet de réduire pour partie les consommations de gaz naturel, l'impact sur les émissions de CO_2 va même dans le sens d'une réduction des émissions.

Limites de l'analyse et bénéfices additionnels attendus

La modélisation du COP se base une valeur moyenne annuelle fixe. Cette modélisation ne permet pas d'analyser la valeur du stockage sur le COP, notamment en cas de variation de température de la source froide (eau de mer, assainissement) ou lorsque la ou les PAC ne sont pas à leur point de fonctionnement nominal.

Les modélisations mises en œuvre dans le cadre de cette étude n'intègrent pas les aspects dynamiques infra-horaires de pilotage du réseau de chaleur. Cependant, en complément de sa valeur en substitution ou en report de renforcement du réseau, le stockage de chaleur fournit au réseau des services de flexibilité en régime transitoire et de sécurisation pour optimiser le pilotage du réseau et pour accroître la production de chaleur renouvelable.

Le profil de demande de chaleur du réseau urbain utilisé dans la modélisation contient une part importante de chauffage par rapport aux usages ECS (base hivernale importante). Or un profil plus stable sur l'année avec des variations infra journalières plus élevées, comme celui d'un éco-quartier par exemple, pourrait jouer en faveur des PAC couplées à un stockage eau chaude et fonctionnant en base.

Enfin, le stockage saisonnier ou stockage sensible de taille importante peut permettre d'assurer des services système du type effacement, qui n'ont pas été modélisés. Cependant, la réserve rapide est rémunérée à un niveau qui ne permettrait probablement pas au stockage de créer une valeur significative (rémunération de l'ordre de 25 €/kW/an actuellement). Ceci est d'autant plus vrai si la PAC est utilisée comme un moyen de production de base.

Impact de la réglementation

La rentabilité des PAC sur les réseaux de chaleur est fortement influencée par le prix des combustibles et de l'électricité. Aussi, l'évolution du régime de taxes sur ces commodités est critique pour le déploiement des PAC.

Le coût total de l'électricité à horizon 2030 peut impacter de façon significative la rentabilité des PAC pour les opérateurs de réseau de chaleur comme moyen de production d'énergie renouvelable en alternative à la biomasse, à moins que le coût variable de chaleur biomasse n'augmente au-delà de $40 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$.

Étant donné le faible niveau d'émissions de CO_2 des PAC dans le contexte du mix électrique français, le déploiement des PAC en substitution à la chaleur gaz pourrait être envisagé comme une solution de

²¹ Facteur d'émission de l'électricité de $0,059 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}_e$ et COP de 3.

décarbonisation accrue du mix de production des réseaux de chaleur. À horizon 2030, l'augmentation des prix du gaz combinée à une taxe CO₂ d'un niveau élevé (100 €/t_{CO2}, objectif fixé par la LTECV) permettrait de porter le coût du gaz naturel à un niveau suffisant pour rendre les PAC électriques économiquement pertinentes face au gaz.

Perspectives et potentiel de déploiement du stockage et du power-to-heat

Dans la perspective d'une croissance élevée des réseaux de chaleur (objectifs LTECV), et d'une valorisation importante des gisements de chaleur non géothermique (stations d'épuration, réseaux d'assainissement, eau de mer), on estime le potentiel de déploiement des PAC sur les réseaux de chaleur à horizon 2030 à environ 1 000 MW_{th} produits, soit 333 MW_e installés pour un COP moyen de 3.

Il convient cependant de noter que ces gisements présentent des températures de source froide faibles et requièrent d'être valorisés sur des réseaux de chaleur à basse voire très basse température (55 à 70°C) pour que l'utilisation d'une PAC soit pertinente (COP attractif). Aussi, le potentiel de déploiement des PAC évalué ici dépend fortement du développement des réseaux de chaleur à basse et très basse température.

6 Récupération de chaleur fatale sur un site industriel

En France, environ 30% de la consommation énergétique industrielle est restituée sous forme d'énergie fatale chaque année (cf. [5]). Dans ce contexte, la directive européenne 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique impose la réalisation d'une analyse coûts-bénéfices de la récupération de chaleur fatale pour des installations d'une puissance thermique totale supérieure à 20 MW_{th}. Dans ce cas d'étude, nous analysons l'intérêt du stockage de chaleur HT pour favoriser la récupération de chaleur fatale issue de procédés industriels, et ainsi réduire les coûts de production pour satisfaire la demande d'un ou plusieurs sites industriels, éventuellement connectés par un réseau de distribution de chaleur (écoparc).

6.1 Valeur du stockage pour la collectivité

6.1.1 Méthode d'analyse et hypothèses

On considère dans ce cas d'étude un profil de consommation correspondant à un site industriel haute température (cf. 2.3.3). Il s'agit d'une demande peu thermosensible mais faisant des cycles pointe/creux réguliers. Afin d'identifier les conditions favorables au stockage, plusieurs fréquences de cycles ont été testées, pour une même consommation annuelle : de 1 cycle par semaine à 4 cycles par jour.

Le parc est initialement constitué d'une récupération de chaleur de 17 MW_{th} fonctionnant en base²² et d'une chaudière au gaz dimensionnée pour la pointe pouvant produire à un coût variable de 39 €/MWh_{th} (incluant le coût du CO₂).

Pour chacun des profils de demande considérés, trois cas sont considérés et comparés en termes de coûts, d'émissions de CO₂ et de consommation de combustible :

- | Le gestionnaire de réseau ne peut pas installer de stockage ;
- | Le gestionnaire de réseau peut installer un stockage de type huiles ;
- | Le gestionnaire de réseau peut installer un stockage de type technologie innovante.

Dans les deux derniers cas, les capacités en énergie et en puissance du stockage sont déterminées par l'optimisation simultanée de l'investissement et de la gestion du bouquet de production.

Les caractéristiques des stockages considérés sont décrites ci-dessous.

²² Notons que dans cette analyse pour la collectivité, seul le différentiel entre consommation et production de la récupération de chaleur, c'est-à-dire les périodes de consommation résiduelle ou de surplus de production de chaleur, impacte le résultat. Le cas d'une récupération de chaleur produisant de manière irrégulière a donc été partiellement traité par l'analyse de sensibilité sur les profils de demande.

	Coût fixe en puissance (en €/MW _{th} /an)	Coût fixe en énergie (en €/MWh _{th} /an)	Rendement Thermique (en %)	Durée minimale d'une charge complète	Coefficient d'autodécharge (en %stock/jour)
Huiles	6 950	6 540	95	4h	1
Technologie innovante	41 400	8 280	90	1h	0

Tableau 29. Caractéristiques technico-économiques des technologies de stockage dans le cas d'une récupération de chaleur fatale

6.1.2 Cas de référence

En l'absence de stockage, le comportement du système est déterminé par le profil de consommation et celui de la production de chaleur fatale, ici supposé constant, correspondant à un potentiel de 17 MW_{th}. En période de faible consommation, la récupération de chaleur fatale est suffisante pour satisfaire la demande. La chaudière gaz est démarrée lors des périodes de pointe en complément de la récupération de chaleur fatale.

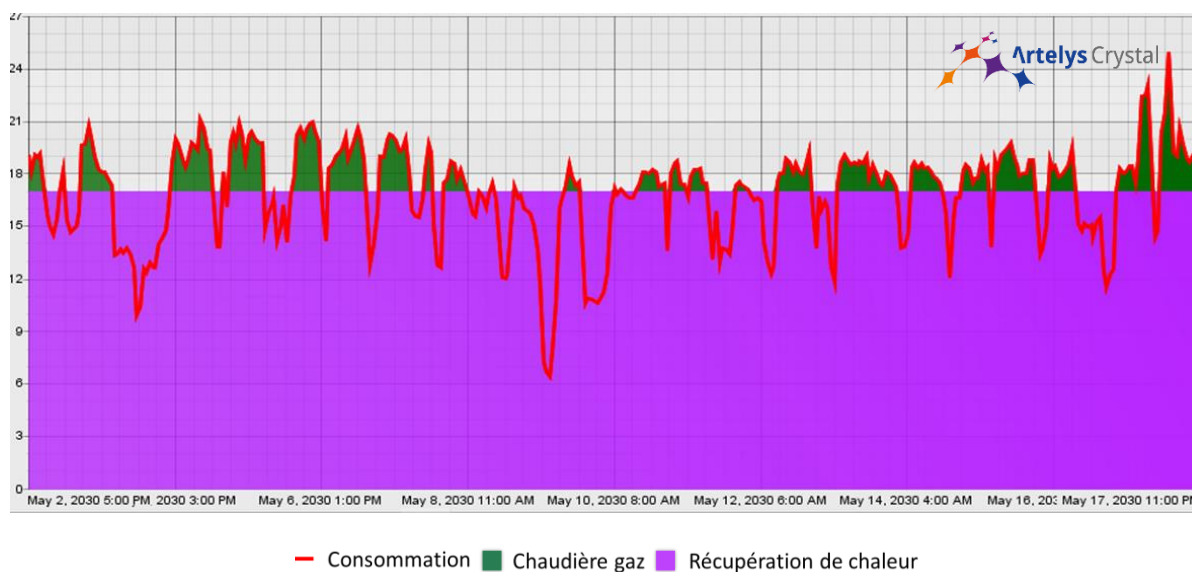


Figure 43. Production de chaleur fatale et de la chaudière gaz dans l'écoparc

Avec un stockage, les surplus de récupération de chaleur disponibles en heures creuses peuvent être valorisés en heures pleines, permettant de réduire d'autant la production de chaleur au gaz, et de façon corollaire la consommation de gaz et les émissions de CO₂.

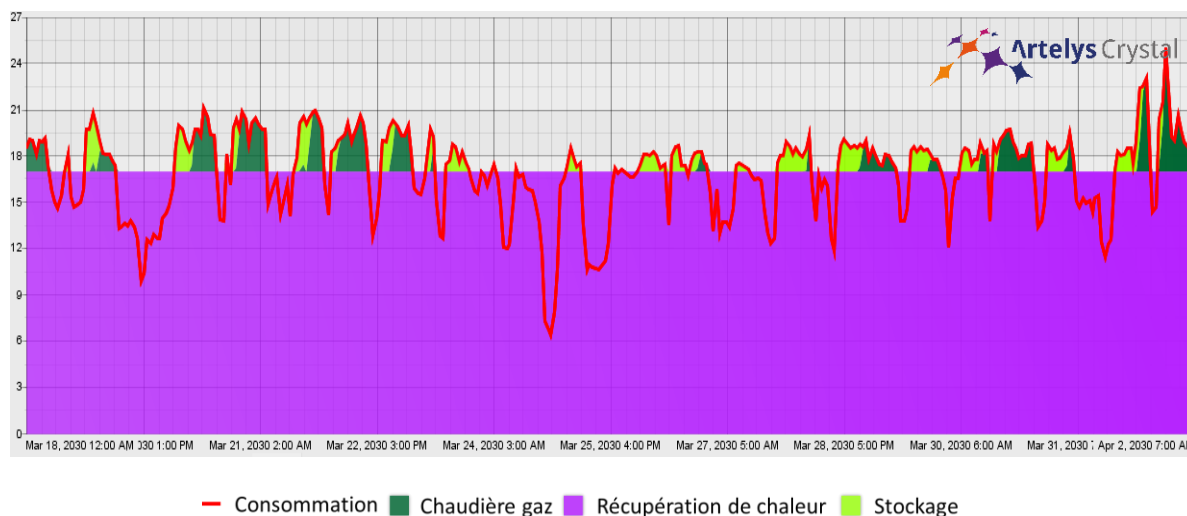


Figure 19. Production de chaleur fatale, de la chaudière gaz et du stockage de chaleur dans l'écoparc

Le stockage peut donc trouver un intérêt dans ce contexte, tant que le coût annualisé d'investissement reste inférieur aux économies annuelles liées à la réduction de consommation de gaz. La fréquence des cycles heures creuses / heures pleines est donc un paramètre clef pour ce cas d'étude, car déterminant pour le volume de stockage thermique nécessaire. Une fréquence des cycles plus élevée entraîne des cycles de stockage plus courts, nécessitant ainsi un volume de stockage et des coûts d'investissement plus faibles. La valeur du stockage a donc été estimée face à plusieurs profils de consommation, de fréquence variant d'un cycle par semaine à quatre cycles par jour. Comme seule la fréquence varie, le surplus de chaleur fatale est identique en volume pour les quatre profils, et c'est sa répartition dans le temps qui diffère.

Les résultats de dimensionnement de stockage de chaleur de technologie « huiles » et de valorisation associée pour les différentes courbes de consommation sont présentés ci-dessous :

Fréquence de la demande	Coût de production sans stockage (en k€/an)	Coût de production avec stockage (en k€/an)	Économies liées au stockage (en %)	Coût fixe du stockage (en k€/an)	Temps de retour sur investissement (en années)	Capacité de stockage (en MWh _{th} / en MW _{th})
1 cycle par semaine	350	350	N/A	Non installé	N/A	Non installé
1 cycle par jour	350	202	-42%	103	8 - 9	12,5 MWh _{th} 3,1 MW _{th}
2,5 cycles par jour	345	166	-52%	96	6 - 7	11,6 MWh _{th} 2,9 MW _{th}
4 cycles par jour	335	160	-52%	80	5 - 6	9,8 MWh _{th} 2,4 MW _{th}

Tableau 30. Dimensionnement du stockage et économies réalisées en fonction de la fréquence des cycles

À partir d'un cycle par jour, un stockage permet de réaliser des économies sur l'ensemble du système, en incluant les coûts d'investissements du stockage. L'intérêt du stockage est élevé : il permet de réaliser des **économies de combustible significatives (entre 42% et 52%) et autant d'émissions de CO₂**. Les coûts d'investissements du stockage restent toutefois élevés par rapport aux économies réalisées. Le temps de retour sur investissement obtenu varie entre 5 et 8 ans suivant les cas.

L'installation du stockage permet de valoriser entre 4 et 5 GWh_{th} de chaleur supplémentaire, en réalisant entre 650 et 1 650 cycles de stockage / déstockage par an²³, comme indiqué dans le Tableau 31.

Fréquence de la demande	Chaleur fatale valorisée sans stockage (en GWh _{th})	Chaleur fatale valorisée avec stockage (en GWh _{th})	Nombre de cycles du stockage
1 cycle par semaine	139	Non installé	Non installé
1 cycle par jour	139	143	650
2,5 cycles par jour	139	144	1 050
4 cycles par jour	139	144	1 650

Tableau 31. Chaleur fatale valorisée et nombre de cycles du stockage

6.1.3 Cas d'une technologie innovante

Dans les cas où un stockage de chaleur est installé, la durée de décharge du stockage, c'est-à-dire le ratio entre la capacité de décharge et le volume de stockage, est de 4h, qui représente un minimum technique considéré pour la technologie « huiles ». La durée de décharge minimale semble donc être une contrainte importante pour le stockage sur ce cas d'étude ce qui justifie l'étude de l'intérêt d'une technologie innovante, de durée de décharge minimale plus faible, et de coût fixe plus élevé que la technologie mature (huiles).

L'analyse conduite montre que cette technologie ne trouve un intérêt que si son coût fixe en puissance est comparable à celui des huiles (à coût fixe en énergie constant). Dans ce cas, les économies de combustibles sont plus faibles que pour un stockage de technologie huiles mais restent importantes, pour un investissement légèrement plus faible (voir Tableau 32). Le temps de retour sur investissement varie entre 5 et 10 ans selon la fréquence des cycles heures pleines heures creuses.

²³ Le nombre très important de cycles de stockage par an est essentiellement lié à des phénomènes d'oscillation de la consommation au cours d'un cycle de demande.

Fréquence de la demande	Coût de production sans stockage (en k€/an)	Coût de production avec stockage (en k€/an)	Économies liées au stockage (en %)	Coût fixe du stockage (en k€/an)	Temps de retour sur investissement (en année)	Capacité de stockage (en MWh _{th} et en MW _{th})
1 cycle par semaine	350	350	N/A	Non installé	N/A	Non installé
1 cycle par jour	350	233	-33%	91	9 - 10	8,47 MWh _{th} 3,00 MW _{th}
2,5 cycles par jour	345	204	-41%	74	6 - 7	6,38 MWh _{th} 3,16 MW _{th}
4 cycles par jour	335	202	-40%	54	4 - 5	3,97 MWh _{th} 3,12 MW _{th}

Tableau 32. Dimensionnement du stockage et économies pour une technologie innovante

6.2 Rentabilité et modèles d'affaires

6.2.1 Méthode d'analyse

L'utilisation du stockage thermique pour la valorisation de chaleur fatale industrielle à haute température (entre 200 et 350°C) couvre de multiples configurations d'offre et de demande de chaleur. L'une des utilisations possibles du stockage est traitée dans l'analyse réalisée en section 6.1 : le stockage valorise de la chaleur fatale disponible en continu, pour assurer des pointes de demande sur un site externe ou un réseau industriel de vapeur.

L'objectif de cette analyse est d'évaluer une autre utilisation possible du stockage pour la récupération de chaleur : le stockage permet d'assurer une production de chaleur à puissance stable, à partir d'une source de chaleur fatale fortement discontinue. En lissant la fourniture de chaleur, le stockage permet d'améliorer sa valorisation, en constituant une fourniture de base EnR&R pour un réseau de vapeur industriel par exemple.

La méthode utilisée vise à identifier les conditions d'offre de chaleur fatale (forme de la courbe de production de chaleur fatale selon le procédé industriel) ainsi que les contraintes de CAPEX sur la récupération de chaleur et sur le module de stockage afin de pouvoir valoriser cette chaleur sur un réseau de vapeur.

Pour cela, on se place dans le cas d'un projet où un acteur donné investit et opère le système de récupération de chaleur ainsi que le moyen de stockage et vend la chaleur produite à un consommateur quelconque, par exemple un réseau de vapeur industriel. Les recettes du projet sont intégrées dans le modèle sous la forme d'une marge d'achat-revente de chaleur fatale afin de pouvoir envisager de rémunérer l'industriel qui met à disposition son gisement de chaleur fatale.

On modélise l'offre de chaleur fatale à partir de courbes en créneau et de cycle régulier, dont la forme varie en fonction de la durée d'un pic de chaleur fatale et du nombre de cycles par an. La Figure 44 représente deux exemples de courbes dont les pics de chaleur fatale sont plus ou moins longs, ce qui modifie l'énergie et la puissance à stocker ainsi que l'énergie valorisée. Dans ce modèle, on considère que toute l'énergie disponible sous forme de chaleur fatale doit être valorisée (dont une partie à travers le stockage) et que la puissance de chaleur délivrée au consommateur est nécessairement constante.

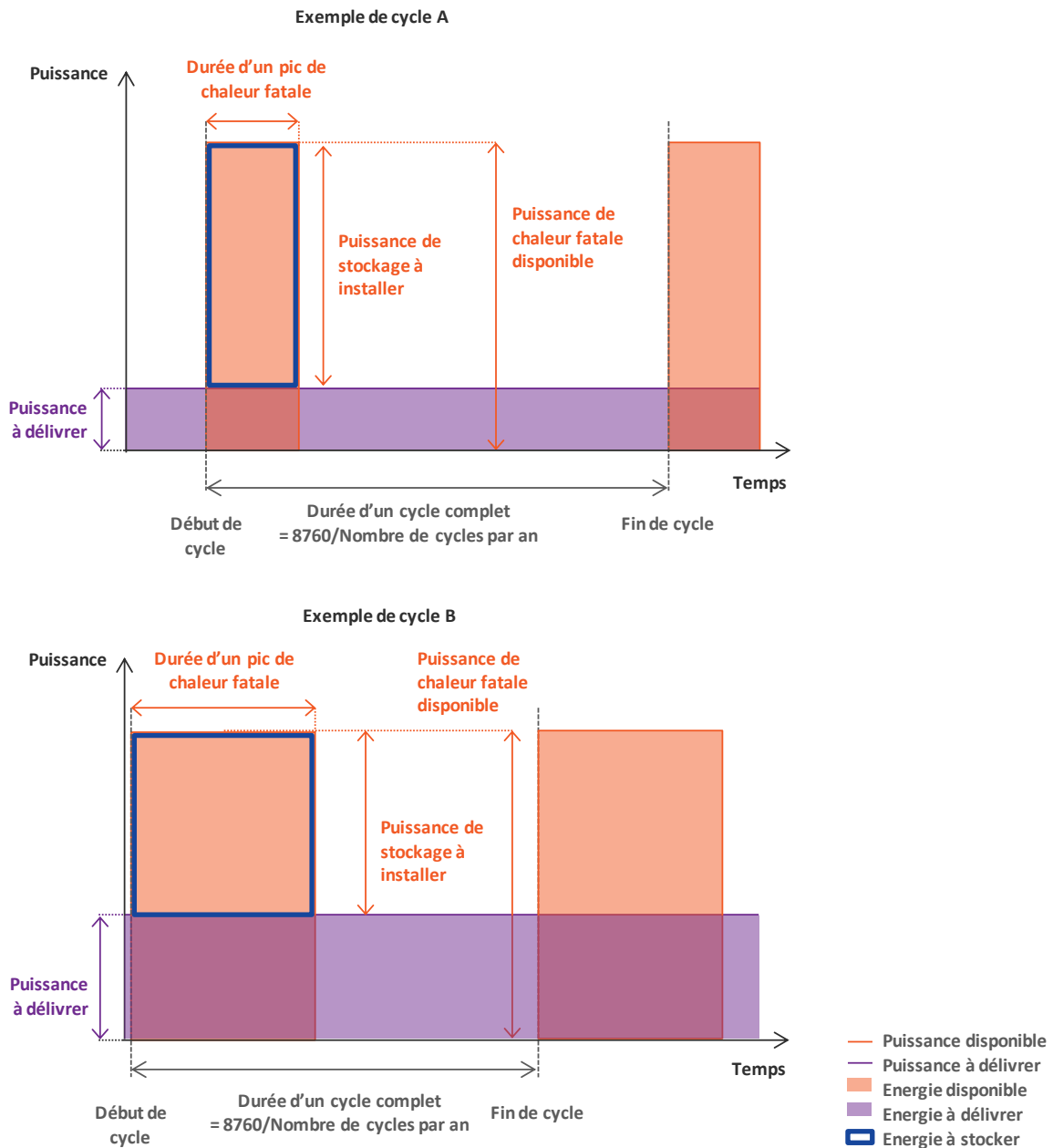


Figure 44. Schéma de principe des cycles de valorisation de chaleur fatale modélisés

6.2.2 Résultats d'analyse

Valeur du stockage

La rentabilité des projets de valorisation de chaleur fatale industrielle dépend de la quantité de chaleur valorisée et des coûts de récupération de chaleur et de stockage associés. La quantité de chaleur fatale valorisée dépend de trois paramètres : la puissance de chaleur fatale, la durée de récupération de cette chaleur fatale et la fréquence à laquelle le cycle se répète (cf. Figure 44 en section 6.2.1).

La Figure 45 représente la VAN de projets de valorisation de chaleur fatale selon deux des paramètres précités : la durée des pics de chaleur fatale et la fréquence des cycles (autrement dit, le nombre de cycles par an), ce pour une marge d'achat-revente de la chaleur de 50 €/MWh_{th}. On constate que la rentabilité du projet augmente avec la durée du pic de chaleur fatale et le nombre de cycles par an. En effet, la quantité d'énergie à stocker est plus faible lorsque le pic est long et le cycle court (cf. Figure 44 en section 6.2.1).

Les VAN de projet sont positives pour un large spectre de type de courbes de chaleur fatale. Dans ces conditions de modélisations, utiliser du stockage pour valoriser de la chaleur fatale est rentable pour les procédés dont le pic de chaleur fatale est d'environ 6 heures à condition que le procédé cycle au moins 400 fois par an (près d'une fois par jour avec un procédé industriel continu toute l'année²⁴). Pour une durée de pic de chaleur fatale de 2 heures, environ 1 000 cycles par an sont requis pour rentabiliser l'investissement.

Certaines caractéristiques de courbes de chaleur fatale peuvent être assimilées à des procédés industriels comme ceux de la fabrication de verre et matériaux de spécialité pour les pics longs et les cycles peu fréquents. Les courbes de chaleur fatale pour lesquelles la durée des pics est courte et les cycles sont fréquents illustrent certains procédés de sidérurgie (voir Figure 45). Toutefois, on ne distingue pas un type de cycle en particulier pour lequel la VAN serait maximale : la rentabilité du stockage pour la valorisation de chaleur fatale doit être déterminée au cas par cas selon le profil du procédé industriel.

²⁴ La fréquence annuelle des cycles d'un procédé industriel inclut ici de potentiels arrêts saisonniers ou de maintenance. Ainsi, un procédé qui cycle une fois par jour sur un site en arrêt 6 mois par an correspond à 180 cycles annuels.

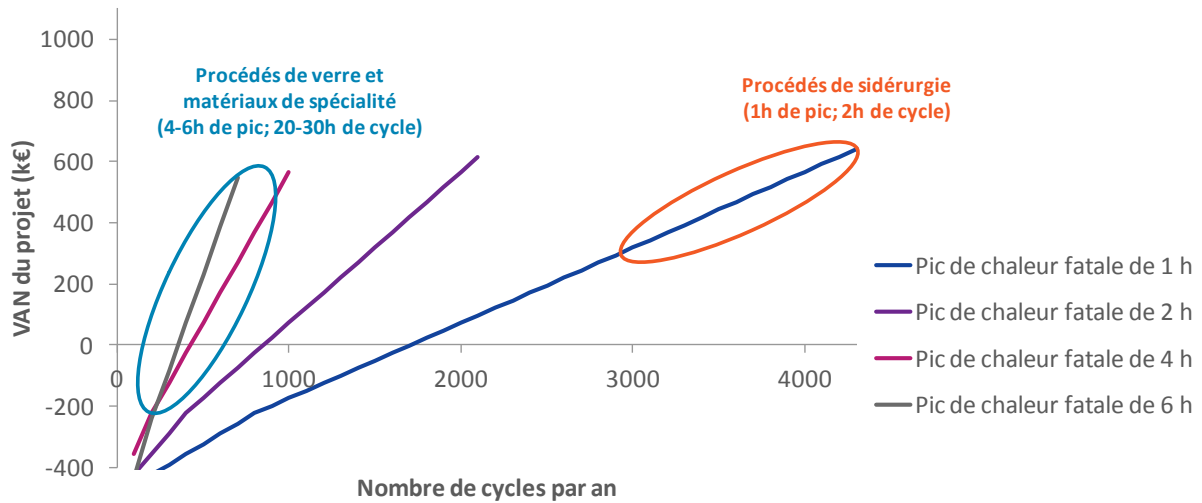


Figure 45. Rentabilité (VAN) d'un projet de récupération de chaleur fatale industrielle à haute température avec stockage, selon la typologie de courbe de chaleur fatale et pour une marge d'achat-revente de la chaleur fatale de 50 €/MWh_{th}

Au-delà de la forme de courbe de chaleur fatale, les conditions d'achat et de vente de la chaleur fatale impactent également la rentabilité du projet. La Figure 46 donne la VAN d'un projet de stockage pour des pics de chaleur fatale d'une durée de 2 heures, en fonction du nombre de cycles par an et pour différentes valeurs de marge d'achat-revente de la chaleur. La VAN est fortement dégradée lorsque cette marge diminue, mais elle reste positive dans les configurations les plus intéressantes (nombre élevé de cycles annuels). Ainsi, dans les contextes les plus favorables, il est envisageable de rémunérer l'industriel qui fournit l'accès à son gisement de chaleur fatale bien qu'il n'ait pas investi dans les équipements de récupération de chaleur ni de stockage.

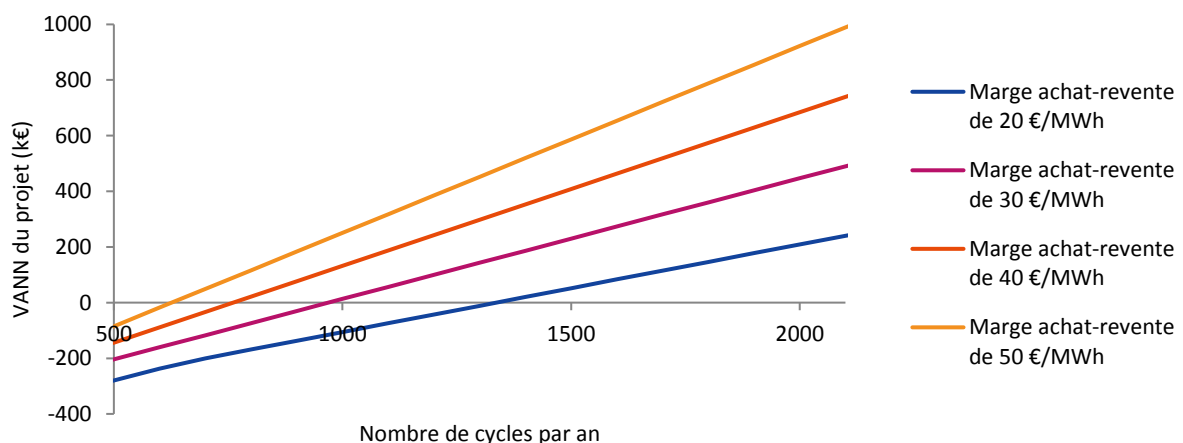


Figure 46. Rentabilité (VAN) d'un projet de récupération de chaleur fatale industrielle à haute température avec stockage, pour différentes marges achat-revente de l'énergie

Analyse de sensibilité

La Figure 47 présente l'analyse de sensibilité sur la VAN d'un projet de récupération de chaleur avec stockage. Une variation de +/-50% autour des hypothèses nominales est appliquée pour calculer l'évolution de la VAN. Les valeurs nominales des paramètres sont :

- | Nombre de cycles par an : 1 000
- | Temps par cycle durant lequel la chaleur fatale est disponible : 2h
- | Marge d'achat-revente de la chaleur : 35 €/MWh_{th}
- | Taux d'actualisation du projet : 10%
- | CAPEX de stockage en énergie : 79 000 €/MWh_{th}
- | CAPEX d'échangeurs de récupération de chaleur : 96 400 €/MWh_{th}
- | CAPEX de stockage en puissance : 84 000 €/MWh_{th}

Un projet de valorisation de chaleur fatale industrielle comporte une notion de risque financier importante car la stabilité ainsi que la pérennité du gisement de chaleur fatale ne peuvent être garantis en cas d'arrêt partiel ou total de la production du site industriel. C'est pourquoi on considère un taux d'actualisation élevé de 10%. Or si ce taux d'actualisation est abaissé à 5%, par l'effet d'un accès facilité au financement par exemple, la VAN d'un projet de récupération de chaleur avec stockage peut être significativement augmentée (plus de 250 k€ au lieu de 75 k€ dans le cas retenu pour l'analyse de sensibilité).

Les CAPEX énergie du stockage pèsent pour la majeure partie des CAPEX du projet, devant les CAPEX d'échangeur de récupération de chaleur et les CAPEX puissance du stockage. Ainsi, les projets où les coûts d'échangeur pour la récupération de chaleur sont élevés (ex : fumées chargées ou acides) ne sont pas nécessairement disqualifiés, à condition que les adaptations techniques nécessaires et les coûts en énergie de stockage soient maîtrisés.

Par ailleurs, un surcoût important peut être engendré si le ratio énergie/puissance de la technologie est inadapté au cycle de chaleur fatale, c'est-à-dire lorsque la durée minimum de charge ou de décharge du stock d'énergie est supérieure respectivement à la durée du pic ou du creux de chaleur fatale. Par exemple, une technologie qui ne peut pas remplir son stock d'énergie en moins de 4 heures (ratio énergie/puissance de 4) devra sur-dimensionner d'un facteur 2 son stock en énergie si la durée du pic de chaleur fatale est de 2 heures. Ainsi, pour les cycles dont les durées de charge ou de décharge sont courtes, l'utilisation d'une technologie avec un ratio énergie/puissance adapté est un levier de réduction des CAPEX.

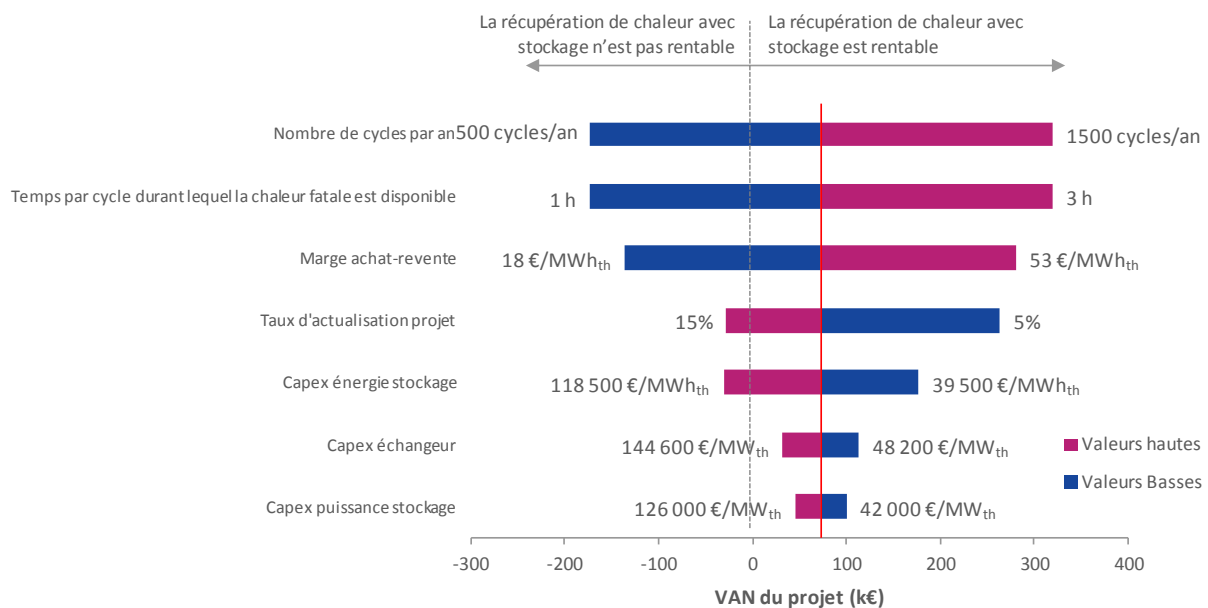


Figure 47. Analyse de sensibilité de la rentabilité (VAN, en k€) d'un projet de récupération de chaleur fatale industrielle à haute température avec stockage

Modèles d'affaire

Un projet de récupération de chaleur fatale industrielle peut faire intervenir à minima un industriel producteur de la chaleur fatale et un consommateur de la chaleur fatale. À l'interface, se trouve le plus souvent un opérateur de réseau de chaleur tel qu'un gestionnaire d'utilités sur une zone industrielle comportant plusieurs sites. Le système de récupération et de stockage de chaleur peut être opéré par le producteur de chaleur fatale directement ou bien par le gestionnaire d'utilités voire le consommateur (industriel). Il est également envisageable qu'un acteur externe intervienne pour opérer ces équipements, bien que ceci complique généralement le pilotage de la fourniture de chaleur (voir section 4.2.1).

Le contexte industriel implique un risque lié à la disponibilité et la pérennité du gisement de chaleur fatale ainsi que sur l'évolution à la baisse de la demande en chaleur. Aussi, l'intervention d'un tiers investisseur peut faciliter le financement du projet bien qu'elle implique un partage de la valeur avec cet acteur.

Par ailleurs, il semble particulièrement adapté, pour ce type de projet où le poids du taux d'actualisation est prépondérant, de mettre en place un mécanisme de soutien permettant de réduire le coût du financement pour le porteur de projet et ainsi de réduire les CAPEX.

Enfin, dans le cas où l'industriel n'opère pas lui-même la récupération de chaleur, une partie de la valeur peut être partagée avec l'industriel sous forme d'une rémunération variable (en euros par MWh_{th} récupéré). Ceci dans l'objectif de l'inciter à donner accès à son gisement et à en maintenir la disponibilité. Le niveau de cette rémunération sera nécessairement négocié au cas par cas entre les acteurs concernés et selon la rentabilité intrinsèque du projet.

6.3 Gisement à 2030

Le gisement de chaleur fatale industrielle supérieure à 350°C est de 7 TWh_{th}/an en France (cf. [6]) dans le cas où la chaleur est récupérée jusqu'à température ambiante. Cette évaluation s'appuie sur la base de données du Centre d'Études et de Recherche Économiques sur l'Énergie (CEREN), répertoriant les industries de plus de 10 salariés et un total de 7 000 sites industriels. Dans notre cas d'étude, la chaleur est stockée à une température de 200°C minimum, ce qui limite sa température de récupération et donc son gisement à 2,27 TWh_{th}/an. Les procédés correspondant à ce gisement sont principalement des fours opérés de façon discontinue dans les secteurs de la sidérurgie et des métaux non ferreux, du verre, des céramiques ainsi que de la chimie. L'évaluation du potentiel de déploiement du stockage pour valoriser cette chaleur fatale nécessite une étude détaillée de l'ensemble de ces procédés industriels et des débouchés de valorisation de la chaleur fatale. Dans le cadre de cette étude, on retient qu'il existe au plus 2,27 TWh_{th}/an d'énergie récupérable jusqu'à 200°C et pour lesquels du stockage pourrait potentiellement être utilisé dans le cas où cette chaleur serait issue d'un procédé industriel disposant d'un réseau de chaleur à proximité et où les chroniques d'offre et de demande de chaleur seraient désynchronisées.

Par ailleurs, les gisements de chaleur fatale à plus faible température peuvent également faire l'objet d'une récupération avec stockage bien qu'ils ne soient pas étudiés ici. Pour de la chaleur fatale industrielle supérieure à 100°C, le gisement national se porte alors à 51 TWh_{th}/an (cf. [6]).

6.4 Conclusions

Valeur du stockage

On peut envisager deux types d'usage du stockage thermique pour valoriser de la chaleur fatale industrielle à haute température. En premier lieu, le stockage peut être utilisé comme moyen d'optimisation d'une récupération de chaleur fatale préexistante afin de maximiser la chaleur récupérée sur une source continue et satisfaire une demande fluctuante et nécessitant une production de chaleur d'appoint (chaudière gaz). Dans ce cas d'application le stockage apporte de la valeur économique au système malgré le surcoût de la technologie de stockage, principalement par la réduction des consommations de gaz initialement nécessaires pour assurer les pointes : le temps de retour d'un tel projet est évalué entre 5 à 8 ans selon les conditions de modélisation utilisées dans cette étude.

En second lieu, le stockage peut être utilisé pour rendre exploitable une source de chaleur fatale discontinue en la restituant à puissance constante. En effet, la discontinuité d'un gisement de chaleur peut représenter une barrière pour sa valorisation auprès d'un agent économique externe tel qu'un opérateur de réseau de chaleur ou un consommateur de chaleur. Ce type d'usage du stockage à haute température est économiquement attractif pour de nombreuses configurations de profils de chaleur fatale, à condition que le dispositif de stockage cycle une fois par jour au minimum et que la marge d'achat-revente de la chaleur fatale soit supérieure à 25-30 €/MWh_{th}.

Enfin, la valeur de ce type de projet repose avant tout sur la forme de la courbe de chaleur fatale, ce qui impose une étude de projet au cas par cas selon les procédés industriels sur lesquels la chaleur est récupérée.

Paramètres clés

L'investissement dans un système de stockage nécessite que le dispositif cycle au moins une fois par jour en moyenne pour être rentabilisé. Selon les cas de figure (CAPEX, forme des pics de chaleur fatale, recettes de vente de la chaleur), un nombre plus important de cycles peut être requis.

Les projets de stockage les plus rentables pour la chaleur fatale discontinue sont ceux qui valorisent de la chaleur disponible sur des cycles à forte fréquence et au cours desquels la durée de chaleur fatale disponible est élevée, c'est-à-dire lorsque le système de stockage est dimensionné en puissance plutôt qu'en énergie.

Les CAPEX énergie du stockage pèsent pour la majeure partie des CAPEX du projet, devant les CAPEX d'échangeur de récupération de chaleur et les CAPEX puissance du stockage. Aussi, les technologies à faible ratio énergie sur puissance (temps minimum de décharge) sont particulièrement pertinentes dans ces cas de figure.

Enfin, le coût du financement de ce type de projet sera élevé *a priori* car l'environnement industriel dans lequel les projets s'insèrent est associé à un risque plus élevé que pour un réseau de chaleur urbain par exemple. Or ce paramètre impacte significativement la rentabilité du projet dont la majeure partie des coûts sont liés à des investissements.

Réduction des émissions de CO₂

La chaleur industrielle est principalement produite à partir de combustibles fossiles. Aussi, toute valorisation de chaleur fatale industrielle sur un réseau de chaleur industriel ou auprès d'un consommateur direct permettra de réduire l'utilisation de ce type de combustibles, avec un impact significatif sur les émissions de CO₂.

Limites de l'analyse et bénéfices additionnels attendus

La modélisation des cycles de chaleur fatale discontinus s'appuie sur des profils en créneau tandis que les procédés réels présentent des régimes transitoires de montée et redescende en température.

Une fois installé, le stockage de chaleur représente également un outil de flexibilité et de sécurisation pour l'industriel ou pour l'opérateur de réseau, indépendamment de la valorisation de chaleur fatale. Cette valeur n'a pas été modélisée dans le cadre de cette étude mais pourrait, dans certains contextes industriels, renforcer l'attractivité d'un dispositif de stockage.

Impact de la réglementation

Trois mécanismes réglementaires ou de soutien complémentaires semblent pouvoir renforcer la rentabilité de projets de récupération de chaleur industrielle, avec ou sans stockage :

- | L'augmentation des recettes de valorisation de la chaleur fatale, par des tarifs de rachat ou par un mécanisme de premium afin d'atteindre les 40 à 50 €/MWh_{th} de marge nette identifiés comme seuil de rentabilité pour les projets.
- | L'intégration dans la TICGN d'une taxe carbone d'un niveau suffisamment élevé pour augmenter la compétitivité de la récupération de chaleur face aux combustibles fossiles (une taxe carbone de 100 €/t_{CO2} porterait le coût du gaz à 50 €/MWh environ dans les conditions actuelles de prix).
- | L'accès à un financement à coût réduit à travers des prêts à taux bonifiés ou des fonds de garantie pour les porteurs de projets.

Perspectives et potentiel de déploiement du stockage et du power-to-heat

L'évaluation rigoureuse du potentiel de déploiement de stockage thermique pour la récupération de chaleur fatale industrielle à haute température requiert une étude détaillée par secteur et par site qui n'a pas été menée dans le cadre de cette étude. Cependant, on estime qu'il existe au plus 2,27 TWh_{th}/an de chaleur fatale industrielle récupérable jusqu'à 200°C et pour lesquels du stockage pourrait potentiellement être utilisé dans le cas où cette chaleur serait issue d'un procédé industriel disposant d'un réseau de chaleur à proximité et où les chroniques d'offre et de demande de chaleur seraient désynchronisés.

Les sites industriels des secteurs de la chimie, de la sidérurgie, du verre et des matériaux opèrent des fours industriels, principal équipement produisant de la chaleur fatale à plus de 350°C, avec des procédés discontinus. Ils représentent à ce titre le cœur du gisement pour le stockage à haute température.

Par ailleurs, les gisements de chaleur fatale à plus faible température peuvent également faire l'objet d'une récupération avec stockage bien qu'ils ne soient pas étudiés ici. Pour de la chaleur fatale industrielle supérieure à 100°C, le gisement national se porte alors à 51 TWh/an.

7 Cogénération et stockage thermique sur un site industriel

Dans ce cas d'étude, on cherche à quantifier les gains que peut apporter un stockage thermique couplé à un système de cogénération sur un site industriel. En particulier, nous nous intéressons à une unité de cogénération alimentée par turbine à gaz dont les productions de chaleur et d'électricité sont donc concomitantes. La cogénération est complétée par une chaudière d'appoint au gaz. La production d'électricité issue de la cogénération étant ainsi un sous-produit de la production de chaleur pour servir la demande locale du site industriel, l'exploitant est donc fortement contraint par ce profil de consommation de chaleur pour réaliser des arbitrages économiques en fonction du prix de l'électricité. Dans ce contexte, nous analysons l'impact du stockage thermique HT (350°C) sur la production de la centrale de cogénération et de la chaudière d'appoint, ainsi que sur les revenus tirés de la vente d'électricité sur le marché.

7.1 Valeur du stockage pour la collectivité

7.1.1 Méthode d'analyse

On considère un site industriel haute température dont le profil de consommation est peu thermosensible (voir 2.3.3), mais dispose de périodes régulières d'alternance entre pointe et creux de demande de chaleur (appelés cycles dans le paragraphe ci-dessous). Son bouquet de production initial consiste en une cogénération gaz et une chaudière au gaz permettant chacune de passer la pointe de demande seule.

Partant de cette situation de référence, on détermine par optimisation le dimensionnement du stockage qui permettrait de minimiser les coûts pour la collectivité, excluant donc taxes et subventions. On cherche notamment à quantifier l'impact du stockage de chaleur sur :

- | les productions de cogénération de la chaudière gaz,
- | les ventes d'électricité,
- | les coûts totaux du système.

Afin d'identifier les conditions favorables au stockage, plusieurs analyses de sensibilité sont effectuées sur le profil de demande :

- | Pour une même consommation annuelle, des fréquences de cycles variables sont testées : 1 cycle par semaine à 4 cycles par jour.
- | De la même façon, l'amplitude des cycles est également testée.

Pour chacun de ces profils, un dimensionnement du stockage par optimisation est réalisé, et les coûts de combustibles et ventes d'électricité sur le marché sont comparées.

7.1.2 Hypothèses

Le parc est initialement constitué d'une chaudière au gaz de 25 MW_{th} permettant de couvrir la pointe de consommation, de coût variable de 39 €/MWh_{th} (incluant un coût du CO₂ de 7 €/MWh_{th}).

La cogénération considérée dans le cas d'étude dispose des caractéristiques suivantes :

- | une puissance installée de 25 MW_{th} permettant de passer la pointe de consommation de chaleur,
- | une puissance installée de 22 MW_e,
- | une puissance minimale égale à 50% de sa puissance installée (soit 12,5 MW_{th}),
- | des rendements de 44% pour la chaleur et 39% pour l'électricité, considérés indépendants du facteur de charge de la cogénération dans le cadre de cette analyse,
- | un prix d'achat de l'électricité basé sur le scénario Nouveau Mix, décrit en section 2.4. Le prix moyen obtenu est de l'ordre de 60 €/MWh_e.

Dans cette analyse, la technologie de stockage huiles a été retenue comme technologie de référence. Une technologie innovante, disposant d'une durée de charge complète d'une heure mais de coûts d'investissements significativement plus élevés, a également été considérée.

	Coût fixe en puissance (en €/MW _{th} /an)	Coût fixe en énergie (en €/MWh _{th} /an)	Rendement thermique (en %)	Durée minimale d'une charge complète	Coefficient d'autodécharge (en %stock/jour)
Huiles	6 950	6 540	95	4h	1
Technologie innovante	41 400	8 280	90	1h	0

Tableau 33. Caractéristiques des stockages considérés dans le cas d'étude « Cogénération et stockage thermique sur un réseau de chaleur HT »

7.1.3 Cas de référence

Dans le cas d'un site industriel disposant d'une unité de cogénération au gaz, le stockage de chaleur peut fournir principalement deux services de flexibilité :

- | Permettre de meilleurs arbitrages économiques face à un prix de l'électricité variable ;
- | Gérer des surplus de production de la cogénération lorsque la demande de chaleur est faible.

Les figures suivantes illustrent ces bénéfices obtenus après le dimensionnement d'un stockage de chaleur (huiles).

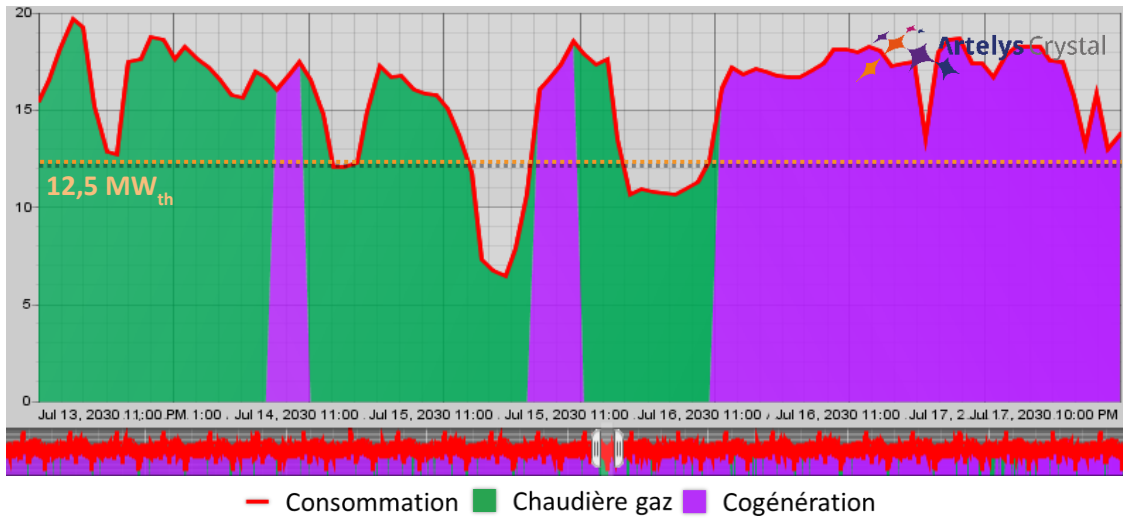


Figure 48. Production de chaleur de la cogénération et de la chaudière gaz sur une semaine (en MW_{th}), sans stockage

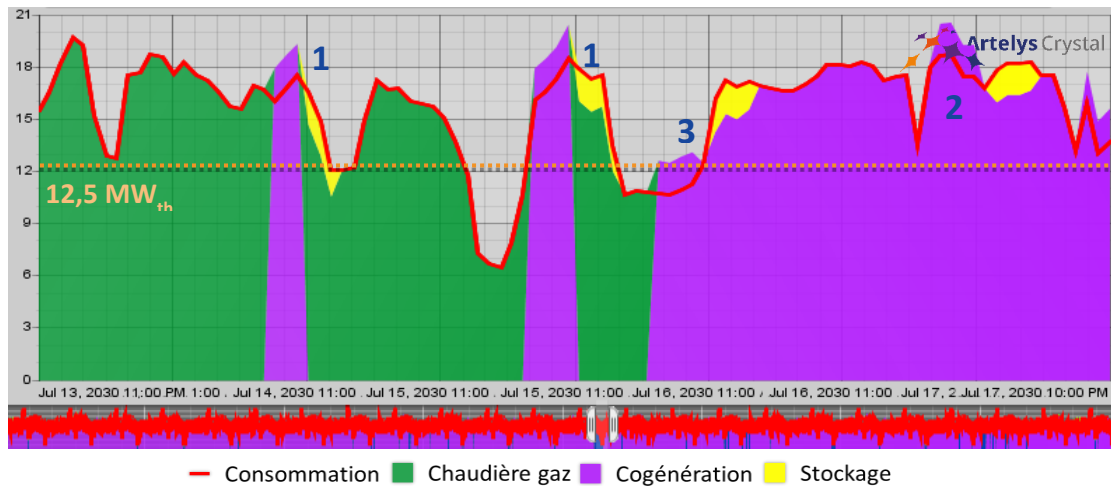


Figure 49. Production de chaleur de la cogénération et de la chaudière gaz sur une semaine (en MW_{th}), avec stockage d'huiles.

Sans stockage, la gestion de la production est pilotée par les prix de l'électricité et par le niveau de la demande :

- La cogénération au gaz est démarrée lorsque la demande de chaleur est supérieure à sa puissance minimale de fonctionnement (12,5 MW_{th} dans le cas présent) et lorsque le prix de l'électricité dépasse un seuil de rentabilité par rapport à la chaudière gaz (autour de 51 €/MWh_e dans notre analyse). Il s'agit du prix seuil tel que le coût de la chaleur produite par cogénération est équivalente à celle produite par une chaudière gaz :

$$\frac{\text{prix}_{\text{gaz}}}{r_{\text{chaleur chaudière}}} = \frac{\text{prix}_{\text{ga}}}{r_{\text{chaleur cogénération}}} - \frac{r_{\text{elec cogénération}}}{r_{\text{chaleur cogénération}}} * \text{prix}_{\text{elec}}$$

coût de production d'une unité de chaleur pour la chaudière gaz
 coût de production d'une unité de chaleur pour la cogénération
 Vente de l'électricité obtenue par cogénération

La cogénération est donc utilisée quand le prix de l'électricité dépasse un prix seuil, dépendant du prix du gaz (incluant ses émissions de CO₂, donc du prix du CO₂) ainsi que des rendements de la chaudière et de la cogénération :

$$prix_{seuil} = prix_{gaz} * \frac{1 - \frac{r_{chaleur\ cogénération}}{r_{chaleur\ chaudière}}}{r_{elec\ cogénération}}$$

| La chaudière gaz est utilisée en complément.

Lorsqu'un stockage de chaleur (huiles) est disponible, nous observons trois types de situations (mises en évidence dans la Figure 49) où le mode gestion de la production est fortement impacté par la présence du stockage :

1. La fourniture de chaleur par la cogénération au gaz est supérieure à la demande de chaleur lorsque les prix de l'électricité sont élevés et le surplus de chaleur est stocké pour être restitué durant une période où la cogénération est arrêtée (prix trop faible pour justifier la production de chaleur cogénérée). Ainsi, la production d'électricité est augmentée lorsque son prix est élevé.
2. La fourniture de chaleur par la cogénération au gaz est supérieure à la demande de chaleur lorsque les prix de l'électricité sont élevés et le surplus de chaleur est stocké pour être restitué durant une période où les prix sont légèrement plus faibles. La production d'électricité est globalement inchangée sur l'ensemble de la période, mais elle est mieux placée par rapport au besoin du système électrique.
3. La cogénération au gaz est maintenue en fonctionnement à puissance réduite alors que la demande de chaleur est inférieure à sa puissance minimale. L'électricité ainsi produite est valorisée à prix élevé et le surplus de chaleur est stocké pour être restitué ultérieurement.

En résumé, l'installation d'un stockage vise à maximiser le fonctionnement de la cogénération lorsque les prix de l'électricité sont élevés (prix supérieurs au seuil) alors que les besoins de chaleur sont inférieurs à la chaleur produite par cogénération, et à reporter la livraison de la chaleur aux heures où le prix de l'électricité est inférieur au seuil. Les cas de figure qui se présenteront dépendent donc du profil des prix (niveaux, durée, fréquence), conjugués au profil de demande de chaleur.

Le stockage de chaleur (huiles) obtenu par optimisation dispose de faibles capacités :

- | Puissance de stockage / déstockage : 1,9 MW_{th}
- | Capacité énergétique : 7,4 MWh_{th}

Les économies réalisées, illustrées dans le tableau ci-dessous, sont également très faibles. Les gains liés aux arbitrages face au prix de l'électricité et à la gestion des surplus de production compensent tout juste le coût d'investissement élevé de la technologie de stockage d'huiles.

Dans le cas avec stockage, la cogénération est globalement plus utilisée (+3,9% sur la production de chaleur) ce qui permet de vendre plus d'électricité et de produire davantage de chaleur cogénérée.

L'augmentation des coûts de combustibles de la cogénération sont donc compensés par des ventes supplémentaires d'électricité et une réduction des coûts de combustibles de la chaudière gaz.

Unité	Poste	Sans stockage	Avec stockage
Chaudière	Coûts variable	484	285
Cogénération	Coûts variables	10 845	11 264
Cogénération	Ventes d'électricité	7 335	7 643
Stockage	Coûts fixes	-	62
Coût total du système²⁵		3 994	3 968
Économie réalisées			26 (- 0,6%)

Tableau 34. Comparaison des recettes et postes de coût (en k€/an) de la production de chaleur, avec et sans stockage d'huiles

D'un point de vue plus opérationnel, le stockage présente un intérêt supplémentaire dans la mesure où il conduit à réduire de plus de 40% le nombre de démarrages de la cogénération (de 258 à 148 démarrages par an). Il s'en suit des gains de consommation de gaz (principalement liés au faible rendement de la turbine lors des phases de démarrage) et de coûts de démarrage qui n'ont cependant pas été quantifiés financièrement dans le cadre de cette étude. Enfin le stockage de chaleur couplé à la cogénération permet également d'augmenter le nombre d'heures de fonctionnement à un régime stabilisé plus proche de sa puissance nominale²⁶.

7.1.4 Sensibilité à la fréquence des cycles de demande

Dans cette section, nous analysons l'impact de la fréquence des cycles de demande sur la valorisation du stockage de chaleur. Le Tableau 35 présente une comparaison des coûts obtenus avec ces différentes modifications de la demande de chaleur et le Tableau 36 détaille les caractéristiques des stockages d'huiles installés.

²⁵ Le coût total du système est exprimé comme la somme des coûts fixes et variables desquels sont déduites les ventes d'électricité.

²⁶ À noter que le rendement électrique d'une turbine ou d'un moteur à gaz généralement mis en œuvre dans une cogénération subit une baisse de l'ordre de 4% à 5% en valeur absolue entre 100 et 80% du taux de charge de l'unité. Par contre, à plus faible charge, une augmentation du rendement thermique est constatée, compensant en grande partie la perte de rendement mécanique (et donc électrique) de l'unité. Il est cependant plus rentable pour l'outil de préserver un rendement électrique élevé, donc un fonctionnement supérieur à 80% de la charge nominale.

Fréquence de la demande	Sans stockage	Avec stockage	Économies réalisées	Temps de retour sur investissement
1 cycle par semaine	3 994	3 974	20 (- 0,5%)	6 ans
1 cycle par jour	3 994	3 968	26 (- 0,7%)	9 ans
2,5 cycles par jour	3 993	3 970	23 (- 0,6%)	9 ans
4 cycles par jour	3 991	3 975	16 (- 0,4%)	10 ans

Tableau 35. Comparaison des coûts (en k€/an) de la production de chaleur, avec et sans stockage d'huiles, en fonction de la fréquence des cycles de demande

Fréquence de la demande	Puissance (en MW _{th})	Capacité (en MWh _{th})	Temps de décharge complète
1 cycle par semaine	0,7	2,6	4h
1 cycle par jour	1,9	7,4	4h
2,5 cycles par jour	2,1	8,5	4h
4 cycles par jour	2,1	8,5	4h

Tableau 36. Comparaison des caractéristiques des stockages d'huiles installés en fonction de la fréquence des cycles de demande

Nous observons que la fréquence des cycles de demande influe peu sur la rentabilité du stockage qui présente des temps de retour sur investissement plutôt longs (6 à 10 ans). Le temps de décharge complète correspond au minimum autorisé ce qui indique que cette contrainte affecte négativement la valorisation de la technologie dans ce cas d'étude.

Nous étudions alors l'intérêt d'une technologie innovante de stockage (réactions chimiques) permettant de réduire le temps de décharge complète jusqu'à 1 heure. L'analyse est effectuée dans l'éventualité où une telle technologie aurait atteint un degré de maturité permettant sa commercialisation et dans l'hypothèse de coût d'investissement en puissance égaux à ceux de la technologie de stockage à huiles. Les résultats de simulation obtenus (cf. Tableau 37 et Tableau 38) indiquent que la capacité d'une telle technologie à atteindre des temps de décharge court est effectivement un atout et améliore la valorisation du stockage. Les capacités de stockage ainsi dimensionnées sont donc plus importantes. La rentabilité d'un tel projet reste néanmoins très faible dans ce cas d'étude (quelle que soit la fréquence de la demande) et dépend d'une évolution favorable des technologies de stockage de chaleur HT (en particulier en termes de coût).

Fréquence de la demande	Sans stockage	Avec stockage	Économies réalisées	Temps de retour sur investissement
1 cycle par semaine	3 994	3 966	28 (- 0,7%)	7 ans
1 cycle par jour	3 994	3 960	34 (- 0,9%)	6 ans
2,5 cycles par jour	3 993	3 962	31 (- 0,8%)	6 ans
4 cycles par jour	3 991	3 966	25 (- 0,6%)	8 ans

Tableau 37. Comparaison des coûts (en k€/an) de la production de chaleur, avec et sans technologie innovante de stockage, en fonction de la fréquence des cycles de demande

Fréquence de la demande	Puissance (en MW _{th})	Capacité (en MWh _{th})	Temps de décharge complète
1 cycle par semaine	2,6	3,0	1h10
1 cycle par jour	2,1	2,2	1h
2,5 cycles par jour	2,1	2,2	1h
4 cycles par jour	2,1	3,3	1h30

Tableau 38. Comparaison des caractéristiques des stockages (technologie innovante) installés en fonction de la fréquence des cycles de demande

7.1.5 Sensibilité à l'amplitude des cycles de demande

Dans cette section, nous analysons l'impact de l'amplitude et de la fréquence des cycles de demande sur la valorisation du stockage de chaleur. Le Tableau 39 présente une comparaison des coûts obtenus avec ces différentes modifications de la demande de chaleur et le Tableau 40 détaille les caractéristiques des stockages d'huiles installés.

Fréquence de la demande	Sans stockage	Avec stockage	Économies réalisées	Temps de retour sur investissement
1 cycle par semaine	3 501	3 384	117 (- 3,3%)	9 ans
1 cycle par jour	3 506	3 359	147 (- 4,2%)	7 ans
2,5 cycles par jour	3 495	3 335	160 (- 4,6%)	6 ans
4 cycles par jour	3 490	3 329	161 (- 4,6%)	6 ans

Tableau 39. Comparaison des coûts (en k€/an) de la production de chaleur, avec et sans stockage d'huiles, en fonction de la fréquence des cycles de la demande avec fortes amplitudes de variation

Fréquence de la demande	Puissance (en MW _{th})	Capacité (en MWh _{th})	Temps de décharge complète
1 cycle par semaine	8,3	33	4h
1 cycle par jour	5,7	23	4h
2,5 cycles par jour	5,2	21	4h
4 cycles par jour	5,1	21	4h

Tableau 40. Comparaison des caractéristiques des stockages d'huiles installés en fonction de la fréquence des cycles de demande avec fortes amplitudes de variation

Comme précédemment, nous observons que la fréquence des cycles de demande n'a pas une grande influence sur la rentabilité du stockage qui présente des temps de retour sur investissement plutôt longs (6 à 9 ans). L'augmentation de l'amplitude des variations améliore plus nettement la rentabilité du projet, qui reste néanmoins relativement faible et la Figure 50 en illustre la raison principale.

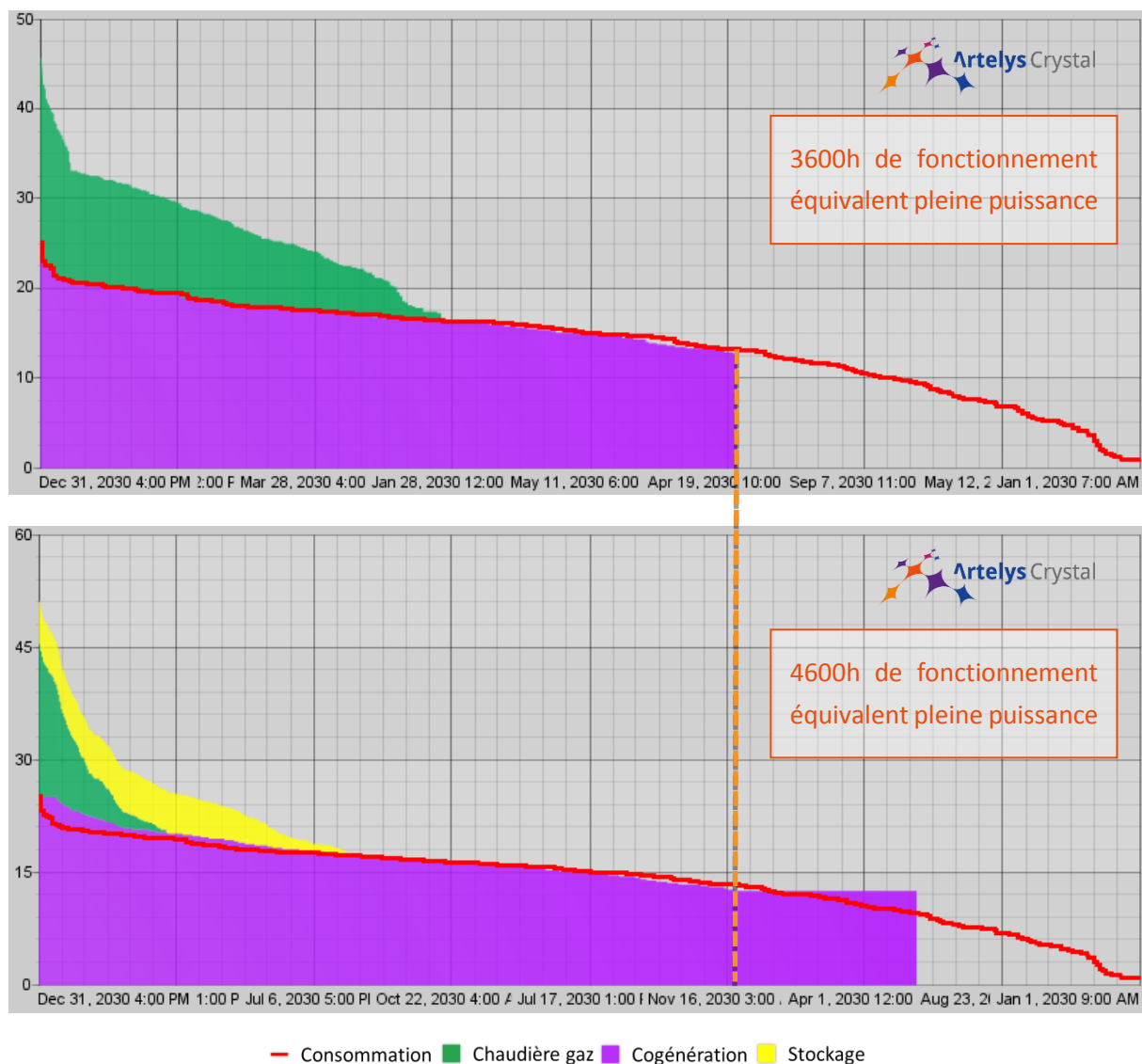


Figure 50. Monotone de production de chaleur de la cogénération et de la chaudière gaz (en MW_{th}), avec et sans stockage d'huiles

L'intérêt majeur du stockage réside dans son utilisation pour gérer les surplus de production de la cogénération au gaz quand la demande est inférieure à sa puissance minimale : la cogénération est ainsi démarrée à sa puissance minimale un grand nombre d'heures. Le stockage permet ainsi de rentabiliser une cogénération qui est nettement surdimensionnée par rapport au besoin de chaleur, ce qui est une situation peu réaliste pour le parc français dans la mesure où les unités de cogénérations au gaz françaises sont plus fréquemment utilisées pour fournir une production de base ou semi-base et également régies dans un cadre réglementaire strict (obligation d'achat ou complément de rémunération) qui leur impose de fonctionner avec un haut rendement (donc proche de leur régime nominal).

Comme précédemment, le temps de décharge complète correspond au minimum autorisé ce qui indique que cette contrainte affecte négativement la valorisation de la technologie dans ce cas d'étude. Nous étudions donc l'intérêt d'une technologie innovante de stockage (réactions chimiques)

dans les mêmes conditions qu'en section 7.1.4. Les résultats de simulation obtenus (cf. Tableau 41 et Tableau 42) confirment l'intérêt, précédemment observé, d'un temps de décharge court.

Fréquence de la demande	Sans stockage	Avec stockage	Économies réalisées	Temps de retour sur investissement
1 cycle par semaine	3 501	3 357	144 (- 4,1%)	6 ans
1 cycle par jour	3 506	3 346	160 (- 4,6%)	5 ans
2,5 cycles par jour	3 495	3 320	175 (- 5,0%)	5 ans
4 cycles par jour	3 490	3 307	183 (- 5,2%)	4 ans

Tableau 41. Comparaison des coûts (en k€/an) de la production de chaleur, avec et sans technologie innovante de stockage, en fonction de la fréquence des cycles de demande avec fortes amplitudes de variation

Fréquence de la demande	Puissance (en MW _{th})	Capacité (en MWh _{th})	Temps de décharge complète
1 cycle par semaine	7,7	10	1h20
1 cycle par jour	7,7	8	1h
2,5 cycles par jour	7,2	7	1h
4 cycles par jour	5,9	6	1h

Tableau 42. Comparaison des caractéristiques des stockages (technologie innovante) installés en fonction de la fréquence des cycles de demande avec fortes amplitudes de variation

7.2 Impact du complément de rémunération

La filière des cogénérations au gaz, devant justifier réglementairement une économie d'énergie primaire d'au moins 10%²⁷, a historiquement bénéficié de tarifs d'obligation d'achat pour leur production électrique. Sous l'impulsion de la Commission Européenne, le soutien de cette filière évolue désormais vers un mécanisme de complément de rémunération, notamment pour les grosses cogénérations industrielles de plus de 12 MW_e. Dans cette section, nous analysons l'impact d'un tel

²⁷ Cette économie d'énergie primaire (Ep) est déterminée suivant la méthodologie décrite dans le Règlement délégué (UE) 2015/2402 de la CE du 12 octobre 2015, en comparant les consommations en énergie primaire de la cogénération aux consommations des deux filières de productions séparées et équivalentes de chaleur et d'électricité qui mettent en œuvre les meilleures technologies disponibles (*respectivement chaudière à gaz et CCCG*).

mécanisme sur la valorisation du stockage de chaleur, de façon à rentabiliser une installation de cogénération au gaz existante (satisfaisant le critère d'économie d'énergie primaire).

En particulier, deux options de complément de rémunération de l'électricité produite sont étudiées, chacune étant appliquée sur la période d'octobre à mai (inclus) :

1. Rémunération fixe à hauteur de 90 €/MWh_e, indépendante du prix de marché.
2. Complément de rémunération constant de 20 €/MWh_e, en plus du prix de marché.

Les deux variantes sont définies de manière à ce que le complément de rémunération versé à l'exploitant de la cogénération soit identique en montant (coût du mécanisme identique pour la collectivité). La seconde alternative permet effectivement de maintenir un signal « prix » cohérent avec les besoins du système électrique.

L'impact de ces mécanismes est simulé pour une fréquence de 4 cycles de demande par jour en considérant la technologie de stockage d'huiles. Nous observons que le complément de rémunération reposant sur une prime par rapport au prix de marché permet la meilleure valorisation du stockage : l'exploitant adapte ainsi le fonctionnement de l'outil de production aux besoins du système électrique.

Complément de rémunération	Sans stockage	Avec stockage	Économies réalisées
Rémunération fixe 90 €/MWh _e	2 090	2 035	31 (- 1,7%)
Prime fixe 20 €/MWh _e	1 825	1 740	88 (- 4,8%)

Tableau 43. Comparaison des coûts (en k€/an) de la production de chaleur, avec et sans stockage d'huiles, en fonction du mécanisme de complément de rémunération et pour une demande de chaleur avec 4 cycles par jour

Complément de rémunération	Puissance (en MW _{th})	Capacité (en MWh _{th})	Temps de décharge complète
Rémunération fixe 90 €/MWh _e	1,0	4	4h
Prime fixe 20 €/MWh _e	2,2	9	4h

Tableau 44. Comparaison des caractéristiques des stockages d'huiles installés en fonction du mécanisme de complément de rémunération et pour une demande de chaleur avec 4 cycles par jour

7.3 Conclusions

Valeur du stockage

L'étude de valorisation du stockage de chaleur HT dans le cadre d'une installation actuelle de cogénération au gaz montre que le stockage est un outil de flexibilisation efficace pour augmenter les revenus issus de la vente d'électricité. Par ailleurs, l'utilisation améliore les arbitrages entre la cogénération et la chaudière gaz et permet d'augmenter, dans certains cas, l'utilisation de la cogénération en favorisant la valorisation de la chaleur produite lorsque la demande est faible (inférieure à la puissance minimale). Le développement d'une telle filière se heurte néanmoins à des coûts d'investissement très élevés qui limitent la rentabilité du stockage de chaleur sur ce cas d'application haute température.

Paramètres clés

Au travers des différentes analyses de sensibilité réalisées, nous identifions deux critères favorisant la valorisation du stockage de chaleur couplé à une unité de cogénération :

- | L'existence de surplus de production fréquents ou d'arrêts fréquents de la cogénération pour éviter de tels surplus.
- | L'application d'une réglementation valorisant la cogénération au gaz par rapport aux chaudières gaz tout en maintenant un signal de prix de l'électricité cohérent avec le marché.

Limites de l'analyse et bénéfices additionnels attendus

L'étude réalisée n'intègre pas une modélisation détaillée des coûts de démarrage et effets sur le rendement d'un fonctionnement plus régulier de la cogénération ou du taux de charge des machines. Il a néanmoins été observé que le stockage apporte des bénéfices opérationnels réels en permettant une utilisation plus stable et proche d'un régime nominal de l'unité de cogénération et en réduisant sensiblement le nombre de démarrages. Par ailleurs, la valorisation du stockage dans un contexte d'autoconsommation de l'électricité produite n'a pas été abordée.

Enfin, il est important de préciser que ce cas d'étude est limité au cas des cogénérations alimentées par turbine à gaz et à une utilisation de la chaleur produite à haute température. Il est attendu que la valeur du stockage soit *a priori* plus élevée dans le cas d'une utilisation de la chaleur à basse température (serres agricoles, bâtiments tertiaires, hôpitaux, etc.), en raison de coûts de stockage BT notablement plus faibles.

8 Stockage thermique domestique (ECS) et flexibilité du système électrique français

Avec 12 millions de foyers équipés en chauffe-eau électriques individuels²⁸ (principalement à effet Joule), la consommation électrique liée à l'ECS domestique représente une part importante de la consommation électrique française, et donc une source de flexibilité à forte valeur (cf. [7]). Il s'agit de caractériser l'impact d'un déploiement important de chauffe-eau thermodynamiques dans le bouquet de production d'eau-chaude sanitaire domestique sur la flexibilité du système électrique français. Les temps de chauffe des CET, plus longs que ceux des chauffe-eau à résistance (CER), pourraient effectivement induire une baisse du service de flexibilité en puissance dans le cadre d'un pilotage intelligent de la consommation de l'ECS électrique. Nous analysons le dimensionnement des CER et CET pour un foyer moyen, avant d'évaluer les conséquences du remplacement du parc de CER pour différents taux de pénétration des CET.

8.1 Impact des CET sur la flexibilité du système électrique français

8.1.1 Dimensionnement des chauffe-eau électriques

Afin d'étudier l'impact de son utilisation généralisée en France, nous avons effectué un dimensionnement *a priori* des chauffe-eau thermodynamiques (CET), ainsi que des chauffe-eau à résistance (CER). Ce dimensionnement *a priori* porte en particulier sur la puissance électrique pour le chauffage de l'eau, le dimensionnement du stockage étant supposé suffisant pour couvrir aisément l'ensemble des besoins journaliers en ECS.

À cet effet, nous considérons un foyer français correspondant à une consommation d'ECS électrique moyenne, soit 2 650 kWh_{th}/an. Sur la base de cette consommation, et pour chaque technologie de chauffe-eau, la puissance du module chauffant du ballon est optimisée pour minimiser le coût total de l'installation, comprenant les coûts fixes (il s'agit principalement des coûts de matériel et d'installation dépendants de la puissance installée) et les coûts variables (dépendants du prix de l'électricité et du rendement de la technologie choisie, obtenus par simulation du mix de production défini en section 2.4).

Pour la technologie **CER** (à effet Joule), cette optimisation conduit à une installation dont la puissance électrique est de 3,9 kW_e. Le profil de son utilisation est concentré sur les périodes où le prix de gros d'électricité est le plus bas²⁹. Il est à noter que ce dimensionnement résultant du faible coût

²⁸ Voir la fiche technique de l'ADEME (cf. [1])

²⁹ Il s'agit plus précisément des deux périodes de minuit à 5h et de midi à 15h, correspondant respectivement à la période de creux de la demande électrique et au pic de production solaire. La pénétration forte du photovoltaïque dans le mix de production introduit donc une nouvelle période de consommation électrique par les CER en début d'après-midi, en complément de la période de consommation nocturne.

d'investissement dans le dispositif de chauffe à effet Joule couvre par ailleurs tous les types de contraintes liées à l'utilisation infra-journalière et hebdomadaire du ballon.

Pour la technologie **CET**, deux étapes de dimensionnement sont nécessaires afin de prendre en compte la réalité des contraintes techniques et d'utilisation demandées à la technologie :

- | La première étape consiste en une optimisation en dehors de toute contrainte qui définit la puissance minimale nécessaire à la satisfaction des besoins en volume annuel de l'ECS ainsi que les variations hebdomadaires des besoins moyens d'eau chaude (plus élevés en week-end qu'en semaine). Elle conduit à une puissance minimale du dispositif de chauffe de CET de **300 W_e**.
- | La deuxième partie du dimensionnement consiste à prendre en compte le fait que la consommation réelle journalière de l'ECS peut dépasser de manière très récurrente sa valeur moyenne. Cette considération amène à introduire une majoration dans le dimensionnement de l'élément de chauffe du CET de l'ordre de 100% par rapport au dimensionnement initial³⁰. Ainsi, la valeur de référence retenue dans ce cadre pour le système de chauffe thermodynamique serait de **600 W_e**. Cependant, dans la continuité de l'étude, afin de mesurer la sensibilité à la puissance de chauffe du dispositif, les valeurs considérées comme significatives de 300 W_e et 600 W_e ont été utilisées pour les calculs.

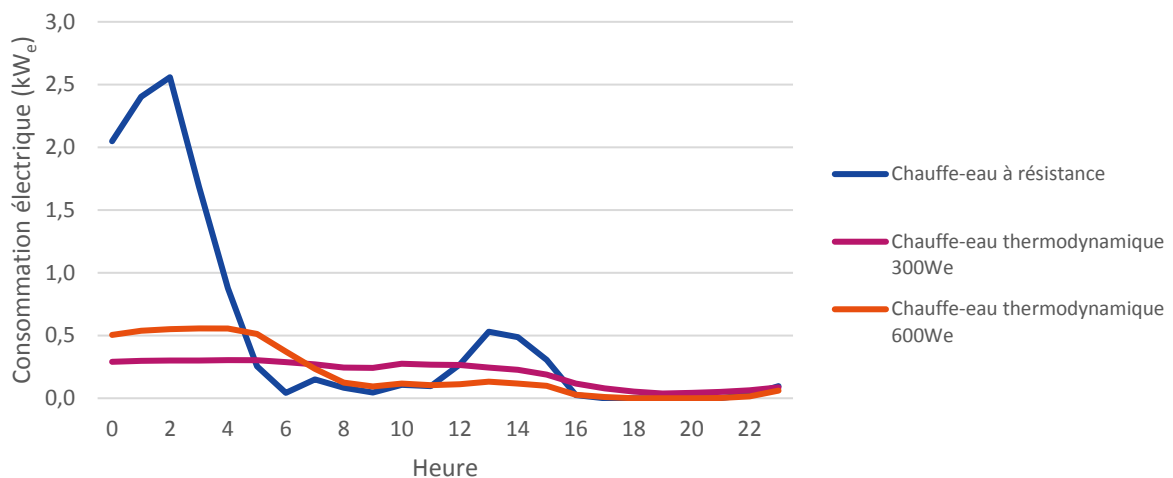


Figure 51. Profil journalier moyen de consommation électrique du chauffe-eau électrique (pilotage intelligent)

³⁰ Il n'existe pas d'études publiques disponibles à ce jour sur le ratio consommation réelle / consommation moyenne journalière. Cependant, les pratiques des équipementiers visant à couvrir ce risque aboutissent à un dimensionnement d'environ +100% par rapport au dimensionnement initial (calé sur les besoins en eau chaude d'un foyer moyen français).

8.1.2 Impact des CET sur le système électrique français

Le scénario Nouveau Mix 2030 est basé sur une hypothèse de consommation électrique ECS de l'ordre de 18,3 TWh_e en considérant une répartition des chauffe-eau électriques de 30% CET / 70% CER. Nous étudions l'impact de la pénétration des CET en supposant le besoin en ECS domestique constant et cohérent avec les hypothèses du scénario Nouveau Mix 2030, soit une consommation thermique égale à 13,7 TWh_{th}. Nous faisons alors une analyse de sensibilité au taux de pénétration des CET (de 0% à 100%) et déterminons les impacts sur deux indicateurs :

- | Demande électrique résiduelle nette en France, calculée en déduisant de la consommation électrique française (incluant l'ECS domestique) la production renouvelable intermittente (éolienne et photovoltaïque) et en ajoutant le bilan à l'export français.
- | Prix de l'électricité en France sur l'ensemble de l'année et sur le mois de Janvier.

La compétition entre les différentes filières d'ECS domestiques (chaudières individuelles au gaz, raccordement à un réseau de chaleur, etc.) n'est pas considérée dans cette étude. La part d'ECS produite par chauffe-eau électriques individuels est donc supposée constante, définie par les hypothèses du scénario Nouveau Mix.

Notons également que, compte tenu des contraintes de temps et de ressources, l'analyse conduite se fonde sur une représentation « plaque de cuivre » de la France et ne permet pas d'étudier les solutions permettant une adaptation du pilotage de l'ECS aux problématiques des réseaux électriques (telles que par exemple les placements de l'ECS dans les creux de demande locaux et les foisonnements spatiaux et temporels des placements de l'ECS grâce aux fonctions smart et au comptage avancé).

8.1.2.1 Utilisation des CET

Le dimensionnement individuel des CET est un paramètre clé de l'analyse. Le tableau suivant montre dans quelle mesure l'augmentation du dimensionnement des CET permet de les piloter et ainsi de réduire le nombre d'heures de fonctionnement pendant lesquelles l'ensemble des CET en France consomment à pleine puissance.

Technologie	Puissance installée	Nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance
CET 300 W_e	2 350 MW _e	5 440h
CET 600 W_e	4 700 MW _e	2 350h

Tableau 45. Caractéristiques du parc de CET dans l'hypothèse d'une répartition 100% CET / 0% CER

8.1.2.2 Demande électrique résiduelle nette

La Figure 52 présente les profils journaliers moyens de demande résiduelle nette pour la France en fonction de plusieurs niveaux de pénétration des CET (0%, 50%, et 100%) dans le cas où les CET sont

individuellement dimensionnés à 300 W_e et 600 W_e . Les CER consomment une très grande quantité d'énergie lors des périodes de creux de demande ce qui permet de lisser son profil au cours de la journée et de réduire le coût de la production d'ECS. Par opposition, cet effet est fortement réduit lorsque le taux de CET 300 W_e augmente, car ce dernier est utilisé en base. Néanmoins, on notera qu'un dimensionnement plus élevé (600 W_e au lieu de 300 W_e) permet au système de profiter d'avantage des périodes à prix bas et de compenser le manque de flexibilité inhérent aux CET (temps de chauffe plus long). En particulier l'augmentation de la consommation moyenne à 19h est presque nulle dans le cas d'un dimensionnement élevé.

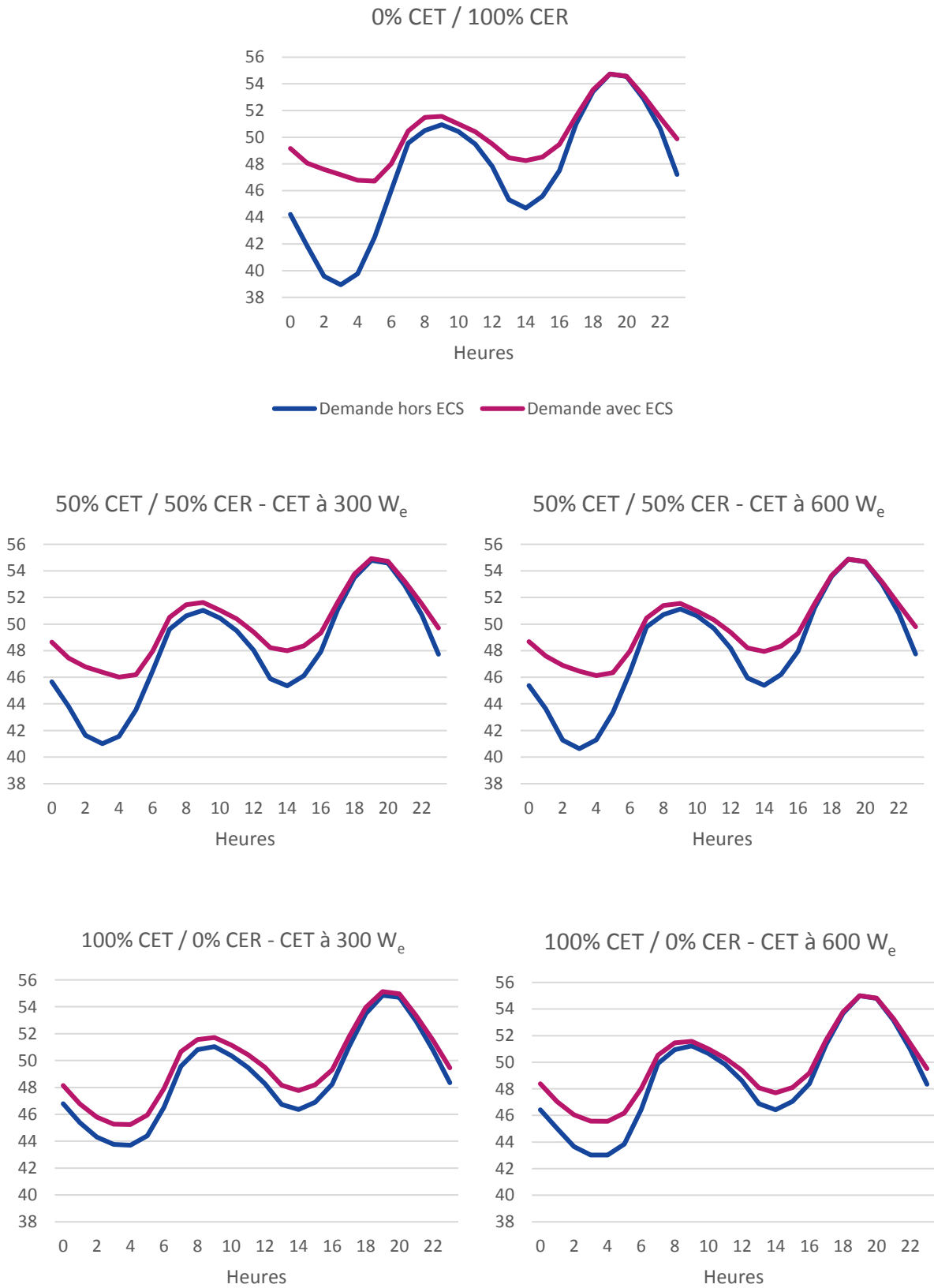


Figure 52. Profils journaliers moyens de la demande électrique résiduelle nette pour différents taux de pénétration des CET

Le remplacement progressif du parc de CER en CET, illustré par la Figure 53, conduit à réduire la consommation électrique lors des périodes de creux de demande (la nuit) et de surplus solaire (l'après-midi), mais conduit par contre à une légère augmentation lors des périodes de pics de demande, à midi et plus notablement lors de la pointe du soir. En particulier, on notera que le système électrique ne peut pas absorber l'augmentation de consommation d'ECS domestique en période de pointe par une simple réduction des exports. D'autres moyens de production de pointe (turbines à combustion) ou de flexibilité (stockage) doivent donc être mis en œuvre pour garantir l'équilibre offre-demande.

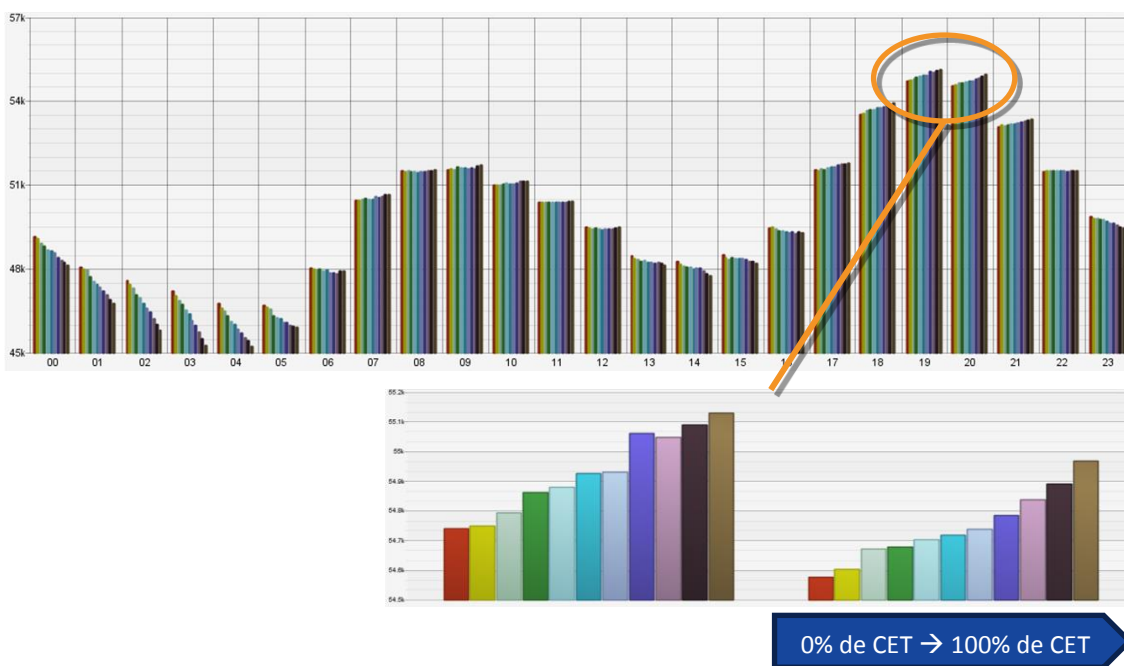


Figure 53. Profil journalier moyen de demande résiduelle nette en fonction du taux de pénétration des CET (300 We)

8.1.2.3 Prix de l'électricité

Afin de mesurer l'impact des CET sur le système électrique dans son ensemble, nous étudions la variation des prix de l'électricité en fonction du taux d'utilisation des CET en France. Ces prix correspondent au coût marginal de production d'électricité mesuré en fin de simulation de l'équilibre offre-demande sur chaque heure de l'année.

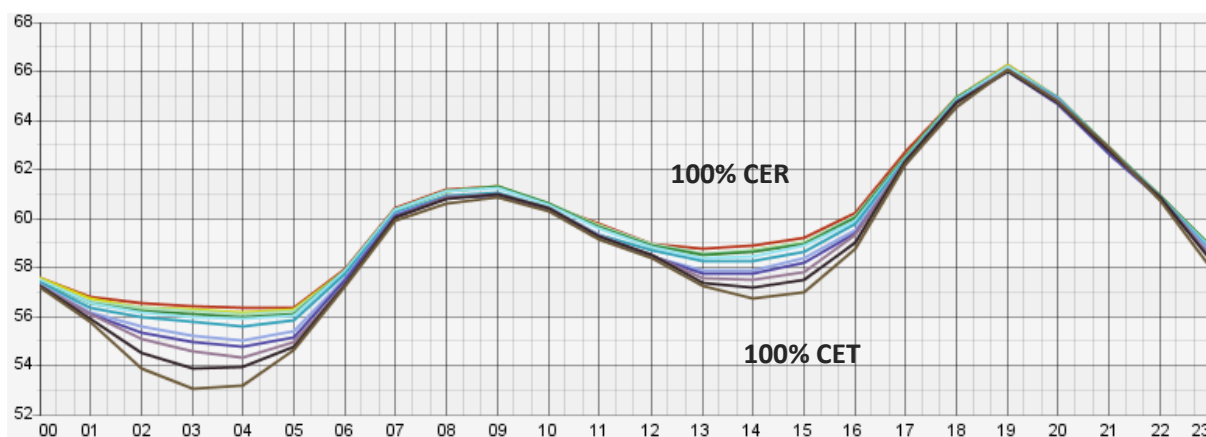


Figure 54. Profil journalier moyen des prix de l'électricité (€/MWh_e) en fonction du taux de pénétration des CET (300 W_e) de 100% CER (rouge) à 100% CET (marron)

Contrairement à la demande résiduelle nette, l'analyse menée à parc de production fixé³¹ montre que l'utilisation de CET conduit à réduire significativement les prix de l'électricité en période de creux, sans effet notable en période de pointe de demande, à midi et à 19h. Cela traduit le fait que le système électrique dispose de sources de flexibilité suffisantes (stockage et interconnexions avec les pays voisins) pour faire face à l'augmentation constatée de la demande moyenne à 19h.

En raison de la réduction de la consommation électrique globale, le remplacement des CER par des CET (dimensionnés à 300 W_e) conduit à réduire les coûts de production d'électricité, et donc les prix, en moyenne annuelle.

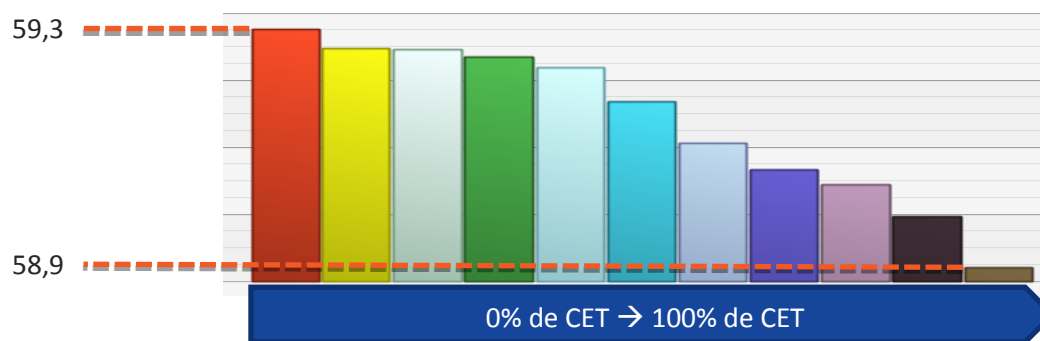


Figure 55. Prix annuel moyen de l'électricité en fonction du taux de pénétration des CET (300 W_e)

L'impact des CET sur les prix de l'électricité est plus marqué sur les mois d'hiver (cf. Figure 56). En effet, la demande est globalement plus forte en hiver et les moyens de productions utilisés plus coûteux. Ainsi, la réduction de consommation électrique due aux CET a un plus fort impact car elle permet de réduire sensiblement leur utilisation.

³¹ Les questions de réadaptation à long-terme du bouquet de production d'électricité pour faire face à la baisse de consommation engendrée par un déploiement massif de CET n'ont pas été abordées.

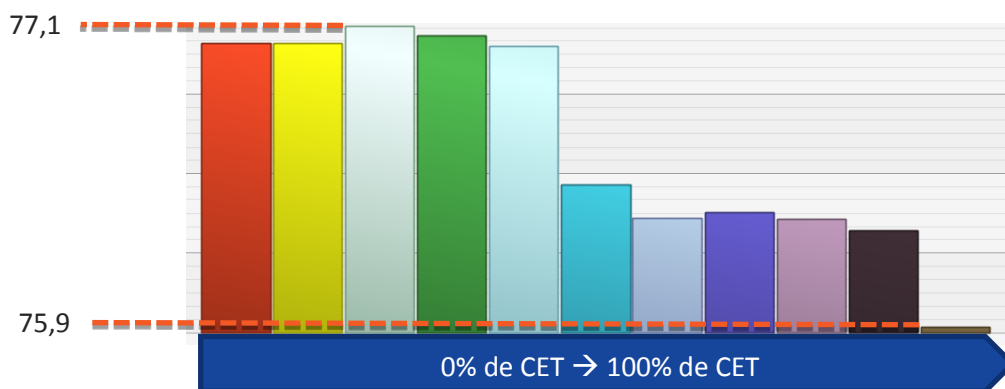


Figure 56. Prix moyen de l'électricité en Janvier en fonction du taux de pénétration des CET (300 W_e)

Dans le cas des CET dimensionnés à 600 W_e, les impacts sont similaires et conduisent notamment à réduire les prix de l'électricité quel que soit le taux de pénétration des CET. L'augmentation de puissance des CET permet ainsi d'assurer une baisse globale des coûts de production d'électricité.

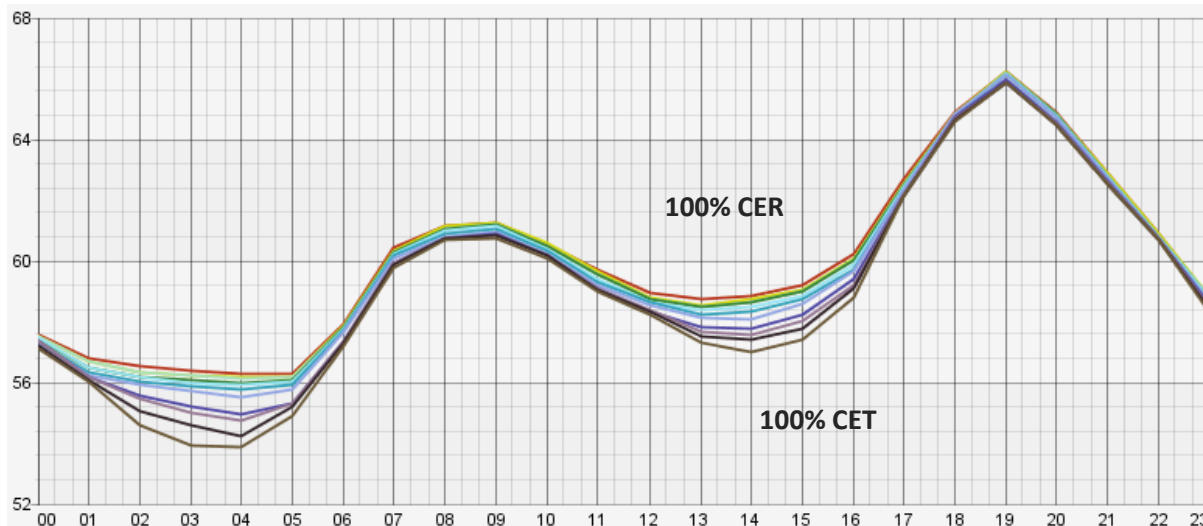


Figure 57. Profil journalier moyen des prix de l'électricité (€/MWh) en fonction du taux de pénétration des CET (600 W_e), de 100% CER (rouge) à 100% CET (marron)

La Figure 58 illustre ces résultats à travers les profils de production d'électricité en France sur une journée spécifique de la simulation, située durant le mois de janvier. Cette journée est caractérisée par une forte consommation électrique et une production renouvelable modérée. On précise que la courbe de demande en rouge représente la consommation électrique française **hors ECS domestique**. Globalement, on constate que toutes les filières de production (CCCG inclus) sont mises à contribution à leur capacité maximale, à l'exception des filières TAC, STEP et imports. Dans le cas 100% CER, on constate que la consommation électrique d'ECS est majoritairement supportée par les imports (typiquement production des filières CCCG des pays voisins), en particulier pendant la nuit et l'après-midi (pic de production solaire). La filière TAC est mise à contribution lors de l'ultra-pointe (de 17h à 22h) et la filière STEP est utilisée (en production) pendant 1h uniquement (de 16h à 17h). Dans le cas 100% CET, on constate également que la consommation électrique d'ECS nécessite d'importer

l'électricité des pays voisins mais le volume global d'imports sur la journée est plus faible. Cette baisse de volume permet de remplir les stockages STEP au cours de la journée (au coût d'import inférieur au coût de la filière TAC) ce qui permet à cette filière d'être plus fortement mise à contribution en soirée (de 16h à 19h) et ainsi de réduire le coût marginal d'approvisionnement en électricité durant cette période. De 19h à 22h la filière TAC est utilisée pour répondre à la demande (le stockage STEP étant épuisé). Ce comportement explique le faible impact du déploiement des CET sur les prix d'électricité **moyens** en soirée. On précise également que dans cet exemple précis, les CET (dimensionnés à 600 W_e) ne sont pas en fonctionnement durant la période où les filières STEP et les TAC sont utilisées.

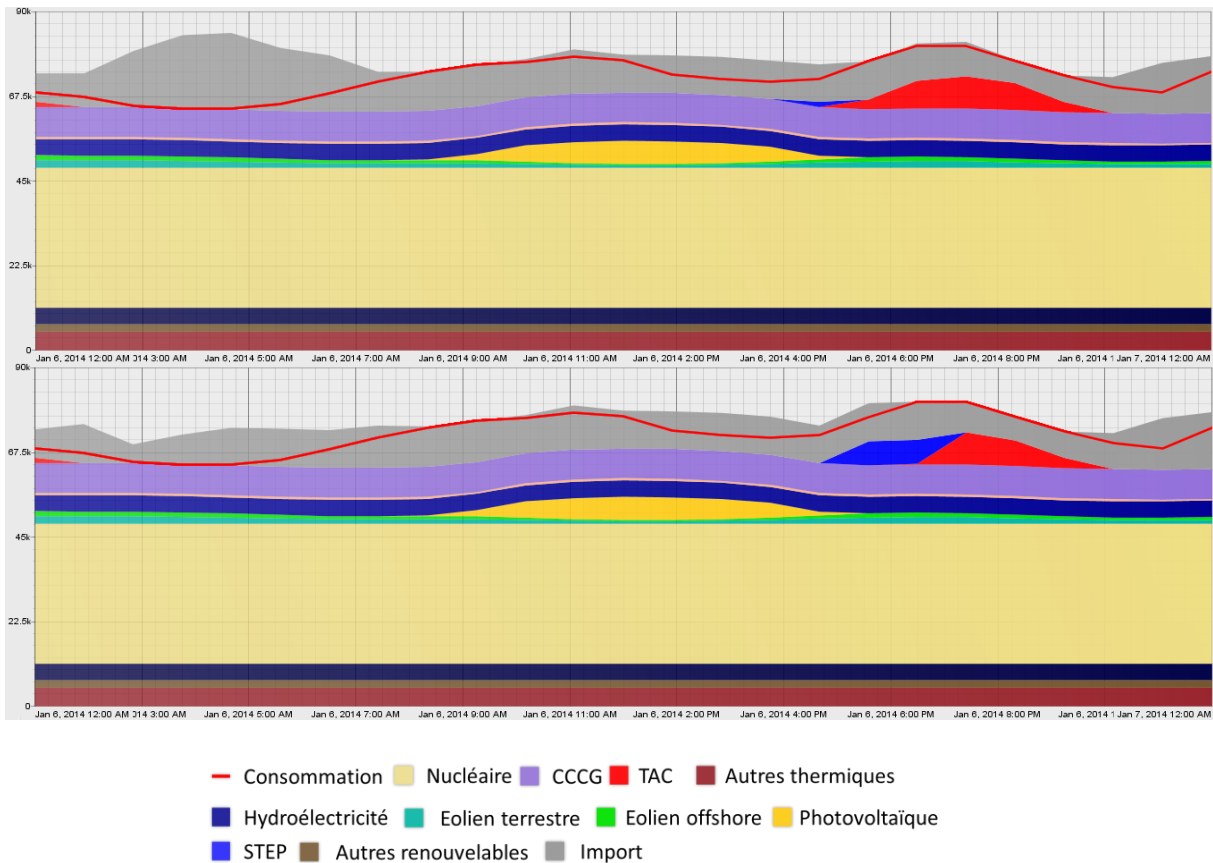


Figure 58. Profils de production d'électricité sur la journée du 6 janvier, dans le cas 100% CER en haut, 100% CET (600 W_e) en bas. La consommation électrique (ligne rouge) ne comprend pas l'ECS dans ces deux graphiques.

8.1.2.4 Émissions de CO₂

L'utilisation de chauffe-eau thermodynamiques conduit à une forte réduction de la consommation électrique pour l'ECS domestique, comme illustré en Figure 59.

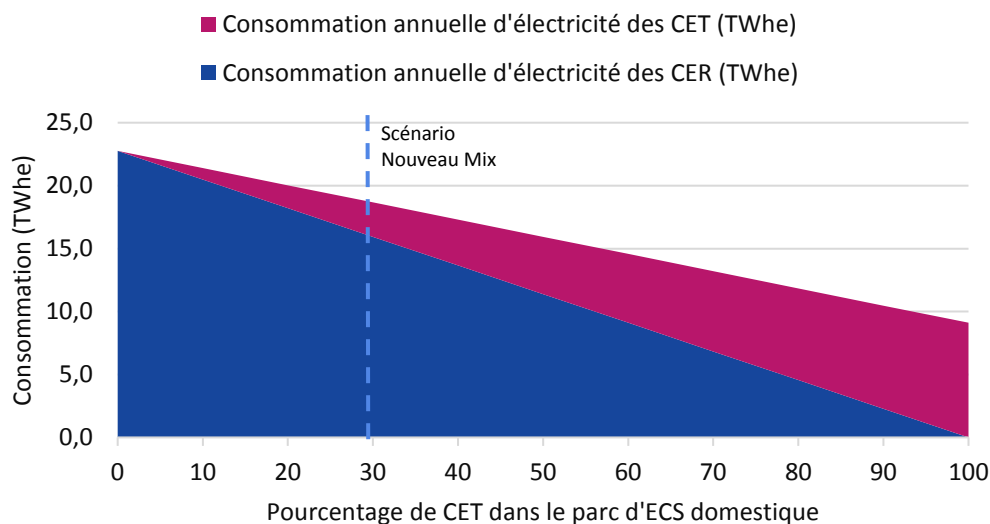


Figure 59. Consommation annuelle d'électricité du parc d'ECS domestique en France en 2030

Dans un scénario où la partie non-renouvelable du parc de production est fortement carbonée (ce qui est le cas du scénario retenu pour l'analyse, reposant sur le Nouveau Mix de RTE pour la France et Green Transition de l'ENTSO-E pour le reste de l'Europe) on constate une réduction notable des émissions de CO₂ (cf. Figure 61).

Au niveau national, le passage à un mix de production d'ECS composé de 100% de CET entraîne une réduction de 0,8 Mt_{CO2} par an, soit une réduction de 5,5% des émissions liées à la production d'électricité (15 Mt/an dans les résultats de simulation)³². Les émissions de CO₂ varient presque linéairement en fonction de la pénétration des CET.

³² A titre indicatif, les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité furent de l'ordre de 23,1 Mt en 2015, 19,0 Mt en 2014 (cf. [15]).

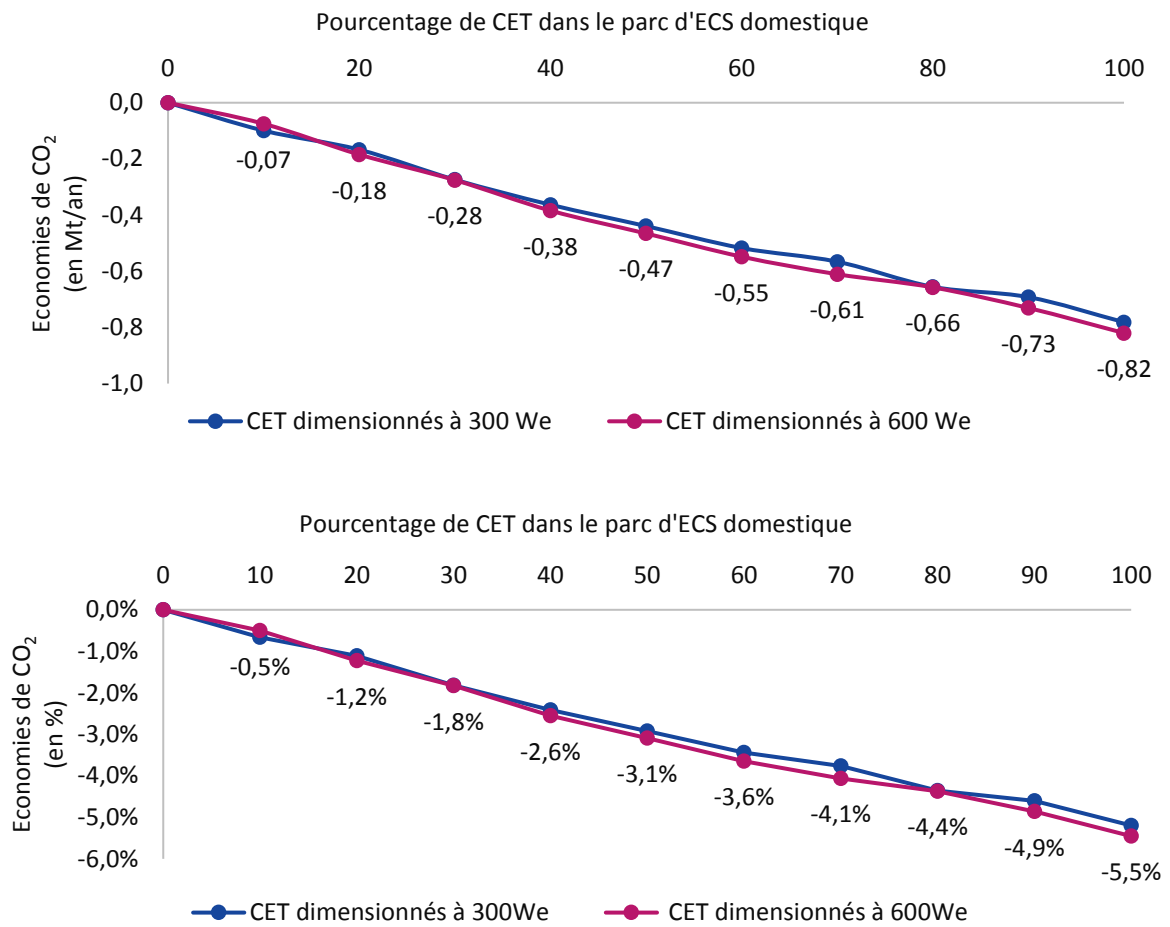


Figure 60. Réduction des émissions de CO₂ en France en 2030 en fonction de la pénétration des CET.

Au niveau Européen, la réduction est même plus significative, la réduction de consommation en France induisant plus d'export d'électricité peu carbonée, de manière à réduire la production plus carbonée

(en général) à l'étranger. Le passage à un mix de production d'ECS exclusivement composé de CET entraîne une réduction de 4,5 Mt_{CO2} par an, comme illustré ci-dessous.

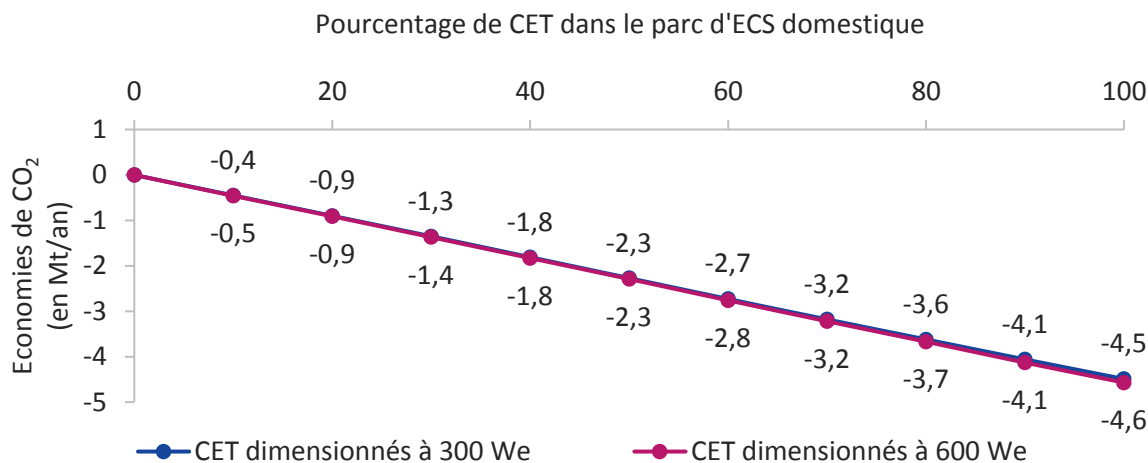


Figure 61. Réduction des émissions de CO₂ en Europe en fonction du taux de pénétration des CET

Ainsi, bien que les CET conduisent à une légère augmentation de la demande (en moyenne) lors des périodes de pointes, et donc lors des périodes durant lesquelles les centrales de production thermique sont démarrées, la flexibilité du système électrique et la réduction globale de la consommation électrique compensent cette augmentation. On observe également que l'utilisation d'un dimensionnement individuel des CET de 600 We, garantissant la sécurité d'approvisionnement de chaque foyer en ECS, permet d'amplifier légèrement cette réduction des émissions de CO₂.

8.2 Conclusions

Les chauffe-eau thermodynamiques (CET) permettent de satisfaire les usages d'eau chaude sanitaire en diminuant la consommation énergétique par rapport aux chauffe-eau à résistance (CER).

Cette diminution se fait en contrepartie d'une moindre flexibilité de la consommation. En effet le faible coût des CER conduit à privilégier des puissances significatives (de l'ordre de 3 kW_e) permettant des chauffes rapides concentrées sur les moments les plus profitables au système électrique (creux de nuit, périodes de forte injection d'EnR&R, ...). Le coût plus élevé des CET limite leur puissance (de l'ordre de 600 We), ce qui se traduit par des temps de chauffe plus longs et donc une consommation plus continue.

Par conséquent, un remplacement des CER par les CET conduit à une diminution de consommation assez prononcée « en creux » nocturnes et méridiens et une faible augmentation de la demande moyenne à 19h (heure de pointe).

Prix de l'électricité

Dans les hypothèses de mix énergétique considérées, les simulations n'ont pas révélé d'effet notable de ce remplacement sur les coûts marginaux d'électricité aux heures de pointe, ce qui indique que la

perte de flexibilité liée au déploiement des CET semble compensée par d'autres gains en flexibilité sur le système électrique (en particulier stockage et capacités d'interconnexion).

La diminution de la consommation en creux conduit en revanche à une diminution des coûts marginaux et des prix de gros à ces moments.

Émissions de CO₂

L'impact de la diminution de la consommation en période creuse sur les émissions de CO₂ dépend principalement de la filière de production marginale durant ces périodes. Dans le cas du scénario retenu pour l'analyse, reposant sur le « Nouveau Mix » de RTE et sur la « Green Transition » de l'ENTSO-E, c'est généralement la filière CCCG, ce qui conduit à une diminution globale des émissions de CO₂.

Le bilan global des émissions affiche une baisse significative (-0,8 Mt de CO₂ par an au niveau national, -4,6 Mt de CO₂ par an au niveau européen). Cette réduction des émissions de CO₂ peut toutefois varier pour d'autres scénarios prospectifs, par exemple à la baisse si la partie non-renouvelable des parcs de production européens est moins carbonée que dans le cas du scénario étudié.

La baisse de flexibilité du parc des chauffe-eau résidentiels n'est pas forcément problématique si le système électrique dispose de marges suffisantes (capacités suffisantes de stockage et marges sur les interconnexions, groupes de production flexibles, etc.).

En conclusion, dans la mesure où les CET sont dimensionnés de façon à garantir l'approvisionnement des foyers en ECS, et en supposant un pilotage optimisé de leur consommation électrique, leur utilisation permettra un gain en consommation appréciable sans altérer notablement la flexibilité du système électrique. L'impact des CET sur la flexibilité du système électrique pourrait être différent pour un autre scénario prospectif, notamment dans le cas où le bouquet de production serait très différent.

9 Impact sur l'emploi

Cette section vise à apporter un éclairage sur les impacts en termes d'emploi en France que peut avoir le déploiement du stockage thermique et du power-to-heat à un horizon de long terme (2030).

Cette évaluation se limite aux applications les plus prometteuses identifiées dans cette étude, pour lesquelles un potentiel de déploiement (gisement) a pu être évalué.

L'approche employée ici est une approche nette partielle : nous cherchons à estimer l'impact en emplois, pour le secteur énergétique, d'un déploiement du stockage thermique dans le cadre du renforcement de réseaux de chaleur et des pompes à chaleur sur les réseaux de chaleur. Dans un premier temps, nous mesurons le besoin en création de nouveaux emplois directs et indirects³³ associés à l'activité économique nécessaire à ce déploiement au périmètre des filières concernées (Power to Heat, stockage thermique). Dans un deuxième temps nous mesurons la destruction des emplois associés aux activités du secteur énergétique en remplacement desquelles ces technologies sont déployées. Le solde de ces deux effets nous donne une estimation de l'effet au premier ordre, limité au seul secteur énergétique.

Plusieurs effets macroéconomiques³⁴ ne sont cependant pas pris en compte dans cette analyse. Toutefois ces estimations fournissent une base pour un travail plus complet de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences dans les filières concernées.

Pour autant, l'impact d'effets macroéconomique non pris en compte dans cette étude³⁴ peut être de magnitude équivalente aux impacts économiques sur la filière précédemment évalués. Ainsi, l'intérêt au niveau national d'un choix d'investissement pour la puissance publique dans la filière devra être évalué en tenant compte de ces facteurs³⁵.

Toutefois, ces considérations liées à l'emploi ne remettent pas en question l'analyse menée en sections 4.1 et 5.1 qui indique que le déploiement des projets a une valeur positive pour la collectivité, compte tenu du fonctionnement actuel de la filière (hors impacts macroéconomiques).

³³ Les emplois directs sont ceux générés dans une branche directement sollicitée par le surplus d'activité tandis que les emplois indirects sont ceux liés à la sous-traitance à laquelle la branche fait appel (une part de cette sous-traitance pouvant être localisée dans la même branche).

³⁴ Il s'agit notamment des emplois induits associés à l'effet d'entraînement de la création d'emplois directs et indirects sur d'autres activités à travers l'économie, ou liés à de multiples boucles de rétroaction macroéconomique agissant par l'intermédiaire des variations de la balance commerciale, du revenu disponible des ménages, du prix de l'énergie, des montants redistribués via la fiscalité énergétique, etc.

³⁵ Cette question est également abordée dans d'autres plans d'investissements pour des filières industrielles dans l'énergie, notamment dans le cadre de l'action nationale sur les investissements d'avenir (chantier Réseaux Électriques Intelligents). Une étude macroéconomique spécifique a été par conséquent demandée dans ce chantier.

9.1 Méthodologie

La méthode retenue est une approche simplifiée de celle utilisée par Quirion [8] dans son étude sur l'effet net de la transition énergétique en France et de celle utilisée dans le cadre du chantier national « Réseaux Électriques Intelligents » [9]. Cette méthode vise à estimer les emplois directs et indirects liés à l'activité de stockage et de power-to-heat pour les deux cas d'application estimés les plus prometteurs et pour lesquels une évaluation du potentiel de déploiement (gisement à horizon 2030) a été réalisée. Ces deux cas d'application sont l'utilisation de stockage thermique dans le cadre du renforcement de réseaux de chaleur et l'utilisation de pompes à chaleur sur les réseaux de chaleur.

Dans un premier temps, on applique la méthodologie décrite ci-dessous pour calculer le nombre d'emplois générés par l'installation de dispositifs de stockage thermique ou de pompes à chaleur, répétée pour l'ensemble du potentiel estimé de chaque cas :

- | Les investissements planifiés dans les technologies de stockage ou de pompe à chaleur sont répartis par secteur d'activité selon la répartition type des CAPEX des projets (cf. Tableau 46 et Tableau 47). Les investissements totaux à répartir sont ceux calculés dans les études de gisement en section 4.3 et 5.3. Les coûts d'exploitation et de maintenance sur la durée de vie du système sont également pris en compte, calculé avec l'hypothèse d'OPEX égaux à 1% des CAPEX par an pendant une période de 13 ans. Les volumes d'OPEX sont attribués au secteur « Autres industries manufacturières ; réparation et installation de machines et d'équipements ». La somme des CAPEX et OPEX, répartie par secteur d'activité concerné, constitue la valeur de la production liée au développement des activités de stockage.
- | Les emplois directs sont calculés à partir des coefficients d'emplois par unité monétaire de production, issus des comptes nationaux de l'Insee [10]. Les emplois indirects sont calculés à partir du tableau Entrée Sortie de l'Insee (niveau 38), présentant les consommations intermédiaires des différentes branches entre elles, permettant ainsi de calculer la production des secteurs situés en amont du secteur concerné. Un coefficient mesurant la propension à importer de chacun de ces secteurs permet de ne considérer que les emplois indirects générés en France.

Dans un second temps nous évaluons la destruction d'emploi due au déploiement des projets. Pour le cas des pompes à chaleur, le secteur affecté est celui de la production et de la distribution d'énergie car l'utilisation des PAC se substitue à d'autres moyens de production de chaleur. Nous considérons que l'ensemble des pompes à chaleur sont utilisées en substitution à une production de chaleur à partir de gaz naturel et non à partir de biomasse. En effet, les PAC représentent une solution complémentaire aux chaudières biomasse plutôt qu'une solution concurrente. Le chiffre d'affaires du secteur est alors diminué et nous appliquons le coefficient d'emplois par unité monétaire pour évaluer le nombre d'emplois détruits. La destruction d'emploi n'est pas évaluée dans le cas du stockage pour le renforcement de réseaux de chaleur car l'investissement dans un renforcement de réseau n'est pas nécessairement évité, mais peut-être simplement reporté dans le temps. Par ailleurs, le renforcement de réseau avec stockage thermique ne diminue pas la production d'énergie nécessaire à la couverture de la demande.

Type de CAPEX	Part de la contribution au CAPEX total	Secteur d'activité dans le tableau entrées-sorties 38 de l'INSEE	Ratio etp.an ³⁶ /M€ de CA
Revêtement en acier inoxydable	23%	Métallurgie et fabrication de produits métalliques, hors machines et équipements	4,6
Isolation	9%	Fabrication de produits en caoutchouc, en plastique et d'autres produits minéraux non métalliques	4,6
Équipements de charge et décharge	8%	Fabrication de machines et équipements n.c.a.	4,2
Réservoir en béton	35%	Fabrication de produits en caoutchouc, en plastique et d'autres produits minéraux non métalliques	4,6
Construction	23%	Construction	5,1
Ingénierie	3%	Fabrication de machines et équipements n.c.a.	4,2

Tableau 46. Répartition des investissements pour un projet de stockage d'eau chaude pour le renforcement d'un réseau de chaleur, par secteur d'activité

³⁶ Emplois directs

Type de CAPEX	Part de la contribution au CAPEX total	Secteur d'activité dans le tableau TES 38 de l'INSEE	Ratio etp.an ³⁷ /M€ de CA
Pompe à chaleur	23%	Fabrication de machines et équipements n.c.a.	4,2
Échangeur	9%	Métallurgie et fabrication de produits métalliques, hors machines et équipements	4,6
Ingénierie	8%	Fabrication de machines et équipements n.c.a.	4,2
Installation	35%	Construction	5,2

Tableau 47. Répartition des investissements pour un projet de pompes à chaleur sur un réseau de chaleur, par secteur d'activité³⁸

9.2 Emplois liés au marché national

Le potentiel d'emplois créés dans la filière électrique par ces technologies est donné dans le Tableau 48, à partir de l'évaluation des gisements techniques de stockage thermique et de pompes à chaleur à horizon 2030 en section 4.3 et section 5.3. Pour le cas du stockage, un projet sur une antenne de taille moyenne de 10 MW_{th} et d'augmentation moyenne de 5% a été considéré pour évaluer les CAPEX des systèmes de stockage installés. Pour les PAC, on considère que les CAPEX des projets représentent 1 000 €/kW_{th}, que les PAC sont dotées d'un COP de 3 et qu'elles couvrent 90% de la demande des réseaux sur lesquelles elles sont installées en substitution à du gaz naturel.

Dans une première approche, les emplois directs liés au stockage sont supposés nationaux dans leur totalité. Les emplois indirects nationaux générés dépendent des statistiques d'import/export par branche.

³⁷ Emplois directs

³⁸ Les valeurs présentées sont issues d'une projection linéaire du contexte actuel de l'économie nationale française.

Étude de cas	Potentiel estimé	Emplois [etp.an]				
		Directs	Indirects	Total brut	Détruits	Total net
Stockage pour renforcement de réseau	118 MW _{th} et 940 MWh _{th}	56	40	96	-	96
Pompes à chaleur	0,8 – 1,1 GW _{th}	4,1k – 5,7k	3,0k – 4,3k	7,1k – 10,0k	1,8k – 2,3k	5,3k – 7,7k
Total	-	4,2k – 5,8k	3,0k – 4,3k	7,2k – 10,1k	1,8k – 2,3k	5,4k – 7,8k

Tableau 48. Potentiels estimés et estimation des emplois associés au marché national du stockage pour les renforcements de réseau et des pompes à chaleur en France à horizon 2030 (en etp.an cumulés de 2016 à 2030)

Les Figure 62 et Figure 63 illustrent, pour chaque type d'application, la répartition des emplois directs par poste de dépense.

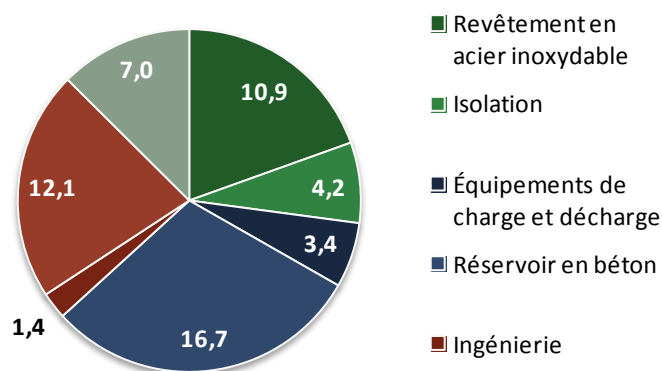


Figure 62. Répartition des emplois directs (en etp.an cumulés) associés au marché français du stockage pour les renforcements de réseau à horizon 2030 avec 118 MW_{th} et 940 MWh_{th} de stockage eau chaude atmosphérique installés

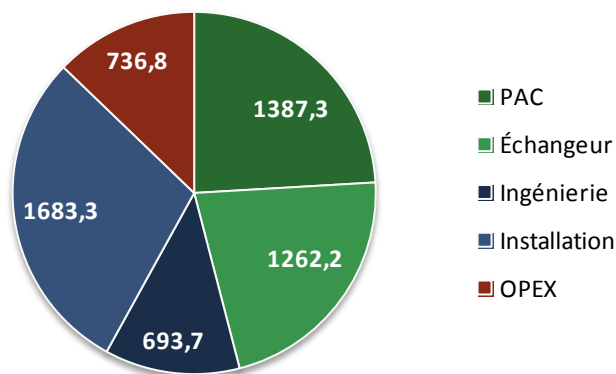


Figure 63. Répartition des emplois directs (en etp.an cumulés) associés au marché français des PAC sur réseau de chaleur (hors géothermie) à horizon 2030 avec 1,1 GW_{th} installés

Ainsi, le déploiement du stockage et des PAC sur l'ensemble du gisement estimé en France dans cette étude représente entre 7,2 et 10,1 milliers d'etp.an en emplois directs et indirect. Les projets d'installation de pompes à chaleur sur les réseaux en constituent de loin la part la plus importante.

Toutefois, l'utilisation de pompes à chaleur sur les réseaux de chaleur urbains pourrait détruire en contrepartie de 1,8 à 2,3 milliers d'etp.an dans le secteur énergétique ce qui ramène le potentiel total d'emplois net (hors rebouclage macroéconomique) entre 5,4 et 7,8 milliers d'etp.an.

Finalement, l'impact sur l'emploi du développement de la filière des PAC pourrait être significatif, notamment car s'il s'appuie sur une forte croissance des réseaux de chaleur à horizon 2030, ce qui est actuellement prévu dans les objectifs de la Loi de Transition Énergétique qui envisage de le multiplier leur capacité par un facteur 5. Une étude plus précise sur les retombées socio-économiques associées au développement des PAC devrait être menée par l'ADEME en 2017.

9.3 Emplois liés à la constitution d'une filière exportatrice

9.3.1 Hypothèses de déploiement

Afin d'évaluer le potentiel de marché des dispositifs de stockage et de power-to-heat sur les applications en jeu (renforcement de réseau de chaleur et PAC sur réseau de chaleur), on formule les hypothèses suivantes :

- | le taux de croissance des réseaux de chaleur dans le monde à horizon 2030 sera identique à celui en France,
- | le potentiel de déploiement de stockage et de pompes à chaleur par unité de capacité de réseau installée d'ici 2030 est similaire en France et à l'international.

Le marché du stockage lié au renforcement de réseaux de chaleur est considéré trop restreint pour être évalué à l'échelle mondiale dans une marge d'erreur acceptable étant données les hypothèses simplificatrices utilisées. En revanche, le marché des PAC est suffisamment important pour qu'une évaluation soit faite au niveau international.

On évalue à environ 80 millions d'équivalents logements la capacité totale installée des réseaux de chaleur dans le monde, dont 2,1 millions d'équivalents logements en France [11]. En appliquant ce facteur de capacité au gisement français, le gisement de déploiement des PAC sur les réseaux de chaleur dans le monde se situe entre 30,9 et 42 GW_{th}.

9.3.2 Emplois liés au développement d'une filière exportatrice

L'industrie française est un leader historique dans l'activité d'ingénierie et de fabrication d'équipements thermodynamiques et le démontre tout particulièrement sur le marché des pompes à chaleurs à usage domestique. En 2015 la filière française représentait 2,55 Mds€, 24 000 emplois et 20 sites industriels [12]. Parmi les fabricants de PAC domestiques leader du marché, trois ont des sites R&D et usines en France (York, Carrier et Trend). Aussi, le développement du marché international des

PAC de plus grande taille pour usage sur les réseaux de chaleur représente une opportunité intéressante pour la filière française.

Afin de permettre d'interclasser la filière par rapport à d'autres filières exportatrices françaises, on se propose d'évaluer l'impact marginal sur l'emploi de son positionnement sur le marché international des PAC pour les réseaux de chaleur. À titre illustratif, on applique la méthodologie décrite ci-dessus à la création d'emplois dans la filière pour 1% de part de marché à horizon 2030 (cf. section 9.1).

Ainsi, pour 1% de part de marché à l'export à horizon 2030, soit environ 350 MW_{th} installés, la filière aurait besoin de 3,2 k etp.an additionnels dont 1,8 directs et 1,4 indirects.

Part de marché internationale de la filière française	Besoins en emplois additionnels dans la filière française [milliers d'etp.an]		
	Directs	Indirects	Total brut
1% du marché à horizon 2030 (350 MW _{th} installés)	1,8	1,4	3,2

Tableau 49. Estimation des besoins en emplois français liés à une part de marché de 1% à l'export sur les PAC sur réseau de chaleur à horizon 2030 (en milliers d'etp.an)

Bibliographie

- [1] Legifrance, «Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte,» 17 08 2015. [En ligne]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichLoiPubliee.do?idDocument=JORFDOLE000029310724&type=general&legislature=14>. [Accès le 01 09 2016].
- [2] AIE, World Energy Outlook 2015, 2015.
- [3] RTE, «Schéma décennal de développement de réseau,» 2015. [En ligne]. Available: http://www.rte-france.com/sites/default/files/sddr_2015_national.pdf. [Accès le 01 09 2016].
- [4] ADEME, «Rapport sur l'évolution des coûts d'investissements relatifs aux installations collectives bois énergie,» 2009. [En ligne]. Available: http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/62519_synthese_rapport_final.pdf. [Accès le 01 09 2016].
- [5] EDF, «Énergie fatale, de la récupération à la valorisation,» 12 09 2013. [En ligne]. Available: <https://www.edf.fr/entreprises/le-mag/equipements-performants/energie-fatale-de-la-recuperation-a-la-valorisation>. [Accès le 01 09 2016].
- [6] ADEME, «La chaleur fatale industrielle,» Mars 2015. [En ligne]. Available: <http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/ademe-chaleur-fatale-industrielle-8445-2015-03.pdf>. [Accès le 01 09 2016].
- [7] ATEE, «Étude sur le potentiel de stockage d'énergies,» 2013.
- [8] P. Quirion, «L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France : Une analyse input-output du scénario négaWatt,» Avril 2013.
- [9] RTE, «Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents,» Juillet 2015.
- [10] INSEE, «Archives des comptes nationaux annuels,» [En ligne]. Available: http://www.insee.fr/fr/themes/comptes-nationaux/default.asp?page=archives/archives_cnat_annu.htm. [Accès le 28 08 2013].
- [11] CEREMA, «Les réseaux de chaleur en Europe et dans le monde,» 2011. [En ligne]. Available: <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/les-reseaux-de-chaleur-en-europe-et-dans-le-monde>.

- [12] AFPAC, «Pompes à chaleur - Le poids de la filière en France en 2015,» Avril 2016.
- [13] ADEME, «Plateforme d'Optimisation des Supergrids Transcontinentaux,» [En ligne]. Available: http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/88133_post.pdf. [Accès le 01 09 2016].
- [14] ADEME, «Les chauffe-eau thermodynamiques individuels,» 2013. [En ligne]. Available: <http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/fiche-technique-ademe-sur-chauffe-eau-thermodynamiques-individuels-ceti-2013.pdf>. [Accès le 01 09 2016].
- [15] RTE, «Bilan électrique 2015,» 2015. [En ligne]. Available: http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_bilan_electrique.pdf. [Accès le 01 09 2016].

10 Annexes

10.1 Fiches descriptives des technologies

10.1.1 Définition des paramètres d'analyse

Afin de comparer les technologies sur des bases communes et d'évaluer leur pertinence selon les différents contextes, une gamme de critères technico-économiques a été réunie et renseignée pour chacune des technologies. Parmi ces critères, ceux présentant une étoile * sont utilisés pour la modélisation des technologies dans les cas d'étude. Pour chaque critère, une définition est donnée ci-dessous.

Taille du réservoir	Rendement thermique / COP*
Densité énergétique	Durée de vie calendaire / Cycles*
Énergie stockée	Disponibilité annuelle*
Puissance	Température de stockage
Durée d'une charge complète*	Température de charge/décharge
Durée d'une décharge complète*	Profondeur de décharge (DOD)*
Autodécharge*	CAPEX (coûts d'investissements)*
Empreinte au sol*	OPEX (coûts opératoires)*

Taille du réservoir (m³)

Gamme de taille typique pour un réservoir. Il faut noter que plusieurs réservoirs peuvent être utilisés de façon modulaire, ainsi, la taille du réservoir n'indique pas une limite de stock d'énergie.

Densité énergétique (kWh_{th}/m³)

Quantité d'énergie contenue par unité de volume du medium de stockage.

Énergie stockée (MWh_{th})

Quantité d'énergie équivalente à la taille du réservoir donnée précédemment (prend en compte une hypothèse de ΔT pour les technologies de chaleur sensible).

Puissance (MW_{th})

Pour les technologies matures : gamme de puissance délivrée par un système de stockage. Pour les technologies en développement : gamme de puissance des systèmes en cours de développement ou envisagés. La différenciation entre puissance thermique ou électrique est mentionnée par l'emploi d'un indice (MW_{th} ou MW_e).

Durée d'une charge complète (h)

Durée minimum requise pour charger 100% du stock. Cette contrainte est physique et imposée par la nature du medium de stockage (ex : stratification d'un stockage liquide sensible ou réaction de désorption sur un lit de zéolithes). La durée de charge (ou de décharge) complète traduit le ratio énergie/puissance d'une technologie de stockage. Dans cette étude, la modélisation des systèmes de stockage prend en compte des charges et décharges à profil constant (linéaires avec le temps).

Durée d'une décharge complète (h)

Durée minimum requise pour décharger 100% du stock. Cette contrainte est physique et imposée par la nature du medium de stockage (ex : stratification d'un stockage liquide sensible ou réaction d'adsorption sur un lit de zéolithes).

Nota Bene

Le délai d'activation du système (ou réactivité) n'est pas considéré dans la mesure où il n'est pas discriminant dans la modélisation des cas d'étude. En effet, l'ensemble des technologies offrent un délai d'activation inférieur à une heure tandis que la modélisation des cas d'étude sera menée au pas horaire.

Autodécharge (%/jour)

L'autodécharge est un phénomène correspondant à la dissipation avec le temps d'une partie de l'énergie stockée, même lorsque le moyen de stockage n'est pas utilisé. Elle correspond donc à une « fuite » d'énergie dans le temps, et est exprimée en pourcentage de la capacité nominale en énergie par unité de temps. À la différence des pertes mises en jeu dans le rendement du système (rendement thermique), les pertes liées à l'autodécharge ne dépendent pas du cyclage, mais uniquement du temps. Les systèmes sollicités sur des cycles courts sont donc moins affectés par les phénomènes d'autodécharge. Dans le cas du stockage thermique, l'autodécharge est provoquée par les pertes thermiques par conduction, convection ou rayonnement dépendant de la différence de température entre le médium thermique et son environnement.

Empreinte au sol (m^2/kW_{th} et m^2/kWh_{th})

L'empreinte au sol d'une unité de stockage est due à l'empreinte au sol des équipements assurant la puissance de charge et décharge du de l'énergie stockée (échangeurs, pompes, ventilateurs, tuyauterie) ainsi qu'à l'empreinte au sol des équipements assurant le stock d'énergie (réservoir). Ce paramètre ne concerne pas les équipements en sous-sol qui libèrent le terrain en surface (ex : géothermie en champs de sonde). La distinction entre la partie puissance et la partie énergie est nécessaire pour pouvoir calculer l'empreinte au sol totale en fonction de la puissance et de l'énergie du système.

$$S = S_{puissance} * P + S_{Énergie} * E$$

Avec,

S : Empreinte au sol totale (m^2)

S_{puissance} : Empreinte au sol spécifique de puissance (m^2/kW_{th})

P : Puissance (kW_{th})

S_{Énergie} : Empreinte au sol spécifique d'énergie (m^2/kWh_{th})

E : Énergie (kWh_{th})

L'ensemble des technologies de stockage thermique mettent en œuvre le même type d'équipements de puissance. Ainsi, leur empreinte au sol de puissance est relativement similaire. En revanche, la densité énergétique du médium de stockage et la hauteur de réservoir ont un impact significatif sur l'empreinte au sol d'énergie. Les hypothèses utilisées pour l'estimation de l'empreinte au sol des technologies sont fournies dans les fiches technologiques. En toute rigueur, l'empreinte au sol, exprimée en $\text{m}^2/\text{kW}_{\text{th}}$ est en grande partie fixe (indépendante de la puissance et de l'énergie) et subit des effets de seuil au cas par cas et selon les technologies. L'approche générique proposée pour le calcul de l'empreinte au sol, fait cependant l'hypothèse que cette donnée est entièrement variable avec la puissance et l'énergie.

Rendement thermique / COP

Pour les technologies de stockage : le rendement thermique est la combinaison des rendements thermiques de charge et de décharge. Ce rendement ne tient pas compte des pertes dans le temps lorsque le stock est chargé (autodécharge). Dans tous les cas, le rendement de charge et celui de décharge sont considérés comme équivalents bien qu'ils puissent différer pour les procédés thermo-chimiques (ex : adsorption, désorption, réactions chimiques).

*Rendement thermique de stockage = (Rendement thermique de charge) * (Rendement thermique de décharge)*

Pour les technologies de power-to-heat : le rendement thermique ou COP (Coefficient de performance) est le rapport entre l'énergie thermique délivrée sur l'énergie électrique consommée. Le « COP normatif » est la valeur du COP dans des conditions normatives (ou nominales) de test (ΔT entre la source chaude et froide, dimensionnement des gaines ou tuyauteries, etc.).

Durée de vie

La durée de vie d'un système de stockage peut être calendaire ou en nombre de cycles.

La durée de vie calendaire est indépendante du taux d'utilisation du système de stockage et est exprimée en année. Elle correspond principalement au vieillissement des matériaux et est particulièrement pertinente pour caractériser des systèmes de stockage peu affectés par le nombre de charges/décharges réalisées (réservoir d'eau chaude par exemple).

La durée de vie en cycles (ou cyclabilité) correspond au nombre de cycles (charge et décharge) maximal que le système de stockage peut effectuer sans perte significative des performances pour lesquelles il a été conçu. L'état actuel de maturité des technologies mettant en œuvre un phénomène de cyclabilité ne permet pas de disposer d'un retour d'expérience suffisant pour évaluer avec précision le nombre de cycle des media de stockage.

La fin de vie du système correspond donc à la première date atteinte entre fin de vie calendaire et fin de vie en cycles.

Disponibilité annuelle

La disponibilité annuelle correspond au nombre d'heures par an durant lesquelles le système est opérationnel. L'indisponibilité des systèmes de stockage est principalement due aux opérations de maintenance. La disponibilité traduit donc la fiabilité du système.

Température de stockage

Température à laquelle l'énergie est stockée. Ce paramètre est valable pour les technologies de chaleur sensible et latente.

Température de charge/décharge

Température à laquelle l'énergie est chargée ou déchargée du stock. Ce paramètre est utilisé pour les technologies thermochimiques pour lesquelles la température de stockage est indépendante des températures de charge et de décharge.

Profondeur de décharge

La profondeur de décharge (ou DOD pour « **D**epth of **d**ischarge ») représente le rapport entre l'énergie maximale que peut contenir le système de stockage, et ce qui peut être réellement prélevé dans des conditions normales d'utilisation.

Il convient de noter que pour l'ensemble des technologies de stockage thermique présentées dans les fiches, le dimensionnement en énergie et les coûts prennent directement en compte la profondeur de la décharge totale réelle possible, ce qui revient à fixer une profondeur de décharge de 100% systématiquement.

CAPEX (coûts d'investissement)

Il s'agit des coûts complets totaux des investissements consacrés au projet de système de stockage, c'est-à-dire les coûts imputés au porteur de projet pour la livraison « clé en mains » du système de stockage. Il convient de noter que les coûts indirects tels que le foncier, les assurances, etc., n'ont pas été inclus dans l'estimation des CAPEX présentés dans les fiches technologiques. Le coût du foncier est cependant évalué dans la modélisation des cas d'étude, à partir de l'empreinte au sol du système et du coût unitaire du foncier (prix au mètre carré).

Pour un système de stockage, on distingue la part liée à l'énergie (« coût énergie » exprimé €/kWh_{th}) et la part liée à la puissance (« coût puissance » exprimé en €/kW_{th}), que l'on combine ensuite pour obtenir le coût d'investissement total.

Le coût énergie est lié au dispositif d'accumulation d'énergie (le ballon d'accumulation pour le stockage d'eau chaude, par exemple) qui, dans une approche simplifiée, est proportionnel à sa taille (volume). Le coût puissance est lié au dispositif de charge et de décharge (échangeurs, pompes, ventilateurs) et, dans une approche simplifiée, est proportionnel à sa puissance.

Cette catégorisation des coûts nous amène à calculer le CAPEX total d'un système de stockage avec la formule suivante :

$$CAPEX = CAPEX_{puissance} \times P + CAPEX_{énergie} \times E$$

Avec : $CAPEX_{puissance}$: coûts liés à la puissance (€/kW_{th})

$CAPEX_{énergie}$: coûts liés à l'énergie (€/kWh_{th})

P : puissance maximale délivrée par le système (kW_{th})

E : énergie maximale contenue par le système (kWh_{th})

En toute rigueur, une partie des CAPEX est fixe (indépendante de la puissance et de l'énergie) et subit des effets de seuil au cas par cas et selon les technologies. L'approche générique proposée pour le calcul des CAPEX, fait cependant l'hypothèse que cette donnée est entièrement variable avec la puissance et l'énergie.

OPEX (coûts d'exploitation)

On distingue généralement les OPEX fixes et les OPEX variables.

Les OPEX fixes correspondent au coût nécessaire au maintien en l'état du système de stockage, quel que soit l'usage qui en est fait (coûts des opérateurs, contrat de maintenance avec le fournisseur...). À l'instar des CAPEX, les OPEX s'expriment en €/kW_{th}/an pour la part des OPEX liée à la puissance, et en €/kWh_{th}/an pour la part des OPEX liée à l'énergie. Certaines des technologies étudiées sont encore au stade de développement. Les retours d'expérience sur l'utilisation de ces systèmes sont peu nombreux voire inexistant, d'où de fortes incertitudes sur la valeur des OPEX pour ces technologies prospectives. Dans ce cas, les OPEX sont généralement estimés en pourcentage des CAPEX. Par ailleurs, en l'absence d'information spécifique à une technologie, les OPEX sont supposés identiques à ceux des technologies similaires.

Les OPEX variables correspondent aux coûts liés à l'utilisation effective du moyen de stockage. Dans le cas de technologies de stockage thermique ou de power-to-heat, il s'agit principalement des consommations d'électricité. Pour les technologies de stockage thermique, les consommations d'électricité sont négligées lorsque le medium est liquide (faible consommation des pompes) et elles sont considérées lorsque le système met en œuvre un gaz (consommation élevée des ventilateurs ou compresseurs). Pour les technologies de power-to-heat, la consommation d'électricité découle du rendement ou du COP.

Nota Bene

Les valeurs qui figurent dans les fiches technologiques sont illustratives des systèmes décrits et ne seront pas systématiquement utilisées directement pour la modélisation des cas d'étude. Pour les technologies peu matures, les valeurs mentionnées dans les fiches sont celles de systèmes disponibles à l'état de prototype ou de pilote industriel.

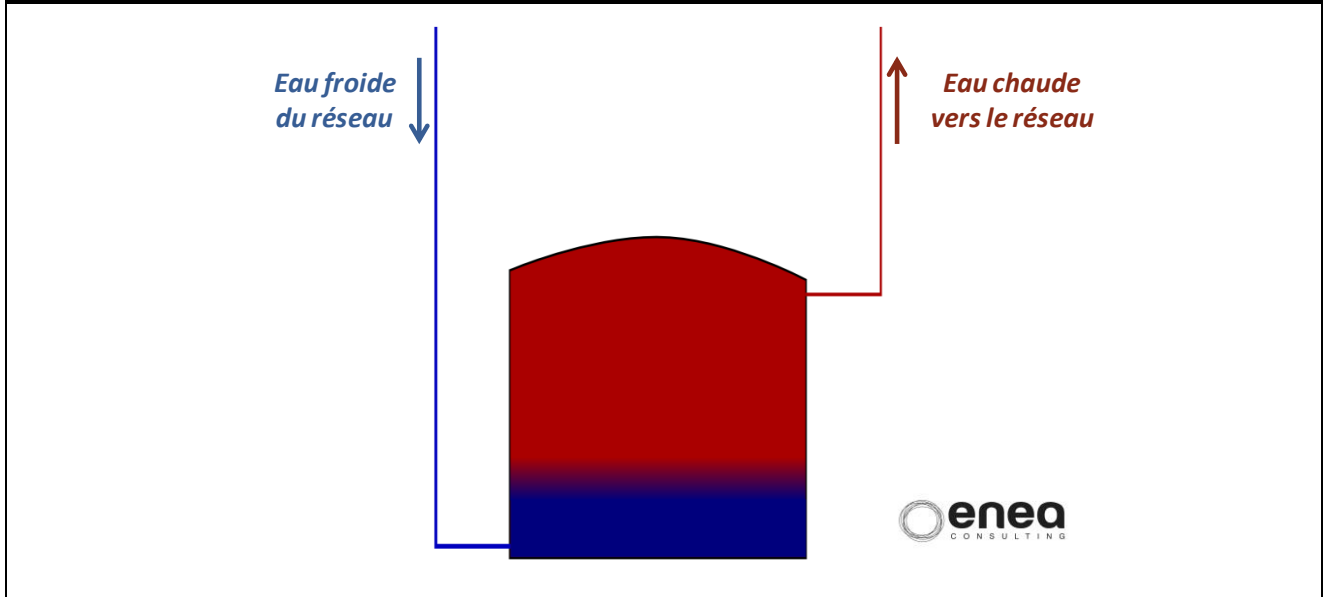
Pour la modélisation des cas d'étude, des jeux de valeurs représentatives et réalistes sont choisis au regard du cas d'application pour évaluer le potentiel d'un ou plusieurs types de technologies.

Maturité



10.1.2 Stockage thermique sensible

Eau chaude à pression atmosphérique



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible, où l'eau chaude du réseau de chaleur est directement stockée dans un réservoir isolé thermiquement. Ce réservoir est généralement localisé près d'un centre de production d'eau chaude. Il peut être implanté soit en surface, soit être enterré pour les plus grosses capacités. Les matériaux de construction peuvent également varier en fonction des capacités et des localisations (béton, acier, fibre de glace...).

À l'intérieur du réservoir, l'eau est généralement stockée de manière stratifiée : l'eau chaude, de densité plus faible que l'eau froide, se positionne en haut du réservoir. Lors de la décharge, l'eau chaude soutirée du réservoir est remplacée par l'eau froide de retour du réseau, injectée en bas du réservoir. La stratification a l'avantage de permettre de livrer de l'eau à une température relativement constante. Les dispositifs à stratification dynamique permettent d'optimiser les transferts d'énergie en mobilisant la strate du niveau thermique le plus adapté à la température de la source chaude ou celle de la demande lorsqu'elles sont susceptibles de varier.


En plus du réservoir proprement dit, des auxiliaires (pompes de charge et de décharge...) sont également nécessaires.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Simplicité de conception (équivalent à un ballon d'eau chaude).
- Faible maintenance.
- Technologie mature.
- Faibles coûts.
- Contrôle aisé du taux de charge du système par contrôle de la température.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Faible densité énergétique (dépend du ΔT entre l'aller et le retour).
- Température de stockage limitée à 100°C.
- Besoin de davantage d'équipements auxiliaires (pompes notamment) pour s'adapter à la pression du réseau par rapport à une solution pressurisée.
- Température livrée potentiellement non constante en cas de mauvaise stratification, ou d'échange de chaleur trop important entre les strates.

MATURITÉ	
 <p>R&D ————— Commercial</p>	<p>Le stockage d'eau chaude à pression atmosphérique fait appel à des systèmes matures et commercialement disponibles depuis des décennies.</p> <p>Cette technologie est généralement utilisée pour du stockage journalier. Il existe toutefois des applications pour du stockage saisonnier, notamment en Allemagne.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux fournisseurs de stockage d'eau chaude atmosphérique sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> Lacaze Énergies : un des principaux fournisseurs de stockage d'eau chaude en France pour des capacités généralement inférieures à 100 m³. Charot : un autre des principaux fournisseurs de stockage d'eau chaude en France. FW et Dana-tank au Danemark. Des chaudronneries non spécialisées peuvent également être contactées pour la construction de réservoirs sur plan. Ratiotherm et HELIOPAC pour les ballons à stratification dynamique <p>D'autres entreprises plus généralistes interviennent également pour la construction, et le raccordement des systèmes de stockage :</p> <ul style="list-style-type: none"> Les entreprises de génie civil. Les entreprises de raccordement hydraulique : généralement des chaudronneries implantées localement. 	<p>Plusieurs projets ont été mis en place en Allemagne pour du stockage saisonnier :</p> <ul style="list-style-type: none"> Wiggenhausen : réservoir de 12 000 m³ en service depuis 1996. Hanovre : réservoir de 2 750 m³ <p>La construction d'un stockage d'eau chaude de 1 000 m³ est prévue en 2016 à Brest dans le cadre d'un projet d'extension de réseau de chaleur porté par Brest Métropole.</p>

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES		
	ΔT de 30°C	ΔT de 45°C
Dimensionnement		
Taille du réservoir	100 – 12 000 m ³	
Densité énergétique	35 kWh _{th} /m ³	52 kWh _{th} /m ³
Énergie stockée	3,5 – 420 MWh _{th}	5,2 – 650 MWh _{th}
Puissance	300 kW _{th} – 50 MW _{th}	
Durée d'une charge complète*	8h (6 – 10)	
Durée d'une décharge complète*	8h (6 – 10)	
Autodécharge*	0,5 %/jour	
Empreinte au sol*	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0010 m ² /kWh _{th} (ΔT de 52°C)	
Consommation		
Rendement thermique* [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	98%	
Durée de vie		
Calendaire*	20 – 30 ans	
Conditions d'utilisation		
Disponibilité annuelle*	8 700h	
Température de stockage	95°C	
DOD*	~100%	
Remarques		
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>Les paramètres de densité énergétique et d'énergie stockée, dépendantes du ΔT sont données, à titre illustratif, pour des delta de 30°C et 45°C. Dans cette étude, ces paramètres sont recalculés pour chaque cas d'étude à partir des hypothèses de ΔT du cas. La puissance maximum est estimée à 6 – 8 MW_{th} pour un stockage de 2 000 m³, soit 3 – 4 kW/m³. Cette puissance est liée au temps de décharge qui doit être suffisamment lent pour conserver la stratification de l'eau dans le réservoir. Ce temps de décharge minimum est généralement fixé à environ 8h.</p> <p>Compte tenu de la maturité et de la relative simplicité de cette technologie de stockage, les paramètres techniques ont été supposés constants à horizon 2030.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance sur l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>		

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES			
Volume	12 000 m ³	2 000 m ³	300 m ³
CAPEX			
Volume* [€/m ³]	110 (80 – 130)	240 (190 – 290)	570 (490 – 670)
Énergie* [€/kWh]	2,1 (1,5 – 2,6)	4,7 (3,7 – 5,6)	11 (9,3 – 12,7)
OPEX			
Énergie* [€/kWh/an]	0,05		
Remarques			
<p>Les CAPEX en énergie présentés dans cette fiche supposent une densité énergétique de 52 kWh/m³ (ΔT=45°C) Les OPEX sont supposés égaux à 1% des CAPEX. Compte tenu de la maturité et de la relative simplicité de cette technologie de stockage, les coûts ont été supposés constants à horizon 2030. La corrélation suivante permet d'obtenir le coût installé en volume d'un moyen de stockage d'eau chaude atmosphérique :</p> $\text{Coûts [€/m}^3\text{]} = 7\,425 \times (\text{Capacité [m}^3\text{)})^{-0.44}$			

RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS			
	[€/m ³]	[€/kWh]	[€/kW]
Coûts d'équipements			
Revêtement en acier inoxydable	70	1,34	-
Isolation	27	0,52	-
Équipements de charge et décharge	16	-	4,57
Réservoir en béton	107	2,05	
Coûts de construction			
Travaux	70	1,34	-
Coûts d'ingénierie			
Service d'ingénierie	10	0,19	-
Remarques			
Chiffres valables pour un stockage de 1 300 m ³ .			

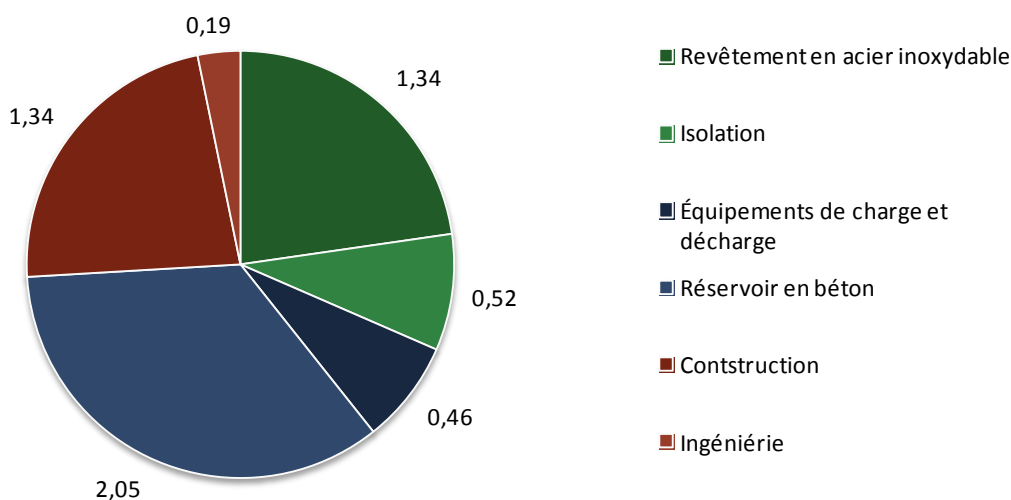
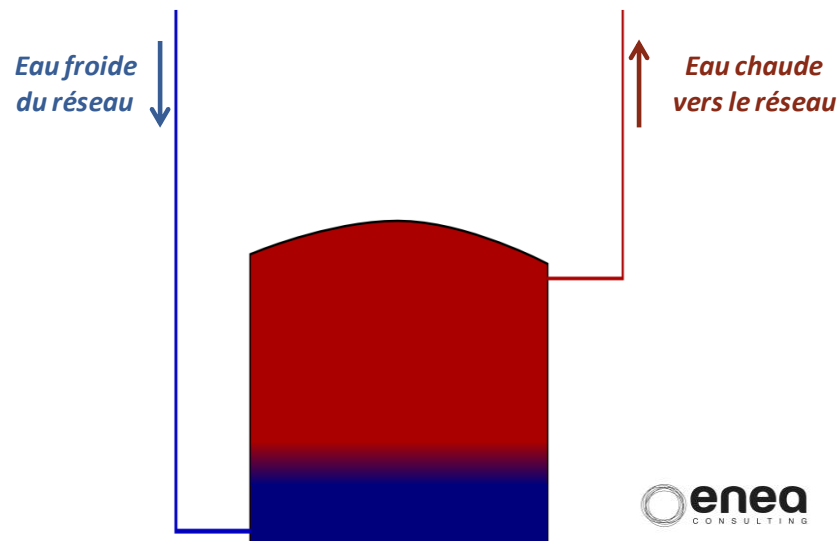


Figure 64. Répartition des coûts pour un système de stockage de 10 heures d'eau chaude à pression atmosphérique en €/kWh_{th}

Eau chaude pressurisée



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible, où l'eau chaude du réseau de chaleur est stockée dans un réservoir « pressurisé », c'est-à-dire à une pression supérieure à la pression atmosphérique. Le caractère pressurisé du réservoir permet de stocker l'eau à des températures supérieures à 100°C (on parle alors d'« eau surchauffée »). Ce type de moyen de stockage de chaleur est généralement localisé près d'un centre de production d'eau chaude.

Le stockage pressurisé présente plusieurs avantages techniques comparé au stockage d'eau chaude à pression atmosphérique. Tout d'abord, il permet d'augmenter la température, donc la densité énergétique, du moyen de stockage. Par ailleurs, en calibrant la pression du réservoir de façon adéquate par rapport à celle du réseau, ce moyen de stockage permet de s'affranchir des équipements généralement requis pour la gestion de la pression (pompes notamment). Enfin, le stockage d'eau chaude pressurisée peut convenir à tout réseau de chaleur dont la température opératoire est inférieure à la température du réservoir de stockage : il suffit de mélanger l'eau de stockage à de l'eau tiède pour les réseaux basse température ou de stocker directement l'eau à la température du réseau (avec toutefois dans ce cas une diminution de la densité énergétique).

A l'intérieur du réservoir, l'eau est généralement stockée de manière stratifiée : l'eau chaude, de densité plus faible que l'eau froide, se positionne en haut du réservoir. Lors de la décharge, l'eau chaude soutirée du réservoir est remplacée par l'eau froide de retour du réseau, injectée en bas du réservoir. La stratification a l'avantage de permettre de livrer de l'eau à une température relativement constante.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Plus forte densité de stockage que le stockage d'eau chaude à pression atmosphérique.
- De ce fait, coûts par kWh_{th} moins élevés que le stockage d'eau chaude à pression atmosphérique.
- Simplicité de conception.
- Faible maintenance.
- Technologie mature.
- Contrôle aisé du taux de charge du système par contrôle de la température.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Technologie soumise à la Directive des Équipements Sous Pression (DESP) ce qui implique des contraintes supplémentaires par rapport à l'eau chaude atmosphérique (déclarations, autorisations et contrôles réglementaires).

Température de stockage limitée à 160°C.

Température livrée potentiellement non constante en cas de mauvaise stratification, ou d'échanges de chaleur trop importants entre les strates.

Risques opératoires liés à l'utilisation d'eau surchauffée.

MATURITÉ



Le stockage d'eau chaude pressurisé fait appel à des systèmes matures et commercialement disponibles depuis plusieurs dizaines d'années.

Le stockage d'eau chaude pressurisé est plus répandu en France que le stockage d'eau chaude à pression atmosphérique compte tenu de sa pertinence à un nombre plus important de réseaux.

PRINCIPAUX ACTEURS

Les principaux fournisseurs de stockage d'eau chaude pressurisée sont :

Lacaze Énergies : principal fournisseur de stockage d'eau chaude en France pour des capacités généralement inférieures à 100 m³.

Charot : un autre des principaux fournisseurs de stockage d'eau chaude en France. FW et Dana-tank au Danemark.

Des chaudronneries non spécialisées peuvent également être contactées pour la construction de réservoirs sur plan.

D'autres entreprises plus généralistes interviennent également pour la construction, et le raccordement des systèmes de stockage :

Les entreprises de génie civil

Les entreprises de raccordement hydraulique : généralement des chaudronneries implantées localement.

REX SIGNIFICATIFS

Stockage d'eau chaude pressurisé sur le réseau d'eau chaude d'Alès :

2 x 60 m³ en série

Objectif : maximiser le taux de couverture de deux chaudières bois de 2,5 et 4,5 MW_{th} en place de chaudières de pointe au gaz notamment lors des pics d'appel du matin liés à la relance des bâtiments. En opération depuis courant 2012.

Résultats attendus :

Entre 300 et 500 MWh_{th} par an couverts par du bois plutôt que par du gaz.

Amélioration du fonctionnement des chaudières bois avec un niveau de charge proche de l'optimum : gain sur la maintenance, le rendement et la durée de vie.

REMARQUES ET COMPLÉMENTS

Le stockage d'eau sous pression n'implique pas forcément des températures supérieures à 100°C. En effet, ce type de stockage peut être utilisé uniquement pour s'adapter à la pression du réseau. Il existe des réseaux basse température pressurisés, dans le but de prendre en compte les différences de niveau au sein du réseau et de garantir une pression supérieure à la pression atmosphérique en tout point du réseau.

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES		
	ΔT de 95°C	ΔT de 110°C
Dimensionnement		
Taille du réservoir	100 – 1 000 m ³	
Densité énergétique	110 kWh _{th} /m ³	128 kWh _{th} /m ³
Énergie stockée	11 – 110 MWh _{th}	13 – 1 280 MWh _{th}
Puissance	1 MW _{th} – 25 MW _{th}	
Durée d'une charge complète*	8h (6 – 10)	
Durée d'une décharge complète*	8h (6 – 10)	
Autodécharge*	0,5 %/jour	
Empreinte au sol*	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0005 m ² /kWh _{th} (ΔT de 110°C)	
Consommation		
Rendement thermique* [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	~100%	
Durée de vie		
Calendaire*	20 – 30 ans	
Conditions d'utilisation		
Disponibilité annuelle*	8 700h	
Température de stockage	100 – 180°C	
DOD*	~100%	
Remarques		
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>Plusieurs réservoirs peuvent être mis en parallèle pour augmenter les capacités de stockage.</p> <p>Les densités énergétique et l'énergie stockée, dépendantes du ΔT sont données, à titre illustratif, pour des delta de 95°C et 110°C (température de départ de 160°C et de retour de 65°C et 50°C respectivement). Les densités énergétiques affichées supposent un stockage à 160°C (environ 7 bar de pression).</p> <p>La température de stockage dépend de la pression du réservoir.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance sur l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>		
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES		
Volume	500 m ³	1 000 m ³
CAPEX		
Volume* [€/m ³]	665 (610 – 720)	450 (350 – 550)
Énergie* [€/kWh _{th}]	4,8 (4 – 5,6)	3,5 (2,7 – 4,3)
OPEX		
Énergie* [€/kWh _{th} /an]	0,02	

Remarques

Les CAPEX en énergie supposent une densité énergétique de 128 kWh/m³ ($\Delta T=110^{\circ}\text{C}$).

Dans le cas où le stockage pressurisé est à basse température, se référer à la densité énergétique du stockage d'eau chaude à pression atmosphérique pour le calcul du coût en énergie.

Les OPEX sont supposés égaux à 1% des CAPEX.

Compte tenu de la maturité et de la relative simplicité de cette technologie de stockage, les coûts ont été supposés constants à horizon 2030.

La corrélation suivante permet d'obtenir le coût installé en volume d'un moyen de stockage d'eau chaude pressurisé :

$$\text{Coûts } [\text{€}/\text{m}^3] = 10\,000 \times (\text{Capacité } [\text{m}^3])^{-0.45}$$

RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS			
	[€/m ³]	[€/kWh _{th}]	[€/kWh _{th}]
Coûts d'équipements			
Revêtement en acier inoxydable	200	1,56	-
Isolation	30	0,23	-
Équipements de charge et décharge	10	-	1
Réservoir en béton	110	0,86	-
Coûts de construction			
Travaux	90	0,70	-
Coûts d'ingénierie			
Service d'ingénierie	10	0,08	-
Remarques			
Chiffres valables pour un stockage de 1 000 m ³ .			

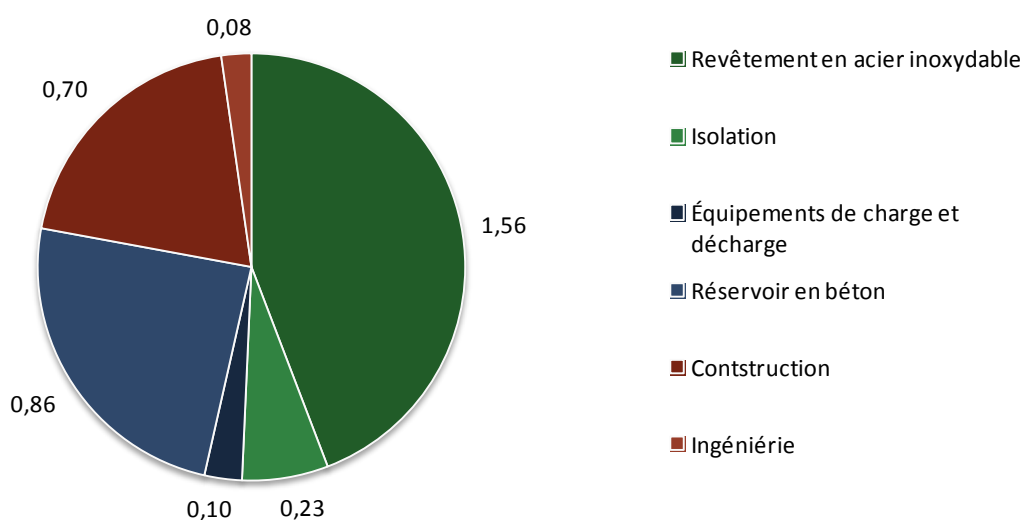
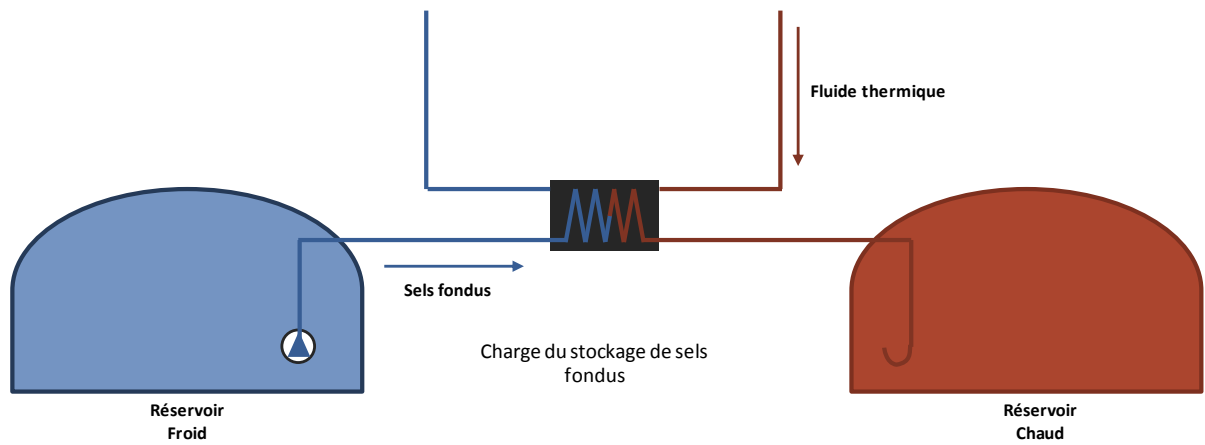


Figure 65. Répartition des coûts pour un système de stockage d'eau chaude sous pression pendant 10 heures en €/kWh_{th}

Sels fondus



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible, où l'énergie thermique est stockée dans des sels fondus contenus dans un réservoir isolé thermiquement. La composition des sels fondus et leur niveau de température peut varier selon les systèmes et les applications. Pour les applications à haute température (au-dessus de 290°C), la composition consiste généralement en un mélange de nitrate de sodium et de nitrate de potassium.

La configuration la plus répandue pour les applications à haute température comme les centrales solaires à concentration met en jeu deux réservoirs : un réservoir « froid » à environ 290°C et un réservoir « chaud » à plus de 380°C. Lors de la charge, les sels fondus sont soutirés du réservoir froid et chauffés par un fluide thermique (généralement de l'huile thermique) par le biais d'un échangeur de chaleur, pour être ensuite stockés dans le réservoir chaud. Le processus est inversé lors de la décharge : les sels fondus restituent alors au fluide thermique la chaleur stockée à travers un échangeur de chaleur.

Compte tenu des températures mises en jeu, ce type de stockage de chaleur est aujourd'hui principalement utilisé dans les centrales solaires à concentration. Des applications industrielles peuvent également être envisagées.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Adapté aux moyennes températures (200-350°C).
- Densité énergétique relativement élevée.
- Autodécharge modérée.
- Décharge stable en température et en pression.
- Contrôle aisé du taux de charge du système par contrôle de la température.
- Non toxique.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

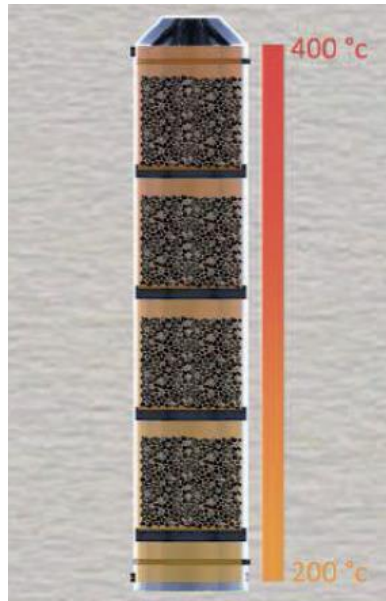
- Température de solidification de ~230°C.
- Niveau de température non adapté à une utilisation sur les boucles d'eau chaude de réseaux de chaleur.
- Besoin d'auxiliaires de préchauffage pour le démarrage (généralement par le biais d'une résistance électrique).
- Besoin de traçage électrique des équipements au contact avec les sels.
- Possible formation de nitrite (fortement corrosive) au-dessus de 600°C.

MATURITÉ	
<p>R&D ————— Commercial</p>	<p>Technologie mature et commerciale, aujourd'hui principalement pour des applications dans des centrales solaires à concentration.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux constructeurs de stockage à sels fondus :</p> <ul style="list-style-type: none"> Solar Reserve Abengoa Solar Sener <p>Les acteurs du solaire incluant de tels dispositifs de stockage sur leurs centrales sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> Wizard Power Cobra Energy Solar Millenium AREVA Solar <p>Les fournisseurs de sels fondus :</p> <ul style="list-style-type: none"> SQM 	<p>La centrale solaire thermodynamique Andasol 1 (50 MW_e installé) en Andalousie, Espagne :</p> <p>Construction</p> <ul style="list-style-type: none"> Cobra Energy et Solar Millenium pour la partie solaire SENER pour le stockage <p>Huile thermique pour la collecte de l'énergie solaire</p> <p>Sels fondus pour le stockage : 60% NaNO₃ + 40% KNO₃</p> <p>2 réservoirs de stockage de 16 300 m³</p> <ul style="list-style-type: none"> Réservoir chaud : 386°C Réservoir froid : 292°C <p>Capacité de stockage de 1 010 MWh_{th}</p> <p>Temps de décharge : 7,7h</p> <p>Puissance thermique au niveau des échangeurs huile / sels</p> <ul style="list-style-type: none"> Charge : 131 MW_{th} Décharge : 119 MW_{th}
APPLICATIONS	
<p>Stockage thermique pour les centrales solaires thermiques à concentration (CSP).</p> <p>Stockage thermique sur les sites industriels consommant de la vapeur ou des hautes températures.</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	100 – 20 000 m ³
Densité énergétique	62 – 70 kWh _{th} /m ³
Densité volumique des sels fondus	1 700 – 1 900 kg/m ³
Énergie stockée	6,2 MWh _{th} – 1,4 GWh _{th}
Durée d'une charge complète*	3h – 4h
Durée d'une décharge complète*	3h – 4h
Autodécharge*	0,7 – 1,3 %/jour
Empreinte au sol*	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0008 m ² /kWh _{th} (ΔT de 100°C)
Consommation	
Rendement thermique* [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	~100%
Durée de vie	
Calendaire*	20 ans
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle*	8 400h
Température de stockage	Froid : 290°C Chaud : 385°C
DOD*	~100%
Remarques	
L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance dans l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m ² pour 3 MW _{th} . La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.	
PARAMÈTRES ECONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance* [€/kW _{th}]	30 (25 – 35)
Énergie* [€/kWh _{th}]	21 (18 – 24)
OPEX	
Puissance* [€/kW _{th} /an]	0,45 (0,38 – 0,53)
Énergie* [€/kWh _{th} /an]	0,32 (0,27 – 0,36)
Remarques	
Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude. Les OPEX sont estimés à 1,5% du CAPEX.	

Huiles



Source : INELIA

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible dans un réservoir pressurisé rempli d'huile sur lit de roche. L'huile est ici utilisée en tant que matériau de stockage et comme fluide caloporteur.

À l'intérieur du réservoir, l'huile est généralement stockée de manière stratifiée : l'huile chaude, de densité plus faible que l'huile froide, se positionne en haut du réservoir. Lors de la décharge, l'huile chaude soutirée du réservoir est remplacée par l'huile froide de retour, injectée en bas du réservoir. La stratification a l'avantage de permettre de livrer de l'huile à une température relativement constante. Selon le type de besoin, un ou deux circuits distincts munis d'échangeurs huile-vapeur sont utilisés pour la charge et la décharge.

L'inertie thermique des roches limite le risque de convection créé par le gradient de température vertical à l'intérieur du réservoir. Par ailleurs, la puissance de décharge est limitée par ce risque de perturbation du gradient de température.


Les huiles de synthèse utilisées peuvent être utilisées sur de larges plages de température, entre -30°C (seuil de solidification de l'huile) et 350 à 400°C (seuil de réticulation de l'huile, qui présente un risque de dommage des pompes et des filtres). L'utilisation d'huile demande une bonne maîtrise de sa température et peut s'avérer compliquée à mettre en œuvre sur des applications avec des variations importantes de température de la source (exemple : centrale solaire thermodynamique).

AVANTAGES TECHNIQUES

- Adapté aux moyennes températures (typiquement 200 à 350°C).
- Densité énergétique relativement élevée.
- Autodécharge modérée.
- Décharge stable en température et en pression.
- Contrôle aisé du taux de charge du système par contrôle de la température.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Durée de charge et décharge limitée par le besoin de maîtrise du gradient de température dans le réservoir.
- Niveau de température non adapté à une utilisation sur les boucles d'eau chaude de réseaux de chaleur.
- Fluide inflammable.

MATURITÉ	
 <p>R&D ————— Commercial</p>	<p>La technologie est au stade de pilote industriel.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Instituts de recherche et PME en France :</p> <ul style="list-style-type: none"> CEA CNRS Promes INES CNIM INELIA 	<p>CEA – Prototype STONE (2008-2014)</p> <p>L'installation STONE, dédiée à l'étude du stockage thermique pour les applications solaires à concentration, a suivi le fonctionnement d'un système huiles sur lit de roche (3 m³ à 300°C), munie d'une instrumentation fine (220 mesures de température pour 3 m³ de stockage). En complément, une simulation numérique du stockage thermique a permis de visualiser la progression du front de chaleur dans ce lit.</p> <p>CNIM – Projet THERM'STOCK (2016-2019)</p> <p>Réalisation d'un silo de stockage sur une application heat-to-heat installée sur un site utilisateur (à définir). Le stockage modulable par bloc de 10 MWh_{th}, d'une taille de 15 m pour un diamètre de 4 m, stocke de la chaleur entre 200 et 350°C pour la restituer à des réseaux de chaleur ou pour produire de l'électricité.</p>
APPLICATIONS	
<p>Stockage thermique pour les centrales solaires thermiques à concentration (CSP).</p> <p>Stockage thermique pour la récupération de chaleur fatale.</p> <p>Optimisation de la production d'électricité (exemple : usine d'incinération des ordures ménagères, cogénération).</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	100 – 175 m ³
Pression du réservoir	5 – 8 bars
Densité énergétique	50 – 57 kWh _{th} /m ³
Énergie stockée	3 – 10 MWh _{th}
Puissance	2,5 – 3,3 MW _{th}
Durée d'une charge complète*	3 – 4h
Durée d'une décharge complète*	3 – 4h
Autodécharge*	0,7 – 1,3 %/jour
Empreinte au sol	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0009 m ² /kWh _{th} (ΔT de 150°C)
Consommation	
Rendement thermique* [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	95%
Durée de vie	
Nombre d'années pour l'ensemble des équipements*	20 ans
Cyclage de l'huile	1 à 2% du volume total d'huile pour 100 cycles/an
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle*	8 700h
Température de stockage*	200 – 350°C
DOD*	100%
Délai d'activation*	<10 min
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>Les paramètres techniques sont donnés pour un réservoir de stockage unitaire avec une énergie stockée de 10 MWh_{th}. Plusieurs modules de stockage peuvent être additionnés jusqu'à plusieurs centaines de MWh_{th}.</p> <p>Les paramètres tels que la densité énergétique, l'énergie stockée, l'autodécharge, sont donnés pour un delta de température de 150°C (T_{froide} 200°C ; T_{chaude} 350°C).</p> <p>La puissance est calculée en fonction du stock d'énergie et des temps de charge et de décharge, pour un module de 10 MWh_{th}.</p> <p>Le rendement thermique est identique en charge et en décharge.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance dans l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>	

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES			
	2015	2030	
CAPEX			
Puissance* [€/kW _{th}]	84 €/kW _{th}	84 €/kW _{th}	
Énergie* [€/kWh _{th}]	79 €/kWh _{th}	69 €/kWh _{th}	
OPEX			
Puissance* [€/kW _{th} /an]	0,84 €/kW _{th} /an	0,84 €/kW _{th} /an	
Énergie* [€/kWh _{th} /an]	0,79 €/kWh _{th} /an	0,69 €/kWh _{th} /an	
Remarques			
<p>Les CAPEX en énergie supposent une énergie stockée de 10 MWh_{th} ($\Delta T=150^{\circ}\text{C}$).</p> <p>Les OPEX se composent :</p> <ul style="list-style-type: none"> des coûts d'exploitation et maintenance supposés égaux à 1% du CAPEX des équipements appliqué aux parts puissance et énergie. Le coût de remplacement de l'huile, supposé de 2% du volume d'huile par an, est intégré à la partie énergie. <p>Les CAPEX et OPEX puissance sont calculés par rapport à une puissance de charge de 2,5 MW_{th}.</p> <p>Les dépenses en électricité sont considérées comme négligeables vis-à-vis des autres postes d'OPEX car les consommations d'électricité sont faibles (consommations des pompes principalement).</p> <p>Compte tenu du faible degré de maturité des huiles utilisées et des efforts de recherche prévus pour améliorer leur efficacité, on considère une baisse des coûts d'achat de l'huile de 40% en 2030 ce qui réduit d'autant les CAPEX et les OPEX énergie à cette échéance.</p>			
RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS			
	[€/m ³]	[€/kWh]	[€/kW]
Coûts d'équipements			
Chaudronnerie	1 633	24,5	-
Équipements de charge et décharge (échangeurs, pompes et tuyauterie)	1 400	-	84
Huiles	1 633	24,5	-
Installation			
Ingénierie et Mise en service	1 333	20	-
Génie Civil	667	10	-
Remarques			
<p>Chiffres valables pour un stockage de 150 m³.</p> <p>Le coût des roches est pris en compte dans la catégorie « Chaudronnerie » et représente 1 à 2% du CAPEX total des équipements.</p>			

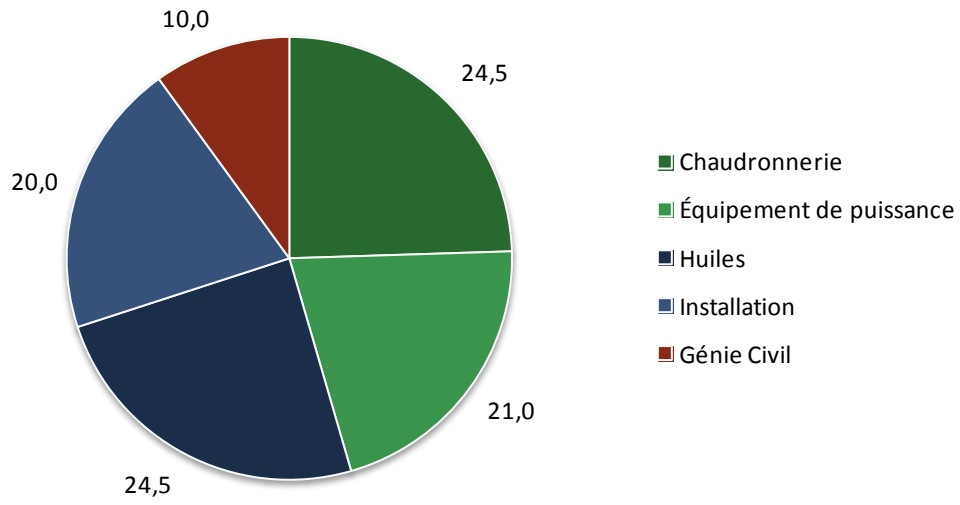
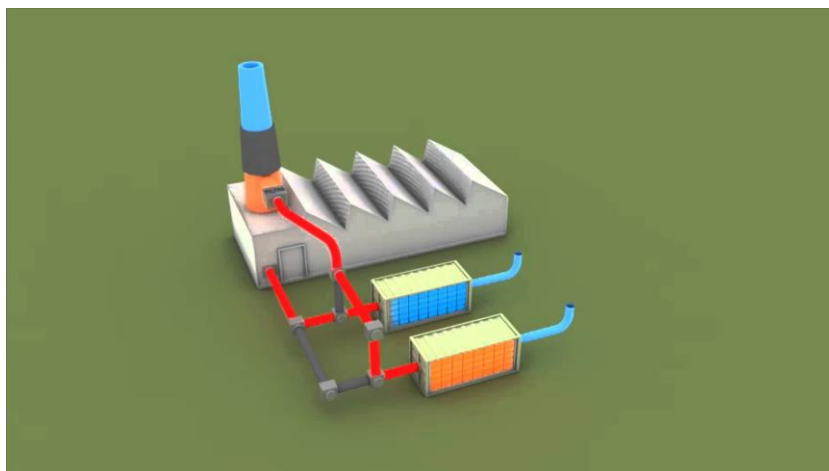


Figure 66. Répartition des coûts en €/kWh_{th} pour un système de stockage de chaleur sensible dans un mélange huile & roches, donnés pour un système de 10 MWh_{th} et 2,5 MW_{th}.

Solides



Source : Eco-Tech Ceram

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur sensible dans laquelle la chaleur est transférée au matériau solide par convection via le fluide caloporteur. Le procédé associe différents couples de fluide caloporteur/solide, par exemple : air/céramique, huile/roche, huile transportée par des tuyaux en acier incorporés dans du béton.

Le choix du solide dépend des exigences techniques et économiques de l'application. La fonte présente une densité énergétique élevée. Néanmoins, l'empilement de graviers ou de roches d'une moindre densité énergétique peut-être privilégié pour des raisons de coût.

En phase de charge, le fluide caloporteur est monté en température par une source chaude et est injecté dans le réservoir de stockage. La chaleur est progressivement transférée au matériau solide et un gradient de température à l'intérieur du contenant se crée. Le système est généralement chauffé jusqu'à un taux de charge d'environ 65-70%, représentant un optimum entre l'énergie emmagasinée et le temps de charge. Celui-ci est également optimisé pour réduire les pertes thermiques. Pendant la décharge, la chaleur est extraite par le même fluide caloporteur froid.

Les solides supportent des températures élevées (jusqu'à 400°C avec du béton, 700°C avec de l'acier, 1 400°C avec des réfractaires). La technologie est notamment appliquée pour le stockage d'énergie électrique sous forme thermique dans les centrales à concentration solaire. Bien que les températures de stockage puissent être élevées, la température de restitution dépend de la nature du besoin en aval et peut être délivrée à moyenne température (200-350°C).

AVANTAGES TECHNIQUES

Adapté à des températures de stockage très élevées.

Densité énergétique supérieure au stockage sensible avec des sels fondus ou avec de l'huile pour des différentiels de température importants.

Contrôle aisé du taux de charge du système par contrôle de la température.

Non toxique et non inflammable (hormis les systèmes utilisant de l'huile).

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Contraintes d'utilisation de certains fluides caloporteurs (huile organique, sels fondus, métal liquide) dû à la viscosité, corrosion ou risque de solidification.

En cas d'abaissement rapide de la température de la source chaude au niveau de l'échangeur, il peut se produire une solidification du fluide caloporteur au niveau des couches en contact avec l'échangeur, résultant d'une diminution du transfert thermique de la source chaude vers le fluide caloporteur.

En cas d'utilisation de graviers, chaque cycle de stockage donne lieu à une dilatation des granulats et à leur réarrangement dans la phase de refroidissement, ce qui engendre leur accumulation dans le bas du réservoir. Ce phénomène peut entraîner une augmentation de la pression sur la paroi en bas du réservoir et un risque de détérioration de celui-ci ou du médium thermique.

MATURITÉ



Le stockage thermique de la chaleur sensible dans des solides est utilisé historiquement dans certains procédés de l'industrie mettant en œuvre des fours dont l'utilisation est cyclique : fours de verrerie et de sidérurgie. Cependant, l'utilisation de matériaux solides comme solution de stockage thermique en dehors de ces procédés est encore au stade de développement. Selon les types de matériaux et applications, le niveau de maturité de la technologie se situe entre le pilote de laboratoire et le pilote industriel.

PRINCIPAUX ACTEURS

Instituts de recherche et entreprises en Europe :

- CNRS (Promes)
- CEA-LITEN
- DLR (centre allemand pour l'aéronautique et l'astronautique)
- PSI (Paul Scherrer Institute) en Suisse
- Eco-Tech Ceram
- EnergyNest
- Ecovat

REX SIGNIFICATIFS

CEA-LITEN « Stockage de chaleur sensible à haute température »

- Installation avec 2 volumes de stockage de 7 m³ pour tester les échanges entre air surchauffé (600 à 1 300°C) et lits de graviers ou empilements de réfractaires.
- Installation de 3 m³ en huile à moyenne température (300°C) avec garnissage de sable et graviers.

Eco-Tech Ceram

L'entreprise a développé un conteneur nommé Ecostock 1000 qui stocke l'énergie en utilisant des matériaux réfractaires recyclés.

EnergyNest

L'entreprise norvégienne a construit un pilote dans la ville de Masdar, à Abu Dhabi, d'un stockage dans du béton, d'une capacité d'1 MWh_{th}, de chaleur produite par une centrale solaire thermodynamique.

APPLICATIONS

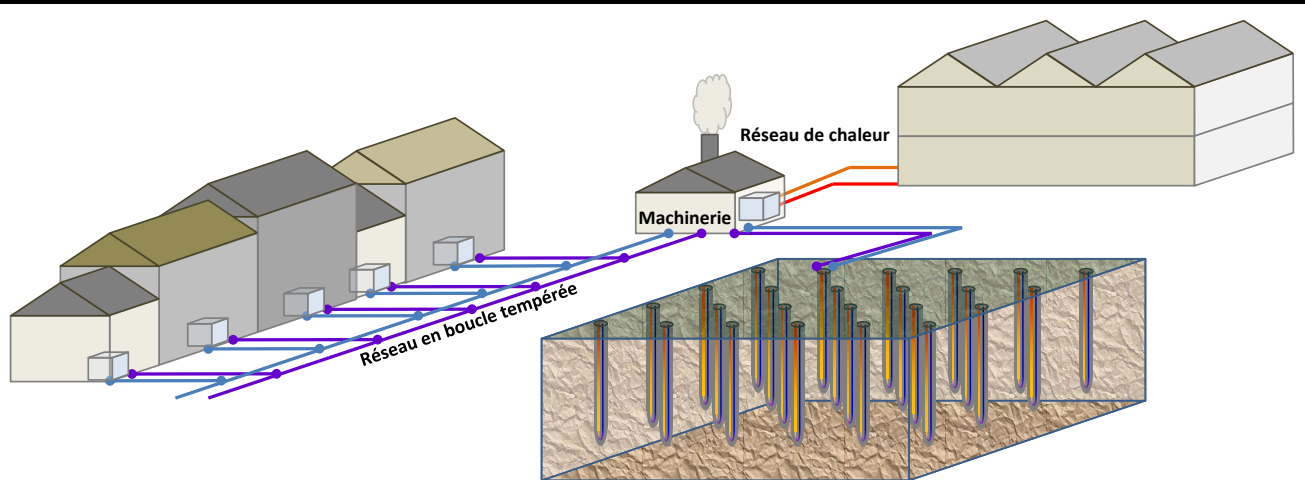
- Procédés industriels discontinus et à haute température (préchauffage des gaz de combustion ou des matières entrantes).
- Stockage thermique pour les centrales solaires à concentration (CSP).
- Stockage thermique pour la récupération de chaleur fatale discontinue à haute température et production d'électricité.
- Stockage thermique pour la récupération de chaleur fatale discontinue à moyenne température (100 à 350°C) et valorisation de chaleur.

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	50 – 50 000 m ³
Densité énergétique	60 – 600 kWh _{th} /m ³
Énergie stockée	1 MWh _{th} (ΔT=200°C)
Puissance	500 kW _{th} (330 – 1 000)
Densité volumique de masse	1 500 – 9 000 kg/m ³
Durée d'une charge complète*	2h (1-3)
Durée d'une décharge complète*	2h (1-3)
Autodécharge*	2,5 à 5%/jour
Empreinte au sol*	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0004 m ² /kWh _{th} (ΔT de 200°C)
Consommation	
Rendement thermique* [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	90 - 95%
Durée de vie	
Nombre de cycles admissible*	5 000 - 10 000 cycles
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle*	8 700h
Température de stockage	300 – 1 400°C
DOD*	100%
Délai d'activation*	10 min
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude. Ils sont donnés pour un système air/céramique avec un ΔT de 200°C.</p> <p>La densité énergétique de 60 kWh_{th}/m³ correspond à un stockage avec roche pour un ΔT=100°C, celle de 600 kWh_{th}/m³ pour un stockage avec briques réfractaires de magnésie pour un ΔT de 1 000°C.</p> <p>Le taux de charge croit en fonction du temps selon un profil logarithmique. Les paramètres techniques sont donnés pour un taux de charge de 67% représentant un optimum entre l'énergie emmagasinée et le temps de charge du système. La densité énergétique du stock est calculée pour ce taux de charge optimal.</p> <p>Les temps de charge et de décharge sont considérés comme équivalents.</p> <p>Les paramètres d'énergie et de puissance sont donnés pour un ΔT de 200°C.</p> <p>Le nombre de cycle de vie de la technologie est valable dans le cas où le fluide caloporteur ne dégrade pas les propriétés thermiques des matériaux (exemple : fumées qui oxyderaient ou encrasseraient les solides).</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance dans l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>	

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES		
CAPEX	2015	2030
Puissance* [€/kW _{th}]	50 €/kW _{th}	
Énergie* [€/kWh _{th}]	50 €/kWh _{th}	
OPEX		
Puissance* [€/kW/an]	Maintenance : 0,5 €/kW _{th} /an	
Énergie* [€/kWh/an]	Maintenance : 0,5 €/kWh _{th} /an Consommations d'électricité : 50 à 80 kWh _e /MWh _{th} stocké ou déstocké	
Remarques		
<p>Les valeurs des paramètres économiques sont issues des travaux de pré-étude du module EcoStock (Eco-Tech Ceram), pour un ΔT de 200°C.</p> <p>Les OPEX sont répartis en coûts de maintenance (hypothèse de 1% des CAPEX/an) et en coût de l'électricité, du fait de consommations non négligeables des ventilateurs.</p>		
RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS		
	[€/kWh]	[€/kW]
Coûts d'équipements		
Conteneur	2,5	-
Équipements de charge et décharge	-	50
Solides	47,5	-
Installation		
Ingénierie et Mise en service	5	-
Travaux	15	-
Remarques		
Coûts ramenés à un module de 10 MWh _{th} .		

Géothermie saisonnier en champs en sondes



Source : BRGM

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La technique du champ de sondes, employée en géothermie, permet le stockage d'énergie thermique sous forme de chaleur sensible. Le medium du stockage est constitué des roches du sous-sol, typiquement jusqu'à des profondeurs allant d'une trentaine de mètres à 200 / 220 mètres. Un tel stockage est intéressant pour des volumes allant de 20 000 m³ à quelques millions de mètres cubes de roches.

Physiquement, l'échange d'énergie thermique et la capacité de stockage reposent sur la diffusion thermique dans les roches ; lesquelles peuvent souvent être saturées d'eau. Le principe technique repose sur la juxtaposition d'un grand nombre d'échangeurs verticaux obtenus en équipant des forages avec un ou deux circuit(s) étanche(s) où circule un fluide caloporteur, généralement de l'eau.

Usuellement, de tels stockages fonctionnent en cycle inter-saisonnier ; du fonctionnement en cycle court pouvant toutefois être superposé selon les usages.

La désignation internationale pour les champs de sondes est BTES : Borehole Thermal Energy Storage

AVANTAGES TECHNIQUES

- Très grandes capacités de stockage thermique.
- Très longue durée de vie sans maintenance.
- Technologie mature (même si encore assez peu répandue).
- Peu ou pas d'impact sur le foncier qui est libéré après mise en place.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Investissement significatif.
- Densité énergétique assez faible, notamment du fait de ΔT relativement faibles.
- Température jamais constante.
- Pertes thermiques, surtout lorsque la température moyenne est très différente de celle des roches originelles.

MATURITÉ



Le retour d'expérience est de l'ordre d'une vingtaine d'années. On constate essentiellement deux types de fonctionnement :

1. Fonctionnement avec des températures oscillant autour d'une valeur proche de la température naturelle des roches, par exemple +/- 10°C autour d'une valeur moyenne de 15°C, soit un ΔT de 20°C entre 5°C et 25°C. L'application principale est le confort thermique en hiver et en été recourant à des pompes à chaleur : l'hiver le stockage est refroidi et constitue le stockage chaud. L'été, le stockage est progressivement réchauffé.
2. Fonctionnement à une température significativement supérieure à celle de la température naturelle, par exemple +/- 20°C autour d'une valeur moyenne à 50°C, soit un ΔT de 40°C entre 30°C et 70°C. L'application principale est le confort thermique en hiver, en principe sans pompe à chaleur. La régénération du stock thermique fait appel à des EnR&R (solaire en général) ou à des ressources fatales.

PRINCIPAUX ACTEURS

Les principaux acteurs sont les ingénieries et/ou les ensembliers du domaine de la thermique du bâtiment ou du domaine des réseaux d'énergie thermique. Pour la réalisation des sondes, ils font appel à des foreurs qualifiés "qualiforage".

Les principaux fabricants de sondes présents sur le marché français sont Terrendis (groupe RYB, France), Rehau (Allemagne) et Haka-Gerodur (Suisse).

REX SIGNIFICATIFS

Le bilan du Fonds-Chaleur publié par l'ADEME début 2015 fait état de 116 champs de sondes mais seule une fraction d'entre eux alternent de manière équilibrée usages pour le chauffage en hiver et pour le rafraîchissement en été. Aucun d'eux ne procède à du stockage à température plus élevée que celle du sol. En France :

- Le premier stockage en champs de 19 sondes a été mis en service par le Groupe Accor à Blagnac en février 2009. 110 m² de capteurs solaires plans complètent le système.
- Le dernier stockage en champs de 116 sondes a été mis en service en juin 2015 par Sercib. Il s'agit du concept Solaris à Clamart pour lequel les sondes ont été installées en fond de fouille avant la réalisation des parkings souterrains puis du bâtiment de 31 000 m².

Les stockages à température plus élevée, entre 60°C et 75°C, sont tous à l'étranger (Allemagne, Suède, Canada, Chine ...). La majorité est combinée à du solaire thermique. Un démonstrateur de 500 000 m³ de roches alimentées par des champs de capteurs solaire et de la chaleur fatale d'UIOM est à l'étude à Chifeng en Chine.

APPLICATIONS

- Stockages (géo)thermiques alternativement frais/tiède pour l'habitat collectif et le bâti tertiaire, usuellement à l'échelle d'un bâtiment ou d'un réseau en boucle tempérée.
- Stockages (géo)thermiques alternativement frais/tiède pour les activités à saisonnalité marquée.
- Permet aux systèmes géothermiques d'éviter un appoint thermique.
- Permet aux systèmes solaires de satisfaire l'essentiel des besoins toute l'année.
- Permet aux systèmes de pompes à chaleur ou thermo-frigo-pompes un fonctionnement annuellement optimisé ; y compris les usages de stockage court terme au-delà du domaine des ballons tampon.

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	20 000 m ³ à 2 000 000 m ³ de roches
Densité énergétique	Selon ΔT : de 10 kWh _{th} /m ³ à 30 kWh _{th} /m ³ (0,64 kWh _{th} /m ³ .K)
Énergie stockée	De 0,4 GWh _{th} /semestre à 10 GWh _{th} / semestre
Durée d'une charge complète*	1 saison
Durée d'une décharge complète*	1 saison
Empreinte au sol*	Foncier libéré après mise en service
Consommation	
Rendement	~100%
Autodécharge* (%/an)	~50 %/an : température de stockage de 40 à 50°C ~60 %/an : température de stockage de 50 à 60°C ~70 %/an : température de stockage de 60 à 70°C
Durée de vie	
Calendaire ou en nombre de cycles*	Sondes géothermiques : 50 à 100 ans
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle*	100%
Température de stockage*	Cas de l'alternance froid chaud : 5°C fin hiver et 20°C fin été Cas du stockage chaud : 35°C fin hiver et 70°C fin été
DOD*	N/A
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	
Puissance*	2 000 €/kW _{th} (1 300 €/kW _{th} – 3 000 €/kW _{th})
Énergie* [€/kWh _{th}]	0,91 €/kWh _{th} (0,59 €/kWh _{th} – 1,37 €/kWh _{th})
Volume* [€/m ³ équivalent H ₂ O]	30 €/m ³ (20 €/m ³ - 100 €/m ³)
OPEX	
Énergie électrique* [kWh/an]	2 à 2,5% de l'énergie stockée ou déstockée
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>Concernant le CAPEX : L'investissement est proportionnel au nombre des sondes géothermiques constituant le champ de sondes modulé par la profondeur des ouvrages. L'usage est de rapporter ce coût au mètre linéaire foré et équipé. Selon la nature du sol et la profondeur de l'ouvrage, le coût varie de 40 €/m dans les terrains faciles (roches dures) à 90 €/m dans les terrains difficiles (roches meubles). Le coût médian est de 60 €/m. La profondeur du forage est essentiellement fonction de la puissance thermique nominale. Si on ne connaît que l'énergie échangée par semestre, on peut estimer la puissance nominale installée comme étant la puissance d'échange de l'énergie en question sur une durée de 50% de la période considérée. Par exemple, à une énergie de 1 GWh_{th} échangée en 1 semestre (50% = 2 192 heures) correspond une puissance thermique installée de 456 kW_{th}. On accède alors au nombre de mètres forés en considérant, en première approximation, une puissance thermique linéique de 30 W_{th} par mètre forés.</p>	

Concernant l'OPEX : Les coûts de maintenance restant assez réduits, on peut admettre en première approche que le coût de fonctionnement de l'échange thermique dans un champ de sondes porte très majoritairement sur l'énergie électrique des pompes de circulation du fluide caloporteur. On peut également considérer que l'énergie électrique dépensée est proportionnelle à l'énergie thermique échangée. On retiendra un ratio de 2% à 2,5% pour la majorité des systèmes. Dans un stockage, l'énergie est échangée deux fois, le ratio est donc de 4% à 5%.

RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS

	% de l'investissement
Coûts d'équipements	
Sondes	18%
Raccordements, dont circulation et régulation	22%
Coûts de construction	
Travaux	63%
Coûts d'ingénierie	
Service d'ingénierie	7%
Remarques	
Cette répartition ne comprend pas les éventuels ballons tampon.	

Positionnement stratégique des stockages en champs de sonde

Selon l'usage principal, la plage de température de fonctionnement recherchée pour un stockage inter-saisonnier en champ de sondes sera déplacée vers les températures élevées lorsque l'usage majoritaire est le chauffage et vers les basses températures lorsque l'usage prioritaire est le rafraîchissement ou, dans une moindre mesure la climatisation.

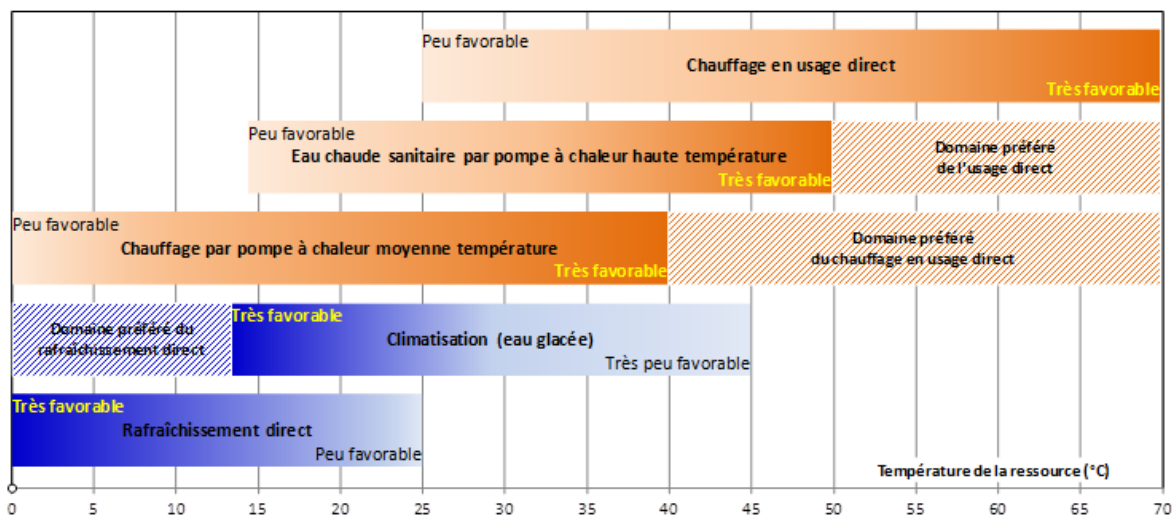


Figure 67. Conditions à rechercher pour l'application des stockages en champ de sondes au confort thermique

Positionnement économique de l'investissement pour du stockage en champ de sondes (BTES)

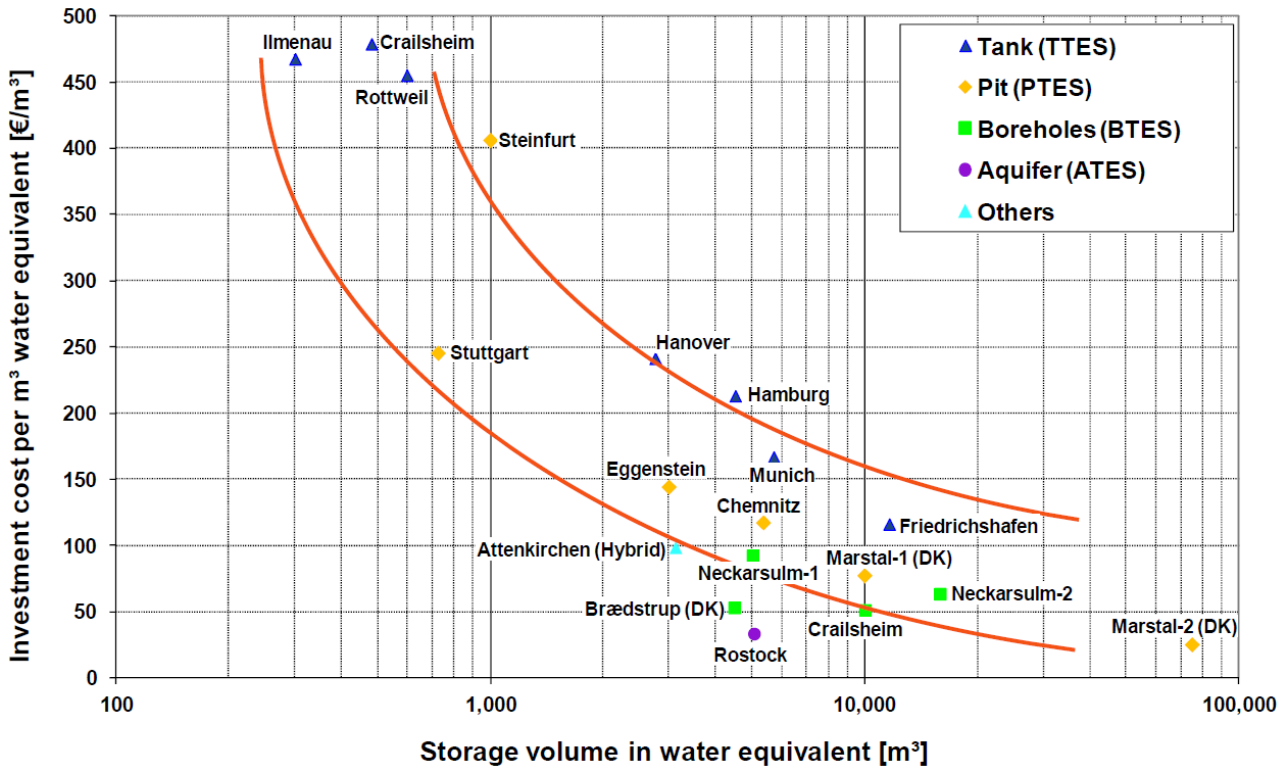


Figure 68. Investissement indicatif pour les quatre principales technologies de stockage souterrain fonction du volume de stockage équivalent en eau (Source : Solites)

	Tank (TTES)	Pit (PTES)	Borehole (BTES)	Aquifer (ATES)
Milieu de stockage	Eau	Gravier + Eau	Roches	Roches + Eau
Capacité thermique (kWh _{th} /m³)	60 à 80	30 à 50	15 à 30	30 à 40
Volume de stockage équivalent à 1 m³ d'eau	1	1,3 à 2	2 à 5	2 à 3

Tableau 50. Équivalences en eau pour les quatre technologies souterraines de stockage thermique

Description du fonctionnement

Un stockage géologique d'énergie sensible est caractérisé par de grands volumes déployés en proportion des quantités d'énergie thermique en jeu. De ce fait, plusieurs années peuvent être nécessaires pour atteindre le point de fonctionnement nominal. Par exemple, le graphique ci-dessous (Okotoks, Canada) expose le cas d'un stockage d'énergie solaire dans un champ de sondes qui a nécessité quatre années pour parvenir à monter en température le champ de sondes et son environnement avant que la part d'énergie déstockée (indirect solar) parvienne à pratiquement remplacer l'appoint thermique au gaz (boiler). La température de stockage recherchée est ici supérieure à 70°C en fin de période estivale. La température de départ réseau recherchée est inférieure à 40°C et l'usage direct de la fraction solaire est prioritaire. Quelle que soit la période, les excédents solaires sont dirigés vers le champ de sondes ; ce qui peut arriver même en période hivernale.

Les éléments techniques de l'exemple ci-après localisé à Okotoks (Canada) sont :

- 52 logements raccordés
- 2 293 m² de panneaux solaires plans implantés en toiture des 52 garages
- 2 ballons tampons de 240 m³ au total et appoint thermique au gaz
- 144 sondes géothermiques à 35 m de profondeur représentant un volume utile de l'ordre de 34 000 m³

À la lecture du graphique présenté ci-dessous, il convient de noter que la réduction significative de l'utilisation de la chaudière à gaz la dernière année est la résultante de la mobilisation du stock d'énergie et d'une plus faible demande de chaleur en hiver (phénomène climatique).

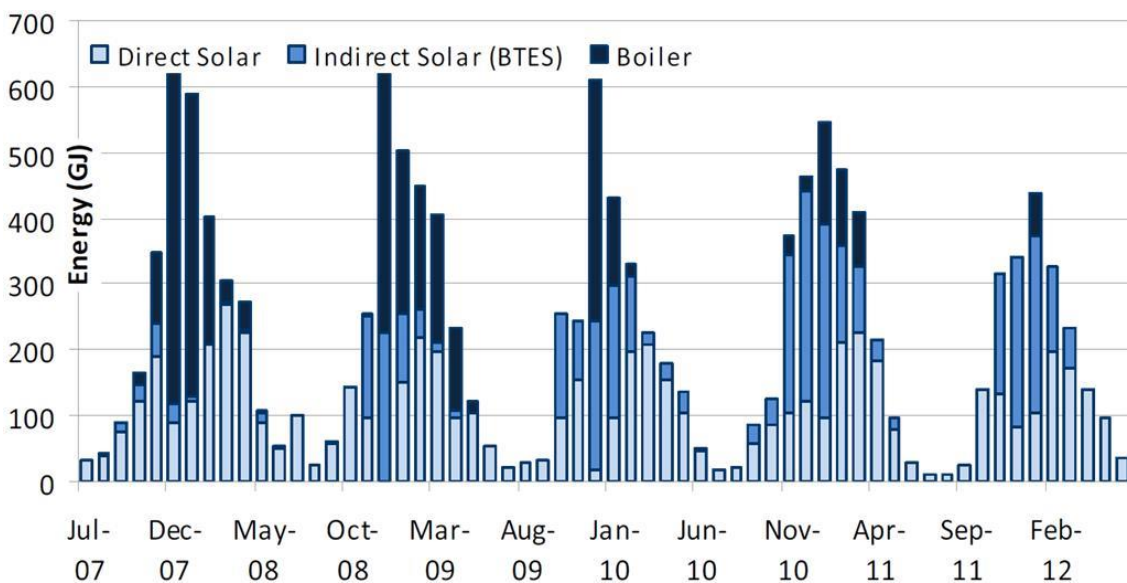


Figure 69. Bouquet de production d'énergie du réseau de chaleur d'Okotoks, Canada, mois par mois de 2007 à 2012

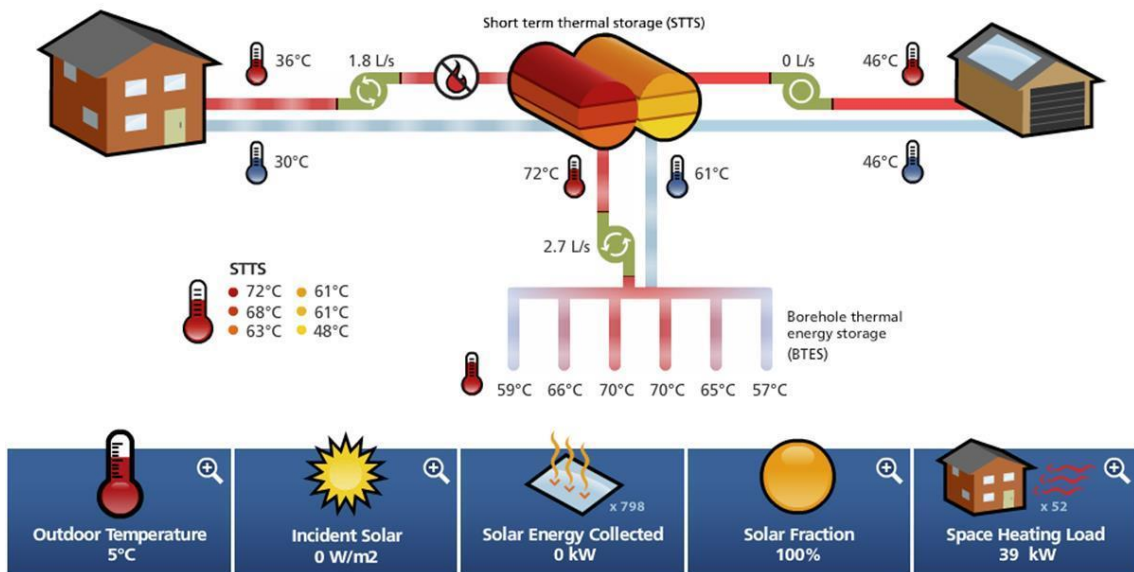
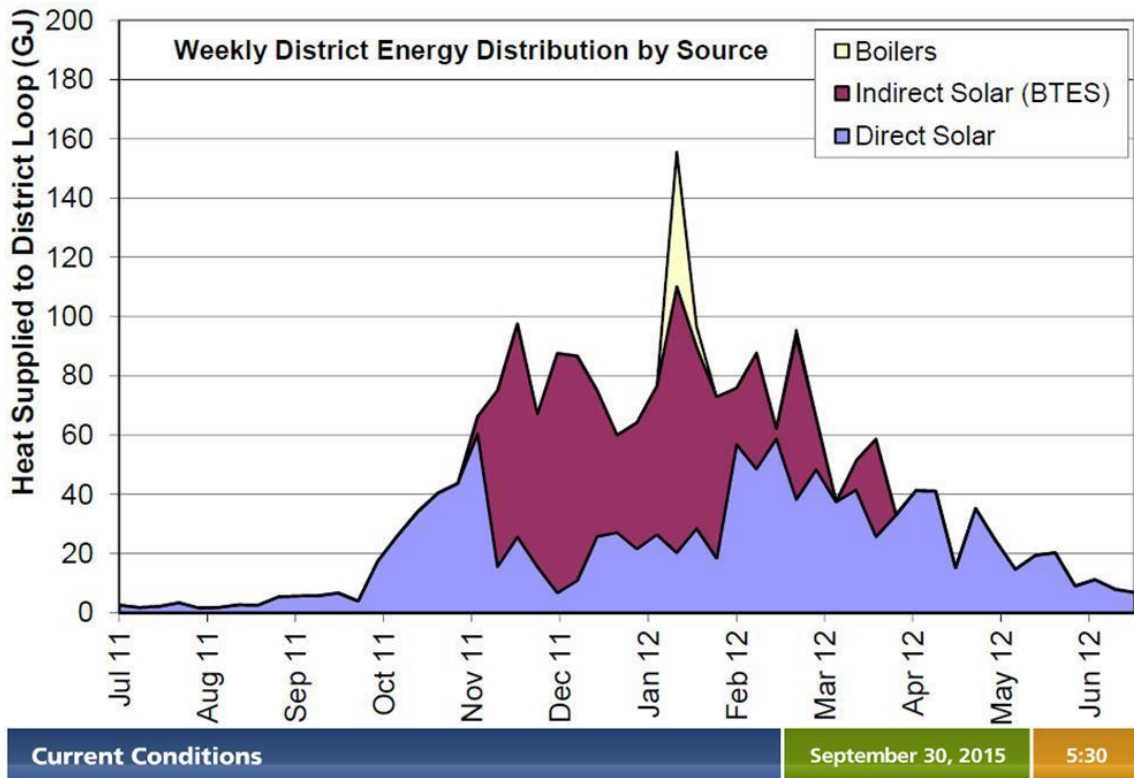
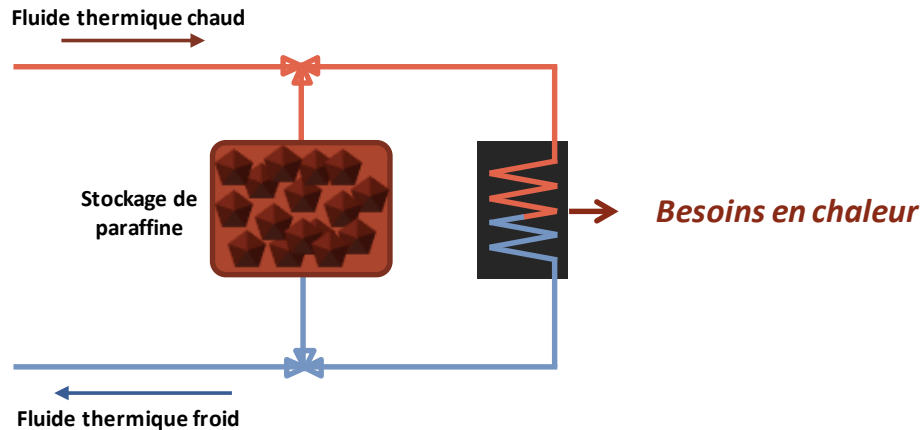


Figure 70. Exemple de l'opération en champ de sondes localisée à Okotoks, Alberta, Canada (www.dlsc.ca)

10.1.3 Stockage thermique latent

Matériaux organiques à changement de phase (paraffine et polyols)



DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Il s'agit d'une solution de stockage thermique sous forme de chaleur latente reposant sur l'utilisation de matériaux organiques comme la paraffine ou des polyols en tant que matériau à changement de phase (MCP). Lors de la charge, l'énergie thermique est stockée durant la fusion du MCP. L'énergie thermique est ensuite récupérée durant la solidification du MCP lors de la décharge.

Selon la composition du MCP, la température de fusion peut prendre une valeur comprise entre -20°C et 90°C pour les paraffines et entre -10°C et 190°C pour les polyols. Une partie de l'énergie peut également être stockée sous forme de chaleur sensible si la température s'écarte du point de fusion lors de la charge ou de la décharge.

Les MCP organiques peuvent être stockés dans un réservoir muni d'échangeurs thermiques ou bien encapsulés dans un autre matériau (exemple : MCP organiques encapsulés dans des polymères puis utilisés dans les parois des bâtiments). La paraffine est généralement encapsulée dans un volume (capsules, tubes, plaques...) autour duquel circule le fluide caloporteur (par exemple l'eau chaude du réseau de chaleur).

Une des principales contraintes de la paraffine est sa faible conductivité thermique, limitant les vitesses de charge et de décharge et imposant de grandes surfaces d'échange. Plusieurs études sont actuellement en cours afin d'améliorer le transfert thermique du stockage. On peut citer par exemple l'association de la paraffine avec d'autres matériaux (le graphite expansé par exemple) pour augmenter la conductivité thermique du système de stockage.

L'utilisation des polyols dans le stockage thermique est au stade expérimental. Bien qu'ils soient avantageux économiquement, leur développement bute sur deux principaux obstacles :

- Une tendance à la surfusion, phénomène où le polyol reste dans l'état liquide alors que la température est inférieure à la température de solidification, qui empêche de solidifier à nouveau le matériau et donc de déstocker l'énergie.
- Le caractère hydrophile des polyols, qui rend difficile l'utilisation de ce matériau dans un milieu ouvert exposé à l'air humide.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Large plage de températures de fusion possibles (-20°C à 190°C).
- Non toxique.
- Densité énergétique relativement élevée.
- Chimiquement stable.
- Température de décharge stable (celle du changement de phase).

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Faible conductivité thermique.
Inflammable.
Température de fusion non variable une fois le MCP sélectionné.
Complexité de mise en œuvre (contrôle du niveau de charge/décharge, surfusion, solidification du MCP autour des tubes de l'échangeur).
Coûts relativement importants comparé au stockage d'eau chaude par exemple.

MATURITÉ



Cette technologie est encore en développement pour les applications réseau de chaleur et tertiaire. Les projets actuels sont encore au stade de pilotes en laboratoire.

Aujourd'hui, d'autres applications à l'emploi de la paraffine comme MCP sont explorées prioritairement par les développeurs de technologie : climatisation, maintien en température de batteries de véhicules électriques, textile...

PRINCIPAUX ACTEURS

Les études d'application des MCP paraffine au stockage thermique pour les bâtiments et réseaux de chaleur sont actuellement principalement menés par les universités et instituts de recherche (CNRS, Fraunhofer Institute, Shanghai Jiao Tong University, University of Zagreb, University of Szeged...)

Le principal fournisseur de MCP paraffine pour les applications de stockage de chaleur est Rubitherm GmbH.

REX SIGNIFICATIFS

Projet pilote dans un immeuble à Hambourg pour de l'air conditionné – Fraunhofer Institute & Imtech :

Stockage : mélange d'eau et de paraffine encapsulée dans des microcapsules.

30% massique de paraffine.

Température de fusion entre 22 et 28°C.

Volume de stockage 2,5 fois inférieur à un volume équivalent d'eau pure.

APPLICATIONS

La gamme de chaleurs de fusion possibles des MCP donnent lieu à un large éventail d'applications :

- Stockage de froid.
- Stockage de frais pour la climatisation.
- Stockage sur un réseau de chaleur.
- Stockage de chaleur issue de la récupération de chaleur fatale.
- Stockage de chaleur produite par du solaire thermique.

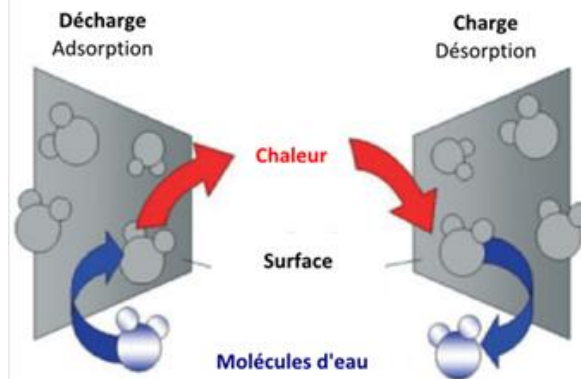
Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES		
Dimensionnement	Paraffine	Polyols
Volume de paraffine	10 – 100 m ³	0,1 – 0,5 m ³
Densité énergétique	56 kWh _{th} /m ³	30 – 60 kWh _{th} /m ³
Masse volumique	Liquide : 770 kg/m ³ Solide : 880 kg/m ³	Liquide : 1 100 – 1 500 kg/m ³
Durée d'une charge complète*	1h à 5h	1h à 5h
Durée d'une décharge complète*	1h à 5h	1h à 5h
Autodécharge*	0,5 à 1%/jour	0,5 à 1%/jour
Empreinte au sol*	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0009 m ² /kWh _{th}	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0011 m ² /kWh _{th}
Consommation		
Rendement thermique* [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	90-100%	
Durée de vie		
Cycles*	20 000 – 100 000	
Conditions d'utilisation		
Disponibilité annuelle*	8 700h	
Température de fusion	- 20 à 190°C	
DOD*	~100%	
Remarques		
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>Les puissances et temps complets de charge et de décharge sont fortement dépendants de la conception du système (surface d'échanges, débit, etc.) et des températures en jeu.</p> <p>L'autodécharge est donnée sur la base d'une moyenne sur les MCP organique : le paramètre dépend d'un grand nombre de facteur et est spécifique à chaque installation.</p> <p>La durée de vie est donnée sur la base d'estimations théoriques, sans retour d'expérience réel.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance dans l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p> <p>Pour la paraffine :</p> <ul style="list-style-type: none"> La densité énergétique correspond au RT70HC (point de fusion à 70°C) fourni par Rubitherm. Cette densité énergétique suppose une combinaison de chaleur latente et sensible pour une température comprise entre 62 et 77°C. <p>Pour les polyols :</p> <ul style="list-style-type: none"> Les données de taille du réservoir sont celles actuellement testées en laboratoire. 		

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	
	Paraffine
Puissance* [€/kW]	47 (47 – 63)
Énergie* [€/kWh _{th}]	260 (220 – 320)
OPEX	
	Paraffine
Puissance* [€/kWh _{thCAP} /an]	0,7 (0,6 – 0,8)
Remarques	
CAPEX pour des MCP dont le point de fusion est supérieur à 45°C. Ce coût tend à diminuer avec l'élévation du point de fusion. Coûts en énergie correspondant au RT70HC.	

10.1.4 Stockage thermique thermochimique

Adsorption d'eau sur zéolithes



Adapté de l'IRENA

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le procédé d'adsorption/désorption de vapeur d'eau par la zéolithe est un procédé traditionnellement utilisé pour le séchage de gaz qui peut être transféré à des applications de stockage thermique. L'adsorption correspond à la fixation des molécules de gaz (vapeur d'eau) à la surface d'un solide (zéolithe) par liaison physique. La désorption est le phénomène inverse où le gaz se libère du solide. L'adsorption et la désorption sont déclenchées par des effets de pression, de température ou de balayage. La désorption consomme de la chaleur tandis que l'adsorption en libère. Ainsi, pour les applications de stockage thermique, de la vapeur d'eau est désorbée de la zéolithe lors de la charge et elle est adsorbée lors de la décharge.

Parmi les systèmes à adsorption, deux types de configurations sont possibles :

Système ouvert, la vapeur d'eau est libérée dans l'environnement. En phase de charge, la chaleur transportée par un air sec active la désorption, autrement dit la régénération de la zéolithe, qui engendre une libération de la vapeur d'eau emmagasinée dans le matériau et qui s'accompagne d'une production de chaleur s'il y a condensation. En phase de décharge, la zéolithe adsorbe la vapeur d'eau contenue dans l'air humide et libère la chaleur d'adsorption.

Système fermé, la vapeur d'eau circule en circuit fermé et est condensée puis revaporisée à chaque cycle.

Les zéolithes offrent une vaste gamme de températures de désorption de l'eau allant des températures froides aux moyennes températures (jusqu'à 250°C), selon la nature de la zéolithe et la pression d'opération du procédé. Un des avantages du procédé est de pouvoir décharger la chaleur à une température différente de celle de charge.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Vaste gamme de températures, allant du froid à 250°C.
- Densité énergétique relativement élevée.
- Autodécharge nulle.
- Matériaux éprouvés et produits à l'échelle industrielle (bonne tenue au phénomène de cyclage et faible chute d'efficacité au cours du temps).
- Non toxique et non néfaste pour la santé et l'environnement.
- Possibilité de transporter la chaleur ou le froid stocké.
- Couplage possible avec des applications de déshydratation de gaz.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- Temps de charge long, limité par le transfert de masse dans le système.
- Complexité d'intégration avec la source de chaleur et le point de demande de chaleur/froid.
 - Consommation de vapeur d'eau ou d'air chaud humide pour la décharge du système.
 - Récupération de chaleur en système ouvert pour réduire les pertes énergétiques.

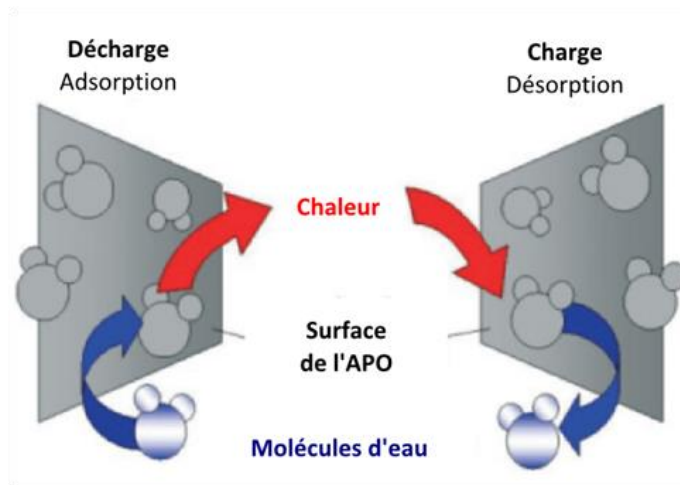
<p>CAPEX puissance élevé dû au temps de charge long et à la complexité d'intégration avec les sources de chaleur et points de consommation (échangeurs gaz/gaz).</p>	
<p>MATURITÉ</p>	
<p>R&D ———— ◆ ———— Commercial</p>	<p>La maturité de la technologie varie sensiblement selon l'application.</p> <p>Pour les applications de production et stockage de froid, la technologie est commerciale.</p> <p>Pour les applications de récupération de chaleur fatale dans l'industrie, la technologie a été prouvée au niveau pilote industriel (niveau retenu pour l'illustration).</p> <p>Pour les applications de stockage de chaleur dans les bâtiments, la technologie est en développement au niveau laboratoire.</p>
<p>PRINCIPAUX ACTEURS</p> <p>Instituts de recherche ou entreprises impliquées dans le développement du stockage par sorption utilisant des zéolithes, pour des applications de froid, stockage de chaleur dans le bâtiment ou dans l'industrie :</p> <p>IFP Énergies nouvelles INSA Lyon Université Savoie Mont Blanc CNRS Promes Université de Lleida (GREDA) Bavarian Center for Applied Energy Research (ZAE Bayern) Sortec</p> <p>Les projets européens CREATE (Compact retrofit advanced thermal energy Storage) et COMTES (Compact thermal energy storage technologies) en cours ont tous deux pour objectif principal de développer et de tester un stockage thermochimique compact et innovant pour une application saisonnière dans les bâtiments.</p>	<p>REX SIGNIFICATIFS</p> <p>Stockage de chaleur appliqué aux bâtiments :</p> <p>Au niveau européen, on dénote une dizaine de pilotes de stockage par sorption avec zéolithes pour une application dans le bâtiment (environ la moitié en systèmes fermés et l'autre moitié en systèmes ouverts).</p> <p>Stockage de chaleur dans l'industrie :</p> <p>Pilote industriel du Bavarian Center for Applied Energy Research (ZAE Bayern)</p> <p>Récupération de chaleur fatale d'un incinérateur, stockage et transport par camion pour valorisation en préchauffage d'un sécheur industriel.</p> <p>2 modules de 2,3 MWh_{th}, 14 tonnes et 18 m³ chacun.</p> <p>Charge à 130°C d'une durée de 15 heures.</p> <p>Décharge à 160°C d'une durée de 19 heures.</p> <p>Les résultats du pilote indiquent que la durée de charge/décharge est fortement impactée par l'arrangement du lit de zéolithe. Le coût de stockage et transport de chaleur avec le système testé s'élève à 73 €/MWh_{th}.</p>
<p>APPLICATIONS</p> <p>Production et stockage de froid à partir de chaleur solaire ou d'autre type (technologie de machine frigorifique par adsorption).</p> <p>Stockage de chaleur à destination des bâtiments (en couplage possible avec un champ de capteurs solaires).</p> <p>Stockage de chaleur dans l'industrie jusqu'à 250°C.</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Capacité de stockage	5 – 50 m ³
Densité énergétique	150 (130 - 180) kWh _{th} /m ³
Énergie stockée	1 - 10 MWh _{th}
Puissance de charge	0,1 – 10 MW _{th}
Puissance de décharge	0,1 – 10 MW _{th}
Durée d'une charge complète*	5h – 10h
Durée d'une décharge complète*	5h – 10h
Autodécharge* [%/jr]	0%
Empreinte au sol*	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0004 m ² /kWh _{th} (pour une charge à 130°C)
Consommation	
Rendement thermique* [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	Circuit ouvert : 70 – 80% Circuit fermé : 80 – 95%
DOD*	100%
Durée de vie	
Nombre d'années*	20 ans
Nombre de cycles	Lit de zéolithe 5 000 à 10 000 cycles
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle*	8 700h
Température de stockage	Température de désorption : 160°C - 250°C
Délai d'activation*	< 10 minutes
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude et sont issus du pilote industriel du Bavarian Center for Applied Energy Research (ZAE Bayern) à l'exception du rendement qui est donnée de façon générique (le rendement du pilote industriel du ZAE Bayern est de 78%).</p> <p>La densité énergétique est calculée d'après les données de ce pilote dans lequel un module de stockage de 2,3 MWh_{th} occupe un volume d'environ 18 m³, pour une charge à 130°C. La densité énergétique peut être augmentée par élévation de la température de charge, jusqu'à une limite maximum théorique à 250°C.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance dans l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>	

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	
	2015
Énergie* [€/kWh _{th}]	39
Puissance* [€/kW _{th}]	782
OPEX	
Énergie* [€/kWh _{th} /an]	Maintenance 0,39 €/kWh _{th} /an Consommation d'électricité : 0,221 MWh _e /cycle de charge 0,026 MWh _e /cycle de décharge
Puissance* [€/kW _{th} /an]	0,78 €/kW _{th} /an
Remarques	
Les coûts sont estimés selon les données du pilote industriel du Bavarian Center for Applied Energy Research : CAPEX énergie : 89 500 € par module de stockage (2,3 MWh _{th}). CAPEX puissance : 234 500 € pour les stations de charge et décharge (environ 300 kW _{th}). Les frais de maintenance sont estimés à 1% des CAPEX énergie et puissance.	

Adsorption d'eau sur alumino-phosphate



Adapté de l'IRENA

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Cette technologie de stockage thermo-chimique est fondée sur le phénomène d'adsorption/désorption de vapeur d'eau par des molécules poreuses d'aluminophosphates (APO) agencées spatialement de manière bien définie. La charge repose sur la désorption de l'eau (sous forme de vapeur) initiée par de la chaleur (séchage des APO). À l'inverse, lors de la décharge de l'eau est adsorbée par les APO tout en produisant de la chaleur.

Le stockage d'énergie thermique est dit thermo-chimique car les réactions d'adsorption/désorption sont à l'origine de l'émission/captage de chaleur. L'intérêt principal de la technologie réside dans ses caractéristiques hybrides, entre zéolithes et matériaux poreux.

Les applications envisagées concernent principalement du stockage inter-saisonnier et le séchage de gaz pour des industriels.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Densité énergétique relativement élevée.
- Autodécharge nulle.
- Couplage possible avec des applications de déshydratation de gaz.
- Transport de la chaleur stockée envisageable.
- Temps de désorption relativement court : 2 heures à 140°C (10 heures à 250 pour les zéolithes).

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

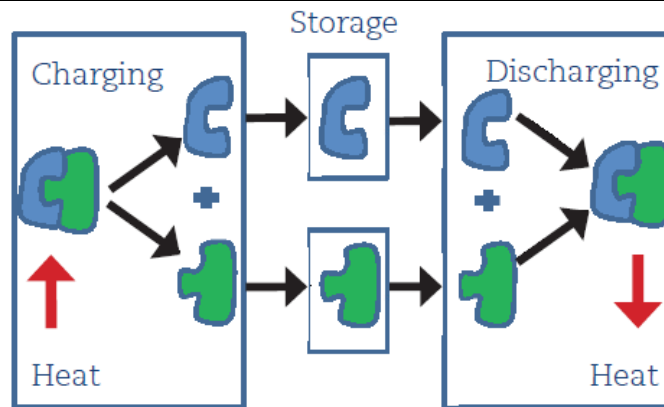
- Température de désorption limitée à 140°C.
- Coûts élevés comparé aux zéolithes.
- Difficulté de production : besoin d'agent directeur de structure organique (production *a priori* plus coûteuse que pour les zéolithes).
- Technologie non mature.

MATURITÉ	
	<p>Le stockage de chaleur par aluminophosphates en est à un stade très préliminaire : aucune production industrielle n'existe et seuls quelques laboratoires mènent des recherches sur ces technologies. :</p> <p>Le National Institute of Chemistry en Slovénie Le Fraunhofer Institute</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>Les principaux acteurs sont à ce jour des instituts de recherche en chimie :</p> <p>National Institute of Chemistry (Slovénie) soutenu par l'Agence de Recherche Slovène, et par le projet « Storeheat » d'Era-Net. Karlsruhe Institute of Technology (Allemagne) Fraunhofer Institute (Allemagne)</p>	<p>Aucun projet de démonstration n'a été conduit jusqu'à présent.</p>
APPLICATIONS	
<p>Stockage de chaleur sur réseau de chaleur urbain. Stockage de chaleur fatale basse température (<140°C).</p>	
REMARQUES	
<p>D'autres matériaux sont également à l'étude pour ce type de stockage thermochimique basé sur l'adsorption et la désorption de l'eau. On peut citer par exemple les différents types de zéolithes, ou encore les silicagels parmi les matériaux les plus répandus.</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Densité énergétique	240 kWh _{th} /m ³
Masse volumique	910 kg/m ³
Capacité en eau	0,32 kg _{eau} /kg _{APO}
Durée d'une charge complète*	2h
Durée d'une décharge complète*	2h
Empreinte au sol*	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0002 m ² /kWh _{th}
Consommation	
Rendement*	<i>Non connu</i>
Autodécharge	0 %/jour
Calendaire*	
	15 ans
Conditions d'utilisation	
Température de charge/décharge	Adsorption : 95°C Désorption : 40°C à 140°C
DOD*	100%
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	
Énergie* [€/kWh _{CAP}]	400
OPEX	
Énergie* [€/kWh _{CAP} /an]	4
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>La très faible maturité des APO rend l'estimation des coûts difficile. Les chiffres retenus reposent sur une production d'APO en faible quantité et sont donc non représentatifs des coûts atteignables dans le cas d'une production industrielle éventuelle.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance dans l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>	

Réactions chimiques



Source : UKERC research report

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le stockage de chaleur par réaction chimique exploite la réversibilité d'une réaction qui est, en fonction du sens de la réaction, soit endothermique soit exothermique.

Sous l'effet d'une source de chaleur, un matériau, généralement sous forme liquide ou solide, est divisé en deux réactifs (ou plus), qui sont stockés séparément. La chaleur est ensuite restituée lorsque les réactifs sont recombinés. Un cycle de stockage thermochimique par réaction chimique comprend ainsi trois principales phases :

Chargement : l'énergie thermique absorbée est utilisée pour dissocier le matériau, selon une réaction de dissociation endothermique.

Stockage : les produits de la réaction de dissociation sont stockés séparément.

Déchargement : les composants sont déstockés et recombinés selon une réaction exothermique.

Les réactions peuvent être des hydratations (exemple : $\text{CaO}/\text{Ca}(\text{OH})_2$), mais aussi des réactions d'oxydo-réduction réversibles (exemple : BaO/BaO_2) ou encore des carbonatations (exemple : MgO/MgCO_3). Elles sont généralement mises en œuvre à partir d'un matériau solide support (CaO , BaO , MgO), et un gaz apportant la molécule d'hydratation, oxydation ou carbonatation (H_2O , O_2 ou CO_2). On peut également citer le sulfate de magnésium (MgSO_4) et l'oxyde de fer (FeO) qui sont régulièrement cités dans la littérature.

Le matériau solide est disposé dans un réacteur au sein duquel ont lieu les réactions de chargement et de déchargement en y faisant circuler le gaz réactif à la température et pression adéquates de réaction. En phase de stockage, le réacteur est au repos. Le gaz peut circuler en boucle ouverte (généralement de l'air pour les réactions d'oxydation) ou en boucle fermée (généralement de la vapeur d'eau ou du CO_2).

Quel que soit le type de circulation du gaz, un échangeur de chaleur préchauffe le gaz avant la phase de chargement. Lorsque la circulation du gaz se fait en boucle fermée, il doit être refroidi après la phase de chargement, par un condenseur par exemple pour la vapeur d'eau. La pression partielle de gaz réactif doit être maintenue à un niveau bas afin de pouvoir dissocier le matériau hydroxydé, oxydé ou carbonaté en phase de charge. En boucle ouverte, la pression partielle est abaissée avec un gaz inerte. En boucle fermée, la pression partielle est abaissée en opérant le réacteur en dépression. Le stockage de chaleur par voie thermochimique offre la possibilité de charger et de décharger la chaleur à des niveaux de températures différents par l'effet de la variation de pression du système entre la charge et la décharge (phénomène de thermotransformation). La température de décharge peut notamment être plus élevée que celle de charge si la pression est augmentée pour la décharge.

Les systèmes thermochimiques sont encore au stade d'expérimentation et mettent en œuvre des procédés complexes à opérer en comparaison des autres technologies de stockage thermique. Les recherches se concentrent sur la stabilité des matériaux dans le temps en fonction du cyclage et la conception de réacteurs.

AVANTAGES TECHNIQUES

Densité énergétique élevée.
Autodécharge nulle.
Stockage d'énergie de haute température et possibilité de décharger le système à un niveau de température supérieur à celui de charge.
Possibilité de transport sur de longues distances.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Complexité technique (design et exploitation) du procédé.
Coûts d'investissement probablement plus importants que pour les autres technologies de stockage.
Dégradation possible de la réversibilité sur un grand nombre de cycles.
Toxicité et corrosivité de certains matériaux (ex : ammoniac).

MATURITÉ



Quelques applications commerciales spécifiques de stockage thermochimique du froid existent dans le transport médical ou alimentaire (ex : société ColdWay).

Les applications pour le stockage de chaleur, notamment à haute température, restent au stade d'expérimentation ou de pilote de laboratoire. Une commercialisation peut être envisagée dans 5 à 10 ans mais moyennant d'importants efforts de R&D.

PRINCIPAUX ACTEURS

Les principaux instituts de recherche en France et en Allemagne sont :

CNRS (laboratoire PROMES)
CEA Liten
INSA Lyon
DLR (Allemagne)

REX SIGNIFICATIFS

Le laboratoire PROMES du CNRS travaille sur le stockage thermochimique depuis les années 1980, notamment dans le cadre du CSP (500°C) ou dans le domaine de l'habitat (80°C). Les recherches portent sur les matériaux, la mise en œuvre des procédés (exemple : mise en cascade des réacteurs), la conception des réacteurs. Les recherches utilisent principalement des réactions d'hydratation avec de l'oxyde ou de l'hydroxyde de calcium avec de l'eau.

APPLICATIONS

Le **CSP** (Concentrated Solar Power) peut tirer profit d'une haute température de stockage et d'une restitution à la demande.

Stockage d'énergie à basse température dans **l'enveloppe des bâtiments**.

Récupération de chaleur fatale à haute température dans des procédés industriels discontinus, avec la possibilité de relever le niveau de température de la chaleur fatale (thermotransformation).

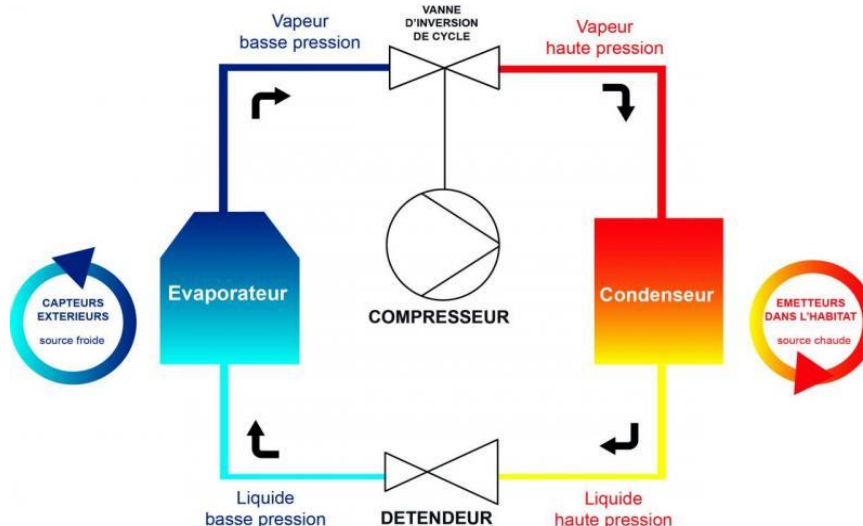
Production de froid négatif pour l'industrie.

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	Applications CSP envisagée par le CNRS PROMES : 5 000-6 000 m ³ .
Densité énergétique	Sur l'ensemble des réactions identifiées : 200 – 900 kWh _{th} /m ³ Applications CSP envisagée par le CNRS PROMES (réaction d'hydratation CaO/Ca(OH) ₂) : 200-250 kWh _{th} /m ³ à une température de 500°C.
Énergie stockée	Applications CSP envisagées par le CNRS PROMES : 1 400 MWh _{th} .
Puissance maximale	Applications CSP envisagées : plusieurs centaines de MW _{th} Tests en laboratoire par le DLR : 10 – 100 kW _{th}
Durée d'une charge complète*	Le temps de charge est dimensionné sur mesure suivant l'application.
Durée d'une décharge complète*	Le temps de décharge est dimensionné sur mesure suivant l'application.
Autodécharge*	0 %/jour
Empreinte au sol*	Puissance : 0,017 m ² /kW _{th} Énergie : 0,0003 à 0,0001 m ² /kWh _{th}
Consommation	
Rendement thermique* [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	Circuit ouvert : 70 – 80% Circuit fermé : 80 – 95%
Durée de vie	
Nombre de cycles admissible*	La tenue en performance du système selon le nombre de cycle fait l'objet de recherches. Il n'est pas possible à ce stade d'annoncer des performances ou durées de vie des matériaux en question.
Conditions d'utilisation	
Température de réaction [°C]	Sur l'ensemble des réactions identifiées : 90 - 850°C
Pression	Cas CNRS PROMES : 1 bar à 500°C
Délai d'activation*	10 minutes (mise en route du procédé)
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>Le rendement de conversion maximum de 95% en circuit fermé peut être obtenu dans le cas où les composants sont à la même température au chargement et au déchargement. Dans le cas contraire (cas d'un stockage d'une durée supérieure à 12h), une perte de rendement doit être considérée (préchauffage du réacteur). Par ailleurs, dans certains procédés (ex : CaO/Ca(OH)₂), l'eau doit être vaporisée avant la décharge, ce qui consomme également de la chaleur, cependant cette chaleur peut être récupérée sur une source fatale à basse température (80°C) car le système est opéré en dépression.</p> <p>L'empreinte au sol est exprimée avec une partie puissance et une partie énergie. La partie puissance inclut l'empreinte au sol de toute l'installation hormis le stock d'énergie (réservoir) et est calculée en fonction de la puissance sur l'hypothèse d'une empreinte au sol de 50 m² pour 3 MW_{th}. La partie énergie inclut uniquement le stock (réservoir) et est calculée en fonction de la densité énergétique du système de stockage dans l'hypothèse d'un réservoir de 20 mètres de hauteur.</p>	

10.1.5 Power-to-heat thermodynamique

Pompes à chaleur électriques



source : ADEME - BRGM

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La pompe à chaleur (PAC) électrique valorise l'énergie disponible dans une source naturelle environnante (air, eau, sol) en relevant son niveau de température avec un cycle thermodynamique. L'énergie est captée au milieu environnant par un fluide frigorigène dans un évaporateur. La température du fluide est relevée par compression et condensation, puis détente pour revenir à l'état initial à l'évaporateur. Dans les PAC électriques, le compresseur est entraîné par un moteur électrique. Les PAC à gaz ou à absorption utilisent des moteurs thermiques ou des cycles d'absorption/désorption pour comprimer le fluide frigorigène ne sont pas adressées dans traitées dans la présente fiche.

Le coefficient de performance énergétique de la technologie (COP) est défini comme le rapport entre l'énergie thermique utile restituée et l'énergie électrique absorbée, ou selon la norme NF EN 14511 comme le rapport entre la puissance calorifique utile et la puissance électrique absorbée de l'appareil. Le COP est d'autant plus élevé que l'écart de niveau de température entre la source froide et la source chaude est faible et que la chaleur est livrée à une température plus basse.

Au fur et à mesure de leurs développements, les PAC ont délivré de la chaleur à des niveaux de plus en plus élevés, jusqu'à 120°C à l'heure actuelle. On parle alors de PAC haute température.

On nomme les PAC selon les "sources de chaleur" côté extérieur (évaporateur) / côté intérieur (condenseur) :

- PAC Air / Air
- PAC Air / Eau
- PAC Eau / Eau
- PAC Eau glycolée / Eau
- PAC Sol / Sol
- PAC Sol / Eau

Les PAC eau/eau, atteignent un COP de 4 pour un ΔT de 30°C, un COP de 3 pour un ΔT de 40°C et un COP de 2 ou 2,5 pour un ΔT supérieur à 50°C. Pour les applications sur réseau de chaleur, lorsque la source froide est inférieure à 30°C, les réseaux très basse température (50°C) sont à préférer afin d'obtenir des COP moyens supérieurs à 3. Dans le cas contraire, l'écart de température est réglé de façon à favoriser le COP de la PAC et l'eau en sortie est surchauffée avec un appoint gaz pour atteindre la température de consigne du réseau. Dans ce cas, la contrainte majeure pour les réseaux

de chaleur urbains est alors d'obtenir le taux de couverture EnR&R recherché sur le réseau (aujourd'hui 50% minimum). Par ailleurs, pour les réseaux de chaleur on cherche à obtenir une source froide constante notamment en saison hivernale lors de la période de chauffe.

AVANTAGES TECHNIQUES

Possibilité de produire du chauffage et du froid avec le même équipement.

Rendement supérieur à celui d'un équipement à effet Joule.

Gain d'énergie particulièrement important dans le cas d'une valorisation simultanée du froid et du chaud. On parle alors de thermo-frigo-pompe.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Limite de température à la source chaude (120°C)

Coût d'investissement important.

Rendement (COP) fortement dépendant du ΔT entre la source chaude et la source froide.

À l'exception des fluides frigorigènes « naturels » (tel que l'ammoniac ou les hydrocarbures), la majorité des fluides frigorigènes ont un effet sur le réchauffement climatique.

MATURITÉ



Les machines thermodynamiques sont utilisées très couramment pour la production de froid.

L'utilisation en mode PAC est très répandue dans le secteur résidentiel et le petit tertiaire.

Le recours à une PAC à moteur électrique est toutefois moins répandu en secteur industriel.

PRINCIPAUX ACTEURS

En France, tous les constructeurs majeurs d'équipements thermodynamiques possèdent une offre, plus ou moins étoffée, de PAC pour des applications industrielles : Johnson Controls, CIAT, Daikin, Lennox, Carrier.

REX SIGNIFICATIFS

Application sur réseau de chaleur : Quartier de La Divette à Cherbourg

Pompes à chaleur sur eau de mer (source froide 7-8°C en hiver, jusqu'à 20°C en été et source chaude 50 à 63°C)

1 300 logements

Les pompes à chaleur fournissent 84% des besoins de chauffage du quartier

Application sur réseau de chaleur avec pompes à chaleur en sous-station : Eco-quartier du Fort d'Issy-Les-Moulineaux

Réseau tempéré à 28°C alimenté par de la géothermie en aquifère (doublets sur la nappe de l'Albien)

2 pompes à chaleur par immeuble, en sous-stations, pour relever la température de 28 à 35°C pour usage en plancher chauffant et de 28 à 60°C pour l'eau chaude sanitaire

Total d'environ 60 pompes à chaleur pour 1 600 logements

La géothermie couvre 78% des besoins en chaleur du réseau

Application dans l'industrie : Malterie Soufflet à Nogent-Sur-Seine

Transformation d'orge en malt pour brasserie

Machine installée : pompe à chaleur sur boucle d'eau au R717 (ammoniac)

Puissance chauffage : 10 MW_{th}

APPLICATIONS

En France, la grande majorité des cas d'applications des PAC électriques sont implantées en secteurs résidentiel et tertiaire, pour le chauffage des bâtiments :

- | Petits et moyens bâtiments tertiaires et habitat collectif (en particulier bâtiments BBC et BEPOS) en France
- | Bâtiments tertiaires, collectifs et sites industriels en Europe

La technologie est encore relativement peu répandue en France dans l'industrie et sur les réseaux de chaleurs urbains. La tendance à installer des PAC dans le secteur industriel est cependant en nette progression. Sur les réseaux de chaleur, ces solutions sont pour l'instant déployées sur de petits réseaux de chaleur (puissance inférieure à 5-6 MW_{th} en base), comme celui de la ZAC du Ritouret à Blagnac (3,2 MW_{th}).

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Puissance	5 – 5 000 kW _{th}
Consommation	
COP réel*	1,5 – 6
Durée de vie	
Nombre d'années*	25 -30 ans
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle*	8 700h
Température de l'eau chauffée	40 – 120°C
Délai d'activation*	instantané
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>La puissance dépend de la température de consigne et des différentes températures au générateur, au condenseur et à l'évaporateur.</p> <p>En Europe, les équipements existent avec des puissances élevées (pouvant aller jusqu'à plusieurs MW_{th} en associant plusieurs PAC entre elles).</p> <p>Le COP réel varie sensiblement selon le ΔT entre l'évaporateur et le condenseur.</p> <p>Pour une PAC eau-eau dont la source froide est un effluent liquide (ex : évaporateur d'un groupe froid) assurant un ΔT de 50 à 60°C, un COP réel de 3 peut être envisagé.</p> <p>Un COP réel de 6 peut être constaté sur certaines applications géothermiques avec un ΔT faible.</p>	
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	
CAPEX puissance PAC nue ^{39*} [€/kW _{th}]	225 (150 – 300)
CAPEX puissance de raccordement à la source froide* [€/kW _{th}]	Géothermie semi-profonde (aquifère à 200 - 400 m) : 500 - 900 Réseau d'assainissement / station d'épuration : 700 Eau de mer : 900
CAPEX de raccordement à un réseau de chaleur [€/m]	1 000
OPEX	
Puissance* [€/kW _{th} /an]	2,3 (1,5 – 3,0)
Remarques	
<p>Les CAPEX puissance incluent les coûts d'installation.</p> <p>Les OPEX sont calculés sur la base d'un ratio de 1% des CAPEX de PAC nue par an.</p>	

³⁹ La PAC nue est l'ensemble du dispositif qui permet de relever la température du fluide (échangeur eau/eau, compresseur, détendeur, condenseur) mais n'incluse pas les équipements qui permettent de capter la chaleur à la source froide (échangeur et circuit de boucle froide) et de la transférer au réseau de chaleur (circuit de boucle chaude et échangeur).

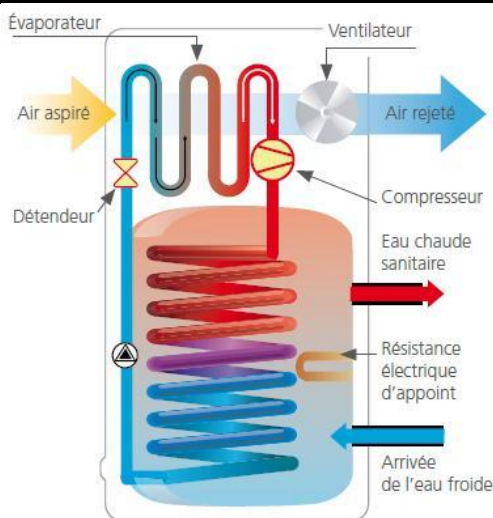
Des gains sur les CAPEX peuvent être envisagés, résultants de deux phénomènes distincts. L'effet d'échelle dans un premier temps, lorsque le gisement de source froide permet d'installer des puissances importantes. La réduction des coûts de fabrication dans un second temps, une fois que ce type de PAC aura été déployé en nombre suffisant.

Le tableau ci-dessous précise les régimes de température et les CAPEX de PAC sur réseau de chaleur pour plusieurs projets français. Lorsque la température de la source froide varie ou bien lorsque la puissance de la PAC varie, le COP est affecté. Aussi, certains projets ont recours à du stockage pour maximiser l'opération des PAC à leur point nominal. Ce phénomène n'est toutefois pas modélisé dans le cadre de cette étude (cf. section 5) : on considère un COP moyen annuel et une PAC sans stockage.

Projet	Source froide	ΔT_{\max}	CAPEX
Mulhouse	Réseau d'assainissement	47°C (13-60)	1 154 €/kW _{th}
Roquebrune-Cap-Martin	Station d'épuration	30°C (15-45)	1 313 €/kW _{th}
Projet de PAC sur eau de mer	Eau de mer	52°C (11-63)	1 272 €/kW _{th}

Tableau 51. Valeurs de ΔT et de CAPEX pour des projets de pompes à chaleur sur réseau de chaleur en France

Chauffe-eau thermodynamique avec PAC aérothermique



Source : Info Énergie en Bretagne

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Un chauffe-eau thermodynamique individuel (CETI) est une pompe à chaleur de petite puissance dédiée à la production d'eau chaude sanitaire. Il se compose d'un volume de stockage (généralement 150 à 300 L d'eau) et d'une pompe à chaleur (PAC) aérothermique fonctionnant à l'électricité. L'énergie contenue dans l'air est ainsi transférée à l'eau qui monte en température. Une résistance électrique d'appoint permet de répondre à un besoin de chaleur supérieur à la capacité de la PAC.

Le fonctionnement est le suivant : l'air est aspiré par un ventilateur et réchauffe un fluide frigorigène (exemple : CO₂) qui passe d'un état liquide à gazeux dans l'évaporateur. Un compresseur, alimenté à l'électricité, élève la température et la pression du fluide qui est dirigé sous forme de vapeur haute pression vers un condenseur. La chaleur est alors transférée à l'eau du ballon par condensation à travers l'échangeur. Le fluide frigorigène est ensuite détendu et un nouveau cycle recommence.

Plusieurs typologies de captage aérothermique existent :

Sur air extérieur, l'air est aspiré et refoulé à l'extérieur, l'air du local n'est pas impacté.

Sur air intérieur, l'air est capté et refoulé en vrac dans le local qui se refroidit.

Sur air extrait en combinaison avec une ventilation mécanique contrôlée, (VMC), l'énergie de l'air extrait est utilisée avant son refoulement à l'extérieur, l'air du local n'est pas impacté.

La technologie chauffe l'eau entre 50°C et 60°C et fonctionne avec une température du milieu extérieur comprise entre 5°C et 35°C. Le coefficient de performance théorique (quotient de la chaleur produite par l'énergie électrique consommée) est compris entre 2,5 et 3,4. La consommation d'électricité est donc réduite d'un même facteur, par rapport à un chauffe-eau classique à résistance.

AVANTAGES TECHNIQUES

Valorisation d'une source renouvelable (air)

Performance énergétique supérieure aux ballons électriques à effet Joule

Diminution de la facture d'électricité par rapport à un ballon électrique à effet Joule

Installation éligible au crédit d'impôt « développement durable » : 25 à 30% (dépenses d'acquisition)

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Performances très sensibles aux conditions d'utilisation et d'installation (profil de température de la source froide, consigne, profil de puisage, emplacement et dimensionnement du ballon)
Investissement 2 à 3 fois supérieur à celui d'un ballon conventionnel à effet Joule.
Diminution de la taille du réservoir du système électrique par rapport au ballon conventionnel à effet Joule

MATURITÉ



Le CETI fait appel à des systèmes matures et commercialement disponibles depuis plusieurs années.

Après une forte période de développement, le marché des CETI atteint un point de maturité en France sur le segment du bâtiment neuf (120 000 pièces vendues en 2015, avec une projection à 140 000 ventes pour 2018). Le marché du remplacement des ballons d'eau chaude électriques apparaît comme le principal relai de croissance.

PRINCIPAUX ACTEURS

Les principaux fournisseurs de CETI sont :

- Atlantic
- Ariston
- Thermor-Pacific
- Auer

REX SIGNIFICATIFS

N/A (technologie mature et diffusée depuis plusieurs années)

APPLICATIONS

Production d'eau chaude sanitaire

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES		
Dimensionnement		
Taille du réservoir	0,1 - 0,3 m ³	
Densité énergétique	50 kWh _{th} /m ³	
Énergie stockée	8 – 17,6 kWh _{th}	
Puissance	1 - 2,2 kW _{th}	
Durée d'une charge complète*	~ 8h	
Durée d'une décharge complète*	0,15 – 0,5h	
Autodécharge*	0,2 %/h à 0,6 %/h	
Empreinte au sol*	0,02 – 0,05 m ² / kWh _{th}	
Consommation	2015	2030
COP normatif	3 (2,8 - 3,4)	4 (3,5 - 4,5)
COP réel* (incluant les surconsommations d'autodécharge)	1,5 (1,4 - 1,7)	2 (1,8 – 2.3)
Durée de vie		
Nombre de cycles admissible*	4 380 (1 cycle par jour sur une durée de 12 ans)	
Conditions d'utilisation		
Disponibilité annuelle*	8 700h	
Température de stockage	55 - 65°C / ΔT = 45-55°C	
DOD*	100%	
Délai d'activation*	0 min	
Remarques		
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>La puissance est égale à 1 kW_{th} pour un captage sur air extrait et à 2,2 kW_{th} pour un captage sur air extérieur.</p> <p>La densité énergétique est estimée à partir d'un delta de 45°C (T_{min} = 10°C ; T_{max} = T_{consigne} = 55°C) entre la température d'arrivée d'eau froide et la température de sortie.</p> <p>L'autodécharge est comprise entre 0,2 %/h et 0,6 %/h (calculée pour une puissance de déperdition de 30 W_{th} et valable pour un ballon de 200 litres). En pratique l'autodécharge est compensée par l'énergie apportée par la pompe à chaleur qui se relancera après atteinte de l'hystérésis.</p> <p>Les performances (COP) sont sensibles à la température de la source froide (diminution moyenne de 2% de COP par degré en moins) ; à la température de consigne du ballon (une consigne de 60°C dégrade le COP de 40 à 60% par rapport aux performances obtenues avec une température de consigne de 45 à 50°C ; au profil de puisage ; au dimensionnement du ballon. Le COP est fortement influencé par les conditions d'installation (ex : isolation des gaines utilisées)</p> <p>Le COP réel (constaté en condition d'usage) est, en moyenne, 50% inférieur au COP normatif (évalué en conditions de laboratoire).</p> <p>En 2030, le COP devrait progresser de 15 à 30% pour prendre en compte l'amélioration de l'efficacité de la pompe à chaleur.</p> <p>Le nombre de cycles admissibles équivaut à 1 cycle par jour sur une durée de 12 ans.</p> <p>La puissance est déterminée en fonction d'un optimum du couple temps de chauffe / pertes thermiques, qui dépend du profil de consommation.</p>		

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES		
CAPEX		
Puissance* [€/kW _{th}]	679 €/kW _{th}	
Énergie* [€/kWh _{th}]	84 €/kWh _{th}	
OPEX		
Puissance* [€/kW _{th} /an]	<i>Coûts de maintenance considérés négligeables</i>	
Énergie* [€/kWh _{th} /an]	<i>Coûts de maintenance considérés négligeables</i>	
Remarques		
<p>Chiffres valables pour un stockage de 250 litres avec un ΔT de 45°C (correspondant à une énergie stockée de 13 kWh_{th}), une puissance de 2,8 kW_{th} pour une installation sur air ambiant ou air extérieur dans un bâtiment neuf. Ces coûts ne tiennent pas compte d'un possible crédit d'impôt.</p> <p>L'évolution des coûts dépendra de l'augmentation d'efficacité de la pompe à chaleur.</p>		
RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS		
	[€/kWh _{th}]	[€/kW _{th}]
Coûts d'équipements		
Ballon	38	-
Équipements de charge et décharge	-	679
Installation		
Installation	46	-
Remarques		
<p>Coût total des équipements : 2 400 € dont 500 € pour le ballon et 1 900 € pour la partie puissance (pompe à chaleur)</p> <p>Coût d'installation : 600 € pour une installation sur air ambiant ou air extérieur (potentiellement jusqu'à 1 000 € pour une installation sur air extrait)</p>		

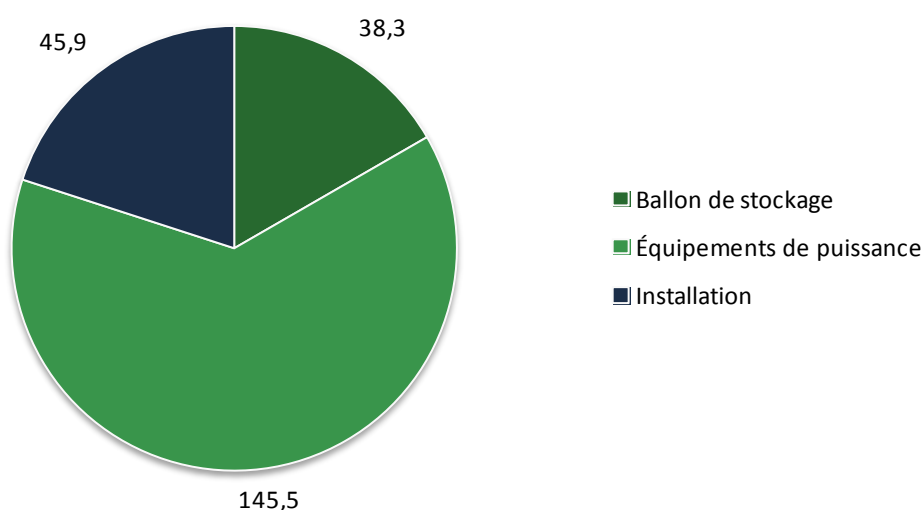
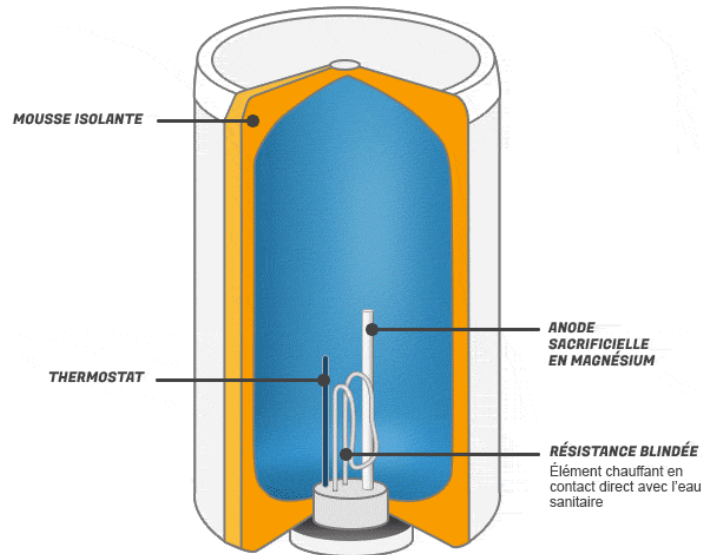


Figure 71. Répartition des coûts en €/kWh_{th} pour un ballon d'eau chaude thermodynamique d'une capacité de 250 l (énergie stockée de 13 kWh_{th}) et une puissance de 2,8 kW_{th}.

10.1.6 Power-to-heat par effet Joule

Ballon d'eau chaude à résistance



Source : chauffe-eau-illico.com

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

Le ballon d'eau chaude à résistance, aussi appelé cumulus électrique, transforme l'électricité en énergie thermique sous forme d'eau chaude utilisable, et repose sur un principe d'accumulation d'eau chaude. Le système se compose : d'une cuve, d'une résistance, d'un thermostat de régulation.

L'eau chaude dont la masse volumique est inférieure à celle de l'eau froide se trouve naturellement dans la partie haute du chauffe-eau. Le soutirage d'eau chaude entraîne l'arrivée de l'eau froide qui arrive dans la partie basse du chauffe-eau.

La résistance (ou thermoplongeur) du chauffe-eau est immergée et directement au contact de l'eau. Le thermoplongeur au contact d'une eau dure (contenant du calcaire) a tendance à accumuler du tartre, ce qui a pour conséquence d'augmenter le temps de chauffe et de diminuer l'efficacité énergétique, voire de dégrader l'équipement à terme. Des alternatives existent pour lutter contre l'accumulation de tartre : utilisation d'une résistance stéatite (briques réfractaires) qui n'est pas au contact direct de l'eau, ou d'une résistance thermo-gainée qui empêche tout contact avec l'eau et ses agents chimiques, pour un coût de 30 à 40% plus élevé.

Lorsque le thermostat détecte que l'ECS n'est plus à la température désirée, il déclenche la résistance pour chauffer l'eau. L'ajout d'un contacteur jour/nuit entre le chauffe-eau et le disjoncteur permet de s'adapter au tarif heures creuses/heures pleines, et de déclencher la résistance pendant les heures creuses, principalement la nuit jusqu'à maintenant. L'emploi du cumulus permet donc de lisser la consommation d'électricité par la charge en heures creuses (décalage de charge).

La réglementation thermique RT 2012 favorise l'installation de chauffe-eau thermodynamique en comparaison des ballons d'eau chaude sanitaire dans les constructions neuves. Le marché concerne ainsi principalement la rénovation de bâtiments.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Volume et poids inférieur à celui d'un chauffe-eau thermodynamique individuel (CETI).
- Faible investissement, inférieur à un CETI.
- Stockage d'énergie à l'échelle nationale participant à l'équilibrage du réseau électrique.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

Pertes thermiques importantes.
Faible performance en termes de rendement par rapport au chauffe-eau thermodynamique.
L'entartrage réduit la puissance de chauffe.
Coût de production ECS élevé au tarif bleu (même jour/nuit).

MATURITÉ



Les ballons d'eau chaude sont commercialisés depuis des décennies. Sur les 12 millions de ménages français équipés d'un chauffe-eau électrique, on estime que plus de 11 millions utilisent un ballon d'eau chaude à résistance (les autres utilisant un chauffe-eau thermodynamique). La totalité de ces usages représentait en 2012 une consommation d'électricité de 12 TWh_e. Le marché des ballons d'eau chaude à résistance est mature et en déclin sur le segment des bâtiments neufs face au développement des chauffe-eau thermodynamiques.

PRINCIPAUX ACTEURS

Le ballon d'eau chaude à résistance est disponible auprès d'un grand nombre de fournisseurs, parmi lesquels :

Atlantic
Thermor-Pacific
De Dietrich
Ariston

REX SIGNIFICATIFS

N/A (technologie mature depuis des décennies).

APPLICATIONS

Production d'eau chaude sanitaire (ECS).

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES	
Dimensionnement	
Taille du réservoir	0,05 – 0,5 m ³
Densité énergétique	60 kWh _{th} /m ³
Énergie stockée	3 - 30 kWh _{th}
Puissance	1 – 6 kW _e
Durée d'une charge complète*	1,5h – 6h
Durée d'une décharge complète*	0,15h – 0,5h
Autodécharge*	0,6 à 0,1 %/h
Empreinte au sol*	0,02 – 0,03 m ² /kWh _{th}
Consommation	
Rendement thermique*	~100% (sans surconsommations dues à l'autodécharge) ~60% (avec surconsommations dues à l'autodécharge)
Durée de vie	
Nombre d'années*	12 – 15 ans
Conditions d'utilisation	
Disponibilité annuelle*	8 700h
Température de stockage	55 – 65°C
Délai d'activation*	Instantané
Remarques	
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude.</p> <p>La puissance minimale de 1 kW_e correspond à des ballons d'eau chaude standards d'une capacité de 0,05 à 0,2 m³, branchés sur une tension de 230 V en monophasé. La puissance maximum donnée de 6 kW_e correspond à un ballon d'eau chaude de 0,5 m³, branché sur une tension de 400 V en triphasé.</p> <p>Le temps de chauffe est donné pour un delta de température de 50°C (15 - 65°C) pour des ballons d'eau d'une capacité de 0,05 – 0,5 m³ et des puissances de chauffe de 1 à 6 kW_e.</p> <p>Les dépenses thermiques par jour sont données pour une constante de refroidissement de 0,19 et 0,3 Wh_{th}/l/K/j, pour un ballon de 200 litres et une différence de température entre le local et la température de consigne du ballon de 45°C (ce qui équivaut à une perte thermique de 1 710 Wh_{th} à 2 700 Wh_{th} par jour, soit 71 Wh_{th} à 112 Wh_{th} par heure, soit encore 255 600 J à 403 200 J). La chaleur spécifique de l'eau étant de 4 180 J/kg/K, la perte de température équivalente de 189 000 J représente 0,3 à 0,48°C par heure.</p> <p>Le calcul du rendement considère des pertes thermiques de 0,7 à 2,6 kWh_{th}/jour (température de 65°C) et un cycle de chauffe par jour. C'est une hypothèse haute puisque dans la pratique, le soutirage diminue la température moyenne du ballon et donc les pertes thermiques.</p> <p>L'empreinte au sol est donnée pour un ballon vertical installé au sol.</p>	

PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES	
CAPEX	2015
Puissance* [€/kW _{th}]	33 €/kW _{th}
Énergie* [€/kWh _{th}]	49 €/kWh _{th}
OPEX	
Puissance* [€/kW/an]	<i>Coûts de maintenance considérés négligeables</i>
Énergie* [€/kWh/an]	<i>Coûts de maintenance considérés négligeables</i>
Remarques	
Les CAPEX et les OPEX sont donnés pour un ballon d'eau chaude avec résistance électrique blindée (thermoplongeante) de 300 litres et un ΔT de 50°C (correspondant à une énergie stockée de 17 kWh _{th}) et une puissance de 3 kW _{th} . Ce modèle représente sur la gamme de capacités proposée, une des configurations les moins chères.	

RÉPARTITION DES COÛTS ACTUELS			
	[€/m ³]	[€/kWh]	[€/kW]
Coûts d'équipements			
Réservoir de stockage	1 667	30 (25 - 80)	-
Équipements de puissance	333	-	35 (30 - 50)
Installation			
Installation	1 167	20 (16 - 116)	-
Remarques			
Les gammes de prix sont données pour des systèmes entre 50 et 500 litres. Le raccordement des ballons est inclus dans le coût d'installation (250 à 500 € de coût d'installation selon les modèles).			

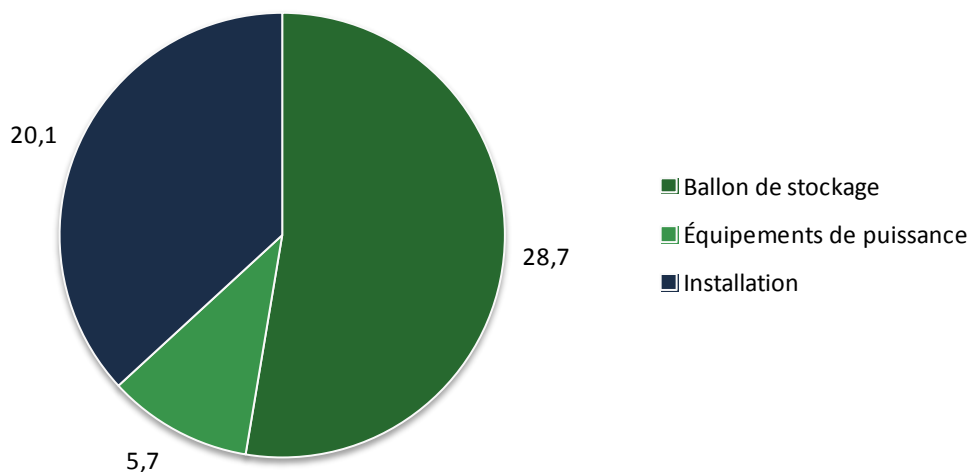
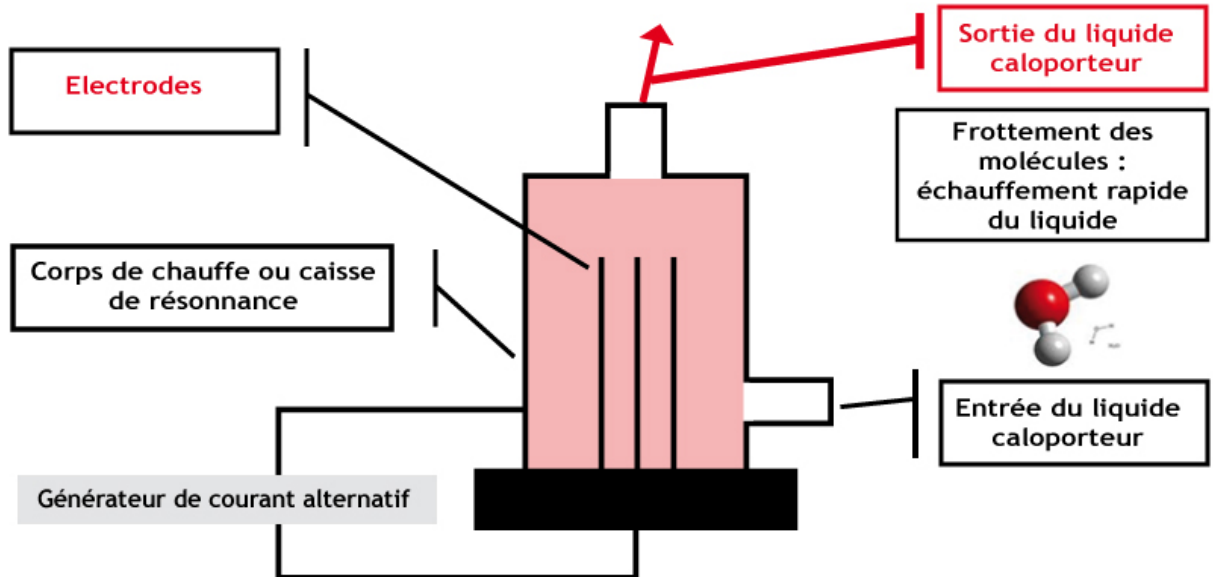


Figure 72. Répartition des coûts en €/kWh_{th} pour un ballon d'eau chaude électrique d'une capacité de 300 litres (énergie stockée de 17 kWh_{th}) et d'une puissance de 3,0 kW_{th}.

Chaudière électrique



Source : Greenway

DESCRIPTION DE LA TECHNOLOGIE

La chaudière électrique est utilisée pour produire de l'eau chaude ou de la vapeur depuis l'électricité. Deux types d'installations existent :

La chaudière à résistance, qui chauffe l'eau à l'aide d'une résistance électrique immergée dans l'eau. Le principe est similaire à celui d'un chauffe-eau électrique à accumulation domestique. Ce type d'équipement est utilisé pour des applications allant jusqu'à 5-10 MW_e.

La chaudière à électrode, utilisée pour des puissances plus élevées, jusqu'à 70 MW_e. Le courant circule entre les électrodes immergées dans l'eau qui contient des substances conductrices telles que des sels. Les électrodes sont alimentées en courant alternatif, avec une tension comprise entre 5 et 15 kV, l'utilisation de courant continu produisant l'électrolyse de l'eau.


Du fait de pertes d'énergie par chaleur sensible pratiquement nulles, le rendement des chaudières électriques est proche de 100%, toute l'énergie est ainsi consacrée à la production d'eau chaude ou de vapeur. On trouve des chaudières électriques d'une puissance supérieure au MW_e dans l'industrie, pour le stockage sur un réseau de chaleur, et dans le cadre de services système. Les chaudières électriques restent assez rares en raison du prix de l'électricité, généralement plus élevé que celui de la plupart des autres énergies.

AVANTAGES TECHNIQUES

- Puissance de chauffe modulable.
- Temps de réponse rapide en condition chaude.
- Faible complexité et peu de maintenance nécessaire.

INCONVÉNIENTS / CONTRAINTES TECHNIQUES

- La compétitivité de la technologie est fortement dépendante du prix de l'électricité.

MATURITÉ	
 <p>R&D ————— Commercial</p>	<p>La technologie est bien développée et disponible dans le commerce. Les développements portent sur la dynamique des chaudières électriques dans le cadre de services système.</p>
PRINCIPAUX ACTEURS	REX SIGNIFICATIFS
<p>La technologie est disponible auprès de fournisseurs européens :</p> <ul style="list-style-type: none"> Zander & Ingeström Värmebaronen Vaptec Elpanneteknik Ionise 	<p>Nous citons ici des installations de chaudières à électrode de la marque Zander & Ingeström :</p> <p>Chine – Sites de Anguang, Jilin, Changchun, Rizhao</p> <p>Quatre ensemble de chaudières ont été installés en 2013 et produisent de la chaleur lors des périodes de faibles prix de l'électricité. Le complexe de Rizhao utilise à lui seul quatre chaudières de 40 MW_{th}, ce qui représente la plus grande puissance installée au monde.</p> <p>Suède – Site de Hallsta</p> <p>La papeterie de Hallsta a installé une chaudière électrique de 60 MW_{th} qui fonctionne à une pression de 32 bars.</p> <p>Allemagne – Sites de Saarbrücken, Ludwigsfelde, Flensburg</p> <p>Des chaudières électriques sont utilisées dans les trois villes et apportent un service système pour convertir les pics de production d'énergie électrique renouvelable en énergie calorifique distribuée dans des réseaux de chaleur ou à un industriel.</p>
APPLICATIONS	
<p>Production de chaleur à destination des réseaux de chaleur. Applications industrielles (exemple : papeterie). Service système fréquence/puissance.</p>	

Caractéristiques technico-économiques

PARAMÈTRES TECHNIQUES		
Dimensionnement		
Puissance maximale	0,5 – 70 MW _e	
Pression	4 – 30 bars	
Empreinte au sol*	0,0002 m ² /kW _{th}	
Consommation		
Rendement thermique* [kWh _{OUT} /kWh _{IN}]	99% - 100%	
Durée de vie		
Nombre d'années*	20 - 25 ans	
Conditions d'utilisation		
Disponibilité annuelle*	8 700h	
Délai d'activation*	En condition froide : 30 min En condition chaude et pressurisée : 1 min	
Remarques		
<p>Les paramètres présentant une étoile * sont ceux utilisés dans la modélisation des cas d'étude. En pratique, des chaudières à électrodes ont été utilisées pendant 75 ans, sur des périodes donc bien plus longues que la durée de vie indiquée par le constructeur.</p>		
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES		
CAPEX	10 MW	20 MW
Puissance* [€/kW _{th}]	75 (60 – 90)	60 (50 – 70)
OPEX		
Puissance* [€/kW _{th} /an]	0,75 (0,60 – 0,90)	0,60 (0,50 – 0,70)
Remarques		
<p>Les CAPEX incluent le coût de la chaudière, des auxiliaires, de la connexion au réseau de vapeur, du transport, de l'installation, de la mise en service, et excluent les coûts de raccordement au réseau. Les OPEX sont calculés sur la base d'un ratio de 1% des CAPEX par an.</p>		

10.2 Fiches descriptives des cas d'étude

Dimensionnement de chaudières biomasse dans un réseau de chaleur urbain		
Problématique : Comment réduire les coûts d'investissement et d'exploitation d'une chaudière biomasse par l'utilisation d'un stockage thermique à cycle court (journalier / hebdomadaire) ?	Stockage thermique ✓	
	Heat & Power	
Bouquet de production	Demande	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Base : Biomasse ▪ Pointe : Chaudière gaz 	Nature de la demande :	Réseau de chaleur urbain (eau chaude)
	Niveau de température :	Départ : 95°C Retour : 60°C
	Profil de cycles :	Journalier et saisonnier
Situation initiale	Phénomène étudié – Valeur du stockage/P2H	
Un réseau de chaleur urbain souhaite investir dans 2 chaudières biomasse afin d'atteindre un taux d'EnR&R de 60%, avec utilisation des 2 chaudières en hiver et d'une seule chaudière en été.	L'utilisation d'un stockage thermique permet d'investir dans une unique chaudière biomasse. L'objectif est d'utiliser la chaudière à sa puissance nominale en stockant les surplus d'énergie thermique lorsque la demande est faible puis de déstocker la chaleur lors de périodes où la chaudière est arrêtée, ou lorsque la demande est élevée.	
Technologies de stockage applicables	Technologies de P2H applicables	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eau chaude atmosphérique ▪ Technologie innovante (ex : latente ou thermochimique) 	N.A	
Hypothèses de modélisation		
<p>Bouquet de production La capacité de la biomasse est optimisée conjointement avec la capacité de stockage. La capacité de chaudière gaz est supposée être pré-dimensionnée pour garantir la sécurité d'approvisionnement en chaleur et couvrir la pointe de demande. Le dimensionnement du mix se fera avec une contrainte sur la part EnR&R de 60% au minimum.</p> <p>Technologies de stockage La chaleur stockée provient de la chaudière biomasse alimentant le réseau de chaleur avec de l'eau surchauffée, elle est disponible à 110°C.</p> <p>Deux familles de technologies de stockage sont considérées :</p> <ul style="list-style-type: none"> Technologies matures avec forte implantation au sol (eau chaude atmosphérique) Technologies innovantes avec faible implantation au sol et temps de déstockage court (paraffine, adsorbants) 		

La technologie de stockage d'eau chaude atmosphérique est choisie comme technologie pour le cas nominal. Les données technico-économiques utilisées pour la modélisation du stockage eau chaude atmosphérique prennent en compte un ΔT de 35°C (cf. Tableau 2).

Renforcement de réseau de chaleur urbain

Problématique : Comment éviter ou reporter les coûts de renforcement réseau en utilisant du stockage distribué ?

Stockage thermique ✓

Heat & Power

Bouquet de production

- Base : UIOM et Biomasse
- Semi-Base : UIOM et Biomasse
- Pointe : Chaudière gaz

Demande

Nature de la demande :	Réseau de chaleur urbain (eau chaude)
Niveau de température :	Départ : 90°C Retour : 60°C
Profil de cycles :	Journalier et saisonnier

Situation initiale

Un opérateur de réseau de chaleur urbain doit augmenter la capacité de fourniture d'énergie du réseau dont la demande de pointe augmente.

Phénomène étudié – Valeur du stockage/P2H

L'opérateur installe un stockage d'énergie (éventuellement à haute densité), distribué sur son réseau afin d'éviter les coûts de renforcement du réseau (équipements de production supplémentaires).
Le stockage est alimenté par le réseau en période creuse et sollicité en période de pointe.

Technologies de stockage applicables

- Eau chaude atmosphérique
- Technologie innovante (ex : latente ou adsorbants)

Technologies de P2H applicables

N.A

Hypothèses de modélisation

Bouquet de production

Le mix de production est pré-dimensionné, hors stockage, sur la base du besoin de chaleur incluant le raccordement des nouveaux consommateurs. La quantité de chaleur fatale provenant de l'UIOM est considérée comme fixe (non-optimisable). Suite à l'augmentation de la demande et saturation du réseau en pointe, seule la capacité de stockage est optimisée en arbitrage avec le renforcement du réseau.

Le dimensionnement du mix se fera avec une contrainte sur la part EnR&R de 60% au minimum.

La gestion du renforcement réseau se fera au moyen d'un modèle à 2 nœuds générique : un nœud « producteur », et un nœud « consommateur » (dont la demande augmente et sur lequel peut être placé un stockage), avec une capacité d'échange limitée entre les 2.

Technologies de stockage

La chaleur stockée provient du réseau de chaleur, elle est disponible à la température haute du réseau soit 90°C.

Deux familles de technologies de stockage sont considérées :

- | Technologies mature avec forte implantation au sol (eau chaude atmosphérique / sous pression)

| Technologies innovantes avec faible implantation au sol et temps de déstockage court (paraffine, adsorbants)

La technologie de stockage d'eau chaude atmosphérique est choisie comme technologie mature car la température chaude est limitée à 90°C. Avec une température froide de 60°C correspondant à la température de retour du réseau de chaleur les données technico-économiques utilisées pour la modélisation du stockage eau chaude pressurisée prennent en compte un ΔT de 30°C (cf. Tableau 2).

La famille de technologies innovantes avec faible implantation au sol est modélisée à partir d'un jeu de données technico-économiques offrant une densité énergétique plus élevée et un temps de déstockage plus court que l'eau chaude atmosphérique (cf. Tableau 2). La température de stockage est limitée par la source chaude à 90°C.

Power-to-heat et stockage pour un réseau de chaleur urbain

Problématique : Quelle est la compétitivité du power-to-heat, avec stockage de chaleur éventuel, pour alimenter les réseaux de chaleur urbains ?

Stockage thermique ✓

Heat & Power ✓

Bouquet de production

- Base : UIOM et Biomasse
- Semi-Base : UIOM et Biomasse
- Pointe : Chaudière gaz

Demande

Nature de la demande :

Réseau de chaleur urbain (eau chaude)

Niveau de température :

Départ : 70°C
Retour : 30°C

Profil de cycles :

Journalier et saisonnier

Situation initiale

Un bouquet de production classique (UIOM, biomasse et gaz) est opéré pour satisfaire la demande d'un réseau de chaleur urbain.

Phénomène étudié – Valeur du stockage/P2H

Des technologies de power-to-heat sont utilisées comme moyens de production de chaleur pour le réseau urbain dans l'optique de valoriser l'électricité disponible à bas prix.

Les technologies à haut rendement et CAPEX élevé sont utilisées pendant un nombre d'heures élevé. Les technologies à faible rendement et faible CAPEX sont utilisées sur les heures où l'électricité est la moins chère.

Une solution de stockage peut être couplée au système de power-to-heat pour maximiser le nombre d'heures où l'électricité à bas prix est valorisée.

Technologies de stockage applicables

- Eau chaude atmosphérique
- Stockage en sous-sol en champs de sondes

Technologies de P2H applicables

- Pompe à chaleur
- Chaudière électrique à résistance

Hypothèses de modélisation

Bouquet de production

La capacité de la biomasse est optimisée conjointement avec la capacité de P2H et de stockage. La capacité de chaudière gaz est supposée être pré-dimensionnée pour garantir la sécurité d'approvisionnement en chaleur et couvrir la pointe de demande. La quantité de chaleur fatale provenant de l'UIOM est considérée comme fixe (non-optimisable) et pourra faire l'objet d'une analyse de sensibilité.

Le dimensionnement du mix se fera avec une contrainte sur la part EnR&R de 60% au minimum. Le taux d'EnR&R de la chaleur produite des technologies P2H sera égal à $(COP - 1)/COP$.

Technologies de power-to-heat

Deux technologies de P2H sont considérées :

- | Pompe à chaleur
- | Chaudière à résistance

Les données technico-économiques de la pompe à chaleur données dans le Tableau 2 sont basées sur les hypothèses suivantes :

- | Une pompe à chaleur eau/eau
- | Source froide : effluent liquide à 20°C (ex : égouts, circuits de refroidissement de groupes froids, effluents de stations d'épuration)
- | Source chaude : Réseau de chaleur urbain avec une température de départ de 70°C.

Les données technico-économiques de la chaudière électrique données dans le Tableau 2 ne dépendent pas du contexte d'implantation et sont issues des valeurs standards pour ce type d'équipement. Les performances de l'équipement ne sont pas affectées par les niveaux de température en œuvre sur le réseau de chaleur.

Les coûts de transport de l'électricité sont pris en compte à hauteur de 15 €/MWh_e.

Technologies de stockage

Deux familles de technologies de stockage sont considérées :

- | Technologies adaptées aux cycles courts (eau chaude atmosphérique)
- | Technologies adaptées aux cycles longs (géothermie en champs de sondes)

La technologie de stockage d'eau chaude atmosphérique est choisie comme technologie mature car la température chaude est limitée à 70°C. Avec une température froide de 30°C correspondant à la température de retour du réseau de chaleur les données technico-économiques utilisées pour la modélisation du stockage eau chaude atmosphérique prennent en compte un ΔT de 40°C (cf. Tableau 2).

Pour tester la valeur d'un stockage en cycle longs, on modélise un stockage d'énergie en sous-sol par champs de sondes (Borehole Thermal Energy Storage) avec une température de stockage moyenne de 40°C. Lors du déstockage, l'énergie récupérée est utilisée pour préchauffer l'eau d'un moyen de production (chaudière). Le système est modélisé dans sa phase de régime permanent (tout le stock d'énergie est disponible), bien que la montée en puissance du système à 100% de sa capacité (montée en température de la roche par diffusion) puisse prendre plusieurs années.

Récupération de chaleur fatale sur un site industriel

<p>Problématique : Le stockage de chaleur peut-il favoriser la valorisation de chaleur fatale de procédés industriels et réduire les coûts de production pour satisfaire une demande discontinue sur des réseaux de chaleur industriels ?</p>	<p>Stockage thermique ✓</p>	
	<p>Heat & Power</p>	
<p>Bouquet de production</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Chaudière gaz ▪ Chaleur fatale issue d'un procédé industriel 		<p>Demande</p>
	<p>Nature de la demande :</p>	<p>Réseau de vapeur industriel</p>
	<p>Niveau de température :</p>	<p>Source de chaleur : 350°C Consommation de chaleur : 200°C</p>
	<p>Profil de cycles :</p>	<p>Horaire, journalier, et hebdomadaire</p>
<p>Situation initiale</p> <p>Au sein d'un site industriel (ex : éco-parc), des procédés industriels produisent de la chaleur fatale non valorisée et des chaudières gaz produisent de la vapeur pour un réseau de chaleur industriel dont la demande globale est discontinue.</p>		<p>Phénomène étudié – Valeur du stockage/P2H</p> <p>Un stockage thermique permet de valoriser la chaleur fatale industrielle sur le réseau de vapeur du site. Il permet également de réduire les investissements dans l'outil de production de chaleur (une chaudière de moyenne capacité au lieu de plusieurs petites) et de l'opérer au plus proche de son point nominal (meilleur rendement).</p>
<p>Technologies de stockage applicables</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Huiles sur lit de roche ▪ Technologie innovante (ex : réactions chimiques) 		<p>Technologies de P2H applicables</p> <p>N.A</p>
<p>Hypothèses de modélisation</p>		
<p>Bouquet de production</p> <p>La capacité de la chaudière gaz est fixe et dimensionnée à la pointe (équipement préexistant sur le site industriel).</p>		
<p>Technologies de stockage</p> <p>La chaleur stockée provient de la vapeur produite par l'unité de récupération de chaleur fatale industrielle, elle est disponible à une température de 350°C. Lorsqu'elle est déstockée, elle est consommée pour un usage industriel à une température de 200°C.</p> <p>Deux familles de technologies de stockage sont considérées :</p> <ul style="list-style-type: none"> Technologies les plus proches de la maturité commerciale (huiles sur lit de roche, sels fondus) Technologies de faible maturité, avec une densité énergétique plus élevée et un temps de décharge potentiellement plus court (réactions chimiques) <p>Les données technico-économiques utilisées dans la modélisation des technologies les plus matures sont celles de systèmes de stockage de chaleur sensible par des liquides (huiles sur lit de roche ou sels fondus). Ces données sont calculées pour un ΔT de 150°C (température chaude de 350°C et température froide de 200°C).</p>		

Les données technico-économiques utilisées dans la modélisation des technologies de faible maturité ne sont pas représentatives de technologies spécifiques, bien qu'elles pourraient être assimilées, en théorie, à du stockage par réaction chimique. Elles sont déterminées dans l'objectif de tester la valeur d'un système de stockage plus compact et plus rapide (temps de décharge très court) que le stockage sensible liquide.

Cogénération et stockage thermique sur un site industriel

Problématique : Quels gains peut apporter un stockage thermique sur les revenus de vente d'électricité d'une unité de cogénération ?

Stockage thermique ✓

Heat & Power

Bouquet de production

- Base : cogénération gaz
- Semi-base : cogénération gaz
- Pointe : chaudière gaz

Demande

Nature de la demande :

Demande de vapeur

Niveau de température :

Source de chaleur :
350°C
Consommation de
chaleur : 200°C

Profil de cycles :

Horaire, journalier, et
hebdomadaire

Situation initiale

Une unité de cogénération alimente une usine en vapeur et vend l'électricité produite sur le réseau.

Phénomène étudié – Valeur du stockage/P2H

L'unité de cogénération associée au stockage permet d'adapter le ratio production électricité / consommation de chaleur afin de vendre le plus d'électricité possible aux heures de prix élevé tout en satisfaisant la demande de vapeur du site. Pour cela elle utilise un stockage de chaleur (en général, stockage de chaleur en période de prix élevé de l'électricité et déstockage en période de bas prix).

Technologies de stockage applicables

- Huiles sur lit de roche
- Technologie innovante (ex : réactions chimiques)

Technologies de P2H applicables

N.A

Hypothèses de modélisation

Bouquet de production

L'étude du stockage porte sur une installation préexistante, dont les capacités de cogénération et chaudière gaz sont chacune supposées fixes à hauteur de la pointe de demande (soit 25 MW_{th} pour chaque unité). Le site industriel réalise donc des arbitrages cogénération / chaudière gaz en fonction du prix de l'électricité.

Technologies de stockage

La chaleur stockée provient de la vapeur produite par l'unité de cogénération, elle est disponible à une température de 350°C. Lorsqu'elle est déstockée, elle est consommée pour un usage industriel à une température de 200°C.

Deux familles de technologies de stockage sont considérées :

- | Technologies les plus proches de la maturité commerciale (huiles sur lit de roche, sels fondus)
- | Technologies de faible maturité, avec une densité énergétique plus élevée et un temps de décharge potentiellement plus court (réactions chimiques)

Les données technico-économiques utilisées dans la modélisation des technologies les plus matures sont celles de systèmes de stockage de chaleur sensible par des liquides (huiles sur lit de roche ou sels fondus). Ces données sont calculées pour un ΔT de 150°C (température chaude de 350°C et température froide de 200°C).

Les données technico-économiques utilisées dans la modélisation des technologies de faible maturité ne sont pas représentatives de technologies spécifiques, bien qu'elles pourraient être assimilées, en théorie, à du stockage par réaction chimique. Elles sont déterminées dans l'objectif de tester la valeur d'un système de stockage plus compact et plus rapide (temps de décharge très court) que le stockage sensible liquide.

Stockage thermique domestique (ECS) et flexibilité du système électrique français

Problématique : Quel est l'impact d'un mix de technologies de stockage thermique domestique hétérogène sur le pilotage de la demande électrique ECS et la flexibilité du système électrique français ?	Stockage thermique	✓
	Heat & Power	✓
Bouquet de production	Demande	
<ul style="list-style-type: none"> P2H uniquement 	Nature de la demande :	ECS pour un particulier (eau chaude)
	Niveau de température :	60-70°C
	Profil de cycles :	Journalier
Situation initiale	Phénomène étudié – Valeur du stockage/P2H	
Utilisation unique de ballons d'eau chaude à résistance (cumulus) pour la fourniture d'eau chaude sanitaire.	Pilotage de la consommation électrique pour le chauffage de l'eau de manière à réduire la pointe de consommation électrique nationale. Évolution du mix français de production d'ECS pour la part de la population utilisant l'électricité comme énergie primaire, incluant en particulier l'utilisation de chauffe-eau thermodynamique et de PAC résidentielles afin de réduire les OPEX de production d'ECS tout en valorisant l'électricité de réseau disponible à bas prix.	
Technologies de stockage applicables	Technologies de P2H applicables	
<ul style="list-style-type: none"> Voir technologies de P2H 	<ul style="list-style-type: none"> Ballon d'eau chaude électrique à résistance Ballon d'eau chaude thermodynamique (pompe à chaleur) 	
Hypothèses de modélisation		
Bouquet de production (technologie de power-to-heat) et technologie de stockage Le dimensionnement de la technologie de production de chaleur (P2H) est optimisé pour un foyer moyen, en prenant en compte un profil de consommation journalière d'ECS, une capacité de stockage d'ECS et une chronique des prix marginaux de l'électricité donnés. La capacité de stockage d'ECS sera supposée fixe, permettant de couvrir les besoins journaliers en ECS.		
Deux technologies de P2H en couplage avec un stockage d'eau chaude en ballon sont considérées : <ul style="list-style-type: none"> Pompe à chaleur (au sein d'un chauffe-eau thermodynamique, COP=1.5) Résistance électrique (au sein d'un cumulus à « effet Joule », rendement=0.6) 		
Pour la pompe à chaleur, on considère un système aérothermique dont la source froide est l'air ambiant extérieur. Les données technico-économiques utilisées pour la modélisation sont fournies en section 2.3.4. Le coefficient de performance du chauffe-eau thermodynamique varie sensiblement avec la température de la source froide, et donc de la température extérieure. De plus, des pertes aux parois du ballon (autodécharge) sont non négligeables. On considère une valeur moyenne sur l'année prenant en compte les performances		

réelles de l'équipement et l'autodécharge d'une valeur nominale de COP=1,5 qui pourra faire l'objet d'une analyse de sensibilité.

Les données technico-économiques utilisées pour la modélisation du cumulus à effet Joule sont fournies en section 2.3.4. Les pertes aux parois du ballon (autodécharge) sont également non négligeables et affectent le rendement énergétique global. On considère une valeur moyenne de rendement de 0,6 sur l'année.